

Nachhaltige Europäische Biomethanstrategie

Endbericht

Juni 2012



*FKZ-Nr. für das Projekt Nachhaltige
Europäische Biomethanstrategie: 03KB024 A - D*

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit



DIE BMU
KLIMASCHUTZ-
INITIATIVE



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



VORWORT

Das Bioenergieaufkommen aus heimischen Quellen in Deutschland bzw. der EU wird wahrscheinlich nicht ausreichen, um die gesetzten Bioenergieziele nach 2020 zu erreichen. Unter bestimmten Rahmenbedingungen kann der Import von biogenen Kraftstoffen bei der Umsetzung dieser Ziele helfen. In der Russischen Föderation, der Ukraine und Belarus gibt es erhebliche Biomassepotenziale. Deren nachhaltige Erschließung bietet die Möglichkeit, Biomethan zu produzieren und als Erdgassubstitut über die existierende Infrastruktur nach Westeuropa zu transportieren. Das Projektteam hat die Entwicklung einer nachhaltigen Biomethanwirtschaft in der Russischen Föderation, der Ukraine und Belarus betrachtet und eine kurzfristige sowie mittelfristige Biomethanstrategie (bis 2030) entworfen.

Im Mittelpunkt der Untersuchung stand die Berechnung der technischen Potenziale zur Bereitstellung von Biomethan (auf Basis des technischen Biomassepotenzials) in den Ländern Russische Föderation (Europäische Teil), Ukraine und Belarus.

Diese Projektarbeit entstand in einer Zeit, in der sich die Bioenergie Rahmenbedingungen in allen drei untersuchten Osteuropäischen Ländern ganz unterschiedlich entwickelten. Um den nationalen Herausforderungen und internationalen Anforderungen einer nachhaltigen Biomethanwirtschaft und dem innereuropäischen Handel gerecht zu werden, wurden energie- und klimapolitische, technische, ökonomische und ökologischen Aspekte sowie die rechtlichen und marktrelevanten Rahmenbedingungen in diesen Ländern für die Bereitstellung, Einspeisung und Distribution von Biomethan analysiert.

Große Bedeutung in der Projektarbeit wurde der anschließenden Ableitung von Schlussfolgerungen für eine nachhaltige europäische Biomethanstrategie beigemessen. Damit können aus der vorliegenden Arbeit Einschätzungen über Art und Umfang der Einbindung einer solchen Biomethanversorgungsoption sowie zu möglichen Varianten und Potenziale einer europäischen Biomethaneinspeisungsstrategie entnommen werden. Die einzelnen Projektergebnisse wurden während drei regionaler Konferenzen und anschließenden Workshops mit relevanten energie- und klimapolitischen Akteuren diskutiert sowie revidiert. Dadurch wurde sichergestellt, dass sich regionale Akteure angemessen in den Strategieentwicklungsprozess einbringen konnten. Allen Teilnehmer gebührt somit unser Dank!

Ebenso danke ich ausdrücklich allen Projektpartnerinnen und Projektpartner für die hervorragende Zusammenarbeit und ihren fachlichen Einsatz im Projekt.

Das Verbundprojekt ist im Rahmen des BMU-Förderprogramms „Energetische Biomasse-nutzung“ durchgeführt worden.

Leipzig, Wuppertal, Halle, Tharand, Juni 2012

Elena H. Angelova

Zuwendungsgeber:

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)

Referat KI III 2 – Solarenergie, Biomasse, Geothermie, Markteiführungsprogramme für Erneuerbare Energien
Stresemannstraße 128 – 130
10117 Berlin

Projekträger Jülich
Forschungszentrum Jülich GmbH
Zimmerstraße 26-27
10969 Berlin

Projektkoordinator:

**Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH (DBFZ)**

Dr.rer.nat. Elena H. Angelova (Projektleiterin)
Dipl. –Volksw./ Dipl.- Betriebsw. (BA) Marcus Trommler
Dipl.-Wi.-Ing. (FH) Martin Zeymer
Dipl.-Ing. Katja Oehmichen
Dipl.-Umweltwiss. Jaqueline Daniel-Gromke
Dr. Walter Stinner
Dr.-Ing. Stefan Rönsch
Dipl.-Agrarwiss. Elke Christ

Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
Internet: www.dbfz.de
E-Mail: elena.angelova@dbfz.de

Projektpartner:

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH (WI)

Dipl.-Ing. Karin Arnold
Dipl. -Oec. Magdolna Prantner
Dr. Johannes Venjakob
Dr. Sylvia Borbonus

Döppersberg Straße 19
42103 Wuppertal
Internet: www.wupperinst.org
E-Mail: karin.arnold@wupperinst.org

**Leibniz Institut für Agrarentwicklung in Mittel- und Osteuropa
(IAMO)**

Dipl.-Georg. Florian Schierhorn
Dr. Daniel Müller
Konstantin Hahlbrock
Prof. Alfons Balmann

Theodor-Lieser Straße 2
06120 Halle
Internet: www.iamo.de
E-Mail: schierhorn@iamo.de

**Technische Universität Dresden, Professur für Forst- und
Holzwirtschaft in Osteuropa (TUD)**

Dipl.-Ökonom Anton Orlov
Prof. Dr.-Ing. habil. Werner Große

Piener Straße 19
01737 Tharandt
Internet: www.forst.tu-dresden.de
E-Mail: grosse@forst.tu-dresden.de

Projektlaufzeit: 01.09.2009 - 31.12.2011

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Inhalt

Teil I

ENERGIE- UND KLIMAPOLITISCHE RAHMENBEDINGUNGEN EINER NACHHALTIGEN BIOMETHANSTRATEGIE 12

Teil II

TECHNISCHE UND ÖKONOMISCHE ANALYSE DER BIOMETHANBEREITSTELLUNG AUS BIOMASSE 75

Teil III

TECHNISCHE ACKERFLÄCHENPOTENZIALE IM EUROPÄISCHEN RUSSLAND, IN DER UKRAINE UND BELARUS (RUB)..... 118

Teil IV

FORSTLICHE HOLZPOTENZIALE IM EUROPÄISCHEN RUSSLAND, IN DER UKRAINE UND BELARUS 146

Teil V

GESAMTWIRTSCHAFTLICHE ASPEKTE DER BIOMETHANBEREITSTELLUNG.181

Teil VI

ÖKOLOGISCHE ASPEKTE DER BEREITSTELLUNG UND DISTRIBUTION VON BIOMETHAN 217

Teil VII

GASWIRTSCHAFTLICHE ANALYSE 243

Teil VIII

NACHHALTIGE EUROPÄISCHE BIOMETHANSTRATEGIE 276

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erklärung
AAU	Assigned-Amount-Units
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
AIE	Accredited Independent Entities
AP	Arbeitspaket
b	Lernexponent
Bcm	Billion Cubic Meters
BGAA	Biogasaufbereitungsanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
Bio-SNG	„Synthetic Natural Gas“ aus Biomasse
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMU	Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
bspw.	Beispielsweise
BSTU	Belorussische Staatliche Technologische Universität
BtL	Biomass-to-Liquid
BWL	Brennstoffwärmeleistung
BY	Belarus
CDM	Clean Development Mechanism
CIS-Staaten	Gemeinschaft Unabhängiger Staaten
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CPI	Consumer Price Index, Verbraucherpreisindex
ct	Euro-Cent
DIN	Deutsches Institut für Normung
DIN	Deutsche Industrienorm
dt	Dezitonne
EBRD	Europäische Bank für Wiederaufbau und Entwicklung
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EE-RL	Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz
el	Elektrisch
ENP	Europäische Nachbarschaftspolitik
EU	Europäische Union
EU-27	27 Mitgliedstaaten der Europäischen Union
FICFB	Fast Internal Circulating Fluidised Bed
FM	Frischmasse

FWL	Feuerungswärmeleistung
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GDP	Gross Domestic Product, Bruttoinlandsprodukt
ges	Gesamt
GIS	Green Investment Schemes
GIS	Geografisches Informationssystem
GJ	Gigajoule
GUS	Gemeinschaft Unabhängiger Staaten
ha	Hektar
HBA	Hauptbaumarten
HS	Hackschnitzel
Hs	Brennwert
HTC	Hydro Thermal Coefficient
IEA	International Energy Agency
IEE	Intelligent Energy Europe
IMF	Internationaler Währungsfonds
I_0	Investitionssumme
ISO	Internationale Organisation für Normung
JI	Joint Implementation
K	Kalium
k	Spezifische Investitionssumme
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
l	Liter
LNG	Liquefied Natural Gas, Flüssigerdgas
MA	Mitarbeiter
Mcm	Millionen Cubic Meters
Mio.	Millionen
MOL	Ungarischer Mineralölkonzern
MoU	Memorandum of Understanding on cooperation in the field of energy between the European Union and Ukraine
Mrd.	Milliarden
MW	Megawatt
MwSt.	Mehrwertsteuer
MSR	Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik
N	Stickstoff

NAP	Nationaler Allokationsplan
NawaRos	Nachwachsende Rohstoffe
NCER	Behörde für Elektrizitätsregelung in der Ukraine
NEDO	japanische Energieagentur
NEIA	Ukrainian National Environmental Investment Agency
NERC	Ukrainian National Electricity Regulatory Commission
NG	Natural Gas
NGO	Non-Governmental Organization
Nm ³	Normkubikmeter
OMV	Österreichischer Erdöl- und Gaskonzern
ORC	Organic Rankine Cycle
OSZE	Organisation für Sicherheit und Zusammenarbeit in Europa
oTS	Organische Trockensubstanz
P	Phosphor
P _{Biomasse}	Feuerungswärmeleistung der Biomasse
P _{el}	Elektrische Leistung
PKW	Personenkraftwagen
PI	Polen
P _{th}	Thermische Leistung
RbDPeN	Realisierbare Dendromasse Potenziale für energetische Nutzung
RDPeN	Realisierte Dendromasse Potenziale für energetische Nutzung
RME	Rapsölmethylester
RP	„progress ratio“ (Fortschrittsfaktor)
RPeNBr_2007	Realisierte Potenziale für eine energetische Nutzung von Brennholz (2007)
RPeNlr_2007	Realisierte Potenziale für eine energetische Nutzung von Industrierestholz (2007)
RPeNWd_2007	Realisierte Potenziale für eine energetische Nutzung von Waldrestholz (2007)
Ru	Rumänien
RUB	Russischer Rubel
RUB	Russland – Ukraine – Belarus
rudea	Russisch-Deutsche Energie Agentur
RWE	Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG
SNG	Synthetic Natural Gas
t	Tonne
Tcm	Thousand Cubic Meters
TDPeN	Technische Dendromasse Potenziale für energetische Nutzung
TEN-E	Trans-European energy networks
th	thermisch
THG	Treibhausgas

TM	Trockenmasse
TPeNBr_2007	Technische Potenziale für eine energetische Nutzung von Brennholz im Jahre (2007)
TPeNlr_2007	Technische Potenziale für eine energetische Nutzung von Industrierestholz (2007)
TPeNWd_2007	Technische Potenziale für eine energetische Nutzung von Waldrestholz (2007)
TS	Trockensubstanz
UA	Ukraine
UAH	Ukrainisches Hryvnia
UGSS	Unified Gas Supply System
UNDP	United Nations Development Programme
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
USA	United States of America
USD	United States Dollar
VDI	Verein Deutscher Ingenieure e.V.
VNIPIElesprom	Allunionsinstitut für Forschung und Entwicklung, Betriebsverwaltung und Informationen zur Forst- und Holz verarbeitenden Industrie sowie zur Zellstoff- und Papierindustrie
WEO	World Energy Outlook
X	Kumulierte installierte Leistung

Einführung

In Europa stieg in den vergangenen Jahrzehnten die Bedeutung von Bioenergie stark an. Das Bioenergieaufkommen aus heimischen Quellen in der EU wird wahrscheinlich nicht ausreichen, um die gesetzten Bioenergieziele nach 2020 zu erreichen. Die EU schrieb erstmals mit der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (2009/28/EG) den Mitgliedsstaaten verbindliche Ausbauziele - auch für den Bereich Bioenergie - vor. Unter bestimmten Rahmenbedingungen gilt auch der Import von biogenen Kraftstoffen als ein mögliches Instrument zum Erreichen der Bioenergieziele. Belarus, die Russische Föderation und die Ukraine sind Länder mit einem großen Potenzial an energetisch nutzbarer Biomasse, welches zur Gewinnung von Biogas und Biomethan genutzt werden könnte. Die nachhaltige Erschließung der Potenziale in den drei Ländern bietet die Möglichkeit, Biomethan zu produzieren und als Erdgassubstitut über die existierende Infrastruktur nach Westeuropa zu transportieren. Deutschland könnte das Gas aufgrund seiner Anbindung an das osteuropäische Gasnetz direkt importieren oder aber indirekt über die flexiblen Mechanismen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Art. 6-11 EE-RL) von der Biomethanerzeugung in Osteuropa profitieren. Deutschland strebt an, bis 2020 6 Prozent und bis 2030 10 Prozent seines Erdgasbedarfs über Biomethan zu decken (Biomasseaktionsplan) beziehungsweise 6 Mrd. m³ Biomethan bis 2020 und 10 Mrd. m³ Biomethan bis 2030 in das Netz einzuspeisen (GasNZV 2010). Bisher trifft der Biomasseaktionsplan zu möglichen Importen lediglich qualitative Aussagen. Mit der Anpassung der Gasnetz-zugangsverordnung (GasNZV 2010), der Gasnetzergiebverordnung (GasNEV 2010) und der Anreizregulierungsverordnung (ARegV 2011) wurden aber bereits die rechtlichen Rahmenbedingungen für einen Import geschaffen.

Ob Westeuropa in Zukunft Biomethan aus Osteuropa importieren kann, hängt ganz entscheidend von den energiepolitischen Zielen und rechtlichen Rahmenbedingungen in den Herkunftsländern ab. Aktuell ist der Bioenergiesektor in allen drei Ländern allerdings noch sehr schwach entwickelt. Es gibt zwar erste Biogasanlagen aber bisher noch keine Biomethananlagen. Auch die noch fehlenden politischen Rahmenbedingungen zur Unterstützung des Sektors stehen einem zügigen Ausbau entgegen.

Vor diesem Hintergrund war es das Ziel dieses Projektes, die nutzbaren technischen Biomassepotenziale zur Bereitstellung von Biomethan (auf Basis des technischen Biomassepotenzials) zu analysieren. Dabei wurden die energie- und klimapolitischen, technischen, ökonomischen und ökologischen Aspekte sowie rechtliche und marktrelevante Rahmenbedingungen für die Bereitstellung, Einspeisung und Distribution von Biomethan in den Ländern Russische Föderation (europäischer Teil), Ukraine und Belarus berücksichtigt und bewertet. Um den dynamischen politischen und sozialen Veränderungen sowie dem ökonomischen Fortschritt in der Region Rechnung zu tragen, hat das Projekt eine kurzfristige sowie eine mittelfristige (bis 2030) Strategie für die nachhaltige Erschließung und Nutzung der vorhandenen Biomassepotenziale erarbeitet.

Die Kooperationspartner Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, Leibniz Institut für Agrarentwicklung in Mittel- und Osteuropa und Technische Universität Dresden, Professur für Forst- und

Holzwirtschaft in Osteuropa haben sich in dem Projekt folgenden konkret Schwerpunkten gewidmet:

- Analyse der energie- und klimapolitischen sowie der rechtlichen und marktrelevanten Rahmenbedingungen für die Bereitstellung, Einspeisung und Distribution von Biomethan in den Zielländern (Teil I)
- Bestimmung der technischen, ökonomischen und ökologischen Aspekte für die Bereitstellung, Einspeisung und Distribution von Biomethan in den drei Länder (Teil II)
- Ermittlung der technischen Biomassepotenziale unterschieden nach den technischen Ackerflächenpotenzialen sowie den forstlichen Holzpotenzialen im europäischen Teil Russlands, in der Ukraine und Belarus (Teil III und IV)
- Gesamtwirtschaftliche Aspekte der Biomethanbereitstellung mittels der Wertschöpfung und Beschäftigungseffekte durch Biomethan (Teil V)
- Bestimmung der ökologischen Aspekte der Bereitstellung und Distribution von Biomethan (Teil VI)
- Analyse der gaswirtschaftlichen Möglichkeiten des Biomethantransports und seiner Nutzung (Teil VII) und
- Entwicklung einer gemeinsamen europäischen Biomethanstrategie (Teil VIII)

**Teil I: ENERGIE- UND KLIMAPOLITISCHE RAHMEN-
BEDINGUNGEN EINER NACHHALTIGEN BIOMETHANSTRATEGIE**

Magdolna Prantner, Karin Arnold, Johannes Venjakob

Inhalt

Einführung	15
1 Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG	15
1.1 Den Rechtsrahmen stärken und erweitern	15
1.2 Wesentliche Inhalte der Richtlinie	16
1.3 Relevanz der Richtlinie in Bezug auf Biomethanimporte	19
1.4 Zwischenfazit EE-RL.....	22
2 Energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen in Deutschland	23
2.1 Biomasseaktionsplan	24
2.2 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2009 und Novelle 2012	25
2.3 Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG).....	26
2.4 Gasnetzverordnungen mit Relevanz für den Import von Biomethan.....	26
3 Energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen in Belarus	27
3.1 Einführung	27
3.2 Energiepolitik in Belarus.....	28
3.2.1 Außenpolitische Positionen	28
3.2.2 Entscheidungsträger der belarussischen Energiepolitik.....	29
3.2.3 Energiepolitische Ziele und Strategien	29
3.2.4 Maßnahmen zu Energieeffizienz und Energiesicherheit	33
3.2.5 Akteure am belarussischen Energiemarkt	33
3.3 Klimapolitik.....	33
3.3.1 Kyoto-Protokoll.....	33
3.3.2 Green Investment Schemes	35
3.4 Erneuerbare Energien.....	35
3.4.1 Erneuerbare-Energien-Politik	36
3.4.2 Möglichkeiten der Biomethanherstellung in der Landwirtschaft und Forstwirtschaft.....	37
3.5 Marktwirtschaftliche Faktoren für Biomethan.....	37
3.5.1 Allgemeine Wirtschaftsbedingungen für ausländischen Investoren.....	37
3.5.2 Golden-share-Gesetz	38
3.5.3 Ausgewiesene Sonderwirtschaftszonen	38
3.5.4 Ländliche Regionen und Kleinstädte	39
3.6 Zwischenfazit für Belarus	39
4 Energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen in der Ukraine.....	41
4.1 Einführung	41
4.2 Energiepolitik der Ukraine	41
4.2.1 Energiepolitische Problemlage und energiepolitische Ziele	41
4.2.2 Energiekooperation mit der EU.....	42
4.3 Erneuerbare Energien.....	43
4.3.1 Erneuerbare-Energien-Politik und Ziele	43
4.3.2 Einspeisevergütung für Strom aus biogenen Quellen	43
4.3.3 Steuerbefreiung von erneuerbaren Energien Anlagen.....	47

4.4	Eigentumsrechte von Ackerflächen und Wäldern	48
4.5	Klimapolitik der Ukraine	48
4.5.1	Klimapolitik und klimapolitische Ziele.....	48
4.5.2	Rechtliche Rahmenbedingungen für JI- und GIS-Projekte in der Ukraine.....	49
4.5.3	Green Investment Schemes in der Ukraine	49
4.6	Strommarkt in der Ukraine	51
4.6.1	Energieeffizienz.....	51
4.6.2	Akteure am Strommarkt.....	51
4.6.3	Strompreise.....	52
4.7	Wirtschaftsklima und finanzielle Rahmenbedingungen.....	52
4.7.1	Zusätzliche internationale Finanzierungsmöglichkeiten für Biogasanlagen...	52
4.8	Zwischenfazit Ukraine	53
5	Energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen in Russland	55
5.1	Einführung	55
5.2	Erneuerbare Energiequellen in der russischen Energiestrategie	56
5.2.1	Erster Meilenstein: Russische Energiestrategie bis 2020	56
5.2.2	Die überarbeitete Energiestrategie bis 2030.....	57
5.3	Erneuerbare-Energien-Politik in Russland.....	58
5.4	Anreize für energetische Biomassenutzung in der russischen Agrarpolitik - politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien	60
5.5	Klimapolitik in Russland	61
5.5.1	Die russische Rolle in der internationalen Klimapolitik.....	61
5.5.2	Nationale Klimapolitik in Russland.....	61
5.5.3	Joint Implementation und Green Investment Schemes in Russland	62
5.6	Zwischenfazit Russland	63
6	Fazit.....	64
	Literaturverzeichnis	67
	Abbildungsverzeichnis	74
	Tabellenverzeichnis	74

Einführung

Die vorliegende Studie hat zum Ziel, zur Entwicklung einer nachhaltigen europäischen Biomethanstrategie beizutragen. Durch eine solche Strategie kann ein potenziell signifikanter Beitrag zu wichtigen energie- und klimapolitischen Zielen Deutschlands und der EU geleistet werden. In diesem Zusammenhang ist die Einbettung der Strategie in die bestehende energiepolitische und strategische Planung eine wichtige Voraussetzung. Deswegen ist es erforderlich, die bereits bestehenden strategischen Ansätze in diesem Bereich in Hinblick auf ihre Ansprüche bzw. ihre Kompatibilität mit einer Biomethanstrategie zu analysieren.

Im ersten Teil des Teil I werden die klima- und energiepolitischen Ziele in Deutschland analysiert, die einen möglichen Biomethanimport beeinflussen können. Es 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 zukünftigen Entwicklung auswirken könnte und welche Gesetze und Verordnungen konkret den Bedarf an Biomethan in Deutschland beeinflussen.

Danach erfolgt eine Analyse der aktuellen Zielsetzungen in der Russischen Föderation, der Ukraine und Belarus. Die energie- und klimapolitischen sowie die rechtlichen Randbedingungen werden insoweit erläutert und analysiert, wie sie für die einzelnen Stufen der Biomethanherstellung von Bedeutung sind. Dabei wird die aktuelle Situation mit Stand von Juni 2011 betrachtet. Diese Analyse erlaubt eine Einschätzung, welche variablen Rahmenbedingungen in Zukunft angepasst werden müssen, damit ein Biomethanexport aus den drei genannten Ländern nach Westeuropa, z.B. Deutschland, möglich wird. Sie kann somit als Grundlage für die Entwicklung einer nachhaltigen europäischen Biomethanstrategie dienen.

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

1.1 Den Rechtsrahmen stärken und erweitern

Vor dem Hintergrund der klima- und energiepolitischen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts 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 (EE-RL). Die bis dahin bestehenden Richtlinien zu erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung und zu Biokraftstoffen wurden 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. Diese zeigten, dass die erzielten Fortschritte uneinheitlich waren und die EU ihre für 2010 gesetzten Ziele voraussichtlich verfehlen würde. (European Commission 2009c). Die Unverbindlichkeit der bisherigen Ziele wird für den nur schleppenden Ausbau regenerativer Energien in vielen Mitgliedstaaten als eine Ursache angeführt (Geden/ Fischer 2008). Unverbindlich sind daher in der neuen EE-RL nur noch die Zwischenziele. 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 bis dahin keine europarechtlichen Vorgaben existierten.

1.2 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, wurde das übergeordnete europäische Ziel, 20% des Bruttoendenergieverbrauchs der Gemeinschaft bis 2020 durch erneuerbare Energien zu decken, auf verbindliche nationale Ziele aufgeteilt und ein Mindestanteil von 10 % regenerativer Energie im Verkehrssektor für alle Mitgliedstaaten festgelegt. Die nationalen Ziele sind nach dem sogenannten Prinzip des „effort sharing“ gesetzt worden. Dieses sieht zwar eine pauschale Erhöhung des EE-Anteils für alle Mitgliedstaaten vor, stuft diese Erhöhung dann aber nach den nationalen Bruttoinlandsprodukt und trägt damit der Ausgangslage im jeweiligen Mitgliedsland Rechnung. Dementsprechend schwanken die nationalen Zielwerte für den Ausbau zwischen 10 % für Malta und 49 % für Schweden. Deutschland liegt mit einem Ziel von 18 % im Mittelfeld. Darüber hinaus gibt die Richtlinie vor, auf welchen Zielpfaden die nationalen Ausbauwerte erreicht werden sollen. Für jedes Land lassen sich nach einer festgelegten Formel Etappenziele in Zwei-Jahres-Schritten errechnen, die nicht unterschritten werden dürfen.

Die Richtlinie lässt offen, auf welche Weise die nationalen Gesamtziele erreicht werden sollen. Bis auf den Mindestanteil von 10 % erneuerbarer Energien im Verkehrsbereich können die Zielbeiträge der einzelnen Sektoren frei gewählt werden, solange das nationale Gesamtziel erreicht wird.

Darüber hinaus legt die Richtlinie ebenfalls nicht fest, mit welchen Mitteln die Mitgliedstaaten ihre Ziele verwirklichen sollen, unterbreitet jedoch Vorschläge. Als wichtigste Maßnahme unterstreicht sie die nationalen Förderregeln, die, ungestört durch den neuen europäischen Rechtsrahmen, weiter funktionieren sollen. Somit wird dem Prinzip der Subsidiarität, dem Vertrauen der Investoren und den topographischen Gegebenheiten auf dem jeweiligen Hoheitsgebiet Rechnung getragen.

Eine indirekte Maßnahme, nationale Ausbauziele zu erreichen, ist die Steigerung der Energieeffizienz. Je kleiner der Bruttoendenergieverbrauch, desto höher ist – bei konstanter erneuerbarer Erzeugung – der bereits erzielte Anteil aus erneuerbaren Quellen. Die Einsparung von Energie steht zudem ganz im Einklang mit dem „20-20-20-Beschluss“, also den Zielen, bis zum Jahr 2020 eine Minderung von THG Emissionen um 20 %, 20 % Anteil an erneuerbaren Energien und 20 % mehr Energieeffizienz zu erreichen.

Schließlich können zur Zielerreichung die durch die Richtlinie neu ins Leben gerufenen flexiblen Mechanismen herangezogen werden, denen die vergleichbaren Instrumente des Kyoto-Protokolls Modell als Vorbild gedient haben. Hintergrund sind die verschiedenen hohen wirtschaftlich effizienten Ausbaupotenziale der Mitgliedstaaten. Es soll daher Mitgliedsstaaten mit vergleichsweise geringen ökonomischen Potenzialen ermöglicht werden, die Zielvorgaben mit Unterstützung durch andere Mitgliedsstaaten (deren Potenziale höher sind) zu erreichen. Die Flexibilitätsmechanismen sehen vier Möglichkeiten zur länderübergreifenden Kooperation vor.

Erstens können nach dem statistischen 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 dafür 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 Anrechnung der hieraus gewonnenen Energiemenge für die Zielerreichung vereinbaren. 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 ähnlich ist, sich aber 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 die EU transportiert wird, auf die EE-Ziele der am gemeinsamen Projekt beteiligten Mitgliedsländer angerechnet werden. 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).

Der vierte Flexibilitätsmechanismus hat neben dem Kosteneffizienzargument seinen Ursprung in den Bestrebungen der Europäischen Kommission, die nationalen Fördersysteme langfristig zu harmonisieren. 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, die nicht für die eigene Zielerreichung benötigt wird, 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 als im Alleingang 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

erzeugten Menge erneuerbarer Energie. 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, welches die Funktionsweise der nationalen Förderinstrumente stören könnte. Verpflichtend ist die Ausstellung elektronischer Nachweise jedoch nur im Stromsektor. Im Wärme- und Kältesektor ist es den Mitgliedstaaten freigestellt, Herkunftsnachweise auszugeben.

Welche konkreten Schritte die einzelnen Mitgliedstaaten gehen werden, um ihre spezifischen Zielpfade einzuhalten und ihre verpflichtenden EE-Ziele für 2020 zu erfüllen, ist erstmalig in den Nationalen Aktionsplänen (NAPs) zu lesen. Diese mussten die Mitgliedsstaaten erstmals bis zum 30.06.2010 nach einem einheitlich strukturierten Muster bei der Kommission einreichen. Letzteres soll die Vergleichbarkeit fördern, aber auch garantieren, dass alle Mitgliedstaaten nachvollziehbar darlegen, wie sie die Zielerfüllung angehen wollen. Neben der Darstellung der sektoralen Ziele und den entsprechenden Maßnahmen müssen die Pläne Angaben über die nationale Strategie zur Entwicklung von Biomasseressourcen inklusive Importvorhaben enthalten sowie die potenzielle Auswirkung der Politik zur Verbesserung der Energieeffizienz aufzeigen. Darüber hinaus sollen auch flankierende Maßnahmen wie Bau- und Verwaltungsvorschriften, Informationsinitiativen oder der Ausbau der Energieinfrastruktur dargestellt werden. Innerhalb von sechs Monaten wurden diese Pläne von der Europäischen Kommission evaluiert und gegebenenfalls mit Empfehlungen an einzelne Mitgliedstaaten versehen. 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. 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 der erneuerbaren Energien werden auf einer im Internet zugänglichen Transparenzplattform¹.

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 veröffentlichenden 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 werden.

¹ http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/action_plan_en.htm

1.3 Relevanz der Richtlinie in Bezug auf Biomethanimporte

Die Berechnung der Anteile an erneuerbaren Energien bestimmt sich nach Artikel 5 der EE-Richtlinie (EE-RL). 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.

Die Richtlinie trifft jedoch keine Aussage darüber, woher die erneuerbaren Quellen oder Rohstoffe stammen müssen, aus denen die Energiemengen produziert werden. Daraus folgt, dass Energie, die aus importiertem Biomethan gewonnen wird, in dem jeweiligen Mitgliedstaat generell auf die EE-Ziele anrechenbar ist.

Einschränkungen der Anrechenbarkeit von Biomethan im Verkehrssektor ergeben sich mit Blick auf die Nachhaltigkeitskriterien aus Art. 17 EE-RL. Diese legen fest, dass Biokraftstoffe und flüssige Brennstoffe zunächst 35 % und ab 2017 mindestens 50 % Einsparungen von Treibhausgasemissionen im Vergleich zu herkömmlichen Kraftstoffen 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. Letzteres gilt nicht für Biokraftstoffe und flüssige Brennstoffe, die aus Abfällen und Rückständen hergestellt werden, solange diese nicht aus der Land- oder Forstwirtschaft oder Fischerei stammen. 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 hat die Kommission gemäß Artikel 17 am 31. Dezember 2009 einen Bericht mit „Vorschläge[n] für ein Nachhaltigkeitskonzept für die sonstige energetische Nutzung von Biomasse“ vorgelegt (Art. 17 Abs. 9 EE-RL). Die Kommission empfiehlt den Mitgliedstaaten in diesem Bericht, freiwillig nationale Programme zur Ausweitung des Nachhaltigkeitskonzepts vorzunehmen, sieht aber vorerst von allgemeingültigen Kriterien auf EU-Ebene ab. Ende 2011 wird sie erneut berichten, ob die nationalen Programme ausreichen, oder ob 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, soll die Kommission in regelmäßigen Berichten prüfen, ob eine erhöhte Nachfrage nach Biokraftstoff mit Blick auf die Nahrungsmittelpreise und die Einhaltung sämtlicher Übereinkommen der Internationalen Arbeitsorganisation sozial tragbar ist. 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 zugutekommen, da die nationalen und regionalen Teilmärkte für Gas noch immer stark voneinander abgeschottet sind. Ukrainisches oder belarussisches Biomethan könnte beispielsweise nicht ungehindert nach Spanien fließen, da entsprechende Leitungen fehlen. Eine direkte Nutzung importierten Biomethans kommt folglich nur in Mitgliedstaaten in Frage, die an das osteuropäische Gasnetz angeschlossen sind. Alle anderen Mitgliedstaaten könnten jedoch über die zuvor beschriebenen flexiblen Mechanismen von einem Biomethanimport profitieren. Der relevante Flexibilitätsmechanismus, welcher im Rahmen eines Biomethanimports von Nutzen sein kann, ist der statistische Transfer nach Art. 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 für die Zielerreichung zur Verfügung stellen; vorausgesetzt dass Deutschland seine eigenen (Zwischen)-Ziele sicher erreicht und dieser Transfer der Kommission von allen beteiligten Mitgliedstaaten mitgeteilt wird.

Dabei ergibt 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.
- 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 ergibt sich einerseits aufgrund des noch nicht ausreichend kalkulierbaren Biomethanpreises und andererseits mit Blick auf 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. Ob es darüber tatsächlich zu finanziellen Strafen kommen wird, erscheint zum jetzigen Zeitpunkt unklar. Vereinfacht

gesprächen, stellen sich folgende Fragen: Reicht der moralische Druck zwischen den Mitgliedstaaten zur Zielerreichung aus, um sie zur Nutzung des statistischen Transfers zu bewegen? Und schaffen die statistischen Transfers einen finanziellen Gewinn für den Staat, welcher das Biomethan zuvor importiert und bezahlt hat? Wenn beide Teilfragen bejaht werden können, kann davon ausgegangen werden, dass ein Anreiz für ein Mitgliedsland besteht, Biomethan über das nationale Gesamtziel nach EE-RL hinaus zu importieren.

Die Sichtung der 27 sogenannten „forecast documents“², in denen die Mitgliedsländer unverbindlich die zu erwartende Entwicklung dargelegt haben, lässt die Vermutung zu, dass die Flexibilitätsmechanismen zunächst keine große Rolle spielen werden. Die meisten EU-Staaten erwarten, dass sie kaum EE-Überschüsse zur Verfügung haben werden. Es befürchten allerdings auch nur wenige Staaten die Untererfüllung ihrer EE-Ziele in 2020, was in Anbetracht des letzten Fortschrittsberichts der Kommission zum EE-Ausbau in Europa bemerkenswert erscheint. Da also nach derzeitigem Stand voraussichtlich kaum Nachfrage nach importierten erneuerbaren Energiemengen besteht, erscheint der statistische Transfer als Instrument zur Zielerreichung wenig wirksam. 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

Letztlich gilt es abzuwarten, wie die ersten Erfolgskontrollen der Nationalen Aktionsplänen in den kommenden Jahren ausfallen werden. 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.

Das besondere Augenmerk auf Biogas als regenerative Energiequelle in den NAPs resultiert unter anderem aus der Anerkennung der Tatsache, 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 den vorhergehenden Richtlinien einige Bestimmungen zur Förderung von Biogas hinzu. Wesentlich ist hier Art. 16 EE-RL über den Netzzugang und den Betrieb, der erstmals auch Regelungen zu den Gasnetzen betrifft. Demnach darf Gas aus erneuerbaren Energiequellen bei der Erhebung der Tarife für die Übertragung und Verteilung nicht benachteiligt werden

² http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/forecast_documents_en.htm

(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, dass Biogas einen nichtdiskriminierenden Zugang zum Gasnetz erhalten soll.

1.4 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 setzt die Richtlinie Maßstäbe. Allerdings hängt ihre Zielerreichung wesentlich von den nationalen Anstrengungen ab. Diese werden zwar im Verlauf der nächsten Jahre regelmäßig von der Kommission evaluiert, können aber erst nach 2020 mit Vertragsverletzungsverfahren bei Nichterfüllung sanktioniert werden. Die Frage, ob dieses Druckmittel ausreicht, um die Mitgliedstaaten zu ehrgeizigen Zielerreichungsmaßnahmen zu bewegen, kann erst nach 2020 beantwortet werden.

Kritisch lässt sich ebenso das Fehlen konkreter Ziele für die einzelnen Sektoren, abgesehen von dem Mindestanteil an erneuerbarer Energie im Verkehrssektor, bewerten. Für den Import von Biomethan spielt dies eine untergeordnete Rolle, da Biomethan wie auch andere Bioenergieträger sowohl in der Strom- und Wärme- als auch in der Kraftstoffbereitstellung flexibel eingesetzt werden kann.

Ob die Richtlinie die flexiblen Einsatzmöglichkeiten ausreichend beachtet, ist anzuzweifeln. Ein in Äquivalenz zum Stromsektor vorrangiger Zugang zum Gasnetz für Gas aus erneuerbaren Energiequellen ist nicht verpflichtend etabliert worden. Natürlich steht es den Mitgliedsstaaten frei, dies national einzurichten und so über das Nichtdiskriminierungsgebot der Richtlinie hinaus zu gehen. In einigen Ländern ist dies bereits geschehen.

Weiterhin gibt es auf europäischer Ebene neben der EE-RL weitere Anstrengungen, die Energiegewinnung aus Biogas und generell Biomasse zu fördern. Mit dem Biomasseaktionsplan der Kommission aus dem Jahr 2005 wird die hohe Bedeutung des Rohstoffs für die zukünftige Entwicklung unterstrichen. Ziel sollte es sein, die Nachfrage nach Biomasse zu erhöhen und deren Bereitstellung zu verbessern. Um dies zu erreichen, sollten unter anderem technische Barrieren überwunden und die Forschung in diesem Bereich vorangetrieben werden. Letzteres wird durch das 7. Rahmenprogramm der Europäischen Union untermauert, welches das Hauptinstrument zur Förderung europäischer Forschung ist. Weitere Programme, die Fortschritte im Biomethanbereich mit sich bringen könnten, sind Intelligent Energy Europe (IEE) und Trans-European Energy Networks (TEN-E). Im Rahmen von Intelligent Energy Europe können Projekte gefördert werden, die das Erreichen der europäischen Energie- und Klimaschutzziele unterstützen. Das Programm TEN-E zielt auf eine Verbesserung der transeuropäischen Energienetze ab, was gerade im Bereich der erneuerbaren Energien von hoher Bedeutung ist. Die EE-RL

selbst nimmt im 58. Erwägungsgrund Bezug auf TEN-E und unterstreicht, dass in diesem Rahmen Projekte zur Entwicklung erneuerbarer Energien beschleunigt werden sollten.

Trotz der - hier grob skizzierten - Förderlandschaft auf europäischer Ebene, erscheint ein Import von Biomethan zur Erreichung der 2020-Ziele vor dem Hintergrund der „forecast documents“ derzeit wenig attraktiv. Es ist zwar rechtlich möglich, Energiemengen von Strom, Wärme oder Kraftstoff aus importiertem Biomethan auf die EE-Ziele anzurechnen. Insgesamt schätzen die Mitgliedsländer ihre eigenen Potenziale zur Zielerfüllung jedoch als ausreichend ein. Einige Länder halten sogar eine Übererfüllung für möglich, was potenziellen 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, 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 kurz- bis mittelfristige Perspektive ab. Die Richtlinie kann nur als ein Anfang gesehen werden, die Herausforderungen des Klimawandels und der Versorgungssicherheit gezielt anzugehen. Es ist abzusehen, dass es eine „post-2020 Richtlinie“ geben muss, in der den Potenzialen erneuerbarer Energie aus Drittländern einen größeren Stellenwert zugestanden wird.

Es ist zu erwarten, dass die Importe fossiler Energieträger auch im Jahr 2020 ungefähr auf dem heutigen Level liegen werden. 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 mittelfristigen Zukunft erwartet werden kann, könnte ein Biomethanimport aus der Ukraine und Belarus zur Diversifizierung des Imports beitragen und weitere THG-Reduktionspotenziale mit sich bringen. 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.

2 Energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen in Deutschland

Im Rahmen des Effort-Sharing der Erneuerbaren-Energie-Richtlinie 2009/28/EG ist der Bundesrepublik Deutschland ein Ausbauziel für die Nutzung regenerativer Energie im Jahr 2020 von 18 %, bezogen auf den Endenergiebedarf, vorgegeben worden. Aktuelle Schätzungen der Bundesregierung gehen davon aus, dass dieses Ziel leicht übererfüllt werden könnte. Dieses wird jedoch in starkem Maße davon abhängig sein, wie die Leitlinien für die zukünftige Energiepolitik Deutschlands aufgestellt werden. Entscheidend sind hier die Förderpolitik für erneuerbare Energien und die Strategie zur Erhöhung der Energieeffizienz.

2.1 Biomasseaktionsplan

Die strategischen Leitlinien für die Rolle nachwachsender Rohstoffe in der deutschen Energiepolitik werden im Biomasseaktionsplan dargelegt (BMELV / BMU 2010). Es wird dargestellt, dass sich die theoretischen Potenziale landwirtschaftlicher Flächen zur Produktion von Energiepflanzen auf 2,5 bis 4 Millionen Hektar belaufen. 1,75 Millionen Hektar wurden davon im Jahr 2007 bereits genutzt. Eine Ausweitung der Potenziale wird vor allem durch eine erhöhte Flächenproduktivität erwartet. Hinzu kommen Potenziale aus der Verwertung von landwirtschaftlichen Nebenprodukten, Reststoffen und biogenen Abfällen. Für das Jahr 2020 wird ein Anteil von 11 % bis 15 % der zu erwartenden Primärenergie angenommen. Auf die starke Konkurrenzsituation zwischen stofflicher und energetischer Nutzung der Biomasse sowie die Flächenkonkurrenz mit der Nahrungsmittelproduktion wird an mehreren Stellen verwiesen, Lösungsvorschläge werden jedoch nicht unterbreitet (BMELV / BMU 2010). Die folgende Tabelle gibt einen Überblick zum aktuellen Nutzungsstand und zu verschiedenen Ausbauszenarien wieder (alle Angaben in %)³.

Tabelle 1: Nutzungsstand und Ausbauszenarien erneuerbarer Energien in Deutschland

	2007		2020	
	EE insgesamt	davon Bioenergie ⁴	EE insgesamt „Meseberg“ ⁵ bzw. EEG oder EE-Richtlinie der EU	davon Bioenergie ⁶ nach „Leitstudie 2008
Anteil EE am gesamten Primärenergieverbrauch	6,7	4,9	16	11
Anteil EE am gesamten Endenergieverbrauch ⁷	8,6	6,2	18	10,9
Anteil EE am gesamten Stromverbrauch/Stromversorgung ⁸	14,2	3,9	mindestens 30	8
Anteil EE am gesamten Endenergieverbrauch für Wärme	6,6	6,1	14	9,7

Es kann festgestellt werden, dass die erforderlichen Rahmenbedingen für den Einsatz von Biomethan wesentlich verbessert wurden. Mit der Anpassung der Gasnetzzugangsverordnung, der Gasnetzentgeltverordnung und der Anreizregulierungsverordnung im Jahr 2008 wurde ein Ziel für die Biomethannutzung von sechs Prozent in 2020 und

³ Anteil Biokraftstoffe gemäß EE-Richtlinie der EU 12% (2020)

⁴ Inkl. biogene Festbrennstoffe, Biogas, Klär- und Deponiegas, flüssige Biomasse und biogener Anteil am Abfall

⁵ Gemäß Kabinettsbeschluss Meseberg, 23.8.2007

⁶ Gemäß BMU-Leitstudie 2008 „Ausbau der erneuerbaren Energien“

⁷ Strom, Wärme, Kraftstoffe

⁸ Bezugsgröße Bruttostromverbrauch

zehn Prozent in 2030 am Erdgasbedarf in Deutschland vorgegeben. Zu den Verbesserungen gehören Vorrangregelungen für Biomethan bei Anschluss, Einspeisung und Transport des Gases, höhere Transparenz beim Netzanschluss, festgelegte Pauschalen für vermiedene Nutzungsentgelte und verbesserte regulatorische Rahmenbedingungen wie Qualitätsstandards, verlängerte Bilanzierungszeiträume und erweiterte Flexibilitätsrahmen.

Zu Biomasseimporten äußert sich der Aktionsplan ausschließlich qualitativ. Es wird festgestellt, dass, in Abhängigkeit von der Entwicklung der Marktpreise, der Effizienz des Biomasseeinsatzes und der Ausgestaltung der Nachhaltigkeitskriterien, zunehmend Biomasserohstoff importiert werden wird. Wie bereits dargestellt, gibt der Biomasseaktionsplan lediglich Leitlinien vor, hat jedoch keinen rechtsverbindlichen Charakter.

Im Folgenden werden einzelne politische Förderinstrumente hinsichtlich ihrer Bedeutung für den Import und die Nutzung von Biomethan untersucht.

2.2 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2009 und Novelle 2012

Das EEG zielt darauf ab, einen Beitrag zu einer nachhaltigen Energieversorgung in Deutschland zu leisten, indem vor allem die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien gefördert wird. Geregelt wird darin auch die Vergütung von Strom aus Biomasse und Biogas, welches an einer Stelle in das Gasnetzeingespeist wird und an anderer Stelle zur Verstromung entnommen wird. Entscheidend ist hierbei, dass die Einspeisung des Gases zwingend im Geltungsbereich des Gesetzes erfolgen muss, um Vergütungen erzielen zu können. Das schließt den Import von Biomethan aus dem Ausland faktisch aus. Denkbar ist natürlich, dass in einer zukünftigen Novellierung des Gesetzes die Regelung aufgehoben wird und zertifiziertes importiertes Biomethan ebenfalls vergütet werden kann. In der jetzigen Fassung (EEG 2012 §27c, 1.2) ist dies nicht der Fall.

Darüber hinaus ergibt sich die Frage, welche Wirkung das EEG grundsätzlich auf die Einsatzstoffe für Biomethan entfaltet. Entsprechende Anforderungen an die Nachhaltigkeit sind sowohl im derzeitigen als auch im novellierten EEG festgelegt. Aus dem verstärkten Einsatz nachwachsender Rohstoffe kann ohne ausgleichende Kontrollen ein hoher Nutzungsdruck auf die Ackerflächen mit einer entsprechenden Konkurrenzsituation zur Nahrungsmittelproduktion und den Belangen des Naturschutzes erwachsen. Indirekt betreffen diese Forderungen auch die Fragestellungen des Forschungsvorhabens; insbesondere unter der Maxime, dass auch in den potenziellen Exportländern die Ausweitung der Biomethanproduktion nicht zu einer Abwertung ökologisch wertvoller Flächen führen darf. Im Falle eines Imports von Biomethan aus osteuropäischen Ländern müsste daher sichergestellt werden, dass sowohl die Nachhaltigkeitskriterien für den Anbau der Substrate als auch technische Anforderungen (max. Emissionen und Strombezug bei Aufbereitung etc.) eingehalten werden.

Die Novellierung des deutschen EEG könnte die Nutzung importierten Biomethans betreffen. Insbesondere ändert sich die Anlagengröße, bis zu der Vergütungen gewährt

werden. Derzeit besteht noch auf eine Begrenzung bei Kraft-Wärme-Kopplungs- (KWK-) Anlagen auf 0,5 MW_{el}; im novellierten EEG 2012 werden Vergütungen bis an die untere Schwelle von Emissionshandels-Anlagen (20 MW) vorgesehen. Damit werden kommunale und industrielle KWK in der Stadt, die mit Biomethan aus dem Erdgasnetz versorgt werden, berücksichtigt, deren Leistung in der Regel deutlich höher als 0,5 MW_{el} ist. Die Vergütung unterliegt allerdings einer Größendegression.

2.3 Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG)

Eine weitere wichtige Säule der Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland ist das EEWärmeG. Es zielt darauf ab, den Anteil erneuerbarer Energien bei Heizung, Warmwasseraufbereitung sowie zur Erzeugung von Kühl- und Prozesswärme bis zum Jahr 2020 auf 14 % anzuheben. Die Nutzung von Biogas ist anrechenbar, wenn unter Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung mindestens 30 % des Wärmeenergiebedarfs gedeckt werden. Verschärfte Regelungen gelten bei der Gewinnung und Einspeisung des Biomethans. Bei diesen Prozessen dürfen die Methanemissionen nur minimal sein, der Stromverbrauch darf im Erzeugungsprozess nicht über 0,5 kWh je Normkubikmeter Biogas liegen. Hieraus ergibt sich möglicherweise eine entscheidende Hemmschwelle für den Import von Biomethan, da die Einhaltung der strengen Grenzwerte in den Erzeugerländern nur schwer zu kontrollieren ist.

2.4 Gasnetzverordnungen mit Relevanz für den Import von Biomethan

Vor dem Hintergrund des Integrierten Energie- und Klimaprogramms der Bundesregierung wurden im April 2008 die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV), die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV), die Anreizregulierungsverordnung und die Stromnetzentgeltverordnung geändert. Die Änderungen haben das Ziel, die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz zu fördern.

Die wesentliche Änderung der GasNZV ist die Ergänzung des Teil 11a „Sonderregelung für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz“. In diesem gibt §41a das Ziel vor, „die Einspeisung des in Deutschland bestehenden Biogaspotentials von 6 Mrd. Kubikmetern jährlich bis 2020 und 10 Mrd. Kubikmeter jährlich bis zum Jahr 2030 in das Erdgasnetz zu ermöglichen.“

Die wichtigsten Regelungen der geänderten 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. Die Pflichten der Netzbetreiber sind jedoch umfassender; 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 wird somit der ungehinderte Netzzugang garantiert.

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 (Gas-NEV §20a).

Auch wenn der Import von Biogas in das deutsche Erdgasnetz durch die bestehenden Verordnungen nicht explizit adressiert wird, so kann dennoch konstatiert werden, dass wichtige Rahmenbedingungen zur Nutzung von Biogas getroffen sind. Die Ergänzungen zum Import sollten angesichts der Intention des Biomasseaktionsplans, auf ausländische Quellen zu setzen, bald getroffen werden.

3 Energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen in Belarus

3.1 Einführung

Belarus oder Weißrussland ist ein relativ flaches Land und mit knapp 10 Millionen Einwohnern auf einer Fläche von 208.000 km² (48 Einwohner pro km) 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).

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

Die Situation innerhalb des Landes, das zu den Gründungsstaaten der Sowjetunion gehörte, wurde durch deren Auflösung stark beeinflusst. 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: erstens die Diversifizierung des Energiesektors und zweitens die Verbesserung der Energieeffizienz (Worldbank 2006). Der belarussische Energiesektor hat durch eine gute Tarifpolitik und Einnahmen aus dem Gastransit in den zurückliegenden Jahren hohe Gewinne erwirtschaftet (Worldbank 2006). Auch hinsichtlich der Effizienz wurden in den letzten Jahren schon beachtliche Erfolge erzielt (siehe Teil VII, Abschnitt 2). Die Erhöhung der Energieeffizienz stellt eine Win-win-Situation für die Industrie dar. Die Diversifizierung hat durch den 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, so die Absicht des Präsidenten Lukashenko (vgl. Lindner 2007). Demgegenüber steht die „Eastern Partnership“ mit der EU, in deren Rahmen ein engeres Verhältnis zu Belarus geschaffen werden soll.

Der Energiesektor Belarus ist in erster Linie von den Nachbarländern Russland und Ukraine abhängig (Morfis 2008). Die Energiepreise, die im belarussischen Gebiet zur Zeit der UdSSR gezahlt wurden, waren sehr niedrig. Sie wurden in den Jahren danach stetig angehoben, was absehbar eine entsprechende Strategieänderung notwendig macht. Dies ist der Hauptgrund dafür, die bereits erwähnte Steigerung der Effizienz im Energiesektor voranzutreiben. Bisher wird diese Strategie recht erfolgreich umgesetzt (Dena 2007).

In Szenarien, die das „International Network for Sustainable Energy“ gezeichnet hat, wird für die Zukunft von Belarus eine Abnahme des Gesamtenergiebedarfs prognostiziert. Auch wenn der Bedarf der Industrie immer weiter fällt, so sind doch entsprechend einem Szenario, das bis 2050 reicht, Steigerungen im privaten Sektor zu erwarten, die durch die Zunahme von Wohnraum mit komfortabler Ausstattung und im privaten Transportbereich durch die Zunahme von PKW zustande kommen. (INFORSE 2008).

3.2 Energiepolitik in Belarus

Da der Export von Biomethan ein bi- oder multi-laterales Thema ist, spielt in dieser Hinsicht die grundsätzliche Haltung der belarussischen Regierung dazu eine Rolle. Außerdem muss das Thema im Zusammenhang mit dem globalen Energiemarkt betrachtet werden, weshalb die internationalen Beziehungen und außenpolitischen Positionen von Bedeutung sind.

3.2.1 Außenpolitische Positionen

Belarus ist ein 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 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). 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, neue strategische Partner zu finden. Beispielsweise wurden verstärkt Kontakte nach Venezuela, Kuba, Syrien, dem Iran, Südafrika oder China aufgebaut (Lindner 2007). Ein Beitritt der belarussischen Regionen zu Russland ist spätestens seit Januar 2007 keine realistische Perspektive mehr. Zu diesem Zeitpunkt lief die Staatsvereinbarung zwischen Russland und Belarus aus, die als Kernpunkt eine preiswerte Energieversorgung beinhaltete. Seitdem werden die Energiepreise, ein zentraler Aspekt der bilateralen Beziehungen, von Russland stetig angehoben (Lindner 2007).

Die Möglichkeiten von Belarus, sich zu den westlichen Nachbarn zu orientieren, sind aber begrenzt, obwohl es einige Ansätze gibt. Die Bedeutung von Belarus nach der Wiederwahl von Lukashenko im März 2006 steigt auf der außenpolitischen Agenda der EU an; Russland und weiteren Staaten nahmen dies ebenfalls zum Anlass, um bilaterale Programme zu intensivieren. Auch aus den USA flossen Gelder nach Belarus, welche zweckgebunden der Installation eines demokratischen Systems dienen sollte (Lindner 2007).

Als langfristiger Partner Russlands muss Belarus einen politischen Spagat meistern, sollte es eine Bindeglied-Funktion zwischen der EU und Russland anstreben. 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 NGOs. Dass Belarus seine Position wegen finanziellem Zuschuss ändert, ist nicht zu erwarten (Lindner 2007). Trotzdem gibt es Bestrebungen, die Beziehungen zwischen der EU und Belarus zu intensivieren. Die aus belarussischer Sicht derzeit Bedeutendste ist die sogenannte „Eastern Partnership“, eine Initiative zwischen der EU und den sechs osteuropäischen Nicht-EU-Staaten, zu denen neben Belarus die Ukraine, die Republik Moldau, Georgien, Aserbaidshan und Armenien zählen. Der Kern der Kooperation liegt im rechtlichen und wirtschaftlichen Bereich, für die EU steht die Energiewirtschaft dabei im Vordergrund. Nach einem zunächst großen belarussischen Medienecho zu dieser Partnerschaft wird mittlerweile eher kritisch bewertet, dass die EU nur ein verhältnismäßig geringes Budget für die Zusammenarbeit in diesem Rahmen mit den sechs Partnerstaaten bereitstellt (Zachmann 2009).

3.2.2 Entscheidungsträger der belarussischen Energiepolitik

Die Politik des Landes wird in starkem Maße vom autokratischen Präsident Lukashenko bestimmt, der durch Präsidialerlässe die Politikziele formulieren kann und auch häufig von dieser Option Gebrauch macht. 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 belarussischen Führung Bestrebungen, die Politik zu liberalisieren und politische Reformen im Hinblick auf eine Demokratisierung auf den Weg zu bringen (EBRD 2009c).

3.2.3 Energiepolitische Ziele und Strategien

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 Infrastruktur der Industrie,

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 relativ 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 wurde dieses Wachstum – das mit Abstand höchste aller CIS-Staaten – in erster Linie durch drei Faktoren: Gewinne aus dem Gastransit von Russland nach Europa, Handel mit Erdöl-Raffinerie-Produkten in Russland und Europa sowie die Aufnahme von langfristigen Krediten auf dem internationalen Finanzmarkt (siehe Abbildung 1). Allerdings steht dieser positiven Entwicklung auch eine relativ hohe Inflationsrate gegenüber. Sie betrug 6,6 % im Jahr 2006 und 12,1 % im Jahr 2007 (Morfis 2008).

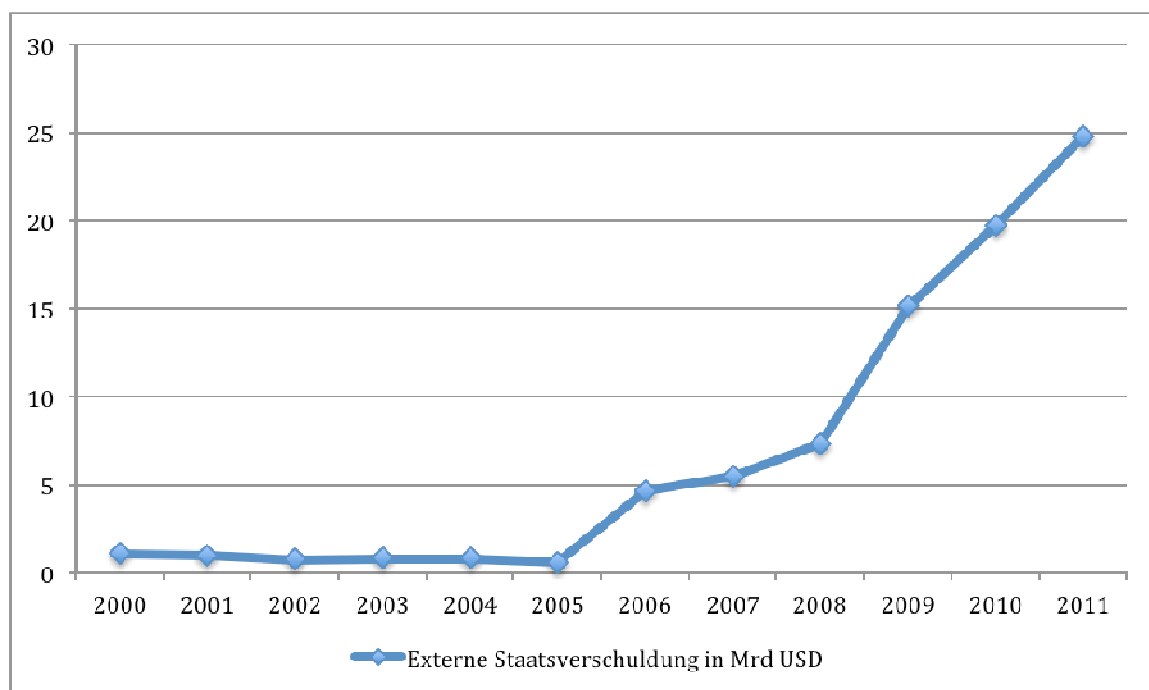


Abbildung 1: Externe Staatsverschuldung von Belarus zwischen 2000 – 2011 in Milliarden USD (Quelle: indexmundi, 2011)

Belarus hat aus sowjetischer Zeit ein Gasnetz „geerbt“, welches sich in gutem Zustand befand, und konnte dieses auch durch massive Auslandssubventionen instand halten (siehe Teil VII) (Worldbank 2006). Dadurch können die Einnahmen aus dem Gastransit nach Europa seit der Unabhängigkeit aufrecht erhalten werden und sind seither ein wichtiger Aspekt der Energiestrategie des Landes. Daneben ist der Handel mit Erdölraffinerieprodukten schon seit längerer Zeit ein Schwerpunkt der belarussischen Industrie, obwohl der Rohstoff Erdöl dabei vollständig importiert werden muss. Die Erdölprodukte werden dabei sowohl nach Europa als auch nach Russland weiterverkauft, der Markt hat sich dabei in den letzten 15 Jahren in beiden Gebieten gut entwickelt. Abfallprodukte aus der

Raffinierung, wie beispielsweise Masut⁹, werden zudem inländisch als Energiequelle verwendet. Das zweite große Ziel der derzeitigen belarussischen Politik in diesem Sektor ist die Maximierung der Erdgas-Transitgebühren (Worldbank 2006) (siehe Teil VII).

Der Ausbau erneuerbarer Energien ist kein primäres Ziel von Belarus, jedoch spielt er zur Erreichung der angestrebten Verbesserung der Energieeffizienz eine große Rolle. Dieser Aspekt kann unter Umständen in Zukunft auch noch an Bedeutung gewinnen, da die bisher beachtliche Verbesserung der Energieeffizienz zum Großteil auf die Modernisierung der Industrieanlagen zurückzuführen ist und hier vielleicht bald gewisse Grenzen erreicht werden.

Neben nationalen Energiesparprogrammen existiert mittlerweile ein staatliches Komitee für Energieeffizienz, das für die Umsetzung von Maßnahmen sowie für 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).

Zum jetzigen Zeitpunkt zeichnet sich der Energiemix des Landes durch einen großen Anteil von Erdgas aus, welches zu 75 % zum Primärenergiebedarf und sogar zu 95 % zur Stromerzeugung beiträgt (Götz 2007). Nennenswerte Anteile am Primärenergiebedarf hatten im Jahr 2006 daneben noch Masut mit 6,3 % und Torf mit 2 % (Dena 2007). Die erneuerbaren Energien decken derzeit etwa 4,4 % des Primärenergiebedarfs. Dieser Anteil wird größtenteils durch die recht ineffiziente Verbrennung von Holz in Heizkraftwerken ohne KWK-Technik erzeugt (BMW i 2009). 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.

Belarus verfügt über einen sehr hohen KWK-Anteil von 57 % an der Stromerzeugung. Die lokale Nutzung von Pflanzen zur Biogas- oder Wärmegewinnung erscheint auch deshalb attraktiv, weil Belarus über ein recht großes Wärme- und Energieversorgungsnetz verfügt, das den hohen thermischen Energiebedarf über kommunale Wärmeversorgung bereitstellen kann (Dena 2007). Zwar ist die gleichzeitige Herstellung von Strom und Fernwärme prinzipiell effizient, ein Großteil der Wärme kann jedoch nur während der Heizperiode genutzt werden (Zachmann, Zaborovskiy 2008).

Eine Herausforderung liegt darin, dass diese Strom- und Fernwärme-Infrastrukturen veraltet sind. Die belarussische Stromwirtschaft benötigt in den nächsten Jahren signifikante Investitionen. Der offizielle Investitionsplan 2007 bis 2010 sieht 2,7 Milliarden US-Dollar für den Stromsektor vor (vgl. Abbildung 2), in den Jahren 2007 und 2008 wurden die entsprechenden Investitionen auch getätigt. Rund 54 % davon flossen in die Stromherstellung, etwa ein Viertel (26,5 %) wurde für die Modernisierung des Stromnetzes

⁹ Masut ist ein zähes, brennbares Restprodukt der Erdölraffinerie.

ausgegeben. Zur Verbesserung und Modernisierung der Fernwärmeleitungen wurden 13,3 % der Gesamtinvestitionen eingesetzt (Zachman/Zaborovskiy 2009). Die finanziellen Quellen des Investitionsplans stammen teilweise aus den Einnahmen durch den Strom- und Wärmeverbrauch (48,7 %), teilweise aus dem staatlichen Budget (32,6 %) und aus Anleihen bzw. ausländischen Direktinvestitionen (18,7 %) (Zachman/Zaborovskiy 2009). Die Quellen der ausländischen Direktinvestitionen und Anleihen sind jedoch unklar, die meisten Anlagen wurden wahrscheinlich durch ausländische Kredite finanziert. Wertpapieranlagen sind unwahrscheinlich, da die Wertpapierbörse in Belarus unterentwickelt ist.

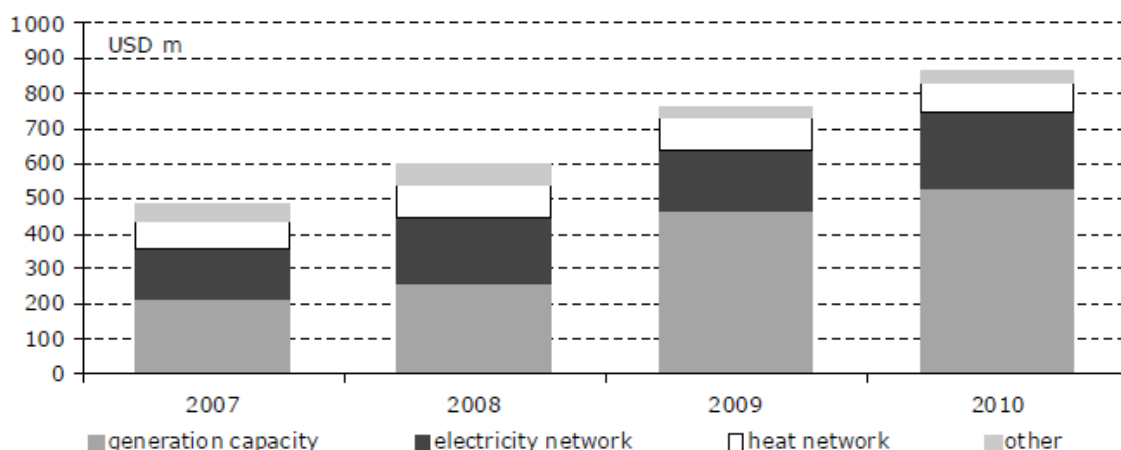


Abbildung 2: Der offizielle Investitionsplan von Belenergo zwischen 2007 – 2010 (in Millionen USD) (Zachman, Zaborovskiy, 2009)

Laut Zachman und Zaborovskiy (2009) wird die staatliche Finanzierung ab 2011 aufgelöst. Dies ist aber nur dann realisierbar, wenn die Strompreise für die Bevölkerung nicht mehr subventioniert werden, also um rund 1,2 USD /kWh steigen. Derzeit unterliegt der gesamte Energiesektor staatlich diktierten Preisen und keiner marktwirtschaftlichen Preisbildung. Die Autoren empfehlen die Erhöhung des Anteiles der ausländischen Direktinvestitionen. Jedoch flossen bis 2008 kaum ausländische Investitionen nach Belarus (siehe allgemeine Wirtschaftsbedingungen Kapitel 3.5).

Tabelle 2: Struktur der ausländischen Direktinvestitionen in dem belarussischen Stromsektor (2006 – 2009) (Zachman & Zaborovsky 2009)

	2006	2007	2008
Ausländische Direktinvestitionen	0,0	0,011	0,024
Ausländische Portfolioinvestitionen	0,0	0,0	0,0
Ausländisches Darlehen	102,7	257,9	241,5

3.2.4 Maßnahmen zu Energieeffizienz und Energiesicherheit

In der Energiepolitik stehen derzeit Energieeffizienz und Angebotsdiversifizierung an oberster Stelle. Zunehmend spielt aber auch die Nachhaltigkeit eine Rolle in der Staatsstrategie, was in einigen der vielen erlassenen Regularien zu erkennen ist. Nach einer Politik der Effizienzverbesserung, hauptsächlich finanziert durch Auslandssubventionen, gibt es ein zunehmendes Streben zu einem nachhaltigen Energieportfolio. Im Bezug auf die Energieeffizienz hat die Regierung den industriellen Sektor als prioritär eingestuft. Er verbrauchte 2008 40 % der Primärenergie in Belarus. 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).

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). Darin werden die generellen Trends der Energieeffizienz festgelegt und konkrete Maßnahmen zur Energieeinsparung und Ziele der Politik beschrieben.

3.2.5 Akteure am belarussischen Energiemarkt

Für Entscheidungen im Energiesektor spielen neben dem Regierungsapparat die staatlichen Unternehmen Belenergo, Belneftim, Beltopgaz und Beltransgas eine entscheidende Rolle.

Belenergo ist für die Strom- und Wärmeversorgung und deren Verteilung zuständig sowie für die Kraftwerke und die Strom- und Wärmeverteilungsnetze. Ihm obliegt der gesamte Energiesektor inklusive der Energiegewinnung aus Holz, Masut und weiteren relevanten Rohstoffen. Belneftim deckt das Erdölsegment ab. Seine Aufgabenbereiche sind die Förderung¹⁰, Veredelung und der Transit. Beltopgaz ist das Unternehmen, das für die Förderung und Verarbeitung von Torf und Kohle verantwortlich ist. Es betreibt darüber hinaus Gasspeicherung und übernimmt auch einige Aufgaben der Gasverteilung (BMW 2009). Beltransgas ist der größte Gasversorger in Belarus, das Unternehmen ist für das Gasnetz, Gasversorgung und Gastransit verantwortlich. Die wichtigsten Akteure des Gasmarktes werden in Teil VII detaillierter analysiert.

3.3 Klimapolitik

3.3.1 Kyoto-Protokoll

Ein wichtiges klimapolitisches Ziel von Belarus ist es, ein vollwertiges Mitglied des Kyoto-Protokolls zu werden, um überschüssige Treibhausgasemissionen handeln zu können (Merkel 2010, mdl.) Die Motivation dazu ist vorwiegend finanzieller Natur. Noch ist die Monetarisierung der CO₂-Einsparungen problematisch, da Belarus ohne vollwertige

¹⁰ Erdölförderung findet, wie einleitend erwähnt, nur in sehr geringem Maß im Land statt.

Mitgliedschaft diese theoretischen Emissionen nicht zwischenstaatlich im Rahmen von Joint-Implementation-Projekten oder ähnlichen Mechanismen handeln darf.

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), da die derzeitigen Emissionen bei rund der Hälfte des Wertes von 1990 liegen (siehe Abschnitt 3.2.3). Dabei ist allerdings zu beachten, dass eine Studie des Umweltministeriums von Belarus aussagt, dass der Treibhausgasausstoß in Zukunft steigen wird. Abhängig von Investitionen in die Wirtschaft und vom Energiemix wurden in dieser Studie vier Zukunftsszenarien gezeichnet, die einen Anstieg der Emissionen je nach Randbedingungen in einer Höhe zwischen etwa 17 % und 30 % in den Jahren 2005 bis 2020 erwarten lassen (MNRE 2006). Zudem haben die Zertifikate aus den ehemaligen Ostblock-Staaten einen „Hot-Air-Charakter“. Das ist auf das Basisjahr 1990 zurückzuführen, in dem der Treibhausgasausstoß noch auf einer sowjetischen Infrastruktur basierte. Diese war erstens sehr treibhausgasintensiv, zweitens brach die Wirtschaft nach Öffnung der Grenzen zu großen Teilen zusammen. Damit wurden im Vergleich zu 1990 Emissionseinsparungen geschaffen, die nicht mit Reduktionsmaßnahmen unter aktuellen ökonomischen Maßstäben in Verbindung stehen. Die Kyoto-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. Zur Schaffung eines Rahmens für die Durchführung multilateraler Joint-Implementation (JI)-Projekte wurden Normen und Richtlinien erlassen. Außerdem wurde unter dem Dach des Umweltministeriums eine Abteilung für staatliche Kontrolle der Klimawandelschäden ins Leben gerufen. Diese bildet das innerstaatliche Sekretariat für den JI-Mechanismus (MNRE 2006). Im Erlass des Ministerrats Nr. 1144¹¹ 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. 1077¹² ein Register für den CO₂-Haushalt des Staates ins Leben (MNRE 2006). Dieses ist auch im Rahmen der Anwendung möglicher Kyoto-Mechanismen sinnvoll und wird durch den Ministerratsbeschluss Nr. 1155 ergänzt. 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. Nach derzeitigem Stand wird dies 2012 der Fall sein (Merkel 2010, mdl.). Dann kann Belarus vom Joint-Implementation-Mechanismus nach dem Protokoll profitieren, was große finanzielle Erlöse für Treibhausgas-Zertifikate verspricht. Dabei stehen finanzielle und energiepolitische Aspekte im Vordergrund. Vorwiegend sollen so die Problematiken der Finanzkrise, der steigenden Energiepreise und der starken Abhängigkeit von Russland angegangen werden. Rein klimapolitische Ziele werden durch diese Umstände in den Hintergrund gedrängt.

¹¹ vom 05. September 2006

¹² vom August 2006

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. Bis das geschehen ist, besteht keine Möglichkeit, Treibhausgasreduktionen nach den Protokoll-Mechanismen Clean Development Mechanism (CDM) oder Joint Implementation (JI), was für bilaterale Projekte entscheidend ist, mit Beteiligung von Belarus zu betreiben. Die belarussischen Bemühungen, durch die bereits ein Rahmenregelwerk entstanden ist, haben schon Erfolge gehabt. Etwa 20 dieser Unterschriften sind derzeit geleistet worden; nach derzeitigem Stand soll der vollständige Kyoto-Status 2012 erreicht sein.

3.3.2 Green Investment Schemes

Neben der relativ aufwändigen Reglementierung des JI-Mechanismus können Green Investment Schemes (GIS) als Alternative zum Handel mit den Emissionsrechten dienen. Die Regelungen und der Handel können in diesem Fall im Inland selbst gestaltet werden. Ziel ist es, Geld für den Verkauf von bestehenden Assigned-Amount-Units (AAU) 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). Dabei ist sowohl *hard greening* (Projekte mit direkt messbarer Reduktion) als auch *soft greening* (Öffentlichkeitsarbeit, *capacity building*) möglich.

Die GIS werden in Belarus seit dem Jahr 2007 diskutiert (Grebekov & Tarasenko 2007). Solche Projekte sollten einfach und transparent strukturiert sein, um Klarheit für Investoren zu schaffen. Es wurde festgelegt, dass gegebenenfalls ausschließlich die *hard-greening*-Variante angewandt werden solle und außerdem dargestellt, dass mögliche Anwendungen auf politische Unterstützung angewiesen wären (Grebekov 2007). Die GIS-Variante solle nur angewendet werden, wenn Projekte nicht JI-fähig seien. JI sei finanziell attraktiver, mögliche GIS-Projekte könnten deshalb zunächst in die Warteschleife geschoben werden, um beispielsweise durch Bündelung JI-fähig zu werden (Stanev 2009, mdl.).

Belarus wird auf dem Weltmarkt voraussichtlich kein großer Verkäufer von AAU 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. Zur Verbesserung der Voraussetzungen für GIS-Projekte werden in diesem Zusammenhang Flexibilität, disziplinierte Umsetzung oder funktionierende Kontrollmechanismen genannt (Grebekov 2007).

3.4 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). Die theoreti-

schen 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.

3.4.1 Erneuerbare-Energien-Politik

Um den Ausbau erneuerbarer Energien zu fördern, hat der Ministerrat mit seinem Beschluss Nr. 1680¹³ einen ersten Meilenstein gesetzt, fixiert durch den Präsidialerlass Nr. 399. Darin wird das Ziel gesetzt, mindestens 25 % der Elektro- und Wärmeenergie aus heimischen und alternativen Energieressourcen zu erzeugen (Dena 2007). Das Konzept zur Energieversorgungssicherheit beschreibt die Modernisierung des Energiesektors zwischen 2006 und 2010 und thematisiert die Verstärkung der Energieunabhängigkeit des Landes. Die themenverwandte Klimapolitik, die ebenfalls auf der Agenda steht, wird unter anderem durch den Präsidialerlass Nr. 348 bedient, welcher den nationalen Aktionsplan für effizientes Ressourcenmanagement und Klimaschutz in Belarus zwischen 2006 und 2010 darstellt.

Bedeutend 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 lokal vorhandenen Quellen Holz (Ausbau zwischen 2007 und 2011) und Windkraft (allgemeine Nutzung des Potenzials) fördern (inogate o. J.).

Das Gesetz für erneuerbaren Energien wurde am 27. Dezember 2010 angenommen (Nr. 204-3), und trat am 1. Juli 2011 in Kraft. Es bietet Unterstützung für die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen, wenn der hergestellte Strom ins Stromnetz eingespeist wird. Die Betreiber von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien erhalten verschiedene Steuer- und Zollvergünstigungen, wie die Befreiung von Grundsteuer und Mehrwertsteuer, die Senkung der ökologischen Abwassersteuer und eine Befreiung von Einfuhrzöllen für die Fertigungstechnik, Zulieferteile, Ersatzteile, Rohstoffe und Material. Die Einspeisetarife werden durch einen vom Wirtschaftsministerium festgesetzten Koeffizienten bestimmt. Zurzeit betragen die Grünen Tarife für regenerative Stromhersteller das 1,3-fache des industriellen Strompreises, und gelten in den ersten zehn Jahren nach Inbetriebnahme. Danach sinkt der Koeffizient auf 0,85. Bei der Inbetriebnahme von weiteren Anlagen oder bei Leistungssteigerung werden differenzierte Faktoren für jede einzelne Anlage angewendet. Das Gesetz führt auch die Zertifizierung für die Bestätigung der Energieherkunft ein (Kaliuta 2011).

¹³ vom Dezember 2004

3.4.2 Möglichkeiten der Biomethanherstellung in der Landwirtschaft und Forstwirtschaft

Nennenswerte Biogas-Potenziale bilden in Belarus die tierischen Abfälle und die kommunale Abwasserentsorgung. Hierbei spielen Mitnahmeeffekte im Umgang mit freierwerdendem Methan in doppelter Hinsicht eine Rolle: da bei der natürlichen Vergärung der landwirtschaftlichen Abfälle Methan ausdiffundiert, kann durch die Abschöpfung desselben ein Energieträger ohne zusätzlichen Rohstoffverbrauch gewonnen werden. Außerdem wird der Ausstoß des Methans verhindert. Eine erste Anlage der Biogasproduktion aus Tierdung ist bereits seit 1992 in Betrieb und die Nutzung soll zukünftig weiter ausgebaut werden (Dena 2007). 2008 wurden zwei und 2009 eine dritte Biogasanlage gebaut, angeschlossen an Vieh- und Geflügelzuchtbetriebe im Gebiet Brest, bei Minsk und in Gomel (Sokolowski 2008, BelTA 2010). Es sind lediglich drei weitere Pilotanlagen geplant, die mit tierischen Abfällen betrieben werden (Kuzmich 2011). Dabei handelt es sich um verhältnismäßig kleine Biogas-Einheiten mit einer Nennleistung von etwa 400 kW (BelTA 2010).

Weitere Ressourcen, die sich gut zur Methangewinnung eignen, sind feste Siedlungsabfälle und Deponiegase, die in Belarus allerdings bisher wenig ausgeschöpft werden. Zur Nutzung fester Siedlungsabfälle gibt es bereits Anlagen, die jedoch veraltet sind und dementsprechend schlechte Wirkungsgrade aufweisen. Das Potenzial der Deponiegase ist nach Meinung belarussischer Experten relativ hoch. Trotzdem gibt es 2011 noch keine Deponie, die technisch zur Methangewinnung ausgestattet ist. Diese Option wurde allerdings erkannt und die ersten Pilot-Anlagen befinden sich derzeit im Planungsprozess (Kuzmich 2011).

Eine Erleichterung für landwirtschaftliche Kleinbetriebe bietet der Präsidentenerlass 27¹⁴. Sie müssen nur 2 % Steuer nach dem Gesamteinkommen von Herstellung und Verkauf landwirtschaftlicher Produkte bezahlen. Die Anordnung Nr. 1¹⁵ hat die Begünstigungen auch auf Kleinstädte ausgeweitet (Ehrstedt & Zashev 2009).

3.5 Marktwirtschaftliche Faktoren für Biomethan

3.5.1 Allgemeine Wirtschaftsbedingungen für ausländischen Investoren

Das allgemeine Wirtschaftsklima gilt in Belarus als rau. Es gibt jedoch verschiedene Möglichkeiten für inländische und ausländische Investoren, bessere Konditionen zu erreichen. Diese Möglichkeiten sind einerseits geografisch bedingt (z. B. gibt es Erleichterungen bei Investitionen in ländlichen Regionen, Kleinstädten und freien Wirtschaftszonen) oder industrieabhängig (bei Beteiligungen im Hightech-Sektor oder der Landwirtschaft). Auf die so genannten freien oder Sonder-Wirtschaftszonen wird im folgenden Abschnitt 3.5.3 näher eingegangen, auf die Bedeutung von Kleinstädten und Regionen in Abschnitt 3.5.4.

¹⁴ vom 3. Juli 1999

¹⁵ vom 30. Januar 2008

Laut dem World Bank Report aus dem Jahr 2007 ist das belarussische Steuersystem eins der unattraktivsten, sowohl was die Anzahl der verschiedenen Steuerarten, als auch was die Höhe der Steuerlasten betrifft. Dies verursacht für Unternehmen einen großen administrativen und finanziellen Mehraufwand (vgl. Ehrstedt & Zashev 2009). Belarus stand in der Rangliste der Weltbank hinsichtlich Unternehmens- und Investitionsumfeld auf Platz 115.

Ein weiteres Hindernis für ausländische Investoren ist die niedrige Arbeitsproduktivität des Landes. Auch der Mangel an Transparenz führt zu Unsicherheiten für Geschäftsentscheidungen im Energiesektor. Da hier große, staatliche, horizontal und vertikal integrierte Monopole verankert sind, ist es unmöglich, die genauen Kosten von Energieherstellung, -transport und -verteilung für die einzelnen Einheiten festzustellen. Diese Situation trägt wesentlich dazu bei, ein effizientes Management im belarussischen Energiesektor zu verhindern. Folglich können Wirtschaftsentscheidungen nicht anhand wirtschaftlicher Analysen erfolgen. Diese Unsicherheit (kombiniert mit einer vergleichsweise niedrigen Rentabilität) schreckt eine Vielzahl von Investoren ab (Zachmann et al. 2008). Die westeuropäische Wirtschaftsmentalität ist in Belarus noch nicht tief verankert, wodurch für ausländische Investoren eine zusätzliche Barriere entsteht (vgl. Ehrstedt & Zashev 2009).

3.5.2 Golden-share-Gesetz

Bis vor einigen Jahren hatte das *Golden-Share-Law* eine große Bedeutung für ausländische Investoren. 1996 verabschiedet, erlaubte es dem Staat, das Management von Privatunternehmen in Belarus zu übernehmen und firmenpolitische Entscheidungen zu treffen. Dieses Gesetz stellte damit ein starkes Hemmnis für Investoren dar, Unternehmensgründungen in Belarus zu vollziehen. 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 betrifft nicht direkt die Unternehmensstrategie (EBRD 2009).

3.5.3 Ausgewiesene Sonderwirtschaftszonen

Es existieren sechs so genannte Sonderwirtschaftszonen im Land: Brest, Vitebsk, Gomel-Raton, Grodnoinvest, Minsk und Mogilev (AHK 2009). 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 könnte auch ein Beitrag zur Förderung der erneuerbaren Energien geleistet werden.

Das Gesetz Nr. 213-Z aus dem Jahr 1998, welches die Sonderwirtschaftszonen beschreibt, wurde durch einen Präsidialerlass im August 2008 eingeführt und in einer anschließenden Neufassung im November überarbeitet (AHK 2009). Die Sonderwirtschaftszonen sollen nach derzeitigen Plänen über einen Zeitraum von 30 bis 50 Jahren bestehen und den Fluss ausländischer Investitionen, die Anwendung innovativer Tech-

nologien, den Ausbau des Exports und den Zuwachs an Arbeitsplätzen fördern (Invest.Belarus o.J.).

Die gesetzlichen Regelungen bieten den in diesen *Free Economic Zones* ansässigen Unternehmen verschiedene Anreize, wie beispielsweise eine Befreiung von der Einkommenssteuer in den ersten fünf Jahren nach der Unternehmensgründung. Danach wird nur 50 % der Einkommenssteuer erhoben (Ehrstedt & Zashev 2009). Teilweise wird auch die Hälfte der verschiedenen Zölle und Steuern (wie Mehrwertsteuer, Gewerbesteuer, Öko-Steuer, Grundsteuer, Landessteuer, Patentsteuer, Registrationsgebühren, Kommunalsteuer etc.) erlassen (Ehrstedt & Zashev 2009). Diese Sonderbesteuerung dürfen die Unternehmen für höchstens sieben Jahre in Anspruch nehmen, selbst wenn sich das Steuersystem der Republik Belarus ändern sollte. Die Vergünstigungen gelten auch dann, wenn Güter aus dem Land exportiert werden, also auch für über das Erdgasnetz exportiertes Biomethan. 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 zwei positive Aspekte an, die mit den Zonen in Verbindung stehen: erstens liegen die drei Pilot-Biogasanlagen 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.).

3.5.4 Ländliche Regionen und Kleinstädte

Der Präsidialerlass 9¹⁶ „On certain issues of the regulation of rural entrepreneurship“ sieht die Unterstützung von ländlicher Entwicklung vor. Seit dem 01. Januar 2008 gelten besondere Steuerregeln für Unternehmen, die in ländlichen Gebieten tätig sind. Bis 2012 sind sie von Einkommenssteuer und Grundsteuer befreit, ihre Lizenzgebühren sind reduziert und die importierten Produktionsgeräte sind von Einfuhrzöllen und Mehrwertsteuer befreit. Die Ermäßigungen wurden mit der Anordnung Nr. 1 (30.01.2008) auch auf Kleinstädte ausgeweitet.

3.6 Zwischenfazit für Belarus

Belarus gilt in den internationalen Beziehungen als ein eher unsicheres Land für Investitionen. Der Staat ist zwar gewillt, den Ausbau erneuerbarer Energien zu fördern und dazu auch die grundlegenden Rahmenbedingungen zu schaffen, jedoch bleibt das Land für ausländische Investoren nahezu unzugänglich. Die umfangreiche Bürokratie, die fehlende Transparenz und die niedrige Arbeitsproduktivität führen zu weiteren Unsicherheiten für Geschäftsentscheidungen im Energiesektor. Von außen werden durch die „Eastern Partnership“ seitens der EU fördernde Faktoren an Belarus herangetragen. Die Harmoni-

¹⁶ vom 20. Dezember 2007

sierung der Energiepolitiken der EU und ihrer östlichen Nachbarn soll nach EU-Vorstellungen über Netzwerke, Dialoge oder Seminare zu einer engeren Zusammenarbeit führen. Die grundsätzlich positive Position des Landes zu erneuerbaren Energien kann als fördernder Faktor für die Biomethanherstellung angesehen werden. Die entscheidenden Gründe hierfür sind die Sicherung der Energieversorgung und die Milderung der Abhängigkeit von Erdgas-Importen. Für den Ausbau der Biomethanherstellung könnte an verschiedenen energiepolitischen Stellen angeknüpft werden. Nennenswerte Biogaspotenziale bilden die landwirtschaftlichen und kommunalen Abfälle, weiterhin könnte das hergestellte Biomethan in bestehenden KWK-Anlagen verbraucht werden.

Für einen Biomethanexport ist ein Anreiz von außen entscheidend, 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 rein monetär ausgestaltet werden. Aber auch eine technische Unterstützung im Biogassektor erscheint attraktiv, da in diesem Bereich ein regionales und nationales 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 vor Kurzem eingeführten *Green-Tarifs*, die zwar Investitionen in Biogasanlagen anreizen, gleichzeitig aber einen Export weniger attraktiv machen.

Die bereits existierenden Projekte zur Biogaserzeugung in Belarus sind auf die Abfallverwertung fokussiert. Gegen die Erschließung 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, die sogar noch ausgebaut werden soll. Diese erzielt einen klaren ökonomischen Vorteil gegenüber der Vergasung, welche aber möglicherweise durch steigende Erdgaspreise in Zukunft attraktiv werden könnte.

Der Status von Belarus hinsichtlich des Kyoto-Protokolls scheint die Biomethanherstellung nur am Rande zu berühren. Zwar könnte in naher Zukunft der Kyoto-Mechanismus JI- oder die GIS-Option eine bilaterale Zusammenarbeit im Bereich Biomethan fördern, jedoch betrifft dies Biogas aus Gülle oder Deponiegasen, die für die 20-20-Ziele der EU (20 % Erneuerbare und 20 % Verbesserung der Energieausnutzung) eine unbedeutend geringe Menge darstellen. Solche Projekte sind in erster Linie aus finanziellen Gründen für Belarus attraktiv, könnten aber auch für einen zukünftigen Biomethanexport als Vorläufer wirken.

4 Energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen in der Ukraine

4.1 Einführung

Obwohl Bioenergie in der Ukraine zu den vielversprechendsten Energieformen zählt, spielen erneuerbare Energien in der Stromproduktion nur eine sehr untergeordnete Rolle. Große, brachliegende landwirtschaftliche Flächen, sehr gute Böden und ein entwickelter landwirtschaftlicher Sektor stellen große Potenzialen dar. Darüber hinaus sind rund 16 % der Fläche der Ukraine bewaldet (Zhelyesna & Geletukha 2009). 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.¹⁷ Gülle spielt eine deutlich geringere Rolle (Thrän et al. 2007). Allerdings werden die großen Potenziale im Bereich der energetischen Biomassenutzung nur ansatzweise genutzt.

Um beurteilen zu können, inwieweit ein Biomethanexport aus der Ukraine in die EU möglich und sinnvoll ist, müssen die derzeitigen politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen näher betrachtet werden. Da zur Zeit nur eine sehr begrenzte energetische Biomassenutzung erfolgt, hat die ukrainische Regierung in den letzten Jahren verschiedene Instrumente verabschiedet, die bei vollständiger Umsetzung positive Rahmenbedingungen für die heimische Nutzung der Biomassepotenziale schaffen können. Im Folgenden werden in diesem Zusammenhang 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.

4.2 Energiepolitik der Ukraine

4.2.1 Energiepolitische Problemlage und energiepolitische Ziele

Vor allem die starke Abhängigkeit von Erdgasimporten aus Russland und die damit verbundenen Konflikte und Auswirkungen auf die Energiesicherheit veranlasste die ukrainische Regierung in den letzten Jahren, heimische Energieressourcen wie Kohle und Uran stärker zu fördern (OECD/IEA 2006). Ein wichtiges Dokument ist in diesem Zusammenhang die „Energiestrategie der Ukraine bis zum Jahr 2030“, welche 2006 verabschiedet wurde. Diese Strategie sieht einen starken Rückgang des Gaskonsums durch die Förderung der Kohle- und Atomindustrie, Energieeffizienzverbesserungen sowie die Diversifizierung der Importländer vor (Stavčuk 2008). 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 unrea-

¹⁷ Jedoch ist die Technik für die Holzvergasung noch nicht marktreif.

listisch eingeschätzt wird (OECD/IEA 2006). Die IEA sieht die Ziele der Energiestrategie generell überambitioniert (OECD/IEA 2006). Die ukrainische Gaspolitik wird in Teil VII eingehend analysiert.

Bei der geplanten Substitution von Erdgas spielen in der Energiestrategie erneuerbare Energien 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. Die Gas- und Ölindustrie besitzt, ebenso wie die Kernkraftbranche, eine sehr große Lobbykraft in der Ukraine und ist nicht an der Entwicklung von erneuerbaren Energien interessiert (Geletukha et al. 2006b). Ukrainische NGOs kritisieren an der ukrainischen Energiestrategie vor allem den geplanten starken Ausbau der Kernenergie und den entsprechend schwachen Anteil erneuerbarer Energien. Wenn die Ukraine sich dem Niveau westeuropäischer Staaten anpassen wolle, müsse man einen Anteil Erneuerbarer von 11–14 % bis 2030 anstreben (Geletukha et al. 2006a). Eine detaillierte Darstellung der Situation im Bereich erneuerbarer Energien in der Ukraine erfolgt in Abschnitt 4.3.

4.2.2 Energiekooperation mit der EU

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

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 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. Das Schlüsseldokument der Energiekooperation bildet das *“Memorandum of Understanding on cooperation in the field of energy between the European Union and Ukraine”* (MoU) aus dem Jahr 2005. Neben der Integration der Elektrizitäts- und Gasmärkte sind die Aufrechterhaltung der Energieversorgungssicherheit für beide Länder unter anderem durch die 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 EU-Rechtes einzuführen und somit einen gemeinsamen einheitlichen Markt zu schaffen. Vertragspartner sind die EU und zahlreiche südosteuropäische Staaten; die Ukraine hat derzeit Beobachterstatus (Westphal 2009). Gemeinsam mit der EU Kommission wurde in Übereinstimmung mit der EU-Richtlinie für den Erdgasbinnenmarkt 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 lediglich eine beratende Rolle einnehmen und finanzielle Unterstützung leisten. Sie verfügt allerdings nur über sehr begrenzte Sanktionsmöglichkeiten (Westphal 2009).

4.3 Erneuerbare Energien

4.3.1 Erneuerbare-Energien-Politik und Ziele

Der Bericht „*Renewables Information*“ der IEA von 2010 geht von einem Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch von 1,4 % in der Ukraine aus (OECD/IEA 2010). 80 % der erneuerbaren Energien stammen aus großen Wasserkraftwerken, darüber hinaus wird in erster Linie Biomasse in der Ukraine verwendet (IEA 2006).

In der Ukraine wird der Begriff „erneuerbare Energien“ häufig als Synonym für alternative, nicht-traditionelle Energie benutzt und umfasst somit auch Energie aus Torf, Industrie- und Siedlungsabfällen sowie teils auch Methan in Kohleflözen und andere nicht erneuerbare Energiequellen (OECD/IEA 2006). 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). Dies entspricht in etwa dem Wert, welchen das Forschungszentrum SEC Biomass für Ende 2009 angab. Demnach belaufe sich der Anteil erneuerbarer Energie in der Ukraine auf 0,8 %, mit 0,65 % aus Biomasse (Zhelyesna & Geltukha 2009).

4.3.2 Einspeisevergütung für Strom aus biogenen Quellen

Das Gesetz über alternative flüssige und gasförmige Brennstoffe aus dem Jahr 2000 beschreibt die grundlegenden Definitionen von alternativen Brennstoffen und legt die entsprechenden politischen Grundlagen fest, wie beispielsweise die Unterstützung von alternativer Brennstoffproduktion (Kuznetsova & Kutsenko 2010). 2003 beschloss die Ukraine ein Gesetz über alternative Energien, das insbesondere für die staatliche Administration bestimmt ist und einige Standardvorschriften eingeführt hat. 2006 wurde die Energiestrategie der Ukraine bis 2030 festgelegt, in der auch erneuerbare Energien eine Rolle für die Senkung der Erdgasverbrauch spielen. Diese Gesetze haben zwar den politischen Willen für eine stärkere Nutzung erneuerbarer Energien zum Ausdruck

gebracht, jedoch keine konkreten Förderinstrumente eingeführt (Opitz 2006; Kuznetsova & Kutsenko 2010).

Die ersten Maßnahmen wurden mit dem Gesetz Nr. 601-VI im Jahr 2008 eingeführt. Dabei wurden in der Ukraine Grüne Tarife für die Einspeisung von elektrischem Strom festgelegt, die 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 bestimmte Lizenzen¹⁸ aufweisen müssen (Arzinger 2009). Dasselbe Gesetz (1391 –VI) sieht einen Anstieg der Bioenergieproduktion bis 2020 auf 20 % vor. Allerdings existieren in diesem Gesetz keine strengen Auflagen. Es hat eher einen beschreibenden Charakter und zeigt, dass die Ukraine sich energiepolitisch etwas an die EU annähert (Rzhanov 2009, E-Mail).

Dieser Grüne Tarif war in dem Gesetz Nr. 601-VI einheitlich für alle erneuerbaren Energiequellen vorgesehen. Die Behörde für Elektrizitätsregelung (NCER) hat den Wert für 2009 auf 0,6624 UAH/kWh¹⁹ (ohne MWSt = 5,524 € ct /kWh) festgelegt (0,7949 UAH/kWh mit MWSt = 6,629 € ct /kWh). 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 verschiedenen erneuerbaren Quellen eingeführt. Für Biomasse wurde der Tarif auf 1,3446 UAH/kWh (ohne MWSt) festgelegt (1,6135 UAH/kWh mit MWSt = 13,45 € ct /kWh). Der Tarif wird von der NCER berechnet, indem ein Koeffizient mit dem Basistarif für Strom multipliziert wird. Der Tarif für Biomasse gilt pauschal für alle Substrate und Anlagenkapazitäten (Zhelyesna & Geletukha 2009). Der Koeffizient wird für bestehende Anlagen nach 2014 um 10 %, nach 2019 um 20 % und nach 2024 um 30 % reduziert (Kuznetsova & Kutsenko 2010). Die Grünen Tarife gelten bis 2030 (Zhelyesna & Geletukha 2009).

Es wurde auch ein an den Euro gebundener minimaler Wert für den Grünen Tarif festgelegt, der für Biomasse 12,39 € ct /kWh beträgt (Kuznetsova & Kutsenko, 2010). Für die Erhaltung des grünen Tarifes müssen die erneuerbaren Energien Anlagen eine bestimmte Lizenz von NCER besitzen. Für den Eigenbedarf bis zum 10 MW Nennleistung müssen keine Lizenzen für alternative Energiequellen erworben werden (Arzinger 2009).

In dem Gesetz wird Biomasse als Stoff bezeichnet, der mindestens teilweise pflanzliche Herkunft hat. Diese Inkonsistenz in der Gesetzgebung schränkt die Nutzung von einigen Agrarnebenprodukten ein (Kuznetsova & Kutsenko 2010).

¹⁸ Die Herstellung, Übertragung und Bereitstellung von Strom kann in der Ukraine nur nach Erwerbung von Lizenzen ausgeübt werden.

¹⁹ UAH: Ukrainische Hrywnja; 1 UAH = 8,34 € ct

Das Gesetz verpflichtet den Großhandelsmarkt, der in der Ukraine durch das Unternehmen Energorynok betrieben wird, Elektrizität aus erneuerbaren Quellen zu dem oben genannten Tarif abzukaufen. Dem Gesetz nach können die Produzenten von Strom aus erneuerbaren Quellen jedoch auch ihren Strom direkt an Konsumenten oder an Vertriebsunternehmen (Oblenergo) zu vertraglich festgelegten Preisen verkaufen. Abbildung 3 zeigt die Möglichkeiten der Produzenten, Ökostrom zu verkaufen. Jedoch verbieten andere ukrainische Regulierungen den Vertriebsunternehmen, Strom zu höheren Preisen als der Großhandelspreis einzukaufen. Das lässt sich damit erklären, dass in der ukrainischen Gesetzgebung keine Möglichkeit existiert, die Zusatzausgaben der Vertriebsunternehmen beim Kauf von „grünem“ Strom zu kompensieren. Es fehlt somit ein einheitlicher Rechtsrahmen für den Verkauf von Ökostrom. Nähere Ausführungen zu den Akteuren im ukrainischen Stromsektor finden sich in Kapitel 4.6.2.

Das Gesetz Nr. 601-VI von 2008 verpflichtet den staatlichen Netzbetreiber Ukrenergo, EE-Anlagen an das Netz anzuschließen und die Einspeisung zu gewähren (Hard & Zillich 2009).

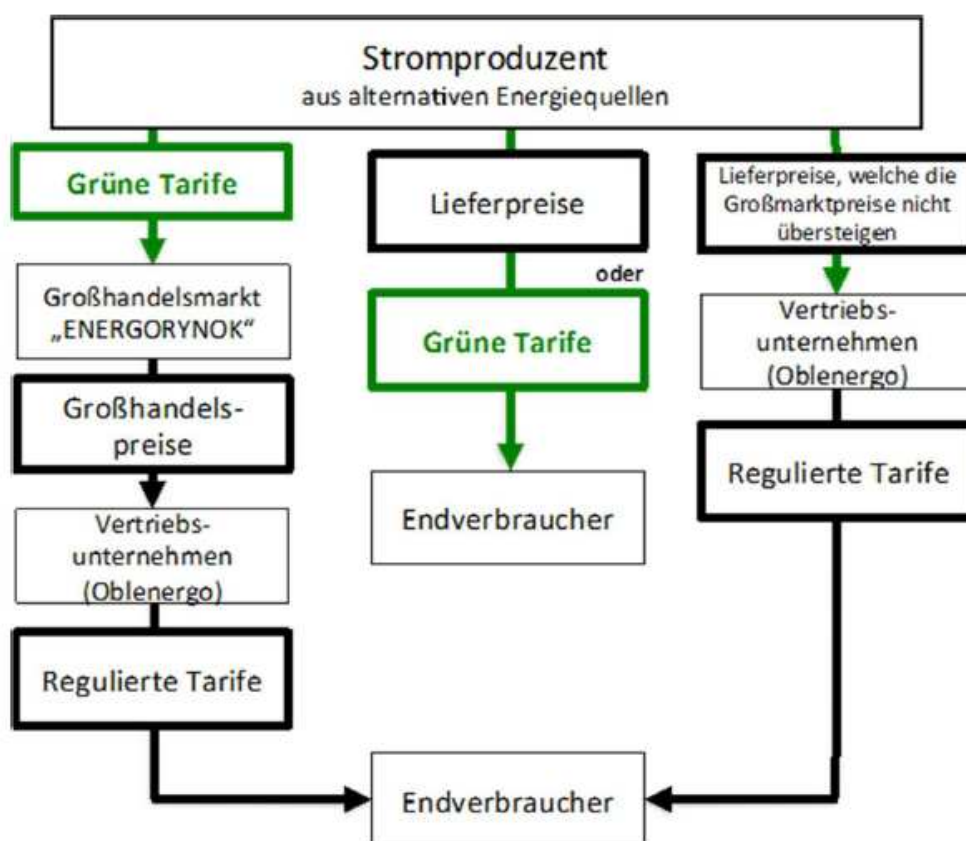


Abbildung 3: Verkaufsmöglichkeiten für Produzenten von Strom aus alternativen Energiequellen in der Ukraine (Kuznmetsova & Kutsenko 2010)

Anfang 2009 hat das ukrainische Ministerkabinett eine Reihe von Erlassen veröffentlicht, die sich auf die Entwicklung der Biogasproduktion in der Ukraine beziehen. Dabei wurde ein staatliches Programm über die Entwicklung von Biogasherstellung und –verbrauch zwischen 2010-2014 (Erlass Nr. 276-p) eingeführt, um die Gasimportabhängigkeit zu

reduzieren. Erlass Nr. 217-p „*Issues on Organization of Production and Use of Biogas*“ sieht die Entwicklung von Biogas-pilotprojekten vor, in deren Rahmen unter anderem auch staatliche Standards für Biobrennstoffe entwickelt werden sollen. Ein solches Pilotprojekt soll innerhalb des ukrainischen Green Investment Scheme finanziert werden (Rzhanov, 2009). Instruction Nr. 223-p „*On Creation of Register of Resources suitable for Biogas production*“ sieht die Erstellung eines Verzeichnisses über die verfügbaren Biogasressourcen vor (Arzinger 2009; Rzhanov 2009, Email; Kuznetsova, Kutsenko, 2010).

Um Beschäftigungs- und Innovationseffekte für die ukrainische Industrie durch internationale Projekte sicherzustellen, müssen so genannte 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).

Nach Aussage von Experten wie Denis Rzhanov (2009, Email) und Thorsten Swoboda (2009, mdl.) wird die Stromproduktion aus Biogas bisher eher für den Eigenbedarf genutzt, da einerseits nur schwer Lizenzen zu bekommen sind und andererseits die Leistung der Anlagen klein ist (weniger als 1 MW). Mit steigenden Strompreisen steigt die Attraktivität einer direkten Nutzung 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. Betreiber von Anlagen zur Nutzung 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). 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.

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 gibt es kaum Anlagen, die Strom zu den Grünen Tarifen einspeisen (Kuznetsova & Kutsenko, 2010). 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 ist auch, dass das staatliche Unternehmen Energorynok hoch verschuldet und daher eventuell nicht in der Lage ist, die hohen Tarife zu bezahlen. Da die Abnehmer tarife für private Haushalte und Industrie staatlich reguliert sind, ist auch eine Umlage nicht möglich (OECD/IEA 2006).

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

4.3.3 Steuerbefreiung von erneuerbaren Energien Anlagen

In der Vergangenheit waren ukrainische Steuern und Einfuhrzölle eine große Barriere für Erneuerbare-Energien (EE)-Projekte, da diese oft auf den Import von Anlagentechnik angewiesen sind. So unterlag die Technik einer Mehrwertsteuer von 20 %, die 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 Hindernis dar (iisd/point carbon 2008).

Am 16. März 2007 wurde ein Gesetz verabschiedet (No. 760-V), welches Änderungen für mehrere bestehende Gesetze einführte mit dem Ziel, Energieeffizienzmaßnahmen zu fördern. In den Änderungen ist unter anderem vorgesehen, den Import von EE- 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 wurden mit dem Gesetz vom 16.03.2007 Änderungen im Gesetz "*On Enterprises Profit Tax*" eingeführt. Demnach sind Gewinne aus dem Verkauf von heimischer Energieeffizienz- und EE-Technik 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 für die Produktion und Nutzung von Biokraftstoffen. Zu Biokraftstoffen zählen Bioethanol, Biobutanol, Biodiesel, Biogas und Biowasserstoff. 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 2009).

4.4 Eigentumsrechte von Ackerflächen und Wäldern

Ein weiteres Hindernis für die Entwicklung der Energieproduktion aus biogenen Quellen sind die unklaren Besitzverhältnisse von Ackerböden und Wäldern. Bis zum 1. Januar 2008 war der Verkauf von Ackerflächen in der Ukraine gesetzlich verboten. Ende 2007 wurde das Gesetz auf unbefristete Zeit verlängert. Durch das Privatisierungsverfahren von Ackerböden haben 6,9 Millionen Menschen Recht auf Ackerstück von den ehemaligen Kolchosen erhalten. (OECD 2009) Da das Verfahren noch nicht abgeschlossen ist, sind die Eigentumsrechte an den Ackerböden unklar. Eine Vielzahl zukünftiger neuer Landbesitzer kann das Verpachten von großen zusammenhängenden Ackerflächen deutlich erschweren (Carmon-Taubadel et al. 2008). Zur Zeit sind ungefähr 88 % der produzierenden Ackerflächen verpachtetes Land (Demyanenko & Hetman 2008). Die Transaktionskosten (z. B. Kosten für die Suche nach geeigneten Ackerflächen, Kosten des Pachtvertrages, Pachtgebühren, weitere administrative Kosten), die durch das Pachten von Ackerflächen entstehen, sind durchaus signifikant, und nicht ohne weiteres transparent darstellbar (Demyanenko & Hetman 2008; Carmon-Taubadel et al. 2008).

Auch in der Forstpolitik gibt es unklare Eigentumsverhältnisse. Dadurch werden Investitionen in Aufforstungen und neue Wälder behindert und eher nach kurzfristigen Lösungen statt langfristigen Forststrategien gewählt (Nijnik & Bizikova 2008). Laut dem Landkattaster von 2001 gehören wahrscheinlich mehr als 95 % der Waldflächen zum Staat, kommunal werden circa vier Prozent bewirtschaftet und der Anteil privater Wälder beläuft sich auf weniger als 0,1 %. Die Wälder werden durch unterschiedliche Institutionen verwaltet, unter anderem durch die Kommission der Forstwirtschaft, das Landwirtschaftsministerium, das Verteidigungsministerium und das Umweltministerium. Wälder, die zu den Kolchosen gehören, haben den geringsten Wert und die niedrigste Produktivität (Soloviy & Cubbage 2007).

Die unklaren Eigentumsrechte erschweren eine langfristige Pachtung von landwirtschaftlichen und forstwirtschaftlichen Nutzflächen. Dadurch wird auch die Energieerzeugung von biogenen Quellen eingeschränkt.

4.5 Klimapolitik der Ukraine

4.5.1 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, da die CO₂-Emissionen als Folge des wirtschaftlichen Strukturwandels der 90er Jahre drastisch gesunken sind. Seit 2001 nehmen die Emissionen der Ukraine allerdings wieder 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). 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 eine Zunahme der Kohle in der Strom- und Wärmeerzeugung

vorsieht, steuert dieser Entwicklung nicht ausreichend entgegen (OECD/IEA 2006). 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 und die Ukraine daher einen Überschuss an AAUs auf dem internationalen Markt verkaufen kann (OECD/IEA 2006). 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. Große Potenziale zur Emissionsreduktion in JI-Projekten bestehen in der Ukraine vor allem durch die effizientere Energieerzeugung und -nutzung (OECD/IEA 2006).

4.5.2 Rechtliche Rahmenbedingungen für JI- und GIS-Projekte in der Ukraine

Der grundlegende Rechtsrahmen der ukrainischen JI-Aktivitäten ist im Erlass Nr. 206 von 2006 festgelegt. Der Erlass regelt den Prozess bis zur Projektgenehmigung. Das selbst Genehmigungsverfahren besteht aus einem zweistufigen Prozess. Die Bestimmungen des Erlasses wurden in drei weiteren Verordnungen des Ministeriums für Umweltschutz im Jahre 2006 zusammengefasst (Verordnung Nr. 341, Nr. 342 und Nr. 273). 2007 wurden sie durch die Regierungserlässe Nr. 977 und Nr. 221 ergänzt. Die Pflichten und Rechte der Nationalen Agentur für Ökologische Investitionen (National Environmental Investment Agency/NEIA) als zuständige JI/GIS-Behörde wurden im Erlass Nr. 392 mit weiteren konkretisierenden Bestimmungen ergänzt. (RETech 2011)

Die Umsetzung der Green Investment Schemes (GIS) basiert in der Ukraine auf dem Regierungsdekret Nr. 221 vom Februar 2008 mit dem Titel „*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. Die in 2007 gegründete Nationale Agentur für Ökologische Investitionen (NEIA) wurde zum Hauptinstrument für das Management sowohl von JI als auch von GIS ernannt. NEIA stellt auch die Verhandlungsführung und Verantwortung für das Projektdesign unter Regierungsaufsicht. Die Agentur ist ein zentraler Anlaufpunkt für ausländische Projektentwickler, „*Accredited Independent Entities*“ (AIEs) und Investoren für JI-Projekte. Es fehlt jedoch noch ein komplettes rechtliches und strukturelles Institutssystem für GIS. Der Einsatz und die Verwendung von AAUs werden von der Regierung entschieden. Die Gesetzgebung zum Staatshaushalt legt dabei fest, dass GIS Mittel ausschließlich in Projekte mit direkter Emissionsminderung fließen dürfen. Die ukrainische Exim Bank spielt als Partner von NEIA eine wichtige Rolle bei der Verwaltung der AAUs. Die Exim Bank verfügt über Erfahrungen bei der Implementierung von JI-Projekten.

4.5.3 Green Investment Schemes in der Ukraine

Nach Angaben der Weltbank stehen mehr als eine Gigatonne 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). 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). 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 Äquivalent 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 „Hard-Greening“-Projekte gefördert werden, also solche, die direkte Treibhausgas-minderung erzielen (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 angesichts mangelnder Emissionsreduktionen vor Ort nicht möglich. Ähnlich wie bei JI könnten jedoch Biogasprojekte, die zu Methanreduktionen in der Landwirtschaft führen, indem sie etwa Methan aus der Tierhaltung bzw. Güllelagerung auffangen, für den Export gefördert werden, und dies ohne die bei JI vorgegeben Untergrenzen für die zu erzielenden 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.

Weiterhin 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.

4.6 Strommarkt in der Ukraine

4.6.1 Energieeffizienz

Energieeffizienz ist ein weiterer wichtiger Faktor, der für die Betrachtung der Situation der Energiewirtschaft in der Ukraine bedeutend ist. Die hohe Energieintensität der Wirtschaft und die ineffiziente Energienutzung in privaten Haushalten wirken sich negativ auf die Wirtschaft des Landes aus. Zwar sinkt die Energieintensität der ukrainischen Wirtschaft seit 1996,²⁰ 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. Dabei beruht die geplante Umsetzung dieses Zieles vor allem auf der zu erwartenden sektoralen Umwälzung in der Wirtschaft hin zu einem stärkeren Dienstleistungssektor. Eine wichtige Bedingung für diese Umwälzung ist allerdings, so die IEA, eine konsequente Erhöhung der Energiepreise (OECD/IEA 2006). 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).

4.6.2 Akteure am Strommarkt

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 (Oblenergos) kaufen den Strom von Energorynok und verkaufen ihn weiter an kleine und mittlere Abnehmer. Energorynok ist hoch verschuldet, da viele Oblenergos ihren Zahlungspflichten nur bedingt nachkommen. Die einzige Konkurrenz besteht zwischen den 14 großen, von regionalen Erzeugungsunternehmen (Gencos) 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).

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 Vertriebsunternehmen zu nutzen. Allerdings ist es sehr schwierig, eine solche Lizenz zu erhalten (iisd/Point Carbon 2008).

²⁰ Nach Angaben der IEA ist die Ukraine derzeit um 30% energieeffizienter als in 1995.

4.6.3 Strompreise

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; 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 seitens der Endverbraucher und niedrige Einkommen der Bevölkerung (Opitz 2006).

