



Flaring und Venting von Erdölbegleitgas

Aktuelle Entwicklung und Auswirkungen von Marginal Oil

Dezember 2015

era
energy
research
architecture

Flaring und Venting von Erdölbegleitgas

Aktuelle Entwicklung und Auswirkungen von Marginal Oil

Dezember 2015

era - energy research architecture

Verfasser:

Björn Pieprzyk

Paula Rojas Hilje

Erstellt im Auftrag von:

Verband der Deutschen Biokraftstoffindustrie e.V. (VDB)

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	3
2	Technischer Hintergrund	4
2.1	Was ist Erdölbegleitgas?	4
2.2	Was wird mit dem Begleitgas gemacht?	5
2.3	Wie viel Begleitgas wird genutzt, verbrannt oder abgelassen?	6
2.4	Warum wird Begleitgas verbrannt oder abgelassen?	6
3	Monitoring von Flaring und Venting	7
3.1	Flaring	7
3.2	Venting	10
4	Emissionen durch das Verbrennen und Ablassen von Begleitgas	12
5	Fazit und Ausblick	13
6	Quellenverzeichnis.....	16
7	Anhang	22

1 Zusammenfassung

Zusammen mit der Erdölproduktion werden große Gasmengen gefördert. Dieses Erdölbegleitgas enthält vor allem Methan und wird immer noch in großen Mengen nicht genutzt und nahe der Förderstelle abgebrannt (Flaring), direkt abgeblasen oder gelangt durch Leckagen in die Atmosphäre (Venting). Die weltweiten Abfackel (Flaring)-Mengen von Erdölbegleitgas sind zwischen 2005 bis 2010 um 15 % gesunken, verharren seitdem aber auf einem Niveau von etwa 140 Milliarden m³. Damit werden 260 Millionen Tonnen CO₂ emittiert. Der Flaring-Rückgang in Russland wird vor allem durch die wachsende Schieferöl-Förderung¹ in den USA kompensiert, durch die sich dort das Verbrennen von Begleitgas in den letzten zehn Jahren etwa verdreifacht hat.

Flaring ist nur die sichtbare kleine Eisbergspitze der Begleitgasemissionen, die mit Satelliten erfasst werden kann. Kaum erkennbar und viel größer sind dagegen die nicht verbrannten Methanemissionen der Erdölindustrie. Im Gegensatz zum Abfackeln wird Venting nicht global mit kontinuierlichen Satellitenmessungen kontrolliert, sondern nur mit Bodenmessungen, die zudem nur vereinzelt durchgeführt werden. Daher ist die tatsächliche Höhe der weltweiten Methanemissionen der Erdölindustrie unbekannt, obwohl dadurch wesentlich höhere THG-Emissionen als durch das Abfackeln des Begleitgases entstehen, weil so große Mengen Methan mit einem wesentlich höheren Klimaerwärmungsfaktor emittiert werden. Aufgrund der Messunsicherheiten ist die Bandbreite der Methanemissionen der Erdölproduktion mit 4 bis 100 Mrd. m³ sehr hoch, die einer Leckagerate von 0,1 bis 2,5 % (energetischer Anteil Methan an der Erdölproduktion) und Treibhausgasemissionen von 100 Millionen bis 2,4 Milliarden Tonnen CO_{2eq} entspricht. Jüngste regionale und lokale Messungen in den USA und Mexiko mit Hilfe von Flugzeugen und neuen Satellitentechnologien zeigen sehr hohe Methanleckagen der Erdöl- und Erdgasindustrie und belegen, dass die untere Bandbreite die Emissionen deutlich unterschätzt.

Während die Europäische Kommission in ihrem Well-to-Tank Report (Version 4.0) mit Flaring- und Venting-Emissionen von 2,8 g CO_{2eq}/MJ rechnet, bedeuten die Ergebnisse der neuen Studien eine Erhöhung dieser THG-Emissionen auf bis zu 19 g CO_{2eq}/MJ. Der durchschnittliche globale Referenzwert für Diesel- und Ottokraftstoffe erhöht sich damit auf über 100 g CO_{2eq}/MJ, 15 % mehr als in der Studie der EU-Kommission ausgewiesen. In Ländern mit hohen ungenutzten Erdölbegleitgasmengen wie Russland oder Nigeria steigt der Emissionswert durch die neuen Venting-Berechnungen sogar auf 127 bzw. 167 g CO_{2eq}/MJ, das sind 45 % bzw. 90 % mehr als bei der EU-Kommission belegt. Die Satellitenmessungen der Schieferöl-Gebiete in den USA ergeben Emissionswerte von 158 g CO_{2eq}/MJ Schieferöl. Die Emissionswerte von Erdöl aus diesen Gebieten liegen damit deutlich höher als die Emissionen von Kraftstoffen aus Teersand mit etwa 110 g CO_{2eq}/MJ.

¹ In dieser Untersuchung wird der Begriff Schieferöl für die englischen Begriffe *Shale oil* und *Tight oil* verwendet. Das ist im Gestein eingeschlossenes Erdöl, das mittels Hydraulic Fracturing gefördert wird.

Neben den CO₂- und Methanemissionen verursacht Flaring- und Venting weitere Schadstoffemissionen. Sie belasten die Umwelt mit toxischen Substanzen und wirken sich durch Rußemissionen (Black-Carbon) zusätzlich auf das Klima aus. In der Arktis haben die Flaring-Emissionen einen Anteil von 42 % an den gesamten Rußemissionen und verstärken so die Erwärmung dieser Region. Das hat außerdem globale Folgen durch auftauende Permafrostböden und freiwerdende gespeicherte Kohlenstoffmengen in den Böden.

Marginal Oil wird zu einem weiteren Anstieg von Flaring und Venting weltweit führen. Dabei wird der zunehmende Ausbau der Schieferöl-Produktion in den USA und anderen Regionen der Welt die größte Rolle spielen, da diese leichten Erdöle hohe Begleitgasmengen und eine hohe Anzahl von Bohrungen aufweisen. Aber auch andere marginale Erdölquellen, wie viele kleine Felder in abgelegenen Regionen und Tiefseevorkommen, werden Flaring und Venting verstärken. Die bestehenden gesetzlichen und administrativen Rahmenbedingungen waren bisher schon nicht in der Lage, Flaring und Venting nennenswert zu reduzieren und müssen für Marginal Oil deutlich verbessert werden. Ohne massives Gegensteuern wird der Öl- und Gassektor die am schnellsten wachsende Quelle von anthropogenen Methanemissionen in den kommenden Dekaden werden.

2 Technischer Hintergrund

2.1 Was ist Erdölbegleitgas?

Als Erdölbegleitgas („Associated Petroleum Gas“, APG) wird das Gas bezeichnet, das sowohl in gebundener Form (gelöst) direkt im Rohöl, als auch als Gas unmittelbar oberhalb des Ölfeldes vorkommt (Johnson und Coderre, 2012). Es gelangt durch die Erdölförderung an die Oberfläche und wird durch den damit verbundenen Druckabfall wieder gasförmig und verflüchtigt sich. Das Begleitgas kann an verschiedenen Stellen der Erdölförderung und –verarbeitung (Bohrloch, Speichertanks etc.) emittieren (siehe Abbildung 1 im Anhang, OGP, 2000).

Das Erdölbegleitgas besteht vor allem aus Methan und anderen Kohlenwasserstoffen wie Ethan, Propan und Butan – sowie geringen Mengen an Kohlendioxid (CO₂) und in manchen Fällen Schwefelwasserstoff und Stickstoff. Zusätzlich sind Edelgase und Schwermetalle im Gas enthalten. Die Bestandteile sind vor allem abhängig von der geografischen Lage sowie Art und Tiefe der Lagerstätte und können stark variieren. Der durchschnittliche Anteil an der Erdölproduktion bewegt sich daher in einer sehr großen Bandbreite zwischen 1 % (Saudi Arabien) und 40 % (Malaysia). Der Anteil des Begleitgases ist bei leichten Erdölen besonders hoch (z. B. über 30 % bei Schieferöl), während schwere Erdöle nur geringe Mengen Gas enthalten (Smith, 2014; IPCC, 2006). Die weltweit gesamte Begleitgasproduktion wird auf 510 bis 870 Milliarden m³ geschätzt (Bayer Technology

Services, 2011; Höglund-Isaksson, 2012). Das entspricht einem globalen durchschnittlichen Gas-Erdöl-Verhältnis von 10 bis 15 %².

2.2 Was wird mit dem Begleitgas gemacht?

Erdölbegleitgas wird entweder genutzt, abgefackelt oder in die Atmosphäre abgelassen (Johnson und Coderre, 2012).

1. Nutzung

Das Begleitgas kann in das Erdgasnetz eingespeist, vor Ort zur Energieerzeugung verwendet, zu LPG (Liquified Petroleum Gas, Flüssiggas) verflüssigt oder wieder in das Erdölfeld gepresst werden.

