



16/44

Möglichkeiten einer europäischen Biogaseinspeisungsstrategie

Eine Studie im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen

Uns geht's ums Ganze.
www.gruene-bundestag.de

BÜNDNIS 90
DIE GRÜNEN



Bundestagsfraktion

Bezug Bündnis 90/Die Grünen
Bundestagsfraktion
Info-Dienst
Platz der Republik 1
11011 Berlin
Fax: 030 / 227 56566
E-Mail: versand@gruene-bundestag.de

Schutzgebühr € 2,--

Redaktionsschluss Januar 2007

Inhalt:

- **Möglichkeiten einer europäischen Biogaseinspeisungsstrategie, Teilbericht I, Potenziale**
erstellt von Daniela Thrän, Michael Seiffert, Franziska Müller-Langer, André Plättner, Alexander Vogel
- **Möglichkeiten einer europäischen Biogaseinspeisungsstrategie Teilbericht II, ökologische und sozialökonomische Analyse**
erstellt von Uwe R. Fritsche, Katja Hünecke, Klaus Schmidt
- **Möglichkeiten einer europäischen Biogaseinspeisungsstrategie Anhang**

Institut für Energetik und Umwelt
gemeinnützige GmbH

Institute for Energy and Environment



Teilbericht I

Möglichkeiten einer europäischen Biogaseinspeisungsstrategie

Daniela Thrän

Michael Seiffert

Franziska Müller-Langer

André Plättner

Alexander Vogel

Januar 2007

Geschäftsführer / Managing Director:

Prof. Dr.-Ing. Martin Kaltschmitt

Handelsregister: Amtsgericht Leipzig HRB 8071

Sitz und Gerichtsstand Leipzig

Deutsche Kreditbank AG

(BLZ 120 30 000)

Kontonr.: 1364280

Stadt- und Kreissparkasse Leipzig

(BLZ 860 555 92)

Kontonr.: 1100564876



Zert.-Nr. 12100105

Auftraggeber: Bundestagsfraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN
Platz der Republik 1
11011 Berlin

Fachverband Biogas
Angerbrunnenstraße 12
85356 Freising

STAWAG
Stadtwerke Aachen AG
Lombardenstraße 12 - 22
52070 Aachen

Auftragnehmer: Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (IE)
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

☎: +49 (0) 341 / 24 34 – 112

✉: info@ie-leipzig.de

Ansprechpartner: Dr.-Ing. Daniela Thrän
Institut für Energetik und Umwelt gGmbH
Bereichsleiterin Bioenergiesysteme

☎: +49 (0) 341 – 24 34 – 435

☎: +49 (0) 341 – 24 34 – 133

✉: daniela.thraen@ie-leipzig.de

Leipzig, den 1. Februar 2007

Inhaltsverzeichnis

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	V
Abkürzungsverzeichnis.....	VII
1 Einleitung.....	1
1.1 Hintergrund und Zielstellung.....	1
1.2 Gegenstand der Studie	2
2 Optionen der Erzeugung und Einspeisung biogener Gase	4
2.1 Übersicht.....	4
2.2 Verfahrensbeschreibung Biogas	6
2.2.1 Erzeugung.....	6
2.2.2 Aufbereitung.....	7
2.3 Verfahrensbeschreibung Bio-SNG.....	8
2.3.1 Erzeugung.....	8
2.3.2 Aufbereitung.....	8
2.4 Technischer Stand der Biomethan-Erzeugungsoptionen	9
2.4.1 Gegenüberstellung der Verfahren	9
2.4.2 Referenzkonzepte	11
2.5 Einspeisung und Transport	12
2.5.1 Technische Einordnung.....	12
2.5.2 Einordnung der Rahmenbedingungen.....	14
3 Potenziale	15
3.1 Grundlegende Annahmen.....	15
3.1.1 Rohstoffbasis.....	15
3.1.2 Flächenverfügbarkeit für den Energiepflanzenanbau	16
3.1.3 Energiepflanzenenerträge.....	19
3.1.4 Einzugsradien der Anlagen zur Erzeugung und Einspeisung von Biomethan	19
3.1.5 Nutzung des Gasnetzes.....	20
3.2 Ermittlung der Brennstoffpotenziale	21
3.2.1 Potenziale der Landwirtschaft.....	22
3.2.2 Potenziale der Forstwirtschaft.....	23
3.2.3 Potenziale der Holzindustrie	24
3.3 Ermittlung der Biomethanpotenziale	24
3.3.1 Gegenwärtige Potenziale.....	25
3.3.2 Künftige Potenziale	26
3.4 Einordnung der Potenziale	28
3.4.1 Substitutionspotenzial	28
3.4.2 Anlagenbedarf	29
4 Bereitstellungskosten	31
4.1 Methodischer Ansatz.....	31



4.2	<i>Kostenkalkulationsmodell</i>	31
4.3	<i>Rahmenannahmen und Datengrundlage</i>	33
4.4	<i>Ergebnisse</i>	35
5	Gegenwärtige Rahmenbedingungen	39
6	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	41
	Literatur- und Referenzverzeichnis	43

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1-1:	Prognose des Primärenergieverbrauchs für EU-25 /1/.....	1
Abbildung 1-2:	Strukturplan der Gesamtstudie.....	2
Abbildung 1-3:	Begriffsdefinitionen	3
Abbildung 2-1:	Verfahrensschritte der Bereitstellung von biogenen Gasen /2/.....	4
Abbildung 2-2:	Das europäische Erdgasnetz (ohne Darstellung der in Planung befindlichen Pipelines, wie Ostsee-/Nabucco-Pipeline) /3/.....	5
Abbildung 2-3:	Schema einer landwirtschaftlichen Biogasanlage mit Verwendung von Kosubstraten /7/	6
Abbildung 2-4:	Erprobte Verfahren der Biogasaufbereitung (PSA: Druckwechseladsorption; DWW: Druckwasserwäsche) /35/.....	7
Abbildung 2-5:	Verfahrensprinzip zur Herstellung von Bio-SNG (Biomethan), nach /36/9	
Abbildung 2-6:	Referenzkonzept „Biomethan aus Biogas“ – 1,3 MW _{th} -Anlage /2/	11
Abbildung 2-7:	Referenzkonzept „Biomethan aus Bio-SNG“ – 167 MW _{th} -Anlage /2/ ...	12
Abbildung 3-1:	Gegenwärtige Biomassepotenziale für Deutschland /2/	15
Abbildung 3-2:	Einzugsgebiete für Biogasanlagen.....	20
Abbildung 3-3:	Einzugsgebiete für Bio-SNG-Anlagen	21
Abbildung 3-4:	Gegenwärtige Agrarflächen ausgewählter Staaten Europas /2/.....	22
Abbildung 3-5:	Gegenwärtige Waldflächen ausgewählter Staaten Europas /2/	22
Abbildung 3-6:	Biomethanpotenzial im Jahr 2005 nach Rohstoffen	25
Abbildung 3-7:	Biomethanpotenzial im Jahr 2005 nach Regionen.....	26
Abbildung 3-8:	Biomethanpotenzial im Jahr 2020 nach Rohstoffen	27
Abbildung 3-9:	Biomethanpotenzial im Jahr 2020 nach Regionen.....	27
Abbildung 3-10:	Biomethanpotenzial im Jahr 2020 – „Sensitivität“	28
Abbildung 3-11:	Biomethanpotenzial und Erdgasverbrauch für 2005 und 2020 /1/, /31/ f.....	29
Abbildung 4-1:	Berechnungsmodell für die Ermittlung der spezifischen Biomethanbereitstellungskosten	33
Abbildung 4-2:	Produktions- und Bereitstellungskosten für Biogas und Bio-SNG.....	36
Abbildung 4-3:	Produktions- und Bereitstellungskosten für Biogas („Sensitivität“)	37
Abbildung 4-4:	Produktions- und Bereitstellungskosten für Bio-SNG („Sensitivität“) ...	37
Abbildung 4-5:	Gegenüberstellung von erwarteten Biomethankosten (alle Varianten, vgl. Abbildung 4-2 ff.) und aktuellem Erdgaspreis (Endkunde) in Europa (Daten aus /30/)	38



Tabelle 2-1:	Eigenschaften von Biogas und Erdgas im Vergleich.....	8
Tabelle 2-2:	Technischer Stand und Rohstoffbasis der verschiedenen Optionen zur Erzeugung von Biomethan /2/	10
Tabelle 3-1:	Rohstoffzugang von Biogas- und Bio-SNG-Anlagen entlang der Erdgasleitungen /2/	24
Tabelle 3-2:	Annahmen für die Grenzfallbetrachtungen zukünftiger Potenziale.....	28
Tabelle 4-1:	Investitionskosten für Anlagen zur Produktion von Biomethan (Erdgasqualität) /2/.....	34
Tabelle 4-2:	Wesentliche Kostenparameter, verbrauchs- und betriebsgebundene Kosten /23/, /29/ ff.	35
Tabelle 5-1:	Übersicht der gegenwärtigen Rahmenbedingungen ausgewählter Länder der EU-15, EU+10 und EU+3&CIS-Staaten /30//32/	40

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
BHKW	Blockheizkraftwerk
CDM	Clean Development Mechanism
CH ₄	Methan
CIS	Commonwealth of Independent States
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ e	Kohlenstoffdioxid-Äquivalent (e – equivalent)
DT	Dampfturbine
EAV	Europäisches Abfallverzeichnis
EE	Erneuerbare Energien
EFSOS	European Forest Sector Outlook Study
EU	Europäische Union
FS	Frischsubstrat
FAO	Fruit and Agriculture Organisation (of the United Nations)
FWL	Feuerungswärmeleistung
GATT	General Agreements on Tariffs and Trade
GJ	Gigajoule
GuD	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk
JI	Joint Implementation
KMU	kleine und mittlere Unternehmen
kV	Kilovolt
KW	Kraftwerk
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KUP	Kurzumtriebsanlage
MPa	Megapascal
MW	Megawatt
Nawaro	Nachwachsende Rohstoffe
ORC	Organic-Rankine-Cycle
OSB	Oriented Strand Board
THG	Treibhausgase



th	thermisch (bezogen auf den unteren Heizwert)
US\$	US-Dollar
WTO	World Trade Organisation

1 Einleitung

1.1 Hintergrund und Zielstellung

Erdgas wird – anders als Öl – nicht über einen einheitlichen Weltmarkt sondern, über drei regionale Teilmärkte (den amerikanischen, den asiatischen und den europäischen) verteilt und vertrieben. Diese Segmentierung liegt in den wesentlich höheren Transportkosten begründet.

In Europa stieg in den vergangenen Jahrzehnten die Bedeutung von Erdgas stark an. Bei nur begrenzter Eigenförderung (außer in Dänemark, Großbritannien und den Niederlanden) sind alle anderen EU-Staaten auf Importe angewiesen (Abbildung 1-1). Wichtigste Anbieter sind Russland (Westsibirien), Norwegen und Algerien. Mit ca. 75 % ist die Importabhängigkeit Deutschlands überdurchschnittlich hoch.

Etwa ein Drittel des in Westeuropa und Deutschland genutzten Erdgases stammt aus Sibirien. Der Erdgastransport quer durch Osteuropa erfolgt durch Hochdruckpipelines in von der russischen und osteuropäischen Gaswirtschaft errichteten Leitungssystemen.

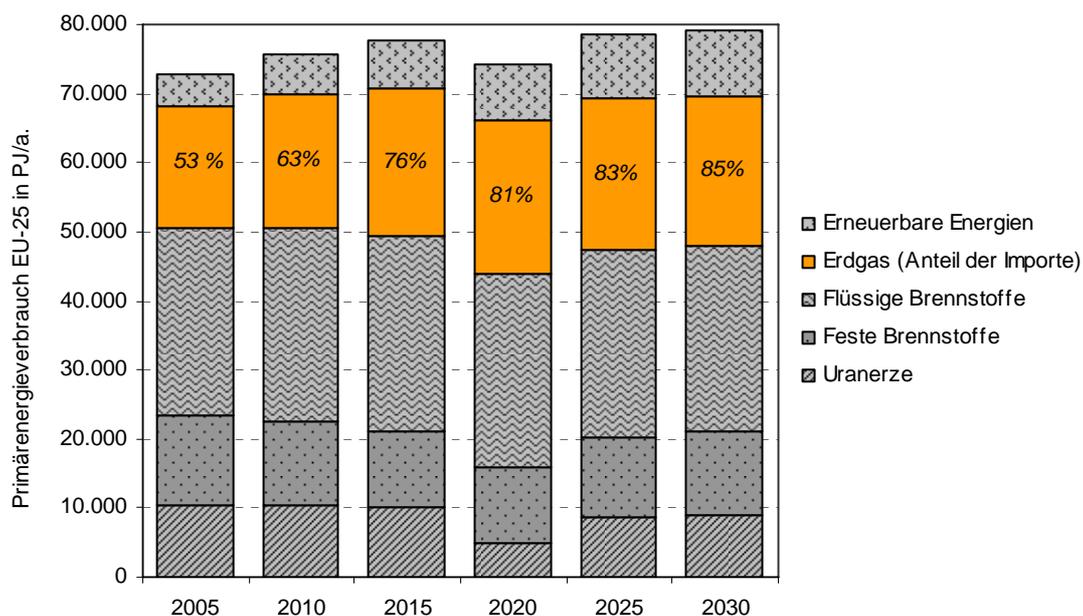


Abbildung 1-1: Prognose des Primärenergieverbrauchs für EU-25 /I/

Gleichzeitig zeichnen sich sowohl für die Europäische Union als auch für die CIS-Staaten erhebliche und künftig deutlich steigende Biomassepotenziale ab, die mittelfristig eine strategische Bedeutung bei der Energieversorgung erhalten dürften. Prinzipiell besteht die Möglichkeit, entlang der bestehenden, im Bau und in der Planung befindlichen Erdgaspipelines biogene Gase zu produzieren, auf Erdgasqualität aufzubereiten, einzuspeisen und für die deutsche und europäische Energieversorgung nutzbar zu machen.

Vor diesem Hintergrund ist es Ziel dieser Studie, die verfügbaren Potenziale, technische Aspekte, Bereitstellungskosten sowie rechtliche und marktrelevante Rahmenbedingungen für die Produktion und die Einspeisung von biogenen Gasen in die Europa versorgenden Erdgaspipelines zu analysieren und die Bedeutung dieser Option für die deutsche und europäische Energieversorgung einzuordnen.

1.2 Gegenstand der Studie

Mit Blick auf das Untersuchungsziel werden nachfolgend die Möglichkeiten einer Bereitstellung und Einspeisung biogener Gase in die Deutschland versorgenden Erdgaspipelines skizziert und eine erste Einschätzung der möglichen Größenordnung solcher Systeme versucht. Die dabei erreichte Betrachtungstiefe gestattet jedoch keine Aussagen u. a. über die konkreten Kooperationsmöglichkeiten in den osteuropäischen Staaten, viel versprechende Standorte. Die Erarbeitung der Gesamtstudie erfolgt in Kooperation mit dem Öko-Institut e. V. in Darmstadt. Den Strukturplan zeigt Abbildung 1-2.

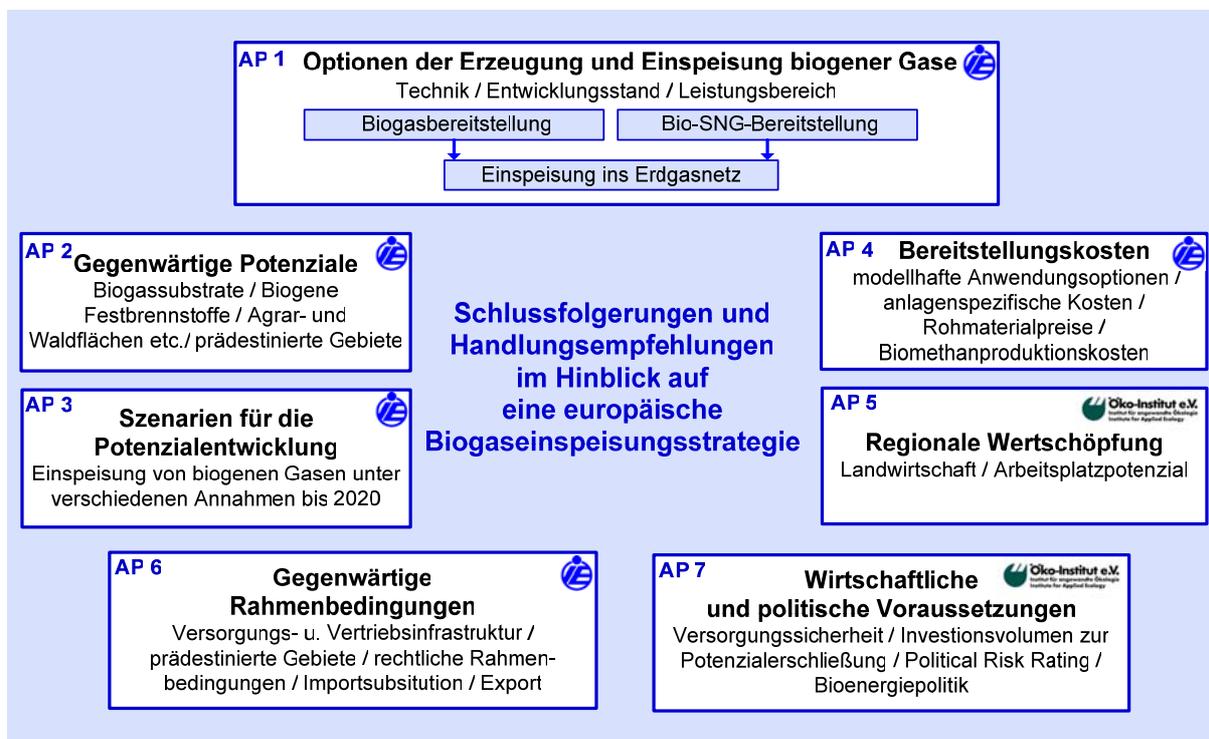


Abbildung 1-2: Strukturplan der Gesamtstudie

Für eine Einschätzung der Realisierbarkeit der Nutzung von biogenen Gasen über transnationale Versorgungsnetze enthält der nachfolgende Teilbericht I die folgenden Schwerpunkte:

- Optionen für eine Erzeugung und Einspeisung biogener Gase (Kapitel 2),
- Nutzbare Biomassen und deren Potenziale (Kapitel 3),
- Bereitstellungskosten (Kapitel 4),

- Gegenwärtige Rahmenbedingungen (Kapitel 5).

Als biogene Gase (Biogas oder Bio-SNG) werden gasförmige Bioenergieträger bezeichnet, die aus unterschiedlichen Biomassen durch unterschiedliche Verfahren (d. h. auf Basis der anaeroben Vergärung respektive der thermo-chemischen Vergasung) erzeugt werden können. Biogene Gase, die auf Erdgasqualität aufbereitet sind, werden auch als Biomethan bezeichnet (Abbildung 1-3).

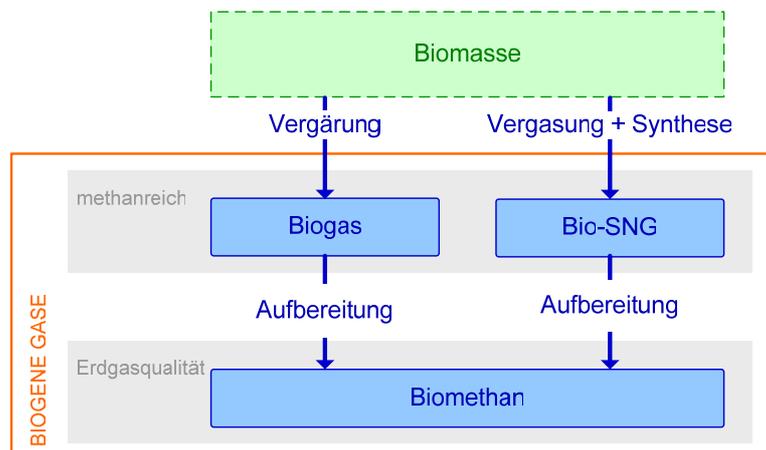


Abbildung 1-3: Begriffsdefinitionen

Den Untersuchungsrahmen bildet der europäische Raum (Stand 01/2006), d. h.

- „alte“ Mitgliedsstaaten der EU (EU-15); dabei ist Deutschland (DE) jeweils gesondert ausgewiesen,
- „neue“ Mitgliedsstaaten der EU (EU+10, seit Januar 2004),
- Bulgarien, Rumänien, Türkei (EU+3),
- Sowjet-Nachfolgestaaten Russland (europäischer Teil), Weißrussland und Ukraine (CIS).

Es erfolgt zum einen eine Analyse der aktuellen Situation (2005), zum anderen eine Abschätzung der künftigen Entwicklung mit Blick auf das Jahr 2020. Infolge der unterschiedlichen politischen Situation, aber auch der Datenlage sind hier die Aussagen zu den Staaten der Europäischen Union zeitgenauer als die für die CIS-Staaten – hier können sich die für 2020 angenommenen Entwicklungen ggf. deutlich verzögern.

2 Optionen der Erzeugung und Einspeisung biogener Gase

2.1 Übersicht

Die Erzeugung von Biomethan kann durch bio-chemische Umwandlung zu Biogas (d. h. anaerobe Vergärung) wie auch durch die thermo-chemische Konversion zu Bio-SNG (d. h. auf Basis der Biomassevergasung) erfolgen (Abbildung 2-1).

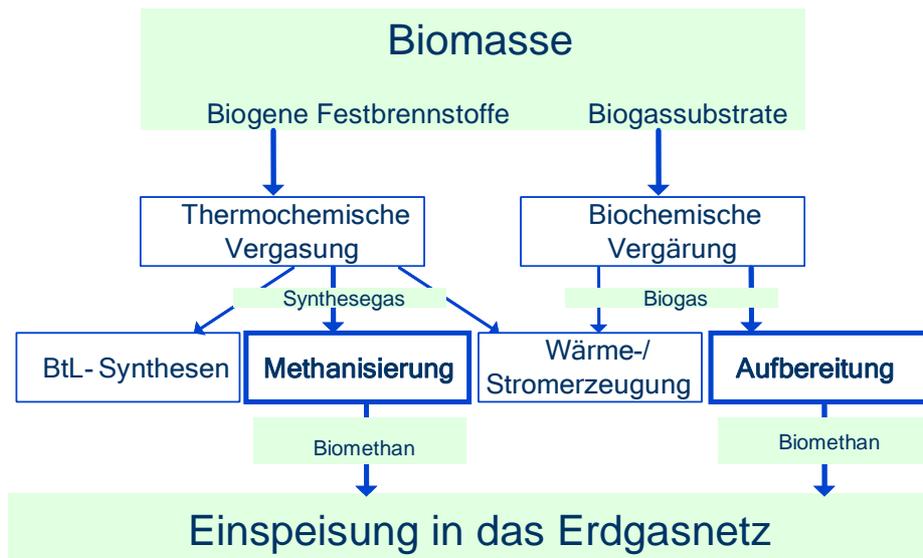


Abbildung 2-1: Verfahrensschritte der Bereitstellung von biogenen Gasen /2/

Dabei unterscheiden sich die Erzeugungstechnologien für Biogas und Bio-SNG in vielerlei Hinsicht, u. a.

- Verfahrensprinzip und -komponenten,
- Technische Reife und Forschungsbedarf,
- geeignete Rohstoffe,
- Leistungsbereiche,
- Reststoffe und Verwertungsoptionen,
- Gasreinigungsaufwand zur Sicherstellung der Gasqualität.

Um biogene Gase in das Erdgasnetz einspeisen zu können, sind vielfältige Verfahrensschritte notwendig. Dabei nimmt die Reinigung bzw. Aufbereitung der Gase auf Erdgasqualität eine ebenso bedeutende Rolle ein wie die Druckerhöhung des einzuspeisenden Gases auf den vorherrschenden Druck in der Erdgasleitung. Außerdem muss der Transport der biogenen Gase zur eigentlichen Einspeisestelle sichergestellt werden.

Mit der Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz ist es möglich den Ort der Gasnutzung vom Ort der Gasproduktion zu entkoppeln. Dies ermöglicht u. a.

- Versorgung von Gebieten mit hoher Nachfrage nach erneuerbaren Brenn- bzw. Treibstoffen (z. B. EU-15),
- Zentrale und damit effiziente Nutzung dezentral anfallender Biomassen

Für eine Einspeisung von Biomethan bestehen in fast allen europäischen Ländern Transport- und Verteilungsnetze die genutzt werden können (Abbildung 2-2). Produktionsseitig ist neben der Rohstoffbasis auch der Netzzugang entscheidend. Nutzungsseitig dürfte – infolge der wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen (u. a. Kyoto-Verpflichtungen, spezifischer Energieverbrauch) – v. a. in der EU-15 eine erhöhte Nachfrage bestehen. Für die Biogaseinspeisungsstrategie ergibt sich ein wesentlicher Transportbedarf von Ost nach West, der im Hochdrucknetz erfolgen muss.



Abbildung 2-2: Das europäische Erdgasnetz (ohne Darstellung der in Planung befindlichen Pipelines, wie Ostsee-/Nabucco-Pipeline) /3/

Im Folgenden werden die Einrichtungen zur Erzeugung und Aufbereitung separat für Biogas und Bio-SNG beschrieben und in einem synoptischen Vergleich gegenübergestellt. Bedingt durch die verfahrenstechnischen Analogien bei der Einspeisung und Verteilung (Transport)

von Biomethan aus bio-chemischer und thermo-chemischer Umwandlung wird dieses Kapitel gemeinsam für Biogas und Bio-SNG betrachtet.

2.2 Verfahrensbeschreibung Biogas

2.2.1 Erzeugung

Grundsätzlich kann eine landwirtschaftliche Biogasanlage unabhängig von der Betriebsweise in vier verschiedene Verfahrensschritte unterteilt werden:

- Anlieferung, Lagerung, Aufbereitung, Transport und Einbringung der Substrate
- Biogasgewinnung
- Gärrestlagerung und evtl. -aufbereitung und Ausbringung
- Biogasspeicherung, -aufbereitung und -verwertung

In Abbildung 2-3 sind die wesentlichen Anlagenkomponenten, Baugruppen und Aggregate einer landwirtschaftlichen Biogasanlage bei Verwendung von Kosubstraten dargestellt. Welche verfahrenstechnische Ausrüstung für die Anlage gewählt wird, ist in erster Linie von den zur Verfügung stehenden Substraten abhängig. Die Menge der Substrate bestimmt die Dimensionierung aller Aggregate und die Behältervolumina. Die Qualität der Substrate (TS-Gehalt, Struktur, Herkunft usw.) bestimmt die Auslegung der Verfahrenstechnik.

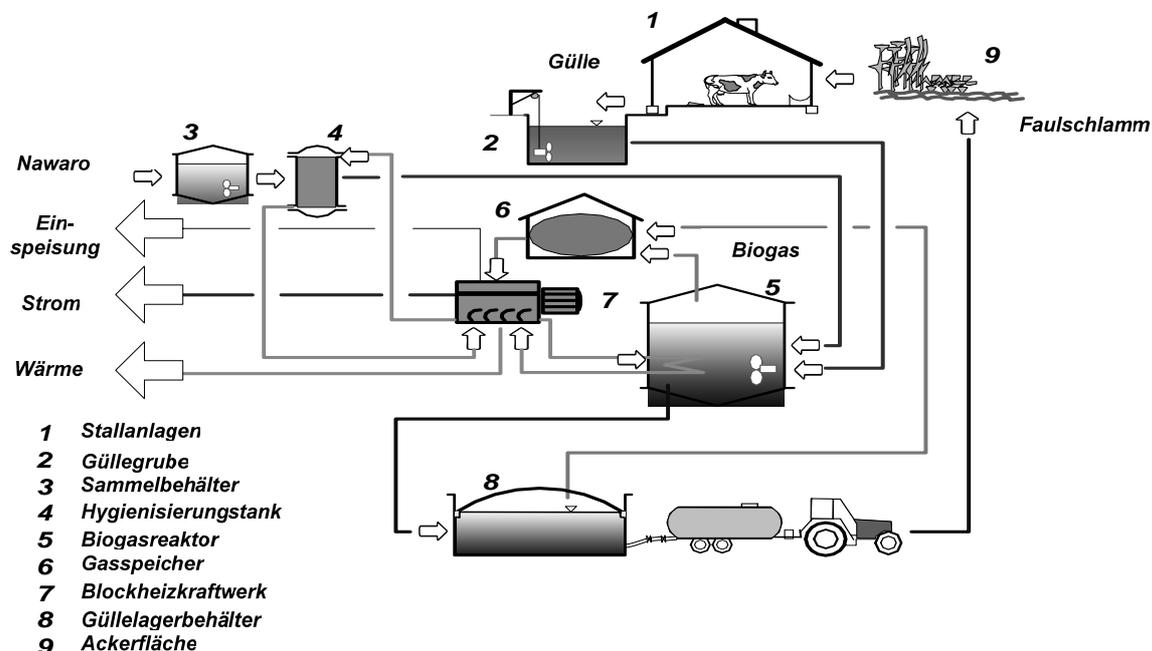


Abbildung 2-3: Schema einer landwirtschaftlichen Biogasanlage mit Verwendung von Kosubstraten /7/

Je nach Zusammensetzung der Substrate kann es notwendig sein, Störstoffe abzutrennen oder die Substrate durch Zugabe von Wasser anzumaischen, um sie in einen pumpfähigen Zustand zu überführen. Werden Stoffe verwendet, die einer Hygienisierung bedürfen, ist es

notwendig, eine Hygienisierungsstufe einzuplanen. Das Substrat gelangt nach der Vorbehandlung in den Fermenter, wo es vergoren wird, d.h. die organische Substanz biochemisch, in mehreren Abbaustufen zu Biogas umgesetzt wird. Der Gärrest wird in geschlossenen Nachfermentern mit Biogasnutzung oder offenen Gärrestbehältern gelagert und in der Regel als Flüssigdünger auf landwirtschaftlichen Nutzflächen ausgebracht. Das bei der Vergärung entstehende Biogas wird gespeichert und anschließend aufbereitet.

2.2.2 Aufbereitung

Biogas ist wasserdampfgesättigt und beinhaltet neben Methan (CH_4) und Kohlenstoffdioxid (CO_2) u. a. auch Spuren von Schwefelwasserstoff (H_2S). In Verbindung von Schwefelwasserstoff und dem im Biogas enthaltenen Wasserdampf kommt es zur Schwefelsäurebildung. Die Säuren greifen die zur Verwertung des Biogases verwendeten Motoren sowie vor- und nachgeschaltete Bauteile (Gasleitung, Abgasleitung usw.) an. Eine Entschwefelung und Trocknung des gewonnenen Biogases wird daher immer durchgeführt /7/. Für die Einspeisung ins Erdgasnetz ist eine weitere Aufbereitung notwendig, die insbesondere eine CO_2 -Abscheidung beinhalten muss. Hier stehen unterschiedliche Verfahren zur Verfügung (Abbildung 2-4). Die hier dargestellten Verfahren der Druckwechseladsorption (PSA) und Druckwasserwäsche (DWW) stellen dabei die derzeit hauptsächlich realisierten Technologien dar, wobei auch andere Verfahren wie beispielsweise chemische Wäschen und Membranverfahren am Markt verfügbar sind. Die grundsätzlichen Aufbereitungsschritte bleiben jedoch gleich.

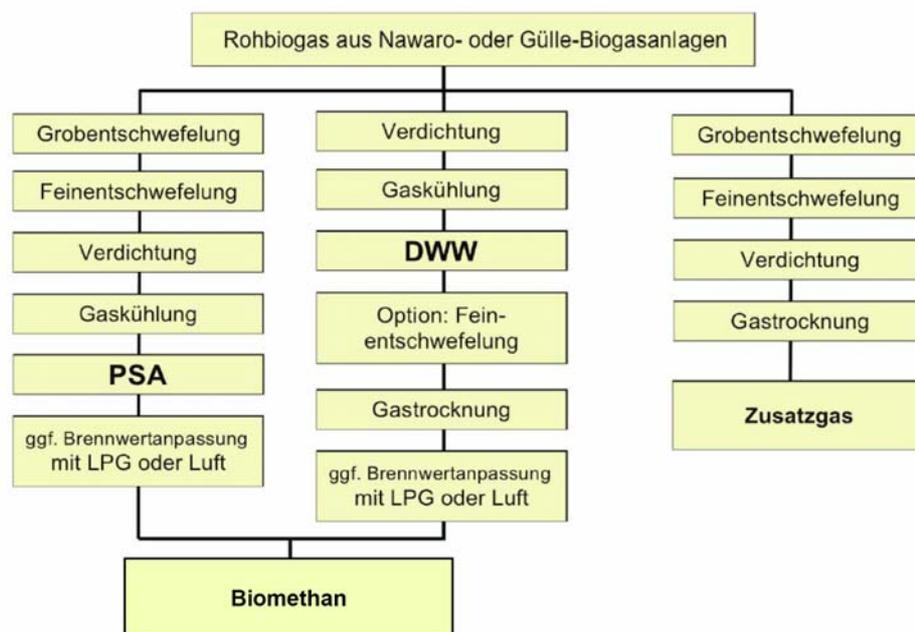


Abbildung 2-4: Erprobte Verfahren der Biogasaufbereitung (PSA: Druckwechseladsorption; DWW: Druckwasserwäsche) /35/

Tabelle 2-1: *Eigenschaften von Biogas und Erdgas im Vergleich*

Substanz	Biogas	Erdgas
Methan	50-70 %	93-98 %
Kohlendioxid	25-40 %	1 %
Stickstoff	< 3 %	1 %
Sauerstoff	< 2 %	-
Wasserstoff	Spuren	-
Schwefelwasserstoff	bis 4000 ppm	-
Ammoniak	Spuren	-
Ethan	-	< 3 %
Propan	-	< 2 %
Siloxane	Spuren	-

2.3 Verfahrensbeschreibung Bio-SNG

2.3.1 Erzeugung

Zur Umwandlung biogener Festbrennstoffe in Methan stellt die Vergasung die Schlüsseltechnologie dar und gewinnt in diesem Sektor bzw. Marktsegment immer mehr an Bedeutung. Als Vergasung wird dabei die thermochemische Umwandlung eines Vergasungsstoffs (d. h. Brennstoffs) mit einem Vergasungsmittel (z. B. Luft, Sauerstoff, Wasserdampf, Kohlenstoffdioxid) zur Herstellung brennbarer Gase (Vergasungsgas bzw. Produktgas) durch partielle Oxidation (Luftüberschusszahl < 1) bezeichnet. Dabei wird dem Prozess unter dem Einfluss von Wärme der freie oder gebundene Sauerstoff des Vergasungsmittels zugeführt, wodurch der Festbrennstoff in gasförmige Verbindungen aufgespalten und der zurückbleibende Kohlenstoff zu Kohlenstoffmonoxid teilverbrannt wird. Je nach Vergasungsstoff, Vergasungsmittel und Reaktionsbedingungen besteht das Vergasungsgas (Produktgas) aus den Hauptkomponenten Kohlenstoffmonoxid (CO), Wasserstoff (H₂), Kohlenstoffdioxid (CO₂), Methan (CH₄), Wasserdampf (H₂O) sowie – bei der Vergasung mit Luft – aus erheblichen Anteilen an Stickstoff (N₂).

Für die Methanisierung des Produktgases bieten sich prinzipiell unterschiedliche Vergasungsverfahren an. Ausgehend von der minimal erforderlichen Leistungsgröße und den Anforderungen an die Produktgasqualität erscheint der Einsatz einer Wirbelschichtvergasung sinnvoll. Unter den dazu verfügbaren Verfahren stellt sich – ausgehend von umfassenden Evaluierungsarbeiten – das Verfahren nach dem Güssing-Konzept (allotherme Zweibettwirbelschicht) als technisch besonders ausgereift (hohe Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit, Betriebserfahrungen von mehreren 10.000 h). Daneben bietet es weitere technische Vorteile (v. a. günstige Gaseigenschaften für SNG-Produktion, Möglichkeit der Einbindung kalorischer Gasreinigungsrückstände).

2.3.2 Aufbereitung

Die Produktgasreinigung erfordert unterschiedliche Verfahrensschritte wobei nach der Abkühlung des Gases zuerst Stäube und Teere abgetrennt werden. Nach der Verdichtung des

Produktgas ist die Nutzung zur Strom- und Wärmeerzeugung bereits möglich während für die Synthese von biogenen Gasen höhere Anforderungen an die Gasreinheit gestellt werden. Das vorgereinigte Produktgas muss nach mehrmaliger Komprimierung in zusätzlichen Reinigungsschritten gewaschen und getrocknet werden (z. B. Feinreinigung Auswaschung von Schwefel- und Chlorkomponenten) um die geforderten Qualitäten einzuhalten /9/. In weiteren Prozessschritten wird durch eine angegliederte Methanierung Bio-SNG (Biomethan) aus dem Produktgas erzeugt. In Abbildung 2-5 sind die wesentlichen Prozessschritte der SNG-Produktion dargestellt.

Unabhängig vom Syntheseverfahren und der eingesetzten Verfahrenstechnik ist jedoch eine entsprechende Gaskühlung unverzichtbar; die dabei anfallende Wärme kann dabei – je nach Konzept – beispielsweise in einen Niedertemperaturkreisprozess (ORC) zur Stromerzeugung eingebunden bzw. niederkalorische Wärme zur Fernwärmeerzeugung genutzt werden.

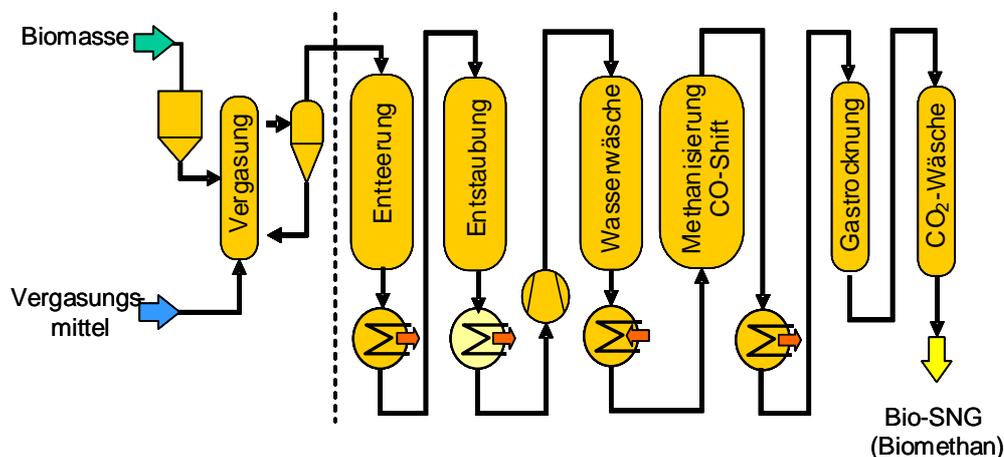


Abbildung 2-5: Verfahrensprinzip zur Herstellung von Bio-SNG (Biomethan), nach /36/

2.4 Technischer Stand der Biomethan-Erzeugungsoptionen

2.4.1 Gegenüberstellung der Verfahren

Der technische Stand der Erzeugung von Biomethan über Biogas bzw. Bio-SNG ist in Tabelle 2-2 gegenüber gestellt. Deutliche Unterschiede zeigen die Technische Reife, die Rohstoffbasis und der Leistungsbereich:

- Bezüglich der technischen Reife sind Bio-SNG-Anlagen ca. ab 2015 zu erwarten, während Biogasanlagen bereits zur Stromerzeugung vielfältig etabliert sind.
- Wegen der grundlegend unterschiedlichen Anforderungen an die eingesetzten Rohstoffe sind Rohstoffkonkurrenzen zwischen den Technologieoptionen nicht zu erwarten; jedoch können sich u. U. Flächenkonkurrenzen für den Energiepflanzenanbau ergeben (Flächen stehen nur einmal zur Verfügung).
- Entscheidender Faktor für den Anlagenleistungsbereich ist die Transportfähigkeit der eingesetzten Biomasse. Bio-SNG-Anlagen basieren hier auf grundsätzlich

besser transportfähigen Substraten, so dass – mit Blick auf die Gaseinspeisung – eine größere Ressourcenbasis erschließbar sein dürfte („Einzugskorridore entlang der Gasleitungen“)

Vergleichsweise ähnlich sind die flächenspezifischen Gaserträge, die bei der Nutzung von Energiepflanzen erwartet werden. Die beiden Verfahren zeigen damit grundsätzlich eine ähnliche Rohstoffeffizienz; entscheidend sind hier die Bedingungen vor Ort (d. h. Boden, Klima etc.).

Tabelle 2-2: Technischer Stand und Rohstoffbasis der verschiedenen Optionen zur Erzeugung von Biomethan /2/

	Biogas	Bio-SNG
Technische Reife	<ul style="list-style-type: none"> ⇒ Biogasgewinnung marktverfügbar (ca. 3.000 Anlagen in DE) ⇒ Komponenten zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität vorhanden und insbes. im europäischen Ausland im langjährigen Dauereinsatz 	<ul style="list-style-type: none"> ⇒ Vergasungsverfahren für fossile Einsatzstoffe Stand der Technik ⇒ Demoanlage ab ca. 2008 ⇒ Verfügbarkeit ggf. ab 2015
Forschungsbedarf	<ul style="list-style-type: none"> ⇒ Optimierung von Steuerung und Regelung des Biogasprozesses und der Gärrestaufbereitung ⇒ Upscaling Biogasanlagen ⇒ Optimierung der Biogasreinigung ⇒ Konzeptentwicklung zur Aufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz ⇒ Kostenoptimierung und Implementierung 	<ul style="list-style-type: none"> ⇒ Weiterentwicklung und Upscaling der Biomassevergasung ⇒ Gasreinigung/-konditionierung für geeignetes Synthesegas ⇒ Upscaling der Methanisierung (Synthese) und Erprobung der Katalysatorstandzeiten ⇒ effizientes Zusammenspiel der Systemkomponenten ⇒ Demonstration der Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit ⇒ Kostenreduktion und Implementierung
Leistungsklassen	kleiner Leistungsbereich mit ca. 1 bis 8 MW _{CH₄,th} (entspricht etwa 0,77 bis 6,2 Mio. m ³ _N)	großer Leistungsbereich mit ca. 85 bis 340 MW _{CH₄,th} (entspricht etwa 65 bis 260 Mio. m ³ _N)
Geeignete Rohstoffe	Biogassubstrate (überwiegend flüssig bzw. pastös, aber auch fest), v. a. Gülle, organische Reststoffe und Silage (z. B. Mais, Getreide, Gras)	Biogene Festbrennstoffe, v. a. holzartige Rohstoffe (z. B. Wald(rest)holz, Industrierestholz, Kurzumtriebsholz)
Störkomponenten	Lignozellulose (nicht abbaubar), Schwermetalle, toxische Stoffe	Nährstoffe und Aschebildner (halmgutartige Rohstoffe wie Stroh, Miscanthus etc. daher technisch schwieriger)
Rohstoffbedarf	ca. 15.000 t Frischmasse pro Jahr je MW _{CH₄,th}	ca. 3.500 t Frischmasse pro Jahr je MW _{CH₄,th}
Transportfähigkeit des Rohstoffs	begrenzt (5 bis 30 km)	grundsätzlich gegeben (unimodal bis 150 km); angepasste Logistikkonzepte notwendig
Flächenspezifischer Methanertrag (Energiepflanzen)	3.000 bis 4.500 m ³ _N /(ha a) (z. B. Maissilage)	3.500 bis 5.000 m ³ _N /(ha a) (Kurzumtriebsholz, z. B. Weide)

2.4.2 Referenzkonzepte

Für die weitergehenden Betrachtungen wurden zwei Referenzkonzepte zur Bereitstellung von Biomethan aus Biogas bzw. Bio-SNG definiert. Diese sind in Abbildung 2-6 (Referenzkonzept „Biomethan aus Biogas“) und Abbildung 2-7 (Referenzkonzept „Biomethan aus Bio-SNG“) dargestellt. Die beschriebenen Stoffströme, Energieeinsätze etc. bilden u. a. die Grundlage für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen in Kapitel 4.

