



Wuppertal Institut
für Klima, Umwelt, Energie
GmbH

Charlotte Ruhbaum
Christian Handwerk
Gregor Büning
Katja Treichel

FU Berlin

Biomethanimporte in die EU zur Erreichung des 20-Prozent-Zieles der Erneuerbare-Energien- Richtlinie 2009/28/EG

Wuppertal Papers

Nr. 185 · April 2011
ISSN 0949-5266

Herausgeber:

Wuppertal Institut für
Klima, Umwelt, Energie GmbH
Döppersberg 19
42103 Wuppertal

Autoren:

Charlotte Ruhbaum, FU Berlin
Christian Handwerk, FU Berlin
Gregor Büning, FU Berlin
Katja Treichel, FU Berlin

„Wuppertal Papers“ sind Diskussionspapiere. Sie sollen Interessenten frühzeitig mit bestimmten Aspekten der Arbeit des Instituts vertraut machen und zu kritischer Diskussion einladen. Das Wuppertal Institut achtet auf ihre wissenschaftliche Qualität, identifiziert sich aber nicht notwendigerweise mit ihrem Inhalt.

“Wuppertal Papers” are discussion papers. Their purpose is to introduce, at an early stage, certain aspects of the Wuppertal Institute’s work to interested parties and to initiate critical discussions. The Wuppertal Institute considers its scientific quality as important, however, it does not essentially identify itself with the content.

Vorwort

Etwa ein Drittel des in Westeuropa und Deutschland genutzten Erdgases stammt aus Sibirien, wobei der Erdgastransport vorwiegend durch Hochdruckpipelines durch Russland, Weißrussland und die Ukraine erfolgt.

Gleichzeitig sind dies Länder, in denen perspektivisch energetisch nutzbare Biomassen in erheblichem Umfang zur Verfügung stehen. Grundsätzlich ist es möglich, entlang der bestehenden Erdgaspipelines auf heute nicht oder nur unzureichend genutzten Flächen Biomasse zu produzieren und zu Biogas umzuwandeln. Wird dieses Gas auf Erdgasqualität aufbereitet, kann es in die bestehenden Netze eingespeist werden. Damit wäre es entweder physisch für die deutsche (und westeuropäische) Energieversorgung oder virtuell im Sinne der durch die EU Renewables Directive geschaffenen Möglichkeit nutzbar.

Die Fragestellungen, die sich hieraus ergeben, sind vielfältig. Sie werden durch die Forschungspartner Wuppertal Institut, Deutsches BiomasseForschungsZentrum und TU Dresden im gemeinsamen BMU-Forschungsvorhaben „Nachhaltige europäische Biomethanstrategie“ untersucht. Die Arbeiten fokussieren dabei auf:

- Energie- und Klimapolitische Rahmenbedingungen
- Technik, Kosten und Ökologie der Biomethanbereitstellung
- Analyse der technischen Biomasse- und Biomethanpotenziale
- Gesamtwirtschaftliche Analyse der Biomethanbereitstellung und -durchleitung

Ziel des Projekts ist es, auf der Basis der untersuchten Fragestellungen Schlussfolgerungen für Art und Umfang der Einbindung einer Versorgungsoption „Biomethan aus Osteuropa“ abzuleiten. Diese münden in eine Einschätzung möglicher Varianten und Potenziale für eine perspektivisch zu entwickelnde europäische Biomethan-Einspeise-Strategie.

Bei dem vorliegenden Wuppertal Paper handelt es sich um die Veröffentlichung einer Studienarbeit, die im Wintersemester 2009/2010 an der FU Berlin am Forschungszentrum für Umweltpolitik geschrieben wurde und im Kontext des genannten Forschungsvorhabens entstand. Der Fokus der Studienarbeit liegt dabei in der Aufarbeitung der energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen in den drei Zielländern Russland, Weißrussland und Ukraine. Neben der Betreuung an der Universität wurde die Arbeit durch Kolleginnen und Kollegen des Wuppertal Institutes und des DBFZ begleitet.

Die Veröffentlichung erfolgt gemeinsam durch das Wuppertal Institut und das DBFZ.

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung	13
1.1 Anregung der Forschungsfrage: Der aktuelle politische Hintergrund	13
1.2 Forschungsfrage	15
1.3 Herangehensweise und Struktur der Arbeit	17
2 Technische Rahmenbedingungen	20
2.1 Was ist Biomethan?	20
2.2 Stand der Technik	22
2.3 Einspeisung und Transport	23
2.4 Vor- und Nachteile von Biomethan als Energieträger	24
2.4.1 Technischer Vergleich von Biomethan mit anderen regenerativen Energien	24
2.4.2 Ökologische Aspekte der Biomethangewinnung und -nutzung	26
2.5 Gesellschaftliche Auswirkungen des Ausbaus der Biomethangewinnung	28
3 Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG	29
3.1 Den Rechtsrahmen stärken und erweitern	29
3.2 Wesentliche Inhalte der Richtlinie	30
3.3 Relevanz der Richtlinie in Bezug auf Biomethanimporte	34
3.4 Zwischenfazit EE-RL	39
4 Deutschland	43
4.1 Perspektiven erneuerbarer Energien in Deutschland	43
4.2 Biomasseaktionsplan	45
4.3 Gesetze und Verordnungen mit Bezug zu Biogas	46
4.3.1 Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009 (EEG)	46
4.3.2 Das Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG)	46
4.3.3 Verordnungen zur Förderung der Biogaseinspeisung	47
4.4 Verkauf und Handel von eingespeistem Biogas	48
4.5 Zwischenfazit Deutschland	49
5 Klimapolitische Rahmenbedingungen eines Biomethanimportes	50
5.1 Flexible Mechanismen nach Kyoto und GIS	50
5.1.1 Mögliche Zusammenhänge von JI und CDM mit Biomethanimporten	50
5.1.2 Emissionshandel und Biomethanimporte	51
5.1.3 Green Investment Schemes	52
6 Import von Biomethan aus der Ukraine	54
6.1 Einführung	54
6.2 Energiepolitik der Ukraine	55
6.2.1 Energiepolitische Problemlage und energiepolitische Ziele	55
6.2.2 Energiekooperation mit der EU	58
6.2.3 Relevante Faktoren für einen potentiellen Biomethanexport im Erdgassektor	59

6.3	Klimapolitik der Ukraine	63
6.3.1	Klimapolitik und klimapolitische Ziele	63
6.3.2	Fördermöglichkeiten im Biogassektor durch JI und GIS	64
6.4	Erneuerbare Energien in der Ukraine	68
6.4.1	Erneuerbare-Energie-Politik und Ziele	68
6.4.2	Relevante Faktoren für einen potentiellen Biomethanexport im Erneuerbare-Energien-Sektor	70
6.4.3	Biogas	73
6.5	Zwischenfazit Ukraine	76
7	Import von Biomethan aus Belarus	79
7.1	Einführung	79
7.2	Staatliche Politik	80
7.2.1	Außenpolitische Positionen	80
7.2.2	Politics und Entscheidungsträger	81
7.3	Energie und Klimapolitik	83
7.3.1	Energiepolitik	83
7.3.2	Energie-Policies und Strategien	86
7.3.3	Klimapolitik	87
7.3.4	Kyoto-Protokoll und Emissionshandel	89
7.4	Erneuerbare Energien	90
7.4.1	Überblick	90
7.4.2	Mögliche Biomethanrohstoffe	91
7.4.3	Green-Tariffs	92
7.5	Marktwirtschaftliche Faktoren für Biomethan	94
7.5.1	Marktbedingungen	94
7.5.2	Erdgasmarkt und Erdgasnetz	94
7.5.3	Ausgewiesene Sonderwirtschaftszonen	95
7.6	Zwischenfazit für Belarus	96
8	Fazit und Ausblick	97
8.1	Zusammenfassung der Untersuchungsschritte	97
8.2	Antworten auf die Unterfrage: Fördernde und hemmende Faktoren	97
8.3	Einordnung der Ergebnisse	100
8.4	Herausforderungen im Projektverlauf	103
8.5	Ausblick	104
9	Literaturverzeichnis	105

Danksagung

Wir danken Dr. Hans-Jochen Luhmann vom Wuppertal Institut für seine Unterstützung bei der Projektfindung sowie der Projektdurchführung.

Dank geht auch an alle Experten in Berlin, Brüssel, der Ukraine und Weißrussland, die uns mit Interviews und Emailbefragungen bei der Beantwortung der Forschungsfrage geholfen haben.

Schließlich möchten wir uns bei Dr. Kirsten Jörgensen und Dr. Per-Olaf Busch für ihre Betreuung bedanken.

Zusammenfassung

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der Möglichkeit, Biomethan aus der Ukraine und Belarus in die EU zu importieren, um somit einen Beitrag zur Erreichung 20-Prozent-Zieles der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RL 2009/28/EG) der EU zu leisten.

Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie setzt allen Mitgliedstaaten bindende nationale Ausbauziele und schafft somit eine steigende Nachfrage nach erneuerbaren Energien. Da einige Staaten eventuell nicht über ausreichend heimische erneuerbare Energieressourcen verfügen, könnte die Zielsetzung der Richtlinie sich auch als Chance für die EU-Anrainerstaaten erweisen. Denn möglicherweise werden so Mittel freigesetzt, um auch jenseits der EU-Grenzen Potenziale an regenerativen Energien auszuschöpfen.

Die Ukraine und Belarus verfügen über ein sehr großes Biomassepotenzial, welches derzeit kaum genutzt wird. Gleichzeitig sind sie wichtige Transitländer für russisches Erdgas. Es liegt daher nahe, Biomethan in diesen östlichen Nachbarländern zu produzieren und über das bestehende Erdgasnetz in die EU zu transportiert.

Neben der Beantwortung der Frage, ob importiertes Biomethan, den Vorgaben der Erneuerbare-Energien-Richtlinie entsprechend, auf die Erreichung der nationalen Ziele angerechnet werden kann, werden, beispielhaft für die EU, die Auswirkungen der bestehenden nationalen Förderinstrumente in Deutschland auf die Nachfrageentwicklung von Biomethan sowie auf einen möglichen Biomethanimport betrachtet. In einem nächsten Schritt werden dann die Rahmenbedingungen in den beiden ausgewählten möglichen Exportländern Ukraine und Weißrussland untersucht, um abschätzen zu können, inwieweit diese in Konflikt mit einem Biomethanexport geraten könnten.

Die Arbeit versteht sich als eine Status-Quo-Analyse, welche die derzeitigen Rahmenbedingungen erfasst, um abschließend beurteilen zu können, inwieweit ein Biomethanimport unter derzeitigen Bedingungen realisierbar wäre. Dabei impliziert die Arbeit -indem sie die Zielperspektive der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU als Rahmen setzt- eine relativ kurze Problemlösungsspanne. Zwar ist diese kurzfristige Sichtweise sehr begrenzt, jedoch schafft sie eine Grundlage, um dann gegebenenfalls in einem weiteren Schritt abschätzen zu können, welche der derzeitigen Rahmenbedingungen angepasst werden müssten, um einen Biomethanimport zu ermöglichen und inwieweit ein Biomethanimport langfristig sinnvoll erscheint.

Abstract

The present paper discusses the possibility of importing biomethane into the EU from Ukraine and Belarus in order to contribute to achieving the 20 percent target of the European Renewable Energy Directive (RL 2009/28/EC). The directive requires each member state of the EU to increase its share of renewable energies by a national binding amount till 2020. As a consequence a demand for renewable energy is created which not all member states may be able to saturate by their own local renewable energy sources. This can be seen as an opportunity for some neighbouring countries of the EU to tap their renewable energy potentials with the help of external means.

Ukraine and Belarus have large potentials of biomass that has not been taken advantage of yet. They are at the same time transit countries for Russian gas. Hence, biomethane could be produced in those two states and be transported to the EU through the existing gas pipelines.

Besides answering the question whether imported biomethane can – from a judicial point of view – be counted towards the renewable energy targets, the paper analyses as a European example the German demand for biomethane as well as the German renewable energy support scheme regarding its effects on a potential biomethane import. In a next step, the general framework conditions of the two selected export countries Ukraine and Belarus are investigated in order to evaluate whether or not they are conducive to a biomethane export.

The paper is a status-quo analyses that seeks to answer the question whether a biomethane import into the EU is possible under the current framework conditions. As the target perspective is linked to the Renewable Energy Directive, it may imply a relatively short problem-solving period. However, it can also be seen as a basis for developing a longer-term strategy as the current framework conditions are evaluated and could therefore be adapted in the future.

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
Abs.	Absatz
AAU	Assigned Amount Units
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
Art.	Artikel
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIP	Bruttoinlandsprodukt
CCS	Carbon Capture and Storage
CDM	Clean Development Mechanism
CER	Certified Emission Reductions
CH₄	Methan
CIS	Commonwealth of Independent States
CO₂	Kohlenstoffdioxid
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EE-RL	Richtlinie zur Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
ENP	Europäische Nachbarschaftspolitik
eq	equivalent
et al.	und andere
EU-ETS	European Union Emission Trading System
ERU	Emission Reduction Units
ETS	Emission Trading System
EU	Europäische Union
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GIS	Green Investment Schemes
Gt	Gigatonne
GWh	Gigawattstunde
ha	Hektar
IEA	International Energy Agency

IEE	Intelligent Energy Europe
JI	Joint Implementation
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
Kwh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
m³	Kubikmeter
m³n	Normkubikmeter
mbar	Millibar
MoU	Memorandum of Understanding
Mrd.	Milliarden
MW	Megawatt
NAP	Nationaler Aktionsplan
NEIA	National Environmental Investment Agency of Ukraine
NERC	National Electricity Regulatory Commission of Ukraine
NGO	Non-Governmental Organisation
PDD	Project Design Document
PoA	Programme of Activities
ppm	parts per million
RES	Renewable Energy Sources
SNG	Synthetic Natural Gas
s.o.	siehe oben
t	Tonnen
TEN-E	Trans-European energy networks
th	thermisch
THG	Treibhausgas
UNEP	United Nations Environment Programme
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
USD	US-Dollar

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	<i>Ebenen und Variablen der Untersuchungen</i>	16
Abbildung 2:	<i>Untersuchungsstufen</i>	18
Abbildung 3:	<i>Unterschiedliche Qualität von Biogas und Erdgas</i>	21
Abbildung 4:	<i>Gegenüberstellung Biogas und Bio-SNG</i>	23
Abbildung 5:	<i>Anteil und Zuwachs erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch der EU-27</i>	30
Abbildung 6:	<i>Gaspreise Ukraine</i>	62
Abbildung 7:	<i>Entwicklung der Gaspreise für unterschiedliche Endverbraucher in der Ukraine</i>	63
Abbildung 8:	<i>Akteurskonstellation im Gassektor Belarus</i>	83
Abbildung 9:	<i>Bruttoinlandsprodukt und THG-Emissionen in Belarus</i>	84

1 Einleitung

1.1 Anregung der Forschungsfrage: Der aktuelle politische Hintergrund

Anstoß für den Ausbau der regenerativen Energien auf europäische Ebene gab das 1997 von der Europäischen Kommission veröffentlichte Weißbuch über erneuerbare Energieträger. Die damit eingeleitete Politik mündete in der Verabschiedung zweier maßgeblicher Rechtsakte: 2001 wurde die Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt erlassen und 2003 folgte die Richtlinie zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor. Beide Richtlinien legten unverbindliche nationale Zielwerte für den Ausbau der erneuerbaren Energien in den jeweiligen Sektoren fest, deren Erreichen in regelmäßigen Abständen durch Berichte der Europäischen Kommission eingeschätzt und bewertet wurde. In ihrem letzten Bericht vom April 2009 räumt die Europäische Kommission ein, „dass Europa seine für 2010 anvisierten Ziele im Bereich erneuerbare Energien verfehlen wird – und das trotz aller Rechtsvorschriften, Empfehlungen, Ermahnungen und sogar Vertragsverletzungsverfahren, die gegen einige Mitgliedstaaten eingeleitet wurden“ (Europäische Kommission 2009c: 13).

Die neue Richtlinie für die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen (EE-RL), die am 25. Juni 2009 in Kraft trat, soll die Schwächen ihrer Vorgängerrichtlinien beheben und den Rechtsrahmen zum Ausbau regenerativer Energien konsolidieren und erweitern. Sie ist Teil des umfassenden Klima- und Energiepaketes der Europäischen Union, welches der Implementierung des 20-20-20-Beschlusses¹ gilt und eine neue Dynamik in die europäische Energie- und Klimapolitik gebracht hat.

Zusammen mit dem Umwelt- und Klimaschutz bilden die Wettbewerbsfähigkeit und die Versorgungssicherheit das strategische Zieldreieck der EU-Energiepolitik. Eine erfolgreiche Zielerreichung im Sinne der EE-RL würde diesem Zieltrias Rechnung tragen: Zum einen ist der Ausbau der erneuerbaren Energien ein adäquater Weg zur Reduktion der Treibhausgasemissionen und steht somit im Zeichen des Klima- und Umweltschutzes. Zum anderen sind technologische Innovationen Voraussetzung zur weiteren Förderung von erneuerbaren Energien, was wiederum der Wettbewerbsfähigkeit zugute kommt. Schließlich steigert der Ausbau der erneuerbaren Energiequellen die Versorgungssicherheit, da fossile Energieträger ersetzt werden können.²

¹ Bis 2020 Verringerung der Treibhausgasemissionen um 20%, Energieeinsparung um 20% und Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energiequellen am Energieverbrauch auf 20%.

² Diese Zieltrias wird inhaltlich auch in den Erwägungsgründen (1) bis (3) der EE-RL genannt.

Sollte folglich das Hauptziel der EE-RL, den Anteil an erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch auf 20% zu steigern, nicht erfüllt werden können, so rüttelt dies an den drei Fundamenten der EU-Klima- und Energiepolitik.

Die Zielerreichung hängt maßgeblich von den Anstrengungen der Mitgliedstaaten ab. Zwar konnten einige wenige Länder in den letzten Jahren erhebliche Fortschritte beim Ausbau der Erneuerbaren erzielen. In den meisten Mitgliedstaaten bestehen jedoch noch immer beträchtliche Wachstumshindernisse in sämtlichen Sektoren (Europäische Kommission 2009c). Insgesamt konnten die größten Wachstumsraten bei der Nutzung von Biomasse und Windenergie beobachtet werden. Die Energiegewinnung aus Biomasse bietet jedoch gegenüber Wind und Sonne Vorteile, da sie weniger stark witterungsabhängig ist und zudem als chemisch gebundene Energie gespeichert werden kann. Die Nutzung landwirtschaftlicher Abfälle zur Erzeugung von Biogas bringt darüber hinaus ein hohes Einsparungspotenzial bei Treibhausgasemissionen (12. Erwägungsgrund EE-RL) mit sich.

Jedoch ist der Ausbau regenerativer Energieträger „nicht allein eine Frage des politischen Willens“ (Geden/Fischer 2008: 101), sondern auch der vorhandenen Potenziale. Auch wenn diese im gesamteuropäischen Rahmen bei weitem noch nicht ausgeschöpft sind, so wird doch ihre Begrenztheit bspw. im Bereich der Wasserkraft und der Onshore-Windanlagen erkennbar (Geden/Fischer 2008: 101). Ein Blick über die EU-Grenzen lohnt sich daher, wie Projektinitiativen wie Desertec bereits heute schon zeigen. Auch im Biomassebereich könnte die Einbeziehung von Nicht-EU-Staaten zur Erzeugung regenerativer Energien für die EU sinnvoll, wenn nicht sogar erforderlich sein (GFA Invest 2007: 2). Obwohl das EU-Biomassepotenzial nicht ausgeschöpft ist, werden zur Erreichung der 2020-Ziele noch nicht vollständig abschätzbare Zusatzanstrengungen notwendig werden. Darüber hinaus könnten günstigere Produktionsbedingungen für Biomasse und die teilweise vorhandenen umfangreichen Flächenpotenziale in Drittstaaten, einen zusätzlichen Weg zur Erreichung der EU-Ziele bieten (GFA Invest 2007: 2). Die Grenzen des Ausbaus der erneuerbaren Energien in der EU auf Basis der Quellen bzw. die Potenziale des Ausbaus in Nicht-EU-Staaten werden von der neuen Richtlinie anerkannt, da sie einen Import von erneuerbaren Energiemengen ausdrücklich vorsieht (16. und 37. Erwägungsgrund EE-RL).³

Vor diesem Hintergrund stellte sich die Frage, ob die Biomassepotenziale östlich der EU in Äquivalenz zur Sonnenenergie südlich der EU für die Energiebereitstellung innerhalb der EU nutzbar gemacht werden und so zum Erreichen des 20%-Ziels beitragen könnten. Da jedoch einige Biomassestoffe nur begrenzt lager- und transportfähig sind und ein Transport generell logistische Hürden mit sich bringen würde, sollten die Biomassepotenziale direkt vor Ort verwertet oder weiterentwickelt werden. Hier kommen zwei Möglichkeiten in Erwägung: erstens die Verstromung von Biomasse vor

³ Allerdings beschränkt sich die Richtlinie hier auf den Import von Elektrizität und Biokraftstoffen.

Ort und der Export von Elektrizität in die EU und zweitens die lokale Erzeugung von Biogas bzw. Biomethan mit anschließender Einspeisung ins Erdgasfernnetz.

Die zweite Option ist in Anbetracht des flexiblen Einsatzes von Biomethan als Kraftstoff und zur Strom- und Wärmeproduktion attraktiver. Mit der Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz ist eine Entkoppelung des Ortes der Gasnutzung vom Ort der Gasproduktion möglich. So können Gebiete mit hoher Nachfrage nach erneuerbaren Brenn- und Treibstoffen (in diesem Fall die EU) versorgt und eine zentrale und damit effiziente Nutzung dezentral anfallender Biomassen ermöglicht werden (Thrän et al. 2007: 5). Darüber hinaus kann Erdgas direkt substituiert werden. Da die Bedeutung von Erdgas für die EU in den letzten Jahren zugenommen hat (GFA Invest 2007: 1) und ein steigender Import bei sinkender Eigenproduktion von zahlreichen Studien vorausgesagt wird (Götz 2008: 46; Bohnenschäfer/Lanhenke 2008: 33), kann diese Alternative zunächst als die vorrangig zu analysierende gelten.⁴ Deshalb beschränkt sich die vorliegende Arbeit auch darauf.

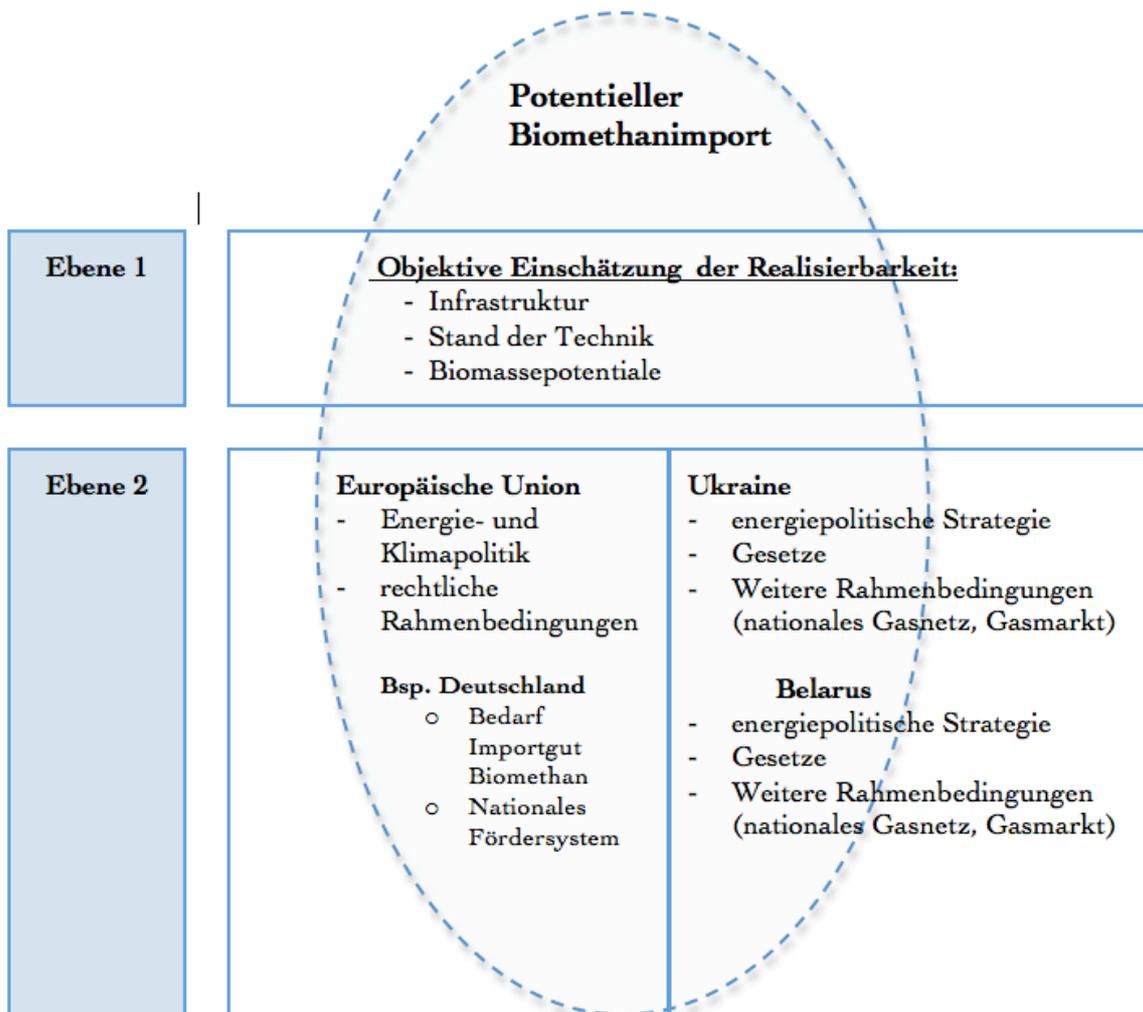
Für die Produktion von Biomethan kommen aufgrund ihrer Flächenpotenziale und ihrem Anschluss an das Fernleitungsnetz in erster Linie Russland, Weißrussland und die Ukraine in Betracht (Thrän et al. 2007). Im Rahmen dieser Arbeit werden jedoch nur die Rahmenbedingungen der Ukraine und Weißrusslands analysiert. Russland stellt insofern einen Sonderfall dar, als bereits heute der Löwenanteil an den europäischen Gasimporten aus Russland kommt, so dass der Import von Biomethan aus anderen Ländern eher zu einer Diversifizierung beitragen könnte.

1.2 Forschungsfrage

Die oben beschriebene Eingrenzung des Forschungsgegenstandes und die damit einhergehende Konkretisierung der Forschungsfrage konnten im Verlauf der ersten Recherchen vollzogen werden. Zusammengefasst lautet die Forschungsfrage folglich: Ist ein Biomethanimport aus der Ukraine und/oder Weißrussland zur Erreichung des 20%-Ziels der europäischen Erneuerbaren-Energien-Richtlinie möglich und sinnvoll? Da eine abschließende Beantwortung der Frage mit „Ja“ oder „Nein“ vermutlich nicht möglich sein wird, soll vor allem folgende Unterfrage bearbeitet werden: Welche der derzeitigen Rahmenbedingungen wirken sich hemmend oder fördernd auf einen Biomethanimport zur Erreichung des 20%-Ziels der EE-RL aus?

⁴ Attraktiv ist diese Option auch deshalb, weil die Gasleitungen für einen Biomethantransport existieren. Bei Projekten zum Import von Solarstrom wie Desertec müssen die Übertragungsleitungen erst noch gelegt werden.

Abbildung 1: Ebenen und Variablen der Untersuchungen



Quelle: eigene Darstellung

Die abhängige Variable ist der potentielle Biomethanimport (siehe Abb. 1). Die darauf einwirkenden unabhängigen Variablen können in zwei Ebenen eingebettet werden. Auf der ersten Ebene ist eine objektive Einschätzung der Realisierbarkeit vorzunehmen, die bestimmt wird durch die unabhängigen Variablen: vorhandene Gasinfrastruktur, Stand der Technik und Biomassepotenziale der zu untersuchenden möglichen Exportländer. Auf der ersten Ebene werden keine eigenen Detailuntersuchungen durchgeführt, sondern auf vorhandene Studien und deren Annahme zurückgegriffen, dass Biomethan grundsätzlich über die existierende Gasleitungen in die EU importiert werden kann. Es werden lediglich einige Erklärungen im Verlauf der Arbeit folgen.

Die zweite Ebene kann in zwei sich gegenüberliegende Seiten eingeteilt werden. Auf der einen Seite liegt die Europäische Union, deren rechtliche Rahmenbedingungen sowie deren generelle Energie- und Klimapolitik einen potentiellen Biomethanimport bestimmen. Deutschland als Beispiel für ein europäisches Mitgliedsland, welches seine

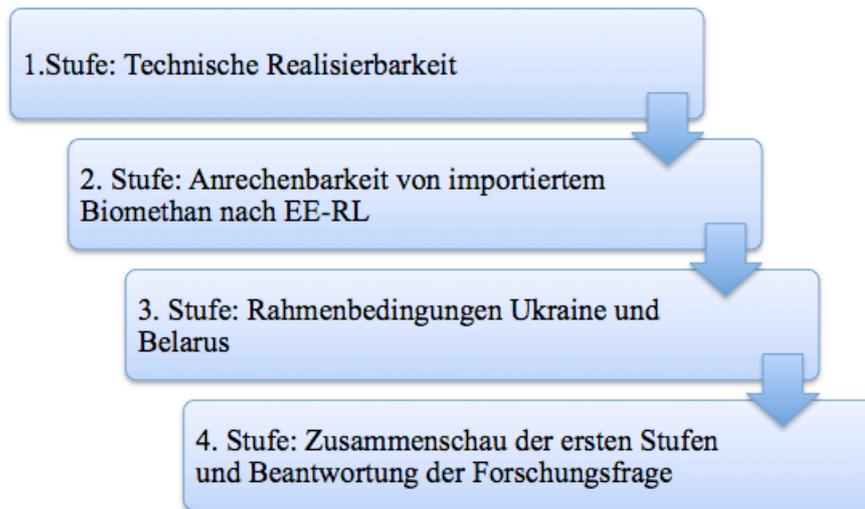
eigene Biomethanproduktion in den letzten Jahren vermehrt gefördert hat, soll ebenfalls auf dieser Ebene betrachtet werden. Im Vordergrund stehen hier vor allem der Bedarf für das Importgut Biomethan sowie die nationalen Förderregelungen und deren Wirkung auf einen potentiellen Biomethanimport. Auf der anderen Seite der zweiten Ebene befinden sich Weißrussland und die Ukraine mit ihren jeweiligen energiepolitischen Strategien, Gesetzen und weiteren Rahmenbedingungen.

Die Untersuchungen basieren auf der Annahme, dass ein Biomethanimport aus den beiden Ländern in die EU um so wahrscheinlicher wird, je größer die Schnittmenge der akteursspezifischen Rahmenbedingungen ist. Eine große Schnittmenge ergäbe sich dann, wenn auf Seiten der EU die notwendigen Rahmenbedingungen bestehen, die eine Nachfrage nach importierten Biomethan generieren und ein Biomethanexport nicht in Konflikt mit den Strategien zur Nutzung der vorhandenen Biomethanpotenziale in den möglichen Exportländern steht.

Die Forschungsfrage impliziert eine relativ kurze Problemlösungsspanne. Jedoch ist bereits abzusehen, dass auch nach 2020 nachhaltige Energieversorgung in der europäischen und internationalen Politik von Gewicht sein wird. Deshalb sollte die vorliegende Arbeit nicht nur als Status-quo-Analyse gewertet werden, sondern auch als eine Vorabschätzung, um die Politik sachkundig zu machen. Basierend auf dieser Arbeit wäre die Entwicklung weiterer Handlungsempfehlungen möglich, die auch eine längerfristige Perspektive einnehmen. Sie kann zu einem der Grundsteine für die Ausarbeitung einer Biomethanstrategie werden, die allerdings im Rahmen dieser Arbeit nicht vorgenommen werden soll.

1.3 Herangehensweise und Struktur der Arbeit

Die Beantwortung der Forschungsfrage erfolgte in vier groben Stufen, an denen sich die Gliederung der Arbeit anlehnt. Als erstes war zu klären, ob es technisch überhaupt möglich ist, Biomethan in die EU zu importieren. Dazu war die Sichtung bereits durchgeführter Studien (GFA Envest 2008, Thrän 2007) notwendig sowie ein Experteninterview (Thrän 2009). Anschließend musste analysiert werden, ob eine Anrechnung von importiertem Biomethan auf die Ziele der EE-RL möglich ist. Diese Aufgabe war eine der schwierigsten, da die Richtlinie erst seit Mitte 2009 in Kraft ist und nur sehr wenige juristische Veröffentlichungen bis dato vorlagen. Zudem standen kaum Rechtsexperten für Interviews zur Verfügung. Die meisten Auskünfte zur Richtlinie konnten direkt von zwei Experten der Europäischen Kommission in Erfahrung gebracht werden.

Abbildung 2: Untersuchungsstufen

Quelle: eigene Darstellung

Im dritten Schritt wurden die Rahmenbedingungen der beiden Länder Ukraine und Weißrussland untersucht. Die Hürden der Recherche lagen hier in erster Linie im sprachlichen Bereich und den zeitlichen wie finanziellen Begrenzungen. Es konnten keine Interviews direkt vor Ort durchgeführt werden, sondern es musste auf in Deutschland bzw. Berlin ansässige Experten sowie Emailanfragen zurückgegriffen werden. Im letzten Schritt musste die Forschungsfrage anhand der durchgeführten Analysen beantwortet werden. Ist ein Biomethanimport aus der Ukraine und/oder Weißrussland zur Erreichung des 20%-Ziels der europäischen Erneuerbaren-Energien-Richtlinie möglich und sinnvoll? Hierzu ist anzumerken, dass eine Einspeisung von Biomethan ins Erdgasfernnetz noch nicht praktiziert wird und der neue europäische Rechtsrahmen durch die EE-RL noch sehr jung ist. Demzufolge ist bei der Beantwortung der Forschungsfrage ein gewisses Maß an hypothetischem Denken notwendig gewesen.

Beginnend mit einigen technischen Erläuterungen wird das folgende Kapitel dem Leser ein besseres Verständnis des Forschungsthemas ermöglichen. Dabei beschränken sich die Ausführungen auf einfache Erklärungen zu den Eigenschaften von Biomethan sowie dessen Herstellung. Neben den Vor- und Nachteilen, die der Energieträger im Vergleich zu anderen Energieträgern mit sich bringt, wird auch die ökobilanzielle Seite beleuchtet.

Das dritte Kapitel setzt sich mit der EE-RL auseinander, die den Ausbau der erneuerbaren Energien in Europa dynamisieren soll. Im Zentrum steht die Frage, welche Wirkung die Richtlinie auf den Import von Biomethan hat. Zum einen geht es um die Anrechenbarkeit von Biomethan auf die Zielerreichung, zum anderen um den weiteren Rechtsrahmen, der mit einem potentiellen Biomethanimport in Verbindung steht. Im ersten Teil des Kapitels wird die Richtlinie kurz erläutert, um dann im weiteren Verlauf

die Relevanz der Richtlinie auf einen Biomethanimport darzustellen. Abschließend erfolgt eine kurze Bewertung der Richtlinie.

Im Anschluss an das Kapitel über die europäischen Rahmenbedingungen werden die deutschen Rahmenbedingungen in Kapitel 4 exemplarisch dargelegt. Im Mittelpunkt stehen das 18%-Ziel, das Deutschland zu erfüllen hat, der aktuelle Stand der Deckung durch erneuerbare Energien, die Vorabschätzung der Bundesregierung und mögliche politische Entwicklungen, die den Ausbau regenerativer Energien in Deutschland beeinflussen könnten. Da die EE-RL so angelegt ist, dass nationale Förderregelungen als Hauptinstrument zur Zielerreichung gelten, wird außerdem in diesem Kapitel erläutert, wie sich ein nationales Erneuerbare-Energien-System hemmend oder fördernd auf den Import von Biomethan auswirken kann.

Als Überleitung zu den länderspezifischen Teilen, werden in Kapitel 5 kurz einige internationale klimapolitische Instrumente (JI, EU-ETS, GIS) erläutert, welche positive Effekte auf die Nachfrage von Biomethan in der EU (EU-ETS) sowie die Projektfinanzierung in der Ukraine und Weißrussland haben könnten (JI, GIS). Letztere werden in den länderspezifischen Teilen dann weiterführend erläutert.

In den länderspezifischen Teilen der Kapitel 6 und 7 werden die Rahmenbedingungen für einen möglichen Biomethanexport in der Ukraine und Belarus betrachtet. Dabei liegt der Schwerpunkt auf den Bedingungen des Erdgassektors, Wechselwirkungen mit klimapolitischen Instrumenten sowie deren jeweilige Energiestrategie und der erneuerbaren Energien-Politik der Länder. Unterschieden werden kann bei den Rahmenbedingungen zwischen denen, die notwendigerweise erfüllt sein müssen, um Biomethan exportieren zu können (Gasnetzzugang, Transportkapazitäten des Netzes, Finanzierungsmöglichkeiten) und den Rahmenbedingungen, die sich hemmend auf einen Biomethanexport auswirken könnten, indem sie attraktive Nutzungsalternativen zu einem Export schaffen (Energiestrategie, erneuerbare Energien-Politik, heimischer Erdgaspreis). Darüber hinaus wird der gegenwärtige Stand der Biogasnutzung in den beiden Ländern betrachtet, um die jeweilige Ausgangssituation zu erfassen.

Das letzte Kapitel wird eine Zusammenschau der betrachteten Rahmenbedingungen leisten, wobei auf der einen Seite die EU und exemplarisch Deutschland stehen und auf der anderen Seite die Ukraine und Belarus. Es wird versucht, eine Zusammenfassung an förderlichen und hemmenden Faktoren für einen potentiellen Biomethanimport zu geben, um somit die Beantwortung der übergeordneten Forschungsfrage näher zu kommen.

2 Technische Rahmenbedingungen

In diesem Kapitel wird auf die technischen Fragen der Gewinnung, Einspeisung und Nutzung von Biomethan sowie den Stand der Technik eingegangen. Die Vor- und Nachteile des Energieträgers werden ebenso erläutert wie die ökologischen Auswirkungen der Gewinnung und Nutzung von Biomethan, wie sie im Rahmen einer Ökobilanz erstellt werden.

2.1 Was ist Biomethan?

Biomethan ist ein Gas, das auf biogenen Quellen basiert und durch technische Aufbereitung der Zwischenprodukte Biogas bzw. Bio-SNG (Synthetic Natural Gas) in etwa die gleichen Eigenschaften wie Erdgas besitzt. Das macht Biomethan zu einem möglichen Erdgassubstitut.

Zur Gewinnung von Biomethan können zwei unterschiedliche Verfahren zum Einsatz kommen. Zum einen entsteht Biogas im Prozess der anaeroben Vergärung biogener Stoffe wie bspw. Gülle oder Mais. Das Biogas kann dann in einem weiteren Schritt zu Biomethan aufbereitet werden. Zum anderen kann Bio-SNG in einem thermochemischen Verfahren, der Biomassevergasung, hergestellt und dann ebenfalls auf Biomethanqualität aufbereitet werden.

Beide Verfahren unterscheiden sich in wesentlichen Punkten wie dem Verfahrensprinzip und den Verfahrenskomponenten, der technischen Reife und dem daraus resultierenden Forschungsbedarf, den Substraten, den Leistungsbereichen, den Reststoffen und deren Verwertungsoptionen und schließlich auch dem Aufwand zur Gasreinigung voneinander (Thrän et al. 2007: 4).

1. Verfahren: Vergärung

Die Ausgangssubstrate für den anaeroben Prozess der Vergärung können unterschiedlicher Natur sein. Grob wird dabei zwischen biogenen Reststoffen und nachwachsenden Rohstoffen unterschieden. Biogene Reststoffe können z.B. Gülle und Bioabfälle aus privaten Haushalten sein, also Stoffe, die unabhängig von ihrer energetischen Verwertung anfallen. Bei nachwachsenden Rohstoffen handelt es sich um Pflanzen, z.B. Mais oder Weizen, die gezielt für die energetische Verwertung angebaut werden. Diese Unterscheidung sorgt für Unterschiede in der Ökobilanz (s. 2.3.2).

Wichtig ist ein geringer Anteil pflanzlicher Feststoffe, dem sog. Lignin, daher finden weder Stroh noch Holz Eingang in die Vergärung.

Die Vergärung selbst ist eine Stoffwechselkette, die durch Mikroorganismen betrieben wird und an deren Ende methanhaltiges Biogas entsteht (Müller-Langer et al. 2009: 12; Thrän et al. 2007: 7). Das Stoffwechselprodukt dieser Vergärung kann als Zwischenprodukt bei der Herstellung von Biomethan gesehen werden, es unterscheidet sich in einigen Punkten vom qualitativ hochwertigen Erdgas, wie die folgende Tabelle anhand ausgewählter Parameter veranschaulicht.

Abbildung 3: Unterschiedliche Qualität von Biogas und Erdgas

Bestandteile	Biogas	Erdgas
Methan	50 – 70%	93 – 98%
Kohlendioxid	25 – 40%	1%
Sauerstoff	< 2%	-
Schwefelwasserstoff	Bis 4.000 ppm	-

Quelle: Scholwin 2007: 3

Bevor das Biogas in die Erdgasleitung eingespeist werden kann, bedarf es weiterer technischer Verfahrensschritte, die das Biogas zur Veredelung durchlaufen muss. Das sind in erster Linie die Biogasentschwefelung, die CO₂-Abtrennung und die Gastrocknung. Anschließend muss das Biomethan verdichtet werden, um den Druckverhältnissen in der Erdgasleitung gerecht zu werden.

2. Verfahren: Biomassevergasung

Die Ausgangssubstrate für den thermo-chemischen Prozess der Vergasung sind stark ligninhaltige Stoffe wie Holz und Stroh, die sich nicht für die Vergärung eignen. Auch hier lässt sich einerseits zwischen biogenen Reststoffen, z.B. Resthölzer aus der Industrie und Stroh, und nachwachsenden Rohstoffen andererseits, z.B. Kurzumtriebsholz,⁵ unterscheiden.

Das Verfahren wird in fünf Stufen unterteilt:

1. Biomassevorbehandlung
2. Biomassevergasung
3. Produktgasreinigung (Bio-SNG entsteht)

⁵ Kurzumtriebshölzer sind schnell wachsende Bäume oder Sträucher.

4. Gaskonditionierung und Methanisierung
5. Roh-Biomethanaufbereitung.

In der letzten Stufe werden, ähnlich wie beim Biogas, störende Komponenten wie Wasser und CO₂ entfernt, um die Qualität an das Erdgas anzupassen. Im komprimierten Zustand kann das Gas nun in die Leitung eingespeist werden.

2.2 Stand der Technik

Die Technologie zur Gewinnung von Biogas ist Stand der Technik.⁶ Biogasanlagen mit Vergärungsverfahren haben in Deutschland bereits eine große Verbreitung; aktuell gibt es ca. 4.000 Anlagen (Müller-Langer et al. 2009: 18).

Auch die Technologie zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität, das sogenannte Biomethan, ist „Stand der Technik und seit vielen Jahren im Dauereinsatz“ (Müller-Langer et al. 2009: 18). Während im europäischen Ausland das Biomethan vornehmlich als Kraftstoff genutzt wird, wird es hierzulande zum größten Teil in das Erdgasnetz eingespeist. Lediglich bei zwei Anlagen wird das Biomethan als Kraftstoff direkt an Tankstellen abgegeben (Olzem 2010, mdl).