4.7 Wirtschaftsklima und finanzielle Rahmenbedingungen

Die Finanzierung großer und mittelgroßer Projekte ist in der Ukraine nicht einfach, die 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 (2010) befindet sich die Ukraine weltweit auf Rang 142 in „*Ease of Doing Business*“ und auf Rang 146 in der Studie „*Global Corruption Report 2009 by Transparency International*“ (Zachman 2010). In einem Sonderteil der Weltbankstudie (2010) 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 können.

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.

4.7.1 Zusätzliche internationale Finanzierungsmöglichkeiten für Biogasanlagen

Neben den bestehenden Grünen Tarifen und den JI/GIS-Fördermitteln werden Biogas-Projekte auch durch westeuropäische Regierungsprogramme mitfinanziert. 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 EE- 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 dessen 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 4.5 über die ukrainische Klimapolitik). Im Rahmen der europäischen Nachbarschaftspolitik profitiert die Ukraine allgemein von finanzieller Unterstützung durch die EU. (siehe Kapitel 4.2.2)

4.8 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 einige Deponiegasprojekte unter Joint Implementation gefördert. Die bestehenden Deponiegasprojekte fallen unter aktuellen Bedingungen nicht unter die Einspeisetarifregeln. Sie sind auch ohne Grüne Tarife rentabel durchführbar, da das Substrat meist sehr kostengünstig ist und im Idealfall über JI zusätzliche Finanzierungsmöglichkeiten bestehen. Mit steigenden Einnahmen wird die Nutzung von Gas in kleinen Deponien und Deponien mit geringer Gasausbeute attraktiver (Merkel 2010, mdl., Swoboda 2009, mdl).

Die großen Potenziale bei Energiepflanzen können 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 aber wohl 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: der dafür notwendige Aufwand 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 – zunächst vor Ort gebunden. Die Ukraine hat ein starkes Interesse, den heimischen Erdgasbedarf zu senken und energieunabhängiger zu werden. Derzeit spielen erneuerbare Energien bei dieser strategischen Überlegung 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, müssten Abnehmer in 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 ist es ökonomisch und ökologisch sinnvoller, 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, die nicht mehr für den Export zur Verfügung stehen (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 dadurch die Verfügbarkeit der Anlagentechnik gesichert wird und die Wahrscheinlichkeit einer staatlichen Regulierung in Bezug auf Produktionsstandards (Stichwort Nachhaltigkeitskriterien) und Gasnetzzugangsregelungen 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 von der zeitlichen Entwicklung eines Importmarktes in der EU ab.

Derzeit sind die Bedingungen für Investoren in der Ukraine den Rankings der Weltbank zufolge 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.

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.

5 Energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen in Russland

5.1 Einführung

Russland spielt in der internationalen Energieversorgung eine signifikante Rolle. Seine reichen Vorkommen an Erdöl, Erdgas, Kohle sowie Uran und die vielfältigen Möglichkeiten der Nutzung von Wasserkraft zur Stromerzeugung übersteigen bei weitem den inländischen Bedarf und tragen erheblich zur Deckung des weltweiten Energieverbrauchs bei. Russland ist weltweit größter Erdgasexporteur und zweitgrößter Exporteur von Erdöl. Dabei ist Russland nicht nur Energiehersteller und -Exporteur, sondern auch ein wichtiger Transitstaat zwischen Mittelasien und Europa. Als wichtiger Partner der EU ist die Energiewirtschaft ein bedeutender Faktor der russischen Außenpolitik, hier haben sich die Beziehungen in den letzten Jahren intensiviert.

Wichtigster Wirtschaftspartner Russlands ist Deutschland, insbesondere im Bereich der Energiewirtschaft. Einerseits ist Russland für Deutschland der bedeutendste Energielieferant, kann andererseits aber zum Beispiel im Bereich der Energieeffizienz weitere Exportmöglichkeiten für deutschen Energieeffizienztechnologien anbieten. Im Juli 2009 wurde die Russisch-Deutsche Energie Agentur (rudea) in Moskau gegründet²¹. Im Mittelpunkt dieser Partnerschaft steht die Energieeffizienz Russlands, insbesondere die effiziente Förderung und Nutzung vorhandener Energieträger sowie die Minderung des Energieverbrauchs, der – insbesondere in der russischen Industrie – unverhältnismäßig hoch im Verhältnis zu seiner Produktion ist. Deutsches Know-how ist in den Bereichen Energieeinsparttechnologien und erneuerbarer Energien weltweit führend und Deutschland ist für Russland ein bedeutender Partner. Zwar verfügt Russland über erhebliche erneuerbare Energiepotenziale, die aber zum größten Teil noch ungenutzt sind.

Ziel dieses Kapitels ist es, einen Überblick über die jetzigen politischen Rahmenbedingungen für die Förderung und den Einsatz von erneuerbaren Energien in Russland zu geben. Dabei wird der Schwerpunkt auf die Frage gelegt, welche Rahmenbedingungen die Möglichkeiten eines Biomethanimportes aus Russland in die Europäische Union beeinflussen.

²¹ <http://rudea-energy.com/de/start>

5.2 Erneuerbare Energiequellen in der russischen Energiestrategie

Obwohl Russland dank seiner geographischen Lage, seiner Größe, der Klimavielfalt und seiner topographischen Besonderheiten über außerordentlich große und vielfältige Vorkommen erneuerbarer Energien verfügt, spielt ihre Lage, Förderung und Nutzung in der russischen Energiepolitik bisher nur eine untergeordnete Rolle. Das Potenzial der erneuerbaren Energien wird von internationalen Experten auf ungefähr 30 % des gesamten Primärenergieverbrauchs in Russland geschätzt. Gegenwärtig stammt weniger als 1 % der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen (dabei werden große Wasserkraftwerke nicht den erneuerbaren Energien zugerechnet) (AHK, 2009).

5.2.1 Erster Meilenstein: Russische Energiestrategie bis 2020

In August 2003 wurde die Russische Energiestrategie bis 2020 veröffentlicht. Dieses Dokument gilt als Meilenstein, denn darin wurde den erneuerbaren Energien in Russland erstmals besondere Aufmerksamkeit gewidmet.

Diese Energiestrategie bezieht sich auf das Konzept einer neuen Energiepolitik in 1992, in dem Reformmaßnahmen des Post-Sowjet Energiesektors unter Einführung regionaler Aspekte festgelegt wurden (IEA 2002). Wenngleich unter den regionalen Aspekten die Entwicklung von unkonventionellen erneuerbaren Energiequellen erwähnt wurde, so erhielten fossile Brennstoffe immer noch höchste Priorität. Die Reformen des Energiesektors waren eng mit den allgemeinen wirtschaftlichen Transformationsprozessen verbunden. Jedoch wurden viele Zielvorgaben wegen der schlechten wirtschaftlichen Leistung nicht erfüllt. Obwohl die wirtschaftliche Transformation des Energiesektors zur Privatisierung führte, blieb die monopolistische Marktsituation unverändert (IEA 2002). Die Entwicklung der Nutzung erneuerbarer Energien hatte während der 90er Jahre keine Priorität in Russland.

Die russische Energiestrategie bis 2020 leitete eine Wende ein, indem die Wichtigkeit der zunehmenden Nutzung von erneuerbaren Energien als Teil der Energieeffizienz und Diversifizierung von Energiequellen manifestiert wurde. Die Strategie schreibt die Verdopplung des Anteils der erneuerbaren Energiequellen im Gesamtvolumen der Produktion der primären Energieressourcen bis zum Jahr 2020 vor. Bis 2020 soll der Anteil erneuerbarer Energien bei der Stromwirtschaft auf 4,5 % steigen und 7 % der Primärenergie soll aus erneuerbaren Quellen stammen (IEA Datenbank).

Die Unterstützung von dezentral erschließbaren erneuerbaren Energien wird unmittelbar mit der Senkung des Verbrauchs von konventionellen, fossilen Brennstoffen verbunden. Damit sollen einerseits Umweltschäden des Energiesektors abgemildert, andererseits dezentral verfügbare und nachhaltige Ressourcen für fernliegende Regionen gesichert werden.

Die russischen Energiestrategiepläne bis 2020 weisen nur eine vage Einschätzung bezüglich der Nutzung von Biomasse aus. An erster Stelle stehen Torf und Feuerholz, da sie unmittelbar verbrannt werden und dadurch als Strom- und Wärmequelle dienen können. Die Strategie bestimmt keine Meilensteine und keine spezifischen Ziele für die

Entwicklung der Nutzung erneuerbarer Energien. Dieser Mangel hemmt die Investitionsbereitschaft russischer Marktakteure in erneuerbare Energien (Pristupa 2010).

5.2.2 Die überarbeitete Energiestrategie bis 2030

In November 2009 hat die russische Regierung eine Überarbeitung der Energiestrategie bis zum Jahr 2030 veröffentlicht (IEA Datenbank). Die neue Strategie basiert auf dem im Jahr 2008 erstellten Konzeptpapier der langfristigen gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Entwicklung in der Russischen Föderation. Das Kernziel des Konzeptpapiers ist es, die russische Wirtschaft auf einen innovativen und gesellschaftlich orientierten Wachstumspfad zu lenken. In der neuen Strategie wird daher betont, dass dieses Dokument nicht nur eine Verlängerung der bisherigen Strategie bis 2020 darstellt, sondern dass es auch die drastisch veränderte marktwirtschaftliche Situation berücksichtigt. Der veränderte Weltmarkt, das steigende russische Energiepotenzial und die Diversifizierung der Exportmärkte der fossilen Energieträger machten die Überarbeitung der russischen Energiestrategie notwendig (Pristupa et al. 2010). Die Energiestrategie 2030 bestimmt drei Entwicklungsphasen:

1. Post-Krise-Aufschwung der Inlandswirtschaft, institutionelle Veränderung, Beseitigung von Barrieren bei Energieeffizienz und Modernisierung des Energiesektors mit staatlichen Mitteln.
2. Entwicklung der Energieinfrastruktur und technische Modernisierung mit wachsender Einbeziehung von Marktakteuren.
3. Entwicklung einer innovativen Wirtschaft mit Hilfe der erweiterten Nutzung von innovativen Energieeffizienztechnologien und kohlenstoffarmen Energiequellen unter zunehmender Verringerung staatlicher Einflussnahme (Pristupa et al. 2010).

In der neuen Energiestrategie bis 2030 erhalten erneuerbare Energiequellen weitaus mehr Bedeutung als in dem vorausgegangenen Energiekonzept. Sie beinhaltet quantitative Zielvorgaben und Fristen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen. Diese soll von 1,5 % in 2010 auf 4,5 % in 2020 und 8 % in 2030 steigen. In der Wärme- und Kälteerzeugung und in dem Transportsektor wurden keine Ziele festgelegt (Pristupa et al. 2010). Die überarbeitete Energiestrategie Russlands setzt voraus, dass die gegenwärtigen Öl- und Gasexporte weiter wachsen werden. Der Öllexport wird von 19 % auf 22 % steigen, der Kohleexport von 17 % auf 19 % und der Gasexport soll um 50 % zunehmen. Parallel dazu wird angenommen, dass der einheimische Verbrauch von 53 % auf 46 % bis zum Jahr 2030 sinkt (Shadrina 2010).

Tabelle 3: Zukunftsprognose der Investitionen im Energiesektor und in erneuerbare Energien in der russischen Wirtschaft bis 2030 gemäß Energiestrategie (Pristupa et al. 2010)

Jahre	Phasen	Gesamtinvestition in der Energiestrategie (Mrd. USD 2007)	Investition im EE-Sektor (Mrd. USD2007)	Relative Investitionen in EE (in %)	Erneuerbare in der Primärenergie-Bilanz (in %)
2010 - 2015	1	544	8	1,5	0,3
2016 - 2022	2	590,5	26	4,4	0,7
2023 - 2030	3	1.430	89,5	6,3	1,4

Tabelle 3 zeigt die Prognose der Entwicklung der Investitionsvolumina. Die Energiestrategie geht davon aus, dass die Gesamtinvestitionen im erneuerbaren Energiesektor von ungefähr 8 Milliarden USD in der Zeitperiode 2010 – 2015 auf 90 Milliarden USD zwischen 2023 und 2030 anwachsen. Das bedeutet, dass sechs Prozent der Gesamtinvestitionen in der dritten Phase in den erneuerbaren Energiesektor fließen soll.

Im internationalen Vergleich sind diese absoluten und relativen Investitionsvolumina nicht besonders ambitioniert. Die chinesische Investitionsprognose geht von einem Anteil erneuerbarer Energien in Höhe von 15 % aus (Martino & Junfen 2007), und die Europäische Union strebt einen Anteil von 20 % bis 2020 an (EREC 2004).

Die erneuerbaren Energiequellen sind in einer Gruppe der kohlenstoffarmen Technologien mit Kernenergie zusammengefasst. Der Anteil der kohlenstoffarmen Technologien in der russischen Primärenergie wird von zehn auf 14 % bis 2030 wachsen. Das wird größtenteils mit Hilfe von neuen Kernenergiekapazitäten und neuen Großwasserkraftanlagen erreicht. Andere erneuerbare Energiequellen spielen nur eine untergeordnete Rolle. Zwar werden die Biomassenpotenziale in der Energiestrategie berücksichtigt, es ist aber nicht zu erwarten, dass Biomasse in Zukunft einen bedeutenden Anteil an der Energieproduktion übernehmen wird (Pristupa et al. 2010).

5.3 Erneuerbare-Energien-Politik in Russland

Da die russische Energiestrategie keine klaren und ambitionierten Ausbauziele für erneuerbare Energien und Biomasse im Besonderen vorschreibt, spielen die unkonventionellen Energieressourcen auch in den gesetzlichen und politischen Prozessen eine untergeordnete Rolle.

Das erste russische Gesetz über erneuerbare Energien wurde im Jahre 1999 entworfen, aber ein Veto des damaligen Präsidenten Jelzin verhinderte das Inkrafttreten. Der Entwurf wurde auch während der Putin-Administration nicht mehr aufgegriffen. Am 27. November 2010 wurde der Regierungserlass Nr. 940 verabschiedet, der staatliche Subventionen für Stromerzeugungsanlagen mit Wind-, Solarenergie und Wasserkraft beim Anschluss an

das Stromnetz bereitstellt. Die Subventionen bieten eine Kompensation für Aufwendungen für den technischen Anschluss an das Stromnetz an (dena 2011).

In 2007 hat das russische Agrarministerium das Gesetz zur Entwicklung der Nutzung von Bioenergie entworfen. Bis Ende 2010 wurde es aber nicht vom Parlament verabschiedet. Der Gesetzentwurf beinhaltet die gesetzliche, organisatorische, wirtschaftliche und gesellschaftliche Regulierung der Rahmenbedingungen der Biokraftstoffherstellung (Pristupa et al. 2010). Zurzeit gibt es am russischen Markt keine Förderpolitik für Energieerzeugung aus biogenen Quellen. Es existieren lediglich Richtlinien, welche die Rahmengrundlagen für die Entwicklung erneuerbarer Energien bestimmen: am 8. Januar 2009 hat die russische Regierung die politischen Leitlinien für die Förderung von erneuerbaren Energien im Energiesektor veröffentlicht. Die „*State Policy for Energy Efficiency of Electrical Energy Industry Based on the Use of Renewable Energy Sources Until 2020*“ (IEA Datenbank) wurde von dem russischen Energiemonopol Russian United Energy System angeregt. Das Dokument führt die Ideen des Gesetzentwurf von 1999 (s.o.) durch (Pristupa et al. 2010). Die Leitlinien (IEA Datenbank) bestimmen die Zielvorgaben für den Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen bis zum Jahr 2020, mit Ausnahme großer Wasserkraftwerke (über 25 MW Leistung). Das Ziel liegt bei 1,5 % in 2010, 2,5 % in 2015 und 4,5 % in 2020. Die Ziele werden nach Energiequellen bzw. nach zusätzlichen Parametern wie installierte Kapazität oder erzeugte Strommenge differenziert. Die Biomassennutzung soll von 0,5 % in 2010 auf zwei Prozent in 2020 wachsen.

Die Leitlinien identifizieren verschiedene Markt- und institutionelle Barrieren. Sie zeigen auf, wo Defizite in der Infrastruktur bestehen und in welchen Bereichen die Daten- und Informationsbasis über ökonomische Potenziale erneuerbarer Energien mangelhaft ist. Zusätzlich werden rechtliche Rahmenbedingungen und eine zu geringe technische Beratung als Hindernisse des Ausbaus von erneuerbaren Energien aufgezeigt.

Als Lösungsansätze werden Maßnahmen vorgeschlagen, welche die staatliche Aufsicht für erneuerbare Energien stärken und verbessern sollen, um dadurch den Neubau und die Modernisierung von existierenden EE-Anlagen sowie Energiedienstleistungsunternehmen im Bereich des erneuerbaren Stromsektors zu fördern. Die statistische Berichterstattung und die räumliche Verteilung von regenerativen Stromerzeugungsanlagen sollen verbessert werden. Ergänzend wird als Maßnahme die Implementation einer Projektdatenbank vorgeschlagen, die alle neu errichteten und modernisierten EE-Anlagen erfasst.

Um die Wettbewerbsbedingungen der erneuerbaren Energien in Vergleich zu fossilen Brennstoffen zu verbessern, plant das Energieministerium verschiedene Maßnahmen. Dazu gehören die Einführung von Einspeisetarifen für Strom aus erneuerbaren Energiequellen, die Verpflichtung für den Kauf von Mindestmengen an EE-Strom und die Einführung von zusätzlichen Fördermaßnahmen für EE-Stromerzeugung in Übereinstimmung mit dem nationalen Haushalt. Weiterhin ist auch die Verbesserung der rechtlichen Rahmenbedingungen für die Nutzung nachhaltiger Energiequellen und des Betriebs von EE-Erzeugungsanlagen geplant.

Zur Verbesserung der Infrastruktur der regenerativen Energieerzeugung ist eine Intensivierung von Forschung und Entwicklung vorgesehen. Die Richtlinien empfehlen, die Gründung und Entwicklung von Informationsnetzwerken für allgemeine und technische Unterstützung, die Einführung von Management-Informationstechnologien sowie die Ausbildung von Spezialisten für EE-Anlagen zu fördern. Weitere rechtliche, technische und methodische Fördermaßnahmen für Planung, Bau und Betrieb sollen eingeführt werden. Durch die Annahme der Leitlinien wird das Energieministerium mit der Koordination und Umsetzung der Maßnahmen und Überwachung der Fortschritte beauftragt (IEA Datenbank).

Die Verzögerung zwischen Gesetzentwicklung und -durchführung und die großen Inkonsistenzen sind in der Tatsache begründet, dass es keine spezifischen staatlichen Institutionen gibt, die für erneuerbare Energien zuständig sind. Theoretisch sind für die energetische Nutzung von fester Biomasse das Ministerium für Natürliche Ressourcen und Umwelt und das Energieministerium zuständig. Die Biokraftstoffherstellung wird als Alkoholherstellung klassifiziert und wird somit vom Landwirtschaftsministerium und von den örtlichen Behörden überprüft. Die Aufgaben und die Verantwortlichkeiten sind zwischen zahlreichen Organismen aufgeteilt. Das führt oft zu widersprüchlichen Regulierungen und es existiert keine Institution, welche die Entwicklung dieses Sektors übergreifend koordiniert (Pristupa et al. 2010). Ohne auf die Verabschiedung des föderalen Gesetzes zu warten, haben viele Bezirke und andere administrative Körperschaften der Russischen Föderation (zum Beispiel Tatarstan, Karelien, Krasnodarskij Krai) eigene Gesetze verabschiedet (AHK 2010).

5.4 Anreize für energetische Biomassenutzung in der russischen Agrarpolitik - politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien

Eine Studie der Deutschen Auslandshandelskammern (AHK 2010) zeigt, dass in Russland jährlich bis zu 300 Mio. Tonnen organische Abfälle produziert werden, die als Rohstoff für die Biogaserzeugung dienen und so auch zur Lösung der Energieprobleme in den ländlichen Gebieten beitragen können. Dadurch könnten auch die mit den Agrarabfällen einhergehenden Probleme zumindest zum Teil gelöst und gleichzeitig ein Beitrag zur Entwicklung der russischen Landwirtschaft geleistet werden: die Kolchosen sind in jüngerer Zeit mit dem Problem der Entsorgung von großen Mengen landwirtschaftlicher Abfälle (z.B. Gülle) konfrontiert, die gegenwärtig oft einfach aus den Betrieben abtransportiert und gelagert werden. Das führt sowohl zu verschiedenen Umweltproblemen als auch zu Reduzierung der nutzbaren Ackerböden aus dem Agrarbetrieb, da mehr als 2 Mio. ha Ackerböden für die Mistlagerung genutzt werden. Um einen weiteren Anreiz für die organische Abfallentsorgung zu schaffen, wurde eine Strafe für die nicht entsorgten, organischen Abfällen eingeführt, die zur Zeit 497 Rubel/t (12,45 Euro/t²²) beträgt (Uvarov 2011). Dieser Betrag ist jedoch nicht hoch genug angesetzt, um eine nachhaltige Wirkung zu entfalten. In allen Agrarregionen besteht das Problem des schlechten Zugangs an die Energieinfrastruktur (AHK 2010).

²² 1 RUB = 0,025 EUR

5.5 Klimapolitik in Russland

5.5.1 Die russische Rolle in der internationalen Klimapolitik

Das Kyoto-Protokoll ist mit der Unterschrift von Moskau im Februar 2005 in Kraft getreten. Anhand dieser rechtlichen Verpflichtungen haben die teilnehmenden Staaten vereinbart, dass ihre Emissionen bis 2012 an ein vereinbartes Niveau angeglichen werden, dessen Höhe relativ zum Niveau ihrer Emissionen von 1990 bestimmt wird. Aufgrund der post-sowjetischen Wirtschaftsschrumpfung und des industriellen Wandels wird Russland frühestens in 2020 das Niveau der vereinbarten Emissionen wieder erreichen, ohne dass dafür zusätzliche Anstrengungen notwendig sind. Im Dezember 2009 befand sich Russland 40 % unter diesem Niveau.

Im Juni 2009 machte Präsident Medwedew die russischen Post-Kyoto-Ziele bekannt: 10 – 15 % unter dem Niveau von 1990. Tatsächlich bedeutet diese Zielvorgabe ein mögliches Wachstum der Emissionen von 30 - 35 % im Vergleich zum Niveau von 2007. Im Dezember 2009 in Kopenhagen erhöhte Medwedew die Zusage auf eine Reduzierung um 20 – 25 %, obwohl andere Experteneinschätzungen zeigen, dass eine Minderung um mindestens 30 % möglich ist. Am 1. Februar 2010 reichte Russland seine Pläne zur Reduzierung des Treibhausgasausstoßes ein, wobei das Land sich nur zu einer Reduzierung von 10 bis 15 % unter dem Niveau von 1990 verpflichtete. Medwedew zog die in Kopenhagen angekündigten Zielvorgaben zurück (Charap 2010).

5.5.2 Nationale Klimapolitik in Russland

Trotz des zwischenzeitlich in Kopenhagen gestiegenen Engagements machen die wenig ambitionierten russischen Zielvorgaben deutlich, dass das Land sich in Klimafragen nach wie vor oft passiv verhält. Führende russische Politiker sind der Ansicht, dass die wegen des wirtschaftlichen Wandels gesunkenen Emissionen bereits den russischen Beitrag gegen den globalen Klimawandel geleistet haben, deshalb habe das Land das Recht, eine Emissionsreduzierung abzulehnen (Charap 2010).

Wenngleich Russland keine eigenständigen nationalen Klimaziele verfolgt, wurde die UN-Klimaschutzkonferenz in Kopenhagen für die russische Politik zu einem Meilenstein. Bis zum Dezember 2009 konnte man fast nicht von einer russischen Klimapolitik sprechen. Das Thema existierte weder im politischen noch im gesellschaftlichen Diskurs. Einige Monate vor der Kopenhagen-Konferenz begannen russische Politiker davon zu reden, dass vom Klimawandel eine reale Gefahr für die russische Wirtschaft ausgehe und entsprechende Gegenmaßnahmen eingeleitet werden müssten. Im November 2009 wurde ein Gesetz über Energieeffizienz verabschiedet (Davydova 2010). Am 17. Dezember 2009 unterschrieb Medwedew die Klimadoktrin der Russischen Föderation, die zahlreiche politische und ökonomische Maßnahmen zur Senkung der Treibhausgas-Emissionen und zur Anpassung des Landes an den Klimawandel vorsieht. Die Doktrin basiert auf verschiedenen innerhalb der Russischen Föderation durchgeführten Studien und Forschungen (IEA Datenbank). Sie gilt als ein Entwurf für die inländische klimabedingte Gesetzgebung und schreibt die Annahme von höheren internationalen Umweltstandards, ein verbessertes Umweltmonitoring, die Umsetzung von Energieeffizienz- und

Energiesparmaßnahmen und eine stärkere Nutzung alternativer Energiequellen vor. Die in der Doktrin verkörperten Ziele von Russland sind die Reduktion des Anteils von Erdgas an Energieerzeugung auf 46 - 47 % bis 2030 von mehr als 50 % derzeit bei gleichzeitiger Verdopplung der Kapazitäten der Kernkraftwerke (IEA 2010). Die Doktrin verordnet auch die Nutzung des bisher verbrannten Fackelgases aus der Erdölförderung (nach einer Studie im Auftrag der Weltbank von 2008 werden in Russland jährlich bis zu 50 Mrd. m³ Fackelgas verbrannt, das dadurch einen erheblichen Anteil an den russischen THG-Emissionen darstellt (Davydova 2010; IEA 2006)). Sie bestimmt auch die schon in Abschnitt 5.3 dargestellten Wachstumsraten der Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen: 1,5 % in 2010, 2,5 % in 2015 und 4,5 % in 2020 (IEA Datenbank). Die Doktrin benennt die folgenden Kernbereiche der Klimapolitik: Verbesserung der Forschung, um ein besseres Verständnis über das Klimasystem und die zukünftigen Auswirkungen und Risiken zu bekommen, die Entwicklung und Umsetzung von kurz- und langfristigen Maßnahmen zur Minderung und Anpassung des Klimawandels, sowie Vereinbarungen mit der internationalen Gemeinschaft. Sie schreibt verschiedene rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen vor, zum Beispiel die Entwicklung von wirtschaftlichen Mechanismen für die Umsetzung von Anpassungs- und Klimaschutzmaßnahmen (einschließlich der möglichen Nutzung von Marktmechanismen). Außerdem wird der Abbau von Marktverzerrungen und Umsetzung von finanz- und fiskalpolitischen Maßnahmen ebenso vorgeschlagen, wie die Erweiterung des Wissens und die Ausbildung von Personal, um die Umsetzung der Maßnahmen zu unterstützen (Beobachtungssysteme, Folgenabschätzungen, Methodik, Ausbildung, etc.). Weiterhin wird eine internationale Kooperation hinsichtlich Anpassungs- und Klimaschutzmaßnahmen angestrebt.

Laut der Doktrin soll die russische Klimapolitik auf der Grundlage der Aktionspläne auf Bundes-, Regional- und Sektoralebene umgesetzt werden. Bundesbehörden sollen für die Entwicklung von steuerlichen und finanziellen Anreizen verantwortlich sein. Dies beinhaltet Anreize für Effizienz- und EE- in verschiedenen industriellen und anderen Sektoren (IEA 2010; Davydova 2010).

5.5.3 Joint Implementation and Green Investment Schemes in Russland

In Russland ist das Wirtschaftsministerium seit Juni 2007 für JI-Projekte zuständig. Im Mai 2007 wurden die gesetzlichen Grundlagen zur Durchführung von JI-Projekten im Rahmen des Kyoto-Protokolls verabschiedet. Der Erlass Nr. 422 *über die Genehmigung von Limits für die Reduktion der Emission von Treibhausgasen* enthält sowohl die Gesamtmenge der Reduktion der THG-Emissionen für 2008 - 2012 als auch eine Aufschlüsselung nach Sektoren. Der Erlass Nr. 424²³ beinhaltet die Geschäftsordnung der Kommission zur Prüfung der Projektanträge. Die Geschäftsordnung beschreibt die Aufgaben und die Zusammensetzung der Kommission sowie das Vorgehen bei der Überprüfung von Projektanträgen. In dem Dokument „Bestätigung der methodischen Hinweise

²³ Erlass Nr. 424 über die Kommission zur Prüfung der Projektanträge nach Art. 6 des Kyoto-Protokolls zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen

zur Prüfung von Projektunterlagen“ wurden Vorgaben an die Projektunterlagen festgelegt, die bei der Projektbewertung zugrunde gelegt werden sollten (BMU 2007).

Die JI-Projekte können eine Kofinanzierung von bis zu 30 % bei erneuerbaren Energien Projekten und über 50 % bei Investitionen in die Müllverarbeitung erhalten (RETech 2011). Jedoch erschweren die komplizierten und bürokratischen Genehmigungsprozesse in Russland die Erfolgsaussichten der JI-Projekte.

Die Anordnung Nr. 843 wurde am 28. Oktober 2009 erlassen und setzt den Artikel 6 des Kyoto-Protokolls um. Die staatliche Sberbank wurde als „operator of carbon units“ ernannt. Die Sberbank erhielt auch die Autorisierung, GIS-Projekte vorzubereiten.

5.6 Zwischenfazit Russland

Mit der Veröffentlichung der Energiestrategie bis 2020 im Jahr 2003 wird der EE-Sektor in Russland stärker entwickelt als zuvor. Als Folge der internationalen Debatten und der in anderen Ländern implementierten Fördersysteme fand auch in Russland die regenerative Energieerzeugung in verschiedenen offiziellen Dokumenten Beachtung. Allerdings wurden seit der ersten Energiestrategie zwar einige Pläne entworfen, aber bisher nicht realisiert, obwohl Russland über große erneuerbare Energiepotenziale und Biomasse-ressourcen verfügt. Die Gründe dafür sind vielfältig. Beispielsweise spürt Russland keinen Druck im Kampf gegen den Klimawandel und hat auch keine Sorgen um seine Energiesicherheit. Ländliche Entwicklung ist zwar wichtig für Russland, aber sie gehört nicht zu den Prioritäten des Landes. Außerdem spielt die Zukunft der Gas- und Ölexporte eine wesentlich wichtigere Rolle.

Deshalb hat die russische Regierung keinen Wert auf die Entwicklung von politischen Fördersystemen zur Erhöhung der wirtschaftlichen Attraktivität des erneuerbaren Energiesektors gelegt. Aufgrund der fehlenden ernsthaften Zielvorgaben und gesetzlichen Rahmenbedingungen konnten sich keine günstigen Marktbedingungen entwickeln. Weiterhin war die Struktur in der Energieindustrie und im Agrarsektor zu unattraktiv für die potenziellen neuen Marktakteure, um langfristige Investitionen durchführen zu können.

Neue Gesetzgebungen, wie die überarbeitete Energiestrategie oder die Leitlinien der Bioenergie-Entwicklung, können zukünftige Entwicklungen in diesem Bereich fördern. Jedoch sind die Ziele weitaus nicht so ambitioniert wie beispielsweise in China oder in der Europäischen Union.

Zwar hat Russland bei der Ratifizierung des Kyoto-Protokolls eine unerlässliche Rolle gespielt, Klimapolitik ist im Lande selbst jedoch zweitrangig. Die wenig ambitionierten russischen Zielvorgaben machen deutlich, dass das Land sich in Klimafragen passiv verhält. Durch die Joint Implementation Mechanismen oder durch Green Investment Schemes können erneuerbaren Energien Projekte eine Kofinanzierung erhalten, jedoch sind diese Unterstützungen nicht zielführend für einen Biomethanexport, da die gewonnene Energie im Land verbraucht werden muss.

Gazprom ist der entscheidende Akteur am russischen Energie- und Gasmarkt. Zwar besitzt Gazprom kein Monopol mehr, aber sein Einfluss ist immer noch marktbeherrschend am Binnenmarkt. Der russische Gasexport wird allein durch Gazprom geführt, deshalb ist seine Rolle an den internationalen Märkten sehr bedeutsam. Die russische Erdgaspolitik ist eine der wichtigsten Einflussmittel in der russischen Außenpolitik.

Die russischen Energiepreise waren in den letzten Jahren im internationalen Vergleich sehr niedrig. Die Preise sind zwar in den letzten Jahren gestiegen, liegen aber immer noch weit unterhalb der europäischen Marktpreise und wirken daher als hemmender Faktor für eine Biomethanherstellung.

Eine weitere Möglichkeit zur Biogasherstellung sind die Agrarabfälle. In Russland wird jährlich eine erhebliche Menge an landwirtschaftlichen Abfällen produziert, die zurzeit unverarbeitet auf die Ackerböden aufgebracht werden und dadurch verschiedene Umweltprobleme auslösen. Sie könnten als Rohstoff für die Biogasanlagen benutzt werden und zu einer umweltfreundlicheren Entwicklung der russischen Landwirtschaft beitragen.

6 Fazit

Die strategischen Leitlinien für die Rolle nachwachsender Rohstoffe in der deutschen Energiepolitik werden im Biomasseaktionsplan dargelegt. Auch zu der Frage der Biomasseimporte äußert sich der Aktionsplan, allerdings ausschließlich qualitativ. Es wird festgestellt, dass, in Abhängigkeit von der Entwicklung der Marktpreise, der Effizienz des Biomasseeinsatzes und der Ausgestaltung der Nachhaltigkeitskriterien, zunehmend Biomasserohstoff importiert werden wird.

Mit der Anpassung der Gasnetzzugangsverordnung, der Gasnetzentgeltverordnung und der Anreizregulierungsverordnung im Jahr 2008 konnte ein Ziel für die Biomethannutzung von sechs Prozent in 2020 und zehn Prozent in 2030 am Erdgasbedarf in Deutschland vorgegeben werden. Zu diesen Verbesserungen gehören Vorrangregelungen für Biomethan bei Anschluss, Einspeisung und Transport des Gases. Weiterhin wurden Optimierungen der Modalitäten zur Erhöhung der Transparenz beim Netzanschluss, festgelegte Pauschalen für vermiedene Nutzungsentgelte und verbesserte regulatorische Rahmenbedingungen eingeführt.

Das Erneuerbaren-Energien-Gesetz schließt den Import von Biomethan aus der Förderung aus. Eine weitere wichtige Säule der Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland ist das EEWärmeG. Das Gesetz schreibt strenge Grenzwerte für den Import von Biomethan vor. Dies bedeutet möglicherweise eine entscheidende Hürde für den Biomethanimport, weil diese strengen Grenzwerte in den Erzeugerländern nur schwer zu kontrollieren sind.

Die treibenden und hemmenden Kräfte der Biomethanherstellung sind in Russland bzw. in der Ukraine und in Belarus unterschiedlicher Natur. Belarus und die Ukraine sind hoch-

gradig von russischen Energieimporten abhängig. Die damit verbundenen Konflikte stellen die größten Anreize für die Verbesserung der Energiesicherheit in diesen Ländern dar. Deshalb rückten neue Maßnahmen, wie die Steigerung der Energieeffizienz und die bessere Ausnutzung der heimischen Ressourcen in den Vordergrund der Energiepolitik. Jedoch wird hauptsächlich die Steigerung des Versorgungsanteils durch Kohle oder Atomenergie geplant, erneuerbare Energiequellen spielen nach wie vor eine untergeordnete Rolle in der Energiepolitik.

Auch die steigenden Importgaspreise können auch 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. Sowohl in der Ukraine als auch in Belarus bilden die landwirtschaftlichen Abfälle nennenswerte Potenziale. In der Ukraine schränken die unklaren Eigentumsrechte von Ackerböden die langfristige Pachtung von landwirtschaftlichen und forstwirtschaftlichen Nutzflächen stark ein. In Belarus und in Russland sind die Eigentumsverhältnisse kein Hemmnis für die Biogasprojekte.

Auch in Russland wird der Erschließung regenerativer Potenziale keine hohe Priorität eingeräumt. Die russische Energiestrategie schreibt keine klaren und ambitionierten Ausbauziele vor. Wie in Belarus oder in der Ukraine könnten Biogasanlagen auch hier die Herausforderung der tierischen Agrarabfälle lösen. Die Kolchosen sind in jüngerer Zeit mit dem Problem der Entsorgung von riesigen Mengen der landwirtschaftlichen Abfälle (z.B. Gülle) konfrontiert, die gegenwärtig oft einfach aus den Betrieben abtransportiert und gelagert werden.

Die Erdgaslieferungen sind für Russland hochgradig politische Einflussfaktoren. Die Hälfte des belarussischen Erdgaspipelinesystems ist bereits in russischem Besitz, und auch in der Ukraine versucht Gazprom Anteile des Erdgasnetzes zu kaufen. Ukraine und Belarus dienen auch als wichtige Transitländer für russisches Erdgas nach Westeuropa. Zum Beispiel werden derzeit knapp 80 % des aus Russland nach Europa gelieferten Gases durch die Ukraine geleitet. Aber sowohl Russland als auch die EU suchen nach alternativen Gaslieferungsmöglichkeiten. Wenn die sich derzeit noch in der Planung befindenden Projekte verwirklicht werden, können zusätzlich 181 Mrd. Kubikmeter Erdgas aus Eurasien transportiert werden, ohne dabei die belarussische oder ukrainische Pipelines zu nutzen. Dies kann langfristig große finanzielle Einbußen für die jetzigen Transitländer bedeuten.

Die inländische Energiepolitik hängt weiterhin in großem Maße von dem autokratischen belarussischen Präsidenten bzw. von den ukrainischen Oligarchen ab. Sie sind zurzeit nicht an einem verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energie-Anlagen interessiert.

Russland ist eine Energiegroßmacht und liefert 25 % des in die EU importierten Erdgases. Gazprom ist in Russland der wichtigste Akteur am Energiemarkt. Die Holding besitzt zwar keine Monopolrechte mehr am inländischen Gasmarkt, jedoch ist sie für die Aufsicht der Pipelines verantwortlich und besitzt dadurch immer noch viel Einfluss am Binnenmarkt. Die russischen Gasexporte werden auch durch Gazprom durchgeführt.

Aufgrund dieser Marktdominanz nimmt Gazprom eine Schlüsselposition bezüglich der Aussichten der Biomethanherstellung ein.

In Belarus und in der Ukraine sind die grundsätzlichen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen gesichert. In Russland existieren zurzeit keine umfangreichen Fördermittel für Energieproduktion aus erneuerbaren Quellen. In Belarus sind seit 2011, in der Ukraine seit 2009 Gesetze für die Förderung der regenerativen Stromproduktion in Kraft. Sie können als ein vielversprechender Anfang gesehen werden, die jetzige Gesetzeslage reicht jedoch nicht aus, um den EE-Sektor umfangreich zu fördern. Das liegt auch an dem Wirtschaftsklima, das in beiden Ländern eher trübe ist. Die Finanzierung von kleineren und mittelgroßen Projekten ist nicht einfach. Die Zinssätze sind hoch, die Prozesse sind sehr bürokratisch und es fehlt die Transparenz an den Energiemärkten. Es gibt jedoch Möglichkeiten für Investoren, um bessere Konditionen zu erreichen. Dazu dienen in Belarus die Sonderwirtschaftszonen und in der Ukraine die Steuerentlastungen für EE-Anlagen. Weiterhin besteht in der Ukraine die Möglichkeit, Projekte durch JI- oder GIS-Mechanismen zu unterstützen. Diese Mittel können aber nicht für den Biomethanexport verwendet werden, da nur Projekte zugelassen werden, welche die heimischen Biogasmärkte fördern. Allerdings können diese Mechanismen als Meilenstein gesehen werden, denn ein funktionierender heimischer Biogasmarkt ist eine essenzielle Entwicklungsstufe für den späteren Ausbau der Biomethanexporte. Wenn sich Anlagentechnik und Logistik etabliert haben, kann dies als Grundlage genutzt werden, um in einem zweiten Schritt die Potenziale für den Export auszuschöpfen. Neben dem bestehenden Grünen Tarif und den JI/GIS-Fördermitteln besteht die Möglichkeit, ukrainische Projekte auch durch westeuropäische Regierungsprogramme mitzufinanzieren. Weitere wichtige Akteure für die Finanzierung von EE-Projekten sind Entwicklungsbanken wie die Weltbank oder die Europäische Bank für Wiederaufbau und Entwicklung (EBRD). In Belarus sind diese Möglichkeiten zurzeit leider verschlossen. Seit 2007 ist es in Russland, genau wie in der Ukraine möglich, eine Kofinanzierung durch JI- oder GIS-Gelder zu erhalten.

Die heimischen Erdgaspreise stellen eine wichtige Variable bei der Betrachtung eines möglichen Biomethanexports in jedem Land dar. Steigt der einheimische Erdgaspreis, wächst der Anreiz, sich nach kostengünstigeren Alternativen umzusehen. So kann bei steigenden Erdgaspreisen die heimische Nutzung der Biomassepotenziale zur Substitution von Erdgas attraktiver werden.

Literaturverzeichnis

- AHK (2009): Verbesserung des Investitionsklimas in der Republik Belarus: neue Kooperationsmöglichkeiten für deutsche und belarussische Unternehmen http://belarus.ahk.de/fileadmin/ahk_belarus/Publikationen/Artikel_Belarus_Aktuell_2_25.05.2009_3._Tag_DW.pdf, letzter Zugriff: 22.07.2011
- 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>
- 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>
- BMU, 2007: Deutsche Übersetzung der russischen JI-Guidelines http://www.jiko-bmu.de/service/informationen_gastlaender/doc/386.php
- 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>
- 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/>
- Charap 2010: Russlands glanzlose Bilanz bei der Bekämpfung des Klimawandels; in: russlandanalysen Nr. 201 21.05.2010, Forschungsstelle Osteuropa an der Universität Bremen, <http://www.laender-analysen.de/dlcounter/dlcounter.php?url=../russland/pdf/Russlandanalysen201.pdf>
- Chukhai, A., O. Krykavskyy, P. Ferdinand, N. Sysenko & I. Yuzefovych (2007): Infrastructure Monitoring for Ukraine, No. 9 / 2007, http://ierpc.org/ierpc/imu/imu_9_en.pdf
- Chukhai, A., P. Ferdinand, N. Sysenko & I. Yuzefovych (2008): Infrastructure Monitoring for Ukraine, No. 10 / 2008, http://ierpc.org/ierpc/imu/imu_10_en.pdf
- Cramon-Taubadel, S., S. Demyanenko, & A. Kuhn (Eds.) (2008): Ukrainian Agriculture – Crisis and Recovery, <http://www.ier.com.ua/en/publications/books/?pid=1524>
- Cramon-Taubadel, S. (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
- Davydova (2010): Die Klimapolitik Russlands, in: russlandanalysen Nr. 201 21.05.2010, Forschungsstelle Osteuropa an der Universität Bremen, <http://www.laender-analysen.de/dlcounter/dlcounter.php?url=../russland/pdf/Russlandanalysen201.pdf>
- Demyanenko, S. & V. Hetman (2008): Agricultural Land Market in Ukraine: Allow or Forbid? In: Stubenhoff/Movchan/Burakovsky (ed.): Agriculture, Bioenergy and Food policy in Ukraine – Analyses, conclusions and recommendations http://www.ier.com.ua/files/Books/18_Policy_in_Agriculture/18_book_2009_Agrar-book_IV_eng.pdf

- Dena – Deutsche Energieagentur (2011): Russland: Sonne, Wind und Wasser gesetzlich verankert, http://www.energieforum.ru/de/nachrichtenarchiv/russland_sonne_wind_und_wasser_gesetzlich_verankert_766.html
- 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
- Dudkin, O. (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>
- Ehrstedt, Stefan und Zashev, Peter (2009): Belarus for Finnish investors, Electronic Publications of Pan-European Institute 1/2009, Turku School of Economics; http://www.tse.fi/FI/yksikot/erillislaitokset/pei/Documents/Julkaisut/PEI%201_2009_Belarus%20for%20Finnish%20investors%20-%20Final%20-%20Web.pdf letzter Zugriff 22.07.2011
- Energy Strategy of the Russian Federation until 2020. Abgerufen von IEA-Datenbank am 23.06.2010
- Energy Strategy of the Russian Federation until 2030; Abgerufen von IEA-Datenbank am 23.06.2010
- EREC, 2004: Renewable Energy Target for Europe 20% by 2020. Renewable Energy House, Brussels
- 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 (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
- 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
- European Commission (2010a): External Relations. Ukraine, http://ec.europa.eu/external_relations/ukraine/index_en.htm
- Geden, O. & S. Fischer (2008): Die Energie- und Klimapolitik der Europäischen Union. Bestandsaufnahme und Perspektiven, Asko Europa-Stiftung, Nomos
- Geletukha, G. (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, G., T. Zhelyezna, A. Golubovska-Onisimova & A. Konechenkov (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, G., T. Zhelyezna, A. Golubovska-Onisimova, & A. Konechenkov (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 Strategiepapers 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, R. (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)
- Grebenkov, A. (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, A. & V. Tarasenko (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, F. & M. Zillich (2009): Erneuerbare Energien in der Ukraine. Potenziale und politische Rahmenbedingungen am Beispiel der Windenergie, in: Ukraine-Analysen 63 / 2009
- 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>
- IEA, (2002): Russia Energy Survey 2002. OECD, Paris

- IEA Datenbank: <http://iea.org/textbase/pm/?mode=weo&action=view&country=Russia>
- 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
- Indexmundi (2011): Belarus Natural Gas Consumption by Year; <http://www.indexmundi.com/energy.aspx?country=by&product=gas&graph=consumption>, letzter Abruf 22.09.2010
- 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/>
- Kaliuta, N. (2011): „Rechtliche Regulierungen der erneuerbaren Energiequellen in dem Zusammenhang mit dem im krafttretenden Gesetz der Republik Belarus N 204-3 „Über die erneuerbaren Energiequellen“ von 27.12.2010“ Vorgetragen an der Konferenz und Workshop „Nachhaltige europäische Biomethanstrategie 7/8 Juni, Minsk, Belarus
- KFW – Entwicklungsbank (2009): Förderschwerpunkte Ukraine – Kleine Betriebe und Energieeffizienz, http://www.kfw-entwicklungsbank.de/DE_Home/Laender_Programme_und_Projekte/Europa/Ukraine/Foerderschwerpunkte.jsp
- Korppoo, A. et al (2009): Towards a new climate regime? Views of China, India, Japan, Russia and the United States on the road to Copenhagen, The Finnish Institute of International Affairs, FII Report 2009/19; http://www.fiia.fi/en/publication/72/towards_a_new_climate_regime/
- Kushko, N. (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
- Kuzmich, G. (2011): „Praktische Erfahrung in der Projektierung von Objekten der Biometanherstellung und Utilisierung der Biomethan in Belarus. Hauptentwicklungsrichtungen, Problemen und Perspektiven“ Vorgetragen an der Konferenz und Workshop „Nachhaltige europäische Biomethanstrategie 7/8 Juni, Minsk, Belarus
- Kuznetsova, A. & K. Kutsenko (2010): Biogas and „green tariffs“ in Ukraine – A profitable investment? German – Ukrainian Policy Dialogue in Agriculture, Institute for Economic Research and Policy Consulting, Policy Paper Series (AgPP No. 26), Kyiv, Januar 2010
- Lehmann, A., T. Zhelyezna & A. Filonenko (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
- Lindner, R. (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
- Lindner, R. (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)

- Maciw, C. & V. Radchenko (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
- Martino, J. (2007): Powering China's Development: The Role of Renewable Energy. Wordwatch Institute, Washington
- Merkel, T. (2010): Pure Energy Intelligence, London: Interview am 19. Januar 2010 in Berlin
- 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>
- 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
- NEIA– National Environmental Investment Agency of Ukraine (2009): Ukraine's Activities under the UNFCCC and KP
- Nijnik, M. & L. Bizikova (2008): Responding to the Kyoto Protocol through forestry: A comparison of opportunities for several countries in Europe, in: Forest Policy and Economics 10 (2008) S. 257 - 269
- OECD/IEA (2010): Renewables Information 2010,
- 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
- OECD (2009): Agricultural Policies in Emerging Economies 2009 Monitoring and Evaluation, Chapter 8, Ukraine S. 149 - 165
- Opitz, P. (2006): Strom aus erneuerbaren Energien, Stiefkind osteuropäischer Energiestrategien, in: Osteuropa 56 (4), S. 187–198
- Pirani, S. (2007): Ukraine's Gas Sector, Oxford Institute for Energy Studies, <http://www.oxfordenergy.org/pdfs/NG21.pdf>
- Pristupa et al (2010): Stagnating liquid biofuel developments in Russia: Present status and future perspectives; in Energy Policy 38 (2010) S. 3320 – 3328
- RETech, 2011: Faktenblatt Emissionsreduktionspotenziale und flexible Mechanismen, Russische Föderation, letzte Aktualisierung 05/2011; http://www.retech-germany.net/files/bilder_grafiken/application/pdf/country_sheet_russland_bifa_31-05-09.pdf
- Rudea, <http://rudea-energy.com/de/start>
- 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
- Shadrina (2010): Russia's foreign energy policy: norms, ideas and driving dynamics, Electronic Publications of Pan-European Institute 18/2010 www.tse.fi/pei

- Sokolowski, A. (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&
- Stavčuk, I. (2008): Ukraine: Doppelter Klimawandel. Treibhausgase senken, Wissen vermehren, in: Osteuropa 58 (4/5), S. 237–250
- Strubenhoff, H. (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.laenderanalysen.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
- Thrän, D, M. Seiffert, F. Müller-Langer, A. Plättner & A. Vogel (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
- Türk, A., M. Scharmina, J. Feiler & L. Quiao (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_CD-M/JICDM_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>
- UNEP RISØ Centre (2010): JI Pipeline spreadsheet, <http://cdmpipeline.org/ji-projects.htm#1>
- Weltbank (o.J.): Questions and Answers: Green Investment Schemes, http://siteresources.worldbank.org/BELARUSEXTN/Resources/Q&A_GIS.pdf
- Westphal, K. (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, G. & D. Naumenko (2010): Implications of recent developments in global and European natural gas markets for Ukraine, Policy Paper 06, August 2010
- Zachmann, G. (2009): Energieverbrauch in der Ukraine: Weniger ist mehr, in: Ukraine Analysen 63/2009, <http://www.laenderanalysen.de/ukraine/pdf/UkraineAnalysen63.pdf>
- Zachmann, G. & R. Giucci (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, G. & R. Kirchner (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
- Zachmann, G. & A. Zaborovskiy (2008): The case for tariff differentiation in the Belarusian electricity sector; IPM Research Center, German Economic Team Policy Paper Series PP/04/2008, Berlin/Minsk, <http://www.research.by/pdf/pp2008e04.pdf>
- Zhelyesna, T. & G. Geletukha (2009): Recents 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

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Externe Staatsverschuldung von Belarus zwischen 2000 – 2011 in Milliarden USD (Quelle: indexmundi 2011)	30
Abbildung 2:	Der offizielle Investitionsplan von Belenergo zwischen 2007 – 2010 (in Millionen USD) (Zachman & Zaborovskiy 2009)	32
Abbildung 3:	Verkaufsmöglichkeiten für Produzenten von Strom aus alternativen Energiequellen in der Ukraine (Kuznmetsova& Kutsenko 2010).....	45

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Nutzungsstand und Ausbauszenarien erneuerbarer Energien in Deutschland	24
Tabelle 2:	Struktur der ausländischen Direktinvestitionen in dem belarussischen Stromsektor (2006 – 2009) Zachman & Zaborovsky 2009).....	32
Tabelle 3:	Zukunftsprognose der Investitionen im Energiesektor und in erneuerbare Energien in der russischen Wirtschaft bis 2030 gemäß Energiestrategie (Pristupa et al. 2010).....	58

Teil II: TECHNISCHE UND ÖKONOMISCHE ANALYSE DER BIOMETHANBEREITSTELLUNG AUS BIOMASSE

Kapitel 1: Bio-chemischen Biomethanbereitstellung

Marcus Trommler, Jaqueline Daniel-Gromke, Walter Stinner,

Kapitel 2: Thermo-chemischen Biomethanbereitstellung (Bio-SNG)

Martin Zeymer, Stefan Rönsch

Inhalt

1	Bio-chemischen Biomethanbereitstellung.....	77
	Einführung.....	77
1.1	Methodik.....	77
1.2	Grundlagen – Biochemische Biomethanproduktion.....	78
1.3	Anlagenkonzepte – Biomethan aus Biogas.....	80
1.3.1	Substrateinsatz.....	80
1.3.2	Anlagengröße.....	82
1.3.3	Technische Anlagenkonfiguration.....	83
1.3.4	Ökologische Basisdaten.....	84
1.4	Ökonomische Analyse.....	86
1.4.1	Annahmen.....	86
1.4.2	Wirtschaftlichkeitsergebnisse der Biomethananlagen in Osteuropa.....	87
1.5	Fazit.....	91
2	Thermo-chemischen Biomethanbereitstellung (Bio-SNG).....	93
	Einführung.....	93
2.1	Anlagenbestand in Europa.....	94
2.2	Betrachtete Anlagenkonzepte.....	94
2.3	Ökonomische Analyse.....	97
2.3.1	Methodik und Rahmenbedingungen.....	97
2.3.2	SNG Gestehungskosten.....	97
2.3.3	Berechnung der Investitionskosten – Schätzung mit Einzelfaktoren.....	97
2.3.4	Lernkurveneffekte.....	98
2.3.5	Rahmenbedingung und Annahmen der ökonomischen Analyse.....	99
2.3.6	Investitionssummen.....	103
2.3.7	Belarus.....	104
2.3.8	Russische Föderation.....	107
2.3.9	Ukraine.....	109
2.4	Zusammenfassung.....	112
	Literaturverzeichnis.....	114
	Abbildungsverzeichnis.....	116
	Tabellenverzeichnis.....	116

1 Bio-chemischen Biomethanbereitstellung

Einführung

Die Erzeugung von Biomethan kann durch bio-chemische Umwandlung zu Biogas wie auch durch die thermo-chemische Konversion zu Bio-SNG erfolgen. Dabei unterscheiden sich die Erzeugungstechnologien für Biogas und Bio-SNG u. a. hinsichtlich Verfahrensprinzipien und -komponenten, technischer Reife und Forschungsbedarf, geeigneter Rohstoffe, Leistungsbereiche, Reststoffe und Verwertungsoptionen sowie Gasreinigungsaufwand zur Sicherstellung der Gasqualität. Um Biomethan letztlich in das Erdgasnetz einspeisen zu können, sind vielfältige Verfahrensschritte notwendig.

Unter Berücksichtigung der heute bereits verfügbaren und zukünftig viel versprechenden technischen Optionen der Biomethanbereitstellung werden die technischen, ökologischen und ökonomischen Aspekte der Biomethanbereitstellung in den Schritten der Erzeugung, Aufbereitung und Einspeisung im Überblick dargestellt.

1.1 Methodik

Für die Bereitstellungspfade von Biomethan aus Biogas und Bio-SNG werden verschiedene Modellanlagenkonzepte betrachtet. Diesen Konzepten liegen verschiedene Anlagengrößen, Rohstoffe, Anlagentechnologien und -kosten zu Grunde.

Im Folgenden werden die betrachteten Anlagenkonzepte für Biogas und Bio-SNG dargestellt. Dabei wird zwischen derzeitigen (2010) und zukünftigen Anlagenkonzepten (2030) unterschieden, wobei denkbare Optimierungspotenziale bis 2030 berücksichtigt werden. Hinsichtlich der betrachteten Anlagenkonzepte werden optimierte Anlagentechnologien zu Grunde gelegt, die den Stand der Technik widerspiegeln.

Mit Blick auf die ökonomische und ökologische Bewertung der Bereitstellungspfade für Biomethan in Russland werden im Folgenden die Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen und die ökologischen Basisdaten im Überblick dargestellt. In diesem Zusammenhang finden die Rahmenbedingungen in Russland, der Ukraine und Belarus (u.a. Bereitstellungskosten der Rohstoffe, Personalkosten und weiterer Betriebskosten) Berücksichtigung. Im Ergebnis der ökonomischen Bewertung werden der Investitionsbedarf und die Betriebs- und Gestehungskosten für Biomethan in Russland ausgewiesen. Die Ergebnisse der ökologischen Bewertung werden im Teil VI dargestellt.

Im Rahmen der ökonomischen und ökologischen Betrachtung der Biomethanbereitstellung wird die gesamte Prozesskette der Biomethanbereitstellung betrachtet:

- Rohstoffbereitstellung (Anbaubiomasse, Anteile von Wirtschaftsdüngern)
- Transport zur Konversionsanlage
- Umsetzung der Biomasse in der Konversionsanlage

- Aufbereitung des Biogases zu Biomethan
- Distribution in das Erdgasnetz

Ausgehend von den Grundlagen der Biogaserzeugung und -aufbereitung zu Biogas werden im Folgenden die betrachteten Anlagenkonzepte für die Bereitstellung von Biomethan aus Biogas dargestellt.

1.2 Grundlagen – Biochemische Biomethanproduktion

Die Biogaserzeugung ist ein biochemischer Prozess, bei dem durch das Zusammenspiel verschiedener Mikroorganismen organische Biomasse anaerob zu Biogas umgesetzt wird. Als Rohstoffbasis eignet sich verschiedenartige Biomasse, soweit sie nicht zu sehr lignifiziert ist. Insbesondere feuchte Biomassen sind prädestiniert zur Biogaserzeugung. Dazu gehören u.a. organische Rest- und Abfallstoffe der Landwirtschaft (tierische Exkremente wie Gülle und Festmist, Ernterückstände wie Rübenblätter), organische Rückstände der lebensmittelverarbeitenden Industrie sowie Anbaubiomasse, die gezielt zur Energieerzeugung angebaut wird (sog. Energiepflanzen).

Die Substrate werden – nach ggf. notwendiger Aufbereitung und Zerkleinerung, je nach Substrat - in die Biogasanlage eingebracht und dort unter Luftabschluss im Fermenter vergoren. Das beim Abbauprozess entstehende Biogas hat einen Methangehalt von ca. 50 - 60 % und wird in der Regel in einem Foliengasspeicher zwischengelagert. Die Rückstände der Biogaserzeugung (Gärreste) können als Dünger auf landwirtschaftliche Flächen zurückgeführt werden (Kreislaufschließung) und substituieren somit Mineraldünger.

Biogas kann vielfältig zur Bereitstellung von Strom und Wärme in KWK-Prozessen oder aufbereitet als Fahrzeugtreibstoff eingesetzt werden.

In der Studie steht der Einsatz von Biogas als Erdgassubstitut im Vordergrund. Für die Einspeisung in das bestehende Erdgasnetz ist aufgrund der Gasnetzanforderungen die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan notwendig, wobei neben der Trocknung und Entschwefelung des Gases in erster Linie die Abtrennung von Kohlenstoffdioxid (CO₂) erfolgt. Für die Biogasaufbereitung existieren verschiedene etablierte Verfahren wie beispielsweise die Druckwechseladsorption (Pressure Swing Adsorption, PSA), die Druckwasserwäsche (DWW) oder die Aminwäsche. Durch die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan mit einem Methangehalt von bis zu 96 % bei einem oberen Heizwert von ca. 11 kWh/Nm³ wird dabei annähernd Erdgasqualität erreicht (Bayrisches Landesamt Umwelt 2006). Vor der Einspeisung des Biomethans in das Erdgasnetz erfolgt eine Erhöhung des Gasdrucks auf ein Niveau oberhalb des Leitungsdrucks des Erdgasnetzes (Vetter & Arnold 2010).

Abbildung 1 verdeutlicht die Prozessschritte der Biogaserzeugung und Nutzungsoptionen. Mit Blick auf die Biogasanlagenkonzepte werden ausschließlich tierische Exkremente (Gülle) und Anbaubiomasse betrachtet. Hintergrund ist, dass in dem Projekt sowohl die

Teil II: TECHNISCHE UND ÖKONOMISCHE ANALYSE DER BIOMETHANBE-REITSTELLUNG AUS BIOMASSE

Potenziale als auch die zugehörigen ökologischen und ökonomischen Effekte erarbeitet werden sollen. Die Potenziale auf großräumiger Ebene (Belarus, Ukraine und europäischer Teil Russlands) lassen sich nur bei den genannten Stoffströmen über statistische Daten in Verbindung mit modellierten bzw. geschätzten Verfügbarkeiten und Erträgen abschätzen. Für organische Rückstände der lebensmittelverarbeitenden Industrie existieren kaum oder keine verfügbaren statistischen Daten.

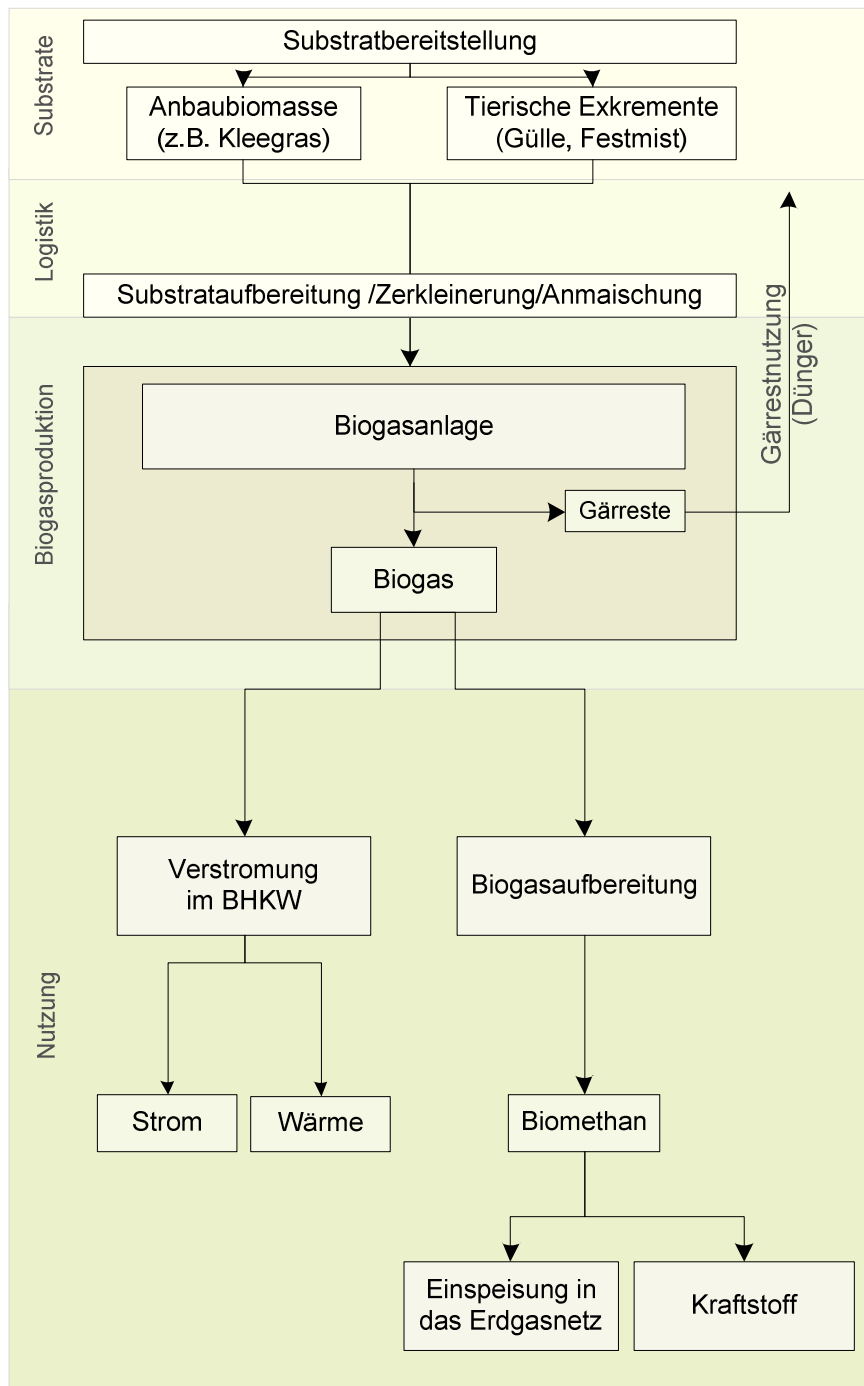


Abbildung 1: Prozessschema der Biogaserzeugung und Nutzungsoptionen

1.3 Anlagenkonzepte – Biomethan aus Biogas

1.3.1 Substrateinsatz

Für die Modellkonzepte der Biogaserzeugung und -aufbereitung wird einerseits der Einsatz von Anbaubiomasse auf Brachflächen und andererseits eine Kombination dieser Anbaubiomasse mit tierischen Exkrementen (Gülle) unterstellt.

In Russland, Belarus und der Ukraine sind neben ungenutzten Brachflächen landwirtschaftliche Reststoffe wie tierische Exkremente in großer Menge verfügbar. Vor dem Hintergrund der Klimagaseinsparungen sollten tierische Exkremente vor der Nutzung als Dünger in Biogasanlagen vergoren werden, wobei neben einer reinen Güllenutzung auch die Einbeziehung erheblicher Mengen industrieller und kommunaler Reststoffe denkbar und sinnvoll ist, wodurch zusätzlich Bioenergiepotenziale erschlossen werden können. Kommunale und industrielle Rest- und Abfallstoffe werden in dieser Studie aus den o.g. Gründen jedoch nicht berücksichtigt.

Für eine mögliche energetische Nutzung von Anbaubiomasse zur Biogas- bzw. Biomethanbereitstellung wird angenommen, dass Brachflächen genutzt werden können. Diese Brachflächen werden nicht als Dauerbrachen sondern als sogenannte Rotationsbrachen geplant, die in die Fruchtfolgen eingebunden werden. Dieser Ansatz ermöglicht positive Vorfruchteffekte für die Nahrungsmittelerzeugung. Er minimiert somit die Stoffstromkonkurrenzen und kommt der in den Zielregionen verbreiteten Mentalität entgegen, dass die Biogaserzeugung der Nahrungsmittelproduktion untergeordnet sein soll. Sowohl für die ökonomische als auch für die ökologische Bewertung werden der Substratproduktion dadurch höhere Belastungen zugeordnet als bei Nutzung einer Dauerbrache. Die Herangehensweise stellt daher einen konservativen Ansatz dar.

Unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Erträge, der Ertragsschwankungen, der Ertragsausfallrisiken, der Anbau– Kostenstrukturen, des durch Ertragsschwankungen und Ertragsausfälle bedingten Kostenrisikos wurden in allen Anbauregionen Kleeegrasmischungen als ökonomisch optimales Substratinput für die Biogaserzeugung identifiziert. Der Anbau von Klee gras bietet dabei viele Vorteile. Klee gras erzeugt im Vergleich zu Getreide oder Mais die geringsten Anbaukosten und ist mit einem geringen Kostenrisiko bei Ernteausfall verbunden, da die Kosten für die Ansaat auf mehrere Jahre und Schnitte verteilt werden. In einigen Regionen, insbesondere in der Steppenregion der Ukraine scheinen für annuelle Kulturen, insbesondere Silomais, unter klimatischen Gesichtspunkten deutlich höhere als die aktuell im Durchschnitt realisierten Erträge möglich. Wenn diese erreicht werden, steigt die relative Vorzüglichkeit der entsprechenden annualen Kultur (vermutlich Silomais, ggf. Energiehirsen).

Unter ökologischen Gesichtspunkten sprechen mehrere Gründe für die Nutzung von Klee gras als Energiefrucht:

Aus den verwendeten statistischen Daten zu den Brachflächen geht nicht hervor, inwieweit es sich teilweise um Grenzertragsflächen handelt. Dort sind Futterleguminosen – Gras – Bestände wesentlich anpassungsfähiger als annualen Bestände.

Ebenso ist für die Einzelflächen unbekannt, wie lange sie bereits ungenutzt sind (bis zu 20 Jahre). Im Laufe der Brache können sich erhebliche Boden - Kohlenstoffvorräte aufgebaut haben, die bei einem Umbruch unter Emission von CO₂, N₂O und möglicherweise Reduzierung der CH₄- Senkenfunktion abgebaut würden. Leistungsfähige Futterleguminosen – Gras – Bestände lassen sich im Gegensatz zu annuellen Kulturen auch über Nachsaatverfahren umbruchlos etablieren.

Die genannte Möglichkeit ist auch von hoher Bedeutung, um bei beginnender Verbuschung den ökonomischen Aufwand und bodenökologischen Eingriff einer Rodung von Wurzelstöcken zu vermeiden.

Bei starker Verbuschung sollte unter ökologischen Gesichtspunkten auf die Etablierung von Energiepflanzen zur biochemischen Konversion verzichtet werden. Stattdessen sollte dann die ergänzende Etablierung leistungsfähiger Gehölze zur thermochemischen Verwertung geprüft werden anzuraten.

Zudem sind mit dem Anbau von Klee gras pflanzenbauliche Vorteile verbunden. Da der Zustand der Brachflächen hinsichtlich Hangneigung, Befahrbarkeit und partieller Vernäsung unbekannt ist, sind mehrjährige Futterbaugemenge auf solchen Grenzstandorten gegenüber annuellen Früchten einfacher anzubauen. Bodenverbesserungen können aufgrund der verbesserten Stickstoff- und Humusversorgung und der verbesserten Bodenstruktur (tiefe Verwurzelung) erwartet werden. Da Klee gras als Leguminose Luftstickstoff bindet, ist keine zusätzliche Stickstoffdüngung erforderlich (N₂-Fixierung). Die konzipierten Rotationsbrachen basieren auf 3 Hauptfruchtjahren einschließlich einer Untersaat im Vorjahr und einer Nachernte im Folgejahr. Die Arbeitsgänge für den Anbau wurden nach KTBL-Kenn Daten (KTBL b 2010) berechnet, wobei eine Schlaggröße von 80 ha unterstellt wird. Je Hauptfruchtjahr sind zwei Grasschnitte vorgesehen. Innerhalb der 5 Anbaujahre für Klee gras (3 Hauptfruchtjahre, Vorjahr (Untersaat, Ernte im Herbst) und Nachfolgejahr (Ernte im Frühjahr vor Ansaat einer Sommerung)) werden für Klee gras insgesamt 81,3 t FM/ ha (Frischmasse) bzw. 30,5 t TM/ha (Trockenmasse) erzielt. Im Durchschnitt beträgt der Hektarertrag für Klee gras (bezogen auf drei Hauptfruchtjahre) 27,1 t FM/ha je Hauptfruchtjahr unter Berücksichtigung des Vor- und Nachnutzungsjahres. Die Hektarerträge des betrachteten Futterbaugemenges (Klee grassmischung) sind in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: Annahmen - Hektarerträge für den Anbau von Klee gras

	dt FM/ha	dt TM/ha
Vorjahr /Untersaat	143,00	35,00
je Hauptfruchtjahr (3)		
- 1. Schnitt	108,00	44,00
- 2. Schnitt	85,00	36,00
Folgejahr/Sommerung	91,00	30,00
Gesamt	813,00	305,00
je Hauptfruchtjahr	271,00	101,67

Die für die Anlagenauslegung berücksichtigten Substrateigenschaften wie TS- und oTS-Gehalte sowie Gaserträge der beiden Substrate sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

Tabelle 2: Annahmen – Substrateigenschaften für Klee gras und Rindergülle (KTBL a 2010)

Parameter	Einheit	Klee grassilage	Rindergülle
Hektarertrag	Dt/ha	271,00	-
TS	%	30	10
oTS	%	90	80
Biogasertrag	m ³ /t oTS	530	380
Biogasertrag	m ³ /t FM	143	30
Methangehalt	%	55	55

1.3.2 Anlagengröße

Den betrachteten Anlagenkonzepten für die Biomethanbereitstellung aus Biogas werden zwei Anlagengrößen zu Grunde gelegt:

- 11 MW Biomethan (entspricht 5 MW_{el})
- 34 MW Biomethan (entspricht 15 MW_{el})

Dabei wurde der Einzugsbereich der potenziellen Substrate mit Blick auf realistische Transportentfernungen berücksichtigt. Für die Anlagenkonzepte werden als durchschnittliche Transportentfernungen für die Klee grassmischung 15 km (5 MW_{el}) und 40 km (15 MW_{el}) unterstellt. Für beide Anlagenleistungsgrößen wird als Substrateinsatz 100 % Futterbaugemenge (Klee gras) angenommen. Darüber hinaus wird für die kleine Anlagengröße (5 MW_{el}) zusätzlich Gülle eingesetzt. Für dieses Anlagenkonzept werden 90 % Klee gras und 10 % Rindergülle als Substratinput berücksichtigt.

1.3.3 Technische Anlagenkonfiguration

Die Biogasanlagen werden als Nass-Fermentation betrieben. Vor dem Hintergrund möglicher Emissionen, die aus der Lagerung der Gärreste resultieren können, werden die Gärrestlager gasdicht abgedeckt und mit einer Restgaserfassung versehen.

Aufgrund des hohen Fasergehaltes der Kleegrasmischungen wird ein höherer Aufbereitungsaufwand für die Zerkleinerung und eine geringere Pumpfähigkeit des Substrates unterstellt, so dass vergleichsweise hohe Strombedarfe für die Biogasanlage anzusetzen sind. Die angenommenen hohen Werte sind jedoch unter Berücksichtigung der geringen Praxiserfahrungen mit diesen Substraten als konservativ anzusetzen.

Ferner wird unterstellt, dass die Wärmebedarfsdeckung der Biogasanlage durch ca. 10% des Rohbiogases über einen Brennwertkessel gedeckt wird.

Für die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan stehen folglich ca. 90 % des produzierten Rohbiogases zur Verfügung. Als Aufbereitungsverfahren wird die Druckwasserwäsche (DWW) angenommen, die gegenwärtig eines der meist verbreiteten Aufbereitungsverfahren darstellt. Das Biogas wird bei der DWW im Gegenstrom durch eine Waschkolonne geleitet. Als Lösungsmittel wird Wasser verwendet. Unter Druck (6 – 8 bar) lösen sich die abzutrennenden Gaskomponenten im Wasser, wobei das Methan vornehmlich im Gasstrom bleibt. Die Regeneration erfolgt, unter Druckentspannung, in getrennten Desorptionskolonnen. Die Vorteile des Verfahrens liegen in der hohen Praxiserfahrung mit Biogasanlagen, im leicht verfügbaren Lösungsmittel (Wasser) und in der nur geringfügig notwendigen Vorkonditionierung des Biogases. Zur Reduktion klimarelevanter Emissionen wird unterstellt, dass die Aufbereitung mit einer Nachverbrennung des Abgases ausgestattet ist (vgl. Kapitel 1.3.4).

Um mögliche Optimierungspotenziale für das Jahr 2030 darzustellen, werden die Wirtschaftlichkeitsberechnungen mit angepassten Annahmen zusätzlich auch für 2030 ausgewiesen. Wesentliche Optimierungsmöglichkeiten zukünftiger Anlagenkonzepte (2030) gegenüber den heutigen Anlagenkonzepten (2010) werden in höheren Hektarerträgen, geringeren Silageverlusten durch optimierte Silierung und Lagerung der Substrate, höherer Anlagenverfügbarkeiten der Aufbereitungsanlage und geringerer Strombedarfe infolge optimierter Betriebsweise und Anlagentechnik gesehen.

Tabelle 3: Annahmen für die Anlagenkonzepte in den Jahren 2010 und 2030

Parameter	Einheit	2010	2030	Annahmen
Hektarertrag Futterbaugemenge (Kleegras)	dt/ha	271	298	10% Ertragssteigerungen
Silageverluste	%	20	10	Optimierte Silierung aufgrund zunehmender Praxiserfahrungen
Anlagenverfügbarkeit Biogasaufbereitung (DWW)	h/a	8300	8500	Höhere Anlagenverfügbarkeit
Energiebedarf der Biogasanlage	%	15	10	Geringerer Energiebedarf durch technische Optimierungen (Effizienzsteigerungen)

1.3.4 Ökologische Basisdaten

Die Biogasproduktion und -nutzung erweist sich derzeit als einer der effizientesten Pfade zur Energiebereitstellung aus Biomasse. Dennoch ist die Biogasproduktion und -nutzung mit unterschiedlichen umweltrelevanten Emissionen verbunden, die es zu minimieren gilt. Die bisherigen Untersuchungen und ökologischen Bewertungen des Biogasprozesses zeigen, dass die ökologische Vorteilhaftigkeit erheblich von der Betriebsweise der Biogasanlage abhängt. Neben der Substitution von fossilen Energieträgern werden insbesondere bei der Vergärung von Rest- und Abfallstoffen Emissionen klimarelevanter Gase, v. a. Methan und Lachgas, stark verringert. Diese Emissionen entstehen typischerweise bei den unkontrolliert ablaufenden Umsetzungsprozessen während der Lagerung von biogenen Reststoffen. Da die Klimawirkung von Methan gegenüber CO₂ um den Faktor 25 und gegenüber Lachgas um den Faktor 298 erhöht ist, werden durch anaerobe Fermentation dieser Substrate mit begrenztem Mitteleinsatz besonders hohe Einsparungen klimawirksamer Emissionen erreicht.

Für die betrachteten Biogaskonzepte werden Anlagenmodelle zu Grunde gelegt, die dem Stand der Technik entsprechen (vgl. Kapitel 1.3.3) und effiziente best-practice-Anlagen darstellen. Entlang der Prozesskette der Biomethanbereitstellung wird aufgrund der Anlagenkonfiguration und Auswahl der Anlagenkomponenten unterstellt, dass klimarelevante Emissionen so gering wie möglich gehalten werden. Allerdings werden eher konservative Ansätze bezüglich der möglichen Einsparungen gewählt.

Neben der Datenbasis, die in Kapitel 1.3.1, 1.3.2, 1.3.3 dargestellt ist, werden für die ökologische Analyse der Biogaskonzepte (vgl. Teil VI) folgende Annahmen zu Grunde gelegt.

Der Anbau von Energiepflanzen ist mit zusätzlichen klimarelevanten Emissionen, u.a. Lachgas und Ammoniak, verbunden, während für den Einsatz von Gülle zur energetischen Nutzung in Biogasanlagen Emissionseinsparungen berücksichtigt werden können. Die Feldemissionen für den Anbau von Kleegras werden nach IPCC 2006 Guidelines (IPCC 2006) betrachtet (vgl. Teil VI). Durch den Einsatz von Gülle zur Biogaserzeugung

können die bei der konventionellen Güllelagerung entstehenden THG-Emissionen vermieden werden. Aus diesem Grund werden diese „eingesparten“ Emissionen in der THG-Bilanz des betrachteten Biogasprozesses gutgeschrieben (sogenannte Güllegutschrift). Hinsichtlich der Quantifizierung der Emissionen und somit der Höhe der eingesparten Emissionen bestehen erhebliche Unsicherheiten. Für das Anlagenkonzept, bei dem Gülle eingesetzt wird, wird angenommen, dass 15 % des produzierten Methans aus Gülle als vermiedene Emissionen gutgeschrieben werden.

Der für die Substratbereitstellung (Anbau, Ernte, Transport zur Anlage) benötigte Dieselbedarf für die Kleegrasmischung wird je Hauptfruchtjahr mit 69 l/ha zu Grunde gelegt (berechnet mit KTBL Feldarbeitsrechner). Bei der Silierung und Lagerung der Anbaubiomasse sind Lagerverluste zu berücksichtigen, wodurch entsprechend höhere Substratmengen für die Biogaserzeugung bereitgestellt werden müssen. Die Silageverluste der Kleegrasmischung werden mit 20 % (2010) und 10 % (2030) in der Bilanzierung berücksichtigt. Dies kann als konservative Annahme gelten.

Die Gärreste der Biogasanlage werden als Dünger auf Ackerbauflächen ausgebracht und substituieren Mineraldünger, so dass die Gutschrift für Stickstoff, Phosphor und Kalium im Gärrest angerechnet werden.

Für die Abschätzung der Emissionen im Anlagenbetrieb werden Methanverluste von 1 %, bezogen auf die Biogasproduktion unterstellt. Für die ökologische Bewertung der Biogasaufbereitung zu Biomethan und der Einspeisung in das Erdgasnetz sind insbesondere der Methanverlust und der Energiebedarf von Bedeutung. Im Rahmen der THG-Bilanzierung (vgl. Teil VI) wird für die Biogasaufbereitung auf Basis der Druckwasserwäsche ein Strombedarf von ca. 0,23 kWh pro Nm³ aufzubereitendem Biogas betrachtet. Neben den diffusen Methanemissionen aus dem Fermenter können bei der Biogasaufbereitung weitere Methanemissionen entstehen. Hinsichtlich der Methanemissionen der Biogasaufbereitung wird eine thermische Nachbehandlung (z.B. durch ein regenerativ thermisches Oxidationsverfahren) berücksichtigt. Es wird angenommen, dass damit eine Verringerung der Methanemissionen (Methanverlust der DWW in Höhe von 2 %) auf ca. 0,1 % des eingehenden Methans erfolgt.

Für die Bewertung der mit der Biomethanbereitstellung verbundenen Emissionen der Biogasanlage und -aufbereitung und Strombedarfe werden folgende ökologisch relevante Annahmen im Überblick dargestellt.

Tabelle 4: Annahmen zu Methanemissionen und Strombedarfen der Biomethanbereitstellung

Parameter	Annahmen
Methanschluß (Biogasanlage)	1% des produzierten Methans
Methanverlust der Biogasaufbereitung (DWW)	2% des produzierten Methans
Methanschluß (Biogasaufbereitung/DWW)	0,1% des produzierten Methans mit Nachverbrennung
Strombedarf der Biogasanlage	15% (2010); 10% (2030)
Strombedarf der Biogasaufbereitung (DWW)	0,23 kWh _{el} /m ³ Biomethan

Vor der folgenden Einspeisung des Biomethans in das Erdgasnetz ist eine Erhöhung des Gasdrucks auf ein Niveau oberhalb des Leitungsdrucks des Erdgasnetzes erforderlich.

1.4 Ökonomische Analyse

Ziel der ökonomischen Analyse ist es, die Gestehungskosten für die Bereitstellung von Biomethan, das aus landwirtschaftlicher Anbaubiomasse erzeugt wird, für die Jahre 2010 und 2030 zu berechnen, um neben der Frage nach der Höhe vorhandener Potenziale (Ergebnisse von Teil III) auch hinsichtlich der voraussichtlichen Kosten für die Biomethanbereitstellung in Russland, der Ukraine und Belarus eine Antwort zu geben.

1.4.1 Annahmen

Dazu wurde für die Anlagenkonzepte (2010) eine statische Annuitätenrechnung in Anlehnung an VDI-Richtlinie 6025 durchgeführt, bei der für den Zeitpunkt 2010 unter Berücksichtigung einer angemessenen Kapitalverzinsung, aber ohne Berücksichtigung von Inflation Annuitäten ausgewiesen werden. Die Nichtberücksichtigung allgemeiner Inflation erscheint für diese Berechnung angemessen, um den Vergleich der Jahre 2010 und 2030 sinnvoll abbilden zu können. Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit im Jahr 2030 wurden deshalb auch keine allgemeine Inflation dafür hingegen indexbasierte Realkostensteigerungen berücksichtigt. D.h. für verschiedene Kosten (kapital-, verbrauchs-, betriebsbezogene und sonstige Kosten) werden anhand geeigneter Indizes Faktoren berechnet, die eine reale Kostensteigerung der 2010er Kosten für das Jahr 2030 erlaubt. Für 2030 werden demnach Kosten auf Basis des Jahres 2010 ausgewiesen, wobei reale Kostensteigerungen berücksichtigt wurden. Tabelle 5 zeigt wesentliche Annahmen zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit im Überblick.

Tabelle 5: Überblick wesentlicher Wirtschaftlichkeitsannahmen

Parameter	Annahmen
Nutzungsdauer	20 Jahre
Auslastung Biogasproduktion	8500 h
Auslastung Biogasaufbe- reitung	8300h (2010); 8500h (2030)
Kalkulationszinssatz	8 %
Inflation	Nicht berücksichtigt (statische Berechnung für 2010) Für 2030 werden indexbasierte Realkostensteigerungen aber kein allgemeiner Inflationsansatz berücksichtigt
Strompreis	8 € ct /kWh _{el}
Eigenstrombedarf	15 % (2010) und 10% (2030)

Neben der Investition zu Beginn des Betrachtungszeitraumes werden je nach Haltbarkeit verschiedener Anlagenteile Ersatzinvestitionen berücksichtigt. Ebenso von Bedeutung sind Kosten für Instandhaltung, die in Abhängigkeit vom Bauteil als jährliche Kosten berücksichtigt werden.

1.4.2 Wirtschaftlichkeitsergebnisse der Biomethananlagen in Osteuropa

Für die betrachteten Modellanlagen zur Bereitstellung von Biomethan in Russland, der Ukraine und Belarus wurden Gesteungskosten für Biomethan für die Anlagenkategorien 5 und 15 MW_{el} für 2010 und für 2030 berechnet. Tabelle 6 zeigt am Beispiel Russland die Ergebnisse für die 5 MW_{el} -Anlage mit 100% Kleegrasesatz für das Baujahr 2010. Neben dem Investitionsbedarf sind die jährlichen Kosten der Produktion, der Substratbedarf und der Biomethanoutput dargestellt. Es ergeben sich Biomethangesteungskosten in Höhe von 5,83 € ct /kWh_(HS).

Teil II: TECHNISCHE UND ÖKONOMISCHE ANALYSE DER BIOMETHANBE- REITSTELLUNG AUS BIOMASSE

Tabelle 6: Wirtschaftlichkeitsergebnisse für 5 MW_{el} BGAA (100% Klee gras)

Biomethananlage 5 MW Leistungsäquivalent Russland		
Anlagegröße	Nm ³ /h aufbereitetes Gas	1250
Aufbereitungstechnologie		Water Scrubbing
Wirtschaftlichkeittannahmen		
Betrachtungszeitraum	Jahre	20
Eigenkapitalanteil	%	20%
Kalkulationssatz	%	8,00%
Investition		
Biogaserzeugung	€	10.037.698
Aufbereitungs- & Einspeisetechnologie	€	5.861.887
Total	€	17.489.544
Total Produktionskosten		
Gas Erzeugung	€/a	4.760.586
Gas Aufbereitung	€/a	1.736.410
Total	€/a	6.496.996
Substrateinsatz und Biogaserzeugung		
Grassilage	t/ FM a	183.621
Rohgaserzeugung	Nm ³ /h	2.574
Biomethanerzeugung	Nm ³ /h	1.250
Biomethanerzeugung	kWh (H _i)/a	101.369.975
Spezifische Gestehungskosten auf Basis des Gesamtenergieoutputs nach Aufbereitung		
Gas Produktion	ct/kWh (H _i)	4,70
Gas Verbrauch	ct/kWh (H _i)	1,71
Total	ct/kWh (H_i)	6,41
Total	ct/kWh (H_s)	5,83
Total	ct/Nm ³ Biomethan	62,62

Nachstehende Abbildung 2 zeigt die Kostenverteilung dieser Anlage in kapital-, verbrauchs-, betriebsbezogene und sonstige Kosten. Dabei wird die große Bedeutung der verbrauchsgebundenen Kosten, die vornehmlich durch den Substrateinsatz vorgegeben sind, deutlich. Darüber hinaus zählen auch der Stromverbrauch und weitere Verbrauchsstoffe wie Wasser, Öl, Kraft- und Schmierstoffe zu dieser Kostenkategorie. Zu den kapitalbezogenen Kosten zählen die jährliche Kostenbelastung aus der Investition sowie Instandsetzungskosten und Ersatzinvestitionen für Anlagenteile und -komponenten, die erneuert oder komplett ersetzt werden müssen. Betriebsbezogene Kosten sind vor allem Personalkosten sowie Wartungs- und Reinigungskosten und ggf. Kosten der Gaskonditionierung. Zu den sonstigen Kosten sind insbesondere Versicherungskosten und ggf. Kosten für die Verwaltung der Anlage zu zählen.

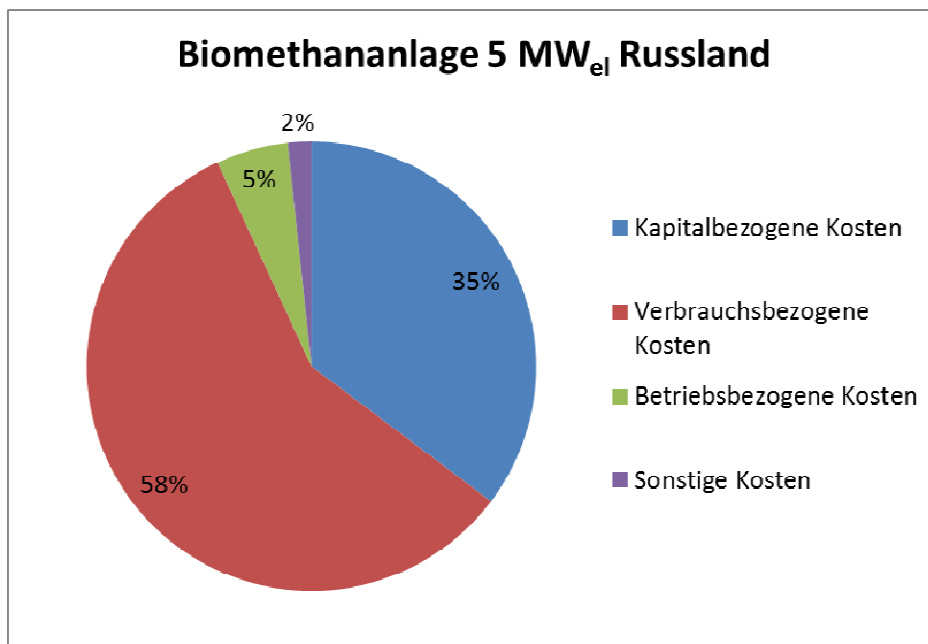


Abbildung 2: Kostenverteilung der Biomethanbereitstellung - 5 MW_{el} (2010)

Die nachfolgende Grafik zeigt die Biomethangestehungskosten für alle Beispielanlagen (5 MW_{el} und 15 MW_{el}) in Russland für die Jahre 2010 und 2030 im Überblick.

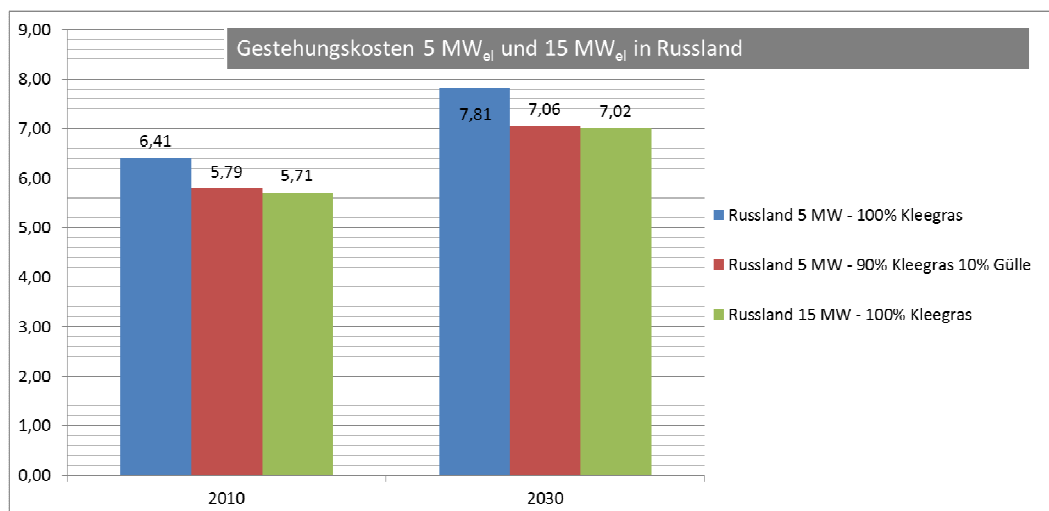


Abbildung 3: Gestehungskosten von Biomethan in 2010 und 2030

Aufgrund der jeweils identischen Methodik und hohen Ähnlichkeit der Ergebnisse wird darauf verzichtet detaillierte Ergebnisse für Belarus und die Ukraine darzustellen. Die relativ kleinen Ergebnisunterschiede sind vor allem auf differenzierte Lohnkostenansätze und für 2030 auf abweichende Realkostensteigerungen zurückzuführen. Abbildung 4 zeigt die Ergebnisse der 5 MW_{el}-BGAA für die drei betrachteten Länder im Überblick. Die Gestehungskosten basieren auf einer statischen Berechnung und es wird neben Anlagen mit einem 100%igen Kleegraseinsatz auch jeweils eine Variante mit einem 10%igen Gülleinsatz ausgewiesen.

Teil II: TECHNISCHE UND ÖKONOMISCHE ANALYSE DER BIOMETHANBE-REITSTELLUNG AUS BIOMASSE

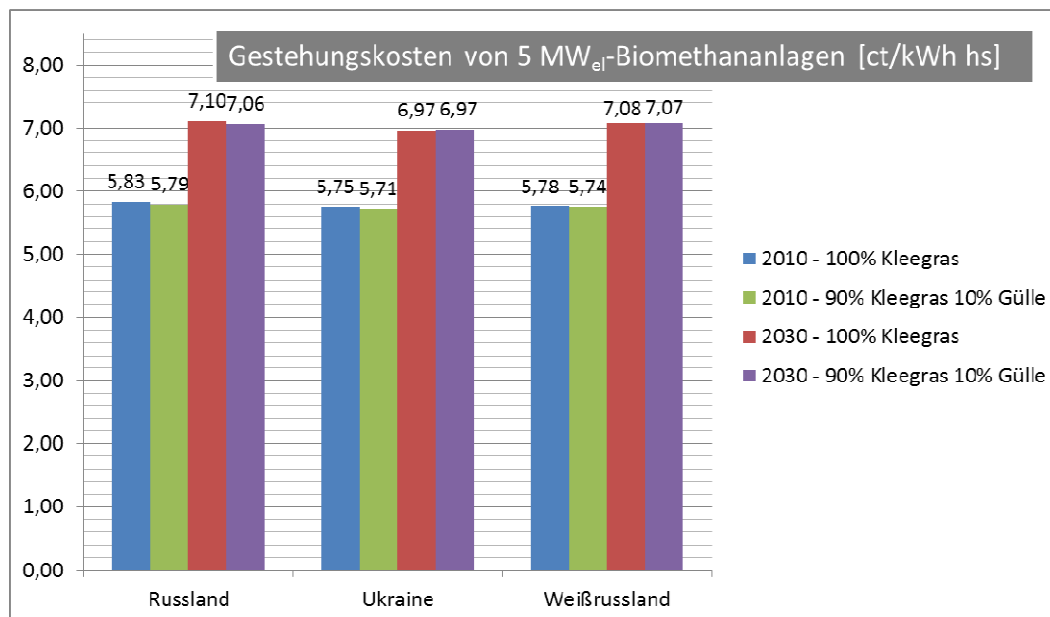


Abbildung 4: Biomethangestehungskosten 5 MW_{el}-BGAA im Überblick

Analog zeigt Abbildung 5 die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse für die betrachteten Länder für 2030 im Überblick. Aufgrund der Anlagengröße wurde eine Variante mit Gülleeinsatz nicht betrachtet. Hierfür wäre eine unrealistisch hohe Anzahl an Tieren an einem Standort notwendig. Insofern werden die Ergebnisse für 2030 nur für das Konzept auf Basis eines 100%igen Klee graseinsatzes berücksichtigt.

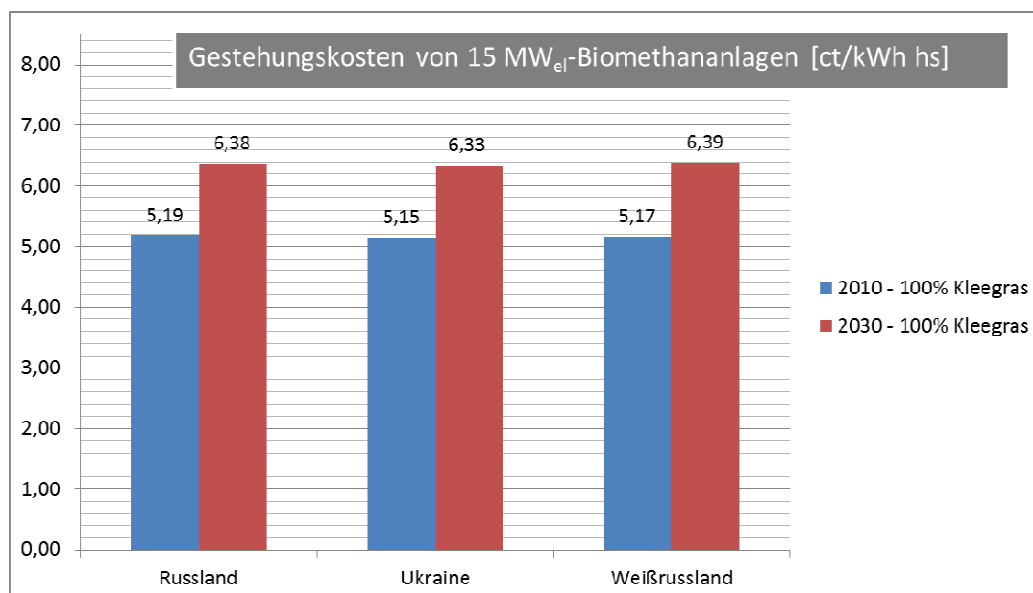


Abbildung 5: Biomethangestehungskosten 15 MW_{el}-BGAA im Überblick

1.5 Fazit

Es konnte gezeigt werden, dass auf Basis heute verfügbarer Biogasanlagen- und Aufbereitungstechnik Biomethan in Russland, der Ukraine und Belarus im Vergleich zu deutschen Gesteungskosten konkurrenzfähig produziert werden kann. Wird angenommen, dass das Biomethan in Osteuropa vor Ort genutzt wird und dadurch ein geringerer Energiebedarf durch ein niedrigeres Verdichtungsniveau möglich wird, wären die Gesteungskosten noch niedriger.

Zugleich kann durch die Gesamtkonzeption, vor allem die ausschließliche Nutzung von Rotationsbrachen sowie den Anbau von Kleegrasmischungen eine nachhaltige und unter ökologischen, pflanzenbaulichen und Bodenschutz - Gesichtspunkten sinnvolle Energieerzeugung auf Basis von Anbaubiomasse entwickelt werden. Werden darüber hinaus tierische Exkrememente in den Anlagen genutzt, ist das zusätzlich ökologisch und ökonomisch von Vorteil. Aus technischer und ökonomischer Sicht wären demnach keine Hemmnisse für die Umsetzung solcher Anlagenkonzepte erkennbar. Insbesondere für ein zukünftiges europäisches Energiesystem, welches von zunehmender Knappheit fossiler Energieträger und einem steigenden Bedarf an speicherbaren erneuerbaren Energien gekennzeichnet sein wird, kann die Nutzung großer Biomethanpotenziale aus Osteuropa einen wertvollen Beitrag leisten.

In Hinblick auf die dargestellten Ergebnisse sind vor allem die in die Analysen eingegangenen Annahmen zu bewerten. Viele der verwendeten Eingangsdaten haben eine gute Qualität bzw. können aufgrund von Vorort-Kontakten als adäquat eingestuft werden. Einige Annahmen zu Rahmenbedingungen sind dagegen mit Unsicherheiten behaftet:

- So ist eine zentrale Annahme die, dass die BGAA-Konzepte vor allem durch den Anbau von Kleegrasmischungen auf sogenannten Rotationsbrachflächen ermöglicht werden. Wenn die vorhandenen Brachflächen sehr starke Einschränkungen aufweisen oder bereits stark verbuscht sind, sollten sie unter ökologischen Gesichtspunkten eher für die Holzproduktion (z.B. KUP) in Verbindung mit thermochemischen Verfahren genutzt werden. Unter ökonomischen Gesichtspunkten würde eine notwendige Rodung die Ergebnisse negativ beeinflussen. Auf Grund des Flächenzustandes notwendige Dauerbrachen an Stelle von Rotationsbrachen zu nutzen, würde die Ergebnisse (bei gleichen Ertragserwartungen) positiv beeinflussen. Dazu ist die Frage, warum die Brachflächen derzeit brachliegen von Interesse. Wie lange dauert die Brache und wie wurden die Flächen zuvor genutzt? Entsprechen die möglichen Ertragsniveaus der Brachflächen den regionalen Durchschnittserträgen? Hier kann angenommen werden, dass im Sinne ökonomischer rationaler Entscheidungen schlechte Standorte zuerst brachgefallen sind.
- Zugleich ist zu erwähnen, dass der Ansatz auf Basis von Kleegrasmischungen vorwiegend gewählt wurde, weil er für nicht-optimale Boden- und Klimabedingungen eine relativ hohe Robustheit und damit verbunden auch eine geringere Ertragsausfallwahrscheinlichkeit mit sich bringt. D.h., dass es bei besserer Realisierung der regionalen Ertragspotenziale vermutlich auch an einigen Stand-

orten ökonomisch sinnvoll sein wird, andere Früchte mit höheren Gaserträgen pro Hektar anzubauen. Insbesondere für Silomais, ggf. Energiehirse in der Steppenregion der Ukraine kann dies vermutet werden.

- Welche Ertragssteigerungen durch Optimierungen sind realistisch erzielbar?
- Für eine ökonomisch machbare Nutzung tierischer Exkremente müssen entsprechende Substratmengen am besten an Einzelstandorten oder in nur geringen Transportentfernungen erschließbar sein. Für eine abschließende Beantwortung der Frage, in welchem Umfang Anlagenkonzepte auch mit anteiliger Nutzung von tierischen Exkrementen umsetzbar sind, muss zuerst eine umfassende Datenbasis zur Verfügung stehen.
- Da bei den Berechnungen aktuelle Investmentbedarfe aus Deutschland angesetzt wurden, wäre zu prüfen, inwieweit aufgrund von Unsicherheiten im Ausland Anpassungen auf die Investmenthöhe vorzunehmen sind.

2 Thermo-chemischen Biomethanbereitstellung (Bio-SNG)

Einführung

Der Fokus der nachfolgenden Ausführungen liegt auf der thermo-chemischen Biomethan- bzw. Bio-SNG-Produktion (SNG – Synthetic Natural Gas). Dabei werden die Grundlagen, der Anlagenbestand in Europa und die betrachteten Anlagenkonzepte dargestellt.

Der thermo-chemische Prozess zur Bio-SNG-Erzeugung ermöglicht es, biogene Festbrennstoffe (z. B. Holz, Stroh) in methanreiche Gase zu konvertieren, welche nach einer entsprechenden Aufbereitung in das Erdgasnetz eingespeist werden können. Der dafür notwendige Konversionspfad kann in fünf Prozessstufen eingeteilt werden (Rönsch, Müller-Langer & Kaltschmitt 2009): Biomassevorbereitung, Biomassevergasung, Gasreinigung, Methanisierung sowie Roh-SNG-Aufbereitung (Abbildung 6).

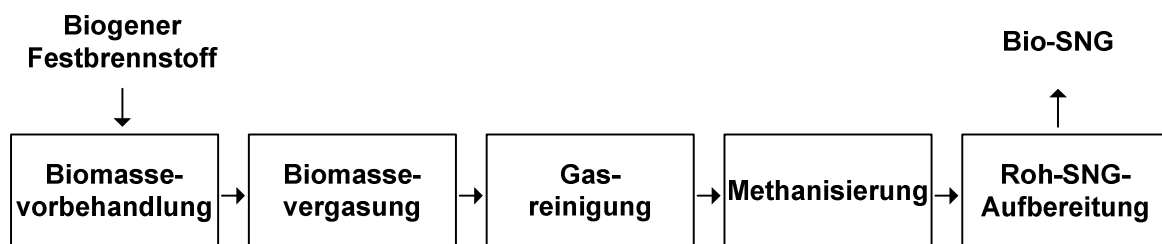


Abbildung 6: Prozessschritte der thermo-chemischen Biomethanproduktion

Biomassevorbereitung: Die Biomassevorbereitung umfasst im Allgemeinen die Zerkleinerung und Trocknung des Brennstoffs, um den Anforderungen der Biomassevergasung gerecht zu werden (Kaltschmitt, Hartmann und Hofbauer 2009). Die Einstellung von Brennstoffstückigkeiten einer weitgehend einheitlichen Größe verringert Probleme bei der Brennstoffzufuhr in den Vergasungsreaktor und ermöglicht gute Stoff- und Wärmeübergangsbedingungen während des thermo-chemischen Vergasungsprozesses. Die Reduktion des Wassergehalts des Brennstoffs durch Vortrocknung minimiert die energetischen Verluste im Vergasungsprozess (Bolhàr-Nordenkamp & Hofbauer 2004).

Biomassevergasung: Nach der Vorbehandlung wird die Biomasse im Vergasungsreaktor unter Anwesenheit eines Vergasungsmittels (z. B. Sauerstoff, Wasserdampf) thermo-chemisch in ein brennbares Gasgemisch (Rohgas) mit den Hauptkomponenten Kohlenstoffdioxid, Kohlenstoffmonoxid, Wasser, Wasserstoff und – in Abhängigkeit von den Vergasungsbedingungen – Methan umgewandelt (Knoef 2005).

Gasreinigung: Um eine Beschädigung der in der nachfolgenden Methanisierung verwendeten Katalysatoren und anderer Anlagenkomponenten zu verhindern, muss das Rohgas von Verunreinigungen wie Partikeln, Teeren, Schwefelverbindungen, Stickstoffverbindungen, Alkalien und Halogenen befreit werden. Zur Reinigung und nachfolgend auch zur Roh-SNG-Aufbereitung können je nach Verunreinigung adsorptive, physikalisch-

absorptive oder chemisch-absorptive Verfahren Anwendung finden (Ulmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry 2006; Kohl & Nielsen 1997).

Methanisierung: Im nachfolgenden Prozessschritt – der Methanisierung – werden die Kohlenstoff-monoxid- und Wasserstoffbestandteile des gereinigten Rohgases katalysator-gestützt zu Methan und Wasser umgesetzt. Die Methanisierungsreaktion kann entweder in Festbett- (Höhlein 1977) oder in Wirbelschichtreaktoren (Seemann 2006) stattfinden.

Roh-SNG-Aufbereitung: Nach der Methanisierung wird das Roh-SNG, ähnlich der Aufbe-
reitung von Biogas, getrocknet, von Kohlenstoffdioxid und weiteren Gasbestandteilen (z. B.
Wasserstoff) befreit und an die Spezifikationen des Gasnetzes angepasst. Die Anpassung
an die Gasnetzspezifikationen umfasst im Regelfall eine Kompression auf den Gasnetz-
druck, die Einstellung des geforderten Wobbeindex sowie die Odorierung des Gases.

2.1 Anlagenbestand in Europa

Die thermo-chemische Biomethanherzeugung befindet sich derzeit im Demonstrations-
stadium. Im Rahmen des EU Projektes „Bio-SNG“ (Demonstration of the Production and
Utilization of Synthetic Natural Gas (SNG) from solid biofuels) gelang es Ende 2008 am
Standort Güssing (Österreich) erstmalig SNG aus Waldrestholz zu erzeugen und die
gesamte Konversionskette mit einer SNG-Ausgangsleistung von 1 MW über mehrere
hundert Betriebsstunden zu betreiben. Basierend auf dem Erfolg am Standort Güssing wird
die Bio-SNG Produktion von einer Vielzahl Unternehmen und Forschungseinrichtungen
forciert. Eine erste kommerzielle Anlage befindet sich derzeit für den Standort Göteborg
(Schweden) in Planung.

2.2 Betrachtete Anlagenkonzepte

Konzeptübersicht. Für die Länder Belarus, Russland und Ukraine werden je vier
verschieden Anlagenkonzepte betrachtet (Tabelle 7) zwei kurzfristig und zwei langfristig
realisierbare Konzepte. Die langfristigen Konzepte stellen eine Weiterentwicklung der
kurzfristig realisierbaren Konzepte dar und sind entsprechend durch reduzierte Hilfsstoff-
und Hilfsenergieströme gekennzeichnet. Für beide Zeithorizonte werden zwei unterschied-
liche Feuerungswärmeleistungen, d. h. die Leistung, welche dem Vergaser in Form von
Biomasse zugeführt wird, betrachtet.

Tabelle 7: Übersicht der Anlagenkonzepte

Anlagenbezeichnung	Feuerungswärmeleistung	Zeithorizont
30MW-K	30 MW	kurzfristig realisierbar
100MW-K	100 MW	kurzfristig realisierbar
30MW-L	30 MW	langfristig realisierbar
100MW-L	100 MW	langfristig realisierbar

Anlagentechnik: Die betrachteten Anlagenkonzepte basieren aus technologischer Sicht auf der am Standort Güssing installierten Demonstrationsanlage. Die Technologie wurde jedoch an einen kommerziellen Anlagenbetrieb, wie unter anderem durch die Integration eines Brennstofftrockners sowie eines ORC-Moduls zur Abwärmenutzung, angepasst.

Bei den betrachteten Anlagenkonzepten werden die als Brennstoff eingesetzten biogenen Festbrennstoffe gehackt, getrocknet und einem Zweibettwirbelschichtvergaser zugeführt. In diesem wird der Brennstoff unter der Zugabe von Wasserdampf als Vergasungsmittel bei etwa 850 °C atmosphärisch vergast – d. h. in ein brennbares Gasmisch überführt. Die zur Vergasung notwendige Wärme wird dem Prozess durch Bettmaterial zugeführt, das zwischen dem Vergasungsreaktor und einer Brennkammer zirkuliert. Das Bettmaterial wird in der Brennkammer durch die Verbrennung von zurückgeführtem Rohgas, unvergastem Koks, teer- und kokshaltigem Filterkuchen und einer aus der Teerwäsche stammenden Teer-Rapsmethylester-Schlämme erhitzt.

Nach der Vergasung wird das Rohgas gekühlt, mit einem Gewebefilter entstaubt und anschließend von Teeren befreit. Dabei werden die Teere mit Hilfe von gekühltem RME (Rapsmethylester) aus dem Gas gewaschen. Um die Katalysatoren der Methansynthese insbesondere vor Schwefelverbindungen zu schützen, wird das Gas nach der Teerwäsche und einer Gaskompression durch ein Aktivkohle- und ein Zinkoxidbett geleitet.

Die Methansynthese erfolgt bei einem Druck von etwa 4 bar in einem Wirbelschichtreaktor, der durch ein Thermoöl gekühlt wird.

Nach der Methanisierung wird das Gas getrocknet, von Kohlendioxid befreit und bis zum Einspeisedruck des Gasnetzes komprimiert. Die Gastrocknung erfolgt durch eine intensive Gaskühlung und Triethylenglykol. Zur Entfernung von Kohlendioxid kommt eine Aminwäsche zum Einsatz.

Anlagenparameter: Mit Hilfe eines auf Basis der Software MATLAB Simulink entwickelten Fließschemasimulationsprogramms wurden vier Anlagenkonzepte in Bezug auf Stoff- und Energieströme bilanziert. Wesentliche Stoff- und Energieströme der kurzfristig realisierbaren Anlagenkonzepte sind in Tabelle 8 aufgeführt.