2. Abfackeln (Flaring)

Das Abfackeln des Begleitgases erfolgt durch spezielle Verbrennungsvorrichtungen, sogenannte Verbrennungsstäbe (Flare Sticks), und kann kontinuierlich, periodisch oder kurzzeitig vorkommen. Beim Verbrennen des Begleitgases entsteht vor allem CO₂.

3. Ablassen (Venting)

Mit Venting wird das gezielte Ablassen des Begleitgases bezeichnet. Dadurch entstehen sehr hohe Methanemissionen, da das Begleitgas unverbrannt in die Atmosphäre gelangt. Die Klimawirkung von Venting ist daher um ein vielfaches höher als beim Flaring, weil Methan einen 34-mal so hohen Klimaerwärmungsfaktor wie CO₂ hat.

Venting wird durchgeführt, wenn die Verbrennung oder Nutzung von überschüssigem Gas technisch bzw. wirtschaftlich nicht möglich ist, z. B. wenn die Gasmengen, der Gasdruck und der Heizwert zu unregelmäßig oder zu gering sind, um die Verbrennung instand zu halten (Ite und Ibok, 2013; Wells, 2014). Beispiele dafür sind:

- die Erdölreservoirs des Permian Basin in Texas und New Mexiko, wo horizontale Bohrungen zur Ausbeutung alter Erdölfelder eingesetzt werden (Wells, 2014). Das Permian Basin ist mit 1,8 Millionen Barrel/Tag das größte Erdölfördergebiet der USA, das bisher für die Schieferöl-Produktion nur eine geringe Rolle spielt (EIA, 2014), aber einen ebenso starken Anstieg der Erdölproduktion aufweist.
- Schwerstöl- und In-Situ-Teersandförderungen (Johnson und Coderre, 2011; EPA, 2011).
- Offshore- und Onshore-Erdölfelder in Aserbaidschan
- Ansammlung von Begleitgas zwischen Bohrrohr und Verschalung (Casinghead-Gas)

In dieser Studie umfasst Venting auch die Leckagen bei der Erdölförderung und -verarbeitung, wie z. B. bei Ölspeichertanks, Gasdehydrationsanlagen und pneumatischen Vorrichtungen.

² Auf das Gasgewicht bezogen. Damit ist die Erdölbegleitgasmenge so groß wie 15 bis 25 % der weltweiten Erdgasproduktion.

2.3 Wie viel Begleitgas wird genutzt, verbrannt oder abgelassen?

Die Unsicherheit bei der Erfassung der genutzten, abgefackelten und abgelassenen Erdölbegleitgasmenge ist sehr groß, da es zu wenig Messungen und damit belastbare Daten gibt, wie bereits die große Bandbreite der geschätzten Gesamtmengen zeigen (siehe Kapitel 2.1) (Höglund-Isaksson, 2012). Die seltenen Ausnahmen sind die Satellitenbilddatenauswertungen durch die NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration) für die Global Flaring Reduction Partnership der Weltbank und die detaillierten Messungen und Auswertungen von Johnson und Coderre (2011, 2012) über die Erdölbegleitgas Mengen in der kanadischen Provinz Alberta.

Insgesamt ergibt sich die folgende Aufteilung der Nutzung und Entsorgung von Erdölbegleitgas: Weltweit werden etwa zwei Drittel des Begleitgases genutzt und etwa ein Drittel abgebrannt oder abgelassen. Der Nutzungsgrad von Begleitgas ist weltweit sehr verschieden und reicht von 9 % im Irak bis zu 99 % in Norwegen (Höglund-Isaksson, 2012).

2.4 Warum wird Begleitgas verbrannt oder abgelassen?

Nur mit strengen gesetzlichen Auflagen, Kontrollen und ständiges Monitoring kann das Verbrennen und Ablassen des Erdölbegleitgases verhindert werden, weil folgende Gründe die wirtschaftliche Nutzung des Gases erschweren bzw. unmöglich machen (OGP, 2000; Buzcu-Guven et al., 2010; Bylin et al., 2010; Johnson und Coderre, 2011; Farina, 2011):

- Niedrige Gaspreise
- Hohe Investitionskosten, wenn insbesondere in abgelegenen Regionen oder auf dem Meer kein Gasnetz vorhanden ist, um das Begleitgas einzuspeisen und viele kleine Bohrungen den Anschluss an das Gasnetz erschweren
- Geringer bzw. stark schwankender CO₂-Zertifikatspreis
- Toxische Gaskomponenten (z. B. hoher Schwefelwasserstoffgehalt)
- Fehlende Absatzmärkte in der Nähe
- Häufig geologisch nicht möglich, das Erdgas wieder in das Erdölfeld zurückzupressen
- Politische Instabilität der Regionen, Unterbrechungen der Öl- und Gasförderung wegen sozialer Unruhen, die Investitionen gefährden (Nigeria)
- Monopolstrukturen, die die Einspeisung ins Gasnetz erschweren bzw. verhindern
- Hohe Kosten für die Verflüssigung des Gases

Durch diese Faktoren sind die Renditeaussichten für Nutzungsmaßnahmen ohne Einnahmen aus dem Verkauf von CO₂-Zertifikaten gering, wie die Abbildungen 2 und 3 im Anhang zeigen.

3 Monitoring von Flaring und Venting

3.1 Flaring

Die NOAA wertet für ihre Untersuchungen für die Global Flaring Reduction Partnership der Weltbank die nächtliche Lichtintensität von Begleitgasfackeln auf Satellitenbildern aus. Dafür werden die Lichtdaten mit lokalen Messungen kalibriert.

Die NOAA-Daten zeigen, dass die Abfackelungsmengen zwischen 2005 und 2010 um 15 % auf unter 140 Milliarden m³ (zwischen 16 und 28 % der weltweiten Erdölbegleitgasmenge) zurückgegangen und danach wieder leicht angestiegen sind. Vor allem die wachsende Schieferöl-Förderung in den USA ist für diese Trendumkehr verantwortlich. Dort hat sich innerhalb der vergangenen 10 Jahre die verbrannte und abgelassene Begleitgasmenge fast verdreifacht (EIA, 2014).

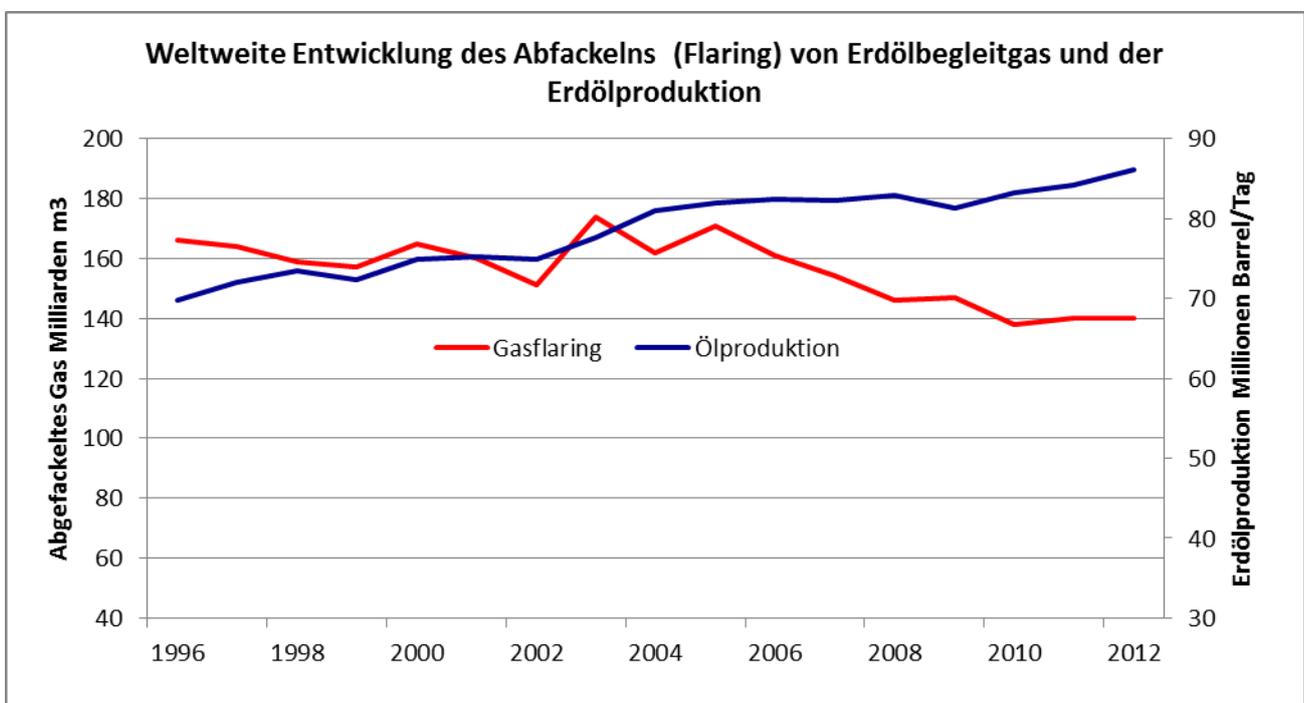


Abbildung 1: Weltweite Entwicklung des Abfackelns (Flaring) von Erdölbegleitgas (World Bank) und der Erdölproduktion. Hamso, 2014; BP, 2013.