Bei der Technologie zur Gewinnung von Biomethan durch Vergasung von Biomasse handelt es sich um eine noch im Entwicklungsstadium befindliche Technik. Im vergangenen Jahr ist in Österreich eine Demonstrationsanlage mit 1 MW Biomethan-outputleistung in Betrieb genommen worden. Die seit 2002 bestehende Anlage zur Vergasung wurde dabei um die Prozessschritte zur Biomethanproduktion erweitert (Müller-Langer et al. 2009: 26). Zukünftige Entwicklungsanstrengungen dürften sich in erster Linie dem Upscaling der Anlagen widmen, da sie erst ab ca. 30 MW Brennstoffwärmeleistung wirtschaftlich zu betreiben sein werden.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Unterschiede zwischen den beiden Technologien. Vorteile des Bio-SNG gegenüber dem Biogas sind ein höherer spezifischer Methanflächenertrag und ein wesentlich geringerer Rohstoffbedarf.

⁶ Als Stand der Technik werden Technologien bezeichnet, die auf gesicherten Erkenntnissen von Wissenschaft und Technik basieren und wirtschaftlich anwendbar sind.

Abbildung 4: Gegenüberstellung Biogas und Bio-SNG

	Biogas	Bio-SNG
Technische Reife	Biogasgewinnung marktverfügbar (ca. 4.000 Anlagen in Deutschland), ebenso Anlagen zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität. ¹	Erfahrung bei Vergasung fossiler Einsatzstoffe wie. z.B. Kohle; ² Demoanlage seit 2009; ¹ geschätzte Verfügbarkeit ab 2015. ²
Forschungsbedarf	Weitere Verfahren zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan werden erprobt. ¹	Weiterentwicklung und Upscaling; ^{1,2} Optimierung u.a. von Wärmemanagement und Stromeigenbedarfsminimierung. ¹
Leistungsklassen	Klein, 1 – 8 MW _{CH₄, th} ²	Groß, 85 – 340 MW _{CH₄, th} ²
Substrate	Biogassubstrat, überwiegend flüssig, pastös, aber auch fest	Biogene Festbrennstoffe
Rohstoffbedarf	Ca. 15.000t Frischmasse/a/MW _{CH₄, th} ²	Ca. 3.500t Frischmasse/a/MW _{CH₄, th} ^{1,2}
Flächenspezifischer Methanertrag	3.000 – 4.000 m ³ _N /(ha a)	3.500 – 5.000 m ³ _N /(ha a)

Quelle: eigene Darstellung 1 Daten aus Müller-Langer et al. 2009 2 Daten aus Thrän et al. 2007

2.3 Einspeisung und Transport

Das Erdgasnetz lässt sich in vier Versorgungsebenen einteilen, die sich in ihrer jeweiligen Druckhöhe unterscheiden. Der höchste Druck besteht mit 80–120 bar auf der internationalen Fernleitungsebene, der Ebene also, in die das Biomethan eingespeist werden müsste. Da es in einer Rohrleitung automatisch zu einem Druckverlust kommt, befindet sich alle 100 bis 200 km eine Verdichterstation, die den Druck wieder entsprechend anpasst. Der ideale Einspeisepunkt liegt somit direkt vor einer solchen Verdichterstation, da so der Aufwand der Biomethanverdichtung am geringsten wäre (Thrän et al. 2007: 12).

Im innerdeutschen Ferntransportnetz, der Ebene, die die einzelnen Versorgungsgebiete anbindet, herrscht ein Druck von 25 bis 80 bar. Die nächste Ebene ist das Regionalnetz mit einem Druck von 1 bis 70 bar. Das Regionalnetz schließlich speist Erdgas in die

lokalen Verteilungsnetze ein, an die die Verbraucher angeschlossen sind, hier herrscht nur noch ein Druck von ca. 30 bis 100 mbar (Thrän et al. 2007: 13).

Die Verdichtung selbst erfolgt in mehreren Stufen, das Gas, das sich wie alle Flüssigkeiten und Gase bei Druckerhöhung erwärmt, muss im Bedarfsfall gekühlt werden. Der Energieaufwand der Kompression kann bis zu 10% des transportierten Energiewerts des Erdgases betragen. Das erklärt teilweise die Verschlechterung der Ökobilanz bei einem Transport nach Deutschland.

Die Druckanhebung und Einspeisung ist zwar technisch machbar, aber noch nicht Stand der Technik.

2.4 Vor- und Nachteile von Biomethan als Energieträger

Dieses Kapitel widmet sich den speziellen technischen Vor- und Nachteilen der Nutzung von Biomethan gegenüber anderen, regenerativen Energieträgern, nicht jedoch den Vor- und Nachteilen, die die regenerative Energiegewinnung gegenüber herkömmlichen Energieträgern hat. Des Weiteren werden sozio-ökonomische und ökologische Aspekte eines Ausbaus des Bioenergiesektors beleuchtet.

2.4.1 Technischer Vergleich von Biomethan mit anderen regenerativen Energien

Der technische Aufwand, der betrieben wird, um den Energieträger Biogas qualitativ dem Energieträger Erdgas anzupassen und ihn in das Erdgasnetz einzuspeisen, ist enorm. Allerdings sind auch die Gründe, die diesen Zusatzaufwand rechtfertigen sollen, gewichtig. Denn eine Alternative dazu wäre, Biogas dezentral und fast ausschließlich vor Ort, kleine Biogasnetze ausgenommen, in Energie umzuwandeln. Aufgrund der Vielzahl von Anlagen, die sich fast ausschließlich in ländlichen Regionen befinden, besteht kaum die Möglichkeit der Abwärmenutzung. Biogas würde in einem BHKW oder einem simplen Generator zur Gewinnung von Strom genutzt, die Abwärme würde in Ermangelung von Abnehmern größtenteils verworfen werden. Die Aufwertung und Einspeisung in das Erdgasnetz ermöglicht also eine Entkopplung des Ortes der Produktion vom Ort der Nutzung, an dem es Bedarf an Strom und Wärme gibt.

Ein weiterer Vorteil ist, dass Biomethan wie Biogas speicherfähig ist. Auch das Erdgasnetz fungiert als großer Speicher. Mit dieser Eigenschaft adressiert Biomethan eine Schwachstelle regenerativer Energieversorgung. Denn aktuell ist es nur schlecht möglich, den durch Photovoltaik-, Windkraft- und mit biogenen Substanzen betriebenen Blockheizkraftwerken gewonnenen Strom zwischenspeichern. Pumpspeicherkraftwerke stellen eine veraltete Technik mit schlechtem Wirkungsgrad dar; ein Viertel der Energie geht zusätzlich zu den ohnehin vorhandenen Herstellungs- und Leitungsverlusten verloren (Energiewelten 2010). Da moderne und effiziente Speichertechniken

als ein Meilenstein auf dem Weg in „das solare Zeitalter“ gesehen werden, sind die Bemühungen bei der Erforschung entsprechend.

Die Speicherfähigkeit geht ebenfalls einher mit der Transportfähigkeit, für die in erster Linie die Erdgasnetze zuständig sind. Während nach Meinung der Experten die Erdgasnetze durch die Einspeisung des Biomethans nicht überfordert sind, kommt es im Bereich der Windstromgewinnung im Norden bei entsprechenden Windverhältnissen nicht selten zu Transportengpässen im Stromnetz, so dass die Windkraftanlagen abgeschaltet werden müssen (Heise 2006).

Eng verknüpft ist damit auch die bessere Regelbarkeit des Stroms aus Biomethan im Vergleich zur Stromerzeugung aus Windkraft und Sonnenenergie. Dezentral aufgestellte Blockheizkraftwerke können entweder individuell oder zentral gesteuert werden, sobald Bedarf an Wärme oder Strom vorhanden ist. Überschüssige Energie wird idealerweise in das Netz eingespeist, was im Fall von zu viel produzierter Wärme entsprechende Anschlüsse an ein Wärmenetz voraussetzt. Bei zentraler Steuerung wird auch von einem virtuellen Kraftwerk gesprochen. Viele kleine Einheiten ersetzen ein großes Kraftwerk. Während virtuelle Kraftwerke Gegenstand der Forschung oder bestenfalls im Erprobungsstadium sind, startete der Strom- und Gasanbieter Lichtblick mit dem Autokonzern Volkswagen als Hersteller von Kleinst-BHKWs eine Initiative, bei der Lichtblick für die Lieferung des Erdgases und die zentrale Steuerung der BHKWs zuständig ist. Das Ziel dieser Initiative ist der Aufbau eines virtuellen Kraftwerks mit 100.000 Einheiten (Lichtblick 2009).

Ein weiterer Vorteil des Biomethans ist, dass die regenerative Gewinnung von Wärme im Gebäudebestand häufig ausschließlich über Biomethan möglich ist. Allerdings waren im Jahr 2006 lediglich ca. 36% der Haushalte an ein Gasnetz angeschlossen (BDEW 2010). Bei ungünstigen Lagebedingungen kann das Nicht-Vorhandensein von Alternativen zur regenerativen Wärmergewinnung auch für Neubauten gelten.

Problematisch ist die Befürchtung, dass es trotz aller Anstrengungen bei der Aufbereitung des Biogases zu Qualitätsverlusten des Gasmixes im Vergleich zu reinem Erdgas kommt. Das kann dann Schwierigkeiten bereiten, wenn die Flamme, die mit Erdgas befeuert wird, in direkten Kontakt zu dem zu verarbeitenden Material kommt, wie es in der Glasindustrie bei der Glaswanne der Fall ist, in der das Altglas und die neuen Rohstoffe eingeschmolzen werden. Die Brenner sind auf reines Erdgas eingestellt, während für die Einspeisung vorgeschriebene Heizwerte von Biomethan auch durch die Zugabe von Propan erreicht werden können (anonym 2010). Diese Probleme gälte es, im Auge zu behalten und gegebenenfalls die Aufbereitung auf Erdgasqualität weiter zu optimieren, bevor die Einspeisung von Biomethan signifikant gesteigert werden kann.

2.4.2 Ökologische Aspekte der Biomethangewinnung und -nutzung

Die ökobilanziellen Aspekte der verstärkten Gewinnung von Biomethan vollständig wiederzugeben, ist äußerst schwierig. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) bemängelt in seinem Sondergutachten „Klimaschutz durch Biomasse“, dass die notwendige umfassende Bestandsaufnahme aller ökologischen Aspekte bisher nicht zufriedenstellend geleistet wurde (SRU 2007: 43). Zudem müssen Ökobilanzen vergleichbar sein, um Vor- und Nachteile einer Alternative abwägen zu können. Dazu sind einheitliche Systemgrenzen notwendig, die alles umfassen, was in die Bilanz aufgenommen werden soll.

Eine weitere Schwäche der Ökobilanzierung, die behoben werden muss, ist, dass zumeist nicht verschiedene zukunftsfähige Varianten miteinander verglichen werden. So ist z.B. nicht nur der Einsatz von Biomethan als Kraftstoff mit dem Einsatz von Diesel zu vergleichen, sondern z.B. auch mit Elektroautos, deren Strom aus Biomethan in einem BHKW erzeugt wurde, sowie mit anderen zukunftsfähigen Alternativen. Stets den Status quo als Vergleich heranzuziehen ist müßig und wird fast ausschließlich „Wunschergebnisse“ produzieren.

Trotz dieser Schwächen sollen einige Ergebnisse des SRU-Sondergutachtens sowie weiterer Ökobilanzen aufgegriffen werden. Der SRU unterteilt in seinem Gutachten nach „Gewinnung von Biomasse“ und „Nutzung von Biomasse“.

Gewinnung von Biomasse: Der SRU stuft die „flächenhafte Zunahme von risiko-reichen, das heißt umweltgefährdenden Kulturen wie z.B. Raps oder Mais auf Kosten umweltfreundlicherer Anbauformen“ als sehr problematisch ein (SRU 2007: 44). So wird Raps und Mais z.B. in den Kategorien Nährstoffauswaschung, Pestizideinträge, Erosion und Auswirkungen auf die Biodiversität ein mittleres bis hohes Risiko bescheinigt.“ (SRU 2007: 44).

Weiterhin konstatiert der SRU anhand untersuchter Ökobilanzen zum Teil erhebliche Belastungen von Boden und Wasser in Bezug auf Nährstoffausträge und die Versauerung von Böden, wobei sich die Auswirkungen aber je nach Pflanzenart und Anbauform unterscheiden. Kurzumtriebsplantagen weisen hier weniger Auswirkungen als einjährige Pflanzen auf, da „die aus der Bearbeitung resultierende Bodenerosion durch Bearbeitung sowie der Nährstoff- und Pestizidbedarf geringer ist“ (SRU 2007: 45).

Mit dem Ausbau der Bioenergie geht ein Ausbau der Monokulturen einher, allein die Anbaufläche für Mais hat sich von 2005 bis 2006 von ca. 70.000 ha auf ca. 162.000 ha mehr als verdoppelt (SRU 2007: 47). Bei großflächigen Monokulturen drohen aber Bodenabträge, Bodenverdichtungen, sowie erhöhter Pflanzenschutz- und Düngemittel-einsatz. Die Stickstoffbilanz kann durch den Anbau von Mais maßgeblich negativ beeinflusst werden, es drohen Auswaschungen in ohnehin stark belastete Gewässer (SRU 2007: 47). Auch die Rückführung von Gärrückständen aus den Biogasanlagen auf

die Ackerflächen führen zu einer nennenswerten Nährstoffanreicherung und somit zu einer Gewässerbelastung.

Nutzung von Biomasse: Durch die energetische Nutzung von Biomasse werden fossile Ressourcen geschont und möglicherweise Treibhausgasemissionen eingespart. Die Höhe dieser Einsparungen ist aber von der Einsatzform abhängig. Die höchsten THG-Einsparpotenziale hat die Nutzung von Biomasse zur Strom- und Wärmebereitstellung, mit der Nutzung als Kraftstoff lassen sich wesentlich weniger THG einsparen. Trotzdem kommt es in beiden Fällen bei der Verbrennung zu Emissionen, die Versauerung und Eutrophierung begünstigen sowie zu einer Staubbelastung (SRU 2007: 51).

Für den Biomasseanbau im Ausland verweist der SRU auf die Gefahr nicht naturschutzverträglicher Rahmenbedingungen (SRU 2007: 54). Es existieren keine internationalen Standards, zudem wäre die Einhaltung auch schwer zu überprüfen.

Das Öko-Institut (2007) untersucht in seiner Studie die Umwelteffekte der Bereitstellung von Strom und Wärme. Darin ist nicht ersichtlich, ob die Faktoren, deren Fehlen der SRU in der Regel bemängelt, berücksichtigt wurden. Das Öko-Institut konzentriert sich auf die Wirkungskategorien Treibhausgas- und Versauerungspotenzial. Dabei wird deutlich, dass ein Einsatz von Biomethan im Vergleich zu herkömmlichen Energieträgern in deutschen BHKWs eine Einsparung an Treibhausgasen, jedoch ein Plus an Schadstoffen, die zur Versauerung beitragen, bringt. Gut zu erkennen ist ebenfalls, dass die Nutzung importierten Biomethans in Deutschland die Ökobilanz im Vergleich zur Nutzung im Entstehungsland in allen Belangen verschlechtert, wenn auch nur in geringem Maße. Die Nutzung des Biomethans in den Entstehungsländern hingegen bringt oftmals eine deutliche Verbesserung im Bereich der Versauerung (Fritsche et al. 2007: 22). Das ist darauf zurückzuführen, dass die Entschwefelungsvorkehrungen der fossilen Kraftwerke in den jeweiligen Ländern nicht dem westeuropäischen Standard entsprechen. Durch die Substitution lassen sich in den Exportländern vor Ort wesentlich größere Einsparungen erzielen.

Das IFEU (2008) weist in seiner Studie darauf hin, dass die Veränderungen der ökobilanziellen Ergebnisse eng mit den eingesetzten Substraten für die Biogasgewinnung in Verbindung stehen. So weist der Einsatz von Gülle als Reststoff bessere Ergebnisse im Hinblick auf Treibhausgas- und Versauerungspotenzial auf als der Einsatz von Mais, der gezielt für die Gewinnung von Biogas angebaut wurde. In Punkto Nährstoffeintrag und Versauerung weist dieser Produktionspfad sogar negative Ergebnisse auf (Gärtner et al. 2008: 25).

2.5 Gesellschaftliche Auswirkungen des Ausbaus der Biomethangewinnung

Der Ausbau von Bioenergieträgern wie Biomethan hat auch gesellschaftliche Auswirkungen. So könnte z.B. die Intensivierung des Anbaus von Energiepflanzen einer flächendeckenden Einführung der Gentechnik „durch die Hintertür“ Vorschub leisten. Energiepflanzen dienen schließlich nicht der Ernährung und der Einsatz von Gentechnik wird somit auch weniger kritisch betrachtet. Dass aber eine verstärkte Anwendung gentechnisch veränderter Organismen in der Landwirtschaft zwangsläufig auch eine schleichende Kontaminierung von Nahrungspflanzen zur Folge hat, steht außer Frage (Ekhardt et al. 2009: 223). Der ökologische Aspekt dieser Einführung kann noch nicht hinreichend beleuchtet werden.

Der Sachverständigenrat für Umwelt hält es für möglich, dass der Ausbau der Biomethangewinnung und -nutzung einen positiven Arbeitsplatzeffekt haben wird, sieht dies aber aufgrund zunehmender Nutzungskonkurrenzen und Verdrängungseffekte in der Landwirtschaft nicht als gesichert an (SRU 2007: 55). Das Öko-Institut erwartet im Falle der Umsetzung einer europäischen Biogaseinspeisungsstrategie erhebliche Arbeitsplatzeffekte. Allein von 2010 bis 2020 könnten 750.000 neue Arbeitsplätze in allen betroffenen Ländern entstehen (Fritsche et al. 2007: 13). Indirekte Arbeitsplatzeffekte durch die Herstellung und den Verkauf von Biogasanlagen ins Ausland kämen dabei auch Deutschland als Technologieführer zugute, 2007 betrug das Exportvolumen noch 150 Mio. Euro (Agentur für Erneuerbare Energien 2010: 14), für 2010 werden mehr als 300 Mio. Euro erwartet (Fachverband Biogas 2009: 14).

International befürchtet der SRU aufgrund weitgehend identischer Produktionsfaktoren von Biomasse mit Nahrungs- und Futtermitteln einen Konkurrenzkampf. Er sieht es als erwiesen an, dass Preissteigerungen bei Lebensmitteln mit der Preisentwicklung bei Energiepflanzen zusammenhängen. Außerdem könnte der Nahrungsmittelanbau so auf minderwertige Flächen verdrängt werden. Vermehrter Anbau von Energiepflanzen in der EU zur Eigenversorgung kann wiederum Einfluss auf die Eigenproduktion südlicher Länder haben, da die EU gegenwärtig Netto-Exporteur landwirtschaftlicher Produkte ist, sie aber die Nahrungsmittelversorgung im Falle eines verstärkten Anbaus von Energiepflanzen zunehmend auf Importe ausrichten müsste (SRU 2007: 55).

3 Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG

3.1 Den Rechtsrahmen stärken und erweitern

Vor dem Hintergrund der klima- und energiepolitischen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts⁷ verfolgt die EU seit geraumer Zeit eine ambitionierte Klima- und Energiepolitik, deren jüngstes Ergebnis das EU-Klimapaket ist. Herzstück des im Jahre 2007 geschnürten und im April 2009 verabschiedeten Paketes ist die Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG. Die bisher bestehenden Richtlinien⁸ zu erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung und zu Biokraftstoffen werden durch sie zusammengefasst, um wichtige Punkte ergänzt und schließlich ersetzt. Grund für die Ablösung der alten Richtlinien war unter anderem die enttäuschenden Ergebnisse der letzten Fortschrittsberichte der Europäischen Kommission zum Ausbau der Erneuerbaren, „highlighting the patchy progress made and the EU’s likely failure to reach the 2010 indicative targets“ (European Commission 2009c). Während zufolge des jüngsten Berichts noch fünf Mitgliedstaaten gute Fortschritte im Bereich der Biokraftstoffe erzielt haben, so sind es im Strombereich gerade mal vier von insgesamt 27 Mitgliedstaaten. Folglich ist es nicht verwunderlich, dass aller Voraussicht nach nur Dänemark, Deutschland, Ungarn und die Niederlande ihre 2010-Ziele erreichen werden (European Commission 2009d: 12–14). Dem gegenüber stehen 17 Mitgliedstaaten, die ihre Ausbauziele im Strombereich vermutlich nicht bewältigen werden, wenn auch diese nach der alten Richtlinie unverbindlich sind. Und genau hier sieht die Kommission einen Schwachpunkt des bisher geltenden Rechtsrahmens. Die Unverbindlichkeit der Ziele wird für den nur schleppenden Ausbau regenerativer Energien in vielen Mitgliedstaaten als eine Ursache angeführt (Geden/Fischer 2008: 96). Unverbindlich sollen daher in der neuen EE-RL nur noch die Zwischenziele sein. Die Endziele für 2020 sind nun bindend; ein Nichterreichen kann mit einem Vertragsverletzungsverfahren geahndet werden.

Eine weitere Neuerung der aktuellen Richtlinie ist die Ausdehnung des Rechtsrahmens auf den Wärme- und Kältesektor, zu dem „bislang überhaupt keine europarechtlichen Vorgaben“ (Lehnert/Vollprecht 2009: 308) existierten. Wenn man bedenkt, dass der Wärmebereich ungefähr die Hälfte des Endenergieverbrauches ausmacht, so ist dies ein wichtiger und überfälliger Schritt in der europäischen Energie- und Klimapolitik.

⁷ Zu den signifikantesten Herausforderungen gehören der Klimawandel, Importabhängigkeiten im Energiesektor und den damit verbundenen politischen und ökonomischen Risiken, sowie Preisvolatilität und Preissteigerungen auf internationalen Energiemärkten (Europäische Kommission 2007a: 3, Geden/Fischer 2008: 13).

⁸ Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt und Richtlinie 2003/30/EG zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor.

3.2 Wesentliche Inhalte der Richtlinie

Um „Investitionssicherheit zu schaffen und die kontinuierliche Entwicklung von Technologien für die Erzeugung von Energie aus allen Arten erneuerbarer Quellen zu fördern“ (14. Erwägungsgrund EE-RL), wurde das europäische Oberziel, 20% des Bruttoendenergieverbrauchs der Gemeinschaft durch Erneuerbare bis 2020 zu decken, auf verbindliche nationale Ziele aufgeteilt und ein Mindestanteil von 10% im Verkehrssektor für alle Mitgliedstaaten festgelegt. Die nationalen Ziele sind nach dem sogenannten Prinzip des „effort sharing“ gesetzt worden, welches zwar eine pauschale Erhöhung des EE-Anteils für alle Mitgliedstaaten vorsieht, diese Erhöhung dann aber nach den nationalen Bruttoinlandsprodukt stuft und der Ausgangslage im jeweiligen Mitgliedsland anpasst. (15. Erwägungsgrund EE-RL, Europäische Kommission 2008: 9). So schwanken die nationalen Ausbauzielwerte zwischen 10% für Malta und 49% für Schweden (siehe Abbildung 5). Deutschland liegt mit einem Ziel von 18% im Mittelfeld. Allgemein pendeln die Zielwerte um eine Zuwachsrate von 10% (siehe Abbildung). Darüber hinaus gibt die Richtlinie vor, auf welchen Zielpfaden die nationalen Ausbauwerte erreicht werden sollen. Für jedes Land errechnen sich nach einer festgelegten Formel Etappenziele in Zwei-Jahres-Schritten, die nicht unterschritten werden sollten.

Abbildung 5: Anteil und Zuwachs erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch der EU-27

Mitgliedsländer	M	L	B	CY	CZ	H	NL	SK	PL	GB	BG	IRL	I	D
2005-Anteil*	0,0	0,9	2,2	2,9	6,1	4,3	2,4	6,7	7,2	1,3	9,4	3,1	5,2	5,8
2020-Ziel**	10	11	13	13	13	13	14	14	15	15	16	16	17	18
Zuwachs*	10	10,1	10,8	10,1	6,9	8,7	11,6	7,3	7,8	13,7	6,6	12,9	11,8	12,2

Mitgliedsländer	GR	E	F	LT	RO	SLO	EST	DK	P	A	FIN	LV	S
2005-Anteil*	6,9	8,7	10,3	15,0	17,8	16,0	18,0	17,0	20,5	23,3	28,5	32,6	39,8
2020-Ziel*	18	20	23	23	24	25	25	30	31	34	38	40	49
Zuwachs*	11,1	11,3	12,7	8,0	6,2	9,0	7,0	13,0	10,5	10,7	9,5	7,4	9,2

* in Prozent

** in Prozent aufsteigend

Quelle: eigene Darstellung, Daten aus EE-RL

Die Richtlinie enthält allerdings kaum Vorgaben, „auf welche Weise die nationalen Gesamtziele [...] erreicht werden müssen“ (Lehnert/Vollprecht 2009: 308). Bis auf den 10% Mindestanteil erneuerbare Energien im Verkehrsbereich können die Zielbeiträge der einzelnen Sektoren frei gewählt werden, solange das nationale Gesamtziel erreicht wird. Folglich ist die Erweiterung der Zielerreichungsmaßnahmen auf den Wärmebereich nicht verpflichtend. Ein Mitgliedstaat kann theoretisch all seine Anstrengungen zur Zielerfüllung im Verkehrssektor allein, oder nur im Verkehrs- und im Stromsektor vornehmen.

Darüber hinaus lässt die Richtlinie weitestgehend offen, mit welchen Mitteln die Mitgliedstaaten ihre Ziele verwirklichen sollen, unterbreitet jedoch drei Vorschläge. Als wichtigste Maßnahme unterstreicht sie die nationalen Förderregeln, die durch den neuen europäischen Rechtsrahmen ungestört weiter funktionieren sollen.⁹ Somit wird dem Prinzip der Subsidiarität, dem Vertrauen der Investoren und den topographischen Vorteilen auf dem jeweiligen Hoheitsgebiet Rechnung getragen (25. Erwägungsgrund EE-RL; Geden/Fischer 2008: 97; Ringel/Bitsch 2009: 811).

Eine weitere, jedoch eher indirekte Maßnahme, einem nationalen Ausbauziel näher zu kommen, ist die Steigerung der Energieeffizienz (18. Erwägungsgrund EE-RL). Je kleiner der Bruttoendenergieverbrauch, desto höher ist – bei konstanter Erneuerbaren-Menge – der bereits erzielte Anteil aus erneuerbaren Quellen. Die Einsparung von Energie steht zudem ganz im Einklang mit dem 20-20-20-Beschluss.

Schließlich können zur Zielerreichung die durch die Richtlinie neu ins Leben gerufenen flexiblen Mechanismen herangezogen werden, denen das „FlexMechs-Quartett des Kyoto-Protokolls Modell gestanden“ hat (Luhmann 2009a: 23). Hintergrund sind die verschiedenen hohen, wirtschaftlich effizienten Ausbaupotenziale der Mitgliedstaaten. „Therefore, member states with low or expensive RES¹⁰ potential should receive the opportunity to fulfil part of their national RES target in other member states with higher and cheaper RES potential“ (Klessmann 2009: 4967). Die Flexibilitätsmechanismen sehen vier Möglichkeiten zur länderübergreifenden Kooperation vor. Erstens können nach dem statischen Transfer, geregelt in Art. 6 EE-RL, überschüssige EE-Anteile von einem Mitgliedstaat an einen anderen Mitgliedstaat transferiert werden, ohne dass die entsprechende Endenergiemenge physisch übertragen wird. Bedingung ist, dass der transferierende Staat seine eigene Zielerreichung nicht gefährdet.

Zweitens können Mitgliedstaaten nach Art. 7 und 8 EE-RL gemeinsame Projekte zur Erzeugung erneuerbarer Energien durchführen und „die anteilige Nutzung der hieraus gewonnenen Energiemenge für die Zielerreichung vereinbaren“ (Ringel/Bitsch 2009: 807). Im Unterschied zu den statistischen Transfers können bei gemeinsamen Projekten auch private Unternehmen eingebunden werden. Voraussetzung für die Anrechenbarkeit der erzeugten erneuerbaren Energie ist, dass die Anlagen nach in Kraft treten der Richtlinie in Betrieb genommen oder umgerüstet worden sind. Letzteres gilt ebenfalls für den dritten Flexibilitätsmechanismus, der sich auf gemeinsame Projekte mit Drittstaaten bezieht und in Art. 9 und 10 EE-RL geregelt ist. Es kann jedoch nur Strom, der in Drittstaaten aus erneuerbaren Quellen produziert und über Verbundleitungen in

⁹ Derzeit gibt es noch 27 unterschiedliche nationale Fördersysteme, die diverse Politikinstrumente zur Förderung erneuerbarer Energien einsetzen. Die großen Unterschiede haben sich aufgrund von unterschiedlichen Politikschwerpunkten in dem Bereich ergeben und fußen zudem auf noch recht verschiedene und national segmentierten Strommärkten. Wenn auch die Harmonisierung der Fördersysteme ein längerfristiges Ziel der EU ist, so sollen die Mitgliedstaaten vorerst selbst „best practice“-Ansätze anwenden und gegebenenfalls koordinieren (Europäische Kommission 2009d: 5).

¹⁰ Renewable Energy Sources.

die EU transportiert wird, auf die EE-Ziele der am gemeinsamen Projekt beteiligten Mitgliedsländer angerechnet werden.¹¹ Eine Ausnahme zu dieser Bedingung stellen Projekte da, die auf noch nicht gebaute, jedoch geplante Verbindungsleitungen zur Stromübertragung angewiesen sind, solange deren Bau bis 2016 begonnen wird. Dieser Flexibilitätsmechanismus mit der entsprechenden Ausnahmeregelung wurde in erster Linie mit Blick auf Vorhaben wie Desertec in die Richtlinie aufgenommen (Cep 2009: 26).

Der vierte Flexibilitätsmechanismus hat neben dem Kosteneffizienzargument seinen Ursprung in den Bestrebungen der Europäischen Kommission, die nationalen Fördersysteme langfristig zu harmonisieren.¹² Art. 11 der Richtlinie ermöglicht zwei oder mehreren Mitgliedstaaten, ihre nationalen Förderregelungen auf freiwilliger Basis zusammenzulegen oder teilweise zu koordinieren. Die in den teilnehmenden Mitgliedstaaten erzeugte zusätzliche Menge an erneuerbarer Energie kann auf dem Wege des statistischen Transfers oder aber über feste Verteilungsregeln den jeweiligen nationalen EE-Zielen gutgeschrieben werden.

Die Flexibilitätsmechanismen geben den Mitgliedstaaten eine Reihe von Instrumenten in die Hand, ihren nationalen Ausbauzielen kostengünstiger näher zu kommen. Da die Wege der Kooperation allerdings optional sind, behält jeder einzelne Mitgliedsstaat „weiterhin die volle Souveränität über die Höhe der in seinem Staatsgebiet erzeugte Erneuerbare-Energien-Menge“ (Lehnert/Vollprecht 2009: 313). Auch die für Strom, Wärme und Kälte zu erbringenden Herkunftsnachweise (Guarantees of origin) gemäß Art. 15 EE-RL sind lediglich ein Nachweis gegenüber dem Endkunden und dienen weder der Anrechenbarkeit von EE-Anteilen noch begründen sie ein förderpolitisches Handelssystem,¹³ welches die Funktionsweise der nationalen Förderinstrumente stören könnte (Diekmann 2009: 790). Verpflichtend ist die Ausstellung elektronischer Nachweise jedoch nur im Stromsektor. Im Wärmesektor ist es den Mitgliedstaaten freigestellt, Herkunftsnachweise auszugeben.

¹¹ Dies heißt natürlich nicht, dass der in der erneuerbaren Anlage erzeugte Strom direkt und unmittelbar in die EU gelangt, sondern dass lediglich eine entsprechende Strommenge zeitgleich mit der Erzeugung zwischen dem Drittstaat und der EU transportiert wird (Lehnert/Vollprecht 2009: 312).

¹² Siehe Fußnote 10.

¹³ Im Richtlinienentwurf der Kommission war ein viel weiter greifendes System der Herkunftsnachweise vorgesehen. Der grenzüberschreitende Handel mit Herkunftsnachweisen sollte die nationale Zielerfüllung durch den Zukauf von Handelsnachweisen erleichtern. Dieser Vorschlag wurde jedoch stark kritisiert, da er die nationalen Fördersysteme unterlaufen hätte.

Welche konkreten Schritte die einzelnen Mitgliedstaaten gehen werden, um ihre indikativen Zielpfade einzuhalten und ihre verpflichtenden EE-Ziele für 2020 zu erfüllen, wird erstmalig in den Nationalen Aktionsplänen (NAPs) zu lesen sein. Spätestens am 30.06.2010 müssen die Mitgliedstaaten diese nach einem einheitlich strukturierten Muster¹⁴ bei der Kommission eingereicht haben. Letzteres soll die Vergleichbarkeit fördern, aber auch garantieren, dass alle Mitgliedstaaten „einen glaubwürdigen Plan“ vorlegen (europäische Energiekommissar Andris Piebalgs zitiert in EurActiv 2009a). Neben der Darlegung der sektoralen Ziele (Verkehr, Strom, Wärme & Kälte) und den entsprechenden Maßnahmen müssen die NAPs Angaben über die nationale Strategie zur Entwicklung von Biomasseressourcen inklusive Importvorhaben enthalten sowie ferner die Auswirkung der Politik zur Verbesserung der Energieeffizienz aufzeigen. Darüber hinaus sollen auch flankierende Maßnahmen dargestellt werden wie Bau- und Verwaltungsvorschriften, Informationsinitiativen und der Ausbau der Energieinfrastruktur (Europa RAPID 2009). Innerhalb von 6 Monaten werden diese von der Europäischen Kommission evaluiert, gegebenenfalls versehen mit Empfehlungen an einzelne Mitgliedstaaten. Um sicherzustellen, dass kontinuierliche Fortschritte beim Ausbau der regenerativen Energien auf europäischer Ebene erzielt werden, ist ab Dezember 2011 eine regelmäßige, alle zwei Jahre stattfindende Berichterstattung vorgesehen (88. Erwägungsgrund und Artikel 22 EE-RL). Auf Basis der nationalen Berichte veröffentlicht die Kommission jeweils im Folgejahr Fortschrittsberichte. Von einzelnen Mitgliedstaaten verlangt sie gegebenenfalls eine Überarbeitung ihrer Nationalen Aktionspläne, sollten Zwischenziele nicht erreicht werden. Alle Berichte der Kommission und der Mitgliedstaaten sowie weitere Informationen zum nationalen Ausbau des Anteils erneuerbarer Energien werden auf einer im Internet zugänglichen Transparenzplattform¹⁵ veröffentlicht (Art. 24 EE-RL).

Schließlich enthält die Richtlinie eine Revisionsklausel (Art. 23 Abs. 8 EE-RL), die das Gesamtausbauziel von 20% zwar nicht in Frage stellt, jedoch eine Überprüfung der Vorschriften für Biokraftstoffe und flüssige Brennstoffe sowie der Wirksamkeit der Flexibilitätsmechanismen vorsieht. Die Vorschläge des im Jahre 2014 von der Kommission zu veröffentlichen Revisionsberichts „dürfen allerdings nicht den Fortbestand der nationalen Fördersysteme beeinflussen. Dieser Passus wurde hinzugefügt, nachdem vor allem seitens der EE-Branche befürchtet wurde, dass eine baldige Revision mit möglicherweise folgenden Änderungen der Rahmenbedingungen der Richtlinie zu großer Unsicherheit bei Investoren führen werde“ (BEE 2009: 5).

¹⁴ Muster ist auf der Seite der Europäischen Kommission, DG Energy abrufbar unter <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:182:0033:0062:DE:PDF>

¹⁵ abrufbar hier: http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/transparency_platform_en.htm

3.3 Relevanz der Richtlinie in Bezug auf Biomethanimporte

Die Berechnung der Anteile an erneuerbaren Energien bestimmt sich nach Artikel 5 der Richtlinie. Dieser legt fest, dass grundsätzlich der Bruttoendenergieverbrauch aus erneuerbaren Quellen im Elektrizitäts-, Wärme- und Kältebereich bzw. der Endenergieverbrauch aus erneuerbaren Quellen im Verkehrssektor anrechenbar ist.

Im Gegensatz zu der häufig verwendeten Größe des Primärenergieverbrauchs, begründet die Europäische Kommission die Wahl des Bruttoendenergieverbrauchs als Vergleichsgröße folgendermaßen:

„Energy is often expressed in terms of “primary energy consumption”. This method measures the energy content of the first commodity or raw material which is the basis for multiple energy uses before transformation into final energy use. As such, no transformation losses are taken into account. For instance, for electricity that is generated through wind, hydropower or solar energy it is assumed that the primary energy input is equal to the energy output. This puts these ‘non-thermal’ renewable energy sources at a disadvantage against the other energy sources because even if they would produce the same amount of electricity, they still would require a lower amount of primary energy as no transformation losses are accounted for.“
(European Commission 2008a: 5)

Die Primärenergie ist die direkt in den Energiequellen vorhandene Energie (z.B. der Brennwert von Kohle). Der Primärenergieverbrauch kann unterschiedlich berechnet werden. Die Berechnungsverfahren (Wirkungsgrad-/Substitutionsmethode) nutzen Umrechnungsfaktoren, „um den Primärenergiebedarf zur Bereitstellung einer Einheit elektrischer Energie zu beziffern“ (Sterner et al. 2008: 48). Bei der gängigeren Wirkungsgradmethode wird für die Energieträger, die keinen natürlichen Heizwert haben, ein Wirkungsgrad festgelegt. So wird angenommen, dass zur Stromerzeugung der Energiegehalt der eingesetzten Kernenergie zu 33% und der erneuerbaren Energieträger (Wasser, Wind und Solar) zu 100% genutzt wird. Das bedeutet, dass die Kernenergie mit der dreifachen durch die Kernenergie erzeugte Energiemenge in den Primärenergieverbrauch einfließt, die Erneuerbaren jedoch eins zu eins übertragen werden, was sie folglich schlechter stellt. Als Zahlenbeispiel ausgedrückt entspräche 1 kWh elektrischer Energie, die mittels erneuerbarer Energieträger bereitgestellt wird, 1 kWh Primärenergie. Für ein Kernkraftwerk würde diese eine Kilowattstunde elektrische Energie allerdings mit 3 kWh Primärenergie bewertet (ibid.). Der Primärenergieansatz benachteiligt die Erneuerbaren umso mehr, je höher ihr Anteil am Gesamtenergiemix ist und wurde deshalb von der Kommission nicht als Messeinheit gewählt (European Commission 2008a: 5).

Dagegen bezieht sich die gewählte Größe des Bruttoendenergieverbrauchs auf die Energieprodukte, die den Endverbrauchern wie Haushalten oder der Industrie zu

energetischen Zwecken geliefert werden inklusive des durch die Energiewirtschaft für die Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung entstehenden Elektrizitäts- und Wärmeverbrauchs sowie der Elektrizitäts- und Wärmeverluste, die bei der Verteilung und Übertragung auftreten (Artikel 2 Absatz f EE-RL).

Berechnet wird der Bruttoendenergieverbrauch von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen nach Artikel 5 Absatz 3 EE-RL als „die Menge an Elektrizität, die in einem Mitgliedstaat aus erneuerbaren Quellen erzeugt wird“. Entgegen dem gängigen Verständnis von Bruttoendenergieverbrauch wird also nicht auf die verbrauchte, sondern auf die in einem Mitgliedstaat erzeugte Elektrizitätsmenge aus erneuerbaren Quellen abgestellt (Lehnert/Vollprecht 2009: 310/311). Etwas umfassender ist die Berechnung des Bruttoendenergieverbrauchs von Wärme und Kälte ebenfalls gemäß Artikel 5, jedoch in Absatz 4 EE-RL geregelt als „die Menge an Fernwärme und Fernkälte, die in einem Mitgliedstaat aus erneuerbaren Quellen erzeugt wird, zuzüglich des Verbrauchs anderer Energie aus erneuerbaren Quellen in der Industrie, in Haushalten, im Dienstleistungssektor und in der Land-, Forst- und Fischereiwirtschaft zu Heizungs-, Kühlungs- und Prozesszwecken“. Schließlich ist der Energiegehalt von Kraftstoffen in Anhang III der Richtlinie festgelegt und kann, so Artikel 5 Absatz 6 EE-RL, „an den technischen und wissenschaftlichen Fortschritt angepasst werden“.

Die Richtlinie trifft jedoch keine Aussage darüber, woher die erneuerbaren Quellen oder Rohstoffe stammen müssen, aus denen die Energiemengen produziert werden (Hinrichs-Rahlwes 2009 Email). Daraus folgt, dass **Energie produziert aus in einen Mitgliedstaat importiertem Biomethan generell auf die EE-Ziele anrechenbar ist.**

„However, when biogas is imported with the scope of being used in the transport sector as renewable energy source, than there are some requirements that it needs to comply with in order to be counted towards the 10% target“ (Georgescu 2009 Email). Die Einschränkung der Anrechenbarkeit von Biomethan im Verkehrssektor bezieht sich auf die sogenannten Nachhaltigkeitskriterien aus Artikel 17 EE-RL. Diese legen fest, dass Biokraftstoffe und flüssige Brennstoffe im Vergleich zu herkömmlichen Kraftstoffen zunächst 35% und ab 2017 mindestens 50% Einsparungen von Treibhausgasemissionen erzielen müssen. Darüber hinaus dürfen sie nicht auf Flächen erzeugt werden, die im Januar 2008 eine hohe biologische Vielfalt aufwiesen oder in denen viel Kohlenstoff gebunden war (Cep 2009: 27). Letzteres gilt selbstverständlich nicht für Biokraftstoffe und flüssige Brennstoffe, die aus Abfällen und Rückständen hergestellt worden sind, solange diese nicht aus der Land- oder Forstwirtschaft oder Fischerei stammen (Artikel 17 Abs. 1 EE-RL). Die Nachhaltigkeitskriterien finden auch Anwendung für Roh-, Biokraft- und flüssige Brennstoffe, die in Drittländern angebaut oder produziert worden sind.

Wenn auch die Nachhaltigkeitsanforderungen bis dato nur für Biokraftstoffe im Verkehrssektor und für flüssige Brennstoffe im Elektrizitäts- und Wärme-/Kältesektor gelten, so hält die Richtlinie dennoch die Option offen, das Nachhaltigkeitskonzept auf den gesamten Biomassebereich auszudehnen. Hierzu fordert Artikel 17 die Kommission auf, bis zum 31. Dezember 2009 einen Bericht mit „Vorschläge[n] für ein Nachhaltigkeitskonzept für die sonstige energetische Nutzung von Biomasse“ vorzulegen (Artikel 17 Abs. 9 EE-RL). Die Kommission empfiehlt den Mitgliedstaaten in diesem Bericht (European Commission 2010b), freiwillig nationale Programme zur Ausweitung des Nachhaltigkeitskonzepts vorzunehmen, sieht aber vorerst von „common sustainability criteria at EU level“ (European Commission 2010b: 10) ab. Als Grund nennt sie die Existenz vielfältiger Biomassearten, die die Schaffung eines harmonisierten Systems, welches die THG-Einsparungspotenziale der einzelnen Arten berücksichtigen würde, unmöglich macht (EurActiv 2010). Ende 2011 wird sie erneut berichten, ob die nationalen Programme ausreichen, oder ob doch ein einheitliches System für den gesamten Biomassebereich etabliert werden sollte.