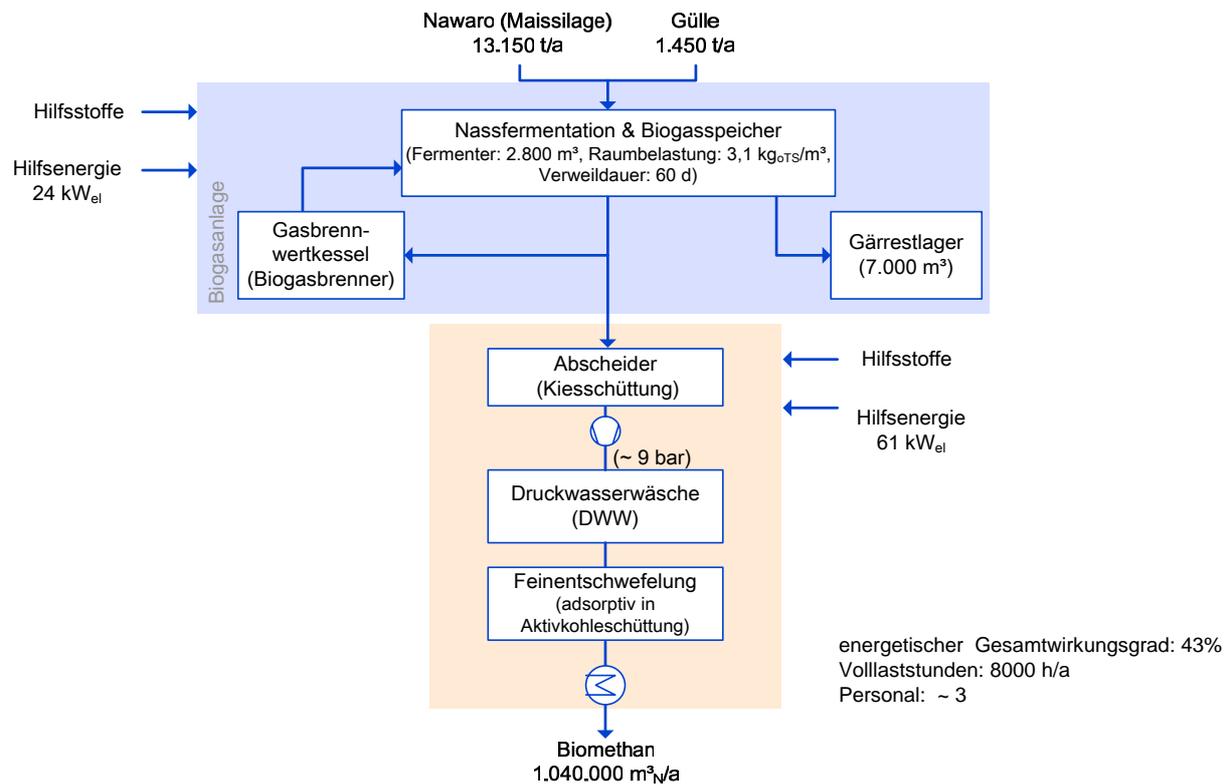


Abbildung 2-6: Referenzkonzept „Biomethan aus Biogas“ – 1,3 MW_{th}-Anlage /2/

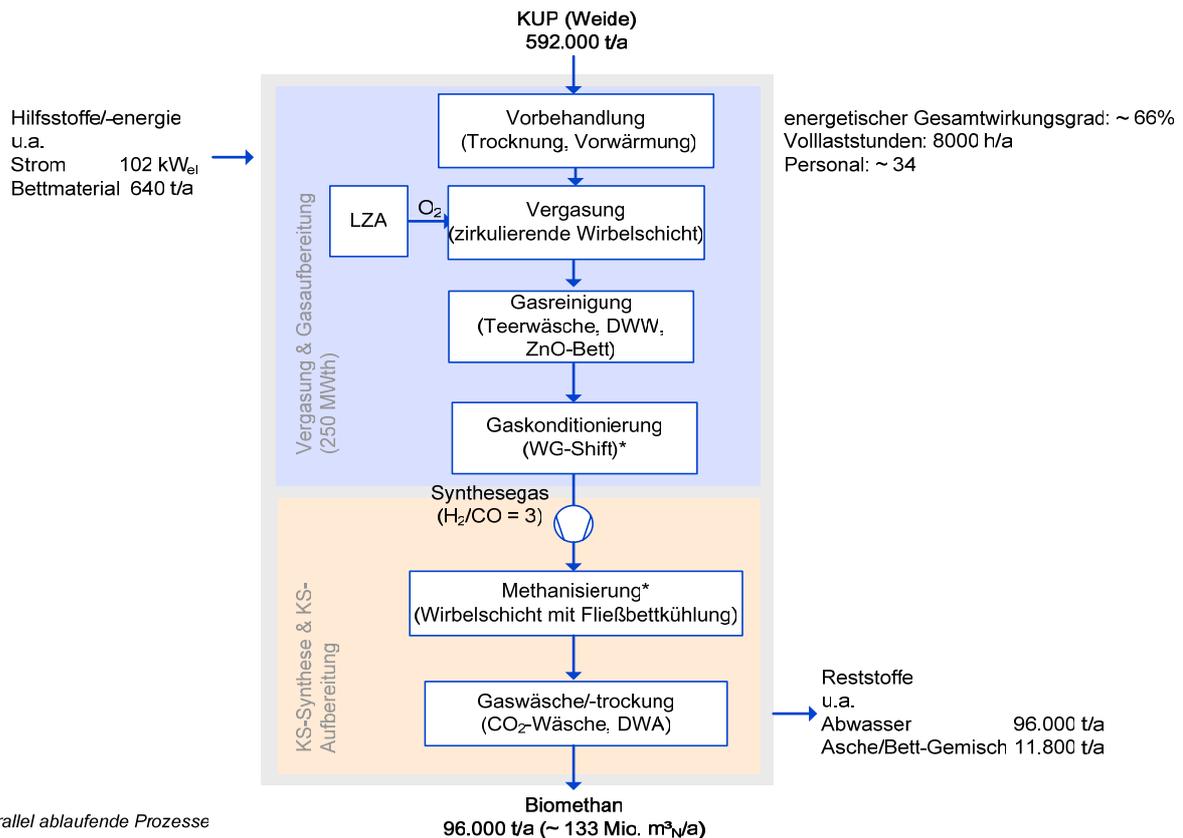


Abbildung 2-7: Referenzkonzept „Biomethan aus Bio-SNG“ – 167 MW_{th}-Anlage /2/

2.5 Einspeisung und Transport

2.5.1 Technische Einordnung

Das Erdgasnetz ist in vier Versorgungsebenen eingeteilt. Das **internationale Fernleitungsnetz** (Ebene 1) wird mit einem Nenndruck zwischen 80 bis 120 bar betrieben. Die Normvolumenströme betragen dabei ca. 1,0 bis 2,5 Millionen m³_N/h. Der Druck in der Leitung hängt zum einem von den netzhydraulischen Gegebenheiten (Temperatur, Höhen, Rohrreibung), also dem zu betrachtenden Punkt im Gasnetz ab. Zum anderen wird der Druck verändert, um zeitliche Schwankungen der Netzlast auszugleichen. In Sommermonaten z. B. ist der Leitungsdruck höher, damit das nicht verbrauchte, eingespeiste Gas im Netz zwischengespeichert werden kann. Dabei kann eine Druckerhöhung je nach Auslegung z. B. von 80 bar auf 90 bar erfolgen. Für die Biogaseinspeisung würde das eine zusätzliche Druckerhöhung im Sommer bedeuten.

Der Abstand der Verdichterstationen im Fernleitungstransport zum Ausgleich der verschiedenen hydraulischen Bedingungen beträgt zwischen 100 und 200 km /4/. Der zulässige Druckabfall zwischen den Kompressoren darf zwischen 1,2 und 1,4 liegen /4/; das bedeutet z. B., dass sich bei 80 bar Nenndruck ein Druck von 67 bis 57 bar vor der nächsten Verdichterstation einstellt. An dieser Stelle ist eine Einspeisung bevorzugt vorzunehmen, da geringere Aufwendungen für die Druckerhöhung notwendig sind.

Das **innerdeutsche (nationale) Ferntransportnetz** (Ebene 2) verbindet die internationale Transportebene mit den regionalen bzw. lokalen Versorgungsgebieten. Diese Leitungen werden bei Nenndruck zwischen 25 bis 80 bar betrieben. Die **Regionalnetze** (Ebene 3) verbinden die Ferntransportleitungen mit der lokalen Verteilebene. Regionale Leitungen werden in einem breiten Spektrum von 1 bis 70 bar betrieben. Bei den **lokalen Verteilungsnetzen** (Ebene 4) handelt es sich um eng vermaschte Netze, welche der lokalen Versorgung mit Erdgas dienen. Auf der tiefsten Netzebene liegen die Nennwerte von Fließdrücken zwischen ≤ 30 bis 100 mbar.

Die mögliche Einspeisung von Biogas in die Ebenen 2 bis 4 wurde in der Studie „Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz“ untersucht /5/. In der Studie wurde auf die unterschiedlichen zu beachtenden Restriktionen hingewiesen. Im Ergebnis konnte herausgestellt werden, dass im Hochdrucknetz keine Beschränkungen für die Einspeisung der relativ niedrigen Volumenströme aus der Biogaserzeugung bestehen. Mitteldruck- und Niederdrucknetze bieten keine ausreichenden Puffermöglichkeiten, um Gas in größeren Mengen zwischenspeichern. Das in die Leitung physikalisch eingespeiste Gas muss auch zeitnah wieder physikalisch aus der Leitung entnommen werden. Eine Einspeisung in diese Druckstufen erfordert ggf. für den Einzelfall eine spezielle Untersuchung.

Technisch ist eine Einspeisung von aufbereitetem Biogas mit erdgasäquivalenter Qualität in eine Hochdruckfernleitung realisierbar. Die entsprechenden Kompressoren mit unterschiedlicher Auslegung für die geringeren Volumenströme sind am Markt vorhanden.

Für die Einspeisung in eine Leitung ist eine Druckanhebung über den in der Transportleitung am Einspeisepunkt vorliegenden Druck erforderlich, damit das Gas in das nachgelagerte Netz verteilt wird. Deshalb ist für jeden Einspeiseort eine eigene Bemessung und Regulierung des Druckniveaus notwendig.

Die Verdichtung von Erdgas auf ein hohes Druckniveau erfolgt in mehreren Stufen und ist vom gewählten Verdichtungsverhältnis der Kompressoren abhängig. Bei der Verdichtung erwärmt sich das Fluid und muss ggf. gekühlt werden. Der energetische Aufwand bei einer Verdichtung liegt je nach technischem Wirkungsgrad (Verdichter und Antriebsaggregat), Verdichtungsverhältnis des Kompressors, Gaszusammensetzung (z. B. Erdgas L oder H) und Ausgangstemperatur zwischen 2 bis 10 % der transportierten Energie von Erdgas. Bei der Verdichtung geringer Volumenströme können Hubkolbenverdichter eingesetzt werden. Die Verdichtung der hohen Volumenströme beim Erdgasferntransport erfolgt meist mit Turboverdichtern, in denen ein Teilstrom des Erdgases für den Antrieb des Verdichters genutzt wird /4/.

Trotz der technischen Machbarkeit und der vorhandenen Techniken ist die Druckanhebung und Einspeisung von aufbereitetem Biogas oder SNG in das Ferntransportnetz nicht Stand der Technik. Deshalb ist eine Abschätzung der entstehenden tatsächlichen Kosten nur sehr schwierig möglich. Die Gasbeschaffenheit des aufbereiteten Biogases oder SNG spielt bei der Auslegung der Kompressoren und des erforderlichen Zubehörs eine beachtliche Rolle.

Eine physikalische Einspeisung in ein vorhandenes Versorgungsnetz bei niedrigem Druckniveau und Verwertung im selben oder niedrigeren Druckbereich ist immer zu bevorzugen. Dabei ist die Verrechnung der eingespeisten und an einem anderen, fernen Ort entnommenen Gasmengen als Energieäquivalente (Bilanzkreis) in den entsprechenden politischen Rahmenbedingungen zu überlegen.

2.5.2 Einordnung der Rahmenbedingungen

Im Rahmen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) erfolgt derzeit die Liberalisierung des Gasmarktes. Dabei wird eine Vielzahl von Problemen (z. B. physikalischer Gastransport, Netz-hydraulik, Vertragsmodelle, Bilanzkreise, Abrechnung, Brennwertverfolgung) regelmäßig zur Diskussion gestellt, für die es derzeit noch keine abschließenden Lösungen in Deutschland gibt.

Die Transportkosten im Versorgungsgebiet eines Netzbetreibers werden durch komplizierte mathematische Verteilungsrechnungen auf die Gasausspeisepunkte umgelegt. Dadurch ist an dieser Stelle keine endgültige Aussage über die Höhe der entstehenden Kosten möglich. Im Einzelfall kann eine modellhafte Berechnung an einem Ausspeisepunkt der einen Zone und an einem Nahe gelegenen Ausspeisepunkt einer anderen Zone wesentliche Kostenabweichungen aufweisen. Die entstehenden Kosten für den Ferntransport von Biomethan können nicht sicher ermittelt werden, da der Erdgastransport und die Gasliefermengen in internationalen Verträgen der Lieferanten bei erheblich höheren Transportmengen geregelt sind.

Die derzeitige Situation auf dem osteuropäischen Gasmarkt - insbesondere Russland - lässt auch zukünftig keine vergleichbare Liberalisierung erwarten. Der physikalische Einspeisepunkt ist auch gleichzeitig ein potenzieller Ausspeisepunkt, was politisch eine große Rolle spielt (z. B. in Bezug auf den Ukraine-Konflikt). Damit kann davon ausgegangen werden, dass einer Einspeisung von Gasen Dritter (Biogas oder SNG) in das vorhandene Gastransportnetz nicht ohne weiteres stattgegeben wird. Darüber hinaus müssen die Anforderungen auch bezüglich einer Sicherstellung der Gasqualität sowie bezüglich der erwarteten Bereitstellungs-kosten geprüft werden.

3 Potenziale

Nachfolgend werden die Potenziale zur Erzeugung und Einspeisung von biogenen Gasen in Europa dargestellt. Hierzu erfolgt

- die Abschätzung des **technischen Brennstoffpotenzials (Primärenergieträgerpotenzial)**, d. h. die aus technischer Sicht verfügbar zu machenden Brennstoffmengen zur Erzeugung von Biogas und Bio-SNG,
- die Ableitung des **technischen Biomethanpotenzials (Sekundärenergieträgerpotenzial)** unter Berücksichtigung typischer Einzugsradien für die Einspeisung ins Erdgasnetz.

Definitionsgemäß lässt das technische Potenzial die Stoffströme für die Nahrungsmittelproduktion und die stoffliche Nutzung außen vor, nicht aber alternative (u. U. bereits etablierte) energetische Nutzungen /10/.

3.1 Grundlegende Annahmen

3.1.1 Rohstoffbasis

Vielfältige Biomassen sind für die Erzeugung von biogenen Gasen einsetzbar. Eine Übersicht über die gegenwärtigen Biomassepotenziale für Deutschland zeigt Abbildung 3-1. Die Anteile der einzelnen Biomassefraktionen stellen sich in Europa ähnlich dar.

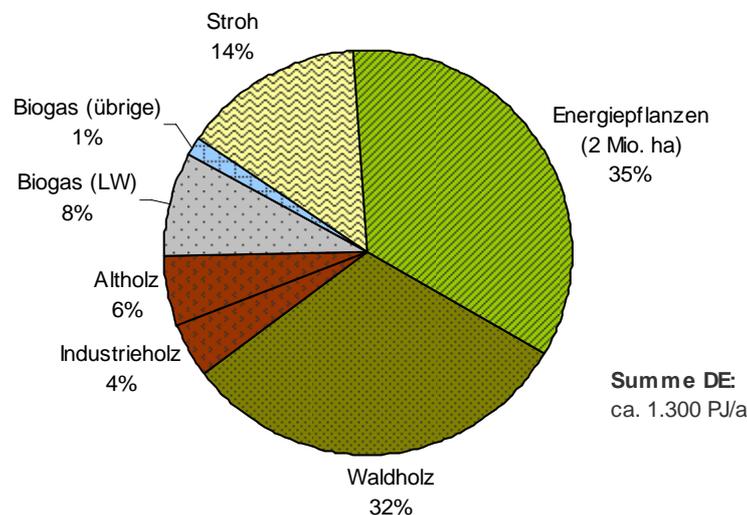


Abbildung 3-1: Gegenwärtige Biomassepotenziale für Deutschland /2/

Mit Blick auf eine europäische Biogasstrategie (Erzeugung von Biomethan in definierter Qualität in großen Anlagen) stellen sich die verschiedenen Fraktionen unterschiedlich dar:

- **Energiepflanzen, Wald(rest)holz, Industrierestholz und landwirtschaftliche Rückstände (Gülle)** bieten sowohl in der Qualität als auch in Hinblick auf die



Rohstofflogistik günstige Voraussetzungen für die Nutzung in Anlagen zur Erzeugung und Einspeisung von biogenen Gasen.

- **Abfallfraktionen** fallen punktuell an, sind vielfach mit Verunreinigungen belastet und in Hinblick auf künftige Mengenströme teilweise schwer einschätzbar – entsprechend werden sie nachfolgend nicht betrachtet.
- **Stroh und Landschaftspflegematerial** haben sowohl für die Biogas- als auch für die Bio-SNG-Erzeugung nachteilige Eigenschaften und Inhaltsstoffe und bergen zudem – bei übermäßiger Entnahme – die Gefahr der Beeinträchtigung von Nährstoffkreisläufen. Auch Stroh wird daher nicht in der Potenzialermittlung berücksichtigt.

Damit werden die Potenziale der Land- und Forstwirtschaft komplett als potenzielle Rohstoffbasis berücksichtigt, während aus dem Bereich der Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle nur ca. 50 % einfließen; in Hinblick auf das Gesamtpotenzial bedeutet dies in der Europäischen Union eine Reduzierung um ca. 10 bis 15 % gegenüber einem uneingeschränkten Einsatz der Biomassepotenziale für die Erzeugung von Biomethan¹; in den CIS-Staaten dürfte der Effekt voraussichtlich geringer sein.

Die nicht betrachteten Potenziale können im Einzelfall durchaus für die Bereitstellung von biogenen Gasen zum Einsatz kommen, jedoch sind sie als strategisches Element einer europäischen Strategie zur Versorgung mit biogenen Gasen nur eingeschränkt geeignet.

3.1.2 Flächenverfügbarkeit für den Energiepflanzenanbau

Energiepflanzen können auf Flächen angebaut werden, die nicht mehr für die Nahrungsmittelproduktion benötigt werden; dabei wird eine Nahrungsmittel-Selbstversorgung der Regionen unterstellt.

Die Agrarpolitik der EU entwickelt sich maßgeblich unter dem Einfluss der GATT- und WTO-Verhandlungen, wobei der Abbau der inländischen Agrarpreisstützung, die Reduzierung von Exportsubventionen sowie die Öffnung von Märkten gegenüber Drittländern eine zentrale Rolle spielen. Diese Entwicklung zeigt auf, dass eine Vielzahl von Flächenfreisetzungen erfolgen wird, welche sich vor allem aus den nachfolgend genannten Prozessen generieren:

- durch technischen Fortschritt in der agrarischen Rohstoffproduktion (Ertragssteigerung) und Tierproduktion (effizientere Futtermittelverwertung),
- durch die Reduzierung von subventionierten Exporten,
- durch Entkopplung von Zahlungen,
- durch die Osterweiterung.

¹ Die nicht berücksichtigten Stoffströme umfassen in DE (2010): 220 PJ/a von ca. 1.500 PJ/a bzw. in EU-28 (2010): 1.300 PJ/a von ca. 11.000 PJ/a (Daten aus /10/)

Zukünftig werden in der EU für den Anbau von Bioenergieträgern mehrere Ressourcen zur Verfügung stehen, die sich aus Stilllegungsflächen, ehemaligen Zuckerrübenanbauflächen (Reform der Zuckermarktordnung) sowie aus Raufutterflächen (Flächen, die wegen der zurückgehenden Viehhaltung freigesetzt werden) zusammensetzen. Weiterhin ist auf die erwarteten hohen Ertragssteigerungsraten in Osteuropa zu verweisen, die weitere Potenziale für die Biomasseproduktion bereitstellen werden. Detaillierte Abschätzungen hierzu finden sich in /10/. Die dort ermittelten Flächenpotenziale werden als Basis für die Berechnungen der Erzeugungspotenziale an biogenen Gasen verwendet.

Für die CIS-Staaten liegen vergleichbare Daten nicht vor. Auch können mit Trendfortschreibungen (siehe /10/) keine nennenswerten Flächenpotenziale ermittelt werden (rückläufiger Trend bei unzureichender Selbstversorgung mit Nahrungsmitteln).

Entsprechend erfolgt eine Abschätzung auf Basis einer agrarpolitischen Einordnung der drei Länder:

- Der **Agrarpolitik Russlands** liegen drei Reformprogramme² zugrunde, die vielfältige Ziele und Maßnahmen in agrarpolitischen Programmen beinhalten. Dabei haben Programme zur Gestaltung der institutionellen Rahmenbedingungen das Ziel der Schaffung „effizienter“ Agrarmärkte, der Risikoabsicherung, Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit von Agrarprodukten, Verbesserung der beruflichen Qualifikation von Fachkräften sowie die Entwicklung eines funktionierenden Bodenmarktes. Programme zur Unterstützung von Wirtschaftsprozessen und Wirtschaftsstrukturen zeigen deutlich lenkenden und protektionistischen Charakter auf. Dabei bezieht sich die „Lenkung“ auf die Förderung bestimmter Produktionszweige (Selbstversorgung bei Fleisch, Eiern, Milch und Milchprodukten sowie Obst und Gemüse) sowie die Umstrukturierung von landwirtschaftlichen Betrieben. Die protektionistische Ausrichtung wird in der zunehmenden binnen- und außenwirtschaftlichen Regulierung deutlich, die eine bedeutende Rolle in der zukünftigen russischen Agrarpolitik einnimmt /24/. Die Biomasseproduktion besitzt in der gegenwärtigen agrarpolitischen Ausrichtung keine Bedeutung.
- Die **weißrussische Agrarpolitik** verfolgt das Ziel der Sicherung des stabilen Produktionswachstums von landwirtschaftlichen Unternehmen³, wobei eine möglichst vollkommene Ausnutzung von Potenzialen (z. B. bodenklimatisch, materialtechnisch) und Ressourcen (z. B. technisch, organisatorisch) erfolgen soll. Damit soll für die inländische Bevölkerung eine stabile Nahrungsmittelversorgung gesichert werden. Weiterhin haben der Schutz der heimischen Agrarproduktion sowie die Exportförderung eine große Bedeutung. Wegen des hohen Maßes an Staatseingriffen und der Erhaltungspolitik von planwirtschaftlichen Strukturen (Betriebs- und Organisationsstrukturen landwirtschaftlicher Unternehmen in Form von Sowchosen und Kolchosen) erscheint

² Die drei Reformprogramme unterteilen sich in das längerfristige („Die grundlegende Ausrichtung der Agrar- und Ernährungspolitik für die Jahre 2001 – 2010“), das mittelfristige („Programm der sozio-ökonomischen Entwicklung der Russischen Föderation in mittelfristiger Perspektive (2003 – 2005)“) und das kurzfristige Reformprogramm.

³ Die Entwicklung der Agrarstrukturen basiert hauptsächlich auf der Förderung von großbetrieblichen Strukturen, da es keine Alternative der Großproduktion im Agrarbereich gibt /20/

die Orientierung auf den Nichtnahrungsmittelanbau (z. B. Bioenergiepflanzenanbau) nicht viel versprechend (ausgenommen Futtermittelanbau) /20/.

- Die **Ukraine** weist ähnlich wie Russland und Weißrussland deutliche Defizite an klaren Konzeptionen für Reformen des Agrarsektors auf. Ebenso wie die russische und weißrussische Landwirtschaft hat die Ukraine unter dem kontinuierlichen Rückgang der Agrarproduktion zu leiden. Um diesem Phänomen entgegenzuwirken werden gegenwärtig Maßnahmen wie Interventionssysteme und Quotenregelungen von Seiten der ukrainischen Agrarpolitik empfohlen, die den Aufbau der landwirtschaftlichen Protektion fördern. Problematisch erscheint auch die Situation auf dem nicht funktionierenden Bodenmarkt. Die sich daraus ergebenden Mobilitätsprobleme für Boden (nicht vorhandene Ressourcenallokation) beeinträchtigen landwirtschaftliche Unternehmen und deren Kapitalverfügbarkeit besonders stark. Dies ist nicht nur schädlich für die ukrainische Landwirtschaft, sondern verschwendet auch vorhandene Potenziale⁴ /25/. Trotz weitreichender Probleme im Bereich der Nahrungs- und Futtermittelproduktion kommen vermehrt Forderungen nach einer Ausweitung des Energiepflanzenbaus zu Tage (z. B. Ausweitung des Rapsanbaus von gegenwärtig 1 % der Ackerfläche auf 10 % bis 2010).

Es gilt festzuhalten, dass die Länder Russland, Weißrussland und Ukraine bedeutende physische Potenziale für die Biomassebereitstellung in der Landwirtschaft besitzen, jedoch ist deren Nutzung wegen häufig gegenteilig ausgerichteter Zielsetzungen der Politik als auch aufgrund von Konkurrenzsituationen gegenüber dem Nahrungsmittel- und Futtermittelpflanzenanbau (häufig Selbstversorgungsgrade unter 100 %) stark eingeschränkt. In Hinblick auf künftige Energiepflanzenpotenziale kann unterstellt werden, dass bei hinreichender Marktattraktivität die Leistungsfähigkeit der Landwirtschaft mittelfristig gesteigert werden könnte. Erste Anzeichen dahingehend finden sich u. a. bei der Rapsproduktion in der Ukraine /26/. Aus diesen Überlegungen heraus wird das Flächenpotenzial für den Energiepflanzenanbau in den CIS-Staaten auf 10 % im Jahr 2005 und 20 % im Jahr 2020 geschätzt.

Während prinzipiell die Flächenfreisetzung infolge verbesserter Produktionsbedingungen in der Landwirtschaft richtungssicher ist, bleibt die Frage, ob dies bis 2020 schon im hier erwarteten Umfang erreicht wird, mit großen Unsicherheiten behaftet: Von Seiten einschlägiger Agrarexperten werden die Möglichkeiten mittelfristiger Flächenfreisetzungen teilweise deutlich geringer eingeschätzt /11/, während von Seiten der Biomasseforschung teilweise bedeutend höhere Freisetzungen erwartet werden /12/.

Die künftigen Flächenfreisetzungen haben in Hinblick auf die Potenziale einen dominierenden Einfluss. Daher werden hierzu Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Bei allen Betrachtungen bleibt die Nahrungsmittelversorgung in vollem Umfang erhalten.

⁴ Während fruchtbare Böden der Ukraine nicht mit dem besten Management und Know-how kombiniert werden; erfolgt anderenorts die Produktion von landwirtschaftlichen Produkten unter ökonomisch marginalen und ökologisch bedenklichen Bedingungen /25/.

3.1.3 Energiepflanzenenerträge

Auf den freigesetzten Flächen können verschiedene Energiepflanzen angebaut werden. Für die Produktion von Biogas können dies unterschiedliche Biogassubstrate sein, für die Gewinnung von Bio-SNG vor allem Holz (sog. Kurzumtriebsholz wie z. B. Weide).

Prinzipiell bestehen sowohl beim Anbau von Biogassubstraten als auch beim Anbau von Kurzumtriebsholz zur SNG-Produktion große Ertragsschwankungen. So werden europaweit für Biogassubstrate Frischmasseerträge von 15 bis 60 t/(ha a) (Mais) bzw. 2 bis 8 t/(ha a) (Getreide) und für Kurzumtriebsholz Frischmasseerträge von 10 bis 35 t/(ha a) berichtet /13/. Auch werden für beide Systeme in der Literatur Ansatzstellen für signifikante Ertragssteigerungen aufgezeigt /13//14/, jedoch sind hier vielfältige Standortbedingungen zu beachten, die bei der hier betrachteten Fragestellung nicht berücksichtigt werden können.

Für die Modellrechnungen werden daher für alle Regionen und Zeitpunkte einheitliche und moderate Energiepflanzen-Biomethanerträge angenommen:

- Die regionale Vereinheitlichung unterstellt, dass die benötigten Energiepflanzenmengen und Qualitäten nur in großen, technisch optimierten Produktionssystemen bereitgestellt werden können, die europaweit einen ähnlichen technischen Standard (und damit ein vergleichbares Ertragsniveau) aufweisen dürften.
- Die zeitliche Vereinheitlichung unterstellt, dass eine europäische Strategie für Biomethan nicht kurzfristig umgesetzt werden kann, und damit die erwarteten Ertragssteigerungen bei einem etablierten Energiepflanzenanbau vor allem nach 2020 erwartet werden können.
- Mit den moderaten Ertragserwartungen wird den vielfältigen Standortbedingungen Rechnung getragen, die hier nicht näher untersucht wurden.
- Die Gleichbehandlung von Biogas und Bio-SNG basiert auf den ähnlichen flächenspezifischen Methanerträgen beider Systeme (die Biomethanerzeugung von 35 $t_{FM}/(ha \cdot a)$ aus Mais entspricht etwa der von 20 $t_{FM}/(ha \cdot a)$ aus Kurzumtriebsholz).

Für alle Rohstoffe (Biogas und Bio-SNG) wird ein Methanertrag von 3.750 $m^3_N/(ha \cdot a)$ angenommen (entspricht einem Frischmassenertrag von 35 $t_{FM}/(ha \cdot a)$ für Biogassubstrate bzw. 20 $t_{FM}/(ha \cdot a)$ für Kurzumtriebsholz). In einer ergänzenden Sensitivitätsanalyse wird die Auswirkung einer gemittelten Ertragssteigerung von 30 % bis zum Jahr 2020 betrachtet.

3.1.4 Einzugsradien der Anlagen zur Erzeugung und Einspeisung von Biomethan

Die Anordnung der Konversionsanlagen (Biogas-, Vergasungsanlagen) wird in unmittelbarer Nähe zu dem vorhandenen Gasnetz erfolgen. Dabei werden die für den Anlagenbetrieb notwendigen Substrate aus einem definierten Einzugsradius bezogen (Biogas Substrate ≤ 30 km; Bio-SNG Substrate ≤ 150 km); innerhalb dieser Korridore steht dann anteilig Fläche für den Energiepflanzenanbau zur Verfügung (z. B. 10 % der Ackerflächen in den Korridoren der CIS-Staaten für die Abschätzung der gegenwärtigen Potenziale); d. h. auch hier werden weiterhin uneingeschränkt Nahrungsmittel für die rechnerische Selbstversorgung produziert.

Demnach können nicht in allen Ländern sämtliche Substrate für die energetische Verwendung genutzt werden. Nachfolgend sind in Abbildung 3-2 und Abbildung 3-3 die jeweiligen Korridore abgebildet, die sich bei einer Biogas- bzw. einer Bio-SNG-Einspeisung ergeben würden. Dabei wird ersichtlich, dass der sich ergebende Korridor bei der Biogaserzeugung im Vergleich zur Bio-SNG deutlich kleiner ist aufgrund der begrenzten Transportfähigkeit der Biogassubstrate⁵.

3.1.5 Nutzung des Gasnetzes

Für die Berechnungen wird das gegenwärtige Gasnetz zu Grunde gelegt. Für Osteuropa wird nur das Transportnetz berücksichtigt, für Westeuropa zusätzlich das Verteilungsnetz: hier wird erwartet, dass im Rahmen einer europäischen Strategie für Biomethan auch lokale und regionale Gasversorgungssysteme eine signifikante Bedeutung erhalten können. Prinzipiell ist eine solche Nutzungsstruktur auch für Osteuropa möglich, infolge politischer Rahmenbedingungen erscheint die Etablierung solcher Strukturen bis 2020 jedoch sehr unwahrscheinlich.

Die Ausbaupläne für das Gasnetz werden nicht weiter berücksichtigt, da sie nur geringe Auswirkungen auf die Versorgungsszenarien für Biomethan haben und politisch teilweise sehr unsicher sind.



Abbildung 3-2: Einzugsgebiete für Biogasanlagen

⁵ Prinzipiell können die Biogaskorridore durch den Aufbau von lokalen und regionalen Netzen erweitert werden. Aus Einspeisungssicht kann ein solcher Ansatz sinnvoll sein. Bei dem gewählten Ansatz ändern sich dadurch jedoch die Gesamtpotenziale nicht; lediglich der Anteil von Biogas würde dann größer ausfallen.

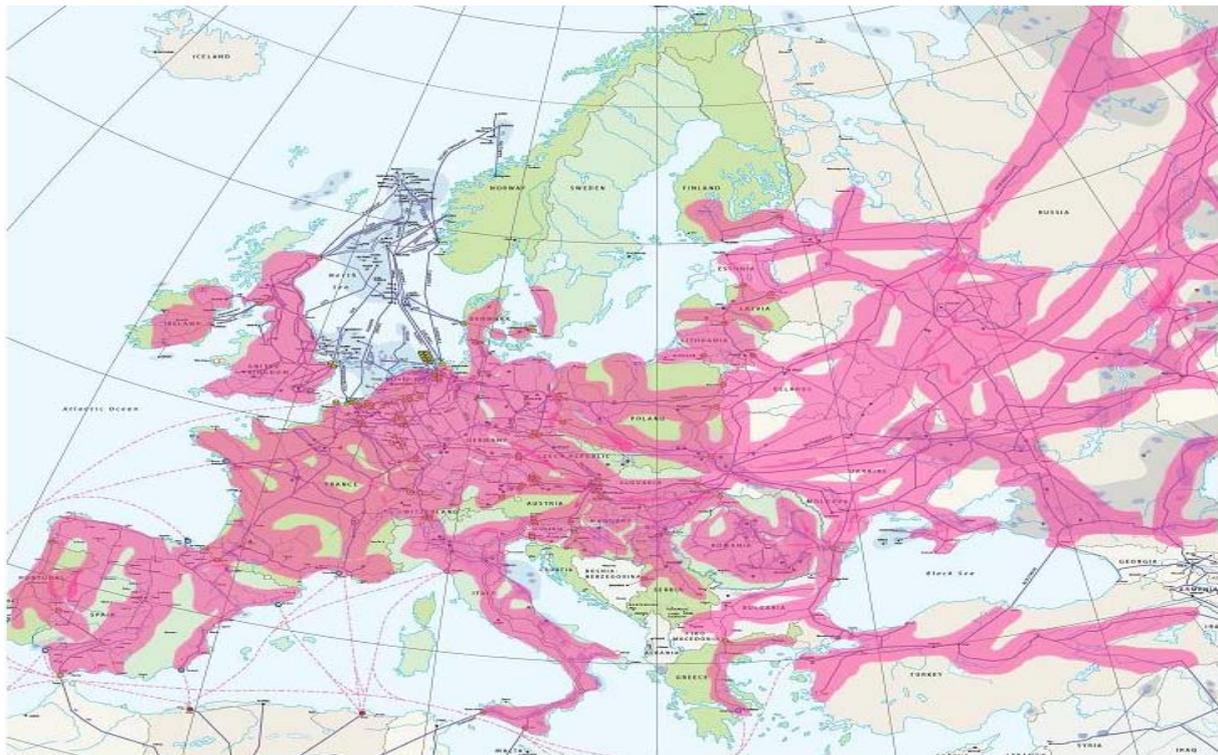


Abbildung 3-3: Einzugsgebiete für Bio-SNG-Anlagen

3.2 Ermittlung der Brennstoffpotenziale

Für die Ermittlung der technischen Biomassepotenziale werden drei Herkunftsbereiche unterschieden /10/:

- die Landwirtschaft,
- die Forstwirtschaft und
- die Holzindustrie.

Die Potenziale aus der Forstwirtschaft und der holzverarbeitenden Industrie sind dabei nur für die Bio-SNG-Produktion von Bedeutung. Nachfolgend sind die wesentlichen Annahmen zur Berechnung der Potenziale dargestellt. Die detaillierten Berechnungen der Potenziale finden sich in Anhang A. Eine einführende Charakterisierung der betrachteten Länder geben die spezifischen Acker- und Waldflächenanteile in Abbildung 3-4 f. So besitzen Länder wie die Ukraine, Ungarn, Dänemark aber auch Frankreich, Polen und Deutschland bedeutende Ackerflächenpotenziale, die für den Anbau von Energiepflanzen zur Verfügung stehen. Erwartungsgemäß besitzen Länder wie Russland, Schweden und Finnland die höchsten Waldflächenanteile.

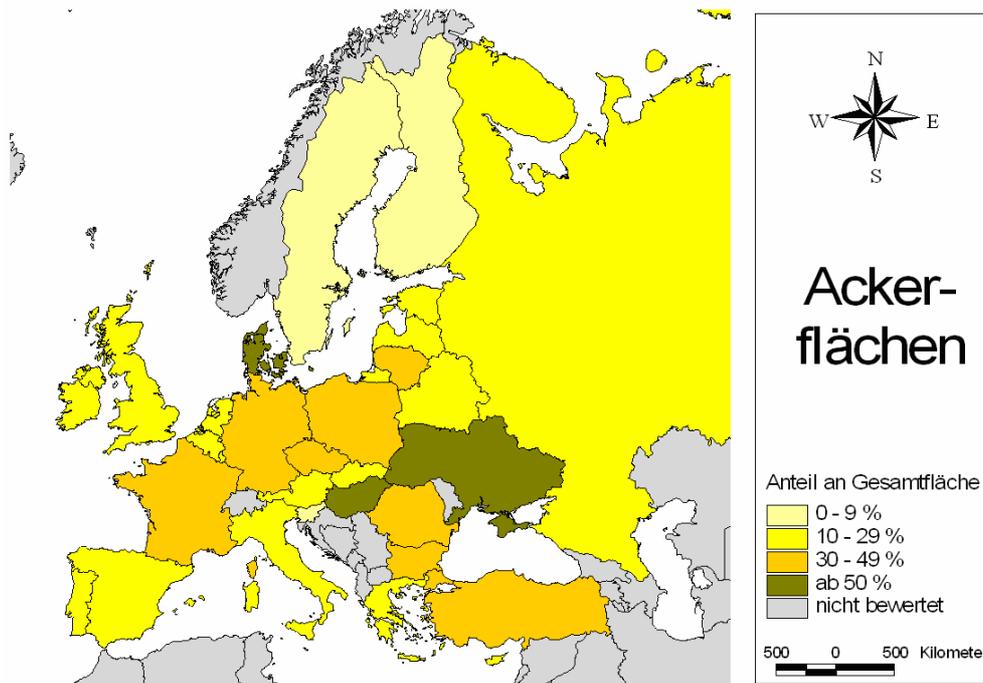


Abbildung 3-4: Gegenwärtige Agrarflächen ausgewählter Staaten Europas /2/

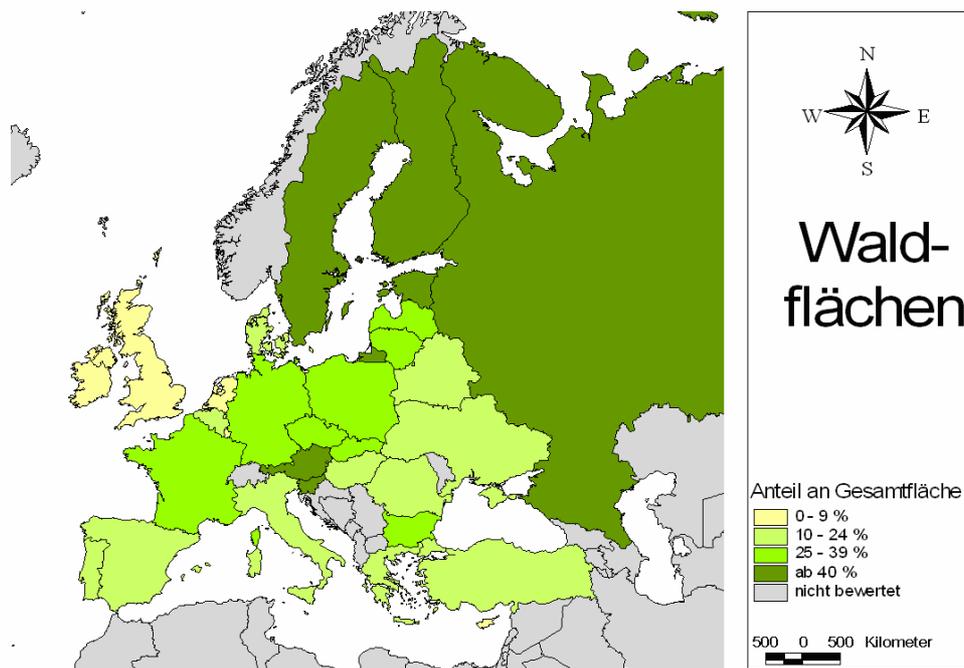


Abbildung 3-5: Gegenwärtige Waldflächen ausgewählter Staaten Europas /2/

3.2.1 Potenziale der Landwirtschaft

Potenziale für landwirtschaftliche Bioenergieträger kommen in sehr zahlreichen Formen vor. Nachfolgend werden die bei der Haltung von Nutztvieh anfallenden tierischen Exkremente sowie der Anbau von Energiepflanzen betrachtet, die unter gegenwärtigen technischen Rahmenbedingungen energetisch genutzt werden können.

In viehhaltenden Betrieben fallen jährlich beachtliche Mengen tierischer Exkreme wie Gülle, Festmist und Jauche an. Für die Potenzialerbhebung in den zu untersuchenden Regionen werden tierische Exkreme erfasst, die bei der Rinder-, Schweine- und Geflügelhaltung (Hühner, Enten, Truthühner) anfallen. Für Rinder und Geflügel wird eine Stallhaltung von 68 % und für Schweine von 100 % unterstellt.

Unter Energiepflanzen im weiteren Sinne werden jegliche ein- und mehrjährige Kulturen verstanden, die nicht als Nahrungs- oder Futtermittel sowie nicht zur Herstellung von Produktionsmitteln oder industriellen Konsumgütern, sondern zur Bereitstellung von Energie verwendet werden /14/. Hierbei kann die produzierte Biomasse als biogener Festbrennstoff, als flüssiger Bioenergieträger oder als Ausgangsstoff für die Biogasproduktion eingesetzt werden.

Die Potenziale werden in PJ/a angegeben und beziehen sich für Biogasanlagen auf das produzierte Biogas (energiebezogene Angaben für die eingesetzten Substrate sind wegen des hohen Wassergehaltes und der damit verbundenen geringen Energiedichte nicht sinnvoll darstellbar), für Bio-SNG-Anlagen auf den eingesetzten Festbrennstoff.

3.2.2 Potenziale der Forstwirtschaft

Die Abschätzung der forstwirtschaftlichen Potenziale basiert auf den Einschlagstatistiken der FAO sowie der EFSOS-Marktprognosen zur Entwicklung der Holzverarbeitenden Industrie. Eine detaillierte Beschreibung der Vorgehensweise findet sich in /10/, die Angaben zu Weißrussland, Russland und Ukraine wurden hier ergänzend nach dem gleichen methodischen Ansatz ermittelt. Der Holzeinschlag für die stoffliche Nutzung in den CIS-Staaten ist z. Zt. vergleichsweise gering und wird sich nur vergleichsweise langsam steigern – entsprechend sind auch geringere Waldrestholzpotenziale (und Industrierestholzpotenziale) zu erwarten. Russland verfügt über erhebliche Anteile an Naturwäldern – diese werden im Rahmen dieser Studie nicht als Potenzial gewertet.

Basis für die Potenzialermittlungen bildet der jährliche Zuwachs. Er entspricht der Menge Holz je ha die durch Einschlag genutzt werden kann ohne dass dabei die Nachhaltigkeitsfunktion des Waldes geschwächt wird. Diese zu verwendende Menge entspricht dem theoretischen Rohholzpotenzial. Aus dem Einschlag resultieren verschiedene Holzsortimente wobei Rundholz den größten Mengenanteil ausmacht gefolgt von Brennholz und Waldrestholz. Die Größe des gegenwärtig energetisch nutzbaren technischen Rohholzpotenzials leitet sich aus den folgenden Fraktionen ab:

(1) *Technisches Rohholzpotenzial aus Einschlag = Brennholz + Waldrestholz*

(2) *Technisches Rohholzpotential aus Zuwachs = Theoretisches Rohholzpotential – Einschlag*

Dabei stellt der nicht stofflich genutzte Anteil des Einschlages das technische Rohholzpotenzial aus Einschlag dar, während der Zuwachs pro Jahr, der nicht eingeschlagen wurde, das technische Rohholzpotenzial aus Zuwachs darstellt. Sämtliche Mengenangaben erfolgen in t_{atro} bzw. PJ(Festbrennstoff)/a.

3.2.3 Potenziale der Holzindustrie

Die bei der Holzver- und -bearbeitung anfallenden Hölzer, Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle werden als so genanntes Industrierestholz verstanden. Der davon energetisch nutzbare Anteil steht in starker Konkurrenz mit der stofflichen Nutzung. Hauptsächlich entstammt Industrierestholz den folgenden Industrien:

- Sägewerksindustrie
- Holzwerkstoffindustrie
- Papier-/Zellstoffindustrie

Das Potenzial im Bereich der Sägeindustrie basiert vor allem auf Sägenebenprodukten wie Spänen, Holzabschnitten und Hackschnitzeln. Aus der Holzwerkstoffindustrie entstammen vorrangig Restholzsortimente, die bei der Span-, Faser- und/oder OSB-Platten Produktion anfallen und nicht wieder einer stofflichen Verwertung zugeführt werden, wie Schleifstäube und Rinde. Das Potenzial an Industrierestholz im Bereich der Papier- und Zellstoffindustrie resultiert aus dem Rindenaufkommen. Die Potenzialableitung erfolgt anhand der Produktionsmenge unter Beachtung eines spezifischen Restholzfaktors. Für das Aufkommen von Rinde gilt die Annahme, dass 80 % energetisch verwendet werden können.

3.3 Ermittlung der Biomethanpotenziale

Die Berechnung der Biomethanpotenziale aus den Brennstoffpotenzialen erfolgt unter Berücksichtigung der Konversionsraten von

- 95 % für Biogas (ausgehend vom Biogaspotenzial)
- 65 % für Bio-SNG (ausgehend vom Festbrennstoffpotenzial)

Weiterhin wird die Gasnetzdicke berücksichtigt. Aus der Gasnetzlänge und den definierten Einzugsradien ergibt sich der in Tabelle 3-1 dargestellte Rohstoffzugang.

Tabelle 3-1: Rohstoffzugang von Biogas- und Bio-SNG-Anlagen entlang der Erdgasleitungen /2/

	Biogas	Bio-SNG
EU15	93 %	97%
EU+10	88 %	96 %
EU+3	50 %	100 %
CIS	53 %	100 %

In den Ergebnisdarstellungen werden die Gaspotenziale aus Energiepflanzen unabhängig von der Erzeugungstechnologie dargestellt. Nur wenn sich infolge der Transportrestriktionen für Biogassubstrate bei einem dünnen Gasnetzes ein höheres Potenzial für Bio-SNG ergibt, wird dieses gekennzeichnet.