Auch in einigen anderen Ländern wie Venezuela, Irak und Kanada wachsen die Flaring-Mengen. Durch diese Zunahme werden die kontinuierlichen Erfolge gesetzlicher Vorgaben in Russland kompensiert. Die globale Situation wird damit durch zwei Trends geprägt: Während vor allem ältere und große Erdölfelder mehr Begleitgas nutzen statt verbrennen, zeigt sich bei den vielen neuen und kleineren Erdölfeldern, insbesondere beim Schieferöl mit vielen erforderlichen Bohrungen, das genau gegensätzliche Bild. Die fehlende Infrastruktur für die Begleitgasnutzung führt dort zu hohen Flaring-Mengen und erschwert die wirtschaftliche Nutzung. Damit ist zu erwarten, dass durch die zunehmende Marginal Oil-Produktion Flaring und Venting wachsen wird. Marginal Oil-Felder liegen meistens in abgelegenen Gegenden, enthalten weniger Erdöl und müssen mit aufwendigen

Technologien erschlossen werden, die wie bei Fracking viele Bohrungen erfordern. Die Zunahme von Flaring bei abgelegenen neuen Feldern in Ostsibirien ist ein weiteres Indiz für diese Entwicklung (Kutepova et al., 2011).

Bisher konnten die Satelliten nur sehr große Fackeln erfassen und wurden durch Wolken und andere Lichtquellen gestört (Leifer et al., 2013). Seit 2011 wird Flaring mit einem neuen Satellitenmessverfahren, dem VIIRS (Visible Infrared Imaging Radiometer Suite) untersucht, das weniger Messprobleme und eine höhere Messgenauigkeit aufweist (Elvidge et al., 2014). Das vorläufige Ergebnis für 2012 liegt mit 165 Milliarden m³ Flaring-Menge deutlich höher als der NOAA-Wert von 140 Mrd. m³. Der Vergleich der VIIRS mit den NOAA-Werten zeigt (siehe folgende Abbildung und Tabelle 1 im Anhang), dass die einzelnen Länderergebnisse sich zum Teil deutlich unterscheiden. Die VIIRS-Werte für Irak, Venezuela, Algerien, Libyen und Mexiko sind fast dreimal so hoch wie bei NOAA-Weltbankdaten, die VIIRS-Werte für Russland um etwa 30 % geringer.

Die NOAA-Ergebnisse weichen zum Teil sehr stark von den statistisch erfassten Flaring-Mengen der einzelnen Staaten ab. Die russischen Daten, die von der Industrie gemeldet werden, sind zum Beispiel um zwei Drittel geringer (Kutepova et al, 2011; Knizhnikov, 2012). Es kann sich dabei um Kalibrierungsfehler der Satellitenbilder oder um zu geringe gemeldete Daten handeln, da nur wenig Bohrungen und Fackeln mit Messinstrumenten ausgerüstet sind (Kutepova 2013, Røland 2010).

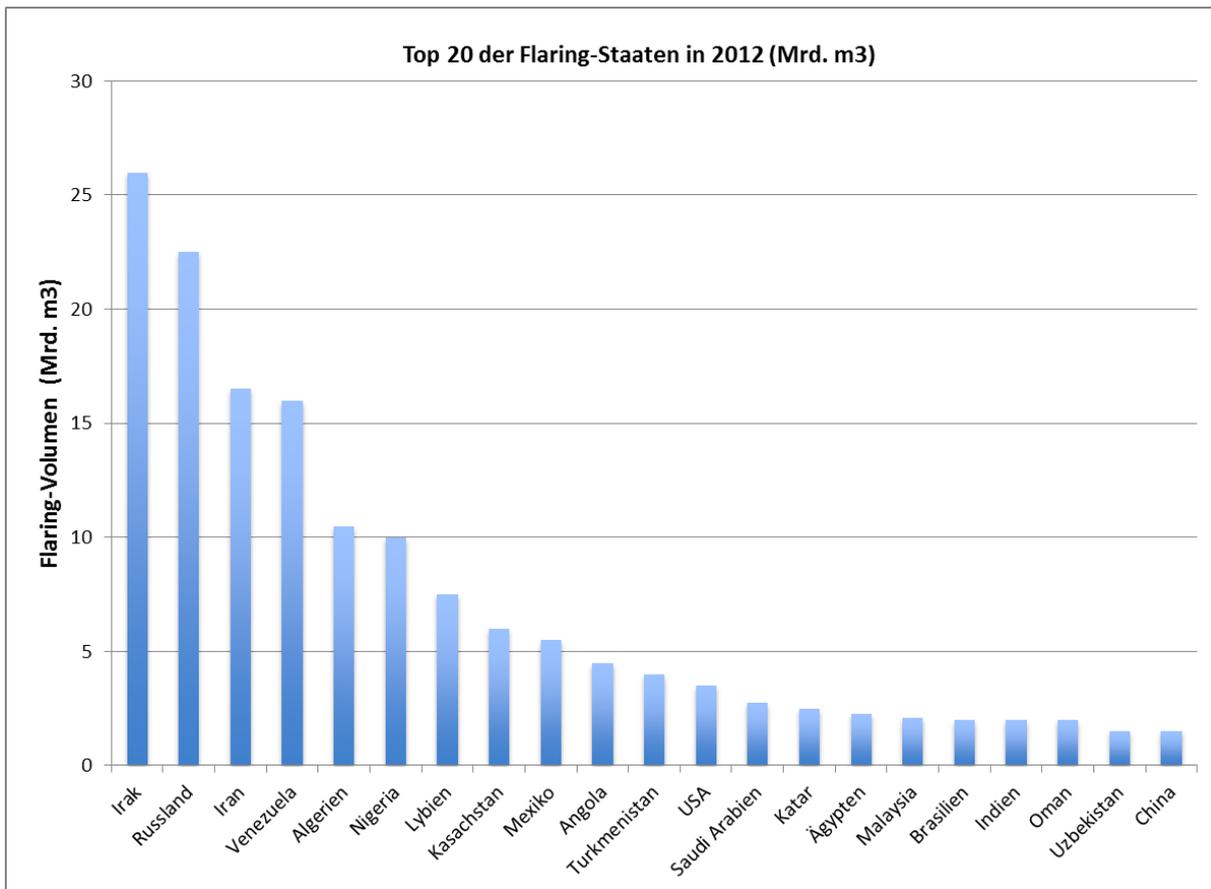


Abbildung 2: Weltweite Flaringmengen von Erdölbegleitgas mit VIIRS (Visible Infrared Imaging Radiometer Suite). Elvidge et al., 2014.

Flaring in der Erdgasproduktion

Bei den abgepackelten Gasmengen von NOAA handelt es sich vor allem um Erdölbegleitgas. Im Erdgassektor kommt zwar auch Flaring vor, aber in deutlich geringeren Mengen, z. B. aus Bohrtests oder Kondensationstanks für die flüssigen Bestandteile des Erdgases. Nach Schätzungen von Höglund-Isaksson betragen diese Mengen weltweit etwa 4 Milliarden m³, also nur 1/30 des abgepackelten Erdölbegleitgases. Es ist unsicher, wie viel davon von NOAA mit den Satellitenmessungen erfasst wird. Die NOAA-Werte für Russland, d. h. für mehr als ein Viertel aller Abfackelungsmengen, enthalten nur Erdölbegleitgas (Elvidge et al, 2007). Bei den restlichen drei Vierteln der Gesamtmenge ist auch Flaring der Gasindustrie enthalten, aber vermutlich nur in sehr geringen Anteilen. In der Gasindustrie wird eher kurzzeitig oder periodisch und weniger kontinuierlich Gas abgepackelt. So wird das Abfackeln eventuell nicht von den 40 bis 80 Messungen pro Jahr der NOAA erfasst. Die Emissionen der Kondensationstanks sollten dagegen der Erdölindustrie angerechnet werden, da die flüssigen Bestandteile des Erdgases für die Produktion von flüssigen fossilen Kraftstoffen verwendet werden. Insgesamt bilden damit die NOAA-Werte recht gut die weltweiten Flaring-Mengen ab. Die Abfackelungsmengen, die nur durch die Gaserzeugung entstehen, wie z. B. durch Bohrtests, machen nur wenige Prozent der gesamten Flaring-Menge des NOAA aus. Gleichzeitig müssen zu den NOAA-Mengen noch die russischen Flaring-Daten von Kondensationstanks hinzugezählt werden.