Neben den für die Anrechenbarkeit verbindlichen Nachhaltigkeitskriterien verweist die Richtlinie auch auf weitere soziale und entwicklungspolitische Aspekte, die im Zusammenhang mit der Biokraftstoffproduktion stehen können. Da ein Import von Biokraftstoffen in die EU ausdrücklich erwünscht ist, um das 10%-Ziel zu erreichen (16. Erwägungsgrund EE-RL), soll die Kommission in regelmäßigen Berichten verfolgen, ob eine erhöhte Nachfrage nach Biokraftstoff sozial tragbar ist hinsichtlich der Nahrungsmittelpreise und der Einhaltung sämtlicher Übereinkommen der Internationalen Arbeitsorganisation (Artikel 17 Absatz 7 EE-RL). Gegebenenfalls muss die Kommission Korrekturen vorschlagen.

Würde Biomethan aus den Nachbarstaaten über das Gasnetz in die Europäische Union importiert, so könnte es also bis auf die oben beschriebenen Einschränkungen auf das europäische Gesamtziel von 20%-EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch angerechnet werden. Allerdings würde das Biomethan nicht allen Mitgliedstaaten in gleicher Weise zu gute kommen, da die nationalen und regionalen Teilmärkte für Gas noch immer stark voneinander abgeschottet sind (Dröge et al. 2009: 4). Ukrainisches oder belarussisches Biomethan könnte beispielsweise nicht ungehindert nach Spanien fließen, da entsprechende Leitungen fehlen.¹⁶ Verbraucht werden könnte folglich importiertes Biomethan nur in Mitgliedstaaten, die an das osteuropäische Gasnetz angeschlossen sind. Alle anderen Mitgliedstaaten könnten jedoch über die flexiblen Mechanismen von einem Biomethanimport profitieren.

¹⁶ Das gilt natürlich auch für Erdgas.

Der einzig relevante Flexibilitätsmechanismus,¹⁷ welcher im Rahmen eines Biomethanimports von Nutzen sein kann, ist der statistische Transfer nach Artikel 6 EE-RL. Demnach könnte beispielsweise Deutschland das importierte Biomethan in Strom oder Wärme konvertieren und die so gewonnenen Anteile an erneuerbarer Energie einem anderen Mitgliedstaat auf sein EE-Konto überweisen, vorausgesetzt dass Deutschland seine eigenen (Zwischen)-Ziele sicher erreicht und dieser Transfer der Kommission von allen beteiligten Mitgliedstaaten mitgeteilt wird.

Allerdings stellt sich die Frage, welcher Anreiz für einen Mitgliedstaat besteht, der seine EE-Ziele vermutlich erreicht, Biomethan über seine eigenen Ziele hinaus zu importieren, um die daraus gewonnene Energiemenge an einen anderen Mitgliedstaat zu transferieren. Denn nur wenn ein Mitgliedstaat sein nationales Ziel sicher erreichen wird, darf er den statistischen Transfer einsetzen (Art. 6 Abs. 1 EE-RL). Zur Beantwortung dieser Frage sind drei Szenarien in Erwägung zu ziehen und gegebenenfalls zu prüfen. Erstens könnte sich ein Mitgliedsstaat ein eigenes, über dem der EE-RL liegendes Ziel für den Ausbau regenerativer Energien gesteckt haben. Darüber hinaus müssten seine nationalen Förderregeln die Anrechnung von importierten Biomethan zulassen. Dass letzteres nicht immer der Fall sein dürfte, lässt das Kapitel über die Rahmenbedingungen in Deutschland vermuten (vgl. Kapitel 4). Zweitens könnten private Unternehmen im Land ein Eigeninteresse am Import von Biomethan haben und so die Nachfrage ankurbeln. Dieses Interesse der Unternehmen könnte sich zum Beispiel durch die Anreize des Emissionshandels oder durch die Nachfrage der Kunden nach Biomethan(-produkten) ergeben. Drittens könnte es sein, dass der Transfer von EE-Anteilen an einen anderen Mitgliedstaat finanzielle Vorteile für das transferierende Land mit sich bringt. Dazu müsste der Einkaufspreis von Biomethan unter dem Verkaufspreis der EE-Anteile liegen. Diese hypothetische Gegenüberstellung bestimmt sich einerseits nach dem noch nicht ausreichend kalkulierbaren Biomethanpreis¹⁸ und andererseits in Anlehnung an die Zahlungsbereitschaft der Mitgliedstaaten, die ihre Ziele aller Voraussicht nach nicht erreichen werden. Die Zahlungsbereitschaft der Mitgliedstaaten ist wiederum abhängig von den Sanktionswirkungen bei Zielverfehlung. Da die Richtlinie keine direkten finanziellen Strafen vorsieht, greift nur ein Vertragsverletzungsverfahren nach Art. 258 bis 260 AEUV. Dieses kann wiederum erst nach 2020 eingeleitet werden und „it seems unlikely that the latter would result in financial consequences“ (Klessmann 2009: 4977). Es stellen sich folgende Fragen: Reicht der moralische Druck zwischen den Mitgliedstaaten zur Zielerreichung aus, um sie zur Nutzung des statischen Transfers zu bewegen? Und

¹⁷ Während der Titel des Artikels 9 EE-RL suggerieren könnte, dass die EE-RL „Gemeinsame Projekte von Mitgliedstaaten und Drittländern“ auch im Biomethanbereich unterstützt, so bezieht sich dieser Flexibilitätsmechanismus einzig und allein auf den Import von Strom. Denkbar wäre eine Verstromung von Biomethan in der Ukraine oder Belarus mit anschließendem Import in die EU. Dies soll aber im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter beleuchtet werden.

¹⁸ Derzeit liegt der Biomethanpreis bei ca. 7,5 Cent je Kilowattstunde. Bei vermutlich steigenden Erdgaspreisen, werden sich Erdgas- und Biomethanpreis in fünf bis acht Jahren preislich angleichen (sog. „grid parity“). Auf lange Sicht könnte Biomethan sogar günstiger sein (Bensmann 2008: 69).

schaffen die statischen Transfers einen finanziellen Gewinn für den Staat, welcher das Biomethan zuvor importiert und bezahlt hat? Natürlich ist die Realität komplexer. Nichtsdestotrotz kann davon ausgegangen werden, dass wenn beide Teilfragen bejaht werden können, ein höherer Anreiz für ein Mitgliedsland besteht, Biomethan über das nationale Gesamtziel nach EE-RL hinaus zu importieren.

Die Sichtung der 27 sogenannten „Forecast documents“¹⁹, in denen die Mitgliedsländer unverbindlich „their forecast of expected use of the flexibility mechanisms“ (Howes 2010) dargelegt haben, lässt die Vermutung zu, dass die Flexibilitätsmechanismen zunächst keine große Rolle spielen werden. Die meisten EU-Staaten erwarten, dass sie kaum Überschuss an EE-Anteilen zur Verfügung haben werden. Es befürchten allerdings auch nur wenige Staaten die Untererfüllung ihrer EE-Ziele in 2020, was erstaunlich scheint in Anbetracht des letzten Fortschrittsberichts der Kommission zum EE-Ausbau in Europa. Da also nach derzeitigem Stand voraussichtlich kaum „demand“ und kaum „excess“ an erneuerbaren Energiemengen bestehen wird, erscheint der statische Transfer als Instrument zur Zielerreichung wenig hilfreich. Einige Länder haben allerdings bereits Pläne für gemeinsame Projekte oder sind den Kooperationsmechanismen gegenüber prinzipiell aufgeschlossen. Da die Zwischenziele nicht verbindlich sind, besteht momentan auch noch wenig Druck zur Zielerreichung. Statistische Transfers könnten mit Näherrücken der Verbindlichkeit im Jahr 2020 an Attraktivität gewinnen, sollten einige Mitgliedstaaten ihre Zielerfüllung doch gefährdet sehen. „In order to ensure sufficient RES availability in 2020, member states should consider closing early agreements with other member states about a transfer in the target year“ (Klessmann 2009: 4977).

Letztlich gilt es abzuwarten, was explizit in den Nationalen Aktionsplänen stehen wird und wie deren erste Erfolgskontrolle in 2011 ausfallen wird. Nach der geltenden Mustervorlage müssen in den NAPs konkrete Zielerreichungsmaßnahmen inklusive der Nutzung der Flexibilitätsmechanismen erläutert werden. Darüber hinaus wird eine gezielte Auseinandersetzung mit dem Thema Biogas erwartet, einschließlich der Einschätzung des Importbedarfs sowie ggf. der Darlegung einer eigenen nationalen Strategie zur Förderung und Nutzung von Biogas (Europäische Kommission 2009a: 41).

Das besondere Augenmerk auf Biogas als regenerative Energiequelle in den NAPs resultiert unter anderem aus der Anerkennung des Richtliniengebers, dass Biogas aus landwirtschaftlichen Materialien wie Gülle und Dung „signifikante Umweltvorteile sowohl bei der Wärme- und Elektrizitätserzeugung als auch bei der Verwendung als Biokraftstoffen“ bietet (12. Erwägungsgrund EE-RL). Infolgedessen fügt die neue Richtlinie gegenüber ihrem Vorgänger einige Bestimmungen zur Förderung von Biogas hinzu (Lehnert/Vollprecht 2009: 315). Wesentlich ist hier Artikel 16 EE-RL über den Netzzugang und den Betrieb, der erstmals auch Regelungen zu den Gasnetzen trifft

¹⁹ Zugänglich auf der transparency platform unter:
http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/forecast_documents_en.htm

(Ringel/Bitsch 2009: 809). Demnach darf Gas aus erneuerbaren Energiequellen bei der Erhebung der Tarife für die Übertragung und Verteilung nicht benachteiligt werden (Art. 16 Abs. 7 EE-RL). Falls erforderlich, prüfen die Mitgliedstaaten, ob es notwendig ist, die Gasnetzinfrastruktur zu verbessern, um Biogas einzuspeisen (Art. 16 Abs. 9 EE-RL). Schließlich bezieht sich die Richtlinie in Artikel 16 Absatz 10 auf die im europäischen Erdgasbinnenmarkt geltenden Rahmenbedingungen nach Richtlinie 2003/55/EG. Diese ältere Richtlinie hebt die Bedeutung von Biogas bereits hervor und unterstreicht im 24. Erwägungsgrund, dass Biogas einen nichtdiskriminierenden Zugang zum Gasnetz erhalten soll. Ausführlichere Regelungen zur Netzeinspeisung von aufbereitetem Biogas (Biomethan) bestehen allerdings nur in einigen Ländern Europas. Zu nennen sind hier Deutschland, Frankreich, Schweden, Österreich, die Niederlande und die Schweiz (dena 2010c).

3.4 Zwischenfazit EE-RL

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die EE-RL das europäische Klima- und Energierecht neu ordnet und den regenerativen Energien eine gebührende Rolle in den Fragen der zukünftigen Versorgungssicherheit, des Klimawandels und der Wettbewerbsfähigkeit Europas beimisst. Nicht zuletzt aufgrund ihres verbindlichen und ambitionierten Charakters hebt die EE-RL die Bedeutung der Erneuerbaren hervor. Allerdings bleibt sie eine Richtlinie, deren Zielerreichung wesentlich von den nationalen Anstrengungen abhängt. Diese werden zwar im Verlauf der nächsten Jahre regelmäßig von der Kommission evaluiert, können aber erst nach 2020 mit den meist langwierigen Vertragsverletzungsverfahren bei Nichterfüllung sanktioniert werden. Die Frage, ob dieses Druckmittel ausreicht, um die Mitgliedstaaten zu ehrgeizigen Zielerreichungsmaßnahmen zu bewegen oder ob nicht doch die von Claude Turmes²⁰ vorgesehenen „direct financial penalties for non-complying member states“ effektiver wären, erscheint berechtigt, kann jedoch – wenn überhaupt – erst nach 2020 beantwortet werden.

Kritisch wird ebenso das Fehlen konkreter Ziele für die einzelnen Sektoren bewertet, sieht man von dem Mindestanteil an erneuerbarer Energie im Verkehrssektor ab. „Sektorziele sind essenziell. Nur so lassen sich die sehr unterschiedlichen Bedingungen für die Regenerativtechnologien in einen angemessenen Rahmen bringen“, argumentiert Oliver Schäfer vom European Renewable Energy Council (May 2007). Für den Import von Biomethan spielt das mit Einschränkungen eine weniger wichtige Rolle, da Bio-

²⁰ Claude Turmes, Europaabgeordneter der Grünen aus Luxemburg, hat zum Richtlinienvorschlag der Kommission einen Bericht für das Parlament verfasst, der einige Änderungsvorschläge vorsah. „Die Einhaltung der Ziele sollte dadurch gewährleistet werden, dass denjenigen Mitgliedstaaten, die ihr Ziel nicht erreicht hätten, eine Geldstrafe von bis zu 110 Euro pro Megawatt (MW) auferlegt wird. Im Gegenzug sollten Mitgliedstaaten, die sogar bessere Werte als die vorgeschriebenen erreichten, einen finanzielle Zuschuss von 30 bis 40 Euro pro MW erhalten, sagte Turmes.“ (EurActiv 2008)

methan wie auch andere Bioenergieträger²¹ flexibel in den drei Bereichen der Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung eingesetzt werden kann (Arnold 2009: 3). Dabei weist Biomethan, wie bereits im zweiten Kapitel erwähnt, in jedem der drei Bereiche spezifische Vorteile auf. Im Stromsektor ist Biomethan besser regelbar als beispielsweise Sonne und Wind. Im Wärmesektor ist es für viele Mieter derzeit die einzige Option für regenerative Wärme und im Kraftstoffsektor kann Biomethan dazu beitragen, die Abhängigkeit von Öl zu reduzieren (Arnold 2009: 3).

Ob die Richtlinie diese Vorteile ausreichend beachtet, ist anzuzweifeln. Ein vorrangiger Zugang zum Gasnetz für Gas aus erneuerbaren Energiequellen ist in Äquivalenz zum Stromsektor beispielsweise nicht verpflichtend etabliert worden (siehe Art. 16 Abs. 2b EE-RL). Natürlich steht es den Mitgliedsstaaten frei, dies national einzurichten und so über das Nichtdiskriminierungsgebot der Richtlinie hinaus zu gehen (s.o.). In einigen Ländern ist dies bereits geschehen.

Gleichwohl gibt es auf europäischer Ebene neben der Erneuerbaren-Richtlinie weitere Anstrengungen, die Energiegewinnung aus Biogas oder generell Biomasse zu fördern. Als erstes zu nennen wäre hier der Biomasseaktionsplan der Kommission aus dem Jahr 2005. Darin erkennt sie Biomasse als eine der bedeutendsten Alternativen zu fossilen Energieträgern an (European Commission 2005b: 16). Ziel sollte es sein, die Nachfrage nach Biomasse zu erhöhen und deren Bereitstellung zu verbessern. Um dies zu erreichen, sollten unter anderem technische Barrieren bewältigt und die Forschung in diesem Bereich vorangetrieben werden. Letzteres wird durch das 7. Rahmenprogramm der Europäischen Union²² untermauert, welches das Hauptinstrument zur Förderung europäischer Forschung ist. Das aktuelle Rahmenprogramm läuft von 2007 bis 2013 und sieht ein Budget von ca. 2,35 Milliarden Euro für den Energiebereich vor (Tondeur 2009:16). Derzeit sind knapp 80 Projekte zum Thema Biomasse registriert, von denen sich vier mit Biogasaspekten befassen.

Weitere Programme, die ebenso Fortschritte im Biomethanbereich mit sich bringen könnten, sind *Intelligent Energy Europe*²³ (*IEE*) und *Trans-European energy networks*²⁴ (*TEN-E*). Im Rahmen von *Intelligent Energy Europe* können Projekte gefördert werden, die das Erreichen der europäischen Energie- und Klimaschutzziele unterstützen. Auch hier sind 20 Biogasprojekte verzeichnet. Das Programm *TEN-E* zielt auf eine Verbesserung der transeuropäischen Energienetze ab, was gerade im Bereich der erneuerbaren Energien von hoher Bedeutung ist. So merkt beispielsweise Portugal in seinem Forecast document²⁵ an, dass der physische Transfer von erneuerbaren

²¹ Bioenergieträger weisen als einzige unter den regenerativen Energien diese Eigenschaft auf.

²² nähere Informationen hier: <http://cordis.europa.eu/fp7/dc/index.cfm>

²³ nähere Informationen hier: <http://ec.europa.eu/energy/intelligent/>

²⁴ nähere Informationen hier: http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/ten_e/ten_e_en.htm

²⁵ abrufbar hier:
http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/forecast_documents_en.htm

Energiemengen beschränkt ist aufgrund von „restrictions in interconnection capacity“. Die Richtlinie selbst nimmt im 58. Erwägungsgrund Bezug auf *TEN-E* und unterstreicht, dass in dessen Rahmen Projekte zur Entwicklung erneuerbarer Energien beschleunigt werden sollten.

Darüber hinaus gibt es momentan Gespräche zwischen der Europäischen Kommission und dem Europäischen Komitee für Normierung bezüglich der Frage, ob neue Standards für Biomethan als eigenständiger Kraftstoff und zur Einspeisung ins Erdgasnetz gesetzt werden sollten (Ganesh 2010: 3).

Diese hier genannten Programme sind nur Beispiele von Förderungsaktionen. Es existiert eine ganze Reihe an weiteren Einzelmaßnahmen oder speziellen Projekten, die die Förderung und Entwicklung von Biogas als Energieträger unterstützen. Wenn auch die meisten davon auf innereuropäischer Ebene stattfinden, so haben sie doch auch Bedeutung für technische und rahmenrechtliche Fortschritte in Drittländern und folglich einem potentiellen Biomethanimport.

Nichtsdestotrotz erscheint ein Import von Biomethan zur Erreichung der 2020-Ziele vor dem Hintergrund der Forecast documents derzeit weniger attraktiv. Es ist zwar rechtlich möglich Energiemengen von Strom, Wärme oder Kraftstoff aus importiertem Biomethan auf die EE-Ziele anzurechnen. Insgesamt schätzen jedoch die Mitgliedsländer ihre eigenen Potenziale zur Zielerfüllung als ausreichend ein. Einige Länder halten sogar eine Übererfüllung für möglich, welches potentiellen Defizitländern über statistische Transfers zugänglich gemacht werden könnte. Nur im Verkehrssektor, in dem bereits jetzt der Import von Kraftstoffen oder Rohstoffen zur Kraftstoffproduktion eine Rolle spielt,²⁶ könnten Biomethanimporte zukünftig einen höheren Stellenwert erlangen. Der festgesetzte Mindestanteil von 10% übt hier natürlich einen gewissen Druck aus.

Die verfolgte Argumentation zielt auf die eher kurz- bis mittelfristige Perspektive ab. Die Fragen des Klimawandels und der Versorgungssicherheit werden mit der Erreichung des europäischen Gesamtziels von 20% EE-Anteil am Bruttoendenergieverbrauch nicht abschließend beantwortet sein. Die Richtlinie kann nur als ein Anfang gesehen werden, diese Probleme gezielt anzugehen. Es ist abzusehen, dass es eine post-2020 Richtlinie geben wird (vgl. auch Luhmann 2009b), in der die Erneuerbarenpotenziale aus Drittländern einen noch größeren Einfluss gewinnen. Die Vorstände der europäischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen haben bereits offiziell das Bestreben einer klimaneutralen Strombereitstellung als Ziel für 2050 erklärt. Diese Erklärung überreichten sie dem europäischen Energiekommissar Andris Piebalgs im letzten Jahr, um die europäischen und nationalen Entscheidungsträger dazu aufzurufen, einen entsprechenden Politikrahmen zu garantieren, der die Erreichung dieses selbst

²⁶ Während die EU im Jahr 2005 noch über ihren eigenen Bedarf Biokraftstoffe produzierte, so importiert sie seit 2006 einen steigenden Anteil (Europäische Kommission 2009d:16).

gesteckten Zieles für 2050 absichert (Eurelectric 2009). Konkret für Deutschland empfiehlt beispielsweise die Deutsche Energie-Agentur, dass insbesondere für die Kraftstoffoptionen Biomethan und Erdgas entsprechende Rahmenbedingungen über das Jahr 2018 hinaus festgelegt werden (Dena 2010a).

Ebenso ist zu erwarten, dass die „net imports of fossil fuels are expected to stay at roughly today’s levels in 2020 even when the EU’s climate and energy policies are fully implemented“ (European Commission 2008b:3). Für Gas ist sogar eher ein Anstieg des Imports vorzusehen, da die innereuropäische Produktion in den nächsten Jahren zurückgehen wird. Während also keine Importunabhängigkeit von Öl und Gas in der näheren und fernerer Zukunft erwartet werden kann, so könnte ein Biomethanimport aus der Ukraine und Belarus zur Diversifizierung des Imports beitragen und weitere THG-Reduktionspotenziale mit sich bringen.²⁷ Werden die Potenziale eines Biomethanimportes für die Versorgungssicherheit von den Mitgliedstaaten erfasst und die voraussichtlichen rechtlichen Entwicklungen frühzeitig antizipiert, so könnte der Import von Biomethan bereits in naher Zukunft eine wichtige Rolle in der Energiestrategie einzelner Mitgliedstaaten einnehmen und Erdgas zu Teilen substituieren.

²⁷ Dazu beispielsweise die Gegenüberstellung von Erdgas und Biomethan gegenüber anderen Kraftstoffen in der dena-Broschüre (2010a): Erdgas und Biomethan im künftigen Kraftstoffmix.

4 Deutschland

Im Folgenden wird der aktuelle Stand der Nutzung und Förderung Erneuerbarer Energien in Deutschland sowie Entwicklungsprognosen dargestellt und darüber hinaus betrachtet, wie sich die Politik der Bundesregierung auf die zukünftige Entwicklung auswirken könnte und welche Gesetze und Verordnungen konkret den Bedarf an Biomethan in Deutschland beeinflussen.

4.1 Perspektiven erneuerbarer Energien in Deutschland

Das Gesamtziel, in 2020 einen Erneuerbare-Energie-Anteil von 20% am Bruttoendenergieverbrauch in der EU zu erreichen, bedeutet für Deutschland nach den oben erklärten Berechnungen ein nationales Ausbauziel von 18%. In der „Vorrausschätzung der Bundesrepublik Deutschland zur Nutzung der flexiblen Kooperationsmechanismen zur Zielerreichung gemäß Art. 4 Abs. 3 der Richtlinie 2009/28/EG“ vom Dezember 2009 heißt es, dass Deutschland sein nationales Ziel erreichen wird. Die Bundesregierung geht darin von einem Anteil von 18,7% Erneuerbare Energien am Bruttoendenergieverbrauch aus. Dementsprechend bliebe ein Anteil von 0,7%, der im Rahmen der flexiblen Mechanismen mit anderen EU-Mitgliedstaaten gehandelt werden könnte (Bundesregierung 2009). Über 2020 hinaus ist sogar ein größerer Anteil denkbar, der EU weit gehandelt werden könnte.

Aktuelle Zahlen des Bundesverbands Erneuerbare Energien (BEE) bestätigen die günstige Prognose zur Zielerreichung. Trotz eines schlechten Windjahres konnte der Anteil der erneuerbaren Energien im Strombereich von 15,1% in 2008 auf 16,1% in 2009 gesteigert werden. Im Wärmebereich lag der Anteil 2009 bei 9,6%, im Kraftstoffbereich immerhin bei 5,4%. Im Kraftstoffbereich war der Anteil jedoch rückläufig, so dass es einiger Anstrengungen bedarf, um den Trend umzukehren und den hier geforderten Anteil von 10% zu erreichen. In der Summe beläuft sich der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch aktuell auf 10,6% (BEE 2010).

Dennoch darf die Zielerreichung mit lediglich 0,7% Überschuss als knapp angesehen werden. Auch könnten aktuelle Prognosen bei einem Umschwenken der Bundesregierung in der Energiepolitik überholt sein. Von besonderer Bedeutung in diesem Zusammenhang sind drei Felder der Energiepolitik: die Vergütung erneuerbarer Energien gemäß EEG, die Energieeffizienzmaßnahmen und die Atompolitik.

Im Rahmen der EEG-Novelle hat die Bundesregierung drastische Kürzungen der Solarvergütung beschlossen. So soll z.B. die Vergütung für Solarstrom aus Dachanlagen um 16% reduziert, die Vergütung für Ackerflächen gestrichen werden. Die Kürzung der Vergütung wird in noch 2010 in zwei Etappen durchgeführt. Ob die Kürzungen wirklich zu einem Rückgang im Ausbau der Erneuerbaren Energien führen, oder ob sich die Käufer von Solaranlagen zunehmend an ausländische Billigproduzenten wenden werden, lässt sich momentan nicht absehen.

Abhängig davon, ob die derzeitige Regierung weitere Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz einführt oder bestehende weiterfinanziert, könnte sich der Anteil der erneuerbaren Energien selbst dann verändern, wenn die Menge erneuerbarer Energie konstant bliebe. So steigt z.B. der Anteil erneuerbarer Energien auch dann, wenn Effizienzmaßnahmen konsequent weitergeführt und ausgebaut werden und es zu einer Reduzierung des Energieverbrauchs kommt. Genauer zu den Plänen lässt sich momentan noch nicht sagen.

Die Atomenergie wird sowohl von CDU/CSU als auch FDP als eine Brückentechnologie gesehen, die solange Bestandteil des Energiemixes sein soll, bis sie verlässlich durch erneuerbare Energien ersetzt werden kann. Ausdrücklich wird in dem Koalitionsvertrag die Bereitschaft erklärt, die Laufzeiten der Atomkraftwerke zu verlängern (CDU/CSU/FDP 2009: 21). Im Hinblick auf den Ausbau der erneuerbaren Energien ist dies deswegen von großer Bedeutung, weil erneuerbare Energien fast immer gleichbedeutend mit dezentralen Versorgungsstrukturen sind. Während Kohle- und Atomkraftwerke zentrale Strukturen voraussetzen und zudem unflexibel sind, während Gaskraftwerke zwar vergleichsweise flexibel an die Stromlast anpassbar sind, aber ebenfalls zentrale Strukturen voraussetzen, werden erneuerbare Energien mit Ausnahme großer Offshore-Windparks überwiegend dezentral ausgerichtet bleiben. Erneuerbare Energie wird in der näheren Umgebung der Verbraucher produziert werden, ein nennenswerter Teil mit Kraft-Wärme-Kopplung (siehe 2.3.1). Eine Laufzeitverlängerung würde aber den Anreiz für Energieversorger reduzieren, in diese dezentrale Energiestruktur zu investieren, weil die großen Kraftwerkskapazitäten zu einer Grundlast führen, die zum Hindernis für dezentrale Erzeugung werden könnte. Mit neuen CCS-Kohlekraftwerken (Carbon Capture and Storage) verhielte es sich genauso. Auch diese Technologie soll zur Anwendung kommen. So heißt es im Koalitionsvertrag: „Wir wollen auch weiterhin den Bau von hocheffizienten Kohlekraftwerken ermöglichen.“ (CDU/CSU/FDP 2009: 20) Während die Erprobung und Einführung von CCS allerdings schon unter der vorigen Regierung von CDU/CSU und SPD beinahe Konsens war, würde der Ausstieg aus dem im Jahr 2000 vereinbarten Atomausstieg eine Kehrtwende in der Atompolitik bedeuten. Obwohl erst über den Ausstieg bzw. eine begrenzte Laufzeitverlängerung diskutiert wird, werden bereits Investitionen im Hinblick auf fehlende Rentabilität zurückgehalten.

Wie genau sich die Energiepolitik unter der neuen Bundesregierung ändern wird, lässt sich also noch nicht vorhersagen; für den Herbst ist die Erstellung einer Energiestrategie geplant, erste Ergebnisse sollen im Mai präsentiert werden.

4.2 Biomasseaktionsplan

Im April 2009 hat die Bundesregierung einen Biomasseaktionsplan mit dem Ziel erstellt, ein Gesamtkonzept „für eine deutliche Steigerung des Bioenergieanteils an der Energieversorgung in Deutschland unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeitskriterien“ zu schaffen (BMELV, BMU 2009: 7). Die Zielquoten für den Einsatz von Bioenergie orientieren sich dabei an der BMU-Leitstudie aus dem Jahr 2008 und sehen bis 2020 einen Anteil von 11% an den erneuerbaren Energien vor, die wiederum 16% des gesamten Primärenergieverbrauchs ausmachen sollen. Nach den dem Plan zu Grunde liegenden Daten reichen dafür die Aufkommen aus heimischen Quellen, auch wenn längst Biomasse zur energetischen Nutzung importiert wird. So heißt es auch weiter: „Deutschland wird mittelfristig aus Wettbewerbsgründen zunehmend auf Lieferungen aus anderen EU-Mitgliedstaaten oder Drittländern angewiesen sein, um die energiepolitischen Ziele zu erreichen.“ (BMELV, BMU 2009: 14) Der SRU sagt dazu: „Es ist unstrittig, dass anspruchsvolle nationale und EU-weite Mengenziele nur durch Importe von Biomasse zu erreichen sind.“ (SRU 2007: 55) Zu den Maßnahmen, die die Bundesregierung zur Erreichung ihrer Ziele nennt, zählen u.a. die Sicherung der nachhaltigen Erzeugung von Biomasse und die Reduzierung von Nutzungskonkurrenzen. Das fördert die Akzeptanz einer forcierten Bioenergienutzung und schränkt vorhersehbare Probleme ein.

Auch wenn mit dem erwähnten Anteil von Biomasse von 11% am Gesamtanteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch das große Ziel vorgegeben ist, fehlt es im Biomasseaktionsplan an detaillierten Vorgaben für einzelne Bereiche und Energieträger. Dies könnte zu einer Fehlentwicklung, z.B. zu einer sich überschneidenden Verplanung vorhandener Biomasse für unterschiedliche Bereiche, führen. Ebenso fehlt die Erstellung einer Prioritätenliste, u.a. mit einem Ausblick auf die mittelfristige Entwicklung energieverbrauchender Technologien. Diese ist aber für ein kohärentes Konzept notwendig. So muss Bioenergie als erstes in die Bereiche umgelenkt werden, deren flüssige bzw. gasförmige Energieträger nicht so schnell durch Strom bzw. Wasserstoff substituiert werden können. Da wäre zum Beispiel die Frage, ob Flugzeuge in absehbarer Zeit mit einer Batterie oder einer Brennstoffzelle fliegen können. Nach aktuellem Stand kann diese Frage verneint werden. Das führt dazu, dass flüssige Biokraftstoffe in Zukunft in erster Linie Kerosin in der Luftfahrt ersetzen müssen, da bei Autos schließlich schon positive Erfahrungen mit Batterie- bzw. Brennstoffzellenantrieb gemacht wurden.

4.3 Gesetze und Verordnungen mit Bezug zu Biogas

Im Folgenden werden gesetzliche Regelungen in Deutschland beleuchtet, die maßgeblich die Produktion und auch die Einspeisung von Biogas in Deutschland beeinflussen. Sofern sie sich auf den Bedarf an zusätzlich importiertem Biomethan auswirken und somit von herausgehobener Bedeutung für die Projektfrage sind, wird dies erläutert.

4.3.1 Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009 (EEG)

Das EEG verfolgt gemäß §1 den Zweck, zu einer nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgung beizutragen und „die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern.“ Um die Gewinnung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu fördern, legt das Gesetz eine Anschlussverpflichtung der stromerzeugenden Anlagen an das Stromnetz (§5 Abs. 1) sowie eine Abnahmeverpflichtung für den gewonnenen Strom durch die Netzbetreiber (§8 Abs. 1) fest. In Abhängigkeit von Faktoren wie Art der Energiequelle und Anlagengröße werden Vergütungen vorgegeben, die der Netzbetreiber dem Stromerzeuger zu zahlen hat (Teil 3, Vergütung, Abschnitte 1 und 2). §27 schließlich regelt die Vergütung für Strom aus Biomasse. Die Regelung bezieht dabei auch Strom aus Biogas, das in ein Gasnetz eingespeist und an anderer Stelle zur Verstromung entnommen wurde, mit ein. Konkret heißt es dazu in §27 Abs. 2: „Aus einem Gasnetz entnommenes Gas gilt als Biomasse, soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres der Menge von Gas aus Biomasse entspricht, das an anderer Stelle im Geltungsbereich des Gesetzes in das Gasnetz eingespeist worden ist.“

An dieser Stelle wird auch ausgeschlossen, das Biomethan, das nicht im Geltungsbereich des Gesetzes eingespeist wurde, gegen EEG-Vergütung verstromt werden darf.

Das EEG steigert also nicht den Importbedarf für Biomethan.

4.3.2 Das Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG)

Ähnlich dem EEG verfolgt das EEWärmeG den Zweck, „im Interesse des Klimaschutzes, der Schonung fossiler Ressourcen und der Minderung der Abhängigkeit von Energieimporten, eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Wärme aus Erneuerbaren Energien zu fördern“ (§1, Abs. 1, EEWärmeG). Dafür soll der Anteil der Erneuerbaren Energien bei „Heizung, Warmwasserbereitung und Erzeugung von Kühl- und Prozesswärme bis zum Jahr 2020 auf 14 Prozent“ erhöht werden (§1, Abs. 2). Das EEWärmeG soll dabei technologieoffen sein und lässt Biomasse, Umweltwärme, Geothermie und solare Strahlungsenergie zu. Das EEWärmeG bedient sich bei der Förderung regenerativer Wärme eines Instrumentenmix. Für Neubauten sieht es eine

Nutzungspflicht vor, für Altbauten eine finanzielle Förderung, die an das Marktanzreizprogramm gekoppelt ist. Die Nutzungspflicht bei Einsatz von Biogas kann als erfüllt angesehen werden, wenn unter Einsatz hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) mindestens 30% des Wärmeenergiebedarfs gedeckt werden.

Für die Nutzung von Biomethan, das dem Gasnetz entnommen wird, gelten noch verschärfte Anforderungen für die Gewinnung und Einspeisung des Biomethans. So darf die Methanemission bei diesen Prozessen nur minimal sein und muss dem Stand der Technik entsprechen, der Stromverbrauch dabei darf 0,5 kWh je Normkubikmeter Biorohgas nicht überschreiten (EEWärmeG, Anlage, Nr. 4 a). Das Anforderungsprofil an die Nutzung von Biogas und -methan zeigt allerdings, dass das EEWärmeG doch nicht so technologieoffen ist, wie es zu sein vorgibt. Es entsteht vielmehr der Eindruck eines Solarthermiefördergesetzes, da die Anforderungen an die Solarthermie wesentlich geringer einzustufen sind. Wenngleich das EEWärmeG die Gewinnung von Wärme aus Biomasse also z.B. im Vergleich zur Solarthermie restriktiv handhabt, wird es sich doch steigernd auf den Bedarf an Biomethan auswirken. Der Koalitionsvertrag sieht hier auch eine Verbesserung der Biogas-Einspeisung vor (CDU/CSU/FDP 2009: 19). Konkret könnte das eine Senkung der Anforderungen an den Einsatz von Biomasse nach dem EEWärmeG bedeuten. Im Gespräch ist eine Absenkung der minimalen Deckungsquote auf 15% und ein Wegfallen der Notwendigkeit von Nutzung in KWK-Anlagen (Klingemann 2010, mdl.).

Im Gegensatz zum EEG wird nicht nach Herkunft differenziert. Fraglich ist aber, wie sich die strengen Qualitätsanforderungen aus der Anlage des EEWärmeG in Ländern wie der Ukraine und Weißrussland durchsetzen und auch überprüfen lassen.

4.3.3 Verordnungen zur Förderung der Biogaseinspeisung

Am 8. April 2008 wurde die Verordnung zur Änderung der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV), der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV), der Anreizregulierungsverordnung und der Stromnetzentgeltverordnung erlassen. Die Änderungen sind auf das Integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung zurückzuführen und haben das Ziel, die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz zu fördern.

Die wesentliche Änderung der **GasNZV** betrifft Teil 11a „Sonderregelung für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz“, der vollständig hinzugefügt wurde. Dabei gibt §41a das Ziel vor, „die Einspeisung des in Deutschland bestehenden Biogaspotenzials von 6 Mrd. Kubikmetern jährlich bis 2020 und 10 Mrd. Kubikmeter jährlich bis zum Jahr 2030 in das Erdgasnetz zu ermöglichen.“ Der verstärkte Einsatz in der Kraft-Wärme-Kopplung und im Kraftstoffbereich wird gefordert. Dies ist speziell in Hinblick auf die Effizienz der Nutzung interessant, da es sich bei der KWK um die effizienteste und bei dem Kraftstoffbereich um die ineffizienteste Nutzung von Biogas handelt.

Die wichtigsten Regelungen der Änderung der GasNZV sind die Netzanschlusspflicht und der vorrangige Netzzugang. So heißt es in § 41c Abs. 1: „Netzbetreiber haben Anlagen auf Antrag eines Anschlussnehmers vorrangig an die Gasversorgungsnetze anzuschließen. Die Kosten für den Netzanschluss sind vom Anschlussnehmer und vom Netzbetreiber je zur Hälfte zu tragen.“ Die vorrangige Anschlusspflicht ähnelt damit der entsprechenden Regelung im EEG. Doch die Pflichten der Netzbetreiber sind noch weitergehend; so heißt es in § 41d Abs. 1 weiter, dass sie verpflichtet sind, „Einspeiseverträge und Ausspeiseverträge vorrangig mit Transportkunden von Biogas abzuschließen und Biogas vorrangig zu transportieren [...]“. Dem Transportkunden, also dem Erzeuger des Biogases, wird somit der ungehinderte Netzzugang garantiert. Diese Regelung ähnelt somit dem EEG, ein entscheidender Unterschied besteht allerdings in der nicht garantierten Abnahme des Biogases.

In Ermangelung einer garantierten Vergütung für eingespeistes Biogas erhalten Transportkunden nach der **GasNEV** vom Netzbetreiber ein Entgelt von 0,007 Euro je Kilowattstunde eingespeisten Biogases für vermiedene Netzkosten (GasNEV § 20a).

Die Regelungen bezüglich der Biogaseinspeisung in Deutschland bieten ein Beispiel dafür, welche Aspekte für eine reibungslose Einspeisung berücksichtigt werden müssten, Biomethan in der Ukraine und Weißrussland in das Gasnetz eingespeist werden soll.

4.4 Verkauf und Handel von eingespeistem Biogas

In Deutschland existieren zurzeit 30 Anlagen zur Aufbereitung von Biogas auf Biomethanqualität. Zwei Anlagen geben das gewonnene Biomethan direkt an Tankstellen ab, die restlichen 28 Anlagen speisen in das Erdgasnetz ein (Olzem 2010, mdl). Klar strukturierte Verkaufs- und Handelsmöglichkeiten gibt es in Deutschland noch nicht. Dafür gibt es ein kompliziertes, optionales Vertragskonstrukt zwischen den unterschiedlichen Parteien, wenn der Transport und der Verkauf über eine Biogashandelsgesellschaft erfolgt.

So sind drei einzelne Verträge zu schließen, der Biogas-Bilanzkreisvertrag, der Einspeisevertrag und der Ausspeisevertrag. Damit Biomethan im Erdgasnetz transportiert werden kann, wird der Transportkunde einen Biogas-Bilanzkreisvertrag mit dem Bilanzkreisnetzbetreiber abschließen. Dem Netzbetreiber obliegt es demnach, die Biomethanmengen bilanziell zu verwalten und Mehr- und Mindermengen mit dem Transportkunden abzurechnen. Damit die eingespeisten Biomethanmengen dem Erzeuger zugeordnet werden können, schließen er und der Einspeisenetzbetreiber einen Einspeisevertrag. Der Endkunde schließlich schließt einen Ausspeisevertrag mit dem Ausspeisenetzbetreiber (dena 2010b).

Als Alternative zu dem vorhandenen, aber nicht verpflichtenden System sieht der Fachverband Biogas die Einführung eines Erneuerbaren-Gas-Einspeisegesetzes. Dieses soll Gasnetzbetreiber verpflichten, Biogasanlagen anzuschließen und das Biomethan abzunehmen, zu transportieren und zu vergüten. Die Vergütung soll Planungssicherheit für Investitionen geben (Fachverband Biogas 2010).

Ähnlich dem hier beschriebenen System wäre es im Falle eines Importes von Biomethan notwendig, den Handel auf einer internationalen Plattform zu regeln, um die importierten Mengen bilanziell zu verwalten.

4.5 Zwischenfazit Deutschland

Die Gesetzeslage in Deutschland wirkt sich fördernd auf die Nachfrage und die Produktion von Biomethan aus. Quantitativ lässt sich das jedoch nicht ausdrücken. Allerdings sind die Einflüsse deutlich nach Herkunft zu unterscheiden. Importiertes Biomethan erfährt derzeit nur eine geringe Förderung durch das EEWärmeG und Strom aus importiertem Biomethan wird im Rahmen des EEG nicht vergütet. Würden die Nachteile einer forcierten Biomethangewinnung außer Acht gelassen, gäbe es noch erheblichen, rechtlichen Spielraum zur Steigerung der Produktion und des Bedarfs, unabhängig von der Herkunft des Biomethans. Eine Vereinfachung des Handelssystems täte wohl das Ihrige.

Zu bedenken ist allerdings, dass auch in anderen Bereichen der Bioenergienutzung ebenso wie in Bereichen der nicht-energetischen Biomassenutzung ambitionierte Ziele vorliegen, die sich überschneiden und gegenseitig behindern. Hier ist es unerlässlich, eine Biomassestrategie zu entwickeln, die klar Prioritäten in Bezug auf einzelne Nutzungsarten von Biomasse setzt und den Potenzialen sowie den ökologischen Auswirkungen Rechnung trägt.

5 Klimapolitische Rahmenbedingungen eines Biomethanimportes

In diesem Kapitel wird auf die Instrumente des internationalen Emissionsrechts eingegangen und die Frage beleuchtet, inwiefern sie den Import von Biomethan beeinflussen können.

5.1 Flexible Mechanismen nach Kyoto und GIS

Das Kyoto-Protokoll wurde als Zusatzprotokoll zur Ausgestaltung der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen 1997 auf dem Weltklimagipfel in Kyoto beschlossen. Das Abkommen konnte 2005 in Kraft treten und wird 2012 auslaufen. Der Klimagipfel in Kopenhagen stand daher auch ganz in dem Zeichen von Post-Kyoto, also einem Abkommen, das sich 2012 nahtlos anschließen soll. Eine Einigung oder nennenswerte konkrete Zusagen konnten in diesem Zusammenhang jedoch nicht erreicht werden.

Ziel des Protokolls ist es, die Treibhausgasemissionen in der Zeit von 2008 bis 2012 um 5,2% auf das Niveau von 1990 zu reduzieren. Die Lasten, die die einzelnen Unterzeichnerstaaten dabei zu tragen haben, sind allerdings sehr unterschiedlich verteilt.

Inwieweit das internationale Klimaschutzregime positive Anreize für eine Biomethanproduktion in den östlichen Nachbarländern der EU und einen eventuellen Export bietet sowie auch einen zusätzlichen Bedarf in der EU schafft, soll zum einen anhand der flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls (ETS, CDM, JI) und zum anderen an der Handelsmöglichkeit von sogenannten „Assigned Amount Units“ (AAU) auf staatlicher Ebene, den Green Investment Schemes (GIS), geklärt werden.

5.1.1 Mögliche Zusammenhänge von JI und CDM mit Biomethanimporten

Für am europäischen Emissionshandel beteiligte Unternehmen sowie Staaten bietet sich die Möglichkeit, zusätzliche Zertifikate über Projekte im Ausland zu generieren. Dabei handelt es sich um die sogenannten Clean Development Mechanism (CDM) und Joint Implementation (JI) Projekte. Diese als flexiblen Mechanismen bezeichneten Optionen stehen allen Staaten, die in Annex B des Kyoto-Protokolls gelistet sind, zur Verfügung.

