

Endbericht zum Gutachten

Energie- und Klimabilanz von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten im Vergleich zu anderen Energiequellen

für Team Ewen im Rahmen des InfoDialog Fracking

erstellt durch

Uwe R. Fritsche, Öko-Institut (bis 31.3.2012); IINAS (ab 1.4.2012)

Jana Herling, Öko-Institut (bis 31.3.2012); RP Darmstadt (ab 1.4.2012)

externe Reviewer:

Dr. Werner Zittel, LBST

Dr. Niels Jungbluth, ESU-services GmbH

Darmstadt, Mai 2012

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	ii
Abbildungsverzeichnis	iii
1 Einleitung und Überblick	1
2 Grundlagen und Datenbasis für die Lebensweganalysen	2
2.1 Festlegung der Systemgrenzen	5
2.2 Daten und Modellierung: Unkonventionelles Erdgas	5
2.3 Daten und Modellierung: Konventionelles Erdgas	9
2.4 Daten und Modellierung: Erneuerbares Methan	10
2.5 Internes review der Datenbasis	10
3 Ergebnisse der Lebenswegbilanzierung	11
3.1 Ergebnisse für 2010	12
3.1.1 Energiebilanzen für 2010	12
3.1.2 Treibhausgasbilanzen für 2010	13
3.1.3 Emissionsbilanzen für Luftschadstoffe in 2010	14
3.2 Ergebnisse für 2030	16
3.2.1 Energiebilanzen für 2030	16
3.2.2 Treibhausgasbilanzen für 2030	17
3.2.3 Emissionsbilanzen für Luftschadstoffe in 2030	18
3.3 Ergebnisse der erneuerbaren Gas-Prozesse im Vergleich zu Strom aus Schiefergas und anderem Strom in 2030	19
3.4 Exkurs: Ergebnisse einer groben Kostenanalyse	23
3.5 Belastbarkeit der Ergebnisse	25
Literatur	26
Abkürzungsverzeichnis	30
Anhang	31
A-1 Kernfragen zum Datenbedarf für Fracking	31
A-2 Datengrundlagen zu den fossilen Prozessketten	33
A-3 Datengrundlagen zu Prozessketten für erneuerbares Methan	35
A-4 Tabellenanhang	38

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Kenndaten der Schiefergasförderung in Deutschland	6
Tabelle 2	Abgeleitete Bandbreiten zur Schiefergasförderung in Deutschland für die Modellierung in GEMIS.....	7
Tabelle 3	Bandbreiten zum Energiebedarf für Bohrungen bei der Schiefergasförderung in Deutschland für die Modellierung in GEMIS	7
Tabelle 4	Bandbreiten zum Stoffaufwand für Bohrungen bei der Schiefergasförderung in Deutschland für die Modellierung in GEMIS	8
Tabelle 5	Emissionen aus der Förderung und Aufbereitung von Erdgas in Deutschland	39
Tabelle 6	Emissionen aus der Förderung und Aufbereitung von Erdgas in Russland.....	40
Tabelle 7	Emissionen aus der Förderung und Aufbereitung von Erdgas in den Niederlanden	41
Tabelle 8	Emissionen aus der Förderung und Aufbereitung von Erdgas in Norwegen	42
Tabelle 9	Emissionen aus der Förderung und Aufbereitung von Erdgas in Algerien.....	43
Tabelle 10	Herstellung von SNG aus Holz durch Vergasung und Methanisierung.....	44
Tabelle 11	Herstellung von SNG aus Holz durch Vergasung und Methanisierung	45
Tabelle 12	Primärenergiebilanzen in 2010	46
Tabelle 13	THG-Bilanzen in 2010	47
Tabelle 14	Luftschadstoffbilanzen in 2010	48
Tabelle 15	Primärenergiebilanzen in 2030	49
Tabelle 16	THG-Bilanzen in 2030	50
Tabelle 17	Luftschadstoffbilanzen in 2030	51
Tabelle 18	Primärenergiebilanzen für Strom aus erneuerbarem Methan, Schiefergas und anderem Strom in 2030	52
Tabelle 19	THG-Bilanzen für Strom aus erneuerbarem Methan, Schiefergas und anderem Strom in 2030	52
Tabelle 20	Luftschadstoffbilanzen für Strom aus erneuerbarem Methan, Schiefergas und anderem Strom in 2030	53
Tabelle 21	Flächenbilanzen für Strom aus erneuerbarem Methan, Schiefergas und anderem Strom in 2030	53

Tabelle 22	Kostenbilanzen für Strom aus erneuerbarem Methan, Schiefergas und anderem Strom in 2030.....	54
------------	--	----

Abbildungsverzeichnis

Bild 1	Prinzip von Lebenswegen – Beispiel Öl.....	2
Bild 2	Prinzip von Lebenswegen – Kopplungen von Energie- und Stoffflüssen.....	3
Bild 3	GEMIS als Datenbasis für Energie- und Umweltanalysen.....	4
Bild 4	Primärenergiebilanzen in 2010.....	12
Bild 5	THG-Bilanzen in 2010.....	13
Bild 6	Luftschadstoffbilanzen in 2010.....	15
Bild 7	Primärenergiebilanzen in 2030.....	16
Bild 8	THG-Bilanzen in 2030.....	17
Bild 9	Luftschadstoffbilanzen in 2030.....	18
Bild 10	Primärenergiebilanzen für Strom aus erneuerbarem Methan, Schiefergas und anderem Strom in 2030.....	19
Bild 11	THG-Bilanzen für Strom aus erneuerbarem Methan, Schiefergas und anderem Strom in 2030.....	20
Bild 12	Luftschadstoffbilanzen für Strom aus erneuerbarem Methan, Schiefergas und anderem Strom in 2030.....	21
Bild 13	Flächenbilanzen für Strom aus erneuerbarem Methan, Schiefergas und anderem Strom in 2030.....	22
Bild 14	Kostenbilanzen für Strom aus erneuerbarem Methan, Schiefergas und anderem Strom in 2030.....	24
Bild 15	Konversationspfad der thermo-chemischen Biomethanherzeugung.....	36

1 Einleitung und Überblick

Im Rahmen des InfoDialog Fracking erstellte das Öko-Institut ein Gutachten für team ewen zur „Energie- und Klimabilanz von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten im Vergleich zu anderen Energiequellen“ und kooperierte hierbei mit LBST (Dr. Zittel) und ESU-services GmbH (Dr. Jungbluth), die als externe Reviewer tätig waren.

Das Gutachten sollte Aussagen darüber treffen, wie die Gasförderung aus unkonventionellen Lagerstätten – wie von ExxonMobil in Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen geplant – im Hinblick auf die bilanzierten Umweltaspekte¹ im Vergleich zu anderen Energiequellen abschneidet.

Aufgrund des zum April 2012 vollzogenen Wechsels von Uwe Fritsche, der seitens des Öko-Instituts als Projektleiter für das Vorhaben zuständig war, zur neuen Forschungseinrichtung IINAS wird das Vorhaben durch IINAS abgeschlossen, die administrative Abwicklung bleibt jedoch beim Öko-Institut.

Dieser Endbericht wird vom Öko-Institut in Kooperation mit IINAS vorgelegt.

Im Kapitel 2 werden die Grundlagen für Lebensweganalysen und die verwendete Datenbasis dargestellt, d.h. die Frage der Methodik, der Systemgrenzen und der verwendeten Daten behandelt.

Das Kapitel 3 gibt die wichtigsten Ergebnisse der durchgeführten Bilanzierungen wieder getrennt für die Bezugsjahre 2010 (Kapitel 3.1) sowie 2030 (Kapitel 3.2), es enthält einen Exkurs zu Kostenaspekten der untersuchten Systeme (Kapitel 3.3) und diskutiert die Belastbarkeit der Ergebnisse (Kapitel 3.4).

Ein Literatur- und Abkürzungsverzeichnis rundet den Bericht ab, im Anhang sind detailliertere Informationen zur Datengrundlage sowie die tabellarischen Ergebnisse aufgenommen.

¹ Die vorliegende Studie ist keine Ökobilanz im Sinne von DIN/ISO, sondern eine Lebensweganalyse zur vergleichenden Bilanzierung ausgewählter Umweltaspekte.

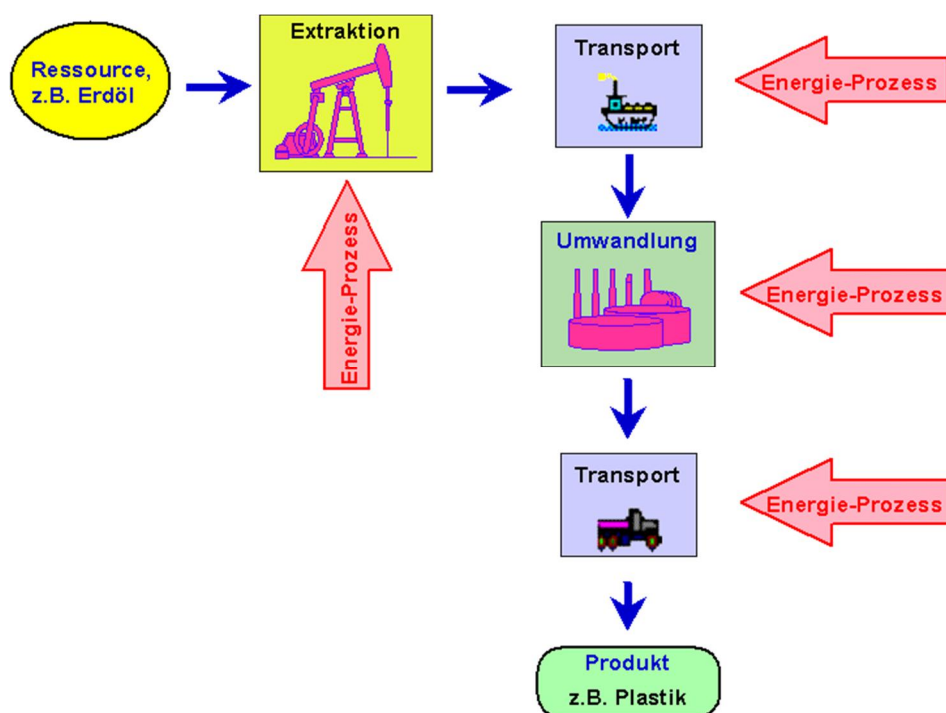
2 Grundlagen und Datenbasis für die Lebensweganalysen

Für die umfassende Bilanzierung des Energieeinsatzes und von Umweltaspekten wie z.B. Emissionen von Treibhausgasen (THG) und Luftschadstoffen müssen nicht nur die direkten Energie- und Stoffeinsätze erfasst werden, sondern **komplette „Lebenswege“** von der Primärenergie- und Rohstoffgewinnung bis zur Nutzung des Energieträgers und zudem Hilfsenergien und Materialaufwand zur Herstellung von Anlagen und Transportsystemen einbezogen werden sowie die Entsorgung.

Diese Lebenswege beginnen bei der Förderung und umfassen die primäre Aufbereitung, den Transport sowie die weitere Verarbeitung von Energieträgern bis zur Sekundär- bzw. Endenergiestufe.

Auf **jeder** Stufe der Prozesskette können Umwelteffekte entstehen: bei der Energie- und Stoffbereitstellung sowie den Transporten (siehe folgendes Bild).

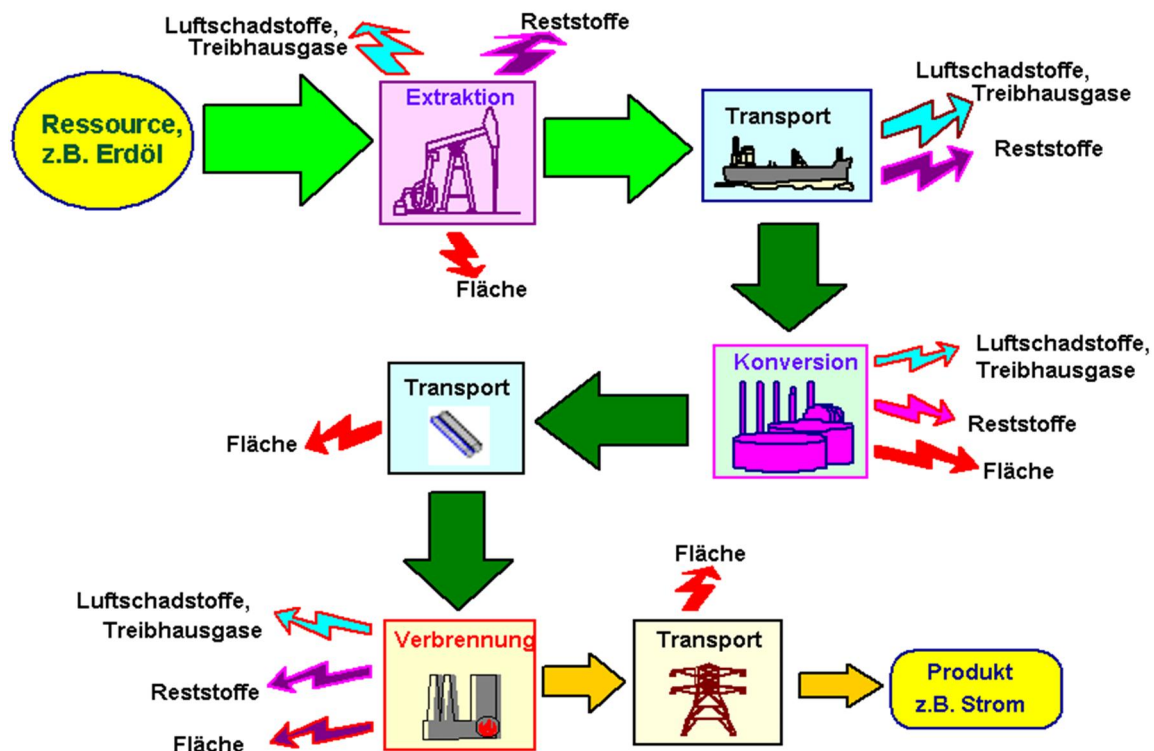
Bild 1 Prinzip von Lebenswegen – Beispiel Öl



Quelle: eigene Darstellung des Öko-Instituts

Zudem gilt, dass auch Hilfsenergien Umwelteffekte bewirken (über andere Energieprozessketten) und somit **nicht einfach linear** berechnet werden können. Auch **Stoffvorleistungen** (z.B. zur Herstellung) müssen einbezogen werden sowie **Kopplungen** zwischen Energie- und Stoffflüssen, wie das folgende Bild zeigt.

Bild 2 Prinzip von Lebenswegen – Kopplungen von Energie- und Stoffflüssen



Quelle: eigene Darstellung des Öko-Instituts

Die Kompliziertheit der oft verschachtelten Prozessketten ist hoch, meist hat **jeder** Prozess Verknüpfungen zu anderen Prozessen der Energie- und Stoffbereitstellung.

Die Umweltbilanz muss diesen komplexen Verknüpfungen folgen, um ein möglichst vollständiges Bild der Gesamtbelastung zu geben.

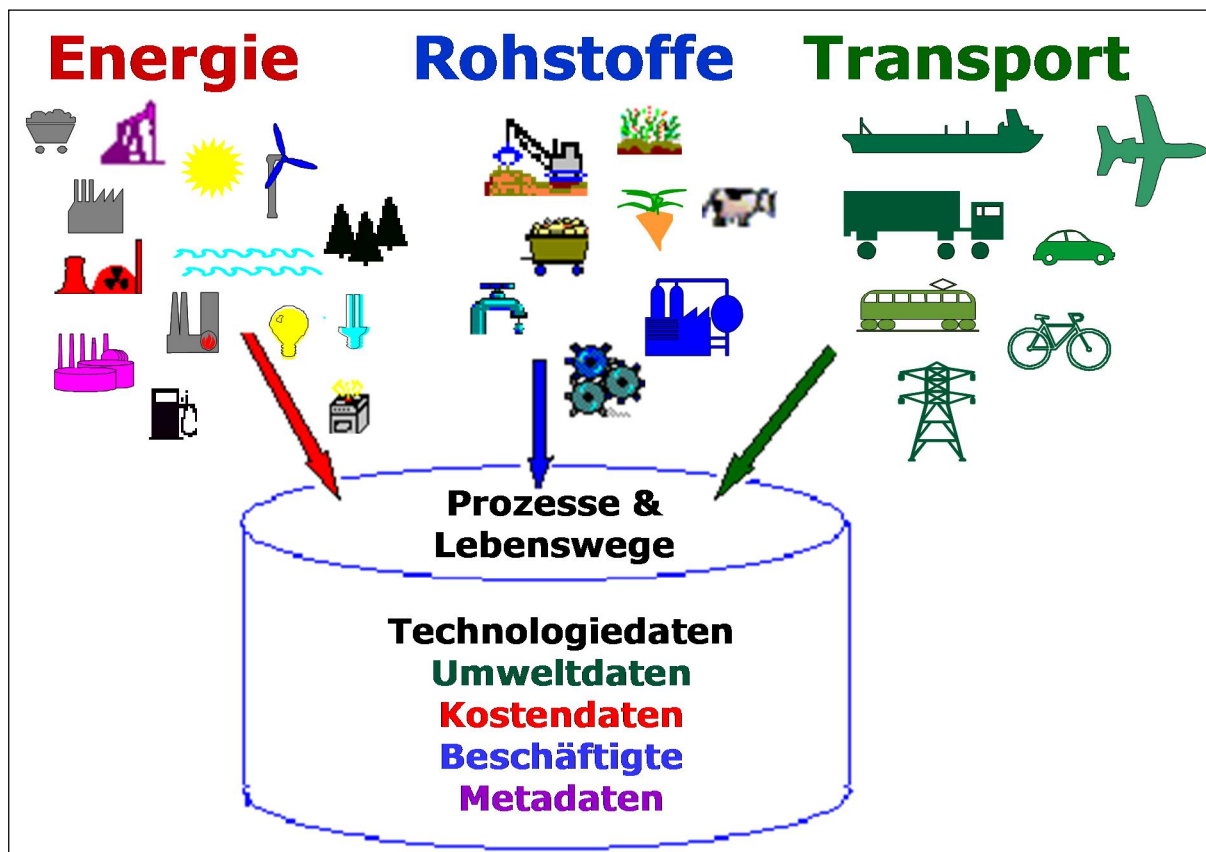
Hieraus ergibt sich die Notwendigkeit, für Energie- und Umweltanalysen **computergestützte Hilfsmittel** einzusetzen, die sowohl große Datenmengen verwalten als auch die komplizierten Berechnungen durchführen können.

Das Öko-Institut hat seit 1987 für diese Fragen die Datenbank GEMIS (Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme) zur ganzheitlichen Bilanzierung von Umwelt- und Kostenaspekten im Energie-, Stoff- und Verkehrssektor entwickelt, die mittlerweile in der Version 4.8 vorliegt (vgl. www.gemis.de)².

² Seit April 2012 liegen die Rechte für GEMIS beim neuen Institut IINAS, das auch die weitere Aktualisierung und Entwicklung vornehmen wird.

Dieses öffentlich zugängliche und kostenlose Computermodell enthält Informationen zu Prozessketten in mehr als 40 Ländern sowie für rund 10.000 Prozesse aus Energiewirtschaft (Strom, Wärme), Stoffbereitstellung (z.B. Baustoffe, Chemikalien, Metalle, Nahrungsmittel) und Verkehr (Personen- und Gütertransporte).