3.3.1 Gegenwärtige Potenziale

Die gegenwärtigen Potenziale an biogenen Gasen zeigt Abbildung 3-6 f. Energiepflanzen und Waldrestholz bilden die wesentlichen Rohstoffe. Wesentliche Potenziale finden sich in den EU-15 und den CIS-Staaten. Von dem gesamten Potenzial von 300 Mrd. m³N/a wären über eine Biogasnutzung ca. 117 Mrd. m³N/a nutzbar. Bio-SNG hat gegenüber Biogas ein etwa verdoppeltes Energiepflanzenpotenzial, v. a. durch das dünnere Gasnetz in den CIS-Staaten. Da diese Technologie gegenwärtig noch nicht marktreif ist, kann das damit verbundene Potenzial faktisch nicht erschlossen werden. Dies umfasst die Sortimente Energiepflanzen (nur KUP), Waldrestholz und Industrierestholz.

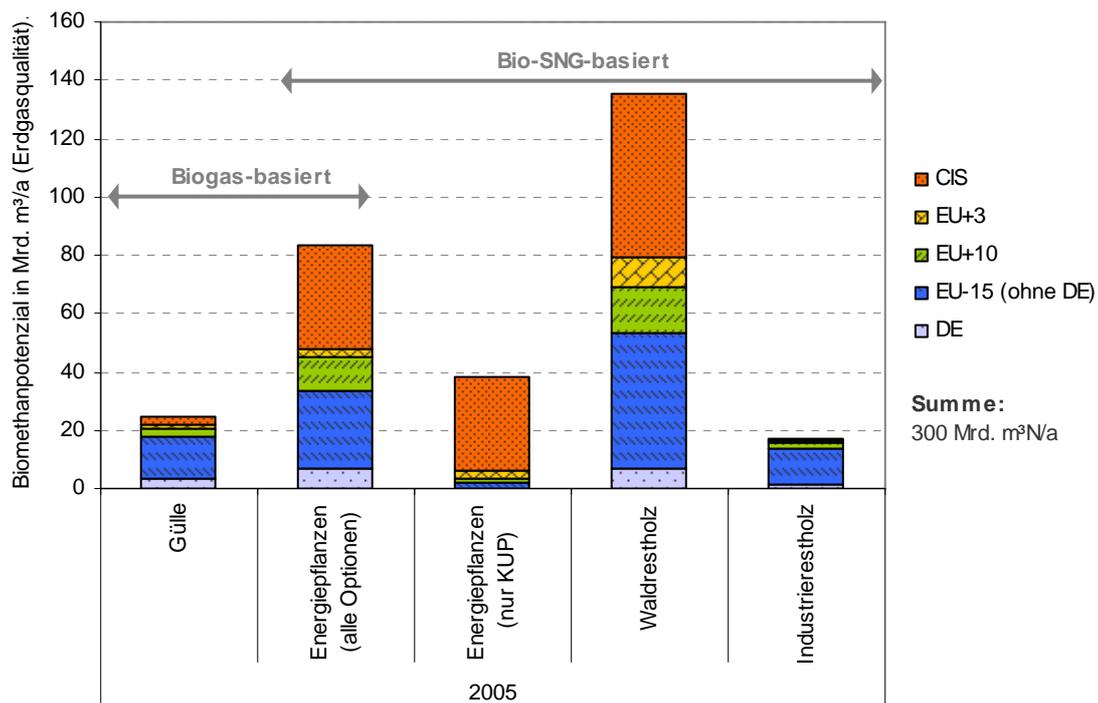


Abbildung 3-6: Biomethanpotenzial im Jahr 2005 nach Rohstoffen

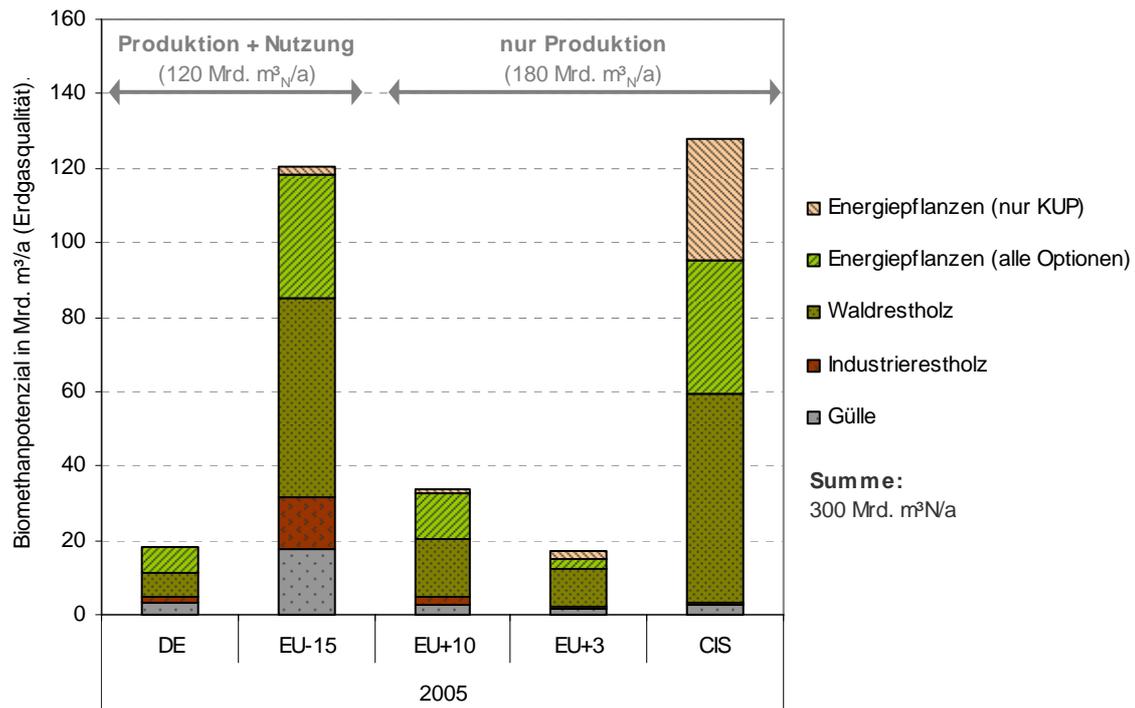


Abbildung 3-7: Biomethanpotenzial im Jahr 2005 nach Regionen

3.3.2 Künftige Potenziale

Die erwarteten Potenziale an biogenen Gasen für das Jahr 2020 zeigt Abbildung 3-8 f. Die Bedeutung der Energiepflanzen nimmt in allen Regionen deutlich zu und erhöht das Gesamtpotenzial auf 485 Mrd. $\text{m}^3_{\text{N/a}}$. Über Biogas könnte in 2020 die Hälfte des Potenzials (ca. 243 Mrd. $\text{m}^3_{\text{N/a}}$) erschlossen werden.

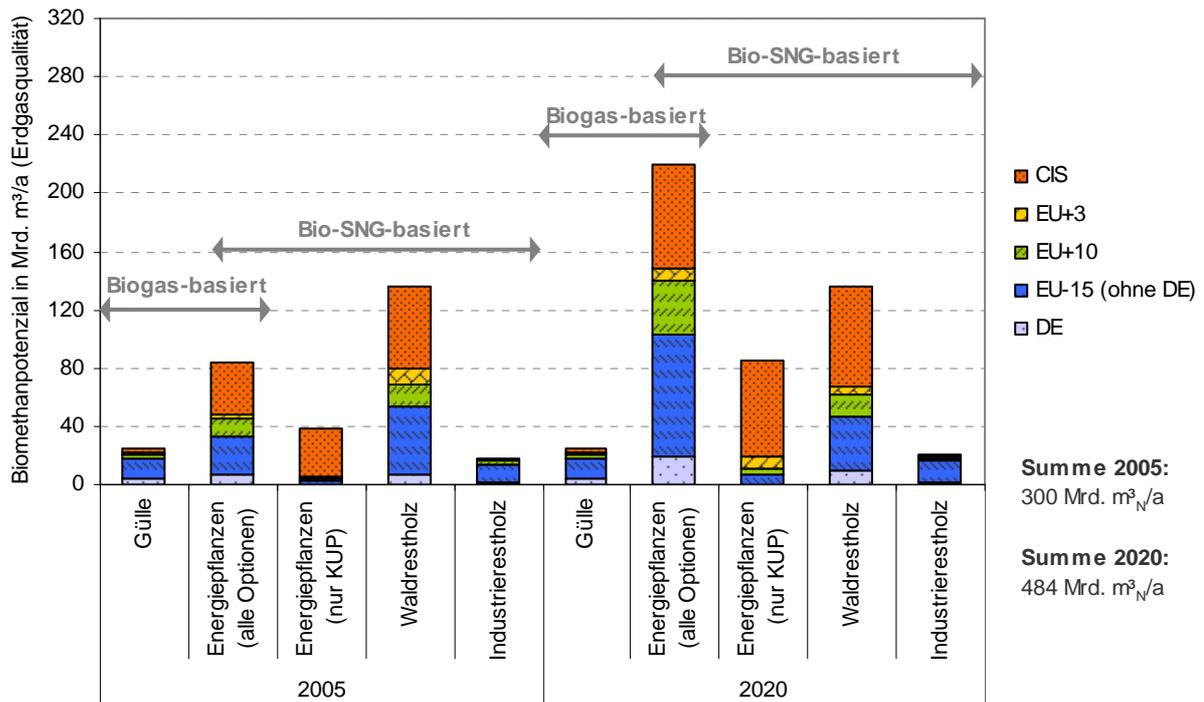


Abbildung 3-8: Biomethanpotenzial im Jahr 2020 nach Rohstoffen

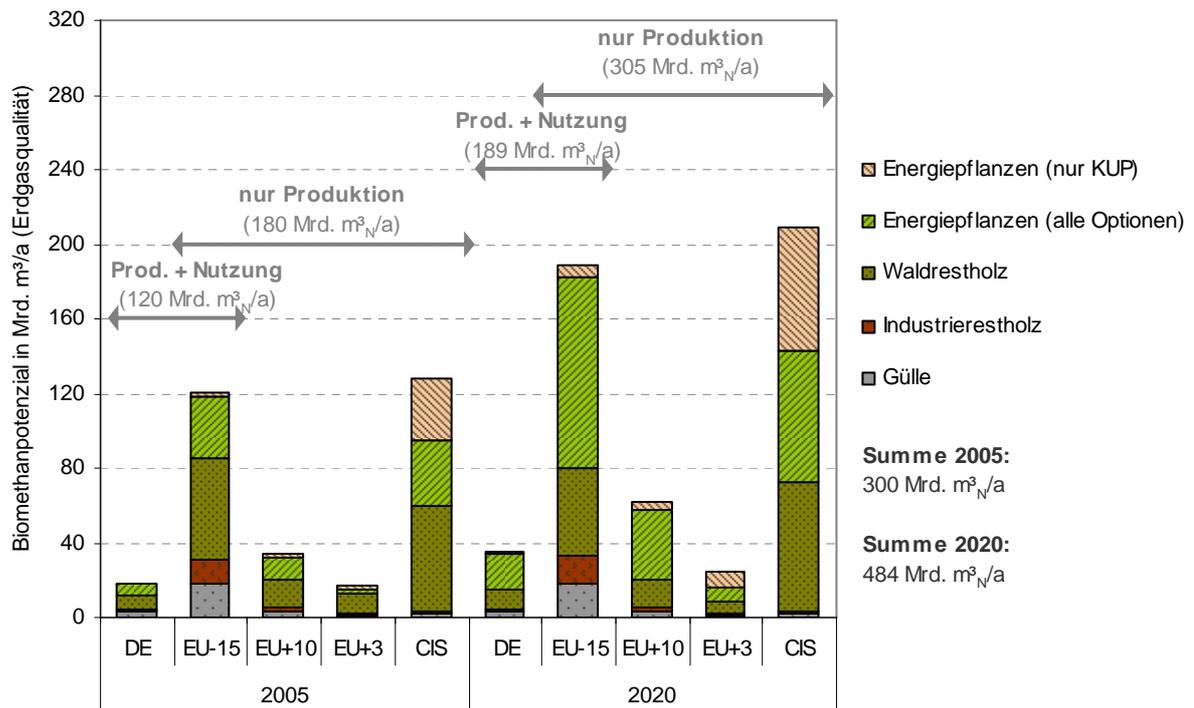


Abbildung 3-9: Biomethanpotenzial im Jahr 2020 nach Regionen

Durch eine zusätzliche Grenzbetrachtung können zusätzliche Informationen über die Bandbreite des erwarteten Korridors gewonnen werden. Hierzu wurden die in Tabelle 3-2 dargestellten Grenzzannahmen getroffen. Die Ergebnisse zeigt Abbildung 3-10. Die ermittelte Bandbreite zeigt einen Korridor von $\pm 25\%$ um den betrachteten Basisfall, in dem sich die künftige Potenzialentwicklung bewegen könnte

Tabelle 3-2: Annahmen für die Grenzfallbetrachtungen zukünftiger Potenziale

	Reduzierte Potenziale	Erhöhte Potenziale
<i>Flächenverfügbarkeit für den Energiepflanzenanbau</i>		
EU-28 ^a	Nur 2/3 der frei werdenden Flächen für den Energiepflanzenanbau verfügbar infolge mehr ökologischem Landbau etc. ^b	Nicht variiert
CIS	15 % der Agrarflächen	25% der Agrarflächen
<i>Energiepflanzenertrag</i>		
Alle Regionen	Nicht variiert	+ 30 %
<i>Berücksichtigung sämtlicher Reststoffe</i>		
Alle Regionen	Nicht variiert	Zusätzlich 15 % des für 2005 ermittelten Potenzials

^a EU = EU-15 – EU+10 + EU+3

^b E+-Szenario aus /11/

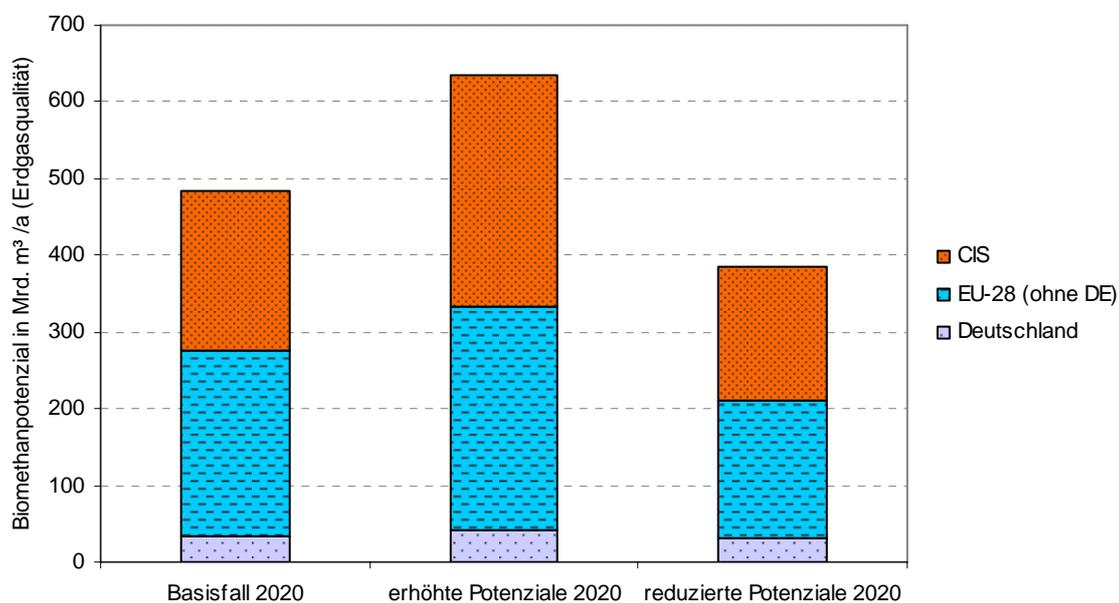


Abbildung 3-10: Biomethanpotenzial im Jahr 2020 – „Sensitivität“

3.4 Einordnung der Potenziale

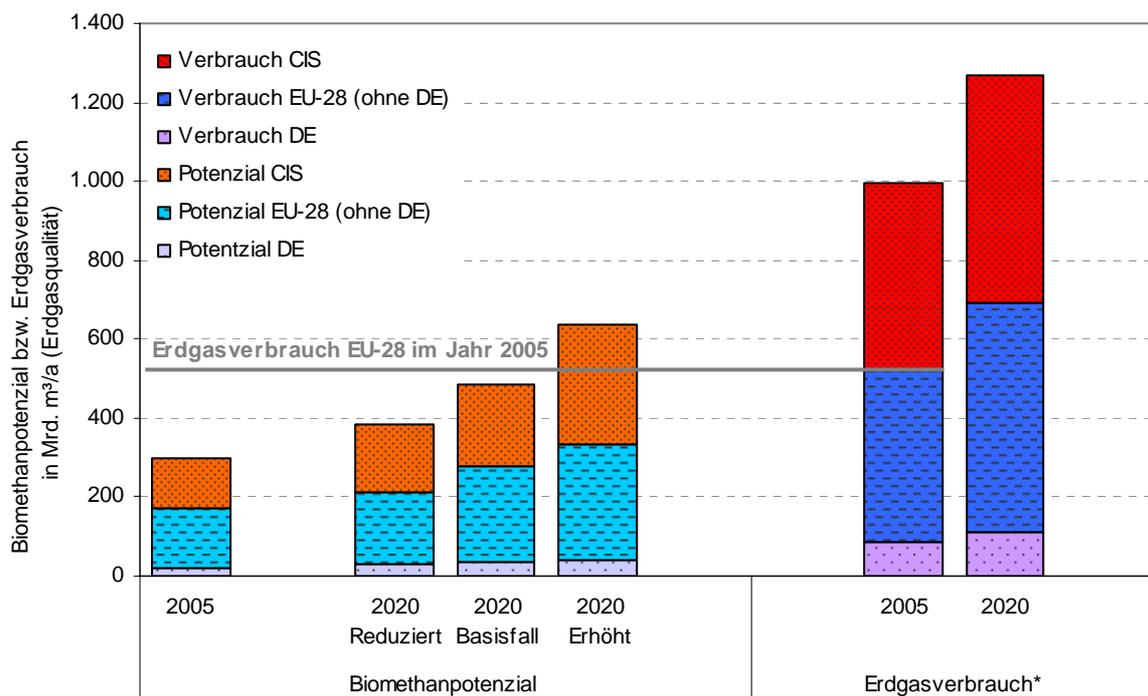
Nachfolgend wird eine Einordnung der Potenziale vorgenommen. Diese erfolgt mit Blick auf das Substitutionspotenzial am gegenwärtigen und künftigen Erdgasverbrauch der untersuchten Regionen wie auch auf den Anlagenbedarf, der zur Erschließung der Potenziale nötig ist.

3.4.1 Substitutionspotenzial

Die ermittelten Potenziale können fossiles Erdgas ersetzen. Das Substitutionspotenzial hängt dabei auch wesentlich vom Erdgasverbrauch der Länder ab. In Abbildung 3-11 sind Biomethanpotenzial und Erdgasverbrauch gegenüber gestellt. Unter der Annahme einer zielgerichteten Versorgung kann das insgesamt in Europa erzeugte und eingespeiste Biomethan im Jahr 2020 den gegenwärtigen Erdgasverbrauch der Europäischen Union weitgehend ersetzen.

Zusätzlich besteht aber auch in den CIS-Staaten ein erheblicher Erdgasbedarf, der dann weiter durch fossile Energieträger zu decken wäre.

Weiterhin wird ein steigender Erdgasverbrauch erwartet. Wenn sich dieser einstellt, kann im Jahr 2020 der Erdgasverbrauch der EU-28 nur bei günstiger Potenzialentwicklung und vollständiger Ausschöpfung erreicht werden. Für eine nachhaltige Strategie zur Versorgung von Europa mit biogenen Gasen ist daher die umfassende Ausschöpfung der Energieeinsparungs- und -effizienzoptionen unumgänglich: je besser es also gelingt, den Erdgasverbrauch dauerhaft zu reduzieren, umso größer ist das erreichbare Substitutionspotenzial durch Biomethan.



* Abschätzung auf Basis der Prognosen für GUS-Staaten

Abbildung 3-11: Biomethanpotenzial und Erdgasverbrauch für 2005 und 2020 /1/, /31/f.

3.4.2 Anlagenbedarf

Um die beschriebenen Biomassepotenziale zu erschließen, sind Erzeugungs- und Einspeisungsanlagen für Biomethan in erheblichem Umfang vorzusehen. Gegenwärtig werden in einer Biogasanlage ca. 1 Mio. m³ Biomethan pro Jahr und in einer Bio-SNG-Anlage ca. 133 Mio. m³ Biomethan pro Jahr erzeugt (siehe Kapitel 2.4.2), was bei zur Bereitstellung von 485 Mrd. m³ im Jahr 2020 rein rechnerisch einem Anlagenbedarf von 485.000 Biogasanlagen oder 3.600 Bio-SNG-Anlagen entspricht. Allerdings ist davon auszugehen, dass bei entsprechender Anlagenetablierung die durchschnittliche Anlagengröße steigen wird, so dass eine Größenordnung von 50.000 bis 100.000 Biogasanlagen oder 2.000 Bio-SNG-Anlagen erwartet werden kann. Schließlich lassen sich die Potenziale nur bei einer Kombination von Biogas- und Bio-SNG-Anlagen erschließen, was z. B. durch die Kombination von 25.000 bis 50.000 Biogasanlagen und ca. 1.000 Bio-SNG-Anlagen erreicht werden könnte.



Hinsichtlich der Anlagenrealisierung sind zwischen Biogas und Bio-SNG grundlegende Unterschiede zu verzeichnen:

- **Biogasanlagen** sind etabliert und marktverfügbar. Für die verbleibenden 13 Jahre bis 2020 könnte bei einem durchschnittlichen jährlichen Zubau von ca. 2.000 bis 4.000 Anlagen eine überwiegende Potenzialerschließung erreicht werden. Ein solcher Zubau für Europa erscheint in den kommenden Jahren gut erreichbar.
- **Bio-SNG-Anlagen** sind erst ab ca. 2015 marktverfügbar. Zur Erschließung der Potenziale müssten dann bis 2020 jährlich 200 Anlagen gebaut werden; sowohl in Hinblick auf die Standortfindung als auch in Hinblick auf die Verfügbarkeit ausreichender Konzept- und Komponentenanbieter erscheint ein solches Ziel sehr ambitioniert und bedarf in jedem Falle einer frühzeitig begonnene Begleitforschung und Markteinführungsstrategie.

Bis 2020 stellen sich damit die Möglichkeiten der Potenzialerschließung über die Erzeugung von Biogas deutlich günstiger dar als über die Erzeugung von Bio-SNG.

4 Bereitstellungskosten

Ein entscheidender Aspekt für die Beurteilung einer Strategie zur Einspeisung von Erdgassubstituten sind die mit der Biomethanproduktion und dessen Einspeisung verbundenen Kosten. Damit einhergehende Kernfragen betreffen (i) die zu erwartenden typischen Bereitstellungskosten, (ii) die wesentlichen Kostenunterschiede zwischen den EU-15, den Beitrittsstaaten, den Beitrittsanwärtern- und den o. g. CIS-Staaten sowie (iii) die für eine weitere Kostenentwicklung entscheidenden Faktoren. Nachfolgend erfolgt – mit Blick auf die Praxis – modellhaft für die aus heutiger Sicht viel versprechenden Anwendungsoptionen eine Einschätzung der Bereitstellungskosten von biogenen Gasen. Dazu werden ausgehend von der Vorstellung des methodischen Ansatzes zur Kostenkalkulation die Bereitstellungskosten ermittelt.

4.1 Methodischer Ansatz

Die Bereitstellung und Einspeisung von biogenen Gasen kann mit unterschiedlichen Technologien erfolgen. Hierfür können – eine mittel- bis langfristige entsprechende Etablierung vorausgesetzt – grundsätzlich weitgehend angegliche Kostenstrukturen vorausgesetzt werden. Trotz teilweise noch nicht marktverfügbarer Technologien (z. B. für Bio-SNG) lassen sich doch bereits typische Anlagengrößen und Rohstoffe angeben. Dabei ist für die EU-28 von einem weitgehend einheitlichen technischen Stand auszugehen. Die anlagenspezifischen Kosten lassen sich daher anhand von Modellanlagen mittels des nachfolgend vorgestellten Kostenkalkulationsmodells abschätzen. Die Darstellung der Ergebnisse erfolgt ausgehend von einem sog. Basisfall (d. h. für Deutschland als Vertreter für die Mitgliedsstaaten der EU-15) in Anlehnung an eine Sensitivitätsanalyse mit Rücksichtnahme auf die Rohstoff-, Personal- und Hilfsenergiekosten.

4.2 Kostenkalkulationsmodell

Die Ermittlung der spezifischen Gestehungskosten für Biomethan erfolgt über ein Berechnungsmodell auf Basis der VDI-Normen 6025 sowie 2067 (Abbildung 4-1). Die Produktionskosten werden darin über die sog. Annuitätenmethode berechnet /28/.

Dabei werden abhängig von dem jeweiligen Biokraftstoff-Referenzkonzept die spezifischen Kapitalkosten, Rohmaterialkosten sowie Betriebs- und Hilfsenergiekosten – welche die jährliche Ausgabenseite darstellen – den möglichen jährlichen Gutschriften für Nebenprodukte (z. B. Gärreste als Düngemittel) frei Anlage gegenübergestellt. Abhängig von der jährlichen Bioemethanproduktionsmenge und unter Berücksichtigung der jährlichen Inflationsrate ergeben sich daraus die energiespezifischen Produktionskosten bezogen auf den unteren Heizwert (d. h. €/kWh_{CH₄,th}). Unter Berücksichtigung zugrunde gelegter energiespezifischer Kosten für die Biomethaneinspeisung und den -transport resultieren die Biomethanbereitstellungskosten.



Zur Ermittlung der o. g. Kapitalkosten bzw. kapitalgebundenen Kosten fließen die folgenden Parameter ein:

- die anlagenspezifischen Investitionskosten für typische Anlagengrößen (d. h. bezogen auf die Biomethankapazität),
- der Eigenkapitalanteil abhängig vom Investitionsvolumen und die Kapitalzinsen sowie
- die Kosten für Anlageninstandhaltung.

Die Ermittlung kapazitätsspezifischer Anlagenkosten erfolgt über eine Skalierung auf Basis bekannter Datengrundlagen (z. B. durch Angebote, Kenntnisse von vorhandenen Anlagen) unter Einbeziehung eines Regressionsfaktors; dieser liegt bei energietechnischen Anlagen in typischen Größenordnungen von 0,70 bis 0,95 /1/.

Für die o. g. Rohstoff-, Betriebs- und Hilfsenergiekosten sind folgende Aspekte relevant:

- die konzeptspezifischen und betriebspezifische Stoff- und Energieströme gemäß der definierten Bilanzgrenze frei Anlage,
- die entsprechenden Erzeugerpreise (z. B. €/t_{RS} für an die Anlage bereitzustellende Biomasserohstoffe Mais, Gülle und Kurzumtriebsweide),
- die leistungsabhängigen Preise (z. B. €/MWh_{el} für die an der Anlage bereitzustellende Hilfsenergien),
- der anlagenspezifische Personalbedarf (d. h. abhängig von der Anlagenkapazität und -komplexität) und damit verbundene jährliche Personalkosten,
- der anlagenspezifische Aufwand für Wartung und Versicherungen, der prozentual auf die Gesamtinvestition der Anlage bezogen wird.

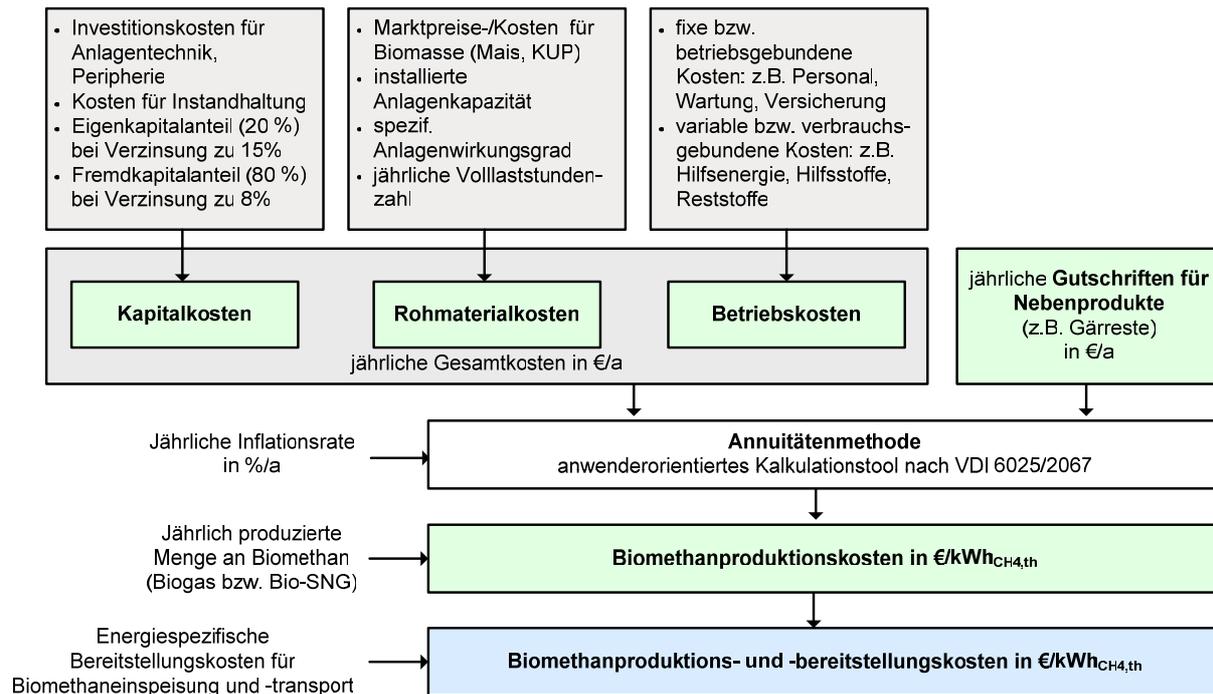


Abbildung 4-1: Berechnungsmodell für die Ermittlung der spezifischen Biomethanbereitstellungskosten

4.3 Rahmenannahmen und Datengrundlage

Mit Rücksichtnahme auf die Vergleichbarkeit werden die aktuellen Rahmenbedingungen und Annahmen zugrunde gelegt. Bei den betrachteten Modellanlagen wird jeweils von einem Neubau selbiger ausgegangen. Die kalkulatorische Betrachtungsdauer wird auf 15 Jahre festgelegt. Der Aufwand für Anlageninbetriebnahme sowie An- und Abfahrvorgänge, spezifische Steuern sowie Subventionen jeglicher Art (z. B. aus Strukturfördermitteln) finden keine Berücksichtigung.

Für die beiden Modellfälle werden die folgenden anlagenspezifischen Investitionskosten (d. h. inklusive der Anlagen zur Produktion von methanreichen Gasen und deren Aufbereitung zu Biomethan auf Erdgasqualität sowie entsprechender Peripherie) zugrunde gelegt; zudem werden als Instandhaltungskosten jeweils 1,5 % bezogen auf die Anfangsinvestition angerechnet (Tabelle 4-1). Mit Rücksichtnahme auf den lediglich marginalen Einfluss der Finanzierungsparameter (d. h. Kapitalanteile und deren Verzinsung) auf die Biomethangestehungskosten werden einheitlich ein Eigenkapitalanteil von 20 % bei einer Verzinsung von 15 % sowie ein Fremdkapitalanteil von 80 % bei einem Tilgungszins von 8 % zugrunde gelegt.

Tabelle 4-1: Investitionskosten für Anlagen zur Produktion von Biomethan (Erdgasqualität) /2/

	Biogas	Bio-SNG
install. Anlagenkapazität in $\text{kW}_{\text{CH}_4, \text{th}}$	1.300	167.000
Wesentliche Anlagenkomponenten	Biogasanlage (Nassfermentation von Nawaro-Gülle-Gemisch), Gas- aufbereitung (Abscheider, Druckwasserwäsche und Feinentschwefelung)	Vergasungsreaktor (zirkulier- ende Wirbelschicht, Einsatz von KUP-/Weideholzhack- schnitteln), Gasreinigung (u. a. Teerwäsche, Druckwasser- wäsche, ZnO-Bett), Gas- konditionierung-/Methan- isierung (z. B. CO-Wasser- Gas-Shift, Wirbelschicht- reaktor), Gasaufbereitung (z. B. CO ₂ -Wäsche, Druckwechseladsorption)
Investitionskosten in 1.000 €	2.037	167.119
spezif. Investitionskosten in $\text{€}/\text{kW}_{\text{CH}_4, \text{th}}$	1.565	1.000

Eine Übersicht der wesentlichen Kostenparameter sowie verbrauchs- und betriebsgebundenen Kosten ist Tabelle 4-2 zu entnehmen. Betriebsgebundene Kosten für Versicherung, Verwaltung und Wartung der Anlage werden mit jeweils 1 % bezogen auf die jeweiligen Investitionskosten angenommen. Weitere Betriebskosten (z. B. Waschsubstanzen für die Gaswäsche, Bettmaterial für den Vergasungsreaktor sowie Katalysatoren für Methanisierung) werden länderübergreifend vereinfacht als annähernd gleich angenommen. Gleiches gilt für die Gutschrift für Gärreste als Dünger.

Tabelle 4-2: Wesentliche Kostenparameter, verbrauchs- und betriebsgebundene Kosten /23/, /29/ ff.

Kosten(parameter)	EU-15 (Basisfall ^a)	EU+10 (EU-Betriebsstaaten)	EU+3 (EU-Betriebsanwärter)
<i>mittlere Inflationsrate in %/a</i>	2,1	3,2	8
<i>Rohstoff in €/t</i>			
Gülle	Kostenneutral	kostenneutral	Kostenneutral
Mais ^b	21	5 bis 42	25 bis 34
Weide (KUP)	75	60	60
<i>Strom (Hilfsenergie) in €/MWh_{el}</i>	60 bis 100	60 bis 140 ^c	25 bis 110 ^c
<i>Personal (je Mitarbeiter) in €/a</i>	45.000	4.300 bis 23.000	2.600 bis 3.300 ^d

^a Deutschland als exemplarischer Vertreter

^b Erzeugerpreis (Basis Eurostat, 2004) /29/

^c Eurostat, 2003 ff. /30/ sowie /23/

^d hier: stellvertretend Bulgarien und Rumänien

Die Kosten für die Biomethaneinspeisung und den Transport über das Erdgasfernnetz spielen eine eher untergeordnete Rolle, wenngleich sie aufgrund der länderspezifisch sehr unterschiedlichen Versorgungs- und Kostensituationen zunächst nur sehr überschlägig abgeschätzt werden können. Für die Einspeisung von biogenen Gasen ins Erdgasfernnetz und den Transport über 2.500 km werden für den kleinen Leistungsbereich (d. h. Biogasanlagen) ca. 1,3 €/kWh_{CH₄,th} angenommen, für den mittleren bis großen Leistungsbereich (d. h. Bio-SNG-Anlagen) ca. 1,1 €/kWh_{CH₄,th}.

4.4 Ergebnisse

Die ermittelten Gesamtkosten für Biomethan, die sich zusammensetzen aus den Produktionskosten für Biomethan und den Kosten für dessen Einspeisung und den Transport über 2.500 km, werden nachfolgend für Biogas und für Bio-SNG dargestellt. Dabei werden jeweils ausgehend von den in Tabelle 4-1 f. genannten Datengrundlagen die mittleren Kosten für den Basisfall der Mitgliedsstaaten EU-15 (mit Deutschland als exemplarischer Vertreter), der Beitrittsstaaten EU+10 sowie der Beitrittsanwärter EU+3 und CIS-Staaten gegenübergestellt (Abbildung 4-2).

Demnach liegen unter den gegenwärtig abschätzbaren Rahmenbedingungen die Produktions- und Bereitstellungskosten für Biomethan in der Größenordnung von etwa 8 bis 11 €/kWh_{CH₄,th}, wobei das Gesamtkostenniveau für Biogas höher ist. Der Anteil der Bereitstellungskosten (d. h. Biomethaneinspeisung und Transport) an den Gesamtkosten beträgt etwa 11 bis 14 %. Die Biogasproduktionskosten selbst werden neben den Kapitalkosten maßgeblich dominiert von den Rohstoffpreisen sowie den Preise für Hilfsenergie. Darüber hinaus haben die Personalkosten insbesondere für die EU-15 einen großen Einfluss auf die Gesamtproduktionskosten; dieser relativiert sich jedoch für EU+10 sowie EU+3 und

die CIS-Staaten. Die Gesamtproduktionskosten für Bio-SNG hingegen werden in erster Linie von den Rohstoffpreisen beeinflusst, gefolgt von den Kapital- und den Betriebskosten; Personal- und Hilfsenergiekosten sind nur von untergeordneter Bedeutung.

Anders als mitunter erwartet, sind zudem die Produktionskosten aufgrund der vergleichsweise ungünstigeren Bedingungen in den EU+3-Beitrittsanwärtern sowie den CIS-Staaten (d. h. hohe jährliche Inflation, höhere Hilfsenergiepreise und teils höhere Rohstoffpreise) deutlich höher als beispielsweise für die EU-15. Die Beitrittsstaaten EU+10 könnten unter Annahme vergleichsweise günstigerer Rohstoffpreise bzw. Personalkosten (nur zutreffend für Biogasproduktion) günstiger Biomethan herstellen. Um also zukünftig Biomethan zu vergleichsweise günstigen Kosten produzieren und bereitstellen zu können, müssen in den Beitrittsanwärtern EU+3 sowie den CIS-Staaten für konkurrenzfähige Rohstoffkosten insbesondere die Flächenerträge (z. B. für Energiepflanzen wie Mais) erhöht werden. Darüber hinaus gilt es, die Kosten für die Erzeugung der Hilfsenergie (d. h. Strom) zu reduzieren und – eine günstige volkswirtschaftliche Entwicklung und politische Rahmenbedingungen vorausgesetzt – die jährliche Inflationsrate zu senken.

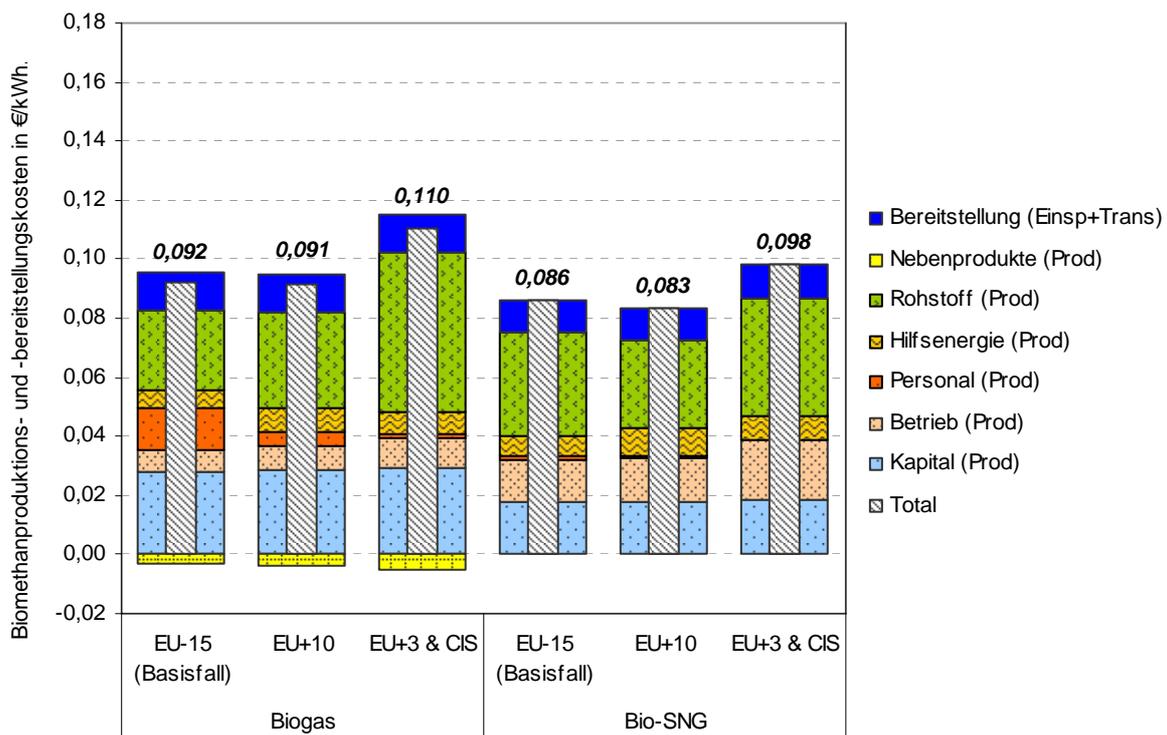


Abbildung 4-2: Produktions- und Bereitstellungskosten für Biogas und Bio-SNG

Darüber hinaus erfolgt – ausgehend vom Basisfall – in Anlehnung an eine Sensitivitätsanalyse die Gegenüberstellung bei minimalen respektive maximalen Preisen für Rohstoffe und Hilfsenergie, der Inflation sowie dem besten Fall (d. h. minimale Preise und Inflation) sowie ungünstigsten Fall (d. h. maximale Preise und Inflation) (Abbildung 4-3 f.). Die Zuordnung erfolgte dabei länderübergreifend auf Basis der Angaben aus Tabelle 4-2. Deutlich wird daraus sowohl für die Biogas- als auch die Bio-SNG-Produktion, dass insbesondere

Rohstoffpreise und die jährliche Inflationsrate einen erheblichen Einfluss auf die Gesamtkosten haben.

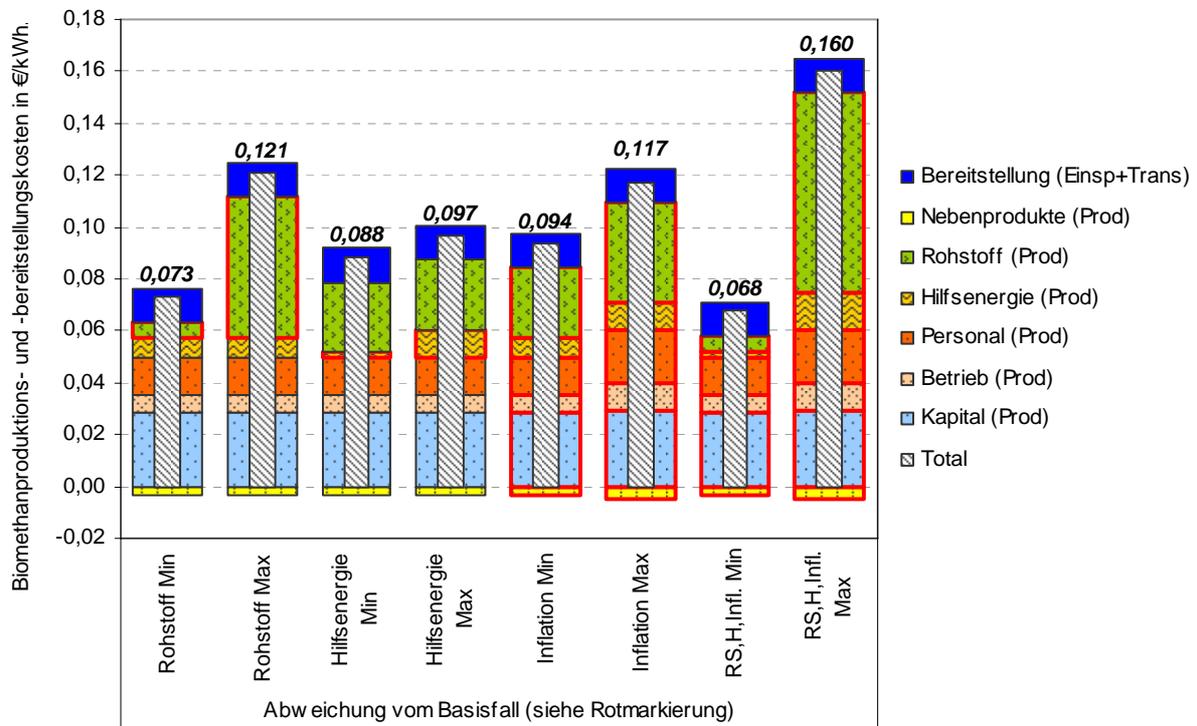


Abbildung 4-3: Produktions- und Bereitstellungskosten für Biogas („Sensitivität“)

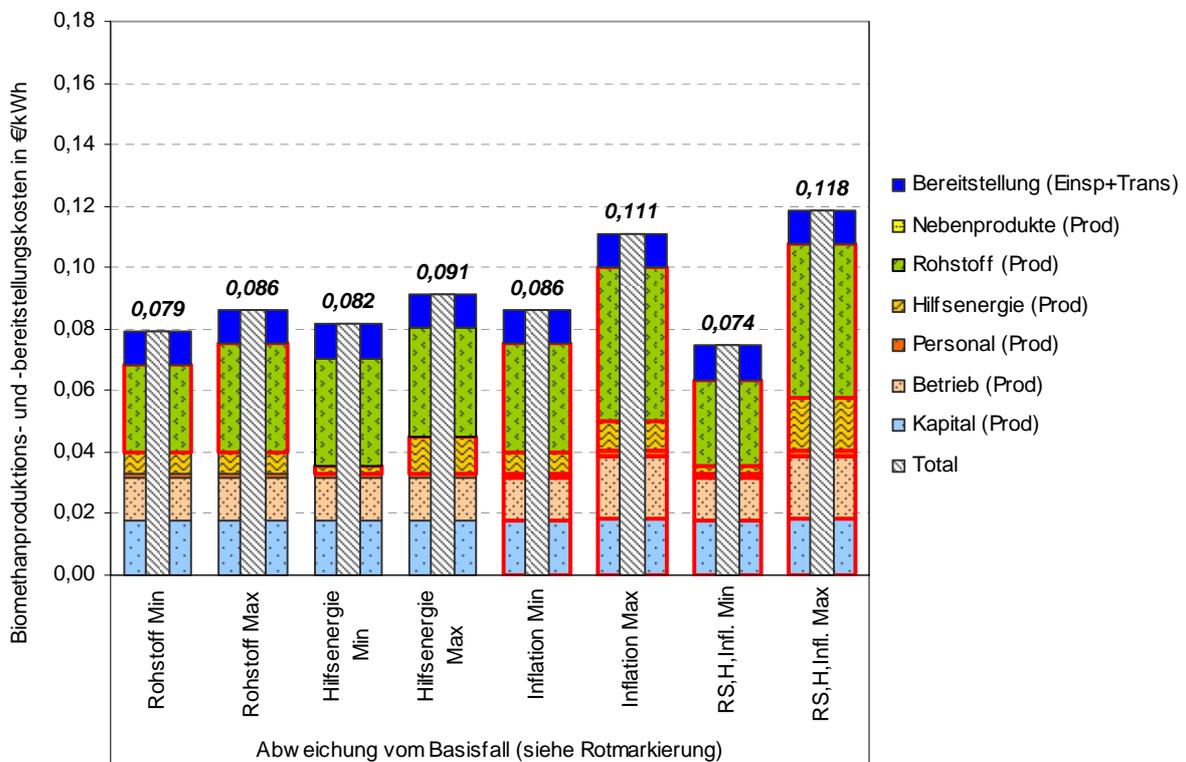


Abbildung 4-4: Produktions- und Bereitstellungskosten für Bio-SNG („Sensitivität“)

Wie ergänzend in Abbildung 4-5 dargestellt, ergibt sich insgesamt für Biogas eine größere erwartete Kostenspanne von etwa 7 bis 16 €/kWh_{CH₄,th} als für Bio-SNG (etwa 7 bis 12 €/kWh_{CH₄,th}). Ungeachtet dessen liegen diese Kosten signifikant über den aktuellen Erdgaspreisen in Europas; hier angegeben als Minimum für Estland (für Industrieabnehmer) sowie als Maximum für Dänemark (für Haushaltsabnehmer) /29/ f..