CDM-Projekte können nur in Staaten durchgeführt werden, die keine Annex-I-Staaten sind und keine eigenen Reduktionsverpflichtungen haben. Staaten und Unternehmen

erhalten hier die Möglichkeit, in Entwicklungs- und Schwellenländern zu investieren, um eine umweltverträgliche Entwicklung zu unterstützen (DEHST 2010). Für diese Maßnahmen, deren Zusätzlichkeit und Einsparpotenzial nachgewiesen werden muss, erhalten die durchführenden Unternehmen bzw. Staaten zertifizierte Emissionsreduktionen (CER), die sie auf ihre eigenen Reduzierungsverpflichtungen anrechnen können (DEHST 2008: 4, 6). Da sowohl die Ukraine als auch Weißrussland Annex I Staaten sind, scheidet diese Option für diese Studie aus, sollte aber für eine Erweiterung des Zielgebietes in Betracht gezogen werden.

JI-Projekte unterscheiden sich von CDM-Projekten unter anderem dadurch, dass sie von den Annex B Staaten des Kyoto-Protokolls gemeinsam durchgeführt werden. Zu den Annex B Staaten zählen die Industrieländer und die Transformationsländer „in den ehemaligen Planwirtschaften Mittel- und Osteuropas.“ (DEHST 2009: 12). Joint Implementation Projekte sind somit für die Ukraine relevant, nicht aber für Weißrussland. Denn obwohl Weißrussland das Kyoto-Protokoll unterzeichnet hat und auch eigenen Reduzierungsverpflichtungen zugestimmt hat, ist es noch nicht in die Liste der Annex B Staaten aufgenommen, hofft aber auf eine Aufnahme bis 2012. Länder, die im Annex B gelistet sind, haben sich zu konkreten Emissionsreduktionen in der ersten Verpflichtungsperiode von 2008–2012 verpflichtet, während Länder, die im Annex I gelistet sind, lediglich Selbstverpflichtungen zur Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen auf den Stand von 1990 bis zum Jahr 2000 eingegangen sind.

Da die Emissionsreduzierung aber in dem Land erzielt werden muss, in dem das JI Projekt durchgeführt wird, sind Projekte in der Ukraine auch nur dann als JI anrechenbar, wenn die gewonnene Energie in dem Land verbraucht wird bzw. wenn dort anderweitig Treibhausgasemissionen vermieden werden. JI-Projekte in Verbindung mit Energieexporten in die EU ließen sich nur dann realisieren, wenn es sich bei dem JI-Projekt um die Verwertung von Abfällen wie z.B. Gülle handelt. Hierdurch würde nicht nur Biogas produziert und nach der Aufbereitung als Biomethan nach Europa exportiert werden, es würden auch Treibhausgasemissionen wie Methan direkt vor Ort vermieden. Dies wäre bei einem gezielten Anbau von Energiepflanzen nicht der Fall.

5.1.2 Emissionshandel und Biomethanimporte

Unabhängig von dem Abschluss eines möglichen Kyoto-Folgeabkommens hat die EU mit der Änderungsrichtlinie zur Emissionshandelsrichtlinie klargestellt, dass sie an dem Ziel der Emissionsreduktion und dem Emissionshandel festhalten wird (Telke 2010: 91). Somit ist es für Betroffene wichtig, sich auch über das Jahr 2012 mit der Thematik zu befassen.

Für energieintensive Unternehmen, die sich am Emissionshandel beteiligen, ergibt sich eine weitere, sehr interessante Handlungsoption. Da biogene Brennstoffe als CO₂-neutral angesehen werden, schlagen sie dementsprechend auch nicht bei der Berech-

nung der emittierten Treibhausgase zu Buche. Das soll am Beispiel eines herkömmlichen Gaskraftwerks erklärt werden.

Substituiert der Kraftwerksbetreiber Erdgas durch Biomethan, benötigt er für die entstehenden Emissionen keine Emissionszertifikate mehr. Das kann sich in zwei Situationen als sinnvoll erweisen. Im ersten Fall hat das Kraftwerk die ihm zugeteilte Menge an Treibhausgasen bereits emittiert. Führt der Betreiber einen fuel-switch auf Biomethan durch, kann er den ansonsten notwendigen Zukauf von Emissionszertifikaten umgehen. Das wird in erster Linie eine betriebswirtschaftliche Entscheidung und somit abhängig von den aktuellen CO₂-Preisen sowie der Preisdifferenz zwischen Biomethan und Erdgas sein. Erweist sich der Zukauf von Emissionszertifikaten als günstiger, wird Biomethan nicht zum Einsatz kommen. Im Falle eines ambitionierten Caps aber könnte der Zertifikatspreis soweit steigen, dass sich der Einsatz von Biomethan lohnt. Im zweiten Fall kommen dieselben Preismechanismen zum Tragen. Hier setzt der Kraftwerksbetreiber aber ausschließlich auf Biomethan und kann somit alle Emissionsrechte an der Börse verkaufen. Für diese Strategie steht ihm auch ein ausreichend großes Zeitfenster zur Verfügung, um die schwankenden Börsenpreise im Auge zu behalten und im geeigneten Moment zu verkaufen.

Neben diesen Nutzungsmöglichkeiten, die der Emissionshandel bietet, besteht für den Kraftwerksbetreiber ebenfalls die Möglichkeit, sein Kraftwerk mit Biomethan zu betreiben und den daraus gewonnenen Strom direkt als Ökostrom zu vermarkten. In Deutschland wird es bei Einsatz importierten Biomethans, wie erwähnt, keine Vergütung grünen Stroms geben. Dennoch gibt es auf dem Strommarkt bereits Anbieter, die sich dieser Möglichkeit bedienen.

Für dieses Verfahren muss aber nachweislich biogener Brennstoff den fossilen Brennstoff ersetzen. Es bedarf also eines Nachweissystems. Die in diesem Kapitel beschriebenen Möglichkeiten wirken sich jedenfalls förderlich für den Bedarf an Biomethan aus.

5.1.3 Green Investment Schemes

Die ehemaligen kommunistischen Staaten Osteuropas wurden im Rahmen der ersten Verpflichtungsperiode aufgrund des wirtschaftlichen Zusammenbruchs wesentlich mehr Assigned Amount Units (AAU)²⁸ zugeteilt, als sie benötigten (Weltbank o.J.: 1). Die Menge der in Osteuropa überschüssig ausgeteilten AAUs wird auf 4 bis 5 Milliarden Tonnen CO₂ geschätzt (Schafhausen 2007). Gemäß Artikel 17 des Kyoto-Protokolls können sich Annex B Staaten „an dem Handel mit Emissionen beteiligen, um ihre Verpflichtungen aus Artikel 3 zu erfüllen.“ Der Handel ist jedoch nicht an bestimmte Bedingungen gebunden, wie es z.B. die Durchführung eines JI-Projektes ist. Theore-

²⁸ AAUs sind die einem Annex B Land zugeteilten Emissionseinheiten, die es verbrauchen bzw. handeln darf.

tisch können also überschüssig zugeteilte AAUs an andere Länder verkauft werden, um Maßnahmen zur Emissionsreduzierung unnötig zu machen. Diese Art von Handel mit AAUs wird auch als „Hot Air“ bezeichnet.

Um diesen potentiell sehr umfangreichen zwischenstaatlichen Handel mit AAUs „grün“ zu gestalten, wurde das Konzept der Green Investment Schemes (GIS) entwickelt. Diesem System liegt der Gedanke zugrunde, dass Gelder aus dem Handel mit überschüssigen AAUs ökologisch investiert werden sollen. So können dadurch freiwerdende finanzielle Mittel in Klimaschutzmaßnahmen, aber auch in andere Umweltprojekte fließen. Wie die Regeln für den Handel ausgestaltet werden, obliegt den beteiligten Staaten. Internationale Vorgaben oder Regelwerke gibt es nicht. Einige ehemalige Ostblockstaaten haben schon nationale Gesetze für die Implementierung von GIS erlassen, so z.B. die Ukraine und Rumänien (Österreichisches JI/CDM-Programm: 2008).

Da die Bedingungen, zu denen die Zertifikate zwischen den Ländern gehandelt werden, individuell vereinbart werden können, besteht hier die große Gefahr, dass die Ansprüche an die durchzuführenden Projekte gering sind. Der Umweltnutzen wäre marginal oder sogar negativ. Außerdem besteht die Möglichkeit, dass Käuferstaaten GIS dazu missbrauchen, die Regeln für den Verkauf so festzulegen, dass die neuen Projekte letztlich der eigenen Industrie zugute kommen, die in dem Verkäuferland investieren will. Eine weitere Gefahr liegt in der möglichen Zweckentfremdung der Gelder, da ihre ursprünglich geplante Verwendung kaum rechtlich durchsetzbar sein dürfte und Käuferstaaten wohl auch kein Interesse an einem Konflikt mit den Verkäuferstaaten hätten.

In GIS liegt aber auch eine Chance, wenn ambitionierte Regeln für die Transaktionsgeschäfte geschaffen werden. So könnten die Erlöse z.B. dafür verwendet werden, die Infrastruktur oder einen Markt für umweltfreundliche Technologien zu schaffen. Hier liegt der Vorteil gegenüber JI eindeutig in der Flexibilität des GIS, denn die Schaffung von Markt und Infrastruktur ließe sich schwerlich in Tonnen eingesparter CO₂-Emissionen umrechnen.

Ein weiterer Vorteil von GIS liegt darin, dass Projekte, die aus GIS-Mitteln finanziert werden, auch nach 2012 durchgeführt werden können, also nach Ablauf des Kyoto-Protokolls. Das ist in Hinblick auf langwierige Planungs- und Genehmigungsprozesse von enormer Bedeutung. Für den Handel im Rahmen von GIS bleiben demnach noch knapp zwei Jahre, für die Projektrealisierung jedoch unbegrenzte Zeit.

Von größtem Interesse für die Zukunft von GIS wird natürlich sein, ob es überhaupt zu einem Post-Kyoto-Abkommen kommen wird und wie ambitioniert die einzelnen Caps der Länder ausfallen werden. Inwieweit GIS genutzt werden kann, um auf den Export ausgerichtete Biomethanprojekte in der Ukraine und Weißrussland zu fördern, hängt angesichts der Flexibilität des Instrumentes sehr stark von der nationalen Ausgestaltung ab und soll demnach in Kapitel 6 und 7 näher betrachtet werden.

6 Import von Biomethan aus der Ukraine

6.1 Einführung

„Bioenergy is probably the most promising renewable energy sector in Ukraine.“ (Geletukha et al. 2006b: 11). Derzeit jedoch spielen erneuerbare Energien in der Ukraine nur eine sehr untergeordnete Rolle. Auch die großen Potenziale im Bereich der energetischen Biomassenutzung werden nur ansatzweise genutzt. Große, brachliegende landwirtschaftliche Flächen, sehr gute Böden und ein entwickelter landwirtschaftlicher Sektor tragen zu den großen Potenzialen bei. Darüber hinaus sind rund 16% der Fläche der Ukraine bewaldet (Zhelyesna/Geletukha 2009: 2). Das Potenzial für einen deutlichen Ausbau des Bioenergiemarktes in der Ukraine ist folglich vorhanden und wird im Folgenden als gegeben vorausgesetzt. Das größte Potenzial liegt bei Holz und Energiepflanzen.²⁹ Gülle spielt eine deutlich geringere Rolle (Thrän et al. 2007: 10/15).

Um jedoch beurteilen zu können, inwieweit ein Biomethanexport aus der Ukraine in die EU möglich und sinnvoll wäre, müssen die derzeitigen politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen näher betrachtet werden. Nachstehend soll erarbeitet werden, welche Faktoren sich positiv oder negativ auf einen möglichen Biomethanexport auswirken könnten. Dabei wird die aktuelle Situation mit Stand vom Februar 2010 betrachtet. Sollte es zukünftig zu der Entwicklung einer Biomethanstrategie kommen, kann die in diesem Kapitel ausgeführte Analyse als Grundlage dafür genommen werden. Sie erlaubt eine Einschätzung, welche variablen Rahmenbedingungen in Zukunft angepasst werden müssen, damit ein Biomethanexport möglich wird.

Unterschieden werden kann bei den Rahmenbedingungen zwischen denen, die notwendigerweise erfüllt sein müssen, um Biomethan exportieren zu können und denjenigen, die sich hemmend auf einen Biomethanexport auswirken können, indem sie attraktive Nutzungsalternativen zu einem Export schaffen.

Zu ersteren zählen der Gasnetzzugang, Transportkapazitäten, Zustand des Gasnetzes sowie Finanzierungsmöglichkeiten. Finanzierungsmöglichkeiten für Projekte in diesem Sektor ergeben sich unter anderem im Rahmen von Joint Implementation nach Kyoto und den Green Investment Schemes. Inwieweit diese auch für einen Export nutzbar zu machen sind, wird untersucht. Positive Entwicklungen der genannten Rahmenbedingungen können als fördernd für einen Biomethanexport gewertet werden.

²⁹ Jedoch ist die Technik für die Holzvergasung noch nicht marktreif.

Hemmend wirken Anreize, Potenziale vor Ort auszuschöpfen. In ihrer Biomethan-Potenzialanalyse kommen Thrän u.a. (2007) zu dem Schluss, dass „unter der Annahme einer zielgerichteten Versorgung [...] das insgesamt in Europa³⁰ erzeugte und eingespeiste Biomethan im Jahr 2020 den gegenwärtigen Erdgasverbrauch der Europäischen Union weitgehend ersetzen [kann]. Zusätzlich besteht aber auch in den CIS-Staaten ein erheblicher Erdgasbedarf, der dann weiter durch fossile Energieträger zu decken wäre.“ (Thrän u.a. 2007: 28f). Hier wird davon ausgegangen, dass das Biomethan ausschließlich in der EU genutzt werden wird. Eine Biomethannutzung in den CIS Staaten würde logischerweise das identifizierte Substitutionspotenzial für die EU reduzieren. Steigt der Erdgasbedarf in der EU und den CIS Staaten bis 2020 weiterhin an, „kann im Jahr 2020 der Erdgasverbrauch der EU-28 nur bei günstiger Potenzialentwicklung und vollständiger Ausschöpfung erreicht werden.“ (Thrän et al. 2007: 29). Doch auch hier wird von einer ausschließlichen Nutzung in der EU ausgegangen.

Zu den hemmenden Rahmenbedingungen zählt der heimische Erdgaspreis, denn wenn dieser weiterhin stark ansteigt, wird die Nutzung der Biomassepotenziale vor Ort attraktiver. Auch wenn die derzeitige energetische Biomassenutzung nur sehr begrenzt erfolgt, hat die ukrainische Regierung in den letzten Jahren einige Instrumente verabschiedet, die bei vollständiger Umsetzung positive Rahmenbedingungen für die heimische Nutzung der Biomassepotenziale schaffen könnten. In diesem Zusammenhang werden vor allem die Grünen Tarife für Strom aus erneuerbaren Quellen sowie die Steuervergünstigungen für Erneuerbare-Energien-Technik betrachtet.

Abschließend wird ein Überblick über den derzeitigen Stand der Biogasproduktion in der Ukraine und weitere Finanzierungsmöglichkeiten gegeben.

6.2 Energiepolitik der Ukraine

6.2.1 Energiepolitische Problemlage und energiepolitische Ziele

“Ukrainian energy policy is driven by the country’s strong desire to improve energy security and reduce natural gas imports.” (OECD/IEA 2006: 17). Mit diesem Satz fasst der Energy Policy Review 2006 der Internationalen Energieagentur (IEA) die Energiepolitik der Ukraine zusammen. Vor allem die starke Abhängigkeit von Erdgasimporten aus Russland und die damit verbundenen Konflikte veranlasst die ukrainische Regierung in den letzten Jahren, heimische Energieressourcen, wie Kohle und Uran, stärker zu fördern.³¹ Ein wichtiges Dokument ist in diesem Zusammenhang die Energiestrategie der Ukraine bis zum Jahr 2030, welche 2006 verabschiedet wurde.

³⁰ Europa steht hier für die heute 27 Mitgliedstaaten der EU und die Türkei.

³¹ Einen Überblick über die Entwicklung des russisch-ukrainischen Gaststreites bietet Westphal (2009).

Diese Strategie sieht einen starken Rückgang des Gaskonsums durch die Förderung der Kohle- und Atomindustrie, Energieeffizienzverbesserungen sowie die Diversifizierung der Abhängigkeiten vor (Stavčuk 2008: 238 f.). So soll der Anteil der Kohle am Primärenergieverbrauch von 21,7% in 2005 auf 33,4% in 2030 ansteigen. Die Atomenergie soll 2030 einen Beitrag von 21,4% zum Primärenergieverbrauch leisten. 2005 lag dieser Anteil bei 14% (Geletukha et al. 2006a). Der Energiestrategie zufolge soll der Gaskonsum von 2006 bis 2030 um ein Drittel sinken, was jedoch von der IEA als unrealistisch eingeschätzt wird (OECD/IEA 2006: 85/171). Die IEA sieht die Ziele der Energiestrategie generell kritisch: “its projections seem to be based not on detailed statistical data and models, but rather on political objectives without economic analysis of whether these objectives are feasible.” (OECD/IEA 2006: 51).

Gas stellt mit Abstand die wichtigste Energiequelle in der Ukraine dar. Über den Anteil von Gas am Primärenergieverbrauch findet man widersprüchliche Aussagen. Die Energiestrategie der Ukraine spricht von 39% in 2005 (Ministry of Energy 2006: 8). Die kritische Analyse der Energiestrategie durch ukrainische NGOs nennt für 2005 einen Anteil von 43,8% (Geletukha et al. 2006a: 5). Nach Angaben der World Energy Database betrug der Anteil 2007 nur 40,7% (Austrian Energy Agency 2009a). Den Werten des Ukrainischen Staatlichen Komitees für Statistik zur Folge betrug der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch 2008 44,7% (Hardt/Zillich 2009). Es ist somit von einem Anteil von über 40% auszugehen. Derzeit deckt die Ukraine mehr als 25% ihres Erdgasbedarfs aus eigenen Quellen. Jedoch ist in den letzten 15 Jahren nur sehr wenig in die Erforschung neuer Reserven investiert worden. Der Rest des Gasbedarfs wird mit Importen aus Russland und Turkmenistan gedeckt, dabei werden alle Importe über Russland geleitet (OECD/IEA 2006: 75, 172 ff.).³² Bis 2004 exportierte die Ukraine kleine Mengen eigenen Erdgases (Maciw/Radchenko 2009). Die Ukraine ist über Take-or-pay Klauseln mit festen Bezugsmengen an den russischen Gasversorger gebunden, was im Falle eines Einbruchs der Binnennachfrage – wie in der ukrainischen Energiestrategie eigentlich vorgesehen – zu zusätzlichen Kosten führt. Im ersten Quartal 2009 brach der Gasverbrauch der Ukraine aus wirtschaftlichen Gründen ein. Russland setzte die Take-or-pay Klausel jedoch einstweilen aus (Westphal 2009: 11). Darüber hinaus sucht die Ukraine nach Möglichkeiten, über bestehende Pipelines Gas aus Kasachstan und in Zukunft über eine Abzweigung der geplanten Nabucco-Pipeline Gas aus Aserbaidschan, dem Iran und dem Irak zu importieren (OECD/IEA 2006: 171). Auch ist die sogenannte White Stream Pipeline von Georgien durch das Schwarze Meer in die Ukraine im Gespräch, um die Erdgaslieferungen zu diversifizieren (Pirani 2007: 52 f.).

Das zu 100% staatliche Gasunternehmen Naftogaz dominiert mit seinen Tochtergesellschaften den heimischen Markt der Erdgasgewinnung sowie auch den Markt für Verteilung. Der heimische Gaspreis für private Haushalte ist stark subventioniert, die

³² Jedoch sind 15% der ukrainischen Gasreserven schwer und nur kostenintensiv zugänglich. (Ministry of Energy 2006: 70)

Industrie zahlt einen deutlich höheren Preis (OECD/IEA 2006: 182). Naftogaz hat vor allem mit mangelnder Zahlungsdisziplin zu kämpfen, was zusammen mit den niedrigen Preisen für private Haushalte dazu beiträgt, dass Naftogaz Schwierigkeiten hat, seinen Kreditverpflichtungen nachzukommen und durch staatliche Subventionen vor dem Bankrott bewahrt werden muss. Die schwierige finanzielle Lage von Naftogaz verhindert derzeit notwendige Investitionen in die Energieinfrastruktur wie beispielsweise das Gasnetz (OECD/IEA 2008: 165). Die Erlöse in den traditionell gewinnbringenden Bereichen Transit, Gaserzeugung und Verkauf an Industriekunden sinken und reichen nicht aus, um die Verluste im Geschäft mit den privaten Haushalten auszugleichen. Aufgrund der vielfältigen Verflechtung des Unternehmens mit der ukrainischen Wirtschaft und dem Staat sowie seiner Größe und Bedeutung für die ukrainische Volkswirtschaft nimmt Naftogaz eine „systemrelevante Bedeutung“ ein (Zachmann/Kirchner 2009). Die 1994 gegründete staatliche National Electricity Regulatory Commission (NERC) ist im Energiesektor (nicht nur Elektrizität) für Lizenzvergaben und Preisregulierung zuständig. Sie vergibt sowohl Lizenzen für die Stromproduktion als auch für Gastransport und Verteilung (OECD/IEA 2006: 37 f.).

Die Ukraine ist ein wichtiges Transitland für russisches Gas nach Osteuropa. Derzeit werden knapp 80 Prozent des aus Russland nach Europa gelieferten Gases durch die Ukraine geleitet. Diese 80% machen hier etwa 20% des europäischen Gasverbrauches aus (Westphal 2009). Die drei wichtigsten Transitpipelines, welche russisches Gas durch die Ukraine leiten, sind die Urengoy-Pomari-Uzhgorod Pipeline, welche in Westsibirien beginnt, im Nordosten der Ukraine die Grenze überschreitet und über die Slowakei (Uzhgorod) und in Abzweigungen über Ungarn (Beregovo) und Rumänien (Tekovo) nach Westeuropa gelangt; die Bratstvo (Brotherhood) Pipeline, welche die Ukraine im äußersten Nordosten erreicht und über Kiew nach Westen verläuft und die Soyuz-Pipeline, die zusammen mit anderen kleineren Pipelines im Osten der Ukraine, östlich von Novopsok die Grenze übertritt und weiter nach Westen Richtung Uzhgorod verläuft. Darüber hinaus bringt die Yamal-Pipeline über Belarus russisches Gas in die Ukraine (Pirani 2007: 73).

Ein weiterer wichtiger Faktor, welcher bei der Betrachtung der Situation der Energiewirtschaft in der Ukraine bedeutend ist, ist die Energieeffizienz. Die hohe Energieintensität der Wirtschaft und die ineffiziente Nutzung in privaten Haushalten wirken sich negativ auf die Wirtschaft des Landes aus. Zwar sinkt die Energieintensität der ukrainischen Wirtschaft seit 1996,³³ jedoch liegt der Energieverbrauch der Ukraine aufgrund der schlechten Ausgangslage im Verhältnis zum BIP weiterhin deutlich höher als in der Mehrzahl der industrialisierten Länder. Die ukrainische Regierung ist sich des großen Potenzials zur Verbesserung der Energieeffizienz bewusst und hat das Ziel einer um 50% reduzierten Energieintensität bis 2030 in die Energiestrategie von 2006 integriert. Jedoch beruht die geplante Umsetzung dieses Zieles vor allem auf der zu erwartenden sektoralen Umwälzung in der Wirtschaft hin zu einem stärkeren Dienst-

³³ Nach Angaben der IEA ist die Ukraine derzeit um 30% energieeffizienter als in 1995.

leistungssektor. Eine wichtige Bedingung für diese Umwälzung ist allerdings, so die IEA, eine konsequente Erhöhung der Energiepreise (OECD/IEA 2006: 116 ff.). Die Energieeinsparungspotenziale sind erheblich und ihre Ausschöpfung könnte deutlich zum wirtschaftlichen Wachstum und zur Energiesicherheit des Landes beitragen. Der Förderschwerpunkt der Kreditanstalt für Wiederaufbau in der Ukraine liegt daher auch im Bereich der Energieeffizienz (KfW 2009).

Erneuerbare Energien spielen bei der geplanten Substitution von Erdgas in der Energiestrategie mit geplanten 6% am Primärenergieverbrauch in 2030 nur eine untergeordnete Rolle, was unter anderem auch auf den Einfluss der Energieversorgungsunternehmen auf die staatliche Politik zurückzuführen ist:

“The oil sector has a very strong lobby on top level in Ukraine. Suppliers of gasoline and other kinds of oil products are not interested in substitution of their products by alternative liquid fuels (bio-diesel, bioethanol). The nuclear power industry also has strong lobby among authorities. The new Energy Strategy of Ukraine till 2030 puts major emphasis on the development of nuclear power plants.” (Geletukha et al. 2006b: 6)

Ukrainische NGOs kritisieren an der ukrainischen Energiestrategie vor allem den starken geplanten starken Ausbau der Kernenergie und den geplanten schwachen Anteil erneuerbarer Energien. Wenn die Ukraine sich auf das Niveau westeuropäischer Staaten begeben wolle, müsse man einen Anteil Erneuerbarer von 11–14% bis 2030 anstreben (Geletukha et al. 2006a: 6). Eine detaillierte Darstellung der Situation im Bereich erneuerbare Energien in der Ukraine erfolgt in Abschnitt 6.4.

6.2.2 Energiekooperation mit der EU

Da Reformen des ukrainischen Energiesektors im Allgemeinen und des Gassektors im Speziellen vor dem Hintergrund einer stärkeren Orientierung an bestehenden europäischen Energiebinnenmarkttrichtlinien geschehen, wird an dieser Stelle ein kurzer Überblick über die Energiekooperation zwischen der Ukraine und der EU gegeben. Auch stellt die bereits vorhandene Kooperation die Ausgangslage für eine mögliche Zusammenarbeit beim Biomethanhandel dar.

Die Beziehungen zwischen der EU und der Ukraine basieren auf dem Instrument der Europäischen Nachbarschaftspolitik (ENP). Diese ist auf Staaten ausgerichtet, für die derzeit keine Beitrittsperspektive besteht. Die Ukraine nimmt jedoch innerhalb der ENP und im Rahmen dieser in der „östlichen Partnerschaft“ eine besondere Position ein. Die derzeitige Zusammenarbeit der Ukraine mit der EU ist im Partnerschafts- und Kooperationsabkommen geregelt. Im März 2007 begannen allerdings Verhandlungen zwischen der Ukraine und der EU über ein Assoziierungsabkommen, welches das Partnerschafts- und Kooperationsabkommen ersetzen soll. Damit ist zwar keine

absehbare Beitrittsperspektive für die Ukraine geschaffen worden, die EU hat jedoch der Ukraine eine besondere Position innerhalb der Nachbarschaftspolitik eingeräumt. Im Zentrum steht dabei auch die schrittweise Übernahme des *Acquis communautaire* (European Commission 2009a; European Commission 2010a). Besonders im Bereich der Energiepolitik ist es deklariertes Ziel der Zusammenarbeit, die rechtlichen Grundlagen im Strom- und Gassektor zu harmonisieren. Schlüsseldokument der Energiekooperation bildet das “Memorandum of Understanding on cooperation in the field of energy between the European Union and Ukraine” (MoU) von 2005. Neben der Integration der Elektrizitäts- und Gasmärkte sind die Aufrechterhaltung der Energieversorgungssicherheit für beide Länder unter anderem durch Modernisierung des Gas(transit-)netzes und die nukleare Sicherheit die Kernpunkte des MoU (European Commission 2005a). Im Dezember 2009 stimmten die Vertragspartner der Energiegemeinschaft einem Beitritt der Ukraine zu, sollte diese unter anderem den *Acquis* im Gassektor übernehmen. Die Energiegemeinschaft wurde 2006 mit dem Ziel gegründet, in allen Vertragsländern die energierelevanten Teile des *Acquis* einzuführen und somit einen gemeinsamen einheitlichen Markt zu schaffen. Vertragspartner sind die EU und zahlreiche südosteuropäische Staaten; die Ukraine hat derzeit Beobachterstatus (Westphal 2009: 31). Gemeinsam mit der EU Kommission wurde in Übereinstimmung mit der EU-Erdgasbinnenmarkttrichtlinie ein Gesetz zur Neuregelung des Gasmarktes in der Ukraine erarbeitet. (Energy Community 2009; European Commission 2009b).

Das Ziel, die Ukraine in den europäischen Energiebinnenmarkt einzubinden, ist sehr ambitioniert. Inwieweit es umgesetzt werden kann, hängt maßgeblich davon ab, ob in der Ukraine tatsächlich die notwendigen Reformen angestoßen werden. Die EU kann dabei nur eine beratende Rolle einnehmen und finanzielle Unterstützung leisten, sie verfügt jedoch nur sehr begrenzt über Sanktionsmöglichkeiten (Westphal 2009: 30 ff.).

6.2.3 Relevante Faktoren für einen potentiellen Biomethanexport im Erdgassektor

6.2.3.1 Gasnetzzugang

Anders als in Weißrussland ist das ukrainische Transitnetz weiterhin in ukrainischem Besitz. Das Bestreben des russischen Gasunternehmens Gazproms, Anteile am ukrainischen Gasnetz zu erwerben, stößt in der Ukraine auf Widerstand, da sie ihr Transitnetz als ein letztes energiepolitisches Einflussinstrument sieht (Mihm 2009; OECD/IEA 2006: 217). Damit liegt auch die Regelung des Gasnetzzuganges weiterhin allein in der Hand des Staates bzw. des staatlichen Gasunternehmens Naftogaz.

Am 14. Oktober 2009 legte die ukrainische Regierung dem Parlament (Verkhovna Rada) einen an der EU-Gesetzgebung orientierten Gesetzentwurf zur Neuregelung des Gasmarktes vor. Das Gesetz soll zur Liberalisierung des ukrainischen Gasmarktes beitragen, das Marktmonopol brechen und diskriminierungsfreien Zugang zum Gasnetz sicherstellen (Mission of Ukraine to European Communities 2009). Bisher sieht die

bestehende staatliche Gesetzgebung keinen regulierten Transportnetzzugang für Dritte vor, lediglich eine Regulierung des staatlichen Unternehmens Naftogaz beinhaltet ein Verfahren für den Zugang zum Gastransport und -verteilnetz (order # 79 of Naftogaz Ukraine) (EU TACIS 2008: 9/45). Das Gastransportnetz wird von den beiden Naftogaz untergeordneten Unternehmen Ukrtransgaz und Chornomornaftogaz (nur Crimea) betrieben, ist jedoch in staatlichem Besitz. Eine Privatisierung des Transportnetzes ist nach Gesetz (No 192/96-BP) derzeit verboten. Das Gasverteilnetz ist ebenfalls in staatlicher Hand und wird von regionalen Gasunternehmen betrieben (Oblgazes). Neu gebaute Pipelines können privat betrieben werden. Ein Großteil der lokalen Verteilnetze ist bereits privatisiert. Jedoch hält Naftogaz an den meisten Netzen weiterhin deutliche Anteile (2006 hielt Naftogaz an 19 Oblgazes über 50% und an 6 weiteren 10–50%). 2007 waren 52 Unternehmen lizenziert, Gas zu verteilen (EU TACIS 2008: 7; OECD/IEA 2006: 160). Dennoch liegt der Zugang zum Gastransport- und -transitnetz überwiegend in der Hand des staatlichen Unternehmens Naftogaz.

Die Annahme und Umsetzung des oben erwähnten Gesetzentwurfs würde die rechtliche Grundlage für einen diskriminierungsfreien Gasnetzzugang und somit auch für eine Biomethaneinspeisung schaffen. Auf die Frage, ob mit Widerstand des Gasnetzbetreibers bei einer Biomethaneinspeisung in der Ukraine zu rechnen sei, antwortete Denis Rzhanov (2009, Email) von Global Carbon in Kiew: „My opinion is no, but everything is possible.“

6.2.3.2 Transportkapazitäten des Erdgasnetzes

Das ukrainische Gasleitungsnetz gehört zu den längsten der Welt und seine Transitzkapazität von etwa 180 Milliarden Kubikmeter übersteigt den in den russisch-ukrainischen Verträgen von 2009 festgelegten untersten Grenzwert von 110 Milliarden Kubikmeter (Westphal 2009: 13). Die IEA schätzt in ihrem 2008-Gas-Market-Review die Auslastung der gesamten Pipelines von Russland in die EU auf 70% (OECD/IEA 2008: 59). Die Kapazität der ukrainischen Transitpipelines wurde nach Einschätzungen der IEA 2005 um ca. 78% ausgelastet (OECD/IEA 2006: 208). Die Studie zum Ukrainischen Gas Sektor des Oxford Institutes for Energy Studies hält jedoch fest: „There is no information in the public domain about the real (as opposed to the theoretical) spare capacity in the network.“ (Pirani 2007: 73). Die zukünftigen Überkapazitäten werden unter anderem stark von den Investitionen in das Netz abhängen, die notwendig sind, um derzeitige Kapazitäten aufrechtzuerhalten oder zu erweitern (siehe nächster Abschnitt).

6.2.3.3 Zustand

Ein guter Zustand des Gasnetzes der Ukraine ist wichtig, andernfalls wird Russland verstärkt nach alternativen Transitrouten suchen. Das Transitnetz ist darüber hinaus eines der großen politischen sowie ökonomischen Aktivposten des Landes.

Dementsprechend hat die Ukraine ein großes Interesse, die derzeitigen Transitmengen aufrechtzuerhalten (Westphal 2009: 32). Zurzeit ist das ukrainische Gastransportnetz verlässlich, da meist mehrere Pipelines parallel verlaufen und mit unterschiedlichen Verdichterstationen ausgerüstet sind. Wenn Verdichterstationen ausfallen, können Umleitungen vorgenommen werden. Allerdings wird der Modernisierungsbedarf in den nächsten Jahren hoch sein, denn das Netz stammt überwiegend aus den 1970er- und 1980er-Jahren und mehr als 20 Prozent der Pipelines haben damit die durchschnittliche Lebensdauer von 33 Jahren bereits überschritten (Pirani 2007). Sehr ineffizient arbeiten vor allem die Kompressorstationen im Transitnetz (OECD/IEA 2006: 214). Gasverluste im Transport- und Verteilnetz sind deutlich höher als in anderen OECD Ländern (OECD/IEA 2006: 181). Dies könnte sich negativ auf die Energie- und Klimabilanz von aus der Ukraine importiertem Biomethan auswirken.

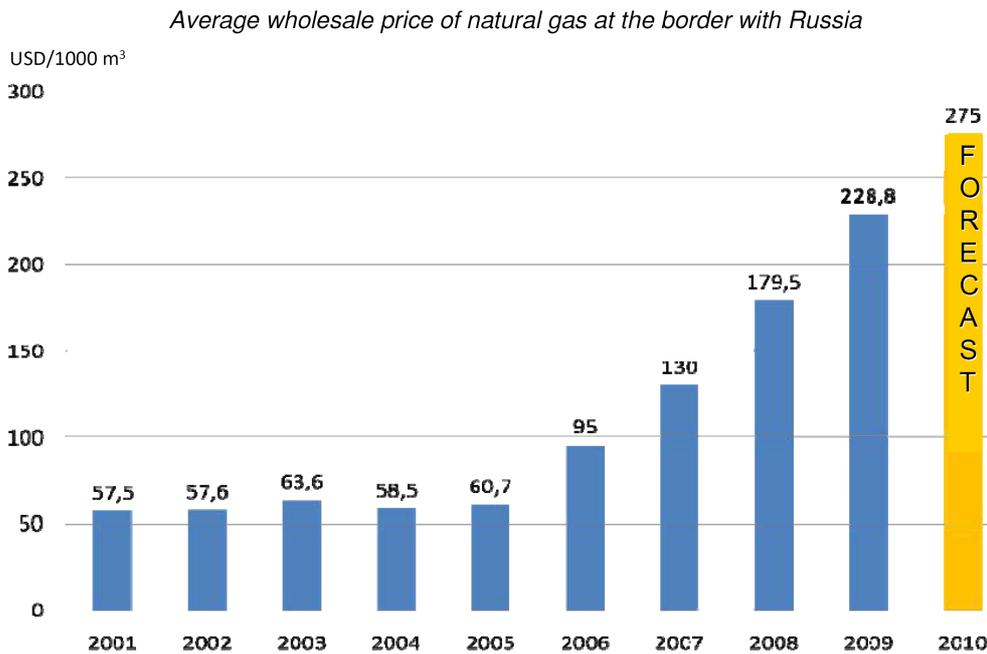
Im März 2009 vereinbarte die EU mit der Ukraine, dass sie diese bei der Modernisierung ihres Gastransit-Netzes unterstützen werde. Im Gegenzug verpflichtet sich die Ukraine zur Reform des institutionellen Rahmens des Netzes. Nach Angaben der Europäischen Kommission sind zur Modernisierung des Leitungsnetzes in der Ukraine bis 2015 rund 2,5 Milliarden Euro nötig. Eine Modernisierung würde außerdem dazu beitragen, dass die gelieferten Mengen genauer gemessen werden könnten und somit mehr Transparenz geschaffen würde (Tagesschau 2009). Russland kritisierte die Vereinbarung, da es selbst nicht in die Verhandlungen mit einbezogen wurde (EurActiv 2009b). Im November 2009 einigten sich die Ukraine und Russland schließlich darauf, dass auch Russland an der Modernisierung beteiligt werde (NOVOSTI 2009). Kritisch zu betrachten ist, inwieweit die Ukraine die Vereinbarung mit der EU auch umsetzen wird. Der EU stehen kaum Sanktionsmöglichkeiten zur Verfügung, um die Umsetzung sicherzustellen (Westphal 2009: 32).

Durch die Modernisierung des Transitnetzes könnten die Transportkapazitäten ausgeweitet, Verluste minimiert und somit im Interesse der EU als auch der Ukraine und Russland ein reibungsloserer Erdgastransit ermöglicht werden. Derzeit bestehen bereits Überkapazitäten im Netz, welche für einen Biomethanexport genutzt werden könnten. Ein guter Zustand des Netzes würde diese Kapazitäten sichern.

6.2.3.4 Erdgaspreis

Der heimische Erdgaspreis stellt eine wichtige Variable bei der Betrachtung eines möglichen Biomethanexports dar. Steigt der Erdgaspreis für die Ukraine, wächst der Anreiz, sich nach kostengünstigeren Alternativen umzusehen. So kann bei steigendem Erdgaspreis die heimische Nutzung der Biomassepotenziale zur Substitution von Erdgas zur Wärmeerzeugung attraktiver werden.

Der Preis, den die Ukraine für russisches Erdgas zahlt, ist in den letzten Jahren deutlich gestiegen. Er liegt aber dennoch weiterhin unter den Preisen, welche westeuropäische Länder an Russland entrichten.

Abbildung 6: Gaspreise Ukraine

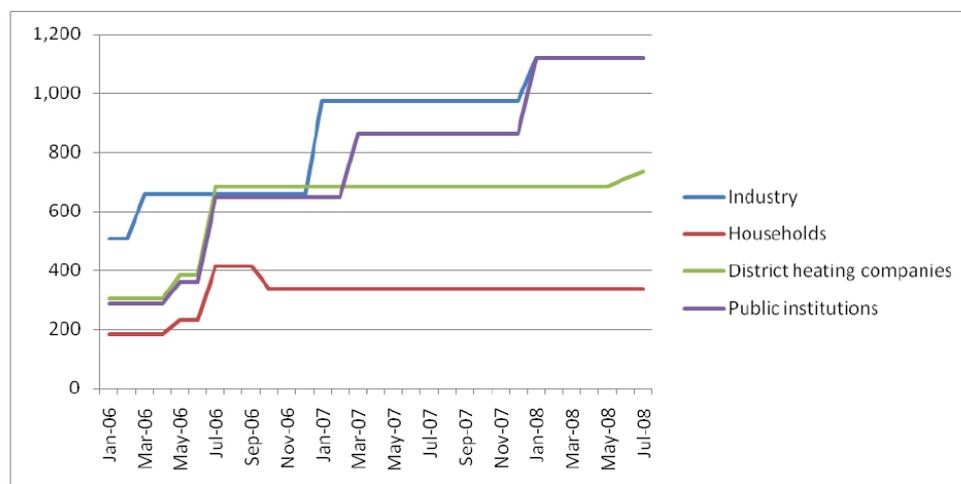
Quelle: Matveev 2009: 5

Auch die ukrainischen Endverbraucher mussten in den letzten Jahren mehr zahlen, es bestehen aber weiterhin große Differenzen zwischen den Preisen für private Haushalte und denen für die Industrie. Gaspreise für private Haushalte sind derzeit ungefähr fünfmal niedriger als die Preise für industrielle Abnehmer. Diese quersubventionierte Tarifstruktur belastet die Industrie und führt zu ineffizientem Gasverbrauch in privaten Haushalten (Chukhai et al. 2008). Darüber hinaus liegen die Preise für Gas als auch für Elektrizität für private Haushalte unter den langfristigen Grenzkosten und decken somit nur etwa die Hälfte der Kosten der Energieversorger (OECD/IEA 2006: 45 f.). Unternehmen, die heimisches Gas gewinnen und mindestens 50% staatliche Beteiligung aufweisen, sind verpflichtet, ihr Gas zu niedrigen Preisen an private Haushalte zu verkaufen. Der Anreiz, neue Reserven zu erschließen, ist daher gering (Chukhai et al. 2008). Private Haushalte machen rund 40% am Endenergieverbrauch von Gas aus, die Industrie 32% (IEA 2007a). Da Naftogaz ohne eine Erhöhung der Endverbraucherpreise weiterhin Verluste erwirtschaften und den staatlichen Haushalt belasten wird, ist eine Preiserhöhung volkswirtschaftlich notwendig und kann kaum umgangen werden (Zachmann/Kirchner 2009).

Die steigenden Gaspreise für die Industrie können als Anreiz gesehen werden, Energie aus eigenen Ressourcen wie beispielsweise Abfallstoffen aus landwirtschaftlicher oder Lebensmittelproduktion zu nutzen, um den eigenen Energiebedarf eines Unternehmens zu decken.

Abbildung 7: Entwicklung der Gaspreise für unterschiedliche Endverbraucher in der Ukraine

Diagram 2. Gas Prices for Different Consumer Groups*, Jan 2006-Jun 2008, UAH per 1000 cubic meters



Quelle: Herasimovich 2008: 7

6.3 Klimapolitik der Ukraine

6.3.1 Klimapolitik und klimapolitische Ziele

Die Ukraine hat 2004 das Kyoto Protokoll ratifiziert und ist als Transformationsland in Annex I aufgeführt. Die Verpflichtung, in der ersten Phase 2008 bis 2012 nicht mehr Emissionen auszustößen als 1990, konnte bisher problemlos eingehalten werden. Seit 2001 nehmen die Emissionen der Ukraine allerdings zu. Obwohl die Ukraine die Werte von 1990 noch deutlich unterschreitet, gehört sie dennoch zu den 20 Ländern der Welt mit den höchsten Emissionen pro Einheit BIP. Etwa 70% der Emissionen stammen aus dem Energiesektor (Stavčuk 2008: 232 f.). Ohne zusätzliche politische Maßnahmen und Investitionen in Technologien werden die Emissionen mit der Erholung der Volkswirtschaft kontinuierlich ansteigen, so die IEA. Die derzeitige Energiestrategie der Ukraine, welche wie oben erwähnt eine Zunahme der Kohle in der Strom- und Wärmeerzeugung vorsieht, steuert dieser Entwicklung nicht ausreichend entgegen (OECD/IEA 2006: 94 ff.). Alle Szenarien zur Entwicklung der CO₂-Emissionen der Ukraine im Energiesektor gehen indessen davon aus, dass die Emissionen bis 2020 nicht das Niveau von 1990 erreichen werden und die Ukraine daher einen Überschuss an AAUs auf dem internationalen Markt verkaufen kann (OECD/IEA 2006: 100). Da bisher wenig Anreiz für die Ukraine besteht, Emissionen selbst zu reduzieren, um Klimaziele zu erreichen, stellen Joint Implementation-Projekte (JI-Projekte) eine Chance dar, die überalterte Industrie zu modernisieren und erneuerbare Energien voranzubringen. Derzeit laufen in der Ukraine zwölf JI-Projekte, davon vier im Bereich Fernwärme und vier im Bereich Grubengas oder Deponiegas (UNFCCC 2009). Für sieben Projekte wurden bereits Carbon Credits transferiert. Am 7. September 2009 waren insgesamt 159 JI-Projektanträge beim zuständigen Ministerium eingegangen

(NEIA 2009). Große Potenziale zur Emissionsreduktion in JI-Projekten bestehen in der Ukraine vor allem durch die effizientere Energieerzeugung und -nutzung (OECD/IEA 2006: 103).