Teil II: TECHNISCHE UND ÖKONOMISCHE ANALYSE DER BIOMETHANBE- REITSTELLUNG AUS BIOMASSE

Tabelle 8: Wesentliche Stoff- und Energieströme der kurzfristig realisierbaren Anlagenkonzepte

	Einheit	30MW-K	100MW-K
Eingang			
Feuerungswärmeleistung Biomasse $P_{\text{Biomasse, ein}}$	MW	30,00	100,00
Massenstrom Biomasse (absolut trocken)	kg/h	5819,04	19396,80
Eingangsleistung RME $P_{\text{RME, ein}}$	MW	0,41	1,36
Eingangsstrom RME	kg/h	39,95	133,19
Eingangsleistung elektrische Energie $P_{\text{el, ein}}$	MW	2,06	6,88
Ausgang			
Ausgangsleistung SNG $P_{\text{SNG, aus}}$	MW	18,64	62,14
Ausgangsleistung Wärme (90 °C)	MW	3,59	11,95
Ausgangsleistung elektrische Energie $P_{\text{el, aus}}$	MW	0,62	2,06
Wirkungsgrade			
Nettowirkungsgrad	%	59,3	59,3

Der Nettowirkungsgrad in Tabelle 8 ist entsprechend Gl. 1 definiert.

$$\eta_{\text{netto}} = \frac{|P_{\text{SNG, aus}}| + |P_{\text{el, aus}}|}{|P_{\text{Biomasse, ein}}| + |P_{\text{RME, ein}}| + |P_{\text{el, ein}}|} \quad \text{Gl. 1}$$

Wesentliche Stoff- und Energieströme der langfristig realisierbaren Anlagenkonzepte sind in Tabelle 8 aufgeführt. Bei der Bilanzierung dieser Konzepte wurde der Weiterentwicklung der kurzfristigen Anlagenkonzepte Rechnung getragen, indem eine Senkung relevanter Hilfsstoff- und Hilfsenergieströme (z. B. RME, elektrische Energie) um 15 % berücksichtigt wurde.

2.3 Ökonomische Analyse

2.3.1 Methodik und Rahmenbedingungen

Um die wirtschaftlichen Folgen einer Neuinvestition beurteilen zu können, sollten im Regelfall mehrere Varianten verschiedener Technologien einzeln geprüft, anschließend gegenübergestellt werden und eine genaue Analyse sowie eine umfassende Überprüfung der standortspezifischen Rahmenbedingungen (Jahreskennlinien, Nutzungsdauer, kalkulatorischer Zinssatz, usw.) erfolgen. Zur ökonomischen Einschätzung der verschiedenen Anlagenkonzepte werden dazu die SNG-Gestehungskosten nach VDI 6025 ermittelt.

2.3.2 SNG Gestehungskosten

Die Berechnung der SNG-Gestehungskosten ist in Abbildung 7 schematisch dargestellt. Dazu wurde basierend auf der Annuitätenmethode (siehe VDI 6025) eine dynamische Berechnung durchgeführt. Auf eine Preissteigerung während des Betrachtungszeitraums wurde zur besseren Einordnung in den Kontext verzichtet. Dazu wurden zunächst die Produktionskosten für die Bereitstellung von SNG aus Biomasse ermittelt. Diese setzen sich aus kapitalgebundenen, verbrauchsgebundenen und betriebsgebundenen Kosten zusammen. Mittels Division durch die jährliche SNG-Bereitstellung können die SNG-Gestehungskosten berechnet werden. Auf mögliche Erlöse der Nebenprodukte wie Wärme wurde aufgrund des gewählten Modellansatzes verzichtet (VDI 1996; Götz 2008)

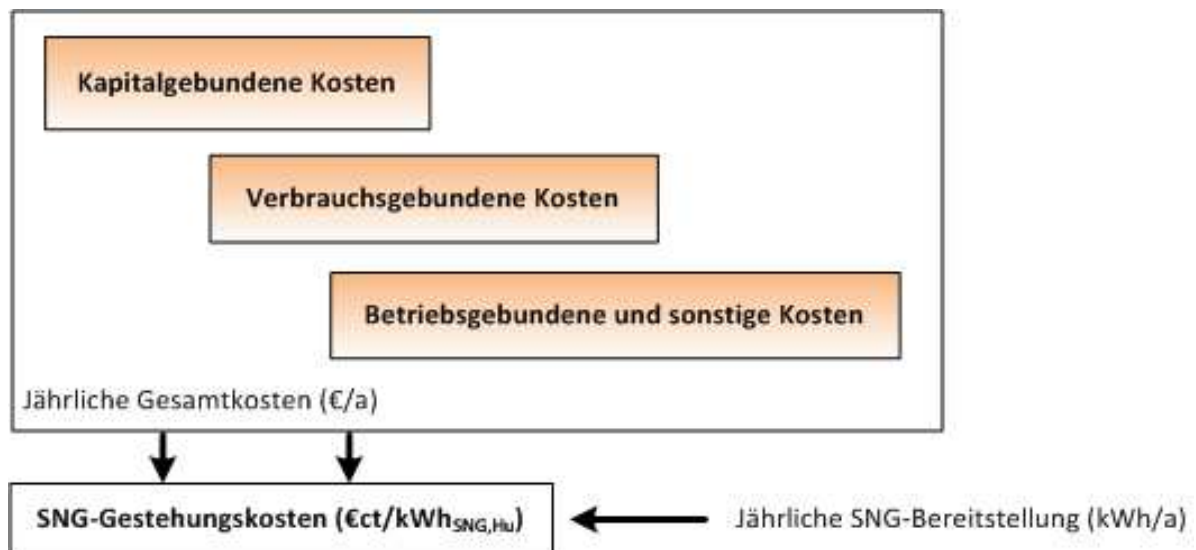


Abbildung 7: Methode zur Berechnung der Bio-SNG-Gestehungskosten nach VDI 6025 (VDI 1996)

2.3.3 Berechnung der Investitionskosten – Schätzung mit Einzelfaktoren

Bei der Methode dieser Studie besitzen die Maschinen- und Apparatelkosten eine Schlüsselrolle. Diese werden einzeln aufgrund der Hauptdaten geschätzt, die durch die Maschinen- und Apparateliste der Konzeptentwicklung vorgegeben sind. Hersteller- sowie Literaturangaben wurden mit einer Datenbank erfasst, auf eine einheitliche Kostenbasis

diskontiert und jeweils für die einzelnen Maschinen- und Apparattypen mit Hilfe von Skalierungsfaktoren Neubewertet. Die übrigen Anlagenteile, wie Bau, Rohrleitungen, elektrotechnische, mess- und regeltechnische Einrichtungen (Nebenpositionen), wurden mit Hilfe von Kostenstrukturen und spezifischen Daten geschätzt. Unter Zuhilfenahme des Kölbel-Schulz-Index, dem Preissteigerungsindex für Anlagen der chemischen Industrie, wurden alle Investitionssummen auf das Bezugsjahr 2010 kalkuliert. Die Schätzung mit Einzelfaktoren ermöglicht eine Genauigkeit von $\pm 30\%$ für die gesamte Investitionssumme (Konstantin 2007; Larson et al. 2007).

2.3.4 Lernkurveneffekte

Durch die kontinuierliche Förderung und dem damit verbundenen Ausbau der erneuerbaren Energien hat im Laufe der letzten 20 Jahre eine sehr deutliche Weiterentwicklung bei den eingesetzten Technologien stattgefunden. Durch technische Innovationen und Lerneffekten bei Produktionsprozessen bzw. Erfahrungsgewinn bei der Wahl der Prozessparameter kann zum einen die Anlagenleistung gesteigert und zum anderen der Preis pro installierte Leistung verringert werden. Können technologische Fortschritte auf allen Wertschöpfungsebenen und eine beträchtliche Marktausweitung erreicht werden, ist mit einer deutlichen Kostendegression zu rechnen. Eine stark schwankende Marktentwicklung und die damit verbundene Unsicherheit bei möglichen Investoren können dazu führen, dass die Kostendegression allerdings sehr langsam verläuft. Gerade bei der Markteinführungsphase von Biomassevergasanlagen kann in diesem Zusammenhang mit deutlichen Unsicherheiten bei der Bestimmung der Investitionssummen gerechnet werden.

Modelle zur Abbildung von Kostendegressionen bzw. Lerneffekten werden als Lernkurven bezeichnet. Mit Hilfe von Lernkurven können zukünftige technologiespezifische Investition abgeschätzt werden. Zudem treten Skaleneffekte bei der Erhöhung der Produktionsmenge auf. Größendegressionen und Mengendegressionen sind meist gemeinsam für sinkende spezifische Produktionskosten verantwortlich. Dabei werden eventuelle Entwicklungen der spezifischen Investition in Abhängigkeit der kumulierten installierten Leistung und einem technologiespezifischen Lernexponent dargestellt (siehe Gl. 2) (Lieble et al. 2007).

$$k_n = k_1 \cdot X^{-b} \quad \text{Gl. 2}$$

k_n	spezifische Investition der n-ten Produktionsanlage
k_1	spezifische Investition der ersten Produktionsanlage
X	Kumulierte installierte Anlagenkapazität
b	Lernexponent (Lernelastizität)

Der Lernexponent wird über einen technologiespezifischen Fortschrittsfaktor definiert (siehe Gl. 3). Dabei gibt der Fortschrittsfaktor PR („progress ratio“) an, um welchen Faktor die spezifischen Investitionen bei einer Verdoppelung der kumuliert installierten Leistung fallen. Die Fortschrittsfaktoren sind Ergebnisse von empirischen Beobachtungen, die auf ähnliche Technologien zur Abschätzung zukünftiger Entwicklungen übertragen werden können. Für nahezu alle energetischen Biomassenutzungspfade liegen die Fortschrittsfaktoren zwischen 0,1 und 0,2 (Lieble et al. 2007).

$$b = -\frac{\lg PR}{\lg 2}$$

Gl. 3

PR technologiespezifischen Fortschrittsfaktor

Das Lernkurven-Modell gibt die durchschnittliche Reduktion der Investitionssummen einer Technologie nach der Markteinführung wieder. Dabei sind weder geringere Kostenreduktionen zu Beginn der Markteinführung der Technologie noch Plateaueffekte, wie sie aus empirischen Untersuchungen bekannt sind, berücksichtigt. Dennoch kann aufgrund von verglichen mit empirischen Untersuchungen eine akzeptable Genauigkeit unterstellt werden. Beispielhaft ist in Abbildung 8 eine mögliche Entwicklung der Investitionssummen von Bio-SNG-Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung (FWL) von 30 MW unter Berücksichtigung verschiedenen Fortschrittsfaktoren dargestellt.

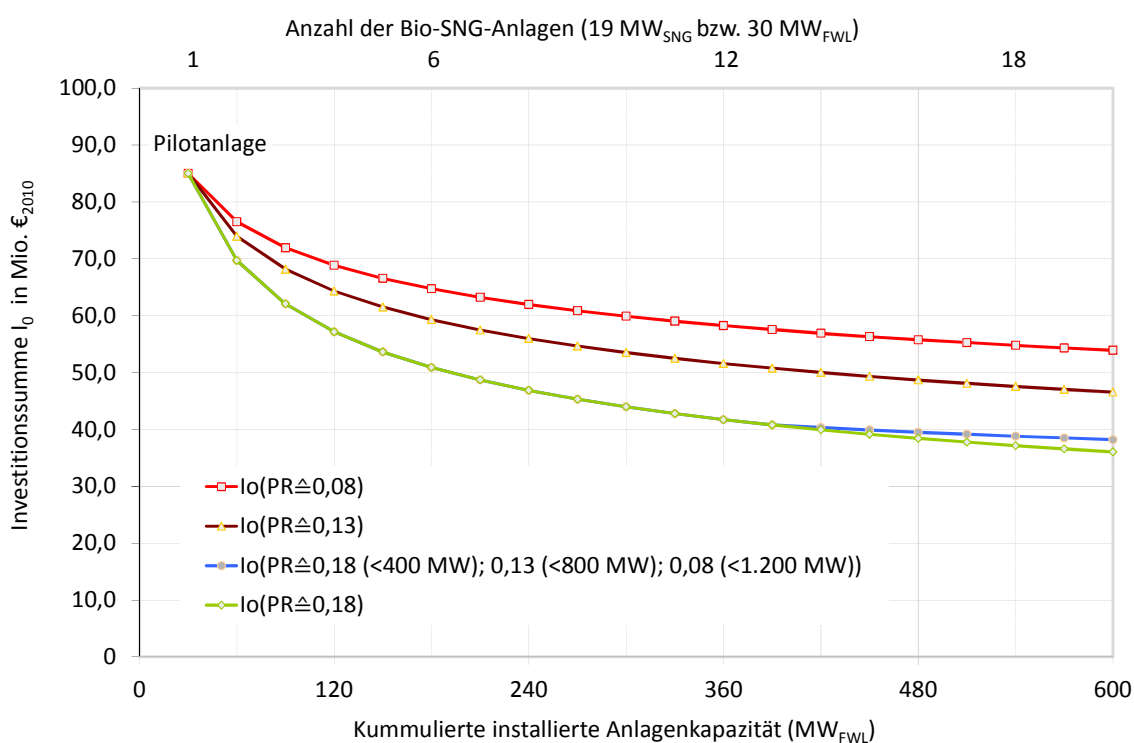


Abbildung 8: Darstellung von Lernkurven von Bio-SNG-Anlagen in Abhängigkeit verschiedener Lernraten (eigene Berechnungen)

2.3.5 Rahmenbedingung und Annahmen der ökonomischen Analyse

Die Rahmenbedingung und Annahmen in unterschiedlichen Ländern sind zum Teil sehr homogen. Eine Unterscheidung wird aber hinsichtlich der Löhne und Biomassebereitstellungskosten getroffen. Alle Angaben zu Kosten sind aufgrund der Wechselkurschwankungen und besseren Einordnung der Ergebnisse in Euro denominated und beziehen sich zunächst auf das Jahr 2010. Da aufgrund von nicht-liberalisierten Energiemärkten deutlich regionale Preisschwankungen zu erwarten sind, wurden Standartwerte für Kosten im Bereich Hilfsenergie, Hilfs- und –Betriebsstoffe zu Grunde gelegt.

In Tabelle 12 sind die Annahmen und Rahmenbedingung der nachfolgenden ökonomischen Analyse der Biomassevergasungskonzepte zusammengefasst. Für die Berechnungen der Gestehungskosten der zukünftigen Konzepte 2030 in Belarus wurden reale Preissteigerungen berücksichtigt, um die derzeitigen Rahmenbedingungen entsprechend anzupassen (siehe Tabelle 9). Grundlage der Annahmen sind empirische Preisindizes und der „Global Wage Report 2009“. Bei der Entwicklung der Reallöhne wurde zunächst von einem starken Anstieg ausgegangen, die ab dem Jahr 2016 auf das durchschnittliche Weltniveau von 1,9% p.a. sinkt. Nominale Preissteigerungen wurden nicht berücksichtigt (International Labour Office 2008/09; Köbel-Schulze Preisindex 2011).

Tabelle 9: Belarus - Annahmen zu realen Preissteigerungen von 2010 bis 2030

Kapitalgebundene Kosten (Investition, Instandsetzungen):	1,7 %/a
Verbrauchsgebundene Kosten:	
- Biomasse	1,5 %/a
- Hilfsenergie/Betriebs-und Hilfsstoffe	1,5 %/a
Betriebsgebundene Kosten	
- Entwicklung der Löhne (Belarus)	
▪ Zeitraum 2010 - 2016	7,2 %/a
▪ Zeitraum 2016 - 2030	1,9 %/a
Sonstige Kosten	1,7 %/a

Bei der Entwicklung der Reallöhne in Russland wurde ähnlich wie in Belarus, aber auf einem niedrigeren Niveau, von einem starken Anstieg ausgegangen, die ab dem Jahr 2016 auf das durchschnittliche Weltniveau von 1,9% p.a. sinkt. Nominale Preissteigerungen wurden nicht berücksichtigt (International Labour Office 2008/09; Köbel-Schulze Preisindex 2011).

Tabelle 10: Russische Föderation - Annahmen zu realen Preissteigerungen von 2010 bis 2030

Kapitalgebundene Kosten (Investition, Instandsetzungen):	1,7 %/a
Verbrauchsgebundene Kosten:	
- Biomasse	1,5 %/a
- Hilfsenergie/Betriebs-und Hilfsstoffe	1,5 %/a
Betriebsgebundene Kosten	
- Entwicklung der Löhne (Russland)	
▪ Zeitraum 2010 - 2016	5,0 %/a
▪ Zeitraum 2016 - 2030	1,9 %/a
Sonstige Kosten	1,7 %/a

Bei der Entwicklung der Reallöhne in der Ukraine wurde ebenfalls von einem starken Anstieg ausgegangen, die ab dem Jahr 2016 auf das durchschnittliche Weltniveau von 1,9% p.a. sinkt. Nominale Preissteigerungen wurden nicht berücksichtigt (International Labour Office 2008/09; Köbel-Schulze Preisindex 2011).

Tabelle 11: Ukraine - Annahmen zu realen Preissteigerungen von 2010 bis 2030

Kapitalgebundene Kosten (Investition, Instandsetzungen):	1,7 %/a
Verbrauchsgebundene Kosten:	
- Biomasse	1,5 %/a
- Hilfsenergie/Betriebs-und Hilfsstoffe	1,5 %/a
Betriebsgebundene Kosten	
- Entwicklung der Löhne (Ukraine)	
▪ Zeitraum 2010 - 2016	5,0 %/a
▪ Zeitraum 2016 - 2030	1,9 %/a
Sonstige Kosten	1,7 %/a

Für alle Konzepte wird auf eine Wärmenutzung verzichtet, da konkrete Standortbedingungen nicht in die ökonomische Analyse miteinfließen sollen. Durch Lerneffekte wird von einer deutlich steigenden Anlagenverfügbarkeit für die 2030 Konzepte ausgegangen.

Teil II: TECHNISCHE UND ÖKONOMISCHE ANALYSE DER BIOMETHANBE- REITSTELLUNG AUS BIOMASSE

Tabelle 12: Annahmen und Rahmenbedingung der nachfolgenden ökonomischen Analyse (Angaben in netto in €₂₀₁₀) (Straub 2002; Prognos AG 2005).

Parameter \ Konzept	Einheit	19 MW _{SNG}	65 MW _{SNG}	19 MW _{SNG}	65 MW _{SNG}
Betrachtungszeitpunkt		2010		2030	
Investitionssummen (I ₀)	€	61.634.060	143.144.105	51.810.557	138.359.769
Kosten für Instandhaltung	(%·I ₀)/a	3,0	3,0	3,0	3,0
Instandhaltungskosten	€/a	1.849.022	4.294.323	1.554.317	4.150.793
Betrachtungszeitraum	Jahre	20	20	20	20
Jährliche Volllaststunden	h/a	6.000	6.000	8.200	8.200
Biomassebereitstellungskosten bezogen auf TM: Belarus	€/t	27,55	30,97	37,1	41,71
Biomassekosten: Russland	€/t	36,18	39,60	48,7	53,34
Biomassekosten: Ukraine	€/t	30,50	33,93	41,1	45,69
Kosten für elektrische Energie	€/kWh	0,08	0,08	0,11	0,11
Arbeitskräftebedarf					
Betriebsleiter		1	1	1	1
Jahresgehalt - Belarus	€/(a·MA)	24.000	24.000	47.404	47.404
Jahresgehalt - Russland	€/(a·MA)	35.280	35.280	69.684	69.684
Jahresgehalt - Ukraine	€/(a·MA)	16.584	16.584	32.756	32.756
Ingenieur		8	27	8	27
Jahresgehalt - Belarus	€/(a·MA)	12.000	12.000	23.702	23.702
Jahresgehalt - Russland	€/(a·MA)	17.640	17.640	30.766	30.766
Jahresgehalt - Ukraine	€/(a·MA)	8.292	8.292	14.462	14.462
Facharbeiter		30	50	30	50
Jahresgehalt - Belarus	€/(a·MA)	7.200	7.200	14.221	14.221
Jahresgehalt - Russland	€/(a·MA)	10.284	10.284	17.936	17.936
Jahresgehalt - Ukraine	€/(a·MA)	5.184	5.184	9.041	9.041
Kosten für Wartung und Reinigung	(%·I ₀)/a	1,5	1,5	1,5	1,5
Versicherung	(%·I ₀)/a	1,0	1,0	1,0	1,0
Verwaltung	(%·I ₀)/a	0,1	0,1	0,1	0,1
Unerwartete Kosten	(%·I ₀)/a	0,3	0,3	0,3	0,3
Reststoffe					
Abwasser	€/m ³	5	5	7	7
Aktivkohle, beladen	€/t	50	50	67	67
Asche	€/t	80	80	108	108
Ni-Kat, verbraucht	€/kg	keine Entsorgungskosten		keine Entsorgungskosten	
ZnO, beladen	€/kg	keine Entsorgungskosten		keine Entsorgungskosten	

2.3.6 Investitionssummen

Für die Berechnung der Investitionssummen der kurzfristig umsetzbaren Konzepte (2010) wurde nach der in Kapitel 2.3.3 beschriebenen Methode vorgegangen und für die Zukunftskonzepte (2030) ein kombinierter Ansatz gewählt. Über einen Lernkurvenansatz wurden auf Basis festgelegter Annahmen hinsichtlich der kumulierten installierten Leistung der verschiedenen Anlagenkonzepte und eines moderaten Fortschrittsfaktors zukünftige Investitionssummen berechnet (siehe gelb markierte Spalte der Tabelle 13). Dazu musste die kumulierte installierte Leistung von Bio-SNG-Anlagen abgeschätzt werden. Zur besseren Nachvollziehbarkeit wurden die Auswirkungen von unterschiedlichen Ausbauszenarien und Fortschrittsfaktoren dargestellt. Zur Berechnung wurde dann aber ein eher konservativer Ansatz mit geringem Zubau und einem kleinen Fortschrittsfaktor gewählt (siehe gelb markierte Spalte der Tabelle 13). Bei dieser Methode wird ein anlagenspezifischer Fortschrittsfaktor zu Grunde gelegt, eine Differenzierung hinsichtlich der unterschiedlichen Kostenstellen erfolgt nicht. Im Allgemeinen werden bei den Kostenstellen Engineering, Inbetriebnahme und Mess-, Steuer- und Regelungstechnik die höchsten Kostendegressionen erwartet. Im Fall des 2030 19 MWSNG Konzepts wird mit einer Gesamtinvestition von 37 Mio. € gerechnet und im Fall des 2030 65 MWSNG Konzepts mit einer Gesamtinvestition von 99 Mio. € (Straub 2002; Prognos AG 2005).

Tabelle 13: Annahmen und Ergebnisse des Lernkurvenansatzes der Konzepte (Lieble et al. 2007)

Lernkurvenansatz - 19 MW _{SNG} Konzept	Szenario 1 – forciertes Ausbau bis 2030			Szenario 2 – moderates Ausbau bis 2030		
	Kumulierte installierte Leistung (MW _{SNG})	1.500	1.500	1.500	1.000	1.000
Fortschrittsfaktor PR (-)	0,82	0,87	0,92	0,82	0,87	0,92
Gesamtinvestition (Mio. €)	24	34	48	26	37	51
Spezifische Investition (€/kWh _{SNG})	1.208	1.750	2.484	1.356	1.898	2.608
Lernkurvenansatz - 65 MW _{SNG} Konzept	Szenario 1 – forciertes Ausbau bis 2030			Szenario 2 – moderates Ausbau bis 2030		
	Kumulierte installierte Leistung (MW _{SNG})	2.000	2.000	2.000	1.500	1.500
Fortschrittsfaktor PR (-)	0,82	0,87	0,92	0,82	0,87	0,92
Gesamtinvestition (Mio. €)	70	93	123	76	99	127
Spezifische Investition (€/kWh _{SNG})	1.072	1.436	1.893	1.163	1.521	1.960

Da eine Prognose für die einzelnen osteuropäischen Länder nur schwer möglich ist, wurde ein europäischer Ansatz gewählt. Demnach wurden die Lerneffekte und die Kostendegression durch Skalierung der Anlagen auf den europäischen Raum bezogen und dafür dann auch letztendlich die Investitionssummen berechnet. In Abbildung 9 sind die Investition der Bio-SNG-Konzepte dargestellt. Die kalkulierten Investitionssummen der zukünftigen Anlagen enthalten reale Preissteigerungen in Höhe von 1,7 % p.a., um reale Lohnsteigerungen und Materialteuerung abzubilden (Köbel-Schulze Preisindex 2011). Eine Unterscheidung nach den verschiedenen Kostenstellen erfolgt für diese Konzepte nicht. Um möglichst langfristige Wechselkurschwankungen nicht mit in die Analyse einzubeziehen und eine bessere Greifbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten, sind auch die Angaben zu den Investitionssummen in Euro denominated.

Da bislang noch keine großtechnische Bio-SNG-Anlage fertiggestellt wurde, sind die angegebenen Investitionssummen mehr als eine Größenordnung anzusehen. Eine derzeit in Schweden sich im Bau befindende Anlage mit einer SNG-Leistung von 20 MW, wird nach aktuellen Schätzungen ca. 80 Mio. € kosten. Die Angaben der hier vorgestellten Konzepte beziehen sich auf eine am Markt standardisierte und damit kostengünstigere Anlage. Trotz einer Preissteigerung können die realen Investitionssummen bis zu Jahr 2030 um bis zu 15% sinken. Diese Berechnungen basieren auf einem moderaten Zubau und den damit verbundenen Rationalisierungs- und Lerneffekte. Zudem wurden ein für die chemische Industrie typischen Skalierungskoeffizient, je nach Komponenten zwischen 0,6 und 1,1, angesetzt, um die Investitionssumme der 65 MW-Konzepte zu kalkulieren.

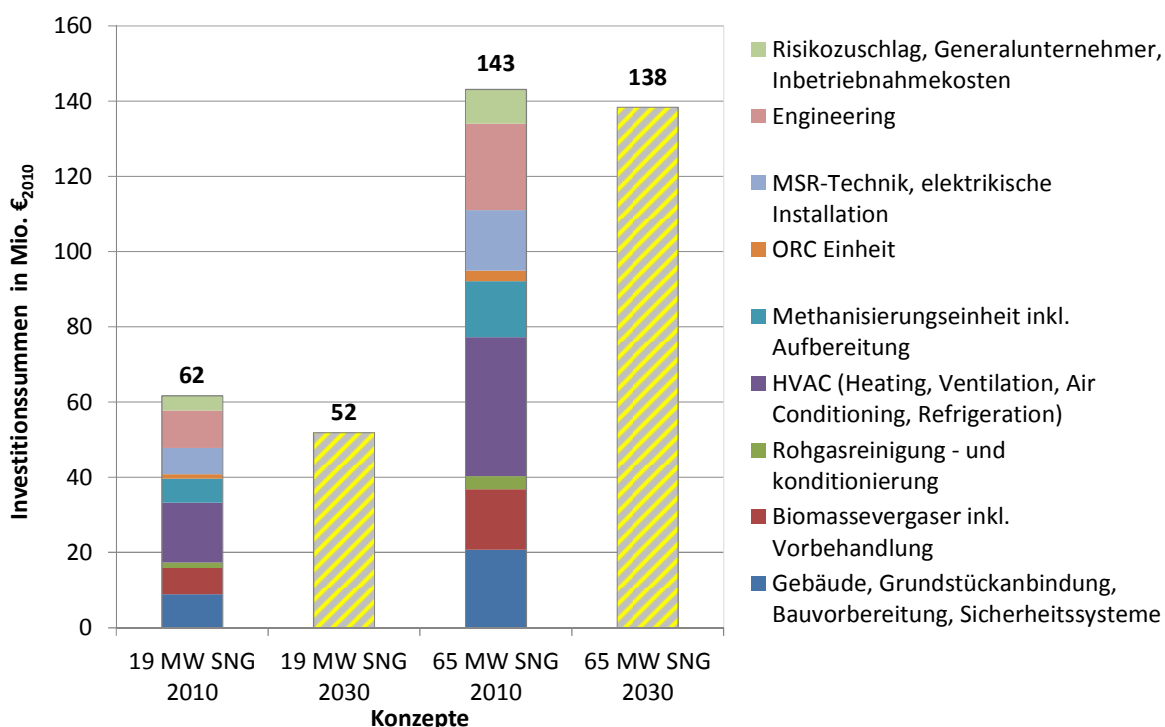


Abbildung 9: Investitionssummen der Konzepte in Mio. €_{2010, real}

2.3.7 Belarus

Ergebnisse der ökonomischen Analyse

In Abbildung 10 sind die Bio-SNG Gestehungskosten der verschiedenen Konzepte und Betrachtungszeitpunkte abgebildet. Diese weisen für die Konzepte 2010 eine Bandbreite zwischen 11,1 und 8,5 € ct /kWh und für die Konzept 2030 zwischen 8,2 und 7,3 € ct /kWh bezogen auf den unteren Heizwert auf. Im direkten Vergleich weisen die 65 MWSNG-Konzepte, vor allem aufgrund der Größendegressionseffekte, die geringsten Bio-SNG Gestehungskosten auf. Die etwas höheren Biomassebereitstellungskosten, die einer höheren Transportentfernung geschuldet sind, wirken sich hingegen nur minimal aus. Da bis zum jetzigen Zeitpunkt jedoch noch keine ähnlichen großtechnischen Anlagen gebaut sind, sollten diese Konzepte nur für Zeitpunkte nach 2020 und ausgewählte Standorte mit guter Biomasseversorgung in Betracht gezogen werden.

Als Kostentreiber sind die kapitalgebundenen Kosten (Abschreibung und kalkulatorischer Zins) besonders bei den Konzepten 2010 zu erkennen. Diese können bei erfolgreicher Markteinführung der Biomassevergasung deutlich reduziert werden, da besonders hohe Kostensenkungspotenziale erwartet werden und gleichzeitig die Anlagenverfügbarkeit der weiter zunehmen wird. Somit können trotz einer angenommen realen Preissteigerung von 1,7 % p.a. für Investition im chemischen Anlagenbau die Bio-SNG Gestehungskosten um 15-20% im Vergleich zu den Konzepten 2010 gesenkt werden. Der relative hohe Anteil der betriebsgebundenen Kosten, die sich maßgeblich aus Instandsetzung, Personalbedarf, Wartung und Reinigung zusammensetzen, ist der für eine derartige Anlage relativ langen Laufzeit (Betrachtungszeitraum: 20 Jahre, 6.000-8.200 Volllaststunden pro Jahr) und dem damit einhergehenden hohen Instandhaltungsaufwand sowie des komplexen Systemaufbaus geschuldet. Kosten für Hilfs-, Betriebs-, und Entsorgung der Reststoffe sind zusammen mit den Kosten für Hilfsenergie nicht zu vernachlässigende Kostenstellen, welche aber nur in geringem Umfang durch Effizienzsteigerungen gesenkt werden können. Eine Verwertung der Rostasche als Dünger oder eine kostenneutrale Abgabe der Asche zur Waldkalkung sowie Verringerung des Einspeisedruckniveaus könnten jedoch signifikante Kosteneinsparpotenziale mobilisieren.

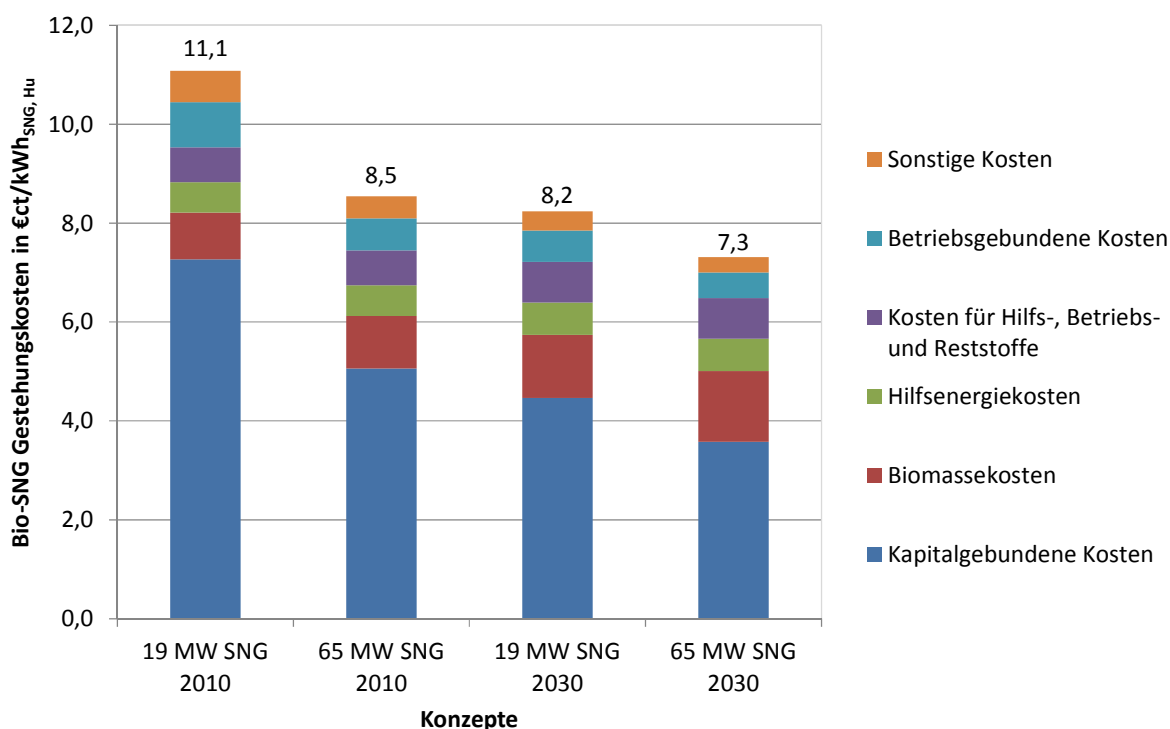


Abbildung 10: Bio-SNG Gestehungskosten der verschiedenen Konzepte und Zeithorizonte

Sensitivitätsbetrachtung / Fragestellungen

Durch die Sensitivitätsanalyse kann die Feststellung eventueller kritischer Parameter bei der ökonomischen Analyse ermöglicht werden, um die Auswirkungen möglicher Veränderungen aufzuzeigen und somit die Unsicherheit sowohl des Verfahrens als auch der Entscheidungsfindung zu verringern. Um die Sensitivitätsanalyse in einem überschaubaren Rahmen durchführen zu können, werden einige Kriterien exemplarisch untersucht, die den größten Einfluss auf das Ergebnis ausüben und somit allein dadurch die größten Unsicher-

heiten bei der Ermittlung der Bio-SNG Gestehungskosten in sich bergen. Dazu werden die Ausgangswerte der Berechnungen (siehe Tabelle 9 und Abbildung 11) einer prozentualen Variation unterzogen.

In Abbildung 11 sind die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse des Konzepts „19 MWSNG, 2010“ exemplarisch dargestellt. Da bei allen Konzepten ähnliche Verläufe aufgrund gleicher Wirkmechanismen auftreten, wird auf eine ausführliche Diskussion der einzelnen Konzepte verzichtet. Wie zu erkennen ist, bestehen die größten Unsicherheiten aber auch Potentiale hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit bei den jährlichen Betriebsstunden, den Investitionskosten und dem kalkulatorischen Zinsfuß.

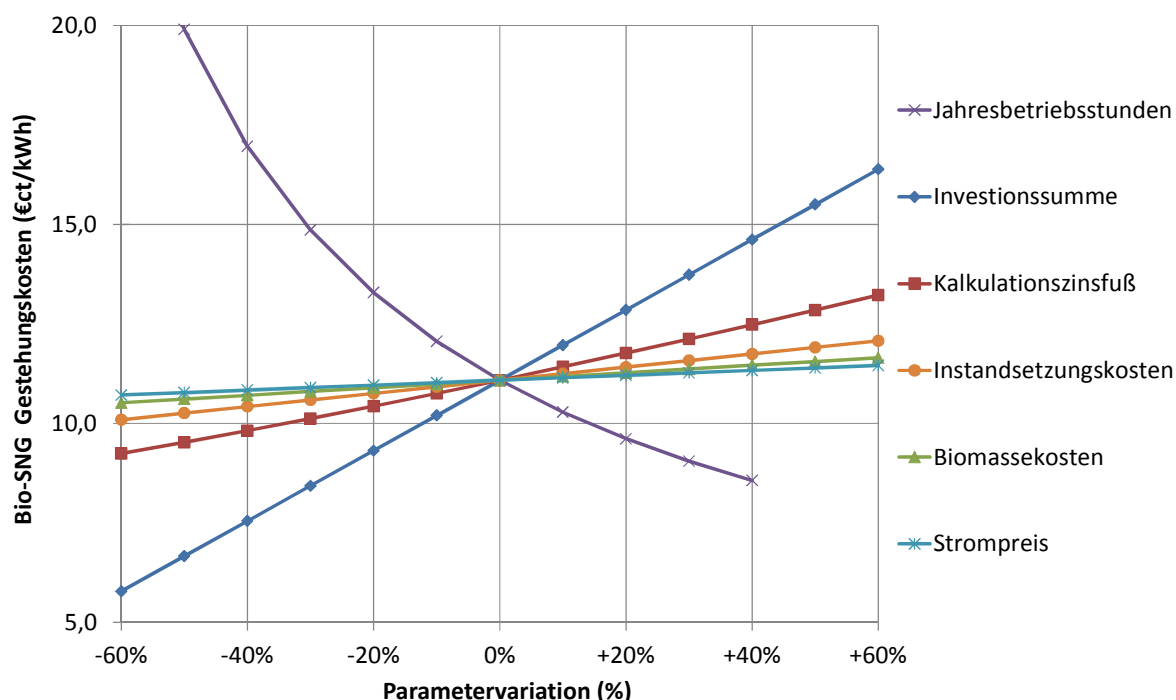


Abbildung 11: Sensitivitätsanalyse des Konzepts „19 MW_{SNG, 2010}“ (vgl. dazu Tabelle 9)

Da bei der Kalkulation der Investitionssummen und bei den jährlichen Betriebsstunden ein sehr konservativer Ansatz gewählt wurde, sind diese Parameter eher zu pessimistisch bewertet und sollten bei einer Projektumsetzung wahrscheinlich zu einer Kostensenkung führen. Auch die Instandsetzungskosten und Biomassekosten kommen einer realitätsnahen Betrachtung sehr nah und sind mit einem Kostenpuffer versehen. Für die Biomassebereitstellungskosten wurde unter anderem ein gemittelter Wert, gewichtet über die Potenziale der verschiedenen Sortimente, angenommen. Für ausgewählte Standorte könnten somit deutlich günstigere Biomassebereitstellungskosten vorliegen, die Effekte wären jedoch eher marginal. Die Marktmacht einzelner Biomasselieferanten und die Möglichkeit einer monopolistischen Preisbildung können jedoch nicht abgeschätzt werden.

Der kalkulatorische Zinsfuß von 8% p.a., welcher das unternehmerische Risiko, den Fremd- und Eigenkapitalzins widerspiegelt, könnte hingegen an der unteren Grenze des Möglichen liegen und somit bei einer Erhöhung zur einer Kostensteigerung führen.

2.3.8 Russische Föderation

Ergebnisse der ökonomischen Analyse

In Abbildung 12 sind die Bio-SNG Gestehungskosten der verschiedenen Konzepte und Betrachtungszeitpunkte abgebildet. Diese weisen für die Konzepte 2010 eine Bandbreite zwischen 11,4 und 8,9 € ct /kWh und für die Konzept 2030 zwischen 8,7 und 7,7 € ct /kWh bezogen auf den unteren Heizwert auf. Im direkten Vergleich weisen die 65 MWSNG-Konzepte, vor allem aufgrund der Größendegressionseffekte, die geringsten Bio-SNG Gestehungskosten auf. Die etwas höheren Biomassebereitstellungskosten, die einer höheren Transportentfernung geschuldet sind, wirken sich hingegen nur minimal aus. Da bis zum jetzigen Zeitpunkt jedoch noch keine ähnlichen großtechnischen Anlagen gebaut sind, sollten diese Konzepte nur für Zeitpunkte nach 2020 und ausgewählte Standorte mit guter Biomasseversorgung in Betracht gezogen werden.

Als Kostentreiber sind die kapitalgebunden Kosten (Abschreibung und kalkulatorischer Zins) besonders bei den Konzepten 2010 zu erkennen. Diese können bei erfolgreicher Markteinführung der Biomassevergasung deutlich reduziert werden, da besonders hohe Kostensenkungspotenziale erwartet werden und gleichzeitig die Anlagenverfügbarkeit der weiter zunehmen wird. Somit können trotz einer angenommen realen Preissteigerung von 1,7 % p.a. für Investition im chemischen Anlagenbau die Bio-SNG Gestehungskosten um 15-20% im Vergleich zu den Konzepten 2010 gesenkt werden. Der relative hohe Anteil der betriebsgebundenen Kosten, die sich maßgeblich aus Instandsetzung, Personalbedarf, Wartung und Reinigung zusammensetzen, ist der für eine derartige Anlage relativ langen Laufzeit (Betrachtungszeitraum: 20 Jahre, 6.000-8.200 Volllaststunden pro Jahr) und dem damit einhergehenden hohen Instandhaltungsaufwand sowie des komplexen Systemaufbaus geschuldet. Kosten für Hilfs-, Betriebs-, und Entsorgung der Reststoffe sind zusammen mit den Kosten für Hilfsenergie nicht zu vernachlässigende Kostenstellen, welche aber nur in geringem Umfang durch Effizienzsteigerungen gesenkt werden können. Eine Verwertung der Rostasche als Dünger oder eine kostenneutrale Abgabe der Asche zur Waldkalkung sowie Verringerung des Einspeisedruckniveaus könnten jedoch signifikante Kosteneinsparpotenziale mobilisieren.

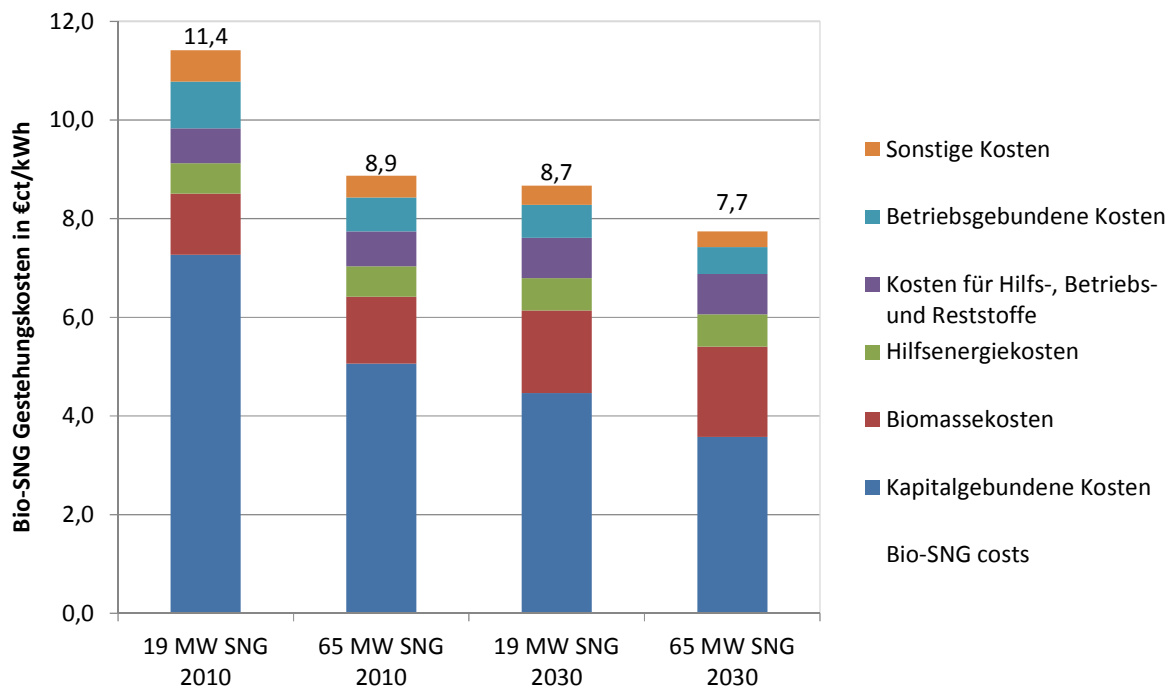


Abbildung 12: Bio-SNG Gestehungskosten der verschiedenen Konzepte und Zeithorizonte

Sensitivitätsbetrachtung / Fragestellungen

Durch die Sensitivitätsanalyse kann die Feststellung eventueller kritischer Parameter bei der ökonomischen Analyse ermöglicht werden, um die Auswirkungen möglicher Veränderungen aufzuzeigen und somit die Unsicherheit sowohl des Verfahrens als auch der Entscheidungsfindung zu verringern. Um die Sensitivitätsanalyse in einem überschaubaren Rahmen durchführen zu können, werden einige Kriterien exemplarisch untersucht, die den größten Einfluss auf das Ergebnis ausüben und somit allein dadurch die größten Unsicherheiten bei der Ermittlung der Bio-SNG Gestehungskosten in sich bergen. Dazu werden die Ausgangswerte der Berechnungen (siehe Tabelle 10 und Abbildung 11) einer prozentualen Variation unterzogen.

In Abbildung 11 sind die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse des Konzepts „19 MWSNG, 2010“ exemplarisch dargestellt. Da bei allen Konzepten ähnliche Verläufe aufgrund gleicher Wirkmechanismen auftreten, wird auf eine ausführliche Diskussion der einzelnen Konzepte verzichtet. Wie zu erkennen ist, bestehen die größten Unsicherheiten aber auch Potentiale hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit bei den jährlichen Betriebsstunden, den Investitionskosten und dem kalkulatorischen Zinsfuß.

Da bei der Kalkulation der Investitionssummen und bei den jährlichen Betriebsstunden ein sehr konservativer Ansatz gewählt wurde, sind diese Parameter eher zu pessimistisch bewertet und sollten bei einer Projektumsetzung wahrscheinlich zu einer Kostensenkung führen. Auch die Instandsetzungskosten und Biomassekosten kommen einer realitätsnahen Betrachtung sehr nah und sind mit einem Kostenpuffer versehen. Für die Biomassebereitstellungskosten wurde unter anderem ein gemittelter Wert, gewichtet über die Potenziale der verschiedenen Sortimente, angenommen. Für ausgewählte Standorte

könnten somit deutlich günstigere Biomassebereitstellungskosten vorliegen, die Effekte wären jedoch eher marginal. Die Marktmacht einzelner Biomasselieferanten und die Möglichkeit einer monopolistischen Preisbildung können jedoch nicht abgeschätzt werden.

Der kalkulatorische Zinsfuß von 8% p.a., welcher das unternehmerische Risiko, den Fremd- und Eigenkapitalzins widerspiegelt, könnte hingegen an der unteren Grenze des Möglichen liegen und somit bei einer Erhöhung zur einer Kostensteigerung führen.

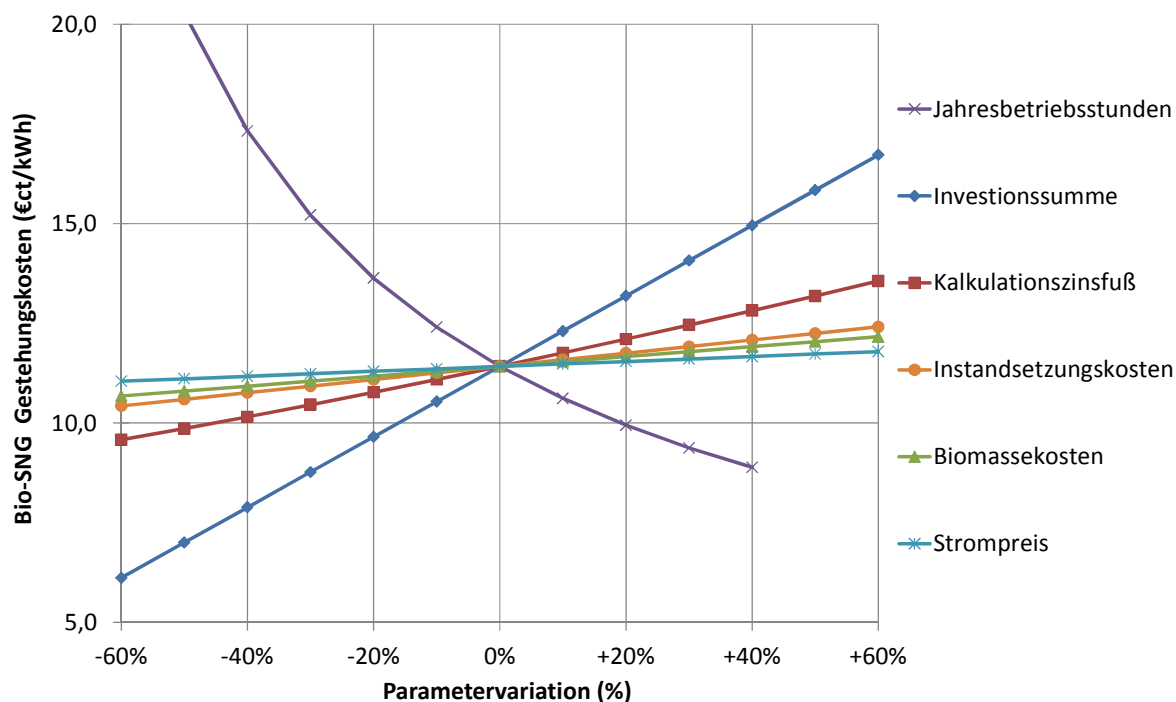


Abbildung 13: Sensitivitätsanalyse des Konzepts „19 MW_{SNG, 2010}“ (vgl. dazu Tabelle 10)

2.3.9 Ukraine

Ergebnisse der ökonomischen Analyse

In Abbildung 10 sind die Bio-SNG Gestehungskosten der verschiedenen Konzepte und Betrachtungszeitpunkte abgebildet. Diese weisen für die Konzepte 2010 eine Bandbreite zwischen 11,2 und 8,6 € ct /kWh und für die Konzept 2030 zwischen 8,3 und 7,4 € ct /kWh bezogen auf den unteren Heizwert auf. Im direkten Vergleich weisen die 65 MWSNG-Konzepte, vor allem aufgrund der Größendegressionseffekte, die geringsten Bio-SNG Gestehungskosten auf. Die etwas höheren Biomassebereitstellungskosten, die einer höheren Transportentfernung geschuldet sind, wirken sich hingegen nur minimal aus. Da bis zum jetzigen Zeitpunkt jedoch noch keine ähnlichen großtechnischen Anlagen gebaut sind, sollten diese Konzepte nur für Zeitpunkte nach 2020 und ausgewählte Standorte mit guter Biomasseversorgung in Betracht gezogen werden.

Als Kostentreiber sind die kapitalgebunden Kosten (Abschreibung und kalkulatorischer Zins) besonders bei den Konzepten 2010 zu erkennen. Diese können bei erfolgreicher Markteinführung der Biomassevergasung deutlich reduziert werden, da besonders hohe

Kostensenkungspotenziale erwartet werden und gleichzeitig die Anlagenverfügbarkeit der weiter zunehmen wird. Somit können trotz einer angenommen realen Preissteigerung von 1,7 % p.a. für Investition im chemischen Anlagenbau die Bio-SNG Gesteungskosten um 15-20% im Vergleich zu den Konzepten 2010 gesenkt werden. Der relative hohe Anteil der betriebsgebundenen Kosten, die sich maßgeblich aus Instandsetzung, Personalbedarf, Wartung und Reinigung zusammensetzen, ist der für eine derartige Anlage relativ langen Laufzeit (Betrachtungszeitraum: 20 Jahre, 6.000-8.200 Volllaststunden pro Jahr) und dem damit einhergehenden hohen Instandhaltungsaufwand sowie des komplexen Systemaufbaus geschuldet. Kosten für Hilfs-, Betriebs-, und Entsorgung der Reststoffe sind zusammen mit den Kosten für Hilfsenergie nicht zu vernachlässigende Kostenstellen, welche aber nur in geringem Umfang durch Effizienzsteigerungen gesenkt werden können. Eine Verwertung der Rostasche als Dünger oder eine kostenneutrale Abgabe der Asche zur Waldkalkung sowie Verringerung des Einspeisedruckniveaus könnten jedoch signifikante Kosteneinsparpotenziale mobilisieren.

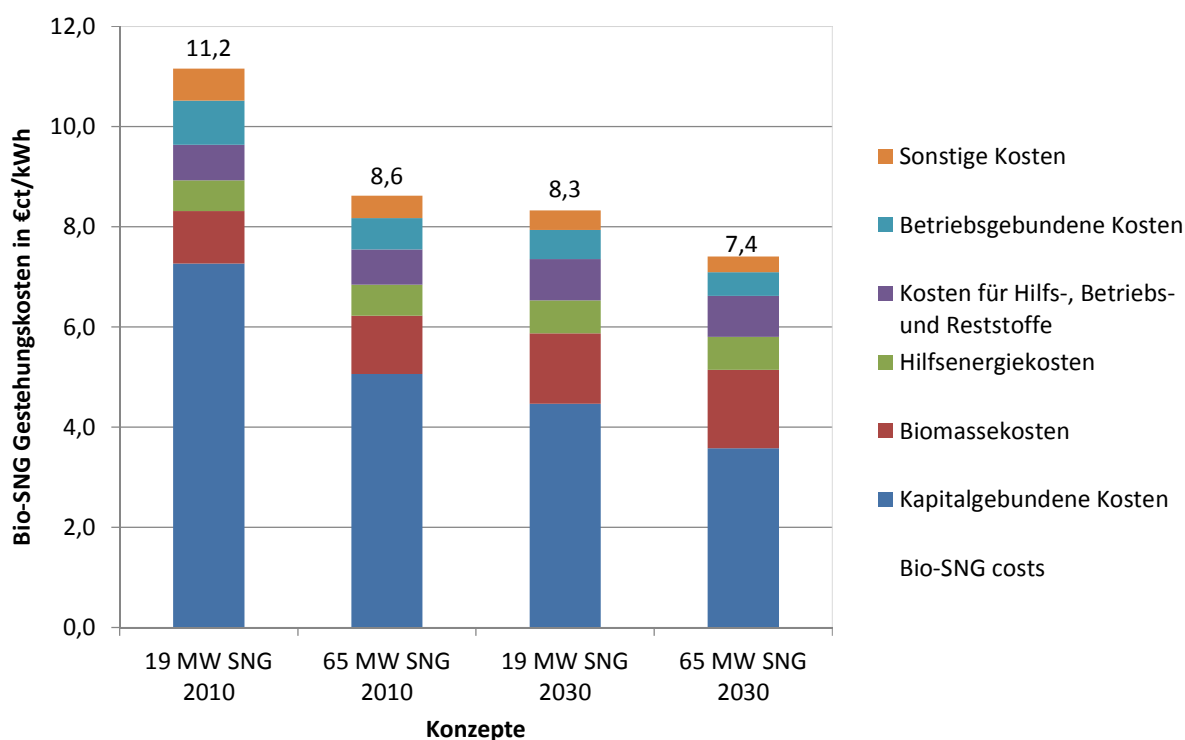


Abbildung 14: Bio-SNG Gesteungskosten der verschiedenen Konzepte und Zeithorizonte

Sensitivitätsbetrachtung / Fragestellungen

Durch die Sensitivitätsanalyse kann die Feststellung eventueller kritischer Parameter bei der ökonomischen Analyse ermöglicht werden, um die Auswirkungen möglicher Veränderungen aufzuzeigen und somit die Unsicherheit sowohl des Verfahrens als auch der Entscheidungsfindung zu verringern. Um die Sensitivitätsanalyse in einem überschaubaren Rahmen durchführen zu können, werden einige Kriterien exemplarisch untersucht, die den größten Einfluss auf das Ergebnis ausüben und somit allein dadurch die größten Unsicherheiten bei der Ermittlung der Bio-SNG Gesteungskosten in sich bergen. Dazu werden die

Ausgangswerte der Berechnungen (siehe Tabelle 11 und Abbildung 11) einer prozentualen Variation unterzogen.

In Abbildung 11 sind die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse des Konzepts „19 MWSNG, 2010“ exemplarisch dargestellt. Da bei allen Konzepten ähnliche Verläufe aufgrund gleicher Wirkmechanismen auftreten, wird auf eine ausführliche Diskussion der einzelnen Konzepte verzichtet. Wie zu erkennen ist, bestehen die größten Unsicherheiten aber auch Potentiale hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit bei den jährlichen Betriebsstunden, den Investitionskosten und dem kalkulatorischen Zinsfuß.

Da bei der Kalkulation der Investitionssummen und bei den jährlichen Betriebsstunden ein sehr konservativer Ansatz gewählt wurde, sind diese Parameter eher zu pessimistisch bewertet und sollten bei einer Projektumsetzung wahrscheinlich zu einer Kostensenkung führen. Auch die Instandsetzungskosten und Biomassekosten kommen einer realitätsnahen Betrachtung sehr nah und sind mit einem Kostenpuffer versehen. Für die Biomassebereitstellungskosten wurde unter anderem ein gemittelter Wert, gewichtet über die Potenziale der verschiedenen Sortimente, angenommen. Für ausgewählte Standorte könnten somit deutlich günstigere Biomassebereitstellungskosten vorliegen, die Effekte wären jedoch eher marginal. Die Marktmacht einzelner Biomasselieferanten und die Möglichkeit einer monopolistischen Preisbildung können jedoch nicht abgeschätzt werden.

Der kalkulatorische Zinsfuß von 8% p.a., welcher das unternehmerische Risiko, den Fremd- und Eigenkapitalzins widerspiegelt, könnte hingegen an der unteren Grenze des Möglichen liegen und somit bei einer Erhöhung zur einer Kostensteigerung führen.

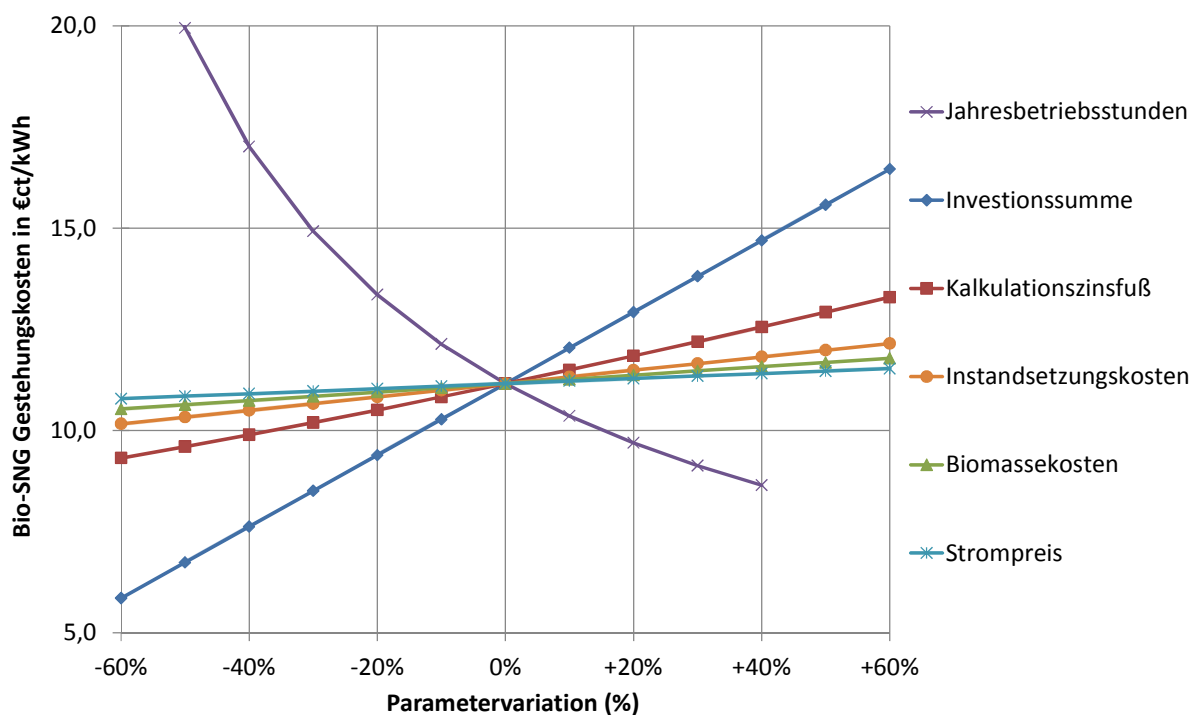


Abbildung 15: Sensitivitätsanalyse des Konzepts „19 MWSNG, 2010“ (vgl. dazu Tabelle 11)

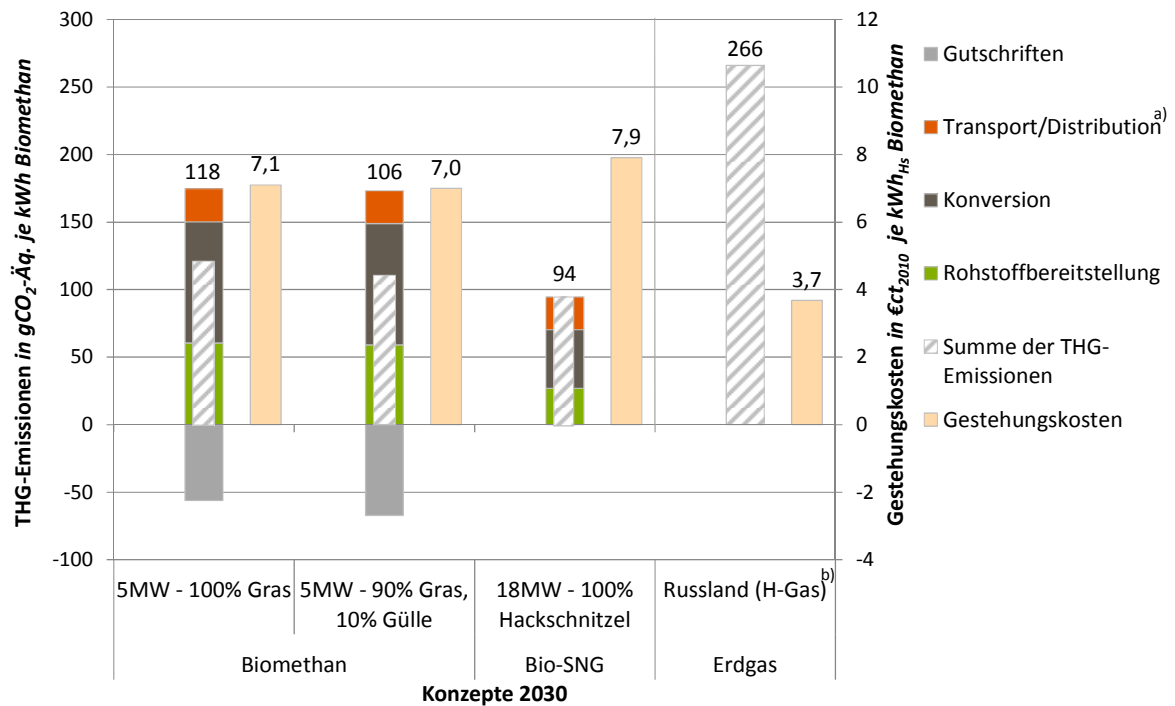
2.4 Zusammenfassung

Mit einer großtechnischen Umsetzung der Bio-SNG-Konzepte ist kurzfristig in ganz Europa nicht zu rechnen. Demonstrationsanlagen sind sowohl in Planung als auch im Bau, können aber keine Marktdurchdringung aufweisen. Auch 2030 wird die Erzeugung von Bio-SNG kein Massenmarkt mit einer Vielzahl von Anlagenanbietern sein, die technische Reife wird jedoch den gewählten Anlagenkonzepten entsprechen. Inwiefern kleinere Nationalstaaten wie z.B. Belarus einen Großteil des Anlagenbaus und der Anlagenbetreuung/-instandhaltung durch inländische Unternehmen und Fachpersonal generieren können ist jedoch unklar. Dies ist gerade bei der deutlichen Abwertung osteuropäischer Währungen ein durchaus bedeutender Faktor, um Devisen bei der Produktion von Bio-SNG zu sparen und die einheimische Wirtschaft zu stärken. Abhilfe könnte eine schrittweise Etablierung kleintechnischer Biomassevergasungsanlagen sein, um zunächst über den Umweg der motorischen Nutzung von Produktgas eine inländische Expertise in der Vergasung von Biomasse aufzubauen. Anschließend und begleitend kann das entstehende Know-how weiter genutzt werden eine Synthesegasaufbereitung und -verarbeitung durch eine eigene Entwicklung voranzutreiben.

Stellvertretend für die drei untersuchten Länder sind in Gestehungskosten und THG-Emissionen für Biomethan und Erdgas Abbildung 16 dargestellt. Obwohl Erdgas zwischen 2009 - 2030 voraussichtlich um ca. 75% steigen wird, liegen die Biomethangestehungskosten aus biologischer und thermochemischer Erzeugung circa 100% darüber. Betrachtet man also ausschließlich das betriebswirtschaftliche Ergebnis ohne jedwede externe Kosten einzupreisen, im Vergleich zu der fossilen Referenz Erdgas, wird regeneratives Erdgas mittelfristig nicht wirtschaftlich produzierbar sein. Werden die Treibhausgasbilanz zusätzlich betrachtet, kann sich ein anderes Bild ergeben.

Abschließend kann festgestellt werden, dass aufgrund der noch relativ geringen Biomassepreise und der geringen Lohnkosten deutliche Kostenvorteile gegenüber inländisch produzierten Bio-SNG bestehen. Ob sich diese Vorteile nutzen lassen können, liegt im Wesentlichen daran, inwieweit Unternehmen, Anlagentechnik und Know-how (Fachpersonal) vor Ort in die Produktion und Bereitstellung von Biomasse und Bio-SNG einbezogen werden bzw. werden können. Nur mit der Einbeziehungen der lokalen Wirtschaft können die Kostenvorteile auch genutzt und inländische Wertschöpfung generiert werden.

Teil II: TECHNISCHE UND ÖKONOMISCHE ANALYSE DER BIOMETHANBE-REITSTELLUNG AUS BIOMASSE



^{a)} THG-Emissionen bei einer angenommenen Transportentfernung von 3.000 km

^{b)} Quelle: BfA, World Energy Outlook 2010 (reale Preissteigerung von Erdgas (2009 bis 2030) um 75%)

Abbildung 16: Gestehungskosten und THG-Emissionen für Biomethan und Erdgas (Konzept: Russland 2030)

Literaturverzeichnis

- Bayrisches Landesamt Umwelt (2006): Emissions- und Leistungsverhalten von Biogas-Verbrennungsmotoren in Abhängigkeit von der Motorwartung. Schlussbericht zum Forschungsvorhaben.
- Bolhàr-Nordenkampf, M. & H. Hofbauer (2004): Biomass gasification combined cycle thermodynamic optimisation using integrated drying, ASME Turbo Expo 2004: Power for Land, Sea and Air; Wien,
- Götz, U. (2008): Investitionsrechnung – Modelle und Analysen zur Beurteilung von Investitionsvorhaben. 6. Auflage, Springer Verlag, Berlin
- Hamelinck, N., P.C. den Uil, A.P.C. Faaij & H. Boerrigter (2004): Production of FT transportation fuels from biomass; technical options, process analysis and optimisation, and development potential. Energy 29 11, 1743-1771
- Höhlein, B. (1997): ADAM I – Versuchsanlage zur Methanisierung, Forschungsbericht der Kernforschungsanlage Jülich GmbH, Institut für Reaktorbauelemente, Jül-1433; Jülich
- International Labour Office (Hrsg.) (2008): Global Wage Report 2008 / 09 - Minimum wages and collective bargaining: Towards policy coherence. Geneva (Schweiz), ISBN 978-92-2-121499-1
- IPCC (2006): Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories
- Kaltschmitt, M., H. Hartmann & H. Hofbauer (Hrsg.) (2009): Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren, 2. Aufl., Springer Verlag, ISBN: 978-3-540-85094-6; Berlin, Heidelberg, New York,
- Knoef, H.A.M. (Hrsg.) (2005): Handbook biomass gasification, 1. Aufl., BTG biomass technology group BV, ISBN: 90-810068-1-9; Enschede
- Köbel-Schulze Preisindex 2011
- Kohl, A.L. & R.B. Nielsen (Hrsg.) (1997): Gas purification, 5. Aufl., Gulf Publishing Company, Elsevier Science, ISBN 13: 978-0-88415-220-0; Houston,
- Konstantin P. (2007): Praxisbuch Energiewirtschaft - Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. 2. bearbeitete und aktualisierte Auflage. Springer-Verlag Berlin,
- Kreutz, G. et al. (2008): Fischer-Tropsch Fuels from Coal and Biomass. 25th Annual Int. Pittsburgh Coal Conference, USA
- Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL a) (2010): Gasausbeute landwirtschaftlicher Biogasanlagen, Darmstadt,
- Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL b) (2010): Landwirtschaftliche Betriebsplanung 2010/2011, Darmstadt
- Larson, D. et al. (2007): Cost-Benefit Assessment of Gasification-Based Biorefining in the Kraft Pulp and Paper Industry. Int. Chemical Recovery Conf. Quebec (Canada)
- Leible, L., S. Kälber, G. Kappler, S. Lange, E. Nieke, R. Proplesch, D. Wintzer & B. Fürniß, (2007): Kraftstoff, Strom und Wärme aus Stroh und Waldrestholz – Eine systemanalytische Untersuchung. Wissenschaftlicher Bericht des Forschungszentrum Karlsruhe GmbH, FZKA 7170; Karlsruhe
- National Energy Technology Center (Hrsg.): Process Equipment Cost Estimation. Pittsburgh (USA), 2002

- NETL (2007): Industrial Size Gasification for Syngas, Substitute Natural Gas and Power Production. Final Report. USA
- Peters, M., K. Timmerhaus, & R. West, R. (2003): Plant Design and Economics for Chemical Engineers. 5. Auflage, McGraw-Hill, New York, ISBN 007-124044-6
- Prognos AG (Hrsg.) (2005): Analyse und Darstellung der durch die TA Siedlungsabfall und die Ablagerungsverordnung ausgelösten Investitionen sowie Arbeitsplatzeffekte. Abschlußbericht, Berlin
- Rönsch, S., F. Müller-Langer & M. Kaltschmitt: (2009): Produktion des Erdgassubstitutes Bio-SNG im Leistungsbereich um 30 MWBWL – Eine techno-ökonomische Analyse und Bewertung, Chemie Ingenieur Technik, Vol. 81, 1417-1428
- Straub, F. J. (2002): Nutzung von Abwärme aus einem Dampfkraftwerk zur energieoptimierten Trocknung von Grüngut. Dissertation, Technische Universität München, München,
- Seemann, M. (2006): Methanation of biosyngas in a fluidized bed reactor – Development of a one-step synthesis process, featuring simultaneous methanation, watergas shift and low temperature tar reforming, Dissertation; ETH Zürich
- Tijmensen, M. et al. (2002): Exploration of the possibilities for production of Fischer Tropsch liquids and power via biomass gasification. Biomass and Bioenergy 23, 129-152
- Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry (2006): Kapitel "Gas production", Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA; Weinheim
- van Vliet, O.P.R., A.P.C. Faaij, & W.C. Turkenburg (2009): Fischer–Tropsch diesel production in a well-to-wheel perspective: A carbon, energy flow and cost analysis. Energy Conversion and Management 50, 4, 855-876
- VDI Richtlinie 6025: Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen.
- Verein Deutscher Ingenieure (Hrsg.) (1996): VDI 6025, Betriebswirtschaftliche Berechnung von Investitionsgütern und Anlagen. Beuth Verlag GmbH, Berlin
- Vetter, A. & K. Arnold (2010): Klima- und Umwelteffekte von Biomethan, Anlagentechnik und Substratauswahl, Wuppertal Paper Nr. 182

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Prozessschema der Biogaserzeugung und Nutzungsoptionen	79
Abbildung 2:	Kostenverteilung der Biomethanbereitstellung - 5 MW _{el} (2010)	89
Abbildung 3:	Gestehungskosten von Biomethan in 2010 und 2030	89
Abbildung 4:	Biomethangestehungskosten 5 MW _{el} -BGAA im Überblick	90
Abbildung 5:	Biomethangestehungskosten 15 MW _{el} -BGAA im Überblick	90
Abbildung 6:	Prozessschritte der thermo-chemischen Biomethanproduktion	93
Abbildung 7:	Methode zur Berechnung der Bio-SNG-Gestehungskosten nach VDI 6025 (VDI 1996)	97
Abbildung 8:	Darstellung von Lernkurven von Bio-SNG-Anlagen in Abhängigkeit verschiedener Lernraten (eigene Berechnungen)	99
Abbildung 9:	Investitionssummen der Konzepte in Mio. € _{2010, real}	104
Abbildung 10:	Bio-SNG Gestehungskosten der verschiedenen Konzepte und Zeithorizonte	105
Abbildung 11:	Sensitivitätsanalyse des Konzepts „19 MW _{SNG, 2010} “ (vgl. dazu Tabelle 9)	106
Abbildung 12:	Bio-SNG Gestehungskosten der verschiedenen Konzepte und Zeithorizonte	108
Abbildung 13:	Sensitivitätsanalyse des Konzepts „19 MW _{SNG, 2010} “ (vgl. dazu Tabelle 10)	109
Abbildung 14:	Bio-SNG Gestehungskosten der verschiedenen Konzepte und Zeithorizonte	110
Abbildung 15:	Sensitivitätsanalyse des Konzepts „19 MWSNG, 2010“ (vgl. dazu Tabelle 11).....	111
Abbildung 16:	Gestehungskosten und THG-Emissionen für Biomethan und Erdgas (Konzept: Russland 2030).....	113

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Annahmen - Hektarerträge für den Anbau von Klee gras	82
Tabelle 2:	Annahmen – Substrateigenschaften für Klee gras und Rindergülle (KTBL a 2010)	82
Tabelle 3:	Annahmen für die Anlagenkonzepte in den Jahren 2010 und 2030	84
Tabelle 4:	Annahmen zu Methanemissionen und Strombedarfen der Biomethanbereitstellung	86
Tabelle 5:	Überblick wesentlicher Wirtschaftlichkeitsannahmen.....	87
Tabelle 6:	Wirtschaftlichkeitsergebnisse für 5 MW _{el} BGAA (100% Klee gras)	88
Tabelle 7:	Übersicht der Anlagenkonzepte.....	94
Tabelle 8:	Wesentliche Stoff- und Energieströme der kurzfristig realisierbaren Anlagenkonzepte.....	96

Tabelle 9:	Belarus - Annahmen zu realen Preissteigerungen von 2010 bis 2030	100
Tabelle 10:	Russland - Annahmen zu realen Preissteigerungen von 2010 bis 2030	100
Tabelle 11:	Ukraine - Annahmen zu realen Preissteigerungen von 2010 bis 2030	101
Tabelle 12:	Annahmen und Rahmenbedingung der nachfolgenden ökonomischen Analyse (Angaben in netto in € ₂₀₁₀) (Straub 2002; Prognos AG 2005)	102
Tabelle 13:	Annahmen und Ergebnisse des Lernkurvenansatzes der Konzepte (Lieble et al. 2007).....	103

**Teil III: TECHNISCHE ACKERFLÄCHENPOTENZIALE IM EURO-
PÄISCHEN RUSSLAND, IN DER UKRAINE UND BELARUS (RUB)**

***Florian Schierhorn, Dr. Daniel Müller, Konstantin Hahlbrock und
Prof. Dr. Alfons Balmann***

Inhalt

1	Technische Ackerflächenpotenziale in RUB	120
2	Die Entwicklung der Landwirtschaft in RUB während der Transformationsphase	122
3	Zielstellung	123
4	Daten	123
4.1	Satellitendaten aus der Fernerkundung der Erde	123
4.2	Agrarstatistiken	124
4.2.1	Ertragsdaten	124
4.2.2	Anbauflächen	124
4.3	Geophysikalische Daten und infrastrukturelle Anbindung	124
4.3.1	Klimadaten	124
4.3.2	Bodenqualität	125
4.3.3	Infrastrukturelle Anbindung	125
5	Methoden	125
5.1	Acker-Referenzfläche	126
5.2	Kartierung der Bodenqualität	127
5.3	Kartierung der Ackerlandeignung	128
5.4	Kartierung der post-sowjetischen Acker- und Brachflächen	129
5.5	Entwicklung und Ausmaß der Brachflächen	129
5.6	Räumlich-explicite Effizienzanalyse zur Bestimmung standortspezifischer Ertragspotenziale	130
6	Szenarien der Ertrags- und Brachflächenentwicklung	131
7	Ergebnisse	132
7.1	Technische Ackerflächenpotenziale in RUB, 2010	132
7.2	Technische Ackerflächenpotenziale in RUB, 2030	133
8	Diskussion (Stärken und Chancen sowie Risiken und Hemmnisse)	136
8.1	Allgemeine Perspektiven für die Landwirtschaft in Russland und der Ukraine	136
8.2	Stärken und Chancen	136
8.2.1	Landwirtschaftlich marginale Standorte	136
8.3	Risiken und Hemmnisse	138
8.3.1	Treibhausgasemissionen infolge der Rekultivierung von Brachflächen	138
8.3.2	Pfadabhängigkeiten landwirtschaftlicher Produktion in den Schwarzerderegionen	138
8.4	Aufstrebender Tiersektor	139
9	Zusammenfassung	140
	Literaturverzeichnis	142
	Abbildungsverzeichnis	145

Einführung

Der Anstieg der Weltbevölkerung – bis 2050 werden voraussichtlich über 9,5 Milliarden Menschen die Erde bevölkern – wird dazu führen, dass sich die Nachfrage nach Agrargütern bis Mitte des Jahrhunderts ungefähr verdoppeln wird (Foley et al. 2011). Allerdings sind die Möglichkeiten zur Ausweitung der Agrarflächen begrenzt, da Umbrüche von Wald zu Acker- oder Grasland meist nicht mit Nachhaltigkeitskriterien vereinbar sind (Tan et al. 2009; Gibbs et al. 2010). Zudem lassen sich auch die landwirtschaftliche Flächenproduktivitäten nicht beliebig steigern (Foley et al. 2011). In Anbetracht dessen werden landwirtschaftlich nutzbare Fläche zunehmend zu einer stark nachgefragten, verknappten und daher wertvollen Ressource (Lambin and Meyfroidt 2011). Die Sicherung der Welternährung und die Lösung von Landnutzungskonflikten sind daher große Herausforderungen unserer Zeit. Wissenschaftler und zunehmend auch politische Entscheidungsträger haben in den letzten Jahren verstanden, dass nachwachsende Rohstoffe (NawaRos) keine Wunderwaffen gegen versiegende fossile Rohstoffquellen und Klimawandel sind. Im globalen Maßstab steht der Anbau von NawaRos zudem in Flächenkonkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion (German Advisory Council on Global Change 2008). NawaRos sind daher als alternative und kleinmaßstäbige Landnutzungsoption zu bewerten, etwa für unfruchtbare, extensiv genutzte und aufgegebene landwirtschaftliche Flächen. Hier kann der Anbau und die Verwertung von NawaRos zur regionalen Wertschöpfung beitragen und helfen landwirtschaftliches Kulturland zu erhalten. Zudem kann die landwirtschaftliche Nutzung dieser Flächen mit geringen Treibhausgasemissionen verknüpft sein (Searchinger et al. 2008). Vor diesem Hintergrund ist das Untersuchungsgebiet vielversprechend: Große ehemalige Ackerflächen wurden vor allem im europäischen Russland und in der Ukraine nach dem Zusammenbruch der Sowjetunion aufgegeben. Ein erheblicher Anteil aufgegebener Ackerflächen ist aufgrund ungünstiger Bodenbedingungen und schlechten klimatischen Bedingungen kaum geeignet für den profitablen Anbau von Getreide. Vor der Aufgabe wurden die meisten dieser Flächen für den Anbau von Futterkulturen genutzt. Möglicherweise stellt hier der Anbau von NawaRos auf diesen Flächen eine Landnutzungsoption dar, die nachhaltig ist und regionale Wertschöpfung generiert.

1 Technische Ackerflächenpotenziale in RUB

Im Rahmen des Projektes „Nachhaltige europäische Biomethanstrategie“ werden aktuelle und zukünftige (2030) technische Ackerflächenpotenziale (für den Anbau von NawaRos) für das europäische Russland, die Ukraine und Belarus (RUB) berechnet. In der Literatur zu ‚technischen Ackerflächenpotenzialen‘ sind die bei der Flächenauswahl zugrunde gelegten Kriterien nicht klar definiert (German Advisory Council on Global Change 2008). Hier bilden die Ausweitung der Ackerflächen auf derzeitigen Brachflächen zusammen mit einer Steigerung der Flächenerträge das technische Ackerflächenpotenzial in der Untersuchungsregion. Landnutzungskonflikte zwischen NawaRos und Nahrungsmitteln sowie Treibhausgasemissionen als Folge einer exzessiven Erweiterung der Anbauflächen erneuerbarer Energiepflanzen (in diesem Projekt wird vereinfacht angenommen, dass alleinig Klee gras angebaut wird) werden minimiert durch folgende Annahmen: (1) Nachhaltige Flächenpotenziale für die Kultivierung erneuerbarer Energiepflanzen assoziieren

wir räumlich ausschließlich zu Ackerflächen und ungenutzten (aufgegebenen) Ackerflächen. Potenziale auf Gras- sowie semi-natürlichen Flächen bleiben unberücksichtigt, da der Umbruch dieser Flächen wahrscheinlich zu hohen Treibhausgasemissionen sowie erheblichem Verlust an Biodiversität führt (Fargione et al. 2008). (2) Ein weiteres zentrales Kriterium, das der Berechnung technischer Ackerflächenpotenziale hier zu Grunde liegt, ist die nationale Sicherung der Nahrungsmittelproduktion. Wir gehen davon aus, dass die Nahrungsmittelnachfrage in allen drei Ländern bis 2030 relativ konstant bleibt (FAO 2006). Der zu erwartende Anstieg des Pro-Kopf-Nahrungsmittelverbrauchs (vornehmlich als Resultat steigender Einkommen und verstärktem Konsum tierischer Produkte) wird - mit Blick auf die nationale Nahrungsmittelnachfrage - weitestgehend kompensiert durch den rapiden Bevölkerungsrückgang in den drei Ländern. Daher berechnen wir die aktuelle (2009) Agrarproduktionsmenge (das Produkt aus der Anbaufläche und des Ertrages von Feldfrüchten; ausgedrückt in Getreideäquivalenten) in 2009 für das europäische Russland, die Ukraine und Belarus und beziehen die technischen Ackerflächenpotenziale auf die Ackerflächen, die zusätzlich (neben der Sicherung der aktuellen Agrarproduktionsmenge) zum Anbau von nachhaltigen Rohstoffen bereitgestellt werden können (vgl. Kapitel 6). Annahmen hinsichtlich zukünftiger Steigerungen der Selbstversorgungsquote in der Tierproduktion - vor allem Russland und die Ukraine haben entsprechende Entwicklungstendenzen in diesem Sektor – und die damit einhergehende steigende Nachfrage nach landwirtschaftlicher Nutzfläche für den Anbau von Futtermitteln liegen den Modellergebnissen nicht zu Grunde. Allerdings werden die Folgen eines massiv expandierenden Tiersektors auf die Biomassepotenziale im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse für das europäische Russland aufgezeigt (vgl. Kapitel 8.4). 3) Technische Ackerflächenpotenziale in der Untersuchungsregion werden zudem in Abhängigkeit der Minimierung ökologischer Eingriffe bei der Erschließung der Ressourcen dargestellt. Das Modell wurde in der Weise konzipiert, dass eine Ausweitung der Ackerlandflächen auf jungen Brachflächen beginnt. Junge Brachflächen, also Flächen, die erst in den letzten Jahren aufgegeben wurden, sind bis zum heutigen Zeitpunkt von einem weniger intensiven Aufwuchs an Sekundärvegetation gekennzeichnet und die Mengen des in Boden und Vegetation gespeicherten Kohlenstoff sind tendenziell gering (Kurganova, Kudyarov and Lopes De Gerenyu 2010); Ältere Brachflächen sind in der Regel größere Kohlenstoffspeicher (Vuichard et al. 2008). Zudem ist die Biodiversität auf jungen Brachflächen generell weniger ausgeprägt. Eine Rekultivierung jüngerer Brachflächen verursacht daher in der Regel geringere Treibhausgasemissionen und die Auswirkungen in die regionale Biodiversität sind in der Regel geringer. Leider gibt es bis zum heutigen Zeitpunkt keine verlässlichen Daten zu den Kohlenstoffmengen derzeitiger Brachflächen in RUB; Treibhausgasemissionen einer Rekultivierung können daher nicht räumlich explizit bestimmt werden und Abschätzungen zur Minderung der Treibhausgasemissionen durch Biomethanproduktion sind vor diesem Hintergrund äußerst ungenau. Der hier entwickelte Ansatz ist jedoch geeignet, technische Ackerflächenpotenziale zu quantifizieren, die mit relativ geringen Eingriffen in das Klima- und Ökosystem zu erschließen sind.

2 Die Entwicklung der Landwirtschaft in RUB während der Transformationsphase

Russland und, untergeordnet, die Ukraine verfügen über beträchtliche ungenutzte landwirtschaftliche Ressourcen (Liefert et al. 2010). Das Potenzial (im Sinne einer Ausdehnung der bestehenden Agrarproduktion) für NawaRos ist in beiden Ländern beträchtlich. In Belarus hingegen ist das Potenzial für den Anbau von NawaRos vergleichsweise gering, da die vorhandenen Flächen bereits intensiv für die Agrarproduktion genutzt werden.

Das Ausmaß der Potenziale ist abhängig vom Umfang und der Eignung landwirtschaftlich nutzbarer Fläche sowie eng geknüpft an die länderspezifischen politischen Rahmenbedingungen nach 1991, dem Jahr des Zusammenbruchs der Sowjetunion. Russland und die Ukraine durchschritten nach dem Zusammenbruch der Sowjetunion eine tiefgreifende Transformationsphase, die begleitet wurde von schweren Störungen und Ineffizienzen auf allen Ebenen der Agrar- und Ernährungswirtschaft. Die ersten post-kommunistischen Regierungen in Russland und der Ukraine reduzierten die staatliche Unterstützung für den landwirtschaftlichen Sektor drastisch (Ioffe, Nefedova and Zaslavsky 2004). Gleichsam war die technische Ausstattung mit Maschinen und Anlagen aufgrund mangelnder Investitionstätigkeit ungenügend und die verfügbaren Informationssysteme wurden in Bezug auf Produktionsentscheidungen, Marketing, Beschaffung, Organisation und ökonomisches Management nur unzureichend ausgeschöpft (Bokusheva and Hockmann 2006). Unzählige Betriebe, vor allem außerhalb der fruchtbaren Schwarzerderegionen, waren nach dem abrupten Übergang von der Plan- zur Marktwirtschaft aufgrund fehlender Produktivität nicht länger konkurrenzfähig (Ioffe and Nefedova 2004). Aufgegebene landwirtschaftliche Fläche, das Absinken der Flächenerträge in den 90er Jahren sowie drastische Rückgänge der Viehbestände sind vor allem auf diese tiefgreifenden strukturellen Veränderungen zurückzuführen. In Russland etwa sank der Anteil der Agrarwirtschaft am Bruttoinlandsprodukt von knapp 17 % (1990) innerhalb der ersten zehn Jahre nach Auflösung der Sowjetunion auf etwas über 6 %. Erhebliche Teile des inländischen Nahrungsmittelbedarfs mussten in den letzten 20 Jahren mit Hilfe von Importen gedeckt werden. Bis heute ist der überwiegende Teil der nach 1990 aufgegebenen Flächen ungenutzt, wobei in den letzten Jahren Brachflächen vor allem in der Schwarzerderegion rekultiviert sowie die landwirtschaftlichen Erträge in Russland und der Ukraine gesteigert wurden (FAO 2010). Außerhalb der Schwarzerderegion setzt sich jedoch in vielen Gebieten die Aufgabe von landwirtschaftlicher Fläche weiter fort und in weiten Teilen von Russland und der Ukraine ist die Lücke zwischen potenziell erreichbaren und tatsächlich erzielten Erträgen groß (Licker et al. 2010). Belarus hat hingegen bis zum heutigen Zeitpunkt keine grundlegende Transformation der Landwirtschaft vollzogen. Die massiven Staatseingriffe durch hohe Subventionen der Landwirtschaft drücken sich unter anderem darin aus, dass ungenutzte landwirtschaftliche Flächen fast ausschließlich auf radioaktiv kontaminierte Flächen – eine Folge der Chernobyl Katastrophe im Jahre 1986 – beschränkt ist und die Flächenerträge von Feldfrüchten im Durchschnitt ein höheres Niveau als in Russland und der Ukraine erreichen (FAO 2010). Die Erträge sind relativ hoch, obwohl die boden-klimatischen Bedingungen vergleichsweise ungünstig sind für die Landwirtschaft.

3 Zielstellung

Die Verfügbarkeit landwirtschaftlicher Datensätze in RUB ist grundsätzlich als schlecht zu bewerten (Ramankutty et al. 2008). Die aktuelle Datenbasis ist nicht ausreichend, um die Größenordnung der Ackerflächenpotenziale in RUB zu bestimmen. Es existieren nur wenige verlässliche Daten sowohl über das Ausmaß der Brachflächen als auch über die Ertragslücken. In diesem Projekt werden daher die verfügbaren Agrarstatistiken in RUB eingesetzt, um unter Berücksichtigung naturräumlicher Standortfaktoren die landwirtschaftlichen Flächenpotenziale in diesen Ländern räumlich explizit zu bestimmen. Eingangs stellen wir ein Allokationsmodell vor, das entwickelt wurde zur Kartierung der aktuellen Brachflächen sowie zur Bestimmung des Alters der Brachflächen. Das Allokationsmodell bestimmt zudem die für den Anbau von Biomasse verfügbaren Flächen im Jahr 2030 und somit das zukünftige technische Ackerflächenpotenzial. Ein zweites Modell berechnet die Ertragspotenziale, ebenfalls räumlich explizit, in RUB. Datensätze und die beiden Modelle werden in den folgenden Kapiteln ausführlich vorgestellt.

4 Daten

In diesem Abschnitt werden die Datensätze beschrieben, die Bestandteile des Allokations- bzw. Ertragsmodells sind. Hier sind Auflösung, Datenquellen sowie Datenvorbereitung dokumentiert.

4.1 Satellitendaten aus der Fernerkundung der Erde

Verfügbare und weite Teile der Erde abdeckende Landbedeckungsdaten werden mittels Fernerkundungsmethoden produziert. Dabei basieren die unterschiedlichen Landbedeckungsdaten auf verschiedenen Landbedeckungsdefinitionen, sodass den Produkten spezifische Kartierungsalgorithmen zu Grunde liegen. Folglich ist ein Vergleich der Landbedeckungsdaten problematisch (Herold et al. 2008). Allerdings sind in diesen Produkten wertvolle regionale Expertisen integriert; und die Zusammenführung kann zielführend sein - im Sinne einer verbesserten räumlichen Differenzierung von Ackerland, Grasland und anderen semi-natürlichen Landnutzungs- und Landbedeckungsklassen (Jung et al. 2006; Fritz et al. 2011). Wir nutzen vor diesem Hintergrund drei satellitengestützte globale Landbedeckungsdatensätze:

- Global Land Cover 2000 (GLC2000) (Bartholomé and Belward 2005),
- MODIS Land Cover (Friedl et al. 2002)
- GLOBCOVER (Arino et al. 2007)

Diese Datensätze repräsentieren die Landbedeckung ungefähr für die Jahre um die Jahrtausendwende (GLC2000, MODIS) beziehungsweise für das Jahr 2005 (GLOBCOVER). Weiterführende Informationen zu den Produkten geben beispielsweise

Ramankutty et al. 2008 und Giri et al. 2005 für MODIS und GLC 2000 sowie Fritz et al. 2011 für MODIS, GLC2000 und GLOBCOVER.

4.2 Agrarstatistiken

4.2.1 Ertragsdaten

Getreideerträge betrachten wir als geeignete räumliche Referenzgröße zur Berechnung und Kartierung der ackerbaulichen Eignung. Die räumliche und zeitliche Abdeckung der Getreideertragsdaten sind dem Anhang zu entnehmen. Um den Effekt extremer Klimaereignisse auf die Getreideerträge zu limitieren, haben wir Observationen derjenigen Jahre aus dem Datensatz ausgeschlossen, die durch ein starkes Dürreereignis, in der Wachstumsperiode der regional dominant auftretenden Feldfrüchte, gekennzeichnet sind. Starke Dürreereignisse werden mittels eines Dürre-Koeffizienten (Hydro Thermal Coefficient, HTC) auf Ebene der Kreise berechnet. Eingangsdaten sind engmaschig verteilte und tägliche verfügbare Niederschlags- und Temperaturdaten. Eine ausführliche Beschreibung der Berechnung sowie der Bedeutung des Dürre-Koeffizienten geben Dronin and Kirilenko (2008). Der Koeffizient ist in der Regel auf den Wertebereich zwischen 0,4 und 2 beschränkt; Werte unterhalb von 0,7 signalisieren starke regionale Dürreverhältnisse während der Wachstumsperiode. Wir schließen Getreideertragsdaten aus, die einen HTC Wert kleiner als 0,7 haben, bilden den Mittelwert der restlichen Daten auf Ebene der Kreise und generieren somit einen Getreideertragsdatensatz, welcher von Dürre-Ertrags-Effekten weitestgehend entkoppelt ist.

4.2.2 Anbauflächen

Statistiken der Anbauflächengröße werden für Russland als die verlässlichsten Agrarflächenstatistiken eingeschätzt (Ioffe et al. 2004). Die Anbauflächenstatistiken (s. Literaturverzeichnis) sind für das europäische Russland nur auf der administrativen Ebene der Provinzen (Oblaste), dafür jedoch konsistent für alle Jahre von 1990 bis 2009, verfügbar. Für die Ukraine und Belarus sind Anbauflächenstatistiken für alle 479 beziehungsweise 118 administrativen Kreise verfügbar. Leider erfasst der uns zur Verfügung stehende Datensatz die Anbauflächenverteilung für lediglich 6 Jahre für die Ukraine und 4 Jahre für Belarus. Trotzdem können die Post-Sowjetischen Veränderungen der Ackerflächen von 1990 bis 2009 (Ukraine) beziehungsweise 2005 (Belarus) anhand des Datensatzes analysiert werden.

4.3 Geophysikalische Daten und infrastrukturelle Anbindung

4.3.1 Klimadaten

Klimabedingungen gehören zu den wichtigsten Determinanten für Getreideerträge in Russland (Lioubimtseva & Henebry 2009). Wir verwenden Mittelwertsdaten (Monatliche Mittelwerte für die Temperatur, sowie monatliche Niederschlagsmengen) der WorldClim Datenbank. Diese Daten (<http://www.worldclim.org/>, Hijmans et al. 2005) lösen das Klima für 1 Km Rasterzellen auf. Basierend auf diesen Daten können die Wachstumsgratage

berechnet werden, die ein Maß für die Wärmeanhäufung in der Wachstumsperiode der Feldfrüchte sind; und einige Potenzial wichtige Determinante für Getreideerträge ist.

4.3.2 Bodenqualität

Die Bodenqualität ist eine Schlüsseldeterminante für die landwirtschaftliche Eignung eines Standortes und beeinflusst somit maßgeblich das lokale Ertragspotenzial. Die Bodenqualität kann nach (Shukla et al. 2006) parametrisiert werden, wobei ein solcher Index ein Maß für die physikalischen, chemischen und biologischen Eigenschaften des Boden ist. Wir nutzen hier die räumlich expliziten Bodendaten der Harmonized World Soil Database (HWSD) (http://www.iiasa.ac.at/Research/LUC/External-World-soil-database/HTML/HWSD_Data.html?sb=4)

4.3.3 Infrastrukturelle Anbindung

Die infrastrukturelle Anbindung einer Ackerfläche zu regionalen und überregionalen Marktzentren ist ein starker räumlicher Indikator für die landwirtschaftliche Eignung. Die infrastrukturelle Marktanbindung ist in der Untersuchungsregion demnach eine wichtige räumliche Determinante für die Aufgabe landwirtschaftlich genutzter Fläche (Ioffe and Nefedova 2004, Prishchepov et al. in preparation). Zur Parametrisierung der infrastrukturellen Marktanbindung verwenden wir Transportkostendaten, die mit einer Auflösung von 30 arc Sekunden von Nelson (2008) erstellt worden sind (<http://bioval.jrc.ec.europa.eu/products/gam/download.htm>).

Alle geophysikalischen Daten sowie die Transportkostendaten wurden auf die Untersuchungsregion zugeschnitten, einem einheitlichen Koordinatenbezugsystem zugeordnet und auf die einheitliche räumliche Auflösung von 1 km angepasst. Um die Getreideerträge auf der administrativen Ebene der Kreise zu schätzen, wurden alle Daten durch die Berechnung des Mittelwertes auf die gleiche administrative Ebene aggregiert.

5 Methoden

Beruhend auf offiziellen Agrarstatistiken zur jährlichen Anbaufläche von Feldfrüchten (s. Literaturverzeichnis) erstellt das Allokationsmodell für jedes Jahr von 1990 bis 2009 eine Ackerflächenkarte. Alle hier eingesetzten Methoden sind in der Abbildung 1 zusammengefasst. Zunächst grenzt eine Acker-Referenzfläche potenzielle Ackerstandorte ein. Innerhalb der Acker-Referenzfläche werden die gemeldeten Ackerflächen auf die Standorte mit der besten Eignung für den Anbau von Feldfrüchten verortet. Die Standort-eignung bestimmt sich dabei aus verfügbaren geographischen Daten zu Bodenfruchtbarkeit, Marktzugang und Klima. Es wird angenommen, dass der Anbau auf Standorten mit einer schlechteren Eignung früher eingestellt wurde. Die Karten dienen der räumlichen und zeitlichen Analyse der Ackerflächenveränderungen ab 1990. In dem folgenden Abschnitt wird das Allokationsmodell detailliert beschrieben.

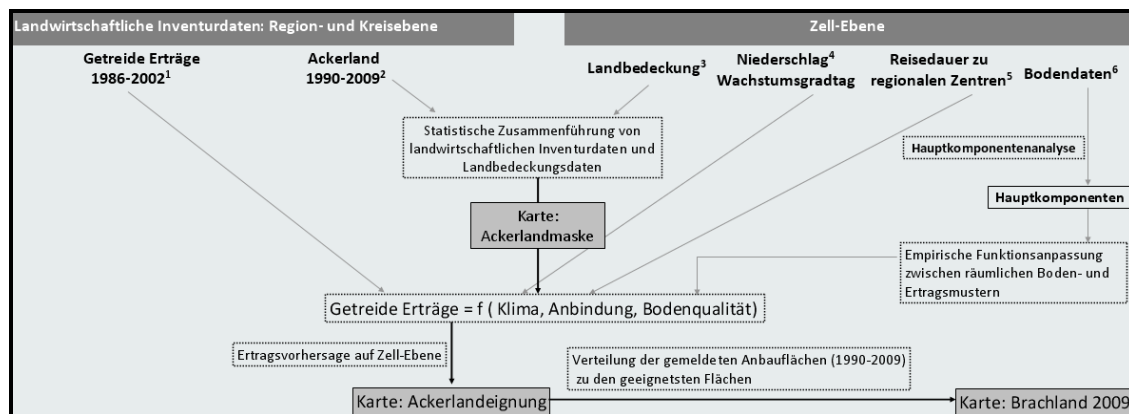


Abbildung 1: Methoden zur Kartierung von Dauerbrachland, Quelle: Eigene Darstellung

5.1 Acker-Referenzfläche

Zunächst gilt es die Fläche für die Ackernutzung durch satellitengestützte Landbedeckungsdaten einzugrenzen. Diese Datenquellen approximieren mittels mathematischer Verfahren die Landbedeckung zum Aufnahmezeitpunkt anhand der spektralen Charakteristika jeder Observation beziehungsweise jeder Zelle in einem Geographischen Informationssystem (GIS). Allerdings sind die Unsicherheiten in den verfügbaren Landbedeckungsdaten, vor allem für spektral ähnliche Klassen wie Grasland und Ackerland, relativ hoch (Jung et al. 2006). Überdies lassen Satellitenbilder nur eingeschränkt auf die tatsächliche Nutzung schließen. Vor diesem Hintergrund verschmelzen wir drei häufig genutzte globale satellitengestützte Landbedeckungsdatensätze (vgl. Kapitel 4.1), unter der Annahme, dass Flächen, die von zwei oder mehr Aufnahmen der gleichen Landbedeckungsklasse zugeordnet wurden, mit einer höheren Wahrscheinlichkeit korrekt klassifiziert sind (Ramankutty et al. 2008, Fritz et al. 2011). Dieser Ansatz liefert eine Acker-Referenzfläche, die eng mit der tatsächlichen Anbaufläche assoziiert ist. In einer statistischen Regressionsanalyse auf Ebene der Oblaste (Bezirke) ließen sich etwa 92% der Varianz in der gemeldeten Anbaufläche (im Jahr 1990) durch die aufsummierten Kombinationen der satellitenbasierten Landbedeckungsdaten erklären. Die ermittelte Acker-Referenzfläche muss in jedem Jahr von 1990 bis 2009 und in allen Oblasten größer sein als die in den Statistiken gemeldete Anbaufläche, damit die gesamte Anbaufläche vollständig auf die Acker-Referenzfläche verteilt werden kann. Diese Fläche hat die Funktion einer groben räumlichen Maske, wobei die Verteilung des Ackerlandes innerhalb der Acker-Referenzfläche entsprechend der relativen Ackerlandeignung organisiert ist. Wir definieren, dass die Acker-Referenzfläche in allen Jahren und Regionen mindestens 20% größer ist als die maximal gemeldete Anbaufläche. In einigen Regionen und vor allem in den frühen 90er Jahren lässt sich dieser Überschuss nur dann erreichen, wenn zusätzliche Landbedeckungskombinationen zu der Ackerflächengrundlage hinzugefügt werden. Alle hier eingesetzten Landbedeckungsprodukte erfassen die Ackerlandausbreitung nach dem Jahr 2000 und repräsentieren das hohe Niveau der frühen 90er Jahre erwartungsgemäß unter.

5.2 Kartierung der Bodenqualität

Die relative Flächeneignung für den Anbau von Feldfrüchten ist in unserem Modell durch die spezifische natürliche Ausstattung – eine Komposition aus Boden- und Klimadaten – sowie die infrastrukturelle Anbindung des Ackerlandes bestimmt. Die Bodenqualität wird hinsichtlich ihrer Ertragskapazität mittels eines linearen Indexes bewertet, der die Bodenausstattung räumlich explizit für die determinierte Ackerreferenzfläche definiert. Eine Hauptkomponentenanalyse ist durchzuführen, um die zahlreichen Bodenparameter der (European Soil database und der Soil Terrain Database SOTER) zu strukturieren, deren Einfluss auf landwirtschaftliche Erträge in der Literatur nachgewiesen wurde. Die ermittelten Hauptkomponenten erfahren eine Gewichtung nach einer von Andrews (2002) entwickelten Methodik. Abschließend gilt es den Hauptkomponenten eine spezifische Funktion (eine so genannte scoring-function) zuzuweisen, die den funktionalen Zusammenhang zwischen den Bodenparametern und dem Ertragsniveau abbildet. Dazu wird der Median aus den kreisweiten Werten der Hauptkomponenten ermittelt und anschließend grafisch mit den klimatisch stabilen Getreideerträgen, ebenfalls auf der administrativen Ebene der Kreise, verbunden. Diese Streudiagramme liefern charakteristische Grenzwerte, an die empirische Funktionen angepasst werden. Die Kalibrierung des Bodenqualitätsindex erfolgte ausschließlich über die Getreideerträge und deckt somit nicht die gesamte Palette landwirtschaftlicher Erzeugnisse ab. Gleichwohl ist Getreide die am weitesten verbreitete Anbaukultur und dieses Produkt spiegelt nach Experteneinschätzung die wesentlichen räumlichen Kontraste der Bodenausstattung sehr gut wieder. Abbildung 2 zeigt die Bodenqualitätskarte für das gesamte Untersuchungsgebiet.

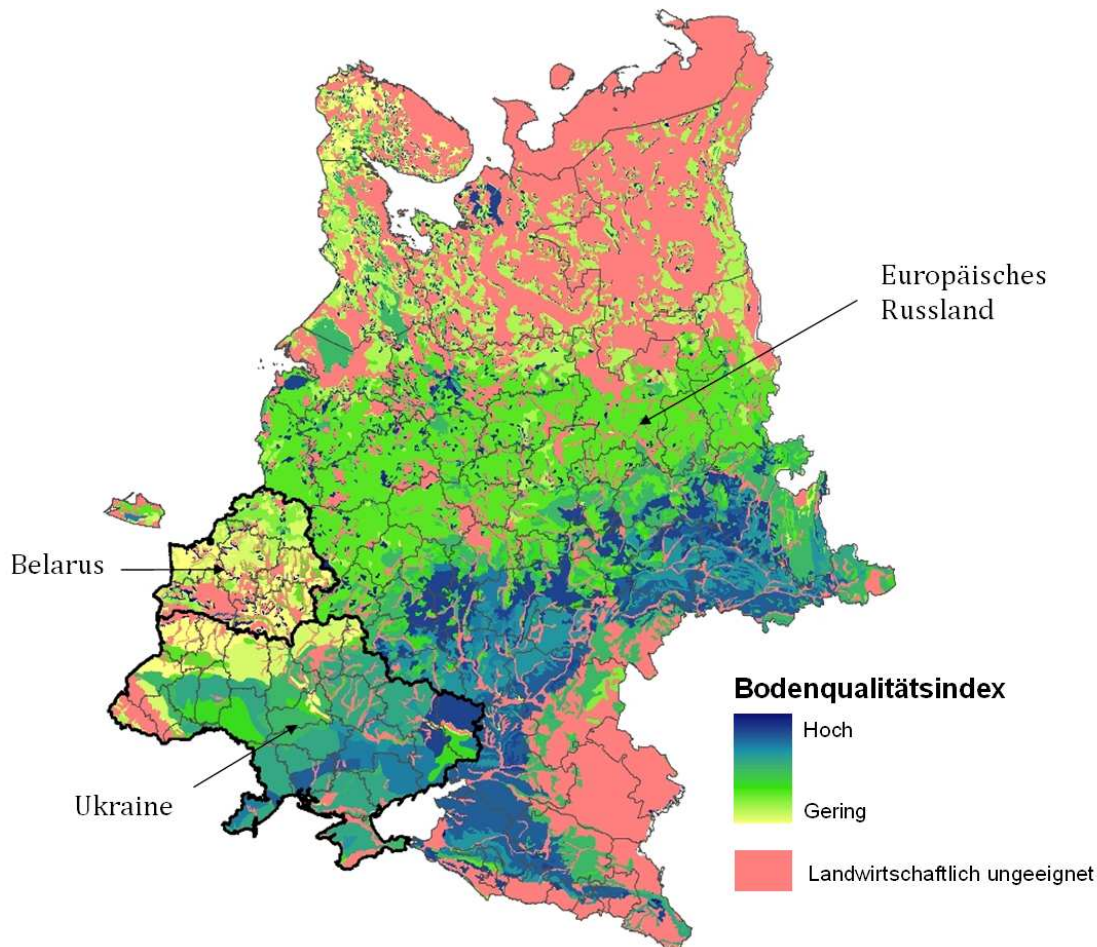


Abbildung 2: Bodenqualität in RUB, Index. Schwarzerderegionen sind blau eingezeichnet, Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

5.3 Kartierung der Ackerlandeignung

Eine lineare Regression dient dem Zweck, die statistische Beziehung zwischen den geschätzten Parametern, die die Flächeneignung bestimmen, abzubilden und den gemeldeten tatsächlichen Getreideerträgen (bereinigt von Dürre-Effekten, siehe Kapitel 4.2.1) der Kreise in RUB. Dieses Modell nutzt als Grundgesamtheit die Kombination der satellitenbasierten Landbedeckungsdaten. Als unabhängige Variable wird je nach statistischer Verteilung der Parameter der Median oder der Mittelwert auf Kreisebene verwendet. Die Regressionskoeffizienten aller unabhängigen Variablen sind hoch signifikant und haben das zu erwartende Vorzeichen. Die natürliche und infrastrukturelle Eignung erklärt 60% der Varianz der Getreideerträge auf Kreisebene und scheint somit sehr gut geeignet, um den Brachflächenrückgang auch räumlich explizit zu bestimmen. Die Koeffizienten aus dem Regressionsmodell auf Kreisebene werden in einem nächsten Schritt mit den Werten der unabhängigen Variablen (Bodenindex, Klimavariablen, sowie infrastrukturelle Anbindung an Marktzentren) auf Ebene der Zellen im GIS multiplikativ verbunden. Die so geschätzten Ertragswerte gilt es anschließend in einen linearen Index zu transformieren, der die Ackerlandeignung für die gesamte Ukraine mit einer räumlichen Auflösung von einem Quadratkilometer abbildet.

5.4 Kartierung der post-sowjetischen Acker- und Brachflächen

Die Kartierung von Brachland beruht auf der Annahme, dass nach dem Zusammenbruch der Sowjetunion Ackerland vor allem auf Standorten aufgegeben wurde, die relativ schlecht für den Anbau von Feldfrüchten geeignet waren. Ausgehend von dieser Annahme ist die gemeldete Ackerfläche für jedes Jahr von 1990 bis 2009 auf die für den Anbau von Getreide besser geeigneten Standorte verteilt worden. Flächen, die während der betrachteten Zeitperiode vom Ackerbau in eine andere Landnutzungskategorie übergingen, sind als Brachflächen definiert. Weiterhin wird für jede Zelle das Jahr dieses Übergangs bestimmt und somit das Alter der Brachfläche. Das Wissen um das Alter der Brachfläche erlaubt Rückschlüsse auf den Zustand der Sukzession von Flora und Fauna. Bedeutsam ist dies, weil mit der fortschreitenden Flächenvereinahmung durch Flora und Fauna die ökonomischen und ökologischen Kosten einer Konvertierung hin zu einer agrarischen Landnutzung steigen (Vuichard et al. 2008). Die Nachhaltigkeit einer Rekultivierung der Brachflächen hängt beispielsweise von der in der Brachlandvegetation und den Böden gespeicherten Kohlestoffmenge ab, die durch Rekultivierung wieder freigesetzt werden würde (Kurganova et al. 2010). Auch die an die Brachlandflächenvegetation angepasste Biodiversität von Fauna und Flora könnte durch die Rekultivierung beeinträchtigt werden. Aus diesen Gründen sind umfassende standortspezifische Informationen zum Zustand der Brache und deren zeitliche Veränderungen nötig, um nachhaltige Nutzungspfade für die Dauerbrachlandflächen in RUB definieren zu können.

5.5 Entwicklung und Ausmaß der Brachflächen

Die vorliegende Studie enthält die erste Dauerbrachlandkarte für RUB (Abbildung 3), die sowohl räumlich (die Zellengröße beträgt 100 ha) als auch zeitlich hochauflösend ist. Der Aufgabzeitpunkt von Ackerfläche wird jährlich zwischen 1990 und 2009 dokumentiert. Gemäß dieser Kartierung beträgt die aktuelle Dauerbrachfläche in RUB etwas mehr als 30 Millionen ha. Abbildungen 2 und 3 zeigen, dass aufgegebenes Ackerland vornehmlich in Regionen konzentriert ist, die nachteilige Bedingungen für den Ackerbau bieten. Im Norden erklären vor allem ungünstige Bodenbedingungen die hohen Anteile an Dauerbrachland. Regionen, die nach der von uns berechneten Ackerlandeignung überdurchschnittlich geeignet sind für den Ackerbau, weisen hingegen geringe Dauerbrachflächenanteile aus. Hinsichtlich der zeitlichen Dimension ist bemerkenswert, dass fast etwa 70% des aktuellen Dauerbrachlandes zwischen 1990 und 2000 aus der landwirtschaftlichen Nutzung gefallen sind.