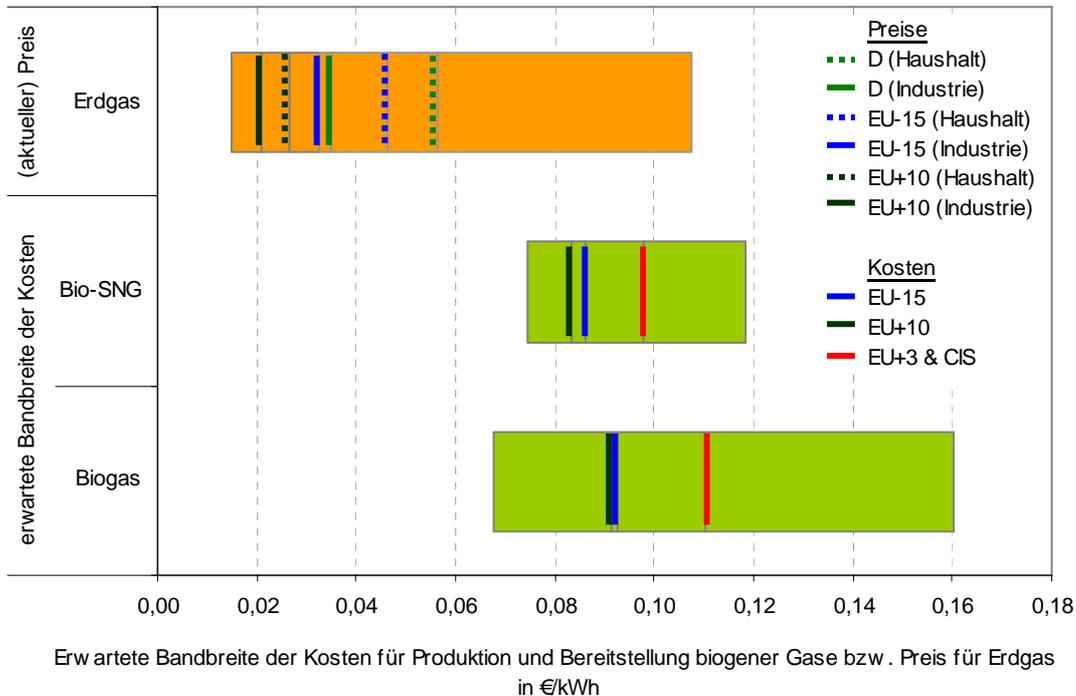


Abbildung 4-5: Gegenüberstellung von erwarteten Biomethankosten (alle Varianten, vgl. Abbildung 4-2 ff.) und aktuellem Erdgaspreis (Endkunde) in Europa (Daten aus /30/)

Die Erdgaspreise (inklusive Erdgassteuer) liegen für Deutschlands bei einem aktuellen Preis für Rohöl (frei Grenze) von etwa 55 US\$/barrel bei etwa 3,5 bis 5,5 €/kWh_{Erdgas,th} für Industriekunden bzw. Haushalte (ohne Mehrwertsteuer). Wird ein linearer Zusammenhang zwischen Rohöl- und Gaspreis unterstellt wie er sich in der Vergangenheit dargestellt hat, wären bei einem Rohölpreis frei Grenze von 100 US\$/barrel ein Erdgaspreis von etwa 5,5 bis 7,0 €/kWh_{Erdgas,th} (sog. Grenzübergangspreis) zu erwarten /2/; unter sehr günstigen Randbedingungen können hier an einzelnen Standorten die Bereitstellungskosten für Biomethan konkurrenzfähig sein. Bei 150 US\$/barrel ist ein Erdgaspreis von etwa 8,0 bis 9,5 €/kWh_{Erdgas,th} zu erwarten /2/; dies entspricht den gegenwärtig erwarteten Bereitstellungskosten von Biomethan in der Europäischen Union. Jedoch ist dabei unberücksichtigt, dass steigende Rohölpreise auch erhebliche Auswirkungen auf die Preise für biogene Rohstoffe haben dürften.



5 Gegenwärtige Rahmenbedingungen

Die gegenwärtigen und künftigen Rahmenbedingungen der Bereitstellung biogener Gase sind vor allem wirtschafts- und energiepolitischer Natur. Wesentlich sind u. a.

- Ökonomische Produktionsbedingungen (z. B. Lohnkosten)
- Vertriebsinfrastruktur (Pipelines)
- Zugang, technische Möglichkeiten der Einspeisung
- Handelsbeschränkungen im Inland und Export
- Möglichkeiten der Einspeisung biogener Gase
- Gaspreise Inland
- Förderung / Abgaben
- Umwelt (Lärm- und Schadstoff-Emissionen, Entsorgung)
- Koppelprodukte (Emissionshandel, Stakeholder)
- Politische Rahmenbedingungen (Political Risk Rating – z. B. Regierungsstabilität, Korruption, inländische Konflikte)

Ausgewählte Ergebnisse zeigt nachfolgende Tabelle. Detaillierte Angaben sind in Ländersteckbriefen zusammengestellt (Anhang B). Die Auswertung der Rahmenbedingungen erfolgt zusammen mit AP7 in Teilbericht 2.

Tabelle 5-1: Übersicht der gegenwärtigen Rahmenbedingungen ausgewählter Länder der EU-15, EU+10 und EU+3&CIS-Staaten /30//32/

Land	Rechtliche Stellung	Unbundling	Netzzugang	Gaspreis in €/GJ		Vertriebsinfrastruktur ^a in km	Versorgungsinfrastruktur ^b in km/km ²
				Haushalt	Industrie		
DE	privatisiert	umgesetzt	mittlere Kosten	15,65	9,73	102.893	0,65
EU-15	privatisiert	umgesetzt	mittlere Kosten	12,88	9,06	208.319	1,49
EST	priv./Monopol	ja	k. A.	4,90	3,37	2.000	1,29
LV	privatisiert	ja	k. A.	5,63	4,53	5.200	0,95
LT	privatisiert	ja	hohe Kosten	6,64	4,84	1.700	1,18
PL	weitgeh. priv.	k. A.	hohe Kosten	8,61	7,67	107.000	1,20
SK	51% staatlich	ja	hohe Kosten	10,24	7,30	30.500	0,88
SLO	überwiegend staatl./Oligopol	umgesetzt	mittlere Kosten	12,19	7,12	2.500	1,00
CZ	k. A.	umgesetzt	hohe Kosten	9,24	7,51	51.000	1,65
HU	weitgeh. priv.	umgesetzt	Marktpreis	4,75	7,11	65.000	1,73
BG	staatl./Monopol	ja	k. A.	6,75	4,81	1.700	0,34
RO	privatisiert	umgesetzt	k. A.	5,71	5,85	3.500	0,86
BEL	staatl./Oligopol	nicht bekannt	k. A.	k. A.	k. A.	6.750	0,39
RU	halbstaatl./Monopol	nicht bekannt	k. A.	0,95	k. A.	150.000	0,03
UI	staatl./Monopol	nicht bekannt	k. A.	k. A.	k. A.	37.600	0,28

^a Gasnetz

^b Straßennetzlänge je Landesfläche

6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Der vorliegende Teilbericht I zur Studie „Möglichkeiten einer europäischen Biogaseinspeisungsstrategie“ beschreibt die technischen Möglichkeiten der Bereitstellung und Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz, die gegenwärtigen und künftigen Biomethanpotenziale und die gegenwärtigen und künftigen Bereitstellungskosten. Der Betrachtungszeitraum umfasst die Jahre 2005 bis 2020. Es erfolgt eine gesonderte Analyse für die alten und neuen Mitgliedsstaaten der EU, die Beitrittsanwärterstaaten (Stand Januar 2006) und die europäischen Nachfolgestaaten der Sowjetunion (CIS). Diese Einteilung ist sinnvoll, da sich die energie- und agrarpolitischen Randbedingungen dieser Staatengruppen grundlegend unterscheiden.

Die Substitution von fossilem Erdgas durch Biomethan bietet die Möglichkeit, Bioenergie in einem etablierten Anwendungsfeld mit vielfältigen Nutzungsmöglichkeiten einzusetzen. Mit Biogas und Bio-SNG sind mittelfristig zwei leistungsfähige technische Optionen vorhanden, Biomethan in nennenswertem Umfang zu erzeugen. Durch die unterschiedliche Rohstoffbasis und unterschiedlichen Anlagengröße (und die damit verbundenen unterschiedlichen potenziellen Anlagenbetreiber) kann durch die Kombination von Biogas- und Bio-SNG-Anlagen eine effiziente und umfassende Nutzung der vorhandenen Rohstoffe erreicht werden. Die Technologien für die Aufbereitung, Verdichtung und Einspeisung von Biogas und Bio-SNG sind ebenfalls verfügbar. Problematisch werden jedoch energiewirtschaftliche Hemmnisse des Netzzugangs gesehen, die auf politischer Ebene reduziert werden müssen.

Zur Ermittlung der verfügbaren Biomassepotenziale wurde ein Modellansatz gewählt, der auf einer (rechnerisch) vollständigen Nahrungsmittel-Selbstversorgung der untersuchten Staaten basiert. Nur die darüber hinaus verfügbaren Ackerflächen sind für die Energiepflanzenproduktion verfügbar. Sie werden in der Potenzialbetrachtung komplett zur Erzeugung von Biomethansubstraten herangezogen, wobei ein Ertragsniveau unterstellt wurde, das durch verschiedene Energiepflanzen in unterschiedlichen Anbausystemen und Klimazonen erreicht werden kann. Dieser flächenspezifische Methanertrag von Biogas und Bio-SNG liegt in einer vergleichbaren Größenordnung (etwa $3.750 \text{ m}^3_{\text{N}}/(\text{ha}\cdot\text{a})$). Zusätzlich wurden die Potenziale an Gülle, Waldrestholz und Industrierestholz erhoben. Berücksichtigt wurden zudem die Zugangsmöglichkeiten zum Erdgasnetz innerhalb eines bestimmten Radius, mit dem jedoch über 95 % der europäischen Landfläche erfasst werden.

Die ermittelten Potenziale steigen von ca. 300 Mrd. $\text{m}^3_{\text{N}}/\text{a}$ im Jahr 2005 auf ca. 500 Mrd. $\text{m}^3_{\text{N}}/\text{a}$ im Jahr 2020. Entscheidend für das Potenzialwachstum ist die zunehmende Flächenverfügbarkeit in der Landwirtschaft, da der Flächenbedarf für die Nahrungsmittelproduktion rückläufig erwartet wird. Die größten Potenziale werden in den EU-15 und den CIS-Staaten in Aussicht gestellt. Etwa die Hälfte des Potenzials kann über Biogas erschlossen werden. Rechnerisch ist bei voller Potenzialerschließung im Jahr 2020 eine Größenordnung von 25.000 bis 50.000 Biogasanlagen und ca. 1.000 Bio-SNG-Anlagen zu erwarten.

Die ermittelten Potenziale können perspektivisch fossiles Erdgas im Umfang von ca. 500 Mrd. $\text{m}^3_{\text{N}}/\text{a}$ ersetzen, was in etwa dem gegenwärtigen Erdgasverbrauch der EU-28 ent-

spricht. Das künftige relative Substitutionspotenzial hängt dabei auch wesentlich vom Erdgasverbrauch der Länder ab. Für eine nachhaltige Strategie zur Versorgung von Europa mit Biomethan ist daher die umfassende Ausschöpfung der Energieeinsparungs- und -effizienzoptionen unumgänglich: je besser es also gelingt, den Erdgasverbrauch dauerhaft zu reduzieren, umso größer ist das erreichbare Substitutionspotenzial durch Biomethan. Allerdings stellen die ermittelten Potenziale eine Maximalbetrachtung dar. In der Praxis ergeben sich Einschränkungen durch konkurrierende energetische Nutzungsoptionen. In Europa zählen hierzu v. a. Holzproduktion für den Wärmebereich, Rapsanbau zur Biodieselproduktion, Getreideanbau zur Ethanolproduktion.

Die Kostenbetrachtung zur Bereitstellung von Biomethan erfolgt auf der Basis definierter Modellanlagen. In der Praxis können - je nach Rahmenbedingungen - die Kosten im Einzelfall erheblich abweichen. Die berechneten Erzeugungs- und Einspeisekosten liegen im Bereich von 7 bis 16 €/kWh_{CH₄,th}. Es sind keine signifikanten Kostenvorteile für Osteuropa (insbesondere die CIS-Staaten und Beitrittsanwärterstaaten) zu erwarten. Auch liegen die Bereitstellungskosten von Biomethan über Biogas und Bio-SNG in einer ähnlichen Größenordnung und dürften ab einem Rohölpreis frei Grenze von 150 US\$/barrel im Bereich der erwarteten Erdgaspreise liegen. Dabei ist allerdings nicht berücksichtigt, dass steigende Rohölpreise auch Auswirkungen auf die Preise für biogene Rohstoffe haben dürften.

Für den Einstieg in eine Biogaseinspeisungsstrategie scheint die Erschließung von 10 % des mittelfristig ermittelten Potenzials ein denkbarer erster Schritt. Dafür wären ca. 7.000 Biogasanlagen oder 200 Bio-SNG-Anlagen zu bauen. Dies scheint für Biogas gut erreichbar, während für Bio-SNG noch ein erheblicher Forschungsvorlauf notwendig ist. Insofern könnte Biogas die Funktion einer Brückentechnologie zukommen.

Literatur- und Referenzverzeichnis

- /1/ European Commission: European Energy and Transport Trends to 2030 – Update 2005. Directorate General for Energy and Transport, Office for Official Publications of the European Communities, ISBN 92-79-02305-5, Luxembourg, 2006
- /2/ Institut für Energetik und Umwelt gGmbH: Datenbasis, eigene Berechnungen respektive Darstellungen, Leipzig, 2006/2007
- /3/ GTE: Gas Transmission Europe. Karte, URL: http://gie.waxinteractive3.com/download/gridmap/GTE_070sml.pdf (Zugriff: Dezember, 2006)
- /4/ Cerbe G.: Grundlagen der Gastechnik – Gasbeschaffung, Gasverteilung, Gasverwendung. Carl Hanser Verlag, München, Wien, 2004
- /5/ Hofmann, F.; Plättner, A.; Lulies, S.; Scholwin, F.; Klinski, S.; Diesel, K.; Urban, W.; Burmeister, F.; Evaluierung der Möglichkeiten zur Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz; Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.; Leipzig 2006
- /6/ Kaltschmitt, M.; Wiese, A.; Streicher, W. (Hrsg.): Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte; Springer, Berlin, Heidelberg, 2003, 3. Auflage
- /7/ Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe: Handreichung Biogasgewinnung und –nutzung, Gülzow, 2006
- /8/ Institut für Energetik und Umwelt gGmbH: Evaluierung der Möglichkeiten zur Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, Forschungsvorhaben im Auftrag der Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe, Leipzig, 2005
- /9/ Institut für Verfahrenstechnik – TU Wien: Energiezentrale zur Umwandlung von biogenen Roh- und Reststoffen einer Region in Wärme, Strom, BIO-SNG und flüssige Kraftstoffe, Wien, 2005
- /10/ Institut für Energetik und Umwelt gGmbH: Nachhaltige Biomassenutzungsstrategien im europäischen Kontext – Analyse im Spannungsfeld nationaler Vorgaben und der Konkurrenz zwischen festen, flüssigen und gasförmigen Bioenergieträgern, Leipzig, 2005
- /11/ Institut für Agrarentwicklung in Mittel- und Osteuropa: H. Hockmann; persönliche Mitteilung
- /12/ Smeets, E.; Faaij, A.; Lewandowski, I: A quickscan of global bio-energy potentials to 2050, Utrecht, March 2004
- /13/ Verbundvorhaben AGROWOOD: <http://www.agrowood.de/plantagen.php> (Zugriff: November 2006)
- /14/ Diepenbrock, W.; Fischbeck, G.; Heyland, K.-U.; Knauer, N.: Spezieller Pflanzenbau, Eugen Ulmer, Stuttgart, 1999, 3. Auflage
- /15/ Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe: Biogasgewinnung und -nutzung, gefördert durch Mittel des BLE, Leipzig, 2004

- /16/ Vetter, A.; Hering, T.; Peisker, D.: Gesetzliche Rahmenbedingungen und Entwicklungspotenzial der energetischen Nutzung von Getreide und Stroh, Seminarveranstaltung „Alternative Brennstoffe“, Berlin, 2006
- /17/ http://www.zoll.de/b0_zoll_und_steuern/c0_marktordnung/b0_einfuhr_mo_waren/a0_getreide/index.html (Zugriff: September 2006)
- /18/ <http://www.destatis.de/basis/d/forst/forsttab5.php> (Zugriff: September 2006)
- /19/ <http://www.fnr.de> (Zugriff: September 2006)
- /20/ Prylutski, A.; Kosenok, I.: Entwicklung des Agrarsektors und der Agrarpolitik in Weißrussland seit 1990, Christian-Albrechts-Universität, Kiel, 2003
- /21/ http://www.fas.usda.gov/remote/soviet/crop_area_2004/russia/rs_millet.htm (Zugriff: September 2006)
- /22/ Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe: Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“ Band 24, Biomasse-Vergasung – Der Königsweg für eine effiziente Strom- und Kraftstoffbereitstellung?, Leipzig, 2003
- /23/ Holthausen, N. et al.: Potenziale osteuropäischer Länder für die Produktion von Synthetischem Gas (SNG) aus Holz, Birmensdorf, 2006
- /24/ Wandel, J.: Russlands Agrarpolitik unter Putin, Lucius&Lucius, Stuttgart, 2005
- /25/ Von Cramon-Taubadel, S.; Striwe, L.: Die Transformation der Landwirtschaft in der Ukraine, Wissenschaftsverlag Vauk Kiel KG, 1999
- /26/ Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e. V.: Rohstoffpotenziale für die Produktion von Biodiesel – eine Bestandaufnahme. UFOP, Berlin, September 2006
- /27/ Hamelinck, C.N. & Faaij, A., P.C.: Future prospects for production of methanol and hydrogen from biomass. Journal of Power Sources 111 (2002) 1-22, Department of Science, Technology and Society, Utrecht University, The Netherlands, 2002
- /28/ Verein Deutscher Ingenieure: Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen (VDI 6025). VDI-Gesellschaft Technische Gebäudeausrüstung, Verein Deutscher Ingenieure, Düsseldorf, 1996
- /29/ Eurostat:
http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page?_pageid=0,1136206,0_45570467&_dad=portal&_schema=PORTAL (Zugriff: Dezember 2006)
- /30/ Eurostat:
http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page?_pageid=0,1136239,0_45571447&_dad=portal&_schema=PORTAL (Zugriff: Dezember 2006)
- /31/ Eurostat:
http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page?_pageid=0,1136184,0_45572595&_dad=portal&_schema=PORTAL (Zugriff: Dezember 2006)
- /32/ <http://faostat.fao.org/site/377/DesktopDefault.aspx?PageID=377>
- /33/ BP: Quantifying energy BP Statistical Review of World Energy 2006 – Natural gas. June, 2006

- /34/ Seeliger, A.: Entwicklung des weltweiten Erdgasangebots bis 2030. Schriften des energiewirtschaftlichen Instituts, Band 61, Oldenburg Industrieverlag, München, 2006
- /35/ Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie et al.: Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse – Band 1: Gesamtergebnisse und Schlussfolgerungen. Untersuchung im Auftrag des Bundesverband des deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW) und Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfachs (DVGW), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, Fraunhofer Institut Umwelt-, Sicherheits-, Energietechnik (UMSICHT), Gaswärme-Institut e. V., Wuppertal, Januar 2006
- /36/ Fraunhofer Institut Umwelt-, Sicherheits-, Energietechnik (UMSICHT): Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse – Band 3: Biomassevergasung, Technologien und Kosten der Gasaufbereitung und Potenziale der Biogaseinspeisung in Deutschland. Untersuchung im Auftrag des Bundesverband des deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW) und Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfachs (DVGW), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, Fraunhofer Institut Umwelt-, Sicherheits-, Energietechnik (UMSICHT), Gaswärme-Institut e. V., Wuppertal, August 2005 (unveröffentlicht)

Möglichkeiten einer europäischen Biogas- einspeisungsstrategie - Teilbericht II -

**im Auftrag der Bundestagsfraktion von
Bündnis90/Die GRÜNEN**

Darmstadt, Januar 2007

erstellt von

**Uwe R. Fritsche
Katja Hünecke
Klaus Schmidt**

Öko-Institut e.V.

**Büro Darmstadt
Rheinstraße 95
D-64295 Darmstadt
Tel.: (06151) 8191-0
Fax: (06151) 8191-33**

**Büro Berlin
Novalisstraße 10
D-10115 Berlin
Tel.: +49-(0)30-280486-80
Fax: +49-(0)30-280486-88**

**Geschäftsstelle Freiburg
Merzhauser Str. 173
D-79100 Freiburg
Tel.: +49-(0)761-452950
Fax: +49-(0)761-475437**

www.oeko.de

Inhaltsverzeichnis

Vorbemerkung.....	1
1 Hintergrund zur ökologischen und sozialökonomischen Analyse der Bioenergiebereitstellung und -nutzung.....	1
1.1 Methodischer Ansatz	2
1.2 Datengrundlagen zur Umwelt- und sozialökonomischen Analyse.....	4
2 Sozioökonomische Effekte der Bereitstellung von Strom und Wärme aus Biogas und Bio-SNG.....	5
2.1 Zusätzliche Wertschöpfung durch die Biomethanbereitstellung.....	5
2.2 Netto-Bilanzierung der Wertschöpfung.....	8
2.3 Beschäftigungseffekte durch die Biomethan-Strategie.....	9
2.4 Weitere volkswirtschaftliche Aspekte von Biomethan.....	14
2.5 Zusammenfassung zur sozioökonomischen Analyse	17
3 Umwelteffekte der Bereitstellung von Strom und Wärme.....	18
3.1 Umwelteffekte der konventionellen Strom- und Wärmebereitstellung.....	18
3.2 Umwelteffekte der Bereitstellung von Biomethan	20
3.3 Umwelteffekte bei der Nutzung von Biomethan für Strom und Wärme	21
3.4 Zusammenfassung zur Umweltanalyse	24
Literatur	26

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Zusätzliche Wertschöpfung in der Landwirtschaft durch die Bereitstellung von Substraten für die Biogaserzeugung	5
Tabelle 2	Zusätzliche Wertschöpfung durch die Bereitstellung von Holz für die Bio-SNG-Erzeugung	6
Tabelle 3	Zusätzliche Wertschöpfung durch Bau und Betrieb von Biogasanlagen	7
Tabelle 4	Zusätzliche Wertschöpfung durch Bau und Betrieb von Bio-SNG-Anlagen	7
Tabelle 5	Zusätzliche Wertschöpfung durch Bau und Betrieb von Biogas- und Bio-SNG-Anlagen sowie deren Inputs	8
Tabelle 6	Nettobilanz der zusätzlichen Wertschöpfung bei Ersatz von Erdgas durch Biomethan	9
Tabelle 7	Direkte und indirekte Beschäftigungseffekte der Bereitstellung von Rohstoffen für die Biomethan-Anlagen	10
Tabelle 8	Direkte und indirekte sowie gesamte Beschäftigungswirkung für Bau und Betrieb der Biogas-Anlagen	11
Tabelle 9	Direkte und indirekte sowie gesamte Beschäftigungswirkung für Bau und Betrieb der Bio-SNG-Anlagen	12
Tabelle 10	Gesamte Beschäftigungseffekte der Biomethanbereitstellung	13
Tabelle 11	Summe der Beschäftigungseffekte für die Biomethanbereitstellung	13
Tabelle 12	Monetäre Zusatzeffekte der Biomethanstrategie auf die Staathaushalte	16
Tabelle 13	Bilanzen zu Treibhausgasen und Luftschadstoffen für die heutige Bereitstellung von Strom in europäischen Ländern	18
Tabelle 14	Bilanzen zu Treibhausgasen und Luftschadstoffen für die heutige Bereitstellung von Wärme aus Gasheizungen in europäischen Ländern	19
Tabelle 15	Umweltbilanz der Bereitstellung von Biomethan	21
Tabelle 16	Umweltbilanz der Bereitstellung von Strom und Wärme aus Kraftwerksmix + Gasheizung versus KWK mit Biomethan	22
Tabelle 17	Nettobilanz für Treibhausgase bei der Substitution von Erdgas durch Biomethan	24

Abbildungsverzeichnis

Bild 1	Der Ansatz der Stoffstromanalyse im Bereich Biomasse	2
Bild 2	GEMIS als Datenbank für Stoffstromanalysen	3
Bild 3	Gesamte Beschäftigungseffekte der Biomethan-Strategie	14
Bild 4	Bilanzen zu Treibhausgasen und Luftschadstoffen für die heutige Bereitstellung von Strom in europäischen Ländern	19
Bild 5	Bilanzen zu Treibhausgasen und Luftschadstoffen für die heutige Bereitstellung von Wärme aus Gasheizungen in europäischen Ländern	20
Bild 6	Vergleich der Nutzung von Biogas zur Strom- und Wärmebereitstellung in KWK in osteuropäischen Ländern und DE sowie beim Import nach DE	23
Bild 7	Vergleich der Nutzung von Bio-SNG zur Strom- und Wärmebereitstellung in KWK in osteuropäischen Ländern und DE sowie beim Import nach DE	23
Bild 8	Klimagaseinsparung bei der Substitution von Erdgas durch Biomethan	24

Vorbemerkung

Dieses Papier stellt einen Beitrag zu der Kurzstudie „Möglichkeiten einer europäischen Biogaseinspeisestrategie“ dar, die vom Institut für Energetik und Umwelt Leipzig (IE) und Öko-Institut im Auftrag der Bundestagsfraktion von Bündnis90/Die GRÜNEN erstellt wurde.

Das vorliegende Papier betrifft den *Arbeitspunkt* „Wertschöpfung und Beschäftigung“ und gibt auch die Ergebnisse von *ergänzend durchgeführten Umweltanalysen* wieder, die aus Sicht der Verfasser zur Beurteilung der Nachhaltigkeit von Bioenergie-Importoptionen aus Osteuropa wesentlich sind.

Die sozioökonomischen Analysen zur Wertschöpfung und Beschäftigung (vgl. Kap. 2) folgen dabei der Ländergliederung im Teilbericht I (IE 2007), während die zusätzlich durchgeführten Arbeiten zur Umweltanalyse (vgl. Kap. 3) sich auf die osteuropäischen Länder Russland (RU), Ukraine (UA) und Weißrussland (BY) sowie Polen (PL) und Rumänien (RO) als osteuropäischen EU-Mitgliedsstaaten konzentrieren.

1 Hintergrund zur ökologischen und sozialökonomischen Analyse der Bioenergiebereitstellung und -nutzung

Im Folgenden werden die Fragen der Bereitstellung von aufbereitetem Biogas und Bio-SNG aus den vorgenannten Ländern mit Blick auf die sozialökonomischen Aspekte und die Umwelteffekte diskutiert. Im Mittelpunkt stehen dabei

- Wertschöpfung und Beschäftigung,
- Emissionen an Treibhausgasen (THG), ausgedrückt in CO₂-Äquivalenten und
- versauernde Luftschadstoffe (SO₂, NO_x, usw.), ausgedrückt in SO₂-Äquivalenten¹.

Ziel der sozioökonomischen Analyse ist zu klären, welche regionalen (Netto-)Effekte es im Hinblick auf die Bereitstellung von Biomethan gibt, wenn die Potenziale (vgl. IE 2007) ausgeschöpft würden. Ergänzend werden auch volkswirtschaftliche Aspekte der Biomethanbereitstellung mit einbezogen.

Die Umweltanalyse untersucht dagegen, welche Vor- und Nachteile es bei der Bereitstellung von Biomethan als *Importoption für Deutschland* gibt im *Vergleich zur nationalen Nutzung* in den potenziellen Exportländern.

Zuerst werden die methodischen Vorgehensweise und dann die Datengrundlagen dargestellt und nachfolgend die im Projekt durchgeführten Analysen erläutert.

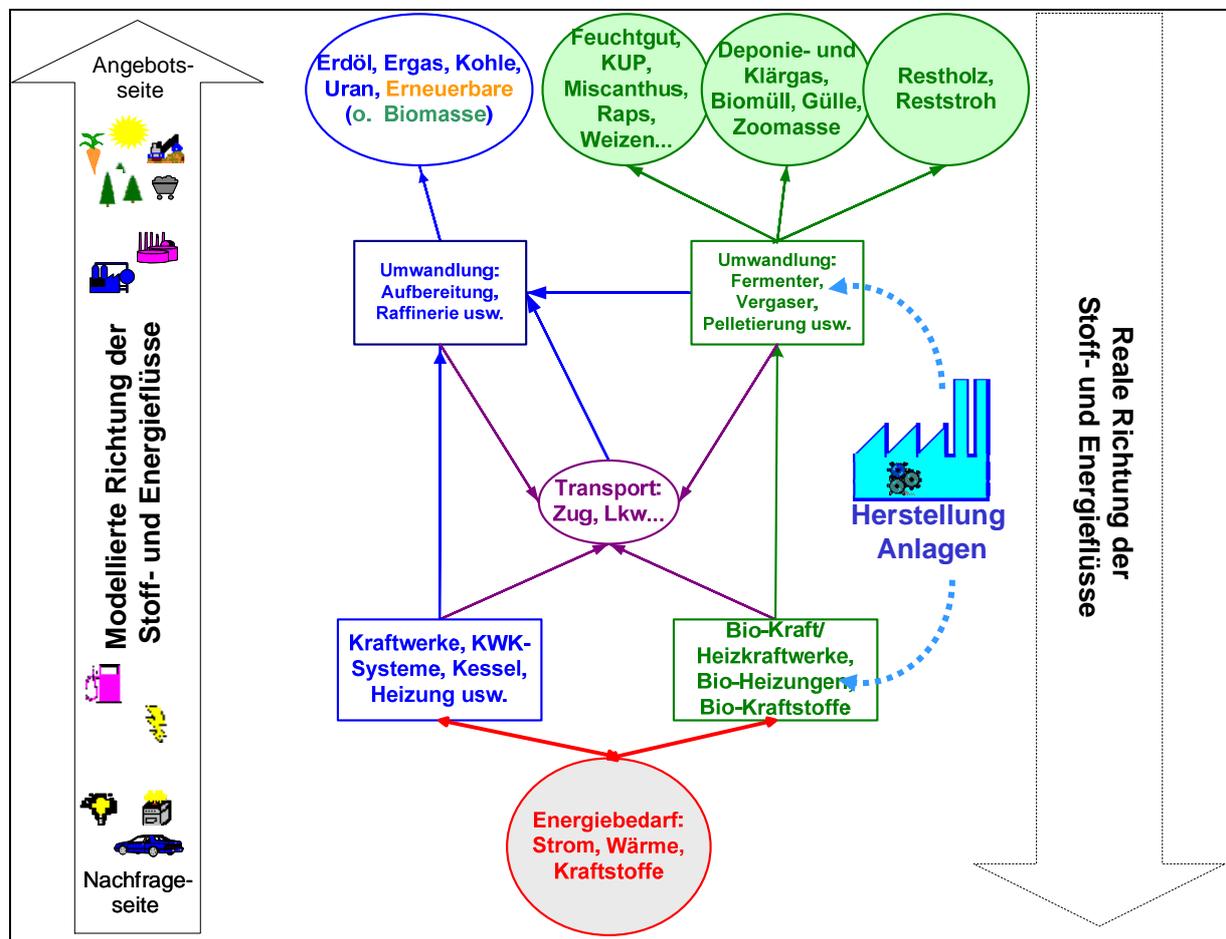
¹ Die Methodik und Datenbasis erlaubt auch die Bilanzierung weiterer Emissionen (CO, NMVOC, Staub) sowie die disaggregierte Darstellung der Einzelemissionen (CO₂, CH₄, N₂O, SO₂, NO_x usw.) sowie die Ermittlung von Reststoffmengen und Ressourceninanspruchnahmen (z.B. Metalle, Fläche).

1.1 Methodischer Ansatz

Die Umwelt- und Beschäftigungsfragen werden auf Basis des „Stoffstrom-Biomasse“-Vorhabens (vgl. Fritsche u.a. 2004) für ausgewählte Technologien zur Bereitstellung und Nutzung von Biomethan behandelt². Diese Untersuchung stellte die wichtigsten Kenndaten und methodischen Ansätze bereit, um die Bioenergienutzung in Deutschland zu analysieren und entsprechende Technologien zu vergleichen.

Dabei wurde die sog. *Stoffstromanalyse* als methodische Grundlage gewählt, bei der die Nachfrage nach Produkten und Dienstleistungen (z.B. Raumwärme, Strom) über alle vorgelagerten Prozessstufen bis zur Primärenergiebereitstellung bilanziert und dabei auch die Herstellung der notwendigen Anlagen sowie Hilfsenergie- und Hilfsstoffeinsätze sowie Transporte einbezogen werden (vgl. Bild 1).

Bild 1 Der Ansatz der Stoffstromanalyse im Bereich Biomasse



Quelle: Fritsche u.a. 2004

² Biogas ist nach Aufbereitung auch als biogener Kraftstoff nutzbar, dies wird hier jedoch nicht weiter untersucht.

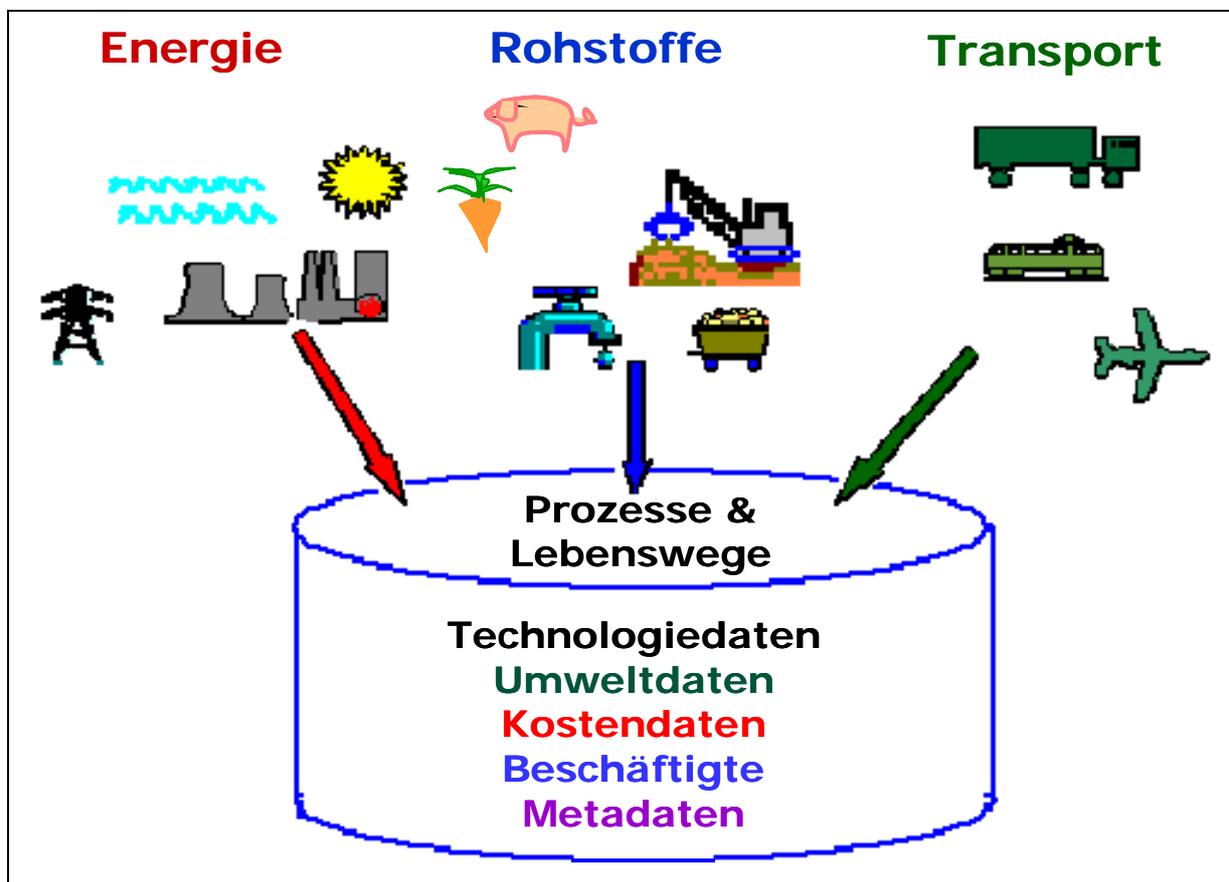
Die Stoffstromanalyse modelliert – entgegen der Richtung der realen Flüsse – von der Nachfrage bis zu den Ressourcen und kann mit diesem „bottom-up“-Ansatz eine vollständige Erklärung aller Effekte leisten. Zudem lässt sich damit relativ einfach auch die Konsequenz von geänderten – z.B. technologisch verbesserten – Prozessketten bestimmen.

Die datenseitige Erfassung und Bilanzierung erfolgt wie im „Stoffstrom“-Vorhaben auf Grundlage des Computermodells GEMIS³, das für Lebenswegbetrachtungen und Stoffstromanalysen einen breiten Datenhintergrund bietet und auch alle notwendigen Berechnungen integriert bereitstellt.

Dabei werden in GEMIS auch die Koppelprodukte, die z.B. bei der Bereitstellung von RME oder BtL entlang der Vorketten mit entstehen, durch Gutschriften in die Bilanz eingerechnet⁴.

Die prinzipielle Struktur der GEMIS-Datenbank zeigt die folgende Abbildung.

Bild 2 GEMIS als Datenbank für Stoffstromanalysen



Quelle: Fritsche u.a. (2004)

³ Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme – siehe www.gemis.de

⁴ GEMIS kann jedoch die Ergebnisse auch „brutto“, d.h. ohne Verrechnung von Gutschriften für Nebenprodukte, ausgeben. Damit lässt sich die Sensitivität der Ergebnisse in Bezug auf die Koppelproduktverwendung analysieren.

GEMIS enthält eine detaillierte Beschreibung aller Einzelprozesse. Durch die Verknüpfung dieser Einzelprozesse über Input- und Hilfsenergie- bzw. Hilfsstoff- sowie Transportlinks werden ganze Prozessketten automatisch erzeugt. Die Bilanzierung von Umwelt, Kosten- und Beschäftigungseffekten kann dadurch bis auf die Ebene aller Einzelprozesse hin aufgelöst, aber auch regional oder sektoral aggregiert werden.

Neben Datenbank und Bilanzierung bietet GEMIS auch Hilfen zur Ergebnisanalyse, Im- und Exportroutinen sowie Schnittstellen zur Internet-Datenbank ProBas des Umweltbundesamts.

In Bezug auf die hier interessierende Biomasse als Energieträger bietet GEMIS zudem durch die *explizite Modellierung* von Brennstoffen über deren Elementaranalyse auch eine automatische Berechnung der Stoffströme für Kohlenstoff, Asche und Halogene.

Weiterhin kann GEMIS automatisch die mit den Transporten von Brennstoffen verbundenen Umwelteffekte bilanzieren, soweit Transportdistanz und Transportsystem gewählt werden.

1.2 Datengrundlagen zur Umwelt- und sozialökonomischen Analyse

1.2.1 Daten zu Bioenergieprozessen

Die Datengrundlage der vorliegenden Studie stützt sich im Bereich der Umweltfragen auf den im „Stoffstrom“-Projekt entwickelten Datenkern für Bioenergieprozesse für Deutschland, nutzt jedoch zusätzlich Daten zu Effizienz und Kosten der Biogas- und Bio-SNG-Herstellung und –aufbereitung aus IE (2007).

1.2.2 Daten zu Strom und Wärme

Die Stromerzeugungssysteme in Osteuropa wurden auf Basis von IEA-Daten unter Verwendung der GEMIS-Datenbasis abgebildet, um die nationalen Kraftwerksparks zu modellieren. Die Wärmeprozesse (Gasheizung) wurden entsprechend auf Basis von GEMIS Osteuropa abgebildet.

1.2.3 Daten zur Biomassebereitstellung

Weiterhin wurden Daten aus EEA (2006) zur Bereitstellung von biogenen Rohstoffen (Anbau) sowie für die Biogas- und Bio-SNG-Herstellung (Vergärung bzw. Vergasung und Aufbereitung) Daten nach IE (2007) und auf die Länder Weißrussland, Russland und Ukraine übertragen.

1.2.4 Daten zu Brennstoffeigenschaften

Die Brennstoffdaten wurden in der vorliegenden Studie komplett aus dem „Stoffstrom“-Projekt übernommen und durch eigene Abschätzungen für die Elementaranalysen der biogenen Brennstoffe in den Exportländern auf Basis von BIOBIB (2005) ergänzt. Die Kosten der biogenen Rohstoffe sowie der Bioenergieträger beruhen auf IE (2007).

2 Sozioökonomische Effekte der Bereitstellung von Strom und Wärme aus Biogas und Bio-SNG

Über die in IE (2007) diskutierten Kosten der Biomethanbereitstellung wird im Folgenden eine Berechnung der mit den Biomethanoptionen verbundenen *zusätzlichen Wertschöpfung* in der Land- und Forstwirtschaft sowie der Investitionsgüterindustrie (Anlagenherstellung) sowie der direkten und indirekten *zusätzlichen Beschäftigungseffekte* in der EU-15, der EU+10 (Beitrittsstaaten) sowie der EU+3 (Beitrittsanwärter) und ausgewählten GUS-Staaten durchgeführt, wobei die theoretischen Biomethan-Potenziale für 2010 bzw. 2020 nach IE (2007) als umgesetzt angenommen werden.

2.1 Zusätzliche Wertschöpfung durch die Biomethanbereitstellung

Ausgehend von den in IE (2007) genannten theoretischen Potenzialen für Biomethan in den o.g. Ländergruppen wurde zuerst die zusätzliche Wertschöpfung⁵ in der Landwirtschaft bestimmt, die sich aus dem Einsatz von Energiepflanzen zur Biogasherstellung ergibt⁶.

Tabelle 1 Zusätzliche Wertschöpfung in der Landwirtschaft durch die Bereitstellung von Substraten für die Biogaserzeugung

Biogas Mio. €/a	Exkremente		Einstreu		Energiepflanzen		Summe	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020
EU-15	-	-	-	-	4.653	8.508	4.653	8.508
EU+10	-	-	-	-	1.233	1.579	1.233	1.579
EU+3	-	-	-	-	1.458	1.512	1.458	1.512
GUS	-	-	-	-	6.378	10.626	6.378	10.626
SUMME	-	-	-	-	13.722	22.225	13.722	22.225

Quelle: eigene Berechnungen nach IE (2007)

⁵ In die zusätzliche Wertschöpfung gehen nach IE (2007) *keine* Preissteigerungen bis 2020 ein.

⁶ Die zusätzliche Wertschöpfung durch die anteilige Nutzung von Exkrementen (Gülle) bzw. Einstreu ist Null, da diese von IE (2007) als kostenneutral angenommen wurde.

Danach wurde die entsprechende Bilanzierung für die Bereitstellung von Energieholz für die Forst- und Holzwirtschaft (Rest- bzw. Schwachholz) sowie die Landwirtschaft (KUP) durchgeführt. Dabei wurde von den in IE (2007) genannten Preisen für KUP ausgegangen und daraus die für Rest- und Schwachholz (75% von KUP) sowie für Industrierestholz (50% von KUP) angesetzt.