6.3.2 Fördermöglichkeiten im Biogassektor durch JI und GIS

6.3.2.1 Die Möglichkeit von Biomasseprojekten unter JI

Eine Förderung über JI ist, wenn das Biomethan anschließend exportiert werden soll, abhängig von der Substratverwendung.

Nicht möglich ist ein JI-Projekt, wenn als Substrat ausschließlich Energiepflanzen oder Holz eingesetzt werden, da bei einem Export des Biomethans die Emissionsreduktion erst durch die Substitution eines fossilen Energieträgers im Ausland stattfindet und der Emissionsfaktor von Energiepflanzen bei Null liegt. Bei Gülle als Substrat hingegen wird Methan vor Ort reduziert, welches ein deutlich höheres (21-fach) Treibhauspotenzial als CO₂ hat. Eine Anerkennung unter JI wäre also möglich.

Ein optimales Biogasprojekt unter JI kombiniert beide Komponenten: Substitution fossiler Energieträger und Reduktion von Methanemissionen aus der offenen Güllelagerung. Ein durchschnittliches JI-Biogasprojekt in der Landwirtschaft kann zu Reduktionen von max. 15.000 t CO₂-eq im Jahr beitragen. Eine Bündelung von fünf bis zehn Projekten wäre daher sinnvoll, da Käufer oft ein Minimum von 50.000 t CO₂-eq/Jahr setzen, um die Transaktionskosten möglichst gering zu halten. Große Betriebe mit 20.000 Tieren eignen sich zwar für einzelne JI-Projekte, jedoch ist die Zahl derart großer Betriebe in der Ukraine begrenzt (Lehmann/Zhelyezna/Filonenko 2007: 16).

Einer Beispielrechnung von Green Stream zufolge liegt der Anteil der CH₄ Reduktion an den gesamten Emissionsreduktionen in einem Biogasprojekt in der Ukraine mit dem Substrat Gülle (**15.000** Schweine) mit anschließender Stromerzeugung in Kraft-Wärme Kopplung bei ca. **66%**. Dies entspricht 10.200 t CO₂-eq/Jahr. Insgesamt werden durch die Substitution fossiler Energieträger in der Strom- und Wärmeproduktion sowie die Vermeidung der Methanemissionen 15.450 t CO₂-eq/Jahr reduziert (Hinner 2009: 13).

JI-Projekte müssen in der Ukraine nach nationaler Gesetzgebung zu einer Emissionsreduktion von mindestens 20.000 t CO₂-eq im Jahr führen (Geletukha 2009). Daraus folgt, dass Biogasprojekte mit einem Reduktionsumfang von 15.000 t CO₂-eq/Jahr nicht als JI-Projekte geführt werden können und auch aus diesem Grunde eine Bündelung sinnvoll erscheint. Derzeit wird die ukrainische JI-Gesetzgebung dahingehend über-

arbeitet, dass auch sogenannte Programmes of Activities (PoA) unter JI Track 1³⁴ möglich werden, in welchen mehrere kleinere Projekte eines Typs gebündelt werden können. Darüber hinaus sollen Regelungen für Kleinprojekte entwickelt werden. Auch hier könnten in den verschiedenen Projektphasen Bündelungen mehrerer Projekte erfolgen und so die Transaktionskosten gesenkt werden (UBA 2008a: 54 ff.; UBA 2008b: 28 ff.; Geletukha 2009). Die Weiterentwicklung der Möglichkeiten der Bündelung unter JI ist für die meisten Biomasseprojekte relevant, da sie häufig als Einzelprojekte eine zu geringe Emissionsreduktion aufweisen, um für JI attraktiv zu sein. Bezogen auf einen Biomethanexport wäre eine Bündelung mehrerer kleinerer Biogasprojekte mit Substrat Gülle theoretisch denkbar. Jedoch ist zu bedenken, dass das weitaus größere Potenzial bei Energiepflanzen und Holz liegt und Gülle nur eine untergeordnete Rolle spielt. Biogasanlagen auf Basis von Energiepflanzen oder Holz kommen als JI-Projekt jedoch nicht in Frage.³⁵

Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass die energetische Nutzung der Gülle-Potenziale vor Ort auch ohne einen Biomethanexport erfolgen wird. Da das Substrat selbst kostenlos ist und die Möglichkeit zusätzlicher Finanzierung über JI besteht, wird die heimische Nutzung bei steigenden Erdgaspreisen attraktiver. JI ist prinzipiell dann ein nützliches Finanzierungsinstrument sowohl für den Export als auch für die heimische Nutzung, wenn durch das jeweilige Projekt ausreichend Zertifikate generiert werden können. Daraus folgt, dass der Export keine zwingende Voraussetzung zur Etablierung einer Biogasproduktion in diesem Bereich ist, da auch eine lokale Nutzung rentabel sein kann. Die Rentabilität der lokalen Nutzung hängt auch von der Wirkung der bestehenden lokalen Fördermechanismen ab (Swoboda 2009, mdl.).

Im weiteren Sinne kann JI auch als Hemmnis für einen Biomethanexport gesehen werden, da die Nutzung der Gülle-Potenziale vor Ort gefördert wird und diese für einen Biomethanexport somit nicht mehr in Frage kommen. Jedoch unterstützt JI die Etablierung eines heimischen Marktes für Biogas und Anlagentechnik und eventuell auch die Biogaseinspeisung und kann somit eine Grundlage schaffen, einen Exportmarkt aufzubauen.

Unabhängig vom Ort der Nutzung (Export oder lokale Nutzung) des Produktes Biomethan oder Biogas kommt die Produktion letztendlich in jedem Fall der Umwelt zu gute. Es ist jedoch zu vermuten, dass Investoren die Risiken, welche durch die

³⁴ Track 1 sieht eine Überprüfung der aus JI-Projekten resultierenden Emissionsreduktionen durch den Gastgeberstaat anhand der nationalen Richtlinien und Verfahren vor. Es ist folglich weder ein internationales Kontrollgremium noch eine Zertifizierung durch Dritte vorgesehen. Erfüllt der Gastgeberstaat allerdings nur einen Teil der Teilnahmekriterien, muss das JI-Projekt durch eine vom Joint Implementation Supervisory Committee (JISC) akkreditierte unabhängige Stelle (AIE) zertifiziert werden (Track 2) (UBA 2008b: 22 f.).

³⁵ Denkbar wäre eine Kombination von Gülle und Energiepflanzen als Substrate in einer Anlage. So könnte das Projekt bei ausreichender Größe der Anlage als JI-Projekt laufen und trotzdem Energiepflanzen „beigemischt“ werden.

Abhängigkeit von lokalen Subventionen bestehen, zu hoch einschätzen und Investitionen folglich ausbleiben. Die Möglichkeit des Exports kann die Vermarktungsrisiken für diese Investoren reduzieren und somit die Investitionsbereitschaft in die Biogasproduktion aus landwirtschaftlichen Reststoffen erhöhen (Swoboda 2009, mdl.).

Nach den von UNEP im Januar 2010 veröffentlichten Angaben zur JI Projektpipeline³⁶ ist nur ein JI Projekt (Ukrainian Dairy Company siehe 6.4.3) im Bereich Biogas in der Ukraine in naher Zukunft vorgesehen. Das Projekt findet sich noch in der Determinations-Phase, in welcher bei Track 2-Projekten das Project Design Document (PDD) durch die Accredited Independent Entities (AIE) beurteilt werden (UNEP RISØ Centre 2010).³⁷ Nach Angaben der ukrainischen National Environmental Investment Agency lagen im September 2009 drei JI-Projekte zur Gewinnung von Biogas aus Gülle vor, die bereits ein Befürwortungsschreiben der Ukraine erhalten haben (Letter of Endorsement). Die drei Projekte zusammen sollen geschätzt für die Periode von 2008 bis 2012 zu einer Reduktion von **750.000** Tonnen CO₂-eq beitragen (NEIA 2009). Angesichts der obigen Zahlen (15.000 t/Projekt) erscheint diese Schätzung sehr optimistisch. Es ist daher zu vermuten, dass es sich um sehr große Betriebe handelt.

Im Schnitt ist die durchschnittliche Größe von Biomasseprojekten gemessen an den CO₂- Reduktionen deutlich geringer als beispielsweise bei Grubengasprojekten. Die geringe Größe von Biomasseprojekten führt zu relativ hohen Transaktionskosten pro Tonne CO₂ (Lehmann/Zhelyezna/Filonenko 2007: 9). Dies spiegelt sich auch in der Tatsache wider, dass bereits elf Projekte zur Nutzung von Grubengas und 26 Projekte zur Nutzung von Deponiegas in Planung oder in Durchführung sind (NEIA 2009). Der Ertrag aus dem Verkauf der ERUs deckt in der Regel 20–30% der Investitionskosten des Projektes. In einigen Fällen, wie beispielsweise bei Deponiegasprojekten, kann der Verkauf der ERUs bis zu 100% der Investitionskosten decken (Zhelyezna/Geletukha 2009).

6.3.2.2 Green Investment Schemes

Die Umsetzung eines Green Investment Schemes basiert in der Ukraine auf dem Regierungsdekret # 221 von Februar 2008 zu „The Procedures for Consideration, Approval, and Implementation of the Special-purpose Environmental (Green) Investment Projects during the First Commitment Period for Parties to the Kyoto Protocol of the UNFCCC“. Die Ukraine kann sich seit 2008 am internationalen Emissionshandel und damit auch an GIS beteiligen. Nach Angaben der Weltbank stehen

³⁶ Die „JI-Pipeline“ umfasst sowohl Track 1 wie auch Track 2 Projekte, die für öffentliche Stellungnahmen auf der UNFCCC Internetseite veröffentlicht wurden.

³⁷ Im Rahmen des Verifizierungsverfahrens gemäß JISC (JI Track 2) ist eine AIE verantwortlich für die Feststellung, ob ein Projekt und die daraus folgende Emissionsreduktion den Anforderungen aus Artikel 6 des Kyoto-Protokolls und den JI-Richtlinien entsprechen. Die Beurteilung durch die AIE erfolgt anhand der JI-Projektdokumentation (PDD) (UBA 2008b: 62).

mehr als 1 Gt CO₂-eq für AAU-Transaktionen im Rahmen von Green Investment Schemes zur Verfügung (Türk et al. 2008). Im März 2009 erwarb die halbstaatliche japanische Energieagentur NEDO etwa 30 Mio. ukrainische AAUs zu einem geschätzten Preis von 10 € pro AAU. Es wird angenommen, dass der Kaufvertrag Klauseln enthält, die Japan garantieren, dass der Erlös weitestgehend für japanische Produkte verwendet wird (Zachmann 2009: 10). Im Extremfall wäre eine Option denkbar, bei welcher Anlagentechnik sowie auch Projektentwickler für GIS- finanzierte Projekte aus dem „Käuferland“ stammen (Merkel 2010, mdl.).

Prognosen zufolge könnten je nach Nachfrage und Marktpreis allein in der Ukraine bis zu 20 Mrd. Euro aus dem Verkauf von AAUs in emissionsmindernde Maßnahmen fließen (Zachmann 2009: 10). Nach Aussage von Denis Rzhano (2009, Email) von Global Carbon in Kiew ist GIS eine attraktive Option, um kleine Projekte zu finanzieren. Thorsten Merkel (2010, mdl.) zufolge hat die Ukraine Ende 2009 einen Gesetzentwurf zur Ausgestaltung von GIS vorgestellt, welcher vorsieht, dass Projekte auf einmal das finanzielle Equivalent der AAUs bekommen, welche sie in einem Zeitraum von zehn Jahren erwirtschaften würden. Somit wäre eine umfassende Projektfinanzierung durch GIS möglich.

Allerdings beabsichtigt die Ukrainische Regierung, den Schwerpunkt der Förderung durch GIS auf Projekte zur Reduzierung des Heizenergiebedarfs in privaten Haushalten und auf die Modernisierung von Kohlekraftwerken zu legen. Dabei sollen vorerst nur solche Projekte gefördert werden, die Hard-Greening durchführen. Das heißt, dass durch das Projekt direkte Treibhausgasreduktion erzielt werden müssen (Kushko 2009). Inwieweit Gelder aus dem Verkauf von AAUs genutzt werden können, um die Biogasproduktion für den Export zu fördern, hängt von den spezifischen GIS Regelungen in der Ukraine ab. Unter dem derzeit angestrebten Hard-Greening ist ein Export von Biogas aus Energiepflanzen oder pflanzlichen Reststoffen, wie auch bei JI, angesichts mangelnder Emissionsreduktionen vor Ort nicht möglich. Ähnlich wie bei JI könnten jedoch Biogasprojekte, die zu Methanreduktionen in der Landwirtschaft führen, für den Export gefördert werden; und dies ohne die bei JI vorgegeben Untergrenzen für die zu erzielende Emissionsreduktion. Angesichts des vergleichbar geringen Potenzials von Gülle und der bereits rentablen heimischen Nutzung des Gülle-Potenzials ist dieses für den Export nur begrenzt relevant. Offen bleibt, inwieweit nationale GIS-Vorschriften einen Export und somit eine Emissionsreduktion in einem anderen Land ermöglichen könnten. Da GIS ein national flexibel zu gestaltendes Instrument ist, dessen Hauptziel darin besteht, den Kauf von AAUs durch „Greening“ attraktiv zu machen, wäre es denkbar, dass nationale Regelungen die Option des „Greening“ im Ausland zulassen könnten.

Ähnlich wie bei JI könnte GIS auch ein Hemmnis für einen möglichen Biomethanexport darstellen, da es die Finanzierung von Biomasse-Projekten erleichtert und so in naher Zukunft bereits Potenziale für die heimische Nutzung binden könnte. Allerdings kann GIS auch als Möglichkeit gesehen werden, den heimischen Biogasmarkt zu

fördern. Haben sich Anlagentechnik und Logistik etabliert, kann dies als Grundlage genutzt werden, um in einem zweiten Schritt Potenziale für den Export auszuschöpfen.

6.4 Erneuerbare Energien in der Ukraine

6.4.1 Erneuerbare-Energie-Politik und Ziele

Der Energy Policy Review der IEA von 2006 geht von einem Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch von 0,9% in der Ukraine aus (OECD/IEA 2006: 333). Daten der IEA von 2007 bescheinigen einen Anteil von etwa 1,2%. Davon beruhen 0,63% auf Wasserkraft und 0,62% auf Biobrennstoffen und Abfällen (IEA 2007a). Nach der Definition der IEA schließen „erneuerbare Energien“ Wasserkraft, Geothermie, Solarenergie, Gezeitenkraft und Wellenenergie, Wind, Biomasse, Biogas, flüssige Biobrennstoffe und Bioabfälle ein (OECD/IEA 2006: 334). In der Ukraine jedoch wird der Begriff „erneuerbare Energien“ häufig als Synonym für alternative, untraditionelle Energie benutzt und umfasst somit auch Energie aus Torf, Industrie- und Siedlungsabfällen sowie teils auch Methan in Kohleflözen und andere nicht erneuerbare Quellen (OECD/IEA 2006: 334). So ist auch in der Energiestrategie der Ukraine von „alternativen und erneuerbaren Energiequellen“ die Rede, deren Anteil sich in 2006 auf 7,2% belief. In der differenzierteren Betrachtung hält auch die Energiestrategie fest, dass „erneuerbare“ Energien nur einen Anteil von 0,8% ausmachen (Ministry of Energy 2006: 94). Dies entspricht in etwa dem Wert, welches das Forschungszentrum SEC Biomass für Ende 2009 angab. Demnach belaufe sich der Anteil erneuerbarer Energie in der Ukraine auf 0,8%, davon 0,65% aus Biomasse (Zhelyesna/Geltukha 2009: 2).

Bioenergie wird gegenwärtig meist in Form von Wärme aus Holzresten von der Holzverarbeitenden Industrie selbst oder anderen Unternehmen sowie privaten Haushalten genutzt. Darüber hinaus nutzen einige landwirtschaftliche Betriebe strohbeheizte Boiler. Biogasanlagen in der Landwirtschaft gibt es nur vereinzelt. Das derzeit wirtschaftlich nutzbare Biogaspotenzial der Ukraine besteht vor allem aus Deponiegas, Klärgas und Biogas aus Dung (Geletukha et al. 2006b: 13 f.). Darüber hinaus kann Biogas aus Abwässern der Lebensmittelindustrie gewonnen werden, welche organische Materialien enthalten. Energiepflanzen sowie pflanzliche Rückstände aus der Landwirtschaft finden bei der Betrachtung der Potenziale zur Biogaserzeugung in der Ukraine weder im Energy Policy Review der IEA noch im „Outlook to 2050“ der ukrainischen NGO Renewable Energy Agency oder dem Überblick über Erneuerbare Energien des ukrainischen Institutes for Economic Research and Policy Consulting Erwähnung. Allerdings exportierte die Ukraine in der Saison 2008/2009 2,8 Mio t. Rapssaat, davon 88% in die EU (Strubenhoff 2009). Zwar spielen Energiepflanzen in der derzeitigen energetischen Nutzung der vorhandenen Biomassepotenziale keine Rolle, jedoch steigt der Ertrag der landwirtschaftlichen Produktion mit besserer Bewirtschaftung der Flächen und es liegen weiterhin große Flächen brach, auf denen Energiepflanzen angebaut werden könnten (Zhelyesna/Geletukha 2009: 2).

Mit steigenden Erdgaspreisen wird die Nutzung der festen Biomassepotenziale zur Wärmeerzeugung attraktiver. Die Ausschöpfung dieser Potenziale scheiterte bisher allerdings unter anderem daran, dass Heizkessel aus heimischer Produktion fehlen und zu teuer für den privaten Nutzer sind. So werden ca. 200.000 t Holzpellets pro Jahr in der Ukraine produziert, aber vollständig nach Europa exportiert (Zhelyesna/Geletukha 2009: 2 f.). Die Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärmeerzeugung ist in der Ukraine vor allem deshalb relevant, da Erdgas überwiegend zur Wärmeerzeugung eingesetzt wird. In Erdgaskraftwerken wird nur etwa 17% des ukrainischen Stroms erzeugt (All-Ukraine Environmental NGO et al. 2006: 27). Die größten Anteile an der Stromerzeugung haben Atomkraftwerke gefolgt von Kohlekraftwerken (IEA 2007b).

Derzeit sind in ländlichen Regionen mehr als 20 strohgefeuerte Boiler mit einer Leistung von mehr als 1 MW in Betrieb. Darüber hinaus werden ca. 500 moderne Holzfeuerungsanlagen betrieben und über 1000 alte Kohle- und Ölkessel in der Holzindustrie wurden auf Biomasse umgestellt. Es werden bereits drei große Biogasanlagen betrieben und 12 weitere Biogasanlagen sind im Bau oder in Planung (Zhelyesna/Geletukha 2009). Biomasseboiler sind mit relativ geringen Investitionskosten und einer kurzen Amortisationszeit verbunden (GFA Invest 2007: 34). Biomasseboiler heimischer Hersteller mit einer Kapazität von mehr als 2 MW sowie Biomasse-Dampfkessel und erschwingliche kleine Biomassefeuerungsanlagen von 10–50 kW fehlen jedoch auf dem ukrainischen Markt (Zhelyesna/Geletukha 2009). Darüber hinaus gibt es keine markterprobte heimische Technologie für Biogasgewinnung aus Gülle (Ministry of Agricultural Policy of Ukraine/SenterNovem 2009).

2003 beschloss die Ukraine ein Gesetz über alternative Energien, welches gleichwohl keine konkreten Förderinstrumente vorsieht (Opitz 2006: 195). 2009 hat die Ukraine grüne Tarife für die Einspeisung von elektrischem Strom eingeführt, die – so Strubenhoff – ausreichen, um die Investitionen rentabel zu gestalten und somit in den nächsten Jahren durchaus einen Boom beim Bau von Biogasanlagen auslösen könnten (Strubenhoff 2009). Im Mai 2009 wurde das Gesetz “On Amending Some Laws of Ukraine Regarding the Encouragement of Production and Consumption of Biofuels” (1391-VI) verabschiedet, welches die verschiedenen Bioenergiearten definiert und festlegt, dass diese ein Zertifikat aufweisen müssen „confirming the quality of the fuel and that such fuel is alternative“ (Arzinger 2009: 24). Selbiges Gesetz (1391 –VI) sieht einen Anstieg des Anteils der Bioenergieproduktion bis 2020 auf 20% vor. „But there aren’t any strict obligations concerning this activity. This law is rather descriptive and demonstrates the main direction of Ukraine to be a bit closer to Europe“ (Rzhanov 2009, Email).

6.4.2 Relevante Faktoren für einen potentiellen Biomethanexport im Erneuerbare-Energien-Sektor

6.4.2.1 Einspeisevergütung für Strom aus erneuerbaren Quellen

Der Markt für Stromproduktion in der Ukraine wird von dem staatlichen Unternehmen Energy Company of Ukraine dominiert. Das Unternehmen hält nicht nur wesentliche Anteile an heimischen Stromproduzenten (Thermische Kraftwerke, Wasserkraftwerke, KWK) sondern auch an zahlreichen Vertriebsunternehmen. Seit 1997 wird der Strom auf dem Großhandelsmarkt verkauft, auf dem allerdings als einziger Käufer das staatliche Unternehmen Energorynok auftritt. 27 lokale Vertriebsunternehmen (oblenergос) kaufen den Strom von Energorynok und verkaufen ihn weiter an kleine und mittlere Abnehmer. Energorynok ist hoch verschuldet, da viele Oblenergос ihren Zahlungspflichten nur bedingt nachkommen. Die einzige Konkurrenz besteht zwischen den 14 großen, von regionalen Erzeugungsunternehmen (gencос) betriebenen thermischen Kraftwerken, wenn es um den Verkauf ihres Stromes an den Großhändler Energorynok geht. Der staatliche Atomkonzern Energoatom und das Unternehmen Ukrhydroenergo, welches elf Wasserkraftwerke betreibt, verkaufen ihren Strom zu den von der National Electricity Regulatory Commission (NERC) festgelegten Preisen (OECD/IEA 2006: 273 ff.).

Aktuell gibt es in der Ukraine rund 100 unabhängige Stromlieferanten, welche die Lizenz haben, Strom zu nicht-regulierten Tarifen zu liefern und die Netze der Oblenergос zu nutzen. Allerdings ist es sehr schwierig, eine solche Lizenz zu erhalten (iisd/Point Carbon 2008: 12).

Im September 2008 wurde das Gesetz über alternative Energieressourcen verabschiedet, welches bereits einen Grünen Tarif für Strom aus Erneuerbaren Energien vorsah. Dieser Tarif war jedoch einheitlich für alle erneuerbare Energiequellen vorgesehen. Im April 2009 wurde mit dem Gesetz "On Amendment of the Law of Ukraine 'On Electrical Energy' Regarding Stimulation of Usage of Alternative Sources of Energy." (1220 VI) in der Ukraine ein erhöhter spezifischer Vergütungssatz für Strom aus erneuerbaren Quellen eingeführt (Biomasse: 13,45 Euro Cents/kWh). Der Tarif für Biomasse gilt pauschal für alle Substrate und Anlagenkapazitäten (Zhelyesna/Geletukha 2009). Der Tarif wird von NERC berechnet, indem ein Koeffizient mit dem Basistarif für Strom multipliziert wird. Das Gesetz verpflichtet den Großhandelsmarkt, also das Unternehmen Energorynok, Elektrizität aus erneuerbaren Quellen zu dem oben genannten Tarif abzukaufen. Die Produzenten von Strom aus erneuerbaren Quellen können jedoch auch ihren Strom direkt an die Konsumenten oder Vertriebsunternehmen zu vertraglich festgelegten Preisen verkaufen. Der staatliche Netzbetreiber Ukrenergo ist außerdem gesetzlich verpflichtet, für Strom aus erneuerbaren Energien den Netzanschluss bereitzustellen und die Einspeisung zu gewähren (Hard/Zillich 2009: 3 f.). Die Tarife gelten bis Januar 2030 (Zhelyesna/Geletukha 2009: 17).

Um Beschäftigungs- und Innovationseffekte für die ukrainische Industrie durch internationale Projekte sicherzustellen, müssen Local-Content-Regelungen eingehalten werden, um einen Anspruch auf Vergütung geltend zu machen. Ab 2012 muss der Anteil an Material, Arbeit und Dienstleistungen zu mindestens 30% aus der Ukraine stammen, ab 2014 sogar zu 50%. (Hard/Zillich 2009: 3).

Nach Aussage von Denis Rzhanov (2009, Email) und auch Thorsten Swoboda (2009, mdl.) wird die Stromproduktion aus Biogas bisher eher für den Eigenbedarf genutzt, da einerseits nur schwer Einspeiselizenzen zu bekommen sind und andererseits die Leistung zu gering ist (>1 MW). Mit steigenden Strompreisen steigt die Attraktivität einer Nutzung direkt durch den Erzeuger. Die Strom- und Wärmeproduktion für den Eigenbedarf ist darüber hinaus unabhängig von lokalen Fördermechanismen für Bioenergie, was das Risiko der Betreiber reduziert. Besonders die Substitution von Erdgas durch Biomethan könnte wirtschaftlich zu gestalten sein, da keine Investitionen in BHKWs zur Stromerzeugung erforderlich sind. Auch ist die Substitution von Elektroenergie angesichts der bisher niedrigen Strompreise gegebenenfalls deutlich unattraktiver als die Substitution von Erdgas (Swoboda 2009, mdl.).

Bisher sind die Strompreise in der Ukraine sehr niedrig im Vergleich zu Tarifen in anderen osteuropäischen Staaten, wenn auch die Industrie deutlich höhere Preise zahlen muss als private Haushalte. Darüber hinaus hat die Regierung in der Vergangenheit die Strompreise mehrmals erhöht und plant deren weitere Anhebung (OECD/IEA 2006: 283; Chukhai et al. 2008). Am 1. September 2006 wurden die Stromtarife für private Haushalte um 25% angehoben. Entsprechend einer Verordnung des Ministerkabinetts sollten die Strompreise von September 2006 an jedes Halbjahr bis April 2008 um 25% steigen. Allerdings wurden diese Pläne aufgrund politischer Überlegungen nicht weiterverfolgt (Chukhai et al. 2007). Gründe für die zögerliche Haltung bei der Anhebung der Strompreise sind mangelnde soziale Akzeptanz für steigende Strompreise durch die Endverbraucher und niedrige Einkommen der Bevölkerung (Opitz 2006).

Erzeuger erneuerbarer Energien, die weniger als 10 MW erzeugen, dürfen ohne Lizenz zur Stromproduktion arbeiten, wenn sie die Energie für den Eigenbedarf nutzen wollen und sie nicht an Energorynok verkaufen (Arzinger 2009: 26). Diese Regelung könnte die Biogaserzeugung und die Verstromung für den Eigenbedarf attraktiv machen, da deutlich weniger administrative Hürden überwunden werden müssen als bei einer Netzeinspeisung.

Bisher finden sich kaum Projekte, die Strom zu den Grünen Tarifen einspeisen. Im Biomasseaktionsplan der Ukraine wird das Einspeisegesetz dahingehend kritisch bewertet, da noch zahlreiche Unsicherheiten bezüglich der administrativen Abläufe bestehen (Ministry of Agricultural Policy of Ukraine/SenterNovem (2009).) Ebenso kritisch äußerte sich Thorsten Merkel (2010, mdl.), welcher Biogasprojekte in der Ukraine betreut. Die Tarife seien bisher reine Theorie und nur für ukrainische Oligarchen durchsetzbar.

Problematisch zu sehen ist auch, dass das staatliche Unternehmen Energorynok hoch verschuldet und daher eventuell nicht in der Lage ist, die hohen Tarife zu bezahlen. Da die Abnehmertarife für private Haushalte und Industrie staatlich reguliert sind, ist auch eine Umlage nicht möglich (OECD/IEA 2006: 282 f.).

Zu bestätigen scheint sich diese kritische Betrachtung in den „Doing-Business“-Rankings der Weltbank von 2010. In einem Sonderteil zu „pilot indicators on getting electricity“ wird erfasst, wie lange es in den jeweiligen Ländern dauert, ein neues Gebäude an das Stromnetz anzuschließen. Ein Unternehmer in der Ukraine muss mit neun administrativen Vorgängen sowie 306 Tagen rechnen, um einen Anschluss für sein neues Gebäude zu erhalten. Zeitlich liegt die Ukraine weltweit damit auf dem siebtletzten Platz vor einigen afrikanischen Ländern und Afghanistan (IBRD/Worldbank 2009). Zwar wird hier kein Bezug zum Anschluss einer Strom aus erneuerbaren Energien erzeugenden Anlage genommen, jedoch lässt die schlechte Positionierung der Ukraine Rückschlüsse auf schwerfällige administrative und technische Verfahren zu, die sich negativ auf den Netzanschluss für erneuerbare Energien auswirken könnten.

Sollten sich die „grünen Tarife“ dahingehend entwickeln, dass eine Vergütung tatsächlich erfolgt und eine Lizenz zur Stromproduktion problemlos erlangt werden kann, stellen sie einen wichtigen Anreiz zur Stromproduktion aus Biomasse dar. Für einen Biomethanexport ist dies relevant, da somit die heimische Nutzung der Biomassepotenziale (vor allem Energiepflanzen) attraktiver wird und Potenziale gebunden werden. Allerdings könnte die Entstehung einer heimischen Biogasinfrastruktur (Verfügbarkeit der Anlagentechnik, explizite Regulierungen zu Produktionsstandards, Gasnetzzugang etc.) die Etablierung eines Exportmarktes vor Ort erleichtern.

6.4.2.2 Staatliche Förderung von erneuerbaren Energien über Steuerbefreiung

In der Vergangenheit waren ukrainische Steuern und Einfuhrzölle eine große Barriere für Erneuerbare-Energien-Projekte, da diese oft auf den Import von Anlagentechnik angewiesen sind. So unterlag die Technik einer Mehrwertsteuer von 20%, welche erst mit einer Verspätung von 6 bis 18 Monaten erstattet wurde. Darüber hinaus stellten besondere Einfuhrzölle und Lizenzverfahren für Unternehmen, die in die Ukraine exportieren wollten, ein ernsthaftes Hindernis dar (iisd/point carbon 2008).

Am 16. März 2007 wurde ein Gesetz verabschiedet (No. 760-V), welches Gesetzesänderungen für mehrere bestehende Gesetze einführte mit dem Ziel, Energieeffizienzmaßnahmen zu fördern. In den Änderungen ist unter anderem vorgesehen, den Import von erneuerbare Energien- und Energieeffizienz-Technik in die Ukraine von Einfuhrzöllen zu befreien (Änderung des Gesetzes „On Common Customs Tariff“). Diese Güter müssen von ukrainischen Unternehmen importiert werden und identische Güter dürfen nicht bereits in der Ukraine produziert werden. Die Befreiung vom

Einfuhrzoll gilt ebenso für Güter, die für die Produktion von erneuerbare Energien- und Energieeffizienztechnik benötigt werden (Dudkin 2009). Darüber hinaus sind die genannten Güter von der Mehrwertsteuer befreit. Ebenso wurde mit dem Gesetz vom 16.03.2007 Änderungen im Gesetz “On Enterprises Profit Tax” eingeführt. Demnach ist der Gewinn aus dem Verkauf von heimischer Energieeffizienz- und erneuerbare Energietechnik in der Ukraine steuerbefreit (Swedish Trade Council/Swedish Energy Agency 2009).

Am 21. Mai 2009 wurde das Gesetz “On Amending Some Laws of Ukraine Regarding the Encouragement of Production and Consumption of Biofuels” (1391-VI) verabschiedet. Das Gesetz sieht eine Reihe von Vorteilen für die Produzenten und Konsumenten von Biokraftstoffen sowie die Produzenten der relevanten Technik vor. Das Gesetz befreit vom 1. Januar 2010 an für zehn Jahre von der Zahlung der Gewinnsteuer beim (1) Verkauf von Biokraftstoffen sowie (2) bei Kraft-Wärme-Kopplung und Wärmegewinnung aus Biokraftstoffen und (3) beim Verkauf von Maschinen, Bauteilen und Anlagen. Zu Biotreibstoffen zählen Bioethanol, Biobutanol, Biodiesel, Biogas und Biowasserstoffe. Außerdem werden die Importzölle und die Mehrwertsteuer für Maschinen, Bauteile und Anlagen aufgehoben, die für die Herstellung von Biokraftstoffen vorgesehen sind. Zusätzlich können Unternehmen beschleunigte Abschreibungen in Anspruch nehmen (Ukraine Nachrichten 2009; Zhelyesna/Geletukha 2009; Salans Kyiv 2009).

6.4.3 Biogas

6.4.3.1 Übersicht über den derzeitigen Stand der Biogasproduktion

Am 12. Februar 2009 verabschiedete das Ministerkabinett zwei Instructions, welche sich auf die Entwicklung der Biogasproduktion in der Ukraine beziehen. Instruction # 217-p „Issues on Organization of Production and Use of Biogas“ sieht die Entwicklung von Biogasprojekten vor, in deren Rahmen unter anderem auch staatliche Standards für Biobrennstoffe entwickelt werden sollen. Nach Aussage von Denis Rzhhanov soll ein solches Pilotprojekt innerhalb des ukrainischen Green Investment Scheme finanziert werden. Instruction # 223-p „On Creation of Register of Resources suitable for Biogas production“ sieht die Erstellung eines Verzeichnisses über die verfügbaren Biogasressourcen vor (Arzinger 2009: 36; Rzhhanov 2009, Email).

In der Vergangenheit wurde Biogas in der Ukraine vor allem aus Abwässern mit einer installierten Gesamtkapazität von 162.000 m³ gewonnen. Die Produktion wurde jedoch überwiegend eingestellt, da die Anlagen in schlechtem Zustand waren und keine staatliche Förderung erfolgte. Auch einige mit Gülle arbeitende Biogasanlagen sind mittlerweile außer Betrieb (Geletukha et al. 2003: 5). Derzeit werden drei große moderne Biogasanlagen betrieben und 12 weitere Biogasanlagen sind im Bau oder in Planung (Zhelyesna/Geletukha 2009). Eine staatliche Regelung zur Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz besteht in der Ukraine bisher nicht (Arzinger 2009: 36).

Eine der drei aktuell existierenden Biogasanlagen ist an eine Schweinezucht des ukrainischen Unternehmens Agro-Oven angeschlossen und befindet sich im Südosten der Ukraine im Ort Elenovka in der Oblast Dnepropetrovsk. Sie wurde im Dezember 2003 in Betrieb genommen. Das Biogas wird in zwei KWK-Anlagen genutzt, um jährlich 1,09 GWh zu erzeugen. Insgesamt werden somit jährlich 7500t CO₂-eq reduziert. Das Projekt wurde in Zusammenarbeit mit der Behörde des niederländischen Wirtschaftsministeriums SenterNovem durchgeführt und finanziert. Die Anlagentechnik wurde durch das niederländische Unternehmen Biogas Technology Group geliefert (Geletukha 2004: 575; SEC Biomass 2003). Seit 2007 ist das Unternehmen Zorg Biogas für die Wartung der Anlage zuständig (JISC 2009).

Ein weiteres Biogasprojekt wird voraussichtlich als JI-Projekt durch das ukrainische Unternehmen Ukrainian Dairy Company Ltd betrieben werden. Mit dem Projektdesign wurde die ukrainische Organisation Environmental Investment Fund (EIF) beauftragt. Die Anlagentechnik stammt von Zorg Biogas (EIF 2009). Das Projekt besteht aus zwei Anlagen; eine in der Oblast Kiew, die zweite in der Chernihiv Oblast, welche beide mit Gülle aus zwei Milchviehbetrieben des Unternehmens Ukrainian Dairy Company mit insgesamt (Ende 2009) 10.000 Tieren betrieben werden sollen. Nach Angaben des Project Design Documents (PDD) sollte die Anlage in der Oblast Kiew Anfang 2009 in Betrieb genommen werden. Beide Anlagen sollen an Blockheizkraftwerke mit einer Leistung von 330 und 635 kW angeschlossen werden. Die Anlage hat als erste Biomasse-betriebene Anlage im Land die Lizenz, in Kraft-Wärme Kopplung betrieben zu werden und den erzeugten Strom zum grünen Tarif zu verkaufen (Zhelyesna/Geletukha 2009; ULQS 2009). In 2009 sollten, so das PDD, 27.493 t CO₂-eq in 2010 mit Inbetriebnahme der zweiten Anlage bereits 70.212 t CO₂-eq reduziert werden. Insgesamt sollen in der Periode von 2009 bis 2012 238.130 t CO₂-eq eingespart werden (JISC 2009). Das Projekt wurde von der dena in ihr JI-Projektportfolio aufgenommen (dena JI-/CDM- Projektvermittlungsstelle 2009). Nach Angaben von UNEP (2010) ist das Projekt jedoch noch in der Determinations-Phase (vgl. 6.3.2.1).

Nach Angaben von Zorg Biogas Ukraine sind momentan drei weitere Biogasanlagen im Nordwesten der Ukraine (Babyn) für das Unternehmen Inseco geplant, die mit Abfällen aus der Zuckerproduktion aus Rüben betrieben werden und eine Produktionskapazität von 4 Millionen m³ aufweisen sollen. Das Projekt ist als Großprojekt geplant, da nach Abschluss der Pilotphase weitere 27 Anlagen in Betrieb genommen werden sollen. Bei diesem Projekt ist auch erstmalig die Einspeisung des gewonnenen Biogases ukrainische Gastransportnetz vorgesehen (Zorg Biogas 2009a).

Das Unternehmen Zorg ist nach eigenen Angaben an weiteren Projektplanungen für Biogasanlagen beteiligt. Darunter auch ein Projekt in der Region Mykolaivsky, in welchem Mais und Geißbraute als Substrat – und somit erstmalig in der Ukraine keine Abfallstoffe – verwendet werden sollen (Zorg Biogas 2009b).

Darüber hinaus ist die Nordic Environment Finance Corporation (NEFCO) in der Ukraine aktiv. Derzeit plant NEFCO die Finanzierung von Biogasanlagen für eine Schweinemast mit 1.800 Schweinen in der Nähe von Lviv im Westen der Ukraine. Das Mastunternehmen beabsichtigt die Verdopplung der Mastkapazitäten. Das Biogas soll zur Wärmeengewinnung eingesetzt werden (NEFCO 2008: 11).

Ein weiterer ausländischer Akteur im Bereich Biogas in der Ukraine ist das Unternehmen „Pure Energy Intelligence“: „A specialised biogas originator and consultancy business“, welches das Ziel verfolgt, auf dem wachsenden Biogasmarkt in den GUS-Staaten zu einem führenden Projektentwickler zu werden (Pure Energy Intelligence 2009). In den Projekten in der Ukraine wird die erzeugte Wärme direkt vor Ort für Gewächshäuser genutzt (Merkel 2010, mdl.)

Neben Biogasanlagen, die Gülle oder Reststoffe aus der Produktion als Substrat verwenden, gibt es vor allem unter JI in der Ukraine einige Anlagen, die Deponiegas gewinnen und energetisch nutzen (NEIA 2009).

6.4.3.2 Finanzierungsmöglichkeiten für Biogasanlagen

Die Finanzierung großer und mittelgroßer Projekte ist in der Ukraine nicht einfach. Zinssätze heimischer Banken liegen bei 18 bis 24%. Die Möglichkeit, internationale Investoren zu gewinnen, erscheint angesichts der hohen Risikobewertung der Ukraine durch internationale Akteure schwierig (iisd/Point Carbon; Stanev 2009, mdl.). In den Rankings der Weltbank zu „Ease of Doing Business“ befindet sich die Ukraine sowohl in der Rubrik „Starting a business“ als auch „Dealing with construction permits“ weltweit nur auf Rang 134 bzw. 181 (IBRD/Worldbank 2009). Einige Projektentwickler sind dennoch auf dem ukrainischen Markt für erneuerbare Energien aktiv (NEFCO, Pure Energy Intelligence). Besonders attraktiv sind Projekte, in denen die gewonnene Energie direkt vor Ort in Form von Wärme oder Strom genutzt werden kann und somit keine Probleme beim Netzzugang und mit Lizenzen bestehen und so Risiken minimiert werden können.

Darüber hinaus werden Projekte durch westeuropäische Regierungsprogramme finanziert. Zu nennen sind beispielsweise die Energiepartnerschaft der Ukraine mit der österreichischen Regierung (Austrian Energy Agency 2009b) oder die oben genannte Finanzierung eines Biogasprojektes durch die Niederlande. Wichtige Akteure für die Finanzierung von erneuerbare Energien Projekten sind Entwicklungsbanken wie die Weltbank oder die Europäische Bank für Wiederaufbau und Entwicklung (EBRD). Im Oktober 2009 entwarf die EBRD ein Projekt zur Entwicklung einer „Renewable Energy Direct Lending Facility“ in der Ukraine, mit deren Hilfe Pilotprojekte im Bereich erneuerbare Energien finanziert werden sollen (EBRD 2009a). Seit 2005 beteiligt sich die Weltbank an der Sanierung und Kapazitätserweiterung von Wasserkraftanlagen (Worldbank 2009). Weitere Finanzierungsmöglichkeiten bestehen im Rahmen von JI und

GIS (siehe Kapitel Klimapolitik). Im Rahmen der europäischen Nachbarschaftspolitik profitiert die Ukraine allgemein von finanzieller Unterstützung durch die EU.

6.5 Zwischenfazit Ukraine

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass derzeitige Biogasprojekte in der Ukraine vor allem mit Abfallstoffen wie Gülle, Haushaltsabfällen oder Reststoffen aus der Lebensmittelproduktion arbeiten. Darüber hinaus werden zahlreiche Deponiegasprojekte unter JI gefördert. Einige Deponiegasprojekte sind unter aktuellen Bedingungen auch ohne Grüne Tarife rentabel durchführbar, da das Substrat meist sehr kostengünstig ist und im Idealfall über JI zusätzlich Finanzierung ermöglicht werden kann. Mit steigenden Einnahmen wird die Nutzung von Gas in kleinen Deponien und Deponien mit geringer Deponiegasausbeute attraktiver. (Merkel 2010, mdl., Swoboda 2009, mdl).

Meist wird die Energie in Form von Wärme oder Strom für den Eigenbedarf genutzt und somit bestehen keine Konflikte mit Behörden, wenn es um Lizenzvergaben oder Einspeisevergütungen geht. Die Potenziale bei Abfallstoffen und Gülle, die unter derzeitigen Bedingungen und vor allem bei steigenden Energiepreisen vor Ort rentabel genutzt werden können, sind für einen Export folglich nur bedingt relevant, da eine Konkurrenz mit der Nutzung vor Ort besteht. Darüber hinaus gibt es in der Ukraine aus sowjetischer Zeit weiterhin sehr große Viehbetriebe, die entsprechend große Mengen an Abfallstoffen produzieren, ein Interesse an deren energetischer Verwertung haben, um ihre Gewinne zu maximieren und die Energie selber nutzen können (Stanev 2009, mdl.).