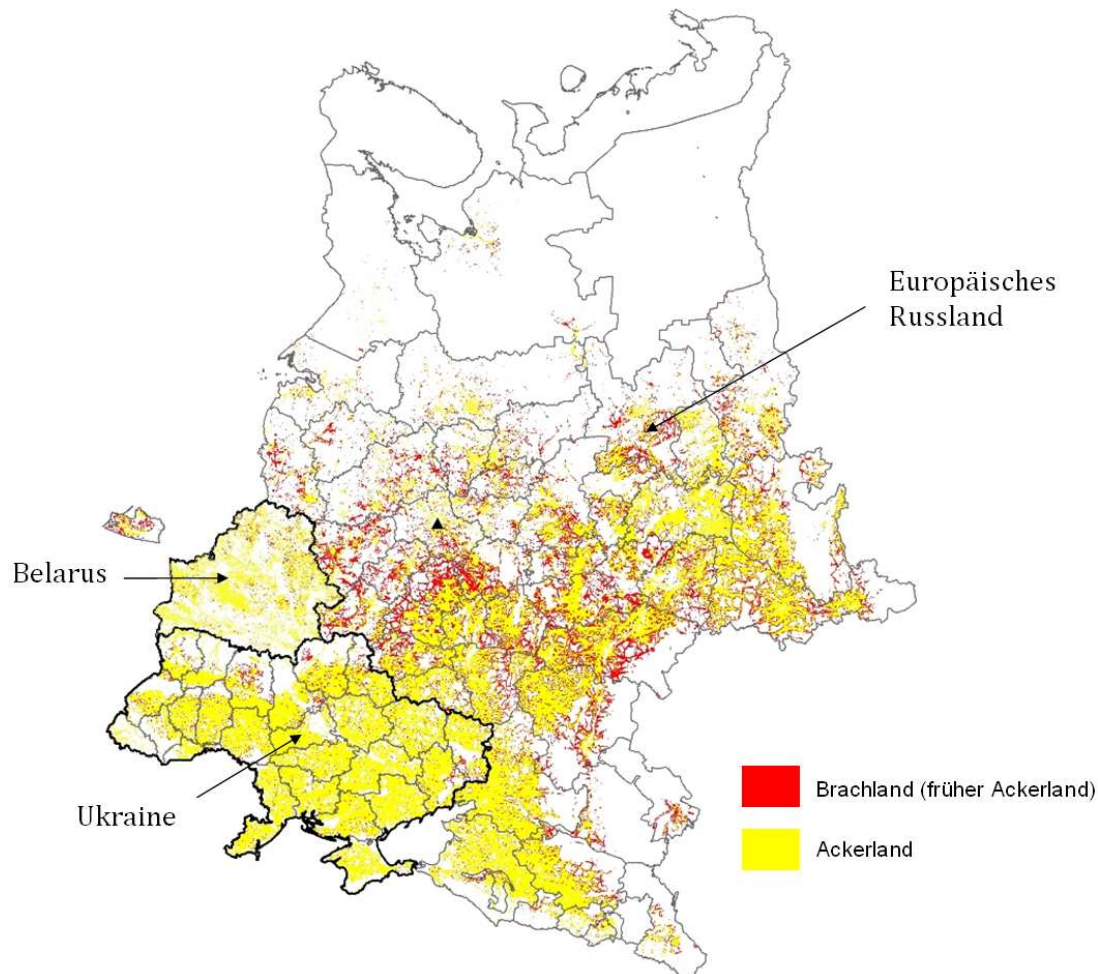


Abbildung 3: Aufgegebene Ackerflächen, 2009, Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

5.6 Räumlich-explicite Effizienzanalyse zur Bestimmung standortspezifischer Ertragspotenziale

Zur Berechnung der Ertragspotenziale in RUB verknüpfen wir Methoden der klassischen agrarökonomischen Effizienzanalyse mit räumlich hoch auflösenden bio- und geophysikalischen Daten. Angestrebt ist eine großräumige Kartierung der standortspezifischen Ertragspotenziale²⁴. Diesem Ansatz liegt die Annahme zugrunde, dass Erträge von Feldfrüchten sowohl durch den Standort (Boden- und Klimaverhältnisse sowie infrastrukturelle Anbindung) als auch durch das ackerbauliche Produktivitätsniveau der landwirtschaftlichen Betriebe determiniert werden. Wir gehen davon aus, dass Kreise gleicher standortspezifischer Eignung für den Ackerbau bei gleicher betrieblicher Effizienz einheitliche Erträge erzielen. Die Ertragsdifferenz auf Standorten gleicher Güte ist somit auf Ineffizienzen in den landwirtschaftlichen Betrieben zurückzuführen. Eine Vereinheitlichung der

²⁴ Wir haben bislang kein Pflanzenwachstumsmodell für das Untersuchungsgebiet erstellt, da uns dafür essentiell notwendige Produktionsdaten wie etwa der regionale Mineraleinsatz bis heute nicht flächendeckend vorliegen. Die standortspezifische und natürliche Ertragsobergrenze sowie das natürliche Ertragspotenzial ließ sich somit bisher nicht ermitteln.

Produktionstechniken kann diese minimieren. Unter Berücksichtigung gleicher ackerbaulicher Eignung bilden somit Ertragsunterschiede auf Kreisebene Ineffizienzen landwirtschaftlicher Betriebe ab. Zur Verdeutlichung ein einfaches Beispiel: Bei gleicher ackerbaulicher Eignung erzielt Kreis A einen Weizenertrag von 30 dt/ha, Kreis B erwirtschaftet 48 dt/ha Weizen und Kreis C produziert 60 dt/ha Weizen. Es wird davon ausgegangen, dass im Kreis C derzeit ein nahezu optimales Produktivitätsniveau zu finden ist. In diesem Fall schöpfen Kreis A und Kreis B das standortspezifische Produktionspotenzial zu 50 Prozent beziehungsweise zu 80 Prozent aus. So betrachtet verfügen Kreis A und Kreis B noch über relative Ertragspotenziale von 50 Prozent beziehungsweise 20 Prozent.

Alle Regionen mit gleicher Ackerlandeignung und höchstem Ertragsniveau bilden gemeinsam die maximale Produktionsmöglichkeitenkurve, die sogenannte ‚Production Frontier‘. Da die Zusammenhänge zwischen zunehmender Ackerlandeignung und Ertragsniveau nicht linear sind, bedienen wir uns zur Schätzung dieser Kurve eines ökonometrischen Ansatzes aus der Effizienzanalyse - der sogenannten ‚Stochastic Frontier Analysis‘ SFA). Dieser Ansatz geht auf Aigner (et al. 1977) zurück und ist ein parametrischer Ansatz, der eine robuste Schätzung der Ineffizienz erlaubt. Es wird eine Translogfunktion geschätzt, da diese flexibel ist und andere Funktionsformen als Spezialfälle beinhaltet. Sie ist für die Analyse des vorhandenen Datenmaterials der Data-Envelopment-Analysis (DEA) vorzuziehen, da in der DEA keine stochastischen Effekte kontrollierbar sind. Die DEA ist somit nicht in der Lage ein kohärentes Bild der Daten zu erstellen (Coelli et al. 2005).

6 Szenarien der Ertrags- und Brachflächenentwicklung

Die Berechnung der technischen Ackerflächenpotenziale für das Jahr 2030 in RUB basiert auf einer Synthese der Kartierung aufgegebenener Ackerflächen und der räumlichen Ertragsabschätzung. Dauerbrachen sind dabei unter der Berücksichtigung von Nachhaltigkeitskriterien direkt dem technischen Ackerflächenpotenzial anrechenbar. Zukünftige Ertragssteigerungen führen dagegen dazu, dass die derzeitige Feldfruchtproduktion auf kleinerer Fläche erfolgen kann und somit – virtuell betrachtet – Fläche für den zusätzlichen Anbau von Biomasse (etwa für die Kultivierung von Energiepflanzen) verfügbar wäre. Der Ertrag auf diesen virtuell frei werdenden Flächen zählt ebenfalls zum technischen Ackerflächenpotenzial. Die Ertragsniveaus für Getreide im Jahr 2030 werden in drei Szenarien berechnet:

Szenario 1: Volle Ausnutzung standortspezifischer Ertragspotenziale durch Überwindung der relativen Ertragsunterschiede zwischen Standorten gleicher Standorteignung (vgl. Kapitel 6).

Szenario 2: Technischer Fortschritt von 2% pro Jahr in allen Regionen approximiert durch eine jährliche Ertragssteigerung von 2%.

Szenario 3: Summe aus Szenario 1 und Szenario 2.

Ferner gehen wir davon aus, dass die heutige Ackerfläche durch die Rückführung von Dauerbrachland durch einen unbekanntem Wert AX vergrößert und auf diesen Äckern eine zusätzliche Feldfruchtmenge produziert wird. Dauerbrachen des Jahres 2009 weisen wir die gleichen Ertragspotenziale zu, nehmen aber an, dass die virtuellen Erträge der aufgegebenen Äcker 20% unterhalb des Ertragsniveaus (des entsprechenden Kreises im Basisjahr 2009) liegen. So lässt sich dem Umstand Rechnung tragen, dass vornehmlich auf ertragsschwachen Grenzböden der Anbau eingestellt wurde. Nach unseren Berechnungen lagen im Jahr 2009 knapp 31 Millionen Ha Ackerland in RUB dauerhaft brach, wobei unklar ist, welcher Anteil davon auf nachhaltige Weise wieder in die landwirtschaftliche Produktion rückzuführen ist. Fortschreitende Sukzession von Flora und Fauna sowie regenerierende Kohlenstoffspeicher ober- und unterhalb der Bodenoberfläche schränken den Flächenanteil ein, der nachhaltig in die Ackernutzung überführt werden kann (vgl. Kapitel 1). Vor diesem Hintergrund erstellen wir drei Szenarien, in denen 0%, 20% und 70% der heutigen Dauerbrachflächen zu Ackerland umgewandelt werden. Das Allokationsmodell rekultiviert zuerst Dauerbrachflächen, die in den letzten Jahren vor 2009 aufgegeben wurden und integriert anschließend auch ältere Dauerbrachen, bis die Schwellenwerte für den Anteil der heutigen Dauerbrachflächen (20% und 70%) erreicht sind. Wir berücksichtigen hiermit, dass die ökologisch-ökonomischen Kosten der Rekultivierung aufgrund der natürlichen Sukzessionsprozesse sich mit fortschreitender Zeit akkumulieren.

7 Ergebnisse

7.1 Technische Ackerflächenpotenziale in RUB, 2010

Das aktuelle technische Ackerflächenpotenzial besteht ausschließlich aus ungenutzten Ackerbrachen. Dargestellt sind diese Potenziale in der Abbildung 4. In Russland etwa könnten bei der Rekultivierung von 20% der aktuellen Dauerbrachflächen etwa 6 Millionen ha Ackerfläche für den Anbau von NawaRos zur Produktion von Biomethan bereitgestellt werden. Da in diesem Szenarium die jüngsten Brachflächen zuerst rekultiviert werden, sind diese technischen Ackerflächenpotenziale zu relativ geringen ökonomischen und ökologischen Kosten zu erschließen.

Teil III: TECHNISCHE ACKERFLÄCHENPOTENZIALE IM EUROPÄISCHEN RUSSLAND, IN DER UKRAINE UND BELARUS (RUB)

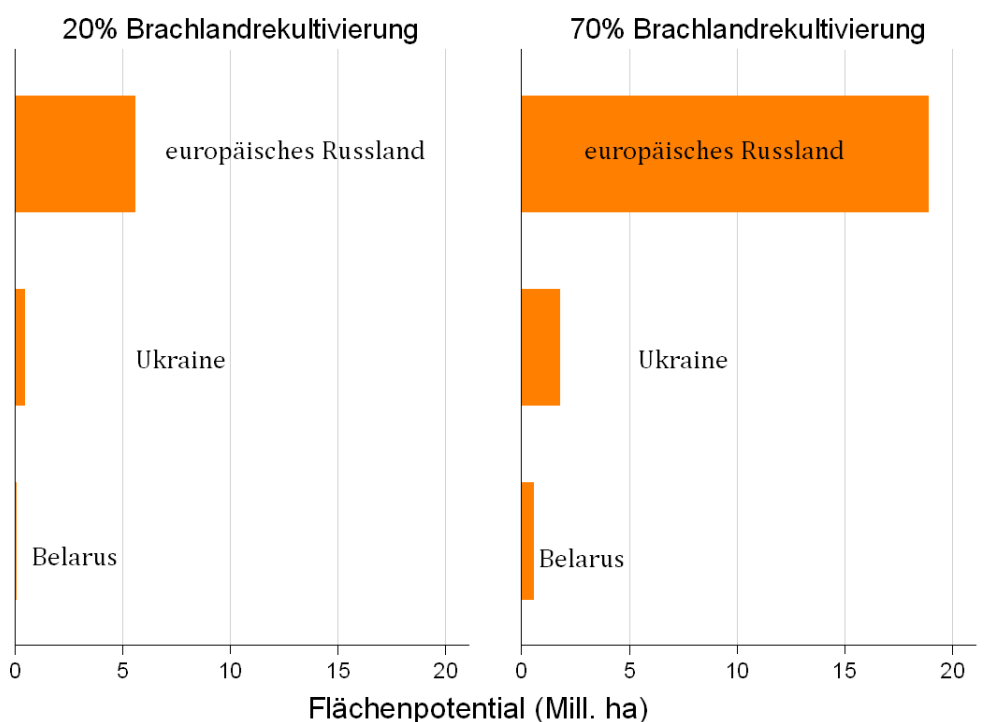


Abbildung 4: Technische Ackerflächenpotenziale in RUB, 2010, Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

7.2 Technische Ackerflächenpotenziale in RUB, 2030

Das derzeitige Produktionsniveau an Feldfrüchten in RUB ist bezogen auf die verfügbare Ackerfläche und die regionalen Ertragspotenziale gering. Unser Modell generiert vor allem für das europäische Russland und die Ukraine (sowohl in konservativen als auch in optimistischen Szenarien) signifikante technische Ackerflächenpotenziale für das Jahr 2030. In Belarus ist aufgrund der derzeitigen Lage des landwirtschaftlichen Sektors (kleine Brachflächen sowie geringe ungenutzte Ertragspotenziale) das technische Ackerflächenpotenzial gering. Die Potenziale in RUB variieren stark in Abhängigkeit der Ertragsentwicklung und des Umfangs der rekultivierten Dauerbrachflächen (Abbildung 5-7).

Teil III: TECHNISCHE ACKERFLÄCHENPOTENZIALE IM EUROPÄISCHEN RUSSLAND, IN DER UKRAINE UND BELARUS (RUB)

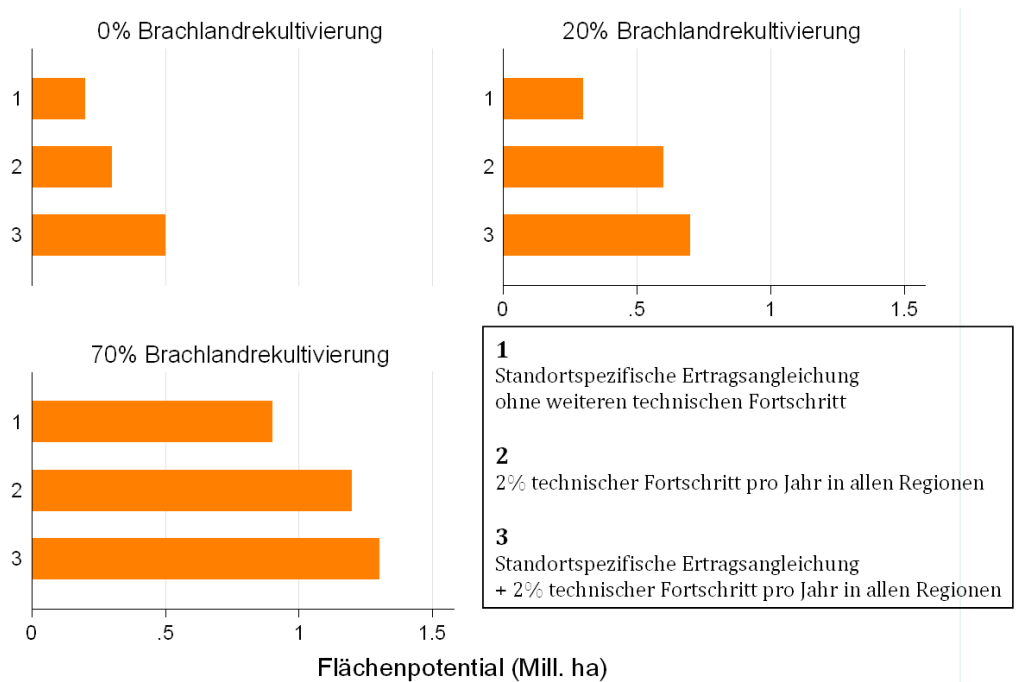


Abbildung 5: Technische Ackerflächenpotenziale in Belarus, 2030, Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

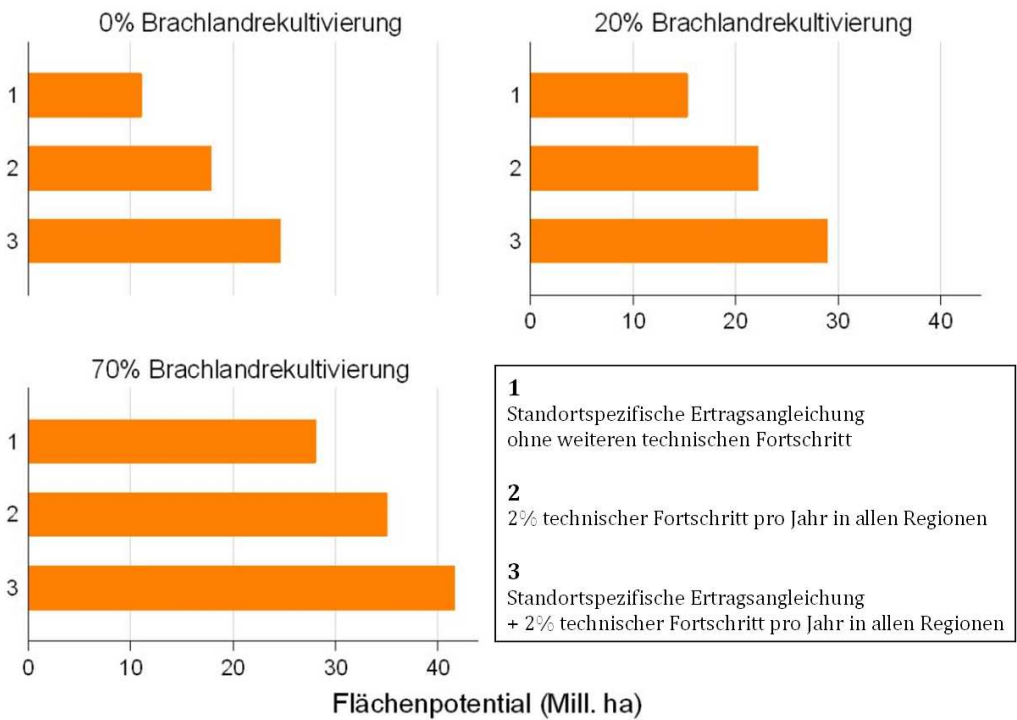


Abbildung 6: Technische Ackerflächenpotenziale in Russland, 2030, Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

Teil III: TECHNISCHE ACKERFLÄCHENPOTENZIALE IM EUROPÄISCHEN RUSSLAND, IN DER UKRAINE UND BELARUS (RUB)

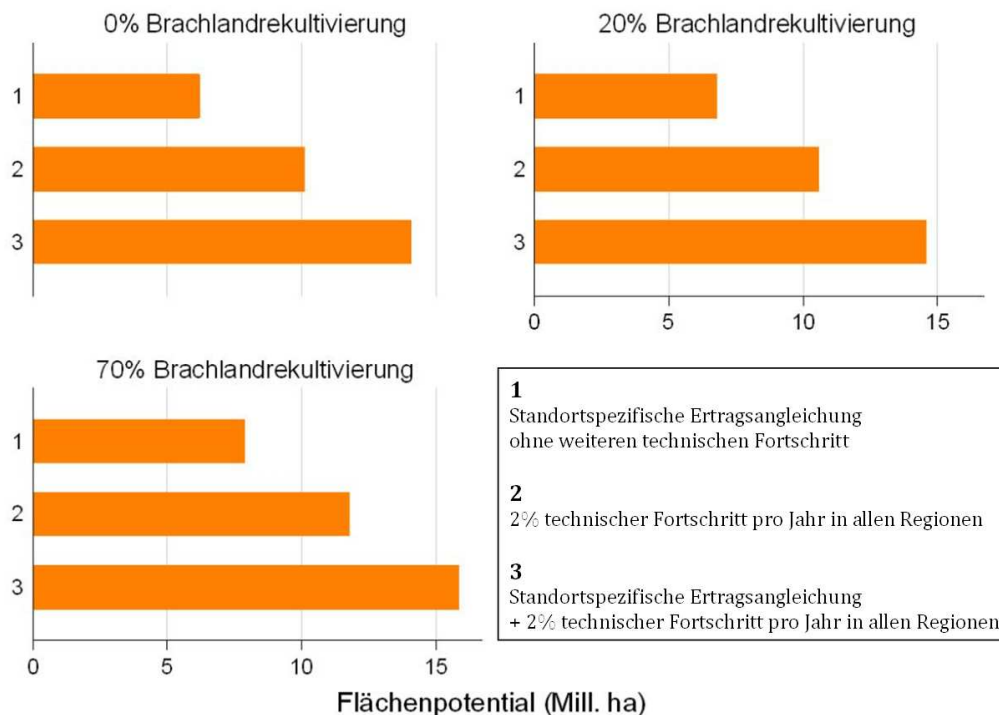


Abbildung 7: Technische Ackerflächenpotenziale in der Ukraine, 2030, Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung

Betrachtet man die Simulationen, in denen 20% der derzeitigen Dauerbrachfläche bis 2030 rekultiviert werden, so ist der Zuwachs an Ackerfläche in allen Ertragszenarien im Vergleich zu den Simulationen, in denen keine aktuellen Dauerbrachflächen in das technische Ackerflächenpotenzial eingehen, relativ gering.

Für das europäische Russland und die Ukraine führen die drei Ertragszenarien zu erheblichen Größenunterschieden im geschätzten technischen Ackerflächenpotenzial. In Belarus ist dieser Effekt aufgrund der höheren und ausgeglichener Erträge geringer. Für das europäische Russland und die Ukraine gilt: Unter der Annahme einer alleinigen inter-regionalen Ertragsangleichung entsprechend der Standorteignung ohne Rekultivierung von Dauerbrachen (Szenario 1) beträgt der durchschnittliche jährliche Ertragszuwachs etwa 1%. Dennoch steigt selbst unter diesen sehr restriktiven Annahmen ohne Rekultivierung die zusätzlich verfügbare Ackerfläche um etwa 6 Millionen ha (Ukraine) und 11,5 Millionen ha (Russland). 10,8 Millionen ha (Ukraine) und 21,7 Millionen ha (Russland) technisches Ackerflächenpotenzial wären möglich, wenn ein jährlicher technischer Fortschritt von zwei Prozent erzielt werden kann und gleichzeitig 20% des heutigen Dauerbrachlandes in die Rekultivierung gehen (TF2; 20% Brachland). Beträgt der jährliche technische Fortschritt bzw. Ertragsanstieg 2% und 70% der Dauerbrachen unterliegt der Rekultivierung, beträgt der Ackerflächenüberschuss 12,4 Millionen ha (Ukraine) und 34,7 Millionen ha (Russland). Diese Flächen könnten im Jahr 2030 für den Anbau NawaRos (wie etwa Kleegras, das als Referenzsubstrat in diesem Projekt eingesetzt wird, siehe Teil II) genutzt werden, ohne in Konkurrenz zur Produktion von Lebensmitteln zu treten.

8 Diskussion (Stärken und Chancen sowie Risiken und Hemmnisse)

8.1 Allgemeine Perspektiven für die Landwirtschaft in Russland und der Ukraine

Experteneinschätzungen zufolge sind die allgemeinen Rahmenbedingungen für zukünftige Entwicklungspfade der russischen und ukrainischen Landwirtschaft günstig (USDA-FAS 2008, Liefert et al. 2010). Zwar sehen sich beide Länder einem starken Rückgang der Bevölkerungszahl ausgesetzt (FAO 2010), aber der Bedarf an Nahrungsmitteln wird aufgrund veränderter Konsummuster zukünftig relativ stabil bleiben (FAO 2006). Russland und die Ukraine haben daher und aufgrund unausgeschöpfter Ertragspotenziale und großer ungenutzter landwirtschaftlicher Fläche ausreichend Spielraum ihre Exportmengen landwirtschaftlicher Güter, vor allem Getreide, signifikant zu erhöhen (EBRD-FAO 2008). Steigende Weltmarktpreise, günstige bodenklimatische Bedingungen in den Schwarzerderegionen und vergleichsweise geringe Produktionskosten sind derzeit starke Anreize in die exportorientierte Getreideproduktion zu investieren. Zudem haben beide Länder große Entwicklungspotenziale in der Tierproduktion wegen der steigenden einheimischer Nachfrage und steigenden Preisen tierischer Produkte. Darüber hinaus haben die Regierungen in Russland und Ukraine in den letzten Jahren die staatliche Unterstützung in diesen Sektor erhöht (Liefert, Liefert & Serova 2009).

8.2 Stärken und Chancen

8.2.1 Landwirtschaftlich marginale Standorte

Große Chancen für die Kultivierung und Verarbeitung von NawaRos in Russland und der Ukraine bestehen in landwirtschaftlich marginalen Gebieten, vor allem außerhalb der Schwarzerderegionen. Hier ist die Landschaft geprägt von aufgegebenen landwirtschaftlichen Flächen (Abbildung 2 und 3). In Teilen dieser Region werden nach wie vor große Flächen aus der Bewirtschaftung genommen. Erzielten die Farmer in den russischen und ukrainischen Schwarzerdegebieten in einigen Dekaden große Produktionssteigerungen durch Ertragssteigerungen könnte die gesamte landwirtschaftliche Nutzfläche in diesen Ländern weiter abnehmen. Dieser Entwicklung folgte auch zukünftig der Prozess, dass die Bewirtschaftung vornehmlich auf landwirtschaftlich relativ ungeeigneten Flächen eingestellt wird, so wie dieser in den ersten 20 Jahren nach dem Zusammenbruch der Sowjetunion zu beobachten ist.

Große Brachflächen und hohe Ertragspotenziale stellen vielversprechende Rahmenbedingungen dar, dass NawaRos außerhalb der Schwarzerderegionen erheblich an Bedeutung gewinnen. Der Anbau von NawaRos auf ungenutzten Ackerflächen in Russland und der Ukraine verspricht überwiegend positive ökologische und sozioökonomische Effekte: Landwirtschaftliche Brachen sind zum überwiegenden Teil qualitativ nachteilige, marginale Flächen. Charakteristisch für marginale Flächen sind relativ schlechte Bodenkennwerte und ungünstige Klimabedingungen für die Landwirtschaft (etwa die kurze Wachstumsperiode im Norden Russlands oder Dürreperioden im Süden). Auch die infrastrukturelle Abgeschiedenheit, das heißt vor allem die große Entfernung

zum jeweiligen Provinzzentrum, ist in Russland und der Ukraine häufig ein wichtiger Indikator für die Marginalität einer Fläche (Ioffe & Nefedova 2004).

Ein großer Teil des heutigen Brachlandes wurde früher zum Anbau von Futterkulturen genutzt. Mit dem Einbruch der Tierbestände sank die Nachfrage nach Futterkulturen proportional und viele zur Produktion von Viehfutter genutzten Flächen wurden aufgegeben. Aufgrund der Marginalität der betroffenen Flächen folgte in der Regel keine alternative landwirtschaftliche Nutzung. Bis heute, selbst unter vorteilhaften Markteinflüssen wie etwa steigenden Rohstoffpreisen, ist die Kultivierung und die anschließende Vermarktung von Getreide aufgrund der geringen Ertragsaussichten nicht profitabel. Auf marginalen Ackerflächen können jedoch NawaRos einen komparativen Vorteil gegenüber traditionellen Feldfrüchten haben. Einige NawaRos, wie etwa schnell wachsende Bäume oder Sträucher in Kurzumtriebsplantagen oder Klee gras, können aufgrund ihrer geringeren Beanspruchung an Boden- und Klimaparameter mit relativ hohen Erträgen auf marginalen Standorten geerntet werden (Aylott et al. 2008; Tilman, et al. 2006). Der Anbau kann auf derartigen Flächen rentabel sein aufgrund der geringen erforderlichen Feldbearbeitungsintensität einiger NawaRos (Kurzumtriebsplantagen etwa brauchen zumeist nach wenigen Jahren nicht weiter bewässert und gedüngt werden) und damit aufgrund geringer Produktionskosten (Rösch et al. 2009). Gleichsam sind bestimmte NawaRos robust gegen extremere Klimabedingungen wie häufigere und intensivere Dürreperioden und könnten bei fortschreitendem Klimawandels betriebswirtschaftlich interessante Produktionsalternativen werden (Lasch et al. 2010).

Die Aufgabe der landwirtschaftlichen Nutzung von Ackerland kann den Verlust der lokal angepassten Biodiversität verursachen (Kuemmerle et al. 2006). Landwirtschaftliches Kulturland verkommt zunehmend zu verstrauchtem Ödland oder Sekundärwaldvegetation. Nicht zuletzt geht die Aufgabe der landwirtschaftlichen Aktivität in aller Regel mit einem Verfall ländlicher Räume einher. Junge Menschen verlassen die perspektivlose Heimat und der Untergang dieser Regionen schreitet oftmals beschleunigt voran (Ioffe et al. 2004). Landflucht und demografischer Wandel im ländlichen Raum sind Ursachen und Auswirkungen der Agrarflächenaufgabe zugleich. Einige Jahre nach der Aufgabe der landwirtschaftlichen Aktivität führen natürliche Renaturierungsprozesse dazu, dass die erneute Bewirtschaftung der Brachflächen an erheblichen Aufwand und hohe Kosten geknüpft ist (Larsson and Nilsson 2005). Die Wahrscheinlichkeit, dass solche Flächen wieder landwirtschaftlich genutzt werden, sinkt je länger Flächen ungenutzt bleiben.

Biodiversitätsverlust, Verlust von Kulturlandschaften, Bevölkerungsrückgang und Renaturierungsprozesse sind die wesentlichen natürlichen und sozio-ökonomischen Auswirkungen, die mit der Einstellung der landwirtschaftlichen Nutzung verbunden sind. Diese Prozesse konnte in den vergangenen 20 Jahren in vielen Regionen der ehemaligen Sowjetunion beobachtet werden (Kuemmerle et al. 2006; Prishchepov et al. in preparation, Müller et al. 2009; Taff et al. 2010). NawaRos sind daher vielversprechende Landnutzungsalternativen, um die negativen Auswirkungen der Agrarflächenaufgabe teilweise umzukehren.

8.3 Risiken und Hemmnisse

Unseren Modellergebnissen zufolge verfügen Russland und die Ukraine über große technische Ackerflächenpotenziale für den Anbau von NawaRos. Obwohl Nachhaltigkeitskriterien wie Vermeidung von hohen Treibhausgasemissionen infolge der Rekultivierung in das Modell eingehen, müssen weitere Risiken und Hemmnisse berücksichtigt werden. Wir gehen davon aus, dass ein sich stark entwickelnder Agrarsektor mit hohen Produktionssteigerungen im Pflanzenbau und der Ausweitung der Getreideexporte sowie ein aufstrebender Tiersektor, begleitet von einer Steigerung des Bedarfes an Futterkulturen, die technische Ackerflächenpotenziale für den Anbau von NawaRos stark eingrenzen würde.

8.3.1 Treibhausgasemissionen infolge der Rekultivierung von Brachflächen

Erhebliche Anteile der aufgegebenen Ackerflächen in Russland und der Ukraine liegen länger als 10 Jahre brach und die Sukzession der Vegetation ist teils weit fortgeschritten. Die Rekultivierung dieser Flächen ist in der Regel anspruchsvoll und mit hohen Treibhausgasemissionen verbunden (Vuichard et al. 2008); Klimaziele können bei einer Rekultivierung dieser Flächen möglicherweise nicht erfüllt werden (vgl. Kapitel 1). Zudem ist in diesen Regionen der Bevölkerungsrückgang besonders drastisch und die infrastrukturellen Landwirtschafts- und Siedlungsstrukturen sind oft verkommen. Daher wurde das Alter der Brachfläche in dem Allokationsmodell berücksichtigt durch Bestimmung des Alters der Brachflächen, die im Modell bis 2030 rekultiviert werden. Allerdings bestehen Nutzungskonflikte zwischen dem Anbau von NawaRos und der Lebensmittelproduktion (das gilt insbesondere für die landwirtschaftlich geeigneten Flächen) sowie der Klimawirksamkeit (die Prozesskette der energetischen Biomassenutzung berücksichtigend, vor allem die THG-Emissionen der Rekultivierung). Besonders hier besteht erheblicher Forschungsbedarf in der Quantifizierung dieser Konflikte und der Abwägung von ökologisch und ökonomisch nachhaltigen Entwicklungspfaden.

8.3.2 Pfadabhängigkeiten landwirtschaftlicher Produktion in den Schwarzerde- regionen

Regional sind die Ausgangspunkte sowie die Aussichten technischer Ackerflächenpotenziale für den Anbau von NawaRos sehr unterschiedlich und geprägt von einer naturräumlichen und strukturellen Pfadabhängigkeit. Wie in den vergangenen 10 Jahren wird das Wachstum des landwirtschaftlichen Sektors in Russland und der Ukraine wahrscheinlich weitestgehend auf die Schwarzerdegebiete beschränkt bleiben. Diese Regionen sind geprägt einerseits von günstigen bodenklimatischen Bedingungen und andererseits durch das vermehrte Auftreten von effizient operierenden Großbetrieben (Agroholdings). Agroholdings, die sich hauptsächlich im Schwarzerdegebiet konzentrieren, sind mit dafür verantwortlich, dass Russland und die Ukraine in den vergangenen Jahren zu den weltweit führenden Getreideexportnationen aufstiegen. Im Bereich des Schwarzerdegürtels befinden sich vergleichsweise wenig ungenutzte Ackerflächen (vgl. Abbildung 2 und 3). Einige der Provinzen im Schwarzerdegürtel wie etwa Belgerod und Voronesch zählen zu den aufstrebenden Regionen in Russland und dieser Aufstieg ist eng an die prosperierende Landwirtschaft geknüpft.

In den Schwarzerderegionen wird auch zukünftig der Fokus liegen auf, erstens, der Produktion und dem Export von Getreide. Zukünftige Produktionserhöhungen aus Ertragssteigerungen und Agrarflächenexpansion werden hauptsächlich aus dem Getreidesektor kommen. Zweitens wird die Bedeutung der Tierproduktion in der Schwarzerderegion, in der die Viehbestände ohnehin am höchsten konzentriert sind, wahrscheinlich zunehmen (vgl. Kapitel 8.4). Derzeitig ungenutzte landwirtschaftliche Ressourcen werden voraussichtlich zu einem großen Teil für den Anbau von Futterkulturen eingesetzt werden. Wir gehen davon aus, dass aufgrund der geringen ungenutzten landwirtschaftlichen Fläche und der beschriebenen Pfadabhängigkeiten das technische Ackerflächenpotenzial und damit der Spielraum für den Anbau von NawaRos in der Schwarzerderegion bis 2030 eher gering sein wird. Zahlreiche Experten aus der Region (Wissenschaftler, Mitglieder von Agroholdings und Landwirte) haben uns auf einer Exkursion durch die Provinzen Belgorod, Voronesch, Kursk und Orjel berichtet, dass die Landwirtschaft in der Schwarzerderegion im Allgemeinen eng an den Pflanzenbau und die Tierproduktion gebunden ist und ein Richtungswechsel hin zu der Kultivierung von NawaRos in der Regel nicht angestrebt wird. Ohnedies muss der großflächige Anbau von NawaRos auf fruchtbaren Schwarzerdeböden kritisch hinterfragt werden wegen der nationalen und internationalen Bedeutung der Schwarzerderegion für die Lebensmittelproduktion.

8.4 Aufstrebender Tiersektor

Die post-sowjetische Zeit war in Russland und der Ukraine geprägt durch den drastischen Einbruch der Tierbestände. Viele Tierproduktion betreibende und verarbeitende Betriebe waren nach 1990 international nicht mehr wettbewerbsfähig (Liefert et al. 2009). Milch- und Fleischprodukte werden daher in beiden Ländern bis heute in großen Mengen importiert (FAO 2010). Der Einbruch der Tierbestände wurde begleitet vom Rückgang der Nachfrage nach Futtermitteln und hat maßgeblich zu der gewaltigen Aufgabe von landwirtschaftlicher Fläche beigetragen. In Russland etwa ging die Saatfläche von Futterkulturen um 26,2 Millionen ha zurück. In dem gleichen Zeitraum betrug der gesamte Saatflächenrückgang in Russland knapp 40 Millionen ha (Rosstat 2010). Insbesondere in den landwirtschaftlich produktiven südlichen Regionen wird heute Ackerfläche, die vor einigen Jahren für Futterkulturen beansprucht wurden, für die Produktion von Feldfrüchten (insbesondere Weizen und Sonnenblumen) genutzt, die zunehmend exportiert werden.

Russland und die Ukraine erwarten angesichts zukünftig höherer Einkommen eine steigende Pro-Kopf-Nachfrage an Milch- und Fleischprodukten. Aufgrund dessen und der geringen Selbstversorgungsquote dieser Lebensmittel verfolgen die Regierungen hier ambitionierte Zielstellungen zur Steigerung der heimischen Tierbestände (Liefert et al. 2010). Die höchsten Dynamiken im Bereich der Tierproduktion liegen derzeit in Russland in der Schweinemast, in der Ukraine vordergründig in der Milchviehhaltung. Steigende Tierbestände benötigen größere Mengen an Futterkulturen, die durch Ausweitung der landwirtschaftlich genutzten Fläche sowie durch Steigerung der Flächenproduktivität erfüllt werden können. In jedem Fall verringern steigende Tierbestände das

technische Ackerflächenpotenzial für den Anbau von NawaRos. In einer Sensitivitätsanalyse für das europäische Russland quantifizieren wir den Einfluss steigender Tierbestände auf die technischen Ackerflächenpotenziale. Wir simulieren, dass die Schweine- und Rinderbestände bis 2030 das 1990er Niveau erreichen. Ferner wird angenommen, dass die Produktionssysteme zu beiden Zeitpunkten gleich sind. Das bedeutet, dass die Tiere die gleiche Futterzusammensetzung erhalten und identisch gehalten werden. Wir nehmen jedoch steigende Flächenerträge bei Futterkulturen an und übertragen die drei Ertragsprognosen aus dem vgl. Kapitel 5.6 für das Jahr 2030 auf die Futterkulturen. Die Ergebnisse zeigen, dass eine massive Aufstockung der Viehbestände mit einem starken Verbrauch an Ackerfläche für den Anbau von Futterkulturen einhergehen würde. Um ausreichend Tierfutter zu produzieren, müsste die Saatfläche von Futterkulturen im Ertragsszenario 1 von knapp 13 Millionen ha in 2009 auf 27 Millionen ha steigen, auf 22,4 Millionen ha im Ertragsszenario 2 und auf 19,7 Millionen ha im Ertragsszenario 3. Das bedeutet, dass ein Wachstum der Viehbestände auf das Niveau von 1990 in Abhängigkeit der Ertragszenarien die technischen Ackerflächenpotenziale um 14 bis 7 Millionen ha reduzieren würde. Verglichen mit den technischen Ackerflächenpotenzialen (Abbildung 6) ist diese Größenordnung durchaus signifikant und würde die Flächenpotenziale beträchtlich vermindern. Eine derartig starke Steigerung der Viehbestände bei unveränderten Produktionssystemen im Tiersektor mag unrealistisch sein, aber gibt doch einen Eindruck von der engen Abhängigkeit der technischen Ackerflächenpotenziale und den Entwicklungen im Tiersektor.

9 Zusammenfassung

Durch die Entwicklung eines neuen Modellansatzes und dessen Anwendung zur Verschneidung von Satellitenbildern, Boden- und Klimadaten sowie aktueller Agrarstatistiken und Effizienzanalysen wurden im Rahmen des Projektes erstmals fundierte technische Ackerflächenpotenziale im europäischen Russland, in der Ukraine und Belarus ermittelt. Aufgrund der riesigen Brachflächen und großer Ertragspotenziale bietet vor allem das europäische Russland, aber auch die Ukraine erheblichen Spielraum für den Anbau von NawaRos. In Abhängigkeit verschiedener Szenarien zur Rekultivierung von Brachflächen und zukünftiger Ernteerträge können im europäischen Russland im Jahr 2030 zwischen 10 und 40 Millionen ha Ackerland für NawaRos genutzt werden und in der Ukraine zwischen 6 und 16 Millionen ha. Belarus verfügt hingegen über begrenzte Potenziale.

Große Teile der technischen Ackerflächenpotenziale liegen in abgeschiedenen und landwirtschaftlich minder geeigneten Regionen verortet, die eine geringe Rentabilität für die Getreideproduktion aufweisen. Der Anbau von NawaRos ist eine vielversprechende Landnutzungsalternative in solchen Gebieten, da er Wertschöpfung generieren und damit den wirtschaftlichen und sozialen Niedergang aufhalten bzw. umkehren kann. Jedoch besteht die Gefahr, dass der Anbau von NawaRos in landwirtschaftlich weniger geeigneten Regionen mit negativen ökologischen Auswirkungen einhergeht. Insbesondere die Rekultivierung älterer Brachflächen verursacht potenziell hohe Treibhausgasemissionen und kann die Biodiversität dieser Standorte negativ beeinflussen.

In den landwirtschaftlichen Schlüsselregionen Russlands und der Ukraine liegen der aktuelle Schwerpunkt und die strategische Ausrichtung auf dem Ausbau der Viehbestände sowie der Steigerung der Getreideexporte. Teile der berechneten technischen Ackerflächenpotenziale werden zukünftig durch diese Sektoren abgeschöpft. Weiterhin besteht in diesen Regionen die Gefahr, dass eine intensivierete Landwirtschaft, als Bedingung für steigende Flächenerträge, für hohe Treibhausgasemissionen pro genutzter Flächeneinheit, Bodendegradation und Grundwasserabsenkung verantwortlich sein wird. Vor diesem Hintergrund besteht der Anspruch an Forschung und politische Entscheidungsträger darin den Anbau von NawaRos mit Blick auf bestehende und zukünftige Landnutzungskonflikte zu bewerten und zu identifizieren und Lösungsansätze hin zu intelligenten Landnutzungssystemen zu finden. Mit diesem Beitrag wurde ein wichtiger Schritt genommen. Weiterer Forschungsbedarf besteht vordergründlich darin die regionalen Ertragseffekte des Klimawandels zu analysieren und die Treibhausgasemissionen infolge der Rekultivierung der Brachflächen zu berechnen.

Literaturverzeichnis

- Andrews, S. S., D. L. Karlen & J. P. Mitchell (2002): A comparison of soil quality indexing methods for vegetable production systems in Northern California. *Agriculture, Ecosystems & Environment*, 90, 25-45.
- Arino, O., D. Gross, F. Ranera, L. Bourg, M. Leroy, P. Bicheron, J. Latham, A. Di Gregorio, C. Brockman, R. Witt, P. Defourny, C. Vancutsem, M. Herold, J. Sambale, F. Achard, L. Durieux, S. Plummer & J.-L. Weber (2007): GLOBCOVER - A Global Land Cover Service with Meris. In *Geoscience and Remote Sensing Symposium*, 207, IGARSS 2007. IEEE International, 2412-241. Barcelona.
- Aylott, M. J., E. Casella, I. Tubby, N. R. Street, P. Smith & G. Taylor (2008): Yield and spatial supply of bioenergy poplar and willow short-rotation coppice in the UK. *New Phytologist*, 178, 358-370.
- Bartholomé, E. & A. S. Belward (2005): GLC2000: a new approach to global land cover mapping from Earth observation data. *International Journal of Remote Sensing*, 26, 1959-1977.
- Bokusheva, R. & H. Hockmann (2006): Production risk and technical inefficiency in Russian agriculture. *European Review of Agricultural Economics*, 33, 93-118.
- Dronin, N. & A. Kirilenko (2008): Climate change and food stress in Russia: what if the market transforms as it did during the past century? *Climatic Change*, 86, 123-150.
- EBRD-FAO (2008): Fighting food inflation through sustainable investment. In *FAO/EBRD High Level Conference*. London: FAO.
- FAO. 2006. *World agriculture: towards 2030/2050. Interim report*. Rome (Italy): FAO.
- FAO (2010): *FAOSTAT data*. Food and Agriculture Organization of the United Nations.
- Fargione, J., J. Hill, D. Tilman, S. Polasky & P. Hawthorne (2008): Land Clearing and the Biofuel Carbon Debt. *Science*, 1152747.
- Foley, J. A., N. Ramankutty, K. A. Brauman, E. S. Cassidy, J. S. Gerber, M. Johnston, N. D. Mueller, C. O'Connell, D. K. Ray, P. C. West, C. Balzer, E. M. Bennett, S. R. Carpenter, J. Hill, C. Monfreda, S. Polasky, J. Rockstrom, J. Sheehan, S. Siebert, D. Tilman & D. P. M. Zaks (2011): Solutions for a cultivated planet. *Nature*, 478, 337-342.
- Friedl, M. A., D. K. McIver, J. C. F. Hodges, X. Y. Zhang, D. Muchoney, A. H. Strahler, C. E. Woodcock, S. Gopal, A. Schneider, A. Cooper, A. Baccini, F. Gao & C. Schaaf (2002): Global land cover mapping from MODIS: algorithms and early results. *Remote Sensing of Environment*, 83, 287-302.
- Fritz, S., L. You, A. Bun, L. See, I. McCallum, C. Schill, C. Perger, J. Liu, M. Hansen & M. Obersteiner (2011): Cropland for sub-Saharan Africa: A synergistic approach using five land cover data sets. *Geophys. Res. Lett.*, 38, L04404.
- German Advisory Council on Global Change. (2008): *World in Transition – Future Bioenergy and Sustainable Land Use*. London: Earthscan.
- Gibbs, H. K., A. S. Ruesch, F. Achard, M. K. Clayton, P. Holmgren, N. Ramankutty & J. A. Foley (2010): Tropical forests were the primary sources of new agricultural land in the 1980s and 1990s. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 107, 16732-16737.
- Giri, C., Z. Zhu & B. Reed (2005) A comparative analysis of the Global Land Cover 2000 and MODIS land cover data sets. *Remote Sensing of Environment*, 94, 123-132.

- Herold, M., P. Mayaux, C. E. Woodcock, A. Baccini & C. Schmullius (2008): Some challenges in global land cover mapping: An assessment of agreement and accuracy in existing 1 km datasets. *Remote Sensing of Environment*, 112, 2538-2556.
- Hijmans, R., S. Cameron, J. Parra, P. Jones & A. Jarvis (2005): Very high resolution interpolated climate surfaces for global land areas. *International Journal of Climatology*, 25, 1965-1978.
- Ioffe, G. & T. Nefedova (2004): Marginal Farmland in European Russia. *Eurasian Geography and Economics*, 45, 45-59.
- Ioffe, G., T. Nefedova & I. Zaslavsky (2004): From Spatial Continuity to Fragmentation: The Case of Russian Farming. *Annals of the Association of American Geographers*, 94, 913-943.
- Jung, M., K. Henkel, M. Herold & G. Churkina (2006): Exploiting synergies of global land cover products for carbon cycle modeling. *Remote Sensing of Environment*, 101, 534-553.
- Kuemmerle, T., V. C. Radeloff, K. Perzanowski & P. Hostert (2006): Cross-border comparison of land cover and landscape pattern in Eastern Europe using a hybrid classification technique. *Remote Sensing of Environment*, 103, 449-464.
- Kurganova, I. N., V. N. Kudyarov & V. O. Lopes De Gerenyu (2010): Updated estimate of carbon balance on Russian Territory. *Tellus B*, 9999.
- Lambin, E. F. & P. Meyfroidt (2011): Global land use change, economic globalization, and the looming land scarcity. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 108, 3465-3472.
- Larsson, S. & C. Nilsson (2005): A remote sensing methodology to assess the costs of preparing abandoned farmland for energy crop cultivation in northern Sweden. *Biomass and Bioenergy*, 28, 1-6.
- Lasch, P., C. Kollas, J. Rock & F. Suckow (2010): Potentials and impacts of short-rotation coppice plantation with aspen in Eastern Germany under conditions of climate change. *Regional Environmental Change*, 10, 83-94.
- Licker, R., M. Johnston, J. A. Foley, C. Barford, C. J. Kucharik, C. Monfreda & N. Ramankutty (2010): Mind the gap: how do climate and agricultural management explain the 'yield gap' of croplands around the world? *Global Ecology and Biogeography*, 19, 769-782.
- Liefert, W., O. Liefert, G. Vocke & E. Allen. (2010): Former Soviet Union Region To Play Larger Role in Meeting World Wheat Needs. In *Amber Waves*. U.S. Department of Agriculture, Economic Research Service.
- Liefert, W. M., O. Liefert & E. Serova (2009): Russia's Transition to Major Player in World Agricultural Markets. *Choices*, 24(2).
- Lioubimtseva, E. & G. M. Henebry (2009): Climate and environmental change in arid Central Asia: Impacts, vulnerability, and adaptations. *Journal of Arid Environments*, 73, 963-977.
- Müller, D., T. Kuemmerle, M. Rusu & P. Griffiths (2009): Lost in transition: determinants of post-socialist cropland abandonment in Romania. *Journal of Land Use Science*, 4, 109 - 129.
- Nelson, A. (2008): *Travel time to major cities: A global map of Accessibility*. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities.

- Prishchepov, A. V., V. C. Radeloff, M. Baumann & T. Kuemmerle (in preparation): Effects of massive socio-economic changes on land use change: agricultural abandonment during socio-economic transition in post-Soviet Eastern Europe.
- Ramankutty, N., A. T. Evan, C. Monfreda & J. A. Foley (2008): Farming the planet: 1. Geographic distribution of global agricultural lands in the year 2000. *Global Biogeochemical Cycles*, 22.
- Rösch, C., J. Skarka, K. Raab & V. Stelzer (2009): Energy production from grassland – Assessing the sustainability of different process chains under German conditions. *Biomass and Bioenergy*, 33, 689-700.
- Rosstat (2010): Regions of Russia. In Russian. Federal service for state statistics, Moscow. Online statistical database via EastView Publishing. (last accessed August 30, 2010, <http://udbstat.eastview.com.ezproxy.library.wisc.edu/catalog/edition.jsp?id=2200>).
- Searchinger, T., R. Heimlich, R. A. Houghton, F. Dong, A. Elobeid, J. Fabiosa, S. Tokgoz, D. Hayes & T.-H. Yu (2008): Use of U.S. Croplands for Biofuels Increases Greenhouse Gases Through Emissions from Land Use Change. *Science*.
- Shukla, M. K., R. Lal & M. Ebinger (2006): Determining soil quality indicators by factor analysis. *Soil and Tillage Research*, 87, 194-204.
- Taff, G., D. Müller, T. Kuemmerle, E. Ozdenenal & S. J. Walsh. (2010): Reforestation in Central and Eastern Europe after the breakdown of socialism. In *Reforesting Landscapes: Linking Pattern and Process*, eds. H. Nagendra & J. Southworth, 121-147. New York: Springer.
- Tan, Z., S. Liu, L. L. Tieszen & E. Tachie-Obeng (2009): Simulated dynamics of carbon stocks driven by changes in land use, management and climate in a tropical moist ecosystem of Ghana. *Agriculture, Ecosystems & Environment*, 130, 171-176.
- Tilman, D., J. Hill & C. Lehman (2006): Carbon-Negative Biofuels from Low-Input High-Diversity Grassland Biomass. *Science*, 314, 1598-1600.
- USDA-FAS Russia (2008): Grain Production Prospects and Siberia Trip Report http://www.pecad.fas.usda.gov/highlights/2008/08/rs_20Aug2008/.
- Vuichard, N., P. Ciais, L. Beileli, P. Smith & R. Valentini (2008): Carbon sequestration due to the abandonment of agriculture in the former USSR since 1990. *Global Biogeochemical Cycles*, 22.

Anhang: Datenquellen Statistik

	Region	Jahre	Quelle
Anbaufläche			
Russische Föderation	Oblast	1990-2009	Rosstat 2010
Ukraine	Rayon	1990, 2005-2009	Ukrainian Agribuissness club
	Oblast	1990-2009	
Belarus	Rayon	1990, 2000, 2002, 2005	Landwirtschaft der Republik Belarus (2006)
Getreide Erträge			
Russische Föderation	Rayon	1989 -2002	http://www.radford.edu/~agrorus/index.htm
Ukraine	Rayon	1990, 2005-2009	Ukrainian Agribuissness club
Belarus	Rayon	1995, 2000, 2002, 2005	Landwirtschaft der Republik Belarus (2006)

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Methoden zur Kartierung von Dauerbrachland, Quelle: Eigene Darstellung..... 126

Abbildung 2: Bodenqualität in RUB, Index. Schwarzerderegionen sind blau eingezeichnet, Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung..... 128

Abbildung 3: Aufgegebene Ackerflächen, 2009, Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung 130

Abbildung 4: Technische Ackerflächenpotenziale in RUB, 2010, Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung..... 133

Abbildung 5: Technische Ackerflächenpotenziale Belarus, 2030, Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung..... 134

Abbildung 6: Technische Ackerflächenpotenziale in Russland, 2030, Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung..... 134

Abbildung 7: Technische Ackerflächenpotenziale in der Ukraine, 2030, Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung..... 135

**Teil IV: FORSTLICHE HOLZPOTENZIALE IM EUROPÄISCHEN
RUSSLAND, IN DER UKRAINE UND BELARUS (RUB)**

Anton Orlov, Werner Große

Inhalt

Einführung	148
1 Methodik	148
2 Dendromasse–Potenzial	151
2.1 Waldrestholz	151
2.2 Brennholz zur energetischen Nutzung.....	154
2.3 Holzreste in der Holzwirtschaft.....	156
3 Kostenanalyse	161
4 Szenarien.....	162
4.1 Szenario der Veränderung der Potenziale der Dendromasse für die energetische Nutzung.....	162
4.2 Zwischenfazit	164
4.3 Szenario der Kostenveränderungen.....	169
4.3.1 Volkswirtschaftliche Betrachtung	169
4.3.2 Bereitstellungskosten für Energieholz 2008 – 2030	171
4.4 Zwischenfazit Bereitstellungskosten.....	174
5 Fazit.....	175
5.1 Schwerpunkte der Arbeiten im Berichtszeitraum	175
5.2 Ergebnisse.....	175
Literaturverzeichnis	177
Abbildungsverzeichnis	180
Tabellenverzeichnis	180

Einführung

Der Schwerpunkt dieser Arbeit lag auf der Bestimmung von Dendromasse - Potenzialen aus der Forstwirtschaft und der Holz verarbeitenden Industrie. Das Ziel der Arbeit war:

- Erhebung der technischen Dendromasse-Potenziale mittels Bestimmung der Mengen an Wald- und Industrierestholz,
- Abschätzung der weiteren Dendromasse-Potenzialentwicklung unter Berücksichtigung des technischen Fortschritts und marktseitiger Entwicklungen für die Zeithorizonte 2020 und 2030,
- Auswahl der Hackschnitzelproduktionsverfahren für verschiedene Dendromassefraktionen (z.B. Waldrestholz, Industrierestholz),
- Kostenanalyse zu Holzbereitstellung und -transport.

Große Aufmerksamkeit gilt derzeit der Nutzung erneubarer Energien und der Erhöhung ihres Anteils in der nationalen Energiebilanz. Eine wichtige Quelle der erneuerbaren Energien ist die Holzbiomasse. In den vergangenen Jahren wurden in osteuropäischen Ländern Betriebe zur Aufbereitung von Industrierestholz gebaut. So wurde z.B. in Russland im Jahr 2011 ein Pelletwerk mit der Kapazität von 900.000 t pro Jahr in Betrieb genommen, das als größtes Pelletwerk in Europa gilt (Rakotova 20120).

In den zu untersuchenden Ländern Russische Föderation (RF), Ukraine (UA) und Belarus (BY) (oder alle zusammen RUB genannt) hat jedoch die energetische Holznutzung bisher keine große wirtschaftliche Bedeutung. Eine gewisse Ausnahme bildet Belarus, wo in den Heizkesseln (außer privaten Haushalten) jährlich etwa 306.000 m³ Holz verbrannt werden (Lednitskiy 2011; Postanovlenie 2010a). In den untersuchten Ländern (RUB) wurden Programme zur Erhöhung der Holzmenge für die energetische Nutzung entwickelt.

1 Methodik

Bei der Abschätzung der Dendromasse-Potenziale wurden Ansätze aus unterschiedlichen Quellen (Lyubimov 1998; Matveiko 2010; Thrän & Held 2010) genutzt. Man unterscheidet theoretische, technische und ökonomische Dendromasse-Potenziale. In vorliegender Arbeit wurden nur technische und realisierte (bzw. realisierbare) Dendromasse-Potenziale ermittelt.

In den zu untersuchenden Ländern gelten als technische Dendromasse-Potenziale nur Waldrestholz, Brennholz und Industrierestholz. Das technische Potenzial wird folgendermaßen definiert: „Das technische Potenzial beschreibt den Teil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen nutzbar ist. Zusätzlich dazu werden die gegebenen strukturellen und ökologischen Begrenzungen

sowie gesetzlichen Vorgaben berücksichtigt, da sie letztlich auch - ähnlich den technisch bedingten Einschränkungen – ‚unüberwindbar‘ sind“. (genaue Quellenangabe DBFZ).

In den untersuchten Ländern (RUB) wird das technische Potenzial durch die Größe des „Hiebssatzes“ für die Endnutzung in der Forstwirtschaft beschränkt. Die Holzmenge aus den Vornutzungen hängt von verschiedenen Faktoren ab: Naturschutz-Politik, Waldbau – Forstpolitik, Strategie, Waldbrände, Sturmschäden, Insektenkalamitäten usw.

Die Abbildung 1 zeigt das Schema zur Bestimmung des technischen Dendromasse-Potenzials. Die Methodik wird ausführlich im nächsten Kapitel beschrieben.

Das technische Dendromasse-Potenzial für eine energetische Nutzung wird anhand der maximal zulässigen Holzernte (Hiebssatz) im Rahmen der Vornutzung und Endnutzung sowie der maximal möglichen Produktionskapazitäten der Holzindustrie ermittelt.

Dabei wird das technische Dendromasse-Potenzial für eine energetische Nutzung mit den Daten des Jahres 2007 berücksichtigt, d.h. die maximale Menge der Dendromasse, die nach dem Prinzip der Nachhaltigkeit bei dem heutigen Entwicklungsstand der Technik und Technologie geerntet werden könnte.

Das realisierbare Dendromasse-Potenzial für eine energetische Nutzung wird anhand des tatsächlichen Holzeinschlagsvolumens, inkl. Waldrestholz, sowie des Produktionsvolumens in der Holzindustrie ermittelt.

Das realisierte Dendromasse-Potenzial für eine energetische Nutzung im Jahre 2007 beschreibt das tatsächliche Holzeinschlagsvolumen im Jahr 2007, inkl. Waldrestholz, sowie das Produktionsvolumen in der Holzindustrie im Jahre 2007.

In den Szenarien für die Jahre 2020 und 2030 wurden die Möglichkeiten zur Erhöhung des Dendromasse-Potenzials für eine energetische Nutzung untersucht.

Entsprechende Informationen und Berechnungen werden im Kapitel 2 vorgestellt.

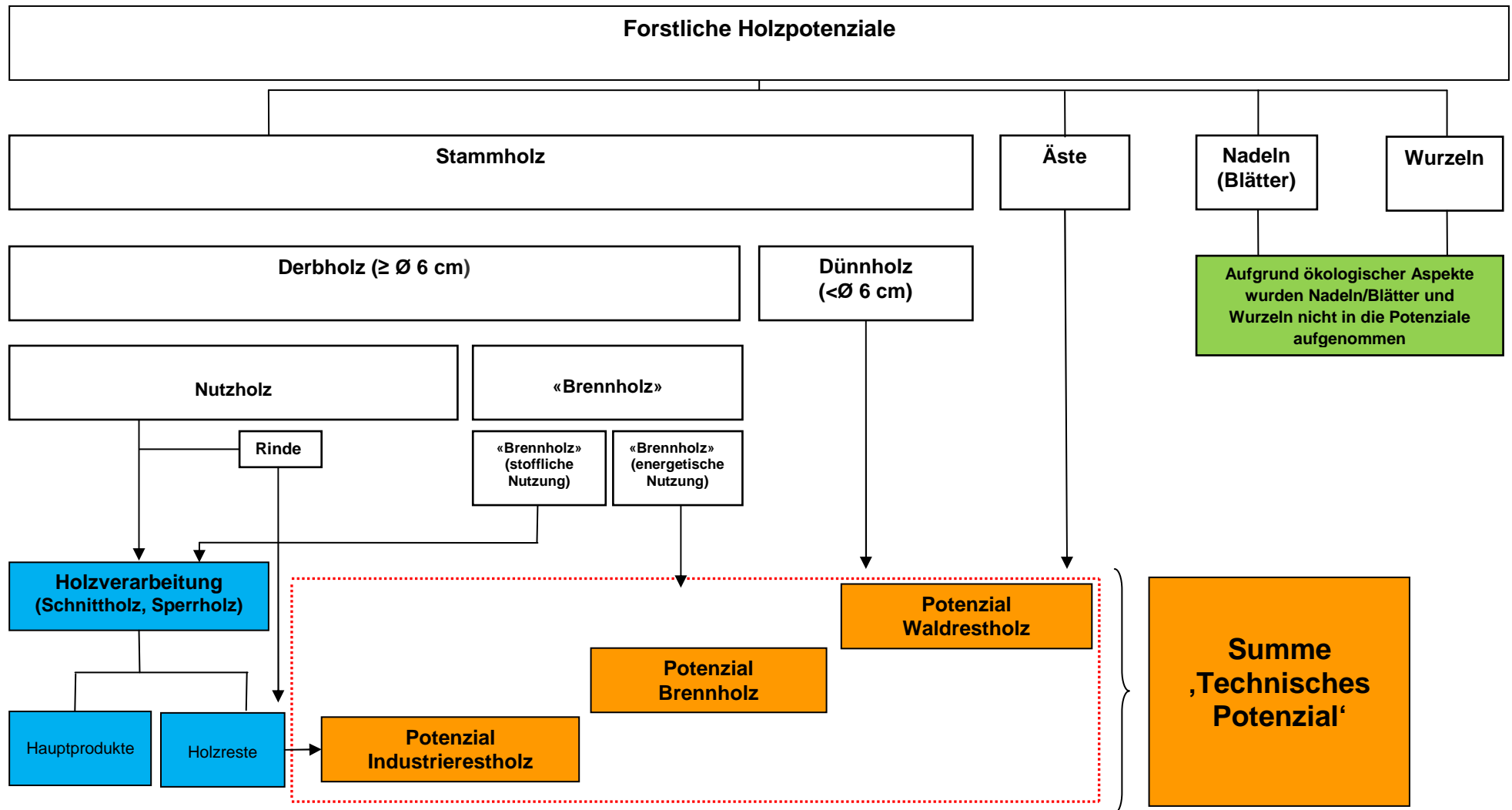


Abbildung 1: Definition des Begriffes ‚Technisches Potenzial‘ für eine energetische Nutzung

Das Dendromasse-Potenzial für eine energetische Nutzung, wie in der Abbildung 1 gezeigt wurde, umfasst:

Aufkommen aus der Forstwirtschaft (Waldrestholz und Brennholz)

Aufkommen aus der Holzindustrie (Industrierestholz)

$$P_{tech.} = P_{tech.1} + P_{tech.2} + P_{tech.3} \quad (1)$$

$P_{tech.}$ - technisches Dendromasse-Potenzial für eine energetische Nutzung;

$P_{tech.1}$ - technisches Potenzial von Waldrestholz;

$P_{tech.2}$ - technisches Potenzial von Brennholz;

$P_{tech.3}$ - technisches Potenzial von Industrierestholz.

Im Weiteren wird die Methodik der Berechnung der oben genannten Werte dargelegt.

2 Dendromasse–Potenzial

2.1 Waldrestholz

Das technische Potenzial von Waldrestholz wird nach der Formel (Gl.2) ermittelt:

$$P_{tech.1} = \left(P_{Endnutzung} + \sum_{i=1}^n P_{Vornutzung} \right) * \prod_{j=1}^m R_{Krone} \quad (2)$$

$P_{tech.1}$ - technisches Potenzial von Waldrestholz [$10^3\text{m}^3/\text{a}$];

$P_{Endnutzung}$ - technisches Potenzial im Rahmen der Endnutzung bei 100%-er Nutzung des Hiebssatzes [$10^3\text{m}^3/\text{a}$];

$P_{Vornutzung}$ - technisches Potenzial im Rahmen der Vornutzung [$10^3\text{m}^3/\text{a}$];

n - verschiedene Szenarien der Vornutzung,

R - Kronenanteil (mit Ästen) (in % des Derbholzvolumens),

j=1...m - Hauptbaumarten.

Der Anteil von verschiedenen Fraktionen der Dendromasse wird anhand der Formel (Gl.3) aus [33] ermittelt²⁵:

$$R_{fr} = \frac{M_{fr} / \rho}{GS} = C_0 * SI^{C_1} * A^{(C_2 + C_3 * RS + C_4 * RS^2)}$$

(3)

R_{fr} – Anteil von verschiedenen Fraktionen der Dendromasse;

M_{fr} – Masse der Fraktionen der Phytomasse, t_{atro} / ha;

ρ – Raumdichte, t_{atro} / m³;

GS – Vorrat des Bestandes, m³/ha;

A – mittleres Alter des Bestandes;

SI – Bonitätsklasse (Bezeichnung mit Ziffern);

RS – Bestockung (relative);

Im konkreten Fall wurde nur der Kronenanteil von Derbholz ermittelt. Das von Shvidenko (Shvidenko 2006) vorgeschlagene Modell macht es möglich, den Anteil der Krone, der Nadeln, der Blätter und der Wurzeln nach Angaben der Forstinventuren und der Holzmesskunde zu ermitteln (Ryasporyaschenie 2010; Shvidenko 2006). Wegen ökologischer und technologischer Einschränkungen wird aber nur der Kronenanteil berücksichtigt (Thrän & Held 2010). Außerdem wurde die Raumdichte des Stammholzes für die Umrechnung von Volumen in Masse berücksichtigt.

Nach diesem Modell wurde der Kronenanteil der Hauptbaumarten berechnet, die weiter in Laub- und Nadelarten unterteilt sind.

Vorteile dieses Modells:

Berechnung des Kronenanteils ist für Hauptbaumarten anhand der Angaben der Forstinventuren möglich,

Eignung für die Berechnungen in verschiedenen Regionen des nördlichen Eurasiens (inkl. RUB sowie der baltischen Staaten),

²⁵ Dendromasse gehört nicht zu den biometrischen Merkmalen, welche unmittelbar im Wald gemessen werden; sie wird mittels Modellrechnung ermittelt. In der angewandten Methode (Schwidenko et al. 2002) wird das Verhältnis R_{fr} der Masse der einzelnen Fraktionen der Dendromasse M_{fr} zum Vorrat des Bestandes GS als Funktion der bei den praktischen Forsteinrichtungsarbeiten bestimmten Ertragskennziffern modelliert.

Teil IV: FORSTLICHE HOLZPOTENZIALE IM EUROPÄISCHEN RUSSLAND, IN DER UKRAINE UND BELARUS (RUB)

Ungenauigkeitsgrad etwa 10%.

Die Ergebnisse der Berechnungen zeigen, wie unterschiedlich der Anteil dieser Fraktionen bei den verschiedenen Baumarten ist. Deshalb sind detaillierte Berechnungen für die einzelnen Baumarten erforderlich, weil die Abweichungen gegenüber einem Mittelwert über alle Baumarten zwischen 30% und 70 % liegen würden.

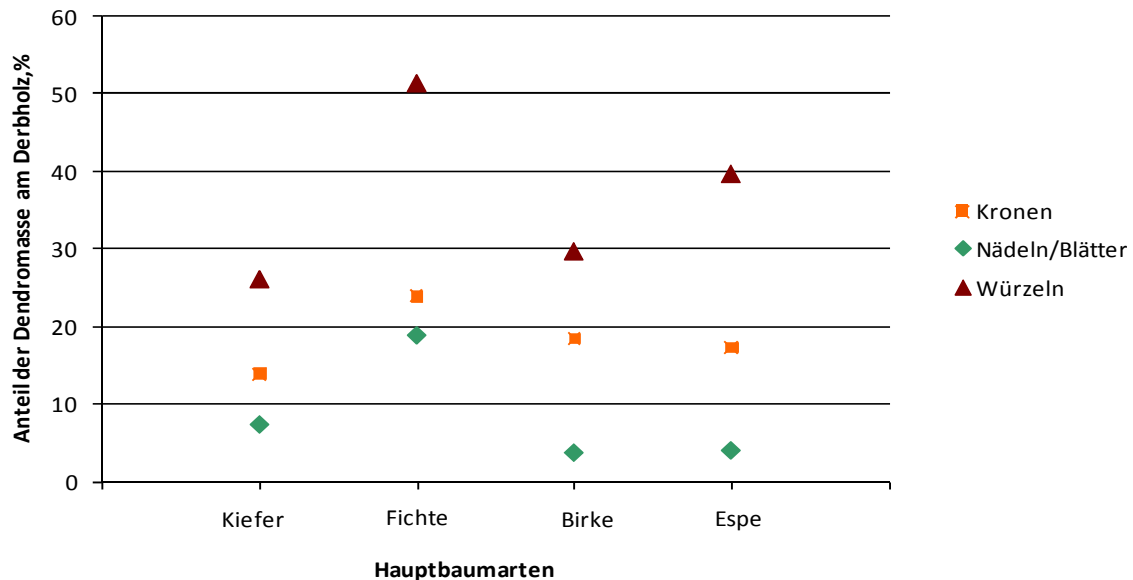


Abbildung 2: Anteil der Dendromasse am Derbholz verschiedener Baumarten, %

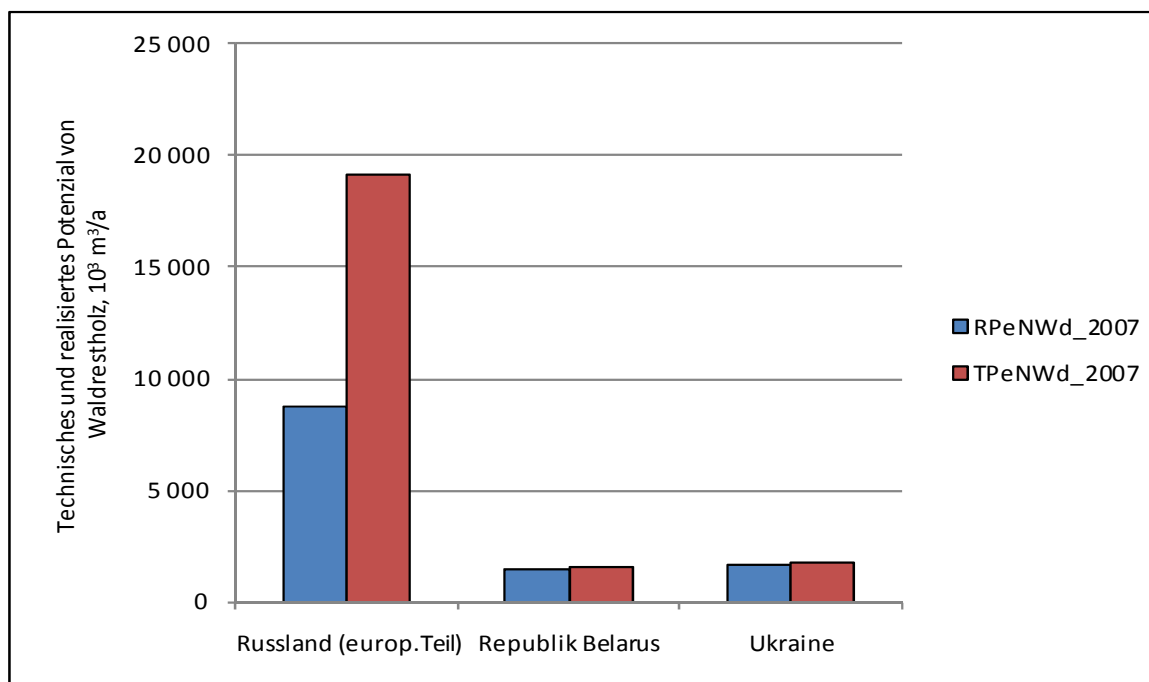
Es ist schwierig, die Menge von Waldrestholz für technologische und ökologische Zwecke zu bestimmen. Bei den Berechnungen wurden die Mengen von Waldrestholz abgezogen, die zur Befestigung von Rückewegen (Reisigmatten zur Minderung des Bodendruckes) benutzt werden. Außerdem konnten die Waldrestholzmengen nicht beachtet werden, die für bodenökologische Zwecke im Wald verbleiben, z.B. zur Verbesserung von feuchten und nährstoffarmen Waldböden.

Die Wissenschaftler sind sich nicht einig, wie viel Waldrestholz im Wald bleiben soll. So sind Wissenschaftler der Belorussischen Staatlichen Technologischen Universität (BSTU) der Auffassung, dass ungefähr 60 % des Waldrestholzes für technologische Zwecke genutzt werden können (Kaprova 2008; Matveiko 2010) 40 % sollen im Wald verbleiben. Russische Wissenschaftler aus dem Allunionsinstitut für Forschung und Entwicklung, Betriebsverwaltung und Information in der Forst- und Holz verarbeitenden Industrie sowie Zellstoff- und Papierindustrie (VNIPIElesprom) sind der Meinung, dass nur etwa 40-50 % für technologische Zwecke genutzt werden können (Sprintsyn 1990).

In der verwendeten Methodik wurden jeweils mittlere Werte benutzt (je nach Land). In Abbildung 3 sind die Werte für die Waldrestholzpotenziale in den drei untersuchten Ländern (RUB) dargestellt. Diese Werte wurden anhand statistischer Angaben berechnet. Am größten ist das Waldrestholzpotenzial in Russland (europäischer Teil). Das technische Waldrestholzpotenzial Russlands (europäischer Teil) ist $19.137,6 \cdot 10^3 \text{ m}^3$. Die

technischen Potenziale, die in der Ukraine und in Belarus vorhanden sind, liegen dagegen bei $1.766,3 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ bzw. $1.548,0 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ (s. Tabelle 1).

Die größte Diskrepanz zwischen dem realisierten und dem technischen Waldrestholzpotenzial im Jahr 2007 bestand in Russland (das technische Potenzial überstieg das realisierte um 218%).



RPeNWd - Realisierte Potenziale für eine energetische Nutzung von Waldrestholz im Jahre 2007

TPeNWd - Technische Potenziale für eine energetische Nutzung von Waldrestholz im Jahre 2007

Abbildung 3: Technisches und realisiertes Potenzial von Waldrestholz (2007)

2.2 Brennholz zur energetischen Nutzung

Der Brennholzanteil wurde anhand von Literaturangaben (Anuchin 1981; Geneva timber and forest discussion paper 32 2003; FAO 2010; Statisticheskiy komitet 2009; Ryasporaschenie 2010; Sennov 2005; Vavilov 2001) berechnet. Dabei wurden verschiedene Holzarten (Nadel- und Laubholz) sowie Nutzungsarten (Vornutzung und Endnutzung) berücksichtigt.

Das technische Potenzial von Brennholz wird nach der Formel (Gl. 4) ermittelt

$$P_{tech.2} = P_{Endnutzung} * \sum_{j=1}^m f'_{Brennholz(eN)} + P_{Vornutzung} * \sum_{j=1}^m f''_{Brennholz(eN)} \quad (4)$$

$P_{tech.2}$ – technisches Potenzial Brennholz, [$10^3 \text{ m}^3/\text{a}$];

$P_{Endnutzung}$ – technisches Potenzial im Rahmen der Endnutzung bei 100%-er Nutzung des

Teil IV: FORSTLICHE HOLZPOTENZIALE IM EUROPÄISCHEN RUSSLAND, IN DER UKRAINE UND BELARUS (RUB)

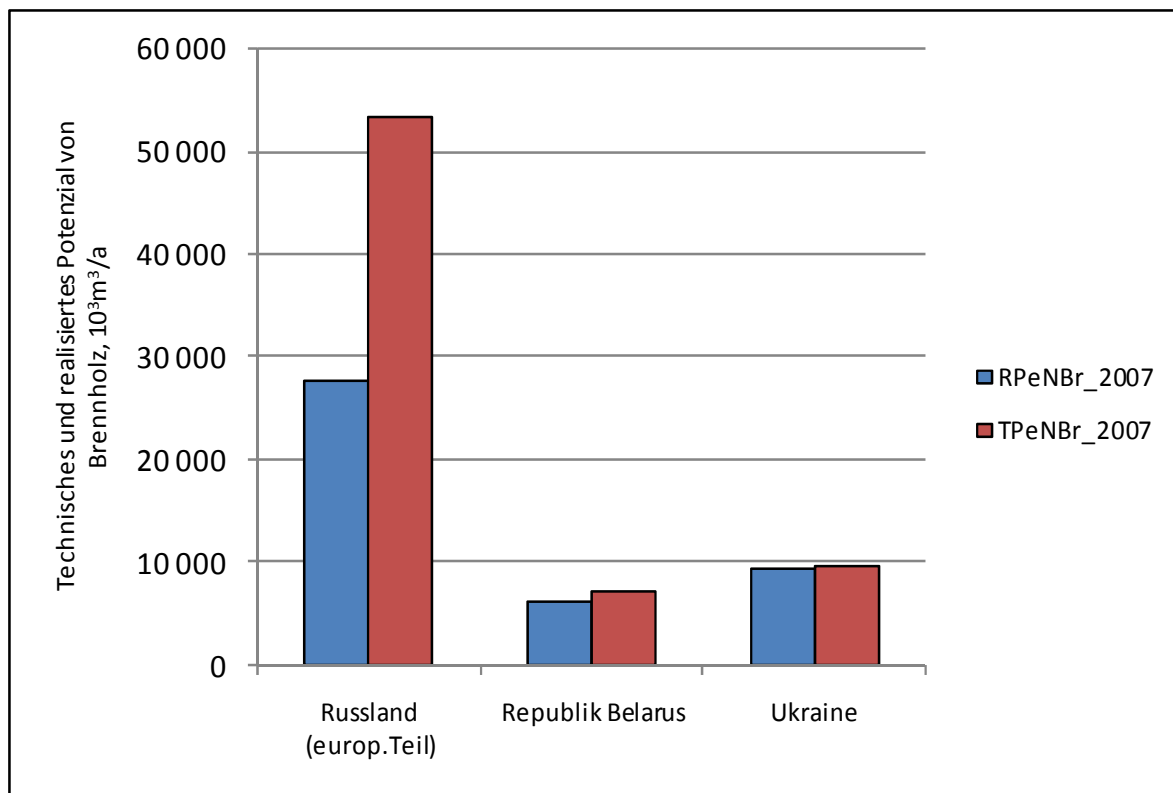
Hiebssatzes, [$10^3\text{m}^3/\text{a}$];

$P_{\text{Vornutzung}}$ – technisches Potenzial im Rahmen der Vornutzung, [$10^3\text{m}^3/\text{a}$];

$f'_{\text{Brennholz}(eN)}$ – Brennholzanteil (nur für energetische Nutzung) im Rahmen der Endnutzung, %;

$f''_{\text{Brennholz}(eN)}$ – Brennholzanteil (nur für energetische Nutzung) im Rahmen der Vornutzung, %;

$j = 1 \dots m$ – Hauptbaumarten.



RPeNBr_2007- Realisierte Potenziale für eine energetische Nutzung von Brennholz im Jahre 2007

TPeNBr_2007- Technische Potenziale für eine energetische Nutzung von Brennholz im Jahre 2007

Abbildung 4: Technisches und realisiertes Potenzial von Brennholz (2007)

Danach beträgt das technische Brennholzpotenzial Russlands (europäischer Teil) $53\,341,6 \cdot 10^3 \text{ m}^3$, im Vergleich zu $9\,721,3 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ in der Ukraine und $7\,207,5 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ in Belarus. Der Unterschied zwischen RPeNBr_2007 und TPeNBr_2007 fällt derartig groß aus, weil der Hiebssatz in der Forstwirtschaft zu nicht mehr als 50% (in Russland) ausgenutzt wird (s. Tabelle 1).

2.3 Holzreste in der Holzwirtschaft

Die Untersuchungen zeigen, dass der größte Teil an Holzresten in den Bereichen Sägeindustrie und Sperrholzproduktion anfällt (Fedorenchik 2010; Geneva timber and forest discussion paper 49 2010; Moosmann 2008). Deshalb wurden für die Projektziele diese zwei Bereiche ausgewählt. Anhand von statistischen Angaben (FAO 2010; Ezhegodnik 2009; Ryasporaschenie 2010; Ezhegodnik 2010; Statistics Committee 2010) und Normen des Rohholzbedarfs (Fedorenchik 2010; Geneva timber and forest discussion paper 32 2003) wurde der Anteil von Nebenprodukten nach der Formel 6 (Gl.6) berechnet.

$$V_{(i=1..p)} = \sum_{i=1}^p (Q * f) \quad (5)$$

$$A_{(i=1..p)} = \sum_{i=1}^p (V - Q) \quad (6)$$

V - Rohholzvolumen in der Sägeindustrie und Sperrholzproduktion, [$10^3\text{m}^3/\text{a}$];

Q – das Produktionsvolumen in der Sägeindustrie und Sperrholzproduktion, [$10^3\text{m}^3/\text{a}$];

f – die Norm des Rohholzbedarfes (spezifischer Rohholzverbrauch) [m^3/m^3];

$i = 1..n$, wobei n die verschiedenen Bereiche der Holzbearbeitung benennt;

A – Nebenprodukte (inkl. Gewichtsverluste), [m^3/m^3].

Die Mengenverluste werden nach der Formel (Gl.7) berechnet:

$$A_{V(i=1..p)} = \sum_{i=1}^p (V * f_v) \quad (7)$$

A_v – Volumenverluste in der Holzverarbeitung, [$10^3\text{m}^3/\text{a}$]

f_v – Verlustanteil, [%]

Die Menge an Schwarten, Spreißeln oder Hackschnitzeln wurde nach der Formel (Gl.8) berechnet:

$$A_{Sp/Sl/Hs(i=1..p)} = \sum_{i=1}^p (V * f_{Sp/Sl/Hs}) \quad (8)$$

$A_{Sp/Sl/Hs}$ – Menge von Schwarten, Spreißel oder Hackschnitzel, [$10^3\text{m}^3/\text{a}$]

$f_{Sp/Sl/Hs}$ – Anteil Schwarten und Spreißel am Sägeholz , [%]

Die Menge von Sägemehl wurde nach der Formel (Gl.9) berechnet:

$$A_{S(i=1..p)} = \sum_{i=1}^p (V * f_s) \quad (9)$$

A_S – Menge von Sägespänen bei der Holzverarbeitung, [$10^3\text{m}^3/\text{a}$]

f_s – Sägespäneanteil, [%]

Das technische Potenzial der Nebenprodukte in der Forst- und Holzwirtschaft ist gleich:

$$P_{tech..3} = A_{S(i=1..p)} + A_{Sp/Sl/Hs(i=1..p)} \quad (10)$$

$P_{tech..3}$ – technisches Potenzial von Industrierestholz, [$10^3\text{m}^3/\text{a}$];

Die Abbildung 5 zeigt ein Beispiel der Schnittholzproduktion in Belarus: den Anteil der Hauptprodukte und der Nebenprodukte. Die gleichen Berechnungen wurden auch für die Russische Föderation und die Ukraine durchgeführt.

Das ‚Rohholzäquivalent‘ für Nadelschnittholz beträgt 1,6; das bedeutet, dass für 1 m^3 Schnittholz 1,6 m^3 Rohholz verbraucht werden. Die Mengenausbeute von Schnittholz gegenüber Rohholz beträgt demnach 62,5%. (Fedorenchik 2010; Geneva timber and forest discussion paper 32 2003). Das technische Potenzial der Nebenprodukte in der Forst- und Holzwirtschaft wurde für das Jahr 2007 anhand der Information über die maximal genutzten Kapazitäten der Holz verarbeitenden Industrie ermittelt²⁶ (Statisticheskij sbornik 2011).

²⁶ Es wird angenommen, dass sich die Bilanz zwischen Produktion und Endverbrauch bei der Erhöhung der genutzten Kapazitäten nicht ändern wird.

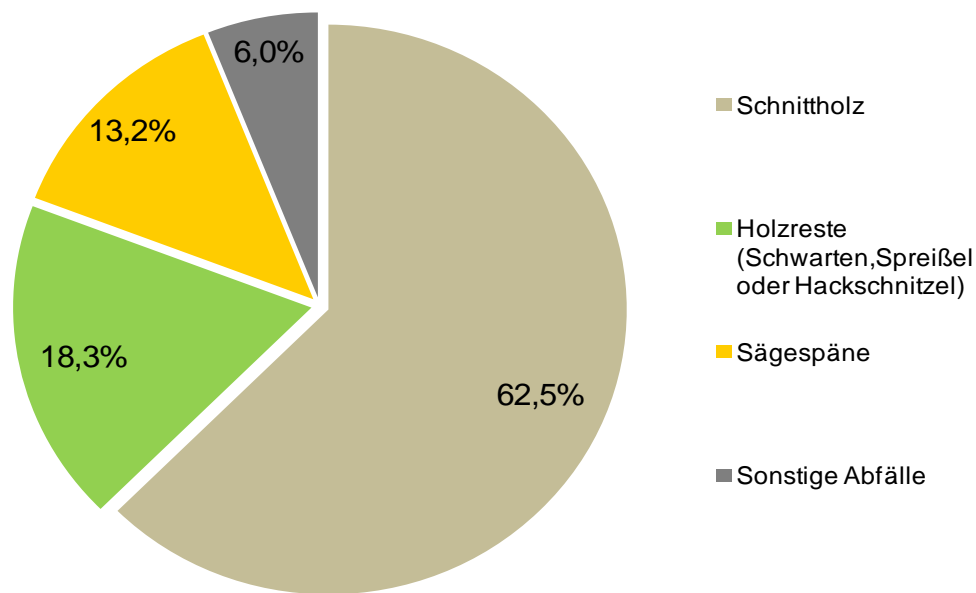
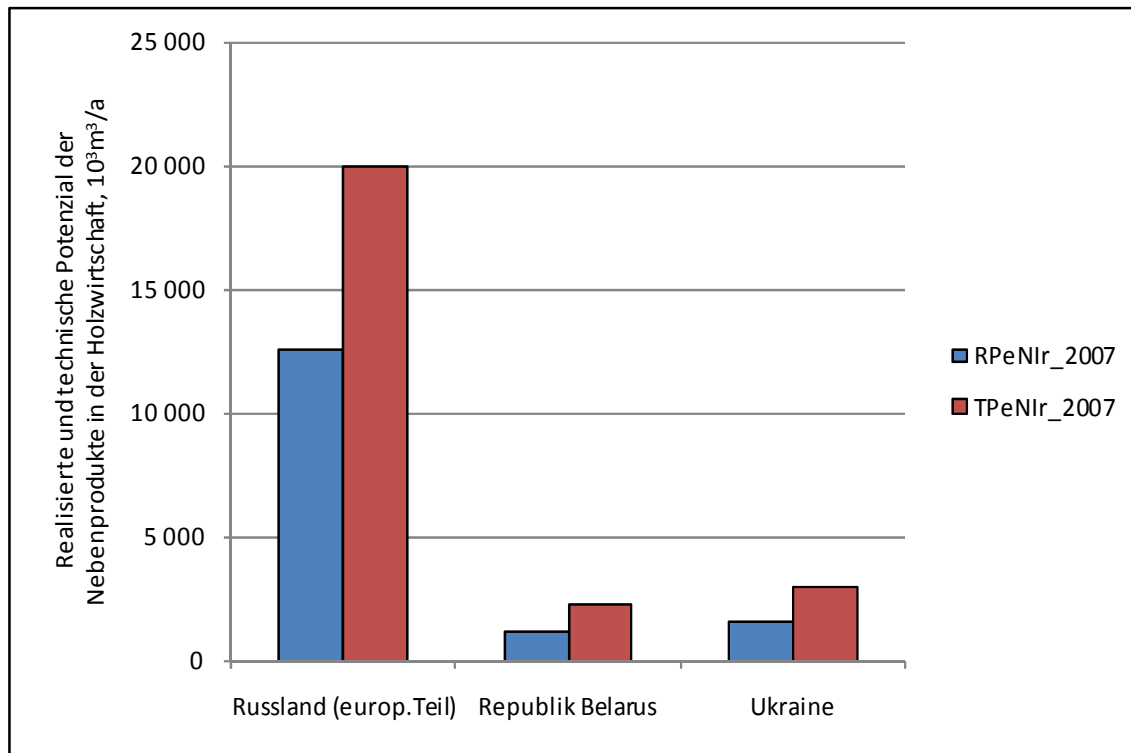


Abbildung 5: Anteil von Hauptprodukt und Holzresten (am Beispiel der Schnittholzproduktion aus Nadelholz in der Republik Belarus). Quelle: (Fedorenchik 2010; Geneva timber and forest discussion paper 32 2003)

Im Durchschnitt wurden 53% der vorhandenen Holzverarbeitungskapazitäten ausgelastet (Statisticheskiy sbornik 2011). Bei einer theoretisch möglichen 100-%igen Ausnutzung der vorhandenen Kapazitäten würde das technische Potenzial der Nebenprodukte in der Forst- und Holzwirtschaft $2.301 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ betragen.

Teil IV: FORSTLICHE HOLZPOTENZIALE IM EUROPÄISCHEN RUSSLAND, IN DER UKRAINE UND BELARUS (RUB)



RPeNlr_2007 - Realisierte Potenziale für eine energetische Nutzung von Industrierestholz im Jahre 2007

TPeNlr_2007 - Technische Potenziale für eine energetische Nutzung von Brennholz im Jahre 2007

Abbildung 6: Realisiertes und technisches Potenzial an Holzresten in der Holzwirtschaft (2007)

In Abbildung 6 sind die Werte für die Industrierestholzpotenziale in den drei untersuchten Ländern dargestellt. Da die Holzverarbeitungskapazitäten derzeit nur bis zu 53 % ausgeschöpft werden, ist es möglich, die Produktion noch zu steigern. Das technische Industrierestholzpotenzial Russlands (europäischer Teil) beträgt $20.032,7 \cdot 10^3 \text{ m}^3$. Das Industrierestholzpotenzial der Ukraine beträgt $2.978,7 \cdot 10^3 \text{ m}^3$, und das der Belarus $2.301,2 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ (s. Tabelle 1). Die Gesamtmengen an Waldrest- und Brennholz sowie Industrierestholz betragen im europäischen Teil Russlands $92.512 \cdot 10^3 \text{ m}^3$, in der Ukraine $14.466 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ und in Belarus $11.057 \cdot 10^3 \text{ m}^3$ (s. Tabelle 1).

Teil IV: FORSTLICHE HOLZPOTENZIALE IM EUROPÄISCHEN RUSSLAND, IN DER UKRAINE UND BELARUS (RUB)

Tabelle1: Technisches und realisiertes Potenzial für die energetische Nutzung (2007)

Region	Potenziale, 10 ³ m ³ /a							
	RDPeN 2007				TDPeN 2007			
	Waldrestholz	Brennholz	Industrierestholz	Summe	Waldrestholz	Brennholz	Industrierestholz	Summe
Archangelsk	1 139,2	3 020,1	1 706,8	5 866,1	2 043,3	4 473,8	2 719,4	9 236,5
Vologda	868,3	2 534,7	1 163,5	4 566,4	2 140,9	6 583,6	1 853,8	10 578,3
Karelien	610,0	1 403,9	655,3	2 669,2	883,1	1 754,7	1 044,1	3 681,8
Novgorod	367,1	1 148,9	643,6	2 159,5	800,3	2 563,9	1 025,4	4 389,6
Murmansk	15,9	35,1	56,2	107,2	81,0	91,7	89,5	262,3
Komi	710,0	1 328,3	1 133,4	3 171,6	2 430,7	4 075,5	1 805,8	8 312,0
Leningrad	812,7	3 166,7	1 000,5	4 979,9	1 125,0	3 964,9	1 594,1	6 684,0
Pskov	132,9	401,4	153,4	687,8	361,9	1 097,3	244,4	1 703,6
Nenezk	0,4	0,2	49,4	50,0	2,7	1,6	78,7	83,0
Kaliningrad	32,2	159,7	28,9	220,7	42,5	195,1	46,0	283,7
Belgorod	0,0	0,0	15,0	15,0	0,0	0,0	24,0	24,0
Brjansk	0,0	0,0	197,6	197,6	0,0	0,0	314,9	314,9
Wladimir	170,5	530,8	354,3	1 055,5	231,6	698,5	564,5	1 494,6
Woronesch	41,4	220,2	100,9	362,4	41,4	220,2	160,8	422,3
Ivanovskaj	84,6	364,6	53,2	502,3	158,9	542,4	84,7	786,0
Kaluga	53,6	123,0	51,4	228,0	213,0	590,8	81,9	885,7
Kostroma	465,1	1 351,7	743,1	2 559,9	948,9	2 586,6	1 183,9	4 719,3
Kursk	16,9	84,4	9,3	110,6	16,9	84,4	14,8	116,1
Lipetz	16,3	87,6	10,1	114,0	16,3	87,6	16,1	119,9
Moskau	131,7	673,9	120,8	926,4	281,4	1 059,8	192,5	1 533,7
Orlowsk	8,9	48,2	9,1	66,1	10,8	52,1	14,5	77,3
Rjasan	79,1	213,4	48,6	341,1	178,0	457,5	77,4	712,9
Smolensk	154,7	650,8	279,6	1 085,1	368,5	1 252,8	445,5	2 066,7
Tambow	0,0	0,0	41,7	41,7	0,0	0,0	66,4	66,4
Twer	0,0	0,0	236,8	236,8	0,0	0,0	377,2	377,2
Tula	13,6	74,2	19,0	106,8	13,6	74,2	30,3	118,0
Jaroslavl	89,0	293,1	48,0	430,2	335,9	961,6	76,5	1 374,1
Baschkortostan	380,8	1 662,4	383,4	2 426,6	1 330,6	4 590,2	610,9	6 531,8
Mari-El	111,4	454,3	245,4	811,1	131,2	511,1	391,1	1 033,4
Mordowien	0,0	0,0	25,7	25,7	0,0	0,0	41,0	41,0
Tatarstan	88,8	386,1	357,8	832,7	217,6	814,0	570,1	1 601,6
Udmurtien	187,1	749,8	227,1	1 164,0	300,2	1 031,2	361,9	1 693,3
Tschuwasschijen	47,6	202,3	95,5	345,4	72,7	288,6	152,2	513,5
Kirow	763,9	2 732,2	928,4	4 424,5	1 435,4	4 633,2	1 479,2	7 547,8
Nischni Nowgorod	219,0	483,0	264,3	966,4	661,8	1 663,2	421,2	2 746,1
Orenburg	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pensa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Perm	707,8	2 156,5	606,1	3 470,4	1 755,4	4 828,9	965,7	7 550,0
Samara	4,7	6,8	26,3	37,8	44,6	150,8	41,9	237,3
Saratow	0,0	0,0	43,0	43,0	0,0	0,0	68,5	68,5
Uljanowsk	134,1	445,2	185,0	764,3	194,6	625,1	294,8	1 114,5
Adygeja	23,8	98,1	18,4	140,3	38,6	120,3	29,3	188,2
Dagestan	5,9	24,4	0,0	30,3	5,9	24,4	0,0	30,3
Inguschetijen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kabardino-Balkarien	2,6	14,0	0,0	16,6	2,6	14,0	0,0	16,6
Kalmückien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Karatschaier und Tscherkessen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nordossetien	1,6	7,6	7,4	16,5	1,6	7,6	11,7	20,8
Tschetschenische Republik Itschkeria	24,9	112,6	0,0	137,5	30,1	119,0	0,0	149,1
Krasnodar	41,7	183,4	128,5	353,5	168,9	355,5	204,8	729,2
Stawropol	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Astrachan	2,7	11,3	0,0	13,9	2,7	11,3	0,0	13,9
Wolgograd	8,3	42,5	100,6	151,4	8,3	42,5	160,3	211,1
Rostow	8,3	40,3	0,8	49,5	8,3	40,3	1,3	49,9
Russland (europ. Teil)	8 779,0	27 727,0	12 573,4	49 079,4	19 137,6	53 341,6	20 032,7	92 512,0
Brestskai	178,5	729,2	254,4	1 162,1	178,1	848,2	293,8	1 320,0
Vitebskai	307,2	1 327,9	135,9	1 771,0	340,9	1 576,4	291,6	2 208,9
Gomelskai	316,1	1 188,9	209,7	1 714,7	329,1	1 489,2	459,8	2 278,1
Grodnenskai	132,7	558,0	160,9	851,5	118,8	615,6	294,1	1 028,5
Minskai	375,9	1 457,6	286,9	2 120,4	341,8	1 597,6	501,5	2 440,9
Mogilevskai	230,1	885,9	173,6	1 289,6	239,4	1 080,5	460,4	1 780,2
Republik Belarus	1 540,6	6 147,5	1 221,3	8 909,4	1 548,0	7 207,5	2 301,2	11 056,7
Autonomous Republic of Crimea	6,6	36,3	7,1	49,9	6,8	37,5	12,9	57,3
Cherkasy	62,3	342,7	48,2	453,1	64,5	354,8	87,6	506,9
Chernihiv	146,7	807,2	140,5	1 094,3	151,9	835,9	255,4	1 243,2
Chernivtsi	93,0	512,0	73,4	678,4	96,3	530,2	133,4	760,0
Dnipropetrovsk	4,8	26,6	50,9	82,3	5,0	27,5	92,6	125,1
Donetsk	6,3	34,8	65,4	106,5	6,5	36,0	118,9	161,5
Ivano-Frankivsk	96,0	528,5	119,7	744,2	99,4	547,3	217,6	864,3
Kharkiv	52,5	289,0	28,6	370,2	54,4	299,3	52,1	405,7
Kherson	37,4	205,8	0,0	243,2	38,7	213,1	0,0	251,9
Khmelnjtsk	67,2	369,9	35,0	472,1	69,6	383,1	63,7	516,3
Kirovohrad	21,5	118,6	11,5	151,6	22,3	122,8	20,9	166,0
Kyiv	138,6	762,8	98,9	1 000,4	143,5	789,9	179,9	1 113,4
Luhansk	18,4	101,3	12,7	132,4	19,1	104,9	23,1	147,1
Lviv	125,7	692,1	110,8	928,6	130,2	716,6	201,5	1 048,3
Mykolajiv	4,6	25,2	5,2	34,9	4,7	26,1	9,4	40,2
Odesa	12,6	69,3	83,1	165,0	13,0	71,7	151,1	235,8
Poltava	33,6	185,1	25,8	244,6	34,8	191,7	46,8	273,4
Rivne	135,6	746,1	70,8	952,4	140,4	772,6	128,7	1 041,6
Sumy	98,8	543,5	58,9	701,2	102,3	562,9	107,1	772,2
Ternopil	29,2	160,5	18,7	208,3	30,2	166,2	33,9	230,3
Vinnjtsya	73,0	401,7	41,2	515,9	75,6	416,0	74,9	566,5
Volyn	103,4	568,9	162,5	834,7	107,0	589,1	295,4	991,5
Zakarpattya	112,9	621,2	164,0	898,0	116,9	643,2	298,1	1 058,2
Zaporizhzhya	2,2	11,9	27,2	41,3	2,2	12,3	49,4	64,0
Zhytomyr	222,9	1 226,8	178,4	1 628,0	230,8	1 270,4	324,3	1 825,5
Ukraine	1 705,7	9 387,7	1 638,3	12 731,7	1 766,3	9 721,3	2 978,7	14 466,3

3 Kostenanalyse

Die Kostenanalyse, einschließlich der zugrunde liegenden Methode für Russland, wurde im Zwischenbericht „Bereitstellungskosten für Holz zur energetischen Nutzung“ im Dezember 2010 vorgestellt (Zwischenbericht 2010).

Für Belarus wurden die Angaben aus den anderen Projekten (Energiya biomassy 2010) benutzt.

Für die Kostenanalyse in der Ukraine wurden die wichtigsten Wirtschaftskennziffern (BIP, Durchschnittslohn im Forstsektor, durchschnittliche Materialkosten) analysiert und mit den Angaben für Belarus verglichen. Danach wurden die Bereitstellungskosten für Holz berechnet.

Tabelle 2: Bereitstellungskosten für Energieholz

Fraktionen	Gesamtkosten, €/fm	u.a.				
		Materialkosten	Lohnkosten	Sozial- und Gesundheitsabgaben	Amortisation	sonstige Kosten
Belarus						
Waldrestholz	9,87	6,51	1,82	0,65	0,40	0,48
Brennholz	12,63	8,33	2,32	0,83	0,52	0,62
Industrierestholz	7,40	4,88	1,36	0,49	0,30	0,36
Ukraine						
Waldrestholz	12,19	7,44	2,56	1,04	0,59	0,57
Brennholz	15,02	9,16	3,15	1,28	0,72	0,71
Industrierestholz	8,49	5,18	1,78	0,72	0,41	0,40
Russische Föderation						
Waldrestholz	11,80	6,03	2,32	0,53	0,71	2,21
Brennholz	16,10	8,23	3,17	0,72	0,97	3,01
Industrierestholz*	8,70	4,45	1,71	0,39	0,52	1,63

* ohne Hackschnitzel für Zellstoffindustrie Quelle: eigene Berechnungen

4 Szenarien

Eines der Nebenziele des Projektes war die Ermittlung der Veränderungen der Potenziale der Dendromasse für die energetische Nutzung in den Jahren 2020 - 2030 sowie eine Prognose zu Veränderungen der Kosten bei der Hackschnitzelproduktion aus verschiedenen Fraktionen der Dendromasse.

4.1 Szenario der Veränderung der Potenziale der Dendromasse für die energetische Nutzung

In diesem Szenario werden die Grundkennziffern über die zukünftige Entwicklung der Volkswirtschaft berücksichtigt. Diese Grundkennziffern sollten mit den Werten für die Forst- und Holzwirtschaft korrelieren. Die Untersuchungen zeigen eher, dass die Werte für die Forst- und Holzwirtschaft mit denen der gesamten Volkswirtschaft aber nur schwach korrelieren.

Andere wichtige, bei den Untersuchungen genutzte Quellen waren verschiedene staatliche Programme, die aber auch keine genauen Prognosen für längere Zeit möglich machten.

Die Berechnungen wurden sowohl für das realisierbare Potenzial der Dendromasse für die energetische Nutzung in den Jahren 2020-2030 als auch für das technische Potenzial der Dendromasse für die energetische Nutzung angestellt. Dabei wurden verschiedene Ansätze und Quellen genutzt.

Die Größe der Potenziale wurde nach der Formel (Gl.11) berechnet:

$$RbDPeN_b = RDPeN_{2007} * a_{r,l} * t_p \quad (11)$$

$RbDPeN_b$ – realisierbare Potenziale der Dendromasse für die energetische Nutzung, [m³/a];

$b = 1 \dots B$ – Jahre;

$RDPeN_{2007}$ – realisierte Potenziale der Dendromasse für die energetische Nutzung im Jahr 2007, [m³/a];

$a_{r,l}$ – das jährlich mögliche Wachstum der Potenziale der Dendromasse für die energetische Nutzung [%/a];

$r = 1 \dots R$ – das Wachstum in der Forstindustrie, [%/a];

$l = 1 \dots L$ – das Wachstum in der Holzindustrie [%/a];

Teil IV: FORSTLICHE HOLZPOTENZIALE IM EUROPÄISCHEN RUSSLAND, IN DER UKRAINE UND BELARUS (RUB)

t_p – der Zeitraum bis 2020 und 2030 (Basisjahr ist das Jahr 2007), [Jahren];
 $p = 1 \dots P$ – Zeitraum bis 2020 Jahr und bis 2030 Jahr.

Auf gleiche Weise wurde auch das technische Potenzial der Dendromasse für die energetische Nutzung ermittelt (Gl.12):

$$TDPeN_b = TDPeN_{2007} * a_{r,l} * t_p \quad (12)$$

$TDPeN_b$ – technisches Potenzial der Dendromasse für die energetische Nutzung;
 $b = 1 \dots B$ – Jahre;

$TDPeN_{2007}$ – technisches Potenzial der Dendromasse für die energetische Nutzung im Jahr 2007, [m^3/a];

$a_{r,l}$ – jährliches mögliches Wachstum der Potenziale, [%/a];

$r' = 1 \dots R'$ – mögliches Wachstum des Hiebssatzes, [%/a];

$l' = 1 \dots L'$ – Wachstum der Produktion in der Holzindustrie [%/a];

t_p – Zeitraum bis 2020 -2030 (Basisjahr ist das Jahr 2007);

$p = 1 \dots P$ – Zeitraum bis 2020 Jahr und bis 2030 Jahr.

Es war schwierig, alle vorhandenen Angaben zu berücksichtigen, weshalb das Entwicklungsszenario bis 2020 anhand folgender drei Quellen erstellt wurde:

- Trendanalyse des Wachstums in der Forst- und Holzwirtschaft in den letzten 10 Jahren (Ezhegodnok 2009)
- Staatliches Programm der Entwicklung der Forstwirtschaft. (Ukaz 2007; Postanovlenie 2011; Postanovlenie 2010)
- Analyse weiterer Materialien (Bagingkiy 2004; Bagingkiy 2010, Bagingkiy 2005; Cluster analyses 2010)

Für das vorliegende Szenario (2030) wurden andere Quellen benutzt (Modelling and Projections of wood products demand, supply and trade in Europe) (Jonsson 2010).

Diesen verschiedenen Programmen zufolge kann erwartet werden, dass die Produktionskapazitäten in der Holz verarbeitenden Industrie in der Zeit bis 2020 nur auf 5-10% (0,5-1% pro Jahr) wachsen werden, und zwar durch neu zu schaffende Kapazitäten, und bis zum Jahr 2030 die Steigerung bei 0,2- 0,4 pro Jahr liegen kann. Die Werte der Potenziale für die Jahre 2020-2030 sind in den Tabellen 3 und 4 zusammengefasst.

4.2 Zwischenfazit

Russland besitzt die mit Abstand größten Dendromassepotenziale. Die realisierten und technischen Dendromasspotenziale der drei Länder für die energetische Nutzung für das Jahr 2007 sind in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Technische und realisierte Dendromassepotenziale in den drei untersuchten Ländern (2007)

Land	Realisiertes Potenzial im Jahr 2007, Mio.m ³	Technisches Potenzial im Jahr 2007, Mio.m ³	Unterschied technisches Potenzial zu realisiertem Potenzial (=100%)
Russische Föderation (europ. Teil)	49,1	92,5	188,4
Belarus	8,9	11,1	124,7
Ukraine	12,7	14,5	114,1

Die Hauptpotenziale in den untersuchten Ländern entfallen auf Brennholz (RDPeN_2007²⁷) mit 61,8 %. Weniger bedeutend sind Industrierestholz mit 21,8 % und Waldrestholz mit lediglich 17%.

Die Potenziale werden bis zum Jahr 2030 steigen. In Russland wird eine Steigerung von 139,5 % im Szenario A bis 173,1 % in Szenario B prognostiziert (auf 19,4 Mio.m³ (Sz_A) bzw. 35,9 Mio.m³ (Sz_B)). In Belarus wird von einer Steigerung von 146,9 % unter Szenario A bis zu 203,7 % unter Szenario B ausgegangen (auf 4,2 Mio.m³ (Sz_A) bzw. 9,2 Mio.m³ (Sz_B)). In der Ukraine wird ebenfalls eine Steigerung erwartet, jedoch von lediglich 127,4 % unter Szenario A bis 150,7 % unter Szenario B (auf 19,4 Mio.m³ (Sz_A) bzw. 35,9 Mio.m³ (Sz_B)). (Tabelle 4,5)

Im Durchschnitt wird das Dendromasse-Potenzial in den drei Untersuchungsländern zwischen 1,7 % und 4,5 % pro Jahr steigen.

²⁷ RDPeN_2007 - Realisierte Dendromasse-Potenziale für energetische Nutzung in Jahr 2007.

Teil IV: FORSTLICHE HOLZPOTENZIALE IM EUROPÄISCHEN RUSSLAND, IN DER UKRAINE UND BELARUS (RUB)

Tabelle4: Technisches und realisierbares Dendromasse-Potenzial für energetische Nutzung im Jahre 2020.