Tabelle 2 Zusätzliche Wertschöpfung durch die Bereitstellung von Holz für die Bio-SNG-Erzeugung

Holz	aus Forstwirtschaft		aus Holzwirtschaft		aus Landwirtschaft (KUP)		Summe		
	Mio. €a	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020
EU-15		8.435	7.573	1.172	1.273	1.682	2.964	11.288	11.810
EU+10		2.071	1.970	151	169	520	849	2.741	2.988
EU+3		1.096	675	70	84	186	353	1.351	1.111
GUS		9.219	8.606	74	74	1.021	1.694	10.314	10.374
SUMME		20.820	18.824	1.466	1.600	3.408	5.859	25.694	26.284

Quelle: eigene Berechnungen nach IE (2007)

Im nächsten Schritt wurden die durch Investition und Betrieb der Biogas- bzw. Bio-SNG-Anlagen ausgelöste zusätzliche Wertschöpfung bestimmt. Dabei wurden die Investitionskosten in die Anlagen annuitätisch auf die Lebensdauer verteilt (für 8% Realzins) und die fixen Anlagekosten (Wartung, Instandhaltung, Versicherung, Lohn) einbezogen.

Dabei ist zu beachten, dass die durch die Investition vermittelte Wertschöpfung überwiegend in der Investitionsgüterindustrie realisiert wird und durch ggf. erfolgende Käufe im Ausland die regionale Abgrenzung gestört werden kann.

Daher sind die in der folgenden Tabelle genannten Zurechnungen zu den Ländergruppen wohl nur für die EU-15 belastbar, während für die anderen Länder eher von Technologieimporten auszugehen ist.

Die sektorale Aufteilung in den folgenden beiden Tabellen steht daher nicht für die sektorale Wertschöpfung, sondern für die auslösenden Nachfrage-Sektoren.

Tabelle 3 *Zusätzliche Wertschöpfung durch Bau und Betrieb von Biogasanlagen*

Biogas-Anlagen Mio. €/a	für Exkremente		für Einstreu		für Energiepflanzen		Summe	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020
EU-15	4.937	4.984	381	381	21.796	39.855	27.113	45.219
EU+10	824	840	62	62	7.189	9.206	8.075	10.108
EU+3	746	832	54	62	5.236	5.430	6.037	6.324
GUS	910	910	117	78	22.907	38.164	23.933	39.151
SUMME	7.417	7.565	614	583	57.127	92.655	65.159	100.803

Quelle: eigene Berechnungen nach IE (2007)

Tabelle 4 *Zusätzliche Wertschöpfung durch Bau und Betrieb von Bio-SNG-Anlagen*

Bio-SNG-Anlagen, Mio. €/a	aus Forstwirtschaft		aus Holzwirtschaft		aus Landwirtschaft (KUP)		Summe	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020
EU-15	17.055	15.313	2.968	3.225	2.971	5.235	22.993	23.773
EU+10	4.716	4.486	440	494	1.018	1.663	6.173	6.642
EU+3	2.497	1.538	203	244	363	691	3.063	2.472
GUS	20.995	19.600	216	216	1.999	3.316	23.210	23.133
SUMME	45.262	40.937	3.827	4.179	6.351	10.905	55.440	56.020

Quelle: eigene Berechnungen nach IE (2007)

Die folgende Tabelle zeigt die Summe der zusätzlichen Wertschöpfung durch den Anlagenbau und –betrieb *inklusive* der zusätzlichen Wertschöpfung durch die Inputs (Substrate bzw. Holz).

Tabelle 5 Zusätzliche Wertschöpfung durch Bau und Betrieb von Biogas- und Bio-SNG-Anlagen sowie deren Inputs

alle Anlagen, Mio. €a	für Reststoffe		für Anbau-Biomasse		Summe	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020
EU-15	25.340	23.902	24.767	45.090	50.107	68.992
EU+10	6.042	5.882	8.206	10.869	14.248	16.751
EU+3	3.500	2.675	5.600	6.121	9.100	8.796
GUS	22.238	20.804	24.906	41.480	47.143	62.284
SUMME	57.120	53.263	63.478	103.560	120.598	156.823

Quelle: eigene Berechnungen nach IE (2007)

Die Realisierung der Potenziale im Jahr 2020 würde somit in der EU-15 *jährlich* knapp 70 Milliarden Euro an zusätzlicher Wertschöpfung bedeuten, wobei $\frac{2}{3}$ von den Anbaubiomassen und rund $\frac{1}{3}$ von den biogenen Reststoffen ausgelöst würden.

In der EU+10 wären es im Jahr 2020 jährlich knapp 17 Milliarden Euro, in der EU+3 immer noch knapp 9 Milliarden Euro, während die GUS-Länder mit über 62 Milliarden Euro fast den Wert der EU-15 erreichen würden.

2.2 Netto-Bilanzierung der Wertschöpfung

Die o.g. zusätzliche Wertschöpfung erfolgt unabhängig davon, ob ggf. Erdgas ersetzt wird. Um jedoch den Substitutionsfall gegenüber russischem Erdgas zu illustrieren, wurde eine Nettobilanz der Wertschöpfung berechnet, bei der angenommen wurde, dass jeweils in der Länderregion Erdgas (zu Bezugspreisen ohne Steuern) durch das Biomethan ersetzt würde.

Für die EU-15 wurde dabei mit 2,5 €/GJ Erdgas gerechnet, für die EU+10 mit 2,2 €/GJ und für die EU+3 mit 1,8 €/GJ sowie für die GUS mit 1,4 €/GJ.

Das Ergebnis dieser Substitutionsbilanz zeigt die folgende Tabelle.

Tabelle 6 *Nettobilanz der zusätzlichen Wertschöpfung bei Ersatz von Erdgas durch Biomethan*

insgesamt, Mio €a	2010	2020
EU-15	11.453	17.101
EU+10	4.336	5.237
EU+3	4.230	4.171
GUS	26.507	36.128
SUMME	46.526	62.637

Quelle: eigene Berechnungen nach IE (2007)

Die EU-15 könnte bis 2020 eine zusätzliche Netto-Wertschöpfung von jährlich 17 Mrd. € realisieren, die EU+10-Staaten etwas mehr als 5 Mrd. € und die EU+3 mehr als 4 Mrd. €, während die GUS noch über 36 Mrd. € an zusätzlicher jährlicher Netto-Wertschöpfung realisieren könnte.

2.3 Beschäftigungseffekte durch die Biomethan-Strategie

Durch die Umsetzung der Biomethanpotenziale würde nicht nur zusätzliche Wertschöpfung induziert, sondern auch Beschäftigungseffekte ausgelöst. Dabei würden sowohl

- *direkte* Beschäftigungseffekte über den Betrieb der Anlagen und die Bereitstellung der Inputs als auch
- *indirekte* Beschäftigungseffekte durch die Investition in die Anlagen und die Ausgaben für Wartung/Instandhaltung

entstehen.

Im Folgenden werden diese Effekte quantifiziert, wobei wiederum die Stoffstromanalyse für die direkten Effekte und ergänzend die *monetäre* Input-Output-Bilanzierung für die indirekten Effekte verwendet wird.

Die Bereitstellung der Inputs (Rohstoffe) für die Biomethan-Anlagen induziert die in der folgenden Tabelle gezeigten direkten und indirekten Beschäftigungseffekte (jeweils für volle Potenzialnutzung).

Tabelle 7 Direkte und indirekte Beschäftigungseffekte der Bereitstellung von Rohstoffen für die Biomethan-Anlagen

	Exkremente		Einstreu		Energiepflanzen		Summe	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020
Biogas, Pers./a								
EU-15	-	-	-	-	38.205	69.860	38.205	69.860
EU+10	-	-	-	-	19.415	24.865	19.415	24.865
EU+3	-	-	-	-	20.226	20.975	20.226	20.975
GUS	-	-	-	-	88.479	147.409	88.479	147.409
SUMME	-	-	-	-	166.325	263.109	166.325	263.109
	Forstwirtschaft		Holzwirtschaft		Landwirtschaft (KUP)		Summe	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020
Holz, Pers./a								
EU-15	6.347	5.699	-	-	5.662	9.978	12.010	15.677
EU+10	1.946	1.851	-	-	2.567	4.194	4.512	6.045
EU+3	1.031	635	-	-	1.045	1.986	2.076	2.621
GUS	-	-	-	-	5.749	9.538	5.749	9.538
SUMME	9.324	8.185	-	-	15.023	25.695	24.347	33.880

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.4

Die Beschäftigungswirkung bei Exkrementen und Einstreu sowie Restholz aus der Holzwirtschaft sind Null, da diese Stoffe „ohnehin“ anfallen.

Bei den o.g. Beschäftigungsdaten *überwiegend die direkten* Beschäftigungseffekte sehr stark (> 95%), da alle anderen Inputs (Investitionen, Hilfsstoffe) vergleichsweise kleine Beschäftigungseffekte bewirken.

Dies ist beim Bau und Betrieb der Anlagen zur Biomethan-Bereitstellung deutlich anders, wie die folgende Tabelle zeigt.

Tabelle 8 Direkte und indirekte sowie gesamte Beschäftigungswirkung für Bau und Betrieb der Biogas-Anlagen

Pers./a (gesamt)	für Exkremente		für Einstreu		für Energiepflanzen		Summe	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020
EU-15	118.023	119.138	9.107	9.107	409.827	749.398	536.957	877.644
EU+10	19.701	20.073	1.487	1.487	142.371	182.331	163.559	203.891
EU+3	17.843	19.887	1.301	1.487	90.329	93.675	109.473	115.049
GUS	21.746	21.746	2.788	1.859	395.144	658.326	419.678	681.930
SUMME	177.313	180.844	14.683	13.940	1.037.671	1.683.730	1.229.668	1.878.514
Pers./a (direkt)	für Exkremente		für Einstreu		für Energiepflanzen		Summe	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020
EU-15	50.881	51.362	3.926	3.926	176.683	323.077	231.490	378.365
EU+10	8.494	8.654	641	641	61.378	78.606	70.513	87.901
EU+3	7.692	8.574	561	641	38.942	40.385	47.196	49.599
GUS	9.375	9.375	1.202	801	170.353	283.814	180.929	293.990
SUMME	76.442	77.965	6.330	6.010	447.356	725.881	530.128	809.856
Pers./a (indirekt)	für Exkremente		für Einstreu		für Energiepflanzen		Summe	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020
EU-15	67.141	67.776	5.181	5.181	233.145	426.321	305.467	499.278
EU+10	11.208	11.419	846	846	80.993	103.726	93.046	115.991
EU+3	10.151	11.314	740	846	51.387	53.290	62.278	65.450
GUS	12.371	12.371	1.586	1.057	224.792	374.512	238.748	387.940
SUMME	100.871	102.880	8.353	7.930	590.316	957.849	699.539	1.068.658

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.4

Tabelle 9 Direkte und indirekte sowie gesamte Beschäftigungswirkung für Bau und Betrieb der Bio-SNG-Anlagen

Pers./a (gesamt)	aus Forstwirtschaft		aus Holzwirtschaft		aus Landwirtschaft (KUP)		Summe	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020
EU-15	130.939	117.568	27.282	29.645	19.583	34.507	177.805	181.721
EU+10	40.180	38.222	4.389	4.930	7.563	12.358	52.133	55.509
EU+3	21.272	13.101	2.026	2.431	2.701	5.132	25.999	20.664
GUS	178.885	167.000	2.161	2.161	14.856	24.648	195.902	193.809
SUMME	371.276	335.890	35.858	39.167	44.704	76.646	451.838	451.703
Pers./a (direkt)	aus Forstwirtschaft		aus Holzwirtschaft		aus Landwirtschaft (KUP)		Summe	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020
EU-15	13.707	12.307	2.856	3.103	2.050	3.612	18.613	19.023
EU+10	4.206	4.001	459	516	792	1.294	5.457	5.811
EU+3	2.227	1.371	212	254	283	537	2.722	2.163
GUS	18.726	17.482	226	226	1.555	2.580	20.508	20.289
SUMME	38.866	35.162	3.754	4.100	4.680	8.024	47.300	47.286
Pers./a (indirekt)	aus Forstwirtschaft		aus Holzwirtschaft		aus Landwirtschaft (KUP)		Summe	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020
EU-15	117.232	105.261	24.426	26.542	17.533	30.895	159.191	162.698
EU+10	35.974	34.220	3.930	4.414	6.772	11.064	46.675	49.698
EU+3	19.045	11.729	1.814	2.177	2.418	4.595	23.277	18.501
GUS	160.159	149.518	1.935	1.935	13.301	22.068	175.395	173.520
SUMME	332.409	300.728	32.104	35.067	40.025	68.622	404.538	404.417

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.4

Werden nun die direkten und indirekten Beschäftigungseffekte der Bereitstellung der Rohstoffe sowie die der Biomethan-Anlagen addiert, so ergeben sich die Gesamteffekte (vgl. folgende Tabelle).

Tabelle 10 Gesamte Beschäftigungseffekte der Biomethanbereitstellung

Biogas, Pers./a	für Exkrememente		für Einstreu		für Energiepflanzen		Summe	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020
EU-15	118.023	119.138	9.107	9.107	448.032	819.258	575.162	947.504
EU+10	19.701	20.073	1.487	1.487	161.786	207.196	182.974	228.756
EU+3	17.843	19.887	1.301	1.487	110.555	114.650	129.699	136.024
GUS	21.746	21.746	2.788	1.859	483.623	805.735	508.157	829.339
SUMME	177.313	180.844	14.683	13.940	1.203.996	1.946.839	1.395.992	2.141.623

Bio-SNG, Pers./a	aus Forstwirtschaft		aus Holzwirtschaft		aus Landwirtschaft (KUP)		Summe	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020
EU-15	137.286	123.267	27.282	29.645	25.246	44.485	189.814	197.398
EU+10	42.126	40.072	4.389	4.930	10.130	16.552	56.645	61.554
EU+3	22.303	13.736	2.026	2.431	3.746	7.118	28.075	23.285
GUS	178.885	167.000	2.161	2.161	20.605	34.186	201.651	203.347
SUMME	380.599	344.075	35.858	39.167	59.728	102.341	476.185	485.583

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.4

Die Summe der Beschäftigungseffekte für die Biomethanbereitstellung nach Reststoffen und Energiepflanzenanbau zeigt die folgende Tabelle.

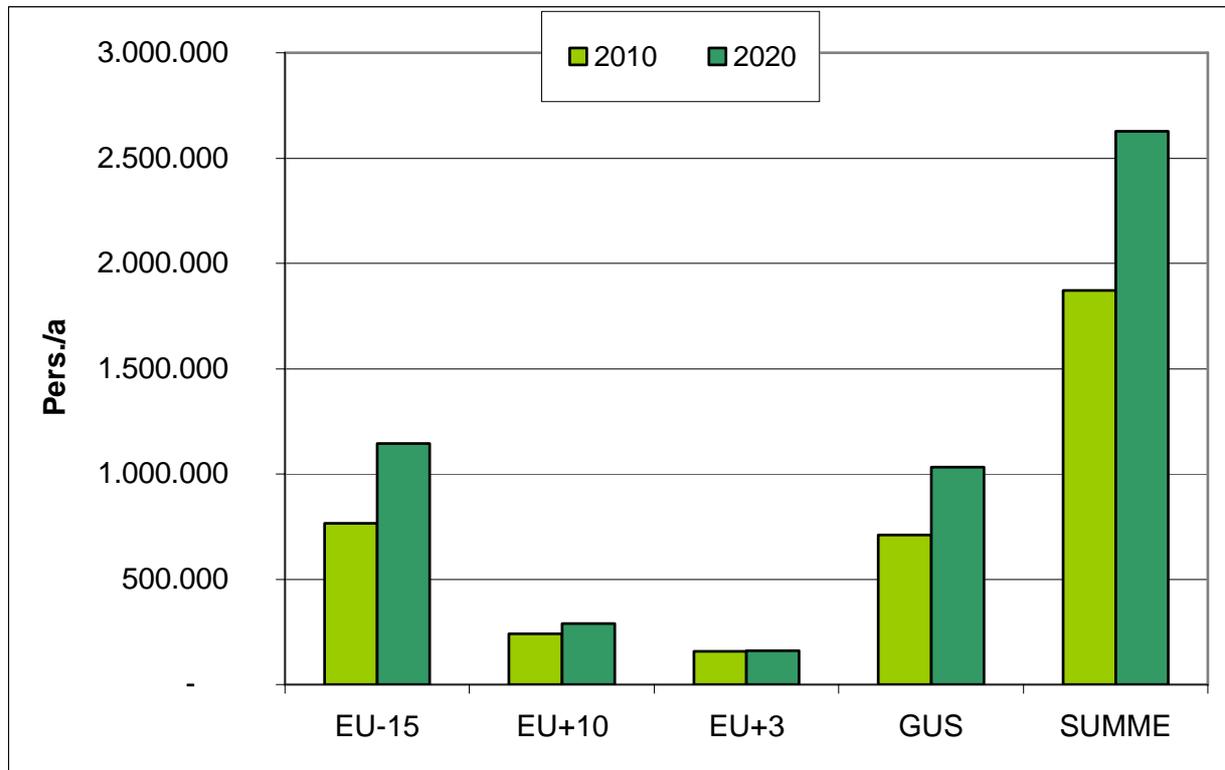
Tabelle 11 Summe der Beschäftigungseffekte für die Biomethanbereitstellung

insgesamt, Pers./a	Reststoffe		Anbau		Summe	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020
EU-15	291.698	281.158	473.278	863.744	764.976	1.144.902
EU+10	67.703	66.562	171.916	223.748	239.619	290.310
EU+3	43.472	37.541	114.302	121.768	157.774	159.309
GUS	205.580	192.765	504.228	839.920	709.808	1.032.686
SUMME	608.454	578.026	1.263.724	2.049.180	1.872.177	2.627.206

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.4

Die Verteilung der Beschäftigungseffekte über die Zeit und Ländergruppen zeigt die folgende Grafik im Überblick.

Bild 3 Gesamte Beschäftigungseffekte der Biomethan-Strategie



Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.4

Sowohl in der EU-15 als auch den GUS-Staaten könnte die – hypothetische - vollständige Potenzialumsetzung bis 2010 jeweils fast eine *Dreiviertel Million zusätzlicher* Beschäftigte bewirken und bis 2020 sogar jeweils deutlich *über eine Million Jobs*.

Dieses Ergebnis ist auch weitestgehend *unabhängig* davon, ob eine *Nettobilanz* unter Einrechnung substituierter Beschäftigung in der Erdgasindustrie (Gasbereitstellung) angenommen wird, da die spezifischen Beschäftigungswirkungen der Erdgasbereitstellung um mehr als den Faktor 10 *unter* denen der Biomethanbereitstellung liegt.

2.4 Weitere volkswirtschaftliche Aspekte von Biomethan

Aufgrund der großen Beschäftigungseffekte sollten in der volkswirtschaftlichen Beurteilung nicht allein die Bereitstellungskosten (vgl. IE 2007) berücksichtigt werden, sondern auch die indirekten Wirkungen der zusätzlichen Wertschöpfung und Beschäftigung auf die Staatshaushalte – dazu im Folgenden einige Beispiele.

2.4.1 Effekte durch die Mehrwertsteuer

Je Euro Wertschöpfung kann in der EU-15 von derzeit durchschnittlich 20% Mehrwertsteuer ausgegangen werden, was sich bis 2020 auf 25% erhöhen dürfte.

Aus dem zusätzlichen Mehrwert der Biomethanstrategie ergäben sich daraus staatliche Mehreinnahmen allein für die EU-15 von über 2 Mrd. €/a in 2010 bzw. über 4 Mrd. €/a in 2020. Für das Gesamtpotenzial ergäbe sich – bei regional differenzierter MWSt. – gesamte Mehreinnahmen der Staaten von fast 7 Mrd. € in 2010 bzw. fast 12 Mrd. € in 2020.

Allein dieser Effekt würde, umgerechnet auf die Biomethanpotenziale, je nach Ländergruppe in 2010 zwischen 0,4 bis 0,7 €/GJ Biomethan bzw. 0,6 bis 0,9 €/GJ Biomethan bis 2020 liegen (0,1 – 0,2 €cent/kWh in 2010 bzw. 0,2 – 0,3 €cent/kWh in 2020).

2.4.2 Effekte durch die Lohnsteuer und Sozialabgaben

Je Beschäftigtem in der EU-15 kann weiterhin von einer *zusätzlichen* staatlichen Einnahme an Lohnsteuer und Sozialabgaben von *mindestens* 20.000 €/a ausgegangen werden (je 20% Lohnsteuer + Sozialabgaben), womit sich allein daraus staatliche Mehreinnahmen in der EU-15 von über 15 Mrd. € in 2010 bzw. 23 Mrd. € in 2020 ergäben. Bezogen auf das Biomethanpotenzial der EU-15 sind dies in 2010 fast 3 €/GJ (bzw. 1 €cent/kWh) und in 2020 über 3 €/GJ (bzw. über 1 €cent/kWh) an *zusätzlichem Nutzen*.

2.4.3 Effekte durch vermiedene Treibhausgase

Wird schließlich der monetäre „Wert“ der Treibhausgaseinsparung gegenüber Erdgas (vgl. nächstes Kapitel) hinzugerechnet, der mit 20 €/t CO₂ (2010) bzw. 30 €/t CO₂ (2020) angenommen werden kann, so ergäben sich für 2010 weitere 1,4 €/GJ (bzw. 0,5 €cent/kWh) sowie in 2020 etwa 2,1 €/GJ (bzw. 0,8 €cent/kWh) aus dem „Wert“ der vermiedenen THG-Emissionen bei der Substitution von Erdgas.

2.4.4 Gesamte volkswirtschaftliche Zusatzeffekte

Werden diese gesamten volkswirtschaftlichen Zusatzeffekte saldiert, so ergeben sich allein für die EU-15 jährliche Mehreinnahmen von über 25 Mrd. € in 2010 bzw. fast 43 Mrd. € in 2020, dies sind spezifisch fast 5 €/GJ Biomethan (1,7 €cent/kWh) in 2010 bzw. fast 6 €/GJ in 2020 (2,1 €cent/kWh).

Wird dies von den Gestehungskosten von Biomethan nach IE (2007) abgezogen, so verbleiben für die günstigen Fälle etwa 5 €cent/kWh Biomethan als volkswirtschaftlichem „Nettopreis“.

Gegenüber dem *heutigen* Erdgaspreis (ohne Steuern) in der EU-15 von ca. 2,5 €cent/kWh ist dies immer noch fast eine Verdopplung.

Jedoch kann u.E. bei weiter steigenden Preisen für Erdgas und fortschreitenden Lerneffekten für die Biomethanbereitstellung von einer *langfristigen volkswirtschaftlichen Angleichung* ausgegangen werden.

Die folgende Tabelle zeigt eine Übersicht zu den hier als Beispiele bestimmten indirekten monetären Wirkungen für die Staatshaushalte.

Tabelle 12 Monetäre Zusatzeffekte der Biomethanstrategie auf die Staathaushalte

	MWSt (nur netto), Mio. €		spezifisch €/GJ		spezifisch €cent/kWh	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020
EU-15	2.291	4.275	0,4	0,6	0,1	0,2
EU+10	759	1.309	0,5	0,7	0,2	0,2
EU+3	635	834	0,7	0,9	0,2	0,3
GUS	3.313	5.419	0,6	0,8	0,2	0,3
Summe	6.997	11.838				
	Lohnst.+Sozial, Mio. €		spezifisch €/GJ		spezifisch €cent/kWh	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020
EU-15	15.300	22.898	2,8	3,1	1,0	1,1
EU+10	3.211	5.806	1,9	3,0	0,7	1,1
EU+3	1.578	2.135	1,6	2,3	0,6	0,8
GUS	5.678	10.327	1,1	1,6	0,4	0,6
Summe	25.767	41.166				
	CO2-Wert, Mio. €		spezifisch €/GJ		spezifisch €cent/kWh	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020
EU-15	7.731	15.567	1,4	2,1	0,5	0,8
EU+10	2.313	4.030	1,4	2,1	0,5	0,8
EU+3	1.364	1.943	1,4	2,1	0,5	0,8
GUS	7.223	13.732	1,4	2,1	0,5	0,8
Summe	18.630	35.272				
	Staat gesamt, Mio. €		spezifisch €/GJ		spezifisch €cent/kWh	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020
EU-15	25.321	42.741	4,6	5,8	1,7	2,1
EU+10	6.282	11.145	3,8	5,8	1,4	2,1
EU+3	3.576	4.911	3,7	5,3	1,3	1,9
GUS	16.214	29.478	3,1	4,5	1,1	1,6
Summe	51.394	88.275				

Quelle: eigene Berechnungen; Angaben bezogen auf den unteren Heizwert (H_u)

Es ist festzuhalten, dass die obigen Beispiele *als solche* zu verstehen sind – es war nicht Aufgabe dieser Kurzstudie, eine detaillierte Bilanzierung der volkswirtschaftlichen Gesamteffekte oder der langfristigen Gleichgewichtspreise durchzuführen.

Die indikative Darstellung der Zusatzeffekte erfolgte, um *eine Größenordnung* der zusätzlichen Effekte abzuschätzen und nur in diesem Sinne sind die genannten Werte zu verstehen.

2.5 Zusammenfassung zur sozioökonomischen Analyse

Die Umsetzung der Biomethan-Potenziale in Europa hätte erhebliche positive Effekte auf die Volkswirtschaften:

- Die *zusätzliche Netto-Wertschöpfung* läge im Jahr 2010 in der EU-15 bei 11,5 Milliarden €, in den anderen EU-Staaten (EU+10 sowie EU+3) bei 8,5 Mrd. € und in den betrachteten GUS-Staaten bei 26,5 Mrd. €. Diese Werte würden bis 2020 auf über 17 Mrd. € für die EU-15, über 9 Mrd. € für die anderen EU-Staaten und über 36 Mrd. € für die GUS-Staaten ansteigen. Die Netto-Summen lägen bei rund 47 Mrd. € (2010) bzw. 63 Mrd. € (2020).
- Die *zusätzliche Brutto-Wertschöpfung* (ohne Verrechnung von substituiertem Erdgas) läge deutlich höher – allein über 50 Mrd. € in der EU-15 und 47 Mrd. € in der GUS (2010) bzw. 69 Mrd. € in der EU-15 und 62 Mrd. € in der GUS (2020). Die Brutto-Summen lägen bei über 120 Mrd. € (2010) bzw. knapp 157 Mrd. € (2020).
- Die *zusätzlichen direkten und indirekten Beschäftigungseffekte* durch die Biomethanbereitstellung könnten bis 2010 insgesamt fast 2 Millionen neue Jobs schaffen, davon rund eine $\frac{3}{4}$ Million allein in der EU-15 und ca. 710.000 in den GUS-Staaten. Bis 2020 würden diese Werte auf insgesamt gut 2,7 Millionen Beschäftigte ansteigen, davon gut 1,1 Millionen in der EU-15 und 1 Million in den GUS-Staaten.
- Diese Beschäftigungseffekte beruhen zu rund 40% auf *direkten* Beschäftigungseffekten, die vorwiegend im strukturschwachen ländlichen Raum entstünden. Die anderen 60% sind hochqualifizierte Jobs vor allem in der Investitionsgüterindustrie (Anlagenbau) und dem Handwerk (Wartung).
- Eine Abschätzung der staatlichen Mehreinnahmen durch die Biomethanstrategie ergab, dass sich alleine durch die zusätzliche Mehrwertsteuer gut 7 Mrd. € (2010) bzw. 12 Mrd. € (2020) ergäben. Die zusätzlichen Einnahmen aus Lohnsteuer und Sozialabgaben würden weitere 26 Mrd. € (2010) bzw. 41 Mrd. € (2020) erbringen, wobei allein in der EU-15 über 15 Mrd. € (2010) bzw. 23 Mrd. € (2020) zu bilanzieren wären.
- Wird der monetäre Effekt der vermiedenen CO₂-Emissionen (Handelswert) noch einbezogen, so ergäben sich insgesamt staatliche Mehreinnahmen von über 51 Mrd. € bis 2010 und über 88 Mrd. € bis 2020. Davon entfielen auf die EU-15 über 25 Mrd. € (2010) bzw. 43 Mrd. € (2020).

Diese volkswirtschaftlichen „Nebeneffekte“ könnten die Gestehungskosten von Biomethan um ca. 3-6 €/GJ (1-2 ¢cent/kWh) senken bzw. stünden für *kostenneutrale* Markteinführungsprogramme (Förderung, Einspeisetarife usw.) zur Verfügung.

3 Umwelteffekte der Bereitstellung von Strom und Wärme

In *Ergänzung* der Aufgabenstellung der Kurzstudie wird im folgenden Kapitel eine kurze Analyse der Umwelteffekte einer Biomethanstrategie durchgeführt.

3.1 Umwelteffekte der konventionellen Strom- und Wärmebereitstellung

Die Umwelteffekte der Stromerzeugung sind in Belarus, Russland und der Ukraine gegenüber dem Mix der bundesdeutschen Stromerzeugung sehr unterschiedlich, wie die folgende Tabelle zeigt.

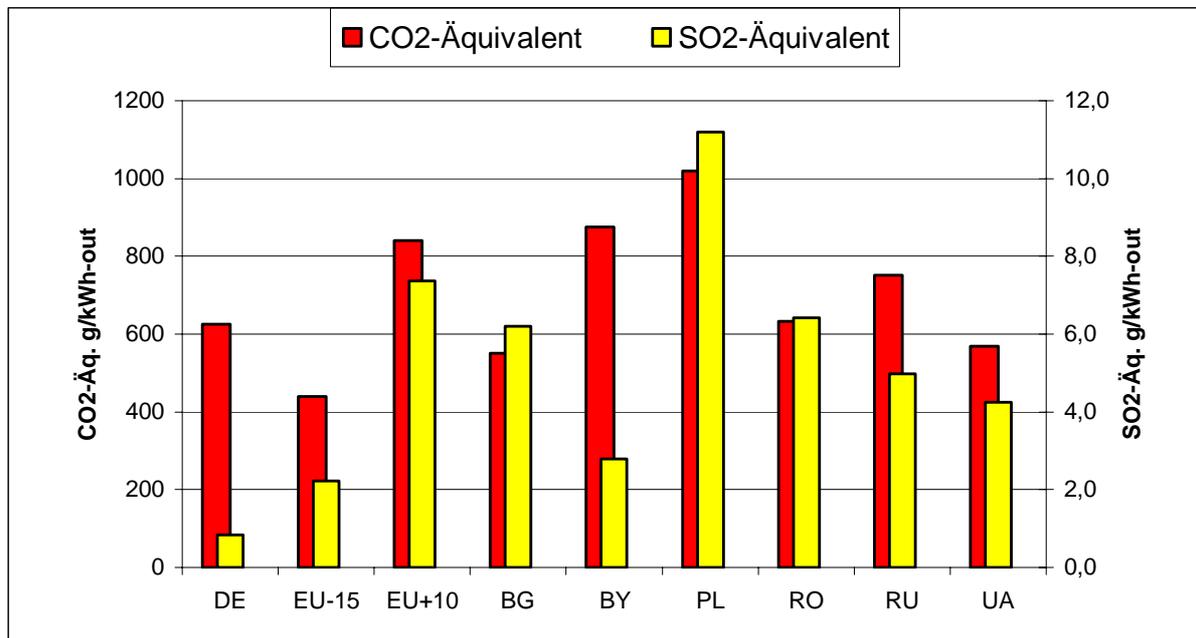
Tabelle 13 Bilanzen zu Treibhausgasen und Luftschadstoffen für die heutige Bereitstellung von Strom in europäischen Ländern

	[g/kWh _{out}]	
	CO ₂ -Äquivalent	SO ₂ -Äquivalent
DE	626	0,8
EU-15	439	2,2
EU+10	840	7,4
BG	551	6,2
BY	875	2,8
PL	1020	11,2
RO	633	6,4
RU	752	5,0
UA	569	4,2

Quelle: GEMIS 4.4

Die Verhältnisse der THG- und Luftschadstoff-Emissionen bei der Stromerzeugung zeigt die folgende Abbildung nochmals im Überblick.

Bild 4 Bilanzen zu Treibhausgasen und Luftschadstoffen für die heutige Bereitstellung von Strom in europäischen Ländern



Quelle: Berechnung des Öko-Instituts mit GEMIS 4.4

Da Biomethan jedoch vorrangig in der gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung (KWK) eingesetzt werden sollte, muss auch die Wärmebereitstellung mit berücksichtigt werden.

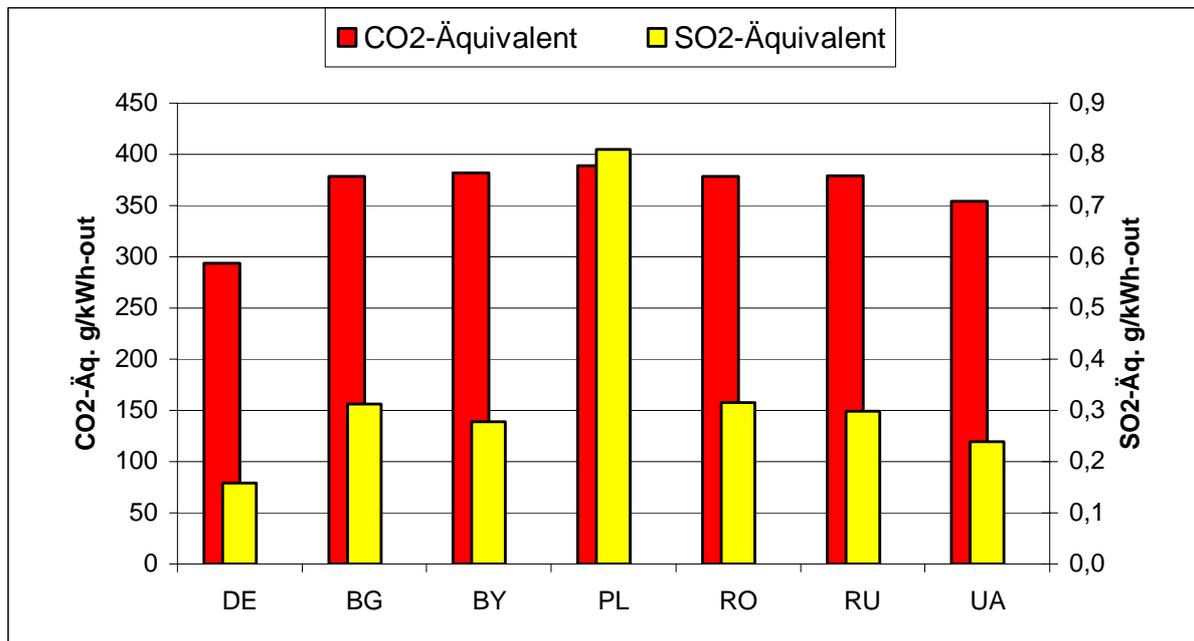
Tabelle 14 Bilanzen zu Treibhausgasen und Luftschadstoffen für die heutige Bereitstellung von Wärme aus Gasheizungen in europäischen Ländern

	[g/kWh _{out}]	
	CO ₂ -Äquivalent	SO ₂ -Äquivalent
DE	294	0,2
BG	378	0,3
BY	382	0,3
PL	389	0,8
RO	379	0,3
RU	379	0,3
UA	354	0,2

Quelle: Berechnung des Öko-Instituts mit GEMIS 4.4

Diese Bilanz zeigt, dass die Gasheizungen sowohl im Hinblick auf die THG- wie auch die Luftschadstoffemissionen günstiger liegt als in den Vergleichsländern.

Bild 5 Bilanzen zu Treibhausgasen und Luftschadstoffen für die heutige Bereitstellung von Wärme aus Gasheizungen in europäischen Ländern



Quelle: Berechnung des Öko-Instituts mit GEMIS 4.4

Der hohe Wert für SO₂-Äquivalente in Polen ergibt sich aus den noch unentschwefelten Braunkohlekraftwerken mit hohen SO₂-Emissionen, die indirekt über den Hilfsstrom für die Gasheizung „durchschlagen“. Im Zuge des Baus von Rauchgasentschwefelungsanlagen und der Stilllegung von Altkraftwerken wird sich dies bis 2020 jedoch deutlich reduzieren.

3.2 Umwelteffekte der Bereitstellung von Biomethan

Ergänzend wurden Umweltbilanzen für die Bereitstellung von Biomethan in den Beispielländern frei Verbraucher (Herstellung, Aufbereitung, Transport usw.) mit GEMIS bestimmt.

Die folgende Tabelle zeigt diese Umweltbilanzen für die Bereitstellung von Biomethan in den Ländern sowie für den Export nach Deutschland (DE) im Vergleich zur Bereitstellung in DE.

Tabelle 15 Umweltbilanz der Bereitstellung von Biomethan

	Biogas [g/kWh _{out}]		Bio-SNG [g/kWh _{out}]	
	CO ₂ -Äquivalent	SO ₂ -Äquivalent	CO ₂ -Äquivalent	SO ₂ -Äquivalent
DE	205	1,0	29	0,1
BG	160	1,2	35	0,2
BY	199	1,0	32	0,2
PL	205	1,4	32	0,2
RO	165	1,2	35	0,2
RU	191	1,2	32	0,2
UA	179	1,1	32	0,2
aus-BG	163	1,2	38	0,2
aus-BY	201	1,0	34	0,2
aus-PL	210	1,4	37	0,2
aus-RO	190	1,2	59	0,3
aus-RU	246	1,3	86	0,3
aus-UA	203	1,2	55	0,2

Quelle: Berechnung des Öko-Instituts mit GEMIS 4.4; Kostendaten vorläufig!

Die Bio-SNG-Herstellung ist günstiger als die Biogasbereitstellung, was überwiegend an der höheren Effizienz der Vergasung und geringeren Aufwänden für Holz im Kurzumtrieb liegt.

Diese Gegenüberstellung zeigt weiter, dass der Effekt des Transports von Biomethan beim „Import“-Fall gegenüber der inländischen Bereitstellung kaum eine Rolle spielt. Beim Transport des Gases aus den Exportländern erhöhen sich zwar die Emissionen – in Abhängigkeit von der Entfernung – gegenüber der inländischen Bereitstellung, jedoch sind dies absolut gesehen geringe Beträge.

Vergleicht man diese Bereitstellungsemissionen jedoch mit denen z.B. einer Gasheizung (vgl. Tabelle 14), zeigt sich deutlich, dass trotz dieser Aufwände eine relativ große Einsparung durch importiertes Biomethan möglich wäre.

3.3 Umwelteffekte bei der Nutzung von Biomethan für Strom und Wärme

Zur effizienten Nutzung sollte Biomethan vorrangig in KWK-Anlagen eingesetzt werden. Daher wurde ergänzend ein Vergleich der Effekte des Einsatzes von Biomethan aus den Beispielländern in KWK-Anlagen in diesen Ländern gegenüber dem Export des Biogases nach DE und dem hiesigen Einsatz in KWK-Anlagen bilanziert.

Im *Referenzfall (REF)* wird jeweils die Strom- bzw. Wärmenachfrage durch das *nationale Kraftwerksmix* bzw. eine Gasheizung gedeckt.

Um diesen Referenzfall mit der Biomethannutzung in KWK zu vergleichen, wurde als Basis für jedes Land die Bereitstellung von 1 kWh Strom + 2 kWh Wärme angesetzt, da dieses Verhältnis typisch für die dezentrale KWK mit Biogas (Gasmotoren) ist⁷.

Die folgende Tabelle zeigt das Ergebnis.

Tabelle 16 Umweltbilanz der Bereitstellung von Strom und Wärme aus Kraftwerksmix + Gasheizung versus KWK mit Biomethan

	Bio = Biogas		Bio = Bio-SNG	
	CO ₂ -Äquivalent	SO ₂ -Äquivalent	CO ₂ -Äquivalent	SO ₂ -Äquivalent
DE-REF	1.213	1,2	1.213	1,2
DE-Bio-BHKW	591	3,3	89	0,8
BG-REF	1.196	2,9	1.196	2,9
BG-Bio-BHKW	461	3,7	106	1,0
BG-Bio-in-DE-BHKW	471	3,8	115	1,0
BY-REF	1.603	7,9	1.603	7,9
BY-Bio-BHKW	574	3,3	97	0,9
BY-Bio-in-DE-BHKW	579	3,3	102	0,9
PL-REF	1.329	7,8	1.329	7,8
PL-Bio-BHKW	590	4,3	97	0,9
PL-Bio-in-DE-BHKW	605	4,4	174	1,1
RO-REF	1.632	3,4	1.632	3,4
RO-Bio-BHKW	476	3,8	105	1,0
RO-Bio-in-DE-BHKW	547	4,0	174	1,1
RU-REF	1.778	11,8	1.778	11,8
RU-Bio-BHKW	551	3,7	97	0,9
RU-Bio-in-DE-BHKW	708	4,2	250	1,3
UA-REF	1.342	6,9	1.342	6,9
UA-Bio-BHKW	517	3,6	97	0,9
UA-Bio-in-DE-BHKW	584	3,8	162	1,1

Quelle: Berechnung des Öko-Instituts mit GEMIS 4.4; Daten in g Emission je 1 kWh_{el} + 2 kWh_{th}

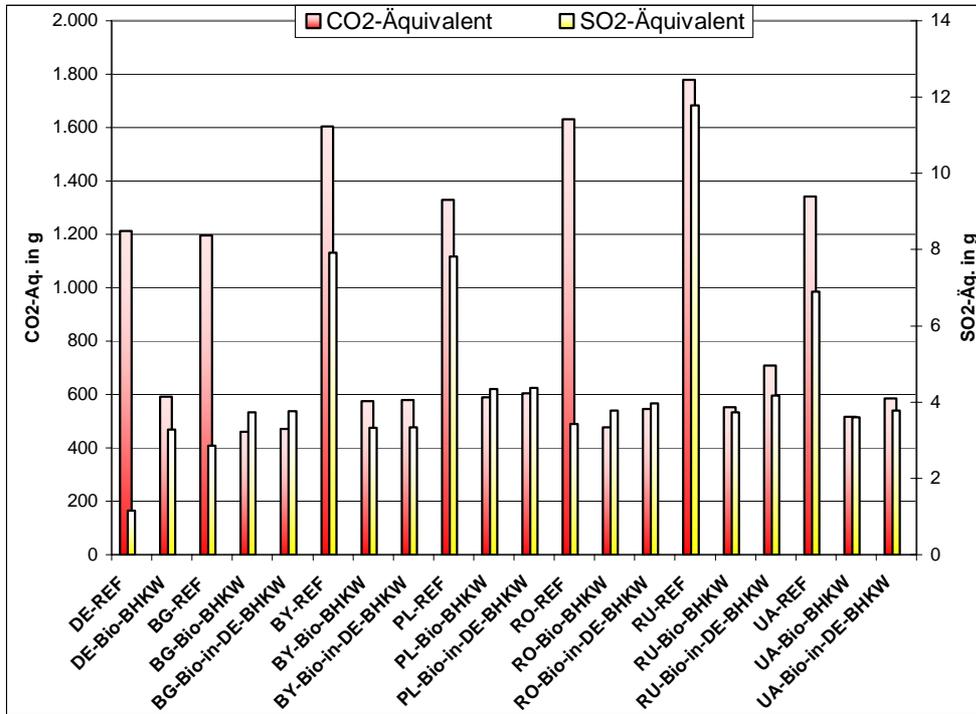
Im Referenzfall werden je nach Land zwischen 1,2 und 1,8 kg THG und zwischen 3 und 12 g an Säurebildnern emittiert, in DE sind es etwa über 1 g. Im Falle der Nutzung des Biomethans in einem BHKW in den osteuropäischen Ländern können die THG-Emissionen jeweils mehr als halbiert (Biogas) bzw. um gut 90% reduziert (Bio-SNG) und die SO₂-Äquivalent-Emissionen um bis zu 90% gesenkt (Bio-SNG in RU) werden.

Würde dagegen das Biomethan nach DE exportiert und dort in einem – baugleichen! – deutschen BHKW eingesetzt, so lägen die Emissionen zwar deutlich unter der Referenz, aber in jedem Fall leicht *höher als bei der inländischen Nutzung des Biomethans*.

Die folgenden Abbildungen zeigen die Verhältnisse für Biogas und Bio-SNG nochmals getrennt im Überblick.

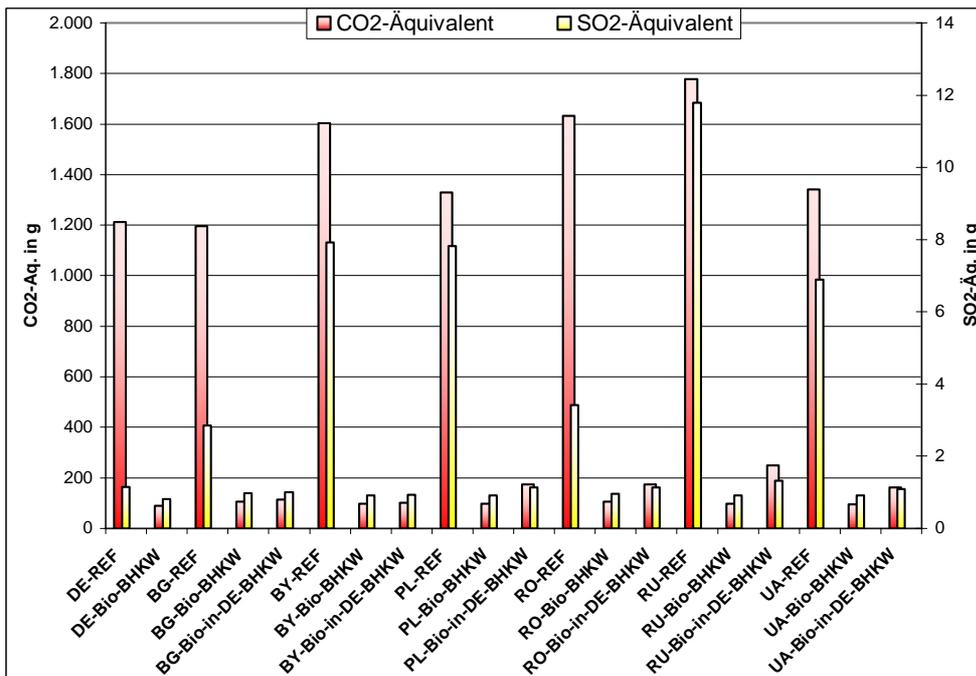
⁷ Hier wird jeweils ein Gasmotor-BHKW mit 500 kW_{el} für Biogas und Bio-SNG angenommen gegenüber einer 10-kW-Gasheizung und Strom aus dem nationalen Kraftwerkspark.