Energiepflanzen wie Mais werden derzeit nicht eingesetzt, da die kostengünstigeren Potenziale bei Gülle noch nicht ausgeschöpft sind und es keine staatliche Förderpolitik wie beispielsweise in Deutschland gibt (Stanev 2009, mdl.; Merkel 2010, mdl.). Daraus folgt, dass die großen Potenziale bei Energiepflanzen nur dann genutzt werden, wenn zusätzliche Anreize geschaffen werden. Solche Anreize könnten eine funktionierende Einspeisevergütung, oder aber ein Biomethanexport schaffen (Swoboda 2009, mdl.). Die Initiative für einen Export wird schätzungsweise nicht von den derzeit vor Ort aktiven Projektentwicklern und Investoren ausgehen, da diese sich an den bestehenden Rahmenbedingungen orientieren. Kommerzielle Projektentwickler verfügen, so Thorsten Merkel, nicht über die Kapazitäten, mit Gasnetzbetreibern über eine Einspeisung zu verhandeln: die Korruption, die notwendig sei, stehe in keinem Verhältnis zu dem Erlös eines derartigen Projektes. Ein Export beruht daher vor allem auf einer politischen Entscheidung, welche die notwendigen Rahmenbedingungen schafft (Merkel 2010, mdl.).

Ein Biomethanexport steht immer in Konkurrenz zu den Bedingungen vor Ort. Entwickeln sich diese positiv, d.h. wird beispielsweise die derzeit noch sehr mangelhaft

implementierte Einspeisevergütung in den nächsten Jahren tatsächlich umgesetzt, werden Potenziale – auch bei Energiepflanzen – vor Ort gebunden. Die Ukraine hat ein starkes Interesse, den heimischen Erdgasbedarf zu senken und energieunabhängig zu werden. Derzeit spielen erneuerbare Energien bei dieser strategischen Überlegung allerdings nur eine untergeordnete Rolle. Es ist jedoch davon auszugehen, dass in den nächsten Jahren bei weiterhin steigenden Energiepreisen verstärkt nach Alternativen gesucht wird und vermehrt landwirtschaftliche Unternehmen oder Unternehmen der Lebensmittelproduktion Potenziale für den eigenen Energiebedarf ausschöpfen. Langfristig muss damit gerechnet werden, dass – über den Eigenbedarf der Erzeuger hinaus – die Nutzung der Biomassepotenziale für die Ukraine eine strategische Bedeutung bei der Erreichung des Zieles der Energieunabhängigkeit gewinnt. Auch ist langfristig davon auszugehen, dass mit wachsender Volkswirtschaft die Treibhausgasmissionen der Ukraine weiter zunehmen werden, wenn das Land nicht in Energieeffizienz und erneuerbare Energien investiert. Zwar verfügt die Ukraine derzeit über überschüssige AAUs, sollten sich in ferner Zukunft jedoch internationale Verpflichtungen für die Ukraine ergeben, Emissionen effektiv zu reduzieren, könnte auch dies einen Anreiz zur Nutzung der heimischen Biomassepotenziale vor Ort darstellen.

Dort wo sich die Biomethannutzung in der Ukraine rechnet, müsste Europa über einen „Prämienpreis“ einen zusätzlichen finanziellen Anreiz für einen Export bieten. Da davon auszugehen ist, dass Biomethan auf absehbarer Zeit teurer als Erdgas sein wird, müssen jedoch im Schnitt sowohl die westeuropäischen Kunden, als auch die Kunden im eigenen Land einen Aufpreis gegenüber Erdgas zahlen. Ein Wettbewerb um den höchsten Aufpreis sollte jedoch vermieden werden (Swoboda 2009, mdl.).

Bei steigenden Erdgaspreisen macht es ökonomisch und ökologisch mehr Sinn, vor Ort feste Biomasse, wie beispielsweise Holz, thermisch zu nutzen und damit Erdgas zu substituieren, als Biomethan zu erzeugen und zu exportieren, da die spezifischen Investitionskosten deutlich geringer sind. Die Konversion von Holz zu Biomethan ist bisher sehr aufwendig und teuer und eine Umrüstung von Erdgaskesseln auf Biomassekessel deutlich kostengünstiger. Somit würden wiederum Potenziale gebunden (Swoboda 2009, mdl.).

Jedoch kann auch argumentiert werden, dass die Entstehung eines heimischen Biogasmarktes, gefördert durch Grüne Tarife, JI und GIS einen positiven Effekt auf die Etablierung eines Exportmarktes haben kann, da somit die Verfügbarkeit der Anlagentechnik gesichert wird und die Wahrscheinlichkeit einer staatlichen Regulierung in Bezug auf Produktionsstandards (Stichwort Nachhaltigkeitskriterien) und Gasnetz Zugangsregelungen steigt. Ob die Lancierung eines Biomethanexportes erst dann erfolgt, wenn diese grundlegenden Rahmenbedingungen gegeben sind, oder ob die Initiative für einen Export den Anreiz geben sollte, diese Rahmenbedingungen zu schaffen, hängt unter anderem davon ab, wann ein Biomethanimport ins Leben gerufen wird.

Derzeit sind die Bedingungen für Investoren in der Ukraine den Rankings der Weltbank entsprechend sehr schlecht, was ausländische Investoren zurückhält (IBRD/Worldbank 2009). Unsicherheiten für Investoren bezüglich der politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen könnte ein Biomethanexport zumindest teilweise umgehen; denn wird das Biomethan direkt exportiert, besteht eine größere Abnahmesicherheit zu festen Preisen als bei heimischem Absatz des Produktes (Merkel 2010, mdl.).

Bezüglich der Finanzierung von Biogasprojekten kann festgehalten werden, dass JI nur in sehr begrenztem Rahmen ein adäquates Förderinstrument für Biogasprojekte darstellt. Mit besonders große Anlagen, die mit dem Substrat Gülle arbeiten, können zwar im Einzelfall allein durch die Vermeidung der Methanemissionen ausreichend Emissionsreduktionen erzielt werden, um das Projekt JI-fähig zu machen. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit der Bündelung von Kleinprojekten. Allerdings ist ein JI Projekt bei Energiepflanzen als Substrat und besonders bei einem Export des Biomethans nicht möglich. Werden die Rahmenbedingungen für einen Biomethanexport attraktiv gestaltet (Prämienpreis, reibungslose Einspeisung in das Gasnetz), könnten internationale private Investoren gewonnen werden, die bereits jetzt auf dem ukrainischen Biogasmarkt aktiv sind. Für Pilotprojekte eignen sich besonders die Finanzierungsmechanismen der Weltbank, der EBRD oder der EU. Eine weitere Möglichkeit der Finanzierung böte sich im Rahmen von GIS, welches auf nationaler Ebene die Förderung von Biogasprojekten für den Export als Förderschwerpunkt aufnehmen könnte.

7 Import von Biomethan aus Belarus

7.1 Einführung

Ein möglicher Biomethanexport aus Belarus hängt von politischen, rechtlichen und marktwirtschaftlichen Faktoren ab, wobei untersucht werden soll, ob sich diese hemmend oder fördernd auswirken können. Die Untersuchung dieser Faktoren soll eine Erläuterung möglich machen, ob das durchaus große Biomethanpotenzial der Republik Belarus im Ausland genutzt werden könnte.

Belarus ist ein relativ flaches Land und mit knapp 10 Millionen Einwohnern auf einer Fläche von 208.000 km² recht dünn besiedelt. 38% der Fläche sind bewaldet, 44% können landwirtschaftlich genutzt werden. Trotz des relativ rauen Klimas existieren geeignete Energiepflanzen, die auf diesen Flächen angebaut werden können (Morfis 2008: 1).

Über eigene, fossile Energieressourcen verfügt Belarus so gut wie nicht. Deshalb ist der Energiesektor derzeit hochgradig importabhängig. Erdgas beispielsweise, der wichtigste Energieträger des Landes, muss zu etwa 99% importiert werden (Götz 2007: 162). Erneuerbare Energien werden bisher nur in geringem Umfang in Belarus genutzt. Neben technologischen Gründen fehlen hier auch politische Anreize, um das Potenzial auszuschöpfen.

Stark beeinflusst wird die Situation des Landes durch die Auflösung der Sowjetunion, von der es ein Teil war. In den ersten Jahren nach der Unabhängigkeit 1991 zeichnete sich die belarussische Wirtschaft durch eine große Energieintensität aus, weshalb zwei Ziele in der Energiepolitik maßgeblich sind: die Diversifizierung des Energiesektors und die Verbesserung der Energieeffizienz (Worldbank 2006: 13 und 17). Beim Verfolgen der Ziele ergeben sich nicht zwingend Probleme, da der belarussische Energiesektor durch eine gute Tarifpolitik und Einnahmen aus dem Gastransit in den zurückliegenden Jahren hohe Gewinne erzielt hat (Worldbank 2006: 1); hinsichtlich der Effizienz wurden in den letzten Jahren schon beachtliche Erfolge erzielt (vgl. Abbildung im Abschnitt 7.3.1). Des Weiteren stellt die Energieeffizienz direkt eine win-win-Situation für die Industrie dar und die Diversifizierung hat durch resultierenden Im- und Export positiven Einfluss auf das BIP des Landes.

Seit 2006 hat sich Belarus ein wenig in Richtung Westen orientiert, wird aber in absehbarer Zukunft weiterhin Russland als engsten Partner behalten (vgl. Lindner 2007). Der „Eastern Partnership“, mit der EU, in deren Rahmen ein engeres Verhältnis

zu Belarus geschaffen werden soll, steht die Absicht des Präsidenten Lukashenko gegenüber, Russland als privilegierten Partner zu behalten.

Energiapolitisch ist Belarus hochgradig von Energieimporten abhängig, die zum allergrößten Teil aus Russland und außerdem aus Kasachstan stammen (Morfis 2008: 2). Dabei waren die Energiepreise, die im belarussischen Gebiet zur Zeit der UdSSR gezahlt wurden, sehr gering. Diese wurden in den Jahren danach stetig angehoben, was eine entsprechende Strategieänderung mit fortlaufender Zeit notwendig macht. Dies ist der Hauptgrund für das Ziel des Landes, die bereits erwähnte Steigerung der Effizienz im Energiesektor voranzutreiben. Bisher wird diese Strategie recht erfolgreich umgesetzt (Dena 2007: 5).

In Szenarien, die das „International Network for Sustainable Energy“ gezeichnet hat, wird für die Zukunft Belarus' insgesamt eine Abnahme des Energiebedarfs prognostiziert. Wenn der Bedarf der Industrie immer weiter fallen wird, so sind doch Steigerungen im privaten Wohnbereich durch die Zunahme von Wohnraum mit komfortabler Ausstattung und im privaten Transportbereich durch die Zunahme von PKW entsprechend einem Szenario, das bis 2050 reicht, zu erwarten (INFORSE 2008: 2).

7.2 Staatliche Politik

Da Biomethanexport ein bilaterales Thema ist, spielt in dieser Hinsicht die grundsätzliche Haltung der belarussischen Regierung eine Rolle. Außerdem steht das Thema im Zusammenhang mit dem globalen Energiemarkt, weshalb die internationalen Beziehungen und außenpolitischen Positionen von Bedeutung sind.

7.2.1 Außenpolitische Positionen

Belarus ist ein verhältnismäßig junger Staat. Als Teil der früheren Sowjetunion ist er nach deren Zusammenbruch 1991 entstanden. Seitdem ist Belarus einer der wenigen CIS-Staaten, welche im Lauf einer Demokratisierungswelle keine Transformation hin zu einem demokratischen Staat vollzogen haben. Seit 1994, dem Jahr seines Amtsantritts nach demokratischer Wahl, widersetzt sich Präsident Lukashenko dem Demokratisierungsprozess und beschränkt die Öffnung nach Westeuropa.

Belarus war vielmehr ein enger Partner Russlands und definierte sich außenpolitisch auch in dieser Weise. Die dadurch entstehende Abhängigkeit der staatlichen Stabilität ist aber angesichts des freien Flusses von Informationen und Kapital im Rest der Welt auf Dauer nicht aufrecht zu erhalten (Lindner 2007: 56). Daneben hat die Energiekrise im Winter 2006/2007, und auch deren jährliche Wiederkehr, dafür gesorgt, dass sich Belarus in jüngerer Zeit von Russland entfernt hat und nun versucht, in der Welt neue strategische Partner zu finden. Beispielsweise wurden verstärkt Kontakte nach

Venezuela, Kuba, Syrien, dem Iran, Südafrika oder China aufgebaut (Lindner 2007: 65). Ein Beitritt der belarussischen Regionen zu Russland ist spätestens seit Januar 2007 keine realistische Perspektive mehr, seit die Staatsvereinbarung zwischen Russland und Belarus auslief, die als Kernpunkt eine preiswerte Energieversorgung beinhaltet. Seitdem werden die Energiepreise, zentraler Aspekt in den bilateralen Beziehungen, von Russland stetig angehoben (Lindner 2007: 66).

Die Möglichkeiten von Belarus, sich zu den westlichen Nachbarn zu orientieren, sind aber begrenzt. Durch die Wiederwahl von Lukashenko im März 2006 gelangte Belarus auf der außenpolitischen Agenda der EU weiter nach oben; Russland und weiteren Staaten nahmen dies ebenfalls zum Anlass, um bilaterale Programme zu intensivieren. Auch aus den USA floss finanzielle Hilfe nach Belarus, welche zweckgebunden der Installation eines demokratischen Systems dienen sollte (Lindner 2007: 68).

Belarus wird aber ein Partner Russlands bleiben und dabei ist zu berücksichtigen, dass Belarus, sollte es eine Bindeglied-Funktion zwischen der EU und Russland anstreben, einen politischen Spagat meistern muss. Im Gegensatz zu den USA, die einen „Belarus Democracy Act“ erlassen haben, verfolgt die EU kein konkretes Konzept die belarussische Politikrichtung zu ändern und unterstützt lediglich finanziell die demokratische Kräfte und NGO's. Es ist nicht zu erwarten, dass Belarus seine Position nur wegen finanziellem Zuschuss ändert (Lindner 2007: 70).

Trotzdem gibt es Bestrebungen, die Beziehungen zwischen der EU und Belarus zu intensivieren. Die aus belarussischer Sicht derzeit bedeutendste ist die so genannte „Eastern Partnership“, eine Initiative zwischen der EU und den sechs osteuropäischen Nicht-EU-Staaten Ukraine, Rep. Moldau, Georgien, Aserbaidshan und Armenien, neben Belarus. Der Kern der Kooperation liegt im rechtlichen und wirtschaftlichen Bereich, für die EU steht die Energiewirtschaft dabei im Vordergrund.

Nach einem großen belarussischen Medienecho hinsichtlich dieser Partnerschaft wird mittlerweile eher kritisch bewertet, dass die EU ein verhältnismäßig geringes Budget für die Zusammenarbeit in diesem Rahmen mit den sechs Partnerstaaten (Zachmann 2009: 4, 5).

7.2.2 Politics und Entscheidungsträger

Die Politik des Landes hängt in starkem Maße vom autokratischen Präsident Lukashenko ab, welcher durch Präsidialerlässe Politikziele formulieren kann und dies auch häufig tut. Darüber hinaus werden vom Ministerrat Beschlüsse verabschiedet, gegen die der Präsident jedoch ein Vetorecht hat. Seit seiner Wahl 1994 hat der Präsident die politische Landschaft bestimmt und die Macht nahezu auf sich allein konzentrieren können. Präsidentschafts- und Parlamentswahlen wurden seitdem zwar regelmäßig abgehalten, allerdings waren diese nach Ansicht der OSZE weder frei noch gleich (Lindner 2008). Mit der Wahl 2008 fand erstmals eine gewisse Veränderung der

Verhältnisse statt, 70 Oppositionskandidaten wurden zur Wahl zugelassen und hatten auch in begrenztem Umfang Zugang zu den Medien. Nach dieser Wahl gab es dazu erstmals in der weißrussischen Führung Bestrebungen, die Politik zu liberalisieren und politische Reformen im Hinblick auf eine Demokratisierung auf den Weg zu bringen (EBRD 2009c: 12).

Im Energiesektor spielen neben dem Regierungsapparat für die Entscheidungen die staatlichen Unternehmen Belenergo, Belneftchim und Beltopgaz, die größte Rolle.

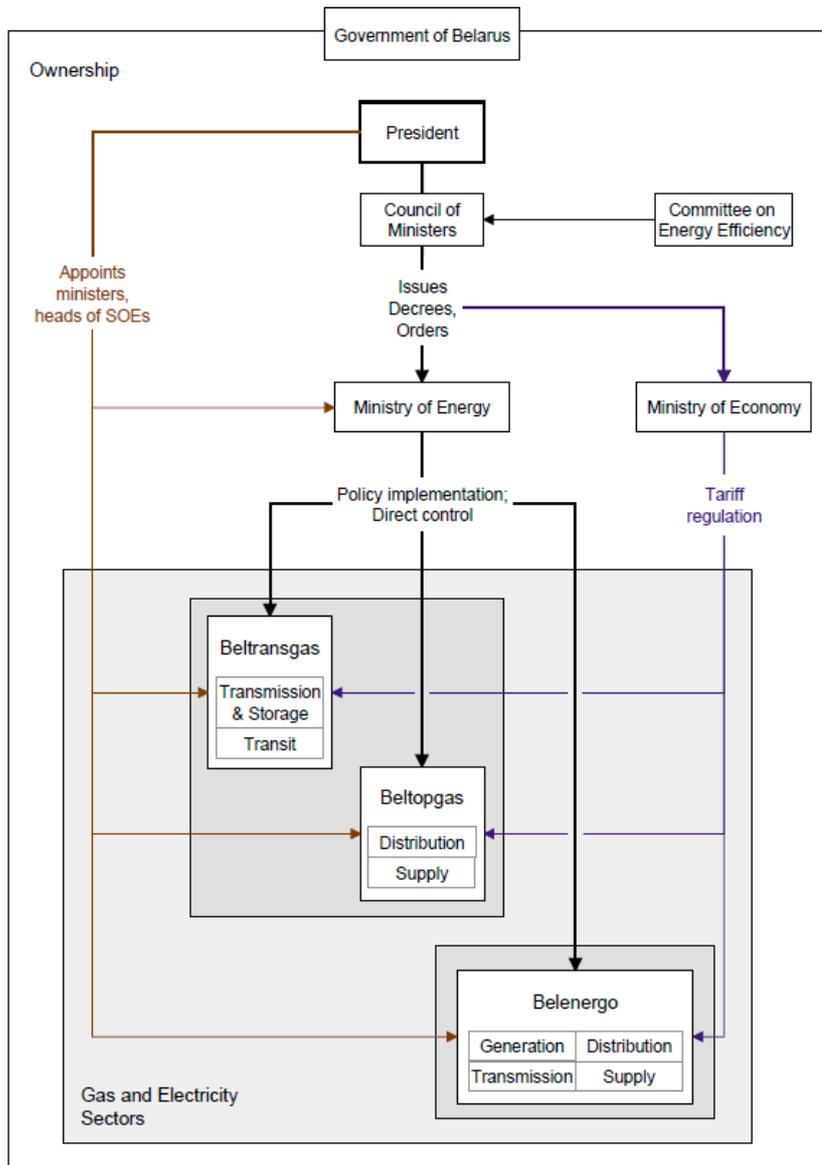
Belenergo ist für die Strom- und Wärmeversorgung sowie deren Verteilung zuständig, ihm unterliegen also auch die Kraftwerke und die Strom- und Wärmeverteilungsnetze. Es ist für den gesamten Energiesektor zuständig, also inklusive Energiegewinnung aus Holz, Masut³⁸ und weiteren relevanten Rohstoffen. Belneftchim deckt die Aufgaben im Bereich des Erdöls ab: Förderung, Bearbeitung und Transit. Erdölförderung findet aber, wie einleitend erwähnt, nur in sehr geringem Maß im Land statt. Beltopgaz ist das Unternehmen, welches Förderung und Verarbeitung von Torf und Kohle organisiert und darüber hinaus Gasspeicherung und Gasverteilung betreibt (BMW 2009: 1).

Der größte Gasversorger ist jedoch Beltransgaz, seit 2003 eine offene Aktiengesellschaft. Mittlerweile gehört es zu 51% dem russischen Gasmonopolisten Gazprom. Es betreibt auch das Gasnetz im Land, sowohl für den wichtigen Gastransit als auch für die landesweite Versorgung. Durch die Besitzverhältnisse gehört damit mittlerweile die Hälfte des belarussischen Gasnetzes Gazprom (Merkel 2010, mdl.).

Das in diesem Rahmen wichtigste Medium Erdgas, wird wie erwähnt nahezu vollständig aus Russland importiert und zunächst an die Pipeline-Betreiberin Beltransgaz verkauft, welches für die Speicherung und Weiterleitung zuständig ist. Es veräußert das für inländischen Bedarf bereitgestellte Gas an den Versorgungsbetrieb Beltopgaz weiter. Beltopgaz verteilt und verkauft das Gas entsprechend im Inland. Die Kompetenzen von Belenergo, tätig im gesamten Energiesektor in Belarus überschneiden sich also mit denen der anderen beiden genannten Unternehmen. Dies ist politisch so gewollt; die Staatsmacht hatte das Ziel den besonders wichtigen Energiesektor nicht durch einen Monopolisten bestimmen zu lassen. Zudem bestimmen der Präsident, das Wirtschaftsministerium und das Energieministerium die Energiepolitik stark mit. Zur besseren Übersicht ist die beschriebene Akteurskonstellation in folgender Grafik dargestellt:

³⁸ Masut ist ein zähes, brennbares Restprodukt der Erdölraffinerie.

Abbildung 8: Akteurskonstellation im Gassektor Belarus



Quelle: Weltbank, o.J.

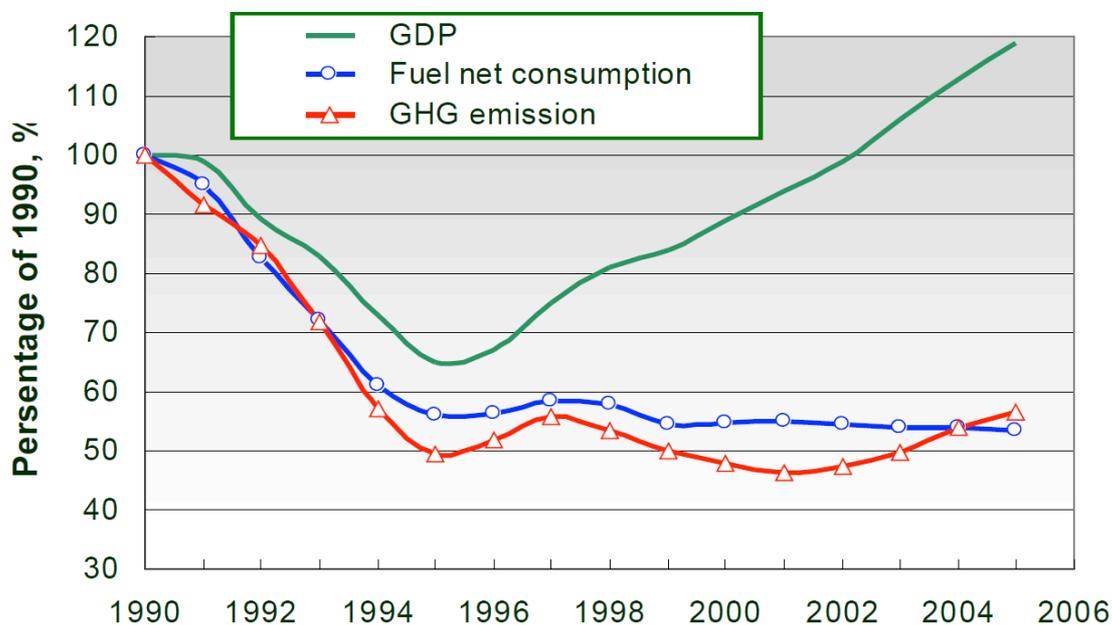
7.3 Energie und Klimapolitik

7.3.1 Energiepolitik

Nach dem Zerfall der Sowjetunion 1991 begann die staatliche Eigenständigkeit der Republik Belarus. Durch den Zusammenbruch der Wirtschaft im ehemaligen Ostblock, begründet durch die veraltete und wenig konkurrenzfähige Industrie-Infrastruktur, sank die Wirtschaftsleistung und damit verbunden die Treibhausgasemission in den ersten vier Jahren bis 1995 auf etwa 50% des Werts von 1990.

Grundsätzlich hat sich aber die energiepolitische Infrastruktur des Landes etwa ab dem Zeitpunkt der Machtübernahme Lukashenkos 1994 gut entwickelt. Trotz der fortgesetzten politischen Orientierung an Russland konnte der Trend des wirtschaftlichen Verfalls gestoppt werden und ein Wirtschaftswachstum von etwa 8% p.a. war zu verzeichnen. Möglich machten dieses Wachstum – das mit Abstand höchste aller CIS-Staaten – in erster Linie drei Faktoren: Gewinne aus dem Gastransit von Russland nach Europa, Handel mit Erdöl-Raffinerie-Produkten in Russland und Europa, sowie Gewinne auf dem Finanzmarkt. Das Verhältnis vom Auslandsumsatz zum BIP ist dabei besonders hoch, 2006 betrug es mehr als 110% (AHK 2009: 1). Allerdings steht dieser positiven Entwicklung eine relativ hohe Inflationsrate gegenüber. Sie betrug 6,6% im Jahr 2006 und 12,1% im Jahr 2007 (Morfis 2008: 2).

Abbildung 9: Bruttoinlandsprodukt und THG-Emissionen in Belarus



Quelle: Grebenkov/Tarasenko 2007

Belarus hat aus sowjetischer Zeit ein Gasnetz „geerbt“, welches sich in gutem Zustand befand und konnte dieses auch durch massive Auslandssubventionen „in Schuss“ halten. (Worldbank 2006: vii). Durch diesen Umstand konnten die Einnahmen aus dem Gastransit nach Europa seit der Unabhängigkeit aufrecht erhalten werden und bilden einen wichtigen Punkt in der Strategie des Landes. Daneben war der Handel mit Erdöl-Raffinerie-Produkten schon seit längerer Zeit ein Schwerpunkt der belarussischen Industrie, obwohl der Rohstoff Erdöl dabei komplett importiert werden muss. Die Erdöl-Produkte wurden dabei sowohl nach Europa als auch nach Russland verkauft und der Markt hat sich dabei in den letzten 15 Jahren in beiden Gebieten gut entwickelt. Abfallprodukte aus der Raffinierung, wie beispielsweise Masut, werden zudem noch als Energiequelle inländisch verwendet.

Der im Zusammenhang mit dieser Arbeit wichtige Aspekt des Ausbaus erneuerbarer Energien ist kein primäres Ziel, jedoch spielt er zur Erreichung des angestrebten Verbesserung der Energieeffizienz eine große Rolle. Er kann unter Umständen in Zukunft auch noch bedeutsamer werden, da die bisher beachtliche Verbesserung der Energieeffizienz zum Großteil auf die Modernisierung der Industrieanlagen zurückzuführen ist und hier vielleicht bald gewisse Grenzen erreicht sind. Das zweite große Ziel der derzeitigen belarussischen Politik in diesem Sektor ist die Maximierung der Erdgas-Transitgebühren. Trotz schlecht prognostizierbarer Zukunftssituation soll diese bisher verlässliche Einnahmequelle weiterhin aufrecht erhalten werden (Worldbank 2006: 22).

Neben nationalen Energiesparprogrammen, die verabschiedet wurden, existiert mittlerweile ein staatliches Komitee für Energieeffizienz, welches für die Umsetzung von Maßnahmen sowie die Entwicklung und Analyse dieses Sektors verantwortlich ist. Ihm unterliegt auch die Verwaltung eines speziellen Energieeffizienz-Fonds, der unter dem Dach des UNDP angesiedelt wurde (Dena 2007: 7).

Zum jetzigen Zeitpunkt zeichnet sich der Energiemix des Landes noch durch eine große Abhängigkeit von Erdgas aus. Dies ist insbesondere deswegen nachteilig, da Belarus kaum nennenswerte eigene Ressourcen besitzt und stark importabhängig ist. Der Primärenergiebedarf wird zu über $\frac{3}{4}$ von Erdgas abgedeckt, mit welchem sogar etwa 95% der benötigten Elektrizität hergestellt wird (Götz 2007: 163). Nennenswerte Anteile am Primärenergiebedarf hatten im Jahr 2006 daneben noch Masut mit 6,3% oder Torf mit 2% (Dena 2007: 4).

Die erneuerbaren Energien sind ein recht unbedeutender Teil des Energieportfolios und machen derzeit etwa 2% des Primärenergiebedarfs aus. Dieser Anteil wird größtenteils durch die recht ineffiziente Verbrennung von Holz in Heizkraftwerken ohne KWK-Technik gestellt (BMW 2009: 4). Allerdings gibt es auch in Belarus Programme, die den Ausbau der erneuerbaren Energien vorantreiben wollen. Erste Schritte in diese Richtung werden bereits durch Pilotprojekte, vorwiegend im Bereich Biogas, durchgeführt (siehe Abschnitt 7.4.2).

Nach Ansicht der Weltbank gibt es verschiedene Möglichkeiten für Belarus, sich aus der Abhängigkeit von russischem Gas zu befreien, was nicht nur eine Option, sondern eine Notwendigkeit ist. Zum Ersten ist der Stromimport aus der Ukraine eine mögliche Option für das Land. Die Ukraine besitzt Atomkraftwerke, die günstigen, wenn auch nicht ökologisch wertvollen Strom liefern können. Beispielsweise wird durchdacht, eine Hochspannungsleitung vom ukrainischen Atomkraftwerk Rivne nach Belarus zu installieren. Zur Verbesserung der Diversifizierung der Energieversorgung kann zum Zweiten der Bau von Kohlekraftwerken beitragen. Zwar besitzt Belarus keine großen Ressourcen dieses Rohstoffs, wohl aber mehrere Nachbarn wie Russland, Polen oder die Ukraine. Eine weitere Option bildet die Modernisierung der Heizkraftwerke. Belarus betreibt einige Heizwerke, welche nur der Wärmeerzeugung dienen, diese könnten auf KWK-Technik umgerüstet werden um so auch Elektrizität zu liefern. Diese Variante

wird von der belarussischen Politik bereits im Zug der Verbesserung der Effizienz verfolgt (Worldbank 2006: xi).

7.3.2 Energie-Policies und Strategien

Durch die im Abschnitt 7.2.2 beschriebenen Entscheidungsinstanzen werden Normen, Richtlinien oder auch Strategien festgelegt. Im Energiesektor stehen derzeit dabei, wie bereits erwähnt, Energieeffizienz und Angebotsdiversifizierung an oberster Stelle. Zunehmend spielt aber auch die Nachhaltigkeit in der Staatsstrategie eine Rolle, was an einigen der vielen erlassenen Regularien zu erkennen ist. Nach einer Politik der Effizienzverbesserung, hauptsächlich finanziert durch Auslandssubventionen, wurde auch das Streben zu einem nachhaltigen Energieportfolio stärker. Priorität hat hinsichtlich der Energieeffizienz, durch eine Festlegung der Regierung, der industrielle Sektor, welcher 40% der Energie in Belarus verbraucht (Stand: 2008). An die zweite Stelle setzt die Regierung den privaten Sektor inklusive des Energieverbrauchs der Gebäude. Sein Anteil wird mit 35% beziffert. Schließlich folgt mit Abstand die Agrarwirtschaft an dritter Stelle. Sie war zu diesem Zeitpunkt für 6% des Energieverbrauchs verantwortlich (Morfis 2008: 9).

Eine erste wichtige Festlegung war das Energiesicherheitsprogramm der Republik Belarus, welches, im Jahr 2001 durch eine Resolution des Ministerrats freigegeben, erstmals im gleichen Jahr in Kraft trat und alle 5 Jahre evaluiert werden soll (Morfis 2008: 9). Die generellen Trends in der Energieeffizienz werden hierin jeweils festgelegt, konkrete Maßnahmen zur Energieeinsparung und Pläne der Politik beschrieben.

Zwecks Ausbau erneuerbarer Energien hat der Ministerrat durch seinen Beschluss Nr. 1680 als ersten Meilenstein im April 2004 hierzu eine Resolution erlassen. Diese stellt ein Zielprogramm zur Gewährleistung der Erzeugung eines Anteils von mindestens 25% der Elektro- und Wärmeenergie aus heimischen und alternativen Energieressourcen dar (Dena 2007: 6). Die beiden zentralen Ziele der Politik wurden durch den Präsidialerlass Nr. 399 fixiert: das Konzept zur Energieversorgungssicherheit. In diesem wird die Modernisierung des Energiesektors zwischen 2006 und 2010 beschrieben und die Verstärkung der Energieunabhängigkeit des Landes thematisiert. Die themenverwandte Klimapolitik, die ebenfalls auf der Agenda steht, wird beispielsweise durch den Präsidialerlass Nr. 348 bedient, welcher den nationalen Aktionsplan für effizientes Ressourcenmanagement und Klimaschutz in Belarus zwischen 2006 und 2010 darstellt.

Bedeutend für das Thema dieser Arbeit ist der Vorschlag des Ministerrats vom April 2007, ein „Gesetz zu den Quellen erneuerbarer Energie“ zu erlassen. Dieser Vorschlag wurde von Präsident Lukashenko aufgenommen und inhaltlich in seinen Präsidialerlass Nr. 575 vom November 2007 eingearbeitet. Darin wird der „Umbau des Energiequellen-Portfolios des Energiesystems“, sowie die „Energiesicherheit und Nutzung lokaler Energieträger bis 2011“ beschrieben. Konkrete Programme sollen den Ausbau der lokalen Quellen Holz (Ausbau zwischen 2007 und 2011) und Windkraft (allgemeine

Nutzung des Potenzials) fördern (inogate o. J.). Diese wichtigen Rahmenrichtlinien werden darüber hinaus durch viele „kleinere“ Regelwerke flankiert, welche oftmals technischer Natur sind und beispielsweise den Umbau von Heizwerken zu KWK-Kraftwerken oder den Gastransport durch die Pipelines regulieren.

Man erkennt, dass mehrere Policies des Landes, die den Energiesektor betreffen, sich dadurch auszeichnen, nur für einen bestimmten Zeitraum zu gelten. Somit ist vorab bereits eine Evaluation und eventuelle Neuauflage dieser Programme angedacht.

Zur Unterstützung und zum Ausbau der erneuerbaren Energien existieren nach Aussage von Experten mittlerweile auch Green Tariffs in Belarus, welche die Bereitstellung von erneuerbaren Energien subventionieren (Swoboda 2009, mdl.). Diese und deren Auswirkung werden weiter unten näher beschrieben.

Ein spezielles Gesetz, welches für Unternehmen und ausländische Investoren eine große Rolle gespielt hat, war das so genannte „golden-share-law“, welches es dem Staat erlaubte, das Management von Privatunternehmen in Belarus zu übernehmen und firmenpolitische Entscheidungen zu treffen. Es war seit 1996 ein Hemmnis für Investoren, grundsätzlich Unternehmensgründungen in Belarus zu vollziehen und auch aus diesem Grund wurde es im Rahmen einer Strukturreform 2008 abgeschafft. Der Staat beeinflusst die Wirtschaft zwar weiterhin durch Preisfestsetzungen oder mit Staatsunternehmen, jedoch wirkt der Einfluss auf den Markt und nicht direkt in der Unternehmensstrategie (EBRD 2009: 11). Darüber hinaus fanden auch Reformen statt, die das Steuersystem für KMU vereinfachen. An erster Stelle sind dabei die Sonderwirtschaftszonen zu nennen, die dort ansässigen Unternehmen zahlreiche Erleichterungen bieten. Diese Sonderwirtschaftszonen werden im Abschnitt 7.5.3 ausführlich beschrieben. Im Februar 2009 trat eine Regelung in Belarus in Kraft, die eine Neuregistrierung von Unternehmen innerhalb eines Tages möglich machen soll. Solche und weitere Anstrengungen führten dazu, dass Belarus in der Rangliste der Weltbank hinsichtlich Unternehmens- und Investitionsumfeld vom 115. Platz in 2008 auf den voraussichtlich 58. Platz in 2010 klettern wird (EBRD 2009c: 12). Zwecks des Managements der inländischen Wirtschaft und dem Umgang mit Unternehmen wurde eine dafür spezialisierte Agentur gegründet: das Komitee staatlicher Besitztümer (EBRD 2009b: 15).

7.3.3 Klimapolitik

Wie man dem vorigen Abschnitt bereits entnehmen konnte, hat die Republik Belarus mit ihren Policies auch Klimaschutzziele ins Auge gefasst. Wichtigstes Ziel ist es aber, vorwiegend aus finanziellen Gründen, ein vollwertiger Partner des Kyoto-Protokolls zu werden, um überschüssige Treibhausgasemissionen handeln zu können (Merkel 2010, mdl.). Das Kyoto-Protokoll fordert für Belarus eine Begrenzung der Treibhausgasemission auf maximal 95% des Werts von 1990. Zwischen diesem Maximalwert und dem derzeit tatsächlichen Ausstoß besteht eine sehr große Diskrepanz (Grebekov/

Tarasenko 2007). Dabei ist allerdings zu sagen, dass eine Studie des Umweltministeriums von Belarus aussagt, dass der Treibhausgasausstoß in Zukunft steigen wird. Abhängig von Investitionen in die Wirtschaft und dem Energiemix wurden in dieser Studie vier Zukunftsszenarien gezeichnet, welche einen Anstieg des Emissionswert von 2005 bis 2020 voraussagen, je nach Randbedingungen in einer Höhe zwischen etwa 17 und 30% (MNRE 2006: 16). Noch ist die Monetarisierung der CO₂-Einsparungen problematisch, da Belarus kein vollwertiger Kyoto-Partner ist und diese theoretischen Emissionen damit nicht zwischenstaatlich im Rahmen von Joint-Implementation-Projekten oder ähnlichen Mechanismen gehandelt werden dürfen. Außerdem haben die Zertifikate aus den ehemaligen Ostblock-Staaten einen „Hot-Air-Charakter“. Das ist auf das Basisjahr 1990 zurückzuführen, in welchem der Treibhausgasausstoß auf einer Infrastruktur aus sowjetischen Zeiten basierte. Diese war erstens sehr treibhausgasintensiv und zweitens brach die Wirtschaft nach Öffnung der Grenzen zu großen Teilen zusammen. Damit wurden im Vergleich zu 1990 Emissions-einsparungen geschaffen, die nicht mit Reduktionsmaßnahmen unter aktuellen ökonomischen Maßstäben in Verbindung stehen. Die Zertifikate stellen praktisch den Ausstoß einer Infrastruktur dar, die nicht mehr existiert und könnten trotzdem nach heutigen Maßstäben gegen reale Emissionen gehandelt werden.

Ab dem Jahr 2005 begann der Staat damit, die Anwendung der Kyoto-Mechanismen möglich zu machen. Normen und Richtlinien zwecks Schaffung eines Rahmens zur Durchführung multilateraler JI-Projekte wurden erlassen und eine Abteilung staatlicher Kontrolle der Klimawandelschäden unter dem Dach des Umweltministeriums ins Leben gerufen. Diese bildet das innerstaatliche Sekretariat für den JI-Mechanismus (MNRE 2006: 24). Im Erlass des Ministerrats Nr. 1144 vom 05.09.2006 wurde ein Entwurf zum Rahmen von JI-Projekten entwickelt. Er konkretisiert die Durchführung, Evaluation und Kontrolle von zukünftigen JI-Projekten. Daneben rief der Ministerratsbeschluss Nr. 1077 vom August 2006 ein Register des CO₂-Haushalts des Staates ins Leben (MNRE 2006: 5), welches auch im Rahmen möglicher Kyoto-Mechanismen-Anwendungen sinnvoll ist und wiederum durch den Ministerratsbeschluss Nr. 1155 vom September 2006 ergänzt wird. Dieser bildet die Strategie zur Reduzierung von Treibhausgasen und der Nutzung von Senken im Land zwischen 2007 und 2012. Belarus unternimmt also große Anstrengungen, um in den Annex B des Protokolls aufgenommen zu werden und nach derzeitigem Stand wird dies 2012 der Fall sein (Merkel 2010, mdl.). Dann kann vom Joint-Implementation-Mechanismus nach dem Protokoll profitiert werden, was große Geldmengen für Treibhausgas-Zertifikate verspricht. Insgesamt lässt sich aus der Quellenlage zu diesem Thema herauslesen, dass finanzielle und energiepolitische Aspekte im Vordergrund stehen. Die Finanzkrise, die steigenden Energiepreise und die starke Abhängigkeit von Russland sind Gefahren, denen Belarus vorwiegend entgegentritt. Rein klimapolitische Ziele werden durch diese Umstände in den Hintergrund gedrängt.

7.3.4 Kyoto-Protokoll und Emissionshandel

Zuvor wurde beschrieben, dass durch wirtschaftspolitische Umstände im Land eine Diskrepanz zwischen tatsächlicher Treibhausgasemission und maximal zulässiger nach dem Kyoto-Protokoll entstanden ist. Wäre Belarus fähig, die Mechanismen des Protokolls anzuwenden, würde die Diskrepanz Assigned-Amount-Units (kurz: AAU) darstellen, welche ein umfangreiches und lukratives Gut für das Land darstellen würden.

Unter dem Kyoto-Protokoll wurden mehrere flexible Mechanismen zwecks dem Handel von Treibhausgasemissionen geschaffen. In erster Linie dienen diese dem Zweck, die entsprechend dem Protokoll geltenden Klimaschutzziele kostengünstig zu erreichen, indem Treibhausgase dort vermindert werden, wo dies am wenigsten kostet. Die einzelnen Mechanismen sind Clean Development Mechanism (CDM), Joint Implementation (JI) und indirekt auch Green Investment Schemes (GIS) (siehe Kapitel 5).

Zur Aufnahme in den Anhang B des Protokolls, was gleichbedeutend ist mit der Berechtigung der Nutzung der flexiblen Mechanismen sind unter anderem etwa 80 Kyoto-Partner notwendig, die dieses per Unterschrift ratifizieren. Etwa 20 dieser Unterschriften sind derzeit geleistet worden, es besteht entsprechend nicht die Möglichkeit, Treibhausgasreduktionen nach den Protokoll-Mechanismen CDM oder JI, was für bilaterale Projekte entscheidend ist, mit Beteiligung von Belarus zu betreiben. Doch die belarussischen Bemühungen, durch die bereits ein Rahmenregelwerk entstanden ist, waren nicht umsonst. Nach derzeitigem Stand soll der vollständige Kyoto-Status 2012 erreicht sein.

Neben der relativ aufwändigen Reglementierung des JI-Mechanismus kann GIS zum Handel mit den Emissionsrechten als Alternative dienen. Die Regelungen und der Handel können in diesem Fall im Inland selbst gestaltet werden. Ziel ist es, Geld für den Verkauf von bestehenden AAUs zu erhalten und dieses Geld in neue CO₂-Senken zu investieren. Das Verkäuferland garantiert, dass die Einnahmen aus dem Verkauf ausschließlich für ‚grüne Investitionen‘ verwendet werden, die inländisch zu Emissionsreduktionen führen (GFA 2007: 10). Dabei ist sowohl ‚hard greening‘ (Projekte mit direkt messbarer Reduktion) als auch ‚soft greening‘ (Öffentlichkeitsarbeit, capacity building) möglich.