3.2 Venting

Während die abgebrannten Mengen des Erdölbegleitgases mit Hilfe von Satellitendaten relativ genau erfasst werden können, ist die Messung der Methanemissionen durch Venting wesentlich aufwendiger (Bylin, 2013). Die Erfassung der Methanemissionen wird vor allem dadurch erschwert, dass es sehr viele verschiedene Methanquellen und –senken gibt und diese global sehr heterogen verteilt sind (Ito und Inatomi, 2012; Bousquet et al., 2011). Methanemissionen können biogenen, thermogenen oder pyrogenen Ursprungs sein. Biogene Quellen umfassen anaerobe Milieus wie natürliche Feuchtgebiete und Reisfelder, sauerstoffarme Frischwasserreservoirs (Staudämme), Wiederkäuer und organische Abfälle (Gülle, Abwasser und Mülldeponien). Thermogenes Methan, das über Millionen von Jahren durch geologische Prozesse entstanden ist, wird durch die Förderung von Erdgas, Erdöl und Kohle und durch Vulkane frei. Pyrogenes Methan entsteht durch die unvollständige Verbrennung von Biomasse und fossilen Kraftstoffen (Ciais et al., 2013). Insgesamt werden weltweit zwischen 700 und 1.200 Milliarden m^3 Methan pro Jahr emittiert, davon sind zwischen 50 und 70 % anthropogenen Ursprungs (Ciais et al., 2013; Bousquet et al., 2011). Die Bandbreite der Methanemissionen der gesamten fossilen Energieproduktion (Öl, Gas und Kohle) ist ebenfalls sehr groß und liegt zwischen 107 bis 171 Milliarden m^3 (Ciais et al., 2013).

Trotz mehrerer Jahrzehnte Forschung ist die weltweite Methanbilanzierung sehr fehlerhaft (Nisbet et al., 2014), Klimaexperten bezeichnen sie als "ill-quantified" („schlecht quantifiziert“, van Amstel, 2012). Das betrifft besonders die Methanemissionen der Erdölgewinnung, die im Gegensatz zum Flaring mit Satelliten, d. h. dem Top-Down-Ansatz, nur mit grober Auflösung gemessen werden können. Die maximale Genauigkeit beträgt zurzeit $10,5 \times 10,5 \text{ km}$, so dass die Satellitenbilder nur die kumulierten Emissionen verschiedener biogener, thermogener oder pyrogener Quellen erfassen, ohne diese getrennt identifizieren und lokalisieren zu können (Leifer et al., 2013). Mit Satelliten kann damit der Anteil der Erdölförderung am gesamten Methanausstoß nicht berechnet werden. Die Satellitendaten müssen dafür mit bodennahen Messungen mit Hilfe von Fahrzeugen, Messtürmen, Flugzeugen und Drohnen verglichen werden (Bottom-Up-Ansatz), die aber nur vereinzelt vorliegen (Bergamaschi et al., 2013; Leifer et al., 2013; Karion et al., 2013; Wecht et al., 2014a; Nisbet et al., 2014). Trotz des großen Datendefizits sinken die Budgets für das Monitoring von Methanemissionen (Nisbet et al., 2014). Damit ist auch der Bottom-Up-Ansatz erschwert. Die wenigen vorliegenden Bottom-Up-Studien verwenden Meldungen der Erdölindustrie, Einzelmessungen und Erfahrungswerte einzelner Regionen, um diese auf globale Werte hochzurechnen. Die Bandbreite dieser Bottom-Up-Ergebnisse ist mit 4 bis 96,5 Mrd. m^3 sehr hoch. Sowohl die untere Bandbreite als auch die obere Bandbreite sind Hochrechnungen auf die weltweite Erdölproduktion:

- **Der untere Wert** ist eine Hochrechnung von Daten der OGP (International Association of Oil & Gas Producers) auf die globale Erdölproduktion (Berechnung des **JEC-Konsortiums der EU-Kommission** für den Well-to-Tank Report, Version 4.0; Edwards et al., 2013).
- **Der obere Wert** ist eine Hochrechnung von kanadischen Messergebnissen auf die globale Erdölproduktion (Berechnung des **IIASA (International Institute for Applied Systems Analysis)** für das GAINS-Modell; Höglund-Isaksson, 2012b).

Trotz der großen Unsicherheit gibt es viele Hinweise, dass die untere Bandbreite die globalen Methanemissionen der Erdölindustrie deutlich unterschätzt:

- **Große Datenlücken in den Emissionsstatistiken der Erdölindustrie**

Die OGP-Daten basieren auf den Meldungen seiner Mitglieder, die aber nur etwa 30 % der weltweiten und 10 % der Erdölproduktion der Länder der ehemaligen Sowjetunion abdecken (Edwards et al., 2013). Damit sind die statistischen Lücken besonders in den hohen Flaring-Regionen besonders groß, so dass viele sehr große Methanemittenten in der OGP-Statistik nicht auftauchen, wie z. B. Aserbaidschan, mit über eine Milliarde Kubikmeter Methan durch Venting (SOCOR, 2007). Durch diese Menge würde der JEC-Wert bereits um ein Viertel steigen, obwohl Aserbaidschan nur etwa 1 % des weltweiten Erdöls produziert. Die Erdölindustrie gibt selber zu, dass die Venting-Emissionen die größte Unsicherheit bei der THG-Bilanz aufweisen (IPIECA et al., 2009).

- **Sehr hohe Methanleckageraten bei neuesten Vor-Ort-Messungen**

Jüngste regionale und lokale Messungen in den USA und Mexiko mit Hilfe von Flugzeugen und neuen Satellitentechnologien zeigen sehr hohe Methanemissionen der Erdöl- und Erdgasindustrie:

- 10 % Leckagerate (gemittelt) bei Schieferöl in den Bakken und Eagle Ford Feldern, d. h. 100 g Methan/m³ Erdöl (Satellitendatenanalyse in 2014 der Universität Bremen zusammen mit der Universität Maryland und dem Centre for Ecology and Hydrology der UK mit SCIAMACHY -Scanning Imaging Absorption Spectrometer for Atmospheric Cartography; Schneising et al., 2014)
- 4 % Leckagerate im Großraum von Los Angeles (Peischl et al., 2013)
- 6,2 bis 11,7 % Leckagerate im Bundesstaat Utah der USA (Karion et al., 2013)
- Bodennahe Messungen und Vergleich mit Satellitendaten bei Erdölfeldern im Süden der USA und alten Erdölfelder in Kalifornien und Mexiko, die EOR (Enhanced Oil Recovery)-Techniken mit Gasinjektion verwenden (Leifer et al., 2013)
- Messungen mit Drohnen über Schieferöl-Gebieten der USA (Caulton et al., 2014).

- **Sehr hohe IPCC-Default-Werte für Methanemissionen der Erdölproduktion**

- Der IPCC-Default-Wert für Entwicklungsländer ist mit 41 g Methan/m³ Erdöl (Leckagerate 4 %) mehr als 50-mal so hoch wie der durchschnittliche globale JEC-Wert mit 0,8 g Methan/m³ Erdöl (Leckagerate 0,1 %; Schwietzke et al., 2014b; IPCC, 2006). Die Leckage von etwa 2 % des IASA-Wertes erscheint daher als globaler Durchschnitt plausibel.
- Schon mit den niedrigen Default-Werten des IPCC ergeben sich weltweit über 70 Mrd. m³ Methan und damit eine ähnliche Größenordnung wie der IASA-Wert (Schwietzke et al., 2014b).

- **Methanwert der Erdölindustrie in der EDGAR-Datenbank der Europäischen Kommission fünfmal so hoch wie JEC-Konsortium:** Der Methanwert für die globale Ölindustrie der

Emissions Database for Global Atmospheric Research (EDGAR) der Europäischen Kommission beträgt 23 Mrd. m³ gegenüber 4 Mrd. m³ des JEC (Schwietzke et al., 2014b).

4 Emissionen durch das Verbrennen und Ablassen von Begleitgas

Das Verbrennen und Ablassen von Erdölbegleitgas verursacht vielfältige Luftschadstoffemissionen, deren Zusammensetzung von mehreren Faktoren abhängt (Buzcu-Guven et al., 2010; Johnson und Coderre, 2012):

- Zusammensetzung des Begleitgases
- Entsorgungsweg: Abfackeln oder Ablassen
- Verbrennungseffizienz der Fackel

Beim Abfackeln entstehen neben Kohlendioxid auch Luftschadstoffe wie Feinstaub in Form von Ruß, unverbranntes Erdöl und Kohlenmonoxide (besonders wenn der Brennwert des Brenngases niedrig ist) sowie potentiell andere Nebenprodukte aus der unvollständigen Verbrennung. Wenn das rohe Brenngas Schwefelwasserstoff (H₂S) enthält, kann auch Schwefeldioxid (SO₂) entstehen.

Die Rußemissionen sind nicht nur eine toxische Belastung für die Umwelt, sondern wirken sich auch auf das Klima aus. In der Arktis verursacht Flaring 42 % der gesamten Rußemissionen (Black-Carbon) und verstärkt so die Erwärmung dieser Region und den globalen Klimawandel durch auftauende Permafrostböden und freiwerdende Bodenkohlenstoffmengen (Stohl et al., 2013). Die Schadstoffemissionen haben neben den Klimawirkungen weitere signifikante negative Auswirkungen auf die Umwelt, die Beschäftigten der Erdöl- und Erdgasindustrie und - falls vorhanden - auf die lokale Bevölkerung mit entsprechenden negativen Gesundheitsfolgen (Donner und Winter, 2012).