Bild 6 Vergleich der Nutzung von Biogas zur Strom- und Wärmebereitstellung in KWK in osteuropäischen Ländern und DE sowie beim Import nach DE



Quelle: Berechnung des Öko-Instituts mit GEMIS 4.4

Bild 7 Vergleich der Nutzung von Bio-SNG zur Strom- und Wärmebereitstellung in KWK in osteuropäischen Ländern und DE sowie beim Import nach DE



Quelle: Berechnung des Öko-Instituts mit GEMIS 4.4

3.4 Zusammenfassung zur Umweltanalyse

Diese Analyse zeigt, dass die Nutzung von Biomethan zu erheblichen Einsparungen von Treibhausgasen und z.T. Luftschadstoffen führen könnte. Würden die gesamten Potenziale von Biomethan realisiert, so läge die Einsparung gegenüber Erdgas bis 2010 bei insgesamt fast 1 Mrd. Tonnen und würde bis 2020 auf gut 1,2 Mrd. t ansteigen (siehe Tabelle).

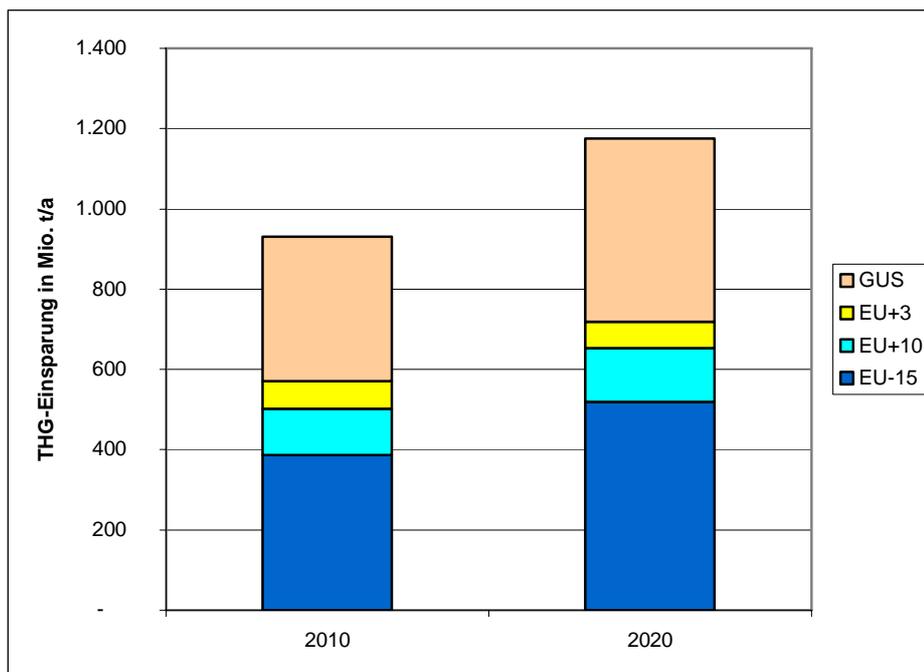
Tabelle 17 Nettobilanz für Treibhausgase bei der Substitution von Erdgas durch Biomethan

	THG-Vermeidung in Mio. t CO ₂ -Äquivalente	
	2010	2020
EU-15	387	519
EU+10	116	134
EU+3	68	65
GUS	361	458
Summe	931	1.176

Quelle: eigene Berechnungen mit GEMIS 4.4

Die Anteile der Klimagaseinsparung zeigt die folgende Grafik nochmals in der Übersicht.

Bild 8 Klimagaseinsparung bei der Substitution von Erdgas durch Biomethan



Die größten Einsparungen würden in der EU-15 und den GUS-Staaten erzielt werden.

Gegenüber den heutigen THG-Emissionen der EU-15 von rd. 4,2 Mrd. t CO₂-Äquivalenten könnten alleine durch die Biomethanstrategie gut 10% der Emissionen vermieden und *allein damit* das EU-Kyoto-Ziel erreicht werden. Die EU+10-Emissionen von heute etwa 750 Mio. t CO₂-Äquivalente könnten allein durch die Biomethanstrategie bis 2010 sogar um 15% gesenkt werden.

Dies soll verdeutlichen, welches *beachtliche Potenzial zum Klimaschutz* in den Biomethanpotenzialen liegt.

Die „heimische“ Nutzung des Biomethans schneidet aus Sicht des Klimaschutzes und der Luftschadstoffreduktion günstiger ab als ein Export (z.B. nach Deutschland), wengleich auch dies gegenüber dem Referenzfall *ohne* Biomethan bei den THG deutliche Minderungen erlaubt.

Die Beispiele zeigen, dass die Umweltbilanzen eines möglichen Biomethanhandels mit Ländern Osteuropas und der GUS gegenüber der „heimischen“ Nutzung biogener Ressourcen in den Erzeugerländern leicht ungünstiger sind, also der Biogasexport nach Deutschland keinen klaren THG-Vorteil bietet und zu (leicht) höheren Luftschadstoffemissionen führen würde als die Nutzung im Exportland.

Dennoch zeigt der Vergleich auch, dass die *absoluten* Unterschiede zwischen der heimischen Nutzung von Biogas und Bio-SNG und der „Export“-Option gering sind und die Einsparungen gegenüber den Referenz-Fällen sowohl in DE als auch in den osteuropäischen Ländern deutlich überwiegen.

Insgesamt gilt, dass die „heimische“ Biomethannutzung zwar leichte Umweltvorteile gegenüber Importvarianten (aus Osteuropa) aufweist, aber die Potenzialrestriktionen in der EU-15 die heimische Nutzung begrenzen.

Zur *weiteren* Reduktion von THG-Emissionen in der EU-15 ist ein Import von Biomethan aus *nachhaltig angebaute Biomasse sinnvoll* und würde durch den zusätzlichen Erdgas-Ersatz nicht nur die Umwelt entlasten, sondern auch die Versorgungssicherheit erhöhen sowie in den Exportländern für erhebliche Investitionen und Beschäftigungseffekte sorgen (siehe Kapitel 2).

Daher ist der Export von Biomethan *dann* aus Umweltsicht günstig, wenn er zur Realisierung der Potenziale (z.B. über Auslandsinvestitionen) dient.

Soweit die potenziellen Exportländer dem Europäischen Emissionshandelssystem für CO₂ angehören, ließe sich auch die „lokale“ THG-Reduktion überregional vermarkten. Entsprechend könnten auch *joint-implementation*-Projekte zwischen den EU-Ländern und den GUS-Staaten die flexiblen Instrumente des Kyoto-Protokolls nutzen, um die THG-Reduktion durch Biomethan-Nutzung in GUS-Staaten für EU-Staaten *ohne physischen* Gastransport anzurechnen.

Literatur

- Fritsche, Uwe R. u.a. 2004: Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse: Verbundprojekt unter Leitung des Öko-Instituts, wissenschaftliche Partner FhI-UMSICHT, IE Leipzig, IFEU Heidelberg, IZES Saarbrücken, TU Braunschweig und TU München, gefördert vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; Projektergebnisse (Broschüre, Endbericht, Datenbasis, Infoblätter usw.) siehe www.oeko.de/service/bio
- EEA (European Environment Agency) 2006: Environmentally compatible bioenergy potentials in the EU-25; study commissioned by the European Environment Agency (EEA), prepared by Öko-Institut/AEAT/Alterra/EFI, Darmstadt usw.
- IE (Institut für Energetik und Umwelt) 2007: Möglichkeiten einer europäischen Biogaseinspeisungsstrategie – Teil I; D. Thrän u.a., Kurzstudie i.A. der Bundestagsfraktion Bündnis90/Die GRÜNEN, Leipzig
- ÖKO (Öko-Institut - Institut für angewandte Ökologie e.V.) 2006: GEMIS Version 4.4, Internet-release auf www.gemis.de im Dezember 2006
- VIEWLS (CLEAR VIEWS on CLEAN FUELS) 2005: Biomass production potentials in Central and Eastern Europe under different scenarios; Final report of WP3 of the VIEWLS project, Jinke van Dam et al., Utrecht

Institut für Energetik und Umwelt
gemeinnützige GmbH

Institute for Energy and Environment



Teilbericht I – Anhang

Möglichkeiten einer europäischen Biogaseinspeisungsstrategie

Januar 2007

Geschäftsführer / Managing Director:

Prof. Dr.-Ing. Martin Kaltschmitt

Handelsregister: Amtsgericht Leipzig HRB 8071

Sitz und Gerichtsstand Leipzig

Deutsche Kreditbank AG

(BLZ 120 30 000)

Kontonr.: 1364280

Stadt- und Kreissparkasse Leipzig

(BLZ 860 555 92)

Kontonr.: 1100564876



Zert.-Nr. 12100105

Inhaltsverzeichnis

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	III
Anhang A Potenzialanalyse Biomassebrennstoffe	1
1 Potenzialanalyse Biogas	1
<i>1.1 Gegenwärtige Potenziale</i>	<i>1</i>
1.1.1 Deutschland.....	1
1.1.2 EU-15	2
1.1.3 Osteuropäische Staaten	4
<i>1.2 Zukünftige Potenziale</i>	<i>5</i>
1.2.1 Deutschland.....	5
1.2.2 EU-15	6
1.2.3 Osteuropäische Staaten	6
2 Potenzialanalyse Bio-SNG	9
<i>2.1 Gegenwärtige Potenziale</i>	<i>9</i>
2.1.1 Deutschland.....	9
2.1.2 EU-15	10
2.1.3 Osteuropäische Staaten	10
<i>2.2 Zukünftige Potenziale</i>	<i>11</i>
2.2.1 Deutschland.....	11
2.2.2 EU-15	12
2.2.3 Osteuropäische Staaten	12
Anhang B Länderprofile.....	15
Literatur- und Referenzverzeichnis	51

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1-1:	Technische Biomassepotenziale aus der Landwirtschaft für die Biogas Produktion in PJ /1/.....	8
Abbildung 2-1:	Technische Biomassepotenziale aus Forstwirtschaft, Landwirtschaft und Holzindustrie für die Bio-SNG Produktion in PJ /1/	14
Tabelle 1-1:	Gegenwärtige landwirtschaftliche Potenziale in Deutschland für die Bioenergieträgerproduktion /1/	2
Tabelle 1-2:	Gegenwärtige Potenziale aus tierischen Exkrementen für die EU-15 Staaten /1/.....	3
Tabelle 1-3:	Gegenwärtiges technisches Flächenpotenzial der EU-15 Staaten /1/	4
Tabelle 1-4:	Gegenwärtiges Potenzial an tierischen Exkrementen der osteuropäischen Staaten /1/	4
Tabelle 1-5:	Gegenwärtiges technisches Flächenpotenzial der osteuropäischen Staaten /1/.....	5
Tabelle 1-6:	Technische Potenziale der einzelnen Länder in der Landwirtschaft in PJ /1/.....	7
Tabelle 2-1:	Gegenwärtige forstwirtschaftliche Potenziale Deutschland /1/	9
Tabelle 2-2:	Gegenwärtige technische Potenziale aus Forstwirtschaft, Landwirtschaft und Holzindustrie für die Staaten der EU-15 /1/	10
Tabelle 2-3:	Gegenwärtige technische Potenziale aus Forstwirtschaft, Landwirtschaft und Holzindustrie für die osteuropäischen Staaten /1/.....	11
Tabelle 2-4:	Technische Potenziale der einzelnen Länder aus Forstwirtschaft, Landwirtschaft und Holzindustrie in PJ /1/.....	13

Anhang A Potenzialanalyse Biomassebrennstoffe

1 Potenzialanalyse Biogas

Substrate die zur Biogaserzeugung genutzt werden können sind unterschiedlichster Herkunft. Neben Substraten aus der Landwirtschaft (Wirtschaftsdünger, nachwachsende Rohstoffe) kommen Einsatzstoffe aus der weiterverarbeitenden Agroindustrie (Bier- und Stärkeherstellung, Alkohol- und Zuckergewinnung), aus Kommunen und Haushalten sowie aus der Landschaftspflege (Grün- und Rasenschnitt) in Frage /2/. Aufgrund der geringen Transportwürdigkeit von einigen Substraten (z. B. Treber aus der Bierherstellung) werden in der nachfolgenden Betrachtung ausschließlich viel versprechende landwirtschaftliche Potenziale bestimmt.

1.1 Gegenwärtige Potenziale

1.1.1 Deutschland

In Deutschland fallen in den Vieh haltenden Betrieben jährlich beachtliche Mengen tierischer Reststoffe an (Gülle, Jauche, Einstreu) die im Jahr 2005 ein Energieträgerpotenzial von 123 PJ umfassen.

Die landwirtschaftliche Nutzfläche wird in Deutschland vorrangig zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion verwendet. Verbleibende Anbauflächen die für die Kultivierung von Energiepflanzen in Frage kommen sind vom Flächenbedarf für die Nahrungsmittelproduktion sowie von anderen in Konkurrenz stehenden Flächenansprüchen abhängig. Die ausreichend hohen Selbstversorgungsgrade bei Getreide und anderen landwirtschaftlichen Kulturen ermöglichten in der Vergangenheit und heute eine Freisetzung von Flächen zur Produktion von beispielsweise nachwachsenden Rohstoffen /3/. Die Reduzierung von landwirtschaftlichen Nutzflächen in Deutschland für die Nahrungsmittelproduktion wurde notwendig aufgrund von zusätzlichen Kosten die durch das Interventionssystem sowie durch staatliche Exportausgleichszahlungen entstanden /4/. Entsprechend agrarpolitischer Zielvorstellungen¹ wurde das System der Flächenstilllegung eingeführt /1/. Auf diesen Flächen kann neben einer Brachebewirtschaftung auch der Anbau von nachwachsenden Rohstoffen erfolgen. Gegenwärtig werden in Deutschland 793.800 ha Stilllegungsfläche ohne nachwachsende Rohstoffe (inklusive Brachebewirtschaftung) und 396.000 ha Stilllegungsfläche mit nachwachsenden Rohstoffen bewirtschaftet. Der Anbau von Energiepflanzen mit als auch ohne Energiepflanzenprämie erfolgt 2006 auf 295.000 ha wobei 77.000 ha Stilllegungsfläche waren /5/.

Die Potentialabschätzung für Energiepflanzen beinhaltet neben der Freisetzung von Flächen aus der Überschussproduktion von Marktordnungsprodukten auch Flächenfreisetzungen die aus überhöhter Rindfleisch- und Milcherzeugung resultieren. Dabei wird für Getreide ein

¹ Marktentlastung aufgrund der durch die EU-Agrarreform von 1992 neu entwickelten Marktpolitik, wobei in Deutschland und der EU die Stilllegung von ausgleichsberechtigten Flächen (landwirtschaftliche Flächen für in der Vergangenheit eine flächenbezogene Ausgleichs-/Prämienzahlung gewährt wurde) eingeführt wurde.

Exportüberschuss von 8,3 Mio. t zugrunde gelegt was bei einem Durchschnittsertrag von 6,6 t/ha einer möglichen Anbaufläche für Bioenergieträger von 1,264 ha entspricht. Entsprechend wird für andere Kulturen eine Flächenfreisetzung ermittelt wobei eine Gesamtfläche inklusive Brachflächen von 2 Mio. ha resultiert. Die Produktionsrückführung von Rindfleisch und Milch auf einen Selbstversorgungsgrad von 100 % führt zu einer Flächenfreisetzung von 460.000 ha. Demgegenüber würde die Erhöhung der Schweine- und Geflügelfleischproduktion einen Flächenzuwachs hervorrufen. Die Summierung aller Flächenpotenziale für den Energiepflanzenanbau ergibt ein Gesamtpotenzial von 2,4 Mio. ha. Bei einer landwirtschaftlichen Nutzfläche in Deutschland von 17 Mio. ha entspricht der Flächenanteil von Bioenergieträgern 14,15 % /1/. In Tabelle 1-1 ist eine Zusammenstellung der möglichen landwirtschaftlichen Potenziale für die Energiepflanzenproduktion in Deutschland gegeben.

Das größte technische Potenzial aus nachwachsenden Rohstoffen würde sich bei der ausschließlichen Nutzung der freigesetzten Fläche mit der Kultur Mais ergeben, wobei 35 t/ha als durchschnittlicher Flächenertrag zu Grunde gelegt werden. Daraus resultiert für Deutschland ein maximales technisches Potenzial für Biogas aus Mais von ungefähr 309 PJ².

Tabelle 1-1: Gegenwärtige landwirtschaftliche Potenziale in Deutschland für die Bioenergieträgerproduktion /1/

Ressource	ha	% der landw. Genutzten Fläche	
Brachfläche	861.657	5,06	
Abbau der Überproduktion			
- Pflanzenproduktion	1.082.614	6,36	
- Tierproduktion			
- Milch	125.415	0,74	
- Rindfleisch	339.616	2,00	
- Schweinefleisch	1) - 160192	- 0,94	
- Geflügelfleisch	2) - 52302	- 0,31	
Saldo Flächenpotenzial	3) 2.409.302		
Landw. genutzte Fläche dgl. In %	17.022.667 14,15	14,15	

1) 3,75 t Getreide je t Schweinefleisch

2) 1,8 t Getreide je t Geflügelfleisch

3) ohne Schweine- und Geflügelfleisch

1.1.2 EU-15

Das technische Potenzial in der EU-15 für Biomethan auf Basis von Biogas aus tierischen Exkrementen, wie Gülle, Festmist oder Jauche beträgt im Jahr 2005 etwa 664 PJ. Die deutlich größten Mengen generiert Frankreich und Deutschland mit insgesamt 260 PJ pro Jahr. Aber auch Großbritannien und Spanien stellen mit jeweils über 70 PJ und Jahr deutliche Aufkommen dar.

² Der Berechnung liegen ein Biogasertrag von 185 m³/t FM, ein Methan Gehalt von 55 Vol.-% sowie eine Energiemenge von 36 MJ je m³ Methan zugrunde /7/.

Tabelle 1-2: *Gegenwärtige Potenziale aus tierischen Exkrementen für die EU-15 Staaten /1/*

Land	Exkreme in PJ	Einstreu in PJ	Gesamt in PJ
Belgien	27,3	2,1	29,4
Dänemark	28,9	2,2	31,1
Deutschland	114,2	8,8	123,0
Finnland	7,2	0,6	7,8
Frankreich	127,5	9,9	137,4
Griechenland	5,1	0,4	5,5
Großbritannien	67,0	5,1	72,1
Irland	33,8	2,6	36,4
Italien	51,1	4,0	55,1
Luxemburg	2,9	0,2	3,1
Niederlande	43,2	3,3	46,5
Österreich	16,2	1,2	17,4
Portugal	11,8	0,9	12,8
Schweden	11,2	0,9	12,0
Spanien	69,4	5,3	74,8
EU-15	616,8	47,6	664,4

Entsprechend der Datenermittlung im Bereich des Energiepflanzenanbaus für Deutschland wurden die Daten der EU-15 ermittelt. Dabei wird deutlich, dass zwischen den einzelnen Mitgliedsländern deutliche Unterschiede vorliegen. In Großbritannien ergibt sich beispielsweise kein Potenzial für Bioenergieträger was sich auf dem geringen Selbstversorgungsgrad bei Getreide sowie der niedrigen Ausstattung mit Brachflächen begründet. Dagegen weisen beispielsweise Frankreich und Dänemark hohe Potenziale für Bioenergieträger auf. Ebenso besitzt Irland ein hohes Potenzial für den Anbau von Energiepflanzen wobei dieses auf der subventionierten Überproduktion tierischer Produkte basiert. Länder wie Italien, Niederlande, Belgien-Luxemburg, Spanien und Griechenland nehmen bei der gegenwärtigen Potenzialbetrachtung eine untergeordnete Rolle ein. Aus den Überschüssen und Defiziten der einzelnen Mitgliedsstaaten ergibt sich ein zusätzliches Potenzial von 10,7 Mio. ha. In Tabelle 1-3 ist ein Überblick zu den technischen Flächenpotenzialen der einzelnen Länder der EU-15 gegeben.

Tabelle 1-3: Gegenwärtiges technisches Flächenpotenzial der EU-15 Staaten /1/

Land	Landwirtschaftliche Fläche in 1000 ha	Verfügbares Ackerflächen-potenzial in 1000 ha	Potenzial in PJ
Belgien/Luxemburg	1518	-620	0,0
Dänemark	2647	738	94,6
Deutschland	17068	2409	308,8
Finnland	2212	388	49,7
Frankreich	29706	6722	861,8
Griechenland	8529	-26	0,0
Großbritannien	16964	-1842	0,0
Irland	4412	1492	191,3
Italien	15637	-2652	0,0
Niederlande	1965	-308	0,0
Österreich	3390	348	44,6
Portugal	4142	-1313	0,0
Schweden	3156	389	49,9
Spanien	29766	652	83,6
EU-15	73955	13138	1684,4

1.1.3 Osteuropäische Staaten

Zwischen den einzelnen Ländern Osteuropas liegen deutliche Unterschiede im Bezug auf den Anfall von tierischen Exkrementen vor. In den neuen EU Mitgliedsstaaten weist Polen die eindeutig höchsten Potenziale aus tierischen Exkrementen mit 62 PJ auf. Die russische Viehwirtschaft besitzt sowohl unter den CIS-Staaten als auch unter den übrigen osteuropäischen Staaten für das Jahr 2005 das höchste technische Potenzial aus Exkrementen mit 97 PJ auf gefolgt von der ukrainischen Viehwirtschaft mit 55 PJ. Eine Übersicht zu den gegenwärtigen technischen Potenzialen aus Exkrementen für die jeweiligen Länder Osteuropas gibt Tabelle 1-4.

Tabelle 1-4: Gegenwärtiges Potenzial an tierischen Exkrementen der osteuropäischen Staaten /1/

Land	Exkreme in PJ	Einstreu in PJ	Gesamt in PJ
Estland	1,8	0,1	1,9
Lettland	2,5	0,2	2,7
Litauen	5,9	0,5	6,4
Malta	0,2	0,0	0,3
Polen	57,8	4,4	62,2
Slowakei	6,1	0,5	6,6
Slowenien	3,2	0,2	3,5
Tschechische Republik	13,8	1,1	14,8
Ungarn	13,5	1,1	14,6
Zypern	1,0	0,1	1,1
Neue Mitgliedsstaaten	105,9	8,2	114,1
Bulgarien	6,0	0,5	6,5
Rumänien	25,6	2,0	27,6
Türkei	57,9	4,4	62,3
Beitrittsanwärterstaaten	89,5	6,8	96,3
Weißrussland	20,3	2,0	22,3
Russland/Europ. Teil	87,9	8,6	96,5
Ukraine	49,8	5,3	55,0
CIS-Staaten	158,0	15,9	173,9
Osteuropäische Staaten	353,4	30,9	384,3

Bei der Betrachtung der Flächenfreisetzungspotenziale in Osteuropa wird deutlich, dass zwischen den Staaten Osteuropas signifikante Unterschiede vorliegen. Während in den neuen Mitgliedsstaaten Malta, Slowenien und Zypern keine Flächenpotenziale für die Bioenergieträgerproduktion zur Verfügung stehen, liegen dagegen außerordentlich hohe Flächenfreisetzungspotenziale in Polen als auch Ungarn vor. Unter den Beitrittsanwärterstaaten weisen Bulgarien und Rumänien als typische Agrarländer erwartungsgemäß hohe Freisetzungspotenziale für die Bioenergieträgerproduktion auf. In der russischen und ukrainischen Landwirtschaft sind nur begrenzte Freisetzungspotenziale vorhanden die sich aus der Überproduktion im Bereich Sonnenblumen- sowie Milchproduktion ergeben. Jedoch befinden sich in den CIS Staaten gegenwärtig eine Vielzahl von landwirtschaftlichen Flächen nicht in Nutzung. Dieser Anteil beläuft sich auf ungefähr 10 % der Ackerfläche und steht demnach als potentiell verfügbare Fläche zum Anbau von Energiepflanzen bereit. Das momentane technische Flächenpotenzial der einzelnen Staaten wird nachfolgend in Tabelle 1-5 dargestellt.

Tabelle 1-5: Gegenwärtiges technisches Flächenpotenzial der osteuropäischen Staaten /1/

Land	Landwirtschaftliche Fläche in 1000 ha	Verfügbares Ackerflächenpotenzial in 1000 ha	Potenzial in PJ
Estland	1120	-1	0,0
Lettland	1845	153	19,6
Litauen	2933	703	90,1
Malta	8	-46	0,0
Polen	13010	1898	243,3
Slowakei	1433	133	17,1
Slowenien	168	-15	0,0
Tschechische Republik	3069	528	67,7
Ungarn	4614	1187	152,2
Zypern	101	-329	0,0
Neue Mitgliedsstaaten	28301	4211	539,9
Bulgarien	3355	817	104,7
Rumänien	9398	285	36,5
Türkei	23994	-742	0,0
Beitrittsanwärterstaaten	36747	360	46,2
Russland/Europ. Teil	82721	8272	1060,5
Weißrussland	5606	561	71,9
Ukraine	32544	3254	417,2
CIS-Staaten	120871	12087	1549,6
Osteuropäische Staaten	185919	16658	2135,7

1.2 Zukünftige Potenziale

1.2.1 Deutschland

Aus tierischen Exkrementen ergibt sich in Deutschland sowohl für das Jahr 2010 als auch für 2020 ein bio-chemisches Energieträgerpotenzial von 124 PJ. Die verfügbare Fläche für den Biomasseanbau nimmt aufgrund der steigenden Bevölkerungszahl und der damit höheren Nachfrage nach Nahrungsmitteln in Deutschland bis zum Jahr 2010 um 275.000 ha ab. Bis 2020 erhöht sich das Potenzial für Bioenergieträger gegenüber 2010, wobei hier der Einfluss

von abnehmenden Bevölkerungszahlen deutlich wird, so dass eine Fläche von fast 2,8 Mio. ha zur Verfügung steht.

1.2.2 EU-15

Für die EU-15 liegt im Jahr 2010 ein technisches Biogaspotenzial aus tierischen Exkrementen von 635 PJ vor. Bis zum Jahr 2020 steigt dieses Potenzial auf 641 PJ an. Nachfolgend sind in Tabelle 1-6 die Mitgliedsstaaten mit ihren zugehörigen Potenzialen dargestellt.

Aufgrund von steigenden Flächenfreisetzungen in der EU-15, die hauptsächlich aus Ertragssteigerungen im Pflanzenbau und einer besseren Futtermittelverwertung in der Tierhaltung resultieren, wachsen die für die Biomasseproduktion verfügbaren Flächenpotenziale bis 2010 um 11,2 Mio. ha auf 21,9 Mio. ha an. Bis 2020 lassen sich deutlich höhere Flächenpotenziale verzeichnen, wobei dann ungefähr 45 Mio. ha bereitstehen.

1.2.3 Osteuropäische Staaten

Während in den neuen Beitrittsstaaten eine geringe Ausweitung des bio-chemischen Potenzials für die Jahre 2010 und 2020 zu verzeichnen ist, verringern sich in den Beitrittsanwärterstaaten sowie den CIS-Staaten die technischen Potenziale aus tierischen Exkrementen.

Zwischen den einzelnen Staaten Osteuropas liegen deutliche Unterschiede in Bezug auf die Flächenfreisetzung vor. In den Beitrittsländern Polen und Ungarn sowie den Beitrittsanwärterstaaten Rumänien und Bulgarien sind bedeutende Flächenfreisetzungspotenziale für die Jahre 2010 und 2020 zu erwarten. Die mit Abstand höchsten Potenziale für den Energiepflanzenanbau werden in Russland freigesetzt.

Nachfolgend wird in Abbildung 1-1 das technische Potenzial aus der Landwirtschaft dargestellt, das in den untersuchten Ländern zur Biogas Produktion zur Verfügung steht.

Tabelle 1-6: Technische Potenziale der einzelnen Länder in der Landwirtschaft in PJ/1/

Land	Exkremente		Einstreu		Energiepflanzen		Gesamt	
	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020
Belgien/Luxemburg	28	28	2	2	52	60	81	90
Dänemark	30	30	2	2	0	56	32	88
Deutschland	115	115	9	9	352	454	476	579
Finnland	7	7	1	1	0	20	8	28
Frankreich	132	133	10	10	150	591	292	735
Griechenland	5	5	0	0	0	93	6	99
Großbritannien	71	73	5	6	0	187	76	266
Irland	38	39	3	3	42	83	82	125
Italien	53	53	4	4	150	591	207	648
Niederlande	44	45	3	3	18	44	65	93
Österreich	16	17	1	1	10	67	28	85
Portugal	12	12	1	1	198	239	211	252
Schweden	12	12	1	1	0	27	13	40
Spanien	71	71	5	5	1.235	1.519	1.312	1.596
EU-15	635	641	49	49	2.205	4.032	2.890	4.722
Estland	2	2	0	0	27	27	29	29
Lettland	2	2	0	0	98	98	100	100
Litauen	6	6	0	0	150	166	157	172
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Polen	58	59	4	5	190	330	252	394
Slowakei	6	6	0	1	41	46	47	53
Slowenien	3	3	0	0	0	2	4	5
Tschechische Republik	14	14	1	1	60	92	75	107
Ungarn	14	14	1	1	201	222	215	236
Zypern	1	1	0	0	0	0	1	1
Neue Mitgliedsstaaten	106	108	8	8	766	981	880	1.098
Bulgarien	6	6	0	0	80	135	86	141
Rumänien	25	25	2	2	189	328	216	355
Türkei	65	76	5	6	216	42	287	123
Beitrittsanwärterstaaten	96	107	7	8	486	504	589	619
Weißrussland	19	19	3	1	107	179	129	199
Russland/Europ. Teil	67	67	8	6	1.450	2.415	1.525	2.488
Ukraine	31	31	5	3	569	948	605	982
CIS-Staaten	117	117	15	10	2.126	3.542	2.259	3.669

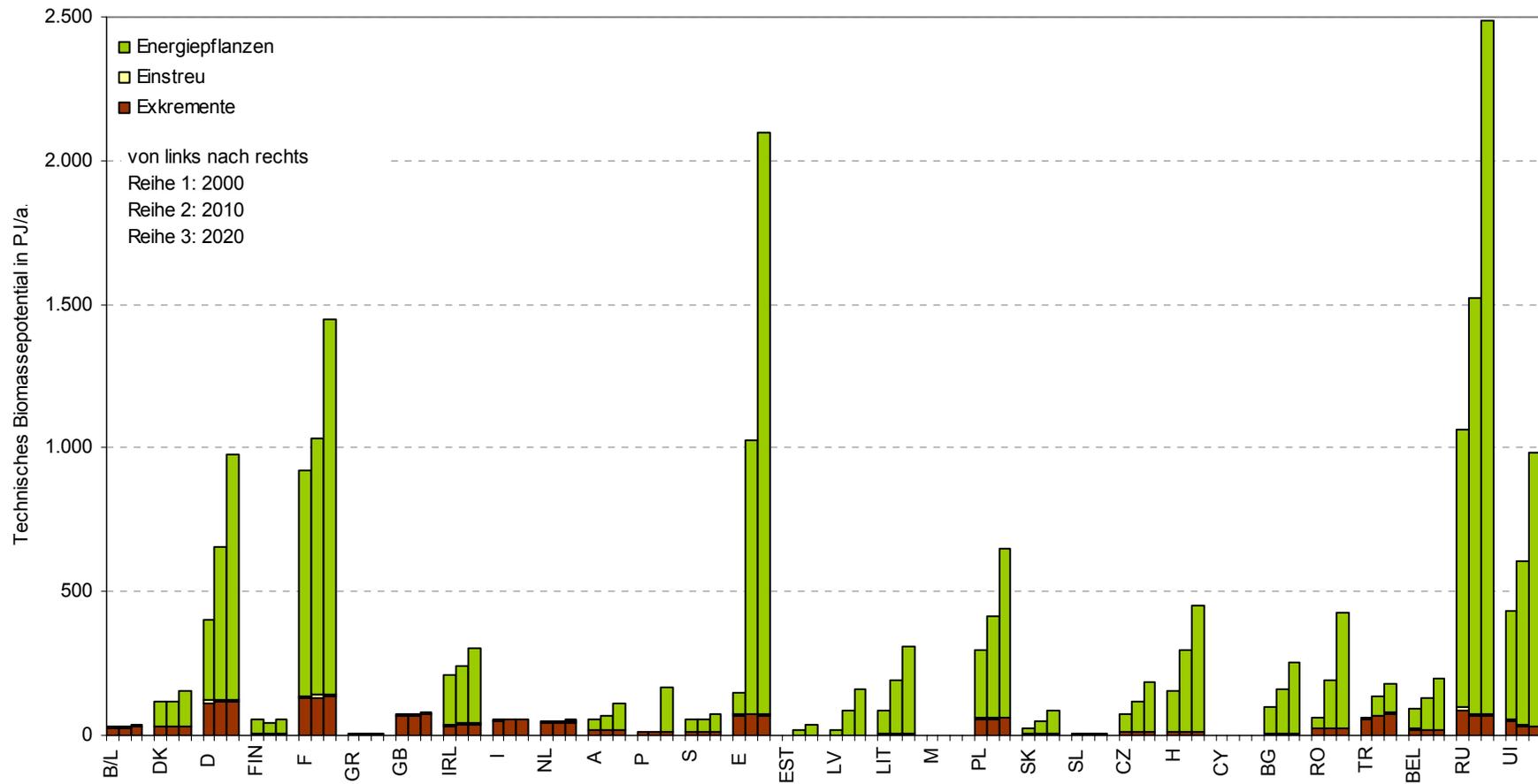


Abbildung 1-1: Technische Biomassepotenziale aus der Landwirtschaft für die Biogas Produktion in PJ/1/

2 Potenzialanalyse Bio-SNG

Für die Bereitstellung von Biomasserohstoffen für die Bio-SNG Produktion kann eine große Bandbreite an Bioenergieträgern verwendet werden. Neben holzartigen Brennstoffen, wie

- Wald-/Plantagenholz
- Rückstände und Nebenprodukte der Holzverarbeitung
- Gemische, Verschnitte

kommen auch halmgutartige Brennstoffe landwirtschaftlichen Ursprungs in Frage /1/.

2.1 Gegenwärtige Potenziale

2.1.1 Deutschland

Mit einem Waldanteil von 31 % gehört Deutschland im europäischen Vergleich zu den stärker bewaldeten Ländern. Der Zuwachs im Wirtschaftswald liegt mit 4,4 t atro/ha im mitteleuropäischen Schnitt. Das technische Potenzial zur energetischen Nutzung ist in Deutschland mit knapp 25 Mio. t atro im Ländervergleich Europas das höchste. In Tabelle 2-1 ist ein Überblick zu dem forstwirtschaftlichen Potenzialen in Deutschland im Jahr 2005 gegeben.

Tabelle 2-1: Gegenwärtige forstwirtschaftliche Potenziale Deutschland /1/

	Einheiten in 1000	2001
Wirtschaftswald	ha	10.142
Holzvorrat	t atro	1.690.301
Theoretisches Rohholzpotenzial	t atro	45.051
Einschlag	t atro	24.677
Davon		
Rundholz	t atro	18.251
Brennholz	t atro	1.491
Waldrestholz	t atro	3.085
Technisches Rohholzpotenzial aus ungenutztem Zuwachs	t atro	17.412
Technisches Rohholzpotenzial aus ungenutztem Einschlag	t atro	7.537
Technisches Rohholzpotenzial Insgesamt	t atro	24.949

Die Nutzung von Freisetzungsf lächen im Kurzumtrieb (2,4 Mio. ha in Deutschland - siehe Potenziale der Biogaserzeugung), bei einer Eingliederung von Kurzumtriebsplantagen in das Anbausystem zu 5 %³ und einem durchschnittlichen Ertrag von 13 t atro ergibt ein jährliches technisches Potenzial zur energetischen Nutzung von 1,56 Mio. t atro. Das Potenzial aus der Landwirtschaft beläuft sich demnach im Jahr 2005, bei einem Heizwert von 18,5 MJ/kg für Pappelholz, auf 28,9 PJ.

³ Nach Annahmen im Verbundprojekt AGROWOOD sind maximale Eingliederungen in Anbausysteme von 5 % zu erwarten.

Die für die Bio-SNG Produktion nutzbaren holzartigen Reststoffe der Holzindustrie weisen ein Gesamtpotenzial von 42,6 PJ pro Jahr /1/

2.1.2 EU-15

Im Jahr 2005 betrug das technische Rohholzpotenzial in den Staaten der EU-15 insgesamt 241 Mio. t atro. Die Nutzung der Holzvorräte erfolgte für das Jahr 2005 zu 67 % durch Einschlag, wobei 9 % davon als Brennholz verwendet wurden. Das technische Rohholzpotenzial aus Einschlag mit etwa 36 Mio. t atro stellt 32 % des zur energetischen Nutzung maximal zur Verfügung stehenden Potenzials. Das gesamte technische Potenzial im Jahr 2005 betrug 2056 PJ.

Die EU-15 Staaten weisen sehr unterschiedliche landwirtschaftliche Flächenfreisetzungen auf und damit verbunden sehr divergierende Potenziale für die Bioenergieträgerproduktion. Insgesamt generieren die EU-15 Staaten 10.7 Mio. ha landwirtschaftliche Nutzfläche die für den Bioenergiepflanzenanbau zur Verfügung stehen. Legt man die zuvor getroffenen Annahmen zugrunde so ergibt sich ein Potenzial von 159 PJ im Jahr 2005.

Zwischen den Staaten der EU-15 werden bei der Bereitstellung von holzartigen Reststoffen für die thermo-chemische Konversion deutliche Unterschiede erkennbar. In waldreichen Ländern wie Schweden und Finnland, in denen die Holzindustrie besonders stark ausgebildet ist, kommen die größten Potenziale vor. Dabei weisen die skandinavischen Mitgliedsländer einen Anteil von 60 % (Schweden 133 PJ, Finnland 93 PJ) des gesamten Potenzials auf. Insgesamt beläuft sich das Potenzial in den EU-15 im Jahr 2005 auf 376 PJ (vgl. dazu Tabelle 2-2).

Tabelle 2-2: *Gegenwärtige technische Potenziale aus Forstwirtschaft, Landwirtschaft und Holzindustrie für die Staaten der EU-15 /1/*

Land	Forstwirtschaft	Landwirtschaft	Holzindustrie	Gesamt
Belgien/Luxemburg	20	0	8	29
Dänemark	10	9	1	21
Deutschland	462	29	43	533
Finnland	202	5	93	300
Frankreich	348	81	26	455
Griechenland	25	0	1	25
Großbritannien	84	0	9	93
Irland	29	18	4	50
Italien	220	0	2	222
Niederlande	14	0	1	15
Österreich	192	4	21	217
Portugal	31	0	10	41
Schweden	300	5	133	437
Spanien	119	8	17	143
EU-15	2056	159	367	2582

2.1.3 Osteuropäische Staaten

In den osteuropäischen Staaten ist das zur energetischen Nutzung zur Verfügung stehende technische Potenzial aus der Forstwirtschaft verhältnismäßig hoch wobei Polen, Rumänien sowie die Vertreter der CIS-Staaten die deutlich größten Vorkommen besitzen.

Gegenüber den EU-15 Staaten besitzen die osteuropäischen Länder ähnlich unterschiedliche Anteile der Flächenfreisetzung. Weiterhin differiert der Anteil an Fläche der sich für die Anlage von KUP eignet zwischen den einzelnen Ländern besonders deutlich. Russland stellt mit zwei Prozent seiner Landesfläche das größte Potenzial.

Tabelle 2-3: *Gegenwärtige technische Potenziale aus Forstwirtschaft, Landwirtschaft und Holzindustrie für die osteuropäischen Staaten /1/*

Land	Forstwirtschaft	Landwirtschaft	Holzindustrie	Gesamt
Estland	23	4	3,8	31
Lettland	46	16	19,2	81
Litauen	25	32	9,3	66
Malta	0	0	0	0
Polen	299	61	16,2	376
Slowakei	33	8	4,7	45
Slowenien	63	0	3	66
Tschechische Republik	55	17	14,8	87
Ungarn	23	45	2,2	70
Zypern	0	0	0	0
Neue Mitgliedsstaaten	566	183	73	822
Bulgarien	24	25	2,1	51
Rumänien	147	41	8,7	196
Türkei	23	10	25,2	58
Beitrittsanwärterstaaten	194	76	36	306
Weißrussland	247	7	11,5	266
Russland/Europ. Teil	2050	99	16,3	2165
Ukraine	176	39	4,6	219
CIS-Staaten	2473	145	32	2651
Osteuropäische Staaten	3232	404	142	3778

In den neuen Mitgliedsstaaten stehen deutlich geringere Potenziale als im Vergleich zu den EU-15 Staaten zur Verfügung. Besonders der gegenwärtig vergleichsweise geringe Holzeinschlag für die stoffliche Nutzung in den CIS-Staaten und die relativ niedrig prognostizierten Steigerungsraten in den nächsten Jahren lassen entsprechend geringe Waldrestholzpotentiale erwarten. Dementsprechend gering fällt auch das Potenzial an Reststoffen aus der Holzver- und -bearbeitenden Industrie aus.

2.2 Zukünftige Potenziale

2.2.1 Deutschland

Das technische Rohholzpotenzial für Deutschland zeigt einen abnehmenden Trend auf. Im Jahr 2010 liegt es bei 420 PJ bzw. 366 PJ im Jahr 2020. Dagegen nimmt das Potenzial aus der Landwirtschaft in Deutschland zu wobei im Jahr 2010 etwa 4,5 Mio. ha (54 PJ) und in 2020 ungefähr 7,3 Mio. ha (88 PJ) landwirtschaftlicher Fläche für den Bioenergiepflanzenanbau verfügbar sind. Ebenso steigt das thermo-chemische Energieträgerpotenzial aus Reststoffen der Holzver- und bearbeitenden Industrie an und liegt im Jahr 2010 bei 48 PJ und 2020 bei 52 PJ.

2.2.2 EU-15

In der EU-15 ist ein ähnlicher Abwärtstrend wie in Deutschland zu verzeichnen jedoch in abgeschwächter Form. Für 2010 ist ein technisches Rohholzpotenzial von 104,8 Mio. t atro (1.939 PJ) verfügbar wohingegen im Jahr 2020 lediglich 94,1 Mio. t atro (1.741 PJ) für eine energetische Verwendung bereitstehen.

Die Flächenfreisetzung für Bioenergieträger umfasst im Jahr 2010 für die EU-15 eine Gesamtfläche von 21,9 Mio. ha. Das resultierende technische Bioenergieträgerpotenzial liegt bei 290 PJ. Für das Jahr 2020 ist eine Fläche von 2,3 Mio. ha nutzbar. Unter gegebenen Annahmen ergibt sich eine Energiemenge von 511 PJ.

Im Jahr 2010 fallen in der Holzindustrie der EU-15 Staaten 404 PJ in Form von Holzreststoffen an wobei die skandinavischen Länder die deutlich größten Mengen bereitstellen. Das Gesamtpotenzial der EU-15 steigt bis 2020 auf 439 PJ.

2.2.3 Osteuropäische Staaten

Unter den 10 neuen Beitrittskandidaten besitzt Polen die mit Abstand größten Anteile, wobei jährlich ungefähr 16 Mio. t atro zur Verfügung stehen. In den drei Staaten der CIS-Region zeichnet sich ein unterschiedlicher Trend ab. Während in der Ukraine und in Weißrussland ein tendenzielles Absinken des technischen Rohholzpotenziales zu verzeichnen ist, zeigt gleiches Potenzial in Russland nach 2010 einen Anstieg auf. In der gesamten Region liegt das technische Rohholzpotenzial im Jahre 2010 bei 858 Mio. t atro und erhöht sich bis 2020 auf 866 Mio. t atro.

Sowohl in den neuen Mitgliedsstaaten als auch in den Beitrittsanwärterstaaten steigt aufgrund zunehmender Flächenfreisetzung das Potenzial aus der Landwirtschaft deutlich an. Aufgrund von Ertragssteigerungen sowohl in der tierischen als auch in der pflanzlichen Produktion wird eine Ausweitung der Flächenanteile die sich für die Anlage von KUP eignen auch in der CIS-Region erwartet. Demnach steht insgesamt in den osteuropäischen Ländern ein Potenzial von 624 PJ für die Bio-SNG Produktion zur Verfügung.

Vergleichbar wie in der EU-15 nimmt das Energieträgerpotenzial aus Industrierestholz auch in den neuen Beitrittsstaaten zu. Für die Länder der CIS-Region wird eine sehr unterschiedliche Entwicklung der Potenziale aus der Holzver- und bearbeitenden Industrie erwartet. Während in der Ukraine und in Weißrussland ähnliche Mengen wie im Referenzjahr 2005 angenommen werden, erscheinen besonders die Potenziale in Russland deutlich höhere Mengen zu umfassen. Aufgrund einer ungenügenden Datenverfügbarkeit wird für die Jahre 2010 und 2020 das Referenzjahrpotenzial von 16,3 PJ angenommen.