Blatt 1

Region	Potenziale, 10 ³ m ³ /a															
	RbDPeN_2020								TDPeN_2020							
	Szenario A				Szenario B				Szenario A				Szenario B			
	Waldrestholz	Brennholz	Industrierestholz	Summe	Waldrestholz	Brennholz	Industrierestholz	Summe	Waldrestholz	Brennholz	Industrierestholz	Summe	Waldrestholz	Brennholz	Industrierestholz	Summe
Archangelsk	1 424,0	3 775,1	2 253,0	7 452,1	1 708,8	4 530,1	2 594,3	8 833,3	1 948,4	5 417,3	2 860,8	10 226,4	2 018,8	6 224,2	2 931,5	11 174,4
Vologda	1 085,3	3 168,3	1 535,8	5 789,5	1 302,4	3 802,0	1 768,6	6 872,9	2 359,8	9 780,9	1 950,2	14 090,9	2 433,9	10 686,4	1 998,4	15 118,7
Karelien	762,5	1 754,9	865,0	3 382,4	915,0	2 105,9	996,0	4 016,9	874,7	2 361,9	1 098,4	4 335,0	956,0	3 298,5	1 125,5	5 380,1
Novgorod	458,9	1 436,1	849,5	2 744,4	550,6	1 723,3	978,2	3 252,2	881,0	3 676,8	1 078,7	5 636,5	947,6	4 431,1	1 105,3	6 484,0
Murmansk	19,9	43,9	74,2	138,0	23,8	52,7	85,4	162,0	86,1	167,8	94,2	348,2	129,5	550,9	96,5	776,9
Komi	887,4	1 660,3	1 496,1	4 043,9	1 064,9	1 992,4	1 722,8	4 780,1	2 718,7	7 736,4	1 899,7	12 354,7	2 891,6	9 699,8	1 946,6	14 538,0
Leningrad	1 015,8	3 958,4	1 320,7	6 294,9	1 219,0	4 750,1	1 520,8	7 489,8	865,8	3 124,3	1 677,0	5 667,1	977,1	4 400,8	1 718,4	7 096,4
Pskow	166,1	501,8	202,5	870,4	199,4	602,1	233,2	1 034,7	388,9	1 526,6	257,2	2 172,7	453,7	2 233,4	263,5	2 950,5
Nenezk	0,5	0,3	65,2	66,0	0,5	0,3	75,0	76,0	3,1	6,4	82,7	92,3	4,8	24,3	84,8	114,0
Kaliningrad	40,2	199,6	38,1	277,9	48,3	239,5	43,9	331,7	19,2	88,3	48,4	155,9	33,4	237,9	49,6	320,9
Belgorod	0,0	0,0	19,9	19,9	0,0	0,0	22,9	22,9	0,0	0,0	25,2	25,2	10,9	126,4	25,8	163,2
Brjansk	0,0	0,0	260,9	260,9	0,0	0,0	300,4	300,4	0,0	0,0	331,3	331,3	50,8	580,4	339,5	970,7
Wladimir	213,1	663,4	467,7	1 344,2	255,7	796,1	538,5	1 590,4	227,5	1 006,3	593,8	1 827,7	233,0	1 069,4	608,5	1 910,9
Woronesch	51,7	275,2	133,2	460,1	62,0	330,2	153,4	545,7	0,0	0,0	169,2	169,2	24,2	257,2	173,4	454,7
Ivanovskaj	105,7	455,7	70,2	631,6	126,8	546,9	80,8	754,5	144,1	666,8	89,1	899,9	158,5	830,2	91,3	1 080,0
Kaluga	67,0	153,7	67,8	288,6	80,5	184,5	78,1	343,0	286,9	1 433,7	86,1	1 806,7	263,3	1 164,7	88,2	1 516,3
Kostroma	581,4	1 689,6	980,9	3 251,8	697,7	2 027,5	1 129,5	3 854,7	1 143,6	5 456,6	1 245,5	7 845,7	1 065,1	4 522,2	1 276,3	6 863,6
Kursk	21,2	105,5	12,2	138,9	25,4	126,6	14,1	166,1	0,0	0,0	15,5	15,5	13,4	133,7	15,9	163,1
Lipetz	20,4	109,4	13,3	143,2	24,5	131,3	15,4	171,1	0,0	0,0	16,9	16,9	12,8	137,1	17,4	167,2
Moskau	164,6	842,4	159,5	1 166,5	197,5	1 010,9	183,6	1 392,0	232,0	1 113,5	202,5	1 548,0	274,5	1 626,9	207,5	2 109,0
Orlowsk	11,1	60,2	12,0	83,3	13,3	72,2	13,9	99,4	2,5	11,0	15,3	28,8	10,9	101,7	15,7	128,3
Rjasan	98,9	266,7	64,2	429,8	118,7	320,1	73,9	512,7	211,5	970,0	81,5	1 263,0	208,1	929,9	83,5	1 221,5
Smolensk	193,4	813,5	369,1	1 376,0	232,1	976,2	425,0	1 633,3	383,9	1 907,1	468,6	2 759,6	353,4	1 553,3	480,2	2 386,9
Tambow	0,0	0,0	55,0	55,0	0,0	0,0	63,4	63,4	0,0	0,0	69,9	69,9	23,4	245,7	71,6	340,7
Twer	0,0	0,0	312,5	312,5	0,0	0,0	359,9	359,9	0,0	0,0	396,8	396,8	129,4	1 493,5	406,6	2 029,5
Tula	17,0	92,7	25,1	134,8	20,5	111,2	28,9	160,6	0,0	0,0	31,8	31,8	18,3	198,7	32,6	249,6
Jaroslavl	111,3	366,4	63,4	541,1	133,5	439,7	73,0	646,2	415,1	2 019,3	80,5	2 514,9	364,3	1 439,5	82,5	1 886,3
Baschkortostan	476,0	2 078,0	506,1	3 060,1	571,2	2 493,7	582,8	3 647,6	1 414,5	6 823,9	642,7	8 881,1	1 334,1	5 949,3	658,5	7 941,9
Mari-El	139,3	567,8	324,0	1 031,1	167,2	681,4	373,1	1 221,6	113,8	567,8	411,4	1 093,0	153,5	1 027,2	421,6	1 602,3
Mordowien	0,0	0,0	34,0	34,0	0,0	0,0	39,1	39,1	0,0	0,0	43,2	43,2	40,9	458,8	44,2	543,9
Tatarstan	111,0	482,6	472,3	1 065,9	133,2	579,2	543,8	1 256,2	219,2	1 104,6	599,7	1 923,4	251,8	1 441,2	614,5	2 307,5
Udmurtien	233,9	937,3	299,8	1 471,0	280,7	1 124,7	345,2	1 750,6	289,3	1 374,4	380,7	2 044,4	320,1	1 735,4	390,1	2 445,5
Tschuwaschijen	59,5	252,8	126,1	438,5	71,4	303,4	145,2	520,0	60,4	302,4	160,2	523,0	83,9	551,4	164,1	799,5
Kirow	954,8	3 415,2	1 225,5	5 595,6	1 145,8	4 098,3	1 411,2	6 655,3	1 515,8	7 234,1	1 556,1	10 306,0	1 450,2	6 465,0	1 594,6	9 509,7
Nischni Nowgorod	273,8	603,7	348,9	1 226,5	328,6	724,5	401,8	1 454,8	871,4	4 064,3	443,1	5 378,7	850,4	3 824,1	454,0	5 128,6
Orenburg	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	27,8	269,5	0,0	297,3
Pensa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,3	98,0	0,0	108,3	62,6	594,4	0,0	657,0
Perm	884,7	2 695,6	800,1	4 380,4	1 061,7	3 234,7	921,3	5 217,7	1 979,2	8 716,2	1 015,9	11 711,3	1 906,6	7 907,6	1 041,0	10 855,2
Samara	5,9	8,5	34,7	49,1	7,1	10,2	39,9	57,2	61,2	302,1	44,0	407,4	87,2	539,0	45,1	671,3
Saratow	0,0	0,0	56,7	56,7	0,0	0,0	65,3	65,3	0,0	0,0	72,1	72,1	22,5	231,6	73,8	327,9
Uljanowsk	167,6	556,5	244,2	968,3	201,2	667,7	281,2	1 150,1	186,6	811,1	310,1	1 307,9	214,9	1 084,7	317,7	1 617,3
Adygeja	29,8	122,6	24,3	176,6	35,7	147,1	28,0	210,8	20,4	68,7	30,8	119,9	33,0	172,3	31,6	236,9
Dagestan	7,3	30,5	0,0	37,8	8,8	36,6	0,0	45,4	0,0	0,0	0,0	0,0	23,7	196,9	0,0	220,6
Inguschetijen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	29,6	0,0	32,6
Kabardino-Balkarinen	3,2	17,5	0,0	20,7	3,9	21,0	0,0	24,9	1,8	19,0	0,0	20,7	5,5	59,7	0,0	65,3
Kalmückien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	7,4	0,0	8,3

Teil IV: FORSTLICHE HOLZPOTENZIALE IM EUROPÄISCHEN RUSSLAND, IN DER UKRAINE UND BELARUS (RUB)

Blatt 2

Region	Potenziale, 10 ³ m ³ /a															
	RbDPeN 2020								TDPeN 2020							
	Szenario A				Szenario B				Szenario A				Szenario B			
	Waldrestholz	Brennholz	Industrierestholz	Summe	Waldrestholz	Brennholz	Industrierestholz	Summe	Waldrestholz	Brennholz	Industrierestholz	Summe	Waldrestholz	Brennholz	Industrierestholz	Summe
Karatschaier und Tscherkessen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,5	174,9	0,0	189,4
Nordossetien	1,9	9,4	9,7	21,1	2,3	11,3	11,2	24,9	0,0	0,0	12,3	12,3	7,2	70,0	12,7	89,8
Tschetschenische Republik Itschkeria	31,1	140,8	0,0	171,8	37,3	168,9	0,0	206,2	6,8	20,8	0,0	27,6	18,6	128,1	0,0	146,7
Krasnodar	52,1	229,2	169,6	450,9	62,5	275,0	195,3	532,9	177,3	626,5	215,4	1 019,1	191,1	800,0	220,7	1 211,8
Stawropol	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	47,6	0,0	52,5
Astrachan	3,4	14,1	0,0	17,4	4,0	16,9	0,0	20,9	0,0	0,0	0,0	0,0	5,1	42,8	0,0	48,0
Wolgograd	10,4	53,1	132,8	196,3	12,4	63,8	152,9	229,1	0,0	0,0	168,6	168,6	15,3	157,3	172,8	345,5
Rostow	10,4	50,4	1,1	61,9	12,5	60,5	1,2	74,2	0,0	0,0	1,3	1,3	9,0	86,7	1,4	97,1
Russland (europ. Teil)	10 973,8	34 658,8	16 596,9	62 229,4	13 168,5	41 590,6	19 111,5	73 870,6	20 120,9	80 604,5	21 074,4	121 799,8	21 199,1	92 250,5	21 595,3	135 044,8
Brestskai	245,8	1 004,1	294,1	1 544,0	315,5	1 288,5	320,5	1 924,5	236,5	874,7	305,2	1 416,4	281,0	1 104,1	312,8	1 697,9
Vitebskai	423,0	1 828,5	157,1	2 408,6	542,8	2 346,4	171,2	3 060,5	564,9	1 979,2	303,0	2 847,1	681,3	2 580,4	310,6	3 572,3
Gomelskai	435,3	1 637,1	242,4	2 314,8	558,6	2 100,8	264,2	2 923,6	510,3	1 775,8	477,8	2 763,9	613,6	2 308,9	489,7	3 412,2
Grodnenskai	182,7	768,4	186,0	1 137,0	234,5	986,0	202,7	1 423,1	149,8	604,4	305,5	1 059,7	174,2	730,6	313,2	1 218,0
Minskai	517,7	2 007,1	331,6	2 856,4	664,3	2 575,6	361,5	3 601,3	485,6	1 842,2	521,1	2 848,9	548,8	2 168,6	534,1	3 251,6
Mogilevskai	316,9	1 219,9	200,6	1 737,4	406,6	1 565,4	218,7	2 190,7	350,0	1 232,0	478,4	2 060,4	416,9	1 577,4	490,3	2 484,7
Republik Belarus	2 121,4	8 465,1	1 411,8	11 998,3	2 722,2	10 862,6	1 538,8	15 123,7	2 297,1	8 308,2	2 391,0	12 996,3	2 715,8	10 470,1	2 450,8	15 636,7
Autonomous Republic of Crimea	7,8	42,8	7,1	57,7	8,9	48,8	7,7	65,3	8,4	41,7	13,6	63,8	8,9	43,8	13,9	66,6
Cherkasy	73,6	405,0	48,2	526,8	83,8	460,9	52,0	596,6	79,7	394,4	92,2	566,3	83,7	414,3	94,5	592,4
Chernihiv	173,4	954,1	140,5	1 268,0	197,3	1 085,8	151,4	1 434,5	187,7	929,1	268,7	1 385,5	197,2	975,9	275,3	1 448,4
Chernivtsi	110,0	605,2	73,4	788,5	125,1	688,7	79,1	893,0	119,1	589,3	140,3	848,8	125,1	619,0	143,8	887,9
Dnipropetrovsk	5,7	31,4	50,9	88,1	6,5	35,8	54,9	97,2	6,2	30,6	97,4	134,2	6,5	32,1	99,8	138,5
Donetsk	7,5	41,1	65,4	114,0	8,5	46,8	70,5	125,8	8,1	40,1	125,1	173,3	8,5	42,1	128,2	178,8
Ivano-Frankivsk	113,5	624,7	119,7	857,8	129,2	710,9	129,0	969,1	122,9	608,3	228,9	960,1	129,1	638,9	234,6	1 002,6
Kharkiv	62,1	341,6	28,6	432,3	70,6	388,8	30,9	490,3	67,2	332,7	54,8	454,6	70,6	349,4	56,1	476,1
Kherson	44,2	243,3	0,0	287,5	50,3	276,9	0,0	327,2	47,9	236,9	0,0	284,8	50,3	248,8	0,0	299,1
Khmelnysk	79,4	437,2	35,0	551,7	90,4	497,6	37,8	625,7	86,0	425,8	67,0	578,8	90,4	447,2	68,6	606,2
Kirovohrad	25,5	140,2	11,5	177,1	29,0	159,5	12,4	200,9	27,6	136,5	22,0	186,0	29,0	143,4	22,5	194,8
Kyiv	163,8	901,7	98,9	1 164,4	186,4	1 026,1	106,7	1 319,2	177,4	878,0	189,2	1 244,7	186,3	922,2	193,9	1 302,5
Luhansk	21,8	119,7	12,7	154,2	24,8	136,3	13,7	174,7	23,6	116,6	24,3	164,5	24,7	122,5	24,9	172,1
Lviv	148,6	818,0	110,8	1 077,4	169,1	930,9	119,4	1 219,5	160,9	796,6	211,9	1 169,5	169,0	836,7	217,2	1 222,9
Mykolajiv	5,4	29,8	5,2	40,3	6,2	33,9	5,6	45,6	5,9	29,0	9,9	44,7	6,2	30,5	10,1	46,7
Odesa	14,9	81,9	83,1	179,9	16,9	93,2	89,6	199,7	16,1	79,7	158,9	254,8	16,9	83,8	162,9	263,5
Poltava	39,8	218,8	25,8	284,4	45,3	249,1	27,8	322,1	43,1	213,1	49,3	305,4	45,2	223,8	50,5	319,6
Rivne	160,2	881,9	70,8	1 112,9	182,4	1 003,6	76,3	1 262,3	173,5	858,8	135,3	1 167,6	182,2	902,0	138,7	1 223,0
Sumy	116,7	642,5	58,9	818,1	132,8	731,2	63,5	927,5	126,4	625,6	112,6	864,7	132,8	657,1	115,4	905,3
Ternopil	34,5	189,7	18,7	242,8	39,2	215,8	20,1	275,2	37,3	184,7	35,7	257,7	39,2	194,0	36,6	269,7
Vinnysya	86,3	474,8	41,2	602,3	98,2	540,4	44,4	683,0	93,4	462,4	78,8	634,6	98,1	485,7	80,8	664,6
Volyn	122,2	672,4	162,5	957,1	139,0	765,3	175,1	1 079,4	132,3	654,8	310,7	1 097,9	139,0	687,8	318,4	1 145,2
Zakarpattya	133,4	734,2	164,0	1 031,6	151,8	835,6	176,7	1 164,1	144,5	715,0	313,6	1 173,0	151,7	751,0	321,4	1 224,1
Zaporizhzhya	2,6	14,1	27,2	43,8	2,9	16,0	29,3	48,2	2,8	13,7	52,0	68,5	2,9	14,4	53,3	70,6
Zhytomyr	263,5	1 450,0	178,4	1 891,9	299,8	1 650,2	192,3	2 142,3	285,3	1 412,0	341,2	2 038,5	299,7	1 483,1	349,6	2 132,4
Ukraine	2 016,2	11 096,2	1 638,3	14 750,7	2 294,5	12 627,9	1 766,1	16 688,5	2 183,2	10 805,5	3 133,6	16 122,3	2 293,1	11 349,5	3 211,1	16 853,7

Tabelle 5: Technisches und realisierbares Dendromasse-Potenzial für energetische Nutzung im Jahre 2030

Region	Potenziale, 10 ⁹ m ³ /a															
	RbDPeN_2030								TDPeN_2030							
	Szenario A				Szenario B				Szenario A				Szenario B			
	Waldrestholz	Brennholz	Industrierestholz	Summe	Waldrestholz	Brennholz	Industrierestholz	Summe	Waldrestholz	Brennholz	Industrierestholz	Summe	Waldrestholz	Brennholz	Industrierestholz	Summe
Archangelsk	1 566,4	4 152,6	2 478,3	8 197,3	1 965,2	5 209,7	2 983,5	10 158,3	1 948,4	5 417,3	2 918,0	10 283,6	2 018,8	6 224,2	3 048,7	11 291,7
Vologda	1 193,9	3 485,2	1 689,4	6 368,4	1 497,7	4 372,3	2 033,8	7 903,9	2 359,8	9 780,9	1 989,2	14 129,9	2 433,9	10 686,4	2 078,3	15 198,6
Karelien	838,8	1 930,4	951,5	3 720,6	1 052,3	2 421,7	1 145,5	4 619,5	874,7	2 361,9	1 120,3	4 357,0	956,0	3 298,5	1 170,5	5 425,1
Novgorod	504,8	1 579,7	934,5	3 018,9	633,2	1 981,8	1 124,9	3 740,0	881,0	3 676,8	1 100,3	5 658,0	947,6	4 431,1	1 149,6	6 528,2
Murmansk	21,9	48,3	81,6	151,8	27,4	60,6	98,2	186,3	86,1	167,8	96,1	350,0	129,5	550,9	100,4	780,8
Komi	976,2	1 826,4	1 645,7	4 448,3	1 224,7	2 291,3	1 981,2	5 497,1	2 718,7	7 736,4	1 937,7	12 392,7	2 891,6	9 699,8	2 024,5	14 615,9
Leningrad	1 117,4	4 354,2	1 452,8	6 924,4	1 401,8	5 462,6	1 748,9	8 613,3	865,8	3 124,3	1 710,5	5 700,6	977,1	4 400,8	1 787,2	7 165,1
Pskow	182,7	552,0	222,8	957,5	229,3	692,5	268,2	1 189,9	388,9	1 526,6	262,3	2 177,8	453,7	2 233,4	274,1	2 961,1
Nenezk	0,6	0,3	71,7	72,6	0,7	0,4	86,3	87,4	3,1	6,4	84,4	93,9	4,8	24,3	88,2	117,4
Kaliningrad	44,3	219,5	41,9	305,7	55,5	275,4	50,5	381,4	19,2	88,3	49,3	156,8	33,4	237,9	51,6	322,9
Belgorod	0,0	0,0	21,8	21,8	0,0	0,0	26,3	26,3	0,0	0,0	25,7	25,7	10,9	126,4	26,9	164,2
Brjansk	0,0	0,0	287,0	287,0	0,0	0,0	345,5	345,5	0,0	0,0	337,9	337,9	50,8	580,4	353,0	984,3
Wladimir	234,4	729,8	514,4	1 478,6	294,1	915,6	619,3	1 829,0	227,5	1 006,3	605,7	1 839,6	233,0	1 069,4	632,9	1 935,2
Woronesch	56,9	302,7	146,6	506,1	71,3	379,8	176,4	627,5	0,0	0,0	172,6	172,6	24,2	257,2	180,3	461,7
Iwanowskaj	116,3	501,3	77,2	694,8	145,9	628,9	92,9	867,7	144,1	666,8	90,9	901,7	158,5	830,2	95,0	1 063,6
Kaluga	73,8	169,1	74,6	317,4	92,5	212,1	89,8	394,5	286,9	1 433,7	87,8	1 808,4	263,3	1 164,7	91,8	1 519,8
Kostroma	639,5	1 858,5	1 078,9	3 577,0	802,3	2 331,6	1 298,9	4 432,9	1 143,6	5 456,6	1 270,4	7 870,6	1 065,1	4 522,2	1 327,3	6 914,6
Kursk	23,3	116,1	13,5	152,8	29,2	145,6	16,2	191,0	0,0	0,0	15,8	15,8	13,4	133,7	16,6	163,7
Lipetz	120,4	120,4	14,7	157,5	28,1	151,0	17,7	196,8	0,0	0,0	17,3	17,3	12,8	137,1	18,0	167,9
Moskau	181,1	926,6	175,4	1 283,1	227,2	1 162,5	211,2	1 600,8	232,0	1 113,5	206,5	1 552,0	274,5	1 626,9	215,8	2 117,3
Orlowsk	12,2	66,2	13,2	91,6	15,3	83,1	15,9	114,3	2,5	11,0	15,6	29,1	10,9	101,7	16,3	128,9
Rjasan	108,8	293,4	70,6	472,8	136,5	368,1	85,0	589,6	211,5	970,0	83,1	1 264,6	208,1	929,9	86,8	1 224,9
Smolensk	212,7	894,9	406,0	1 513,6	266,9	1 122,6	488,7	1 878,3	383,9	1 907,1	478,0	2 769,0	353,4	1 553,3	499,4	2 406,1
Tambow	0,0	0,0	60,5	60,5	0,0	0,0	72,9	72,9	0,0	0,0	71,3	71,3	23,4	245,7	74,5	343,6
Twer	0,0	0,0	343,8	343,8	0,0	0,0	413,8	413,8	0,0	0,0	404,8	404,8	129,4	1 493,5	422,9	2 045,8
Tula	18,8	102,0	27,6	148,3	23,5	127,9	33,2	184,6	0,0	0,0	32,5	32,5	18,3	198,7	33,9	250,9
Jaroslavl	122,4	403,0	69,8	595,2	153,6	505,6	84,0	743,1	415,1	2 019,3	82,1	2 516,5	364,3	1 439,5	85,8	1 889,6
Baschkortostan	523,6	2 285,8	556,7	3 366,2	656,9	2 867,7	670,2	4 194,8	1 414,5	6 823,9	655,5	8 893,9	1 334,1	5 949,3	684,9	7 968,3
Mari-El	153,2	624,6	356,4	1 134,2	192,2	783,6	429,0	1 404,9	113,8	567,8	419,6	1 101,2	153,5	1 027,2	438,4	1 619,2
Mordowien	0,0	0,0	37,4	37,4	0,0	0,0	45,0	45,0	0,0	0,0	44,0	44,0	40,9	458,8	46,0	545,7
Tatarstan	122,1	530,9	519,5	1 172,5	153,1	666,0	625,4	1 444,6	219,2	1 104,6	611,7	1 935,4	251,8	1 441,2	639,1	2 332,0
Udmurtien	257,3	1 031,0	329,8	1 618,0	322,8	1 293,4	397,0	2 013,2	289,3	1 374,4	388,3	2 052,0	320,1	1 735,4	405,7	2 461,1
Tschuwaschijen	65,4	278,1	138,7	482,3	82,1	348,9	167,0	598,0	60,4	302,4	163,4	526,2	83,9	551,4	170,7	806,1
Kirow	1 050,3	3 756,8	1 348,1	6 155,1	1 317,6	4 713,0	1 622,9	7 653,5	1 515,8	7 234,1	1 587,3	10 337,2	1 450,2	6 465,0	1 658,4	9 573,5
Nischni Nowgorod	301,2	664,1	383,8	1 349,1	377,8	833,1	462,1	1 673,1	871,4	4 064,3	451,9	5 387,6	850,4	3 824,1	472,2	5 146,8
Orenburg	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	27,8	269,5	0,0	297,3
Pensa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,3	98,0	0,0	108,3	62,6	594,4	0,0	657,0
Perm	973,2	2 965,1	880,1	4 818,4	1 220,9	3 719,9	1 059,5	6 000,3	1 979,2	8 716,2	1 036,2	11 731,6	1 906,6	7 907,6	1 082,7	10 896,8
Samara	6,5	9,3	38,2	54,0	8,1	11,7	45,9	65,8	61,2	302,1	44,9	408,2	87,2	539,0	46,9	673,1
Saratow	0,0	0,0	62,4	62,4	0,0	0,0	75,1	75,1	0,0	0,0	73,5	73,5	22,5	231,6	76,8	330,9
Uljanowsk	184,4	612,1	268,6	1 065,1	231,3	767,9	323,4	1 322,6	186,6	811,1	316,3	1 314,1	214,9	1 084,7	330,5	1 630,0
Adygeja	32,8	134,8	26,7	194,3	41,1	169,1	32,2	242,4	20,4	68,7	31,4	120,5	23,7	172,3	32,9	238,1
Dagestan	8,1	33,6	0,0	41,6	10,1	42,1	0,0	52,2	0,0	0,0	0,0	0,0	23,7	196,9	0,0	220,6
Inguschetijen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	29,6	0,0	32,6
Kabardino-Balkarijen	3,6	19,3	0,0	22,8	4,5	24,2	0,0	28,6	1,9	19,0	0,0	20,7	5,5	59,7	0,0	65,3
Kalmückien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	7,4	0,0	8,3

Teil IV: FORSTLICHE HOLZPOTENZIALE IM EUROPÄISCHEN RUSSLAND, IN DER UKRAINE UND BELARUS (RUB)

Blatt 2

Region	Potenziale, 10 ³ m ³ /a															
	RbDPeN_2030								TDPeN_2030							
	Szenario A				Szenario B				Szenario A				Szenario B			
	Waldrestholz	Brennholz	Industrierestholz	Summe	Waldrestholz	Brennholz	Industrierestholz	Summe	Waldrestholz	Brennholz	Industrierestholz	Summe	Waldrestholz	Brennholz	Industrierestholz	Summe
Karatschaier und Tscherkessen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14,5	174,9	0,0	189,4
Nordossetien	2,1	10,4	10,7	23,2	2,7	13,0	12,9	28,6	0,0	0,0	12,6	12,6	7,2	70,0	13,2	90,3
Tschetschenische Republik Itschkeria	34,2	154,8	0,0	189,0	42,9	194,2	0,0	237,1	6,8	20,8	0,0	27,6	18,6	128,1	0,0	146,7
Krasnodar	57,3	252,1	186,6	496,0	71,9	316,3	224,6	612,8	177,3	626,5	219,7	1 023,4	191,1	800,0	229,6	1 220,7
Stawropol	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0	47,6	0,0	52,5
Astrachan	3,7	15,5	0,0	19,2	4,7	19,4	0,0	24,1	0,0	0,0	0,0	0,0	5,1	42,8	0,0	48,0
Wolgograd	11,4	58,4	146,1	215,9	14,3	73,3	175,9	263,5	0,0	0,0	172,0	172,0	15,3	157,3	179,7	352,4
Rostow	11,5	55,4	1,2	68,1	14,4	69,5	1,4	85,3	0,0	0,0	1,4	1,4	9,0	86,7	1,4	97,1
Russland (europ. Teil)	12 071,1	38 124,7	18 256,5	68 452,3	15 143,8	47 829,1	21 978,3	84 951,2	20 120,9	80 604,5	21 495,9	122 221,3	21 199,1	92 250,5	22 459,1	135 908,7
Brestskai	270,4	1 104,5	323,5	1 698,4	378,6	1 546,2	384,6	2 309,4	285,0	1 053,9	311,3	1 650,2	338,5	1 330,3	325,4	1 994,2
Vitebskai	465,3	2 011,4	157,1	2 633,8	651,4	2 815,7	205,5	3 672,6	680,6	2 384,8	309,1	3 374,5	820,9	3 109,2	323,0	4 253,1
Gomelskai	478,8	1 800,8	242,4	2 522,0	670,3	2 520,9	317,0	3 508,3	614,9	2 139,7	487,3	3 241,9	739,3	2 782,1	509,3	4 030,7
Grodnenskai	201,0	845,2	186,0	1 232,1	281,4	1 183,2	243,2	1 707,8	180,5	728,2	311,7	1 220,3	209,9	880,3	325,7	1 416,0
Minskai	569,4	2 207,8	331,6	3 108,9	797,1	3 090,7	433,8	4 321,6	585,1	3 032,9	531,5	4 149,6	661,3	2 613,0	555,5	3 829,8
Mogilevskai	348,5	1 341,9	200,6	1 891,1	487,9	1 878,5	262,4	2 628,8	421,8	1 484,4	487,9	2 394,1	502,4	1 900,6	509,9	2 913,0
Republik Belarus	2 333,5	9 311,6	1 441,2	13 086,4	3 266,7	13 035,2	1 846,6	18 148,4	2 767,8	10 823,9	2 438,8	16 030,5	3 272,4	12 615,6	2 548,9	18 436,8
Autonomous Republic of Crimea	8,6	47,1	7,8	63,5	10,2	56,1	8,8	75,1	8,6	42,8	13,9	65,3	9,1	44,9	14,5	68,4
Cherkasy	81,0	445,5	53,0	579,5	96,3	530,1	59,7	686,1	81,7	404,2	94,0	579,9	85,7	424,1	98,2	608,0
Chernihiv	190,7	1 049,5	154,5	1 394,7	226,9	1 248,7	174,2	1 649,7	192,4	952,2	274,1	1 418,6	201,8	999,0	286,4	1 487,1
Chernivtsi	121,0	665,7	80,7	867,4	143,9	792,1	91,0	1 026,9	122,0	604,0	143,1	869,2	128,0	633,7	149,6	911,2
Dnipropetrovsk	6,3	34,6	56,0	96,9	7,5	41,1	63,1	111,7	6,3	31,4	99,4	137,1	6,6	32,9	103,8	143,4
Donetsk	8,2	45,3	72,0	125,4	9,8	53,8	81,1	144,7	8,3	41,1	127,6	177,0	8,7	43,1	133,3	185,1
Ivano-Frankivsk	124,8	687,1	131,6	943,6	148,5	817,5	148,4	1 114,4	126,0	623,4	233,5	982,8	132,1	654,0	243,9	1 030,1
Kharkiv	68,3	375,8	31,5	475,5	81,2	447,1	35,5	563,8	68,9	340,9	55,9	465,7	72,3	357,7	58,4	488,3
Kherson	48,6	267,6	0,0	316,2	57,9	318,4	0,0	376,3	49,1	242,8	0,0	291,9	51,5	254,7	0,0	306,2
Khmelnytsk	87,4	481,0	38,5	606,9	104,0	572,2	43,4	719,6	88,2	436,3	68,3	592,8	92,5	457,8	71,4	621,7
Kirovohrad	28,0	154,2	12,6	194,8	33,3	183,5	14,2	231,0	28,3	139,9	22,4	190,6	29,7	146,8	23,4	199,8
Kyiv	180,2	991,8	108,8	1 280,9	214,4	1 180,1	122,7	1 517,1	181,8	899,8	193,0	1 274,7	190,7	944,0	201,7	1 336,5
Luhansk	23,9	131,7	14,0	169,6	28,5	156,7	15,8	200,9	24,1	119,5	24,8	168,5	25,3	125,4	25,9	176,6
Lviv	163,5	899,8	121,9	1 185,2	194,5	1 070,6	137,4	1 402,4	164,9	816,3	216,2	1 197,5	173,0	856,5	225,9	1 255,4
Mykolajiv	6,0	32,7	5,7	44,4	7,1	39,0	6,4	52,4	6,0	29,7	10,1	45,8	6,3	31,2	10,5	48,0
Odesa	16,4	90,1	91,4	197,8	19,5	107,2	103,0	229,6	16,5	81,7	162,1	260,3	17,3	85,7	169,4	272,4
Poltava	43,7	240,7	28,3	312,8	52,0	286,4	31,9	370,4	44,1	218,4	50,3	312,8	46,3	229,1	52,5	327,9
Rivne	176,3	970,1	77,8	1 224,2	209,7	1 154,2	87,7	1 451,6	177,8	880,1	138,1	1 196,0	186,6	923,3	144,2	1 254,1
Sumy	128,4	706,7	64,8	899,9	152,8	840,8	73,0	1 066,6	129,5	641,2	114,9	885,6	135,9	672,7	120,0	928,6
Ternopil	37,9	208,6	20,5	267,1	45,1	248,2	23,1	316,4	38,2	189,3	36,4	263,9	40,1	198,6	38,0	276,7
Vinnnytsya	94,9	522,3	45,3	662,5	112,9	621,4	51,1	785,4	95,7	473,9	80,4	650,0	100,4	497,1	84,0	681,6
Volyn	134,4	739,7	178,7	1 052,8	159,9	880,1	201,4	1 241,4	135,6	671,1	317,0	1 123,6	142,3	704,0	331,2	1 177,5
Zakarpattya	146,7	807,6	180,4	1 134,7	174,6	960,9	203,3	1 338,8	148,0	732,7	319,9	1 200,7	155,3	768,7	334,2	1 258,3
Zaporizhzhya	2,8	15,5	29,9	48,2	3,3	18,4	33,7	55,5	2,8	14,0	53,1	69,9	3,0	14,7	55,4	73,1
Zhytomyr	289,8	1 595,0	196,2	2 081,1	344,8	1 897,7	221,1	2 463,7	292,4	1 447,1	348,0	2 087,5	306,7	1 518,2	363,6	2 188,5
Ukraine	2 217,8	12 205,8	1 802,1	16 225,8	2 638,6	14 522,1	2 031,0	19 191,8	2 237,4	11 073,7	3 196,3	16 507,5	2 347,3	11 617,7	3 339,5	17 304,6

Im betrachteten Szenario wurden mögliche Veränderungen der Nachfrage nach Forst- und Holzprodukten nicht berücksichtigt; die Struktur des Angebotes und der Nachfrage sowie die Energiepolitik des Landes sollten konstant bleiben. In diesem Bereich sind weitere Untersuchungen durchzuführen. Außerdem kann das Dendromasse-Potenzial durch folgende Faktoren beeinflusst werden:

- Abnahme des Rundholzes und Waldrestholzes bei der Holzbereitstellung,
- Veränderungen des Holzzuwachses durch Waldpflegemaßnahmen,
- Zunahme der Rohholzeinschläge auf radioaktiv verseuchten Waldflächen,
- Zunahme von besonders geschützten und damit nutzbaren Waldflächen
- Erhöhung des Holzverbrauchs für die energetische Nutzung (Brennholz).

4.3 Szenario der Kostenveränderungen

4.3.1 Volkswirtschaftliche Betrachtung

Das Projekt „Nachhaltige europäische Biomethanstrategie“ umfasst die Erstellung von Szenarien bis zum Jahr 2030, die den erwarteten Anstieg der Produktionskosten von Hackschnitzeln beschreiben. Grundlagen dieser Szenarien sind:

- Wachstum des BIP pro Kopf von 1991 bis 2009
- Anstieg der realen Gehälter von 1991 bis 2009
- Szenarien für die wirtschaftliche Entwicklung der Russischen Föderation, der Ukraine und Belarus bis 2020 bzw. 2030

So zeigt die Abbildung 7 den Anstieg des Bruttoinlandsproduktes in der Republik Belarus in den Jahren 1991-2009 auf 290,5 %, d.h. im Durchschnitt pro Jahr um 15,3 %.

Für die Berechnungen wurden verschiedene Szenarien der Wirtschaftsentwicklung angewandt. Anzumerken ist hierbei, dass komplexe wirtschaftliche Indikatoren für Länder wie Russland, Belarus und die Ukraine (BIP, Inflation, u.a.) mit hinreichender Sicherheit nur kurzfristig vorhergesagt werden können (Rutgaizer 2008) (maximal 3 Jahre für Länder im Übergang zur Marktwirtschaft im Gegensatz zu 5...10 Jahren für marktwirtschaftlich entwickelte Länder) (Gryazhova & Fedorova 2003).

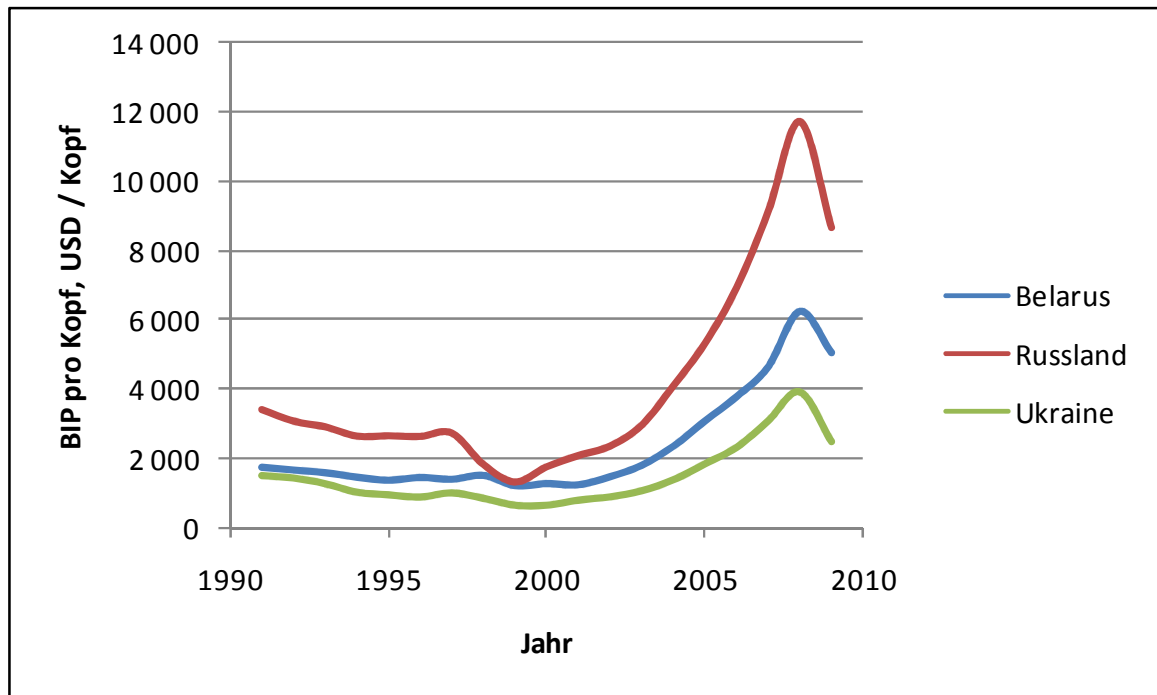


Abbildung 7: BIP pro Kopf (in USD) pro Jahr in den Jahren 1991-2009

Prognosen für Russland, Belarus und die Ukraine für das Jahr 2030 sind demzufolge mit großen Unsicherheiten verbunden. Die Prognose für die untersuchten Länder basiert auf Literaturangaben (Pokozateli 2011; Zapiska 2010; World economic outlook 201). Als Grundlage werden verwendet.

Szenario 1 (Sz_1 Innovativ): Das Wirtschaftswachstum (BIP) steigt weltweit (Postanovlenie 2005), dabei sinkt die Inflation vermutlich um 0,2 % pro Jahr. Für die zu untersuchenden Länder gilt dabei im Zeitraum 2007 bis 2030

BIP: RF [0,5 ... 5,1%/ a⁻¹]; BY [6,0 ...9,1%/ a⁻¹]; UA [3,5...4,5%/ a⁻¹]

Inflation: RF [3,5...7,0%/a⁻¹]; BY [4,0...7,0 %/ a⁻¹]; UA [3,0...7,0%/ a⁻¹]

Szenario 2 (Sz_2 Konservativ): Dieses Szenario stützt sich auf Angaben des IMF (World economic outlook 2011). In der Zeit von 2007 – 2030 ist danach mit dem Sinken des BIP zu rechnen (im Durchschnitt 0,1 % pro Jahr), die Inflation soll dabei um 0,2 % pro Jahr sinken.

BIP: RF [0,5 ... 3,7%/ a⁻¹]; BY [3,9 ...8,6%/ a⁻¹]; UA [2,5...4,2%/ a⁻¹]

Inflation: RF [4,8...12,0%/a⁻¹]; BY [8,0...13,0 %/ a⁻¹]; UA [4,0...8,9%/ a⁻¹]

In Abbildung 8 ist die Beziehung zwischen ökonomischem Wachstum (BIP) und Zuwachs der Gehälter dargestellt. Der Zusammenhang zwischen dem BIP pro Kopf und dem jährlichen Zuwachs der tatsächlichen Gehälter ist relativ stark ($R^2 > 0,5$ oder $r > 0,75$). Die Neigung der Regressionslinie spiegelt die Elastizität der Gehälter gegenüber dem BIP wider und zeigt die typische prozentuale Änderung der realen Gehälter in Folge einer 1%igen Änderung des BIP pro Kopf. Wenn das BIP pro Kopf und die Gehälter eine identische Änderungsrate aufweisen, ist die Neigung (Elastizität der Gehälter) gleich 1.

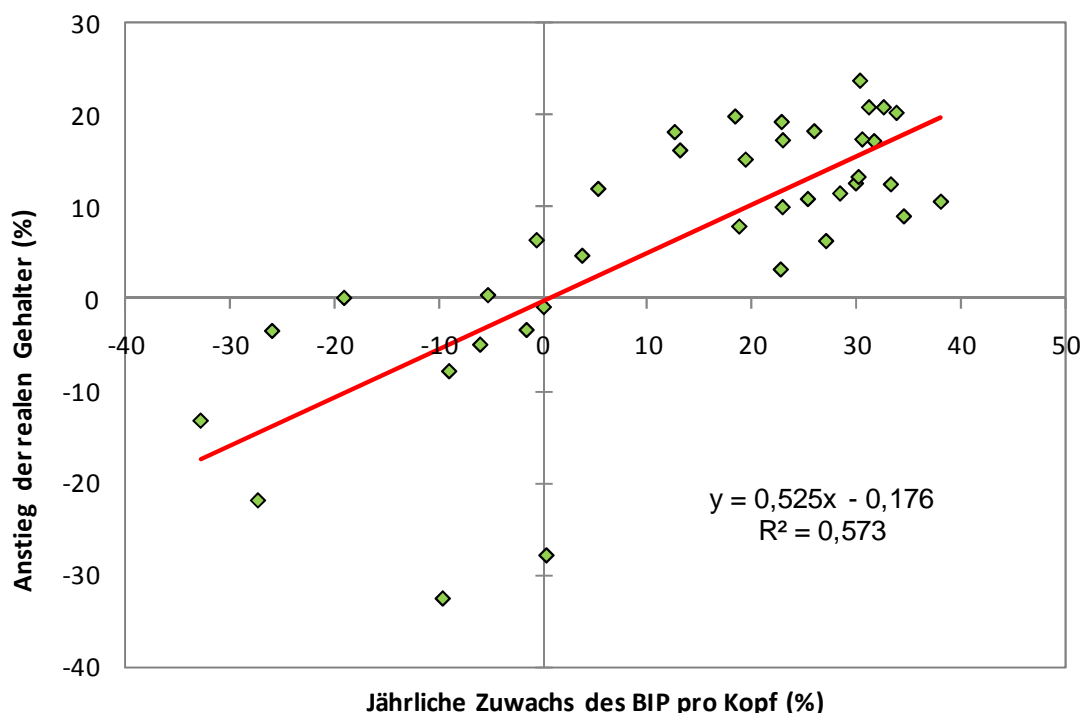


Abbildung 8: Verhältnis zwischen dem Zuwachs von BIP pro Kopf und dem Anstieg der realen Gehälter in Russland, in Belarus und in der Ukraine, Zwischenbericht 2010 und der nationale Statistiken

Die statistische Auswertung der erhobenen Daten zeigt allerdings, dass die Elastizität der tatsächlichen Gehälter etwa 0,53 entspricht. Dies bedeutet, dass die Gehälter im Zeitraum 1991-2009 halb so stark gewachsen sind wie das BIP. Im Durchschnitt bewirkte jede 1%-ige jährliche Steigerung des BIP pro Kopf einen Zuwachs der jährlichen Gehälter von 0,53 % (Global Wage Report 2008/9).

4.3.2 Bereitstellungskosten für Energieholz 2008 – 2030

Die Kostenschätzungen für den Zeitraum von 2008 bis 2030 basieren auf Informationen über den jährlichen Zuwachs des BIP unter Berücksichtigung des Elastizitätsfaktors als Steigerungsanteil der Lohnkosten sowie weiteren Kostensteigerungen (Materialkosten, Amortisation, sonstige Kosten) im Rahmen der durchschnittlichen Inflationsrate.

Die Berechnung der Änderungen der Kosten kann auf folgende Formel (Gl.13) verdichtet werden (Rutgaizer 2008):

$$P = K_1 * Z_{BIP} * k_{El} + K_2 * CPI \quad (13)$$

P – durchschnittliches Prozent der Veränderung der Kosten, % a⁻¹;

K1 – Anteil der Löhne an den Gesamtkosten;

ZBIP – Zuwachs des Bruttoinlandsprodukts, % a⁻¹;

Teil IV: FORSTLICHE HOLZPOTENZIALE IM EUROPÄISCHEN RUSSLAND, IN DER UKRAINE UND BELARUS (RUB)

kEl – Koeffizient der Elastizität;

K2 – Anteil der sonstigen Kosten (Sachkosten, Amortisation, sonstige Kosten);

CPI – (consumer price index) – Inflation, % a⁻¹.

Das durchschnittliche Kostenwachstum (P) für Russland im Zeitraum 2007 bis 2030 beträgt 4,8 % (Belarus 5 %; Ukraine 4,8 %) pro Jahr für Szenario I und 5,6 % (Belarus 7,8 %; Ukraine 5 %) im Szenario II (Tabelle 6).

Tabelle 6: Durchschnittlicher Kostenanstieg für die Bereitstellung von Energieholz in verschiedenen Zeiträumen in Prozent pro Jahr

Szenario	Zeitraum / Durchschnittswachstum, [% / a]				
	2008 - 2010	2011 - 2015	2016 - 2020	2021 - 2025	2026 - 2030
Belarus					
Sz_1	7,4	5,9	5,1	4,3	3,5
Sz_2	7,4	9,0	8,2	7,5	6,5
Russische Föderation					
Sz_1	7,9	6,6	4,2	3,3	3,2
Sz_2	7,9	7,3	5,8	4,1	4,0
Ukraine					
Sz_1	6,9	6,3	4,8	4,2	3,4
Sz_2	6,9	6,2	5,3	3,2	3,2

Die Abbildungen 9, 10 und 11 zeigen den erwarteten Gesamtkostenanstieg für Bereitstellung und Transport des Holzes (50 km gemäß Projektabsprache) für die energetische Nutzung von 2007 bis 2030 für die untersuchten Länder.

Teil IV: FORSTLICHE HOLZPOTENZIALE IM EUROPÄISCHEN RUSSLAND, IN DER UKRAINE UND BELARUS (RUB)

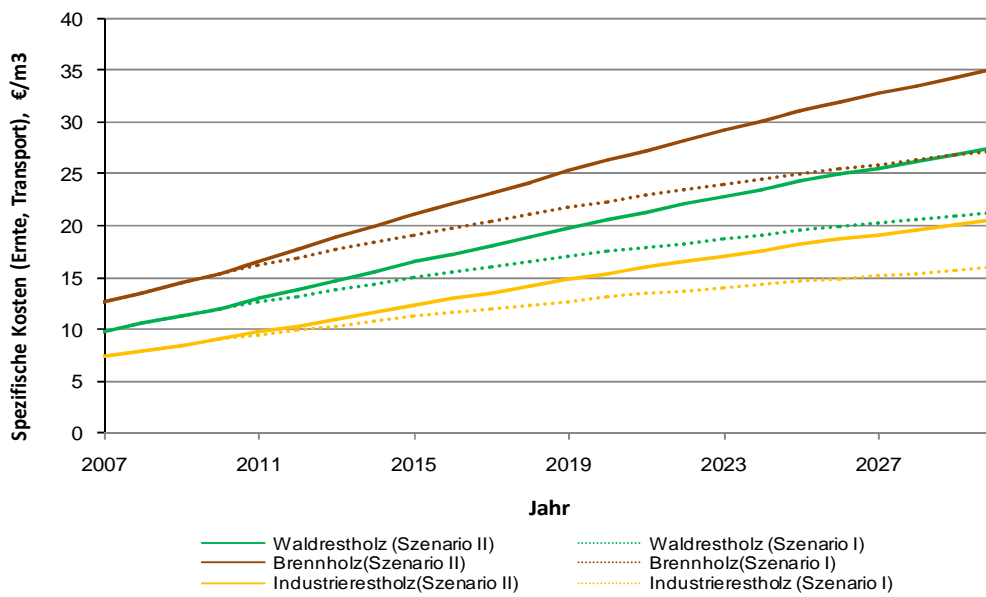


Abbildung 9: Erwarteter Gesamtkostenanstieg für Energieholz bis 2030 für Belarus

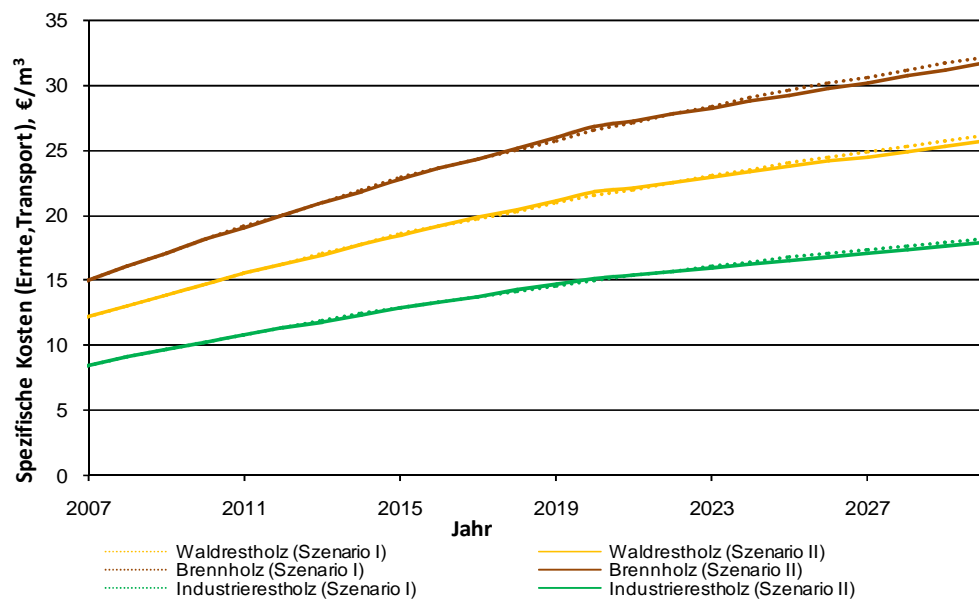


Abbildung 10: Erwarteter Gesamtkostenanstieg für Energieholz bis 2030 für die Ukraine

Teil IV: FORSTLICHE HOLZPOTENZIALE IM EUROPÄISCHEN RUSSLAND, IN DER UKRAINE UND BELARUS (RUB)

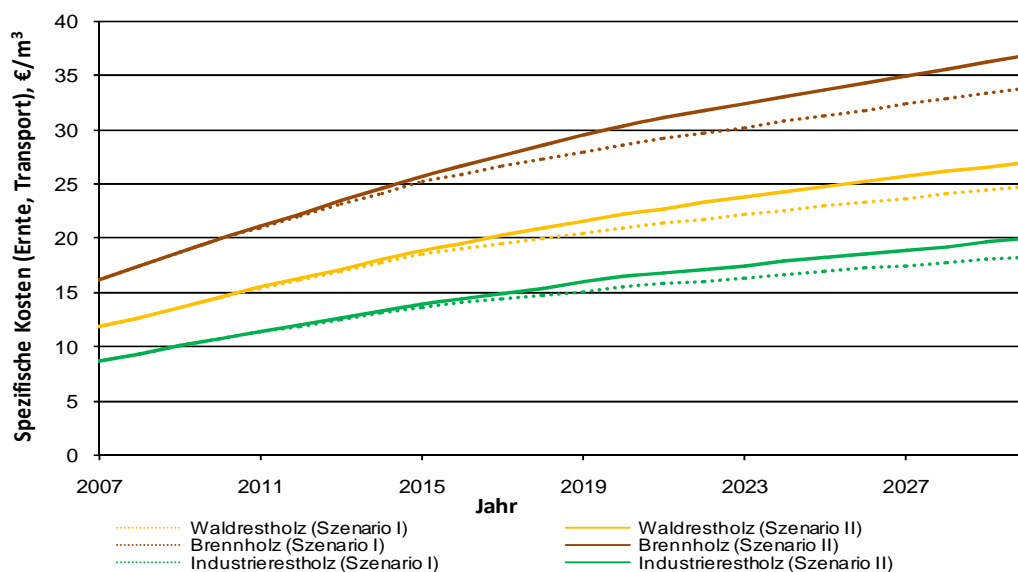


Abbildung 11: Erwarteter Gesamtkostenanstieg für Energieholz bis 2030 für die Russische Föderation

Den Berechnungen zufolge liegen die Kosten für Ernte und Transport von Holz zur energetischen Nutzung im Jahr 2020 z. B. bei Szenario I (Belarus)

■ Waldrestholz	17,5 €/m ³
■ Brennholz	22,4 €/m ³
■ Industrierestholz	13,1 €/m ³

Das heißt, im Jahr 2030 betragen die entsprechenden Kosten: 21,3 €/m³, 27,3 €/m³ bzw. 16,0 €/m³.

Die Kosten steigen damit bis 2020 um 177,2 % (Sz_I) und bis 2030 um 215,8 %; damit verdoppeln sich die Kosten bis 2030 im Vergleich zum Jahr 2007.

4.4 Zwischenfazit Bereitstellungskosten

Die Kosten für Energieholz betragen nach diesen Annahmen im Jahr 2020 voraussichtlich

■ in der Russischen Föderation	25,7 - 28,0 €/m ³
■ in Belarus	21,5 - 27,8 €/m ³
■ und in der Ukraine	25,3 €/m ³

Mit Hilfe einer Schätzung, basierend auf den Entwicklungsprognosen zum Bruttoinlandsprodukt, ergibt sich bis zum Jahr 2030 folgender Kostenanstieg (im Mittel der unterschiedlichen Energieholzfraktionen):

- in der Russische Föderation 210,3 - 229,2 %;
- in Belarus 215,8 - 278,8 %;
- und in der Ukraine 212,3 %.

Im Mittel der Entwicklung über alle drei Länder ist somit mit einer Verdoppelung der Kosten (Ernte und Transport) bis zum Jahr 2030 im Vergleich zum Jahr 2007 zu rechnen.

5 Fazit

5.1 Schwerpunkte der Arbeiten im Berichtszeitraum

Die Energieholz-Potenzialanalyse in der Russischen Föderation/europäischer Teil, in Belarus und in der Ukraine bezogen auf das Jahr 2007 sowie deren Entwicklung bis zum Jahr 2030.

Analyse der Kostenentwicklung für Energieholz (Ernte und Transport) bis zum Jahr 2030.

5.2 Ergebnisse

Die Hauptpotenziale des Holzes für die energetische Nutzung befinden sich naturgemäß in Russland (Größe des Landes, Holzvorrat) und werden auf 92,5 Mio.m³ technisches Potenzial für energetische Nutzung im Jahr 2007 geschätzt (Tabelle 1).

Die Kostenanalyse zeigt, dass in Russland (2007) im Vergleich der drei Länder die Gesamtkosten für die Holzbereitstellung und den Holztransport am höchsten sind. (z.B.: Brennholz RF: 16,1 €/m³; BY: 12,3 €/m³; UA: 15,2 €/m³).

Der Unterschied zwischen technischem Potenzial für eine energetische Nutzung im Jahr 2007 und dem realisierten Potenzial für die energetische Nutzung im Jahr 2007 ist in Russland am größten. In Belarus und in der Ukraine wird das technische Potenzial zu 81 % bzw. 88 % genutzt.

Am größten ist das Energieholz-Potenzial in Russland. So betrug das realisierte Potenzial für eine energetische Nutzung im Jahr 2007 in Russland 49,1 Mio.m³, in der Ukraine 12,7 Mio.m³ und in Belarus 8,9 Mio.m³.

Die größten realisierten Potenziale in den untersuchten Ländern entfallen auf Brennholz mit einem Anteil von 61,8 % und Industrierestholz mit 21,8 % und Waldrestholz mit 17 %.

Teil IV: FORSTLICHE HOLZPOTENZIALE IM EUROPÄISCHEN RUSSLAND, IN DER UKRAINE UND BELARUS (RUB)

Die realisierbaren Potenziale werden jährlich zwischen 1,7 % und 4,5 % bis zum Jahr 2030 in allen drei Ländern (bezogen auf 2007) steigen:

- In Russland auf 139,5 % (Szenario_A: auf 19,4 Mio.m³) bis 173,1 % (Szenario_B: auf 35,9 Mio.m³);
- In Belarus auf 146,9 % (Szenario_A: auf 4,2 Mio.m³) bis 203,7 % (Szenario_B: auf 9,2 Mio.m³);
- In der Ukraine auf 127,4 % (Szenario_A: auf 3,5 Mio.m³) bis 150,7 % (Szenario_B: auf 4,7 Mio.m³).

Die Kosten für eine Energieholz-Bereitstellung (Ernte, Transport), bezogen auf das Jahr 2007, betragen im Vergleich der drei Länder

- in der Russischen Föderation 25,7 - 28,0 €/m³
- in Belarus 21,5 - 27,8 €/m³
- und in der Ukraine 25,3 €/m³

Mit Hilfe einer Schätzung, basierend auf den Entwicklungsprognosen zum BIP, ergeben sich bezogen auf das Jahr 2007 folgende Kostenanstiege (im Mittel der unterschiedlichen Energieholzfraktionen) bis zum Jahr 2030:

- in der Russischen Föderation 210,3 - 229,2 %
- in Belarus 215,8 - 278,8 %
- und in der Ukraine 212,3 %

Im Mittel der Entwicklung über alle drei Länder ist mit einer Verdoppelung der Kosten (Ernte und Transport) bis zum Jahr 2030 im Vergleich zum Jahr 2007 zu rechnen.

Literaturverzeichnis

- Anuchin N.P. (1981): Sortimentnye i tovarnye tablitsy. Moskva, Lesnaya promyshlennost'. 536 S.
- Bagingkiy V. (2004): Sostoyania i perspektivy lesopol'zovania v Respublike Belarus. Ukrains'kiy derzhavniy lisotechnicheskiy universitet. Naukoviy vistnik, vin 14.5, S.54-57
- Bagingkiy V. (2010): Sredniy prirost kak pokazatel' ob'emov lesopol'zovaniya. Minsk, Lesnoe i okhotnich'e hozyaistvo, 1. S.22-25
- Bagingkiy V. & V. Zelenskiy (2005): Model' reformirovaniya lesnogo hozyaystva Belarusii. Ukrains'kiy derzhavniy lisotechnicheskiy universitet. Naukoviy vistnik, vin 15.5, S.42-47
- Cluster analyses (2010): Cluster analyses of the forest and wood based industries of the Carpathian region of Ukraine and recommendations for cluster management. http://www.wald-zentrum.de/pdf/projekte/transcarpatia_report.pdf, download 25.07.2010
- Energiya biomassy (2010): Proekt PROOON/GEF/BYE/03/G31. Proekt BYE/03/G31 «Primenenie biomassy dlya otopeniya i goryachego vodosnabgeniya v Respublike Belarus» http://energoeffect.gov.by/bioenergy/htdocs/o_proekte.html, download 20.08.2010
- Ezhegodnik (2009): Lesnaya, derevoobrabatyvayushchaya i tselyulozno-bumazhnaya promyshlennost'. Osnovnye pokazateli raboty lesnoi, derevoobrabatyvayushchey i tselyulozno-bumazhnaya promyshlennosti. S.364. Statisticheskiy ezhegodnik, Minsk 2009. Natsional'niy statisticheskiy komitet Respubliki Belarus'. <http://www.belstat.gov.by>, download 25.06.2010
- Ezhegodnik (2010): Statisticheskiy ezhegodnik 2010. Respublika Belarus. Natsional'niy statisticheskiy komitet Respubliki Belarus. Minsk, -582 S.
- FAO (2010): Lesa i lesnoe hozyaistvo Ukraine http://www.fao.org/fileadmin/user_upload/Europe/documents/docs/TOS1/TOS1WS2/Polyakova_ru.pdf, download 10.12.2010
- Fedorenchik A. Energeticheskoe ispol'zovanie nizkokachestvennoi drevesiny i drevesnykh otkhodov/ A.Fedorenchik, A.Lednitskiy. Minsk:BG TU, 2010. – 446 S.
- Geneva timber and forest discussion paper 32 (2003): Forest and forest products country profile Ukraine. United Nations. Geneva, 2003 - 34 S. <http://www.unece.org/trade/timber>, download 30.08.2010
- Geneva timber and forest discussion paper 49 (20102): Forest product conversion factors for the Unece Region. United nations. Geneva, 2010. <http://live.unece.org/fileadmin/DAM/timber/publications/DP-49.pdf> вход выполнен 7.07.2010
- Global Wage Report (2008/09): Minimum wages and collective bargaining. Towards policy coherence. Geneva, International Labour Office, 2008. http://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/---dgreports/---dcomm/documents/publication/wcms_100786.pdf
- Gryazhova A. & M. Fedorova (2003): Otsenka stoimosti predriyatiya (bisnesa), Moskva, S.117
- Jonsson R. (2010): Modelling and projections of wood products demand, supply and trade in Europe. Provisional description of the market modeling approach used for EFSOS II and EUwood, and some results. <http://www.cost.esf.org/> download/Results_Jonsson вход выполнен 17.03.2010

- Karpova I. (2008): Istochniki drevesnogo syr'ya dlya zagotovki energeticheskogo topliva. Stavropol': SevKazGTU, S.180.
- Lednitskiy A. (2011): Razvitie lesnoy bioenergetiki v Respublike Belarus'. http://symposium.forest.ru/article/2009/1_management/word/Lednitsky.doc download 3.03.2011
- Lyubimov A. (1998): Lesa Leningradskoi oblasti. Sankt-Peterburg: LTA, 84 S.
- Matveiko A. (2010): Potentsial drevesnoi biomassy dlya proizvodstva energii v Respublike Belarus'/ Matveiko A/ "Energeticheskoe ispol'zovanie drevesnoy biomassy: materialy mezhdunarodnogo nauchno-prakticheskogo seminara v ramkakh mezhdunarodnoi vystavki LESDREVTEKH 2010"/ Belorusskiy gosudarstvennyi technicheskiy universitet, Minsk, S.10-17
- Moosmann A. (2008): Untersuchungen zum Transformationsprozess in der Holzwirtschaft der Russischen Föderation am Beispiel der Sägeindustrie 1990-2005, Dissertation/TU Dresden, 204 S.
- Pokazateli (2011): Dinamika osnovnykh markoekonomicheskikh pokazateley Belorussii. Pokazateli utochennogo prognoza sotsial'no-ekonomicheskogo razvitiya Rossiyskoy Federatsii na 2011 – 2013 gody. http://www.economy.gov.ru/minec/activity/sections/macro/prognoz/doc20101217_03 download 21.01.2011
- Postanovlenie (2005): Ob utverzhdenii pravil opredeleniya i utverzhdeniya raschetnoi lesoseki po rubkam glavnogo pol'zovaniya v lesakh Respubliki Belarus', Postanovlenie Ministerstva lesnogo khozyaystva Respubliki Belarus' ot 29.12.2005, № 50. <http://www.levonevski.net/pravo/razdel8/num1/8d13842.html> download 5.04.2010
- Postanovlenie (2010): Ob utverzhdenii Gosudarstvennoi programmy stroitel'stva energoistochnikov na mestnykh vidakh topliva v 2010 – 2015 g., Postanovlenie Soveta Ministrov Respubliki Belarus' ot 19.07.2010, № 1076. <http://pravo.by/webnpa/text.asp?RN=C21001076> , download 20.11.2010
- Postanovlenie (2010 a): Postanovlenie kollegii Ministerstva lesnogo khozyaystva Respubliki Belarus' (2010): «Programma povysheniya effektivnosti ispol'zovaniya drevesno-toplivnogo syr'ya v derevoobrabatyvayushchikh proizvodstvakh (tsekhakh) Ministerstva lesnogo khozyaystva Respubliki Belarus' na 2011-2015 gody», Minsk 2010
- Postanovlenie (2011): Ob utverzhdenii Gosudarstvennoi programmy razvitiya lesnogo khozyaystva Respubliki Belarus' na 2011 – 2015 gody. Postanovlenie Soveta Ministrov Respubliki Belarus' ot 03.11.2011, № 1626 <http://www.pravo.by/webnpa/text.asp?RN=C21001626>, download 12.01.2010
- Rakitova O. (2010): The Vyborgskaya Cellulose 1 Mio ton pellet plant "We are on schedule" / BIOENERGY International, Stockholm, Nr.45, 4, S .15
- Ryasporiaschenie (2010): Ryasporiaschenie gubernatora Leningradskoi oblasti ot 03.03.2010, № 139 rg ob utvershdeniy Lesnogo plana Leninradskoi oblasti. http://www.lenobl.ru/economics/ecology/nature/dop_info_les_plan, download 10.04.2010 (ebenso wird für 54 Regionen von die europäischer Teil die Russische Föderation)
- Rutgaizer V. (2008): Otsenka stoimosti biznesa: Uchebnoe posobie. 2-e izdanie. Moskva, Maroseika, -S.432
- Sbornik (2011): Struktura zatrat na proizvodstvo promyshlennoy produktsii po otraslyam promyshlennosti. Promyshlennost' Respubliki Belarus. Statisticheskii sbornik, Minsk. Natsional'niy statisticheskii komitet Respubliki Belarus. <http://www.belstat.gov.by>, download 2.03.2011

- Sednin V. I. (2010): Energiya I menedzhment. S.8-13. <http://web-energo.by/userfiles/EiM/Files/Jornal/2010/3-2010/3-2010.pdf> download 8.09.2010
- Senov S. (2005): Lesovedenie i lesovodstvo. Moskva: Izdatel'skiy tsentr "Akademia",- 256 S.
- Shvidenko A. (2006): Tablitsy i modeli khoda rosta I produktivnosti nasazhdeniy osnovnykh lesoobrazuyushchikh porod Severnoy Evrazii (normativno-spravochnye materialy), Ministerstvo prirodnnykh resursov Rossiyskoi Federazii, Moskva,- 803 S.
- Sprintsyn S. I. (2008): Ekonomika ispol'zovaniya vtorichnykh drevesnykh resursov. M.: Lesnaya promyshlennost', -240 S.
- Statisticheskiiy komitet (2009): Lesnoe i okhotnich'e hozyaistvo Respubliki Belarus'. Natsional'niy statisticheskiiy komitet Respubliki Belarus. Minsk
- Statisticheskiiy sbornik (2011): Ispol'zovanie proizvodstvennoy moshchnostey promyshlennykh predpriyatii po oblastyam po vypusku otdel'nykh vidov produktsii (v protsentakh). Promyshlennost' Respubliki Belarus'. Statisticheskiiy sbornik, Minsk 2011. Natsional'nyy statisticheskiiy komitet Respubliki Belarus'. <http://www.belstat.gov.by>, download 2.03.2011
- Statistics Committee (2010): Ukraine in Figures in 2007. State Statistics Committee of Ukraine, <http://www.ukrstat.gov.ua>, download 21.10.2010
- Svedeniya (2007): Svedeniya o srednevzveshennom kurse belorusskogo rublya po otnosheniyu k inostrannym valyutam na valyutnom rynke Respubliki Belarus' za 2007 god.. Natsional'nyy bank Respubliki Belarus <http://www.nbrb.by/statistics/ForexMarket/AvrExRate/?yr=2007> download 1.09.2010
- Thrän D. & C. Held (2010): Globale und regionale räumliche Verteilung von Biomassepotentialen, Leipzig, 84 S.
- Ukaz (2007): Ob utverzhdenii Gosudarstvennoi kompleksnoi programmy modernizatsii osnovnykh proizvodstvennykh fondov Belorusskoi energeticheskoi sistemy, energosnabzhenia i uvelichenia doli ispol'zovaniya v respublike sobstvennykh toplivno-energeticheskikh resursov na period do 2011., Ukaz prezidenta Respubliki Belarus' ot 15.11.2007, № 575 <http://energoeffekt.gov.by/programs/basicdocuments/118--2011-.html>
- Vavilov S. & Yu. Bit (2001): Spravochnik. Izmerenie ob'emov kruglogo lesa. Izdatel'stvo "Professiya". St. Peterburg, -361 S.
- World economic outlook (2011): Perspektivy razvitiya mirovoi ekonomiki. International Monetary Fund – Washington, DC, <http://www.imf.org/external/russian/pubs/ft/weo/2011/01/pdf/text.pdf> download 24.05.2011
- Zapiska (2010): Tempy rosta mirovoi ekonomiki po bazovomu variant. Poyasnitel' zapiska o stsennostnykh usloviyakh i osnovnykh parametrah dolgosrochnogo prognoza sotsial'no-ekonomicheskogo razvitiya Rossiyskoi Federatsii na period do 2030 goda. Poyasnitel'naya zapiska, vnytnrenniy document Ministerstva ekonomicheskogo razvitiya.
- Zwischenbericht (2010): Bereitstellungskosten für Holz zur energetischen Nutzung, TU Dresden, Tharandt

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Definition des Begriffes ‚Technisches Potenzial‘ für eine energetische Nutzung.....	150
Abbildung 2:	Anteil der Dendromasse im Derbholz verschiedener Baumarten, %..	153
Abbildung 3:	Technisches und realisiertes Potenzial von Waldrestholz (2007)	154
Abbildung 4:	Technisches und realisiertes Potenzial von Brennholz (2007).	155
Abbildung 5:	Anteil von Hauptprodukte und der Holzreste (am Beispiel der Schnittholzproduktion aus Nadelholz in Belarus), Quelle: (Fedorenchik 2010; Geneva timber and forest discussion paper 32 2003).....	158
Abbildung 6:	Realisiertes und technisches Potenzial an Holzresten in der Holzwirtschaft (2007).....	159
Abbildung 7:	BIP pro Kopf (in USD) pro Jahr in den Jahren 1991-2009	170
Abbildung 8:	Verhältnis zwischen dem Zuwachs von BIP pro Kopf und dem Anstieg der realen Gehälter in Russland, in Belarus und in der Ukraine, Zwischenbericht 2010 und der nationale Statistiken..	171
Abbildung 9:	Erwarteter Gesamtkostenanstieg für Energieholz bis 2030 für Belarus.....	173
Abbildung 10:	Erwarteter Gesamtkostenanstieg für Energieholz bis 2030 für Ukraine.....	173
Abbildung 11:	Erwarteter Gesamtkostenanstieg für Energieholz bis 2030 für die Russische Föderation.....	174

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Technisches und realisiertes Potenzial für die energetische Nutzung (2007).....	160
Tabelle 2:	Bereitstellungskosten für Energieholz.....	161
Tabelle 3:	Technische und realisierte Dendromasse-Potenziale in den drei untersuchten Ländern (2007)	164
Tabelle 4:	Technisches und realisierbares Dendromasse-Potenzial für die energetische Nutzung im Jahre 2020	165
Tabelle 5:	Technisches und realisierbares Dendromasse-Potenzial für die energetische Nutzung im Jahre 2030	167
Tabelle 6:	Durchschnittlicher Kostenanstieg in verschiedenen Zeiträumen in Prozent pro Jahr.....	172

**Teil V: GESAMTWIRTSCHAFTLICHE ASPEKTE DER BIOME-
THANBEREITSTELLUNG**

Marcus Trommler, Sylvia Borbonus

Inhalt

Einführung	183
1 Methodik	183
1.1 Wertschöpfung – eine Abgrenzung im Projektkontext	183
1.2 Biomethanerzeugung auf Basis landwirtschaftlicher Rohstoffe	184
1.3 SNG-Erzeugung auf Basis forstwirtschaftlicher Rohstoffe	184
1.4 Beschäftigungseffekte	185
2 Wertschöpfung und Beschäftigungseffekte durch Biomethan.....	186
2.1 Beschäftigungseffekte	186
2.1.1 Fokus: Ukraine	186
2.1.2 Fokus: Belarus	188
2.1.3 Fokus: Russische Föderation	190
2.2 Wertschöpfung durch Kapitaleinsatz	192
2.2.1 Fokus: Ukraine	193
2.2.2 Fokus: Belarus	201
2.2.3 Fokus: Russische Föderation	206
3 Fazit	213
Abbildungsverzeichnis	215

Einführung

Ziel dieses Arbeitspaketes ist es die mit einer verstärkten Bereitstellung von Biomethan einhergehenden strukturellen, monetären und beschäftigungswirksamen Folgen für die bereitstellenden Volkswirtschaften in Osteuropa zu untersuchen.

Die Schwerpunkte der Analysen liegen im Primärproduktionsbereich von Land- und Forstwirtschaft sowie auf Seiten der Biomethan- und der SNG-Anlagen. Weitere indirekte Effekte in nachgelagerten Sektoren (Dienstleistungen) bzw. indirekte Effekte im Allgemeinen sind nicht Gegenstand der Untersuchungen.

Der Fokus liegt somit auf den Bereichen Bereitstellung von land- und forstwirtschaftlichen Rohstoffen für die Biomethanproduktion sowie auf den jeweils notwendigen Konversionsanlagen. Für diese Felder werden gesamtwirtschaftliche Aspekte, die sich durch die Bereitstellung von Substraten für und die Umwandlung in Biomethan ergeben, analysiert. Dies sind vor allem Arbeitsplatzeffekte im Rahmen der Bereitstellung und Umwandlung land- und forstwirtschaftlicher Rohstoffe sowie weitere Wertschöpfungseffekte durch Investitionen.

1 Methodik

1.1 Wertschöpfung – eine Abgrenzung im Projektkontext

Eine umfassende Auseinandersetzung mit dem Begriff Wertschöpfung kann im Rahmen dieser Arbeit nicht vorgenommen werden. Für das Verständnis der hier dargestellten Ergebnisse und Analysen ist es jedoch wichtig eine Abgrenzung vorzunehmen.

Es wird eine gesamtwirtschaftliche Perspektive eingenommen, d.h. im Unterschied zur betrieblichen Wertschöpfung werden im Projektkontext Arbeitseinkommen und Investitionen in Konversionsanlagen als Wertschöpfungseffekte betrachtet. Dabei beziehen sich Arbeitseinkommen sowohl auf den gesamten Bereich der Substratbereitstellung und die Konversionsanlagen (Biomethan- und SNG-Anlagen). Wertschöpfung, die durch den Einsatz von Kapital hervorgerufen wird, wird für die Konversionsanlagen betrachtet. Dagegen werden alle Maschinen, die zum Anbau, zur Ernte und zum Transport der Substrate benötigt werden nicht separat berücksichtigt. Diese werden voraussichtlich zum Großteil aus dem Ausland importiert und schaffen damit keine inländische Wertschöpfung in den betrachteten Ländern. Zum anderen würde man bei entsprechender Berücksichtigung unterstellen, dass derartige Maschinen in Land- und Forstwirtschaft nicht vorhanden sind und komplett angeschafft werden müssten. Aus diesen Gründen werden diese möglichen Wertschöpfungseffekte nicht betrachtet.

Ebenfalls nicht im Fokus der Projektarbeit sind alle indirekten Wertschöpfungseffekte, die sich durch die hier dargestellten direkten Effekte ergeben könnten. Dies können beispielsweise Dienstleister sein, die sich am Standort im Zusammenhang mit einer Investition ansiedeln und somit eine weitere indirekte Wertschöpfung induzieren.

1.2 Biomethanerzeugung auf Basis landwirtschaftlicher Rohstoffe

Im Rahmen dieses Abschnittes werden Wertschöpfungseffekte, die durch die Bereitstellung von landwirtschaftlichen Substraten und deren Umwandlung in Biomethan in Biomethananlagen erzeugt werden, untersucht.

Wesentliche Grundlage für diese Untersuchung sind Bioenergiefruchtfolgen, die an die regionalen und klimatischen Bedingungen verschiedener Regionen in Osteuropa angepasst sind. Diese Vorgehensweise ist nicht unproblematisch, da es sich um sehr große räumliche Dimensionen handelt und die Anbaubedingungen für Anbaubiomasse unterschiedlichen Boden- und Klimabedingungen unterworfen ist. Da für diese große Anzahl von Regionen aufgrund einer nicht ausreichenden Datengrundlage keine individuell passenden Anbauregime entworfen werden konnten, wurde eine Fruchtfolge (siehe Teil II) entwickelt, die als passend für alle Regionen angesehen wird. Dazu wurde eine Kleegrasmischung mit 5-jähriger Fruchtfolgedauer zu Grunde gelegt, die sich vor allem durch große Robustheit auszeichnet. Dies war von großer Bedeutung, da die Bedingungen in vielen Regionen z.B. durch Trockenheit und auch späte Fröste gekennzeichnet sind, wodurch beim Anbau von bspw. Mais sehr hohe Ertragsausfälle resultieren können. Insofern kann die hier verwendete Fruchtfolge als konservative Herangehensweise für die Frage der bereitstellbaren Mengen von Anbaubiomasse und den resultierenden Erträgen angesehen werden. Insbesondere da es in vielen Regionen bei besserem Wissen um die Situation der Böden und des Klimas möglich sein wird, höherwertige Pflanzen mit höheren Flächenerträgen anzubauen.

Durch die Bioenergiefruchtfolge sind alle Arbeitsgänge und damit auch deren Dauer und Kosten definiert, die die Grundlage für die Abschätzung der Arbeitsplatzeffekte darstellen. Zugleich ergeben sich als Ergebnis der Bioenergiefruchtfolge Substratbereitstellungskosten auf Basis der Kosten für Saatgut, der Arbeitskosten, sowie des Transportes der Substrate zur Biogasanlage.

Diese Bereitstellungskosten sind wichtiger Eingangsparameter für die Berechnung der Biomethangestehungskosten. Diese werden anhand von Beispielanlagen errechnet (Teil II). Dort wurden Biomethananlagen mit dem Leistungsäquivalent von 5 MW_{el} und 15 MW_{el} definiert, um den großen räumlichen Flächenpotenzialen gerecht zu werden.

1.3 SNG-Erzeugung auf Basis forstwirtschaftlicher Rohstoffe

Grundsätzlich anders stellt sich die Situation bei der Vergasung von Holz zur Erzeugung von SNG dar. Hier wird keine Biomasse angebaut, sondern analysiert, welche Potenziale die einzelnen Holzfraktionen aufweisen und zu welchen Bereitstellungskosten diese Potenziale für die SNG-Erzeugung nutzbar sind.

Auf der Basis definierter Bereitstellungspfade für 2010 und 2030 ergeben sich Bereitstellungskosten je Einheit Holz, die analog zum landwirtschaftlichen Bereich den wesentlichen Eingangsparameter für Beispielanlagen darstellen. Hier wurden im Teil II Anlagen mit 20 MW_{el} und 70 MW_{el} definiert. Aus den definierten Beispielanlagen für 2010 und

2030 sowie der Bereitstellungskosten für Holz ergeben sich Gesteungskosten für SNG jeweils für 20 und 70 MW sowie differenziert für 2010 und 2030.

1.4 Beschäftigungseffekte

Biogas gilt als einer der Hoffnungsträger für eine klimaverträgliche Energieversorgung. Von seiner Förderung verspricht man sich darüber hinaus eine Stärkung strukturschwacher, ländlicher Regionen. Diese Hoffnung ist nicht unbegründet, denn die Biogas-erzeugung und -aufbereitung ist eine lokale Geschäftstätigkeit. Dies liegt daran, dass der Transport von Rohstoffen über große Entfernungen nur wenig Sinn macht – will man ertragsmindernde Transportkosten und ökologisch ungewollte Transportemissionen vermeiden.

Eine vermehrte Biomethanbereitstellung geht mit vielfältigen strukturellen, monetären und beschäftigungswirksamen Folgen für die Biomasse bereitstellenden Regionen einher. Der Schwerpunkt der Auswirkungen betrifft die Land- und Forstwirtschaft, aber auch andere Sektoren sind betroffen. Diese sogenannten makroökonomischen Effekte werden ansatzweise abgeschätzt und diskutiert. Ziel der Untersuchung ist die Abschätzung der geschaffenen oder erhaltenen Arbeitsplätze unterschieden nach der Qualifikation und deren dynamische Fortschreibung bis 2030.

Grundlage der Abschätzung sind die in Teil III und IV ermittelten verfügbaren Potenziale. Anhand des gesamten Arbeitszeitbedarfs zur Verwertung der wirtschaftlich nutzbaren Potenziale werden die Beschäftigungseffekte in den jeweiligen Modellregionen abgeschätzt. Abschließend werden zukünftige Beschäftigungseffekte auf der Grundlage der Potenzialabschätzungen und Szenarienanalysen integriert.

Die Beschäftigungseffekte, die im Rahmen der Studie ermittelt werden, umfassen die statistische Zurechnung von Arbeitsstunden bzw. Beschäftigten auf ein Produkt, das heißt die direkten Beschäftigungseffekte. Da keine Input-Output-Tabellen der amtlichen Statistik für die Regionen vorliegen und eigene Erhebungen im Rahmen der Untersuchung nicht geleistet werden konnten, können weder indirekte Beschäftigungseffekte in vor- und nachgelagerten Prozessen noch weitere Beschäftigungseffekte ermittelt werden, wie sie zum Beispiel durch Folgeinvestitionen und die Beauftragung von Dienstleistungsunternehmen oder Zuliefererbetrieben entstehen. Diese können ebenfalls zu zusätzlicher Beschäftigung in den Regionen führen.

Zur Abschätzung der direkten Beschäftigungseffekte durch Biomethanbereitstellung und -aufbereitung wird in den folgenden Schritten vorgegangen:

- Bestimmung der Arbeitszeitbedarfe für den Betrieb der Modellanlagen.
- Bestimmung der Arbeitszeitbedarfe für die in Russland, der Ukraine und Belarus auf der Grundlage vorhandener Potenziale ermittelte Anzahl an Biogas- bzw. Bio-

SNG-Anlagen und Ermittlung der den Arbeitszeitbedarfen entsprechenden Vollzeitbeschäftigten (VAKs).

- Dynamisierung der Arbeitszeitbedarfe auf der Grundlage der Potenzialentwicklung bis 2030 und Ermittlung der den Arbeitszeitbedarfen entsprechenden Vollzeitbeschäftigten.
- Der Arbeitskräftebedarf pro Jahr gibt zusammenfassend Auskunft über mögliche erhaltene und neu geschaffene Arbeitsplätze bei Ausnutzung der gesamten Potenziale zur Biomethanherzeugung.

2 Wertschöpfung und Beschäftigungseffekte durch Biomethan

2.1 Beschäftigungseffekte

2.1.1 Fokus: Ukraine

In der Ukraine ist das offizielle Beschäftigungsniveau auch in Krisenzeiten relativ stabil geblieben. Dies spiegelt allerdings die rigiden Arbeitsmärkte wider, deren Folge auch die niedrigen Lohneinkommen weiter Teile der Bevölkerung sind (Handrich & Betlij 2010). Die Zahl der registrierten Arbeitslosen lag 2009 bei 1,8 Prozent. Statistiken nach der Methode der Internationalen Arbeitsorganisation (ILO) weisen eine Arbeitslosenrate von 7,8 Prozent aus. Die Ukraine gehört zu den Staaten mit der am schnellsten schrumpfenden und alternden Bevölkerung. Von 1990 bis Anfang 2010 sank die Bevölkerung von rund 51,5 Millionen auf 45,9 Millionen Einwohner – dies entspricht einem Rückgang von mehr als 10 Prozent.

Die Ukraine hat ein großes Potential für die Erzeugung landwirtschaftlicher Produkte und deren Export (von Cramon-Taubadel 2010). Nach starken Rückgängen nimmt die Agrarproduktion seit 2000 wieder zu. Allerdings wird das landwirtschaftliche Potenzial der Ukraine bisher nur ansatzweise umgesetzt. Das größte Hemmnis der ukrainischen Landwirtschaft liegt darin, dass ihre klimatischen und geographischen Vorteile aufgrund unzureichender technischer Expertise und Managementfähigkeiten sowie des Mangels an verlässlichen agrarpolitischen Rahmenbedingungen nicht vollständig genutzt wird. Eine Stärkung des ländlichen Raums ist neben dem effizienten Einsatz von Energie und geringerer Abhängigkeit von fossilen Importen ein starker Treiber für die Nutzung von Bioenergie.

Die Szenarien zur Entwicklung der landwirtschaftlichen Potenziale in der Ukraine gehen davon aus, dass im Jahr 2010 4.860 Vollzeitbeschäftigte in der Landwirtschaft zur Substratbereitstellung, für den Betrieb der Biogasanlage, sowie für Aufbereitung und Einspeisung benötigt wurden (siehe Abbildung 1). Im Jahr 2030 könnte der Arbeitskräftebedarf im Szenario 2 auf 15.900 Facharbeiter in der Landwirtschaft und Techniker ansteigen. Im Szenario 3 könnte der Arbeitskräftebedarf bis zum Jahr 2030 sogar auf 24.120 Beschäftigte ansteigen.

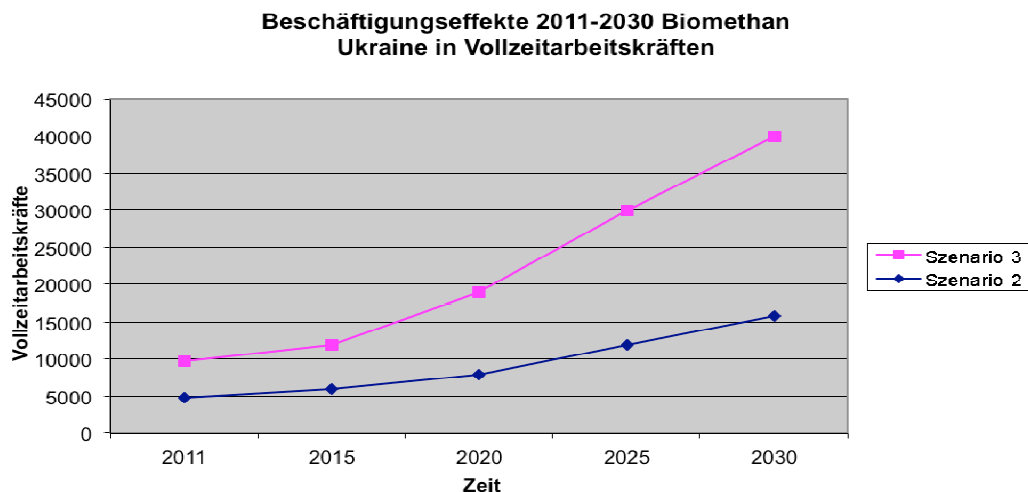


Abbildung 1: Beschäftigungseffekte durch Biomethan 2011-2030 in Vollarbeitsplätzen

Analog wird in der Szenarioanalyse davon ausgegangen, dass im Jahr 2010 insgesamt 5.889 Vollzeitarbeitskräfte in der ukrainischen Forstwirtschaft zur Substratbereitstellung und für den Betrieb der SNG-Anlage inkl. der Aufbereitung und Einspeisung benötigt wurden. Im Jahr 2030 könnte der Arbeitskräftebedarf auf insgesamt 6.084 Facharbeiter in der Forstwirtschaft und Techniker an der SNG-Anlage ansteigen. Aufgrund der geringfügig zunehmenden Potenziale wird auch der Arbeitskräftebedarf in der Forstwirtschaft deutlich geringer ansteigen als im Fall der Biomethanherzeugung.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass das Potenzial zur Schaffung und Erhaltung von Arbeitsplätzen durch die Biomethanaufbereitung und den anschließenden Export in der Landwirtschaft sehr bedeutend ist. Es übersteigt auch wesentlich das Potenzial der Forstwirtschaft für SNG. Zugleich könnte die Biomethan/SNG-Erzeugung als Zukunftsbranche vor dem Hintergrund realer Einkommensverluste und gesteigener Arbeitslosigkeit weiter Bevölkerungsteile in der Wirtschaftskrise einen Beitrag zu Wirtschaftswachstum und zur strukturellen Stabilisierung insbesondere ländlicher Regionen leisten.

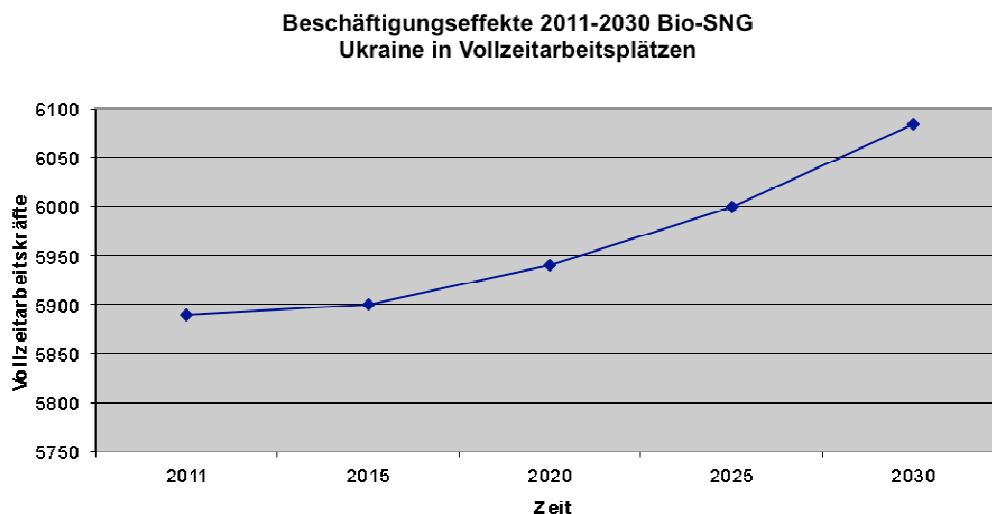


Abbildung 2: Beschäftigungseffekte durch Bio-SNG 2011-2030 in Vollarbeitsplätzen

Das Potenzial kann nur durch Investitionen in Biogas- und Aufbereitungsanlagen realisiert werden und ist daher in erster Linie abhängig vom Investitionsklima des Landes, wobei deutsche Unternehmen hier Chancen im Verbund mit russischen und ukrainischen Betreibern haben.

Die Verschlechterung der Arbeitsbedingungen, insbesondere durch veraltete Technik, und die niedrigen Löhne wirken sich ebenso wie die Zunahme von Korruption und illegaler Methoden der Bereicherung negativ auf die Arbeitsmotivation in den meist kleinen und mittelgroßen landwirtschaftlichen Betrieben aus.

Eine umfassende Beratung von politischen Entscheidungsträgern und privatwirtschaftlichen Akteuren im Rahmen der Agrarpolitikdialogs mit der Ukraine durch das BMELV findet derzeit statt – Optionen zur Erhöhung der Qualität von Arbeitsplätzen im Bioenergiesektor könnten Teil der Beratungsdienstleistungen werden. Die bilaterale Zusammenarbeit mit der Ukraine sollte vor allem Know-How-Transfer zur effizienten Nutzung von Bioenergie in den Blick nehmen und die Qualität von Arbeitsplätzen in der Landwirtschaft thematisieren.

2.1.2 Fokus: Belarus

Die Funktionsweise der belarussischen Volkswirtschaft wird als Planwirtschaft mit Marktelementen bezeichnet: Das heißt, dass marktwirtschaftliche Reformen von außen (Russland, IWF u.a.) durchgesetzt wurden und das Wachstum im Land staatlich verordnet ist (Rakowa 2011). Zwar werben die belarussischen Machthaber um ausländische Direktinvestitionen, doch das Investitionsklima ist widersprüchlich und instabil. Vor diesem Hintergrund gilt es die Ergebnisse der Szenarienanalyse zu Beschäftigungseffekten durch Biomethanbereitstellung zu bewerten.

In Belarus wurden gemäß den Szenarien im Jahr 2011 1.305 Vollzeitbeschäftigte in der Landwirtschaft zur Substratbereitstellung, für den Betrieb der Biogasanlage, sowie für

Aufbereitung und Einspeisung benötigt (siehe Abbildung 3). Im Jahr 2030 könnte der Arbeitskräftebedarf im Szenario 2 auf 3.945 Facharbeiter in der Landwirtschaft und Techniker ansteigen. Im Szenario 3 wird sogar ein Anstieg des Arbeitskräftebedarfs auf 7.890 Beschäftigte bis zum Jahr 2030 für möglich gehalten.

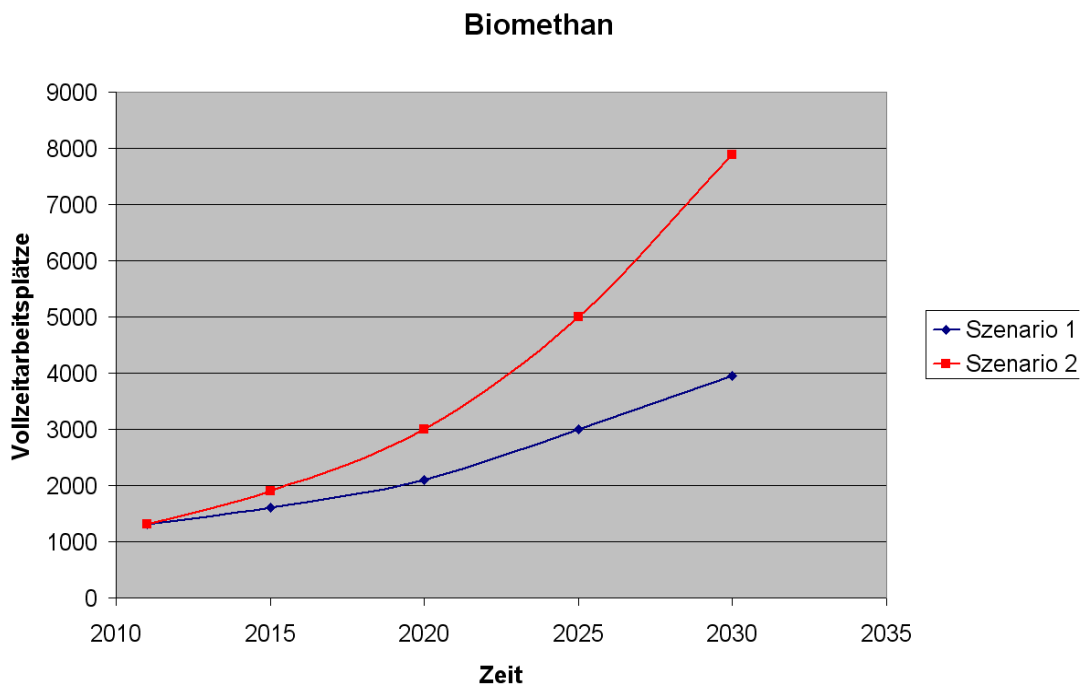


Abbildung 3: Beschäftigungseffekte durch Biomethanbereitstellung in Belarus

Laut Szenarioanalyse wurden in Belarus im Jahr 2011 insgesamt 3.978 Vollzeitarbeitskräfte in der Forstwirtschaft zur Substratbereitstellung und für den Betrieb der SNG-Anlage, sowie für Aufbereitung und Einspeisung benötigt (siehe Abbildung 4). Im Jahr 2030 könnte der Arbeitskräftebedarf auf insgesamt 4.563 Facharbeiter in der Forstwirtschaft und Techniker an der SNG-Anlage ansteigen. Aufgrund der geringfügig zunehmenden Potenziale wird auch der Arbeitskräftebedarf in der Forstwirtschaft deutlich geringer ansteigen als im Fall der Biomethanherzeugung.

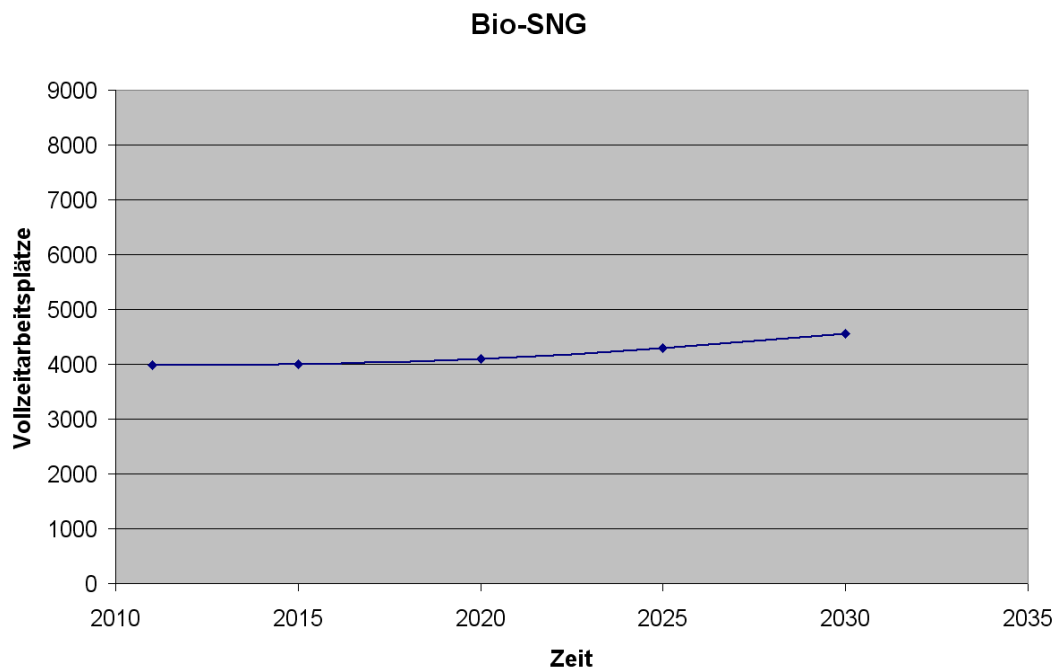


Abbildung 4: Beschäftigungseffekte durch Bio-SNG-Bereitstellung in Belarus

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass das Potenzial zur Schaffung und Erhaltung von Arbeitsplätzen durch die Biomethanaufbereitung und den Biomethanexport in der Land- und Forstwirtschaft in Belarus bedeutend ist, allerdings ausgehend von einem sehr niedrigen Niveau.

Das Potenzial zur Schaffung von Arbeitsplätzen kann nur durch Investitionen in Biogas- und Aufbereitungsanlagen realisiert werden und ist daher in erster Linie abhängig vom Investitionsklima des Landes. Ökonomische Liberalisierung findet jedoch vorwiegend in Bereichen statt, die für Unternehmer nicht zentral sind. Das „Arbeitsplatzargument“ greift daher im Fall Belarus nicht.

Die belarussische Planwirtschaft wirkt einem positiven Investitionsklima entgegen, das eine Grundvoraussetzung ist, um Beschäftigungspotenziale durch Biomethannutzung zu realisieren. Mit einem Engagement des belarussischen Privatsektors und ausländischer Investoren in kapitalintensive Bioenergieprojekte ist in den nächsten Jahren nicht zu rechnen. Ansatzpunkte für die bilaterale Zusammenarbeit bestehen jedoch in der Förderung von Aus- und Weiterbildungsmaßnahmen im Bereich der dezentralen Biogasnutzung.

2.1.3 Fokus: Russische Föderation

Die Hoffnung auf zusätzliche Arbeitsplätze führt in einigen russischen Regionen zu großem Interesse an Bioenergieprojekten. In der Republik Tatarstan, in Krasnodar, Rostov und der Region Volgograd hat die Landwirtschaft eine große wirtschaftliche Bedeutung und man verfügt über Erfahrungen im Energiepflanzenanbau (GBEP 2010).

Beschäftigungseffekte sind daher ein bedeutender Treiberfaktor der Biomethanbereitstellung.

Gemäß der Szenarienanalyse wurden in Russland im Jahr 2011 4.860 Vollzeitarbeitskräfte in der Landwirtschaft zur Substratbereitstellung, für den Betrieb der Biogasanlage, sowie für Aufbereitung und Einspeisung benötigt. Szenario 2 prognostiziert, dass der Arbeitskräftebedarf auf 34.965 Facharbeiter in der Landwirtschaft und Techniker im Jahr 2030 ansteigen könnte. Laut Szenario 3 ist auch ein Anstieg des Arbeitskräftebedarfs auf 50.250 Beschäftigte möglich.

In Russland werden im Jahr 2011 insgesamt 22.659 Vollzeitarbeitskräfte in der Forstwirtschaft zur Substratbereitstellung und für den Betrieb der Biogasanlage sowie für Aufbereitung und Einspeisung benötigt (siehe Abbildung 5). Im Jahr 2030 steigt der Arbeitskräftebedarf auf insgesamt 23.166 Facharbeiter in der Forstwirtschaft und Techniker an der SNG-Anlage an. Aufgrund der geringfügig zunehmenden Potenziale wird auch der Arbeitskräftebedarf in der Forstwirtschaft deutlich geringer ansteigen, als im Fall der Biomethanerzeugung.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass das Potenzial zur Schaffung und Erhaltung von Arbeitsplätzen durch die Biomethanaufbereitung und den Biomethanexport in der Landwirtschaft sehr bedeutend und in der Forstwirtschaft bedeutend ist.

Dieses Potenzial kann jedoch nur durch Investitionen in Biogas- und Aufbereitungsanlagen realisiert werden und ist daher in erster Linie abhängig vom Investitionsklima des Landes.

**Beschäftigungseffekte 2011-2030 Bio-SNG
Russland in Vollzeitarbeitskräften**

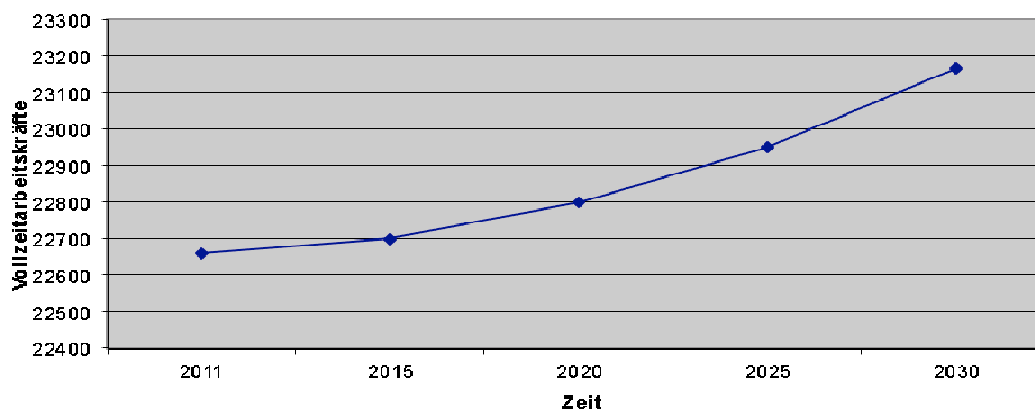


Abbildung 5: Beschäftigungseffekte durch Bio-SNG 2011-2030 in Vollarbeitsplätzen

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass das Potenzial zur Schaffung und Erhaltung von Arbeitsplätzen durch die Biomethanaufbereitung und den Biomethanexport in der Landwirtschaft sehr bedeutend und in der Forstwirtschaft bedeutend ist.

Dieses Potenzial kann jedoch nur durch Investitionen in Biogas- und Aufbereitungsanlagen realisiert werden und ist daher in erster Linie abhängig vom Investitionsklima des Landes.

Zu den Förderfaktoren zählen, dass einige Regionen (Republik Tatarstan, Krasnodar, Rostov und Region Volgograd) bereits erste Erfahrungen im Energiepflanzenanbau haben und aufgrund möglicher Beschäftigungseffekte großes Interesse an Bioenergieprojekten zeigen.

Begrenzende Faktoren sind unter anderem der Rückgang der erwerbstätigen Bevölkerung. Insgesamt kann die Zahl der Erwerbstätigen nach Schätzungen des Gesundheitsministeriums bis zum Jahr 2020 um mehr als zehn Prozent zurückgehen (RiaNovosti, 11.3.11). Auch in der Landwirtschaft sinkt die Zahl der Beschäftigten, ohne das ausreichend Kapital zur Verfügung stünde, um diesen Rückgang durch eine stärkere Mechanisierung aufzufangen (Lindner 2010). Dazu kommen der Mangel an ausgebildeten und studierten Fachkräften vor allem in der Landwirtschaft, die Besetzung leitender Positionen mit Mitarbeitern aus dem europäischen Ausland. Die schlechte Entlohnung (Bodenbearbeitung nach Hektar; Erntearbeiten nach Tonnen) führt zu mangelnder Motivation und Pflege von Arbeitsgeräten. Nicht selten sind Lohnzahlungsrückstände von mehreren Monaten. Die bilaterale Zusammenarbeit sollte daher die Aus- und Weiterbildung vor allem von Fachkräften in der Landwirtschaft sowie die Verbesserung von Arbeitsbedingungen in der Landwirtschaft in den Blick nehmen.

2.2 Wertschöpfung durch Kapitaleinsatz

Um die an der Einzelanlage erzeugte Wertschöpfung abzuschätzen, werden vereinfachend arbeitsbezogene (Kapitel 1.1) und kapitalinduzierte Wertschöpfung unterschieden. Durch den Arbeitskräftebedarf während der Bauphase der Biomethan- und SNG-Anlagen ergeben sich Arbeitskosten, die zusätzliche Arbeitseinkommen und damit Wertschöpfung darstellen. Analog ergibt sich aus dem Investitionsbedarf der Einzelanlage eine kapitalinduzierte Wertschöpfung, wobei der Gesamtbetrag der Investition wiederum auch Arbeitseffekte durch die Errichtung der Anlage enthält. Hierfür wird vereinfachend angenommen, dass 30 % der Gesamtinvestition Arbeitseinkommen darstellen und der Rest kapitalinduzierte Wertschöpfung ist. Für die Arbeitseffekte wird wiederum angenommen, dass sie zu 70% auf inländischer und zu 30% auf ausländischer Arbeit basieren. Dabei wird angenommen, dass es wirtschaftlich sinnvoller ist und die Akzeptanz erhöht, wenn der größere Teil der Arbeitseinkommen vor Ort generiert wird.

Zur Abschätzung der kapitalinduzierten Wertschöpfung (Differenz aus Gesamtinvestition und Arbeitseinkommen), die sich an den Biomethan- und SNG-Einzelanlagen ergeben, werden Anlagentechnik und Materialbedarf getrennt betrachtet. Für die Anlagentechnik wird ein Anteil von 50% an der Gesamtinvestition angenommen und für den Materialbedarf werden die verbleibenden 20% der Gesamtinvestition angesetzt. Weiterhin wird für den Materialbedarf angenommen, dass dieser vollständig aus dem Inland gedeckt wird, während für die Anlagentechnik analog zum Arbeitsbedarf eine Aufteilung zwischen

Inland und Ausland vorgenommen wird. So wird unterstellt, dass 50% der Anlagentechnik im Inland hergestellt und 50% importiert werden.

Ausgehend von der an der einzelnen Anlage generierten Wertschöpfung wird die je Land insgesamt realisierbare Wertschöpfung abgeleitet. Dazu werden basierend auf den in Teil IV errechneten Flächenpotenzialen für Holz und den Anbau von Substraten für Biomethananlagen und dem Flächenbedarf der Einzelanlage maximal realisierbare Anlagenanzahlen errechnet. Die für die Jahre 2010 und 2030 resultierende Gesamtwertschöpfung ist dann das Produkt aus der an der Einzelanlage erzeugten Wertschöpfung und der maximalen Anlagenanzahl je Land.

2.2.1 Fokus: Ukraine

In den nachfolgenden Grafiken (Abbildung 6 und 7) ist die beschriebene Situation für Biomethananlagen für die Jahre 2010 und 2030 dargestellt.

Wertschöpfung Biomethananlage 5 MW_{el} Ukraine 2010 in €

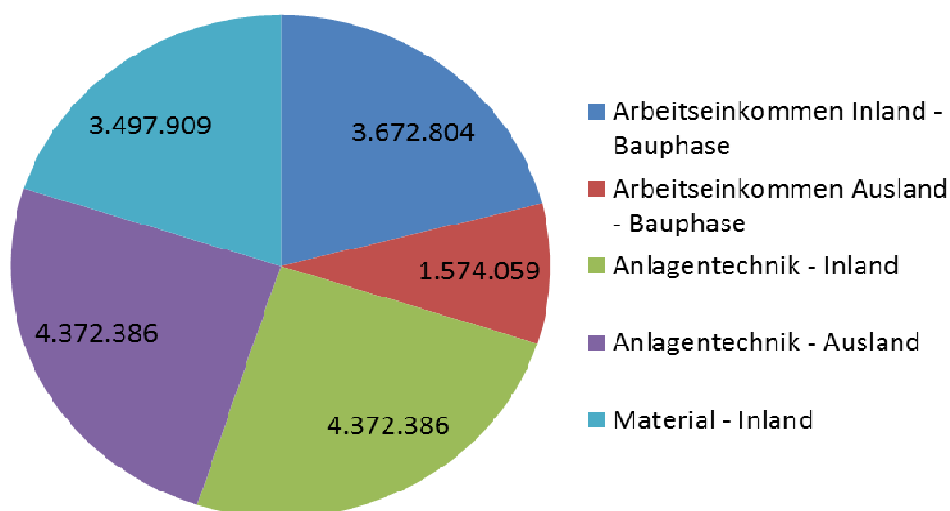


Abbildung 6: Wertschöpfung Biomethananlage 5 MW_{el}

Wertschöpfung Biomethananlage 5 MW_{el} Ukraine 2010 in Mio. €

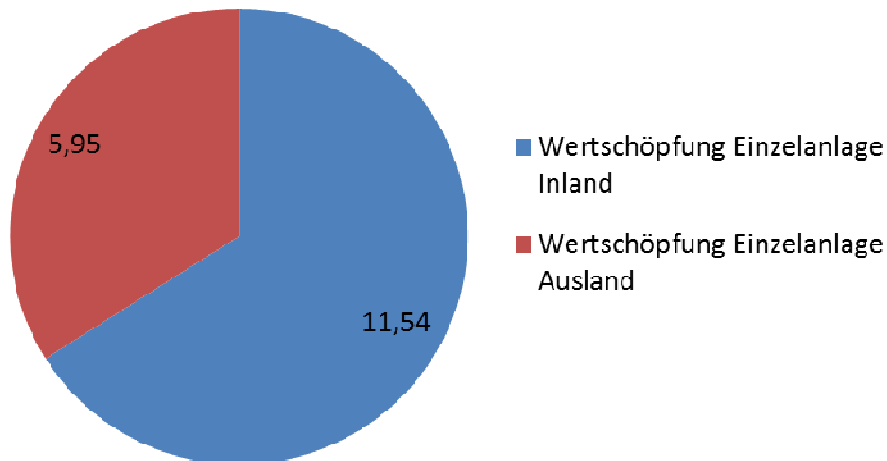


Abbildung 7: Verteilung der Wertschöpfung bei 5 MW_{el} in 2010

Auf Basis des Investitionsbedarfes und des Flächenbedarfs der Einzelanlage und der im Rahmen der Arbeiten von Teil IV ermittelten Flächenpotenziale in Höhe von 0,5 Mio. ha für 2010 lässt sich die maximal mögliche Anlagenanzahl von 74 für das Jahr 2010 errechnen. Dabei wurde angenommen, dass von der verfügbaren Fläche 20% einer Rekultivierung zugeführt werden können (siehe Teil III). Durch diese Anlagenanzahl ergibt sich insgesamt eine Wertschöpfung in Höhe von ca. 1,29 Mrd. €, die sich wieder in in- und ausländische Wertschöpfung aufteilt (Abbildung 8).

**Gesamtwertschöpfung auf Basis von 5 MW_{el}
Biomethananlagen in Ukraine 2010 in Mio.€**

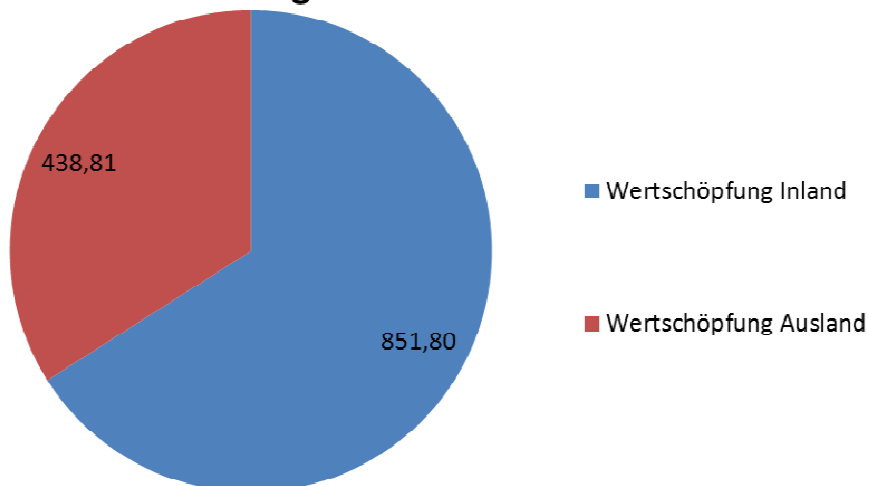


Abbildung 8: Gesamtwertschöpfung auf Basis von 5 MW_{el} Anlagen in 2010

In Abbildung 9 sind die erzeugte Wertschöpfung für eine 5 MW_{el} Anlage im Jahr 2030, sowie die Gesamtwertschöpfung auf Basis dieser 5 MW_{el} Anlage für zwei Flächenszenarien im 2030 dargestellt. Im Vergleich zu Szenario 1 (2010) wird bei Szenario 2 (2030) zusätzlich von einer interregionalen Angleichung ausgegangen. Dabei gleicht sich die Ertragshöhe schlechterer Standorte an die ähnlicher Standorte mit höheren Hektarerträgen an. Dabei ergibt sich aus dem Flächenszenario 2 eine Anlagenanzahl von 1201. In Flächenszenario 3 wird zusätzlich zur interregionalen Angleichung aus Szenario 2 eine Produktivitätssteigerung des Hektarertrags von jährlich 2% erreicht. Daraus ergibt sich in Szenario 3 eine Anlagenanzahl von 1873.