Bild 3 GEMIS als Datenbasis für Energie- und Umweltanalysen



Quelle: eigene Darstellung des Öko-Instituts

Mit dieser Datenbank und einem integrierten Berechnungstool kann GEMIS die Lebensweganalyse schnell und transparent durchführen und so die Umwelteffekte ganzheitlich bilanzieren. Auszüge zu Daten und Ergebnissen aus GEMIS können auch ohne das Programm unter www.probas.umweltbundesamt.de abgerufen werden.

Die Lebensweganalysen im vorliegenden Gutachten wurden mit GEMIS durchgeführt. Alle Prozessdaten und Szenario-Rechnungen sind in GEMIS Version 4.8 enthalten und können für detaillierte Ergebnisanalysen sowie zur Berechnung eigener Szenarien verwendet werden.

2.1 Festlegung der Systemgrenzen

Zu Beginn der Arbeiten wurden die Systemgrenzen für die Lebensweganalysen in Absprache mit dem Auftraggeber definiert. Festgelegt wurden folgende Daten:

- Bezugszeitpunkte für die Bilanzen: das Jahr 2010 als Basisjahr sowie das Jahr 2030, um die längerfristige Entwicklung des Energiesystems (Stromerzeugungsmix; verfügbare alternative Energieträger) zu berücksichtigen
- Zeithorizont der Klimarelevanz: 100 Jahre Integrationszeit nach IPCC (Intergovernmental Panel of Climate Change)
- Zu vergleichende Energiequellen:
 - Schiefergas in Deutschland (DE)
 - konventionelles Erdgas (aus DE, Norwegen [NO] und Russland [RU] sowie Aufkommensmix in DE)
 - für 2030 regeneratives Methan aus Biogas-Mix (Gülle/Mais) und aus Holzvergasung (Basis Waldrestholz und KUP) sowie aus offshore-Windstrom ("power-to-gas").

Es werden sämtliche Prozesse und Prozessverknüpfungen (Prozessketten) von der Primärenergieförderung bis zur Bereitstellung von Endenergie frei Verbraucher in Deutschland einbezogen. Als Verbrauch wird die Nutzung der Gase zur Stromerzeugung in einem neuen Erdgas-GuD-Kraftwerk angesetzt.

2.2 Daten und Modellierung: Unkonventionelles Erdgas

Der Hauptarbeitspunkt im Gutachten betraf die Datenermittlung, Kompilierung und Modellierung (in GEMIS) für die Förderung von Schiefergas aus unkonventionellen Lagerstätten in Deutschland.

Hierzu wurden vorhandene Daten aus GEMIS genutzt (z.B. Bohrleistungen), folgende weitere Daten wurden durch den Auftraggeber zur Verfügung gestellt:

- von ExxonMobil: spezifische Daten zur Förderung von Gas aus unkonventionellen Lagerstätten auf Basis eines vom Öko-Institut erstellen Fragebogen (siehe Anlage 1)
- vom neutralen Expertenkreis: Angaben über die Bandbreite zur CH₄-Migration aus geackten Lagerstätten an die Oberfläche für typische deutsche Fördersituationen

Der Auftraggeber hat - in Absprache mit ExxonMobil – mögliche Freisetzungspfade von CO₂ und CH₄ bei der Gasförderung beschrieben und mit dem Öko-Institut zu Beginn der Arbeiten diskutiert.

Das Öko-Institut hat die Freisetzungspfade bewertet und quantifiziert, mit Bandbreiten basierend auf Annahmen zur Förderung und dem Zeithorizont.

2.2.1 Modellierung der Förderung von Schiefergas in Deutschland

Für die Exploration geeigneter Lagerstätten und die nachfolgenden Produktionsbohrungen sowie die eigentliche Förderung von unkonventionellem Erdgas (Schiefergas) wurden die in der folgenden Tabelle aufgeführten Kenndaten angesetzt, die sich aus Datenlieferungen von ExxonMobil im Rahmen des Gutachtens ergeben.

Tabelle 1 Kenndaten der Schiefergasförderung in Deutschland

Parameter	Einheit	Schiefergas	
		min.	max.
Σ Produktion pro Feld	Mio. m ³	50	100
Lebensdauer Feld	Jahre	20	20*
Fläche pro Feld (untertätig)	km ²	100	400
Anzahl Produktionsbohrungen pro Cluster	-	10	20
Anzahl Cluster pro Feld	-	20	40
Fläche pro Cluster (obertätig) permanent verbleibend während Produktionsphase	m ²	7000	7000
Anzahl Bohrungen Explorationsphase	-	6	10
Anzahl Fracks pro Bohrung	-	5	10
mittlere Teufe pro Bohrung (vertikal)	m	1000	2500
Volumen pro Frack	m ³	1000	1500
Gaszusammensetzung**	Vol% CH ₄	90	95
	Vol% CO ₂	5	3
	Vol% N ₂	5	2
	Vol% H ₂ S	-	-

*= Wert korrigiert durch Öko-Institut; **= basierend auf ersten Explorationsdaten von ExxonMobil

Quelle: Antworten von ExxonMobil auf den Fragenkatalog des Öko-Institut, 2011 (siehe Anhang 1)

Ein wichtiger Parameter für die Bilanzierung ist das **förderbare Gasvolumen** der unkonventionellen Lagerstätte, das von den jeweiligen geologischen Verhältnissen und der eingesetzten Technologie abhängt. In den USA sind Schiefergas-Lagerstätten mit Volumina von 155 (Eagleford) bis 212 Mio m³ (Haynesville) bekannt.

Auf Basis der in Tabelle 1 genannten Daten wurde eine Bandbreite für typische Fördersituationen von Schiefergas in Deutschland abgeleitet, die eine „minimale“ und eine „maximale“ Situation abbilden.

Mit diesen Kennwerten wurden dann Förderprozesse in GEMIS modelliert, die den Aufwand zur Exploration und Produktion von Schiefergas enthalten. Die entsprechenden Werte zeigt die folgende Tabelle.

Tabelle 2 Abgeleitete Bandbreiten zur Schiefergasförderung in Deutschland für die Modellierung in GEMIS

Prozess	Frack-Feld Charakteristik			Bohrungen [Anzahl] für		Bohrmeter gesamt [m]
	Bohrtiefe [m]	Produktion [Mio. m ³]	Produktion [TJ]	Exploration	Produktion	
Typ 1 (min)	1000	50	1615	6	200	206000
Typ 2 (max)	2500	100	3410	10	800	2025000

Quelle: eigene Berechnungen des Öko-Institut, basierend auf Tabelle 1

Bei den o.g. Parametern ist insbesondere der **Bohraufwand** (Meter Bohrlänge) relevant, da hierfür entsprechende Energieaufwände erforderlich sind. Zusammen mit dem förderbaren Gesamtvolumen an Schiefergas ist dies der ergebnis-relevanteste Parameter.

Für die Bohrung wird im Jahr 2010 die Verwendung konventioneller, dieselmotorisch betriebener Aggregate angenommen, die sowohl für die Explorations- wie auch die Produktionsbohrungen verwendet werden. Die Angaben zum Dieselbedarf wurden auf Grundlage von ExxonMobil-Daten abgeschätzt.

Tabelle 3 Bandbreiten zum Energiebedarf für Bohrungen bei der Schiefergasförderung in Deutschland für die Modellierung in GEMIS

Fracking-Fördervariante	Teufe, m	MJ _{input} /m	MJ _{mech,out} /m
lo (für low = niedrig)	1000	2000	680
hi (für high = hoch)	2500	2500	850

Quelle: eigene Berechnungen des Öko-Instituts auf Basis von ExxonMobil-Daten

Die hier verwendeten Werte sind gegenüber Literaturwerten (Armendariz 2009; Burnham 2012; Cornell 2011a+b; ESU 2007; ESU/PSI 2007; Tyndall 2011a+b) vergleichsweise günstig, da hochmoderne Bohraggregate von ExxonMobil eingesetzt werden.

Für die Bohrungen ist auch ein stofflicher Einsatz erforderlich, der vorwiegend aus dem Stahl für die Verrohrung und Zement für die äußere Abdichtung der Bohrung besteht.

Hierzu wurden von ExxonMobil keine eigenen Zahlen vorgelegt, so dass eine Abschätzung auf Grundlage von Literaturwerten und den Annahmen zur Verrohrung im parallelen Risikogutachten erfolgte³.

Tabelle 4 Bandbreiten zum Stoffaufwand für Bohrungen bei der Schiefergasförderung in Deutschland für die Modellierung in GEMIS

[t/Bohrung]	min	max
Stahl	200	500
Zement	2000	4750

Quelle: eigene Berechnungen des Öko-Instituts

Die Modellrechnungen mit GEMIS haben gezeigt, dass die Einbeziehung des stofflichen Aufwands auf der Ebene der Schiefergasförderung nur zu max. 3% der Lebenswegemissionen für Treibhausgase führen würde, dies liegt im Rahmen der Unsicherheiten und wurde deshalb nicht weiter untersucht.

Weiterhin wird für die Bohrungen sowie für den Fracking-Betrieb eine Reihe von Chemikalien eingesetzt, deren Herstellungsaufwand grob abgeschätzt wurde. Die Verbrauchsdaten wurden aus der Untersuchung zur möglichen Gewässergefährdung im parallelen Risikogutachten⁴ abgeleitet.

Um die Bohrmaterialien sowie sonstige Einsatzstoffe (Chemikalien, Diesel usw.) an die jeweiligen Bohrstellen anzuliefern und Abfall- und Reststoffe abzutransportieren, wurde auf Grundlage der Annahmen im parallelen Risikogutachten eine mittlere Anzahl von Lkw-Fahrten angesetzt, die jeweils über 50 (min) bis 100 km (max) erfolgen (inkl. Leerfahrten). Die hieraus entstehenden THG-Emissionen liegen bei 5-10%, bezogen auf die Gesamtemissionen der Prozessstufe Schiefergasförderung. Auch dies liegt im Rahmen der Unsicherheiten und wurde deshalb nicht weiter untersucht.

2.2.2 Modellierung der „post-production“-Emissionen für Schiefergas

Schließlich wurden potenzielle diffuse „post-production“-Emissionen an Methan einbezogen, die unter bestimmten geologischen Bedingungen durch un-

³ Vgl. Uth H-J 2012: Technische Sicherheit von Anlagen und Verfahren zur Erkundung und Förderung von Erdgas aus nichtkonventionellen Lagerstätten; Lychen
http://dialog-erdgasundfrac.de/sites/dialog-erdgasundfrac.de/files/Gutachten_Uth.pdf

⁴ Vgl. UFZ (Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung Leipzig-Halle) 2012: Ökotoxikologische Beurteilung von beim hydraulischen Fracking eingesetzten Chemikalien; Leipzig
<http://dialog-erdgasundfrac.de/sites/dialog-erdgasundfrac.de/files/Gutachten-Oekotoxikologie.pdf>

tertägige Migration von Rest-Methan **nach Beendigung** der Förderung eintreten könnten. Hierfür wurden die Ergebnisse der im Rahmen der Expertengruppe vorgelegten Modellrechnungen verwendet und auf die Schiefergasförderung umgerechnet⁵.

Diese Abschätzung führt auf der Prozessstufe Schiefergasförderung zu zusätzlichen THG-Emissionen von 2 (min) bis 200 (max) kg CH₄/TJ_{Produktgas}, dies entspricht 0,2 (min) bis 22 (max) Prozent der Gesamtemissionen der Prozessstufe Schiefergasförderung ohne „post-production“ CH₄-Emissionen.

Da diese Annahme somit vergleichsweise ergebniswirksam ist, wurden die CH₄-Emissionen aus post-production in die Variantendefinition mit einbezogen: Die Variante „CH₄-Null“ unterstelle keine CH₄-Emissionen aus post-production, während die Variante „CH₄-max“ die maximal abgeschätzten CH₄-Emissionen aus post-production annimmt.

Hierbei ist zu unterstreichen, dass die Annahmen zu Methan aus „post-production“ sehr konservative Annahmen unterstellen und die diffuse Freisetzung nicht notwendigerweise am Ort der Bohrung stattfindet, sondern sich durch Migration im Untergrund und ggf. Lösung in wasserführenden Schichten großflächig verteilen kann.

2.2.3 Modellierung der downstream-Prozesse für Schiefergas in Deutschland

Nach der Förderung wird Schiefergas aufbereitet, in Pipelines transportiert und bei der Nutzung in einem GuD-Kraftwerk verbrannt.

Diese Prozessschritte wurden analog zu denen für konventionelles Erdgas (siehe nächsten Abschnitt) modelliert, d.h. mit den gleichen spezifischen Kennwerten abgebildet, da sich die physikalisch-chemischen Eigenschaften von Schiefergas nach der Förderung nicht von üblichem Erdgas unterscheiden. Die heizwertbedingten Unterschiede werden von GEMIS automatisch einbezogen.

2.3 Daten und Modellierung: Konventionelles Erdgas

Im Rahmen des Gutachtens wurde auch die Datengrundlage zur konventionellen Erdgasförderung aus Lagerstätten in Deutschland, Norwegen und Russland aktualisiert. Hierfür wurden neueste Informationen u.a. zu Fackelverlusten eruiert und in GEMIS einbezogen (vgl. Anhang 2).

In der schon zu Beginn der Studie vorliegenden GEMIS Version 4.7 (aus 2011) wurden die Energiedaten für Deutschland auf das Basisjahr 2010 und parallel verfügbare Daten zu Treibhausgas-Emissionsfaktoren für die Vorketten im Be-

⁵ Vgl. dazu Sauter M et al. 2012: Abschätzung der Auswirkungen von Fracking-Maßnahmen auf das oberflächennahe Grundwasser; <http://dialog-erdgasundfrac.de/gutachten>

reich der fossilen und regenerativen Energien aktualisiert, wobei vor allem für CO₂- und CH₄-Emissionen bei der Bereitstellung von Stein- und Braunkohle auf Basis von Daten aus dem Nationalen Inventar-Bericht (National Inventory Report = NIR) des Umweltbundesamts verwendet wurden.

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden die ausländischen fossilen Energievorketten (Erdgas/Öl) sowie die inländische Erdgasvorkette auf Basis jüngster NIR-Daten aus dem Jahr 2011 sowie Energiedaten der IEA weiter aktualisiert und diese Daten in die neue GEMIS-Version 4.8 aufgenommen.

Eine ausführliche Darstellung hierzu findet sich im Anhang 2 und die Details können dem – kostenlos verfügbaren - Computermodell GEMIS und seiner Datenbank entnommen werden.

2.4 Daten und Modellierung: Erneuerbares Methan

Über die fossilen Vergleichssysteme hinaus wurde in der Studie auch regeneratives Methan (CH₄) aus

- aufbereitetem Biogas (Mix 30% Gülle/70%Mais),
- Holzvergasung (Waldrestholz sowie Holz aus Kurzumtriebsplantagen = KUP) mit nachfolgender Umwandlung des Synthesegases über Dampferformierung sowie
- erneuerbarem Strom, sog. „power-to-gas“ (P2G), wo offshore-Windkraft zur Wasserstoff-Elektrolyse verwendet wird und nachfolgend die CH₄-Produktion mit biogenem CO₂ erfolgt

jeweils für den Zeithorizont 2030 betrachtet und in GEMIS modelliert.

Die Datengrundlage hierzu zeigt Anhang 3.

2.5 Internes review der Datenbasis

Im Rahmen der Arbeiten erfolgte eine interne Validierung. Weiterhin wurde zur Absicherung der Datenbasis die einschlägige Literatur ausgewertet, darunter Studien des Tyndall Centre for Climate Change Research (Tyndall 2011a+b), der Cornell University (Cornell 2011a+b) und andere relevante Arbeiten (Armendariz 2009; Burnham 2012).

3 Ergebnisse der Lebenswegbilanzierung

Die modellierten Prozessketten wurden mit GEMIS bilanziert und dabei die folgenden Ergebnisdaten bestimmt, jeweils je bereitgestellter Einheit Gas bzw. daraus erzeugtem Strom:

- gesamter und nichterneuerbarer kumulierter Energieverbrauch (KEV)
- THG-Bilanz (CO₂-Äquivalente, CO₂)
- versauernde Luftschadstoffe (SO₂-Äquivalente) sowie Feinstaub (PM₁₀)

Im Folgenden werden die entsprechenden Ergebnisse der GEMIS-Rechnungen für die beiden Zeithorizonte 2010 (Kapitel 3.1) und 2030 (Kapitel 3.2) getrennt dargestellt. Die tabellarischen Ergebnisse finden sich im Tabellenanhang.

Die Ergebnisse enthalten jeweils die hier bilanzierten Aufwendungen für Förderung, Erstaufbereitung und Transport (Anlieferung frei Deutschland bzw. frei Verbraucher) und beziehen auch die Herstellung der Anlagen mit ein.

In den Vorketten sind ebenfalls die jeweiligen Energievorketten (Prozesswärme, Strom) über die verschiedenen Länder(gruppen) einbezogen.

Diese Daten wurden zu **Gesamtemissionsfaktoren** je **bereitgestellter** Einheit je Prozesskettenstufe zusammengefasst und schließlich in strombezogene Emissionen, die auch die verbrennungsbedingten Emissionen der Energieträger enthalten, umgerechnet.

Um die Ergebnisgrafiken nicht zu überfrachten, wurden nur eine Auswahl der wichtigsten berechneten Lebenswege dargestellt und hier vor allem die fossilen Vergleichsprozesse berücksichtigt.

Die Vergleichsdaten der **regenerativen** Gas-Prozesse, die für den Zeithorizont 2030 betrachtet wurden, finden sich im Kapitel 3.3 – sie sind jeweils im Vergleich zur Stromerzeugung aus Schiefergas und anderem Strom dargestellt.

In diesem Kapitel werden auch die Ergebnisse der **Flächenbilanzierung** gezeigt.

Als Ergänzung der Studie, die nicht im Auftrag vorgesehen war, zeigt der Exkurs im Kapitel 3.4 die Ergebnisse einer **orientierenden Kostenbilanz** für die Stromerzeugung aus erneuerbarem Methan, Schiefergas und anderem Strom, da dies eine wichtige Kontextinformation zu den Umweltaspekten darstellt.

Abschließend diskutiert Kapitel 3.5 kurz die Belastbarkeit der Ergebnisse und mögliche Verbesserungen der Datengrundlagen.