Da Methan die Hauptkomponente von Erdölbegleitgas ist, setzt das direkte Venting eine signifikante Menge Methan zusammen mit H₂S und flüchtigen organischen Verbindungen (VOC) in die Atmosphäre frei. Weil Methan ein 34-mal höheres Klimaerwärmungspotential als CO₂ hat, sind dadurch die Treibhausgasemissionen wesentlich höher als beim Verbrennen des Begleitgases (Johnson und Coderre, 2012).

Durch die in Kapitel 2.3 beschriebenen Flaring- und Venting-Mengen von Erdölbegleitgas entstehen weltweit folgende Treibhausgasemissionen:

- Verbrennen (Abfackeln) des Begleitgases: 270 Millionen Tonnen CO₂.
- Ineffizientes Abfackeln (unvollständige Verbrennung): 26 bis 881 Millionen Tonnen CO_{2eq}. Die Annahme dafür ist neben dem Default-Wert für die Abfackelungseffizienz der US-Environmental Protection Agency (EPA AP-42) in Höhe von 99 % außerdem eine deutlich

schlechtere Effizienz von 75 % (d.h. 25% des Begleitgases gelagen unverbrannt in die Atmosphäre), um die Auswirkung dieses Faktors auf die Gesamtemissionen darzustellen³.

- Venting und Leckagen: 100 bis 2.400 Millionen Tonnen CO_{2eq}.

Für die spezifischen Emissionen von fossilen Kraftstoffen ergeben sich dadurch folgende Werte:

- Verbrennen (Abfackeln) des Begleitgases: 1,45 g CO_{2eq}/MJ
- Methanemissionen durch unvollständiges Abfackeln: 0,14 - 4,77 g CO_{2eq}/MJ
- Venting und Leckagen: 0,5 g - 12,78 CO_{2eq}/MJ
- Die gesamte Bandbreite der THG-Emissionen durch Flaring und Venting beträgt dadurch 2 bis 19 g CO_{2eq}/MJ.

Der durchschnittliche globale Referenzwert für Erdöl erhöht sich mit der oberen Bandbreite auf über 100 g CO_{2eq}/MJ (Emissionen der Förderung, Transport, Verarbeitung und Kraftstoffverbrennung = Well to Wheel - WTW). Das bedeutet einen Anstieg von 15 % gegenüber dem WTW-Wert der JEC-Studie von fossilem Diesel. In Ländern mit hohen ungenutzten Erdölbegleitgasmengen wie Russland oder Nigeria steigt der Emissionswert durch die neuen Venting-Berechnungen sogar auf 127 bzw. 167 g CO_{2eq}/MJ, das sind 45 % bzw. 90 % mehr als der JEC-Wert. Die Satellitenmessungen der Schieferöl-Gebiete in den USA ergeben Emissionswerte von 158 g CO_{2eq}/MJ. Die Emissionswerte von Erdöl aus diesen Gebieten liegen damit deutlich höher als die Emissionen von Kraftstoffen aus Teersand mit etwa 110 g CO_{2eq}/MJ.

5 Fazit und Ausblick

Nachdem Flaring und Venting fünf Jahre lang zurückgegangen sind, ist der Trend seit zwei Jahren durch die wachsende Schieferöl-Förderung in den USA wieder gegenläufig. Auch in einigen anderen Ländern wie Venezuela, dem Irak und Kanada wachsen die Flaring-Mengen. Durch diese Zunahme werden die kontinuierlichen Erfolge in Russland in den vergangenen beiden Jahren kompensiert. Die globale Situation wird damit durch zwei Trends geprägt. Während vor allem ältere und große Erdölfelder mehr Begleitgas nutzen statt verbrennen, zeigt sich bei den vielen neuen und kleineren Erdölfeldern, insbesondere beim Schieferöl, die viele Bohrungen erfordern, das genau gegensätzliche

³ Untersuchungen zeigen, dass der EPA-Default-Wert (EPA AP-42) von 99 % für die Verbrennungseffizienz der Fackeln zu hoch ist. Auswertungen der EPA von experimentellen Studien und Test zeigen, dass viele Faktoren die Verbrennungseffizienz beeinflussen und zu einer Bandbreite von unter 60 % bis 100 % führen können (OAQPS, 2012). Faktoren für die Flare-Effizienz sind v. a. Seitenwind, Ausgangsgeschwindigkeit, Gaszusammensetzung und Heizwert (Cid-Vázquez und Rodríguez-Tovar, 2013). Fallstudien für zwei große Fackeln zeigen eine Flaring-Effizienz von 95 % (Willis et al., 2013). Ein 95%-Wert wird als Default-Wert auch für andere Untersuchungen verwendet (Wells, 2012; Keesom et al., 2012).

Bild. Die fehlende Infrastruktur für die Begleitgasnutzung führt zu hohen Flaring-Mengen und erschwert die wirtschaftliche Nutzung. Damit ist zu erwarten, dass durch die zunehmende Marginal Oil Produktion Flaring und Venting zunehmen wird. Marginal Oil Felder liegen meistens in abgelegenen Gegenden, enthalten weniger Erdöl und müssen mit aufwendigen Technologien erschlossen werden, die wie bei Fracking viele Bohrungen erfordern. Die Zunahme von Flaring bei abgelegenen neuen Feldern in Ostsibirien ist ein weiteres Indiz für diese Entwicklung.

Hinzu kommt ein weiteres Problem, dass sowohl Marginal Oil als auch die konventionelle Erdölförderung betrifft und bisher vernachlässigt wurde: Methanemissionen durch gezieltes Ablassen von Begleitgas (Venting) oder Leckagen. Wie hohe Methanemissionen dadurch verursacht werden, ist nicht bekannt, weil die Erfassung wesentlich aufwendiger als bei Flaring ist. Dadurch sind die Dunkelziffer und die Bandbreite groß. Die jüngsten lokalen Messungen geben Hinweise, dass die bisherigen Schätzungen viel zu gering waren. Weitere Untersuchungen sind daher notwendig, um ein genaueres Bild zu bekommen. Für Marginal Oil ist Venting genauso wie Flaring besonders relevant. Wenn weniger Begleitgas genutzt wird, wird wahrscheinlich nicht nur mehr Gas abgebrannt sondern auch mehr abgelassen und durch Leckagen emittiert. Eine höhere Anzahl von Bohranlagen für Marginal Oil erschwert Maßnahmen zum Kontrollieren und Verhindern von Leckagen, weil dadurch mehr potenzielle Leckagequellen entstehen. Außerdem wird bei der Teersand- und Schwerölförderung viel Begleitgas direkt abgelassen.

Hinzu kommen die Flaring- und Venting-Emissionen der Gaskondensatproduktion, die der Erdölproduktion angerechnet werden müssen. Damit muss ein Teil der Emissionen der Gaserzeugung den fossilen Kraftstoffen zugewiesen werden. Das betrifft insbesondere die sehr hohen Methanleckagen der Kondensationstanks. Aber auch für die Leckagen der Gasbohrung muss eine anteilige Allokation auf fossile Kraftstoffe stattfinden. Durch die zunehmende weltweite Schiefer Gas-Produktion steigen diese Emissionen und stellen damit auch eine Auswirkung von Marginal Oil dar.

Mehrere Herausforderungen müssen daher bewältigt werden, um einen weiteren Anstieg von Flaring und Venting zu verhindern. Zunächst müssen die Messungen der Emissionen quantitativ und qualitativ verbessert werden. Bislang wird nur ein Bruchteil der Treibhausgaswirkung von Flaring und Venting erfasst, obwohl sie einen Anteil von bis zu 5 % an den gesamten globalen Klimagasemissionen haben können. Daher müssen Messeinrichtungen an allen möglichen Leckageorten vorgeschrieben und kontinuierlich durch unabhängige Prüfinstitutionen überwacht werden. Die verlässliche, genaue und kontinuierliche Erfassung der Flaring- und Venting-Mengen ist die Grundvoraussetzung dafür, dass gesetzliche Regelungen ihr Ziel erreichen. Ohne zu wissen, wie viel Gas abgefackelt, abgelassen oder durch Leckagen emittiert wird, sind Reduktionsziele wirkungslos.

Die Herausforderungen für rechtliche Maßnahmen und Monitoring wachsen durch die zunehmende Nutzung von Marginal Oil gewaltig. Die bestehenden gesetzlichen und administrativen Rahmenbedingungen waren bisher schon nicht in der Lage, Flaring und Venting nennenswert zu reduzieren. Die aktuellen Bemühungen werden in den Regionen mit den größten Emissionen (v. a. Russland und Nigeria) durch das Fehlen von effizienten Flaring- und Venting-Gesetzen, Transparenz, unabhängigen und adäquat ausgestatteten Regulierungsbehörden, einem akkuraten und regelmäßigen Flaring-Berichtssystem und durch weit verbreitete Korruption gebremst (Olivier et al.,

2012; Otiotio, 2013). Marginal Oil wird diese Situation verschärfen: die Flaring- und Venting-Quellen in abgelegenen Orten steigen enorm an. Mit einem politisch geregelten Umfeld hat dies in den USA zu einer Vervierfachung der Flaring-Mengen innerhalb von fünf Jahren geführt. Was wird in den politisch instabilen Regionen durch Marginal Oil passieren? Ohne massives Gegensteuern wird der Öl- und Gassektor, wie von der Organisation Ceres erwartet, die am schnellsten wachsende Quelle von anthropogenen Methanemissionen in den kommenden Dekaden werden.