Nachfolgend werden in Tabelle 2-4 und Abbildung 2-1 die technischen Potenziale aus Forstwirtschaft, Landwirtschaft und Holzindustrie dargestellt, die in den untersuchten Ländern zur Bio-SNG Produktion zur Verfügung stehen.

Tabelle 2.4: Technische Potenziale der einzelnen Länder aus Forstwirtschaft, Landwirtschaft und Holzindustrie in PJ/1/

Land	Forstwirtschaft		Landwirtschaft		Holzindustrie		Gesamt		
	2010	2020	2010	2020	2010	2020	2010	2020	
Belgien/Luxemburg	8	8	0	0	1	10	11	18	20
Dänemark	19	19	9	9	13	1	1	29	33
Deutschland	421	366	55	55	88	48	52	525	506
Finnland	202	154	4	4	5	95	103	302	262
Frankreich	307	320	92	92	135	29	30	428	485
Griechenland	13	11	0	0	0	4	4	16	15
Großbritannien	108	104	0	0	0	10	12	118	115
Irland	43	39	21	21	27	4	4	68	70
Italien	161	130	0	0	0	2	2	163	132
Niederlande	16	16	2	2	1	1	1	19	18
Österreich	152	137	5	5	10	30	36	187	183
Portugal	24	23	0	0	16	10	11	34	50
Schweden	325	290	4	4	6	145	156	474	452
Spanien	139	124	98	98	209	15	17	252	350
EU-15	1939	1741	290	290	511	404	439	2633	2691
Estland	23	23	2	2	4	4	4	29	31
Lettland	41	46	9	9	16	17	19	67	81
Litauen	36	25	19	19	32	8	9	63	66
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Polen	306	299	37	37	61	15	16	358	376
Slowakei	45	33	5	5	8	4	5	54	45
Slowenien	38	63	0	0	0	3	3	41	66
Tschechische Republik	70	55	11	11	17	13	15	94	87
Ungarn	36	23	29	29	45	2	2	67	70
Zypern	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Neue Mitgliedsstaaten	595	566	112	112	183	65	73	772	822
Bulgarien	27	24	16	16	25	2	2	45	51
Rumänien	211	147	17	17	41	7	9	235	196
Türkei	78	23	7	7	10	21	25	105	58
Beitrittsanwärterstaaten	315	194	40	40	76	30	36	385	306
Weißrussland	274	247	11	11	18	12	12	297	277
Russland/Europ. Teil	2166	2050	150	150	249	16	16	2333	2315
Ukraine	208	176	59	59	98	5	5	271	278
CIS-Staaten	2649	2473	220	220	365	32	32	2901	2871

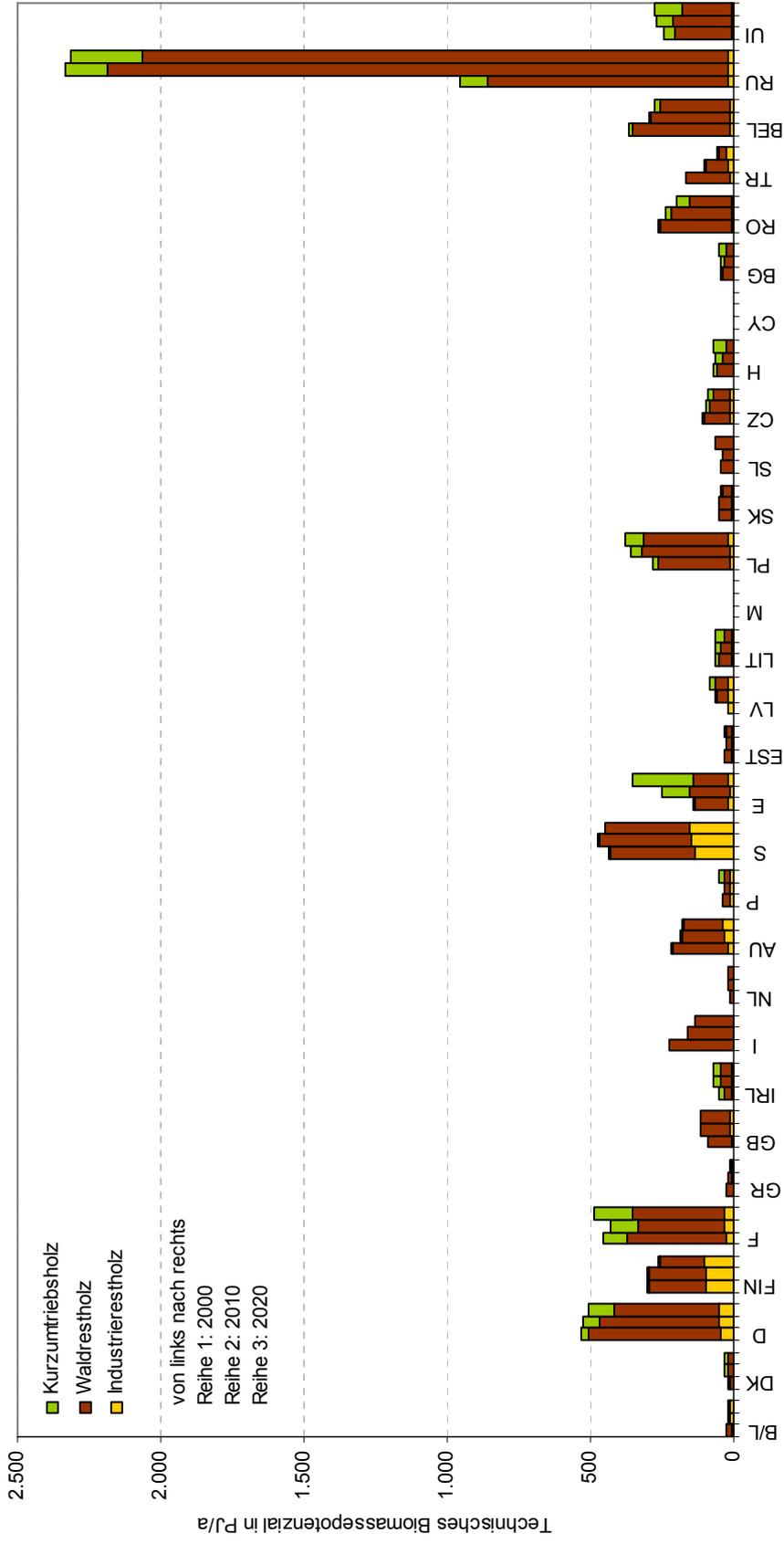


Abbildung 2-1: Technische Biomassepotenziale aus Forstwirtschaft, Landwirtschaft und Holzindustrie für die Bio-SNG Produktion in PJ /1/

Anhang B Länderprofile

Deutschland

Rohstoff-Indikatoren

Ungenutzter Zuwachs

- Zuwachs je ha Waldfläche: 8,9 m³/ha
- Anteil ungenutzt: 38 %
- Bewaldungsprozent: 28 %
- Anteil öffentlicher Wald: 54 %

Vorrat

- Vorrat je ha Waldfläche: 306 m³/ha

Preise für Energieholz

- Preis Energieholz im Im- und Export, gewichtet nach Menge: 67 \$/m³

Industrielle Nebenprodukte

- Nebenprodukte Holzindustrie gesamt: 2.278.000 t_{atro} (2004)
- Nebenprodukte/Landesfläche: 6,38 t_{atro}/km²

Biomassepotenziale aus Schnellwuchsplantagen

- Anteil geeigneter Landesfläche: 6,7 %
- Auf dieser Fläche produzierbare Energiemenge: 599,4 PJ
- C1100

Indikatoren für andere branchenspezifische Rahmenbedingungen

Zugang zum Gasnetz

- mehrere Netzbetreiber, privatisiert
- Marktöffnung: 100 %
- Regulator: Bundesnetzagentur (reguliert die Endkundenpreise und den Netzzugang)
- Wettbewerb: Es gibt 17 lizenzierte Ferngasgesellschaften in Deutschland.

Technische Kenndaten des Gasnetzes

- 46 Untertage Gasspeicher 19.687 Mio. m³

Handelsbeschränkungen

- Unbundling Maßnahmen der Gas Directive sind vollkommen umgesetzt
- Pipeline-Zugang: Hohe Gebühren, flexibler Service
- Netzzugang: die Bundesnetzagentur reguliert die Transport- und Verteilungskosten.

Einspeisung von biogenem Gas / Strom

Abnahmeverpflichtung für Strom aus erneuerbaren Energien besteht; gesetzliche Bestimmungen zur Einspeisung von biogenen Gasen sind nicht bekannt

Gaspreis

- Industrie: 2005: 11,81 €/GJ
- Haushalte: 2005: 21,58 €/GJ

Vertriebs-Infrastruktur

- 385.639 km Gasnetz bei einer Landesfläche von 357.000 km² (davon 126.886 ND-, 155.860 MD-, 102.893 HD-Leitungen)

Versorgungs-Infrastruktur

- Strassen / Landesfläche: 0,65 km/km²

Förderung

Seit April 2000 wird im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetz regenerativ erzeugter Strom vorteilhafter vergütet.

Strompreis

- Industrie: 2005 bei 0,0498 €/kWh
- Haushalte: 2005 bei 0,0609 €/kWh

Emissionshandel

Deutschland hat im Juni 2002 das Kyoto-Protokoll ratifiziert.

Indikatoren für allgemeine Rahmenbedingungen

Political Risk Rating

k.A.

Index of Economic Freedom

Wert: 1,96

Ease of Doing Business Ranking

Rang: 21

Quellen:

- World Fact Book 2005, www.cia.org
- http://ec.europa.eu/energy/electricity/report_2005/index_en.htm
- <http://www.eurogas.org/preview/frameset.asp?page=11>
- <http://www.doingbusiness.org/EconomyRankings/>
- <http://www.heritage.org/index/>

EU-15

Rohstoff-Indikatoren

Ungenutzter Zuwachs

- Zuwachs je ha Waldfläche: 6,2 m³/ha
- Anteil ungenutzt: 31 %
- Bewaldungsprozent: 24 %
- Anteil öffentlicher Wald: 35 %

Vorrat

- Vorrat je ha Waldfläche: 172 m³/ha

Preise für Energieholz

- Preis Energieholz im Im- und Export, gewichtet nach Menge: 81 \$/m³

Industrielle Nebenprodukte

- Nebenprodukte Holzindustrie gesamt: 20.121.000 t_{ab0} (2004)
- Nebenprodukte/Landesfläche: 5,74 t_{ab0}/km²

Biomassepotenziale aus Schnellwuchsplantagen

- Anteil geeigneter Landesfläche: 3,3 %
- Auf dieser Fläche produzierbare Energiemenge: 2672,3 PJ
- Entspricht Energiemenge / Landesfläche: 0,82 TJ/km²

Indikatoren für andere branchenspezifische Rahmenbedingungen

Zugang zum Gasnetz

- Eine Vielzahl von Netzbetreiber ist auf einem beinahe vollkommen privatisierten Markt aktiv.
- Marktöffnung: 93 %
- Regulator: Nationale Energieregulierungsbehörden überwachen die Tarif- (z.B.: Einspeisung, Transport) und Preisbildung (z.B.: Endkunde)
- Wettbewerb: funktionierender Markt

Technische Kenndaten des Gasnetzes

- 93 Untertage Gasspeicher mit einer Gesamtkapazität von 60.109 Mio. m³

Handelsbeschränkungen

- Unbundling Maßnahmen der Gas Directive sind in den meisten Staaten vollkommen umgesetzt
- Pipeline-Zugang: Hohe Gebühren, flexibler Service
- Bilanzierung:
- Netzzugang:

Einspeisung von biogenem Gas / Strom

Abnahmeverpflichtung für Strom aus erneuerbaren Energien besteht in den einzelnen Ländern; gesetzliche Bestimmungen zur Einspeisung von biogenen Gasen sind nicht bekannt

Gaspreis

- Industrie: 2005: 10,77 €/GJ
- Haushalte: 2005: 17,17 €/GJ

Vertriebs-Infrastruktur

- 1.442.902 km Gasnetz bei einer Gesamtfläche von 3,24 Mio. km² (die größten Anteile haben die Länder Deutschland: 380.000 km, Großbritannien: 281.477, Italien: 232.190 km)

Versorgungs-Infrastruktur

- Strassen / Landesfläche: 1,18 km/km²

Förderung

Seit September 2001 wird die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen durch die Richtlinie 2001/77/EG gefördert.

Strompreis

- Industrie: 2005 bei 0,12 €/kWh
- Haushalte: 2005 bei 0,16 €/kWh

Emissionshandel

Die Mitgliedsstaaten der Europäischen Gemeinschaft haben im Juni 2002 das Kyoto-Protokoll ratifiziert.

Indikatoren für allgemeine Rahmenbedingungen

Political Risk Rating

k.A.

Index of Economic Freedom

Wert: 2,06

Ease of Doing Business Ranking

Rang: 32

Quellen:

- World Fact Book 2005, www.cia.org
- http://ec.europa.eu/energy/electricity/report_2005/index_en.htm
- <http://www.eurogas.org/preview/>
- <http://www.doingbusiness.org/EconomyRankings/>
- <http://www.heritage.org/index/>

Bulgarien

Rohstoff-Indikatoren

Ungenutzter Zuwachs

- Zuwachs je ha Waldfläche: 3,4 m³/ha
- Anteil ungenutzt: 47 %
- Bewaldungsprozent: 33 %
- Anteil öffentlicher Wald: 92 %

Vorrat

- Vorrat je ha Waldfläche: 114 m³/ha

Preise für Energieholz

- Preis Energieholz im Im- und Export, gewichtet nach Menge: 22 \$/m³

Industrielle Nebenprodukte

- Nebenprodukte Holzindustrie gesamt: 82.000 t_{atro} (2004), (2000: 71.000 t_{atro})
- Nebenprodukte/Landesfläche: 0,74 t_{atro}/ km²

Biomassepotenziale aus Schnellwuchsplantagen

- Anteil geeigneter Landesfläche: 3,5 %
- Auf dieser Fläche produzierbare Energiemenge: 74,2 PJ
- Entspricht Energiemenge / Landesfläche: 0.67 TJ/km²

Indikatoren für andere branchenspezifische Rahmenbedingungen

Zugang zum Gasnetz

- staatliches Monopol „Bulgargaz“ für Transport, Transit, Verteilung
- Marktöffnung: 82 % (2 Mrd. m³)
- Privatunternehmen Overgas (Verteilerebene)

Technische Kenndaten des Gasnetzes

- Bestehendes "Ringnetz" ist seit über 20 Jahren aktiv, Reparaturen mit "Clock-Spring"-Methode
- Durchmesser der Ring-Pipeline zwischen ca. 710 und 1000 mm
- Ausgehend vom Ringnetz werden Industriegebiete im Land mit Gas versorgt (Verteilungsleitungen), kaum Haushalte
- Kapazitäten Untergrundgasspeicher: ca. 510 Mrd m³

Handelsbeschränkungen

- Unbundling in der Umsetzung (bis 2006)
- Konditionen wurden vom Regulator TSO (Transmission System Operators) bestimmt.

Einspeisung von biogenem Gas / Strom

Nicht bekannt

Gaspreis

- Industrie: 2004: 3,50 €/GJ, 2005: 3,78 €/GJ
- Haushalte: 2004: 5,62 €/GJ, 2005: 5,61 €/GJ

Vertriebs-Infrastruktur

- 1.700 km (Hochdruck-)Hauptgasleitungen bei einer Landfläche von 110.550 km², 4 Kompressorstationen mit insgesamt 57 MW.
- 945 km (Transit-)Übertragungsnetz, 6 Kompressorstationen mit insgesamt 205 MW.
- 68 Druckminderungsstationen
- Bisher sind nur wenige Städte an das Gasnetz angeschlossen, geplant ist die Gasversorgung von bis zu 100 Ballungsräumen.

Versorgungs-Infrastruktur

- Strassen / Landesfläche: 0,34 km/km²

Förderung

"Energy Strategy of Bulgaria" 2002 und Energieeffizienz-Gesetz 2003 legen die institutionellen, rechtlichen und finanziellen Bedingungen für die Umsetzung der nationalen Politik im Bereich Energieeffizienz für eine erfolgreiche Integration in die EU fest.

Keine Förderinstrumente für Erneuerbare Energien.

<p>Strompreis</p> <ul style="list-style-type: none"> - Industrie: 2004: 0,0409 €/kWh, 2005: 0,0429 €/kWh - Haushalte: 2004: 0,0486€/kWh, 2005: 0,0537 €/kWh 	<p>Emissionshandel</p> <ul style="list-style-type: none"> - Bulgarien hat am 15.08.02 das Kyoto-Protokoll ratifiziert. - Bilaterales „Memorandum of Understanding“ für JIPs mit Österreich - Biomasse-Projekt Svilosa, Emissionsreduktion 0,89 Mio. t CO₂, Erfahrungen: Biomassepotenziale vorhanden; Biomasse gilt als Abfall - Ein Wasserkraftwerk soll gebaut und vier saniert werden, geplante Emissionsreduktion bis 2012: mehr als 1,1 Mio. t CO₂e
Indikatoren für allgemeine Rahmenbedingungen	
<p>Political Risk Rating</p> <p>Wert: 71 %</p>	<p>Index of Economic Freedom</p> <p>Wert: 2,88</p>
<p>Ease of Doing Business Ranking</p> <p>Rang: 62</p>	

Quellen:

- <http://www.seenergy.org/> South East Europe – multi-country energy website for the Athens Process
- COM(2004)863 final – Report from the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market, Brussels 2005
- <http://ebrdrenewables.com/sites/renew/default.aspx> Renewable Development Initiative - Country Profiles
- Umwelttechnikmärkte in Südosteuropa – Umweltpolitiken, -strategien und -programme. Wirtschaftskammer Österreich (WKÖ), Bericht 2005
- Krisch, H.: Finanzielle Strukturierung des JI – Projektes Tsankov Kamak. Verbundplan GmbH Wien 2004
- <http://www.overgas.bg/>
- <http://www.bulgargaz.com/>



Quelle: <http://www.bulgargaz.com/>

Estland

Rohstoff-Indikatoren

Ungenutzter Zuwachs

- Zuwachs je ha Waldfläche: 4,5 m³/ha
- Anteil ungenutzt: 2 %
- Bewaldungsprozent: 53 %
- Anteil öffentlicher Wald: 78 %

Vorrat

- Vorrat je ha Waldfläche: 178 m³/ha

Preise für Energieholz

- Preis Energieholz im Im- und Export, gewichtet nach Menge: 56 \$/m³

Industrielle Nebenprodukte

- Nebenprodukte Holzindustrie gesamt: 360.000 t_{atro} (2004), (2000: 184.000 t_{atro})
- Nebenprodukte/Landesfläche: 8,3 t_{atro}/ km²

Biomassepotenziale aus Schnellwuchsplantagen

- Anteil geeigneter Landesfläche: 7,9 %
- Auf dieser Fläche produzierbare Energiemenge: 49 PJ
- Entspricht Energiemenge / Landesfläche: 1,10 TJ/km²

Indikatoren für andere branchenspezifische Rahmenbedingungen

Zugang zum Gasnetz

- Eesti Gaas AS (voll privatisiert), quasi-Monopolist, ist Übertragungs-, Import- und Verteilungsgesellschaft. Außerdem gibt es rund 20 kleinere Distributionsgesellschaften in Estland.
- AS Eesti Gaas hat zwei Messstationen an der estnischen Grenze zur Messung des Importvolumens.
- Der Gasmarkt ist laut EU zu 95 % (für Industriekunden) geöffnet, d.h. für Kunden bzw. Unternehmen mit einem Verbrauch von mehr als 200.000 m³ Gas pro Kalenderjahr. Insgesamt Gasumsatz von 1 Mrd. m³.

Technische Kenndaten des Gasnetzes

AS Eesti Gaas veröffentlicht keine Daten.

Handelsbeschränkungen

- Unbundling in der Umsetzung
- Pipeline-Zugang: Hohe Gebühren, unflexibler Service
- Bilanzierung: unvorteilhaft oder unklar, kein Pooling erlaubt
- Wettbewerb: Endkundenpreise bleiben reguliert.
- Nationale Regulierungsbehörde: Das Energiemarktinspektorat (EMI) reguliert die Endkundenpreise und Netzgebühren.
- Novelle des Gasmarkt-Gesetzes vom Parlament noch nicht bestätigt.

Einspeisung von biogenem Gas / Strom

- Der Netzbetreiber ist verpflichtet, jeden EE-Strom abzunehmen.
- Regelungen zur Einspeisung von biogenen Gasen sind unbekannt.

Gaspreis

- Industrie: Die Preise werden ausgehandelt und fielen von 2003 bis 2005 von 2,91 auf 2,75 €/GJ
- Haushalte: Die Preise hängen stark von der nachgefragten Menge ab und liegen seit 2003 bis 2005 bei rund 3,92 €/GJ

Vertriebs-Infrastruktur

- Gut 2000 km Gasnetz bei einer Landfläche von 43.211 km²
- 2 Pipelines nach/von Russland
- Der estnische Gasmarkt ist sehr klein. Pipeline-Verbindungen gibt es nach Russland und Lettland.

<p>Versorgungs-Infrastruktur</p> <ul style="list-style-type: none"> - Strassen / Landesfläche: 1,29 km/km² 	<p>Förderung</p> <p>Der Einspeisetarif für Strom aus erneuerbaren Energien beträgt das 1,8-fache des Erzeugerpreises, d. h. die Vergütung beträgt 0,052 €/kWh. Diese wird für Strom aus Wasserkraft- und Biomasse über 7 Jahre und für Windenergie über 12 Jahre zugesichert (von der Mehrwertsteuer befreit). Ab 2015 entfallen die erhöhten Einspeisevergütungen gegenüber dem Marktpreis, unabhängig von der Inbetriebnahme der Anlagen.</p>
<p>Strompreis</p> <ul style="list-style-type: none"> - Industrie: Seit 2003 relativ stabil, 2005 bei 0,0472 €/kWh - Haushalte: Seit 2003 relativ stabil, 2005 bei 0,0576 €/kWh 	<p>Emissionshandel</p> <p>Estland hat am 14.10.02 das Kyoto-Protokoll ratifiziert.</p>
<p>Indikatoren für allgemeine Rahmenbedingungen</p>	
<p>Political Risk Rating</p> <p>Wert: 74,5 %</p>	<p>Index of Economic Freedom</p> <p>Wert: 1,75</p>
<p>Ease of Doing Business Ranking</p> <p>Rang: 16</p>	

Quellen:

- COM(2004)863 final – Report from the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market, Brussels 2005
- Estland – Exportinitiative Erneuerbare Energien, Dena – Länderprofile
- FORRES 2004
- <http://www.gaas.ee/> EESTI GAAS AS - Estonia Gas Company
- <http://www.mkm.ee/index.php> Ministry of Economic Affairs and Communication



Quelle: <http://www.gaas.ee/>

Lettland

Rohstoff-Indikatoren

Ungenutzter Zuwachs

- Zuwachs je ha Waldfläche: 4,8 m³/ha
- Anteil ungenutzt: -13 % (Nutzung über Zuwachs)
- Bewaldungsprozent: 46 %
- Anteil öffentlicher Wald: 55 %

Preise für Energieholz

- Preis Energieholz im Im- und Export, gewichtet nach Menge: 26 \$/m³

Biomassepotenziale aus Schnellwuchsplantagen

- Anteil geeigneter Landesfläche: 7,5 %
- Auf dieser Fläche produzierbare Energiemenge: 82,6 PJ
- Entspricht Energiemenge / Landesfläche: 1,29 TJ/km²

Vorrat

- Vorrat je ha Waldfläche: 155 m³/ha

Industrielle Nebenprodukte

- Nebenprodukte Holzindustrie gesamt: 936.000 t_{atro} (2004), (2000: 990.000 t_{atro})
- Nebenprodukte/Landesfläche: 14,72 t_{atro}/ km²

Indikatoren für andere branchenspezifische Rahmenbedingungen

Zugang zum Gasnetz

- JSC Latvijas Gaze, komplett privatisiert (Hauptanteilseigner E.ON Ruhrgas, OAO Gasprom, SIA Itera- Latvija) hat quasi ein Monopol auf Import, Übertragung und Verteilung von Gas.
- Marktliberalisierung beginnt 2007
- Regulator: Public Utilities Commission (PUC), dem Wirtschaftsministerium unterstellt (reguliert Endkundenpreise und Netznutzungstarife)
- Marktöffnung: 0%
- Lettland hat Pipeline-Verbindungen zu Russland (von wo alles Gas importiert wird), Estland und Litauen.

Technische Kenndaten des Gasnetzes

- Kapazität Untergrundgasspeicher: 2,2 Mrd. m³

Handelsbeschränkungen

- Unbundling: Übertragung, Verkauf und Verteilung liegen in der Hand von Latvijas Gaze
- Pipeline-Zugang: Hohe Gebühren, unflexibler Service
- Bilanzierung: unvorteilhaft oder unklar

Einspeisung von biogenem Gas / Strom

Gaspreis

- Industrie: 2005: 3,48 €/GJ
- Haushalte: 2005: 3,85 €/GJ

Vertriebs-Infrastruktur

5.200km Gasnetz (davon rund ein Viertel Haupt-, der Rest Verteilungsleitungen) mit rund 430.000 Kunden bei einer Landfläche von 63.589 km².

Versorgungs-Infrastruktur

- Strassen / Landesfläche: 0,95 km/km²

Förderung

Energiegesetz: Die Einspeisevergütung für die kleine Wasserkraft und Biogasanlagen, die jährlich angepasst wird, orientiert sich an den durchschnittlichen Stromverkaufspreisen. Die Einspeisevergütung für Windanlagen wird vom Regulator festgelegt.

Strompreis

- Industrie: 2005 bei 0,0409 €/kWh
- Haushalte: 2005 bei 0,0702 €/kWh

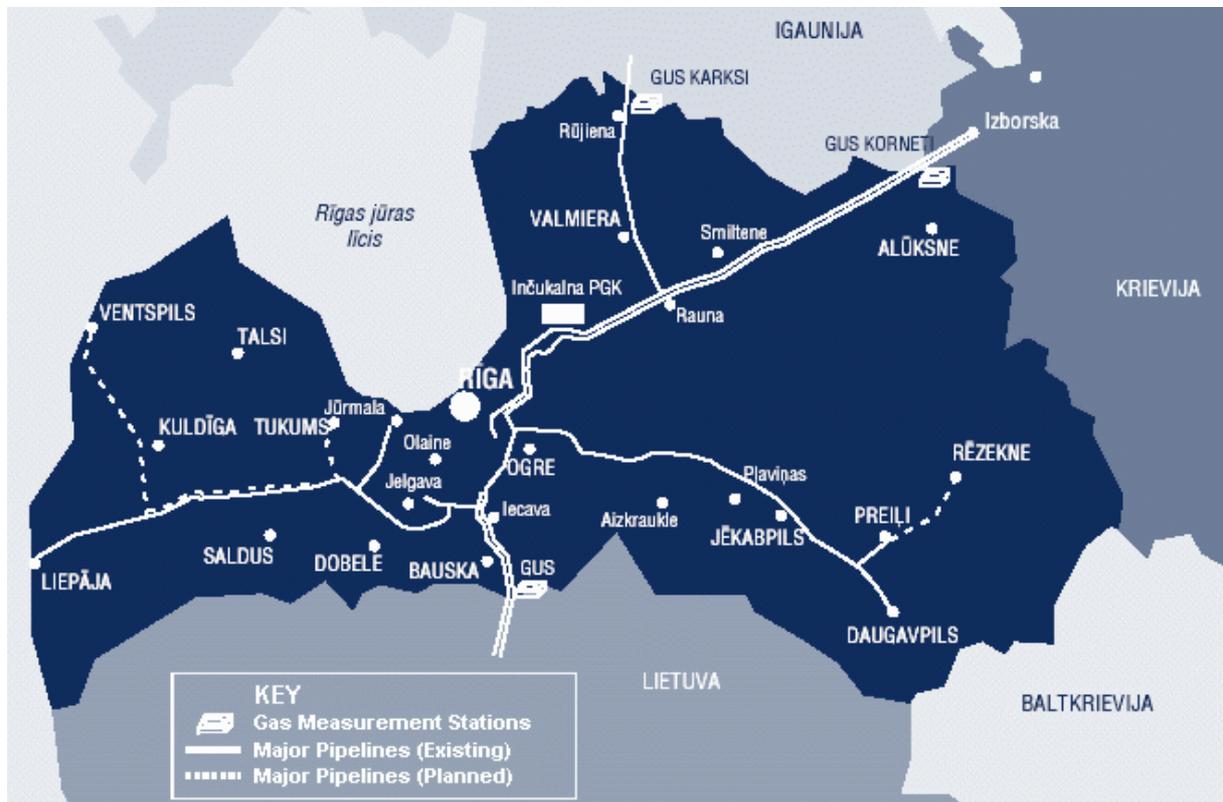
Emissionshandel

Lettland hat am 05.07.02 das Kyoto-Protokoll ratifiziert.

Indikatoren für allgemeine Rahmenbedingungen	
Political Risk Rating Wert: 76,5 %	Index of Economic Freedom Wert: 2,43
Ease of Doing Business Ranking Rang: 26	

Quellen:

- COM(2004)863 final – Report from the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market, Brussels 2005
- FORRES 2005
- <http://www.lg.lv/> JSC Latvijas Gaze
- <http://www.sprk.gov.lv/?sadala=0> Public Utilities Commission (PUC)
- <http://www.inogate.org/> INOGATE – Interstate Oil and Gas Transport to Europe



Quelle: <http://www.inogate.org/>

Litauen

Rohstoff-Indikatoren

Ungenutzter Zuwachs

- Zuwachs je ha Waldfläche: 4,5 m³/ha
- Anteil ungenutzt: 25 %
- Bewaldungsprozent: 32 %
- Anteil öffentlicher Wald: 77 %

Vorrat

- Vorrat je ha Waldfläche: 168 m³/ha

Preise für Energieholz

- Preis Energieholz im Im- und Export, gewichtet nach Menge: 67 \$/m³

Industrielle Nebenprodukte

- Nebenprodukte Holzindustrie gesamt: 317.000 t_{atro} (2004), (2000: 315.000 t_{atro})
- Nebenprodukte/Landesfläche: 4,86 t_{atro}/ km²

Biomassepotenziale aus Schnellwuchsplantagen

- Anteil geeigneter Landesfläche: 20,6 %
- Auf dieser Fläche produzierbare Energiemenge: 203 PJ
- Entspricht Energiemenge / Landesfläche: 3,14 TJ/km²

Indikatoren für andere branchenspezifische Rahmenbedingungen

Zugang zum Gasnetz

- Übertragungssystembetreiber: Lietuvos Dujos AB, privatisiert
- Marktöffnung: 70 % (2 Mrd. m³)
- Regulator: The National Control Commission for Prices and energy (NCC) (reguliert die Endkundenpreise und den Netzzugang)
- Wettbewerb: Es gibt 6 lizenzierte Gasverteilungsgesellschaften in Litauen. Alle beziehen ihr Gas aus Russland.
- SWITCHING: Kein Kunde hat bisher den Anbieter gewechselt.

Technische Kenndaten des Gasnetzes

- Verteilungsstation in Aukstieji Paneriai: 130.000 m³/h
- Übertragungs-Pipelines: Druck 55 bar, max. Durchmesser 1220 mm
- Kompressorstation (7700 kW) und 59 M/R-Stationen am Übertragungsnetz

Handelsbeschränkungen

- Unbundling: in der Umsetzung, die Geschäfte bleiben vertikal integriert. Getrennte Konten sind in der Vorbereitung.
- Pipeline-Zugang: Hohe Gebühren, unflexibler Service
- Bilanzierung: unvorteilhaft oder unklar
- Der Markt ist offen für Kunden mit einem Verbrauch > 1 Million m³/a. Davon gibt es 27, die ca. 80 % der Gesamtnachfrage auf sich vereinen.
- Netzzugang: Die NCC reguliert die Transport- und Verteilungskosten.

Einspeisung von biogenem Gas / Strom

Abnahmeverpflichtung für Strom aus erneuerbaren Energien

Gaspreis

- Industrie: 2005: 3,61 €/GJ
- Haushalte: 2005: 4,58 €/GJ

Vertriebs-Infrastruktur

Das Gas-Übertragungsnetz der Lietuvos Dujos ist 1.696 km lang (bei einer Landfläche von 65.200 km²).

Lietuvos Dujos AB als größte der 6 lizenzierten Gasverteilungsgesellschaften hat ein Distributionsnetz von 6600 km Länge und liefert damit 98 % der gesamten Gasmenge (2004 rund 1 Milliarde m³).

Versorgungs-Infrastruktur

- Strassen / Landesfläche: 1,18 km/km²

Förderung

Seit 2002 wurden für Strom aus EE folgende Durchschnittspreise vergütet:

- Wasserkraft: 0,069 €/kWh,
- Wind: 0,075 €/kWh,
- Biomasse 0,069 €/kWh.

Strompreis - Industrie: 2005 bei 0,0498 €/kWh - Haushalte: 2005 bei 0,0609 €/kWh	Emissionshandel Litauen hat am 03.01.03 das Kyoto-Protokoll ratifiziert.
Indikatoren für allgemeine Rahmenbedingungen	
Political Risk Rating Wert: 76,5 %	Index of Economic Freedom Wert: 2,14
Ease of Doing Business Ranking Rang: 15	

Quellen:

- COM(2004)863 final – Report from the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market, Brussels 2005
- FORRES 2005
- Gagilas, V.: Lithuanian Gas Sector. Ministry of Economy of the Republic of Lithuania, 2002
- <http://www.regula.is.lt/> National control Commission for Prices and energy (NCC)
- <http://www.dujotekana.lt/> JSC Dujotekana
- <http://www.dujos.lt/en.php> Liteuvos Dujos AB
- <http://www.ukmin.lt/index.php/en/> Ministry of Economy The Republic of Lithuania



Quelle: internalgas_market

Polen

Rohstoff-Indikatoren

Ungenutzter Zuwachs

- Zuwachs je ha Waldfläche: 6,4 m³/ha
- Anteil ungenutzt: 33 %
- Bewaldungsprozent: 30 %
- Anteil öffentlicher Wald: 83 %

Preise für Energieholz

- Preis Energieholz im Im- und Export, gewichtet nach Menge: 65 \$/m³

Biomassepotenziale aus Schnellwuchsplantagen

- Anteil geeigneter Landesfläche: 7 %
- Auf dieser Fläche produzierbare Energiemenge: 353,6 PJ
- Entspricht Energiemenge / Landesfläche: 1,14 TJ/km²

Vorrat

- Vorrat je ha Waldfläche: 225 m³/ha

Industrielle Nebenprodukte

- Nebenprodukte Holzindustrie gesamt: 875.000 t_{atro} (2004), (2000: 754.000 t_{atro})
- Nebenprodukte/Landesfläche: 2,87 t_{atro}/ km²

Indikatoren für andere branchenspezifische Rahmenbedingungen

Zugang zum Gasnetz

- Der Übertragungsnetzbetreiber Polskie Górnictwo Naftowe i Gazowe (PGNiG – Polnische Öl- und Gasgesellschaft) hat rund 95 % Marktanteil beim Gas. Die PGNiG als vertikal integrierter Monopolist hat noch immer fast uneingeschränkte Kontrolle über den gesamten Gasmarkt.
- Die PGNiG wird seit Mitte 2005 schrittweise an der Börse privatisiert, es gibt aber Gerüchte, dass Teile der Gesellschaft, insbesondere das Netz, (wieder) verstaatlicht werden könnten.
- Marktöffnung: 34 % (4 Mrd. m³)
- Regulierungsbehörde: Urząd Regulacji Energetyki (URE)
- Wettbewerb: Bisher gibt es noch keinen funktionierenden Wettbewerb.

Handelsbeschränkungen

- Unbundling: auf Verbundnetzebene umgesetzt, auf Versorgungsebene in der Umsetzung
- Netzzugang: Hohe Gebühren, unflexibler Service. Die Kapazitäten werden auf einer "first come - first served"-Basis bereitgestellt. Es gibt langfristige Verträge über die Kapazitäten.
- Bilanzierung: unvorteilhaft bzw. unklar.
- Der polnische Gasmarkt ist auch für alle nicht-Haushalts-, d.h. Industriekunden offen (72 % der Nachfrage). Die Endkundenpreise sind noch immer reguliert.

Gaspreis

- Industrie: 2005: 5,30 €/GJ
- Haushalte: 2005: 6,17 €/GJ

Technische Kenndaten des Gasnetzes

Einspeisung von biogenem Gas / Strom

Nicht bekannt

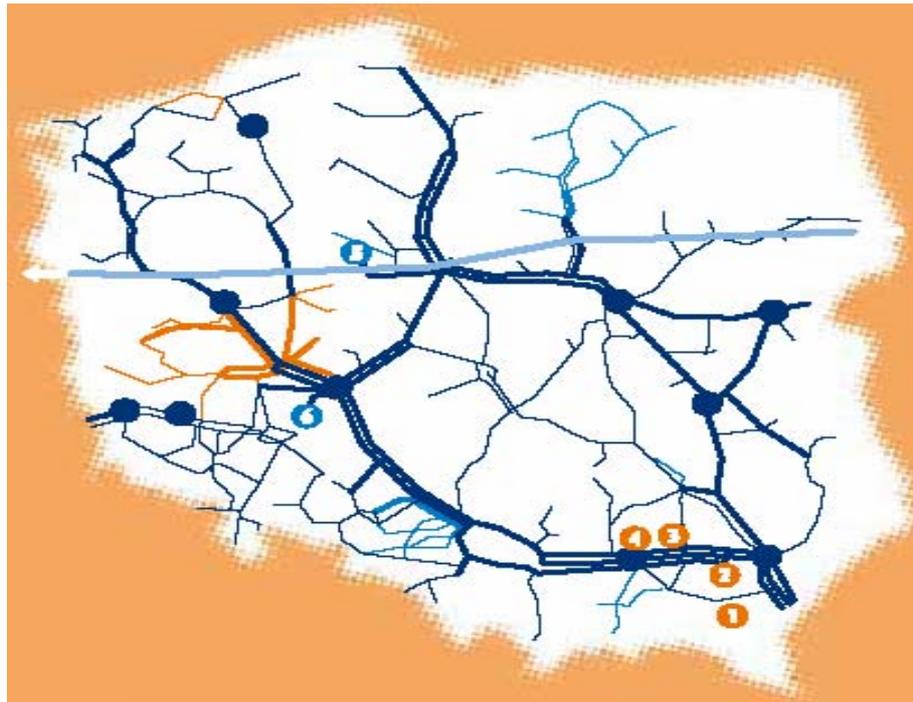
Vertriebs-Infrastruktur

- Verteilernetz: 107.000 km Gasnetz bei einer Landfläche von 304.465 km², bis 2010 werden zwischen 43.000 und 58.000 km weitere Verteilungspipelines erwartet (ca. 6,8 Mio Verbraucher).
- Polen ist wichtiges Transitland für russisches Gas (13.552 km Pipelines).
- Versorgungssicherheit: Im Gasbereich ist Polen abhängig von Russland. Die aktuellen Import-Kapazitäten könnten künftig nicht mehr ausreichen, die Möglichkeit der Diversifizierung in Richtung Flüssiggas wird überprüft.

Versorgungs-Infrastruktur <ul style="list-style-type: none">- Strassen / Landesfläche: 1,2 km/km²	Förderung <p>Es gibt Abnahmeverpflichtungen für Strom und Wärme aus erneuerbaren Quellen ("Green Power Purchase Obligation").</p>
Strompreis <ul style="list-style-type: none">- Industrie: 2005 bei 0,0506 €/kWh- Haushalte: 2005 bei 0,0721 €/kWh	Emissionshandel <p>Polen hat am 13.12.02 das Kyoto-Protokoll ratifiziert.</p>
Indikatoren für allgemeine Rahmenbedingungen	
Political Risk Rating <p>Wert: 74,5 %</p>	Index of Economic Freedom <p>Wert: 2,49</p>
Ease of Doing Business Ranking <p>Rang: 54</p>	

Quellen:

- COM(2004)863 final – Report from the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market, Brussels 2005
- <http://www.en.pgnig.pl>
- FORRES 2005
- <http://www.en.pgnig.pl/> Polish Oil and Gas Company
- <http://www.polenergia.pl/> Polenergia
- <http://www.ure.gov.pl/> The Energy Regulatory Office
- <http://www.europolgaz.com.pl/> Europol Gas s.a.



Gas transmission system. Status at 01.01.2005.

Specification	> \varnothing 300	> \varnothing 150-300	1	UGS Strachocina
HM (high-methane)			2	UGS Husów
Pipelines LM (low-methane)			3	UGS Brzeźnica
distrib.			4	UGS Swarzędz
UGS facilities			5	UGS Mogilno
existing			6	UGS Wierzchowice
under development				
Gas compressor stations				

Quelle: <http://www.en.pgnig.pl/>

Rumänien

Rohstoff-Indikatoren

Ungenutzter Zuwachs

- Zuwachs je ha Waldfläche: 5,7 m³/ha
- Anteil ungenutzt: 38 %
- Bewaldungsprozent: 28 %
- Anteil öffentlicher Wald: 0,94 %

Vorrat

- Vorrat je ha Waldfläche: 280 m³/ha

Preise für Energieholz

- Preis Energieholz im Im- und Export, gewichtet nach Menge: 40 \$/m³

Industrielle Nebenprodukte

- Nebenprodukte Holzindustrie gesamt: 417.000 t_{atro} (2004), (2000: 285.000 t_{atro})
- Nebenprodukte/Landesfläche: 1,81 t_{atro}/ km²

Biomassepotenziale aus Schnellwuchsplantagen

- Anteil geeigneter Landesfläche: 13,8 %
- Auf dieser Fläche produzierbare Energiemenge: 688,1 PJ
- Entspricht Energiemenge / Landesfläche: 2,91 TJ/km²

Indikatoren für andere branchenspezifische Rahmenbedingungen

Zugang zum Gasnetz

- Seit 2002 wurde der Staatsbetrieb ROMGAZ S.A. privatisiert und in die heutigen Marktakteure aufgeteilt: DISTRIGAZ SUD (Verkauf, Verteilung), DISTRIGAZ Nord (Verkauf, Verteilung), Transgaz (Übertragung, Transit), PETROM, WIROM, WIEE, EXPROGAZ Medias (Produktion, Speicher), ROMGAZ (Exploration, Produktion, Speicher)
- Marktöffnung: 40 % (5 Mrd. m³) (2004)
- Regulator: "National Natural Gas Regulatory Authority" (ANRGN) reguliert die Endkundenpreise

Technische Kenndaten des Gasnetzes

Nicht bekannt

Handelsbeschränkungen

Unbundling auf Verbundnetz- und Versorgungsebene umgesetzt.

Einspeisung von biogenem Gas / Strom

Nicht bekannt

Gaspreis

- Industrie: 2005: 3,68 €/GJ
- Haushalte: 2005: 4,03 €/GJ

Vertriebs-Infrastruktur

- Übertragungsnetz: 3.508 km bei einer Landfläche von 230.340 km²
- Gasspeicherkapazität: ca. 1,1 Mrd. m³ (ca. 4,6 Mrd. m³ bis 2010)
- DISTRIGAZ Sud (zu 51 % im Besitz der Gaz de France) betreibt ein Verteilungsnetz von 13.400 km Länge und bedient rund 900.000 Firmenkunden und Haushalte.
- DISTRIGAZ Nord verkauft jährlich rund 4,6 Milliarden m³ Erdgas an gut eine Million Kunden und betreibt ein rund 17.000 Kilometer langes Gasnetz.

Versorgungs-Infrastruktur

- Strassen / Landesfläche: 0,86 km/km²

Förderung

Nicht bekannt

Strompreis

- Industrie: 2005 bei 0,0769 €/kWh
- Haushalte: 2005 bei 0,0655 €/kWh

Emissionshandel

Rumänien hat am 19.03.01 das Kyoto-Protokoll ratifiziert.