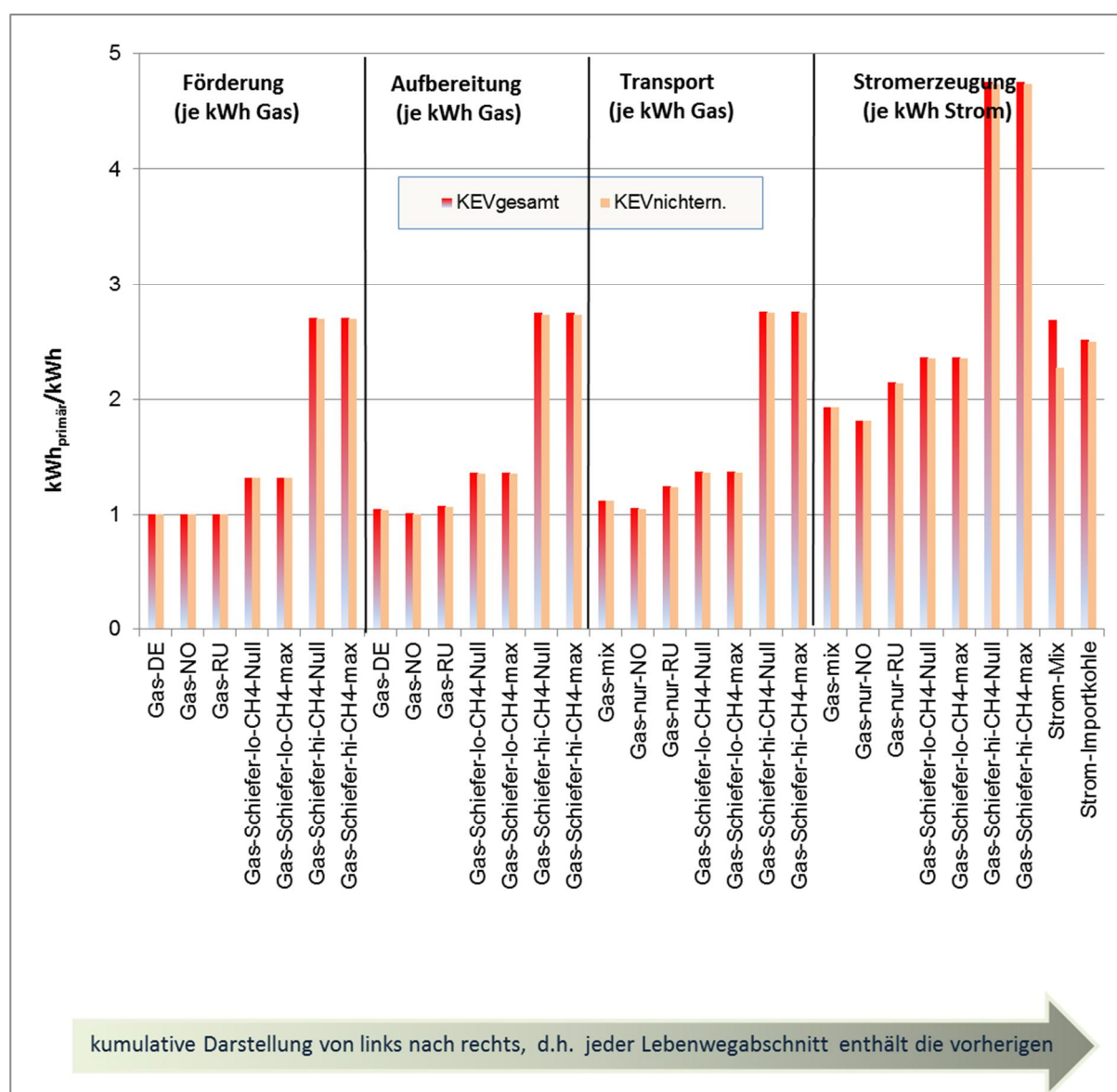
3.1 Ergebnisse für 2010

3.1.1 Energiebilanzen für 2010

Die Bilanzierung der Nutzung von Primärenergieressourcen erfolgt in GEMIS für den kumulierten Energie-Verbrauch (KEV), der über die Summe aller genutzten Primärenergien (KEV_{gesamt}) hinaus auch die Nutzung nichterneuerbarer Primärenergien ($KEV_{nichtern.}$) – also fossile Energieträger und Uran – ausweist.

In der folgenden Abbildung sind von links nach rechts die Ergebnisse für die einzelnen Lebenswegabschnitte dargestellt, wobei jede Folgestufe die Ergebnisse der vorherigen Stufe beinhaltet (kumulierte Darstellung).

Bild 4 Primärenergiebilanzen in 2010



Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.8; CH4-null = ohne CH₄ aus post-production; CH4-max = maximales CH₄ aus post-production; lo = niedrige Variante; hi = hohe Variante

Wie beim KEV sind die Ergebnisse für Förderung, Aufbereitung und Transport der Gase jeweils auf den Energieinhalt des Gases bezogen, während die Ergebnisse für die Stromerzeugung auf eine kWh Elektrizität (frei Kraftwerk) bezogen sind.

Das obige Bild zeigt, dass zwischen den gesamten THG-Emissionen (CO₂-Äq) und der reinen CO₂-Bilanz kaum Unterschiede bestehen, und dass wiederum die Schiefergas-„hi“-Variante die höchsten THG-Werte aufweist.

Bei der Stromerzeugung aus Schiefergas für die „lo“-Varianten liegen dagegen die THG-Emissionen zwar leicht über denen von konventionellem Erdgas, aber fast gleich zum Strommix und unter den Werten für Strom aus Importkohle.

3.1.3 Emissionsbilanzen für Luftschadstoffe in 2010

Neben den THG interessiert in der Umweltbilanz auch die Emission an Luftschadstoffen, für die im Folgenden die Ergebnisse für versauernde Substanzen (als SO₂-Äquivalente) und für Feinstaub (PM₁₀) ausgewiesen werden⁶.

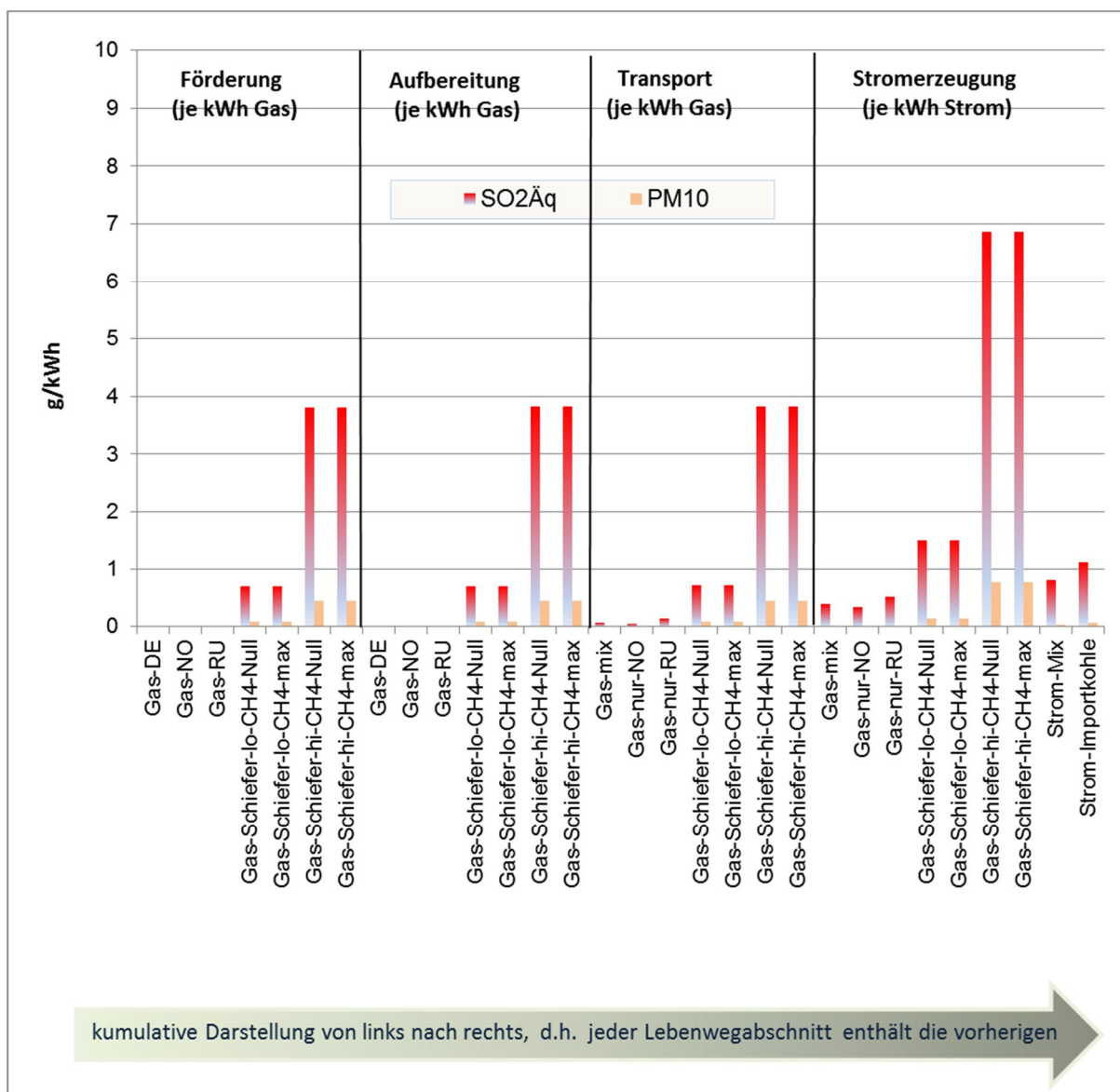
Das folgende Bild zeigt die entsprechenden Resultate.

Im Gegensatz zum KEV und den THG sind bei den Luftschadstoffen im Jahr 2010 signifikant höhere Emissionen durch Schiefergas zu erwarten als bei den konventionellen Erdgasen und der sonstigen Stromerzeugung.

Grund hierfür sind in erster Linie die vergleichsweise hohen Emissionen durch die (dieselbetriebenen) Bohraggregate, die aufgrund der eher geringen Förder volumina für Schiefergas einen starken Effekt auf die strombezogenen Emissionen haben. Bei der „hi“-Variante für Schiefergas sind die Mehremissionen gegenüber der „lo“-Variante ausschließlich durch die höhere erforderliche Bohrleistung bedingt.

⁶ GEMIS liefert darüber hinaus auch die **Einzeldaten** zu versauernd wirkenden Luftschadstoffemissionen (SO₂, NO_x, HCl, HF, H₂S, NH₃).

Bild 6 Luftscheidstoffbilanzen in 2010



Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.8; Erläuterungen siehe Bild 4

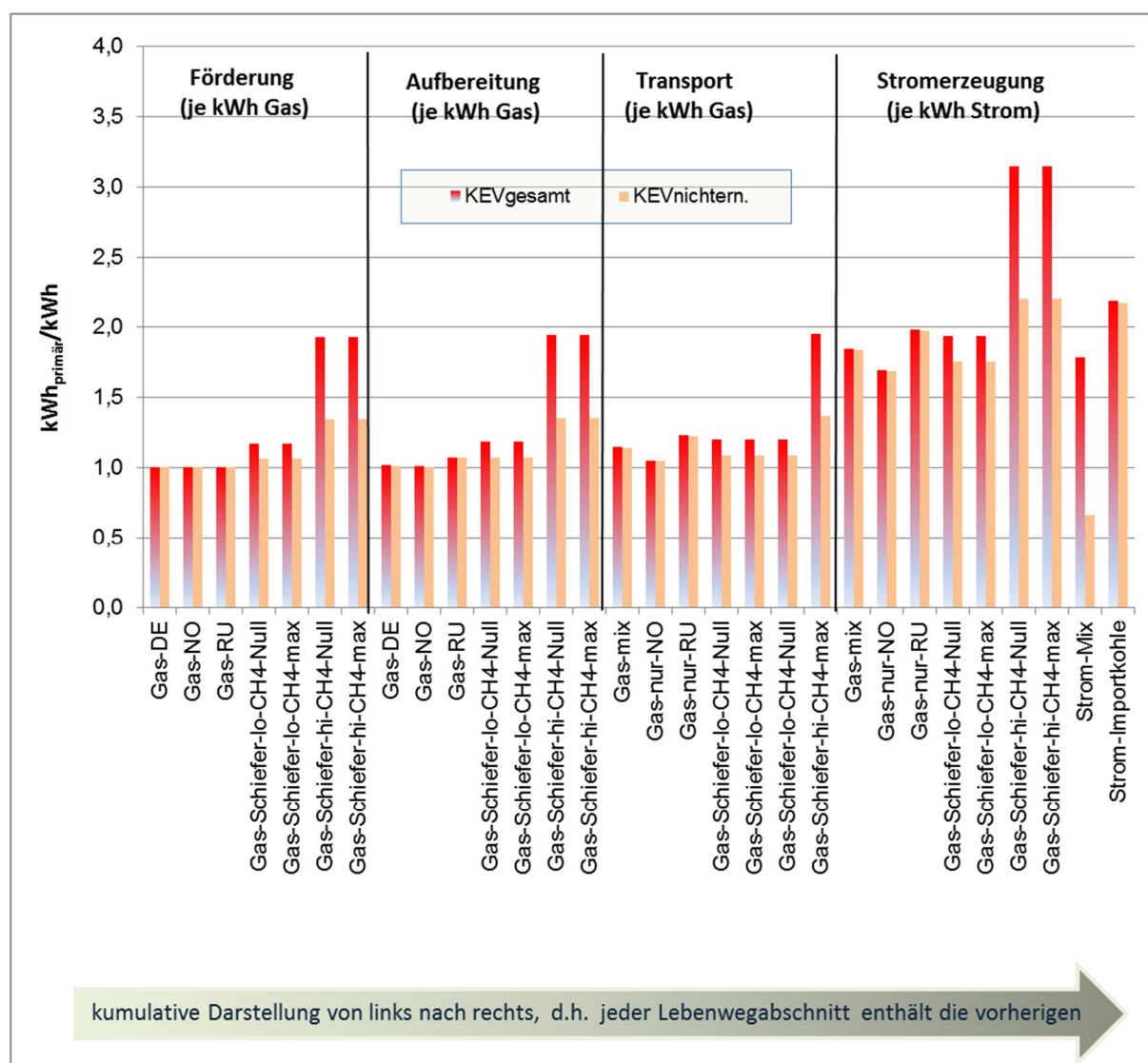
3.2 Ergebnisse für 2030

Bei den im Folgenden gezeigten Ergebnissen der Bilanzierung für den Zeithorizont 2030 ist zu beachten, dass hier das deutsche Stromerzeugungsmix sich – basierend auf den Annahmen der BMU-Leitstudie – sehr deutlich in Richtung hoher Anteile von Erneuerbaren entwickelt. Weiterhin ist im Hinblick auf Schiefergas anzumerken, dass in 2030 der Einsatz von elektrisch betriebenen Bohr- aggregaten angenommen wurde, womit sich deutlich andere Ergebnisse als für 2010 ergeben.

3.2.1 Energiebilanzen für 2030

Der beschriebene Effekt zeigt sich bereits bei der Primärenergiebilanzierung, deren Ergebnisse im folgenden Bild gezeigt sind.

Bild 7 Primärenergiebilanzen in 2030



Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.8; Erläuterungen siehe Bild 4

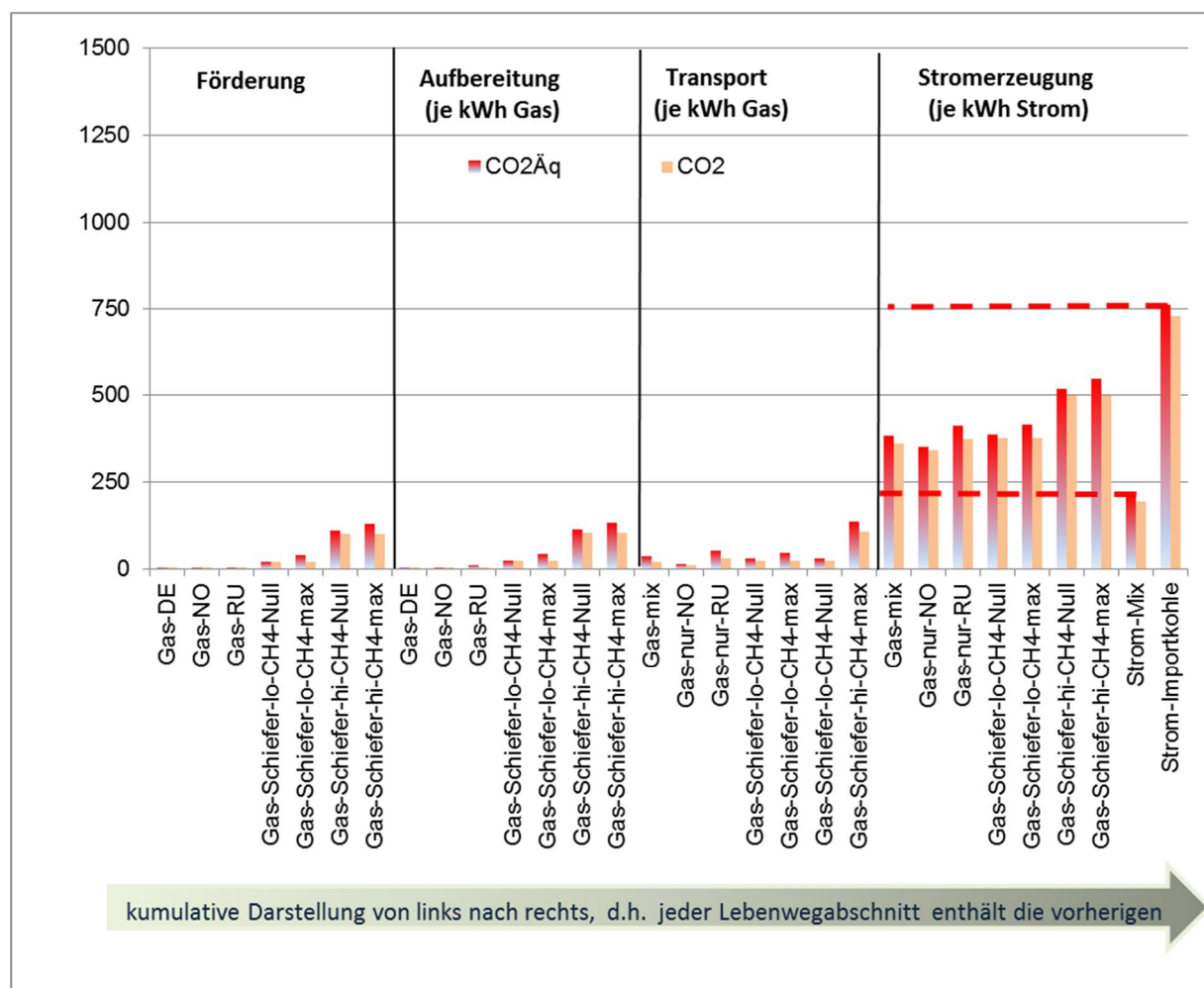
Beim Strom aus Schiefergas kann bis 2030 eine starke Reduktion des KEV erreicht werden, wenn elektrisch betriebene Bohrsysteme zum Einsatz kommen. Auch bei den anderen Stromerzeugungsoptionen sinken die KEV-Werte, allerdings nur in geringerem Umfang.

An der Reihenfolge (Höhe der relativen Beiträge) ändert sich jedoch bis 2030 nichts.

3.2.2 Treibhausgasbilanzen für 2030

Bei der Stromerzeugung aus Schiefergas für die „lo“-Varianten liegen die THG-Emissionen leicht über denen von konventionellem Erdgas und auch die „hi“-Varianten sind nur noch wenig THG-intensiver.