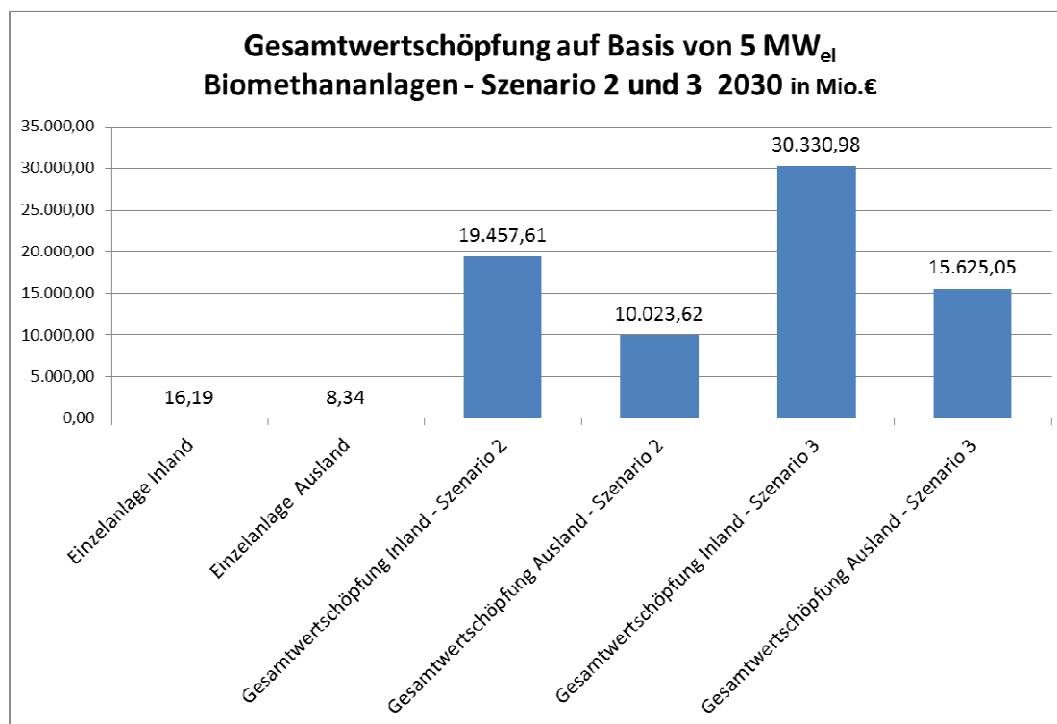


Abbildung 9: Gesamtwertschöpfung auf Basis von 5 MW_{el} 2030 - Szenario 2 und 3

Im Vergleich zu Abbildung 9 ergäbe sich im Jahr 2030 abweichend folgende Wertschöpfung wenn die Flächenpotenziale nach Szenario 2 und 3 ausschließlich über die Anlagengröße 15 MW_{el} erschlossen würden (Abbildung 10). Für die Betrachtung im Jahr 2030 wurde die Wertschöpfung durch Investition in Anlagentechnik auf Basis von Investitionsbedarfen, die reale Kostensteigerungen für Arbeit, Energie, Anlagentechnik berücksichtigen, berechnet. Insofern und in Anbetracht der je Einheit Biomethan-Output geringeren Investitionshöhen für die 15 MW_{el} Anlagen, weichen die ausgewiesenen Wertschöpfungsentwicklungen für 2030 zwischen den Anlagengrößen ab. Danach liegt die maximal erreichbare inländische Wertschöpfung durch Biomethananlagen in 2030 zwischen 24 und 36 Mrd. € im Falle von 15 MW_{el} Anlagen und zwischen 29 und 46 Mrd. € im Falle von 5 MW_{el} Anlagen. In der Realität wird sich ein standortangepasster Anlagenmix ergeben, bei dem wesentlich mehr 5 MW_{el} Anlagen gebaut werden. Insofern wird sich eher eine Entwicklung der Wertschöpfungseffekte auf Basis der beiden Flächenszenarien für 2030, wie in Abbildung 9 dargestellt, zeigen.

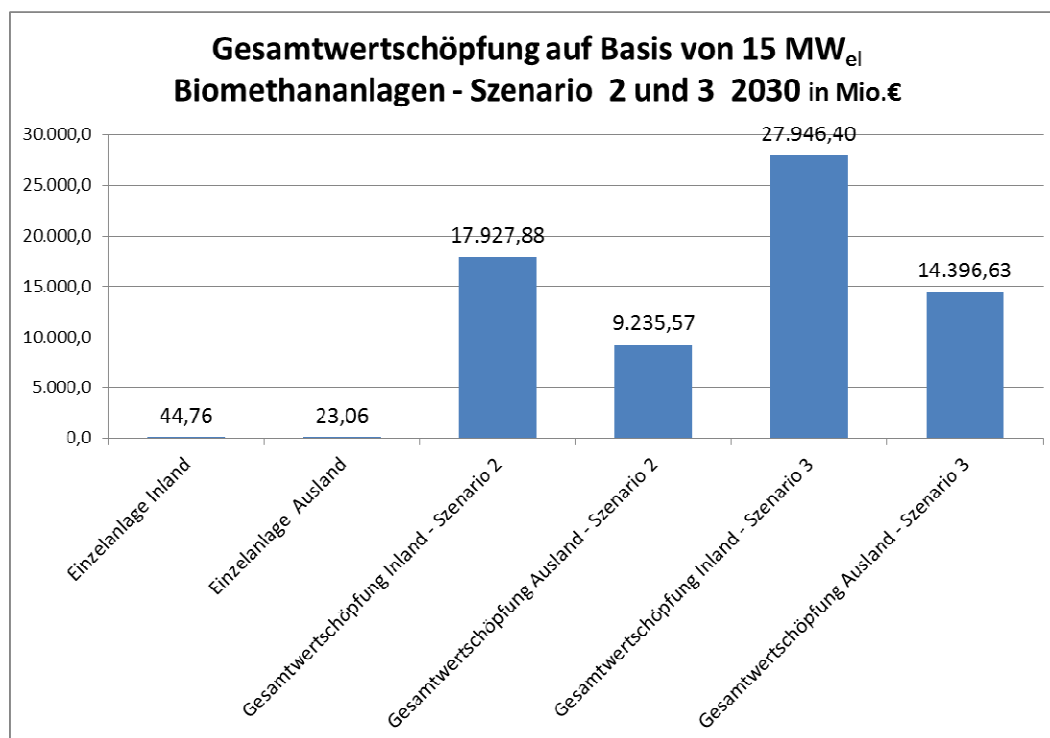


Abbildung 10: Gesamtwertschöpfung auf Basis 15 MW_{el} 2030 - Szenario 2 und 3

Analog ist in den nachfolgenden Grafiken die Situation für SNG-Anlagen in der Ukraine dargestellt. Dabei zeigen Abbildungen 11 und Abbildung 12 den Anteil kapitalinduzierter Wertschöpfung an der Einzelanlage für 2010 und 2030.

Wertschöpfung 19 MW SNG Ukraine 2010 in Mio. €

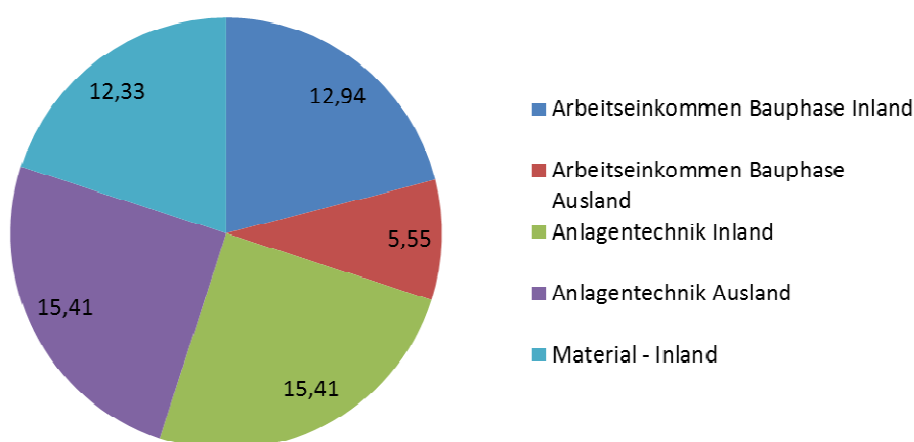


Abbildung 11: Wertschöpfung 19 MW-SNG 2010

Für 2030 werden reale Preissteigerungen berücksichtigt, indem einzelne Kostenpositionen (Arbeit, Kapital und Energie) mit Indizes zur Realkostensteigerungen für 2030 errechnet werden. Somit ist der erhöhte Investitionsbedarf für 2030 in Preisen von 2010 ohne allgemeine Inflation, aber mit real gesteigerten Kosten zu verstehen.

Wertschöpfung 19 MW SNG Ukraine 2030 in Mio. €

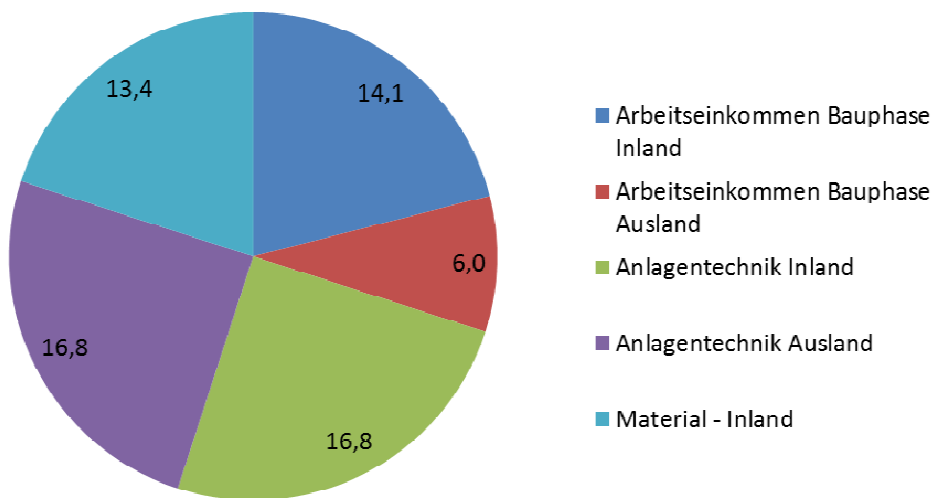


Abbildung 12: Wertschöpfung 19 MW-SNG 2030

Wertschöpfung 19 MW SNG Ukraine 2030 in Mio. €

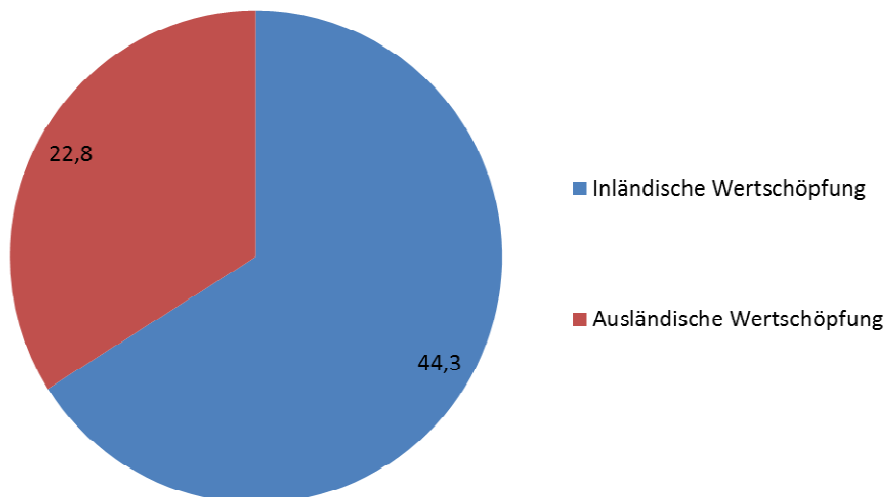


Abbildung 13: In- und ausländische Wertschöpfung 19 MW-SNG 2030

Auf Basis der in Teil IV ermittelten Holzpotenziale und dem Holzbedarf der SNG-Anlage wurden Gesamtwertschöpfungseffekte durch die Anlagenerrichtung auf Basis der 19-MW-SNG-Anlage in der Ukraine in Höhe von 30,5 Mrd. € im Jahr 2030 errechnet (Abbildung 14).

**Gesamtwertschöpfung auf Basis von 19 MW SNG
Ukraine 2030 in Mio. €**

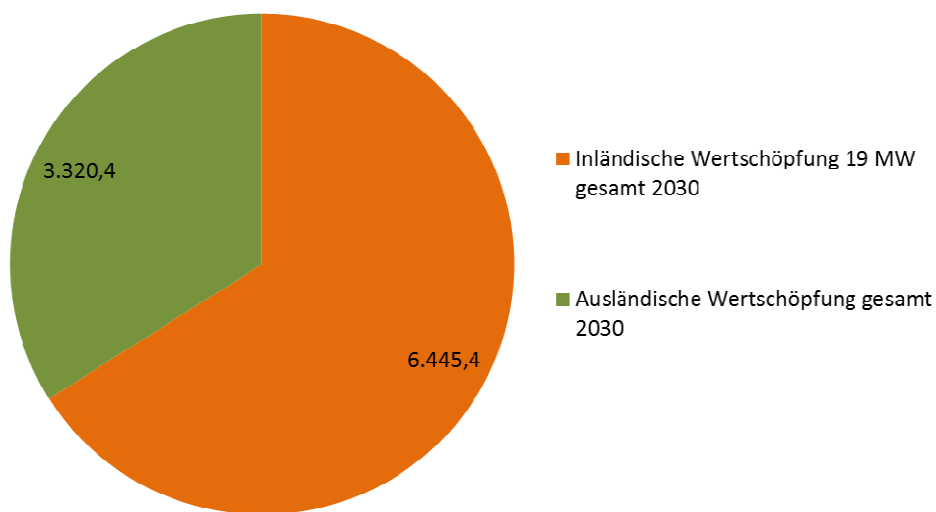


Abbildung 14: Gesamtwertschöpfung auf Basis 19 MW-SNG in 2030

Die deutlich größere 65-MW-SNG-Anlage kann aufgrund des großen Einzugsradius annahmegemäß nur an 5 Standorten umgesetzt werden.

Abbildung 15 zeigt die Wertschöpfungseffekte auf Einzelanlagenebene und Abbildung 16 die Gesamtwertschöpfungseffekte, die aus der Errichtung von 5 dieser Anlagen entstehen könnten.

Wertschöpfung 65 MW SNG Ukraine 2030 in Mio. €

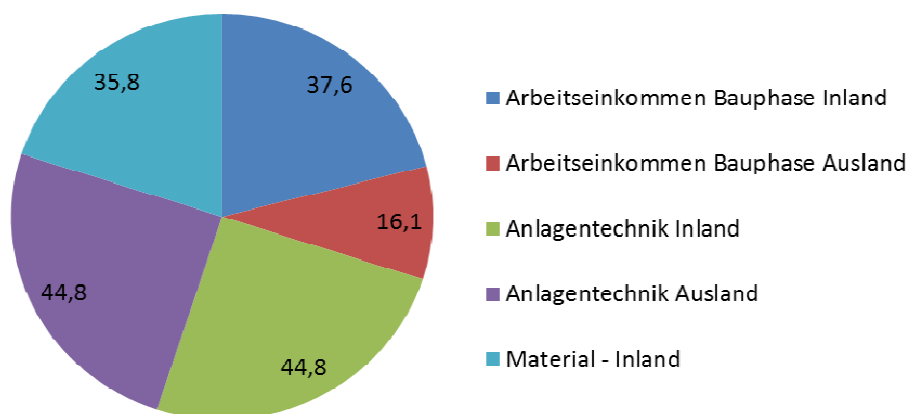


Abbildung 15: Wertschöpfung 65 MW-SNG 2030

**Gesamtwertschöpfung auf Basis von 65 MW SNG
Ukraine 2030 in Mio. €**

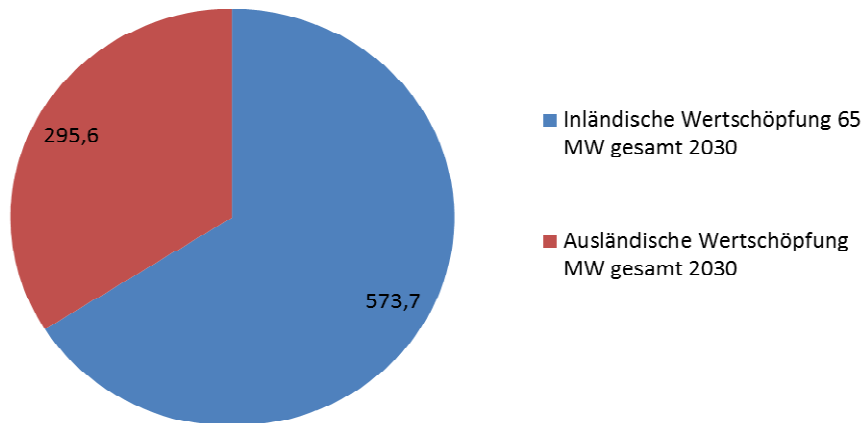


Abbildung16: Gesamtwertschöpfung auf Basis von 65 MW-SNG in 2030

In der Summe könnten im Jahr 2030 Wertschöpfungseffekte in Höhe von ca. 10,6 Mrd. € durch Anlagenerrichtung von 146 19-MW-SNG Anlagen (ca. 9,7 Mrd. €) und durch 5 65-MW-SNG-Anlagen (ca. 0,87 Mrd. €) in der Ukraine erwartet werden. Darin sind noch nicht die Arbeitseinkommen aus dem Betrieb der Anlage, die Wertschöpfungseffekte durch die Bereitstellung der Substrate und ggf. zusätzliche Investitionen in die forstwirtschaftliche Erntetechnik enthalten.

2.2.2 Fokus: Belarus

Abbildung 17 zeigt die erzeugte Wertschöpfung für eine 5 MW_{el} -Biomethananlage für 2010. Insgesamt entstehen somit ca. 66% Wertschöpfung im Inland und 34% im Ausland.

**Wertschöpfung Biomethananlage 5 MW_{el}
Belarus 2010 in €**

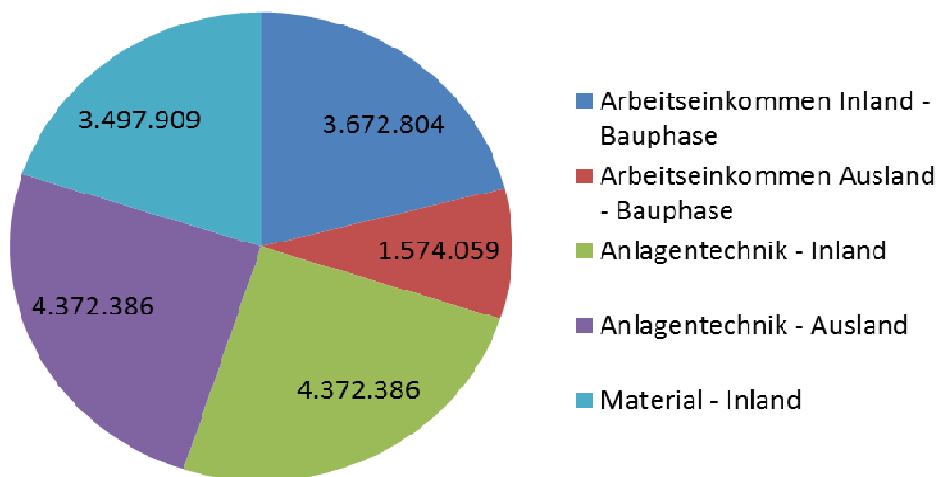


Abbildung 17: Wertschöpfung Biomethananlage 5 MW_{el}

**Wertschöpfung Biomethananlage 5 MW
Belarus 2010 in Mio. €**

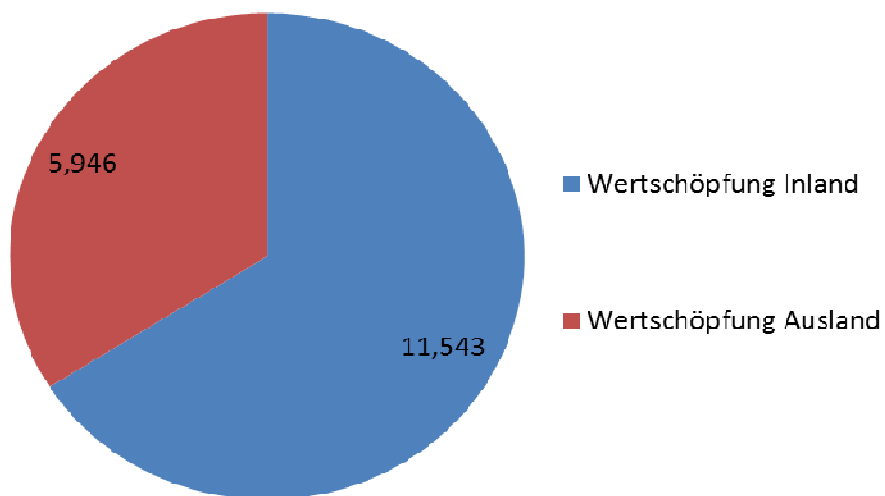


Abbildung 18: Gesamtwertschöpfung auf Basis von 5 MW Anlagen in 2010

Auf Basis des Investitionsbedarfes der Einzelanlage, dem Flächenbedarf der Einzelanlage und der im Rahmen der Arbeiten von Teil III ermittelten Flächenpotenziale wurde die maximale Anzahl von 87 Biomethananlagen errechnet. Durch diese Anlagenanzahl ergibt sich eine Gesamtwertschöpfung in Höhe von ca. 258 Mio. €, die sich wieder in in- und ausländische Wertschöpfung aufteilt.

In Abbildung 19 sind ist die erzeugte Wertschöpfung auf Basis einer 5 MW_{el} Anlage für die 5 MW_{el} Einzelanlage, sowie für die errechnete Anlagenanzahl von 48 (Szenario 2) und 96 (Szenario 3) dargestellt. Die Szenarien wurde analog zu Kapitel 2.2.1 ausgewählt.

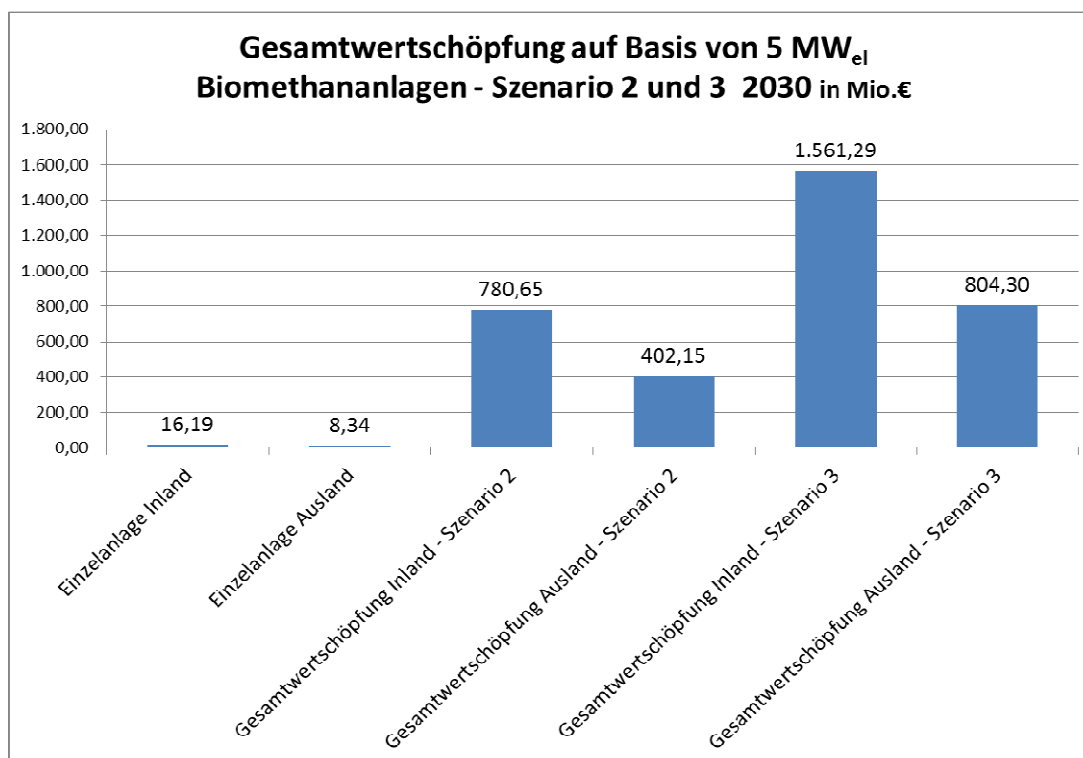


Abbildung 19: Gesamtwertschöpfung auf Basis von 5 MW - Flächenszenario 2 und 3

Im Vergleich ergäbe sich für 2030 eine veränderte Wertschöpfung wenn die Flächenpotenziale nach Szenario 2 und 3 ausschließlich über die Anlagengröße 15 MW_{el} genutzt würden (Abbildung 20). Dargestellt sind Investitionsbedarfe, die auf realen Kostensteigerungen für Arbeit, Energie, Anlagentechnik basieren und die Wertschöpfungsentwicklung für die Flächennutzung nach Szenario 2 und 3. Die maximal erreichbare inländische Wertschöpfung durch Biomethananlagen läge im Bereich zwischen 1,2 (15 MW_{el}) und 1,5 Mrd. € (5 MW_{el}) in 2030.

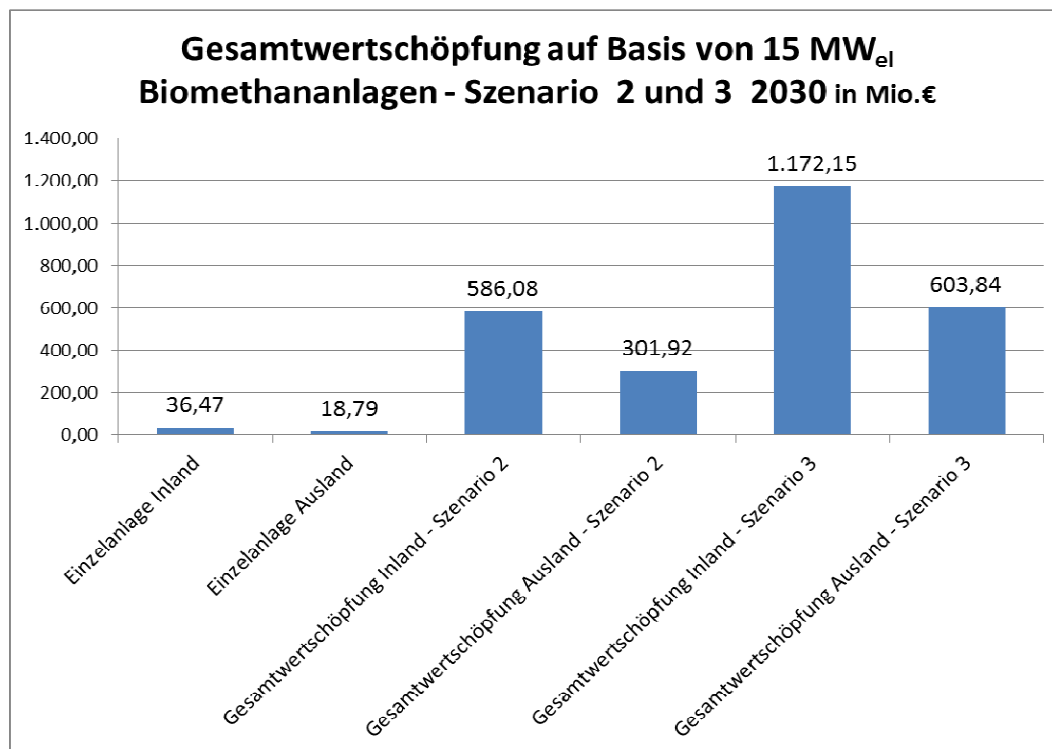


Abbildung 20: Gesamtwertschöpfung auf Basis 15 MW_{el} - Szenario 2 und 3

Analog ist in den nachfolgenden Grafiken die Situation für SNG-Anlagen in Belarus dargestellt. Dabei zeigen Abbildung 21 und 22 den Anteil kapitalinduzierter Wertschöpfung an der Einzelanlage für 2010 und 2030.

**Wertschöpfung 19 MW SNG Belarus 2010
in Mio. €**

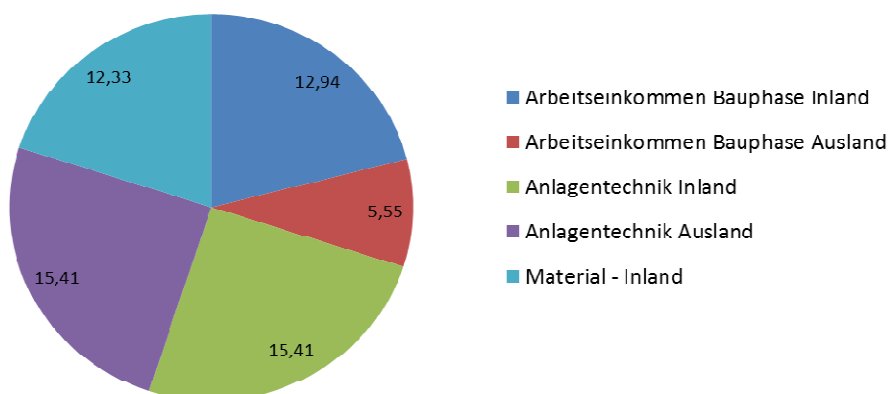


Abbildung 21: Wertschöpfung 19 MW-SNG 2011

Für 2030 wurden reale Preissteigerungen berücksichtigt, dabei wurden einzelne Kostenparameter (Arbeit, Kapital und Energie) mit Indizes zur Realkostensteigerungen für 2030

berechnet. Somit ist der erhöhte Investitionsbedarf für 2030 in Preisen von 2010 ohne allgemeine Inflation aber mit real gestiegenen Kosten zu verstehen.

Wertschöpfung 19 MW SNG Belarus 2030
in Mio. €

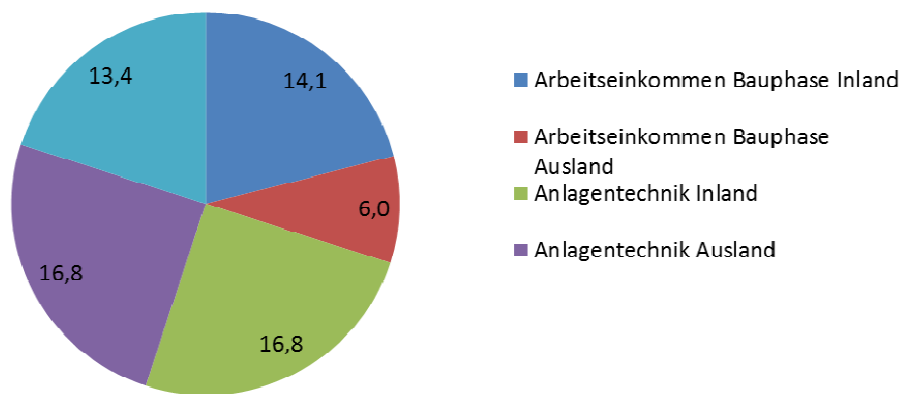


Abbildung 22: Wertschöpfung 19 MW-SNG 2030

Abbildung 23 zeigt die Verteilung in in- und ausländische Wertschöpfung für eine 19 MW-SNG-Anlage in 2030.

Wertschöpfung 19 MW SNG Belarus 2030
in Mio. €

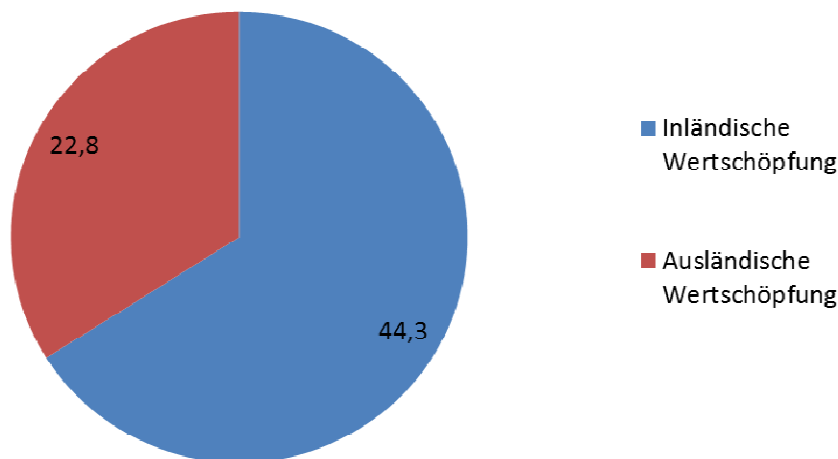


Abbildung 23: In- und ausländische Wertschöpfung 19 MW-SNG 2030

Auf Basis der in Teil IV ermittelten Holzpotenziale und dem Holzbedarf der SNG-Anlage wurden Gesamtwertschöpfungseffekte durch die Anlagenerrichtung auf Basis der 19-MW-SNG-Anlage in Belarus in Höhe von 7,3 Mrd. € im Jahr 2030 errechnet.

Gesamtwertschöpfung auf Basis von 19 MW SNG Belarus 2030 in Mio. €

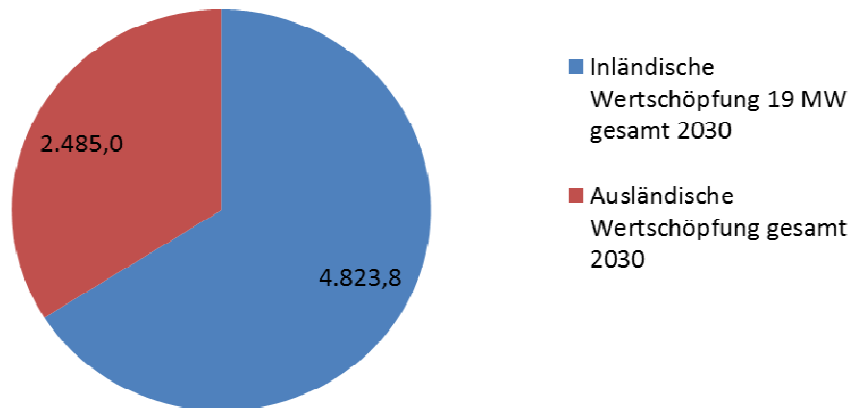


Abbildung 24: Gesamtwertschöpfung auf Basis 19 MW-SNG in 2030

Die deutlich größere 65-MW-SNG-Anlage kann aufgrund des großen Einzugsradius annahmegemäß nur an 4 Standorten umgesetzt werden. Abbildung 24 zeigt die Wertschöpfungseffekte auf Einzelanlagenebene und Abbildung 25 die Gesamtwertschöpfungseffekte, die aus der Errichtung von 4 dieser Anlagen entstehen könnten.

Wertschöpfung 65 MW SNG Belarus 2030 in Mio. €

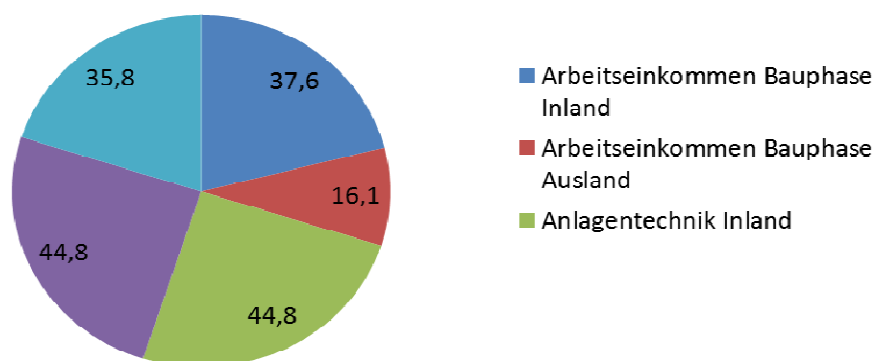


Abbildung 25: Wertschöpfung 65 MW-SNG 2030

In der Summe könnten im Jahr 2030 Wertschöpfungseffekte durch Anlagenerrichtung von ca. 4,8 Mrd. € durch 109 19-MW-SNG Anlagen und 0,4 Mrd. € durch 4 65-MW-SNG in Belarus erwartet werden. Darin sind noch nicht die Arbeitseinkommen aus dem Betrieb der Anlage und die Wertschöpfungseffekte durch die Bereitstellung der Substrate enthalten.

**Gesamtwertschöpfung auf Basis von 65 MW SNG Belarus
2030 in Mio. €**

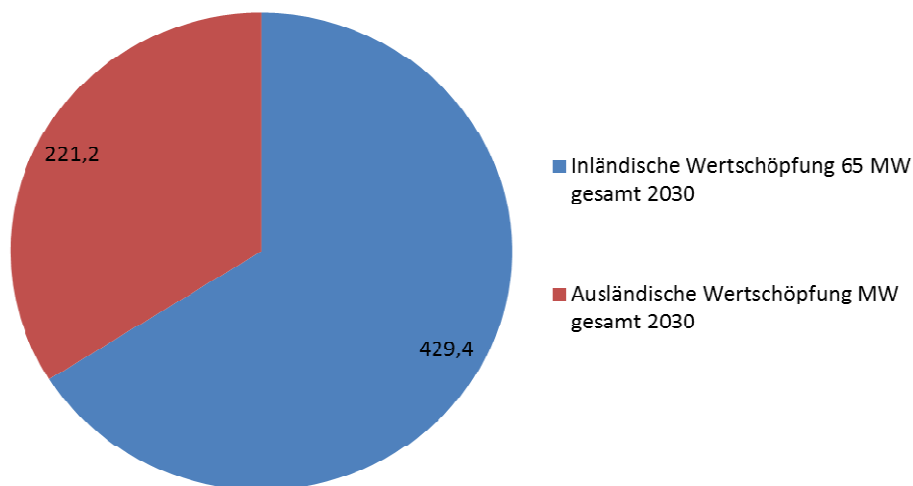


Abbildung 26: Gesamtwertschöpfung auf Basis von 65 MW-SNG in 2030

2.2.3 Fokus: Russische Föderation

Abbildung 27 zeigt die erzeugte Wertschöpfung für eine 5 MW_{el}-Biomethananlage für 2010. Insgesamt entstehen somit ca. 66% Wertschöpfung im Inland und 34% im Ausland (Abbildung 28).

**Wertschöpfung Biomethananlage 5 MW_{el}
Russland 2010 in €**

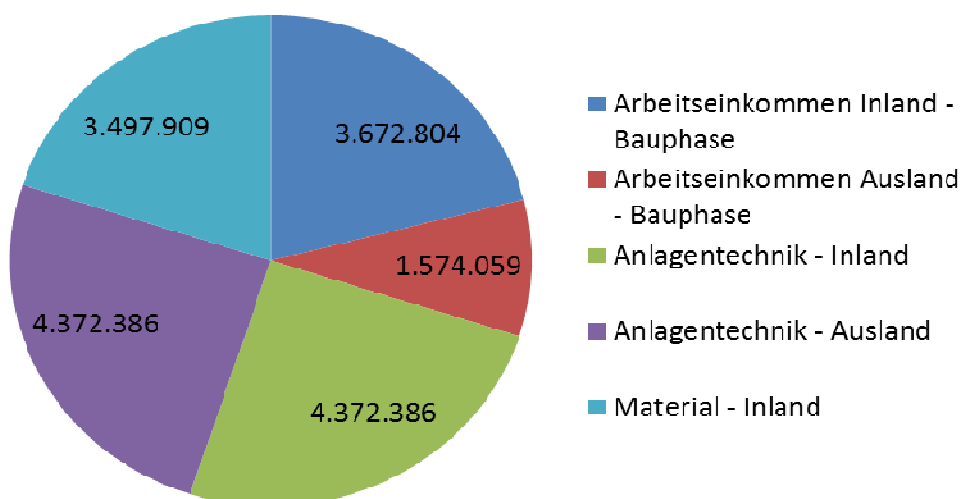


Abbildung 27: Wertschöpfung Biomethananlage 5 MW_{el}

Wertschöpfung Biomethananlage 5 MW_{el} Russland 2010 in Mio. €

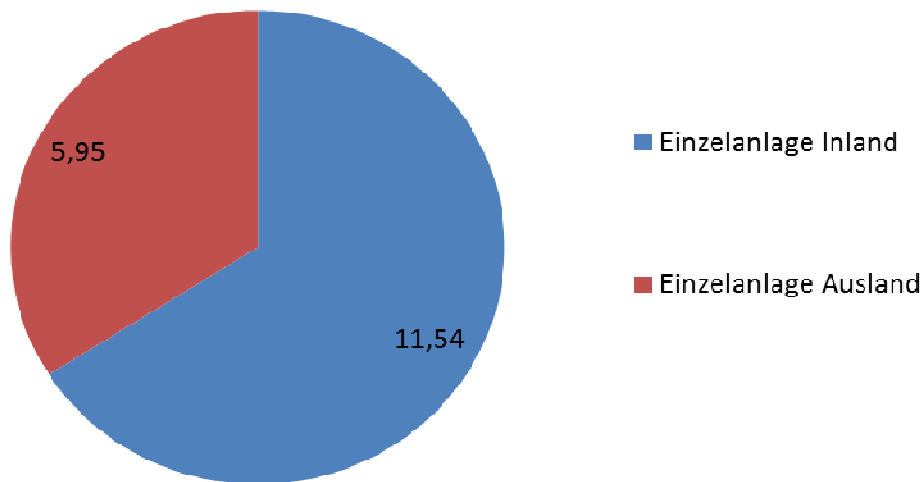


Abbildung 28: Verteilung der Wertschöpfung im Fall von 5 MW_{el} in 2010

Auf Basis des Investitionsbedarfes der Einzelanlage, des Flächenbedarfs der Einzelanlage und der im Rahmen der Arbeiten von Teil III ermittelten Flächenpotenziale für 2010 lässt sich die maximal mögliche Anlagenanzahl von 826 für das Jahr 2010 errechnen. Durch diese Anlagenanzahl ergibt sich insgesamt eine Wertschöpfung in Höhe von ca. 14,5 Mrd. €, die sich wieder in in- und ausländische Wertschöpfung aufteilt (Abbildung 29).

Gesamtwertschöpfung auf Basis von 5 MW_{el} Biomethananlagen in Russland 2010 in Mio.€

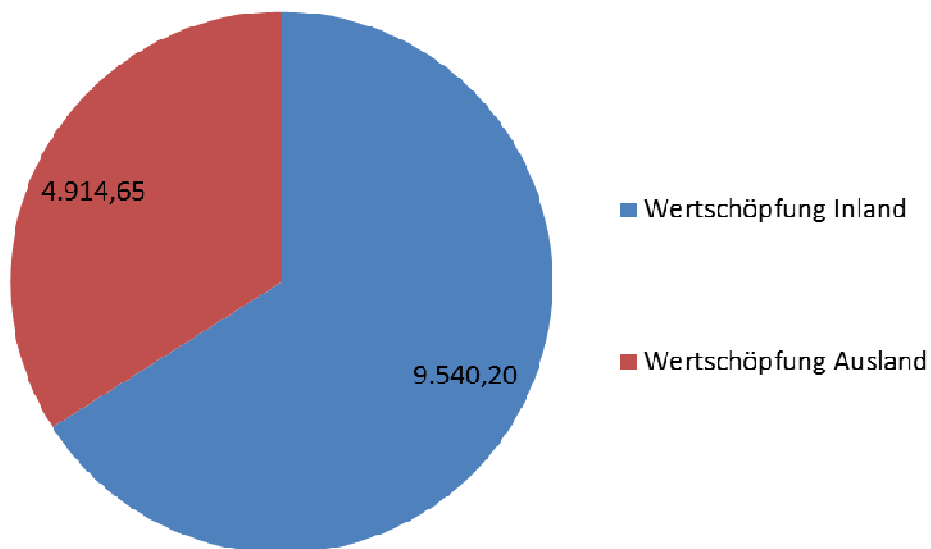


Abbildung 29: Gesamtwertschöpfung auf Basis von 5 MW_{el} 2010

In Abbildung 30 ist die erzeugte Wertschöpfung für eine 5 MW_{el} Anlage im Jahr 2030, sowie die Gesamtwertschöpfung auf Basis dieser 5 MW_{el} Anlage für die Flächenszenarien 2 und 3 (siehe Kapitel 2.2.1 bzw. Teil III) in 2030 dargestellt. Dabei ergibt sich aus dem Flächenszenario 2 eine Anlagenanzahl von 2703 und für Flächenszenario 3 eine Anlagenanzahl von 3922.

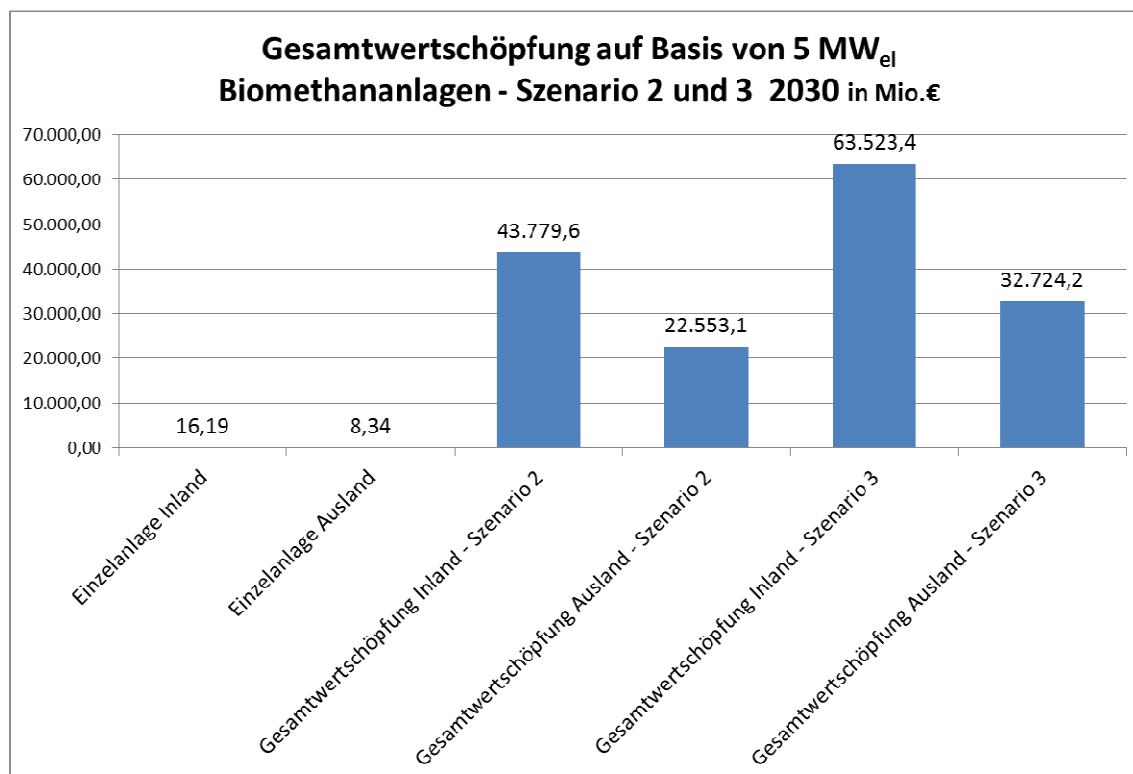


Abbildung 30: Gesamtwertschöpfung auf Basis von 5 MW_{el} 2030 - Szenario 2 und 3

Im Vergleich zu Abbildung 30 ergäbe sich im Jahr 2030 eine abweichende Wertschöpfung wenn die Flächenpotenziale nach Szenario 2 und 3 ausschließlich über die Anlagengröße 15 MW_{el} erschlossen würden (Abbildung 31). Für die Betrachtung im Jahr 2030 wurde die Wertschöpfung durch Investition in Anlagentechnik auf Basis von Investitionsbedarfen, die reale Kostensteigerungen für Arbeit, Energie, Anlagentechnik berücksichtigen, berechnet. Insofern und in Anbetracht der je Einheit Biomethan-Output geringeren Investitionshöhen für die 15 MW_{el} Anlagen, weichen die ausgewiesenen Wertschöpfungsentwicklungen für 2030 zwischen den Anlagengrößen ab. Danach liegt die maximal erreichbare inländische Wertschöpfung durch Biomethananlagen in 2030 zwischen 33 und 48 Mrd. € im Falle von 15 MW_{el} Anlagen und zwischen 44 und 64 Mrd. € im Falle von 5 MW_{el} Anlagen. In der Realität wird sich ein standortangepasster Anlagenmix ergeben, bei dem wesentlich mehr 5 MW_{el} Anlagen errichtet werden. Insofern kann eher eine Entwicklung der Wertschöpfungseffekte auf Basis der beiden Flächenszenarien für 2030 wie in Abbildung 30 dargestellt, erwartet werden.

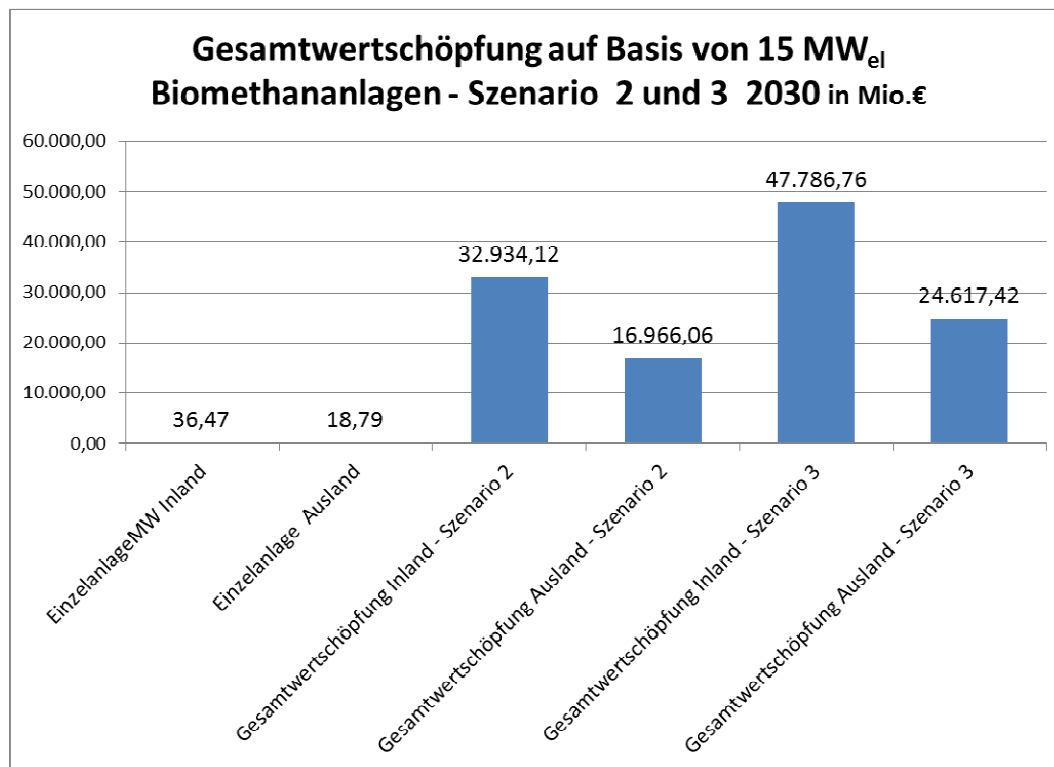


Abbildung 31: Gesamtwertschöpfung auf Basis 15 MW_{el} 2030 - Szenario 2 und 3

Analog ist in den nachfolgenden Grafiken die Situation für SNG-Anlagen in Russland dargestellt. Dabei zeigen Abbildung 32 und Abbildung 33 den Anteil kapitalinduzierter Wertschöpfung an der Einzelanlage für die Jahre 2010 und 2030.

Wertschöpfung 19 MW SNG Russland 2010 in Mio. €

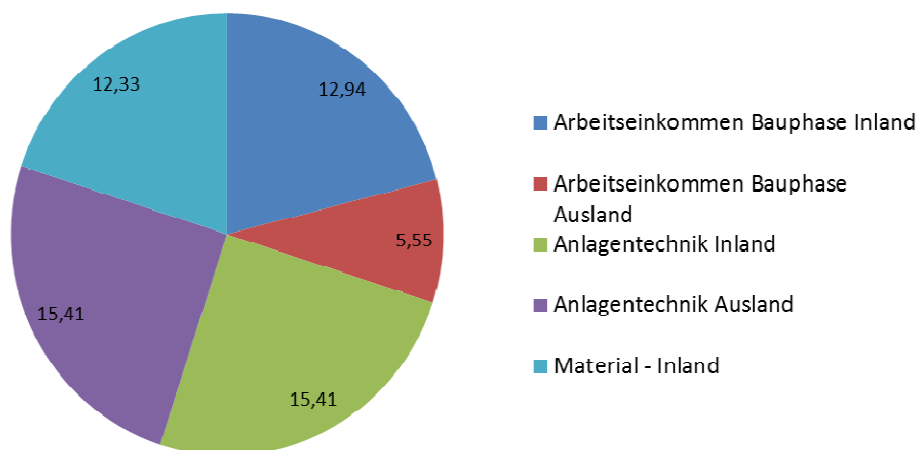


Abbildung 32: Wertschöpfung 19 MW-SNG 2010

Für 2030 werden reale Preissteigerungen berücksichtigt, indem einzelne Kostenpositionen (Arbeit, Kapital und Energie) mit Indizes zur Realkostensteigerungen für 2030 errechnet werden. Somit ist der erhöhte Investitionsbedarf für die Einzelanlage in 2030 in

Preisen von 2010 ohne allgemeine Inflation, aber mit real gestiegenen Kosten zu verstehen.

Wertschöpfung 19 MW SNG Russland 2030 in Mio. €

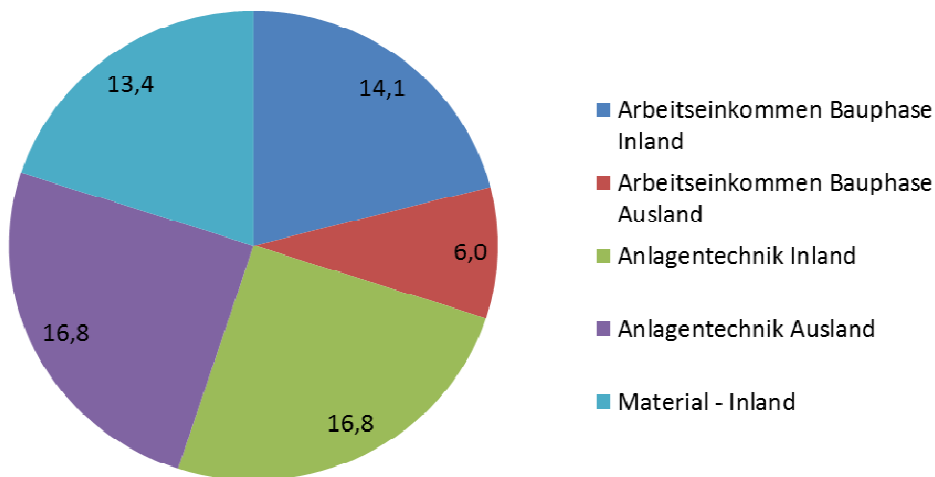


Abbildung 33: Wertschöpfung 19 MW-SNG 2030

Abbildung 34 zeigt die Verteilung in- und ausländische Wertschöpfung für eine 19 MW-SNG-Anlage in 2030.

Wertschöpfung 19 MW SNG Russland 2030 in Mio. €

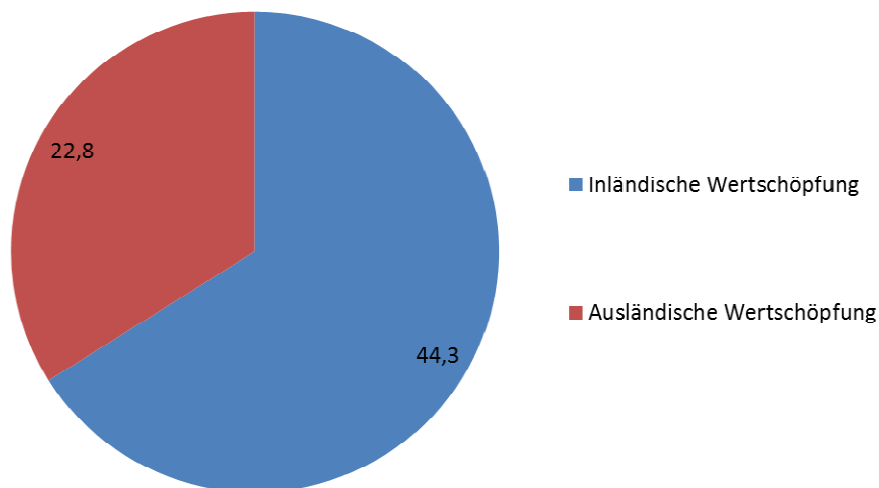


Abbildung 34: In- und ausländische Wertschöpfung 19 MW-SNG 2030

Auf Basis der in Teil IV ermittelten Holzpotenziale und dem Holzbedarf der SNG-Anlage wurden Gesamtwertschöpfungseffekte durch die Anlagenerrichtung auf Basis der 19-MW-SNG-Anlage in Russland in Höhe von 30,5 Mrd. € im Jahr 2030 errechnet (Abbildung 35).

Gesamtwertschöpfung auf Basis von 19 MW SNG Russland 2030 in Mio. €

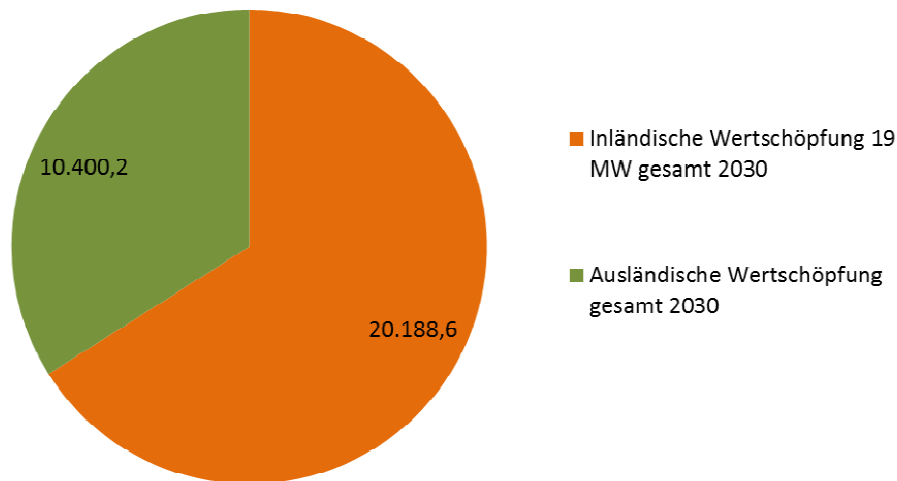


Abbildung 35: Gesamtwertschöpfung auf Basis 19 MW-SNG in 2030

Die deutlich größere 65-MW-SNG-Anlage kann aufgrund des großen Einzugsradius annahmegemäß nur an 59 Standorten umgesetzt werden. Abbildung 36 zeigt die Wertschöpfungseffekte auf Einzelanlagenebene und Abbildung 37 die Gesamtwertschöpfungseffekte, die aus der Errichtung von 59 dieser Anlagen entstehen könnten.

Wertschöpfung 65 MW SNG Russland 2030 in Mio. €

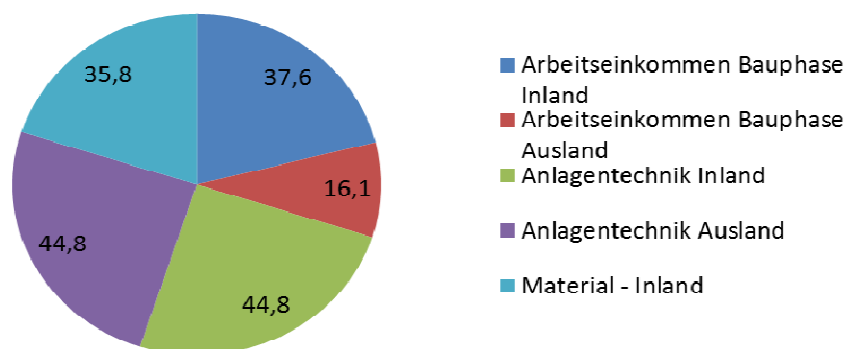


Abbildung 36: Wertschöpfung 65 MW-SNG 2030

**Gesamtwertschöpfung auf Basis von 65 MW SNG
Russland 2030 in Mio. €**

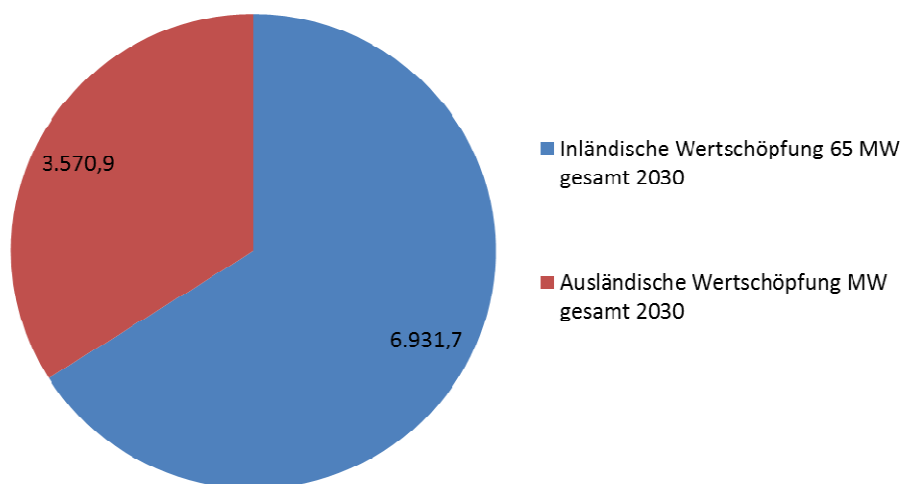


Abbildung 37: Gesamtwertschöpfung auf Basis von 65 MW-SNG in 2030

In der Summe könnten im Jahr 2030 Wertschöpfungseffekte in Höhe von ca. 41 Mrd. € durch Anlagenerrichtung von 456 19-MW-SNG Anlagen (ca. 30,5 Mrd. €) und durch 59 65-MW-SNG-Anlagen (ca. 10,5 Mrd. €) in Russland erwartet werden. Darin sind noch nicht die Arbeitseinkommen aus dem Betrieb der Anlage, die Wertschöpfungseffekte durch die Bereitstellung der Substrate und ggf. zusätzliche Investitionen in die forstwirtschaftliche Anlagentechnik enthalten.

3 Fazit

Die ermittelten Wertschöpfungseffekte beschränken sich auf Beschäftigungseffekte, die bei der Errichtung der Biomethan/SNG-Anlagen, den Betrieb dieser Anlagen sowie durch die Substratbereitstellung hervorgerufen werden, sowie auf die direkte kapitalinduzierte Wertschöpfung, die durch die Investition bei der Anlagenerrichtung hervorgerufen wird. Indirekte Wertschöpfungseffekte werden nicht analysiert, weswegen die ermittelten Wertschöpfungseffekte auch vor diesem Hintergrund als konservativ eingeordnet werden können.

Es konnte gezeigt werden, dass bedeutende Wertschöpfungseffekte durch die Umsetzung der in Teil II dargestellten Biomethan-/SNG-Konzepte in Russland, der Ukraine und Belarus erzeugt werden können. Die Analyse dieser Effekte basierte auf Anlagenkonzepten, die auf dem heutigen Stand der Technik basieren und im Fall der Biomethanherzeugung Brachflächen nutzen. Dazu wurden in Teil III Brachflächenpotenziale untersucht. Für die Nutzung dieser Flächen wurde der Anbau von Kleegrasmischungen angenommen, weswegen dies als konservativer Ansatz angesehen werden kann. Es ist wahrscheinlich, dass bei besserer Kenntnis regionaler Klima- und Bodenbedingungen auch höherwertige Früchte angebaut werden können und dadurch höhere

Gaserträge pro Hektar realisierbar sind. In der Systematik der Ermittlung der Wertschöpfungseffekte in diesem Arbeitspaket würde dann eine höhere Anlagenanzahl und im Zusammenhang damit direkt höhere Wertschöpfungseffekte resultieren.

Da die Wertschöpfungseffekte durch Biomethan/SNG-Anlagen direkt an eine breite Nutzung der Agrar- und Forstflächen gebunden ist, können durch diese neben positiven ökologischen Effekten auch regionale Struktureffekte, durch die Schaffung von Arbeitsplätzen erwartet werden. Die Ausnutzung dieser Potenziale und die damit zusammenhängenden Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte sind davon abhängig, dass Investitionen tatsächlich getätigt werden. In allen drei Ländern zeigen sich Investitionshemmnisse, die teilweise durch gezielte Maßnahmen der bilateralen Zusammenarbeit angegangen werden können.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Beschäftigungseffekte durch Biomethan 2011-2030 in Vollarbeitsplätzen	187
Abbildung 2:	Beschäftigungseffekte durch Bio-SNG 2011-2030 in Vollarbeitsplätzen	188
Abbildung 3:	Beschäftigungseffekte durch Biomethanbereitstellung in Belarus	189
Abbildung 4:	Beschäftigungseffekte durch Bio-SNG-Bereitstellung in Belarus	190
Abbildung 5:	Beschäftigungseffekte durch Bio-SNG 2011-2030 in Vollarbeitsplätzen	191
Abbildung 6:	Wertschöpfung Biomethananlage 5 MW _{el}	193
Abbildung 7:	Verteilung der Wertschöpfung bei 5 MW _{el} in 2010.....	194
Abbildung 8:	Gesamtwertschöpfung auf Basis von 5 MW _{el} Anlagen in 2010.....	195
Abbildung 9:	Gesamtwertschöpfung auf Basis von 5 MW _{el} 2030 - Szenario 2 und 3	196
Abbildung 10:	Gesamtwertschöpfung auf Basis 15 MW _{el} 2030 - Szenario 2 und 3	197
Abbildung 11:	Wertschöpfung 19 MW-SNG 2010	197
Abbildung 12:	Wertschöpfung 19 MW-SNG 2030	198
Abbildung 13:	In- und ausländische Wertschöpfung 19 MW-SNG 2030.....	198
Abbildung 14:	Gesamtwertschöpfung auf Basis 19 MW-SNG in 2030	199
Abbildung 15:	Wertschöpfung 65 MW-SNG 2030	199
Abbildung 16:	Gesamtwertschöpfung auf Basis von 65 MW-SNG in 2030.....	200
Abbildung 17:	Wertschöpfung Biomethananlage 5 MW _{el}	201
Abbildung 18:	Gesamtwertschöpfung auf Basis von 5 MW-Anlagen in 2010	201
Abbildung 19:	Gesamtwertschöpfung auf Basis von 5 MW - Flächenszenario 2 und 3	202
Abbildung 20:	Gesamtwertschöpfung auf Basis 15 MW _{el} - Szenario 2 und 3	203
Abbildung 21:	Wertschöpfung 19 MW-SNG 2011	203
Abbildung 22:	Wertschöpfung 19 MW-SNG 2030	204
Abbildung 23:	In- und ausländische Wertschöpfung 19 MW-SNG 2030	204
Abbildung 24:	Gesamtwertschöpfung auf Basis 19 MW-SNG in 2030	205
Abbildung 25:	Wertschöpfung 65 MW-SNG 2030	205
Abbildung 26:	Gesamtwertschöpfung auf Basis von 65 MW-SNG in 2030.....	206
Abbildung 27:	Wertschöpfung Biomethananlage 5 MW _{el}	206
Abbildung 28:	Verteilung der Wertschöpfung im Fall von 5 MW _{el} in 2010.....	207

Abbildung 29:	Gesamtwertschöpfung auf Basis von 5 MW _{el} 2010	208
Abbildung 30:	Gesamtwertschöpfung auf Basis von 5 MW _{el} 2030 - Szenario 2 und 3	209
Abbildung 31:	Gesamtwertschöpfung auf Basis 15 MW _{el} 2030 - Szenario 2 und 3	210
Abbildung 32:	Wertschöpfung 19 MW-SNG 2010	210
Abbildung 33:	Wertschöpfung 19 MW-SNG 2030	211
Abbildung 34:	In- und ausländische Wertschöpfung 19 MW-SNG 2030.....	211
Abbildung 35:	Gesamtwertschöpfung auf Basis 19 MW-SNG in 2030	212
Abbildung 36:	Wertschöpfung 65 MW-SNG 2030	212
Abbildung 37:	Gesamtwertschöpfung auf Basis von 65 MW-SNG in 2030	213

**Teil VI: ÖKOLOGISCHE ASPEKTE DER BEREITSTELLUNG UND
DISTRIBUTION VON BIOMETHAN**

***Katja Oehmichen, Jaqueline Daniel-Gromke, Walter Stinner, Elke
Christ***

Inhalt

Einführung	245
1 Methodik	245
2 Gaspolitik in Belarus	245
2.1 Akteure des Gasmarktes in Belarus	245
2.2 Gaspreise in Belarus	246
2.3 Gasleitungen in Belarus	248
3 Gaspolitik der Ukraine	249
3.1 Akteure des ukrainischen Gasmarktes	250
3.2 Gasleitungen der Ukraine	251
3.3 Gaspreise in der Ukraine	252
4 Gaspolitik in Russland	253
4.1 Akteure des russischen Gasmarktes	255
4.2 Die internationale Gaspolitik in Russland	256
4.2.1 Entwicklung der Preise der russischen Erdgaslieferungen als Mittel der russischen Außenpolitik	256
4.2.2 Zukünftige Mengen von westeuropäischen Erdgasimporten	258
4.3 Nationaler Gasmarkt	259
4.4 Gastransportleitungen aus Russland nach Westeuropa	261
5 Transportkosten des Erdgases	265
5.1 Technische Transportkosten von Erdgas und Biomethan	265
5.1.1 Kapitalgebundene Kosten	265
5.1.2 Betriebskosten	266
5.1.3 Gesamtkosten und Vergleich mit anderen Quellen	267
5.2 Transitgebühren	268
6 Fazit	269
Literaturverzeichnis	270
Abbildungsverzeichnis	274
Tabellenverzeichnis	274

Einführung

Ausgehend von der im Teil II (Technische und ökonomische Analyse der Biomethanbereitstellung) ermittelten Datenbasis wird die ökologische Bewertung der entsprechenden Biomethanbereitstellungspfade durchgeführt. Hierfür kommt das Instrument der Ökobilanz zum Einsatz.

1 Methodik

Für die Erstellung einer solchen Bilanz existieren die international gültigen Normen ISO 14040 und ISO 14044, die die Grundlage für die Ökobilanzierungen bilden werden. Die Berechnung und die getroffenen Annahmen werden dabei transparent erläutert. Dazu wird der gesamte Lebenszyklus des untersuchten Produktes analysiert, um alle mit diesem Produkt verbundenen Effekte zu erfassen. Die mit der Produktion und Nutzung dieser Produkte und Dienstleistungen verbundenen Aufwendungen und Emissionen werden in der Bilanzierung des Biomethans berücksichtigt. Zur Quantifizierung der Emissionen aus dem Einsatz von Hilfsstoffen und Hilfsenergieträgern wird auf die Datenbasis des DBFZ sowie auf die international anerkannte Ecoinvent Datenbank für Ökoinventare Version 2.0 (Datenstand 2007) zurückgegriffen (Frischknecht 2007).

Die Methodik der Ökobilanz kann grob in vier Bestandteile (Abbildung 1) unterteilt werden. Diese werden im Folgenden am Beispiel der durchgeführten ökologischen Bewertung für verschiedene Biomethanpfade beispielhaft erläutert.

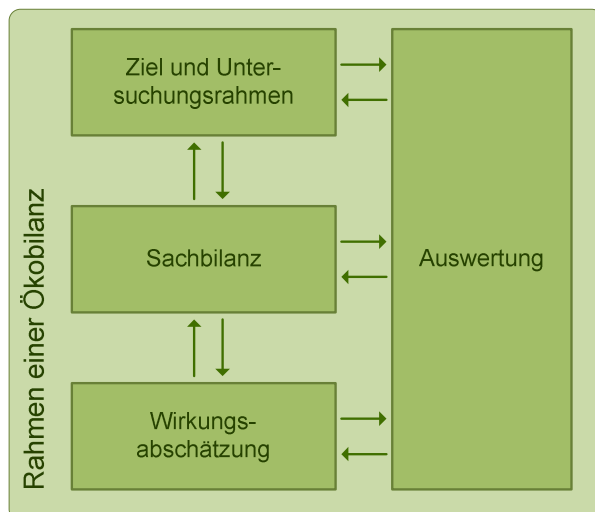


Abbildung 1: Methodischer Ansatz nach DIN ISO 14040

Ziel und Untersuchungsrahmen

Der Bilanzierungsrahmen der Biomethankonzepte (Abbildung 2) umfasst den Anbau und die Bereitstellung der Biomasse, die Konversion und Aufbereitung zu Biomethan sowie die Biomethanbereitstellung einschließlich Erdgastransport.

Es ergeben sich für die Prozesskette zur Biomethanherzeugung folgende Prozessschritte:

Teil VI: ÖKOLOGISCHE ASPEKTE DER BEREITSTELLUNG UND DISTRIBUTION VON BIOMETHAN

- Biomasseproduktion: umfasst alle Aufwendungen zur Produktion der unterschiedlichen Rohstoffe. Dazu zählen alle Emissionen und Aufwendungen aus der Produktion und Anwendung von z. B. Diesel, Düngemitteln, Pflanzenschutzmittel.
- Biomassebereitstellung: umfasst alle mit den Transport- und Aufbereitungsprozessen der Rohstoffe verbundenen Aufwendungen und Emissionen.
- Biomassekonversion: beinhaltet die Umsetzung der Biomasse in Biomethan zur Einspeisung.
- Erdgastransport: umfasst die Einspeisung in das Erdgasnetz sowie den Erdgastransport.

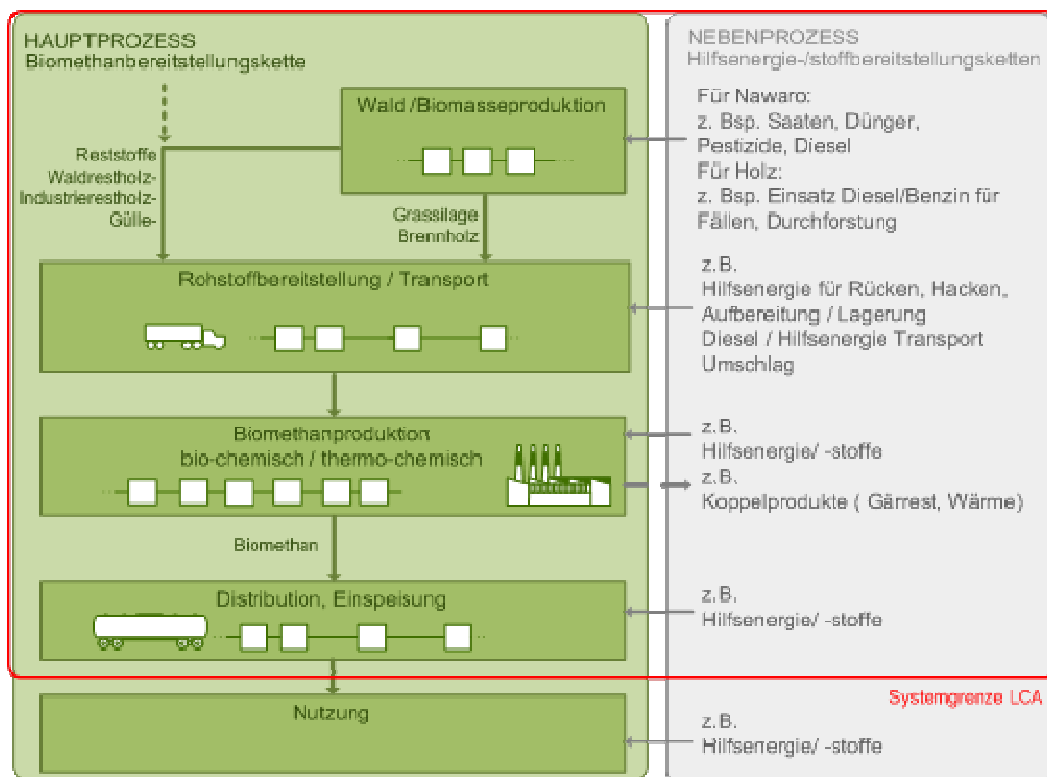


Abbildung 2: Untersuchungsrahmen für die Sachbilanz

Für alle Stufen der Prozesskette sind Input-/Outputströme von Energie oder Hilfs- bzw. Einsatzstoffen notwendig. Die für die Bilanzierung gültige funktionelle Einheit wird für die THG-Emissionen als $1 \text{ kWh}_{\text{Biomethan}}$ und für den nicht erneuerbaren Energieaufwand als $1 \text{ MJ}_{\text{Biomethan}}$ definiert. Die jeweiligen Berechnungen und Ergebnisse werden auf diese Größen bezogen.

Sachbilanz

Innerhalb der Sachbilanz werden alle Emissionen entlang der Prozesskette innerhalb des Bilanzierungsrahmens ermittelt.

Wirkungsabschätzung

Im Schritt der Wirkungsabschätzung werden die Informationen aus der Sachbilanz sortiert, verdichtet und im Hinblick auf mögliche Umweltwirkungen ausgewertet. Hierbei werden einzelne Umweltwirkungsindikatoren mithilfe von Charakterisierungsfaktoren bestimmten Umweltwirkungskategorien zugeordnet. Im Rahmen dieser Studie werden folgende Wirkungskategorien betrachtet:

Treibhausgasemissionen: Innerhalb dieser Kategorie werden für alle zu bewertenden Prozesse die Treibhausgasemissionen als CO₂-Äquivalent dargestellt. Die unterschiedlichen Treibhausgase werden dabei mit Hilfe der Charakterisierungsfaktoren des Intergovernmental Panel on Climate Change 2001 (UBA 2011) in CO₂-Äquivalente umgerechnet.

Kumulierter nichterneuerbarer Energieaufwand (KEA): Der kumulierte nichterneuerbare Energieaufwand beinhaltet innerhalb dieser Studie den Aufwand fossiler und nuklearer Energieträger in MJ zur Produktion eines MJ Biomethan

Auswertung

Mit der Auswertung erfolgt eine Interpretation der Ergebnisse der Wirkungsabschätzung.

2 Annahmen

2.1 Strom

Der Erzeugungsmix für den ländertypischen Strom für 2010 und 2030 und die kraftwerkspezifischen Emissionsfaktoren entstammen probas (UBA 2011), der Umweltdatenbank des Umweltbundesamtes. Die Zusammensetzung des Strommixes für Russland, Ukraine und Belarus sowie der jeweiligen Emissionsfaktoren für den Strommix der beiden Zeithorizonte sind in nachfolgenden Tabellen dargestellt:

Tabelle 1: Annahmen – Strommixdaten für Russland (UBA 2011)

	Strommix	Emissionsfaktor in gCO ₂ -Äq. je kWh _{el}
2010	27% Kohle-KW-DT 18% Gas-KW-GuD 20% Gas-KW-DT 20% Wasser-KW 9% Uran-KW 6% Öl-KW-DT	831,6
2030	38% Gas-KW-GuD 30% Kohle-KW-DT 20% Wasser-KW 7% Uran-KW 5% Öl-KW-DT	529,2

Tabelle 2: Annahmen - Strommixdaten für Ukraine (UBA 2011)

	Strommix	Emissionsfaktor in gCO ₂ -Äq. je kWh _{el}
2010	35% Kohle-KW-DT 7% Gas-KW-GT 3% Wasser-KW 55% Uran-KW	681,1
2030	37% Gas-KW-GuD 40% Kohle-KW-DT 3% Wasser-KW 20% Uran-KW	554,4

Tabelle 3: Annahmen - Strommixdaten für Belarus (UBA 2011)

	Strommix	Emissionsfaktor in gCO ₂ -Äq. je kWh _{el}
2010	Gas-KW-DT 82% Gas-KW-GT 15% Schweröl-KW-DT 13%	946,8
2030	Gas-KW-DT 41% Gas-KW-GuD 56% Schweröl-KW-DT 13%	676,8

2.2 Distribution

Die Annahmen für den Erdgastransport von Russland, Ukraine bzw. Belarus nach Deutschland via Fernleitung wurden den Hintergrunddaten der Datenbank für Ökoinventare Ecoinvent 2 (Frischknecht 2007) entnommen. In den nachfolgenden Tabellen sind die wichtigsten Parameter des Erdgastransports aufgelistet.

Tabelle 4: Erdgastransportdaten für Russland (Frischknecht 2007)

Parameter	
Gasverbrauch der Verdichterstationen	2,7% je 1.000km (2010) 2,47% je 1.000km (2030)
Methanverlust/Leckagen	0,02% je 100km (2010) 0,015% je 100km (2030)
Transportentfernung	5.000km

Tabelle 5: Erdgastransportdaten für Ukraine (Frischknecht 2007)

Parameter	
Gasverbrauch der Verdichterstationen	1,8% je 1.000km
Methanverlust/Leckagen	0,0026% je 100km
Transportentfernung	2.500km

Tabelle 6: Erdgastransportdaten für Belarus (Frischknecht 2007)

Parameter	
Gasverbrauch der Verdichterstationen	1,8% der transportierten Gases je 1.000km
Methanverlust/Leckagen	0,0026% des transportierten Gases je 100km
Transportentfernung	1500km

2.3 Sonstige Annahme

Die infrastrukturellen Aufwendungen für die Konversionsanlagen wurden nicht berücksichtigt.

Anbau Klee-grass und Umgang mit dem Gärrest

Es wird angenommen, dass der Anbau von Klee-grass als Biogas-substrat auf Rotationsbrachen erfolgt, so dass Phosphor- (P-) und Kalium-Dünger (K-Dünger) für die Anbauflächen nicht berücksichtigt werden müssen (aufgrund rotierender Flächenbeanspruchung folgt nach Brachflächennutzung mit Klee-grass Ackerbau, dessen Düngung die notwendigen Mengen an P und K wieder auf diesen Flächen sicherstellt; Düngung von P und K wird an anderer Stelle eingespart). Die in den Anlagen anfallenden Gärreste enthalten wertvolle Nährstoffe, die geeignet sind, den Einsatz synthetischer Düngemittel in der landwirtschaftlichen Produktion zu reduzieren. Um die umweltentlastende Wirkung dieser Klee-grass-Gärreste auszuweisen, wurde den biogasbasierten Biomethankonzepten eine entsprechende „Gutschrift“ in Höhe der vermiedenen Emissionen durch die Einsparung synthetischer Düngemittel angerechnet. Da die oben beschriebenen Fruchtfolgeeffekte schwer zu bilanzieren sind, wird angenommen, dass auf den Anbauflächen eine P- und K-Düngung in Höhe der im Gärrest enthaltenen Nährstoffe erfolgt.

Güllebonus

In einem Teil der biogasbasierten Biomethankonzepte wird ein 10%iger Anteil an Gülle als Biogas-substrat eingesetzt. Durch den Einsatz von Gülle in Biogasanlagen können die aus der konventionellen Lagerung von Gülle entstehenden Methanemissionen vermieden werden. Diese umweltentlastende Wirkung (Annahme: 15% des produzierten Methans als vermiedene Emissionen) kann dem System ebenfalls mit Hilfe einer Gutschrift in Höhe der vermiedenen Emissionen angerechnet werden.

Feldemissionen

Die Berechnung der direkten Feldemissionen erfolgte nach IPCC 2006 Guidelines, page 11.6 to 11 (IPCC 2006)

Direkte Landnutzungsänderungen

Wird Klee gras, wie hier angenommen auf Brachflächen angebaut, ist davon auszugehen, dass sich der Kohlenstoffbestand der Anbaufläche verändert. Demnach handelt es sich der Annahme entsprechend um eine Landnutzungsänderung, die in der THG-Bilanz zu berücksichtigen ist. Derzeit liegen bezüglich des Kohlenstoffbestands der Brachen keine Angaben vor. Es wird empfohlen dieser Fragestellung nachzugehen, da die Bilanzierung direkter Landnutzungsänderungen die Treibhausgasbilanz wesentlich beeinflussen kann.

3 Ergebnisse

Im Folgenden werden länderspezifisch die mit der Biomethanbereitstellung verbundenen klimarelevanten Emissionen und der kumulierte Energieaufwand nicht erneuerbarer Energieträger der einzelnen Referenzkonzepte beschrieben. Die THG-Emissionen sind zusammengefasst und bezogen auf 1 kWh, der kumulierte nichterneuerbare Energieaufwand auf 1 MJ Biomethan nachfolgend dargestellt.

3.1 Russische Föderation

Treibhausgasemissionen der biogasbasierten Biomethanpfade

Die Ergebnisse der Treibhausgasbilanzierung zeigen für die gewählten Anlagenkonzepte innerhalb der Zeithorizonte kaum Unterschiede. Beim direkten Vergleich der Zeithorizonte (Vergleich Anlagenkonzepte 2010 und 2030) lassen sich für die langfristigen Konzepte deutliche Einsparungen der THG-Emissionen durch die Strombereitstellung (in Abbildung 3, gelb dargestellt) erkennen. Dies ist zum einen auf den geringeren Strombedarf der Biogasanlage (2010 15%, 2030 10%) und zum anderen auf den geringeren Emissionsfaktor für den Stromerzeugungsmix (vgl. Tabelle 1) zurückzuführen. Die Höhe der Gesamttreibhausgasemissionen für die Biomethanproduktion wird neben den Aufwendungen zur Strombereitstellung (für Fermenter, Aufbereitung, Verdichtung), im Wesentlichen vom Prozess der Rohstoffbereitstellung und von den Gutschriften für die Gärrestnutzung beeinflusst. Hauptverursacher der THG-Emissionen aus der Rohstoffbereitstellung (im Diagramm dunkelgrün dargestellt) sind zu 45 % die direkten Lachgasemissionen aus der Stickstofffixierung des Klee gras (vgl. 1.2) und zu 30 % der Einsatz von Diesel in landwirtschaftlichen Maschinen für Anbau, Ernte und Transport. Die geringfügig niedrigeren Emissionen der Rohstoffbereitstellung der langfristigen (2030) Konzepte sind auf höhere Erträge und geringere Silageverluste zurückzuführen. Für die Düngewirkung des Klee gras-Gärrestes wurden der Nährstoffgehalt der eingesetzten Grassilage sowie - im Fall des güllebasierten Anlagenkonzeptes auch der Nährstoffgehalt der Gülle - und das entsprechende Mineraldüngeräquivalent ermittelt. Die durch die Substitution von Industriedünger vermiedenen Emissionen wurden den Konzepten gutge-

schrieben (in Abbildung 3 im negativen Bereich der y-Achse grün dargestellt). Bei den Gülle-Gutschriften (hellgrüner Balken) handelt es sich um die vermiedenen Emissionen aus der konventionellen Güllelagerung (vgl. 1.2). Dementsprechend zeigen die Anlagenkonzepte mit 10 % Gülle als Substrat eine leichte THG-Einsparung gegenüber den Konzepten, die 100 % Grassilage einsetzen. Die Aufwendungen aus dem Prozess Erdgastransport (rot dargestellt) sind in erster Linie auf den Einsatz von Erdgas in den Verdichterstationen und den Methanverlust infolge Leckagen zurückzuführen. Auf der rechten Seite der Abbildung sind ausgewählte fossile Referenzen zum Vergleich und zur Einordnung der Ergebnisse als graue Balken dargestellt. Die spezifischen Emissionsfaktoren der fossilen Referenzen entstammen der Datenbank für Ökoinventare Ecoinvent 2.0 (Frischknecht 2007). Alle Aufwendungen und Gutschriften werden schließlich summiert und als Summenbalken (Saldo als weißer Balken) dargestellt. Die langfristigen Konzepte (2030) weisen mit Werten von 113 g CO₂-Äq./kWh (34 MW) bis 97 g CO₂-Äq./kWh (11 MW, 10% Gülle) ein Treibhausgasinderungspotential gegenüber der fossilen Referenz (Erdgas ab Fernleitung EU-Mix) von 53 bzw. 60 % auf.

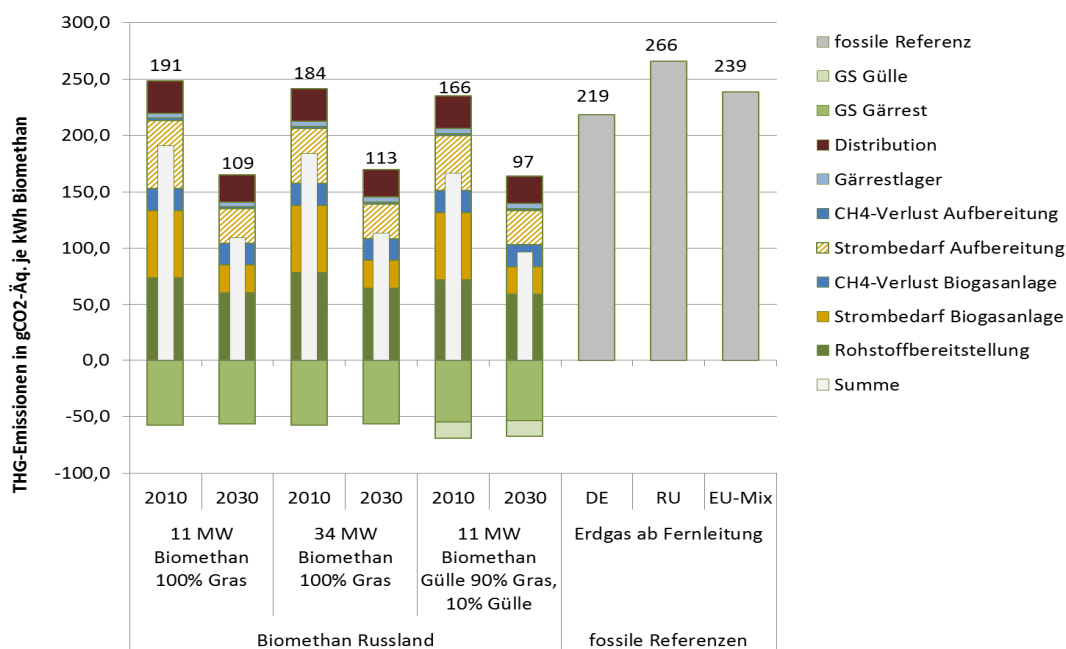


Abbildung 3: THG-Emissionen der betrachteten biogasbasierten Biomethanpfade in gCO₂-Äq./kWh_{Biomethan}

Treibhausgasemissionen der Bio-SNG Konzepte

Analog zu den Treibhausgasemissionen der biogasbasierten Biomethankonzepte zeigen sich innerhalb der gewählten Zeithorizonte der Bio-SNG Konzepte kaum Unterschiede zwischen den THG-Emissionen der 19 MWSNG- und der 65 MWSNG-Anlagen (Abbildung 4). Werden die Ergebnisse der kurz- und langfristigen Konzepte vergleichend gegenübergestellt, so zeigen sich auch hier für 2030 deutliche Emissionseinsparungen im Bereich der Strombereitstellung (in der Abbildung als gelber Balken dargestellt). Dies ist sowohl dem geringeren Strombedarf der Bio-SNG-Anlage als auch dem niedrigeren Emissionsfaktor für den russischen Stromerzeugungsmix (vgl. Tabelle 1) geschuldet.

Weitere Treiber der THG-Emissionen aus der Bio-SNG-Bereitstellung sind die Aufwendungen aus der Rohstoffbereitstellung. Die Treibhausgasemissionen aus der Bereitstellung des Brennstoffmix (in der Abbildung als grüner Balken dargestellt) bestehend aus den entsprechenden Brennholz-, Waldrestholz- und Industrierestholzfraktionen werden im Wesentlichen durch den Einsatz von Diesel für die forstwirtschaftliche Arbeitsprozesse, die Hackschnitzelproduktion und die Transporte verursacht und weisen über alle Anlagenkonzepte in ihrer Höhe kaum Unterschiede auf. Sowohl die größeren Transportentfernungen für die Rohstoffbereitstellung der 65 MWSNG-Konzepte als auch Unterschiede in der Brennstoffzusammensetzung infolge veränderter Rohstoffpotentiale zwischen den Zeithorizonten haben nur einen geringen Einfluss auf die Höhe der THG-Emissionen. In der Abbildung als hellblauer bzw. roter Balken dargestellt sind die THG-Emissionen aus dem Einsatz der Betriebsstoffe und dem Erdgastransport. Bei den Betriebsstoffen verursachen im Wesentlichen die Aufwendungen zur Bereitstellung von Rapsmethylester und Stickstoff die klimarelevanten Emissionen. Auf der Stufe des Erdgas transports sind dies die Aufwendungen für die Verdichterstationen und der Methanverlust infolge Leckagen.

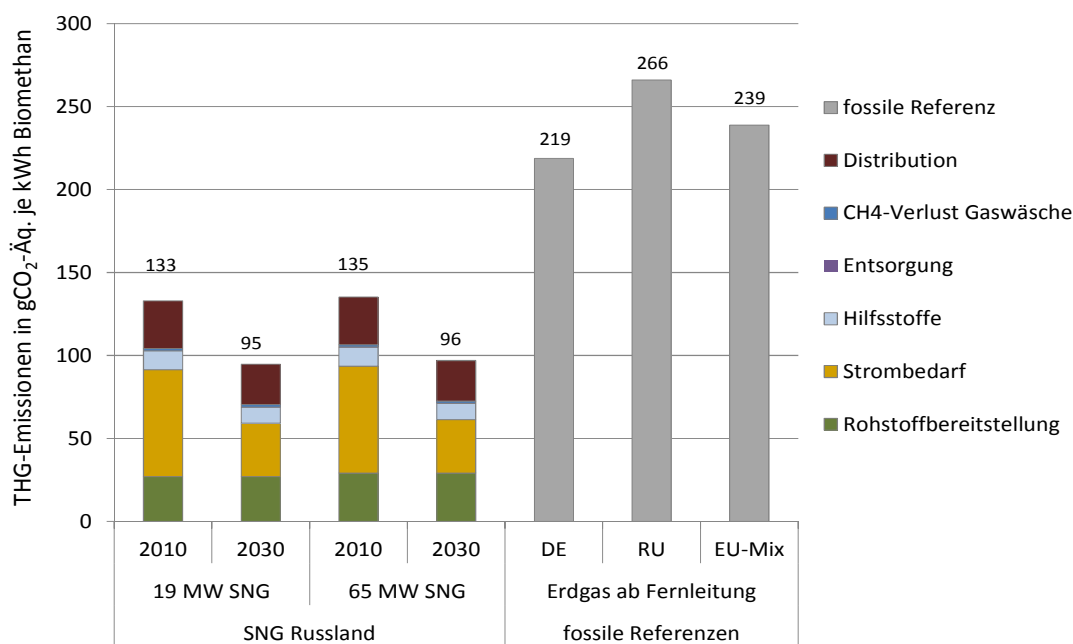


Abbildung 4: THG-Emissionen der betrachteten Bio-SNG Pfade in gCO₂-Äq./kWh_{Biomethan}

Auf der rechten Seite der Grafik sind als graue Balken fossile Referenzen für den direkten Vergleich bzw. die Einordnung der dargestellten Konzepte abgebildet. Wie bereits erwähnt, entstammen die spezifischen Emissionsfaktoren der fossilen Referenzen der Datenbank für Ökoinventare Ecoinvent 2.0 (Frischknecht 2007). Alle betrachteten Anlagenkonzepte zeigen ein THG-Minderungspotential gegenüber den fossilen Referenzen. Die Höhe der Treibhausgasemissionen wird primär von der Höhe der Stromversorgung bestimmt. Dementsprechend weisen die langfristigen Konzepte gegenüber der fossilen Referenz Erdgas ab Fernleitung EU-Mix ein höheres Einsparpotential (60 %) auf als die kurzfristigen Bio-SNG-Konzepte.

Kumulierter nichterneuerbarer Energieaufwand der biogasbasierten Biomethankonzepte

Der kumulierte nichterneuerbare Energieaufwand der biogasbasierten Biomethanpfade liegt in einer Bandbreite von 0,36 bis 0,61 MJ je MJ Biomethan (Abbildung 5). Analog zu den THG-Emissionen zeigen die Ergebnisse für die gewählten Anlagenkonzepte innerhalb der Zeithorizonte kaum Unterschiede. Beim direkten Vergleich der Zeithorizonte (Vergleich Anlagenkonzepte 2010 und 2030) lassen sich für die langfristigen Konzepte deutliche Einsparungen des nichterneuerbaren Energiebedarfs durch die Strombereitstellung (in Abbildung 5 gelb dargestellt) erkennen. Dies ist wie bereits beschrieben zum einen auf den geringeren Strombedarf der Biogasanlage (2010 15%, 2030 10%) und zum anderen auf den geringeren Energieaufwand für den Stromerzeugungsmix zurückzuführen. Der gesamte kumulierte nicht erneuerbare Energieaufwand für die Biomethanproduktion wird neben den Aufwendungen zur Strombereitstellung, vornehmlich durch die Rohstoffbereitstellung (in der Grafik dunkelgrün dargestellt) beeinflusst. Einen wesentlichen Einfluss auf die Höhe des Energieaufwands der Rohstoffbereitstellung hat der Einsatz von Diesel in landwirtschaftlichen Maschinen für Anbau, Ernte und Transport. Die geringfügig niedrigeren Emissionen der Rohstoffbereitstellung der langfristigen (2030) Konzepte lassen sich auf höhere Erträge und geringere Silageverluste zurückführen. Für die Düngewirkung des Gärrestes wurden analog zur THG-Bilanzierung der Nährstoffgehalt der eingesetzten Kleegrassilage – und bei dem güllebasierten Anlagenkonzept zudem der Nährstoffgehalt der eingesetzten Gülle – und das entsprechende Mineräldüngeräquivalent ermittelt. Der durch die Substitution von Industriedünger vermiedene kumulierte nicht erneuerbare Energieaufwand wurde den Konzepten gutgeschrieben (in Abbildung 5 im negativen Bereich der y-Achse grün dargestellt). Die Aufwendungen aus dem Prozess des Erdgastransports (rot dargestellt) sind in erster Linie auf den Einsatz von Erdgas in den Verdichterstationen zurückzuführen. Auf der rechten Seite der Abbildung sind ausgewählte fossile Referenzen zum Vergleich und zur Einordnung der Ergebnisse als graue Balken dargestellt. Die spezifischen Werte für den kumulierten nicht erneuerbaren Energieaufwand der fossilen Referenzen entstammen der Datenbank für Ökoinventare Ecoinvent 2.0 (Frischknecht 2007). Alle betrachteten Anlagenkonzepte zeigen in Summe (als weißer Balken dargestellt) gegenüber den fossilen Referenzen eine Minderung des kumulierten nicht erneuerbaren Energieaufwands. Die Höhe der Minderung wird hauptsächlich von der Höhe der Stromversorgung bestimmt. Dementsprechend weisen die langfristigen Konzepte gegenüber der fossilen Referenz Erdgas ab Fernleitung EU-Mix ein höheres Minderungspotential auf als die kurzfristigen Bio-SNG-Konzepte.

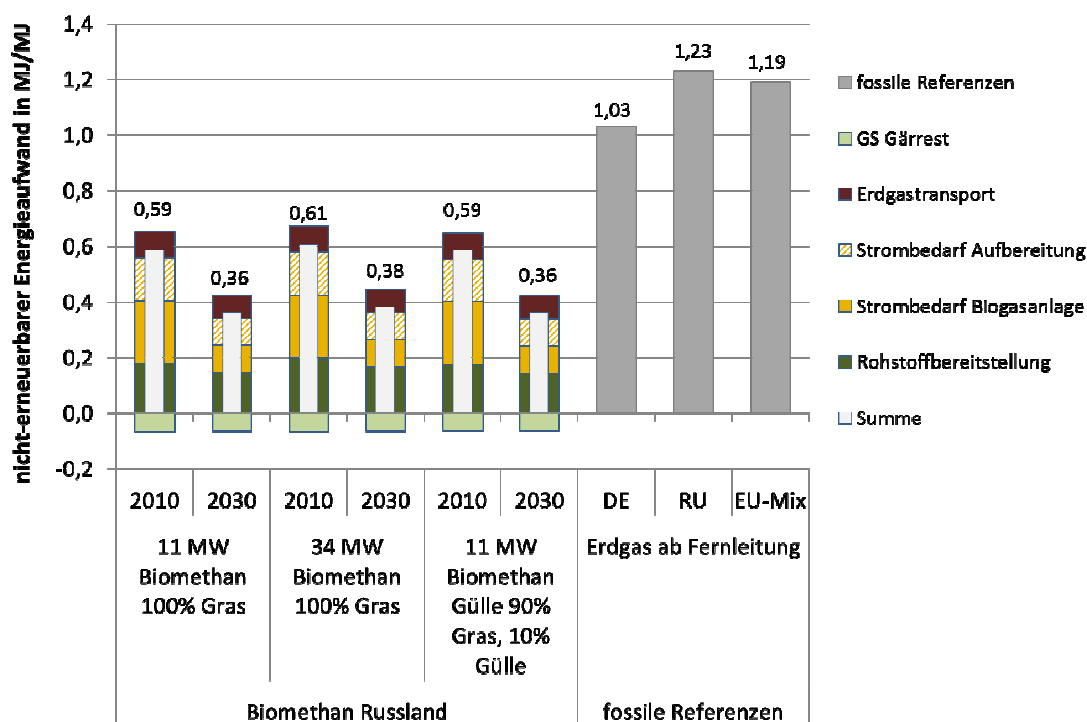


Abbildung 5: Kumulierter nichterneuerbarer Energieaufwand der biogasbasierten Biomethanpfade in MJ/MJ_{Biomethan}

Kumulierter nichterneuerbarer Energieaufwand der Bio-SNG-Konzepte

Der kumulierte nichterneuerbare Energieaufwand der Bio-SNG Pfade liegt in einer Bandbreite von 0,42 bis 0,61 MJ je MJ Biomethan (Abbildung 6). Analog zu den Treibhausgasemissionen zeigen sich innerhalb der gewählten Zeithorizonte der Bio-SNG Konzepte kaum Unterschiede zwischen dem kumulierten nicht erneuerbaren Energieaufwand der 19 MW_{SNG}- und der 65 MW_{SNG}-Anlagen (Abbildung 6). Werden die Ergebnisse der kurz- und langfristigen Konzepte vergleichend gegenübergestellt, so zeigen sich auch hier für 2030 deutliche Energieeinsparungen im Bereich der Strombereitstellung (in der Abbildung als gelber Balken dargestellt). Dies ist wie bereits erwähnt sowohl dem geringeren Strombedarf der Bio-SNG-Anlage als auch dem niedrigeren Energieaufwand für den russischen Stromerzeugungsmix geschuldet. Weitere Treiber des kumulierten nicht erneuerbaren Energieaufwands sind die Aufwendungen aus der Rohstoffbereitstellung (grün dargestellt). Analog zu den THG-Emissionen werden sie im Wesentlichen durch den Einsatz von Diesel für die forstwirtschaftliche Arbeitsprozesse, die Hackschnitzelproduktion und die Transporte verursacht. In der Abbildung als hellblauer bzw. roter Balken dargestellt sind der Energieaufwand aus dem Einsatz der Betriebsstoffe und dem Erdgastransport. Bei den Betriebsstoffen beeinflussen im Wesentlichen die Aufwendungen zur Bereitstellung von Rapsmethylester und Stickstoff das Ergebnis. Auf der Stufe des Erdgas transports sind dies die Aufwendungen für die Verdichterstationen. Auf der rechten Seite der Grafik sind als graue Balken fossile Referenzen für den direkten Vergleich bzw. die Einordnung der dargestellten Konzepte abgebildet. Die spezifischen Werte für den Energieaufwand der fossilen Referenzen entstammen wie bereits erwähnt der Datenbank für Ökoinventare Ecoinvent 2.0 (Frischknecht 2007). Alle betrachteten Anlagenkonzepte zeigen ein Minderungspotential gegenüber den fossilen Referenzen. Die Höhe der Minde-

Die Höhe der Stromversorgung bestimmt die langfristigen Konzepte gegenüber der fossilen Referenz Erdgas ab Fernleitung EU-Mix ein höheres Einsparpotential auf als die kurzfristigen Bio-SNG-Konzepte.

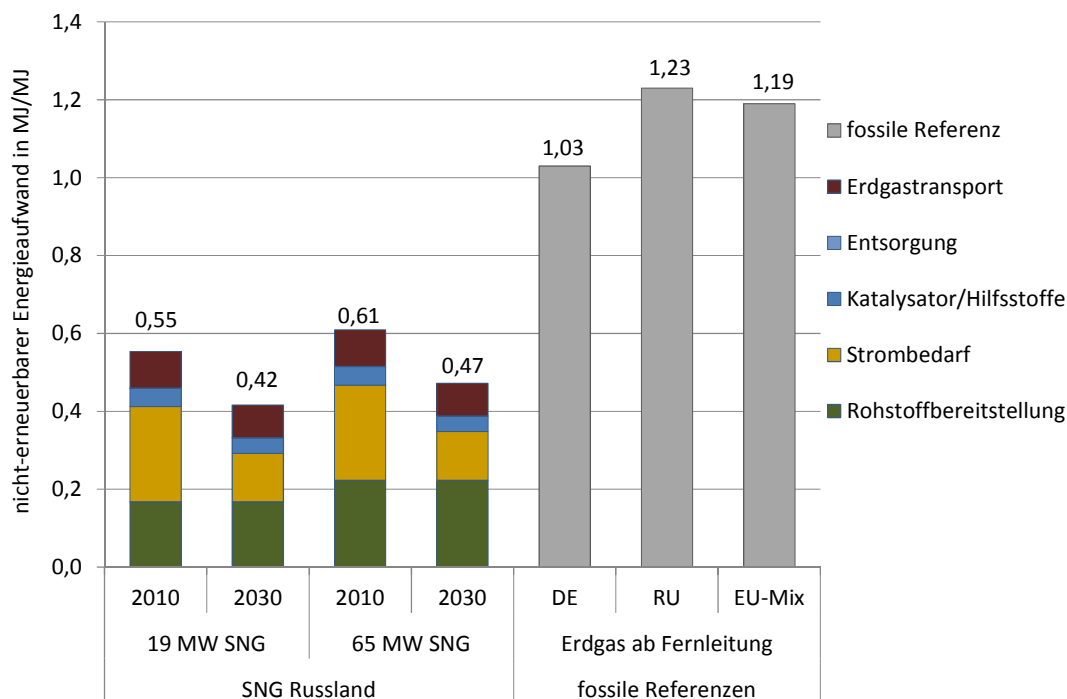


Abbildung 6: Kumulierter nicht erneuerbarer Energieaufwand der Bio-SNG Pfade in MJ/MJ_{Biomethan}

3.2 Ukraine

Treibhausgasemissionen der biogasbasierten Biomethanpfade

Die Ergebnisse der Treibhausgasbilanzierung zeigen für die gewählten Anlagenkonzepte innerhalb der Zeithorizonte kaum Unterschiede. Beim direkten Vergleich der Zeithorizonte (Vergleich Anlagenkonzepte 2010 und 2030) lassen sich für die langfristigen Konzepte deutliche Einsparungen der THG-Emissionen durch die Strombereitstellung (in Abbildung 7 gelb dargestellt) erkennen. Dies ist zum einen auf den geringeren Strombedarf der Biogasanlage (2010 15%, 2030 10%) und zum anderen auf den geringeren Emissionsfaktor für den Stromerzeugungsmix (vgl. Tabelle 2) zurückzuführen. Die Höhe der Gesamtreibhausgasemissionen für die Biomethanproduktion wird neben den Aufwendungen zur Strombereitstellung (für Fermenter, Aufbereitung, Verdichtung), im Wesentlichen vom Prozess der Rohstoffbereitstellung und von den Gutschriften für die Gärrestnutzung beeinflusst. Hauptverursacher der THG-Emissionen aus der Rohstoffbereitstellung (im Diagramm dunkelgrün dargestellt) sind zu 45 % die direkten Lachgasemissionen aus der Stickstofffixierung des Kleeegrases (vgl. Abbildung 7) und zu 30 % der Einsatz von Diesel in landwirtschaftlichen Maschinen für Anbau, Ernte und Transport. Die geringfügig niedrigeren Emissionen der Rohstoffbereitstellung der langfristigen (2030) Konzepte sind auf höhere Erträge und geringere Silageverluste zurückzuführen. Für die Düngewirkung des Klee gras-Gärrestes wurden der Nährstoffgehalt der eingesetzten Grassilage sowie - im Fall des güllebasierten Anlagenkonzeptes auch der Nährstoffgehalt

Teil VI: ÖKOLOGISCHE ASPEKTE DER BEREITSTELLUNG UND DISTRIBUTION VON BIOMETHAN

der Gülle - und das entsprechende Mineraldüngeräquivalent ermittelt. Die durch die Substitution von Industriedünger vermiedenen Emissionen wurden den Konzepten gutgeschrieben (in Abbildung 7 im negativen Bereich der y-Achse grün dargestellt). Bei den Gülle-Gutschriften (hellgrüner Balken) handelt es sich um die vermiedenen Emissionen aus der konventionellen Güllelagerung (vgl. Abbildung 7). Dementsprechend zeigen die Anlagenkonzepte mit 10 % Gülle als Substrat eine leichte THG-Einsparung gegenüber den Konzepten, die 100 % Grassilage einsetzen.