6 Quellenverzeichnis

Bader, W.; Bovy, B.; Wecht, K.; Hase, F. und Mahieu, E.: Seeking for causes of recent methane increase: Comparison between GEOS-Chem tagged simulations and FTIR column measurements above Jungfrauoch. Universität von Liège, Belgien; Harvard Universität, Massachusetts und Karlsruhe Institute of Technology, Deutschland.

Bayer Technology Services (2011): Schluss mit dieser Abfackelei. In: Technology Solutions, 1/2011.

Bergamaschi, P.; Houweling, S.; Segers, A.; Krol, M.; Frankenberg, C.; Scheepmaker, RA.; Dlugokencky, E.; Wofsy, SC.; Kort, EA.; Sweeney, C. et al. (2013): Atmospheric CH₄ in the first decade of the 21st century: Inverse modeling analysis using SCIAMACHY satellite retrievals and NOAA surface measurements. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 118: 7350–7369.

Bousquet, P.; Ringeval, B.; Pison, I.; Dlugokencky, EJ.; Brunke, EG.; Carouge, C.; Chevallier, F.; Fortems-Cheiney, A.; Frankenberg, C.; Hauglustaine, DA. et al. (2011): Source attribution of the changes in atmospheric methane for 2006–2008. *Atmos. Chem. Phys.*, 11: 3689–3700.

British Petroleum (2013): Statistical Review of World Energy 2013.

Burrows, JP.; Buchwitz, M.; Bovenmann, H.; Schneising, O. und Reuter, M.: Passive Satellite Remote Sensing Methane and Carbon Dioxide: Methane and Carbon Dioxide: From SCIAMACHY towards CarbonSat and CarbonSat Constellation. Institute of Environmental Physics (IUP) Universität Bremen FB1, Bremen, Deutschland.

Butenhoff, CL.; Rice, AL.; Röger, FH.; Teama, DG.; Khalil, MAK. und Rasmussen, R: Isotopic constraints on the decadal trends of global methane emissions favor increasing fossil fuel emissions over recent decades. Dept. of Physics, Portland State University, Portland, Oregon.

Buzcu-Guven, B.; Harriss, R. und Hertzmark, D. (2010): Gas Flaring and Venting: Extent, Impacts, and Remedies. James A. Baker III Institute for Public Policy, Rice University, Texas, September 2010.

Bylin, C. (2013): Methane and Black Carbon Emissions from the Global Oil and Gas Industry. U.S. Environmental Protection Agency, 31 Januar 2013.

Bylin, C.; Schaffer, Z.; Goel, V.; Robinson, D.; do N. Campos, A. und Borensztein, F. (2010): Designing the Ideal Offshore Platform Methane Mitigation Strategy. Society of Petroleum Engineers.

Canadian Association of Petroleum Producers (2002): Estimation of Flaring and Venting Volumes from Upstream Oil and Gas Facilities. Alberta, Kanada, Mai 2002.

Caulton, Dana R.; Shepson P. ; Cambaliza M. ; McCabe, D.; Baum, E.; Stirm, B. (2014), Methane Destruction Efficiency of Natural Gas Flares Associated with Shale Formation Wells, *Environ. Sci. Technol.*, 48, 9548–9554, 2014.

Ciais, P.; Sabine, C.; Bala, G.; Bopp, L.; Brovkin, V.; Canadell, J.; Chhabra, A.; DeFries, R.; Galloway, J.; M. Heimann, M. et al. (2013): Carbon and Other Biogeochemical Cycles. In: Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Stocker, T.F.; D. Qin; G.-K. Plattner; M. Tignor; S.K. Allen; J. Boschung; A. Nauels; Y. Xia; V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

Climate and Clear Air Coalition (CCAC) (2013): Climate and Clean Air Coalition to Reduce Short-Lived Climate Pollutants. Scientific Advisory Panel 2013 Annual Science Update, September 2013.

Columbia Climate Center und The Global Network for Climate Solutions: Mitigating Methane Emissions from Natural Gas and Oil Systems. The GNCS factsheets.

Cui, S. (2007): Identification and Quantification of Emissions Reduction Opportunities at Oil & Natural Gas Facilities. Environmental Engineering Technology Center of China National Petroleum Corporation, 2007 M2M Expo, Okt. 30 - Nov. 1, Beijing, China.

Cid-Vázquez, AL. und Rodríguez-Tovar, DN. (2013): Assessment of flare stack efficiency of emission control of greenhouse gases in oil and gas industry. *International Journal of Information Technology and Business Management*, Vol.15 No.1, 29 Juli 2013.

Donner, S. und Winter, A. (2012): Das Abfackeln (gas flaring) und Ablassen (gas venting) von Begleitgasen bei der Erdölförderung. Infobrief WD 8 – 3010 – 047/12, Deutscher Bundestag.

Edwards, R.; Larivé, JF.; Rickeard, D. und Weindorf, W. (2013): Well-to-Tank Report Version 4.0. Jec Well-to-Wheels Analysis. Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Powertrains in the European Context. Joint Research Centre, European Commission, Ispra, Italien.

El-Houjeiri, HM.; McNally, S. und Brandt, AR. (2013): Oil Production Greenhouse Gas Emissions Estimator OPGEE v1.1 DRAFT A . User guide & Technical documentation. Universität Stanford, California, 23.02.2013.

Elvidge CD.; Baugh, K.; Zhizhin, M. und Hsu, FC. (2012): Satellite Data Estimation of Gas Flaring Volumes. NOAA National Geophysical Data Center Boulder, Colorado, 12 Juli 2012.

Elvidge, CD.; Baugh, KE.; Pack, DW.; Milesi, C. und Erwin EH. (2007): A Twelve Year Record of National and Global Gas Flaring Volumes Estimated Using Satellite Data. Final Report to the World Bank, 30 Mai 2007.

EPA (2012): Parameters for Properly Designed and Operated Flares. OAQPS (U.S. EPA Office of Air Quality Planning and Standards). Report for Flare Review Panel, April 2012.

EPA (2011): Install Compressors to Capture Casinghead Gas. Partner Reported Opportunities (PRO) for Reducing Methane Emissions Fact Sheet No. 702.

EPA (2006): Global Mitigation of Non-CO₂ Greenhouse Gases. Washington, Juni 2006.

Johnson, MR. und Coderre, AR. (2011): An Analysis of Flaring and Venting Activity in the Alberta Upstream Oil and Gas Industry. *J. Air & Waste Manage. Assoc.* 61: 190–200. doi: 10.3155/1047-3289.61.2.190.

Johnson, MR und Coderre, AR. (2012): Compositions and Greenhouse Gas Emission Factors of Flared and Vented Gas in the Western Canadian Sedimentary Basin. *Journal of the Air & Waste Management Association*, 62(9): 992-1002.

Farina, MF. (2011): Flare Gas Reduction. Recent global trends and policy considerations. GE Energy.

GGFR (2013): Best practices for evaluating and reducing emissions from oil and gas production. An evaluation of flare gas reduction opportunities. GGFR Initiative. Vortrag von B. Svensson, Methane Expo, Vancouver, Kanada, Mai 12-15, 2013.

Glancy, RP. (2013): Quantifying Fugitive Emission Factors from Unconventional Natural Gas Production Using IPCC Methodologies. IGES, Hayama, Japan.

Höglund-Isaksson L (2012): Global anthropogenic methane emissions 2005–2030: Technical mitigation potentials and costs. *Atmos. Chem. Phys.*, 12, 9079–9096, 2012.

Höglund-Isaksson L. (2012b): Supplementary material to: Global anthropogenic methane emissions 2005-2030: Technical mitigation potentials and costs. Detailed descriptions of estimations by sector. International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Österreich.

IIGCC; INCR und IGCC: Controlling fugitive methane emissions in the oil and gas sector. Gemeinsame Stellungnahme des Institutional Investors Group on Climate Change (IIGCC), des Investor Network on Climate Risk (INCR) und des Investors Group on Climate Change (IGCC).

IPCC (2006): IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Chapter 4: Fugitive Emissions.

IPIECA; API und Concawe (2009): Addressing uncertainty in oil and natural gas industry greenhouse gas inventories. Technical considerations and calculation methods. Vorbereitet vom LEVON Group, LLC and URS Corporation, September 2009.

Ishisone, M.: Gas Flaring in the Niger Delta: The potential benefits of its reduction on the local economy and environment.

Ite, AE. und Ibok, UJ.(2013): Gas Flaring and Venting Associated with Petroleum Exploration and Production in the Nigeria's Niger Delta. *American Journal of Environmental Protection*, 2013, Vol. 1, No. 4, 70-77.