Bild 8 THG-Bilanzen in 2030



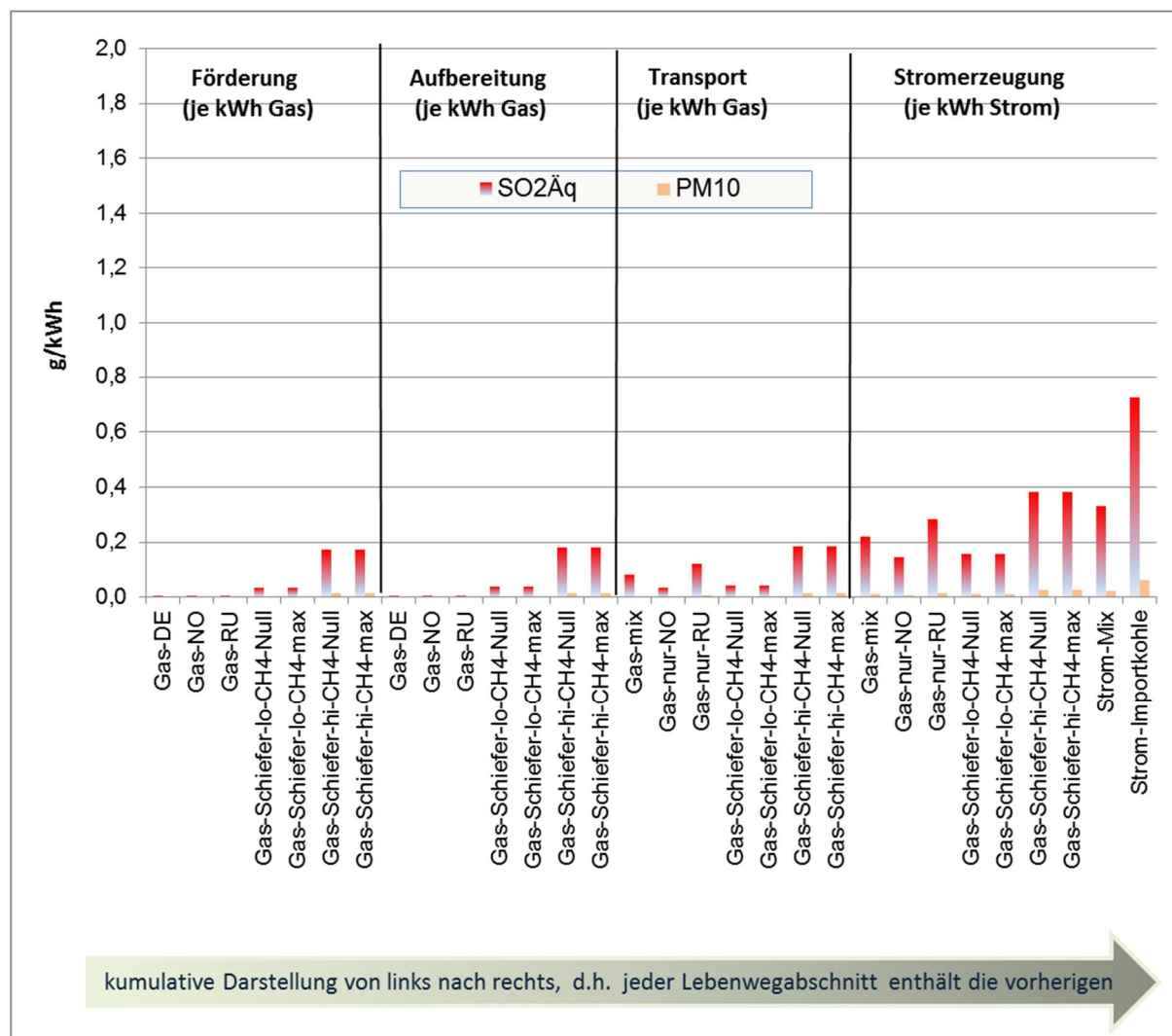
Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.8; Erläuterungen siehe Bild 4

Jedoch zeigen nun alle Schiefergas- und Erdgas-Varianten gegenüber dem – in 2030 deutlich weniger THG-intensiven – Strommix höhere Werte, liegen jedoch noch unter Importkohle.

3.2.3 Emissionsbilanzen für Luftschadstoffe in 2030

Bei den Luftschadstoffen führt die für 2030 angenommene „Elektrifizierung“ der Schiefergas-Vorketten zu deutlich geringeren Ergebnissen als in 2010, und auch bei den anderen Stromoptionen sinken die Werte.

Bild 9 Luftschadstoffbilanzen in 2030



Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.8; Erläuterungen siehe Bild 4

Die „lo“-Varianten für Strom aus Schiefergas liegen gleich wie die für Strom, der aus norwegischem Erdgas erzeugt wird und unter den Werten für das Gas-mix, russisches Erdgas und Strommix sowie Importkohle. Bei den „hi“-Varianten liegen die Ergebnisse nun nur noch leicht über denen des Strommix und deutlich unter denen von Strom aus Importkohle.

Die Nutzung von strombetriebenen Bohrsystemen ist für Schiefergas damit eine sehr wichtige Option zur Emissionsreduzierung.

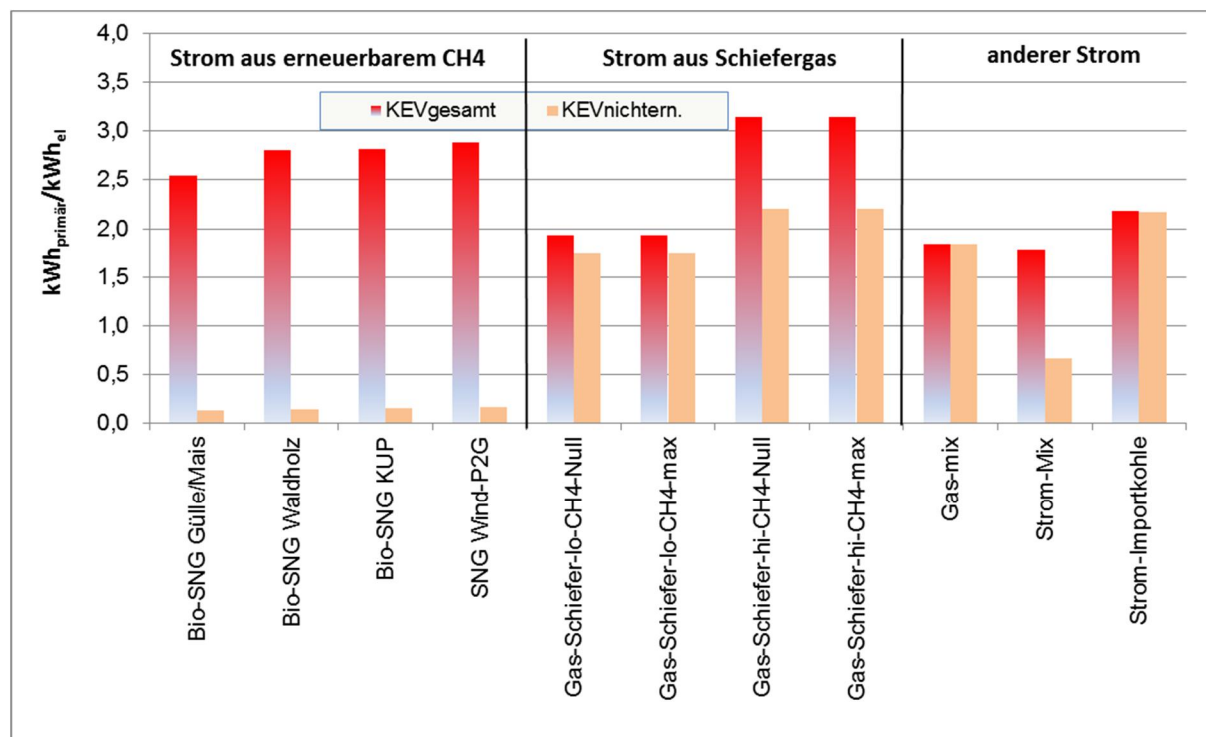
3.3 Ergebnisse der erneuerbaren Gas-Prozesse im Vergleich zu Strom aus Schiefergas und anderem Strom in 2030

Ergänzend zum Vergleich der Energie- und Emissionsbilanzen von Schiefergas gegenüber fossilen Konkurrenzern wird im Folgenden die Ergebnisdarstellung um die Resultate für die Stromerzeugung aus erneuerbarem Methan erweitert.

Da sich diese Systeme teilweise noch in der Entwicklung befinden, wird der Vergleich nur für den Zeithorizont 2030 durchgeführt.

Beim KEV_{gesamt} zeigt das folgende Bild, dass Strom aus erneuerbarem Methan durchaus in die Größenordnung der „hi“-Varianten für Schiefergasstrom kommen kann, jedoch sind drastische Unterschiede beim $KEV_{nichtern}$ festzustellen.

Bild 10 Primärenergiebilanzen für Strom aus erneuerbarem Methan, Schiefergas und anderem Strom in 2030

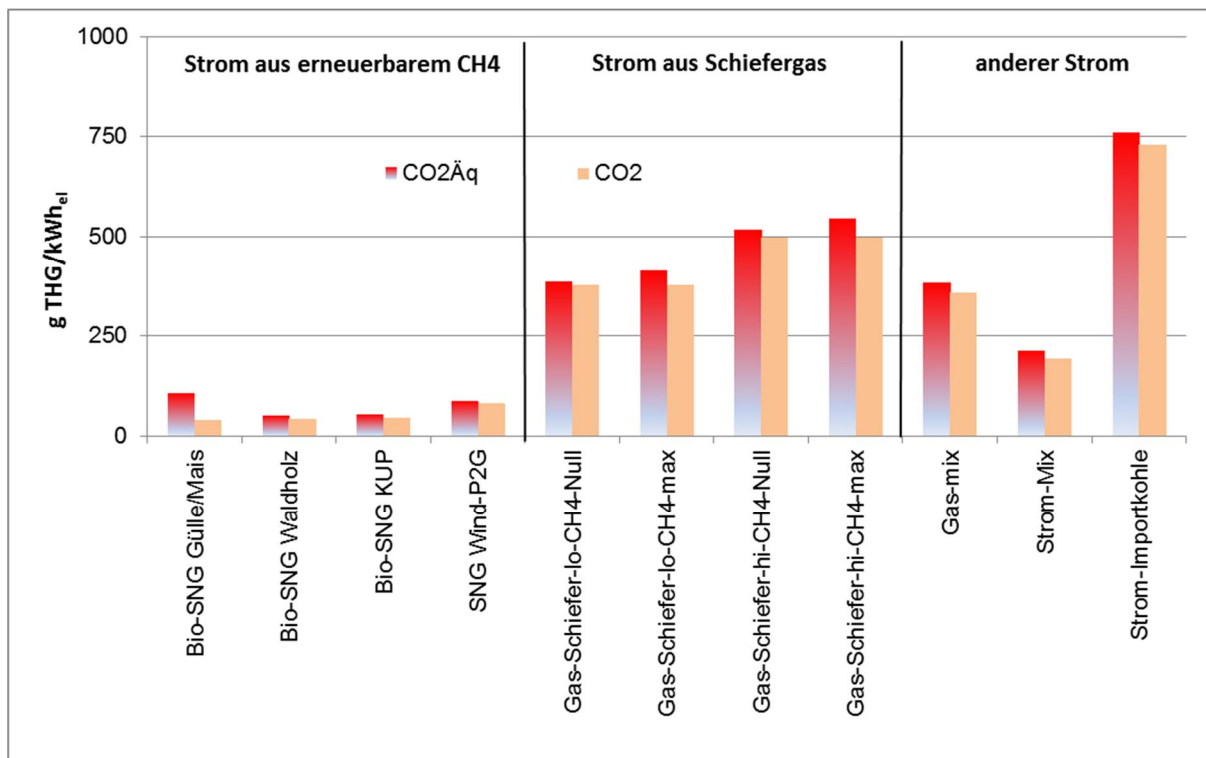


Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.8; SNG = Substitute Natural Gas; Waldholz= Waldrest- und –schwachholz; KUP = Kurzumtriebsplantage; P2G = Power-to-Gas; sonstige Abkürzungen siehe Abbildung 4

Für $KEV_{nichtern}$ liegt Schiefergasstrom zwar leicht unter dem aus Importkohle und etwa gleich wie bei Strom aus anderen Erdgasen, jedoch deutlich über dem Strommix, während die Stromerzeugung aus erneuerbarem Methan nur sehr kleine $KEV_{nichtern}$ -Werte aufweist.

Ähnlich verhält es sich bei den THG-Emissionen, die das folgende Bild zeigt.

Bild 11 THG-Bilanzen für Strom aus erneuerbarem Methan, Schiefergas und anderem Strom in 2030



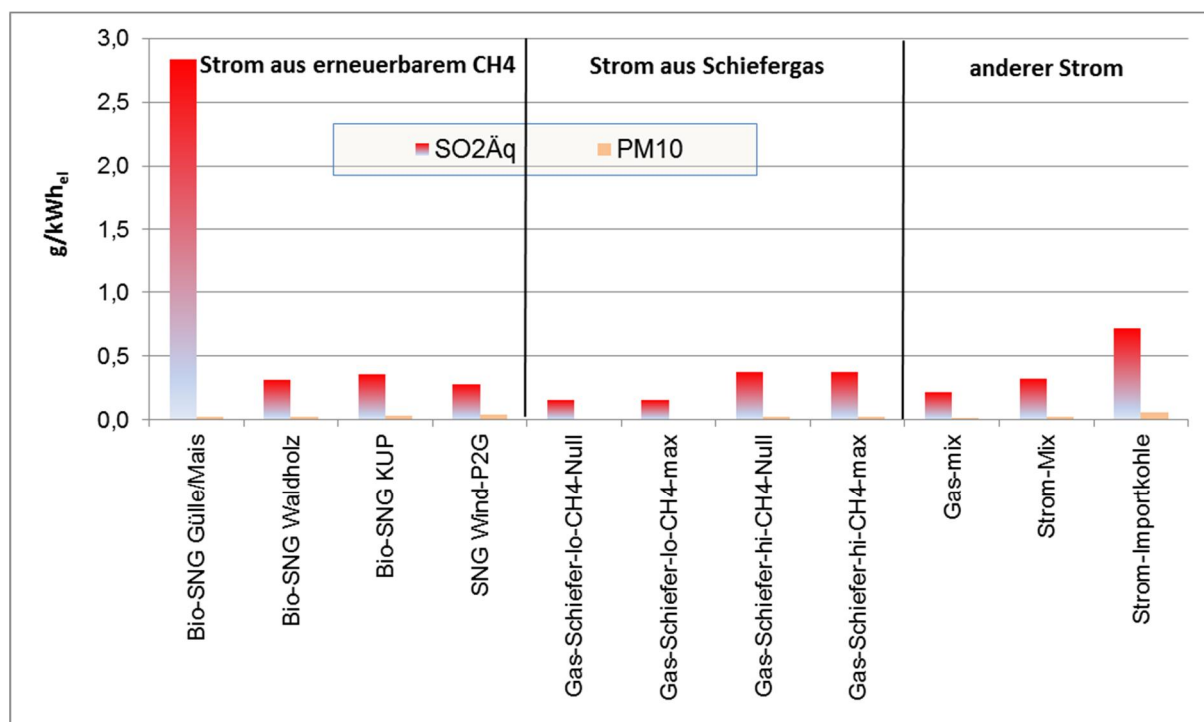
Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.8; SNG = Substitute Natural Gas; Waldholz= Waldrest- und –schwachholz; KUP = Kurzumtriebsplantage; P2G = Power-to-Gas; sonstige Abkürzungen siehe Abbildung 4

Auch hier liegen die Schiefergas-Stromvarianten deutlich über den Werten des Strommix und noch deutlicher über denen der erneuerbaren-Methan-Optionen, aber unter denen von Strom aus Importkohle.

Bei den Luftschadstoffen zeigt sich ein anderes Muster (vgl. folgendes Bild): Hier sind die erneuerbaren-Methan-Optionen durchweg ungünstiger als die „lo“-Varianten für Schiefergas und liegen im Bereich der Emissionen der „hi“-Varianten sowie denen des Strommix.

Mit Ausnahme von Strom aus Gülle/Mais-stämmigem Biomethan liegen jedoch die erneuerbaren Methan-Optionen unter den Emissionen der „hi“-Varianten und von Strom aus Importkohle.

Bild 12 Luftschadstoffbilanzen für Strom aus erneuerbarem Methan, Schiefergas und anderem Strom in 2030



Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.8; SNG = Substitute Natural Gas; Waldholz= Waldrest- und –schwachholz; KUP = Kurzumtriebsplantage; P2G = Power-to-Gas; sonstige Abkürzungen siehe Abbildung 4

Als Ergänzung zu den Energie- und Emissionsbilanzen wurde auch eine Berechnung der lebenswegbezogenen **Inanspruchnahme von Flächen** durchgeführt.

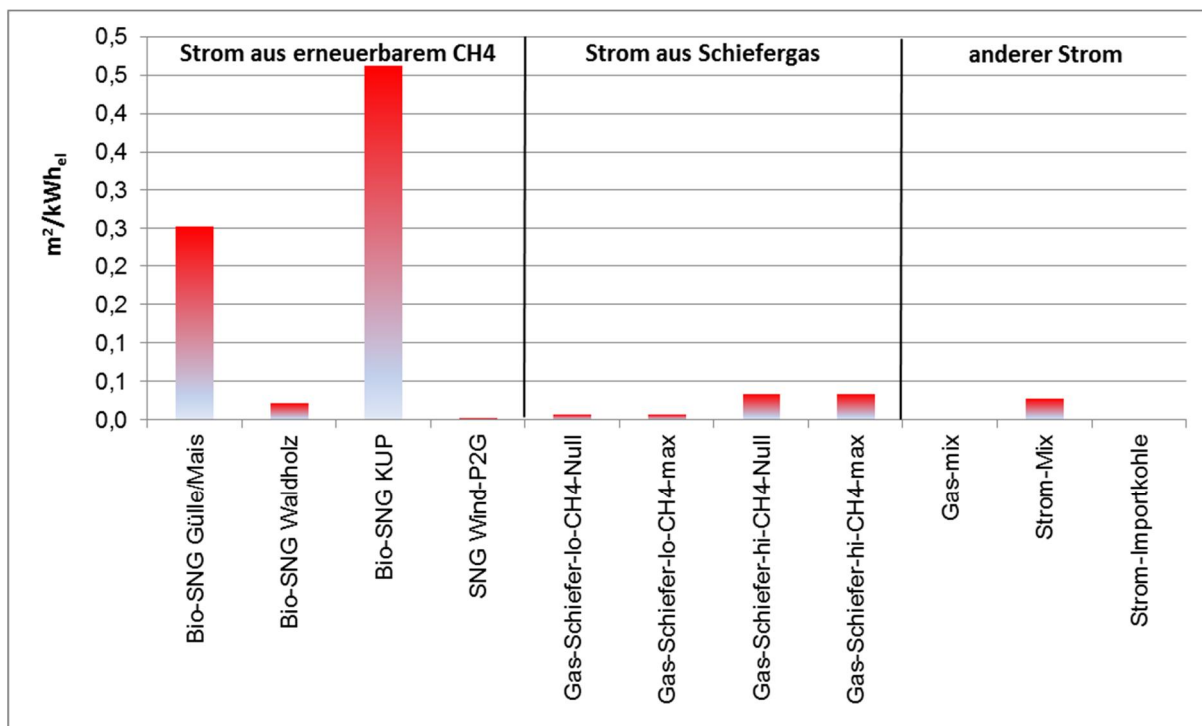
Hierbei wird nicht unterschieden, um welche Form der Flächeninanspruchnahme es sich handelt (kurz- oder langfristig, Versiegelung oder Bearbeitung usw.), sondern allein die für die Energiebereitstellung beanspruchte Fläche über alle Stationen der Lebenswege bilanziert.