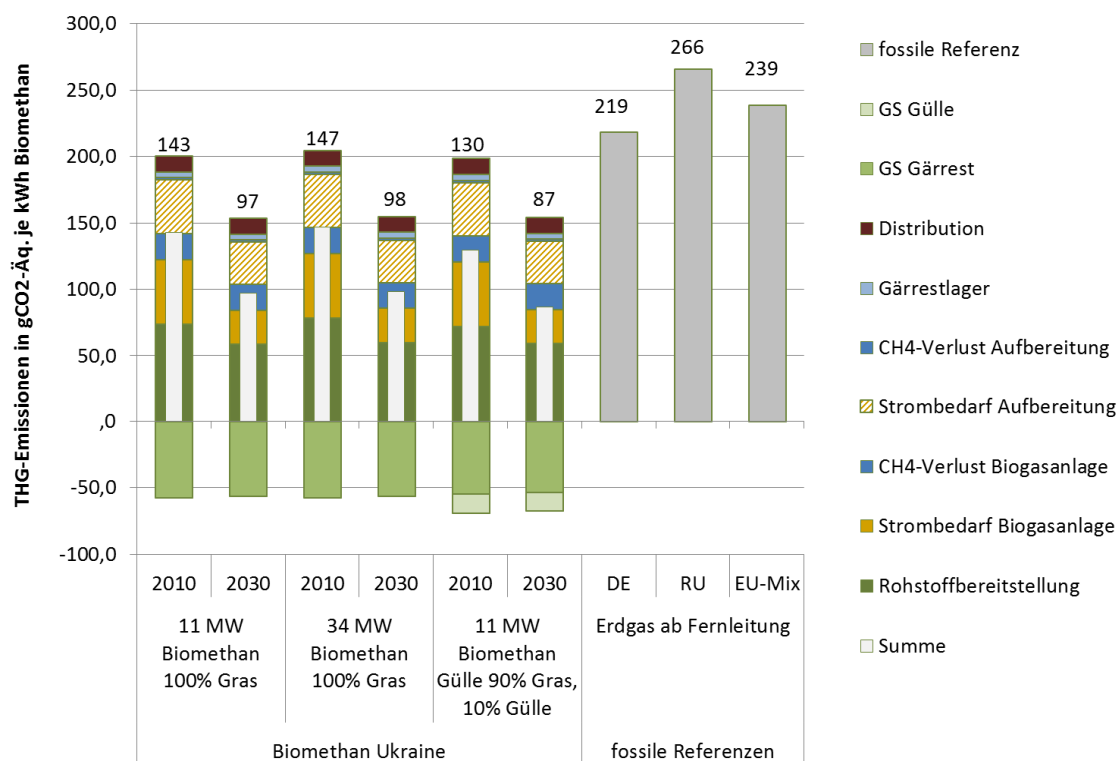


Abbildung 7: THG-Emissionen der betrachteten biogasbasierten Biomethanpfade in gCO₂-Äq./kWh_{Biomethan}

Die Aufwendungen aus dem Prozess Erdgastransport (rot dargestellt) sind in erster Linie auf den Einsatz von Erdgas in den Verdichterstationen und den Methanverlust infolge Leckagen zurückzuführen. Auf der rechten Seite der Abbildung sind ausgewählte fossile Referenzen zum Vergleich und zur Einordnung der Ergebnisse als graue Balken dargestellt. Die spezifischen Emissionsfaktoren der fossilen Referenzen basieren auf der Datenbank für Ökoinventare Ecoinvent 2.0 (Frischknecht 2007). Alle Aufwendungen und Gutschriften werden schließlich summiert und als Summenbalken (Saldo als weißer Balken) dargestellt. In Summe weisen die langfristigen Konzepte (2030) mit Werten von 98 gCO₂-Äq./kWh (34 MW) bis 87 gCO₂-Äq./kWh (11 MW, 10% Gülle) ein Treibhausgasminderungspotential gegenüber der fossilen Referenz (Erdgas ab Fernleitung EU-Mix) von 59 bzw. 64 % auf.

Treibhausgasemissionen der Bio-SNG Konzepte

Analog zu den Treibhausgasemissionen der biogasbasierten Biomethankonzepte zeigen sich innerhalb der gewählten Zeithorizonte der Bio-SNG Konzepte kaum Unterschiede zwischen den THG-Emissionen der 19 MW_{SNG}- und der 65 MW_{SNG}-Anlagen (Abbildung 8). Werden die Ergebnisse der kurz- und langfristigen Konzepte vergleichend gegenübergestellt, so zeigen sich auch hier für 2030 deutliche Emissionseinsparungen im Bereich der Strombereitstellung (in der Abbildung als gelber Balken dargestellt). Dies ist sowohl dem geringeren Strombedarf der Bio-SNG-Anlage als auch dem niedrigeren Emissionsfaktor für den ukrainischen Stromerzeugungsmix (vgl. Tabelle 2) geschuldet. Weitere Treiber der THG-Emissionen aus der Bio-SNG-Bereitstellung sind die Aufwendungen aus der Rohstoffbereitstellung. Die Treibhausgasemissionen aus der Bereitstellung des Brennstoffmix (in der Abbildung als grüner Balken dargestellt) bestehend aus den entsprechenden Brennholz-, Waldrestholz- und Industrierestholzfraktionen werden im Wesentlichen durch den Einsatz von Diesel für die forstwirtschaftliche Arbeitsprozesse, die Hackschnitzelproduktion und die Transporte verursacht und weisen über alle Anlagenkonzepte in ihrer Höhe kaum Unterschiede auf. Sowohl die größeren Transportentfernungen für die Rohstoffbereitstellung der 65 MW_{SNG}-Konzepte als auch Unterschiede in der Brennstoffzusammensetzung infolge veränderter Rohstoffpotentiale zwischen den Zeithorizonten haben nur einen geringen Einfluss auf die Höhe der THG-Emissionen. In der Abbildung als hellblauer bzw. roter Balken dargestellt sind die THG-Emissionen aus dem Einsatz der Betriebsstoffe und dem Erdgastransport. Bei den Betriebsstoffen verursachen im Wesentlichen die Aufwendungen zur Bereitstellung von Rapsmethylester und Stickstoff die klimarelevanten Emissionen. Auf der Stufe des Erdgastransports sind dies die Aufwendungen für die Verdichterstationen und der Methanverlust infolge Leckagen.

Auf der rechten Seite der Grafik sind als graue Balken fossile Referenzen für den direkten Vergleich bzw. die Einordnung der dargestellten Konzepte abgebildet. Wie bereits erwähnt, entstammen die spezifischen Emissionsfaktoren der fossilen Referenzen der Datenbank für Ökoinventare Ecoinvent 2.0 (Frischknecht 2007). Alle betrachteten Anlagenkonzepte zeigen ein THG-Minderungspotential gegenüber den fossilen Referenzen. Die Höhe der Treibhausgasreduzierung wird primär von der Höhe der Stromversorgung bestimmt. Dementsprechend weisen die langfristigen Konzepte gegenüber der fossilen Referenz Erdgas ab Fernleitung EU-Mix ein höheres Einsparpotential (63 bzw. 64 %) auf als die kurzfristigen Bio-SNG-Konzepte.

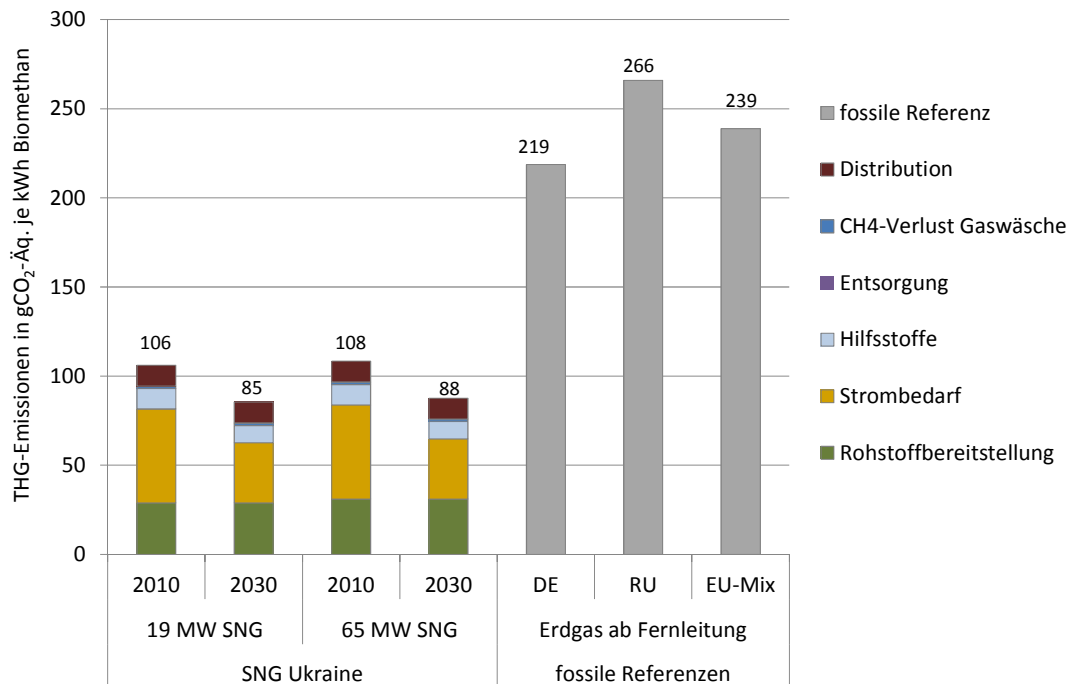


Abbildung 8: THG-Emissionen der betrachteten Bio-SNG Pfade in gCO₂-Äq./kWh_{Biomethan}

Kumulierter nichterneuerbarer Energieaufwand der biogasbasierten Biomethankonzepte

Der kumulierte nichterneuerbare Energieaufwand der biogasbasierten Biomethanpfade liegt in einer Bandbreite von 0,39 bis 0,68 MJ je MJ Biomethan (Abbildung 9). Analog zu den THG-Emissionen zeigen die Ergebnisse für die gewählten Anlagenkonzepte innerhalb der Zeithorizonte kaum Unterschiede. Beim direkten Vergleich der Zeithorizonte (Vergleich Anlagenkonzepte 2010 und 2030) lassen sich für die langfristigen Konzepte deutliche Einsparungen des nichterneuerbaren Energiebedarfs durch die Strombereitstellung (in Anbbildung 9 gelb dargestellt) erkennen. Dies ist wie bereits beschrieben zum einen auf den geringeren Strombedarf der Biogasanlage (2010 15%, 2030 10%) und zum anderen auf den geringeren Energieaufwand für den Stromerzeugungsmix zurückzuführen. Der gesamte kumulierte nicht erneuerbare Energieaufwand für die Biomethanproduktion wird neben den Aufwendungen zur Strombereitstellung, vornehmlich durch die Rohstoffbereitstellung (in der Grafik dunkelgrün dargestellt) beeinflusst. Einen wesentlichen Einfluss auf die Höhe des Energieaufwands der Rohstoffbereitstellung hat der Einsatz von Diesel in landwirtschaftlichen Maschinen für Anbau, Ernte und Transport. Die geringfügig niedrigeren Emissionen der Rohstoffbereitstellung der langfristigen Konzepte (2030) lassen sich auf höhere Erträge und geringere Silageverluste zurückführen. Für die Düngewirkung des Gärrestes wurden analog zur THG-Bilanzierung der Nährstoffgehalt der eingesetzten Kleegrassilage – und bei dem güllebasierten Anlagenkonzept zudem der Nährstoffgehalt der eingesetzten Gülle – und das entsprechende Mineraldüngeräquivalent ermittelt. Der durch die Substitution von Industriedünger vermiedene kumulierte nicht erneuerbare Energieaufwand wurde den Konzepten gutgeschrieben (in Abbildung 9 im negativen Bereich der y-Achse grün dargestellt). Die Aufwendungen aus

dem Prozess des Erdgastransports (rot dargestellt) sind in erster Linie auf den Einsatz von Erdgas in den Verdichterstationen zurückzuführen.

Auf der rechten Seite der Abbildung sind ausgewählte fossile Referenzen zum Vergleich und zur Einordnung der Ergebnisse als graue Balken dargestellt. Die spezifischen Werte für den kumulierten nicht erneuerbaren Energieaufwand der fossilen Referenzen entstammen der Datenbank für Ökoinventare Ecoinvent 2.0 (Frischknecht 2007). Alle betrachteten Anlagenkonzepte zeigen in Summe (als weißer Balken dargestellt) gegenüber den fossilen Referenzen eine Minderung des kumulierten nicht erneuerbaren Energieaufwands. Die Höhe der Minderung wird hauptsächlich von der Höhe der Stromversorgung bestimmt. Dementsprechend weisen die langfristigen Konzepte gegenüber der fossilen Referenz Erdgas ab Fernleitung EU-Mix ein höheres Minderungspotential auf als die kurzfristigen Bio-SNG-Konzepte.

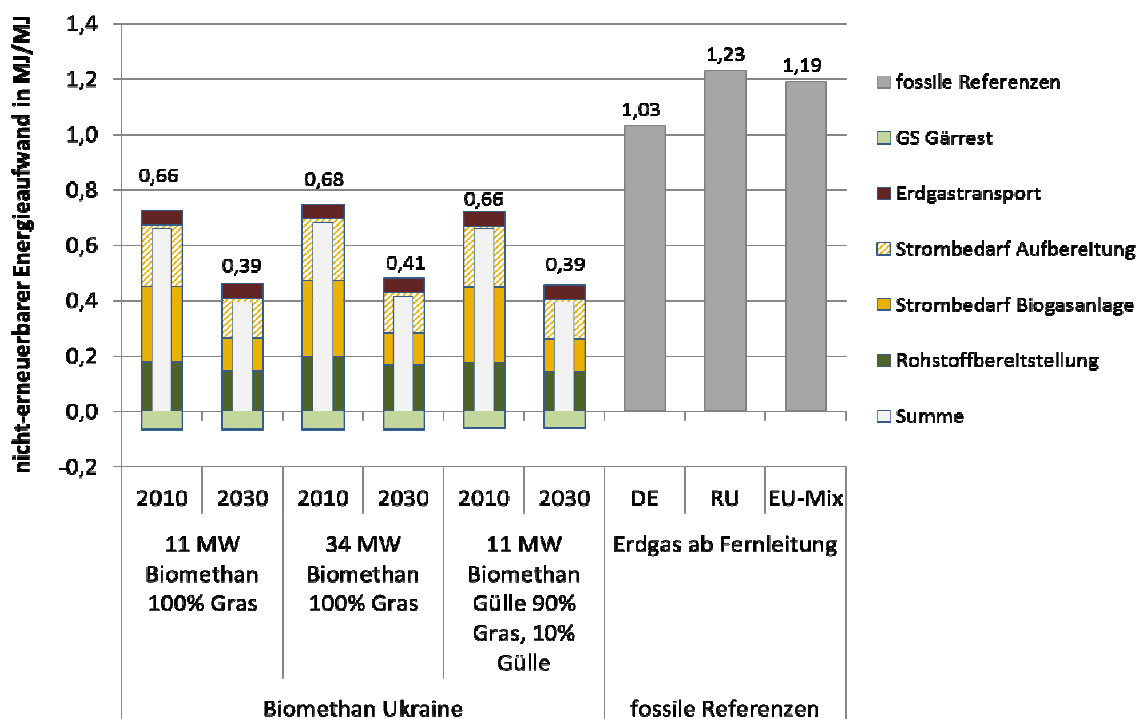


Abbildung 9: Kumulierter nichterneuerbarer Energieaufwand der biogasbasierten Biomethanpfade in MJ/MJ_{Biomethan}

Kumulierter nichterneuerbarer Energieaufwand der Bio-SNG-Konzepte

Der kumulierte nichterneuerbare Energieaufwand der Bio-SNG Pfade liegt in einer Bandbreite von 0,42 bis 0,62 MJ je MJ Biomethan (Abbildung 10). Analog zu den Treibhausgasemissionen zeigen sich innerhalb der gewählten Zeithorizonte der Bio-SNG Konzepte kaum Unterschiede zwischen dem kumulierten nicht erneuerbaren Energieaufwand der 19 MW_{SNG}- und der 65 MW_{SNG}-Anlagen. Werden die Ergebnisse der kurz- und langfristigen Konzepte vergleichend gegenübergestellt, so zeigen sich auch hier für 2030 deutliche Energieeinsparungen im Bereich der Strombereitstellung (in der Abbildung als gelber Balken dargestellt). Dies ist wie bereits erwähnt sowohl dem geringeren Strom-

bedarf der Bio-SNG-Anlage als auch dem niedrigeren Energieaufwand für den ukrainischen Stromerzeugungsmix geschuldet. Weitere Treiber des kumulierten nicht erneuerbaren Energieaufwands sind die Aufwendungen aus der Rohstoffbereitstellung (grün dargestellt). Analog zu den THG-Emissionen werden sie im Wesentlichen durch den Einsatz von Diesel für die forstwirtschaftliche Arbeitsprozesse, die Hackschnitzelproduktion und die Transporte verursacht. In der Abbildung als hellblauer bzw. roter Balken dargestellt sind der Energieaufwand aus dem Einsatz der Betriebsstoffe und dem Erdgastransport. Bei den Betriebsstoffen beeinflussen im Wesentlichen die Aufwendungen zur Bereitstellung von Rapsmethylester und Stickstoff das Ergebnis. Auf der Stufe des Erdgastransports sind dies die Aufwendungen für die Verdichterstationen.

Auf der rechten Seite der Grafik sind als graue Balken fossile Referenzen für den direkten Vergleich bzw. die Einordnung der dargestellten Konzepte abgebildet. Die spezifischen Werte für den Energieaufwand der fossilen Referenzen entstammen wie bereits erwähnt der Datenbank für Ökoinventare Ecoinvent 2.0 (Frischknecht 2007). Alle betrachteten Anlagenkonzepte zeigen ein Minderungspotential gegenüber den fossilen Referenzen. Die Höhe der Minderung wird primär von der Höhe der Stromversorgung bestimmt. Dementsprechend weisen die langfristigen Konzepte gegenüber der fossilen Referenz Erdgas ab Fernleitung EU-Mix ein höheres Einsparpotential auf als die kurzfristigen Bio-SNG-Konzepte.

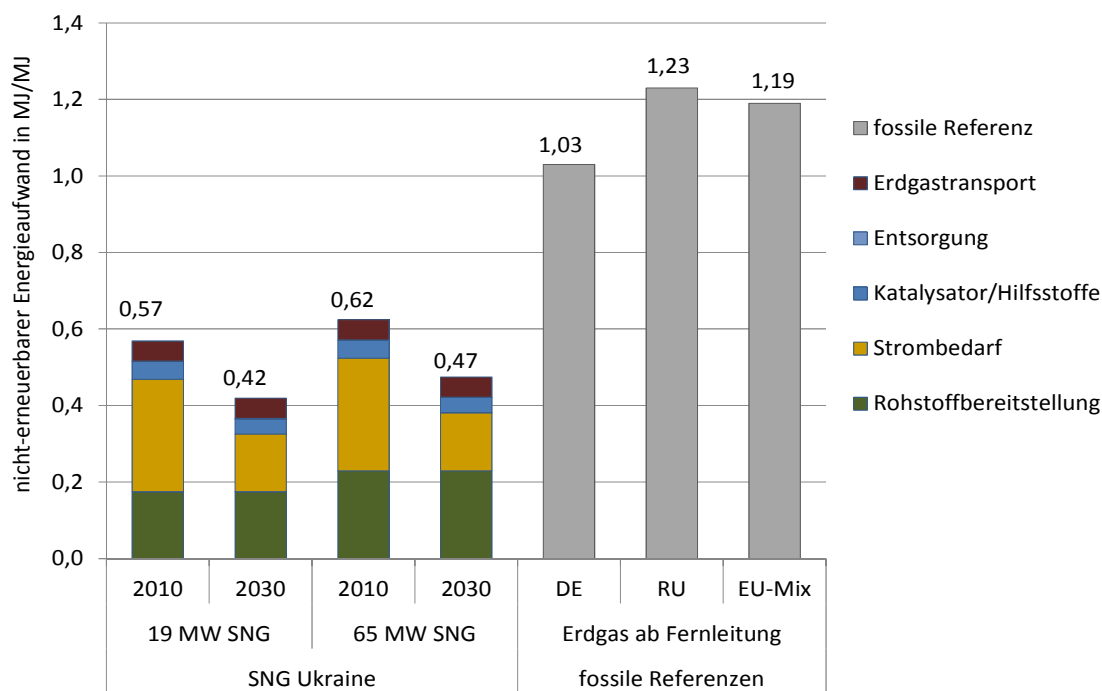


Abbildung 10: Kumulierter nicht erneuerbarer Energieaufwand der Bio-SNG Pfade in MJ/MJ_{Biomethan}

3.3 Belarus

Die Ergebnisse der Treibhausgasbilanzierung zeigen für die gewählten Anlagenkonzepte innerhalb der Zeithorizonte kaum Unterschiede. Beim direkten Vergleich der Zeithorizonte (Vergleich Anlagenkonzepte 2010 und 2030) lassen sich für die langfristigen Konzepte deutliche Einsparungen der THG-Emissionen durch die Strombereitstellung (in Abbildung 11 gelb dargestellt) erkennen. Dies ist zum einen auf den geringeren Strombedarf der Biogasanlage (2010 15%, 2030 10%) und zum anderen auf den geringeren Emissionsfaktor für den Stromerzeugungsmix (vgl. Tabelle 3) zurückzuführen. Die Gesamttreibhausgasemissionen für die Biomethanproduktion werden neben den Aufwendungen zur Strombereitstellung, im Wesentlichen durch die Rohstoffbereitstellung und von den Gutschriften für die Gärrestnutzung beeinflusst. Hauptverursacher der THG-Emissionen aus der Rohstoffbereitstellung (im Diagramm dunkelgrün dargestellt) sind zu 45 % die direkten Lachgasemissionen aus der Stickstofffixierung des Klee gras (vgl. Abbildung 11) und zu 30 % der Einsatz von Diesel in landwirtschaftlichen Maschinen für Anbau, Ernte und Transport. Die geringfügig niedrigeren Emissionen der Rohstoffbereitstellung der langfristigen (2030) Konzepte lassen sich auf höhere Erträge und geringere Silageverluste zurückführen. Für die Düngewirkung des Klee gras-Gärrestes wurden der Nährstoffgehalt der Biogasgülle der eingesetzten Grassilage und das entsprechende Mineraldüngeräquivalent ermittelt. Die durch die Substitution von Industriedünger vermiedenen Emissionen wurden den Konzepten gutgeschrieben (in Abbildung 11: THG-Emissionen der betrachteten biogasbasierten Biomethanpfade in $\text{gCO}_2\text{-Äq./kWh Biomethan}$ im negativen Bereich der y-Achse grün dargestellt). Bei den Güllegutschriften (hellgrüner Balken) handelt es sich um die vermiedenen Emissionen aus der konventionellen Güllelagerung (vgl. Abbildung 11). Dementsprechend zeigen die Anlagenkonzepte mit 10 % Gülle als Substrat eine leichte THG-Einsparung gegenüber den Konzepten, die 100 % Grassilage einsetzen. Die Aufwendungen aus dem Prozess Erdgastransport (rot dargestellt) sind in erster Linie auf den Einsatz von Erdgas in den Verdichterstationen und den Methanverlust infolge Leckagen zurückzuführen. Auf der rechten Seite der Abbildung sind ausgewählte fossile Referenzen zum Vergleich und zur Einordnung der Ergebnisse als graue Balken dargestellt. In Summe (dargestellt als weißer Balken) weisen die langfristigen (2030) Konzepte mit Werten von $102 \text{ gCO}_2\text{-Äq./kWh}$ (34 MW) bis $85 \text{ gCO}_2\text{-Äq./kWh}$ (11 MW, 10% Gülle) ein Treibhausgasminderungspotential gegenüber der fossilen Referenz (Erdgas ab Fernleitung EU-Mix) von 57 bzw. 64 % auf.

Teil VI: ÖKOLOGISCHE ASPEKTE DER BEREITSTELLUNG UND DISTRIBUTION VON BIOMETHAN

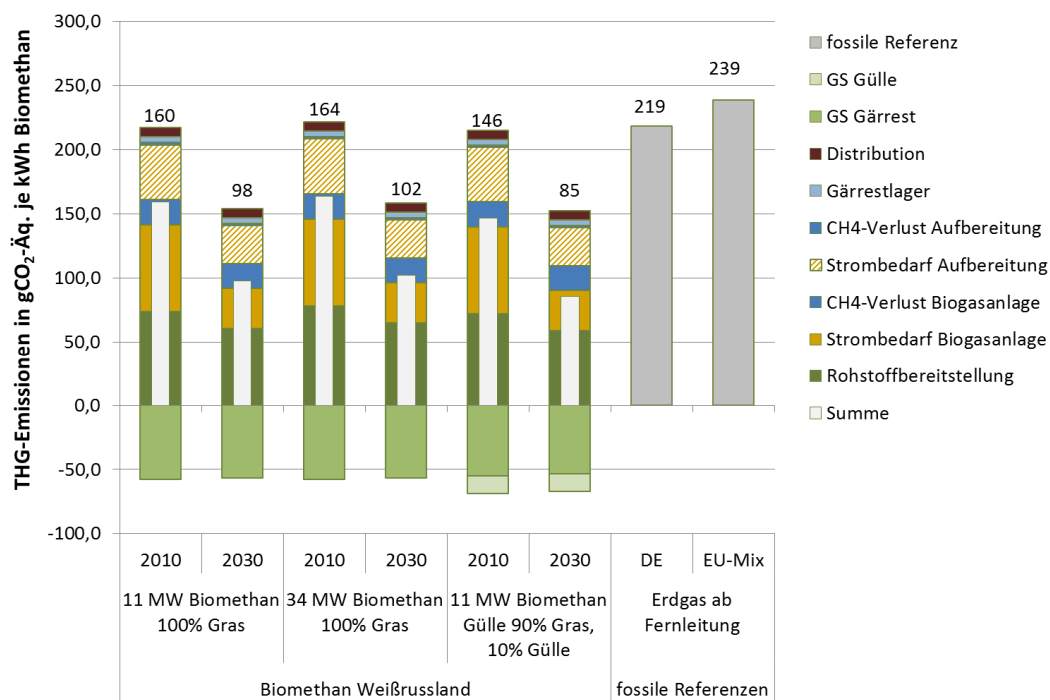


Abbildung 11: THG-Emissionen der betrachteten biogasbasierten Biomethanpfade in gCO₂-Äq. /kWh_{Biomethan}

Analog zu den Treibhausgasemissionen der biogasbasierten Biomethankonzepte zeigen sich innerhalb der gewählten Zeithorizonte der Bio-SNG Konzepte kaum Unterschiede zwischen den THG-Emissionen der 19 MW_{SNG}- und der 65 MW_{SNG}-Anlagen (Abbildung 12). Werden die Ergebnisse der kurz- und langfristigen Konzepte vergleichend gegenübergestellt, so zeigen sich auch hier für 2030 deutliche Emissionseinsparungen im Bereich der Strombereitstellung (in der Abbildung als gelber Balken dargestellt). Dies ist sowohl dem geringeren Strombedarf der Bio-SNG-Anlage als auch dem niedrigeren Emissionsfaktor für den belarussischen Stromerzeugungsmix (vgl. Tabelle 3) geschuldet. Weitere Treiber der THG-Emissionen aus der Bio-SNG-Bereitstellung sind die Aufwendungen aus der Rohstoffbereitstellung. Die Treibhausgasemissionen aus der Bereitstellung des Brennstoffmix (in der Abbildung als grüner Balken dargestellt) bestehend aus den entsprechenden Brennholz-, Waldrestholz- und Industrierestholzfraktionen werden im Wesentlichen durch den Einsatz von Diesel für die forstwirtschaftliche Arbeitsprozesse, die Hackschnitzelproduktion und die Transporte verursacht und weisen über alle Anlagenkonzepte in ihrer Höhe kaum Unterschiede auf. Sowohl die größeren Transportentfernungen für die Rohstoffbereitstellung der 65 MW_{SNG}-Konzepte als auch Unterschiede in der Brennstoffzusammensetzung infolge veränderter Rohstoffpotentiale zwischen den Zeithorizonten haben nur einen geringen Einfluss auf die Höhe der THG-Emissionen. In der Abbildung als hellblauer bzw. roter Balken dargestellt sind die THG-Emissionen aus dem Einsatz der Betriebsstoffe und dem Erdgastransport. Bei den Betriebsstoffen verursachen im Wesentlichen die Aufwendungen zur Bereitstellung von Rapsmethylester und Stickstoff die klimarelevanten Emissionen. Auf der Stufe des Erdgastransports sind dies die Aufwendungen für die Verdichterstationen und der Methanverlust infolge Leckagen.

Auf der rechten Seite der Grafik sind als graue Balken fossile Referenzen für den direkten Vergleich bzw. die Einordnung der dargestellten Konzepte abgebildet. Alle betrachteten Anlagenkonzepte zeigen ein THG-Minderungspotential gegenüber den fossilen Referenzen. Die Höhe der Treibhausgasemissionen wird primär von der Höhe der Stromversorgung bestimmt. Dementsprechend weisen die langfristigen Konzepte gegenüber der fossilen Referenz Erdgas ab Fernleitung EU-Mix ein höheres Einsparpotential (62 bzw. 63 %) auf als die kurzfristigen Bio-SNG-Konzepte.

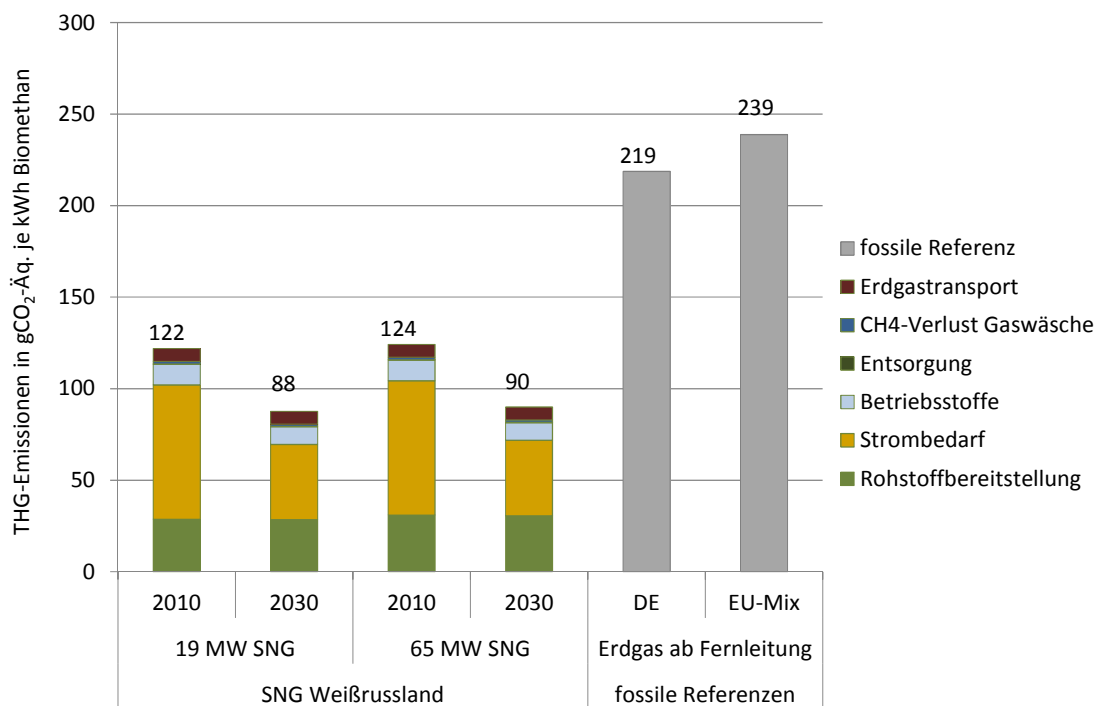


Abbildung 12: THG-Emissionen der betrachteten Bio-SNG Pfade in $\text{gCO}_2\text{-Äq./kWh}_{\text{Biomethan}}$

Kumulierter nichterneuerbarer Energieaufwand der biogasbasierten Biomethan-Konzepte

Der kumulierte nichterneuerbare Energieaufwand der biogasbasierten Biomethanpfade liegt in einer Bandbreite von 0,40 bis 0,69 MJ je MJ Biomethan (Abbildung 13). Analog zu den THG-Emissionen zeigen die Ergebnisse für die gewählten Anlagenkonzepte innerhalb der Zeithorizonte kaum Unterschiede. Beim direkten Vergleich der Zeithorizonte (Vergleich Anlagenkonzepte 2010 und 2030) lassen sich für die langfristigen Konzepte deutliche Einsparungen des nichterneuerbaren Energiebedarfs durch die Strombereitstellung (in Abbildung 13 gelb dargestellt) erkennen. Dies ist wie bereits beschrieben zum einen auf den geringeren Strombedarf der Biogasanlage (2010 15%, 2030 10%) und zum anderen auf den geringeren Emissionsfaktor für den Stromerzeugungsmix (vgl. Tabelle 3) zurückzuführen. Der gesamte kumulierte nicht erneuerbare Energieaufwand für die Biomethanproduktion wird neben den Aufwendungen zur Strombereitstellung, vornehmlich durch die Rohstoffbereitstellung (in der Grafik dunkelgrün dargestellt) beeinflusst. Einen wesentlichen Einfluss auf die Höhe des Energieaufwands der Rohstoffbereitstellung hat der Einsatz von Diesel in landwirtschaftlichen Maschinen für Anbau, Ernte und Transport. Die geringfügig niedrigeren Emissionen der Rohstoffbereitstellung

der langfristigen (2030) Konzepte lassen sich auf höhere Erträge und geringere Silageverluste. Für die Düngewirkung des Klee-gras-Gärrestes wurden der Nährstoffgehalt der Biogasgülle der eingesetzten Grassilage und das entsprechende Mineraldüngeräquivalent ermittelt. Der durch die Substitution von Industriedünger vermiedene kumulierte nicht erneuerbare Energieaufwand wurde den Konzepten gutgeschrieben (in Abbildung 13 im negativen Bereich der y-Achse grün dargestellt). Die Aufwendungen aus dem Prozess Erdgastransport (rot dargestellt) sind in erster Linie auf den Einsatz von Erdgas in den Verdichterstationen zurückzuführen. Auf der rechten Seite der Abbildung sind ausgewählte fossile Referenzen zum Vergleich und zur Einordnung der Ergebnisse als graue Balken dargestellt. Alle betrachteten Anlagenkonzepte zeigen in Summe (als weißer Balken dargestellt) gegenüber den fossilen Referenzen eine Minderung des kumulierten nicht erneuerbaren Energieaufwands. Die Höhe der Minderung wird hauptsächlich von der Höhe der Stromversorgung bestimmt. Dementsprechend weisen die langfristigen Konzepte gegenüber der fossilen Referenz Erdgas ab Fernleitung EU-Mix ein höheres Minderungspotential auf als die kurzfristigen Bio-SNG-Konzepte.

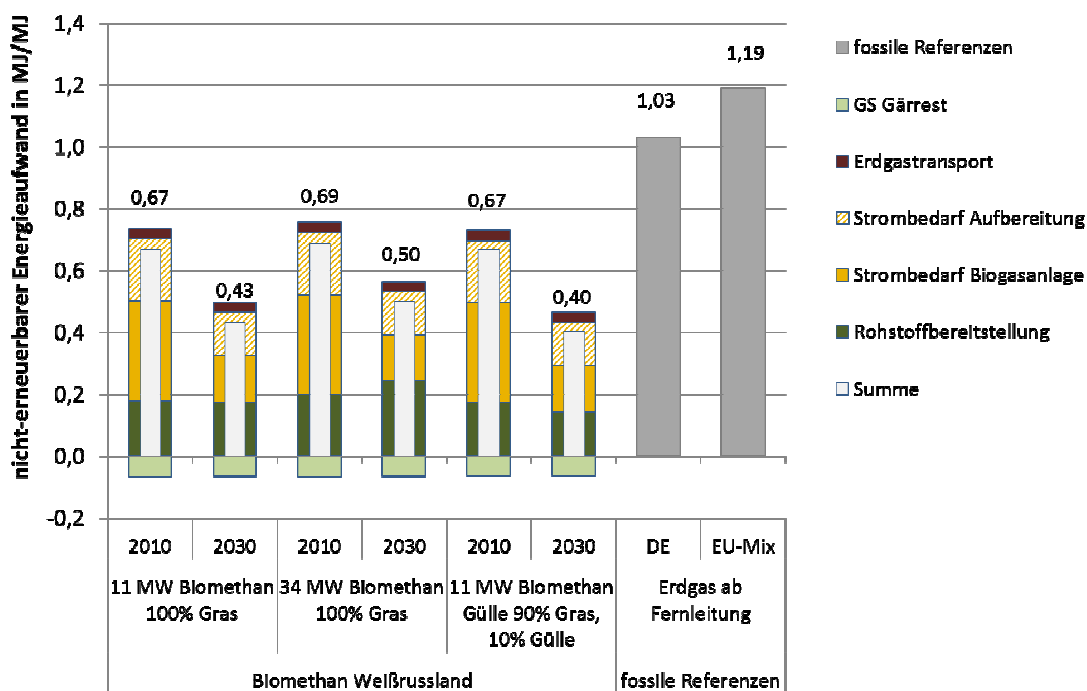


Abbildung 13: Kumulierter nichterneuerbarer Energieaufwand der biogasbasierten Biomethanpfade in MJ/MJ_{Biomethan}

Kumulierter nichterneuerbarer Energieaufwand der Bio-SNG Konzepte

Der kumulierte nichterneuerbare Energieaufwand der Bio-SNG Pfade liegt in einer Bandbreite von 0,44 bis 0,72 MJ je MJ Biomethan (Abbildung 14). Analog zu den Treibhausgasemissionen zeigen sich innerhalb der gewählten Zeithorizonte der Bio-SNG Konzepte kaum Unterschiede zwischen dem kumulierten nicht erneuerbaren Energieaufwand der 19 MWSNG- und der 65 MWSNG-Anlagen. Werden die Ergebnisse der kurz- und langfristigen Konzepte vergleichend gegenübergestellt, so zeigen sich auch hier für 2030 deutliche Energieeinsparungen im Bereich der Strombereitstellung (in der Abbildung als

gelber Balken dargestellt). Dies ist wie bereits erwähnt sowohl dem geringeren Strombedarf der Bio-SNG-Anlage als auch dem niedrigeren Energieaufwand für den belarussischen Stromerzeugungsmix (vgl. Tabelle 3) geschuldet. Weitere Treiber des kumulierten nicht erneuerbaren Energieaufwands sind die Aufwendungen aus der Rohstoffbereitstellung (grün dargestellt). Analog zu den THG-Emissionen werden sie im Wesentlichen durch den Einsatz von Diesel für die forstwirtschaftliche Arbeitsprozesse, die Hackschnitzelproduktion und die Transporte verursacht. In der Abbildung als hellblauer bzw. roter Balken dargestellt sind der Energieaufwand aus dem Einsatz der Betriebsstoffe und dem Erdgastransport. Bei den Betriebsstoffen beeinflussen im Wesentlichen die Aufwendungen zur Bereitstellung von Rapsmethylester und Stickstoff das Ergebnis. Auf der Stufe des Erdgastransports sind dies die Aufwendungen für die Verdichterstationen.

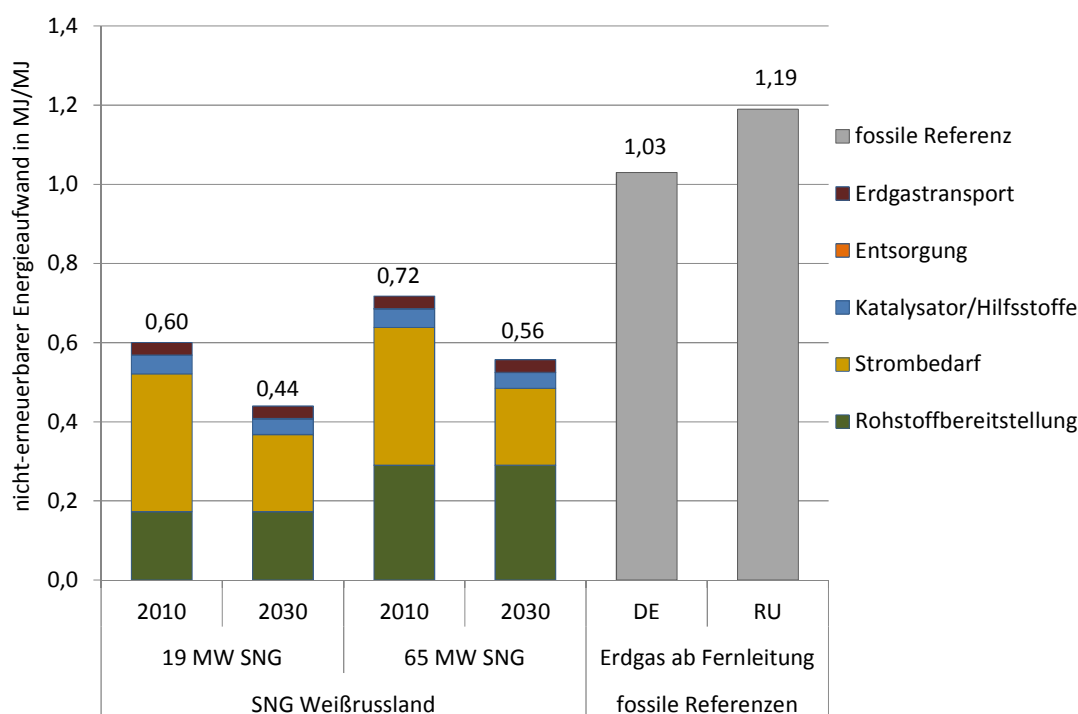


Abbildung 14: Kumulierter nicht erneuerbarer Energieaufwand der Bio-SNG Pfade in MJ/MJ_{Biomethan}

Auf der rechten Seite der Grafik sind als graue Balken fossile Referenzen für den direkten Vergleich bzw. die Einordnung der dargestellten Konzepte abgebildet. Alle betrachteten Anlagenkonzepte zeigen ein Minderungspotential gegenüber den fossilen Referenzen. Die Höhe der Minderung wird primär von der Höhe der Stromversorgung bestimmt. Dementsprechend weisen die langfristigen Konzepte gegenüber der fossilen Referenz Erdgas ab Fernleitung EU-Mix ein höheres Einsparpotential auf als die kurzfristigen Bio-SNG-Konzepte.

4 SWOT-Analyse

In Anlehnung an eine SWOT Analyse werde die Stärken und Schwächen der ökologischen Bewertung sowie die damit verbundenen Chancen und Risiken ermittelt und in Tabelle 7 im Überblick dargestellt.

Tabelle 7: SWOT Analyse

Stärken	Schwächen
Verfügbare Biomassepotenziale (Anbaubiomasse auf Brachflächen /Reststoffe Landwirtschaft)	Vergleichsweise hohe Verluste bei der Distribution von Biomethan/ Erdgas
THG-Einsparpotenziale gegenüber fossilen Energieträgern gegeben	Erhöhte Anforderungen an die Aufbereitung von Klee gras zur Biogaserzeugung/ minunter fehlende Praxiserfahrungen vor Ort
Optimierte Anlagetechnik (Biogas) zur Vermeidung potenzieller klimarelevanter Emissionen verfügbar	
Einschränkung der Nährstoffproblematik und Verbesserung der Umweltsituation bei der Einsatz von tierischen Exkrementen zur energetischen Nutzung	
Chancen	Risiken
Verbesserung – Erdgas/Biomethan-Distribution hinsichtlich der Reduktion von Gasnetzverluste denkbar	Über-/Unterschätzung der tatsächlichen THG-Einsparpotenziale bei veränderten Rahmenbedingungen (u.a. Anbaupotenziale der Brachflächen, Reststoffpotenziale, Anlagenemissionen)
Potenziale THG-Einsparungen ermöglichen Biomethanhandel (Import/ Export) bzw. Emissionshandel	Bewertung der direkten Landnutzungsänderungen durch Nutzung der Brachflächen nur für die Biogaserzeugung unklar
Rekultivierung von nicht genutzten Brachflächen zur Energiegewinnung	
Reduktion der Abhängigkeit von Erdöl/ Erdgasimporte	

Literaturverzeichnis

- ISO 14040: Umweltmanagement - Ökobilanz – Grundsätze und Rahmenbedingungen, Deutsche und Englische Fassung, DIN EN ISO 140 40: 2006, 10/2006
- ISO 14044: Umweltmanagement - Ökobilanz – Anforderungen und Anleitungen, Deutsche und Englische Fassung, DIN EN ISO 140 44: 2006, 10/2006
- Frischknecht, R. (2007): Ecoinvent 2007 database: Data v2.0.
- IPCC (2006): Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, IPCC
- UBA (2011): Probas, Umwelt Bundesamt, URL: <http://www.probas.umweltbundesamt.de/php/profisuuche.php?>

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Methodischer Ansatz nach DIN ISO 14040	219
Abbildung 2:	Untersuchungsrahmen für die Sachbilanz	220
Abbildung 3:	THG-Emissionen der betrachteten biogasbasierten Biomethanpfade in $\text{gCO}_2\text{-Äq. /kWh}_{\text{Biomethan}}$	225
Abbildung 4:	THG-Emissionen der betrachteten Bio-SNG Pfade in $\text{gCO}_2\text{-Äq./kWh}_{\text{Biomethan}}$	226
Abbildung 5:	Kumulierter nichterneuerbarer Energieaufwand der biogasbasierten Biomethanpfade in $\text{MJ/MJ}_{\text{Biomethan}}$	228
Abbildung 6:	Kumulierter nichterneuerbarer Energieaufwand der Bio-SNG Pfade in $\text{MJ/MJ}_{\text{Biomethan}}$	229
Abbildung 7:	THG-Emissionen der betrachteten biogasbasierten Biomethanpfade in $\text{gCO}_2\text{-Äq. /kWh}_{\text{Biomethan}}$	230
Abbildung 8:	THG-Emissionen der betrachteten Bio-SNG Pfade in $\text{gCO}_2\text{-Äq./kWh}_{\text{Biomethan}}$	232
Abbildung 9:	Kumulierter nichterneuerbarer Energieaufwand der biogasbasierten Biomethanpfade in $\text{MJ/MJ}_{\text{Biomethan}}$	233
Abbildung 10:	Kumulierter nichterneuerbarer Energieaufwand der Bio-SNG Pfade in $\text{MJ/MJ}_{\text{Biomethan}}$	234
Abbildung 11:	THG-Emissionen der betrachteten biogasbasierten Biomethanpfade in $\text{gCO}_2\text{-Äq. /kWh}_{\text{Biomethan}}$	236
Abbildung 12:	THG-Emissionen der betrachteten Bio-SNG Pfade in $\text{gCO}_2\text{-Äq./kWh}_{\text{Biomethan}}$	237
Abbildung 13:	Kumulierter nichterneuerbarer Energieaufwand der biogasbasierten Biomethanpfade in $\text{MJ/MJ}_{\text{Biomethan}}$	238
Abbildung 14:	Kumulierter nicht erneuerbarer Energieaufwand der Bio-SNG Pfade in $\text{MJ/MJ}_{\text{Biomethan}}$	239

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Annahmen – Strommixdaten für Russland (UBA 2011)	221
Tabelle 2:	Annahmen – Strommixdaten für Ukraine (UBA 2011)	222
Tabelle 3:	Annahmen – Strommixdaten für Belarus (UBA 2011)	222
Tabelle 4:	Erdgastransportdaten für Russland (Frischknecht 2007)	222
Tabelle 5:	Erdgastransportdaten für Ukraine (Frischknecht 2007)	223
Tabelle 6:	Erdgastransportdaten für Belarus (Frischknecht 2007)	223
Tabelle 7:	SWOT Analyse	240

Teil VII: GASWIRTSCHAFTLICHE ANALYSE

Karin Arnold, Magdolna Prantner

Inhalt

Einführung	245
1 Methodik	245
2 Gaspolitik in Belarus	245
2.1 Akteure des Gasmarktes in Belarus	245
2.2 Gaspreise in Belarus	246
2.3 Gasleitungen in Belarus	248
3 Gaspolitik der Ukraine	249
3.1 Akteure des ukrainischen Gasmarktes	250
3.2 Gasleitungen der Ukraine	251
3.3 Gaspreise in der Ukraine	252
4 Gaspolitik in Russland	253
4.1 Akteure des russischen Gasmarktes	255
4.2 Die internationale Gaspolitik in Russland	256
4.2.1 Entwicklung der Preise der russischen Erdgaslieferungen als Mittel der russischen Außenpolitik	256
4.2.2 Zukünftige Mengen von westeuropäischen Erdgasimporten	258
4.3 Nationaler Gasmarkt	259
4.4 Gastransportleitungen aus Russland nach Westeuropa	261
5 Transportkosten des Erdgases	265
5.1 Technische Transportkosten von Erdgas und Biomethan	265
5.1.1 Kapitalgebundene Kosten	265
5.1.2 Betriebskosten	266
5.1.3 Gesamtkosten und Vergleich mit anderen Quellen	267
5.2 Transitgebühren	268
6 Fazit	269
Literaturverzeichnis	270
Abbildungsverzeichnis	274
Tabellenverzeichnis	274

Einführung

Im Rahmen der gaswirtschaftlichen Analyse wird zunächst geklärt, unter welchen Rahmenbedingungen durch die bestehenden Gasleitungen ein Transport von Biomethan nach Deutschland bzw. Westeuropa erfolgen kann. Teil II (Technische und ökonomische Analyse der Biomethanbereitstellung) beinhaltet die Analyse der vorgelagerten Prozessketten. Darauf aufbauend erfordert der physische Ferntransport in Hochdruckleitungen ein Komprimieren des Biomethans auf den erforderlichen Hochdruck und den (Mit-)Transport des Biomethans in Pipelines über weite Entfernungen in (westliche) Verbraucherstaaten. Für diesen Zweck erfolgt in diesem Kapitel die Auswertung der Erdgaspolitik der östlichen Nachbarstaaten, der bestehenden Akteure am Gasmarkt und der im Betrieb befindlichen und geplanten Pipelines des Erdgastransportsystems. Weiterhin behandelt der Teil VI eine Abschätzung der Kosten für den Erdgasferntransport. Ausgehend von den jetzigen Rahmenbedingungen werden auch die vorhersehbaren zukünftigen Einflussfaktoren auf die Biomethanlieferungen behandelt.

Bei der Bearbeitung des Kapitels wurde auf die umfangreichen Vorarbeiten des Wuppertal Institutes zur Infrastruktur des Erdgasferntransports aus Mittel- und Osteuropa zurückgegriffen (Wuppertal Institut 2005), (2008), (Dienst und Lechtenböhrer 2008).

1 Methodik

Als erster Schritt werden die bestehen rechtlichen und politischen Rahmenbedingungen der Gaswirtschaft analysiert und Informationen über das bestehende Gaspipeline-System gesammelt. Es folgt die Untersuchung der gaspolitischen Strategien der EU und ihrer östlichen Nachbarn. Zu diesem Zweck sind Fachleuten aus Forschungsinstituten, Botschaften, Wissenschaft und Wirtschaft in Deutschland und in Osteuropa befragt, und die internationalen Daten und Fachliteratur analysiert worden. Dabei wurden zum größten Teil keine eigenen Untersuchungen durchgeführt, sondern auf vorhandene wissenschaftliche Erkenntnisse zurückgegriffen, die in Hinblick auf eine nachhaltige Biomethanstrategie analysiert wurden.

Um die Transportkosten konkretisieren zu können, die aus den zu nutzenden Infrastrukturen resultierenden, sind Abschätzungen auf der Basis differenzierter technischer Kennwerte durchgeführt, sowie auf entsprechende Studien zu Kosten von Erdgasferntransportinfrastrukturen zurückgegriffen worden. Zusätzlich sind Angaben zu Preisen und Abgaben im Erdgasferntransport ausgewertet worden.

2 Gaspolitik in Belarus

2.1 Akteure des Gasmarktes in Belarus

Der größte Gasversorger ist Beltransgaz, der auch das Gasnetz, sowohl für den Transit als auch für die landesweite Versorgung betreibt (Merkel 2010, mdl.). Beltransgaz ist seit 2003 eine offene Aktiengesellschaft und mittlerweile zu 51 Prozent im Besitz des russi-

schen Gasmonopolisten Gazprom. Im Mai 2007 wurde auch die Hälfte des belarussischen Gasnetzes für 2,5 Milliarden USD an Gazprom verkauft (Regnum 2007).

Das importierte Erdgas wird somit an Beltransgaz verkauft, der für die Speicherung und Weiterleitung zuständig ist. Er veräußert das für den inländischen Bedarf bereitgestellte Gas an den Versorgungsbetrieb Beltopgaz weiter. Beltopgaz verteilt und verkauft das Gas im Inland. Die Kompetenzen von Belenergo, tätig im gesamten Energiesektor in Belarus (siehe auch Teil I), überschneiden sich also mit denen der anderen beiden genannten Unternehmen. Dies ist politisch gewollt, da der Energiesektor nicht durch einen Monopolisten dominiert werden soll. Aus dem gleichen Grund ist der Zugang von unabhängigen Akteuren zum Erdgasnetz nicht geregelt. Zudem bestimmen der Präsident, das Wirtschaftsministerium und das Energieministerium die Energiepolitik mit. Zur besseren Übersicht ist die beschriebene Akteurskonstellation in der nachfolgenden Abbildung 1 dargestellt.

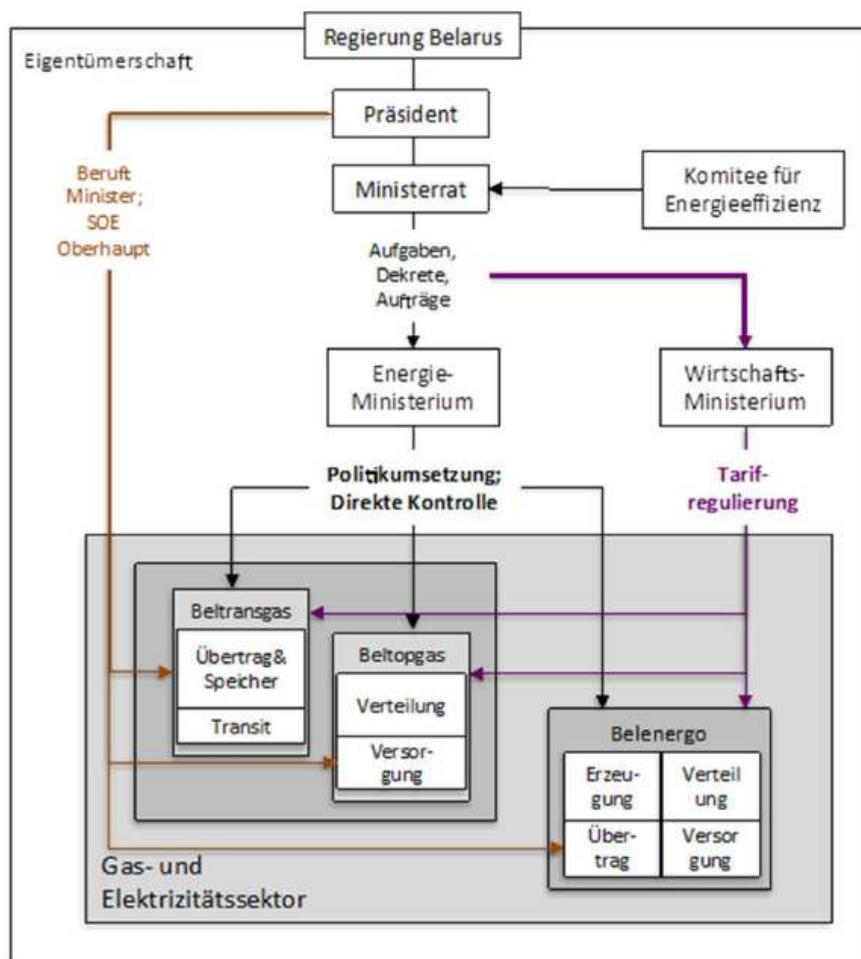


Abbildung 1: Akteurskonstellation im Energiesektor (Gas) von Belarus (Weltbank (o.J.))

2.2 Gaspreise in Belarus

Der Winter 2006/07 stellte einen wichtigen Wendepunkt für die russischen-belarussischen Beziehungen dar. Bis dahin konnte Belarus Erdgas und Erdöl sehr günstig einkaufen. Die

Vereinbarung von Januar 2007 hat diese vorteilhafte Situation für Belarus drastisch geändert. Die Erdgaspreise stiegen auf das Fünffache seit 2006. Tabelle 1 zeigt den bisherigen Verlauf und die voraussichtliche weitere Entwicklung der Importpreise für Erdgas aus Russland (Roine 2010).

Die Preissteigerung trifft Belarus sehr hart, da das Land von einem der weltweit höchsten Gasverbräuche pro Kopf bestimmt wird. Einerseits ist die Energieintensität der belarussischen Volkswirtschaft sehr hoch, andererseits hat das Land jahrelang von dem Gastransit und von dem Weiterverkauf von Erdölprodukten profitiert (siehe Teil II). Durch die niedrigen Energiekosten ist die Industrie bisher nicht an der Erschließung von Effizienzpotenzialen interessiert. Das gilt in besonderem Maße für die belarussische Schwerindustrie (Metallverarbeitung und Chemieindustrie).

Tabelle 1: Importierte Erdgasmengen und Preisen aus Russland nach Belarus (Shadrina 2010)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 E	2011 E	2012 E
Menge des Importes [bcm]	10,2	13,4	19,8	20,5	20,6	21,1	17,6	n/a		
Preis des Importes [USD/tcm]	-	-	-	-	100	128	148	184	205	214

Die hohen Energierohstoffpreise zwingen Belarus nun zu einer neuen Energiepolitik. Die kurzfristige Strategie bestand darin, hohe Kredite auf dem internationalen Geldmarkt aufzunehmen (Roine 2010). Langfristig muss Belarus seine Industriestruktur effizienter gestalten, um die erhöhten Erdgaspreise zahlen zu können

2.3 Gasleitungen in Belarus

Abbildung 2 zeigt die Gaspipelines von Beltransgas. Tabelle 2 fasst die Transitlinien zusammen, die durch Belarus verlaufen.

Tabelle 2: Transitlinien durch Belarus

Pipeline	Verlauf	Größe
Russland - Deutschland (Yamal Pipeline)	Torzhok (Ru) – Kondratki (Pl) – Frankfurt/Oder	1420 mm (56-in)
Russland - Belraus	Torzhok (Ru) – Minsk (By) – Ivatsevichi (By)	3x 1220 mm (48-in)
Belarus - Ukraine	Ivatsevichi (By) – Kobrin (By) – Dolina (Ua)	2x 1220 mm (40-in)
Belarus - Litauen	Minsk (By) – Vilnius (Lt)	1220 mm (40-in)
Russland - Ukraine	Torzhok (Ru) – Dolina (Ua)	1420 mm (56-in)

Die Yamal Pipeline beliefert Polen, Deutschland, die Niederlande und Belgien mit Erdgas. Wenn es aus technischen oder politischen Gründen zu Lieferengpässen kommt, dann können diese Länder noch durch die Ukraine oder via North Stream mit Erdgas versorgt werden bzw. eingelagertes Erdgas aus unterirdischen Gaslagerstätten nutzen. Auch die russische Region Kaliningrad und Litauen erhalten die meisten Gasmengen durch Belarus. Belarus kann nur sehr eingeschränkt Erdgas aus Zentralasien (Turkmenistan, Usbekistan oder Kasachstan) beziehen, da Erdgas aus diesen Ländern ausschließlich über ausgewiesene Broker verkauft werden kann. Die teuren Dienstleistungspreise dieser Unternehmen verteuern die Erdgaslieferungen außerhalb von Russland enorm (East European Gas Analysis).



Abbildung 2: Karte der belarussischen Gasleitungen (Quelle: East European Gas Analysis)

3 Gaspolitik der Ukraine

Gas stellt mit Abstand die wichtigste Energiequelle in der Ukraine dar. Über den Anteil von Gas am Primärenergieverbrauch findet man widersprüchliche Aussagen: in der Energiestrategie der Ukraine werden 39 % in 2005 genannt. Dieser Wert ist aber wohl zu gering, nach einer kritischen Analyse der Energiestrategie durch ukrainische NGOs liegt der Anteil für 2005 bei 43,8 (Geletukha u. a. 2006). Nach Angaben der World Energy Database betrug der Anteil 2007 wiederum nur 40,7 % (Austrian Energy Agency 2009), laut des Ukrainischen Staatlichen Komitees für Statistik war in 2008 der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch bei 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, wobei in den letzten 15 Jahren nur sehr wenig in die Erforschung neuer Reserven investiert worden ist. Der überwiegende Teil des Gasbedarfs wird mit Importen aus Russland und Turkmenistan gedeckt, dabei werden alle Importe über Russland geleitet (IEA 2006).²⁸ Bis 2004 exportierte die Ukraine nur kleine Mengen eigenen Erdgases (Maciw & Radchenko 2009).

²⁸ Jedoch sind 15% der ukrainischen Gasreserven schwer und nur kostenintensiv zugänglich. (Ministry of Energy 2006, 70)

3.1 Akteure des ukrainischen Gasmarktes

Das zu 100 % staatliche Gasunternehmen Naftogaz dominiert mit seinen Tochtergesellschaften den heimischen Markt der Erdgasgewinnung und Verteilung. Der heimische Gaspreis für private Haushalte ist stark subventioniert, die Industrie zahlt einen deutlich höheren Preis (IEA 2006). Naftogaz hat vor allem mit mangelnder Zahlungsdisziplin zu kämpfen, was zusammen mit den niedrigen Preisen für private Haushalte dazu beiträgt, dass das Unternehmen Schwierigkeiten hat, seinen Kreditverpflichtungen nachzukommen und auf staatliche Subventionen angewiesen ist. 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). Notwendige Investitionen in die Energieinfrastruktur wie beispielsweise das Gasnetz werden dadurch behindert (International Energy Agency 2008).

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 (IEA 2006).

Zurzeit ist die Situation der unabhängigen Gaslieferanten in der Ukraine unklar. Die Regierung legte am 14. Oktober 2009 dem Parlament einen Gesetzentwurf zur Neuregelung des Gasmarktes vor, der sich an der EU-Gesetzgebung orientiert. Das Gesetz soll zur Liberalisierung des ukrainischen Gasmarktes beitragen, das Marktmonopol brechen und einen diskriminierungsfreien Zugang zum Gasnetz sicherstellen (Mission of Ukraine to European Communities 2009; Mission of Ukraine to European Communities 2009). Bisher sieht die bestehende staatliche Gesetzgebung keinen Regelungen zum Transportnetzzugang für Dritte vor; lediglich eine Regulierung des staatlichen Unternehmens Naftogaz beinhaltet ein Verfahren für den Zugang zum Gastransport und -verteilungsnetz (order # 79 of Naftogaz Ukraine) (EU TACIS 2008). Das Gastransportnetz wird von den beiden Naftogaz untergeordneten Unternehmen Uktransgaz und Chornomornaftogaz 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. Neu gebaute Pipelines können dagegen privat betrieben werden und ein Großteil der lokalen Verteilernetze ist bereits privatisiert. Jedoch hält Naftogaz an den meisten Netzen weiterhin deutliche Anteile. Dadurch liegt der Zugang zum Gastransport- und transitnetz in der Ukraine 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.

3.2 Gasleitungen der Ukraine

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 vorgesehen – zu zusätzlichen Kosten führen kann. 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). 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 (IEA 2006). Ebenso ist die sogenannte White Stream Pipeline von Georgien durch das Schwarze Meer in die Ukraine im Gespräch, um die Erdgaslieferungen zu diversifizieren (Pirani 2007).

Die Ukraine ist ein wichtiges Transitland für russisches Gas nach Osteuropa (siehe Tabelle 3). Derzeit werden knapp 80 % des aus Russland nach Europa gelieferten Gases durch die Ukraine geleitet, was etwa 20 % des europäischen Gasverbrauches ausmacht (Westphal 2009). Die drei wichtigsten Transitpipelines, welche russisches Gas durch die Ukraine leiten, sind

- die **Urengoy-Pomari-Uzhgorod Pipeline**, die 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;
- 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).

Tabelle 3: Die wichtigsten Merkmalen der ukrainischen Gastransportsystem im Überblick (IEA 2006)

Ukrainisches Pipeline-System	
Gesamtlänge der Pipelines	37.600 km
Kapazität der Gasübertragung an der Ländergrenze	
- Import	290 bcm
- Export	175 bcm
- davon zu westeuropäischen Staaten	140 bcm
Ausgenutzte Kapazität in 2005	78% der Gesamtkapazität

Die derzeit bestehenden Pipelines stellen rund 130 bcm Lieferkapazitäten in die EU durch die Ukraine und 33 bcm durch Belarus. Sowohl Russland als auch die EU suchen nach alternativen Gaslieferungsmöglichkeiten zu den bestehenden durch die Ukraine führenden Gaspipelines. Wenn die im Bau befindlichen, großen Pipeline-Projekte (wie die Nabucco-Pipeline oder South-Stream-Pipeline) verwirklicht werden, dann können zusätzlich 181 bcm Erdgas aus Eurasien transportiert werden. Durch die Fertigstellung von North-Stream und South-Stream Leitungen kann Russland die durch die Ukraine geleitete Gasmenge auf 45 – 50 bcm/Jahr reduzieren. Eine weitere Verringerung des ukrainischen Transportgases ist ab 2020 geplant (siehe Kapitel 4.4).

Wenn auch die Gasleitungen von Nordafrika und die geplanten LNG-Terminals der EU verwirklicht werden, wird erheblich weniger Gastransport durch die Ukraine realisiert. Dies bringt langfristig einen starken Bedeutungsverlust der Ukraine als Gastransitland und damit einhergehend massive Einnahmeverluste durch den zurückgehenden Gastransport mit sich.

3.3 Gaspreise in der Ukraine

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 und die im Durchschnitt rund 500 USD/tcm betragen (vgl. Abschnitt 4.2.1).

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 (siehe Abschnitt 3.1). Gaspreise für private Haushalte sind derzeit ungefähr fünfmal niedriger als die Preise für industrielle Abnehmer. Diese quer-subsidierte Tarifstruktur belastet die Industrie und führt zu ineffizientem Gasverbrauch in privaten Haushalten (Chukhai u. a. 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 (IEA 2006). Unternehmen, die heimisches Gas gewinnen und mindestens 50% staatliche Beteiligung aufweisen, sind verpflichtet, ihr Gas zu niedrigen Preisen an private Haushalte zu verkaufen. 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.

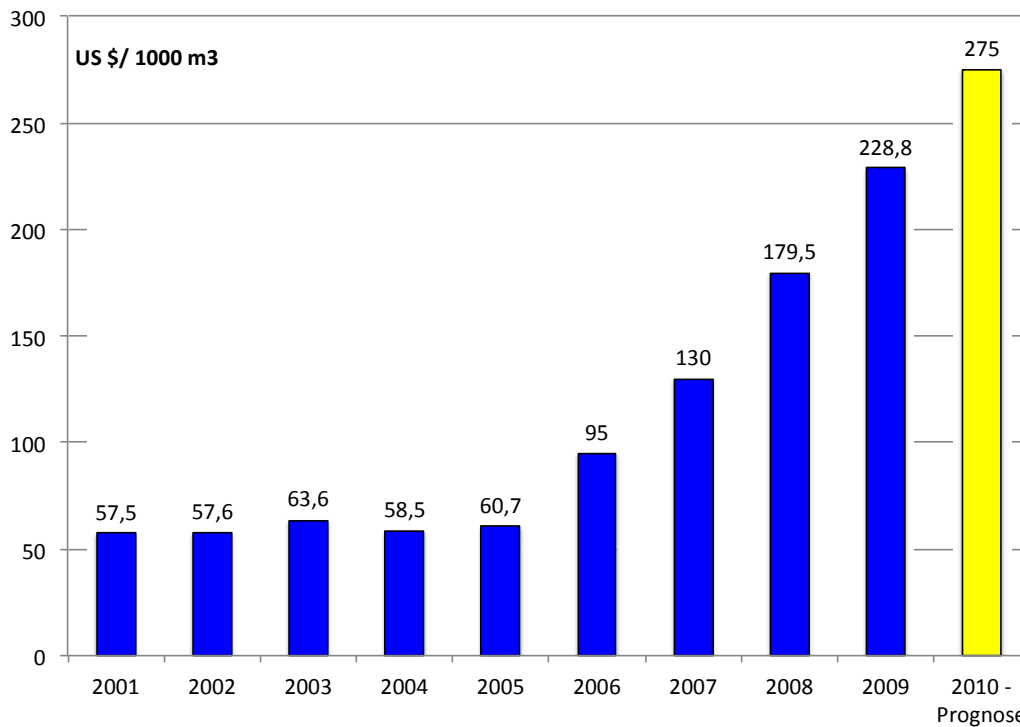


Abbildung 3: Durchschnittliche Großmarktpreise für Gas an der Grenze Russland/ Ukraine (Matveev 2009)

Der Anreiz, neue Reserven zu erschließen, ist daher gering (Chukhai u. a. 2008). Private Haushalte machen rund 40% am Endenergieverbrauch von Gas aus, die Industrie 32% (IEA 2007). 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).

4 Gaspolitik in Russland

Russland verfügt weltweit über die meisten sicher bekannten Erdgasreserven (siehe Abbildung 4). Verschiedene Quellen schätzen die russischen Gasreserven zwischen 43.000 und 47.000 Mrd. m³ (vgl. Gazprom 2009; IEA 2009; BP 2009). Nach eigenen Angaben lag die gesamtrossische Erdgasproduktion laut Gazprom bei 602 Mrd. m³. Davon wurden allein 550 Mrd. m³ von Gazprom selbst gefördert. Die IEA veröffentlichte in dem World Energy Outlook 657 Mrd. m³ für die russische Produktion.

Die Menge der Gasabfackelung wurde ebenfalls unterschiedlich bewertet, die Schätzungen bewegen sich zwischen 34 – 55 Mrd. m³ pro Jahr (Söderbergh, Jakobsson, und Aleklett 2010); (EIA 2010). Die russische Regierung erarbeitet deshalb die ersten Maßnahmen, um die Menge der Erdgasabfackelung zu reduzieren. Als Zielsetzung wurde vorgeschrieben, dass 95 % der Erdgasabfackelung ab 2012 verwendet werden müssen (EIA 2010).

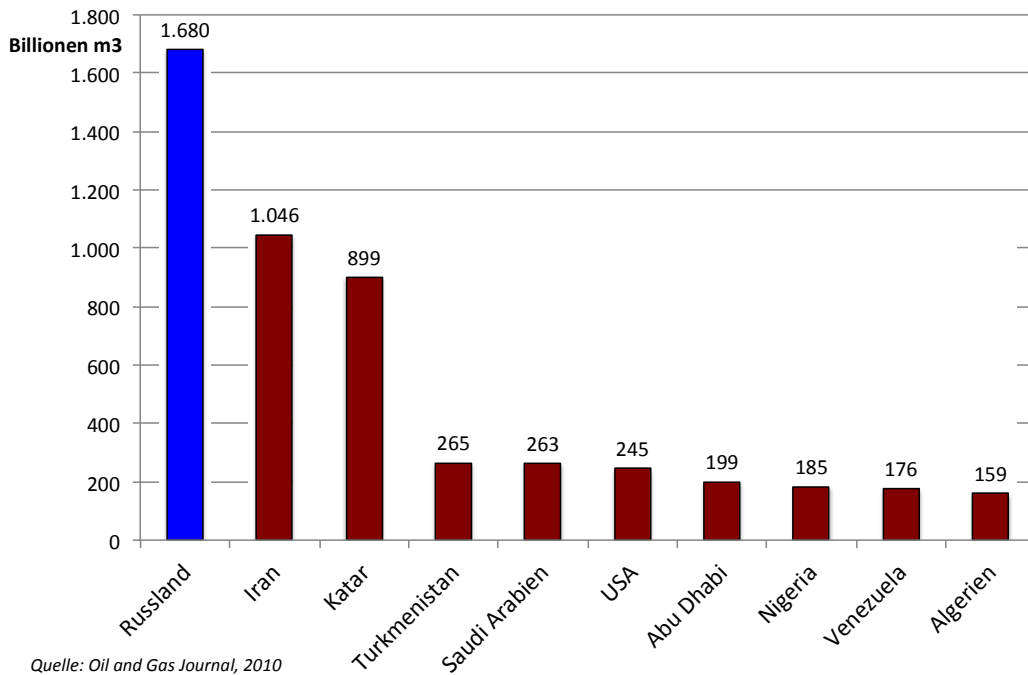


Abbildung 4: Sicher bekannte Gasreserven nach Ländern in 2010 (EIA 2010)

Der Großteil der russischen Erdgasförderung konzentriert sich mit 95 % zurzeit in Westsibirien. Die Struktur der russischen Erdgaswirtschaft wird sich aber in den kommenden Jahrzehnten deutlich diversifizieren. Die bisher die Förderung dominierenden Super-Giant Felder Urengoy, Jamburg und Medwezhe haben ihr Fördermaximum überschritten und ihr Anteil an der russischen Erdgasförderung wird kontinuierlich sinken. Stattdessen werden zukünftig neue, kleinere Felder on-shore und off-shore in der Region Nadym pur Taz durch Gazprom und unabhängige Gesellschaften sowie durch die Ölindustrie erschlossen. Dazu kommt die geplante Erschließung der Felder auf der Yamal-Halbinsel und des off-shore Felds Stockman in der Barentssee vor Murmansk (siehe Abbildung 5). Gazprom geht davon aus, dass 63 % der neuen Gasreserven, die bis 2030 in die Förderung genommen werden, von off-shore Feldern (unter dem Barrents Meer und Pechora Meer) stammen.

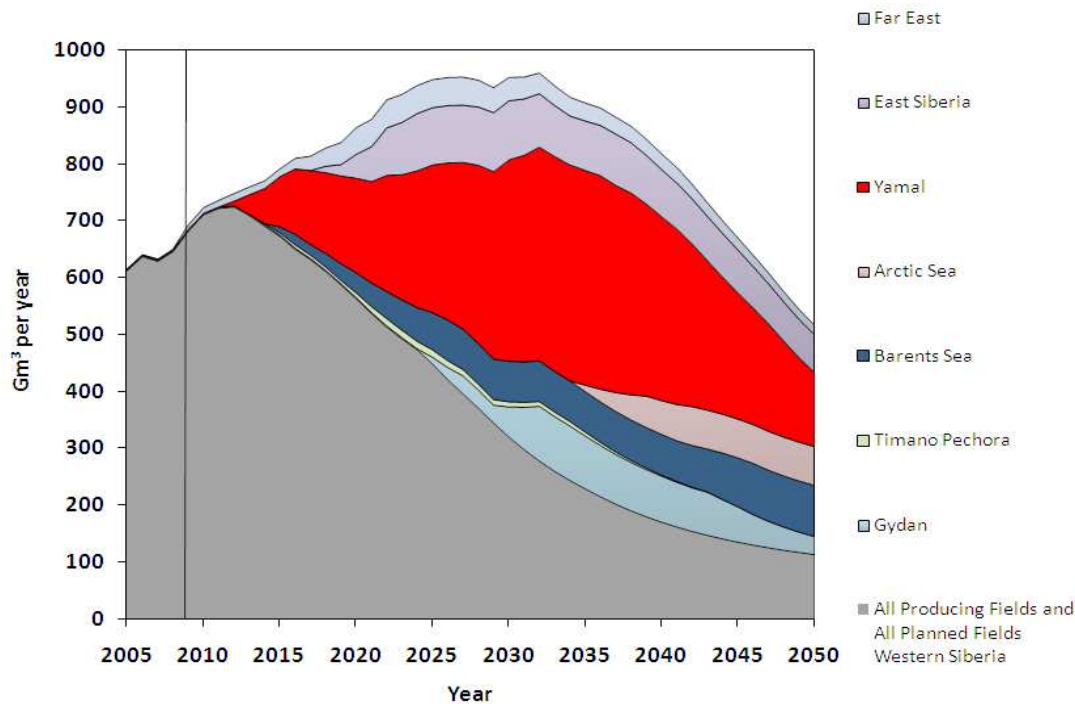


Abbildung 5: Produktionsprognose der produzierenden und geplanten Erdgasfelder in Russland (Söderbergh, Jakobsson & Aleklett 2010)

4.1 Akteure des russischen Gasmarktes

Russland stellt über 10 % des weltweiten Energieexports und hat damit eine führende Stellung. Zwei Drittel (65 %) der russischen Exporteinnahmen stammen aus dem Erdöl- und Erdgasbereich. Diese Einnahmen decken die Hälfte des russischen Staatshaushaltes. Die Wertschöpfung von Gazprom wiederum deckt 10 % der gesamt-russischen GDP (Rouhiainen & Perrels 2010).

Offiziell hat Gazprom seit 2003 keine Monopolrechte mehr auf dem inländischen Gasmarkt (Fernandez 2009), jedoch ist die Holding für die Aufsicht der Pipelines verantwortlich. Die einheimischen Gaspreise werden von einer zentralen Tarifbehörde festgelegt. Rechtlich sind auch die Zugangsrechte unabhängiger Gaserzeuger (entweder spezialisierte Gasunternehmen oder vertikal integrierte Ölunternehmen) gesichert. Darüber hinaus kontrollieren die unabhängigen Gaserzeuger auch 30 % der Erdgasreserven (Tarr 2010). Obwohl der Marktanteil von unabhängigen Marktakteuren seit 2002 ständig steigt und im Jahr 2008 den Anteil von 12 – 15 % erreicht hat, klagen aber diese Gasproduzenten über einen schlechten Gasnetzzugang. Zwar besitzt Gazprom kein Monopol mehr auf dem russischen Erdgasmarkt, ihr Einfluss ist immer noch marktbeherrschend.

Im Prinzip ist es in Russland gesetzlich möglich, Biomethan ins Erdgasnetz einzuspeisen, was Voraussetzung für den Export ist. Das Netz wird aber derzeit ausschließlich zum Vertrieb von konventionellem Erdgas genutzt.

4.2 Die internationale Gaspolitik in Russland

Die Europäische Union hat 2005 ungefähr 40 % ihres Gasverbrauches aus eigenen Quellen gedeckt. Die EU-Szenarien gehen davon aus, dass die Importabhängigkeit in den nächsten 20 Jahren auf 84 % steigen wird (Götz 2007). Nach der EU-Osterweiterung hat sich der Anteil des russischen Erdgases im Gesamtenergieverbrauch von 13 % auf 18 % erhöht (EEA 2008). Die neuen EU-Mitgliedsstaaten sind traditionell abhängiger von russischen Energieexporten. Mit dem Eintritt von Rumänien und Bulgarien sprang der Anteil auf 20 % (Liutho 2010). Der Anteil des russischen Imports im EU-Gasverbrauch beträgt derzeit 25 %. Die Abhängigkeit variiert jedoch stark zwischen den einzelnen EU-Mitgliedsländern (siehe Abbildung 6). 80 % der Gaslieferungen erfolgen durch Pipelines.

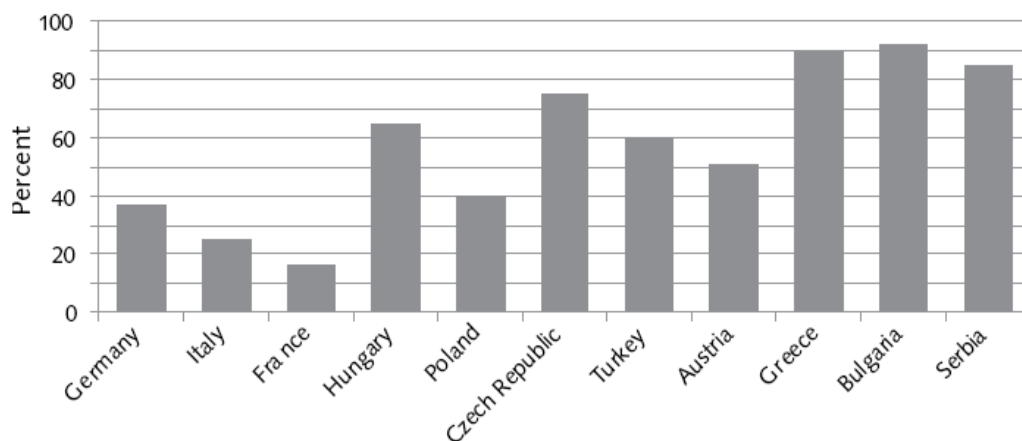


Abbildung 6: Europäische Abhängigkeit von russischen Gas (Ebel 2009)

Die Erdgaspolitik ist einer der wichtigsten Einflussfaktoren in der russischen Außenpolitik. Die russische Exportstrategie differenziert sich zwischen den Importregionen:

- Erhaltung von Transitmonopolen (GUS) oder Kontrolle der Energiequellen und Transitkorridore (GUS, Baltische Staaten, Mitteleuropa, Balkan)
- Beibehaltung der Kontrolle über Erzeugung und Transport von Öl- und Gas (GUS)
- Entwicklung von eigenen Aufbereitungskapazitäten und Absatznetzen (GUS und post-sozialistische Staaten) (Paszyc 2003)

4.2.1 Entwicklung der Preise der russischen Erdgaslieferungen als Mittel der russischen Außenpolitik

Die internationalen russischen Gaspreise unterscheiden sich für unterschiedliche Länder zum Teil erheblich (siehe Abbildung 7). Die westeuropäischen Staaten bezahlten am meisten für das importierte Erdgas, den früheren Ostblock- bzw. GUS-Staaten wurde Gas zu günstigeren Konditionen angeboten (Goldthau 2008). Diese Preisdifferenzen haben sich in den letzten Jahren angeglichen, und das Ziel ist, in der Zukunft Erdgas zu gleichen Preisen zu exportieren.

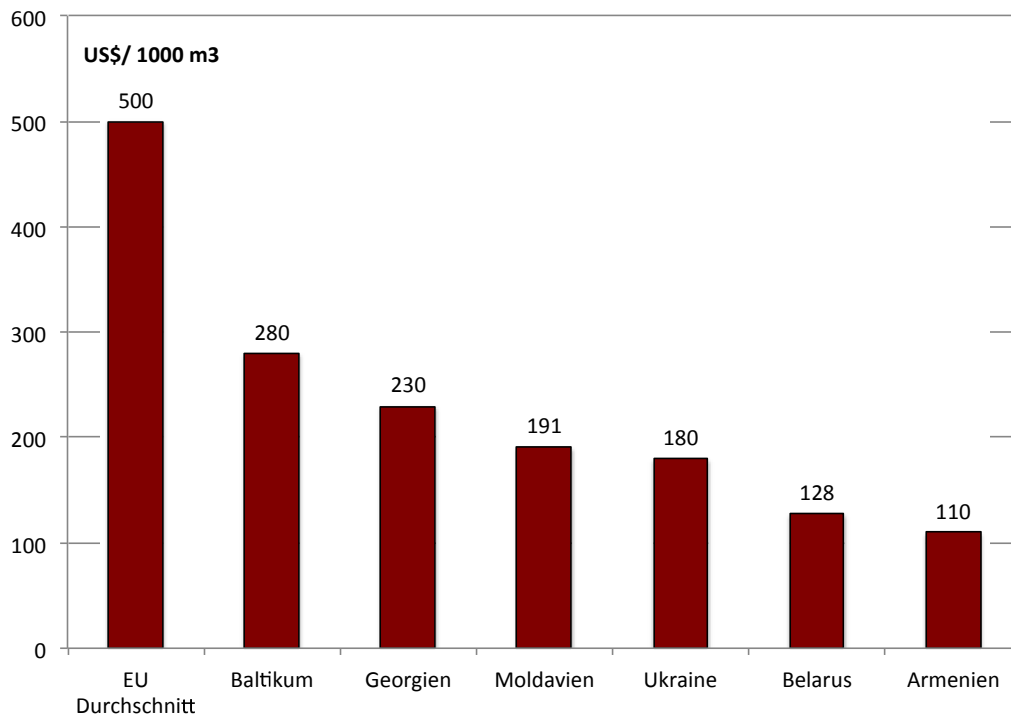


Abbildung 7: Gazprom's Exportpreise für Erdgas in 2008 (USD/tcm)

Die verschiedenen langfristigen EU-Energieszenarien nehmen unterschiedliche zukünftige Durchschnittspreise für Erdgas an. vergleicht die erwarteten europäischen Gaspreise der verschiedenen EU-Energieszenarien.

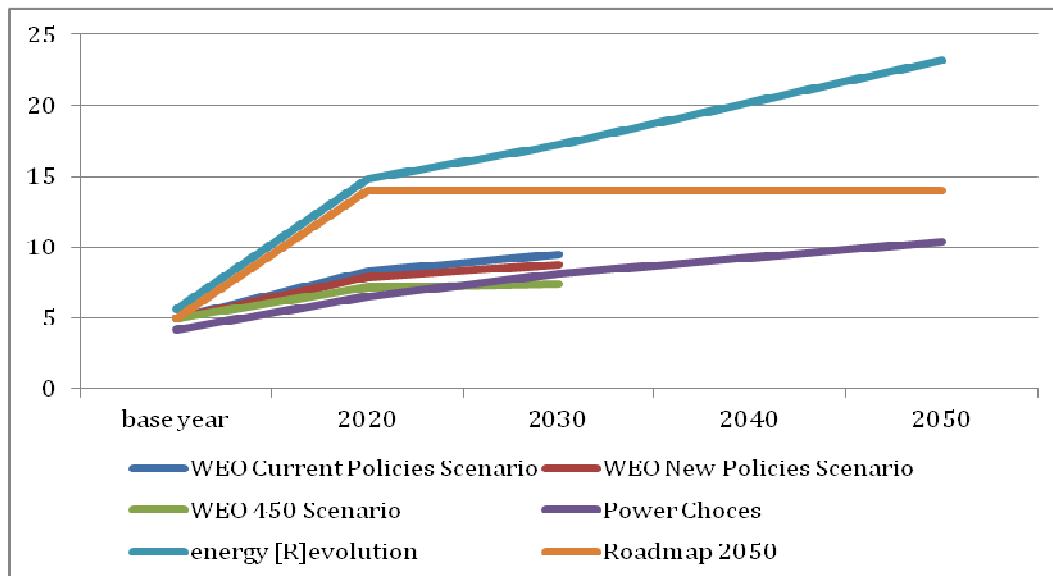


Abbildung 8: Vergleich von Europäischen Gaspreisen in untr. EU-Energieszenarien (eigene Abbildung)

Die Szenarien des World Energy Outlookes (WEO) (IEA 2010) wurden bis 2030 berechnet, die Power Choices von Eurelectric (2010), Energy [R]evolution von Greenpeace (2010) und der Roadmap 2050 der European Climate Foundation (2010) sind Energieszenarien bis 2050. Die Erdgaspreise schwanken zwischen 7,4 und 14,03

Euro/GJ in 2030 und 10,4 und 23,2 Euro/GJ in 2050. Diese Preisspanne kann als Referenz für die zukünftigen anlegbaren Preise für Biomethan angenommen werden.

4.2.2 Zukünftige Mengen von westeuropäischen Erdgasimporten

Abbildung 9 zeigt die zurzeit existierenden Lieferverträge zwischen Gazprom und den EU-27 Ländern. Die Holding besitzt Monopolrechte über den Export von russischen Erdgas (Tarr 2010) (siehe Kapitel 4.1 über Gazprom).

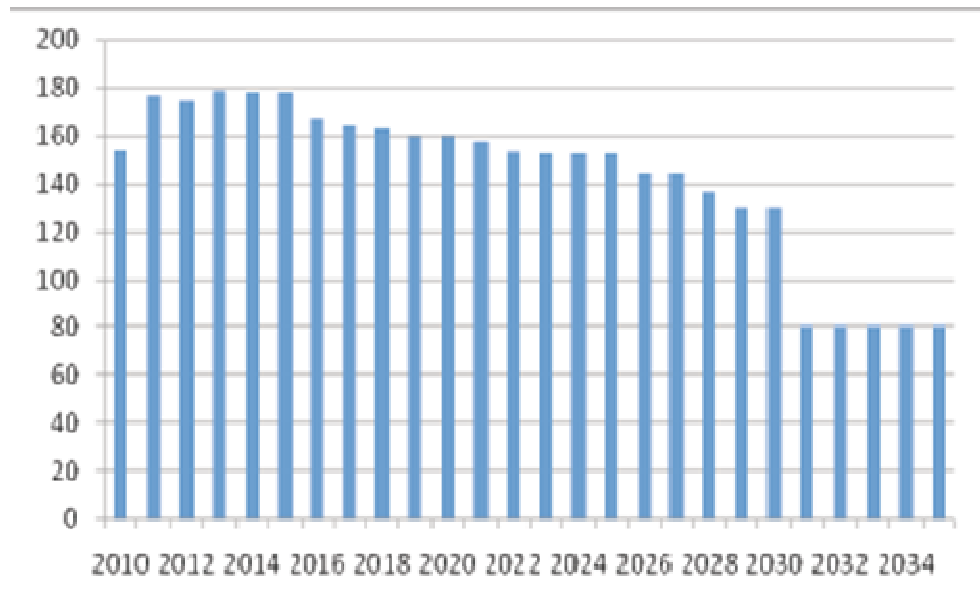


Abbildung 9: Langfristige Vereinbarungen von Gaslieferungen mit Gazprom für die EU-27, 2010 - 2035 (in bcm) (Protasov 2010)

Die zukünftigen Mengen und Lieferanten der westeuropäischen Gasimporte sind von den Erdgaspreisen abhängig. Remme, Blesl, und Fahl 2008, 1632 haben die erreichbaren Erdgasmengen und deren Preise aus verschiedenen Quellen gezeigt. Dabei wird zwischen bestehenden Lieferkapazitäten und noch nicht erschlossenen Kapazitäten unterschieden. Im Ergebnis wird deutlich, dass die Bereitstellung von russischem Erdgas sich als eine der günstigsten Alternativen für Erdgasimport für Europa anbietet.

Berechnungen von Christie (2009) analysieren, wie sich die europäische Nachfrage in Abhängigkeit vom der Erdgaspreis entwickelt (siehe Abbildung 10). Gezeigt werden die netto Gasimporte der Europäischen Union in 2020 differenziert nach vier verschiedenen Szenarien. Die ersten zwei Baseline Szenarien (Base) gehen davon aus, dass die EU 2020-Ziele²⁹ nicht erreicht werden. Das erste Szenario nimmt einen niedrigen Ölpreis von 61 USD/barrel an, das zweite Szenario wurde mit einem durchschnittlichen Ölpreis von 100 USD/barrel berechnet.

²⁹ 20% erneuerbare und Steigerung der Energieeffizienz um 20% bis zum Jahr 2020

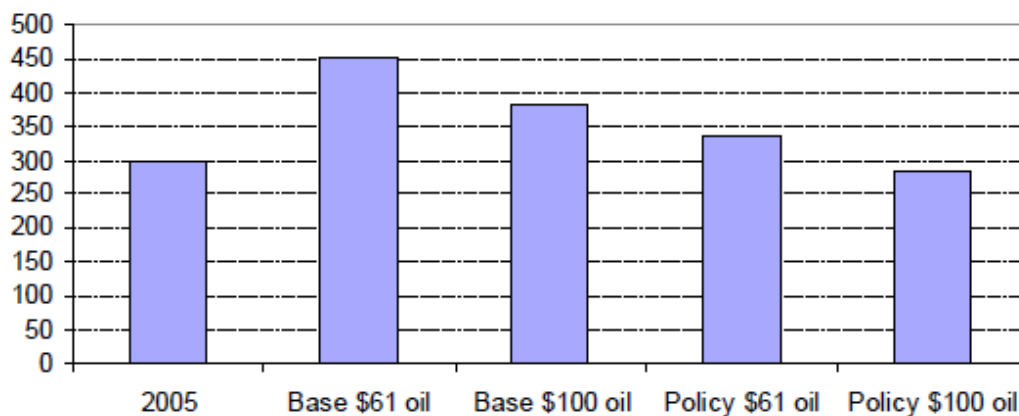


Abbildung 10: EU-Nachfrage nach Importgas abhängig von den Preisen in 2020 (in bcm)

Die letzten zwei Szenarien setzen voraus, dass die 2020-EU-Ziele eingehalten werden. Wie die Abbildung 10 zeigt, führen die Einhaltung der 2020-Ziele und die höheren Ölpreisen zu einer sinkenden Nachfrage an Erdgas in Europa. Die Kopplung des Gaspreises an den Ölpreis führt zu einer geringeren Nachfrage bei höheren Kosten.

Die Analysen von (Remme, Blesl & Fahl 2008) und (Christie 2009) zeigen, dass die Europäischen Gasmärkte empfindlich auf Preisänderungen reagieren können. Die Europäische Union ist in der Lage, von mehreren Standorten Erdgas zu importieren. Wenn die Erdgaspreise aus einer Quelle sich verteuern, werden andere Importmöglichkeiten gesucht, oder Erdgas durch andere Energiequellen ersetzt. Deshalb gehen die zukünftigen Annahmen von Gaspreisen und russischen Erdgasimporten auseinander, wie Tabelle 4 zeigt. Die Szenarien gehen davon aus, dass die aus Russland importierte Erdgasmenge 280 bcm nicht überschreitet.

Tabelle 4: EU-Gasimport aus Russland in verschiedenen Energieszenarien (in bcm) (Wuppertal Institut 2008)

	2010	2020	2030
IEA (2006)	137	-	274-279
SWP (2006)	180	200	-

4.3 Nationaler Gasmarkt

Russland ist nicht nur einer der weltgrößten Gaslieferanten, auch der eigene Gasverbrauch ist bedeutend. Dieser ist also für die russische Gasbilanz und die russischen Exportmöglichkeiten maßgeblich. Im Jahre 2008 wurden 70 % der Gasherstellung in Russland verbraucht (Christie 2010).

Der große Gasverbrauch wird auf mehrere Faktoren zurückgeführt. Zunächst hat Gas einen sehr hohen Anteil im russischen Energiemix. In 2007 wurde in Russland 58,5 % des Gasverbrauches (265 bcm) für Strom und Wärmeherstellung genutzt (Christie 2010). Laut der Weltbank Studie (2008) sind die geografische Lage, die klimatischen und industriellen Strukturen jedoch nur zum Teil für den hohen Gaskonsum verantwortlich. Viel maßgebender sind die niedrigen inländischen Gaspreise. Während Gazprom eine Mono-

polposition beim Gasexport besitzt und dadurch seine Erlöse in den ausländischen Märkten maximieren kann, werden die inländischen Gaspreise durch die Regierung festgelegt. Daher sind die inländischen Gaspreise viel niedriger als die Exportpreise. Zusammen mit der Monopolsituation ist so kein Anreiz für weitere Investitionen in die russischen Gasleitungen gegeben (Tarr 2010).

Im internationalen Vergleich waren die russischen Energie- und Gaspreise in den letzten Jahren sehr niedrig (siehe Abbildung 11). Die Preise sind nach Verbraucherklassen und Regionen in 15 Zonen eingeteilt. Die Durchschnittspreise in 2007 (mit MwSt.) lagen bei 50 USD/mcm für Haushalte und 63 USD/mcm für Großverbraucher. Im Jahre 2008 stiegen die Preise auf 63 USD/mcm bzw. 81 USD/mcm. Diese Preise sind immer noch weit niedriger als die europäischen Marktpreise. Der durchschnittliche europäische Importpreis lag bei 500 USD/bcm, sogar der belarussische Importpreis betrug 127 USD/mcm. Deshalb war die Einführung einer russischen Gaspreisreform unerlässlich (Christie 2010; Tarr 2010).

Die Russische Föderation hat mit dem im Mai 2007 verabschiedeten Erlass Nr. 333 festgelegt, dass bis zum Jahr 2011 die Gaspreise für inländische Industriekunden auf das europäische Preisniveau angehoben werden sollen (Tarr 2010). Die Nominalpreise sollten zwischen 2008 und 2009 um 25 %, im Jahre 2010 um 30 % und im Jahre 2011 um 40 % erhöht werden. Diese Pläne wurden durch die Wirtschaftskrise stark beeinflusst. Die durchschnittliche Nominalpreiserhöhung in 2009 betrug nur 16,3 % für Haushalte und 16,1 % für die Industrie. Für 2010 wurde eine Preiserhöhung um 15 % angekündigt (Christie 2010).

Die Gründe der Preisentwicklung sind vielschichtig. Einerseits besteht die Hoffnung, dass durch die Preiserhöhung die Verbraucher effizienter werden. Andererseits wird für die Erschließung neuer Gasfelder und für die Instandhaltung und den weiteren Ausbau des Gasnetzes mehr Investitionskapital benötigt. Die Weltbank (World Bank 2010) schätzt den jährlichen Investitionsbedarf des russischen Erdgasnetzes auf ca. 15 Milliarden USD. Gazprom hat zwischen 2001 und 2008 lediglich 36 Millionen USD in die beiden Bereiche Gaserkundung und Gasnetzentwicklung investiert –als Folge ist auch das größte Fördergebiet auf der Yamal-Halbinsel unterentwickelt (Tarr 2010).

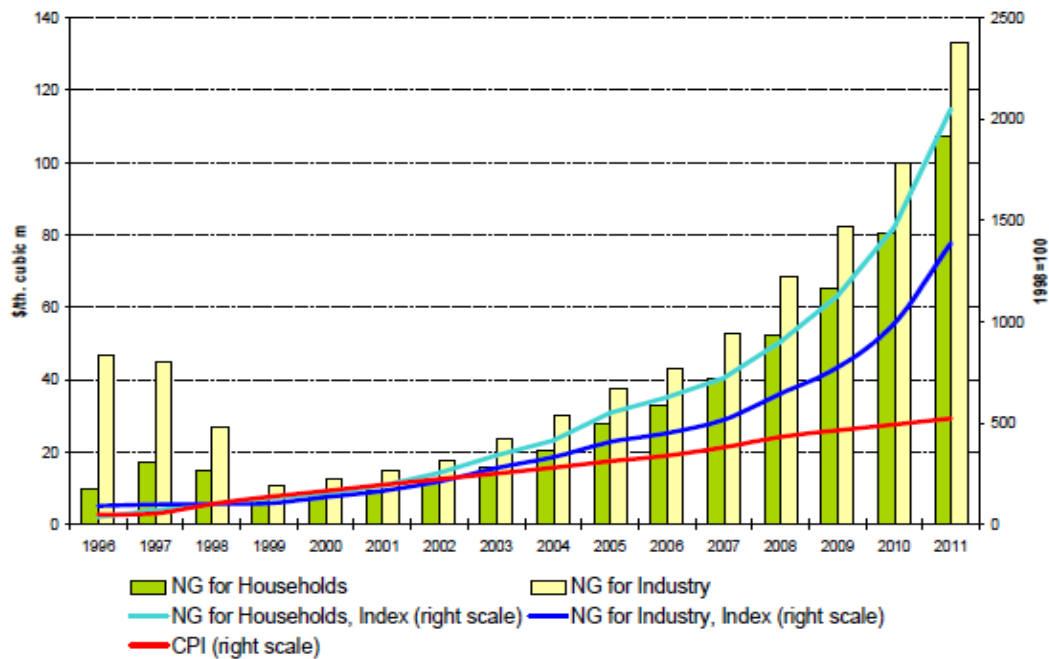


Abbildung 11: Entwicklung der russischen einheimischen Gaspreise für Haushalte und Industrie zwischen 1996–2011 (Grigoriev & Belova 2009)

Die russischen Behörden gehen von einer kontinuierlich steigenden inländischen Nachfrage aus. Die internationale Fachliteratur erwartet, dass die russische heimische Erdgasnachfrage zusätzlich auf 460 – 485 bcm steigt (Fernandez 2009). Die jetzigen niedrigen Preise sind kein Anreiz für die Bevölkerung und Industrie, mit Erdgas energieeffizienter umzugehen. Wenn die kürzlich angekündigte Reform gelingt, kann dagegen eine erhebliche Einsparung erwartet werden. Christie (2010) geht davon aus, dass der gesamte russische Erdgasverbrauch bis 2020 auf 328 - 379 bcm pro Jahr gesenkt werden kann – entsprechende Effizienzmaßnahmen vorausgesetzt.

4.4 Gastransportleitungen aus Russland nach Westeuropa

Das zu Gazprom gehörende *Unified Gas Supply System* (UGSS) ist das längste Gasleitungssystem der Welt. Die heute existierende Infrastruktur der Gasleitungen wird durch die geografische Lage der Gasfelder bestimmt: eine der größten Herausforderungen des russischen Gassektors ist die Verbindung zwischen den Gasfeldern und den Absatzmärkten. Die Förderung konzentriert sich in West-Sibirien, und insbesondere die neuen Fördergebiete liegen von den Absatzmärkten weit entfernt. Zur Zeit besteht das Leitungssystem aus ungefähr 159.500 km Ferntransport-Pipelines (Söderbergh, Jakobsson & Aleklett 2010). Nach Angaben von Gazprom beträgt die durchschnittliche Streckenlänge für russische Konsumenten 2.900 km, Gas für den Export wird noch rund 3.322 km zusätzlich transportiert (Söderbergh, Jakobsson & Aleklett 2010). Die ProBas Umweltdatenbank (ProBas) schätzt die Streckenlänge nach Deutschland auf ungefähr 7.000 km. Zurzeit gibt es neun große Transportpipelines in Russland. Von diesen liefern sieben die Gasexporte durch die Ukraine und Belarus nach West- und Osteuropa. Die Gesamtkapazität der Yamal-Europa I., Northern Lights, Soyuz und Brotherhood Pipelines erreicht 113 bcm. Weitere Pipelines verbinden Russland mit der Türkei und mit anderen östlichen

GUS-Staaten. Tabelle 5 zeigt eine detailliertere Liste der bestehenden Export-Pipelines in die Europäische Union.

Tabelle 5: Bestehende Export-Gaspipelines nach Europa und deren Kapazitäten an der russischen Grenze (EEA 2009)

Name der Gasleitung	Kapazität (bcm)	Zielländer
Via Ukraine:		
Orenburg-Westliche Grenze (Uzhgorod)	26	Slowakei, Tschechische Republik, Österreich, Deutschland, Frankreich, Schweiz, Slowenien, Kroatien, Italien
Urengoy-Uzhgorod	28	Slowakei, Tschechische Republik, Österreich, Deutschland, Frankreich, Schweiz, Slowenien, Kroatien, Italien
Yamburg-Westliche Grenze	28	Slowakei, Tschechische Republik, Österreich, Deutschland, Frankreich, Schweiz, Slowenien, Kroatien, Italien
Dolina-Uzhgorod - 2 Leitungen	20	Slowakei, Tschechische Republik, Österreich, Deutschland, Frankreich, Schweiz, Slowenien, Kroatien, Italien
Komarno-Drozdowichi - 2 Leitungen	5	Polen
Uzhgorod-Beregovo - 2 Leitungen	11	Ungarn, Serbien, Bosnien
Hust - Satu-Mare	2	Rumänien
Ananyev-Tiraspol'-Izmail & Shebelinka-Izmail - 3 Leitungen	24	Rumänien, Bulgarien, Griechenland, Türkei, Mazedonien
Total via Ukraine:	143	
Via Belarus:		
Yamal-Europe (Torzhok-Kondratki-Frankfurt/Oder)	31	Polen, Deutschland, Niederlanden, Belgien, UK; über 200 km
Kobrin-Brest	5	Polen
Total via Belarus:	35	
St. Petersburg-Finland - 2 lines	7	Finnland
Blue Stream (design capacity)	16	Türkei (möglich auch Griechenland, Mazedonien); 1213 km, 16 bcm gas
Gesamtexportkapazität:	201	

Das bestehende Pipelinesystem wird weiter ausgebaut.

Tabelle 6 zeigt eine Auswahl über sich im Bau befindender Gasleitungen, die durch Gazprom realisiert werden. Der Ausbau von Nord Stream und South Stream kann die Transportmöglichkeiten für Russland ausweiten. Die westlichen Absatzmärkte werden direkt, ohne Transport durch die Transitländer Ukraine, Belarus oder Polen erreichbar. Die maximale Kapazität dieser weiteren Leitungen beträgt 118 bcm und steigert damit die jetzige Gaslieferleistung nach Westeuropa erheblich. Wenn der zukünftige Erdgasimport die prognostizierten Liefermengen (vgl. Tabelle 4) nicht überschreitet, wird die Situation

für zukünftige Lieferungen entschärft. Wenn diese Leitungen ausgebaut werden, ist das Transportsystem kein Engpass mehr für Gaslieferungen.

Die derzeitige Situation und die mittel- bis langfristige Perspektive für die einzelnen Pipelines sind unterschiedlich. Während North Stream in wenigen Monaten in Betrieb genommen wird, bleibt die Zukunft von South Stream noch eher unsicher, da der Bau erst im Jahre 2013 planmäßig anfängt - abhängig vom Bau der konkurrierenden Nabucco Pipeline.

Tabelle 6: Ausgewählte Gasleitungen in Bau (eigene Zusammenstellung; Gazprom 2011)

Gasleitungen	Baujahr	Geplante Länge und Kapazität
Pochinki – Gryazovets	Seit 2007	Ca 650 km, 36 bcm/Jahr
Ukhta – Torzhok	2011	1,300 km, 90 bcm/Jahr
SRTO-Tozhok	2006 - 2012	2200 km, 20.5–28.5 bcm/Jahr
Nord Stream	2005 - 2012	917 km in Russland von Gryazovets nach Vyborg, 1198 km unter der Ostsee, 55 bcm
Bovanenkovo – Ukhta und Ukhta – Torzhok	2008 - 2012	2,400 km (Bovanenkovo – Ukhta 1,100 km (Kapazität – 140 bcm/Jahr) und Ukhta – Torzhok Gasleitung 1,300 km (Kapazität – 81,5 bcm/Jahr)
Gryazovets – Vyborg	2005 - 2012	917 km, 55 bcm/Jahr
Kasimovskoye UGS – Voskresensk CS	2005 - 2009	204 km, 45 bcm/Jahr
Minsk – Vilnius – Kaunas – Kaliningrad	2008 - 2010	129 km, Erhöhung der Kapazität auf 2.5 bcm/Jahr
Murmansk – Volkhov		1365 km, 50 bcm/Jahr
Pochinki – Gryazovets	2007 - 2011	650 km, 36 bcm/Jahr
South Stream	2006 - 2015	ca 900 km unter dem Schwarzen Meer, 63 bcm/Jahr
Northern Tyumen Regions (SRTO) – Torzhok	1995 - 2012	2200 km, 20,5 – 28,5 bcm/Jahr

Das Nabucco-Pipeline-Projekt sieht den Bau einer Erdgaspipeline ebenso ab dem Jahr 2013 vor, um Erdgas von nicht russischen Förderquellen nach Europa zu liefern. Da die Nabucco-Pipeline und South Stream dieselben Länder mit Erdgas beliefern sollen, ist es zurzeit unklar, welches Projekt verwirklicht wird. Hinter dem Nabucco-Projekt steht ein europäisches Konsortium von dem österreichischen Erdöl und Gaskonzern (OMV), dem ungarischen Mineralölkonzern (MOL), Transgaz (Rumänien), Bulgarian Energy Holding (Bulgarien), Botas (Turkei) und dem Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG (RWE, Deutschland) (Nabucco 2011). South Stream dagegen ist ein Vorzeigeprojekt von Gazprom, wobei die Liefer- und Transitstaaten ihre ersten Staatsvereinbarungen mit Russland bereits unterschrieben haben. South Stream ist ein Vorzeigeprojekt von Gazprom, wobei die Liefer- und Transitstaaten ihre ersten Staatsvereinbarungen mit Russland bereits unterschrieben haben (South Stream 2011).

5 Transportkosten des Erdgases

In Teil VI sind die Bereitstellungskosten für Biomethan bis zur Schnittstelle „Einspeisung“ ermittelt worden. Wird das Gas tatsächlich physisch nach Westeuropa (Beispiel: Deutschland) gebracht, sind zusätzlich dazu aber noch die Kosten der Ferntransports zu berücksichtigen.

In diesem Kapitel wird abgeschätzt, wie hoch diese Kosten des Ferntransports sein können, wenn ein physischer Transport bis nach Deutschland zugrunde gelegt wird. Da es bei Anwendung der flexiblen Mechanismen ausreicht, das Gas bis in die EU zu transportieren, handelt es sich bei den vorliegenden Zahlen um eine konservative Aussage, da ein Transport über geringere Entfernung (z.B. nur bis nach Polen) entsprechend günstiger ist.

Bei den Rechnungen ist davon ausgegangen worden, dass die gleichen Werte bzw. Kosten anfallen, wie es für den Transport von fossilem Erdgas der Fall ist, da nach der Aufbereitung per definitionem kein technischer Unterschied zu Biomethan vorliegt.

Das neben der Abschätzung der technischen Transportkosten alleine noch andere Aspekte zu berücksichtigen sind, zeigt Abschnitt 5.2: für die Gaslieferungen durch Belarus und die Ukraine zahlt Gazprom Transitgebühren, die in ihrer Höhe nicht unbedingt mit den technischen Kosten übereinstimmen.

5.1 Technische Transportkosten von Erdgas und Biomethan

Die technischen Transportkosten setzen sich auf verschiedenen Komponenten zusammen. Die folgenden Rechnungen basieren auf Angaben zu kapitelgebundenen Kosten (Investment, Abschreibungen, Zins) sowie Betriebskosten (Brenngasverbrauch und Personal).

5.1.1 Kapitalgebundene Kosten

Für die folgenden Abschätzungen wird die North Stream Pipeline als Beispiel verwendet, da die Daten zur Projektfinanzierung verfügbar sind und als exemplarisch gelten können. Die Länge der Pipeline beträgt rund 1.200 km mit einer Transportkapazität von 55 Mrd m³/Jahr. Die Gesamtkosten des Projekts belaufen sich auf 7,4 Milliarden Euro³⁰. Pro m³ Gaslieferung werden 0,11 € auf 1.000 km oder 1,1 €/100km investiert (s. Tabelle 7).

³⁰ <http://www.nord-stream.com/download/document/12/?language=de>; <http://www.nord-stream.com/download/document/15/?language=de>

Tabelle 7: Investmentkosten am Beispiel North Stream

Investment		
absolut	7.400	Mio €
Pro km	6,17	Mio €
Pro Mrd m ³ * km	0,11	Mio €
Investment (pro Kapazität)	0,11	€ /1.000 km*m³

Nach Betreiberangaben³¹ wird die Pipeline mindestens 50 Jahre betrieben werden. Mit einem Realzins von vier Prozent ergibt sich daraus ein Annuitätsfaktor von 0,047. Bei einer – realistisch angenommenen - Auslastung von 66 % wird das Realinvestment pro Jahr und m³ Gastransport 0,79 € ct / 1000 km. Wenn die Auslastung der Pipeline steigt, sinken die realen Investmentkosten, wie Abbildung 12 zeigt.

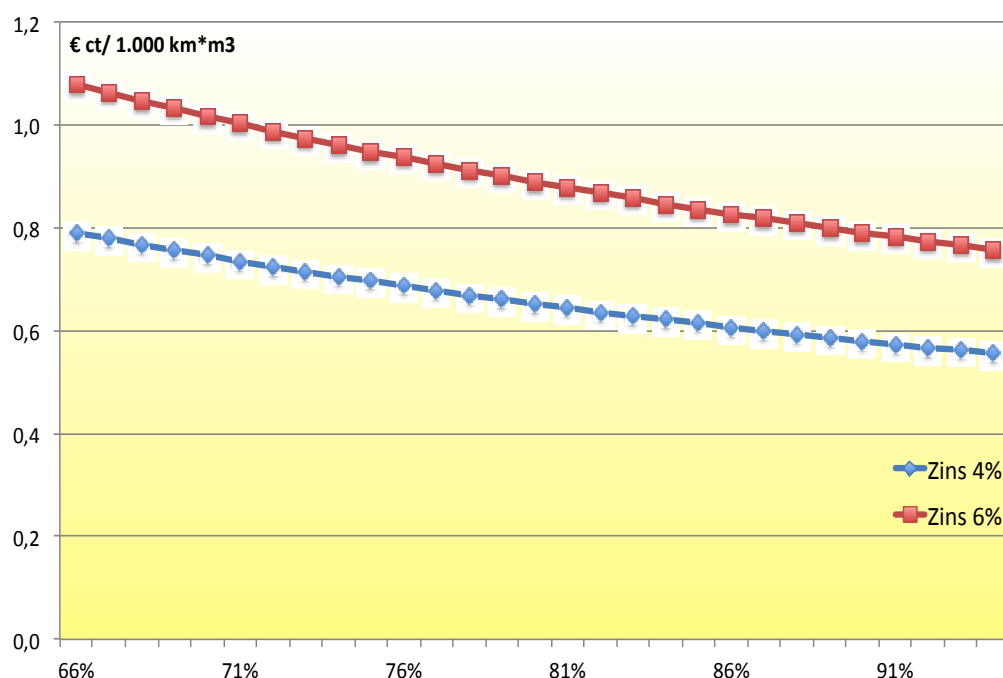


Abbildung 12: Einfluss der Auslastung und des Zinssatzes auf die Realinvestmentkosten der North Stream Pipeline pro Jahr und m³ Gastransport (eigene Abbildung)

Für den Transport nach Deutschland wird eine durchschnittliche Entfernung von rund 4.000 km angesetzt. Die absoluten Investmentkosten betragen damit 316 € ct / m³.