Die GIS-Alternative wird in Belarus entsprechend dem Stand von 2007 lediglich „diskutiert“ (Grebekov/Tarasenko 2007). Solche Projekte sollten einfach und transparent strukturiert sein, so dass mögliche Investoren die richtige Entscheidung finden können. Es wurde festgelegt, dass gegebenenfalls ausschließlich die ‚hard-greening‘-Variante angewandt würde und außerdem dargestellt, dass mögliche Anwendungen auf politische Unterstützung angewiesen wären (Grebekov 2007). Die GIS-Variante würde wohl nur angewendet, wenn Projekte nicht JI-fähig sind. JI ist finanziell attraktiver, mögliche GIS-Projekte könnten deshalb zunächst in die

Warteschleife geschoben werden, um beispielsweise durch Bündelung II-fähig zu werden (Stanev 2009, mdl.).

Belarus wird auf dem Weltmarkt voraussichtlich kein großer Verkäufer von AAU's sein, weshalb kein nennenswerter Einfluss auf die Marktsituation und den Preis durch belarussische Projekte stattfinden wird. Das bedeutet, dass die Attraktivität der AAU-Verkäufe und daraus resultierende Projekte von Außen beeinflusst werden würde, was die Planung unsicher macht. Vorteilhaft wären allerdings die verlässlichen Strukturen in Belarus. Flexibilität, disziplinierte Umsetzung oder funktionierende Kontrollmechanismen werden in diesem Zusammenhang genannt (Grebekov 2007).

7.4 Erneuerbare Energien

Der Anteil erneuerbarer Energien am Energiemix von Belarus ist gering. Im Jahr 2003 betrug der Anteil am Primärenergiebedarf lediglich 1,6% und bis zum Jahr 2012 soll er nach derzeitigen Prognosen bis auf 2,9% steigen (Cramon-Taubadel 2005: 4). Die theoretischen Potenziale sind dabei weitaus größer, insbesondere im Fall von Energiepflanzen oder auch Holzressourcen. Bei der Ausschöpfung spielen jedoch die Ausmaße der Ressourcen nicht die entscheidende Rolle, sondern primär die Umsetzung vor ökonomischem Hintergrund und in gewissen Fällen die technische Machbarkeit.

7.4.1 Überblick

7.4.1.1 Biomasse

Biomasse stellt in Belarus unter den erneuerbaren Energien das größte Potenzial dar. Aufgrund seiner Geographie ist Belarus sehr gut zum Anbau von Energiepflanzen geeignet und darüber hinaus sind bereits weitreichende Waldflächen im Land vorhanden, die nachhaltig genutzt werden könnten. Die lokale Nutzung von Pflanzen zur Biogas- oder Wärmegewinnung wäre auch deshalb attraktiv, weil Belarus über ein recht großes Wärme- und Energieversorgungsnetz verfügt, welches den hohen thermischen Energiebedarf über kommunale Wärmeversorgung abdeckt (Dena 2007: 10). Der Anteil von Holz zur Wärmebereitstellung soll stark ausgebaut werden und in acht Heizkraftwerken war die Umstellung auf Holzfeuerung ab 2008 in Planung (Dena 2007: 11). In diesem Zusammenhang steht einem möglichen Export von Biomethan nicht nur die Tatsache entgegen, dass Angebot und Nachfrage inländisch gut zusammenpassen, sondern auch die Absicht Belarus', das Holz nicht erst zu Biomethan zu veredeln, sondern direkt in Heizkraftwerken zu verfeuern.

Das zweite nennenswerte Biogas-Potenzial bilden tierische Abfälle und Fäkalien. Hierbei spielen Mitnahmeeffekte im Umgang mit freiwerdendem Methan in doppelter Hinsicht eine Rolle. Da bei der natürlichen Vergärung der Abfälle Methan

ausdiffundiert, kann durch die Abschöpfung desselben ein Energieträger ohne zusätzlichen Rohstoffverbrauch gewonnen werden. Außerdem wird der Ausstoß eines Treibhausgases verhindert, welches etwa 20-fach stärker als CO₂ wirkt und in der nationalen Klimabilanz angerechnet werden kann. Eine erste Anlage der Biogasproduktion aus Tierdung ist bereits seit 1992 in Betrieb und die Nutzung soll zukünftig weiter ausgebaut werden (Dena 2007: 11).

Weitere Ressourcen, die sich gut zur Methangewinnung eignen, sind feste Siedlungsabfälle und Deponiegase, welche aber national bisher weniger gut ausgeschöpft worden sind. Zur Nutzung fester Siedlungsabfälle gibt es bereits Anlagen, welche jedoch veraltet sind und dementsprechend schlechte Wirkungsgrade haben. Das Potenzial der Deponiegase ist nach Meinung weißrussischer Experten relativ hoch, trotzdem gab es 2007 noch keine Deponie, die technisch zur Methangewinnung ausgestattet war (Dena 2007: 11).

7.4.1.2 Weitere regenerative Energien

Das Potenzial anderer regenerativer Energieträger sind bisher nur in geringem Maß genutzt worden, obwohl beispielsweise die Solarenergie ein ähnlich hohes Potenzial wie Biomasse aufweist (Morfis 2008: 6). Deren Nutzung ist bisher nur geringfügig und nicht kommerziell etabliert. Im Jahr 2007 war noch keine stromproduzierende Solaranlage an das belarussische Netz angeschlossen, lediglich experimentelle Anlagen wurden betrieben (EBRD 2009: 6). Hinsichtlich der Windkraftnutzung gab es 2009 immerhin zwei Windparks in Belarus, welche im Jahr ungefähr 3GWh erzeugen (EBRD 2009: 3).

7.4.2 Mögliche Biomethanrohstoffe

Zur Erreichung einer relevanten Energiemenge in Form von Biogas wäre die großflächige Nutzung von Anbauflächen durch Energiepflanzen erforderlich. Der Anbau von Energiepflanzen in Belarus gilt in der Praxis jedoch als schwierig. Vor allem die klimatischen Bedingungen schränken die Produktion ein, darüber hinaus ist aber auch zu beachten, dass der Anbau rein ökonomisch wenig sinnvoll ist (Merkel 2010, mdl.). Weltmarktpreise für Produktionsfaktoren wie Dünger oder landwirtschaftliche Geräte sowie ein geringerer Flächenertrag im Vergleich zu Westeuropa machen den Anbau relativ teuer. Wenn man bedenkt, dass dabei die Erzeugung erneuerbarer Energien entsprechend der Strategie Belarus' in erster Linie ökonomischen Aspekten folgt, so erscheint ein kommerzieller Anbau von Energiepflanzen in Zukunft ohne Anreiz von außen wenig realistisch.

Gegen eine kurzfristige Umsetzung spricht in diesem Zusammenhang, dass die Nutzung des eigentlich größten Potenzials, Holz, aus technischen Gründen noch nicht möglich ist. Dieser ligninhaltige Rohstoff kann noch nicht in großem Maßstab in Biomethan umgewandelt werden. Die Forschung befindet sich hier noch im Demonstrations-

stadium und die Anwendung wird erst mittelfristig marktreif sein (Stanev 2009, mdl., Swoboda 2009, mdl.).

Neben den Energiepflanzen werden aber auch, wie zuvor kurz angerissen, andere Substrate zur Biogasproduktion genutzt. 2008 wurden zwei und 2009 eine dritte Biogasanlage gebaut, angeschlossen an Vieh- und Geflügelzuchtbetriebe im Gebiet Brest, bei Minsk und in Gomel, so wie in den im Abschnitt 7.5.3 noch näher beschriebenen Sonderwirtschaftszonen (Sokolowski 2008, BelTA 2010). Dies deckt sich mit einer Expertenaussage aus dem Jahr 2009, nach der lediglich zwei oder drei Pilotanlagen im Betrieb sind, die mit tierischen Abfällen betrieben werden (Merkel 2010, mdl.). Es sind verhältnismäßig kleine Biogas-Einheiten mit einer Nennleistung von etwa 400 kW, die durch staatliche Unterstützung finanziert worden sind. Es soll aber die Anzahl der Biogasanlagen bis 2011 auf zehn erweitert werden (BelTA 2010).

Deponiegas stellt grundsätzlich ein großes Potenzial dar, diese Option wurde erkannt und eine erste Anlage in Betrieb genommen (BelTA 2009).

Grundsätzlich spielen beim Ausbau der erneuerbaren Energie Biomethan in Belarus die ökonomischen Aspekte die Hauptrolle, im Gegensatz zu den technischen. Denn Bauteile aus dem landwirtschaftlichen Bereich können als Basiskomponenten zum Bau einer Biogasanlage verwendet werden, wozu diese teilweise leicht modifiziert und neu kombiniert werden. Solche sind in den östlichen Nachbarstaaten der EU ohne weiteres auf dem Markt verfügbar; lediglich spezielle Bauteile sind ergänzend notwendig. (Bensmann/Jensen 2008, Merkel 2010, mdl.). Dies gilt nicht für die Vergasung von fester Biomasse wie Holz.

7.4.3 Green-Tariffs

Im Hinblick auf die Klimaschutzziele der EU ist die Förderung von Einspeisevergütungen für grünen Strom oder Biomethan in Belarus paradoxerweise kontraproduktiv. Diese preisliche Attraktivität der Nutzung erneuerbarer Energien in Belarus macht den Export klimafreundlicher Energieformen ökonomisch weniger sinnvoll. Diese so genannten Green-Tariffs stehen als finanzielles Förderinstrument der Preisdifferenz gegenüber, die bei möglichem Export zwischen dem Biomethanpreis im Ausland (abzüglich Transport- oder Transitzkosten) und dem Erdgaspreis im Inland liegt.

Derzeit sind laut Expertenaussagen etwa 8 ct/kWh für die Einspeisung von Ökostrom ins Netz als Förderung ausgelobt worden, wobei dieser Bonus über einen Zeitraum von sechs Jahren ausgezahlt werden soll (Swoboda 2009, mdl.). Dies erscheint verlässlich aufgrund der Tatsache, dass der elektrische Strom in Belarus durch das Staatsunternehmen Belenergo bepreist wird, welches den Preis nicht marktwirtschaftlich entsprechend Angebot und Nachfrage festlegt, sondern Strom eher als allgemeines Gut unter sozialpolitischen Aspekten vertreibt. Der Strommarkt zeigt sich finanziell also als Gesamtkonzept, von dem die Green-Tariffs ein Teil sind (Merkel 2010, mdl.).

Neben den verlässlichen Randbedingungen der Green-Tariffs spricht das Energieportfolio Belarus' dafür, dass die Green-Tariffs sich auf einen möglichen Biomethanexport auswirken könnten. Sowohl der bedeutsame fossile Energieträger Erdgas, als auch pflanzliche Energieträger im Bereich der erneuerbaren Energien (v. a. Holz), eignen sich sehr gut für eine Verwendung in KWK-Kraftwerken. Politisch ist beabsichtigt, diese Technik zur Steigerung der Effizienz auszubauen. Da aber nach den derzeitigen Plänen Holz zukünftig verstärkt direkt als Festbrennstoff in modernen Kraftwerken verfeuert werden soll (BMWi 2009: 4), steht dies generell der Produktion von Biomethan aus Holz entgegen. Welche Technik für die Nutzung von Holz in Zukunft die sinnvollere sein wird, kann momentan noch nicht definiert werden.

Die erneuerbaren Energien unterliegen, wie der gesamte Energiesektor, staatlich diktierten Preisen und keiner marktlichen Preisbildung. Hier könnte eine Chance für erneuerbare Energien liegen, da für EU-Investoren in solche Technologien immer die Frage im Raum steht, wie die Investitionskosten refinanziert werden können. Denkbar wäre es, dass der Staat neben den bereits existierenden Green Tariffs die erneuerbaren Energien derart monetär fördert, dass eine Investition lohnenswert erscheint. Würde der Staat als zentraler Akteur der Preisbestimmung einen Anreiz beispielsweise durch die Boni aus dem Assigned-Amount-Unit (AAU)-Verkauf erhalten, könnte er also den Ausbau erneuerbarer Energien voranbringen (Cramon-Taubadel 2005: 7).

Von außen werden durch die ‚Eastern Partnership‘ seitens der EU fördernde Faktoren an Belarus herangetragen. Die Harmonisierung der Energiepolitik von EU und östlichen Nachbarn soll nach EU-Vorstellungen über Netzwerke, Dialoge oder Seminare zu einer engeren Zusammenarbeit führen. Hierbei sollen als konkrete Ziele ein Erfahrungsaustausch hinsichtlich der Politikformulierung, Ausschöpfung der Investitionen und finanziellen Potenziale im Energiesektor, ein Erneuerbare-Energien-Aktionsplan und die Einbindung der Eastern-Partnership-Länder in das ‚Intelligent Energy Europe Programme‘ verfolgt werden (GET 2009, S. 11).

Wenn man die Situation im Biodiesel-Sektor hypothetisch auf Biomethan überträgt, wird wahrscheinlich, dass die bestimmenden ökonomischen Aspekte nur im Fall eines Exports greifen würden. Biodiesel wird in Deutschland, wie unter anderem in Frankreich auch, steuerlich subventioniert, beziehungsweise wird keine Mineralölsteuer auf Biodiesel erhoben. Das sorgt dafür, dass der Preis für Biodiesel unter dem von konventionellem Diesel in Deutschland, aber noch über den Produktionskosten in Belarus liegt (Cramon-Taubadel: 5). Dieser Gewinnmarge stehen die Kosten (z.B. Zölle, Logistik, Profite) eines Exports gegenüber, welche im Fall von Biodiesel bedeutsam sind. Biomethan im Vergleich dazu unterliegt, zumindest aus technischen Gründen, weniger hohen Exportkosten, da die bestehenden Pipelines dieses transportieren könnten. Würde also der ökonomische Umgang mit Biomethan dem Biodiesel-Sektor angepasst (vgl. Kapitel 4), so kann ein Anreiz zur Produktion auch ohne Kompensationsleistungen gegenüber dem belarussischen Staat geschaffen werden.

7.5 Marktwirtschaftliche Faktoren für Biomethan

7.5.1 Marktbedingungen

Potenziell ist der Markt in Belarus für Biomethan in erster Linie durch die großen Waldflächen sehr attraktiv. Dabei ist es grundsätzlich so, dass eine Biomethan-Anlage entsprechend Expertenmeinung auch ohne externe Finanzierungsinstrumente lohnenswert sein könnte (Merkel 2010, mdl.). Meist wurde die Biogas-Technologie für die ersten Pilotprojekte aus dem Ausland importiert, beispielsweise ist Deutschland hier als ein Marktführer anzusehen. Der Import solcher Komponenten stellt keine große ökonomische Zusatzbelastung dar, da Bauteile für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien zoll- und umsatzsteuerbefreit sind (Swoboda 2009, mdl.). Entscheidend für ein rentables Arbeiten ist die günstige Beschaffung des Substrats der Anlagen, was auch aus nachwachsenden Rohstoffen bestehen kann. Ideal wäre also ein Standort, an dem methanemittierende Gärprozesse von Abfallstoffen genutzt werden könnten und gleichzeitig die Beschaffung von Substrat aus Energiepflanzen relativ günstig zu realisieren ist. Energiepflanzen bieten bei Beimischung zu Gülle o. ä. einen weitaus höheren Methanertrag als die Gülle selbst, welche aber zur Anregung der Pflanzenvergärung wichtig ist (Merkel 2010, mdl.).

7.5.2 Erdgasmarkt und Erdgasnetz

Der Import von Erdgas und dessen Vermarktung hat in Belarus immer eine große Rolle gespielt. Hieraus resultierten ausreichend finanzielle Mittel, um eine gute Infrastruktur in diesem Bereich aufrecht zu erhalten (Worldbank 2006: 3). Die in diesem Zusammenhang besonders wichtigen Einnahmen aus Transitgebühren sind in den letzten Jahren gestiegen, von 236 Millionen US-\$ im Jahr 2006 über 394 Millionen US-\$ im Jahr 2007 auf geschätzte 402 Millionen US-\$ jeweils in den Jahren 2008–2010 (European Commission 2008c: 281).

Eine vorwiegend politische Frage ist die des Zugangs zum Pipelinenetz. Ein Biomethanexport setzt einen Anschluss an das Netz voraus, welches aber vom Besitzer zum Vertrieb von konventionellem Erdgas, also einem Konkurrenzprodukt genutzt wird. Der Besitzer des weißrussischen Erdgasnetzes ist Beltransgaz, das ehemalige Staatsunternehmen, das mittlerweile zu 51% dem russischen Gasproduzenten Gazprom gehört. Es ist anzunehmen, dass Gazprom eine offene Position in Bezug auf den Zugang zum Gasnetz und der damit verbundenen Einspeisung vertritt, da die Vermarktung von „grünem“ Biomethan das Image verbessern könnte. Daher ist es wahrscheinlich, dass auch Beltransgaz der Pipeline-Zugriff erlauben wird und in dieser Hinsicht keine Hemmnisse bestünden (Swoboda 2009, mdl.). Die Transportkapazität des Netzes ist ohnehin laut Expertenmeinungen ausreichend, und da in Zukunft die Menge an transportiertem Erdgas erstens eher abnehmen wird, kann der geringe Anteil an Biomethan, der hier thematisiert wird, ertragen werden (Thrän 2009, mdl.).

Aus gemeinsamen sowjetischen Zeiten ging mit Belarus ein Handelspartner Russlands hervor, welcher zunächst nur sehr niedrige Gaspreise zahlen musste. Da Belarus Russland politisch relativ nah geblieben ist, sind diese Preise durchgehend auf niedrigem Niveau geblieben, wenn sie auch von russischer Seite sukzessiv erhöht werden. Russland hat in diesem Zusammenhang bereits mehrfach angekündigt, die Gaspreise anheben zu wollen, bis alle Abnehmer Weltmarktpreise zahlen. Jedoch sind zumindest noch in etwa für die nächsten zehn Jahre verhältnismäßig günstige Preise zu erwarten (Swoboda 2009, mdl.), die aktuell etwa bei 150 US-\$ pro 1000 m³ Gas liegen (IEA o. J.).

7.5.3 Ausgewiesene Sonderwirtschaftszonen

Es existieren sechs so genannte Sonderwirtschaftszonen im Land: Brest, Vitebsk, Gomel-Raton, Grodnoinvest, Minsk und Mogilev (AHK 2009: 3). Ihre Einrichtung ist eine Maßnahme von Regierung und Nationalbank, die sich auf die gesamte Wirtschaftssituation im Land positiv auswirken und das Geschäftsklima in Belarus für externe Investoren verbessern soll. Damit könnten sie auch einen Beitrag zur Förderung der erneuerbaren Energien leisten.

Das Gesetz Nr. 213-Z aus 1998, welches die Sonderwirtschaftszonen beschreibt, wurde durch einen Präsidialerlass im August 2008 eingeführt und die anschließende Neufassung im November überarbeitet (AHK 2009: 3). Die Sonderwirtschaftszonen sollen nach derzeitigen Plänen über einen Zeitraum von 30 bis 50 Jahren bestehen und den Fluss ausländischer Investitionen, Anwendung innovativer Technologien, Ausbau des Exports oder Zuwachs von Arbeitsplätzen fördern (Invest.Belarus o.J.). Die gesetzlichen Regelungen bieten den in diesen „Free Economic Zones“ ansässigen Unternehmen einige Erleichterungen, wie die Befreiung von der Einkommenssteuer. Teilweise werden auch keine Zölle und keine Mehrwertsteuer für Importgüter erhoben, interessanterweise gilt dies nicht für Importgüter aus Russland (EBRD 2009b: 14). Diese Sonderbesteuerung dürfen die Unternehmen für mindestens sieben Jahre in Anspruch nehmen, selbst wenn sich das Steuersystem der Republik Belarus ändern sollte. Es gelten die Vergünstigungen auch dann, wenn Güter aus dem Land exportiert werden, also auch Biomethan über Erdgasnetze. Die Steuerbelastung für Exportgüter wird beispielsweise um 49% gemindert; Investitionen ausländischer Kunden oder Käufer können sogar komplett steuerfrei verbucht werden.

Für einen Biomethanexport deuten sich zumindest zwei positive Aspekte an, die mit den Zonen in Verbindung stehen. Erstens liegen die drei Pilot-Biogasanlagen, die in Abschnitt 7.4.2 erwähnt wurden, in den Sonderwirtschaftszonen und zweitens haben in diesen Zonen die EU-Staaten einen hohen Anteil an den externen Investitionen: Großbritannien verbucht mit 20,8% den größten Anteil ausländischer Investitionen, gefolgt von Russland mit 16,4% und Deutschland mit 13,6% (Invest.belarus o. J.).

7.6 Zwischenfazit für Belarus

Belarus gilt in den internationalen Beziehungen als stabil und verlässlich. Der Staat ist gewillt, den Ausbau erneuerbarer Energien zu fördern und hat ein gutes Investitionsklima im Land erzeugt. Damit kann die grundsätzliche Position des Landes als fördernder Faktor für einen Biomethanexport angesehen werden. Entscheidend für einen Biomethanexport ist aber andererseits ein Anreiz von außen, der Belarus über Nutzung heimischer Ressourcen und Diversifizierung des Energieportfolios im Binnenmarkt dazu bringen würde, sich einer solchen Option zu öffnen. So ein Anreiz könnte strikt monetär ausgestaltet werden. Aber auch eine technische Unterstützung im Biogassektor wäre attraktiv, da in diesem Bereich ein Technikdefizit herrscht. Die wichtigsten energiepolitischen Ziele, erneuerbare Energien und heimische Ressourcen verstärkt zu nutzen, sind demgegenüber klare Anzeichen der verstärkten inländischen Nutzung von Biogas. Diese Ausrichtung unterstreichen auch die bestehenden Green-Tariffs, die Investoren zwar animiert haben, Biogasanlagen zu bauen (Merkel 2010, mdl.), gleichzeitig aber einen Export weniger attraktiv machen.

Nachweislich werden bereits Projekte zur Biogaserzeugung in Belarus umgesetzt, betrieben mit tierischen Abfällen; durch Grubengas wird eine weitere Methan-Emissionsquelle abgeschöpft (Sokolowski 2008, BelTA 2009). Gegen die Umsetzung wirklich relevanter Potenziale wie Holz und Energiepflanzen sprechen die ökonomische Bilanz und die technische Machbarkeit. Deshalb setzt der Staat Belarus auf die direkte Verfeuerung von Holzressourcen. Diese erzielt einen klaren ökonomischen Vorteil gegenüber der Konversion der Vergasung. Diese Form der Nutzung soll sogar noch ausgebaut werden, Nutzungen in Gasform können möglicherweise durch steigende Erdgaspreise in Zukunft erst attraktiv werden.

Unproblematisch scheint die Benutzung des Erdgasnetzes in Belarus zu sein. Bedingt durch seine seit Jahrzehnten wichtige Rolle weist es eine gute Infrastruktur und ausbaufähige Kapazitäten auf. Zudem scheint der Zugang zum Netz (rein theoretisch nach derzeitiger Quellenlage) politisch diskriminierungsfrei zu sein.

Der Status von Belarus hinsichtlich des Kyoto-Protokolls scheint die Forschungsfrage nur am Rande zu berühren. Zwar könnten in naher Zukunft der Kyoto-Mechanismus II oder die GIS-Option eine bilaterale Zusammenarbeit im Bereich Biomethan fördern, jedoch betrifft dies Biogas aus Gülle oder Deponiegase, welches für die 20-20-Ziele der EU eine unbedeutend geringe Menge darstellt. Solche Projekte sind in erster Linie aus finanziellen Gründen für Belarus attraktiv, könnten aber zumindest die Parameter für einen Biomethanexport vorab festlegen.

Allgemein gilt damit für einen potentiellen Biomethanexporteur Belarus, dass sich einige Potenziale und Hemmnisse gegenüber stehen. Von diesen werden sich wichtige in naher Zukunft konkretisieren (GIS-Ausgestaltung, technischer Rahmen, Energiemix). Dann erst lässt sich abschätzen, ob Belarus bereit ist, diese Rolle zu übernehmen. Derzeit gibt es dafür noch keine Anzeichen.

8 Fazit und Ausblick

8.1 Zusammenfassung der Untersuchungsschritte

Ziel der vorliegenden Arbeit war es zu ergründen, ob ein Import von Biomethan in die EU aus den östlichen Nachbarstaaten möglich und sinnvoll ist. Zur Annäherung an dieses Ziel wurden die Rahmenbedingungen der Europäischen Union und exemplarisch Deutschlands auf der einen Seite, und der Ukraine und Weißrusslands auf der anderen Seite betrachtet, um so eine Einschätzung fördernder und hemmender Faktoren vorzunehmen.

Einführend wurden im zweiten Kapitel die technischen Voraussetzungen für die Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz erläutert, sowie Vor- und Nachteile dieses Energieträgers im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energieträgern abgewogen. Im dritten Kapitel wurde der europäische Politikrahmen betrachtet. Im Zentrum stand die Frage nach der Anrechenbarkeit importierten Biomethans auf die nationalen verbindlichen Ausbauziele. Das vierte Kapitel stellte das Gesetzesgerüst zur Förderung erneuerbaren Energien in Deutschland vor. Es sollte einerseits gezeigt werden, inwieweit das deutsche Fördersystem einem Import von Biomethan zuträglich ist und andererseits ein Beispiel für eine umfassende Regulierung im Biogasbereich gegeben werden. Die Erläuterung der klimapolitischen Instrumente des Kyoto-Protokolls (ETS, CDM, JI und GIS) im fünften Kapitel diente hauptsächlich der Klärung grundlegender Bedingungen zum besseren Verständnis der Folgekapitel. Das sechste und siebte Kapitel befassten sich mit den ausgewählten Länderbeispielen. Dort wurden die energiepolitischen Entwicklungen dargestellt, sowie schwerpunktmäßig die Rahmenbedingungen im Erdgassektor und im erneuerbaren Energienbereich betrachtet, um diese hinsichtlich eines möglichen Biomethanexports zu analysieren. Darüber hinaus wurde ein Überblick über die derzeitige Biogasproduktion in den beiden Ländern gegeben.

8.2 Antworten auf die Unterfrage: Fördernde und hemmende Faktoren

In allen Einzelkapiteln konnten Faktoren herausgearbeitet werden, die sich entweder fördernd oder hemmend auf den Handel von Biomethan zwischen der EU und den östlichen Nachbarstaaten auswirken könnten. Jeweils beginnend mit den fördernden Faktoren, sollen diese in der folgenden Übersicht aufgelistet werden. Dabei muss

beachtet werden, dass es sich um eine Status-Quo-Analyse handelt, die eine Vorabschätzung anstrebt, da ein Biomethanimport über die Ferngasleitungen derzeit noch nicht betrieben wird.

Abbildung 10: Fördernde und hemmende Faktoren für den Biomethanexport aus Ukraine und Belarus

<i>fördernd</i>	
<i>hemmend</i>	
Technik/ Infrastruktur	<ul style="list-style-type: none"> - Gasleitungen vorhanden - Technik zur Vergärung einsatzfähig - Technik zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan einsatzfähig
	<ul style="list-style-type: none"> - Technik zur Vergasung fester Biomasse noch im Entwicklungsstadium - Zum Teil ökobilanzielle Bedenken
EE-RL	<ul style="list-style-type: none"> - Schafft Nachfrage nach erneuerbaren Energien - Energie aus importierten Biomethan auf EE-Ziele anrechenbar mit der Einschränkung der Nachhaltigkeitskriterien nach Art. 17 EE-RL - Anwendung der flexiblen Mechanismen möglich: statistischer Transfer von Energiemengen aus Biomethan - Nichtdiskriminierender Zugang für Gas aus erneuerbaren Quellen
	<ul style="list-style-type: none"> - EU-Mitgliedstaaten schätzen ihre eigenen Potenziale zum EE-Ausbau größtenteils als ausreichend zur Zielerreichung ein - Zukünftige Nutzung der flexiblen Instrumente nach Sichtung der <i>forecast documents</i> als gering einzustufen - keine explizite Förderung, die vergleichbar wäre mit den Regelungen des Artikels 9 zum Stromimport - kein vorrangiger Netzzugang für Gas aus erneuerbaren Quellen
Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> - EEWärmeG fördert Bedarf für Biomethan in Deutschland mit einschränkenden Anforderungen an die Produktion
	<ul style="list-style-type: none"> - EEG keine Vergütung von importierten Biomethan - Keine einheitliche Handelsplattform - Unwägbarkeiten der neuen Energiepolitik, tendenziell stehen eher hemmende Beschlüsse an - Biomasseaktionsplan gibt keine klaren Linien und Ziele vor
Kyoto	<ul style="list-style-type: none"> - JI und GIS können heimische Struktur für Biogas ankurbeln und somit Grundstruktur für den Export schaffen, <u>aber</u> Export nur bedingt möglich - Emissionszertifikate können bei Einsatz von Biomethan eingespart und verkauft bzw. zusätzliche müssen nicht hinzu gekauft werden (EU-ETS) - GIS könnte dazu dienen, den Ausbau der Biomethan-Infrastruktur zu fördern
	<ul style="list-style-type: none"> - überwiegend Projektförderung mit THG-Einsparungen vor Ort

Ukraine	<ul style="list-style-type: none"> - Biomasse-Potenziale vorhanden - Gasnetze und freie Kapazitäten vorhanden - Möglichkeit auf bereits bestehende Energiekooperation mit der EU aufzubauen - Import von EE-Technik von Einfuhrzöllen und Mehrwertsteuer befreit - Abnahmeunsicherheit im Inland könnte durch Abnehmer im Ausland (Export) aufgefangen werden - JI Projektbündelung könnte sich positiv auf Biogasprojekte für den Export mit Substrat Gülle auswirken - Instrumentalisierung von GIS für Exportprojekte eventuell möglich
	<ul style="list-style-type: none"> - Gasnetz bedarf weitreichender Investitionen - Fehlende staatliche Regulierung zur Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Gasnetzzuganges - Steigende Energiepreise machen heimische Nutzung attraktiver - Fehlende Standards für Biogas-/Biomethanproduktion - Schlechte Investitionsbedingungen / hohe Risikobewertung - Möglichkeiten der Förderung von (exportorientierten) Biogasprojekten über JI sehr begrenzt - JI und GIS als Hemmnis für Export, da Potenziale vor Ort gebunden werden - Langfristig: internationale Verpflichtung der Ukraine, THG-Emissionen effektiv zu reduzieren – Bindung von Biomasse-Potentialen vor Ort - Nationale EE-Politik könnte sich längerfristig als Konkurrenz erweisen
Belarus	<ul style="list-style-type: none"> - Große Biomasse-Potenziale vorhanden - Gute Gasnetzinfrastuktur - Gasnetzzugang theoretisch diskriminierungsfrei - Staatsfinanzierte Biogasprojekte zeigen politischen Willen zum Ausbau - Wirtschaftsfreundliche Randbedingungen für ausländische Investoren (Sonderwirtschaftszonen) - Steuervergünstigungen in Sonderwirtschaftszonen - Verstärkte Anstrengungen zur Annäherung an die EU seit 2008
	<ul style="list-style-type: none"> - Kyoto-Mechanismen sind noch nicht anwendbar - hohe Erdgasabhängigkeit und kein derzeitiger Erdgasexport - Steigende Energiepreise machen heimische Nutzung attraktiver - verlässliche Green-Tariffs - Bemühen um Diversifizierung der Energieversorgung und Nutzung eigener Ressourcen - Vorhaben verstärkter Nutzung eigener Ressourcen - Technikdefizit im Bezug auf Biomassevergasung

Quelle: eigene Darstellung

8.3 Einordnung der Ergebnisse

Die Zusammenschau der fördernden und hemmenden Faktoren täuscht in gewisser Hinsicht darüber hinweg, dass sich diese auf sehr unterschiedlich beeinflussbaren Ebenen befinden. So führen beispielsweise Änderungen der nationalen Förderregelungen nicht automatisch dazu, dass die EU Biomethan aus der Ukraine und/oder Belarus importieren wird. Die Situation kann immer nur als ein Zusammenspiel einer Reihe günstiger oder ungünstiger, meist voneinander unabhängiger Faktoren gesehen werden, welche bei der politischen Entscheidung für oder gegen die Initiierung eines Biomethanimportes berücksichtigt werden sollten.

Zur Beantwortung der Forschungsfrage war ein entscheidendes Kriterium, wie die europäischen Rahmenbedingungen im EE-Bereich ausgestaltet sind. Die Untersuchungen hinsichtlich der Anrechenbarkeit von importiertem Biomethan auf die nationalen Ziele nach EE-RL sind positiv ausgefallen. Ein Import von Biomethan kann die Erreichung des 20%-Ziels der Erneuerbaren-Energie-Richtlinie tatsächlich dynamisieren und beschleunigen. Da diese Möglichkeit offen steht, erscheint es folgerichtig, die Rahmenbedingungen in potentiellen Exportländern zu betrachten. Von Vorteil für einen Export ist vor allem die vorhandene Gasinfrastruktur, die zwar einiger Erweiterungen und Verbesserungen bedarf (Dröge et al. 2009), jedoch keiner breit angelegten Neuinstallation von Verbundleitungen wie vergleichsweise im Falle Desertec.³⁹ Nichtsdestotrotz scheint der Import von Biomethan in die EU aus mitgliedstaatlicher Perspektive aktuell noch wenig attraktiv, da die meisten Mitgliedstaaten auf ihre eigenen EE-Potenziale zur Zielerreichung bauen. So sollen folglich auch die flexiblen Mechanismen der EE-Richtlinie vorerst nur mäßigen Einsatz finden. Es bleibt abzuwarten, welche konkreten Maßnahmen zur Implementierung dieser in den im Juni 2010 zu veröffentlichenden Nationalen Aktionsplänen explizit vorgesehen sind.

Während der derzeitige EU-rechtliche Rahmen einen Biomethanimport zwar ermöglicht, hat die Analyse der Situation in den potentiellen Exportländern jedoch zahlreiche Hemmnisse deutlich gemacht, welche die Realisierung eines Biomethanimportes in der kurzfristigen Perspektive bis 2020 unrealistisch erscheinen lassen.

Ukraine: Das ukrainische Transitnetz verfügt zwar über ausreichende Kapazitäten, dennoch bedarf es zur Aufrechterhaltung dieser Kapazitäten in den nächsten Jahren erheblicher Investitionen. Darüber hinaus besteht derzeit keine staatliche Regulierung zur Gewährung eines diskriminierungsfreien Gasnetzzuganges und es ist unklar, ob eine Biomethaneinspeisung reibungslos erfolgen könnte. Der derzeitige Gesetzesentwurf zum Gasmarkt, welcher sich an bestehender EU-Gesetzgebung orientiert, könnte hier mehr Klarheit schaffen. Darüber hinaus ist eine Orientierung an bestehende Regulierungen in Ländern wie Deutschland, in denen bereits eine Biomethaneinspeisung erfolgt, sicherlich hilfreich (vgl. auch Kapitel 4). Auch gestaltet sich die Finanzierung

³⁹ Zu den Herausforderungen bei Desertec siehe bspw. Werenfels/ Westphal 2010.

von Projekten durch private Investoren in der Ukraine angesichts hoher Risikobewertungen schwierig. Zukünftige Pilotprojekte, in deren Rahmen Biomethan produziert und eingespeist wird, müssten sicherlich in Zusammenarbeit mit der ukrainischen Regierung, lokalen Behörden sowie der Hilfe von internationalen Geberorganisationen durchgeführt werden. Weitere finanzielle Unterstützung durch die EU oder einzelne Mitgliedstaaten sind dabei durchaus denkbar, wenn nicht sogar notwendig. So können einerseits die Finanzierung sichergestellt und andererseits administrative Barrieren überwunden werden, um einen reibungsloseren Ablauf zu gewähren.

Die großen Potenziale der Ukraine zur Nutzung von Energiepflanzen in der Biogasproduktion werden nur dann ausgeschöpft werden, wenn zusätzliche Anreize geschaffen werden. Solche Anreize könnten eine funktionierende Einspeisevergütung oder aber ein Biomethanexport schaffen. Ein Biomethanexport steht allerdings immer in Konkurrenz zu den Bedingungen vor Ort, welche bestehende Potenziale binden könnten. Zwar spielen erneuerbare Energien in der strategischen Ausrichtung der ukrainischen Energiepolitik bisher eine untergeordnete Rolle, jedoch muss damit gerechnet werden, dass mit steigendem Erdgaspreis vor allem die Biomassepotenziale zur Substitution von Erdgas an Bedeutung gewinnen.

Belarus: Das belarussische Gastransitnetz stellt sowohl bezüglich seiner Kapazität als auch hinsichtlich seines Zustands keine Schwierigkeit für einen eventuellen Biomethanexport dar. Belarus hat seit der Unabhängigkeit 1991 in das bereits in gutem Zustand befindliche Netz investiert, da es seit jeher eine zentrale Rolle in der Staatspolitik gespielt hat (Worldbank 2006: 13, EBRD 2009b).

Seit 2004 ist der Zugang zum belarussischen Gasnetz auch für private Unternehmen geregelt. Dritte erhalten sowohl Zugang zum Hochdruck-Transitnetz als auch zu den Niederdrucknetzen, welche der lokalen Verteilung dienen (Rakova/Pavel 2004: 5). Sowohl die dezentrale Struktur des weißrussischen Gasmarkts, als auch die ausgeprägten Einflussmöglichkeiten des Staates sind politisch gewollt. Der Staat beeinflusst somit nicht nur den Handel mit konventionellem Erdgas, auch die wenigen Biogas-Pilotprojekte und der Ausbau des Sektors sind staatlich finanziert (Merkel 2010 mdl.).

Die ersten Schritte zur Biogasproduktion in Belarus wurden durch Ausnutzung von vorhandenen Methanemissionen bei Abfallstoffen getätigt. Doch die großen Potenziale an Energiepflanzen und Holz liegen brach (Dena 2007: 12), weil eine entsprechende Marktnachfrage nicht existiert und die Potenziale an Abfallstoffen noch nicht ausgeschöpft sind. Bisher wurden lediglich Pilotprojekte mit diesen Substraten initiiert. Denkbar ist, dass Projekte ausländischer Investoren einen Export von Biomethan vertraglich vorschreiben, beispielsweise könnte der Technologieführer Deutschland auf solchem Weg die Erschließung des Potenzial erst anreizen. Gleichzeitig zeigt sich der Entscheidungsträger Staat als sehr investorenfreundlich, gerade gegenüber ausländischen Investoren. Die ausgewiesenen Sonderwirtschaftszonen sorgen seit einigen

Jahren für eine erhebliche Erleichterung der Eintragung ins Handelsregister und für steuerliche Vergünstigungen. Einkommensteuer, Zölle und Mehrwertsteuer werden stark gemindert oder fallen gar gänzlich weg (EBRD 2009c: 14).

Ein Bestreben, Biomethan zu exportieren, gibt es allerdings derzeit nicht. Zu dieser Option ist den Autoren dieser Arbeit keine Absichtsformulierung bekannt, zumal Belarus derzeit auch kein konventionelles Erdgas exportiert (CIA 2008).

Schließlich stellt sich die Frage, wie sichergestellt werden kann, dass in den Exportländern gewisse technische Standards eingehalten werden, die notwendig sind, um die positive Klimawirkung des Produktes Biomethan zu gewährleisten, wie sie zum Beispiel vom Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz in Deutschland gefordert wird. Da eine Biomethanproduktion und Einspeisung in der Ukraine sowie in Belarus nicht erfolgt und auch die Biogasproduktion noch nicht sehr verbreitet ist, fehlen bisher derartige nationale, aber auch internationale oder zumindest europäische Standards. Mit der Entwicklung letzterer wird sich voraussichtlich das Europäische Komitee für Normierung in naher Zukunft befassen. Die bereits geltenden Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe und andere flüssige Biobrennstoffe finden im Bezug auf Biomethan nur Anwendung, wenn dieses als Kraftstoff verwendet wird. Eine Ausweitung der Kriterien auf den gesamten Biomassebereich ist derzeit nicht anvisiert.

Vor diesem Hintergrund sollte in Erwägung gezogen werden, in den Exportländern vorerst die Etablierung eines Marktes für erneuerbare Energien sowie die Schaffung und Umsetzung der notwendigen Rechtsvorschriften zu fördern, um sicherzustellen, dass transparente Strukturen und notwendige Rahmenbedingungen bestehen und dass aus den Erfahrungen mit den Bedingungen vor Ort gelernt werden kann. Die bestehende Kooperation der EU mit der Ukraine bietet eine gute Basis, um nicht nur im Erdgassektor sondern auch im Bereich erneuerbare Energien zusammenzuarbeiten. Einen positiven Beitrag zur Förderung des heimischen EE-Marktes können in begrenztem Umfang in der Ukraine JI und auch GIS leisten. Darüber hinaus können europäische Unternehmen die Entwicklung der notwendigen Anlagentechnik vor Ort unterstützen.

Durch die Teilnahme Belarus' an der „Eastern Partnership“ sollen die Regelungen unter anderem im Bereich Energie und Transport reformiert und an Standards der EU angepasst werden. Dies kann eine Chance zur Zusammenarbeit im Bereich erneuerbarer Energien sein. Speziell seit der Wahl 2008, die als Kriterium der Partnerschaftsfähigkeit der Republik Belarus angesehen wurde, ist die Gelegenheit zur Kooperation eröffnet worden. Derzeit fehlt in Belarus die Möglichkeit, die Kyoto-Mechanismen einzusetzen. Die Aufnahme in den Annex I des Protokolls, was die Anwendung der Mechanismen ermöglichen würde, wird 2012 erfolgen.

Wie in der Ukraine stellt auch in Belarus Holz als Rohstoff zur Biomethanproduktion ein großes Potenzial dar. Die thermo-chemische Erzeugung von Biogas auf der Basis

von biogenen Festbrennstoffen wie Holz wird jedoch frühestens in circa fünf bis sechs Jahren marktreif sein. Auch hinsichtlich ihrer Klimawirkung ist die sich bereits im Einsatz befindende Produktionstechnik zum Teil noch optimierungswürdig.

8.4 Herausforderungen im Projektverlauf

Die Ergebnisse der durchgeführten Untersuchungen müssen im Licht der schwierigen Analysesituation betrachtet werden. Da ein Biomethanexport über das Erdgasfernnetz derzeit noch nicht praktiziert wird und selbst die Einspeisung von Biomethan auf lokaler Ebene relativ neu ist, war bei den Recherchen ein gewisses Maß an hypothetischem Denken erforderlich. Auch die europäischen Rahmenbedingungen wurden erst kürzlich neu gesetzt, so dass sich nur sehr wenige Experten für die Interpretation der EE-RL fanden. Auch die von der EE-RL geforderte Berichterstattung hat noch nicht eingesetzt. Lediglich unverbindliche Vorschau-dokumente zur Entwicklung der nationalen EE-Strategien im Rahmen der EE-RL waren zugänglich. Die Hauptdokumente werden erst in den nächsten Jahren fällig und können dann zu einer weiteren Einschätzung der Forschungsantwort beitragen. Generell musste ein sehr breites Spektrum an Experten befragt werden, da sich die meisten Interviewpartner nur zu Teilaspekten äußern konnten.

Für die Länderrecherchen waren sprachliche Barrieren von großer Bedeutung, da es sich schwierig gestaltete, ohne entsprechende Sprachkenntnisse einen Überblick über die Gesetzeslage zu bekommen und Interviewpartner zu akquirieren. Im Fall von Belarus war die Quellenlage recht dürftig. Die Experten, welche freundlicherweise für ein Interview bereit standen, konnten zur ukrainischen Situation mehr Informationen liefern, die belarussische Situation bildete allenfalls ein Randthema. Dies liegt wohl daran, dass die politischen Beziehungen, eine Zusammenarbeit auf wichtigen Ebenen in den letzten Jahren nicht zugelassen haben. Aber auch die bisher fehlende Möglichkeit zur Anwendung der Kyoto-Mechanismen kann dafür verantwortlich gemacht werden, dass Belarus im dualen Bereich Klima- und Erneuerbarepolitik für internationale Investoren eine geringere Rolle spielt.