Durch die vergleichsweise sehr hohe Flächenintensität der biogenen Methanoptionen, die sich (teilweise) auf Anbaubiomasse wie Mais und Holz aus Kurzumtriebsplantagen (KUP) stützen, sind im folgenden Bild die flächenbezogenen Ergebnisse der anderen Strombereitstellungsoptionen kaum im Detail zu erkennen.

Die höchsten spezifischen Flächenbedarfe haben erwartungsgemäß Strom aus Bio-SNG, das aus KUP stammt, gefolgt von Strom aus Biomethan, das anteilig (70%) aus Mais erzeugt wird.

Die „hi“-Varianten für Schiefergas liegen jedoch ebenfalls (leicht) über den Werten des Strommix, obwohl dieses hohe Anteile an Erneuerbaren aufweist.

Bild 13 Flächenbilanzen für Strom aus erneuerbarem Methan, Schiefergas und anderem Strom in 2030



Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.8; SNG = Substitute Natural Gas; Waldholz= Waldrest- und –schwachholz; KUP = Kurzumtriebsplantage; P2G = Power-to-Gas; sonstige Abkürzungen siehe Abbildung 4

Bei den Ergebnissen für „SNG-Wind-P2G“ ist anzumerken, dass hierbei den offshore-Windparks **keine** Flächeninanspruchnahme zugerechnet wurde. Würde statt dessen mit Windstrom aus landbasierten (onshore) Anlagen gerechnet, ergäben sich nur unwesentlich höhere Werte, die noch unter denen von Bio-SNG-Waldholz-Strom lägen.

Diese kurze Analyse zeigt, dass die spezifische Flächeninanspruchnahme durch Schiefergas **alleine keine** Nachteile für die „lo“-Varianten ergibt.

Jedoch wurde dabei **nicht** betrachtet, welche Art der Flächeninanspruchnahme stattfindet und welche mittelbaren Wirkungen zum Beispiel durch regionale Häufung (cluster) und entsprechende Infrastruktureffekte auftreten können. Auch Fragen der Risiken und der Schallemission und –immission sind damit nicht beantwortet.

3.4 Exkurs: Ergebnisse einer groben Kostenanalyse

Als – nicht im Auftrag der Studie enthaltener Untersuchungsaspekt – wird im Folgenden das Ergebnis einer orientierend durchgeführten Analyse der Stromgestehungskosten für die hier betrachteten Prozesse zur Stromerzeugung dargestellt, da dies für die Beurteilung der Umweltaspekte als **wichtige Kontextinformation** gilt.

Die Grunddaten für die Kostenbilanzen sind in GEMIS 4.8 enthalten und können damit sehr einfach für Sensitivitätsanalysen oder Vergleiche unter anderen Randbedingungen (Kapitalzins, CO₂-Preis usw.) herangezogen werden.

Für die im folgenden Bild dargestellten Ergebnisse wurden die Kosten- und Preisdaten in GEMIS für konventionelles Erdgas, das Stromerzeugungsmix und die erneuerbaren Methanoptionen verwendet und für Schiefergas eine Kostenbandbreite von 12,5 €/GJ (min) bis 15 €/GJ (max) verwendet⁷.

Als Kapitalzins für Investitionsaufwendungen wurde einheitlich mit 8% (real) gerechnet und darauf entstehende Kosten über die jeweilige Lebensdauer linear abgeschrieben.

Als CO₂-Preis im Rahmen des Europäischen Emissionshandels-Systems (ETS) wird als obere Grenze ein Wert von 50 €/t CO₂ im Jahr 2030 angenommen.

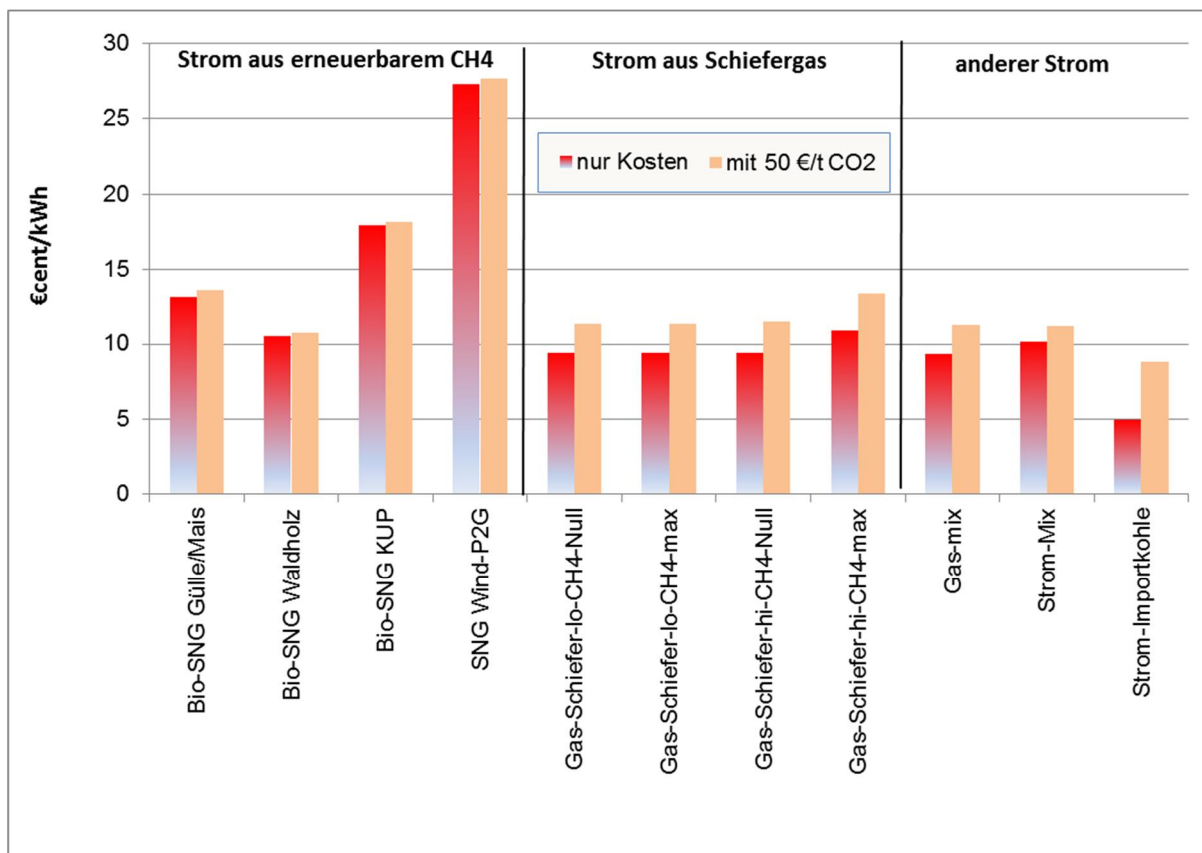
Die Ergebnisse zeigen, dass Strom aus erneuerbarem Methan basierend auf biogenen Reststoffen vergleichsweise günstig abscheidet, während „power-to-gas“-Strom aus offshore-Wind aufgrund der aufwändigen Herstellung relativ teuer erscheint und Strom aus Bio-SNG, das aus Holz von Kurzumtriebsplantagen (KUP) hergestellt wird, preislich dazwischen liegt.

Strom aus Schiefergas ist ökonomisch etwa gleich zum Strom aus dem deutschen Erdgas-mix und dem gesamten Stromerzeugungsmix (in 2030), nur die „max“-Variante wird bei CO₂-Einpreisung deutlich teurer, ebenso wie Strom aus Importkohle.

Durch die CO₂-Einpreisung erhöhen sich die Gestehungskosten beim Strom aus regenerativem Methan nur um wenige Prozentpunkte, während die Stromerzeugung aus fossilen Gasen sich um 22-24% und die aus Importkohle um knapp 80% verteuert. Das Stromerzeugungsmix liegt mit rund 10% Mehrkosten bei CO₂-Einpreisung zwischen den Preiseffekten bei Strom aus erneuerbarem Methan und denen bei Strom aus fossilen Gasen.

⁷ Zum Vergleich: In GEMIS 4.8 betragen die Bereitstellungskosten für Erdgas (DE-mix) im Jahr 2030 frei Kraftwerk 12,4 €/GJ (**ohne** CO₂-Einpreisung).

Bild 14 Kostenbilanzen für Strom aus erneuerbarem Methan, Schiefergas und anderem Strom in 2030



Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.8; Kapitalzinssatz für Investitionskosten 8% (real); SNG = Substitute Natural Gas; Waldholz= Waldrest- und –schwachholz; KUP = Kurzumtriebs-plantage; P2G = Power-to-Gas; sonstige Abkürzungen siehe Abbildung 4

3.5 Belastbarkeit der Ergebnisse

Die hier vorgestellten Ergebnisse für die sowohl direkten als auch indirekten (aus Vorketten) Energiebedarfe und Emissionsbilanzen⁸ für unkonventionelles Erdgas (Schiefergas) gegenüber konventionellem Erdgas sowie biogenem CH₄ aus verschiedenen Produktionslinien und –quellen beruht auf Herstellerdaten (Schiefergas) und typisierten Literaturwerten (GEMIS) für 2010 und geschätzten Daten für die Entwicklung bis 2030. Zur weiteren Absicherung sollten weitere Datenerhebungen und –klärungen erfolgen, u.a. für

- reale Bohraufwände und Erträge bei der Produktion von Schiefergas,
- **künftige** Entwicklungen bei der Förderung und Aufbereitung von Erdgas in Russland sowie
- technisch demonstrierte Kennwerte für die Produktion von erneuerbarem Methan.

Weiterhin sollten detailliertere Modellrechnungen zu diffusen post-production-Emissionen von Methan bei der Schiefergasförderung durchgeführt werden, mit denen eine höhere Aussagesicherheit erreicht werden könnte.

Diese Daten würden die Aussagegüte der Gesamtemissionsvergleiche erhöhen.

Bei der exkursorisch aufgenommenen Analyse der Kosten wäre eine Validierung der Annahmen zu Schiefergas wünschenswert.

⁸ Es sei nochmals darauf hingewiesen, dass die vorliegende Studie keine Ökobilanz im Sinne von DIN/ISO darstellt, sondern eine Lebenswegbilanzierung ausgewählter Umweltaspekte.

Literatur

- AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.) 2011: Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland für das Jahr 2010; Berlin
www.ag-energiebilanzen.de
- Alvarez Ramon et al. 2012: Greater focus needed on methane leakage from natural gas infrastructure; in: PNAS Early Edition
www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.1202407109
- API (American Petroleum Institute) 2009: Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry; Washington DC
www.api.org/ehs/climate/new/upload/2009_GHG_COMPENDIUM.pdf
- ARI (Advanced Resource International LNG) 2008: Greenhouse Gas Life-Cycle Emissions Study – Fuel Life Cycle of U.S. Natural Gas Supplies and International LNG; Washington DC
<http://www.mendeley.com/research/lifecycle-emissions-study-fuel-lifecycle-u-s-natural-gas-supplies-international-lng>
- Armendariz AI 2009: Emissions from Natural Gas Production in the Barnett Shale Area and Opportunities for Cost-Effective Improvements; Department of Environmental and Civil Engineering, Southern Methodist University, Dallas TX
www.edf.org/sites/default/files/9235_Barnett_Shale_Report.pdf
- Burnham Andrew et al. 2012: Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions of Shale Gas, Natural Gas, Coal, and Petroleum; in: Environ. Sci. Technol. 2012, 46, pp. 619–627
- Cornell (Cornell University) 2011a: Indirect Emissions of Carbon Dioxide from Marcellus Shale Gas Development; Santoro R, Howarth R, Ingraffea A; A Technical Report from the Agriculture, Energy, & Environment Program at Cornell University <http://www.eeb.cornell.edu/howarth/Marcellus>
- Cornell (Cornell University) 2011b: Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations; Howarth Robert, Santoro Renee, Ingraffea Anthony; in: Climatic Change DOI 10.1007/s10584-011-0061-5
- DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt), IWES (Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik), IfNE (Ingenieurbüro für neue Energien) 2012: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global; Stuttgart, Berlin
www.erneuerbare-energien.de

- energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2011_bf.pdf
- ECN (Energy Centre of the Netherlands) 2010: Comparing the options to produce SNG from biomass; Petten
<http://ftp.ecn.nl:21/pub/www/library/report/2010/m10050.pdf> ivb
- ESU (ESU services) 2007: ecoinvent Teil IV Erdöl Data v2.0; ecoinvent report no. 6 IV; Ulster
- ESU (ESU services), PSI (Paul Scherrer Institut) 2007: ecoinvent Teil V Erdgas Data v2.0; ecoinvent report no. 6 V; Villigen
- Howarth R, Ingraffea A, Engelder T 2011: Natural gas: Should fracking stop?; in: Nature vol. 477, pp. 271–275
- IEA (International Energy Agency) 2011: Natural Gas Information; Paris
- IINAS (Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien) 2012: GEMIS Version 4.8; internet-release auf www.gemis.de
- Jiang M et al. 2011: Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gas; in: Environ. Res. Lett. vol. 6 (2011) 034014
http://iopscience.iop.org/1748-9326/6/3/034014/pdf/1748-9326_6_3_034014.pdf
- King George 2012: Fracking 101: Explaining and Estimating Fracture Risk: Improving Fracture Performance in Unconventional Gas and Oil Wells; Society of Petroleum Engineers Hydraulic Fracturing Conference in The Woodlands, TX. 6-8 February 2012
www.kgs.ku.edu/PRS/Fracturing/Frac_Paper_SPE_152596.pdf
- Kirschbaum Bernd 2012: Gewinnung von Erdgas aus unkonventionellen Lagerstätten – Auswirkungen auf die Umwelt; in: UMID 1/2012 S. 30-35
- KLIF (The Climate and Pollution Agency) 2011: Greenhouse Gas Emissions 1990-2009 – National Inventory Report; Oslo
http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/5888.php
- Mangold R 2011: Audi balance mobility, Das e-gas Projekt von Audi: Power-to-Gas im Verkehrssektor
http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/VortraegeVeranstaltungen/PowerToGas_Basepage.html
- Meteor/mecom 2011: Greenhouse Gas Emissions in Russia 1990-2009 – National Inventory Report
http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/5888.php
- NETL (National Energy Technology Laboratory) 2012: Life Cycle Assessment of Natural Gas Extraction, Delivery and Electricity Production

- www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/NG-GHG-25JAN12.pdf
- NETL (National Energy Technology Laboratory) 2011: Life Cycle Greenhouse Gas Inventory of Natural Gas Extraction, Delivery and Electricity Production; NETL/DOE-2011/1522
www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/NG-GHG-LCI.pdf
- ÖKO (Öko-Institut – Institut für angewandte Ökologie e.V.) 2003: Energiebilanzen und Treibhausgas-Emissionen für fossile Brennstoffketten und Stromerzeugungsprozesse in Deutschland für die Jahre 2000 und 2020; Bericht für den Rat für Nachhaltige Entwicklung; Darmstadt
www.nachhaltigkeitsrat.de/service/download/pdf/Energiebilanzen_fossil_und_Strom_08-03.pdf
- ÖKO (Öko-Institut – Institut für angewandte Ökologie e.V.) 2006: Stand und Entwicklung von Treibhausgasemissionen in den Vorketten für Erdöl und Erdgas; Fritsche U, Rausch L, Schmidt K; Endbericht i.A. des IWO e.V., Darmstadt
www.oeko.de/service/gemis/files/present/2006vorketten_iwo.pdf
- ÖKO (Öko-Institut – Institut für angewandte Ökologie e.V.) 2007: Endenergiebezogene Gesamtemissionen für Treibhausgase aus fossilen Energieträgern unter Einbeziehung der Bereitstellungsvorketten; Kurzbericht i.A. des BGW; Darmstadt
- ÖKO (Öko-Institut – Institut für angewandte Ökologie e.V.) u.a. 2009: RENEWABILITY “Stoffstromanalyse nachhaltige Mobilität im Kontext erneuerbarer Energien bis 2030” – Teil 1: Methodik und Datenbasis; Darmstadt/ Berlin
www.renewbility.de/fileadmin/.../endbericht_renewbility_teil1.pdf
- ÖKO (Öko-Institut – Institut für angewandte Ökologie e.V.) 2011: Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien; Kurzstudie für das BMU; Berlin
- PSI (Paul Scherrer Institut) 2007: Ecological impacts of Synthetic Natural Gas from wood (SNG) used in current heating and car systems; Villingen
http://gabe.web.psi.ch/pdfs/lca/Felder_Dones_SNG_poster_lcm2007_23_Aug07.pdf
- RIVM (National Institute for Public Health and the Environment) 2011: Greenhouse Gas Emissions in the Netherlands 1990-2009 – National Inventory Report 2011; Bilthoven
http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/5888.php
- Specht Michael 2011: Aktueller Stand der Power-to-Gas-Technologie; Beitrag zum Workshop "Power-to-Gas - Erdgasinfrastruktur als Energiespeicher"

am 22. November 2011 in Berlin

http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/VortraegeVeranstaltungen/PowerToGas/PtG_221111_Specht_%20pdf.pdf;jsessionid=B78EB660D0E7405D1DC6CAD9CC2CF9C6?_blob=publicationFile

Schlögl Robert 2011: Offene technische Herausforderungen von Power-to-Gas; Beitrag zum Workshop "Power-to-Gas - Erdgasinfrastruktur als Energiespeicher" am 22. November 2011 in Berlin

http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/VortraegeVeranstaltungen/PowerToGas/PtG_221111_Schloegl_%20pdf.pdf;jsessionid=B78EB660D0E7405D1DC6CAD9CC2CF9C6?_blob=publicationFile

Steubing B, Zah R, Ludwig C 2011: Life cycle assessment of SNG from wood for heating, electricity, and transformation; Dübendorf, Lausanne, Villingen

Tyndall (Tyndall Centre for Climate Change Research) 2011a: Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts; Wood Ruth et al.; University of Manchester/East Anglia

<http://www.tyndall.ac.uk/biblio/view/3172>

Tyndall (Tyndall Centre for Climate Change Research): 2011b: Shale gas: an updated assessment of environmental and climate change impacts; Broderick J et al.; University of Manchester; Manchester

[www.tyndall.manchester.ac.uk/public/Tyndall shale update 2011 report.pdf](http://www.tyndall.manchester.ac.uk/public/Tyndall_shale_update_2011_report.pdf)

UBA (Umweltbundesamt) 2011: pers. Mitt. von Christian Böttcher zu CH₄-Emissionen der deutschen Erdgasförderung im update NIR 2012

UBA (Umweltbundesamt) et al. 2011: Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2011 – Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990-2009; Dessau

http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/5888.php

Abkürzungsverzeichnis

AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlendioxid
CO ₂ Äq	CO ₂ -Äquivalente
DE	Länderkürzel für Deutschland
EEA	European Environment Agency
eta	Wirkungs- bzw. Nutzungsgrad
EU	Länderkürzel für die Europäische Union
GEMIS	Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme
GuD	Gas- und Dampfturbine (Kombi-Kraftwerk)
H ₂	Wasserstoff
IEA	International Energy Agency
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
KEV	kumulierter Energie-Verbrauch
KW	Kraftwerk
MW	MegaWatt
NIR	National Inventory Report
NO _x	Stickoxide
PM ₁₀	particulate matter < 10 µm (Feinstaub)
SO ₂	Schwefeldioxid
SO ₂ Äq	Versauerungs-Äquivalente
SNG	substitute natural gas
th	thermisch
THG	Treibhausgase
TJ	TeraJoule (10 ¹² Joule)
UBA	Umweltbundesamt
ZSE	Zentrales System Emissionen (interne Datenbank des UBA)

Anhang

A-1 Kernfragen zum Datenbedarf für Fracking

Der hier vorlegte **Fragenkatalog** dient zur Klärung von Daten, die in die Bilanzierung von Umweltaspekten eingehen und daher möglichst detailscharf und quellbezogen erhoben werden müssen.