Ito, A. und Inatomi, M. (2012): Use of a process-based model for assessing the methane budgets of global terrestrial ecosystems and evaluation of uncertainty. *Biogeosciences*, 9: 759–773.

Karion, A., et al. (2013), Methane emissions estimate from airborne measurements over a western United States natural gas field, *Geophys. Res. Lett.*, 40, doi:10.1002/grl.50811.

Kearns, J. und Armstrong, K. (2000): Flaring and venting in the oil and gas exploration and production industry. An overview of purpose, quantities, issues practices and trends. International Association of Oil and Gas Producers (OGP), Januar 2000.

Keesom, B.; Blieszner, J. und Unnasch, S. (2012): EU Pathway Study: Life Cycle Assessment of Crude Oils in a European Context. Jacobs Consultancy, Alberta, Kanada, März 2012.

Kirschke, S.; Bousquet, P.; Ciais, P.; Saunio, M.; Canadell, J.G.; Dlugokencky, E.J.; Bergamaschi, P.; Bergmann, D.; Blake, D.R.; Bruhwiler, L. et al. (2013): Three decades of global methane sources and sinks. *Nature Geoscience*, 6, Oktober.

Knizhnikov, A. (2012): Associated petroleum Gas (APG) utilization in Russia: Issues and prospects. Global Forum, London, 24-25 October 2012.

Kostiuk, L.; Johnson, M. und Thomas, G. (2004): University of Alberta Flare Research Project. Final Report. November 1996-September 2004.

Kutepova, E.A. (2013): A Balance of Interests. Associated Petroleum Gas 2013 International Conference Results. Moskau, 10. April 2013.

Kutepova, E.A.; Knizhnikov, A.Y. und Kochi, K.V. (2011): Associated Gas Utilization in Russia: Issues and Prospects. Annual Report, Issue 3, WWF-Russia-KPMG, Moskau, Russland.

Leifer, I.; Culling, D.; Schneising, O.; Farrell, P.; Buchwitz, M. und Burrows, J.P. (2013): Transcontinental methane measurements: Part 2, Mobile surface investigation of fossil fuel industrial fugitive emissions. *Atmospheric Environment* 74: 432-441.

Maksyutov, S.; Machida, T.; Sasakawa, M.; Koyama, Y.; Saeki, T.; Shimoyama, K.; Glagolev, M.; Kim, H.S.; Inoue, G.; Arshinov, M. et al.: Tropospheric methane and carbon dioxide over West Siberia: Observation data analysis, surface flux inventories and transport modeling. Top-down approach to estimation of the regional carbon budget in West Siberia.

Malins, C.; Galarza, S.; Baral, A.; Brandt, A.; El-Houjeiri, H.; Howorth, G.; Grabiell, T. und Kodjak, D. (2014): Upstream Emissions of Fossil Fuel Feedstocks for Transport Fuels Consumed in the European Union. The International Council on Clean Transportation (ICCT), Washington D.C.

Myhre, G.; Shindell, D.; Bréon, F.M.; Collins, W.; Fuglestedt, J.; Huang, J.; Koch, D.; Lamarque, J.F.; Lee, D.; Mendoza, B. et al. (2013): Anthropogenic and Natural Radiative Forcing. In: Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

Nisbet, E.G.; Dlugokencky, E.J. und Bousquet, P. (2014): Methane on the Rise Again. *Science*, 343: 493.

North Dakota Industrial Commission (2013): North Dakota Monthly Gas Production and Sales, North Dakota Monthly Oil Production Statistics. North Dakota Drilling and Production Statistics. <https://www.dmr.nd.gov/oilgas/stats/statisticsvw.asp> (Stand 01.10.2013).

Olivier, JGJ.; Janssens-Maenhout, G. und Peters, JAHW. (2012): Trends in global CO₂ emissions, 2012 Report. PBL Netherlands Environmental Assessment Agency, Den Haag/Bilthoven, Niederlande.

Ostler, A.; Sussmann, R.; Rettinger, M.; Deutscher, NM.; Dohe, S.; Hase, F.; Jones, N.; Palm, M. und Sinnhuber, BM. (2014): Multi-station intercomparison of column-averaged methane from NDACC and TCCON: Impact of dynamical variability. *Atmos. Meas. Tech. Discuss.*, 7, 6743–6790.

O’Sullivan, F. und Paltsev, S. (2012): Shale gas production: potential versus actual greenhouse gas emissions. *Environmental Res. Lett.* 7(4): 044030. (alles zitiert in CCAC 2013)

Otiotio (2013): Gas Flaring Regulation In The Oil And Gas Industry: A Comparative Analysis of Nigeria and Texas Regulations. University of Tulsa College of Law, Mai 2013.

Peischl, J.; Ryerson, TB.; Brioude, J.; Aikin, KC.; Andrews, AE.; Atlas, E. et al. (2013): Quantifying sources of methane using light alkanes in the Los Angeles basin, California. *American Geophysical Union*, doi: 10.1002/jrgd.50413.

Papaioannou, I. (2012): Gas Flaring reduction challenges in EBRD’s countries of operation. Global Forum, London, Oktober 24 & 25, 2012.

Røland, TH. (2010): Associated Petroleum Gas in Russia. Reasons for non-utilization. Fridtjof Nansen Institute, Lysaker, Norwegen.

Salmon, R. und Logan A. (2013): Flaring up: North Dakota Natural Gas Flaring More Than Doubles in Two Years. Ceres, Boston, Juli 2013.

Saunier, S. (2013): Best Practices to reduce methane emissions from arctic oil and gas production. Carbon Limits, 14 März 2013.

Schneising, O.; Burrows, JP.; Dickerson, RR.; Buchwitz, M.; Reuter, M. und Bovensmann, H. (2014): Remote sensing of fugitive methane emissions from oil and gas production in North American tight geologic formations. *Earth’s Future*, 2, doi:10.1002/2014EF000265.

Schwietzke, S.; Michael Griffin, W.; Scott Matthews, H. und Bruhwiler, LMP. (2014a): Natural Gas Fugitive Emissions Rates Constrained by Global Atmospheric Methane and Ethane. *Environ. Sci. Technol.* 2014, 48, 7714-7722.

Schwietzke, S.; Michael Griffin, W.; Scott Matthews, H. und Bruhwiler, LMP. (2014b): Global Bottom-Up Fossil Fuel Fugitive Methane and Ethane Emissions Inventory for Atmospheric Modeling. *ACS Sustainable Chem. Eng.* 2014, 2, 1992–2001.

Simpson, IJ.; Andersen, MPS.; Meinardi, S.; Bruhwiler, L.; Blake, NJ.; Helmig, D. und Blake, DR. (2012): Long-term Decline of Global Atmospheric Ethane Concentrations and Implications for Methane. *Nature*, 488 (7412): 23.08.2012, 490-494.

SOCAR (2007): Recovery of vented gas at the «Guneshli» oil field in Azerbaijan. Clean Development Mechanism Project Design Document (CDM-PDD).

Sprigg Geobiology Centre of the Environment Institute: Fugitive gas emission determination: Baseline studies and monitoring during operations. University of Adelaide, Australia.

Stohl, A.; Klimont, Z.; Eckhardt, S.; Kupiainen, K.; Shevchenko, VP.; Kopeikin, VM. und Novigatsky, AN. (2013): Black carbon in the Arctic: The underestimated role of gas flaring and residential combustion emissions. *Atmos. Chem. Phys.*, 13, 8833–8855, 2013.

United States Government Accountability Office (GAO) (2010): Federal oil and gas leases. Opportunities exist to capture vented and flared natural gas, which would increase royalty payments and reduce greenhouse gases. Report to Congressional Requesters, Oktober 2010.

U.S. Environmental Protection Agency. Overview of the Oil and Natural Gas Industry.
<http://www.epa.gov/gasstar/basic-information/index.html>

Van Amstel, A. (2012): Methane. A review. *Journal of Integrative Environmental Sciences*, 9: sup1, 5-30.

Wecht, KJ.; Jacob, DJ.; Sulprizio, MP.; Santoni, GW.; Wofsy, SC.; Parker, R.; Bösch, H. und Worden, J. (2014a): Spatially resolving methane emissions in California: Constraints from the CalNex aircraft campaign and from present (GOSAT, TES) and future (TROPOMI, geostationary) satellite observations. *Atmos. Chem. Phys.*, 14: 8173–8184.

Wecht, KJ.; Jacob, D.; Turner, A.; Sulprizio, M. und Masaakkers, B. (2014b): Mapping of North America methane emissions with high spatial resolution using satellite and aircraft data. NASA Air Quality Applied Sciences Team, Harvard University, AQAST Meeting, 17 Juni 2014.

Wells, D. (2012): Condensate Tank Emissions. Colorado Department of Public Health and Environment, Denver, Colorado.

Willis, J.; Checkel, D.; Handford, D.; Shah, A. und Joiner, M. (2013): Flare Efficiency Estimator and Case Studies. Water Environment Research Foundation (WERF), Alexandria, Virginia.