5.1.2 Betriebskosten

Als Betriebskosten sind der Brenngrasverbrauch der Pipeline und Personalkosten zu berücksichtigen (s die kapitalgebundenen Kosten).

³¹ <http://www.nord-stream.com/press-info/press-releases/nord-stream-lays-last-pipe-of-first-gas-pipeline-through-the-baltic-sea-324/>

Tabelle 8). Der Brenngasverbrauch beträgt auf 1.000 km rund zwei Prozent der Gaslieferung; die Personalkosten für 160 Beschäftigten bedeuten 0,0005 € ct / 1.000 km*m³. Die Betriebskosten sind damit deutlich weniger relevant als die kapitalgebundenen Kosten.

Tabelle 8: Betriebskosten am Beispiel NorthStream (Wuppertal Institut 2008; Lechtenböhmer mdl.)

Kosten	Menge	Einheit
Brenngasverbrauch	0,004	€ ct / 1.000 km*m ³
Personalkosten	0,0005	€ ct / 1.000 km*m ³
Gesamt Betriebskosten pro Jahr	0,0045	€ ct / 1.000 km*m³

5.1.3 Gesamtkosten und Vergleich mit anderen Quellen

In der Summe belaufen sich die Transportkosten auf Basis der vorgestellten Annahmen und Rechnungen auf rund 1,24 € ct / 1.000 km*m³ (nachrichtlich: 0,124 € ct / 1.000 km*kWh). Bei einer angenommenen Transportentfernung von 4.000 km belaufen sich die absoluten Transportkosten damit auf 4,95 € ct / m³ (Tabelle 19).

Tabelle 9: Gesamte Transportkosten für Gas am Beispiel North Stream (eigene Rechnung)

Kosten	Menge	Einheit
Kapitalgebundene Kosten	0,79	€ ct / 1.000 km * m ³
Betriebskosten	0,45	€ ct / 1.000 km * m ³
Gesamt Transportkosten pro Jahr	1,24	€ ct / 1.000 km * m ³
Angenommene Transportentfernung: 4.000 km		
Gesamt Transportkosten pro Jahr	4,95	€ ct / m³

Diese Abschätzung lässt sich recht gut in den Vergleich mit anderen Quellen einordnen³² bzw. liegt am unteren Ende der Bandbreite. Afgan et al (2007) schätzen die Transportkosten von verschiedenen Gaspipelines wie in der folgenden Tabelle 10 gezeigt. Andere Autoren, wie Remme et al. (2008) schätzen die Transportkosten nach Europa von Mittelasien und Aserbaidshans auf 3,6 € ct / m³ bis 4,6 € ct / m³. Diesen Berechnungen liegen annualisierte Investmentkosten von 1,5 € ct/1.000 km* m³ zugrunde. Diese Zahlen gelten für die heute gängigen onshore Pipelines; für zukünftige offshore Projekte wird von doppelt so hohen Investmentkosten ausgegangen.

³² Üblicherweise werden die Transportkosten international in der Einheit [€ / 100 km* tcm] ausgewiesen. Der Zahlenwert ist derselbe wie der hier ausgewiesene [€ ct / 1000 km*m³]. Diese Einheit ist gewählt worden, um den direkten Vergleich bzw. die Addition zu den zuvor ausgewiesenen Bereitstellungskosten aus Teil II zu gewährleisten.

Tabelle 10: Transportkosten verschiedener Pipelines (nach Afgan et al, 2007 und eigene Berechnungen)

Route		Yamal	Nabucco	West Balkan Pipeline	Diese Studie (Bsp. North Stream)
Kapazität	Mrd. m ³ /Jahr	30	20	15	55
Länge	km	4.000	3.600	3.400	1.200
Transportkosten	€ / 1.000 m ³	40,5	79	96,6	49,5
	€ ct / 1.000 m ³	4.050	7.900	9.660	4.954
	€ ct / m ³	4,05	7,9	9,66	4,95
Transportkosten pro Strecke	€ ct / 1.000 km * m³	1,01	2,19	2,84	1,24

5.2 Transitgebühren

Für die Gaslieferungen durch Belarus und Ukraine sind von Seiten des russischen Unternehmers Transitgebühren zu zahlen. Diese Transitgebühren sind parallel zu den Erdgaspreisen in den letzten Jahren gestiegen. Die folgende Tabelle zeigt die Transitpreise der einzelnen Gasleitungen.

Tabelle 11: Transitgebühren³³ verschiedener Erdgasleitungen 2005- 2010 (Pirani, Stern & Yafimava 2010)

		2005	2006	2007	2008	2009	2010
Yamal-Europe	€ ct / 1.000 km* m ³	0,39	0,39	0,99	0,99	1,21	1,40
Brotherhood	€ ct / 1.000 km* m ³	0,92	1,22	1,22	1,31	1,31	2,08*

*projektiert

Die dargestellten Transitgebühren bewegen sich in etwa der gleichen Größenordnung wie die ermittelten technischen Transportkosten; wenn auch der jeweilige Wert für die beiden gezeigten Pipelines um den Faktor zwei variiert. Ob es sich bei diesen Transitgebühren um zusätzliche Kosten handelt, oder ob diese die tatsächlichen Aufwendungen widergeben, konnte aus den vorliegenden Quellen nicht ermittelt werden.

³³ Zu den Einheiten siehe Erklärung zu Fußnote 32.

6 Fazit

Teil VII gaswirtschaftlicher Analyse untersucht die Rahmenbedingungen der bestehenden Gasleitungen aus der Sicht eines Transportes von Biomethan nach Deutschland bzw. Westeuropa.

Das zu Gazprom gehörende Unified Gas Supply System (UGSS) ist das längste Gasleitungssystem der Welt. Die heute existierende Infrastruktur der Gasleitungen wird durch die geografische Lage der Gasfelder bestimmt: eine der größten Herausforderungen des russischen Gassektors ist die Verbindung zwischen den Gasfeldern und den Absatzmärkten. Die bisher in der Förderung dominierenden westsibirischen Felder haben ihr Fördermaximum überschritten und in der Zukunft werden weiter östlich abgelegene kleinere on-shore und off-shore Felder in die Förderung erschließen.

Zurzeit gibt es neun große Transportpipelines in Russland. Von diesen liefern sieben die Gasexporte durch die Ukraine und Belarus nach West- und Osteuropa. Die Gesamtkapazität der Yamal-Europa I., Northern Lights, Soyuz und Brotherhood Pipelines erreicht 113 bcm. Weitere Pipelines verbinden Russland mit der Türkei und mit anderen östlichen GUS-Staaten. Die Yamal Pipeline beliefert Polen, Deutschland, die Niederlande und Belgien mit Erdgas. Die wichtigsten Transitpipelines, welche russisches Gas durch die Ukraine in die EU leiten, sind die Urengoy-Pomari-Uzhgorod Pipeline, die Bratstvo (Brotherhood) Pipeline, die Soyuz-Pipeline. Sowohl Russland als auch die EU suchen nach alternativen Gaslieferungsmöglichkeiten zu den bestehenden führenden Gaspipelines. Durch die Fertigstellung von North-Stream und South-Stream Leitungen kann Russland die durch die Ukraine und Belarus geleitete Gasmenge erheblich reduzieren.

Die bestehenden Gasnetze befinden sich in unterschiedlichem Zustand. Das ukrainische Gasnetz wurde ab den 1970ern ausgebaut, deshalb sind die Instandhaltungsarbeiten in der Ukraine dringender. Auch in Russland verursachen die veralteten Gasleitungen große Effizienzverluste. Die Pipelines in Belarus wurden später ausgebaut, deshalb hat das Land nach der Unabhängigkeit ein relativ gutes Gasnetz geerbt. Es lässt sich folgern, dass es aus physischer Sicht keine erheblichen Hemmnisse für einen Export von Biomethan via Ferntransportpipeline gibt.

Der Zugang von unabhängigen Akteuren zum Erdgasnetz ist in Belarus und in der Ukraine nicht geregelt. Im Prinzip ist es in Russland gesetzlich möglich, Biomethan ins Erdgasnetz einzuspeisen, was Voraussetzung für den Export ist. Das Netz wird aber derzeit ausschließlich zum Vertrieb von konventionellem Erdgas genutzt.

Die technischen Transportkosten, die für den Export von Biomethan aus den drei betrachteten Ländern nach Deutschland anfallen, können analog zu den Erdgas-Transportkosten abgeschätzt werden. Diese betragen nach eigenen Abschätzungen rund 4,95 € ct / m³; dieser Wert deckt sich annähernd mit Angaben aus anderen Quellen wie Afgan et al. und (2007). Von Bedeutung für die anfallenden Kosten sind zum einen die Auslastung, zum anderen die Kapazität der Pipeline, da die kapitalgebundenen Kosten einen deutlich höheren Einfluss auf die Gesamtkosten haben als die Betriebskosten.

Literaturverzeichnis

- Afgan, N. H., M. G. Carvalho, P. A. Pilavachi & N. Martins (2007): „Evaluation of natural gas supply options for south east and central Europe. Part 1: Indicator definitions and single indicator analysis“. *Energy Conversion and Management* 48 (9): 2517-2524. doi:10.1016/j.enconman.2007.03.022.
- Austrian Energy Agency (2009): enerCEE.net. Energy in Central & Eastern Europe: Ukraine. Energy Supply. <http://www.enercee.net/ukraine/energy-supply.html>.
- BP (2009): BP Statistical Review of World Energy.
- Christie, E. (2009): European security of gas supply - A new way forward. In EU-Russia gas connection: Pipes, politics and problems, 3-22. Pan-European Institute 8/2009. Turku: Turku School of Economics. <http://www.tse.fi/FI/yksikot/erillislaitokset/pei/Documents/Julkaisut/Liuhto%200809%20web.pdf>.
- Christie, E. (2010): The Russian gas price reform and its impact on Russian gas consumption. Pan-European Institute, Turku School of Economics. http://www.tse.fi/FI/yksikot/erillislaitokset/pei/Documents/Julkaisut/Christie%202_netto_final.pdf.
- Chukhai, A., P. Ferdinand, N. Sysenko & I. Yuzefovych (2008): Infrastructure Monitoring for Ukraine No. 10. http://ierpc.org/ierpc/imu/imu_10_en.pdf.
- Dienst, Carmen, und Stefan Lechtenböhrer (2008): „Treibhausgas-Emissionen zukünftiger Erdgas-Bereitstellung für Deutschland“. *UWSF – Z Umweltchem Ökotox* 20 (2): 133-144.
- East European Gas Analysis. Belarus Gas Pipelines. 2006.12.30. <http://www.eegas.com/belarus1.htm>.
- Ebel, R. (2009): The Geopolitics of Russian Energy. Center for Strategic and International Studies. <http://csis.org/publication/geopolitics-russian-energy>.
- EEA (2008): Energy and Environment Report 2008. European Environmental Agency. <http://www.eea.europa.eu/>.
- EEA (2009): Gazprom Pipelines. East European Gas Analysis. <http://www.eegas.com/fsu.htm#Tab>.
- EIA (2007): Russian Energy at a Glance. US Energy Information Administration. <http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=RS>.
- EIA (2010): Russia - Analysis. November. <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=RS>.
- EU TACIS (2008): Project Twinning Fiche. Regulatory and Legal Capacity Strengthening Of Natural Gas Regulation in NERC.
- EURELECTRIC (2010): Power Choices. www.eurelectric.org/PowerChoices2050.
- European Climate Foundation (2010): Roadmap 2050. <http://www.roadmap2050.eu/>.
- Fernandez, R. (2009): „Russian gas exports have potential to grow through 2020“. *Energy Policy* 37 (10): 4029-4037.
- Gazprom (2009): Gazprom in Questions and Answers. www.gazprom.com.
- Gazprom (2011): Gas pipelines. <http://gazprom.com/production/projects/pipelines/>.
- Geletukha, G., T. Zhelyezna, A. Golubovska-Onisimova & A. Konechenkov (2006): Critical Analysis of Main Provisions of the Energy Strategy of Ukraine up to 2030. http://biomass.kiev.ua/Assets/files/SrstrategyAnalysis3_eng.pdf.
- Goldthau, A. (2008): „Rhetoric versus reality: Russian threats to European energy supply“. *Energy Policy* 36 (2) (Februar): 686-692. doi:10.1016/j.enpol.2007.10.012.

- Götz (2007): Russian Gas and European Energy Security. Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP), SWP Research Papers. <http://www.res.ethz.ch/kb/search/details.cfm?v35=123329&q89=energy&lng=en&ord89=Date&id=116917>.
- Greenpeace International (2010): Energy [r]evolution - Towards a Fully Renewable Energy Supply in the EU-27. <http://www.greenpeace.org/belgium/PageFiles/16376/energy-revolution-a-sustainab.pdf>.
- Grigoriev, L. & M. Belova (2009): EU-Russia gas relations. In The EU-Russia gas connection: Pipes, politics and problems, 70-91. PEI Electronic Publications 08/2009. Turku School of Economics. www.tse.fi/pei.
- Hardt, F. & M. Zillich (2009): Erneuerbare Energien in der Ukraine. Potenziale und politische Rahmenbedingungen am Beispiel der Windenergie. In Ukraine-Analysen. 63.
- Herasimovich, V. (2008): Ukraininan Gas Sector Review. Center for Social and Economic Research. <http://www.case-ukraine.com.ua/u/publications/a46f365f3450121fead220ac64c972b8.pdf>.
- IEA (2006): Ukraine: Energy Policy Review 2006. OECD Publishing. http://iea.org/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=1819.
- IEA (2007): 2007 Energy Balance for Ukraine. Statistics by Country. http://www.iea.org/stats/balancetable.asp?COUNTRY_CODE=UA.
- IEA (2009): World Energy Outlook 2009. OECD Publishing and International Energy Agency. <http://www.worldenergyoutlook.org/2009.asp>.
- IEA (2010): World Energy Outlook 2010. OECD Publishing. <http://www.iea.org/weo/2010.asp>.
- International Energy Agency. 2008. Natural Gas Market Review (2008): Optimising investments and ensuring security in a high-priced environment. Energy Publications. OECD Publishing. http://www.iea.org/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=2048.
- Lechtenböhrer, Stefan. 2011. Persönliche Mitteilung
- Liutho, K. (2010): Energy in Russia's foreign policy. Electronic Publications of Pan-European Institute 10/2010. www.tse.fi/pei.
- Maciw, C. & V. Radchenko (2009): Ukraine. In The International Comparative Legal Guide to Gas Regulation 2009. A practical insight to cross-border Gas Regulation work. Global Legal Group. Global Legal Group.
- Matveev, J. (2009): Opportunities & Challenges of Biomass in Ukraine. Legislation and Investment Climate. Presentation gehalten auf der , Expert Group Meeting on Next Generation Bio-fuels and Biorefineries, Dezember 2, Institute of Engineering Thermophysics of NASU, SEC Biomass, Triest. www.ics.trieste.it/media/160485/18_metveen.pdf.
- Mission of Ukraine to European Communities (2009): News from Ukraine. Oktober 28. <http://www.ukraine-eu.mfa.gov.ua/eu/en/news/detail/29836.htm>.
- Nabucco (2011): Nabucco pipeline. <http://www.nabucco-pipeline.com/portal/page/portal/de>.
- Paszyc (2003): „The Russian Energy Policy“. Centre for Eastern Studies (CES): The Resource Wealth Burden. <http://www.res.ethz.ch/kb/search/details.cfm?v35=123329&q89=energy&lng=en&ord89=Date&id=116798>.
- Pirani S. (2007): Ukraine's Gas Sector. Oxford Institute for Energy Studies. <http://www.oxfordenergy.org/pdfs/NG21.pdf>.

- Pirani, S., J. Stern & K. Yafimava (2010): The April 2010 Russo-Ukrainian gas agreement and its implications for Europe. Oxford Institute for Energy Studies, Juni 1. <http://www.oxfordenergy.org/2010/06/the-april-2010-russo-ukrainian-gas-agreement-and-its-implications-for-europe/>.
- ProBas. ProBas - Prozessliste für 40.22. Gasverteilung und -handel durch Rohrleitungen. <http://www.probas.umweltbundesamt.de/php/sektoren.php?pageId=10&id=2621954&sid=5&step=3&action=pageNavi>.
- Protasov, V. (2010): „EU-Russia Gas Relations: a View From Both Sides“. IAAE Energy Forum (4th Quarter): 24 - 30.
- Regnum (2007): „Analyst on purchase of Beltransgaz by Gazprom: Belarus is unreliable partner, but one cannot move it away from the map - Russian News - REGNUM“, Mai 21. <http://www.regnum.ru/english/830550.html>.
- Remme, U., M. Blesl & U. Fahl (2008): „Future European gas supply in the resource triangle of the Former Soviet Union, the Middle East and Northern Africa“. Energy Policy 36 (5) (Mai): 1622-1641.
- Roine, J. (2010): „The Russia-Belarus energy relationship - a reluctantly continuing affair“. Baltic Rim Economies 5 (2010). Expert Article 627 (Oktober 29). http://www.tse.fi/FI/yksikot/erillislaitokset/pei/Documents/BRE2010/BRE%205%202010/BRE%205%202010_39.pdf.
- Rouhiainen, V. & A. Perrels (2010): „Russia’s Energy Economy – Views From Within and From Neighbors. Report on the Finnish Chapter Seminar“. IAAE Energy Forum: 22.
- Shadrina, E (2010): Russia’s foreign energy policy: norms, ideas and driving dynamics. Electronic Publications of Pan-European Institute 18/2010. www.tse.fi/pei.
- Söderbergh, B., K. Jakobsson & K.I Aleklett (2010): „European energy security: An analysis of future Russian natural gas production and exports“. Energy Policy 38 (12). Special Section: Carbon Reduction at Community Scale (Dezember): 7827-7843.
- South Stream (2011): Cooperation. South Stream. <http://south-stream.info/index.php?id=4&L=1>.
- Tarr, D. (2010): „The Crucial Role for Competition in the Russian Gas Market: Implications for Russia and Europe“. IAAE Energy Forum (4th Quarter). <http://www.iaee.org/documents/2010FallEnergyForum.pdf>.
- Weltbank (o.J.): Questions and Answers: Green Investment Schemes. http://siteresources.worldbank.org/BELARUSEXTN/Resources/Q&A_GIS.pdf.
- Westphal, K. (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.
- World Bank (2008): Energy Efficiency in Russia: Untapped Reserves. [http://www.ifc.org/ifcext/rsefp.nsf/AttachmentsByTitle/FINAL_EE_report_Engl.pdf/\\$FILE/FINAL_EE_report_Engl.pdf](http://www.ifc.org/ifcext/rsefp.nsf/AttachmentsByTitle/FINAL_EE_report_Engl.pdf/$FILE/FINAL_EE_report_Engl.pdf).
- World Bank (2010): Lights Out: The Outlook for Energy in Eastern Europe and Central Asia, Energy Flagship Study. The World Bank.
- Wuppertal Institut (2005): Treibhausgasemissionen des russischen Erdgas-Exportpipeline-Systems. Februar. http://www.wupperinst.org/projekte/proj/index.html?projekt_id=34&mzAdd=34&cType=3&pid=&searchart=projekt_uebersicht.
- Wuppertal Institut (2008): Energie- und klimapolitische Bewertung der Erdgasprozesskette unter Berücksichtigung dynamischer Veränderungen. Juni.

Zachmann, G. & R. Kirchner (2009): „Naftogaz: Volkswirtschaftliche Notwendigkeit einer schwierigen Reform“ Newsletter der deutschen Beratergruppe bei der ukrainischen Regierung (16) (Dezember). http://www.beratergruppe-ukraine.de/download/Newsletter/2009/Newsletter_16_2009%20Deutsche%20Beratergruppe.pdf?PHPSESSID=d9488cbe1e252cda1eafb9ea3dfa954e.

Zachmann, G. & D. Naumenko (2010): Implications of recent developments in global and European natural gas markets for Ukraine. German Advisory Group Institute for Economic Research and Policy Consulting Policy Paper Series [PP/06/2010], August.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Akteurskonstellation im Energiesektor (Gas) von Belarus (Weltbank (o.J.)).....	246
Abbildung 2:	Karte der belarussischen Gasleitungen (Quelle: East European Gas Analysis).....	249
Abbildung 3:	Durchschnittliche Großmarktpreise für Gas an der Grenze Russland/ Ukraine (Matveev 2009).....	253
Abbildung 4:	Sicher bekannte Gasreserven nach Ländern in 2010 (EIA 2010)	254
Abbildung 5:	Produktionsprognose der produzierenden und geplanten Erdgasfelder in Russland (Söderbergh, Jakobsson & Aleklett 2010)	255
Abbildung 6:	Europäische Abhängigkeit von russischen Gas (Ebel 2009)	256
Abbildung 7:	Gazprom's Exportpreise für Erdgas in 2008 (USD/tcm)	257
Abbildung 8:	Vergleich von Europäischen Gaspreisen in different EU - Energieszenarien (eigene Abbildung).....	257
Abbildung 9:	Langfristige Vereinbarungen von Gaslieferungen mit Gazprom für die EU-27, 2010 - 2035 (in bcm) (Protasov 2010)	258
Abbildung 10:	EU-Nachfrage nach Importgas abhängig von den Preisen in 2020 (in bcm)	259
Abbildung 11:	Entwicklung der russischen einheimischen Gaspreisen für Haushalte und Industrie zwischen 1996–2011 (Grigoriev & Belova 2009).....	261
Abbildung 12:	Einfluss der Auslastung und des Zinssatzes auf die Realinvestmentkosten der North Stream Pipeline pro Jahr und m ³ Gastransport (eigene Abbildung).....	266

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Importierte Erdgasmengen und Preisen aus Russland nach Belarus (Shadrina 2010).....	247
Tabelle 2:	Transitlinien durch Belarus	248
Tabelle 3:	Die wichtigsten Merkmalen der ukrainischen Gastransportsystem im Überblick (IEA 2006)	251
Tabelle 4:	EU-Gasimport aus Russland in verschiedenen Energieszenarien (in bcm)	259
Tabelle 5:	Bestehende Export-Gaspipelines nach Europa und deren Kapazitäten an der russischen Grenze (EEA 2009)	262
Tabelle 6:	Ausgewählte Gasleitungen in Bau (eigene Zusammenstellung; Gasprom 2011)	264
Tabelle 7:	Investkosten am Beispiel North Stream	266
Tabelle 8:	Betriebskosten am Beispiel NorthStream (Wuppertal Institut 2008; Lechtenböhrer mndl.).....	267

Tabelle 9:	Gesamte Transportkosten für Gas am Beispiel North Stream (eigene Rechnung).....	267
Tabelle 10:	Transportkosten verschiedener Pipelines (nach Afgan et al, 2007 und eigene Berechnungen)	268
Tabelle 11:	Transitgebühren verschiedener Erdgasleitungen 2005- 2010 (Pirani, Stern & Yafimava 2010).....	268

Teil VIII: NACHHALTIGE EUROPÄISCHE BIOMETHANSTRATEGIE
Elena H. Angelova, Karin Arnold, Florian Schierhorn, Werner Große, Markus Trommler, Martin Zeymer, Katja Oehmichen

Inhalt

Einführung	279
1 Strategische Anpassung der energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen zur Biomethanbereitstellung	281
1.1 Kurzfristige Strategie, Fördernde Faktoren und Hemmnisse/Risiken.....	282
1.2 Mittelfristige Strategie, Fördernde Faktoren und Hemmnisse/Risiken.....	283
1.3 Empfehlungen und Forschungsbedarf.....	283
2 Technologieentwicklung und ökonomische Kostensenkungsfaktoren bei der Biomethanbereitstellung	284
2.1 Anlagekonzepte - Biochemische Biomethanproduktion.....	284
2.1.1 Kurzfristige Strategie, Fördernde Faktoren und Hemmnisse/Risiken	284
2.1.2 Mittelfristige Strategie, Fördernde Faktoren und Hemmnisse/Risiken.....	285
2.1.3 Empfehlungen und Forschungsbedarf.....	285
2.2 Anlagekonzepte - Thermo-chemische Biomethanproduktion.....	285
2.2.1 Kurzfristige und Mittelfristige Strategie, Fördernde Faktoren und Hemmnisse/Risiken	286
2.2.2 Empfehlungen und Forschungsbedarf.....	286
3 Strategische Erschließung und Nutzung der Biomassepotenziale in Osteuropa. 287	
3.1 IAMO Expertise - Biomethanstrategie aus der Perspektive agrarischer Potenziale in RUB287	
3.1.1 Kurzfristige Strategie, Fördernde Faktoren, Hemmnisse/Risiken und Forschungsbedarf	287
3.1.2 Mittelfristige Strategie, Fördernde Faktoren und Hemmnisse/Risiken.....	288
3.2 Forstwirtschaftliche Potenziale.....	289
3.2.1 Kurzfristige Strategie, Fördernde Faktoren, Hemmnisse/Risiken und Forschungsbedarf	289
3.2.2 Mittelfristige Strategie, Fördernde Faktoren und Hemmnisse/Risiken.....	290
3.2.3 Empfehlungen und Forschungsbedarf.....	291
4 Strategische Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Aspekte der Biomethanbereitstellung	291
4.1 Biochemische Biomethanproduktion	291
4.1.1 Kurzfristige Strategie, Fördernde Faktoren und Hemmnisse/Risiken	292
4.1.2 Mittelfristige Strategie, Fördernde Faktoren und Hemmnisse/Risiken.....	292
4.1.3 Empfehlungen und Forschungsbedarf.....	293
4.2 Thermo-chemische Biomethanproduktion	293
4.2.1 Kurzfristige Strategie, Fördernde Faktoren und Hemmnisse/Risiken	294
4.2.2 Mittelfristige Strategie, Fördernde Faktoren und Hemmnisse/Risiken.....	295
4.2.3 Empfehlungen und Forschungsbedarf.....	295
5 Strategische Betrachtung der ökologischen Aspekte der Biomethanbereitstellung	296
5.1 Kurzfristige und mittelfristige Strategie, Fördernde Faktoren und Hemmnisse/Risiken.....	297
5.2 Empfehlungen und Forschungsbedarf.....	297

6	Strategische Betrachtung der gaswirtschaftlichen Entwicklungen in den untersuchten Ländern.....	298
6.1	Kurzfristige Strategie, Fördernde Faktoren und Hemmnisse/Risiken.....	298
6.2	Mittelfristige Strategie, Fördernde Faktoren und Hemmnisse/Risiken.....	299
6.3	Empfehlungen und Forschungsbedarf.....	299
7	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.....	300
	Literaturverzeichnis	306
	Tabellenverzeichnis.....	307

Einführung

Schon in der Studie von Thrän et al. 2007 wurde auf die erheblichen und künftig deutlich steigenden Biomassepotenziale in den CIS-Staaten und deren mittelfristige strategische Bedeutung für die Energieversorgung der EU habe, hingewiesen.

Besonders zeichnen sich die Russische Föderation, die Ukraine und Belarus durch signifikante und bisher ungenutzte Biomassepotenziale aus (s. Tabelle 1). Die landwirtschaftlichen Potenziale umfassen die derzeitigen Brach- sowie Ackerflächen, die aufgrund zukünftiger Ertragssteigerungen nicht zur Sicherung der heimischen Nahrungsmittelnachfrage benötigt werden. Die forstwirtschaftlichen Potenziale umfassen die bisher ungenutzten Wald- und Reststoffpotenziale. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass große Potenziale bei tierischen Rückständen und kommunalen Abfällen vorhanden sind, die nicht näher in dieser Studie untersucht wurden.³⁴ Ausgehend davon könnten bei vollständiger Erschließung der ungenutzten Biomassepotenziale 94 Mrd. m³ Biomethan pro Jahr produziert werden. Im Vergleich dazu betrug der deutschlandweite Erdgasverbrauch im Jahr 2010 3.700 PJ³⁵ bzw. 105 Mrd. m³, was einem Anteil von 22% am gesamten Primärenergieverbrauch entspricht. Damit würde das gesamte theoretische Biomethanpotenzial der Russischen Föderation (europäischer Teil), Ukraine und Belarus den derzeitigen Erdgasverbrauch in Deutschland bis zu 90% decken können.

Tabelle 1: Flächen, Holz und Biomethanpotenziale im Jahr 2030

	Russische Föderation	Ukraine	Belarus
Brachflächen 2030 (70% Rekultivierung)	26,6 Mio. ha	7,9 Mio. ha	0,9 Mio. ha
Theoretischer Biomethanertrag (Brachflächen)	60,0 Mrd. m³/a	17,8 Mrd. m³/a	2,0 Mrd. m³/a
Waldwirtschaft 2030 (Holzpotenzial)	51,8 Mio. t/a	12,9 Mio. t/a	9,6 Mio. t/a
Theoretischer Biomethanertrag (Waldwirtschaft)	10,0 Mrd. m ³ /a	2,5 Mrd. m ³ /a	1,9 Mrd. m ³ /a
Theoretischer Gesamt Biomethanertrag	70,0 Mrd. m³/a	20,3 Mrd. m³/a	3,9 Mrd. m³/a

Der Erdgasbedarf bzw. -verbrauch der EU sowie der drei untersuchten osteuropäischen Länder wird aller Wahrscheinlichkeit nach auch in Zukunft weiter ansteigen, was den möglichen Beitrag von Biomethan an der Erdgassubstitution relativiert (vgl. auch Teil VII).

Je mehr es aber Europa gelingt den Erdgasverbrauch dauerhaft zu reduzieren, umso größer ist das erreichbare Substitutionspotenzial durch osteuropäisches Biomethan (Thrän et al. 2007).

³⁴ Potenziale bei tierischen Rückständen und kommunalen Abfällen wurden für die Russische Föderation im Projekt „Aufbau von Kompetenznetzwerken mit den russischen Regionen Nizhny – Novgorod, Kaluga, Orjol und Kazan zur Bioenergienutzung in Russland“ (BiNeRu) erhoben.

³⁵ BAFA (Hrsg.): Entwicklung der Erdgaseinfuhr in die Bundesrepublik Deutschland – Bilanzen 1998 – 2010. 2011

Die ermittelten Gestehungskosten für Biomethan im Jahr 2030 liegen für alle Anlagenkonzepte und -größen in allen drei Ländern im Schnitt 100% über den für 2030 prognostizierten Erdgaspreis.

Durch die Bereitstellung von Biomethan können die Treibhausgasemissionen gegenüber des fossilen Referenzwertes (Erdgas ab Fernleitung Russland) im mittelfristigen Konzept (2030) um bis zu 65% reduziert werden.

Die komplexe und innovative Anlagentechnik der Bio-SNG-Anlagen führt maßgeblich zu höheren Gestehungskosten gegenüber den biochemischen Konzepten. Jedoch können gleichzeitig bereits ohne Gutschriften für eine Wärmenutzung geringere THG-Emissionen für die Bereitstellung von Biomethan erreicht werden. Im Vergleich zu fossilem Erdgas weisen alle Konzepte für das prognostizierte Jahr 2030 zwar höhere Gestehungskosten jedoch ein signifikantes THG-Minderungspotential auf.

Eine deutliche Senkung der Gestehungskosten und weitere Minderung von Treibhausgasemissionen sind sowohl bei den Biogas- als auch den Bio-SNG-Konzepten in allen drei Ländern gegenüber der russischen Erdgasreferenz erzielbar (z.B. bei einem vermehrten Einsatz von Gülle und weiteren biogenen Reststoffen, Ausnutzung der vorhandenen Infrastruktur).

Ob die vorhandenen Biomassepotenziale genutzt werden können und Westeuropa in Zukunft Biomethan importieren kann, hängt ganz entscheidend von den energiepolitischen Zielen und rechtlichen Rahmenbedingungen in den Herkunftsländern ab. Die rechtlichen und politischen Rahmenbedingungen für die Bioenergiegewinnung und –nutzung sind in diesen Ländern sehr heterogen und bisher noch nicht optimal gestaltet. Gesetze zur Regelung des Netzzugangs und der Vergütung von elektrischer Energie aus Bioenergie sind nicht vorhanden oder, wie etwa im Fall der Ukraine, in ihrer Wirkung sehr beschränkt. Der Bioenergie als einer Möglichkeit der regenerativen Energieversorgung wird derzeit auf den politischen Ebenen teilweise nur geringe Bedeutung beigemessen.

Um den dynamischen politischen und sozialen Veränderungen sowie dem ökonomischen Fortschritt in der Region Rechnung zu tragen, hat das Projekt eine kurzfristige (bis 2020) sowie eine mittelfristige (bis 2030) Strategie für die nachhaltige Erschließung und Nutzung der vorhandenen Biomassepotenziale erarbeitet (vgl. auch Angelova et al. 2012).

Kurzfristig können dezentrale Anlagen (z.B. kleintechnische Biomassevergasungsanlagen mit KWK) ohne Biomethanaufbereitung, die einen eher geringeren Investitionsbedarf aufweisen, installiert werden, um zunächst die vorhandenen Reststoffpotenziale für die regionale Stromversorgung nachhaltig zu nutzen. Damit besteht die Möglichkeit, Fachkräfte vor Ort an den Anlagen auszubilden und die Wertschöpfung zum großen Teil in der Region selbst zu generieren. Mit der Etablierung einer regionalen energetischen Biomassenutzung werden die Vorteile (Verringerung von Energieimporten, Schaffung von Arbeitsplätzen, Verringerung von Abfallprodukten/Reststoffen) deutlich – damit die Investitionsbereitschaft und der politische Wille zur Unterstützung von Bioenergie vermutlich gestärkt. Kurzfristig zielt die Strategie darauf ab, eine energetische Nutzung von

Biomasse zu ermöglichen und die ländliche Entwicklung voranzutreiben. Bilaterale Technologiepartnerschaften werden empfohlen, um gleichzeitig an der Optimierung der Anlagentechnik und -konfiguration zu arbeiten und um mittelfristig eine höhere THG-Minderung zu erzielen.

Mittelfristig ist ein Übergang zu größeren Anlagen auf Basis bio- und thermo-chemischer Konzepte denkbar. Das zuvor aufgebaute lokal vorhandene Know-how zur Produktion von Biogas bzw. Bio-SNG ermöglicht den Betrieb von Großanlagen, die auch überregional die Versorgung mit Biomethan abdecken können. Des Weiteren sollten die rechtlichen Rahmenbedingungen so ausgestaltet sein, dass die Einspeisung des Biomethans in bestehende Netze problemlos möglich ist und ein Transport nach Deutschland/Europa realisiert werden kann. Mit den gesammelten Erfahrungen aus der ersten Stufe ist die Qualitätssicherung durch lokale Fachkräfte möglich. Mittelfristig zielt die Strategie darauf ab, die regionale Produktion von Biomethan bzw. Bio-SNG in die europäischen Versorgungsstrukturen einzubauen und für beide Seiten Synergieeffekte aus dem internationalen Handel zu realisieren.

Im Folgenden werden die kurzfristige und mittelfristige Biomethanstrategie ausführlich beschrieben. Dabei werden die fördernden Faktoren und die zu erwartenden Hemmnisse und Risiken näher erläutert, um in Anschluss daran Empfehlungen zu formulieren und den weiteren Forschungsbedarf zu benennen.

1 Strategische Anpassung der energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen zur Biomethanbereitstellung

Biogasanlagen und kleintechnische Biomassevergasungsanlagen können einen Beitrag zur heimischen beziehungsweise dezentralen Energieversorgung leisten. In der Ukraine und Belarus können sie dabei helfen, die Unabhängigkeit von russischem Erdgas zu stärken. Voraussetzung für die Entwicklung des Bioenergiesektors, sowohl kurzfristig als auch mittelfristig, ist in jedem Fall die Verbesserung der politisch-wirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

Um die Möglichkeiten eines Biomethanexports aus den betrachteten Ländern, bzw. des Imports nach Westeuropa, beispielhaft Deutschland, abschätzen zu können und daraus eine Strategie zur Förderung dieser Option zu entwickeln, müssen die politischen Rahmenbedingungen sowie treibende und hemmende Faktoren in sowohl den Erzeuger- als auch den Abnehmerländern untersucht werden.

Für Deutschland als potenziellen Importeur sind die strategischen Leitlinien für die Rolle nachwachsender Rohstoffe in der deutschen Energiepolitik im Biomasseaktionsplan dargelegt. Dort wird auch festgehalten, dass, in Abhängigkeit von der Entwicklung der Marktpreise, der Effizienz des Biomasseeinsatzes und der Ausgestaltung der Nachhaltigkeitskriterien, zunehmend Biomasserohstoff importiert werden wird. Von Bedeutung in Deutschland ist ebenso die Gasnetz-Zugangsverordnung, die ein Mengenziel von 6 Mrd. m³/a in 2020 und 10 Mrd. m³/a in 2030 an Biomethan im deutschen Erdgasnetz vorsieht und entsprechende Regelungen und Anreize dafür schafft. Der Import von Biomethan

nach Deutschland ist dabei derzeit nicht vorgesehen; es ist aber möglich, dass diese Option noch nachträglich gestärkt wird.

Die treibenden und hemmenden Kräfte der Biomethanherstellung sind in Russland bzw. in der Ukraine und in Belarus unterschiedlicher Natur.

Belarus und die Ukraine sind hochgradig von russischen Energieimporten abhängig. Die damit verbundenen Konflikte sowie die steigenden Importgaspreise stellen die größten Anreize für die Verbesserung der Energiesicherheit in diesen Ländern dar. Deshalb rücken neue Maßnahmen, wie die Steigerung der Energieeffizienz und die bessere Ausnutzung der heimischen Ressourcen in den Vordergrund der Energiepolitik – auch wenn die dezentrale Nutzung erneuerbarer Energiequellen, wie z.B. die Verstromung von Biogas derzeit keine wesentliche Rolle spielt. Die grundsätzlichen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen sind aber gesichert. Auch in Russland hat die Erschließung regenerativer Energien keine Priorität; klare Ausbauziele dafür liegen nicht vor. Zurzeit existiert auch keine umfangreiche Förderung für die Energieproduktion aus erneuerbaren Quellen.

Die Erdgaslieferungen ins Ausland sind für Russland hochgradig politische Einflussfaktoren. Die Hälfte des belarussischen Erdgaspipelinesystems ist bereits in russischem Besitz, und auch in der Ukraine versucht Gazprom Anteile des Erdgasnetzes zu kaufen. Die Ukraine und Belarus dienen auch als wichtige Transitländer für russisches Erdgas nach Westeuropa. Aufgrund seiner Marktdominanz nimmt Gazprom in der ganzen Region eine Schlüsselposition bezüglich des Exports von Biomethan ein.

In der Ukraine schränken die unklaren Eigentumsrechte von Ackerböden die langfristige Pachtung von landwirtschaftlichen und forstwirtschaftlichen Nutzflächen stark ein. In Belarus und in Russland sind die Eigentumsverhältnisse kein Hemmnis für die Biogasprojekte.

In allen drei betrachteten Ländern können Biogasanlagen auch die Herausforderung der tierischen Agrarabfälle lösen. Die Kolchosen sind in jüngerer Zeit mit dem Problem der Entsorgung von riesigen Mengen landwirtschaftlicher Abfälle (z.B. Gülle) konfrontiert, die gegenwärtig oft einfach aus den Betrieben abtransportiert und gelagert werden.

1.1 Kurzfristige Strategie, Fördernde Faktoren und Hemmnisse/Risiken

In Belarus sind seit 2011, in der Ukraine seit 2009 Gesetze für die Förderung der regenerativen Stromproduktion in Kraft. Sie können als ein vielversprechender Anfang gesehen werden, die jetzige Gesetzeslage reicht jedoch noch nicht aus, um den EE-Sektor umfangreich zu fördern. Das liegt auch an dem Wirtschaftsklima, das in beiden Ländern eher trübe ist. Die Finanzierung von kleineren und mittelgroßen Projekten ist nicht einfach. Die Zinssätze sind hoch, die Prozesse sind sehr bürokratisch und es fehlt die Transparenz an den Energiemärkten.

Es gibt jedoch Möglichkeiten für Investoren, um bessere Konditionen zu erreichen. Dazu dienen in Belarus die Sonderwirtschaftszonen und in der Ukraine die Steuerentlastungen für EE-Anlagen. Weiterhin besteht in der Ukraine die Möglichkeit, Projekte durch JI- oder GIS-Mechanismen zu unterstützen. Diese Mittel können aber nicht für den Biomethanexport verwendet werden, da nur Projekte zugelassen werden, welche die heimischen Biogasmärkte fördern. Allerdings können diese Mechanismen als Meilenstein gesehen werden, denn ein funktionierender heimischer Biogasmarkt ist eine essenzielle Entwicklungsstufe für den späteren Ausbau der Biomethanexporte. Wenn sich Anlagentechnik und Logistik etabliert haben, kann dies als Grundlage genutzt werden, um in einem zweiten Schritt die Potenziale für den Export auszuschöpfen.

Die inländische Energiepolitik hängt weiterhin in großem Maße von dem autokratischen belarusischen Präsidenten bzw. von den ukrainischen Oligarchen ab. Sie sind zurzeit nicht an einem verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energie-Anlagen interessiert.

1.2 Mittelfristige Strategie, Fördernde Faktoren und Hemmnisse/Risiken

Ein Export von Biomethan nach Westeuropa kann erst das mittelfristige Ziel sein. Um diesen zu erreichen, ist auf Seiten der importierenden Länder (EU) eine Novelle der entsprechenden EU-Richtlinie notwendig, um den physischen und virtuellen Import von Biomethan aus Osteuropa zu erleichtern.

Im Rahmen der Debatte um Nachhaltigkeitskriterien sollten zudem die bisherigen Anforderungen der EU für Biokraftstoffe auch Nachhaltigkeitskriterien für Biogas beziehungsweise Biomethan aufnehmen. Dies kann z.B. über die Aufstellung eines zuverlässigen Zertifikate-Systems oder durch Herkunftsnachweise geschehen.

1.3 Empfehlungen und Forschungsbedarf

Um eine regionale bis nationale Biomassenutzung aufzubauen, die zunächst vor Ort zur Deckung des eigenen Energiebedarfs beitragen soll, müssen die relevanten Entscheidungsträger, aber auch Akteure vor Ort überzeugt werden. Hierzu kann eine kompetente und unabhängige Politikberatung durch die Wissenschaft beitragen.

Dabei wird es vor allem die Aufgabe sein, die positiven Effekte für die lokale bzw. regionale Wirtschaft (siehe Beschäftigungseffekte und Wertschöpfung durch Kapitaleinsatz, Teil V) heraus zu stellen. Auf nationaler Ebene können mit zunehmendem Anschluss an die weltweite Debatte zum Klimawandel auch die ökologischen Vorteile von Biogas, später Biomethan an Bedeutung gewinnen.

2 Technologieentwicklung und ökonomische Kostensenkungsfaktoren bei der Biomethanbereitstellung

2.1 Anlagekonzepte - Biochemische Biomethanproduktion

Die berechneten Biomethan-Gestehungskosten³⁶ liegen für die 5 MW Anlagengröße in 2010 in der Russischen Föderation, der Ukraine, Belarus zwischen 5,71 € ct /kWh_(HS)³⁷ und 5,83 € ct /kWh_(HS)³⁸, was im Preisvergleich zu den Gestehungskosten der Biomethanbereitstellung bei gleicher Anlagengröße in Deutschland etwas niedrigere Kosten bedeutet.³⁹ Die geringeren Kosten basieren insbesondere auf der preiswerteren Substratbereitstellung in der Landwirtschaft, wodurch ca. 35-40% der jährlichen Anlagenkosten determiniert sind.

Aus technischer Sicht sind die im Projekt angewandten Anlagenkonzepte für die Biomethanbereitstellung ausgereift, da sie bereits über einen längeren Zeitraum auch in dieser Größe gebaut werden und deshalb einem permanenten Verbesserungsprozess unterliegen. Dennoch sind auch noch weitere Effizienzsteigerungen zu erwarten. So werden ggf. neue für den Einsatz bestimmter Substrate optimierte Fermenter-Designs und auch Effizienzsteigerungen hinsichtlich der Energieverbräuche die Kosten an der Gärstrecke weiter senken. Große Kostensenkungen sind hier allerdings nicht zu erwarten, da der Großteil der jährlichen Kosten durch den Substrateinsatz bestimmt ist. Ebenfalls erwartet werden können neue Erkenntnisse über den mikrobiologischen Abbau der organischen Biomasse, wodurch Prozessverbesserungen möglich sein werden. Für die Biogasaufbereitungsanlagen muss bei der Entwicklung neuer Verfahren abgewartet werden, inwieweit dadurch signifikante Kostensenkungen möglich sein werden. Die Senkung des Investitionsbedarfes wird vor allem durch die Nutzung einheimischer Leistungen (Bau einiger Anlageelemente) und den Einsatz von Personal vor Ort möglich sein. Die damit verbundenen technischen Risiken sind im Kern nicht höher, als in West- und Mitteleuropa. Zu erwähnen sind jedoch Know-how Defizite für die Errichtung und den Betrieb dieser Anlagen. Um den Aufbau einer Biomethanwirtschaft und weitere Kostensenkungen realisieren zu können, besteht ein Bedarf an ausgebildetem Personal an den Anlagenorten.

2.1.1 Kurzfristige Strategie, Fördernde Faktoren und Hemmnisse/Risiken

Es sind keine explizit technischen Risiken zu erwarten, da die Technik bereits etabliert ist. Eine regionale Anpassung der Technik z.B. an die klimatischen Bedingungen ist jedoch unabdingbar. Soll der einheimische Investitionsanteil erhöht werden, muss berücksichtigt werden, dass Defizite an Fachwissen bei der Anlagenerrichtung existieren. Außerdem

³⁶ In den Gestehungskosten wurde als Einspeisekosten der Strombedarf für die Verdichtung in das Gasnetz berücksichtigt. Hier sind im Einzelfall die jeweils anliegende Druckstufe sowie der tatsächliche Strompreis zu prüfen. Nicht berücksichtigt in den Gestehungskosten sind Gebühren für die Durchleitung o.ä., die zu den Transportkosten zu zählen sind.

³⁷ in der Ukraine

³⁸ in der Russischen Föderation

³⁹ Die in der Studie von Thrän et al. 2007 berechneten Erzeugungs- und Einspeisekosten für Biomethan über Biogas und BioSNG liegen im Bereich von 7 bis 16 € ct /kWhCH₄ (HS)

erfordern der Anlagenbetrieb und insbesondere die Aufbereitung technisches Spezialwissen. Daher können Wissensdefizite den Anlagenausbau bremsen oder durch einen notwendigen Wissensimport die Ausbaukosten steigern. Kurzfristig sind daher für den Aufbau erster Anlagen Kombinationen von einheimischem Personal und ausländischen Spezialisten, die die Errichtung und Inbetriebnahme der Anlagen begleiten, unumgänglich. Zugleich sollte mit Unterstützung aus Politik und Wirtschaft mit dem Aufbau von Ausbildungsstrukturen begonnen werden.

2.1.2 Mittelfristige Strategie, Fördernde Faktoren und Hemmnisse/Risiken

Auch mittelfristig sind keine technischen Hemmnisse zu erwarten. Als fördernde Faktoren ist das weitverbreitete Erdgastransport und –verteilnetz zu sehen, da diese Infrastruktur direkt für die Speicherung und den Transport von Biomethan analog zu Erdgas genutzt werden kann. Hier ist der Netzzugang sicherzustellen, wodurch jedoch kein technisches sondern ein politisches Hemmnis gegeben sein könnte. Identisch zu der kurzfristigen Strategie hat der Aufbau von ausgebildetem Personal für die Errichtung und den Betrieb oberste Priorität. Hier sind verschiedene Ansätze einzeln und in Kombinationen vorstellbar. Nach anfänglicher starker Einbindung von ausländischen Spezialisten, könnte in Leuchtturmprojekten und durch Kooperationen mit dem Ausland der notwendige Wissens- und Technologietransfer begonnen werden. Mittelfristig wäre es für den Aufbau einer Biomethanwirtschaft, als Teil einer zunehmend auf erneuerbaren Energien basierten Energiewirtschaft notwendig, eigene Ausbildungsberufe und Studiengänge zu etablieren, um den Bedarf an ausgebildetem Personal abzudecken.

2.1.3 Empfehlungen und Forschungsbedarf

Besonders wichtig erscheinen Investitionen in das lokale Humankapital (durch Ausbildungs- und Weiterbildungstätigkeiten) in Osteuropa zu sein. Ein Ausbau der personellen Kapazitäten verbessert die Rahmenbedingungen für die Entwicklung einer Biomethanindustrie. Denkbar sind Investitionen z.B. in die Förderung der wissenschaftlichen Kooperationen zwischen west- und osteuropäischen Forschungseinrichtungen, die Unterstützung forschender Unternehmen sowie die Durchführung von Pilotprojekten und der Aufbau von Referenzanlagen.

2.2 Anlagekonzepte - Thermo-chemische Biomethanproduktion

Momentan ist keine vollständig marktreife Technologie zur SNG-Produktion verfügbar. Charakteristisch für diese SNG-Technologie ist, dass diese im Vergleich zur Vergärungstechnologien ein hoher Importanteil bei der Anlagentechnik- und im Anlagenbetrieb erfordert. Der Entwicklungsaufwand bei der Komponentenabstimmung und im Anlagenbetrieb ist groß. Um länderangepasste und -spezifische Technologien zu entwickeln, bedarf es bilateraler bzw. internationaler Forschungs- und Entwicklungsarbeit. Dies könnte eine größere Wertschöpfung vor Ort nach sich ziehen. Komplexe Anlagentechnik ist vor allem für industriennahe Standorte geeignet. Hier wird die Nutzung dieser Technik durch die vorhandene Infrastruktur, eine höhere Wärmeabnahme, vorhandene qualifizierte Arbeitskräfte, Kostensenkungspotenziale sowie Synergieeffekte begünstigt. Die kleinen Anlagen (19 MW SNG) erweisen sich gegenüber Großanlagen (65 MW SNG) gegenüber vorteilhafter. Gründe

dafür sind das geringere Risiko für Investoren, geringere Logistikanforderungen und ein vereinfachtes Anlagenkonzept. Die Gestehungskosten der Biomethanbereitstellung sind in den drei osteuropäischen Ländern mit 30-40% geringer gegenüber der einheimischen Produktion von SNG (exkl. Transport).

Die berechneten Biomethan-Gestehungskosten liegen für die 19 MW SNG Anlagengröße zwischen 8,5 € ct /kWh und 8,9 € ct /kWh und für die 65 MW SNG zwischen 11,1€ ct /kWh und 11,4 € ct /kWh in alle drei Länder.

2.2.1 Kurzfristige und Mittelfristige Strategie, Fördernde Faktoren und Hemmnisse/Risiken

Die Möglichkeit günstigeres Biomethan zu produzieren und nach Europa zu exportieren basiert vor allem auf den geringeren Rohstoffkosten, niedrigeren Personalkosten und zu erwartenden Deviseneinnahmen. Die Finanzierung der Anlagen (Energieinfrastruktur) ist über lange Zeiträume zwingend erforderlich, da diese mit hohen Anlageninvestitionen (vor allem Auslandsinvestition) und einer langen Amortisationsdauer verbunden sind. Ein funktionierender Finanzmarkt und Kredite mit niedrigen Zinsen sind eine wichtige Voraussetzung.

Die BioSNG Technologie ist eine komplexe Anlagentechnik, das hochqualifizierte Personal erfordert, welches momentan den untersuchten Ländern jedoch noch fehlt. Die lange Amortisationsdauer erfordert langfristige stabile/kalkulierbare Rahmenbedingungen (Rohstoffpreis, Versorgungssicherheit). Nicht vorhersehbare Schwankungen und Verzögerungen erhöhen den Finanzierungsaufwand enorm.

2.2.2 Empfehlungen und Forschungsbedarf

Ergänzend zum Kapitel 2.4 (Teil II) wird empfohlen ausführlichen Standortanalysen zur Ausnutzung der ökonomischen und ökologischen Minderungspotenziale durchzuführen und erst danach vereinfachte und auf regionale Bedürfnisse angepasste Anlagentechnik zusammen mit inländischen wissenschaftlichen Einrichtungen zu entwickeln.

3 Strategische Erschließung und Nutzung der Biomassepotenziale in Osteuropa

3.1 IAMO Expertise - Biomethanstrategie aus der Perspektive agrarischer Potenziale in RUB

Massive landwirtschaftliche Flächenaufgabe und drastische Rückgänge der Viehbestände kennzeichnen die tiefgreifenden landwirtschaftlichen Extensivierungsprozesse in der Russischen Föderation und der Ukraine nach 1990. Diese Länder verfügen aufgrund dessen, sowie den nicht ausgeschöpften Ertragspotenzialen, über beträchtliche ungenutzte landwirtschaftliche Potenziale (vgl. Teil III), die grundsätzlich Optionen für den Anbau nachwachsender Rohstoffe bieten. In Belarus hingegen ist das Potenzial für den Anbau von nachwachsenden Rohstoffen eher als gering einzustufen, bzw. müsste zulasten der Nahrungsmittelproduktion erfolgen. In der gesamten Untersuchungsregion bietet zudem der große Anfall von agrarischen Reststoffen (Erntereste, Gülle) günstige Bedingungen für die Produktion von Biomethan. Auf der Grundlage der Berechnung räumlich expliziter Biomethanpotenziale der Landwirtschaft sowie der Analyse fördernder und hemmender Faktoren wird folgende Biomethanstrategie für das europäische Russland, die Ukraine und Belarus abgeleitet.

3.1.1 Kurzfristige Strategie, Fördernde Faktoren, Hemmnisse/Risiken und Forschungsbedarf

Der Anbau von nachwachsenden Rohstoffen auf Brachflächen kann dem möglichen Biodiversitätsverlust und der Degradation von Kulturlandschaft infolge von Flächenaufgabe entgegenwirken. Zudem bieten nachwachsende Rohstoffe alternative Landnutzungsoptionen und damit Chancen den negativen sozioökonomischen Auswirkungen der postsowjetischen Extensivierungsphase des Agrarsektors entgegenzuwirken (vgl. Teil III, Kapitel 5.2.1). Darüber hinaus versprechen einige nachwachsende Rohstoffe, wie etwa schnell wachsende Bäume oder Sträucher in Kurzumtriebsplantagen oder Klee gras, aufgrund ihrer geringen Beanspruchung an Boden- und Klimaparameter relativ hohe Erträge auf marginalen Brachflächen. Allerdings sind erhebliche Anteile der heutigen Brachflächen in der Russischen Föderation und der Ukraine 10 Jahre oder länger ungenutzt und die Rekultivierung dieser Flächen ist in der Regel mit hohen Kosten und hohen Treibhausgasemissionen verbunden (vgl. Kapitel 5.3.1). Regionen, in denen die post-sowjetische Extensivierung und Ackerlandaufgabe heute weit fortgeschritten ist, sind zudem häufig von ungünstigen demographischen und infrastrukturellen Landwirtschafts- und Siedlungsstrukturen geprägt.

Vor diesem Hintergrund sollte eine Biomethanstrategie darauf abzielen, schwerpunktmäßig Regionen zu fördern, die durch mehrheitlich junge Brachflächen sowie relativ günstige landwirtschaftliche, infrastrukturelle und sozioökonomische Rahmenbedingungen charakterisiert sind. Eine gezielte staatliche Förderung der Biomethanwirtschaft in der nördlichen Ukraine sowie im zentral-nördlichen Teil des europäischen Russlands wird empfohlen. Die Analysen zeigen, dass jüngere Brachflächen vor allem in dieser Region liegen (Schierhorn, Hahlbrock und Müller 2011). Hier ist zudem das Verkehrsnetz vergleichsweise dicht und die Ertragspotenziale sind hoch (Schierhorn et al. 2011) und es

ist wahrscheinlich, dass das zukünftige Klima die landwirtschaftliche Produktion diese Region eher begünstigen wird (Alcamo et al. 2007). Allerdings sollte eine Nutzung schnellstmöglich forciert werden, denn die ökologischen und ökonomischen Rekultivierungskosten steigen in der Regel mit der Zeit (vgl. Kapitel 5.3.1). Zudem sind raumplanerische Förderungsinstrumente seitens der Regierungen zu empfehlen, die regionale Determinanten für die Biomethanproduktion wie Potenzialaufkommen, ökologische und ökonomische Kosten von Intensivierungssteigerungen (durch Rekultivierung und Produktivitätssteigerung) sowie infrastrukturelle und sozioökonomische Rahmenbedingungen berücksichtigen. Bei der räumlichen Ausweisung geeigneter Rekultivierungsflächen besteht jedoch noch erheblicher Forschungsbedarf. Bislang sind präzise räumliche Daten der gespeicherten Kohlenstoffmenge, die nach der Flächenaufgabe akkumuliert wurde, für die Untersuchungsregion nicht existent. Wir empfehlen Investitionen in die Forschung und Ausbildung im Agrarbereich sowie den Aufbau von Testregionen zur Untersuchung der regionalen Eignung von nachwachsenden Rohstoffen.

3.1.2 Mittelfristige Strategie, Fördernde Faktoren und Hemmnisse/Risiken

Die Regierungen in der Russischen Föderation und der Ukraine geben der heimischen Nahrungsmittelsicherheit große Priorität. In diesem Kontext ist das derzeitige staatliche Bestreben nach einer Steigerung der heimischen Selbstversorgungsquote in diesen Ländern einzuordnen. Insbesondere die heimische Fleisch- und Milchproduktion soll gemäß der jüngsten Verlautbarungen der russischen und ukrainischen Regierung massiv ausgebaut werden. Unsere Berechnungen für die Russische Föderation zeigen, dass der Ausbau der Tierbestände entsprechend staatlicher Zielstellungen die technischen Ackerflächenpotenziale für den Anbau von nachwachsenden Rohstoffen drastisch reduzieren wird (vgl. Kapitel 5.4). Offensichtlich wird der Steigerung der Getreideexporte seitens der Regierungen weitaus weniger Bedeutung beigemessen. Politische Eingriffe, wie während der Nahrungsmittelkrise 2007/2008 und im Dürrejahr 2010, als die russische und die ukrainische Regierung mit Exportrestriktionen und Preiskontrollen reagierte, belegen diese Einschätzung. In der Russischen Föderation ist der Ausbau nachwachsender Rohstoffe angesichts der Fokussierung auf die Nahrungsmittelsicherheit, der teils geringen gesellschaftlichen Akzeptanz der erneuerbarer Energien und der großen fossilen Energieressourcen politisch nur schwach verankert. In der Ukraine sind die staatlichen Bestrebungen im Bereich der erneuerbaren Energien größer, denn das Land steht in starker und ökonomisch zunehmend nachteiliger Importabhängigkeit von Erdöl- und Erdgas aus Russland.

Eine effiziente und gesellschaftlich akzeptierte Biomethanstrategie sollte den hier skizzierten Entwicklungstendenzen der russischen und ukrainischen Landwirtschaft Rechnung tragen. Trotz der gewaltigen Agrarpotenziale kann der exzessive Anbau nachwachsender Rohstoffe regional – insbesondere in den südlichen Schwarzzerderegien - zu Flächenkonkurrenz mit der Nahrungs- und Futtermittelproduktion führen. Wir empfehlen daher nachwachsende Rohstoffe für Biomethan mit Augenmaß und eher als alternative Landnutzungsoption zu fördern. Marginale Brachflächen, die vor allem im zentral-nördlichen Teil des Untersuchungsgebietes große Flächen einnehmen und weniger interessant für die Nahrungsmittelproduktion sind, gilt es aus unserer Sicht durch

raumplanerische Förderungsinstrumente seitens der Regierungen zu fördern (vgl. kurzfristige Strategie). Mittelfristig kann hier der Anbau und die Verwertung von nachwachsenden Rohstoffen bei relativ geringen ökonomischen und ökologischen Kosten zur regionalen Wertschöpfung beitragen und helfen landwirtschaftliches Kulturland zu erhalten.

3.2 Forstwirtschaftliche Potenziale

Ziel des methodischen Lösungsansatzes war, die Potenziale aus Forstwirtschaft und Holzverarbeitender Industrie in den Ländern Russische Föderation / europäischer Teil, Ukraine und Belarus zu bestimmen. Dazu erfolgten:

- Erhebung der technischen Dendromasse-Potenziale mittels Bestimmung der Mengen an Wald- und Industrierestholz (forstwirtschaftlicher Teil IV)
- Abschätzung der weiteren Dendromasse-Potenzialentwicklung unter Berücksichtigung des technischen Fortschritts und marktseitiger Entwicklungen für die Zeithorizonte 2020 und 2030
- Kostenanalyse zu Holzbereitstellung und -transport.

Bei der Abschätzung der Dendromasse-Potenziale wurden Ansätze aus unterschiedlichen Quellen benutzt. In vorliegender Arbeit sind nur technische und realisierte (bzw. realisierbare) Dendromasse-Potenziale ermittelt. Das technische Potential wird in den untersuchten Ländern (Russische Föderation, Ukraine und Belarus) durch die Größe des Hiebssatzes für die Endnutzung beschränkt. Direkt aus dem realisierten Hiebssatz leitet sich das „Brennholz“ (Holz ab 6 cm Durchmesser) ab, das anteilig stofflich und auch energetisch genutzt wird. Der energetisch genutzte Anteil „Brennholz“ ergibt sich damit in direktem Bezug zum Hiebssatz. Eine zweite Komponente des „Technischen Potenzials zur energetischen Nutzung“ resultiert aus den Rückläufen der Holzverarbeitung (Industrierestholz und Rinde). Die dritte Komponente ergibt sich aus dem beim Einschlag anfallenden Holz kleiner 6 cm Durchmesser (Dünnholz und Äste). Diese drei Komponenten bilden in der Summe das „Technische Potenzial“. Sporadisch anfallendes Holz aus Vornutzungen nach Waldbränden, Sturmschäden, Insektenkalamitäten usw. ergänzt das „Technische Potenzial“.

3.2.1 Kurzfristige Strategie, Fördernde Faktoren, Hemmnisse/Risiken und Forschungsbedarf

Hinsichtlich der Aufkommensbereiche der Komponenten des energetisch nutzbaren Holzpotenzials sind in diesem Zusammenhang folgende Anmerkungen zu machen:

Brennholz

Brennholz stellt das größte Potenzial in den untersuchten Ländern. Gegenwärtig wird dieses Sortiment nur in geringem Umfang zur Energiegewinnung genutzt. Als nachteilig wird der Trend im steigenden Verbrauch von Brennholz zur Energiegewinnung in privaten

Haushalten und Fernheizwerken betrachtet. Die unterschiedlichen Baumartenanteile in den Regionen führen zudem zu großen Unterschieden im Brennholzanteil, da vorrangig Laubholz als Brennholz genutzt wird. Die zur Biomethangewinnung erforderliche Hack- und schnitzelqualität (entrindetes Holz) erschwert die Nutzung innerhalb dieses Aufkommensbereiches.

Waldrestholz

Diese Ressource ist derzeit ohne Verwendung; infolge fehlender Nachfrage ist der Abgabepreis sehr niedrig (lediglich Kosten deckend). Die Erschließung des Waldrestholzes bewirkt allerdings einen Nährstoffentzug und führt ebenfalls zur Minderung der Bodenqualität. Zudem sind Bereitstellungsverluste infolge ungenügender verfahrenstechnischer Lösungen zu erwarten. Die Verfahrenstechnik für Ernte und Bereitstellung ist kompliziert und erfordert vorrangig Maschinenimporte.

Der Anteil von Waldrestholz ist vom Umfang des Holzeinschlages abhängig, insbesondere von der angewandten Hiebemethode (Kahlschlag bzw. Schirm-, Femel- und Saumhieb).

Industrierestholz

Industrieholz bietet als Rohstoff die beste Qualität für die Produktion von Biomethan. Die Sägewerkskapazitäten sind noch nicht ausgeschöpft (z.B. Belarus erreichte im Jahr 2007 nur 53% der vorhandenen Einschnitt-Kapazität). Der Wassergehalt des Industrieholzes ist geringer als bei frischem Holz, so dass die Kosten für die Trocknung niedriger ausfallen. Nachteilig bei der Verwendung dieses Rohstoffes ist die geringere Flächenkonzentration beim Industrierestholz-Anfall (z.B. Deutschland = 24,97 m³ /km²; im Leningrader Gebiet - eine der leistungsstärksten Regionen Russlands bezüglich der Sägeindustrie - werden nur 11,77 m³ /km² erreicht), wodurch die Kosten für Logistik ansteigen.

Die wachsende Konkurrenz auf dem Markt für Holzpellets wird zukünftig zu ansteigenden Preisen bei Industrierestholz führen; so stiegen in Belarus im Zeitraum von 2003 bis 2011 die Preise für Sägespäne auf 400 %.

3.2.2 Mittelfristige Strategie, Fördernde Faktoren und Hemmnisse/Risiken

Der durchschnittliche jährliche Kostenanstieg nach Kostenschätzungen für 2020 und 2030 tendiert für zwei verschiedene Szenarien in den untersuchten Regionen wie folgt:

Russische Föderation /europäischer Teil	4,8 bzw. 5,6 %
Belarus	5,6 bzw. 7,8 %
Ukraine	4,8 bzw. 5,0 %

Daraus resultieren Kostenanstiege im Mittel der verschiedenen Energieholzfraktionen bis zum Jahr 2030 für die Regionen wie folgt:

Russische Föderation /europäischer Teil	210 bis 229 %,
Belarus	216 bis 279 %,
Ukraine	212 %.

Im Mittel kann somit von einer näherungsweise Verdoppelung der Kosten für Ernte und Transport von Holz zur energetischen Nutzung ausgegangen werden.

3.2.3 Empfehlungen und Forschungsbedarf

Die Hauptpotenziale an Holz für die energetische Nutzung befinden sich in der Russischen Föderation. Dabei wird in Bezug zum Jahr 2007 in Russland nur rund die Hälfte dieses Potenzials genutzt, während man in den Ländern Belarus und Ukraine das Potenzial bereits zu 80 bzw. 90 % ausschöpft. Demzufolge sollten nachfolgende Untersuchungen anhand abgegrenzter Regionen im europäischen Teil Russlands analysieren, an welchen Standorten und Einzugsgebieten die Erschließung des bislang ungenutzten Holzes zur energetischen Nutzung zukunftssträftig ist. Allerdings liegen auch die Kosten für Bereitstellung und Transport dieses Holzsortiments in Russland im Vergleich der drei Gebiete am höchsten. Insofern wären auch weitere verfahrenstechnische bzw. logistische Forschungsaufgaben zu bearbeiten, um die Erschließung und wirtschaftliche Nutzung dieses Potenzials voranzubringen.

4 Strategische Entwicklung der gesamtwirtschaftlichen Aspekte der Biomethanbereitstellung

4.1 Biochemische Biomethanproduktion

Die Ermittlung der Wertschöpfung erfolgte auf der Basis von Anlagenkonzepten, des Investitionsbedarfs und des Arbeitseinsatzes für Investition und Betrieb.

Die erwartete Wertschöpfung für eine 5 MW_{el} findet zu 60% im Inland und zu 40% im Ausland statt. Auf Basis des Investitionsbedarfes der Einzelanlage, des Flächenbedarfs der Einzelanlage und der ermittelten Flächenpotenziale für 2010 lassen sich maximal mögliche Anlagenanzahlen von 826 für die Russische Föderation, von 15 für Belarus und von 73 für die Ukraine im Jahr 2010 errechnen. Durch diese Anlagenanzahlen ergibt sich für 2010 insgesamt eine Wertschöpfung in Höhe von ca. 1,29 Mrd. € für die Ukraine, von ca. 258 Mio. € für Belarus und von ca. 14,5 Mrd. € für die Russische Föderation, die sich wieder in in- und ausländische Wertschöpfung aufteilt. Wertschöpfungseffekte sind somit in Osteuropa in bedeutendem Umfang möglich und bieten Chancen für die regionale Entwicklung ländlicher Räume.

Die Beschäftigungseffekte werden nach der Szenarienanalyse für die Russische Föderation und Belarus als sehr bedeutend eingestuft; es können im Jahr 2010 je rund 5.000 Vollzeitarbeitskräfte in der Landwirtschaft zur Substratbereitstellung, für den Betrieb der Biogasanlage, sowie für Aufbereitung und Einspeisung erwartet werden. Für das Jahr

2030 steigert sich diese Zahl - abhängig vom betrachteten Szenario - auf rund 15.900 bis zu 50.200 Arbeitsplätze. In Belarus werden ausgehend von einem niedrigeren Niveau ebenfalls noch bedeutende Effekte erwartet; im Jahr 2011 können rund 1.300 Arbeitskräfte beschäftigt werden. Im Ausblick kann der Sektor auf rund 4.000 bis 7.800 Vollarbeitsplätze ausgebaut werden.

4.1.1 Kurzfristige Strategie, Fördernde Faktoren und Hemmnisse/Risiken

Die gegenwertigen politischen Rahmenbedingungen wie z.B. der nicht geregelte Netzzugang, die Investitionsunsicherheit sowie fehlende staatliche finanzielle Unterstützung stellen die größten Hürden für die Entwicklung der Biomethanwirtschaft dar. Außerdem sind Absatzmärkte, deren Nachfrage in der Folge Investitionen mit sich bringen können, bisher nur bedingt vorhanden. Der Aufbau einer Biomethanwirtschaft macht es notwendig die Fragestellungen, wie Netzzugang, Investitionssicherheit und die Entwicklung möglicher Absatzmärkte zusammen zu entwickeln. Während Vorbilder für eine mögliche Regelung des Netzzugangs international existieren, sind die Aspekte Investitionssicherheit und Entwicklung von Absatzmärkte von grundsätzlicher Natur und bedürfen einer starken politischen Unterstützung, ohne die eine erfolgreiche Umsetzung nur schwer vorstellbar erscheint.

Das Potenzial zur Schaffung und Erhaltung von Arbeitsplätzen durch die Biomethanaufbereitung und den Biomethanexport ist in der Landwirtschaft sehr bedeutend und in der Forstwirtschaft bedeutend. Für alle drei Länder gilt, dass dieses Potenzial jedoch nur durch Investitionen in Biogas- und Aufbereitungsanlagen realisiert werden kann. Damit ist das Investitionsklima des jeweiligen Landes ein ganz wesentlicher Faktor für die Entwicklung des Biomethan-Sektors. Ein positives Investitionsklima auch für ausländische Akteure ist allerdings in keinem der drei Fälle uneingeschränkt gegeben.

In der Ukraine haben deutsche Unternehmen Chancen im Verbund mit russischen und ukrainischen Betreibern. In Russland machen einige Regionen (Republik Tatarstan, Krasnodar, Rostov und Region Volgograd) bereits erste Erfahrungen im Energiepflanzenanbau und zeigen auch aufgrund möglicher Beschäftigungseffekte großes Interesse an Bioenergieprojekten.

Als weiteres Hemmnis ist der Zustand der Landwirtschaft in den drei Ländern zu nennen. In der Ukraine ist der Sektor allgemein schlecht entwickelt und muss zum großen Teil mit veralteter Technik auskommen. Ähnlich verhält es sich in der belarussischen Planwirtschaft. In der Russischen Föderation trägt zudem ein allgemeiner Rückgang der erwerbstätigen Bevölkerung dazu bei, dass auch in der Landwirtschaft eher weniger Arbeitskräfte zur Verfügung stehen, als benötigt werden.

4.1.2 Mittelfristige Strategie, Fördernde Faktoren und Hemmnisse/Risiken

Grundsätzlich unterscheidet sich die mittelfristige von der kurzfristige Perspektive nicht. Aufgrund der großen Flächenpotenziale und der technischen Voraussetzungen haben die osteuropäischen Länder auch ökonomische Chancen von dem Aufbau einer Biomethan-

wirtschaft zu profitieren. Dafür müssen die in Kapitel 1 benannten politischen Voraussetzungen geschaffen werden.

4.1.3 Empfehlungen und Forschungsbedarf

Empfohlen wird eine verstärkte Kooperation auf politischer, wirtschaftlicher und wissenschaftlicher Ebene, um folgende Maßnahmen zu flankieren. Zum einen bedarf es einer umfangreichen Kommunikation zur Stärkung des (Umwelt-) Bewusstseins und zur Schaffung der notwendigen politischen Rahmenbedingungen, wie dem Netzzugang, der Investitionssicherheit und der Etablierung bzw. Unterstützung von Absatzmärkten in Europa. Zum anderen ist eine finanzielle und politische Unterstützung von (Pilot-) Projekten, z.B. durch Hermes-Bürgschaften sinnvoll und notwendig, da diese die Sichtbarkeit erhöhen, die Machbarkeit für andere Investoren demonstrieren und auch eine Maßnahme für die Steigerung des Umweltbewusstseins ist und damit indirekt auf die politischen Prozesse wirken kann.

Eine umfassende Beratung von politischen Entscheidungsträgern und privatwirtschaftlichen Akteuren im Rahmen der Agrarpolitikdialoge mit der Ukraine durch das BMELV findet derzeit statt – Optionen zur Erhöhung der Qualität von Arbeitsplätzen im Bioenergiesektor könnten Teil der Beratungsdienstleistungen werden. Die bilaterale Zusammenarbeit mit der Ukraine sollte vor allem Know-how-Transfer zur effizienten Nutzung von Bioenergie in den Blick nehmen und die Qualität von Arbeitsplätzen in der Landwirtschaft thematisieren.

4.2 Thermo-chemische Biomethanproduktion

Auch die Wertschöpfung für den die Biomassevergasung ist davon abhängig, welcher Anlagenmix (19 MW_{el}/65 MW_{el}) sich mittelfristig durchsetzen wird. Abhängig vom Anlagemix und den verfügbaren forstlichen Potenzialen ergibt sich in der Russischen Föderation für das Jahr 2030 eine inländische Wertschöpfung von 20,2 Mrd. € (19 MW_{el}) und 6,9 Mrd. € (65 MW_{el}). In der Ukraine liegt diese zwischen 6,4 Mrd. € (19 MW_{el}) und 0,6 Mrd. € (65 MW_{el}) und in Belarus zwischen 7,3 Mrd. € (19 MW_{el}) und 0,7 Mrd. € (65 MW_{el}).

Auf Basis des Investitionsbedarfes der Einzelanlage, der ermittelten Holzpotenziale und SNG-Anlagenzahlen wurden Wertschöpfungseffekte durch die (gesamte) Anlagenerichtung auf Basis der 19 MW und 65 MW-SNG-Anlage in der Russischen Föderation in Höhe von 41 Mrd. €, in der Ukraine in Höhe von 10,6 Mrd. € und in Belarus in Höhe von 5,2 Mrd. € im Jahr 2030 errechnet.

Biomethan als Exportgut kann besonders für Belarus und die Ukraine aber auch für die Russische Föderation einen Beitrag für eine ausgeglichene Handelsbilanz leisten. Dies ist gerade bei der deutlichen Abwertung osteuropäischer Währungen ein durchaus bedeutender Faktor, um Devisen bei der Produktion von Bio-SNG zu sparen und die einheimische Wirtschaft zu stärken. Durch die Nutzung von regional vorhandenen forstwirtschaftlichen Abfällen und Reststoffen kann zusätzlich ein Beitrag für eine regio-

nale Wertschöpfung erfolgen und die Rentabilität bestehender Betriebe verbessern. Unter dem Aspekt der Versorgungssicherung könnte die thermochemische Biomethanproduktion ebenfalls einen großen Betrag leisten, jedoch erscheint eine inländische Nutzung von Biomethan unter derzeitigen Rahmenbedingungen und Rohstoffpreisen mittelfristig sehr unwahrscheinlich.

Die Beschäftigungseffekte der thermo-chemischen Biomethanproduktion beziehen sich auf die Vollzeitbeschäftigten, die in der Forstwirtschaft zur Substratbereitstellung und für den Betrieb der SNG-Anlage, sowie für Aufbereitung und Einspeisung benötigt werden. Die Potenziale für Bio-SNG nehmen deutlich weniger stark zu als für biochemisches Biomethan. Daher steigt auch der Bedarf an Arbeitskräften weniger stark an. Für die Russische Föderation wird beispielsweise für das Jahr 2011 ein Bedarf von rund 22.600 abgeschätzt, der sich im Ausblick nur leicht auf rund 23.000 erhöht. Ähnlich verhält es sich sowohl in der Ukraine (5.890 in 2011; 6.090 in 2030) als auch in Belarus (3.900 in 2011; 4.500 in 2030).

4.2.1 Kurzfristige Strategie, Fördernde Faktoren und Hemmnisse/Risiken

Eine nationale Biomethanwirtschaft würde einen enormen Betrag für die inländische Wertschöpfung leisten und zur Entlastung auf dem Arbeitsmarkt führen. Durch die Mobilisierung inländischer Potentiale könnte sich zudem die Abhängigkeit der Ukraine und die von Belarus von russischem Energieimport verringern. Jedoch werden derzeit und mittelfristig unschlagbar günstigen Rohstoff- und Energiepreise die Produktion von Biomethan für den inländischen Markt ausschließen. Zudem ist nicht mit einer großtechnischen Umsetzung der Bio-SNG-Konzepte kurzfristig in ganz Europa zu rechnen. Demonstrationsanlagen sind sowohl in Planung als auch im Bau, können aber keine Marktdurchdringung aufweisen. Auch 2030 wird die Erzeugung von Bio-SNG kein Massenmarkt mit einer Vielzahl von Anlagenanbietern sein, die technische Reife wird jedoch den gewählten Anlagenkonzepten entsprechen. Inwiefern kleinere Nationalstaaten wie z.B. Belarus einen Großteil des Anlagenbaus und der Anlagenbetreuung/-instandhaltung durch inländische Unternehmen und Fachpersonal generieren können ist jedoch unklar.

Abhilfe könnte eine schrittweise Etablierung kleintechnischer Biomassevergasungsanlagen sein, um zunächst über den Umweg der motorischen Nutzung von Produktgas eine inländische Expertise in der Vergasung von Biomasse aufzubauen. Anschließend und begleitend kann das entstehende Know-how weiter genutzt werden eine Synthesegasaufbereitung und -verarbeitung durch eine eigene Entwicklung voranzutreiben.

Als fördernde Faktoren können die noch relativ geringen Biomassepreise und die geringen Lohnkosten angeführt werden, welche deutliche Kostenvorteile gegenüber hiesigem produzierten Bio-SNG bestehen. Ob sich diese Vorteile jedoch nutzen lassen können, liegt im Wesentlichen daran, inwieweit Unternehmen, Anlagentechnik und Know-how (Fachpersonal) vor Ort in die Produktion und Bereitstellung von Biomasse und Bio-SNG einbezogen werden bzw. werden können. Nur mit der Einbeziehungen der lokalen Wirtschaft können die Kostenvorteile auch genutzt und inländische Wertschöpfung generiert werden.

Als mittelfristiges Hemmnis für die Entwicklung einer Biomethanwirtschaft auf der Nachfrageseite wird der derzeit fehlende Biomethanmarkt in Europa und Deutschland betrachtet. Da derzeit kein Absatzmarkt für Biomethan aus Osteuropa vorhanden und der Transport von Biomethan noch nicht geklärt ist, könnte dies auch bei einer technischen Realisierung einem Verkauf von Biomethan nach Mitteleuropa im Wege stehen.

4.2.2 Mittelfristige Strategie, Fördernde Faktoren und Hemmnisse/Risiken

Mittelfristig sollten sowohl eine horizontale und vertikale Ausweitung der Produktionsketten in den osteuropäischen Ländern angestrebt werden und somit zu einer deutlich steigenden Produktionstiefe und weitaus größeren Multiplikatoreffekten bei der Wertschöpfung führen. Eine punktuelle Errichtung von Bio-SNG-Produktionsanlagen würde den internationalen Wissenstransfer unterstützen und somit auch die industrielle Entwicklung besonders im Bereich der chemischen Industrie beschleunigen. Bedeutende mittel- bis langfristige Hemmnisse, die einem Aufbau von Produktionsstätten entgegenstehen, sind:

- die politischen Unsicherheiten in Osteuropa
- die Abwesenheit von Investoren für langfristige Infrastrukturmaßnahmen (z.B. Netz)
- fehlende staatliche Garantien für einen langfristigen Netzzugang sowie ein geringer politischer Wille zum Ausbau erneuerbarer Energien (ausgenommen der Ukraine)
- keine verlässlichen Anreizsysteme zur Förderung von Biomethan
- fehlende oder nicht funktionierende Finanzmärkte sowie das Fehlen langfristigen Kreditlinien und mit moderaten Zinssätze.

Mittelfristig können jedoch mit der Errichtung einer Biomethanproduktion gezielt ländliche Regionen gefördert werden. Zu den erwartenden positiven Effekten wie die Schaffung von Arbeitsplätzen (Biomassebereitstellung, Konversion) würden der damit einhergehende Ausbau der Infrastruktur und die Entstehung von indirekten Arbeitsplätzen positive Auswirkung auf das gesamtwirtschaftliche Umfeld der Länder nach sich ziehen. Für die Biomassebereitstellung und den Betrieb einer Bio-SNG-Anlage sind sowohl angelernte als auch gutausgebildete ansässige Fachkräfte notwendig. Durch einen sukzessiven Ausbau und die Nähe der Anlagen zu Wärmeabnehmer wie eine städtische Randgebiete oder Industrieparks sollte der Zugang zu Arbeitskräften erleichtert werden. Die so geschaffenen Industriearbeitsplätze erhöhen dabei im besonderen Maße die Krisenfestigkeit der untersuchten Wirtschaften.

4.2.3 Empfehlungen und Forschungsbedarf

Als erster Schritt für die Entwicklung der Biomethanwirtschaft wird die Etablierung von Biomassevergasungsanlagen zur Stromproduktion empfohlen. Somit können bereits

Erfahrungen mit der Biomassevergasung gesammelt werden, solange die thermochemische Biomethaneinspeisung noch nicht Serienreif am Markt verfügbar ist. Zudem wird zunächst die Ausrichtung auf kleinere Anlagen mit einfacherer Technologie, die einen geringeren Investitionsbedarf haben und geringere Importabhängigkeit bedeuten, empfohlen. Dies ist notwendig, da die in diesen Ländern bestehenden Finanzmärkte, aufgrund extrem überhöhter Zinsvorstellungen und zu kurzer Laufzeiten, keine kapitalintensiven und langfristigen Investitionen ermöglichen. Die lokal vorhandene Infrastruktur (Wärme-senke, Arbeitsmarkt, Energieversorgung) kann bei dem Betrieb von kleinen Anlagen effektiver eingesetzt werden und somit zur regionalen Wertschöpfung und Verbesserung der Versorgungssicherheit beitragen.

Für die bessere Anpassung der SNG-Konzepte an länderspezifische und technologische Besonderheiten wird die wissenschaftliche Begleitforschung durch lokale Institute/Hochschulen in Kooperation mit ausländischen Wissensträgern empfohlen.

Die Errichtung von großtechnischen Anlagen ist wegen des hohen Kapitalbedarfs und der damit einhergehenden Risiken auf Großinvestoren beschränkt, für die vor allem sichere politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen von äußerster Notwendigkeit sind.

5 Strategische Betrachtung der ökologischen Aspekte der Biomethanbereitstellung

Kernthesen – THG-Emissionen I (Biogas):

Treibhausgaseinsparungen gegenüber fossilen Referenzwerten sowohl bei den Biogas- als auch den Bio-SNG Konzepten sind gegeben. Der vorrangige Einsatz von Rest- und Abfallstoffen gegenüber dem Anbau von Energiepflanzen ist ökologisch vorteilhafter. Der Einsatz von Gülle ist ökologisch positiv zu bewerten (je höher der Gülle-Anteil desto höher die THG-Einsparungen).

Energiepflanzenanbau: Die Treibhausgasemissionen sind durch ackerbauliche Prozesse geprägt (Düngemittel, Diesel, direkte und indirekte Feldemissionen). Auch der Anbau von Klee-gras, welcher aufgrund der Stickstofffixierung keine zusätzliche Stickstoffdüngung benötigt, ist mit deutlich höheren THG-Emissionen verbunden als die Bereitstellung von Rest- und Abfallstoffen.

Brachflächennutzung zur Substraterzeugung der Biogaskonzepte: Werden Energiepflanzen auf Brachflächen angebaut, ist davon auszugehen, dass sich der Kohlenstoffbestand der Anbaufläche verändert.

Biomethan Distribution: Der Methantransport über längere Distanzen ist aus ökologischer Sicht nicht sinnvoll, da der Einsatz von Erdgas in den Verdichterstationen und der Methanverlust infolge Leckagen zu höheren Treibhausgasemissionen führen. Auch wenn sich die Transportemissionen den Angaben für 2030 entsprechend (Russische Föderation, Ukraine, Belarus) verringern, ist eine lokale/regionale Nutzung des Methans ökologisch vorteilhafter.

Kernthesen – THG-Emissionen I (BioSNG)

Höheres Treibhausgasminderungspotential ist durch Wärmenutzung möglich: z.B. durch Substitution derzeit genutzter fossiler Brennstoffe sowie die Erschließung vorhandener Wärmesenke bei der Standortwahl.

Biomethan Distribution: siehe oben.

5.1 Kurzfristige und mittelfristige Strategie, Fördernde Faktoren und Hemmnisse/Risiken

Die Treibhausgasemissionen der Biomethanherstellung werden vor allem durch den Einsatz von Rest- und Abfallstoffen gemindert. Insbesondere sind hier agrarische Reststoffe wie Gülle sowie Ernte- und Produktionsreste geeignet, die bei großen Agroholdings und der verarbeitenden Industrie (z.B. Zuckerherstellung) in großen Mengen zentral anfallen. Die Verwendung von Gülle ist besonders vorteilhaft, weil so verhindert werden kann, dass bei deren konventioneller Lagerung große Mengen an Treibhausgasen freigesetzt werden. Allerdings treten bei der gegenwärtigen Erdgasbereitstellung hohe Methanverluste und Leckagen auf. Unsicher ist zurzeit noch, wie sich die Nutzung von Brachflächen und damit die direkten Landnutzungsänderungen auf die Emissionsbilanz auswirken, da Angaben zu den Kohlenstoffbeständen der Flächen fehlen. Kurz- sowie mittelfristig sollten daher verstärkt rechtliche und finanzielle Anreize zur energetischen Nutzung landwirtschaftlicher (hier vor allem Gülle), aber auch industrieller und kommunaler Rest- und Abfallstoffe geschaffen werden, da hier große Mengen ungenutzter Biomasse mit einem großen Potenzial zur Einsparung von Treibhausgasen vorhanden sind. Die Nutzung von Brachflächen zum Anbau von Energiepflanzen sollte, etwa mit Klee gras, möglichst umbruchslos und vor allem auf jungen Brachflächen erfolgen. Die Konzepte zur Biomethanbereitstellung müssen entsprechend den jeweiligen lokalen Gegebenheiten und Rahmenbedingungen entwickelt werden. Vor dem Hintergrund der mit der Strombereitstellung verbundenen hohen Emissionen würde eine interne Energiebereitstellung über ein Biogas-Blockheizkraftwerk außerdem zu deutlich geringeren Gesamt Treibhausgasemissionen führen.

5.2 Empfehlungen und Forschungsbedarf

Es bedarf verstärkter Anreize (rechtliche und finanzielle) zur energetischen Nutzung von landwirtschaftlichen Reststoffen (Güllepotenziale) sowie organischen Abfällen.

Die Rekultivierung von Brachflächen ist möglich und wird empfohlen. Diese führt zur verbesserten Flächennutzung und damit zur ländlichen Entwicklung. Klee gras ist umbruchslos etablierbar.

Die Konzepte zur Biomethanbereitstellung müssen entsprechend den jeweiligen lokalen Gegebenheiten und Rahmenbedingungen entwickelt werden.

6 Strategische Betrachtung der gaswirtschaftlichen Entwicklungen in den untersuchten Ländern

Die Nutzung von osteuropäischem Biomethan in Westeuropa setzt voraus, dass dem Transport des Gases keine Hindernisse entgegenstehen. Um die Frage zu beantworten, ob und - wenn ja - unter welchen Rahmenbedingungen ein Transport von Biomethan nach Deutschland beziehungsweise in andere westeuropäische Länder erfolgen kann, wurden neben der Gas-Infrastruktur, der Akteurskonstellation auf dem Gasmarkt sowie der Gaspolitik der potentiellen Exportländer auch die zukünftige Menge westeuropäischer Erdgasimporte sowie die zu erwartenden Transportkosten für Biomethan untersucht.

Bezüglich der Infrastruktur ist das zu Gazprom gehörende Unified Gas Supply System (UGSS) maßgebend für Osteuropa. Von den insgesamt neun großen Transportpipelines verlaufen sieben durch die Ukraine und Belarus nach Europa. Die derzeit im Bau befindliche North Stream Pipeline und die geplante South Stream Pipeline sowie Nabucco Pipeline werden die Menge des durch die Ukraine geleiteten Erdgases in Zukunft erheblich reduzieren.

Hinsichtlich der gaspolitischen Rahmenbedingungen ist der Zugang unabhängiger Anbieter zum Erdgasnetz eine entscheidende Voraussetzung für den Export von Biomethan. In der Russischen Föderation ist der Netzzugang zwar gesetzlich möglich, es gibt aber nur wenige unabhängige Gaslieferanten. In der Ukraine ist das Netz überwiegend in staatlicher Hand und die Privatisierung momentan noch verboten. Nur neu ausgebaute Leitungen können in privatem Besitz sein. Seit Jahren liegt dem Parlament ein Gesetzentwurf zur Änderung des Netzzugangs vor.

Zu den zentralen Akteuren auf dem Gasmarkt gehört vor allem das staatliche Unternehmen Gazprom, das zwar nicht mehr das Monopol über den russischen Markt besitzt, aber noch immer die Aufsicht über die Pipelines führt. In der Ukraine dominiert das staatseigene Unternehmen Naftogaz den Markt für die Produktion und Verteilung von Erdgas. Gastransport- und Verteilnetze sind bis auf neu gebaute und einige lokale Verteilnetze ebenso in Staatsbesitz.

Die zu erwartenden Transportkosten des Biomethans nach Europa richten sich nach den Kosten für den Erdgastransport, da es keinen Unterschied zwischen Biomethan und Erdgas gibt. Bei einer angenommenen Transportentfernung von 4.000 km belaufen sich Transportkosten auf rund 0,5 € ct /kWh und machen damit lediglich 8% der Gestehungskosten aus. Zu den technischen Transportkosten kommen noch weitere Kosten wie Transitgebühren hinzu. Die zukünftig anlegbaren Preise von Biomethan orientieren sich an der künftigen Preisentwicklung von Erdgas, die sich je nach Szenario zwischen 2,6 € ct /kWh und 5,3 € ct /kWh in 2030 bewegt.

6.1 Kurzfristige Strategie, Fördernde Faktoren und Hemmnisse/Risiken

Hemmende Faktoren für einen zusätzlichen Transportaufwand besonders aus ökologischer und ökonomischer Sicht sind die Effizienzverluste beim Transport, die schlechte Instandhaltung der Pipelines sowie ein hoher Modernisierungsbedarf des Netzes.

Mit einer Modernisierung und besseren Instandhaltung der Gasnetze ist ein Anstieg der Transitgebühren verbunden. Diese Faktoren gelten für den (derzeitigen) Transport von Erdgas wie auch für einen möglichen zukünftigen Transport von aufbereitetem Biomethan. Als unabhängige Gaslieferanten hätten die Produzenten von Biomethan zudem mit folgenden Schwierigkeiten in den jeweiligen Ländern zu rechnen:

- In der Russischen Föderation ist der Netzzugang gesetzlich möglich, offiziell ist die Gasmarktliberalisierung im Gange. In der Praxis gibt es aber keine oder nur wenige unabhängige Gaslieferanten.
- In Belarus ist der Zugang von unabhängigen Akteuren nicht reguliert bzw. gar nicht vorgesehen.
- In der Ukraine liegt dem Parlament seit Jahren ein Gesetzentwurf zur Netzzugangsänderung vor. Momentan ist die Privatisierung des Gasnetzes verboten. Nur neu ausgebaute Leitungen können in privatem Besitz sein. Das Netz ist überwiegend in der staatlichen Hand.

6.2 Mittelfristige Strategie, Fördernde Faktoren und Hemmnisse/Risiken

Der Erdgasbedarf der EU wird aller Wahrscheinlichkeit nach zukünftig ansteigen. Mit Transportengpässen ist nicht beziehungsweise nur aufgrund politischer Entscheidungen (wie der „Gaskrise 2008“) zu rechnen. Aus Gründen der Versorgungssicherheit bemühen sich Deutschland und die EU deshalb darum, Lieferanten und Transportwege zu diversifizieren. Kurz-, aber eher noch mittelfristig ist die Öffnung der Gasnetze für unabhängige Gaslieferanten notwendig.

Hemmend für den verstärkten Export von Gas aus Russland, der Ukraine und Belarus wirken sich die Effizienzverluste beim Transport, die schlechte Instandhaltung der Pipelines sowie ein hoher Modernisierungsbedarf des Netzes aus.

6.3 Empfehlungen und Forschungsbedarf

Technisch sollten zuerst die Mängel im Pipelinenetz sowie der sich anbahnende Modernisierungs-Stau behoben werden.

Darüber hinaus stellt der virtuelle Transport eine gute Lösung dar, bei dem keine zusätzlichen Umweltbelastungen anfallen. Zurzeit fehlen aber für diese Möglichkeit des Imports in die EU die geeigneten Regulierungen, Instrumente und Institutionen. Diese sollten auf EU-Ebene sowie zwischenstaatlich und bi- bzw. multilateral auf den Weg gebracht werden, um den virtuellen Transport möglich zu machen und dabei auch die Einhaltung von Qualitäts- und Nachhaltigkeitskriterien zu garantieren.

Insgesamt sollte zu den Möglichkeiten des Biomethanexports eine intensive Politikberatung in den jeweiligen Ländern stattfinden.

7 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass es für die Implementierung einer europäischen nachhaltigen Biomethanstrategie entscheidend ist, dass sowohl kurzfristig als auch mittelfristig die energiepolitischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen des Bioenergiesektors in allen drei untersuchten osteuropäischen Ländern gezielt aufgebaut und verbessert werden müssen. Eine Ausweitung und Anpassung von bestehenden EU - Verordnungen und nationalen Gesetzen in EU- Mitgliedsländern in Bezug auf den Biomethanimport und –handel ist ebenso unabdingbar.

Kurzfristig sollte der Fokus der Biomethanstrategie zunächst auf der regionalen Förderung und dem Ausbau von Biogas und Biogasmärkten liegen. Die technische und wirtschaftliche Etablierung von Biogas in allen drei osteuropäischen Ländern stellt eine Grundvoraussetzung für die Weiterentwicklung hin zu einer Biomethanwirtschaft dar. Aus diesem Grund werden folgende Maßnahmen empfohlen:

- zuerst ein Ausbau der gesetzlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingung für die Bioenergieerzeugung zunächst für kleinere Bioenergieanlagen, da diese einen geringeren Investitionsbedarf und eine geringere Importabhängigkeit zur Folge haben
- die Entwicklung von staatlichen und wirtschaftlichen Instrumenten zur Förderung einer nachhaltigen Erschließung und energetischen Nutzung von Biomasse
- eine Einbindung des Bioenergiesektors in ländliche Strukturen und in regionale Entwicklungsplanung
- die Anpassung der Technologiekonzepte an die jeweiligen lokalen Gegebenheiten und Rahmenbedingungen
- Förderung des Wissens- und Technologietransfers durch internationale und nationale wissenschaftliche und wirtschaftliche Kooperationen

Mit der Förderung und Entwicklung zunächst einer regionalen Bioenergie- bzw. Biogaswirtschaft werden sukzessive die Vorteile der energetischen Biomassenutzung deutlich, wie beispielweise die Verringerung von Energieimporten (Ukraine und Belarus), die Elektrifizierung entlegener Regionen (besonders in der Russischen Föderation), die Schaffung von Arbeitsplätzen sowie die Verringerung des landwirtschaftlichen Abfallaufkommens, welches momentan große Probleme durch Grundwasserverschmutzung in den allen drei Länder verursacht. Das Erkennen dieser Vorteile wird zum einem die Investitionsbereitschaft fördern, zum anderen auch den politischen Willen zur Unterstützung der Bioenergie in diesen Ländern stärken. Die internationale bzw. bilaterale Begleitung dieses Prozesses ist von großer Bedeutung. Eine entscheidende Rolle kommt dabei Technologiepartnerschaften zu, die durch den Wissens- und Technologietransfer bei der Anpassung und Optimierung der Anlagentechnik (z.B. an die klimatischen Bedingungen, Substratoptimierung) unterstützend zur Seite sehen, um höhere Treibhausgas- und Kostenminderungen zu erzielen. Innerstaatliche Anstrengungen unterstützt durch Technologiepartnerschaften

bieten insgesamt eine stabile Grundlage für die Entwicklung einer Biomethanwirtschaft in den drei Untersuchungsländern.

Mittelfristig fokussiert die Biomethanstrategie auf die Produktion von Biomethan beziehungsweise Bio-SNG (Technologie wird mittelfristig Marktreife erlangen) in Osteuropa und die anschließende Integration in die europäischen Versorgungsstrukturen. Aus dieser mittelfristigen Strategie sind für alle beteiligten Akteure Synergieeffekte aus dem internationalen Handel zu erwarten. Gestützt auf das im Zuge der Biogasproduktion lokal aufgebaute Know-how und mit Hilfe lokaler Fachkräfte wird die Bioenergiewirtschaft nach und nach größere Anlagen realisieren können, fortgeschrittene Technologie zum Aufbereiten von Biogas beherrschen und Biomethan auch überregional zur Verfügung stellen.

Die Implementierung der kurz- und mittelfristigen Biomethanstrategie ist von weiteren Faktoren abhängig. Der Aufbau einer Biomethanwirtschaft macht es notwendig, Fragestellungen zum Netzzugang, zur Sicherung der Qualitäts- und Nachhaltigkeitskriterien und zur Investitionssicherheit in den Produzentenländern nachzugehen sowie Förderinstrumente für den Biomethanabsatz auf europäischen Märkten zu entwickeln. Diese Fragestellungen weiter zu verfolgen, ist für die Umsetzung einer gemeinsamen europäischen Biomethanstrategie von großer Bedeutung und wird ausdrücklich empfohlen. Diesen Beitrag kann die vorliegende Studie jedoch nicht leisten, weil er nicht Gegenstand der Untersuchungen war.

Betrachtung des potenziellen Absatzmarkts

In Osteuropa bestehen momentan weder ein Angebots- noch ein Nachfragemarkt für Biomethan. Der noch nicht existierende Markt ist keine Folge der relativ hohen Gesteungskosten der Biomethanproduktion. Vielmehr zeichnen sich die fehlenden bioenergiepolitischen Rahmenbedingungen und der versperrte Zugang unabhängiger Anbieter zum Erdgasnetz in die untersuchten Länder als ein Hindernis bei der Entwicklung einer Biomethanwirtschaft aus.

Die Marktentwicklung kann durch eine regional ausgerichtete Biomethanstrategie erfolgen. Diese fokussiert auf kleine und standortspezifische Anlagen zur Ausnutzung von regionalen Rohstoffen und ungenutzten Biomasseressourcen. Eine starke Beteiligung regionaler Akteure und Arbeitskräfte sollte gegeben sein.

Auch in Mitteleuropa besteht derzeit kein Absatzmarkt für Biomethan aus Osteuropa. Der Transport von Biomethan aus Osteuropa über existierende Pipelines ist bisher noch nicht geklärt. Diese beiden Faktoren stehen einer technischen Realisierung des Transports und dem Verkauf von Biomethan nach Mitteleuropa im Wege.

Die schlechte Instandhaltung der Pipelines sowie ein hoher Modernisierungsbedarf des Netzes verlangen Investitionen, um Effizienzverluste und Leckagen bei einem erhöhten Gastransport aus Osteuropa zu minimieren. Der Methantransport über längere Distanzen ist aus ökologischer Sicht (Einsatz von Erdgas in den Verdichterstationen und der Methanverlust infolge Leckagen) ohne vorherige Modernisierung nicht sinnvoll, da dieser

zu höheren Treibhausgasemissionen führt. Aus diesem Grund wird empfohlen, EU-weite und zwischenstaatliche Regulierungen, Instrumente und Institutionen auf den Weg zu bringen, die einen virtuellen Transport ermöglichen. Somit könnte der Handel bereits während der Optimierung des Transportsystems beginnen. Unabdingbar dafür sind aber die Erfüllung von Anforderungen der Gasqualität sowie der Nachhaltigkeitskriterien (Zertifizierung/Monitoring).

Die bisher schlechten Absatzmöglichkeiten für Biomethan aus Osteuropa auf dem deutschen Markt sind teilweise den derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen geschuldet. Da Biomethanimporte aus Osteuropa nicht unter das EEG (Bioenergieträger) fallen, können die osteuropäischen Biomethanproduzenten nicht die gleichen Vorteile wie die einheimischen Produzenten genießen. Eine Ausweitung des EEG auf osteuropäische Biomethanimporte ist notwendig. Mit dieser Erweiterung würde auch eine Verbesserung der statistischen Biomethanerfassung, der Abrechnung und der Übertragung einhergehen und somit den Biomethanhandel erleichtern.

Auf Seiten der importierenden Länder (EU-Ebene) sollte mit einer Novelle der entsprechenden EU-Richtlinie der physische und virtuelle Import von Biomethan aus Osteuropa erleichtert werden und geeignete Regulierungen, Instrumente und Institutionen geschaffen werden. Im Rahmen der Debatte um Nachhaltigkeitskriterien sind den bisherigen Anforderungen der EU für Biokraftstoffe auch Nachhaltigkeitskriterien für Biogas beziehungsweise Biomethan hinzuzufügen. Dies kann z.B. über die Einrichtung eines zuverlässigen Zertifikate-Systems oder durch Herkunftsnachweise geschehen.

Weitere ökonomische und ökologische Kostensenkungspotenziale der Biomethanbereitstellung

Wie bereits dargestellt, wird die Biomethanproduktion auch für das prognostizierte Jahr 2030 viel teurer als Erdgas sein, ist aber mit der westeuropäischen und speziell der deutschen Biomethanproduktion konkurrenzfähig. Weitere Kostensenkungspotenziale sind vorhanden. Dabei wirkt sich z.B. der Anbau von standortangepassten Früchten, die Nutzung vorhandener Reststoffe, der Ausbau von standortangepassten Technologien sowie die multifunktionale und standortangepasste Vermarktung von Nebenprodukten wie z.B. Wärmenutzung, Gärresteverkauf kostensenkend aus.

- Aus technischer Sicht unterliegen die im Projekt angewandten Anlagenkonzepte noch einem permanenten Verbesserungsprozess. Durch fortschreitende Optimierung bzw. Effizienzsteigerungen der Technik und der Technologieprozesse ergeben sich zusätzliche Kostensenkungspotenziale für die Zukunft.
- Die stärkere Ausnutzung lokaler einheimischer Leistungen (wie Technik, Bau einiger Anlageelemente, Wissen) besonders durch die Einbindung und den Einsatz vor Ort tätiger Unternehmen und Wissenschaftler würde die Biomethankosten und THG-Emissionen noch weiter reduzieren.

- Wird der monetäre Effekt der vermiedenen CO₂-Emissionen (CO₂-Zertifikate) in Betracht gezogen, können staatliche Mehreinnahmen erwartet werden, die z.B. kostenneutrale Markteinführungsprogramme (Förderung, Einspeisetarife usw.) gegenfinanzieren würden. (vgl. Fritsche et al. 2007).
- Die positiven ökologischen, ökonomischen und sozialen „Nebeneffekte“ wie etwa die Wertschöpfung in den Biomethanexport und –importländer sowie der Beitrag zu den Umwelt- und Klimaschutzziele könnten sich bei einer Einpreisung senkend auf die Biomethangestehungskosten auswirken.

Um die oben beschriebenen Senkungspotenziale bei der Biomethanproduktion zu realisieren, wird empfohlen, zuerst ausführliche Standortanalysen durchzuführen und darauf aufbauend eine vereinfachte und auf regionale Bedürfnisse angepasste Anlagentechnik zusammen mit inländischen wissenschaftlichen Einrichtungen zu entwickeln.

- Der Einsatz von regional vorhandenen Rest- und Abfallstoffen gegenüber dem Anbau von Energiepflanzen soll strategisch bei der Entwicklung der Biomethanwirtschaft im Vordergrund stehen. Der Einsatz von agrarischen Reststoffen (Erntereste, Gülle) begünstigt die Bedingungen für die Biomethanproduktion und leistet zusätzlich ein Beitrag für eine regionale Wertschöpfung (z.B. wird die Rentabilität bestehender Betriebe verbessert).
- Bei der Nutzung von Brachflächen für Energiepflanzen sollten zuerst junge Brachflächen, sowie solche die durch relativ günstige landwirtschaftliche, infrastrukturelle und sozioökonomische Rahmenbedingungen charakterisiert sind, rekultiviert werden. Auf diesen Flächen sind die höchsten ökonomischen und ökologischen Kostensenkungspotenziale zu erwarten.
- Insbesondere an industrienahen Standorten empfiehlt sich die Anwendung von komplexer Anlagentechnik, da hier die Nutzung der vorhandenen Infrastruktur, eine höhere Wärmeabnahme und vorhandene qualifizierte Arbeitskräfte die Kostensenkungspotenziale sowie Synergieeffekte begünstigen.

Folgende weitere nicht-monetäre Effekte sprechen für den Ausbau einer Biomethanwirtschaft und des Biomethanhandels:

Vorteile aus der Biomethanwirtschaft für die untersuchten Ländern

- Der Aufbau einer Biomethanwirtschaft würde sich vor allem positiv auf die Sicherung der Energieimportunabhängigkeit und eine gesicherte autarke Energieversorgung für die Ukraine und Belarus auswirken.
- Wertschöpfungseffekte (wie Mobilisierung inländischer Biomasse- und Produktionspotentiale, Weiterverarbeitung und Erhöhung der Verarbeitungstiefe einheimischer Rohstoffe, krisenfeste Arbeitsplätze, verbesserte Infrastruktur, Qualifikationssteigerung) sind in Osteuropa in bedeutendem Umfang möglich und

bieten besonders Chancen für die regionale Entwicklung ländlicher Räume. Die erwartete Wertschöpfung findet zum größten Teil (60%) in den Zielländern statt.

- Regionen, in denen die landwirtschaftliche Produktion seit 1990 rückläufig ist und die von Ackerlandaufgabe geprägt sind, sind häufig von ungünstigen demographischen und infrastrukturellen Landwirtschafts- und Siedlungsstrukturen geprägt. Hier bieten nachwachsende Rohstoffe eine alternative Landnutzungsoptionen und damit Chancen den negativen sozioökonomischen Auswirkungen der postsowjetischen Extensivierungsphase des Agrarsektors entgegenzuwirken
- Die Entwicklung und der Ausbau einer Biomethanindustrie führt Investitionen in das lokale Humankapital (durch Ausbildungs- und Weiterbildungstätigkeiten) mit sich, schafft und verbessert die Rahmenbedingungen für internationale und nationale FuE und Kooperationen, ermöglicht dadurch den notwendigen Wissens- und Technologietransfer und baut Leuchtturmprojekten aus. Dies zieht weitere Wertschöpfung (z.B. für weitere Sektoren wie die Chemieindustrie) nach sich.
- Besonders die Russische Föderation verfolgt das Ziel, sich zu einem führenden Technologieland zu entwickeln. Von dieser Zielsetzung kann auch der Aufbau/Ausbau länderspezifischer Biomethananlagen durch internationale Forschungsk Kooperationen profitieren.⁴⁰
- Die Entwicklung und der Aufbau einer Biomethanindustrie führt Investitionen in das lokale Humankapital (durch Ausbildungs- und Weiterbildungstätigkeiten) mit sich, schafft und verbessert die Rahmenbedingungen für internationale und nationale FuE und Kooperationen, ermöglicht dadurch den notwendigen Wissens- und Technologietransfer und baut Leuchtturmprojekten aus. Dies zieht weitere Wertschöpfung (z.B. für weitere Sektoren wie die Chemieindustrie) nach sich.

Vorteile aus der Biomethanwirtschaft und dem Biomethanhandel für EU bzw. Deutschland

- Aus globaler Umweltschutzperspektive: vielversprechende Option der optimierten erneuerbaren Wärme-, Strom- und Kraftstoffbereitstellung unter Ressourcen- und Energieeffizienzaspekten
- Aus FuE Perspektive: Etablierung von internationalen wissenschaftlichen Kooperationen bis hin zur Spitzenforschung (momentan werden z.B. bilaterale FuE Aktivitäten durch das BMBF im Rahmen des Deutsch-Russischen Wissenschaftsjahrs gefördert) zur Entwicklung und Etablierung von innovativen und nachhaltigen Umwelt und- Klimaschutztechnologien

⁴⁰ Die Russische Energie Agentur befürwortet ausdrücklich internationale Kooperationen für die Entwicklung länderspezifischer Bioenergietechnologien. (Protokoll zum Gründungstreffen des SoMaRu „External Advisory Board“ 04/2012)

- Aus Perspektive der Energieversorgung: Steigerung der Energiesicherheit und Verbesserung der Energieversorgung der EU aus erneuerbaren Quellen
- Aus sozioökonomischer Perspektive: Eröffnung von neuen Märkten und strategischer Ansätze zur Etablierung von Technologien, Wertschöpfung entlang des Technologieexports (Anlagenbau, Logistik)

Literaturverzeichnis

- Alcamo, J., N. Dronin, M. Endejan, G. Golubev & A. Kirilenko (2007): A new assessment of climate change impacts on food production shortfalls and water availability in Russia. *Global Environmental Change*, 17, 429-444.
- Angelova E., Zeymer M., Öhmichen K., Trommler M., Stinner W., Grope J., Arnold K., Prantner M., Borbonus S., Venjakob J., Schierhorn F., Orlov A. and W. Große (2012): Potential in Eastern Europe. Case study for the Russian Federation, Ukraine and Belarus. In: Focus on Biomethane. Im Rahmen der Schriftenreihe des Förderprogramms Energetische Biomassenutzung, ISSN-Nr. 2192-1156, 1/2012, (S. 46-47)
- Fritsche, U., K. Hünecke & K. Schmidt (2007): Möglichkeiten einer europäischen Biogaseinspeisungsstrategie, Teilbericht II, S. 1-26.
- Knappertsbusch, V. & E. Angelova (2012): Protokoll zum Gründungstreffen des SoMaRu „Expert Advisory Board“ 04/2012 (unveröffentlicht)
- Thrän, D., M. Seifert, F. Müller-Langer, A. Plättner & A. Vogel (2007): Möglichkeiten einer europäischen Biogaseinspeisungsstrategie, Teilbericht I, S. 1-45.
- Schierhorn, F., K. Hahlbrock & D. Müller (2011): Agrarpotenziale des europäischen Russlands. *IAMO Jahresszahl*, Vol. 13, S.11-2.

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Flächen, Holz und Biomethanpotenziale im Jahr 2030 279