Im Folgenden werden die relevanten spezifischen Datenbedarfe zur Förderung von Gas aus unkonventionellen Lagerstätten – hier Schiefergas – als Fragen an ExxonMobil aufgelistet, unterschieden nach den Betriebsphasen für die Förderung unkonventionellen Erdgases.

Es wird um möglichst **detaillierte** Antworten mit **jeweiligem Verweis** auf Quellen und wesentliche Annahmen gebeten. Soweit erforderlich, sollten der Beantwortung auch entsprechende ergänzende Dokumente beigelegt werden (in elektronischer Form als PDF).

Die folgenden Fragen betreffen Aspekte [in Klammern jeweils Einheit] zur **Definition** eines typischen⁹ Fracking-Felds.

- erwartete **Gesamtförderung** [TJ];
- Lebensdauer des Felds [Jahre],
- Flächeninanspruchnahme des Feldes [ha], inklusive Schutzabstände, Nebenanlagen (z.B. Lager) und Infrastruktur (Wege, Gebäude)
- Erwartete typische Gaszusammensetzung¹⁰ [Vol%] bezogen auf die einzelnen Gase (CO₂, CH₄, C₂H₂, CH₂H₄, H₂S, N₂ usw.)

Die folgenden Fragen betreffen Aspekte [in Klammern jeweils Einheit] zur **Erschließung** des typischen Fracking-Felds

- Geplante Anzahl der Bohrungen für das typische Fracking-Feld (differenziert nach Explorations- und Förderphase)
- Geplante mittlere Tiefe der entsprechenden Bohrungen (differenziert nach Explorations- und Förderphase)
- Energiebedarfe (getrennt nach Diesel, Erdgas und Elektrizität) der Bohrungen je Bohrmeter [MJ/m], differenziert nach Explorations- und Förderphase

Die folgenden Fragen betreffen Aspekte [in Klammern jeweils Einheit] zum **Betrieb** des typischen Fracking-Felds

⁹ Soweit erforderlich sollten ggf. Untertypen gebildet werden, z.B. Typ 1: Fördertiefe 1000 m, Typ 2: Fördertiefe 5000 m usw. Auch ggf. sinnvolle geologische Unterschiede sollten in der Typenbildung berücksichtigt werden.

¹⁰ soweit erforderlich: typische Schwankungsbreite der Gaszusammensetzung

- Eingesetzte stoffliche Betriebsmittel [g/m^3], getrennt nach Wasser und **einzelnen** Chemikalien oder sonstigen Hilfsstoffen (Auflistung erbeten)
- Eingesetzte **energetische** Betriebsmittel¹¹ [MJ/m^3], getrennt nach Diesel, Erdgas, Elektrizität und ggf. Heizöl) je gefördertem Gasvolumen
- Anteile [%] einzelner Konversionstechnologien (Motor, Kompressor, Pumpe, Kessel, Trocknung usw.) an den jeweils eingesetzten energetischen Betriebsmitteln
- Direkte Emissionen von CO_2 und CH_4 [g/m^3] bei bestimmungsgemäßem Betrieb¹² (**ohne** direkte Emissionen aus dem Einsatz energetischer Betriebsmittel)
- Anfallende Rest- und Abfallstoffe [g/m^3] bei bestimmungsgemäßem Betrieb, getrennt nach Art und jeweiliger Menge¹³

Die folgenden Fragen betreffen Aspekte [in Klammern jeweils Einheit] zur **Beendigung** der Nutzung des typischen Fracking-Felds

- Eingesetzte stoffliche Betriebsmittel [g/m^3] für den sicheren Abschluss der Förderung, getrennt nach **einzelnen** Hilfsstoffen (z.B. Dichtmassen, Zement; Auflistung erbeten)
- Zur Betriebsbeendigung und Rückbau eingesetzte **energetische** Betriebsmittel¹⁴ [MJ/m^3], getrennt nach Diesel, Erdgas, Elektrizität und ggf. Heizöl)
- Anteile [%] einzelner Konversionstechnologien (Motor, Kompressor, Pumpe, Kessel, Trocknung usw.) an den jeweils dafür eingesetzten energetischen Betriebsmitteln
- Mögliche Rezyklate [g/m^3] aus dem Rückbau des Fracking-Felds (z.B. Stahl)

¹¹ Soweit Dampf oder Heißwasser eingesetzt wird, sind die Brennstoffinputs für die Bereitstellung dieser Energieträger anzugeben.

¹² Hier sind **typischerweise** (siehe dazu Fußnote 1) auftretende Freisetzungen durch Leckagen, Undichtigkeiten sowie routinemäßig erfolgende Freisetzung durch Abfackelung sowie Ab- und Ausblasung zu verstehen, **nicht** die möglichen Freisetzungen durch Stör- und Unfälle.

¹³ Rezyklate (z.B. stoffliche Rückführung vom Kondensaten, Verbrennung von Restölen) sind dabei als stoffliche bzw. energetische Betriebsmittel auszuweisen und nicht in der Rest- bzw. Abfallmenge einzubeziehen (Nettobetrachtung).

¹⁴ Soweit Dampf oder Heißwasser eingesetzt wird, sind die Brennstoffinputs für die Bereitstellung dieser Energieträger anzugeben.

A-2 Datengrundlagen zu den fossilen Prozessketten

Daten zur konventionellen Erdgasförderung in Deutschland, Niederlande, Norwegen, Russland und Algerien

Grundlage für die Ermittlung der diffusen Emission während der Erdgasförderung sind die Nationalen Inventarberichte (NIR) im Rahmen der Berichterstattungen unter der UN-Klimarahmenkonvention (United Nations Framework Convention and Climate Change, UN FCCC) und dem Kyoto-Protokoll sowie die dazugehörenden Datentabellen¹⁵. In der Folge von Auffälligkeiten im deutschen Inventarbericht wurden noch unveröffentlichte Daten direkt beim Umweltbundesamt erfragt (UBA 2011). Diese Daten sollen im Laufe des Jahres 2012 an das UN FCCC Sekretariat berichtet werden. Für Algerien wurden Daten aus der Studie ARI (2010) verwendet.

Alle spezifischen Emissionswerte beziehen sich auf eine TeraJoule (TJ) als Energieeinheit. Die jeweiligen Mengen für im Inland gefördertes Gas und abgefa-ckeltes Gas sind in den Inventarberichten verfügbar und wurden mit Hilfe von Daten der International Energy Agency (IEA) geprüft und zum Teil angepasst¹⁶. Dargestellte Emissionen sind CH₄-, CO₂- und N₂O-Emissionen.

Im Tabellenanhang finden sich die Einzelwerte für die betrachteten Länder.

Diffuse Emissionen in der Erdgasförderung und Erdgasaufbereitung

Emissionen aus der Förderung und Aufbereitung von Erdgas addieren sich aus diffusen Emissionen durch Entlüftung und Undichtigkeiten sowie während der Abfacklung von Erdgas während des Förderprozesses. Für die Niederlande und Norwegen wurden die Emissionen aus der Ölförderung und der Gasförderung nicht differenziert dargestellt. Da es in den Niederlanden nur eine sehr geringe Ölproduktion gibt, wurden die Werte hier nicht angepasst.

Für Norwegen wurde angenommen, dass 50% der Emissionen auf die Gasförderung entfallen und 50% der Emissionen auf die Ölförderung, dies entspricht einer energetischen Allokation bezogen auf den Heizwert der bereitgestellten Produkte.

Für Algerien konnten CH₄- und CO₂-Emissionen aus ARI (2008) ermittelt werden. Da hierin nicht zwischen Förderung und Aufbereitung unterscheidet wird angenommen, dass sich die Emissionen auf beide Stufen gleich verteilen. Diese Differenzierung dient nur der Darstellung in GEMIS und ist nicht ergebnisrelevant für die Gesamtbilanz der Gasbereitstellung.

¹⁵ Alle nationalen Inventarberichte zum Treibhausgasinventar sind erhältlich unter:

http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/5888.php

¹⁶ Die Daten der IEA sind (nicht öffentlich) verfügbar unter <http://www.oecd-ilibrary.org/statistics>

Prozessstufe Erdgasförderung

In den Inventarberichten der Länder befinden sich Angaben zu Emissionen durch Abfacklung in Kapitel „3.3.2.4.8 Venting and flaring, gas“ unter sowie in der dazugehörenden Tabelle 1.B.2.c.ii. unter flaring. Der Emissionswert für Entlüftung im Förderprozess wird nicht separat angegeben, sondern ist berücksichtigt im Aggregat unter Punkt „1.B.2.b.ii Natural gas, Production/Processing“ (für Russland) oder im Aggregat unter Punkt Venting in „1.B.2.c.ii Venting and flaring, gas“ (für Niederlande und Norwegen).

Es wurde angenommen, dass 30% dieser Emissionen in die Prozessstufe Gasförderung fallen. Für Deutschland spezifische Werte für die Erdgasförderung vorhanden (UBA 2011).

Prozessstufe Erdgasaufbereitung

Im Inventarbericht befinden sich Angaben zu Emissionen durch Entlüftung und Undichtigkeiten während in der Prozessstufe Gasaufbereitung in Kapitel „3.3.2.4.8 Venting and flaring, gas“ sowie in der dazugehörenden Tabelle 1.B.2.c.ii. unter venting. Der Emissionswert für Entlüftung in der Aufbereitung wird nicht separat angegeben, sondern ist berücksichtigt im Aggregat unter Punkt „1.B.2.b.ii Natural gas, Production/Processing“ (für Russland) oder im Aggregat unter Punkt venting in „1.B.2.c.ii Venting and flaring, gas“ (für Niederlande und Norwegen).

Es wurde angenommen, dass 70% dieser Emissionen in die Prozessstufe Gasförderung fallen. Für Deutschland sind spezifische Werte für die Erdgasaufbereitung vorhanden (UBA 2011).

A-3 Datengrundlagen zu Prozessketten für erneuerbares Methan

Die Bilanzierung der Aufwendungen für SNG bezieht sich stets auf ein Megajoule Energieeinheit.

Herstellung von synthetischem Erdgas (SNG) durch Holzvergasung

Das im Jahre 2004 gegründete Konsortium „Methan aus Holz“ entwickelte die Technik zur effizienten Umwandlung von Holz zu SNG, auf deren Grundlage eine 10⁰kW Testanlage in Güssing errichtet wurde. Im Jahr 2008 wurde schließlich eine 1MW Demonstrationsanlage für die Methanisierung von Holzgas in Betrieb genommen. Das Projekt lieferte grundlegende praktische Erfahrungen in der SNG-Herstellung aus der Holzvergasung, welche unter anderem vom Paul-Scherrer Institut (PSI) aufbereitet und veröffentlicht wurden. Bereits im Jahr 2007, wurde auf Grundlage der 10kW Testanlage in Güssing, die ökologischen Auswirkungen der SNG-Herstellung vom PSI evaluiert (PSI 2007). Im Jahr 2011 folgte nun die zweite Bilanzierung der SNG-Herstellung, aktualisiert mit neuen Technologiedaten der geplanten 7,5⁰MW Poygeneration-Anlage in Baden (Steubing et al. 2011).

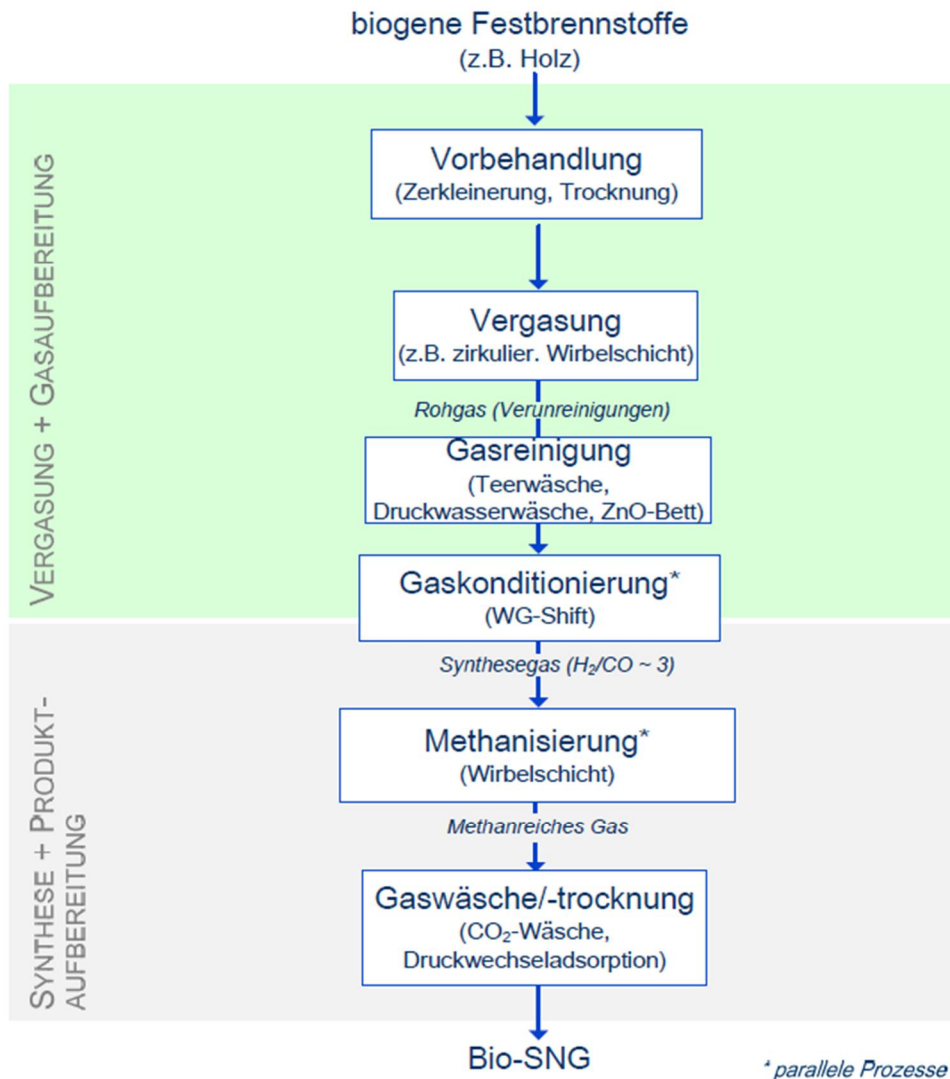
Neben den Ergebnissen zur Pilotanlage in Güssing wurden auch aktuellere Studien (ÖKO 2009+2011; Steubing et. al 2011) analysiert, welche auf neuere Ergebnisse aus dem aktuellen Entwicklungsprozess zurückgreifen.

Der Prozess zur Herstellung von Bio-SNG aus Holz besteht aus den beiden Teilprozessen der Vergasung von Holz und der anschließenden Methanisierung des Rohgases zu SNG.

Relevante Daten für die Holzvergasung sind die Menge des Holinputs, die benötigte Menge externer Energie (für Belüftung und Starten der Vergasung) sowie weitere Inputs wie zum Beispiel Olivin als Prozesskatalysator als auch RME zur anschließenden Gasreinigung. Je nach Datenlage wurde ein Wert gewählt oder der Mittelwert aus verschiedenen Quellen angenommen. Die Holzvergasung erreicht je nach Anlage einen Wirkungsgrad von 73% (Güssing) bis 78% (Milena/Niederlande).

In der anschließenden Methanisierung wird das Rohgas unter Zugabe von Elektrizität und weiteren Stoffen methanisiert und zu SNG aufbereitet. Auch hier wurde je nach Datenlage ein Wert gewählt oder der Mittelwert aus verschiedenen Quellen angesetzt. Die Methanisierung und Aufbereitung des Rohgases erreicht einen Wirkungsgrad von 90%, es wird für diese Stufe nicht von direkten CH₄-Emissionen ausgegangen.

Bild 15 Konversationspfad der thermo-chemischen Biomethanherzeugung



Quelle: ÖKO (2009)

Herstellung von SNG durch regenerativen Strom (Power2Gas)

Der Prozess der Herstellung von SNG aus regenerativen Strom besteht aus den beiden Teilprozessen der Elektrolyse des Stroms und der anschließenden Methanisierung des Wasserstoffes zu SNG.

Für den Prozess der Elektrolyse ist im Wesentlichen die benötigte Menge Elektrizität, für die Herstellung von 1 MJ Wasserstoff relevant.

Je nach Quelle gibt es hier unterschiedliche Angaben, die letztlich den Wirkungsgrad der Elektrolyse definieren, der bei 63% (ÖKO 2009, Mangold 2011) bis hin zu 75% (Specht 2011) liegt. Für die Darstellung der Ergebnisse in GEMIS wurde ein Mittelwert aus den vorhandenen Daten angenommen.

In der anschließenden Methanisierung wird H_2 unter Zugabe von CO_2 zu SNG aufbereitet. Über die benötigte Menge CO_2 wurden zwei Quellen ausgewertet (Mangold 2011, ÖKO 2011). Auch hier wurde der Mittelwert aus beiden Angaben gewählt. Der Wirkungsgrad der Methanisierung des Wasserstoffes wurde einheitlich von allen ausgewerteten Quellen mit 80% angegeben.