7 Anhang

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Änderung von 2011 to 2012	Prozentuale Änderung zw. 2011-2012
Russland	52,3	42	46,6	35,6	37,4	34,8	-2,6	-7%
Nigeria	16,3	15,5	14,9	15	14,6	14,7	0,1	1%
USA	2,2	2,4	3,3	4,6	7,1	11,6	4,5	63%
Iran	10,7	10,8	10,9	11,3	11,4	10,7	-0,7	-6%
Irak	6,7	7,1	8,1	9	9,4	10,3	0,9	10%
Algerien	5,6	6,2	4,9	5,3	5	4,9	-0,1	-2%
Kasachstan	5,5	5,4	5	3,8	4,7	4,6	-0,1	-2%
Venezuela	2,2	2,7	2,8	2,8	3,5	4,3	0,8	23%
Saudi Arabien	3,9	3,9	3,6	3,6	3,7	3,9	0,2	5%
Angola	3,5	3,5	3,4	4,1	4,1	3,8	-0,3	-7%
Libyen	3,8	4	3,5	3,8	2,2	3,2	1	45%
Kanada	2	1,9	1,8	2,5	2,4	3,0	0,6	25%
Indonesien	2,6	2,5	2,9	2,2	2,2	2,5	0,3	14%
China	2,6	2,5	2,4	2,5	2,6	2,1	-0,5	-19%
Oman	2	2	1,9	1,6	1,6	2,1	0,5	31%
Mexiko	2,7	3,6	3	2,8	2,1	2,0	-0,1	-5%
Ägypten	1,5	1,6	1,8	1,6	1,6	2,0	0,4	25%
Qatar	2,4	2,3	2,2	1,8	1,7	1,8	0,1	6%
Uzbekistan	2,1	2,7	1,7	1,9	1,7			
Malaysia	1,8	1,9	1,9	1,5	1,6	1,5	-0,1	-6%
Gesamt Top 20	132	124	127	118	121	123,8	2,8	2%
Rest der Welt	22	22	20	20	19	18	-1	-5%
Globales Flaring	154	146	147	138	140	144	4	3%

Tabelle 1: Entwicklung von Flaring 2007 bis 2012 in Mrd. m³. GGFR Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR).

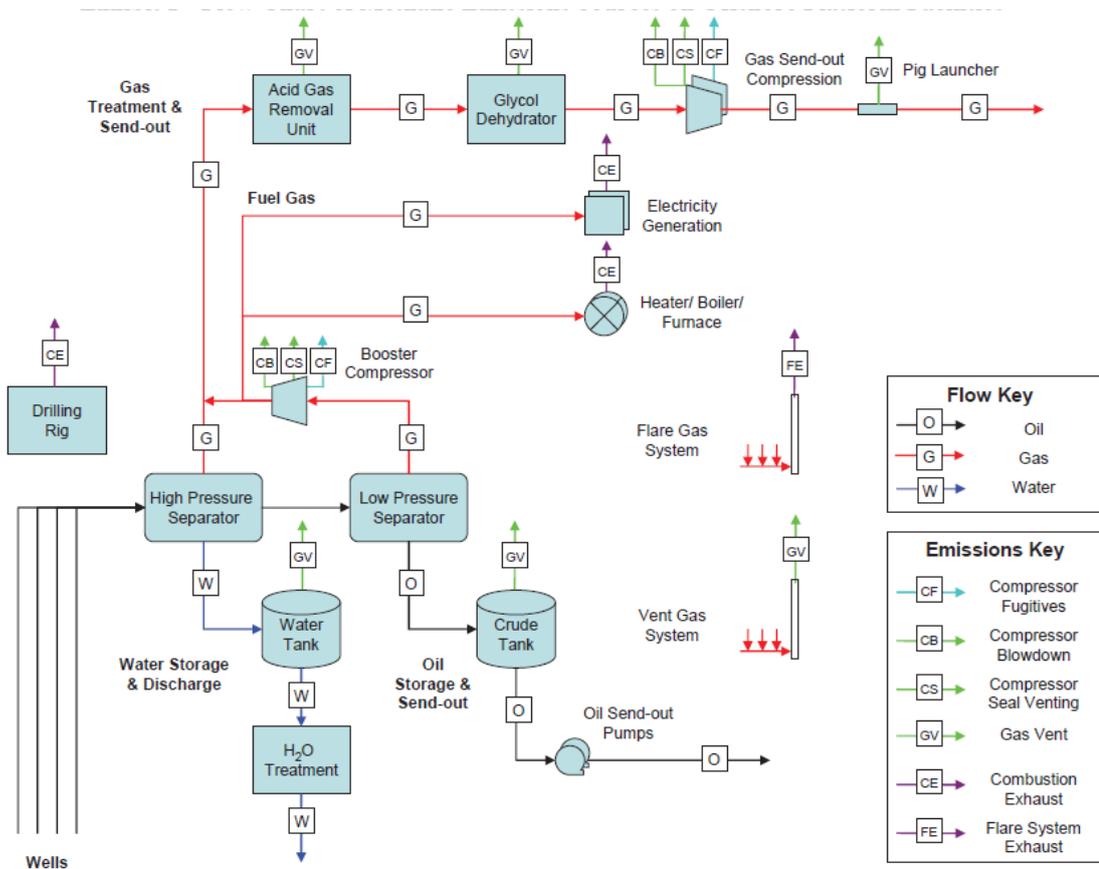


Abbildung 1: Quellen für Methanemissionen auf einer Offshore-Plattform. Bylin et al. 2010.

Example of Nigerian Flare Gas Economics

Internal Rate of Return

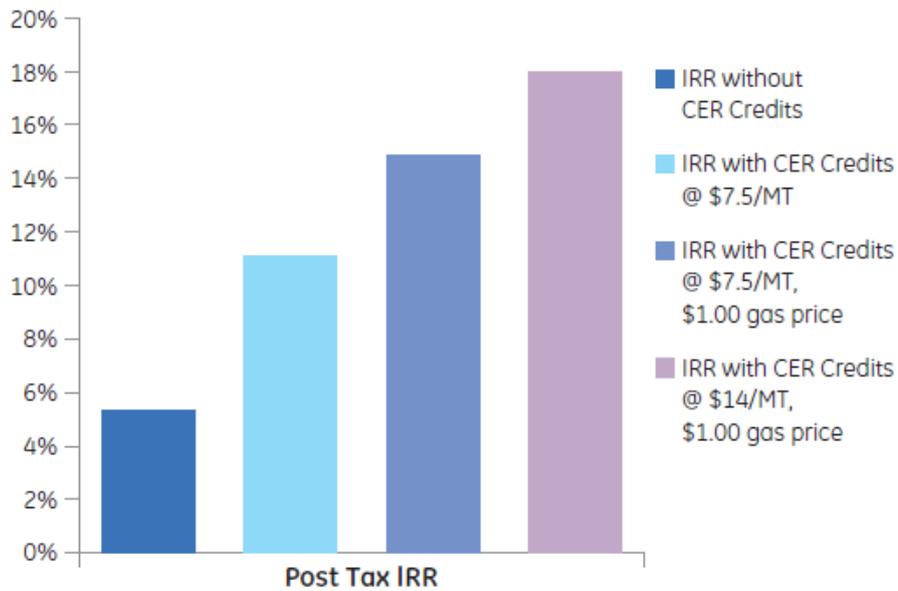


Abbildung 2: Ökonomische Bewertung von Flaring-Vermeidungsmaßnahmen in Nigeria. Farina 2011

	Country/Year/Name				
	Indonesia 2007 Tambun	Qatar 2007 Al-Shaheen	Nigeria 2008 PanOcean	China 2009 Tarim	Nigeria 2010 Utumu
Flare Gas Use: Bcm/y	0.1	1.6	1.3	0.2	0.2
Flare Gas Use: MMcf/d	12.6	150.0	130.0	19.7	16.0
CO ₂ e Total Emissions Reduced: MMT	3.9	17.5	26.3	2.4	2.6
CO ₂ e Annual Emissions Reduced: MMT	0.4	2.4	2.6	0.3	0.3
Capex \$US Million	\$30	\$260	\$302	\$32	\$30
\$Capex/CO₂e Annually Reduced	\$77	\$106	\$115	\$110	\$117
\$/MCM Flare Gas Use	\$84	\$60	\$81	\$56	\$65
\$/MMcf of Flare Gas Use	\$2.42	\$1.73	\$2.32	\$1.62	\$1.87
CER Price – \$US/MtCO ₂	\$15	\$6.5	\$7.5	\$10	\$11
IRR Without Credits (Post Tax)	-30.4%	9.7%	5.4%	11.8%	4.5%
IRR With Credits (Post Tax)	6.1%	16.0%	11.2%	19.7%	22.4%
Technology	Mini LPG Plant, Pipeline	Processing, NGL, and Pipeline	Processing, NGL, and Pipeline	Processing, NGL, and Pipeline	Processing, NGL, and Pipeline

Figure 21: Flare gas project economics from recent CDM submissions
Source: UNFCCC CDM program, GE Energy calculations.

Abbildung 3: Ökonomische Bewertung von Flaring-Vermeidungsmaßnahmen in verschiedenen Staaten. Farina 2010.