Finanzielle Beschränkungen machten eine Befragung vor Ort in beiden Fällen leider nicht möglich und die Reaktionen auf Email-Anfragen in den Ländern waren begrenzt. Folglich musste verstärkt auf deutsche Projektmanager zurückgegriffen werden, die bereits Erfahrungen in den beiden Ländern sammeln konnten.

Schließlich stand im Zentrum der Arbeit, die politisch-rechtlichen Rahmenbedingungen zu ergründen und so einen Beitrag zu einem größer angelegten Projekt am Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie zu leisten. Eine Reihe von Fragen wurden im Rahmen dieser Arbeit offen gelassen, da sie anderen Teilbereichen zugeordnet sind, jedoch bei der Beantwortung der Forschungsfrage im weiteren Sinne eine Rolle spielen

könnten. Im Wirtschaftsbereich sind dies beispielsweise Kalkulationsfragen zur Preisentwicklung von Biomethan oder der Abwägung ökonomisch möglicherweise sinnvollerer Alternativen zur Biomethanproduktion wie die Verbrennung fester Biomasse vor Ort, um Erdgas zu substituieren.

8.5 Ausblick

Im November 2009 sprach der Direktor Erneuerbare Energien der EU Kommission von einem möglichen Anteil von 80% erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch bis 2050 (EREC 2009). Im Januar 2009 forderte der Industrieausschuss des Europäischen Parlaments die EU Staats- und Regierungschefs auf, einen Anteil von 60% erneuerbarer Energien bis 2050 anzustreben (European Parliament 2009). So vage diese Aussagen zum jetzigen Zeitpunkt erscheinen mögen, machen sie doch deutlich, dass langfristig mit weiterreichenden Zielsetzungen gerechnet werden muss.

In dieser Arbeit wurde dagegen die RL 2009/28/EG und nur das darin enthaltene 20-Prozent Ziel für 2020 als Rahmen gewählt. Eine Energiepolitik, die auf Umweltschutz, Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit angelegt ist, muss jedoch weiter vorausschauen, als der gesetzliche Rahmen es vorgibt. Insbesondere vor dem Hintergrund rückläufiger Eigenproduktion und einem steigenden Erdgasbedarf in Europa gewinnen Alternativen im EE-Bereich immer mehr an Bedeutung. Biomethan liefert gegenüber anderen erneuerbaren Energieträgern einige Vorteile, im Bezug auf Erdgas ist er der einzige Energieträger, der dieses direkt ersetzen kann und dabei noch THG-Emissionen reduziert.

Zwar bringt ein „gemeinsames europäisches Vorgehen in der Energie- und Klimapolitik [...] unbestreitbar große Vorteile bei der Bewältigung der zentralen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts“ (Geden/Fischer 2009:113), der EU sind aber in Energiefragen aus finanziellen und kompetenzrechtlichen Gründen die Hände gebunden (Rapkay 2010: 14). Der Vertrag von Lissabon hat jedoch die Handlungskompetenz der EU in der Energiepolitik gestärkt und das Prinzip der Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten im Energiebereich festgelegt. Nichtsdestotrotz könnte die Option, Biomethan aus den östlichen Nachbarstaaten zu importieren vor allem für die europäischen Länder interessant sein, die an das östliche Gasfernnetz angeschlossen sind und Probleme haben, eigene EE-Potenziale nutzbar zu machen.

9 Literaturverzeichnis

***Anmerkung:** für alle Internetseiten gilt als letztes Zugriffsdatum 26.März 2010

- Agentur für Erneuerbare Energien (2010): Fakten: Die wichtigsten Daten zu den Erneuerbaren Energien. Schnell und kompakt, <http://www.unendlich-viel-energie.de/de/wirtschaft/detailansicht/article/198/argumentationskarten.html>
- All-Ukraine Environmental NGO “MAMA-86”; The National Environmental Centre of Ukraine; Youth Environmental NGO “Ecoclub”; Dniprodzerzhinsk Environmental NGO “The Voice of Nature” and Environmental Culture Centre “Bakhmat”, Artemivsk (2006): The Concept of Non-nuclear Development of the Power Industry of Ukraine, http://www.mama-86.org.ua/archive/files/nconcept_eng.pdf
- Arnold, Karin (2009): Einsatzmöglichkeiten von Biomethan: Klima- und energiepolitische Eindordnung. Workshop: Rechtsfragen der Einspeisung von Biogas in die Gasnetze. 15. Juni 2009, Oberhausen. Wuppertal Institut http://www.umsicht.fraunhofer.de/veranstaltungen/downloads/090615_rechtsf_bioga_2.pdf
- Arzinger (2009): Energy Law Guide. Traditional Energies, Renewable Energies, Carbon Trading, Kyiv, http://arzinger.ua/file_collection/de/Energy_book_engl.pdf
- Austrian Energy Agency (2009a): enerCEE.net. Energy in Central & Eastern Europe: Ukraine. Energy Supply, <http://www.enercee.net/ukraine/energy-supply.html>
- Austrian Energy Agency (2009b): Internationales. Energiepartnerschaft Ukraine, <http://www.energyagency.at/internationales/energiepartnerschaften/ukraine.html>
- BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2010): BDEW-Gasstatistik, Orts- und Regionalwirtschaft
- BEE – Bundesverband Erneuerbare Energie (2009): Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (EE-RiLi). Zusammenfassung der wichtigsten Punkte, http://www.bee-ev.de/_downloads/energiepolitik/090203_BEE-AGEuropa_Zusammenfassung_EE-RiLi.pdf
- BEE – Bundesverband Erneuerbare Energien (2010): BEE Jahreszahlen Erneuerbare Energien, http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/sonstiges/2010/100218_BEE-Jahreszahlen-EE-Uebersicht.pdf
- BelTA (2009): \$1.8m landfill gas reclamation project launched in Gomel, <http://www.belta.by/en/news/econom/?id=451259>
- BelTA (2010): Sidorski: Ausländische Investoren wollen in Biogasanlagen in Belarus investieren, <http://www.belta.by/de/news/econom?id=483552>
- Bensmann, Martin (2008): Krise schnell abwenden, in: Neue Energie Heft 02/2008, S. 68–69
- Bensmann, Martin und Jensen, Dierk (2008): Europa im Fermenter, in: Neue Energie Heft 11/2008, S. 76
- BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2009): AHK-Geschäftsreise Belarus vom 14.09.2009 bis 18.09.2009 in Minsk. Geschäftschancen für deutsche Unternehmen im Bereich Bioenergie, AHK, Berlin, <http://belarus.ahk.de/index.php?id=503>

- Bohenschäfer, Werner und Lanhenke, Christoph (2008): Versorgungssicherheit in der Erdgasversorgung, in: ZfE – Zeitschrift für Energiewirtschaft, Heft 1/2008, S. 30–36
- Bruns, Elke; Öhlhorst, Dörte; Wenzel, Bernd und Köppel, Johann (2009): Erneuerbare Energien in Deutschland. Eine Biographie des Innovationsgeschehens. TU-Berlin
- BMELV – Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz und BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2009): Nationaler Biomasseaktionsplan für Deutschland – Beitrag der Biomasse für eine nachhaltige Energieversorgung, http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/45556.php
- BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2010): Kabinett stimmt neuer Vergütung von Solarstrom zu, 03.03.2010, <http://www.bmu.de/erneuerbare/energien/doc/45707.php>
- Bundesregierung (2009): Vorausschätzung der Bundesrepublik Deutschland zur Nutzung der flexiblen Kooperationsmechanismen zur Zielerreichung gemäß Art. 4 Abs. 3 der Richtlinie 2009/28/EG (veröffentlicht am 21. Dezember 2009), <http://www.bmu.de/erneuerbare/energien/doc/45386.php>
- CDU;CSU und FDP (2009): Wachstum. Bildung. Zusammenhalt. Der Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP, <http://www.heute.de/ZDFheute/download/0,6741,7012935,00.pdf>
- Cep – Centrum für Europäische Politik (2009): Klimaschutz in der Europäischen Union. Das EU-Klimaschutzpaket vom 23. April 2009. cep-Dossier. <http://www.cep.eu/analysen-zur-eu-politik/umwelt/klimaschutzdossier/>
- Chukhai, Anna; Krykavskyy, Oleh; Pavel, Ferdinand; Sysenko, Natalia und Yuzefovych, Inna (2007): Infrastructure Monitoring for Ukraine, No. 9 / 2007, http://ierpc.org/ierpc/imu/imu_9_en.pdf
- Chukhai, Anna; Pavel, Ferdinand; Sysenko, Natalia und Yuzefovych, Inna (2008): Infrastructure Monitoring for Ukraine, No. 10 / 2008, http://ierpc.org/ierpc/imu/imu_10_en.pdf
- CIA- Central Intelligence Agency (2008): The World Factbook. Europe: Belarus, <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/bo.html>
- Cramon-Taubadel, Stephan von (2005): Guidelines for Renewable Energy Policy in Belarus, GET (German Economic Team in Belarus) PP/10/05, Berlin, http://pdc.ceu.hu/archive/00002734/01/guidelines_for_renewable_energy_policy_in_belarus.pdf
- Davydchik, Maria und May, Marie-Lena (2010): Die Gunst der Stunde nutzen. Chancen für eine Annäherung zwischen Belarus und der EU, DGAPstandpunkt Februar 2010 N° 2, Berlin. <http://www.dgap.org/publikationen/view/1df102a120e58a8102a11df9a1785cd5881b3c4b3c4.html>
- DEHST – Umweltbundesamt – Deutsche Emissionshandelsstelle (2008): Clean Development Mechanism – wirksamer internationaler Klimaschutz oder globale Mogelpackung? http://www.dehst.de/cln_189/SharedDocs/Downloads/Publikationen/JI_CDM_100_CDM-M-Projekt,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/JI_CDM_100_CDM-Projekt.pdf
- DEHST – Umweltbundesamt – Deutsche Emissionshandelsstelle (2009): Zehn Fragen zum Emissionshandel. Das europäische Emissionshandelssystem (EU ETS) in Deutschland. http://www.dehst.de/cln_189/SharedDocs/Downloads/Publikationen/10_Fragen_zum_Emissionshandel,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/10_Fragen_zum_Emissionshandel.pdf
- DEHST – Umweltbundesamt – Deutsche Emissionshandelsstelle (2010): <http://dehst.de/>

- Dena – Deutsche Energieagentur. JI-/CDM-Projektvermittlungsstelle (2009): JI / CDM Portfolio, <http://www.carbonprojects.de/page/index.php?id=10416>
- Dena – Deutsche Energieagentur (2007): Überblicksinformationen Weißrussland. Potenzial für Energieeffizienz und Erneuerbare Energien in Weißrussland, Berlin, http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Projekte/internationales/Ueberblicksinformation_Energie_Weissrussland.pdf
- Dena – Deutsche Energie-Agentur (2010a): Erdgas und Biomethan im künftigen Kraftstoffmix. Handlungsbedarf und Lösungsansätze für eine beschleunigte Etablierung im Verkehr. Berlin, http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Pressemitteilungen/2010/dena-Studie_Erdgas_und_Biomethan_im_Kraftstoffmix.pdf
- Dena – Deutsche Energieagentur (2010b): Biogaspartner. Verkauf und Handel. <http://www.biogaspartner.de/index.php?id=10095>
- Dena – Deutsche Energieagentur (2010c): Biogaspartner. Politik und Recht, <http://www.biogaspartner.de/index.php?id=11510>
- Diekmann, Jochen (2009): Erneuerbare Energien in Europa: Ambitionierte Ziele jetzt konsequent verfolgen, in: Wochenbericht des DIW Berlin, Nr. 45/2009, S. 784–792
- Dröge, Susanne; Geden, Oliver und Westphal, Kirsten (2009): Internationale Energie- und Klimapolitik. Spielräume für Akzentsetzungen der Bundesregierung. SWP-Aktuell 59. Stiftung Wissenschaft und Politik, Berlin, http://www.swp-berlin.org/common/get_document.php?asset_id=6498
- Dudkin, Oleh (2009): Analysis of policy reforms for attraction of investments into development of energy efficiency and renewable energy sources in Ukraine, Presentation of the Head of the Committee Secretariat of the Verkhovna Rada of Ukraine Geneva, October 7-9, 2009, http://www.unece.org/energy/se/pp/adhoc/EE21_14_AHGE_Oct09/7a_ukraine_npr_dudkin.pdf
- EBRD – European Bank for Reconstruction and Development (2009a): Project Summary Document. Ukraine Renewable Energy Direct Lending facility, <http://www.ebrd.com/projects/psd/psd2009/39850.htm>
- EBRD – European Bank for Reconstruction and Development (2009b): Belarus. Country Profile, <https://ws99.myloadspring.com/sites/renew/Shared%20Documents/2009%20Country%20Profiles/Belarus.pdf>
- EBRD – European Bank for Reconstruction and Development (2009c): Strategy for Belarus. Board of Directors at it's meeting on 10 December 2009, London, <http://www.ebrd.com/about/strategy/country/belarus/strategy.pdf>
- Ehricke, Ulrich (2009): EG-rechtliche Vorgaben zur Förderung der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen. Kölner Gespräche zum Energierecht, 20. August 2009. Institut für Energierecht an der Universität zu Köln. http://www.uni-koeln.de/jur-fak/instenr/downloads/presentation_koelner_gespr_082009.pdf
- EIF – Environmental Investment Fund (2009): Our JI Projects. Biogaz project determination, <http://www.ecoinvest.com.ua/en/156.htm>
- Ekhardt, Felix; Schmeichel, Andrea und Heering, Mareike (2009): Europäische und nationale Regulierung der Bioenergie und ihrer ökologisch-sozialen Ambivalenzen. In: Natur und Recht 2009, 222ff., <http://www.sustainability-justice-climate.eu/files/texts/Bioenergie-Ambivalenzen.pdf>
- Energiewelten (2010): Pumpspeicherkraftwerke. http://www.energiewelten.de/elexikon/lexikon/seiten/htm/050205_Pumpspeicherkraftwerke_in_Deutschland.htm

- Energy Community (2009): Press Release. 18. Dec. 2009. Ukraine and Moldova to accede to the Energy Community upon amendments of their gas laws, http://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/NEWS/News_Details?p_new_id=3021
- EREC – European Renewable Energy Council (2009): European Commission outlines a vision of 80% renewable energy by 2050, press release. http://www.erec.org/fileadmin/erec_docs/Documents/Press_Releases/EREC%20Press%20Release%203rd%20RES%20conference%2016.11.09%20.pdf
- EurActiv (2008): Europaabgeordnete stärken Industrie für erneuerbare Energien, veröffentlicht 12. September 2008, <http://www.euractiv.com/de/energie/europaabgeordnete-strken-industrie-erneuerbare-energien/article-175310>
- EurActiv (2009a): Erneuerbare Energie: EU gibt Vorlage für nationalen Pläne heraus, veröffentlicht 1. Juli 2009. <http://www.euractiv.com/de/energie/erneuerbare-energie-eu-gibt-vorlage-nationale-plne-heraus/article-183649>
- EurActiv (2009b): Putin warnt EU vor Pipelinegeschäft mit der Ukraine. 24. März 2009, <http://www.euractiv.com/de/energie/putin-warnt-eu-pipelinegeschft-ukraine/article-180579>
- EurActiv (2010): EU schließt verbindliche Kriterien für Biomasse aus, veröffentlicht 26. Februar 2010. <http://www.euractiv.com/de/energie/eu-schliesst-verbindliche-kriterien-fuer-biomasse-aus-news-290517>
- Eurelectric (2009): A declaration by European Electricity Sector Chief Executives, <http://www.eurelectric.org/CEO/Default.asp>
- European Commission (2005a): Memorandum of Understanding on co-operation in the field of energy between the European Union and Ukraine, http://ec.europa.eu/energy/international/bilateral_cooperation/doc/ukraine/2005_12_01_ukraine_mou.pdf
- European Commission (2005b): Communication from the Commission. Biomass action plan, COM(2005) 628 final, Brüssel, 7.12.2005
- European Commission (2007): Communication from the Commission to the European Council and the European Parliament. An Energy Policy for Europe. COM (2007) 1 final
- European Commission (2008a): Commission staff working document. Impact assessment. Document accompanying the Package of Implementation measures for the EU's objectives on climate change and renewable energy for 2020. Brüssels, 23. Januar 2008, SEC(2008) 85/3
- European Commission (2008b): Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. Second Strategic Energy Review. An EU Energy Security and Solidarity Action Plan. COM(2008) 781 final, Brüssel, 13.11.2008
- European Commission (2008c): Centre for Social and Economic Research. The economic aspects of the energy sector in CIS countries (Economic Papers 327), Brüssel, Juni 2008
- European Commission (2009a): EU-Ukraine Association Agenda to prepare and facilitate the implementation of the Association Agreement, 24. November 2009, Brussels, http://ec.europa.eu/external_relations/ukraine/docs/2010_eu_ukraine_association_agenda_en.pdf
- European Commission (2009b): Fourth Joint EU-Ukraine Report. Implementation of the EU-Ukraine Memorandum of Understanding on Energy Cooperation during 2009, http://ec.europa.eu/energy/international/bilateral_cooperation/doc/ukraine/2009_12_04_report.pdf

- European Commission (2009c): 2009 Progress Report Übersicht, http://ec.europa.eu/energy/renewables/progress_report_2009_en.htm
- European Commission (2009d): Commission Staff Working Document. The Renewable Energy Progress Report. Accompanying document to the Communication from the Commission to the Council and the European Parliament. The Renewable Energy Progress Report. SEC (2009) 503 final. Brussels, 24.04.2009
- European Commission (2010a): External Relations. Ukraine, http://ec.europa.eu/external_relations/ukraine/index_en.htm
- European Commission (2010b): Report from the Commission to the Council and the European Parliament on sustainability requirements for the use of solid and gaseous biomass sources in electricity, heating and cooling, COM(2010) XXX final
- Europäische Kommission (2008): Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, Brüssel, den 23.1.2008, KOM(2008) 19 endgültig
- Europäische Kommission (2009a): Entscheidung der Kommission vom 30.06.2009 zur Festlegung eines Musters für nationale Aktionspläne für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG, K(2009) 5174 endgültig, Brüssel, 30.06.2009, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:182:0033:0062:DE:PDF>
- Europäische Kommission (2009b): Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG
- Europäische Kommission (2009c): Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament. Fortschrittsbericht „Erneuerbare Energien“: Bericht der Kommission gemäß Artikel 3 der Richtlinie 2001/77/EG und Artikel 4 Absatz 2 der Richtlinie 2003/30/EG sowie über die Umsetzung des EU-Aktionsplans für Biomasse (Kom(2005)628), Brüssel, den 24.4.2009, KOM (2009) 192
- Europa RAPID (2009): Europäische Kommission verabschiedet Muster für Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energien. IP/09/1055, Brüssel, den 30. Juni 2009, <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/09/1055&format=HTML&aged=0&language=DE&guiLanguage=en>
- European Parliament (2009): Energy security blueprint for the EU's future energy strategy, Press release, Energy, 21-01-2009, <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?type=IM-PRESS&reference=20090119IPR46612&language=DE>
- EU TACIS (2008): Project Twinning Fiche. Regulatory and Legal Capacity Strengthening Of Natural Gas Regulation in NERC
- Fachverband Biogas (2009): Biogas kann's. http://www.biogas-tour.de/downloads/Biogas-kanns_Broschuere.pdf
- Fachverband Biogas (2010): Eckpunkte des Erneuerbaren-Gas-Einspeisegesetzes (EGE), [http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_EGE/\\$file/EGE-Eckpunkte-09-10-28.pdf](http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_EGE/$file/EGE-Eckpunkte-09-10-28.pdf)
- Fritsche, Uwe R., Hünecke, Katja und Schmidt, Klaus (2007): Möglichkeiten einer europäischen Biogaseinspeisungsstrategie – Teil II, Institut für Energetik und Umwelt Leipzig (IE) und Öko-Institut im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90/ Die Grünen <http://www.oeko.de/include/dok/224.php?id=314&dokid=314&anzeige=det&ITitel1=&IAutor1=&ISchlagw1=&sortieren=&suchbegriff=gas&match=or&PHPSESSID=ti07hj2i90r4ct6p6dpahunv77>

- Ganesh, Ashok (Hrsg.) (2010): CEN Sector News, Heft January 2010, European Committee for Standardization
- Gärtner, Sven; Münch, Julia; Reinhard, Guido und Vogt, Regine (2008): Ökobilanzen. Studie im Rahmen des BMU-Forschungsvorhabens „Optimierung für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland“, Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH, Materialband E [http://www.ifeu.org/landwirtschaft/pdf/BMU-Biogasprojekt-2008-Materialband E.pdf](http://www.ifeu.org/landwirtschaft/pdf/BMU-Biogasprojekt-2008-Materialband-E.pdf)
- Geden, Oliver und Fischer, Severin (2008): Die Energie- und Klimapolitik der Europäischen Union. Bestandsaufnahme und Perspektiven, Asko Europa-Stiftung, Nomos
- Geletukha, Georgiy (2004): Status and Prospects of Biogas Energy Use in Ukraine, 2nd World Conference on Biomass for Energy, Industry and Climate Protection, Rome, Italy, <http://biomass.kiev.ua/Assets/files/BiogasEnUseInUkraine.pdf>
- Geletukha, Georgiy (2009): Track 1 Small Scale Projects and Programme of Activities in Ukraine, Presentation UNFCCC Technical Workshop on Joint Implementation, Kiev, 8–9 September 2009, http://ji.unfccc.int/Workshop/September_2009/geletukha.pdf
- Geletukha Georgiy; Zhelyezna, Tetyana; Zhovmir, Mykola; Konechenkov, Andriy und Matveev, Juri (2003): Ukraine: Outlook to 2050, <http://www.rea.org.ua/pdf/vis50e.pdf>
- Geletukha, Georgiy; Zhelyezna, Tetyana; Golubovska-Onisimova, Anna und Konechenkov, Andriy (2006a): Critical Analysis of Main Provisions of the Energy Strategy of Ukraine up to 2030, http://biomass.kiev.ua/Assets/files/SrstrategyAnalysis3_eng.pdf
- Geletukha, Georgiy; Zhelyezna, Teyana; Golubovska-Onisimova, Anna und Konechenkov, Andriy (2006b): Overview on Renewable Energy in Agriculture and Forestry in Ukraine, Institute for Economic Research and Policy Consulting, http://biomass.kiev.ua/Assets/files/AgPP6_en.pdf
- GFA ENVEST (2007): Biomassestrategie – Osteuropa. Entwicklung eines Strategiepapiers für das Bundesministerium für Naturschutz, Umwelt und Reaktorsicherheit. GFA ENVEST Hamburg, download: http://www.jiko-bmu.de/files/basisinformationen/application/pdf/biomasse_strategie_gfa.pdf
- Götz, Roland (2007): Ukraine and Belarus: Their Energy Dependence on Russia and their Roles as Transit Countries, in: Hamilton, Daniel and Mangott Gerhard: The New Eastern Europe: Ukraine, Belarus, Moldova, Center for Transatlantic Relations, Washington D. C. (USA)
- Götz, Roland (2008): European Energy Foreign Policy and the Relationship with Russia, in: Lesourne, Jacques (Hrsg.): The External Energy Policy of the European Union, Ifri, Paris, S.43–74
- Grebenkov, Alexandre (2007): Perspectives of JI and Green Investment Schemes in Belarus, Folienvortrag (Ministry of natural resources and environmental protection of the Republic of Belarus), Leipzig, http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Veranstaltungen/2007/10/jicdm/Perspectives_of_Green_Investment_Schemes_Belarus_Grebenkov.pdf
- Grebenkov, Alexandre and Tarasenko, Vladimir (2007): Belarus: Joint Implementation Status, Folienvortrag (Ministry of natural resources and environmental protection of the Republic of Belarus), Bonn, http://www.climate-by.com/Files/Docs/1202807004_Belarus_JI_Status.pdf
- Hardt, Folkert und Zillich, Matthias (2009): Erneuerbare Energien in der Ukraine. Potenziale und politische Rahmenbedingungen am Beispiel der Windenergie, in: Ukraine-Analysen 63 / 2009

- Herasimovich, Viachaslau (2008): Ukraininan Gas Sector Review, Center for Social and Economic Research, <http://www.case-ukraine.com.ua/u/publications/a46f365f3450121fead220ac64c972b8.pdf>
- Hinner, Stefan (2009): Financing Biomass Projects via Carbon Credits, Presentation, GreenStream Network 17th European Biomass Conference and Exhibition, http://www.eubia.org/uploads/media/Green_Stream_CDM_JI_02.pdf
- IBRD – International Bank for Reconstruction and Development; Worldbank (2009): Doing Business 2010. Reforming Through Difficult Times, <http://www.doingbusiness.org/documents/fullreport/2010/DB10-full-report.pdf>
- IEA – International Energy Agency (2007a): Statistics by Country, 2007 Energy Balance for Ukraine, http://www.iea.org/stats/balancetable.asp?COUNTRY_CODE=UA
- IEA – International Energy Agency (2007b): Statistics by Country, Electricity/Heat in Ukraine in 2007, http://www.iea.org/stats/electricitydata.asp?COUNTRY_CODE=UA
- IEA – International Energy Agency (2007c): Feed-in tariffs for renewable Energy, <http://www.iea.org/textbase/pm/?mode=re&id=4115&action=detail>
- Iisd – International Institute for Sustainable Development; Point Carbon (2008): Clean Energy Investment in the Former Soviet Union (Ukraine and Kazakhstan). The domestic context, http://www.iisd.org/pdf/2008/cei_ukraine_kazakhstan.pdf
- INFORSE – International Network for Sustainable Energy (2008): Belarus Vision for Sustainable Energy, <http://www.inforse.org/europe/pdfs/Belarus-vision.pdf>
- Inogate (o.J.): http://www.inogate.org/energy_themes/belarus
- Invest.Belarus (o.J.): Preferences for Free Economic Area Residents, <http://invest.belarus.by/en/investment/fez/benefits/>
- JISC – Joint Implementation Supervisory Committee (2009): Joint Implementation Project Design Document Form. Biogas utilization for generating of electricity and heat at the farms of Ukrainian Dairy Company Ltd.
- KFW – Entwicklungsbank (2009): Förderschwerpunkte Ukraine – Kleine Betriebe und Energieeffizienz, http://www.kfw-entwicklungsbank.de/DE_Home/Laender_Programme_und_Projekte/Europa/Ukraine/Foerderschwerpunkte.jsp
- Klessmann, Corinna (2009): The evolution of flexibility mechanisms for achieving European renewable energy targets 2020 – ex ante evaluation of the principle mechanisms, in: Energy Policy No. 37, S. 4966-4979
- Kushko, Nataliya (2009): GIS Developments in Ukraine. Presentation, Tokio, October 15, 2009, http://www.mofa.go.jp/mofaj/area/europe/v4+1/pdfs/ws_gh_0910_07.pdf
- Lehmann, Anna; Zhelyezna, Tetyana und Filonenko, Alexander (2007): Financing GHG Emission Reduction Projects in Agriculture in Ukraine. Use options for markets related to the Kyoto Protocol, Institute for Economic Research and Policy Consulting, Policy Paper No. 15, http://ierpc.org/ierpc/papers/agpp15_en.pdf
- Lehnert, Wieland und Vollprecht, Jens (2009): Neue Impluse von Europa: Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, in: ZUR – Zeitschrift für Umweltrecht (2009) Heft 6, S. 307–316,
- Lichtblick (2009): SchwarmStrom – die Energie der Zukunft, Hamburg, Pressemitteilung vom 9. September 2009, http://www.lichtblick.de/uf/090909_LichtBlick-Info_SchwarmStrom.pdf

- Lindner, Rainer (2007): Neighborhood in Flux: EU-Belarus-Russia Prospects for the European Union's Belarus Policy, in: Hamilton, Daniel and Mangott Gerhard: The New Eastern Europe: Ukraine, Belarus, Moldova, Center for Transatlantic Relations, Washington D. C. (USA)
- Lindner, Rainer (2008): Belarus gerät in Bewegung, in: SWP-Aktuell 73, Stiftung für Wissenschaft und Politik, Berlin, http://www.swp-berlin.org/common/get_document.php?asset_id=5318
- Luhmann, Jochen (2009a): FlexMechs abgeschrieben, in: Wuppertal Bulletin 2009, Jg. 12, S. 23
- Luhmann, Jochen (2009b): USA und EU setzen beim Klimaschutz auf dualen Ansatz, in: Dow Jones TradeNews Emissions, Freitag, 10. Juli 2009, Nr. 4, S. 13–16
- Maciw, Christina und Radchenko, Vitaliy (2009): Ukraine, in: Global Legal Group (2009): The International Comparative Legal Guide to Gas Regulation 2009. A practical insight to cross-border Gas Regulation work
- Matveev, Juri (2009): Opportunities & Challenges of Biomass in Ukraine. Legislation and Investment Climate. Presentation, Institute of Engineering Thermophysics of NASU, SEC Biomass, Expert Group Meeting on Next Generation Bio-fuels and Biorefineries, December 2-3, 2009 Trieste, www.ics.trieste.it/media/160485/18_metveen.pdf
- May, Hanne (2007): Projekt 2020, in Neue Energie Heft Nr. 1, S. 16–22, <http://www.neueenergie.net/index.php?id=1373>
- Mihm, Andreas (2009): Ukrainische Pipelines. Kiews letztes Einflussinstrument, in: Frankfurter Allgemeine Zeitung, 13. Februar 2010
- Ministry of Agricultural Policy of Ukraine; SenterNovem (2009): Biomass Action Plan for Ukraine, http://www.biomass.kiev.ua/pdf/BAP_EN
- Ministry of Energy (2006): Energy Strategy of Ukraine for the Period until 2030, <http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/doccatalog/list?currDir=50505>
- Mission of Ukraine to European Communities (2009): News from Ukraine. October 28, 2009, <http://www.ukraine-eu.mfa.gov.ua/eu/en/news/detail/29836.htm>
- MNRE – Ministry of Natural Resources and Environmental Protection of the Republic of Belarus (2006): National Report on Demonstrable Progress in the Implementation of the Kyoto Protocol, <http://unfccc.int/resource/docs/dpr/blr1.pdf>
- Morfis (2008): Belarus Overview, INOGATE Programme, www.inogate.org/energy_themes/belarus/copy_of...doc/download
- Müller-Langer, Franziska; Rönsch, Stefan; Weithäuser Marco; Oehmichen Katja; Scholwin, Frank; Höra, Sebastian; Scheftelowitz, Mattes und Seiffert, Michael (2009): Ökonomische und ökologische Bewertung von Erdgassubstituten aus nachwachsenden Rohstoffen. DBFZ-Deutsches Biomasseforschungszentrum, Leipzig, http://www.fnr-server.de/ftp/pdf/literatur/pdf_387-3320002_dbfz_endbericht_biomethan_nawaro_2009.pdf
- NEFCO – Nordic Environmental Finance Corporation (2008): Newsletter June 2008 http://www.nefco.org/files/NEFCO_JUNE2008SCREEN.pdf
- NEIA– National Environmental Investment Agency of Ukraine (2009): Ukraine's Activities under the UNFCCC and KP
- NOVOSTI – Russische Informations- und Nachrichtenagentur (2009): Russland will bei Modernisierung von Gastransportnetz in der Ukraine mitmachen, 20.11. 2009, <http://de.rian.ru/business/20091120/124064467.html>

- OECD; IEA (2006): Ukraine Energy Policy Review 2006,
http://www.iea.org/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=1819
- OECD; IEA (2008): Natural Gas Market Review 2008. Optimising investments and ensuring security in a high-priced environment,
http://www.iea.org/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=2048
- Opitz, Petra (2006): Strom aus erneuerbaren Energien, Stiefkind osteuropäischer Energiestrategien, in: Osteuropa 56 (4), S. 187–198
- Österreichisches JI/CDM-Programm (2008), <http://www.ji-cdm-austria.at/de/portal/>
- Pirani, Simon (2007): Ukraine's Gas Sector, Oxford Institute for Energy Studies,
<http://www.oxfordenergy.org/pdfs/NG21.pdf>
- Ringel, Christina und Bitsch, Christian (2009): Die Neuordnung des Rechts der Erneuerbaren Energien in Europa, in: Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht (NZwZ) (2009) Heft 13, S. 807–811
- Pure Energy Intelligence (2009): Synergies between biogas and bioethanol IV Congress "Fuel Bioethanol-2009" Moscow, 15–16 April 2009,
<http://www.kaletnik.com.ua/upload/File/Bioetanol/Pure%20Energy.pdf>
- Rakova, Elena und Pavel, Ferdinand (2004): Gas Sector Restructuring in Belarus: Necessity and Directions, in: GET (German Economic Team in Belarus) und IPM Research Center, Policy Paper PP/15/04, Minsk, <http://research.by/pdf/pp2004e15.pdf>
- Rapkay, Bernhard (2010): Der Lissabon-Vertrag und seine Neuerungen insbesondere für die Energiepolitik, VIK Mitteilungen Ausgabe 1-2010, S. 13/14,
http://spdnet.sozi.info/nrw/dortmund/brapkay/dl/Lissabon_Vertrag_und_Energiepoliti_VIK_Mitteilungen.pdf
- Salans Kyiv International Law Firm (2009) Tax Newsletter May 2009,
<http://www.salans.com/en-gb/Expertise/Sectors/~~/media/Assets/Salans/Publications/2009/20090707-Salans-Kyiv-Tax-Newsletter-July%202009.ashx>
- Schafhausen, Franz-Josef (2007): Perspectives of Green Investment Schemes, Präsentation auf dem JI/CDM Projekt Presentation and Investors Forum in Leipzig 14–16 October 2007,
<http://www.resourcesaver.com/file/toolmanager/CustomO105C399F95036.pdf>
- Scholwin, Frank (2007): Biogasaufbereitung auf Erdgasqualität und Einspeisung in Erdgasnetze, Institut für Energetik und Umwelt, Leipzig, <https://www.auf.uni-rostock.de/uiw/asw/Dialog/Vortr%C3%A4ge%2010/Scholwin.pdf>
- SEC Biomass – Scientific Engineering Centre Biomass (2003): Projects,
<http://biomass.kiev.ua/index.php?page=projects&project=elenove&lang=en>
- Sokolowski, Alexander (2008): Biologische Kilowatt leuchten real, in: Belarus (Zeitschrift für Sie – Politik, Wirtschaft, Kultur) 3/2008, http://www.belarus-magazine.by/de.php?subaction=showfull&id=1204538837&archive=1224569487&start_from=&ucat=5&
- SRU – Sachverständigenrat für Umweltfragen (2007): Klimaschutz durch Biomasse, Sondergutachten, http://www.umweltrat.de/cln_104/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2007_SG_Biomasse_Buch.html
- Stavčuk, Iryna (2008): Ukraine: Doppelter Klimawandel. Treibhausgase senken, Wissen vermehren, in: Osteuropa 58 (4/5), S. 237–250
- Sterner, Michael, Schmid, Jürgen und Wickert, Moritz (2008): Effizienzgewinn durch erneuerbare Energien, BWK Bd. 60 (2008) Nr. 6, S. 48-54

- Strubenhoff, Heinz (2009): Perspektiven der Biomassenutzung in der Ukraine. Zeit für Investitionen?, in: Newsletter der deutschen Beratergruppe bei der ukrainischen Regierung. Ausgabe 14, Oktober 2009, <http://www.laender-analysen.de/ukraine/pdf/UkraineAnalysen63.pdf>
- Swedish Trade Council und Swedish Energy Agency (2009): Project Plan for the Swedish-Ukrainian Energy Efficiency Business Initiative 2009, http://www.swedishtrade.se/AvanEvents/b63c4198-55ab-4101-917b-3741ee292877/Projektplan%20Swedish%20Ukrainian%20Energy%20Efficiency%20Initiative%202009%20_SUEEBI_%20INFO.pdf
- Tagesschau (2009) : Sanierung des ukrainischen Gasnetzes. Putin droht der Europäischen Union, <http://www.tagesschau.de/wirtschaft/putin210.html>, 23. März 2009
- Telke, Jürgen (2010): Emissionszertifikatspflichten für Kraftwerke – Wie geht es weiter nach der Kopenhagen-Konferenz?, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 03/2010, S. 89–92
- Thrän, Daniela; Seiffert, Michael; Müller-Langer, Franziska; Plättner, Andreas und Vogel, Alexander (2007): Möglichkeiten einer europäischen Biogaseinspeisungsstrategie – Teil I, Institut für Energetik und Umwelt, download: http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/IE-Leipzig_EU-Biogasstrategie_jan07.pdf
- Tondeur, Julie (2009): European Biogas Strategies. Presentation 26/11/2009. European Commission. DG for Energy and Transport. Energy Technologies & Research Coordination.
- Topagrar (2009): Minsk will Biogaseinsatz ausbauen. http://www.topagrar.com/index.php?option=com_content&task=view&id=11472&Itemid=397, Münster 29. Mai 2009
- Türk, Andreas; Scharmina, Maria; Feiler, József und Quiao, Liming (2008): Green Investment Schemes. Maximizing their benefit for Climate and Society, Central European University / Joanneum Research, http://3csep.ceu.hu/sites/default/files/field_attachment/project/node-3349/gisfullreport.pdf
- UBA – Umweltbundesamt (2008a): Handbuch für JI-Projekte mit Deutschland als Investorstaat. Leitfaden für Antragsteller. Version 1.2, http://www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/DE/JI_CDM/JI-CDM_JI_Manual_investor_deutsch,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/JI-CDM_JI_Manual_investor_deutsch.pdf
- UBA – Umweltbundesamt (2008b): Handbuch für JI-Projekte mit Deutschland als Gastgeberland (JI-Inland) – Leitfaden für Antragsteller, http://www.dehst.de/SharedDocs/Downloads/DE/JI_CDM/JI-CDM_JI_Manual_Inland_deutsch,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/JI-CDM_JI_Manual_Inland_deutsch.pdf
- Ukraine Nachrichten (2009): Werchowna Rada beschloss Förderung von Biokraftstoffen, 22.05.2009 <http://www.ukraine-nachrichten.de/artikel/werchowna-rada-beschloss-foerderung-von-biotreibstoffen>
- ULQS – Ukrainian laboratory of quality and safety of AIC products (2009): “Ukrainian dairy company” – the first company in the country that received a license to sell electricity on a green tariff, <http://www.quality.ua/en/newssq/show/18>
- UNEP RISØ Centre (2010): JI Pipeline spreadsheet, <http://cdmpipeline.org/ji-projects.htm#1>
- UNFCCC (2009): JI. Ukraine, http://ji.unfccc.int/JI_Parties/DB/E60JWRL8OP3UCSQ2FVQZX7TT3CL1PV/viewDFP

- Urban, Wolfgang; Lohmann, Heiko und Girod, Kai (2009): Abschlussbericht für das BMBF-Verbundprojekt „Biogaseinspeisung“, Band 4: Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007–2008, <http://www.biogaseinspeisung.de/publikationen/umsicht/>
- Vetter, Arnim und Arnold, Karin (2010): Klima- und Umwelteffekte von Biomethan: Anlagentechnik und Substratauswahl. Wuppertal Institut
- Weltbank (o.J.): Questions and Answers: Green Investment Schemes, http://siteresources.worldbank.org/BELARUSEXTN/Resources/Q&A_GIS.pdf
- Werenfels, Isabelle und Westphal, Kirsten (2010): Solarstrom aus Nordafrika. SWP-Studie, S3 Februar 2010, http://www.swp-berlin.org/common/get_document.php?asset_id=6824
- Westphal, Kirsten (2009): Russisches Erdgas, ukrainische Röhren, europäische Versorgungssicherheit. Lehren und Konsequenzen aus dem Gasstreit 2009, SWP-Studie, http://www.swp-berlin.org/common/get_document.php?asset_id=6144
- Worldbank (2009): Status of Projects in Execution –FY09 (SOPE). Europe and Central Asia Region. Country: Ukraine, <http://siteresources.worldbank.org/EXTSOPE/Resources/5929620-1254491038321/6460830-1254491059045/Ukraine.pdf>
- Worldbank (2006): Belarus: Addressing Challenges facing the Energy Sector, http://siteresources.worldbank.org/BELARUSEXTN/Resources/BelarusEnergyReview_July2006-full.pdf
- Zachmann, Georg (2009): Energieverbrauch in der Ukraine: Weniger ist mehr, in: Ukraine Analysen 63/2009, <http://www.laender-analysen.de/ukraine/pdf/UkraineAnalysen63.pdf>
- Zachmann, Georg und Giucci Ricardo (2009): Eastern Partnership: Prospects for Intensifying the Belarus -EU Relations in the Energy Sector?, GET (German Economic Team in Belarus) / IPM Research Center, Policy Paper [PP/08/2009], Berlin/Minsk, <http://research.by/pdf/pp2009e08.pdf>
- Zachmann, Georg und Kirchner, Robert (2009): Naftogaz: Volkswirtschaftliche Notwendigkeit einer schwierigen Reform, in: Newsletter der deutschen Beratergruppe bei der ukrainischen Regierung. Ausgabe 16, Dezember 2009, http://www.beratergruppe-ukraine.de/download/Newsletter/2009/Newsletter_16_2009%20Deutsche%20Beratergruppe.pdf?PHPSESSID=d9488cbe1e252cda1eafb9ea3dfa954e
- Zhelyesna, Tetyana und Geletukha, Georgiy (2009): Recent Developments in Bioenergy, Summary of Presentation presented by the International 4Biomass Conference on 02 September 2009 in Budapest, http://biom.cz/upload/528c3d777eee30d6814b2d604c73e0c2/Ukraine_presentation.pdf
- Zorg Biogas (2009a): Company news. “Babyn Sugar” is to build gigantic biogas energy park, http://zorg-biogas.com/company/corporate-news/article_12_38-6_10
- Zorg Biogas (2009b): Company news. Voznesensk, Mykolaivsky Region (Ukraine) will Use Biogas Manufactured From the Local Storage of Gras, http://zorg-biogas.com/company/corporate-news/article_13_12-30_10

Interviews / Beantwortung von Fragenkatalogen:

anonym (2010): persönliches Gespräch, vertraulich

Fischer, Severin (2009): IEP – Institut für Europäische Politik e.V., Berlin: Fragenkatalog beantwortet per Email am 16. November 2009

Georgescu, Adina (2009): European Commission, DG Energy and Transport, Regulatory Policy and Promotion of Renewable Energy, Brüssel: Fragenkatalog beantwortet per Email am 4. Dezember und 18. Dezember 2009

Hinrichs-Rahlwes, Rainer (2010): BEE – Bundesverband Erneuerbarer Energien e.V., Berlin: Fragenkatalog beantwortet per Email am 10. Januar 2010

Howes, Tom (2010): European Commission, DG Energy and Transport, Unit D1 – Renewable Energy Policy, Brüssel: Fragenkatalog beantwortet per Email am 1. Februar 2010

Klingemann, Andreas (2010): Referent von Dirk Becker, MdB, Interview am 25. Februar 2010 in Berlin

Merkel, Thorsten (2010): Pure Energy Intelligence, London: Interview am 19. Januar 2010 in Berlin

Olzem, Bastian (2010): Politischer Pressesprecher Fachverband Biogas, Interview am 10. März 2010 in Berlin

Rzhanov, Denis (2009): Global Carbon, Kiew: Fragenkataloges beantwortet per Email am 4. Dezember 2009

Stanev, Andrej (2009): Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Gülzow, Telefoninterview am 18. Dezember 2009

Swoboda, Torsten (2009): DBFZ – Deutsches Biomasse Forschungszentrum, Leipzig: Telefoninterview am 18. Dezember 2009

Thrän, Daniela (2009): DBFZ – Deutsches Biomasseforschungszentrum, Leipzig: Interview am 10. November 2009 in Berlin

Zachmann, Georg (2009): Berlin Economics, Berlin: Interview am 16. Dezember 2009 in Berlin