A-4 Tabellenanhang

Tabelle 5 Emissionen aus der Förderung und Aufbereitung von Erdgas in Deutschland

Prozess		Unit	DE	Quelle	Kommentar
Förderung	Natural Gas Production	TJ	517.126	IEA (2011)	etwa 10% Unterschied zu UBA (2011)
	Associated gas	TJ	4.121	IEA (2011)	
	colliery gas	TJ	7.271	IEA (2011)	
	flared gas	Million m³	15	IEA (2011)	gleicher Wert auch in UBA (2011)
	CH4-Emissionen	kg/m³	0,0000026	pers. Komm. C. Böttcher (UBA) 1.11.2011	nur Förderung
		kg/TJ	0,0769203		
	CO2-Emissionen	kg/m³	0,0000001	pers. Komm. C. Böttcher (UBA) 1.11.2011	nur Förderung
		kg/TJ	0,0029585		
	Natural Gas Production	kg/m³	459.650	UBA(2011)-NIR 2009 (CRF), Tabelle 1.B.2	
	CH4- Emissionen	kg/TJ	0,1	pers. Komm. C. Böttcher (UBA) 1.11.2011	Abfackeln zzgl. CH4
	CH4, bez. auf Gasoutput	%	0,0005%		
Aufbereitung	CO2- Emissionen	kg/TJ	38	pers. Komm. C. Böttcher (UBA) 1.11.2011	Abfackeln zzgl. CH4
	N2O- Emissionen	kg/TJ	0,002	UBA(2011)-NIR 2009 (CRF), Tabelle 1.B.2	nur Abfackeln
	Anteil Süßgas	%	60%	UBA(2011)-NIR 2010, S. 253	
	Anteil Sauer gas	%	40%	UBA(2011)-NIR 2010, S. 253	
	CH4-Emissionen	kg/1000m³	0,157	pers. Komm. C. Böttcher (UBA) 1.11.2011	Trocknungsanlage und Aufbereitung
		kg/TJ	4,645		
	CO2-Emissionen	kg/1000m³	0,200	pers. Komm. C. Böttcher (UBA) 1.11.2011	hier Aufbereitung zusammengefasst
		kg/TJ	5,917		
	CH4-Emissionen	kg/TJ	4,6	pers. Komm. C. Böttcher (UBA) 1.11.2011	Abfackeln zzgl. CH4
	CH4 bez. auf Gasoutput	%	0,021%		
	CO2-Emissionen	kg/TJ	6	pers. Komm. C. Böttcher (UBA) 1.11.2011	70% (Annahme aufgrund der angegebenen Aufteilung der CH4-Emissionen) aus dem Aggregat der Tätigkeiten Förderung, Vorbehandlung und Verarbeitung. Die CH4 Emissionen beziehen sich auf die Energiemenge des im Inland produzierten Gases.
Pipeline (Weiterverteilung)	CO2-Emissionen für Sauer gasaufbereitung	kg/TJ	6804,48	UBA(2011)-NIR 2010, S. 247	0,23 t/Tsd.m³ gemittelt, aus Österreich
	2.B.2.B.ii 2009 CH4-Emissionen Natural Gas P	Gg	3,8	pers. Komm. C. Böttcher (UBA) 1.11.2011	geplanter Berichtswert NIR (15.Jan 2012)
	2.B.2.B.ii 2010 Ch4-Emissionen Natural Gas P	Gg	2,2	pers. Komm. C. Böttcher (UBA) 1.11.2011	geplanter Berichtswert NIR (15.Jan 2012)
	2.B.2.B.ii 2009 CO2-Emissionen Natural Gas P	Gg	1.166	pers. Komm. C. Böttcher (UBA) 1.11.2011	geplanter Berichtswert NIR (15.Jan 2012)
	CH4-Emissionen	kg/TJ	13,29	UBA(2011)-NIR 2009 (CRF), Tabelle 1.B.2	CH4 bez. auf Inlandsgastransportmenge
	CH4 bez. auf Gasoutput	%	0,060%		
	Länge	km	447039		
	CH4-Emissionen	kg/TJ	84,85	UBA(2011)-NIR 2009 (CRF), Tabelle 1.B.2	CH4 bez. auf Inlandsgastransportmenge
	CH4 bez. auf Gasoutput	%	0,380%		
	Natural Gas	TJ	7935	IEA (2010) Energy statistics of OECD countries	Energy ind. own use in 2008
	Coke oven gas	TJ	1280	IEA (2010) Energy statistics of OECD countries	Energy ind. own use in 2008
Energy for Fuel mining and extraction	Electricity	GWh	2835	IEA (2010) Energy statistics of OECD countries	Energy ind. own use in 2008
	Electricity	TJ	10206	IEA (2010) Energy statistics of OECD countries	Energy ind. own use in 2008

Tabelle 6 Emissionen aus der Förderung und Aufbereitung von Erdgas in Russland

Prozess		Unit	RU	Quelle	Kommentar
Förderung	Natural Gas Production	TJ	21.850.217,00	IEA (2011) Natural gas information (http://www.oecd-meteorf/mecom(2011) NIR 2009 (CRF), Tabelle 1.B.2)	etwa 4% Unterschied zu NIR
	Natural Gas Production	TJ	20.904.207,29	meteorf/mecom(2011) NIR 2009 (CRF), Tabelle 1.B.2	
	CH4- Emissionen	kg/TJ	31,0	meteorf/mecom(2011) NIR 2009 (CRF), Tabelle 1.B.2	Abfackeln und 30% vom Aggregat Förderung, Vorbehandlung und
	CH4 bez. auf Gasoutput	%	0,152%		
	CO2- Emissionen	kg/TJ	104,9	meteorf/mecom(2011) NIR 2009 (CRF), Tabelle 1.B.2	Abfackeln und 30% vom Aggregat Förderung, Vorbehandlung und
	N2O- Emissionen	kg/TJ	0,001	meteorf/mecom(2011) NIR 2009 (CRF), Tabelle 1.B.2	Verarbeitung. Die CH4 Emissionen beziehen sich auf die Energiemenge des im Inland produzierten Gases.
Aufbereitung	Anteil Süßgas	%			nur Abfackeln
	Anteil Sauergas	%			
	CH4- Emissionen	kg/TJ	70,8	meteorf/mecom(2011) NIR 2009 (CRF), Tabelle 1.B.2	70% aus dem Aggregat der Tätigkeiten Förderung, Vorbehandlung und
	CH4 bez. auf Gasoutput	%	0,347%		Verarbeitung. Die CH4 Emissionen beziehen sich auf die Energiemenge des im Inland produzierten Gases.
	CO2-Emissionen	kg/TJ	4,1	meteorf/mecom(2011) NIR 2009 (CRF), Tabelle 1.B.2	70% aus dem Aggregat der Tätigkeiten Förderung, Vorbehandlung und
Pipeline (Weiterleitung)	CH4- Emissionen	kg/TJ	151,0		Verarbeitung. Die CH4 Emissionen beziehen sich auf die Energiemenge des im Inland produzierten Gases.
	CH4 bez. auf Gasoutput	%	0,74%		
Pipeline (Verteilung)	Länge	km	166.207		
	CH4- Emissionen	kg/TJ	280		
	CH4 bez. auf Gasoutput	%	1,37%		

Tabelle 7 Emissionen aus der Förderung und Aufbereitung von Erdgas in den Niederlanden

Prozess		Unit	NL	Quelle	Kommentar
Förderung	Natural Gas Production	TJ	2.624.186	IEA (2011) Natural gas information	etwa 10% Unterschied zu RIVM (2011)
	Associated gas	TJ	-	IEA (2011) Natural gas information	
	colliery gas	TJ	-	IEA (2011) Natural gas information	
	flared gas	Million m³	1.618	IEA (2011) Natural gas information	
	Oil Production	kt	2.169	IEA (2011) Oil information	
	Oil Production	TJ	87.628		sehr geringe Ölproduktion in NL
	Natural Gas Production	TJ	2.363.000		
	CH4- Emissionen	kg/TJ	2,21	RIVM(2011) NIR 2009 (CRF), Tabelle 1.B.2	Abfackeln und 30% vom Aggregat Förderung, Vorbehandlung und Verarbeitung. Die
	CH4 bez. auf Gasoutput	%	0,008%		
	CO2- Emissionen	kg/TJ	18,91	RIVM(2011) NIR 2009 (CRF), Tabelle 1.B.2	Abfackeln und 30% vom Aggregat Förderung, Vorbehandlung und Verarbeitung. Die CH4 Emissionen beziehen sich auf die Energiemenge des im Inland produzierten Gases. Alle Emissionen bezogen sich auf Gas als auch Öl => Annahme 100% bezogen auf Gas.
Aufbereitung	N2O- Emissionen	kg/TJ	-	RIVM(2011) NIR 2009 (CRF), Tabelle 1.B.2	
	Anteil Süßgas	%			
	Anteil Sauer gas	%			
	CH4-Emissionen	kg/TJ	4,81	RIVM(2011) NIR 2009 (CRF), Tabelle 1.B.2	70% aus dem Aggregat der Tätigkeiten Förderung, Vorbehandlung und Verarbeitung. Die CH4 Emissionen beziehen sich auf die Energiemenge des im Inland produzierten Gases. Alle Emissionen bezogen sich auf Gas als auch Öl => Annahme 100% auf Gas.
	CH4 bez. auf Gasoutput	%	0,018%		
	CO2-Emissionen	kg/TJ	3,14	RIVM(2011) NIR 2009 (CRF), Tabelle 1.B.2	70% aus dem Aggregat der Tätigkeiten Förderung, Vorbehandlung und Verarbeitung. Die CH4 Emissionen beziehen sich auf die Energiemenge des im Inland produzierten Gases. Alle Emissionen bezogen sich auf Gas als auch Öl => Annahme 100% auf Gas.
Pipeline (Verteilung)	CH4-Emissionen	kg/TJ	1,953	RIVM(2011)-NIR 2009 (CRF), Tabelle 1.B.2	
	CH4 bez. auf Gasoutput	%	0,007%		
	Länge Pipeline	km	500	eig. Annahme, noch zu verifizieren	
	Pipeline spezifisch	%/100 km	0,00148%		
	Länge	km	123527		
	CH4-Emissionen	kg/TJ	4,124	RIVM(2011)-NIR 2009 (CRF), Tabelle 1.B.2	
	CH4 bez. auf Gasoutput	%	0,018%		
	Länge Pipeline	km	125000	gerundet aus NIR	
Energy for Fuel mining and extraction	Pipeline spezifisch	%/100 km	0,000015%		
	Natural Gas	TJ	24297	IEA (2010)- Energy statistics of OECD countries	Energy ind. own use in 2008
	Electricity	GWh	1,0%	IEA (2010)- Energy statistics of OECD countries	Energy ind. own use in 2008
	Electricity	TJ	2638	IEA (2010)- Energy statistics of OECD countries	Energy ind. own use in 2008
	Electricity		9496,8	IEA (2010)- Energy statistics of OECD countries	Energy ind. own use in 2008
	Electricity		0,40%		

Tabelle 8 Emissionen aus der Förderung und Aufbereitung von Erdgas in Norwegen

Prozess	Unit	NO	Quelle	Kommentar
Förderung	Natural Gas Production	TJ	4.218.715	IEA (2011) Natural gas information
	Associated gas	TJ	4.218.715	IEA (2011) Natural gas information
	gas vented	TJ	1.032	IEA (2011) Natural gas information
	flared gas	TJ	19.974	IEA (2011) Natural gas information
	Oil Production	kt	108.295	IEA (2011) Oil information
	Oil Production	TJ	4.353.459	
	Oil and Gas Production	TJ	8.572.174	
	flared gas	TJ	20.442	IEA (2011) Natural gas information
	Natural Gas Production	TJ	4.020	IEA (2011) Natural gas information
	Oil and Gas Production	TJ	8.457.865	IEA (2011) Natural gas information
	CH4- Emissionen	kg/TJ	0,713	IEA (2011) Natural gas information
	CH4 bez. auf Gasoutput	%	0,003%	
	CO2- Emissionen	kg/TJ	304,334	KLIF(2011) NIR 2009 (CRF), Tabelle 1.B.2
Aufbereitung	N2O- Emissionen	kg/TJ	0,003	KLIF(2011) NIR 2009 (CRF), Tabelle 1.B.2
	CO2 Flaring Onshore	kg/TJ	275,517	KLIF(2011) NIR 2010, S. 136
	CO2 Flaring Offshore	kg/TJ	302,046	KLIF(2011) NIR 2010, S. 136
	CH4-Emissionen	kg/TJ	1,307	KLIF(2011) NIR 2009 (CRF), Tabelle 1.B.2
	CH4 bez. auf Gasoutput	%	0,005%	
	CO2-Emissionen	kg/TJ	9,69	KLIF(2011) NIR 2009 (CRF), Tabelle 1.B.2
	Process CH4 emissions "Gas terminals"	1000t	2,2	http://www.ssb.no/english/subjects/01/04/10/klimagassn_en/tab-2011-05-25-02-en.html
	Process CH4 emissions "Gas terminals"	kg/TJ	0,5	http://www.ssb.no/english/subjects/01/04/10/klimagassn_en/tab-2011-05-25-02-en.html
	Process CH4 emissions "Cold flaring % leakage"	1000t	15,8	http://www.ssb.no/english/subjects/01/04/10/klimagassn_en/tab-2011-05-25-02-en.html
	Process CH4 emissions "Cold flaring & leakage"	kg/TJ	1,8	http://www.ssb.no/english/subjects/01/04/10/klimagassn_en/tab-2011-05-25-02-en.html

Tabelle 9 Emissionen aus der Förderung und Aufbereitung von Erdgas in Algerien

ARI (2008) Greenhouse Gas Life Cycle Emissions Study		Algeria			
Natural Gas Production	Tcf	0,02			(Exhibit 20)
Natural Gas Production	TJ	16.701,16			(Exhibit 20)
Carbon Dioxide Emission Sources	CO2 Emissions (Mg)	CO2 Emissions (kg)	CO2 Emissions (kg/TJ)		
Normal Fugitives					
Plants - Before CO2 removal	1,95	1950	0,12		(Exhibit 37)
Plants - After CO2 removal	0,75	750	0,04		(Exhibit 37)
Reciprocating Compressors - Before CO2 removal	12,22	12220	0,73		(Exhibit 37)
Reciprocating Compressors - After CO2 removal	4,69	4690	0,28		(Exhibit 37)
Centrifugal Compressors - Before CO2 removal	4,66	4660	0,28		(Exhibit 37)
Centrifugal Compressors - After CO2 removal	1,79	1790	0,11		(Exhibit 37)
Vented					
AGR Vents	10082,4	10082400	603,69		(Exhibit 37)
Kimray Pumps	0	0	-		(Exhibit 37)
Dehydrator Vents	5,63	5630	0,34		(Exhibit 37)
Pneumatic Devices	0,22	220	0,01		(Exhibit 37)
Combusted	26038,65	26038650	1.559,09		(Exhibit 37)
Routine Maintenance					
Blowdowns/Venting	4,84	4840	0,29		(Exhibit 37)
Indirect Electricity Emissions	2427,55	2427550			
Methane Emissions for Production and Processing				2.164,99	
CO2-Emissions for extraction (50%)				1.082,49	
CO2-Emissions for treatment (50%)				1.082,49	
Methane Emission Sources	CH4 Emissions (Mg)	CH4 Emissions (kg)	CH4 Emissions (kg/TJ)		
Normal Fugitives	Algeria	Algeria	Algeria		
Plants	55,58	55580	3,328		(Exhibit 37)
Reciprocating Compressors	348,71	348710	20,879		(Exhibit 37)
Centrifugal Compressors	132,97	132970	7,962		(Exhibit 37)
Vented					
AGR Vents	42,76	42760	2,560		(Exhibit 37)
Kimray Pumps	0	0	0,000		(Exhibit 37)
Dehydrator Vents	90,97	90970	5,447		(Exhibit 37)
Pneumatic Devices	3,17	3170	0,190		(Exhibit 37)
Combusted	157,4	157400	9,424		(Exhibit 37)
Routine Maintenance					
Blowdowns/Venting	78,2	78200	4,682		(Exhibit 37)
Indirect Electricity Emissions	0,02	20	0,001		
Methane Emissions for Production and Processing				54,473	(Exhibit 37)
CH4-Emissions for extraction (50%)				27,236	(Exhibit 37)
CH4-Emissions for treatment (50%)				27,236	(Exhibit 37)

Tabelle 10 Herstellung von SNG aus Holz durch Vergasung und Methanisierung

Aggregat SNG Herstellung aus Holz durch Vergasung und Methanisierung				
Bilanzierung der Aufwendungen für 1 MJ SNG auf Grundlage unterschiedlicher Datenquellen				
INPUT		Einheit:	Kommentar:	Quelle:
Effizienz				
eta	64%		FICFB-Technology	Gassner et al. (2009)
eta	69%		CFB-Technology	Gassner et al. (2009)
eta	64%		Güssing/Austria	Drift et al. (2010)
eta	70%		ECN (MILENA)/Netherlands	Drift et al. (2010), Klemm (2009)
Mittelwert Holz	67%			
Elektrizität (extern)				
- Blower	2,81E-03 kWh/MJ SNG		16% der Gesamtsumme für Belüftung	Felder et al. (2007)
- compr., cond.	1,49E-02 kWh/MJ SNG		84% der Gesamtsumme für Methanisierung	Felder et al. (2007)
Summe Electricity	1,77E-02 kWh/MJ SNG			
	5,50E-01 MJ/m ³ SNG			Steubing et al. (2011)
	4,44E-03 kWh/MJ SNG		reduziert ggü. Felder (2007), Öko (2009)	
	1,27E+00 kWh/kg SNG			Öko (2009) S. 289
	2,54E-02 kWh/MJ SNG			
Mittelwert Elektrizität	5,71E-02 MJel/MJ			
sonstige Energie				
Oil for starting	4,02E-07 kg/MJ SNG			Felder et al. (2007)
	1,71E-05 MJ/MJ SNG			
Natural gas for starting	8,00E-01 MJ/m ³ SNG			Steubing et al. (2011)
	2,33E-02 MJ/m³ SNG			
Mittelwert sonstige Energie	1,16E-02 MJ/MJ			
RME				
	9,40E-01 MJ/m ³ SNG			Steubing et al. (2011)
	2,73E-02 MJ/MJ SNG			
	2,58E-02 kg/m ³ SNG			Öko (2009) S. 289
	2,79E-02 MJ/MJ SNG			
Mittelwert RME	2,76E-02 MJ/MJ			
sonstige Ressourcen				
Charcoal	5,35E-04 kg/MJ SNG			Felder et al. (2007)

Tabelle 11 Herstellung von SNG aus Holz durch Vergasung und Methanisierung

Aggregat SNG-Herstellung aus RE-Strom durch Elektrolyse und Methanisierung				
Bilanzierung für 1 MJ SNG auf Grundlage unterschiedlicher Datenquellen				
INPUT	Einheit:	Kommentar:		Quelle:
Elektrizität	4,00E+00 kWh/m ³ H ₂			Specht (2011)
	3,71E-01 kWh/MJ H₂			
	27,6 MWh/t CH ₄	Modell: Audi, Bau 6,3 MW e-gas Anlage mit 1.000 t/a		Mangold(2011)
	5,52E-01 kWh/MJ CH₄			
	4,44E-01 kWh/MJ H ₂	Elektrolyse 2005 (zentral)		Öko (2009) S. 250
	4,56E-01 kWh/MJ H₂	Elektrolyse 2005 (dezentral)		Öko (2009) S. 250
Mittelwert Elektrizität	4,60E-01 kWh/MJ			
	1,654505371 MJ/MJ d.h.	60%		
CO₂	2,80E+00 t CO ₂ /t CH ₄			Mangold(2011)
	5,60E-05 t CO₂/MJ			
	2,20E-01 t CO ₂ /MWh CH ₄			Öko (2011)
	7,92E-04 t CO₂/MJ			
Mittelwert CO ₂	4,24E-04 t CO₂/MJ	wird in GEMIS vernachlässigt, da biogener Input		
sonstige Ressourcen				
Wasser	7,50E-02 kg/MJ			Öko (2009) S. 250
NaOH	1,78E-03 kg/MJ			Öko (2009) S. 251
EFFIZIENZ	Einheit:	Kommentar:		Quelle:
eta (H ₂)	75%			Sterner (2010)
eta (CH ₄)	80%			Sterner (2010)
eta	60%	Angabe im Dokument: von 60% bis 65%		Sterner (2010)
eta (H ₂)	63%	Modell: Audi, Bau 6,3 MW e-gas Anlage mit 1.000 t/a		Mangold(2011)
eta (CH ₄)	80%	Modell: Audi, Bau 6,3 MW e-gas Anlage mit 1.000 t/a		Mangold(2011)
eta	50%	Modell: Audi, Bau 6,3 MW e-gas Anlage mit 1.000 t/a		Mangold(2011)
eta (H ₂)	70%			Öko (2011)
eta (CH ₄)	80%			Öko (2011)
eta (H ₂)	63%	Elektrolyse 2005 (zentral)		Öko (2009) S. 250
eta (H ₂)	61%	Elektrolyse 2005 (dezentral)		Öko (2009) S. 251
Mittelwert eta (H ₂)	66%			
Mittelwert eta (CH ₄)	80%			
Mittelwert eta	55%			

Tabelle 12 Primärenergiebilanzen in 2010

	in kWh _{primär} /kWh	KEV _{gesamt}	KEV _{nichtern.}	Land
Förderung (je kWh Gas)	Gas-DE	1,00	1,00	0,24
	Gas-NO	1,00	1,00	0,00
	Gas-RU	1,00	1,00	0,01
	Gas-Schiefer-lo-CH4-Null	1,32	1,32	1,41
	Gas-Schiefer-lo-CH4-max	1,32	1,32	1,41
	Gas-Schiefer-hi-CH4-Null	2,71	2,70	3,09
	Gas-Schiefer-hi-CH4-max	2,71	2,70	3,09
Aufbereitung (je kWh Gas)	Gas-DE	1,04	1,04	0,98
	Gas-NO	1,01	1,01	0,25
	Gas-RU	1,07	1,07	0,17
	Gas-Schiefer-lo-CH4-Null	1,36	1,35	2,14
	Gas-Schiefer-lo-CH4-max	1,36	1,35	2,14
	Gas-Schiefer-hi-CH4-Null	2,75	2,74	3,83
	Gas-Schiefer-hi-CH4-max	2,75	2,74	3,83
Transport (je kWh Gas)	Gas-mix	1,12	1,12	0,33
	Gas-nur-NO	1,05	1,05	0,26
	Gas-nur-RU	1,24	1,24	0,19
	Gas-Schiefer-lo-CH4-Null	1,37	1,37	2,14
	Gas-Schiefer-lo-CH4-max	1,37	1,37	2,14
	Gas-Schiefer-hi-CH4-Null	2,76	2,75	3,83
	Gas-Schiefer-hi-CH4-max	2,76	2,75	3,83
Stromerzeugung (je kWh Strom)	Gas-mix	1,93	1,93	0,66
	Gas-nur-NO	1,82	1,81	0,55
	Gas-nur-RU	2,14	2,14	0,42
	Gas-Schiefer-lo-CH4-Null	2,37	2,36	3,79
	Gas-Schiefer-lo-CH4-max	2,37	2,36	3,79
	Gas-Schiefer-hi-CH4-Null	4,75	4,73	6,69
	Gas-Schiefer-hi-CH4-max	4,75	4,73	6,69
	Strom-Mix	2,68	2,27	76,20
	Strom-Importkohle	2,52	2,50	6,33

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.8; CH4-null = ohne CH₄ aus post-production; CH4-max = maximales CH₄ aus post-production; lo = niedrige Variante; hi = hohe Variante

Tabelle 13 THG-Bilanzen in 2010

	in g/kWh	CO ₂ Äq	CO ₂	CH ₄
Förderung (je kWh Gas)	Gas-DE	1	1	0,02
	Gas-NO	1	1	0,01
	Gas-RU	3	0	0,12
	Gas-Schiefer-lo-CH4-Null	80	78	0,04
	Gas-Schiefer-lo-CH4-max	98	78	0,75
	Gas-Schiefer-hi-CH4-Null	429	420	0,14
	Gas-Schiefer-hi-CH4-max	447	420	0,84
Aufbereitung (je kWh Gas)	Gas-DE	11	9	0,05
	Gas-NO	3	2	0,02
	Gas-RU	10	3	0,28
	Gas-Schiefer-lo-CH4-Null	90	87	0,08
	Gas-Schiefer-lo-CH4-max	107	87	0,78
	Gas-Schiefer-hi-CH4-Null	438	429	0,17
	Gas-Schiefer-hi-CH4-max	456	429	0,87
Transport (je kWh Gas)	Gas-mix	30	19	0,44
	Gas-nur-NO	13	11	0,06
	Gas-nur-RU	59	34	1,02
	Gas-Schiefer-lo-CH4-Null	93	89	0,13
	Gas-Schiefer-lo-CH4-max	111	89	0,83
	Gas-Schiefer-hi-CH4-Null	442	431	0,22
	Gas-Schiefer-hi-CH4-max	459	431	0,92
Stromerzeugung (je kWh Strom)	Gas-mix	404	380	0,77
	Gas-nur-NO	374	366	0,13
	Gas-nur-RU	455	405	1,77
	Gas-Schiefer-lo-CH4-Null	527	515	0,24
	Gas-Schiefer-lo-CH4-max	558	515	1,45
	Gas-Schiefer-hi-CH4-Null	1116	1092	0,40
	Gas-Schiefer-hi-CH4-max	1146	1092	1,61
	Strom-Mix	565	541	0,69
	Strom-Importkohle	860	810	1,52

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.8; CH4-null = ohne CH₄ aus post-production; CH4-max = maximales CH₄ aus post-production; lo = niedrige Variante; hi = hohe Variante

Tabelle 14 Luftschadstoffbilanzen in 2010

	in g/kWh	SO ₂ Äq	PM ₁₀
Förderung (je kWh Gas)	Gas-DE	0,001	0,0002
	Gas-NO	0,004	0,0004
	Gas-RU	0,001	0,0002
	Gas-Schiefer-lo-CH4-Null	0,689	0,0800
	Gas-Schiefer-lo-CH4-max	0,689	0,0800
	Gas-Schiefer-hi-CH4-Null	3,804	0,4428
	Gas-Schiefer-hi-CH4-max	3,804	0,4428
Aufbereitung (je kWh Gas)	Gas-DE	0,012	0,0010
	Gas-NO	0,006	0,0009
	Gas-RU	0,006	0,0010
	Gas-Schiefer-lo-CH4-Null	0,699	0,0808
	Gas-Schiefer-lo-CH4-max	0,699	0,0808
	Gas-Schiefer-hi-CH4-Null	3,814	0,4436
	Gas-Schiefer-hi-CH4-max	3,814	0,4436
Transport (je kWh Gas)	Gas-mix	0,069	0,0037
	Gas-nur-NO	0,038	0,0020
	Gas-nur-RU	0,134	0,0069
	Gas-Schiefer-lo-CH4-Null	0,709	0,0812
	Gas-Schiefer-lo-CH4-max	0,709	0,0812
	Gas-Schiefer-hi-CH4-Null	3,825	0,4442
	Gas-Schiefer-hi-CH4-max	3,825	0,4442
Stromerzeugung (je kWh Strom)	Gas-mix	0,395	0,0096
	Gas-nur-NO	0,342	0,0068
	Gas-nur-RU	0,507	0,0153
	Gas-Schiefer-lo-CH4-Null	1,496	0,1431
	Gas-Schiefer-lo-CH4-max	1,496	0,1431
	Gas-Schiefer-hi-CH4-Null	6,857	0,7679
	Gas-Schiefer-hi-CH4-max	6,857	0,7679
	Strom-Mix	0,796	0,0378
	Strom-Importkohle	1,108	0,0644

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.8; CH4-null = ohne CH₄ aus post-production; CH4-max = maximales CH₄ aus post-production; lo = niedrige Variante; hi = hohe Variante

Tabelle 15 Primärenergiebilanzen in 2030

	in kWh _{primär} /kWh	KEV _{gesamt}	KEV _{nichtern.}
Förderung (je kWh Gas)	Gas-DE	1,00	1,00
	Gas-NO	1,01	1,01
	Gas-RU	1,00	1,00
	Gas-Schiefer-lo-CH4-Null	1,17	1,06
	Gas-Schiefer-lo-CH4-max	1,17	1,06
	Gas-Schiefer-hi-CH4-Null	1,92	1,35
	Gas-Schiefer-hi-CH4-max	1,92	1,35
Aufbereitung (je kWh Gas)	Gas-DE	1,02	1,01
	Gas-NO	1,01	1,01
	Gas-RU	1,07	1,07
	Gas-Schiefer-lo-CH4-Null	1,19	1,07
	Gas-Schiefer-lo-CH4-max	1,19	1,07
	Gas-Schiefer-hi-CH4-Null	1,94	1,36
	Gas-Schiefer-hi-CH4-max	1,94	1,36
Transport (je kWh Gas)	Gas-mix	1,14	1,14
	Gas-nur-NO	1,05	1,05
	Gas-nur-RU	1,23	1,23
	Gas-Schiefer-lo-CH4-Null	1,20	1,09
	Gas-Schiefer-lo-CH4-max	1,20	1,09
	Gas-Schiefer-lo-CH4-Null	1,20	1,09
	Gas-Schiefer-hi-CH4-max	1,95	1,37
Stromerzeugung (je kWh Strom)	Gas-mix	1,84	1,84
	Gas-nur-NO	1,69	1,69
	Gas-nur-RU	1,98	1,98
	Gas-Schiefer-lo-CH4-Null	1,93	1,75
	Gas-Schiefer-lo-CH4-max	1,93	1,75
	Gas-Schiefer-hi-CH4-Null	3,14	2,20
	Gas-Schiefer-hi-CH4-max	3,14	2,20
	Strom-Mix	1,78	0,66
	Strom-Importkohle	2,18	2,17

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.8; CH4-null = ohne CH₄ aus post-production; CH4-max = maximales CH₄ aus post-production; lo = niedrige Variante; hi = hohe Variante

Tabelle 16 THG-Bilanzen in 2030

	in g/kWh	CO ₂ Äq	CO ₂	CH ₄
Förderung (je kWh Gas)	Gas-DE	1	0	0,00
	Gas-NO	1	1	0,00
	Gas-RU	4	0	0,14
	Gas-Schiefer-lo-CH4-Null	20	19	0,03
	Gas-Schiefer-lo-CH4-max	38	19	0,75
	Gas-Schiefer-hi-CH4-Null	110	101	0,15
	Gas-Schiefer-hi-CH4-max	128	101	0,86
Aufbereitung (je kWh Gas)	Gas-DE	4	3	0,01
	Gas-NO	4	2	0,06
	Gas-RU	8	3	0,22
	Gas-Schiefer-lo-CH4-Null	24	22	0,04
	Gas-Schiefer-lo-CH4-max	42	22	0,76
	Gas-Schiefer-hi-CH4-Null	113	104	0,16
	Gas-Schiefer-hi-CH4-max	131	104	0,87
Transport (je kWh Gas)	Gas-mix	34	21	0,49
	Gas-nur-NO	13	10	0,11
	Gas-nur-RU	52	31	0,84
	Gas-Schiefer-lo-CH4-Null	27	24	0,09
	Gas-Schiefer-lo-CH4-max	45	24	0,80
	Gas-Schiefer-lo-CH4-Null	27	24	0,09
	Gas-Schiefer-hi-CH4-max	134	106	0,92
Stromerzeugung (je kWh Strom)	Gas-mix	382	360	0,80
	Gas-nur-NO	349	342	0,19
	Gas-nur-RU	412	375	1,36
	Gas-Schiefer-lo-CH4-Null	384	377	0,15
	Gas-Schiefer-lo-CH4-max	413	377	1,30
	Gas-Schiefer-hi-CH4-Null	517	498	0,34
	Gas-Schiefer-hi-CH4-max	546	498	1,49
	Strom-Mix	211	194	0,27
	Strom-Importkohle	760	731	1,00

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.8; CH4-null = ohne CH₄ aus post-production; CH4-max = maximales CH₄ aus post-production; lo = niedrige Variante; hi = hohe Variante

Tabelle 17 Luftschadstoffbilanzen in 2030

	in g/kWh	SO ₂ Äq	PM ₁₀
Förderung (je kWh Gas)	Gas-DE	0,001	0,0002
	Gas-NO	0,004	0,0004
	Gas-RU	0,001	0,0002
	Gas-Schiefer-lo-CH4-Null	0,032	0,0026
	Gas-Schiefer-lo-CH4-max	0,032	0,0026
	Gas-Schiefer-hi-CH4-Null	0,173	0,0136
	Gas-Schiefer-hi-CH4-max	0,173	0,0136
Aufbereitung (je kWh Gas)	Gas-DE	0,006	0,0009
	Gas-NO	0,006	0,0009
	Gas-RU	0,006	0,0010
	Gas-Schiefer-lo-CH4-Null	0,037	0,0033
	Gas-Schiefer-lo-CH4-max	0,037	0,0033
	Gas-Schiefer-hi-CH4-Null	0,177	0,0143
	Gas-Schiefer-hi-CH4-max	0,177	0,0143
Transport (je kWh Gas)	Gas-mix	0,079	0,0043
	Gas-nur-NO	0,033	0,0020
	Gas-nur-RU	0,120	0,0065
	Gas-Schiefer-lo-CH4-Null	0,042	0,0036
	Gas-Schiefer-lo-CH4-max	0,042	0,0036
	Gas-Schiefer-hi-CH4-Null	0,182	0,0145
	Gas-Schiefer-hi-CH4-max	0,182	0,0145
Stromerzeugung (je kWh Strom)	Gas-mix	0,217	0,0102
	Gas-nur-NO	0,142	0,0064
	Gas-nur-RU	0,282	0,0137
	Gas-Schiefer-lo-CH4-Null	0,155	0,0090
	Gas-Schiefer-lo-CH4-max	0,155	0,0090
	Gas-Schiefer-hi-CH4-Null	0,380	0,0266
	Gas-Schiefer-hi-CH4-max	0,380	0,0266
	Strom-Mix	0,328	0,0242
	Strom-Importkohle	0,724	0,0622

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.8; CH4-null = ohne CH₄ aus post-production; CH4-max = maximales CH₄ aus post-production; lo = niedrige Variante; hi = hohe Variante

Tabelle 18 Primärenergiebilanzen für Strom aus erneuerbarem Methan, Schiefergas und anderem Strom in 2030

in kWh _{primär} /kWh _{el}	KEV _{gesamt}	KEV _{nichtern.}
Bio-SNG Gülle/Mais	2,55	0,13
Bio-SNG Waldholz	2,80	0,14
Bio-SNG KUP	2,82	0,16
SNG Wind-P2G	2,88	0,16
Gas-Schiefer-lo-CH4-Null	1,93	1,75
Gas-Schiefer-lo-CH4-max	1,93	1,75
Gas-Schiefer-hi-CH4-Null	3,14	2,20
Gas-Schiefer-hi-CH4-max	3,14	2,20
Gas-mix	1,84	1,84
Strom-Mix	1,78	0,66
Strom-Importkohle	2,18	2,17

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.8; SNG = Substitute Natural Gas; Waldholz= Waldrest- und –schwachholz; KUP = Kurzumtriebsplantage; P2G = Power-to-Gas; sonstige Abkürzungen siehe Tabelle 12

Tabelle 19 THG-Bilanzen für Strom aus erneuerbarem Methan, Schiefergas und anderem Strom in 2030

in g/kWh _{el}	CO ₂ Äq	CO ₂	CH ₄
Bio-SNG Gülle/Mais	105	39	0,30
Bio-SNG Waldholz	50	42	0,07
Bio-SNG KUP	54	45	0,08
SNG Wind-P2G	87	81	0,09
Gas-Schiefer-lo-CH4-Null	384	377	0,15
Gas-Schiefer-lo-CH4-max	413	377	1,30
Gas-Schiefer-hi-CH4-Null	517	498	0,34
Gas-Schiefer-hi-CH4-max	546	498	1,49
Gas-mix	382	360	0,80
Strom-Mix	211	194	0,27
Strom-Importkohle	760	731	1,00

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.8; SNG = Substitute Natural Gas; Waldholz= Waldrest- und –schwachholz; KUP = Kurzumtriebsplantage; P2G = Power-to-Gas; sonstige Abkürzungen siehe Tabelle 12

Tabelle 20 Luftschadstoffbilanzen für Strom aus erneuerbarem Methan, Schiefergas und anderem Strom in 2030

in g/kWh _{el}	SO ₂ Äq	PM ₁₀
Bio-SNG Gülle/Mais	2,837	0,026
Bio-SNG Waldholz	0,319	0,022
Bio-SNG KUP	0,362	0,028
SNG Wind-P2G	0,278	0,041
Gas-Schiefer-lo-CH4-Null	0,155	0,009
Gas-Schiefer-lo-CH4-max	0,155	0,009
Gas-Schiefer-hi-CH4-Null	0,380	0,027
Gas-Schiefer-hi-CH4-max	0,380	0,027
Gas-mix	0,217	0,010
Strom-Mix	0,328	0,024
Strom-Importkohle	0,724	0,062

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.8; SNG = Substitute Natural Gas; Waldholz= Waldrest- und –schwachholz; KUP = Kurzumtriebsplantage; P2G = Power-to-Gas; sonstige Abkürzungen siehe Tabelle 12

Tabelle 21 Flächenbilanzen für Strom aus erneuerbarem Methan, Schiefergas und anderem Strom in 2030

	m ² /kWh _{el}
Bio-SNG Gülle/Mais	0,254
Bio-SNG Waldholz	0,022
Bio-SNG KUP	0,462
SNG Wind-P2G	0,003
Gas-Schiefer-lo-CH4-Null	0,006
Gas-Schiefer-lo-CH4-max	0,006
Gas-Schiefer-hi-CH4-Null	0,034
Gas-Schiefer-hi-CH4-max	0,034
Gas-mix	0,000
Strom-Mix	0,028
Strom-Importkohle	0,000

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.8; SNG = Substitute Natural Gas; Waldholz= Waldrest- und –schwachholz; KUP = Kurzumtriebsplantage; P2G = Power-to-Gas; sonstige Abkürzungen siehe Tabelle 12

Tabelle 22 Kostenbilanzen für Strom aus erneuerbarem Methan, Schiefergas und anderem Strom in 2030

in €cent/kWh _{el}	nur Kosten	mit 50 €/t CO ₂
Bio-SNG Gülle/Mais	13,1	13,7
Bio-SNG Waldholz	10,5	10,8
Bio-SNG KUP	17,9	18,2
SNG Wind-P2G	27,3	27,7
Gas-Schiefer-lo-CH4-Null	9,4	11,3
Gas-Schiefer-lo-CH4-max	9,4	11,3
Gas-Schiefer-hi-CH4-Null	9,4	11,5
Gas-Schiefer-hi-CH4-max	10,8	13,4
Gas-mix	9,3	11,3
Strom-Mix	10,1	11,2
Strom-Importkohle	4,9	8,8

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.8; Kapitalzinssatz für Investitionskosten 8% (real); SNG = Substitute Natural Gas; Waldholz= Waldrest- und –schwachholz; KUP = Kurzumtriebs-plantage; P2G = Power-to-Gas; sonstige Abkürzungen siehe Tabelle 12