Indikatoren für allgemeine Rahmenbedingungen

Political Risk Rating

Wert: 71 %

Index of Economic Freedom

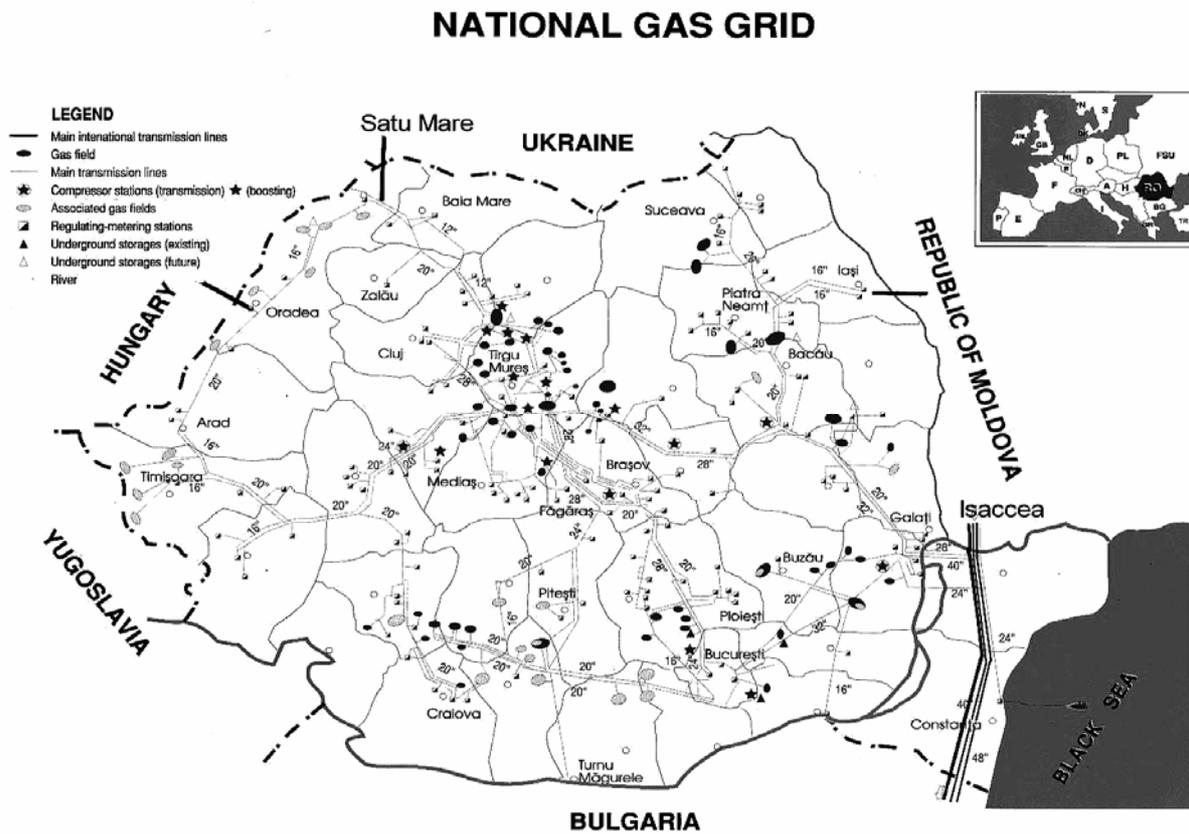
Wert: 3,19

Ease of Doing Business Ranking

Rang: 78

Quellen:

- COM(2004)863 final – Report from the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market, Brussels 2005
- <http://www.gazdefrance.com>
- <http://www.erranet.org/> Energy Regulators Regional Association
- <http://www.inogate.org/>.
- <http://www.anrgn.ro/> National Regulatory Authority in Natural Gas Sector
- <http://www.transgaz.ro/> National Company for the natural Gas Transmission – S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A
- <http://www.petrom.ro/> Petrom S.A.



Quelle: <http://balkanenergy.i-kan.net/Restricted/001023/Romgaz-map.gif>

Russland

Rohstoff-Indikatoren

Ungenutzter Zuwachs

- Zuwachs je ha Waldfläche: 1,0 m³/ha
- Anteil ungenutzt: 65 %
- Bewaldungsprozent: 48 %
- Anteil öffentlicher Wald: 100 %

Vorrat

- Vorrat je ha Waldfläche: 113 m³/ha

Preise für Energieholz

- Preis Energieholz im Im- und Export, gewichtet nach Menge: 15 \$/m³

Industrielle Nebenprodukte

- Nebenprodukte Holzindustrie gesamt: 2.670.000 t_{atro} (2004), (2000: 3.051.000 t_{atro})
- Nebenprodukte/Landesfläche: 0,16 t_{atro}/ km²

Biomassepotenziale aus Schnellwuchsplantagen

- Anteil geeigneter Landesfläche: 2 %
- Auf dieser Fläche produzierbare Energiemenge: 1144,4 PJ
- Entspricht Energiemenge / Landesfläche: 0,29 TJ/km²

Indikatoren für andere branchenspezifische Rahmenbedingungen

Zugang zum Gasnetz

Die Gazprom, deren größter Anteilseigner (38,37%) der Staat ist, ist der größte Gasproduzent der Welt. Die Gazprom kontrolliert 60 % der russischen Gasreserven und produziert 90 % des russischen Gases. Sie ist auf allen Gebieten der Gaswirtschaft aktiv.

Technische Kenndaten des Gasnetzes

- leistungsfähiges Hochdruckgasnetz

Handelsbeschränkungen

Stattlich regulierte Energiepreise, Quasi Monopol durch Gazprom.

Einspeisung von biogenem Gas / Strom

Nicht bekannt

Gaspreis

- Durchschnittlicher Gaspreis für Haushalte in den ersten beiden Quartalen 2004: 0,95 €/GJ

Vertriebs-Infrastruktur

- Übertragungssystem: ca. 150.000 km mit 253 Kompressorstationen und 22 unterirdischen Gasspeichern bei einer Landfläche von 16.995.800 km².
- Export in 27 Länder
- In Planung, aber noch umstritten ist die Nordeuropäische Pipeline durch die Ostsee (Russland - Deutschland).

Versorgungs-Infrastruktur

- Strassen / Landesfläche: 0,03 km/km²

Förderung

- Keine konkreten Zielsetzungen für den Ausbau der EE in den energiepolitischen Strategien Russlands bis 2020.
- Ein Gesetz zur Förderung der EE ist im Gespräch.
- Sonderwirtschaftszone Kaliningrad: Sondergesetze über EE, mittels Einspeisevergütung.

Strompreis

Die Strompreise schwanken zwischen 0,023 €/kWh (gut erreichbare Abnehmer) bis hin zu 0,17 €/kWh für (schlecht erreichbare Abnehmer).

Emissionshandel

Russland hat am 18.11.04 das Kyoto-Protokoll ratifiziert.

Schätzungen* gehen davon aus, dass rund 30 Prozent der russischen CH₄-Emissionen in Höhe von ca. 2 Milliarden Tonnen CO₂e zu Kosten von weniger als 10 \$/t CO₂e vermieden werden könnten. Dieses Potenzial animierte Ruhrgas und Gazprom zu einem gemeinsamen JI-Pilotprojekt, in dem sie 1,5 Mrd. kWh Gasverbrauch allein durch eine computergesteuerte Brennstoffzuführung in die Turbinen einsparten. Eine Ausweitung des Projekts ist in Planung, Ziel ist eine Einsparung von 4,5 Mt CO₂e.

Indikatoren für allgemeine Rahmenbedingungen

Political Risk Rating

Wert: 66 %

Index of Economic Freedom

Wert: 3,5

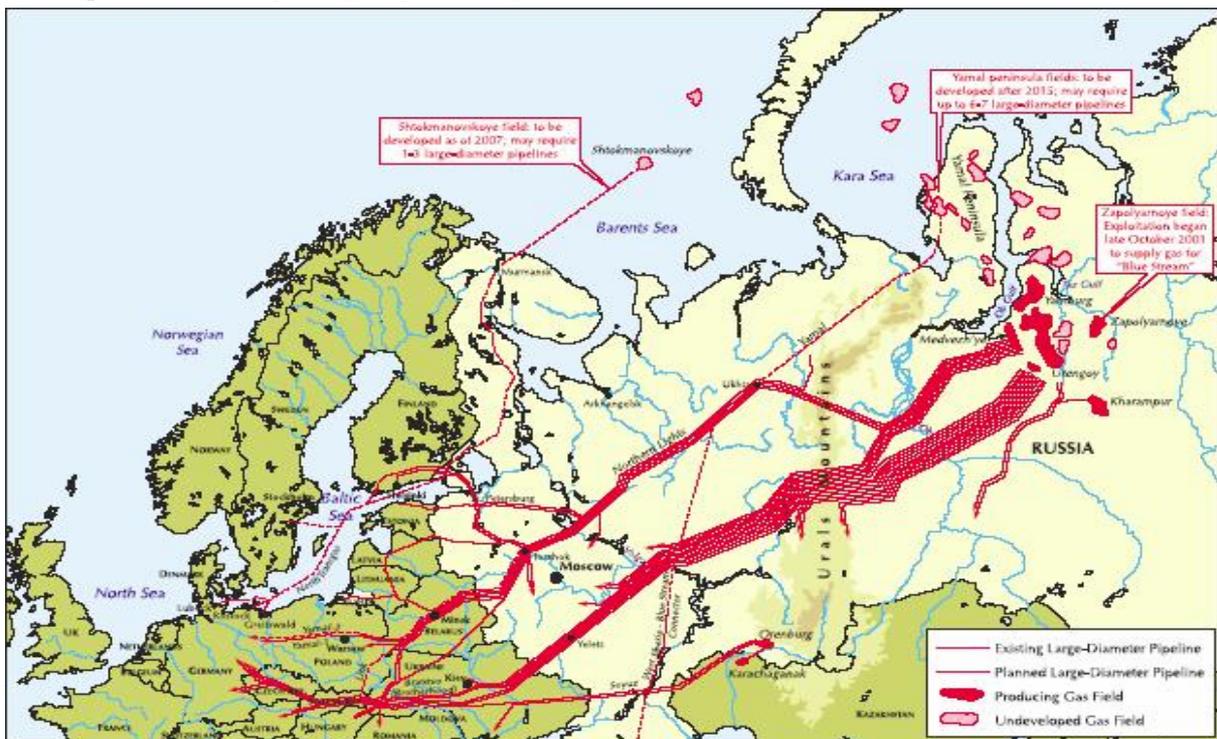
Ease of Doing Business Ranking

Rang: 79

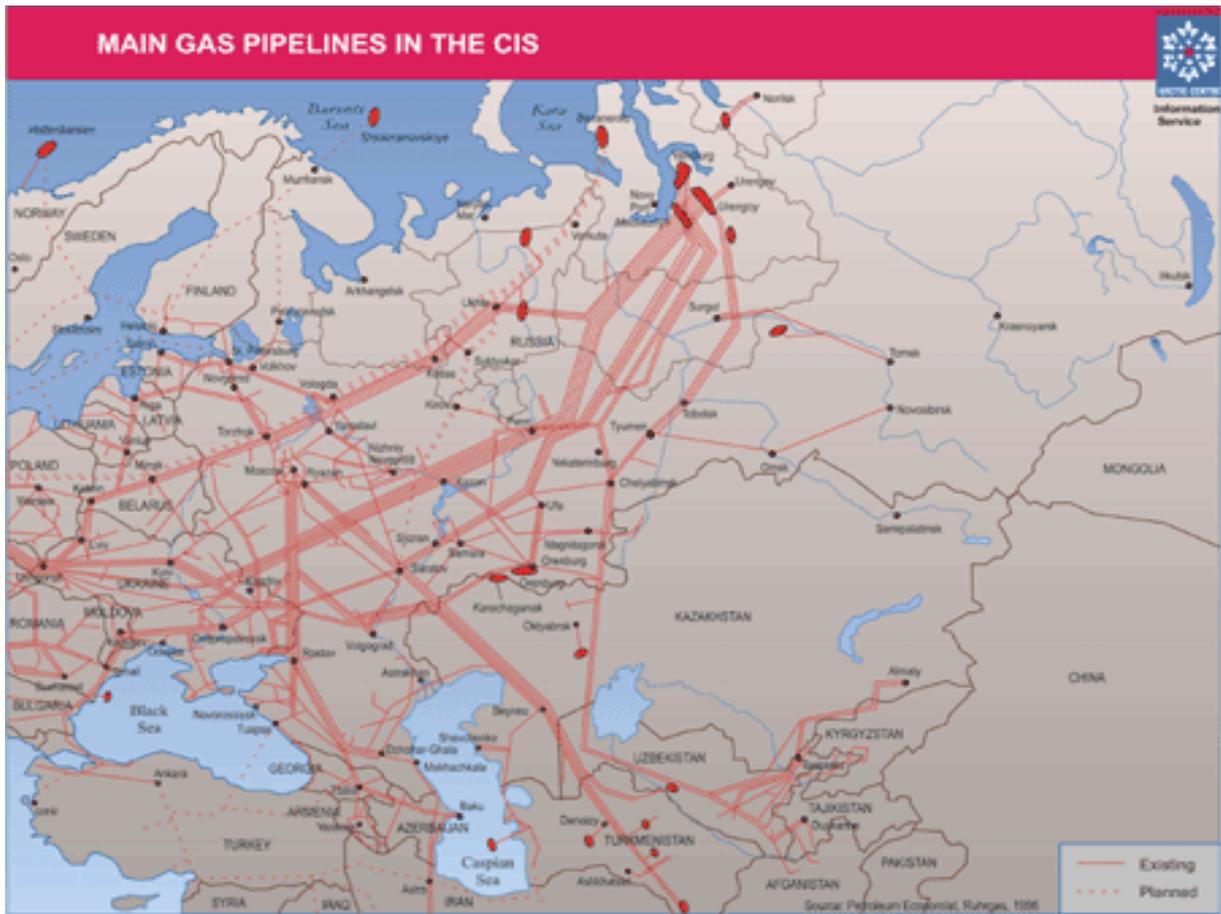
* Robinson, D.; Fernandez, R.; Kantamaneni, R.: Methane Emissions Mitigation Options in the Global Oil and Natural Gas Industries. In: 3rd International Methane & Nitrous Oxide Mitigation Conference, Beijing, China, November 17th – 21st 2003

Quellen:

- Russland Länderprofil – Exportinitiative Erneuerbare Energien, DENA
- Russia Energy Survey 2002. IEA 2002
- <http://arcticcentre.ulapland.fi/> Arktinen Keskus (Arctic Centre), University of Lapland
- <http://www.lukoil.com/> Lukoil Oil Company
- <http://www.iteragroup.com/isp/eng/> ITERA International Group of Companies
- <http://www.gazprom.com/> Gazprom
- <http://www.gazexport.ru/> GAZexport
- <http://www.erranet.org/> Energy Regulators Regional Association



Quelle: <http://www.iea.org/dbtw-wpd/Textbase/nppdf/free/2000/russia2002.pdf>



Quelle: <http://arcticcentre.ulapland.fi/maps.asp>

Slowakei

Rohstoff-Indikatoren

Ungenutzter Zuwachs

- Zuwachs je ha Waldfläche: 5,9 m³/ha
- Anteil ungenutzt: 11 %
- Bewaldungsprozent: 40 %
- Anteil öffentlicher Wald: 57 %

Vorrat

- Vorrat je ha Waldfläche: 212 m³/ha

Preise für Energieholz

- Preis Energieholz im Im- und Export, gewichtet nach Menge: 60 \$/m³

Industrielle Nebenprodukte

- Nebenprodukte Holzindustrie gesamt: 236.000 t_{atro} (2004), (2000: 186.000 t_{atro})
- Nebenprodukte/Landesfläche: 4,84 t_{atro}/ km²

Biomassepotenziale aus Schnellwuchsplantagen

- Anteil geeigneter Landesfläche: 9,9 %
- Auf dieser Fläche produzierbare Energiemenge: 94,8 PJ
- Entspricht Energiemenge / Landesfläche: 1,94 TJ/km²

Indikatoren für andere branchenspezifische Rahmenbedingungen

Zugang zum Gasnetz

- Der Übertragungsnetzbetreiber Slovenský plynárenský priemysel (SPP) ist zu 51% staatlich und 49 % privatisiert (GDF, Ruhrgas Gazprom). Die Produktion liegt bei „Nafta Gbely“, 51 kleine Anbieter arbeiten vor allem in industrialisierten Gegenden.
- Das „Regulatory Office for Network Industries“ (RONI), reguliert Groß- und Einzelhandelspreise. Auch die Netzentgelte sind reguliert.
- Marktöffnung: 34% (2 Mrd. m³) (2004)
- Langfristige Verträge mit der Gazprom decken 97 % des Verbrauchs ab.
- Die Slowakei ist ein wichtiges Transitland für Gas.

Technische Kenndaten des Gasnetzes

Handelsbeschränkungen

- Unbundling seit 2005 in der Umsetzung.
- Netzzugang: Hohe Gebühren, unflexibler Service
- Bilanzierung: unvorteilhaft bzw. unklar
- Marktliberalisierung: Seit Anfang 2005 dürfen alle Kunden ihren Gasversorger frei wählen. Bisher sind allerdings keine Wechsel bekannt.
- Wettbewerb: Die SPP beherrscht 98 % des Marktvolumens.

Einspeisung von biogenem Gas / Strom

Es gibt eine Abnahmeverpflichtung der Energieversorger für elektrischen Strom aus Erneuerbaren Energiequellen.

Gaspreis

- Industrie: 2005: 5,08 €/GJ
- Haushalte: 2005: 6,84 €/GJ

Vertriebs-Infrastruktur

- Länge: 30.534 km bei einer Landfläche von 48.800 km².
- Übertragungsnetz: 6.000 km inkl. 2.270 km Transit mit 4 Kompressoren.
- 21.000 km Verteilungspipelines für 1,3 Mio private Haushalte, 47.000 kommerzielle Kleinverbraucher und 5.200 industrielle Großverbraucher.

Versorgungs-Infrastruktur

- Strassen / Landesfläche: 0,88 km/km²

Förderung

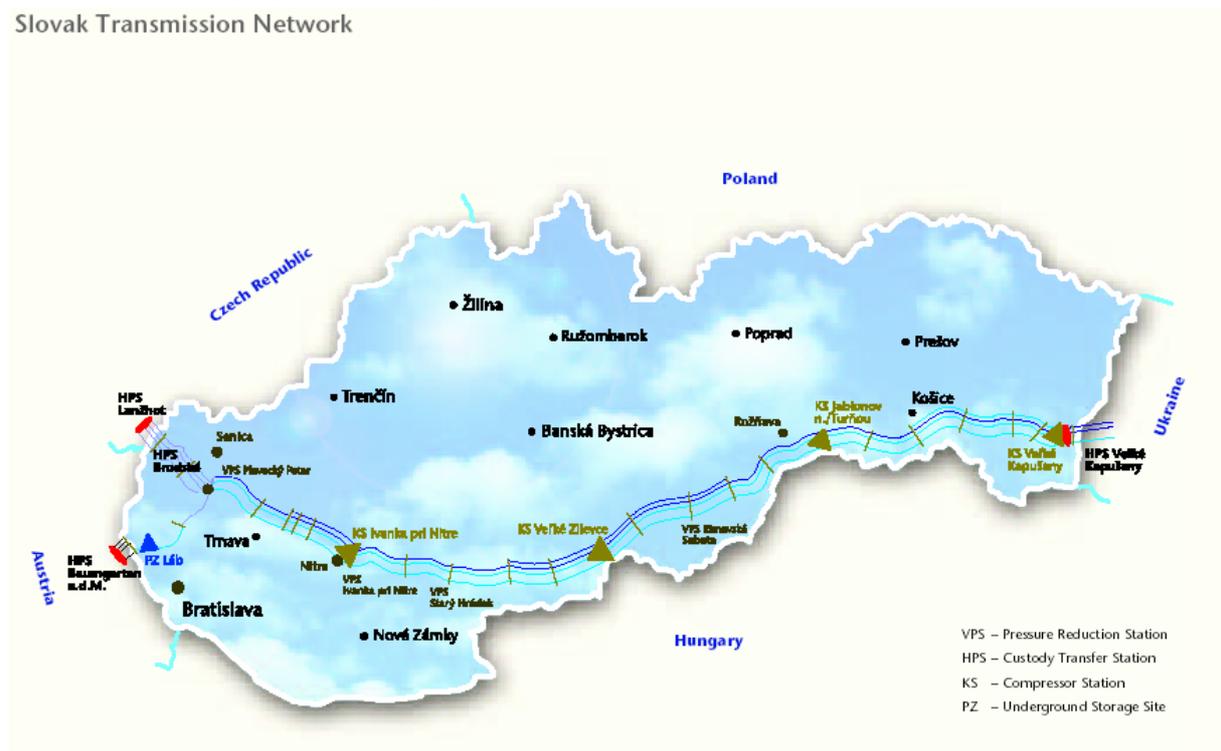
Der WWF ermittelte in seiner Osteuropastudie eine durchschnittliche Einspeisevergütung in der Slowakei von 3 bis 3,51 €-Ct/kWh.

Strompreis - Industrie: 2005 bei 0,0703 €/kWh - Haushalte: 2005 bei 0,1123 €/kWh	Emissionshandel Die Slowakei hat am 31.05.02 das Kyoto-Protokoll ratifiziert.
Indikatoren für allgemeine Rahmenbedingungen	
Political Risk Rating Wert: 78 %	Index of Economic Freedom Wert: 2,35
Ease of Doing Business Ranking Rang: 37	

Quellen:

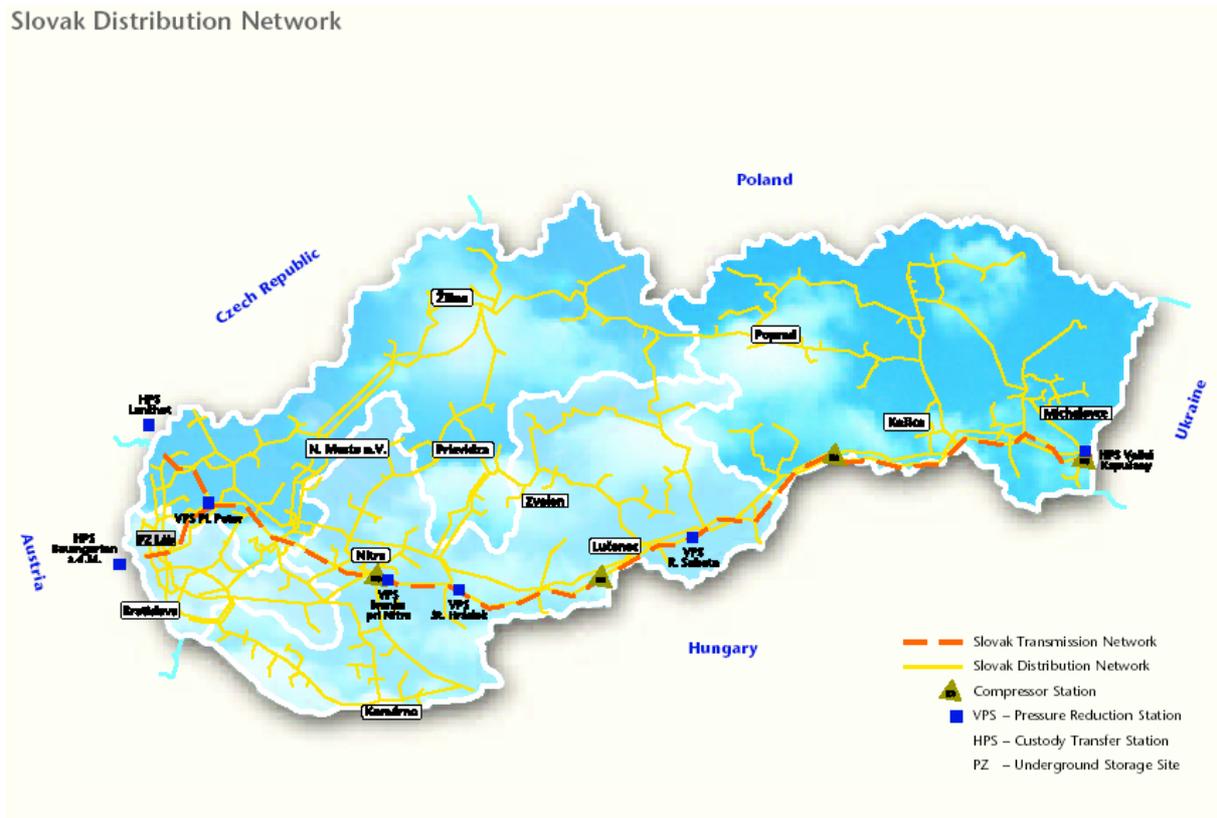
- COM(2004)863 final – Report from the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market, Brussels 2005
- FORRES 2005
- Slowakei Länderprofil – Exportinitiative Erneuerbare Energien, DENA
- <http://www.rge-online.de/>
- <http://www.sea.gov.sk/> Energy Agency
- <http://www.spp.sk/> SPP – Slovenský Plynárenský Priemysel
- <http://www.economy.gov.sk/> Ministry of Economy
- <http://www.naftagbely.sk/> Nafta Gbely

Slovak Transmission Network



Quelle: SPP - Slovenský Plynárenský Priemysel; Annual Report 2004

Slovak Distribution Network



Quelle: SPP - Slovenský Plynárenský Priemysel; Annual Report 2004

Slowenien

Rohstoff-Indikatoren

Ungenutzter Zuwachs

- Zuwachs je ha Waldfläche: 5,4 m³/ha
- Anteil ungenutzt: 55 %
- Bewaldungsprozent: 63 %
- Anteil öffentlicher Wald: 28 %

Vorrat

- Vorrat je ha Waldfläche: 296 m³/ha

Preise für Energieholz

- Preis Energieholz im Im- und Export, gewichtet nach Menge: 44 \$/m³

Industrielle Nebenprodukte

- Nebenprodukte Holzindustrie gesamt: 88.000 t_{atro} (2004), (2000: 87.000 t_{atro})
- Nebenprodukte/Landesfläche: 4,37 t_{atro}/ km²

Biomassepotenziale aus Schnellwuchsplantagen

- Anteil geeigneter Landesfläche: 7,1 %
- Auf dieser Fläche produzierbare Energiemenge: 30 PJ
- Entspricht Energiemenge / Landesfläche: 1,5 TJ/km²

Indikatoren für andere branchenspezifische Rahmenbedingungen

Zugang zum Gasnetz

- Netzbetreiber: Geoplin (überwiegend staatlich, 5,19% Ruhrgas)
- Andere Akteure: Adriaplan Ljubljana, Energetika Ljubljana, butan Plin, Mestna Komunala Koper.
- Regulator: Die Slowenische Energieagentur bestimmt die Netzzugangsgebühren und -konditionen. Das Ministerium hat ein Veto-Recht.
- Versorgungssicherheit: Slowenien hängt vollständig von Importen, vor allem aus Russland (56,8 %), ab.
- Marktöffnung: 91 % (1 Mrd. m³) für nicht-Haushalte

Technische Kenndaten des Gasnetzes

- 961 km, keine Kompressorstationen, aber 2 in Planung.

Handelsbeschränkungen

- Unbundling auf Verbundnetzebene umgesetzt, auf Versorgungsebene in der Umsetzung.
- Netzzugang: flexibel möglich, Gebühren spiegeln die Kosten wider
- Bilanzierung: einige günstige Elemente
- In Slowenien gibt es rund 106.000 Gasabnehmer, davon ca. 8.900 Industriekunden, die den Anbieter frei wählen dürfen.
- Der einzige Großhändler ist die Geoplin, so dass kein Wettbewerb stattfindet.

Einspeisung von biogenem Gas / Strom

Nicht bekannt

Gaspreis

- Industrie: 2005: 5,10 €/GJ
- Haushalte: 2005: 7,82 €/GJ

Vertriebs-Infrastruktur

- 2.526 km Gasnetz bei einer Landfläche von 20.151 km².
- Pipelines nach Österreich, Italien, Kroatien

<p>Versorgungs-Infrastruktur</p> <ul style="list-style-type: none"> - Strassen / Landesfläche: 1,0 km/km² 	<p>Förderung</p> <p>Einspeisevergütungen:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Geothermie: 0,0611 €/kWh - Wasserkraft bis 1 MW: 0,0611 €/kWh; 1 to 10 MW: 0,0589 €/kWh - Biomasse bis 1 MW: 0,0698 €/kWh; Biomasse mehr als 1MW: 0,0676 €/kWh - Wind bis 1 MW: 0,0633 €/kWh; Wind mehr als 1 MW: 0,0611 €/kWh - Solar bis 36 kW: 0,2785 €/kWh; Solar mehr als 36 kW: 0,0611 €/kWh - CO₂-Steuer (seit 1996) liegt bei 15 €/t CO₂.
<p>Strompreis</p> <ul style="list-style-type: none"> - Industrie: 2005 bei 0,0611 €/kWh - Haushalte: 2005 bei 0,0861 €/kWh 	<p>Emissionshandel</p> <p>Slowenien hat am 02.08.02 das Kyoto-Protokoll ratifiziert.</p>
<p>Indikatoren für allgemeine Rahmenbedingungen</p>	
<p>Political Risk Rating</p> <p>Wert: 81,5 %</p>	<p>Index of Economic Freedom</p> <p>Wert: 2,41</p>
<p>Ease of Doing Business Ranking</p> <p>Rang: 63</p>	

Quellen

- COM(2004)863 final – Report from the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market, Brussels 2005
- FORRES 2005
- Slowenien Länderprofil – Exportinitiative Erneuerbare Energien, DENA
- <http://www.agen-rs.si/sl/> Energy Agency
- <http://www.adriaplin.si/> Adriaplin (Eni)
- <http://www.geoplin.si/> Geoplin
- <http://www.gov.si/mop/> Ministry of Energy and Natural Resources



Quelle: Geoplin - Buisness Report 2003, <http://www.geoplin.si/>

Tschechien

Rohstoff-Indikatoren

Ungenutzter Zuwachs

- Zuwachs je ha Waldfläche: 9,0 m³/ha
- Anteil ungenutzt: 16 %
- Bewaldungsprozent: 34 %
- Anteil öffentlicher Wald: 77 %

Vorrat

- Vorrat je ha Waldfläche: 303 m³/ha

Preise für Energieholz

- Preis Energieholz im Im- und Export, gewichtet nach Menge: 43 \$/m³

Industrielle Nebenprodukte

- Nebenprodukte Holzindustrie gesamt: 427.000 t_{atro} (2004), (2000: 582.000 t_{atro})
- Nebenprodukte/Landesfläche: 5,53 t_{atro}/ km²

Biomassepotenziale aus Schnellwuchsplantagen

- Anteil geeigneter Landesfläche: 9,1 %
- Auf dieser Fläche produzierbare Energiemenge: 114,9 PJ
- Entspricht Energiemenge / Landesfläche: 1,46 TJ/km²

Indikatoren für andere branchenspezifische Rahmenbedingungen

Zugang zum Gasnetz

- Übertragungsnetzbetreiber: RWE Transgas, zudem eine Produktions- und 9 Distributiongesellschaften
- Marktöffnung: 28% (2005)
- Das "Energiregulierungsbüro" hat vielfältige Kompetenzen, u.a. die Bestimmung von Netztarifen und Endkundenpreisen.

Technische Kenndaten des Gasnetzes

- Transitpipeline: Durchmesser 800-1400 mm, Drücke: 6,1; 7,35; 8,4 MPa
- Verteilernetz: Durchmesser 80-700 mm, Drücke: 5,0; 5,35; 6,1 MPa
- 20 Transferstationen zur Mengennmessung vom Transitsystem zum Inlandssystem, 83 Messstationen für die Gasmenge zum Verbraucher.

Handelsbeschränkungen

- Unbundling ist umgesetzt.
- Netzzugang: Hohe Gebühren, unflexibler Service
- Bilanzierung: unvorteilhaft oder unklar
- Alles Gas stammt von der Transgas, die auch die Speicher kontrolliert. Dies macht Markteintritte schwer. Ab 2007 herrscht rechtlich Wettbewerb.
- Der Netzzugang wird vom Regulator geregelt. Für die Speicher trifft dies allerdings nicht zu. Diese sind Gegenstand der freien Vertragsgestaltung.

Einspeisung von biogenem Gas / Strom

Nicht bekannt

Gaspreis

- Industrie: 2005: 5,11 €/GJ
- Haushalte: 2005: 6,30 €/GJ

Vertriebs-Infrastruktur

- 51.500 km Gasnetz (inkl. 2.500 km Transportleitung von Russland nach Westeuropa) bei einer Landfläche von 77.276 km², mit 6 Kompressorstationen im Gas-Transitsystem
- ca. 2,05 Mrd. m³ Gasspeicher

Versorgungs-Infrastruktur

- Strassen / Landesfläche: 1,65 km/km²

Förderung

Die Einspeisetarife werden jährlich angepasst. 2003 galten folgende Tarife:

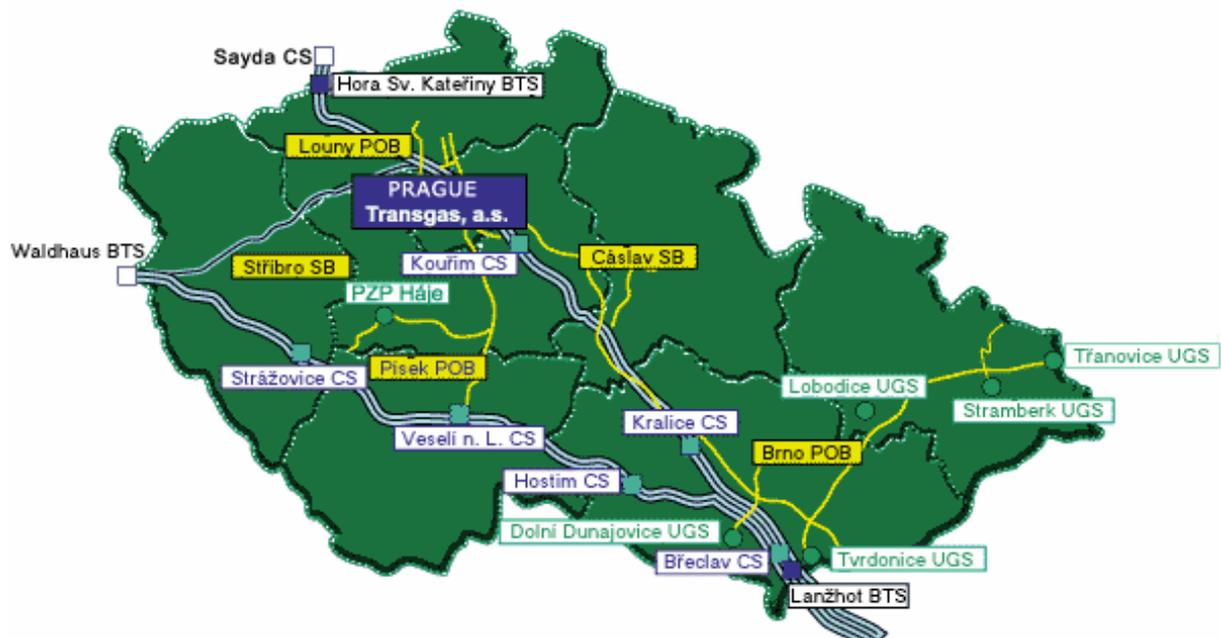
- Wind onshore, Geothermie: 0,096 €/kWh,
- Biomasse und Biogas: 0,08 €/kWh,
- Kleine Wasserkraft: 0,05 €/kWh,
- Photovoltaik: 0,192 €/kWh

Für Investitionen in erneuerbare Energien gibt es Steuervergünstigungen.

Strompreis - Industrie: 2005 bei 0,0601 €/kWh - Haushalte: 2005 bei 0,0729 €/kWh	Emissionshandel Tschechien hat das Kyoto-Protokoll unterschrieben.
Indikatoren für allgemeine Rahmenbedingungen	
Political Risk Rating Wert: 76 %	Index of Economic Freedom Wert: 2,1
Ease of Doing Business Ranking Rang: 41	

Quellen:

- COM(2004)863 final – Report from the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market, Brussels 2005
- FORRES 2005
- <http://www.ero.cz/> Energy Regulatory Office (ERO) Czech Republic
- <http://www.rwe-transgas.cz/> - RWE Transgas



Quelle: RWE Transgas, <http://www.transgas.cz>

Türkei

Rohstoff-Indikatoren

Ungenutzter Zuwachs

- Zuwachs je ha Waldfläche: 2,7 m³/ha
- Anteil ungenutzt: 20 %
- Bewaldungsprozent: 13 %
- Anteil öffentlicher Wald: 100 %

Vorrat

- Vorrat je ha Waldfläche: 114 m³/ha

Preise für Energieholz

- Preis Energieholz im Im- und Export, gewichtet nach Menge: 33 \$/m³

Industrielle Nebenprodukte

- Nebenprodukte Holzindustrie gesamt: 681.000 t_{atro} (2004), (2000: 604.000 t_{atro})
- Nebenprodukte/Landesfläche: 0,88 t_{atro}/ km²

Biomassepotenziale aus Schnellwuchsplantagen

Nicht bekannt

Indikatoren für andere branchenspezifische Rahmenbedingungen

Zugang zum Gasnetz

- Die "Petroleum Pipeline Corporation" (BOTAS) ist verantwortlich für den Gasimport und die Übertragung.
- Marktöffnung: 80 % (12 Mrd. m³)
- Regulator: Energiemarkt-Regulierungsbehörde

Technische Kenndaten des Gasnetzes

Nicht bekannt

Handelsbeschränkungen

Unbundling ist auf Verbundnetz- und Versorgerebenen umgesetzt.

Einspeisung von biogenem Gas / Strom

- Problem: Aufnahmefähigkeit des Stromnetzes.
- 5 % der Blindleistung des dem Einspeise-Ort am nächsten liegenden Umspannwerkes ist erlaubt.

Gaspreis

- Industrie: 0,7 €/GJ
- Haushalt: 1,25 €/GJ

Vertriebs-Infrastruktur

6000 km Transit-Pipeline, 21.000 km kleinere lokale Distributionsleitungen bei einer Landfläche von 770.760 km².

Versorgungs-Infrastruktur

- Strassen / Landesfläche: 0,46 km/km²

Förderung

- Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Energien
- Mindestvergütung zwischen 5 und 6 €-Ct/kWh.
- Zugelassene Strom-Händler müssen mindestens 8 % ihres jährlichen Stromabsatzes aus erneuerbaren Energiequellen beziehen, sofern ein ausreichendes Angebot vorhanden ist.
- Genehmigung durch Kommission für Energieregulierung (EPDK)

Strompreis

- Industrie: 0,07 €/kWh
- Haushalt: 0,09 €/kWh

Emissionshandel

Nicht bekannt

Indikatoren für allgemeine Rahmenbedingungen

Political Risk Rating

Wert: 70 %

Index of Economic Freedom

Wert: 3,11

Ease of Doing Business Ranking

Rang: 93

Quellen:

- COM(2004)863 final – Report from the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market, Brussels 2005
- <http://www.botas.gov.tr/eng/index.asp> BOTAS - Petroleum Pipeline Corporation
- Türkei Länderprofil – Exportinitiative Erbeuerbare Energien, DENA
- <http://www.enerji.gov.tr/> MENR – Ministry of Energy and Natural Ressources
- <http://www.epdk.org.tr/> Energy Market Regulatory Authority



Quelle: <http://www.inogate.org/>

Ukraine

Rohstoff-Indikatoren

Ungenutzter Zuwachs

- Zuwachs je ha Waldfläche: 3,0 m³/ha
- Anteil ungenutzt: 36 %
- Bewaldungsprozent: 16 %
- Anteil öffentlicher Wald: 100 %

Vorrat

- Vorrat je ha Waldfläche: 161 m³/ha

Preise für Energieholz

- Preis Energieholz im Im- und Export, gewichtet nach Menge: 13 \$/m³

Industrielle Nebenprodukte

- Nebenprodukte Holzindustrie gesamt: 247.000 t_{atro} (2004), (2000: 286.000 t_{atro})
- Nebenprodukte/Landesfläche: 0,41 t_{atro}/ km²

Biomassepotenziale aus Schnellwuchsplantagen

- Anteil geeigneter Landesfläche: 3 %
- Auf dieser Fläche produzierbare Energiemenge: 286,9 PJ
- Entspricht Energiemenge / Landesfläche: 0,5 TJ/km²

Indikatoren für andere branchenspezifische Rahmenbedingungen

Zugang zum Gasnetz

Die Staatliche Gesellschaft „Naftogaz of Ukraine“ kontrolliert über verschiedene 100-Prozent-Töchter Exploration, Produktion, Transport, Speicherung, Verteilung und Verkauf von Gas

Technische Kenndaten des Gasnetzes

13 Unterspeicher (Kapazität 34,5 Mrd. m³), 110 Kompressorstationen.

Handelsbeschränkungen

Nicht bekannt

Einspeisung von biogenem Gas / Strom

Nicht bekannt

Gaspreis

In den ersten beiden Quartalen 2004 lag der durchschnittliche Gaspreis für Haushaltskunden bei 0,85 €/GJ.

Vertriebs-Infrastruktur

- Übertragungsleitungen 37.600 km, inkl. 14.000 km Hauptleitungen (1020 bis 1040 mm) bei einer Landfläche von 603.700 km²
- Gesamtgasnetz: 196.000 km
- Durchfluss: 290 Mrd. m³ (inflow; importiertes Gas), 176 Mrd. m³ (Outflow; exportiertes Gas)

Versorgungs-Infrastruktur

- Strassen / Landesfläche: 0,28 km/km²

Förderung

Nicht bekannt

Strompreis

In den ersten beiden Quartalen 2004 lag der durchschnittliche Strompreis für Haushaltskunden bei 0,025 €/kWh.

Emissionshandel

- Ukraine hat am 12.04.04 das Kyoto-Protokoll ratifiziert.
- Nutzung von Sonnenblumen-Pressresten für die Dampf- und Stromerzeugung an der Öl-Extraktionsfabrik „OJSC Kirovogradoliya“, JI- Projekt mit Österreich
- Die ukrainische Ministerium für Umwelt und Ressourcen* erwartet einen jährlichen handelbaren Überschuss von 300 Mt CO₂e.

Indikatoren für allgemeine Rahmenbedingungen

Political Risk Rating

Wert: 68 %

Index of Economic Freedom

Wert: 3,24

Ease of Doing Business Ranking

Rang: 124

* Ukraine. 2003. The National Strategy of Ukraine for Joint Implementation and Emissions Trading. Kiev: Ministry of the Environment and Natural Resources.

Quellen:

- http://www.ukrainamb.se/Econ_section/ukraine_gaz_tranzit.htm Embassy of Ukraine in the Kingdom of Sweden
- <http://www.gasunion.org.ua/> National Gas Union Ukraine (NGUU)
- <http://www.erranet.org/> ERRA - Energy Regulators Regional Association



Quelle: http://www.gasunion.org.ua/images/karta_GTS_eng.gif

Ungarn

Rohstoff-Indikatoren

Ungenutzter Zuwachs

- Zuwachs je ha Waldfläche: 4,7 m³/ha
- Anteil ungenutzt: 30 %
- Bewaldungsprozent: 21 %
- Anteil öffentlicher Wald: 61 %

Vorrat

- Vorrat je ha Waldfläche: 178 m³/ha

Preise für Energieholz

- Preis Energieholz im Im- und Export, gewichtet nach Menge: 42 \$/m³

Industrielle Nebenprodukte

- Nebenprodukte Holzindustrie gesamt: 58.000 t_{atro} (2004), (2000: 63.000 t_{atro})
- Nebenprodukte/Landesfläche: 0,63 t_{atro}/ km²

Biomassepotenziale aus Schnellwuchsplantagen

- Anteil geeigneter Landesfläche: 15,2 %
- Auf dieser Fläche produzierbare Energiemenge: 327,6 PJ
- Entspricht Energiemenge / Landesfläche: 3,53 TJ/km²

Indikatoren für andere branchenspezifische Rahmenbedingungen

Zugang zum Gasnetz

- Übertragungsnetzbetreiber: MOL (Ungarische Öl- und Gasgesellschaft), weitgehend privatisiert, der staatliche Anteil lag Ende 2005 noch bei 12 %.
- Das "Ungarische Energiebüro" reguliert und überwacht die Aktivitäten der Gas-, Strom- und Wärmeunternehmen (Großhandels- und Endkundenpreise sind reguliert)
- Marktöffnung: 34 % (2 Mrd. m³) für Haushalte; 69 % (8 Mrd. m³) Industrie
- Wettbewerb: Die MOL deckt 96,74 % des Marktvolumens ab.
- Marktstruktur: 2 Erzeuger, 1 Übertragungsgesellschaft, 1 Großhändler, 1 Speichergesellschaft, 11 Verteilungsgesellschaften

Technische Kenndaten des Gasnetzes

- Gasspeicher (Untergrund): 130 Mio m³
- Transportmengen: aus Russland 7,95 Gm³/a, zwischen H und A 4,5 Gm³/a

Handelsbeschränkungen

- Unbundling auf Verbundnetzebene umgesetzt, auf Verteilerebene in Gange.
- Netzzugang zu Marktpreisen, flexibler Service. 2004 hat der Regulator den Zugang zum Netz und den Speichern geregelt. Ein Zugangs-Abgangs-System für die Reservierung von Kapazitäten und die Netznutzungsentgelte wurde 2005 eingeführt.
- Bilanzierung: einige günstige Elemente, Konditionen vom Regulator
- Seit Januar 2004 können Haushalts-Kunden den Gasanbieter frei wählen.
- Vollständige Marktöffnung im Juli 2007 vorgesehen.

Einspeisung von biogenem Gas / Strom

Nicht bekannt

Gaspreis

- Industrie: 5,81 €/GJ
- Haushalt: 5,38 €/GJ

Vertriebs-Infrastruktur

- Ca. 65.000 km Gasnetz, davon ca. 5.200 km Hochdruckleitungen bei einer Landfläche von 92.340 km²
- Hauptversorgungsleitung aus Russland durch die Ukraine; im Winter ist die Verbindung überlastet, im Sommer gibt es freie Kapazitäten.
 - Freie Kapazitäten nach Österreich und Serbien.
 - Verbindungen mit der Slowakei und Kroatien sind in der Planung.

<p>Versorgungs-Infrastruktur</p> <ul style="list-style-type: none"> - Strassen / Landesfläche: 1,73 km/km² <p>Strompreis</p> <ul style="list-style-type: none"> - Industrie: 0,0701 €/kWh - Haushalt: 0,0851 €/kWh 	<p>Förderung</p> <p>Garantierte Einspeisetarife seit 2003 für EE zwischen 6 und 6,8 €-Ct/kWh.</p> <p>Emissionshandel</p> <p>Ungarn hat das Kyoto-Protokoll unterschrieben.</p> <p>Aus Ungarn sind zwei Projekte österreichischen Ursprungs bekannt: Ein Windpark mit knapp 50 MW, mit dessen Hilfe bis 2012 gut 400.000 t CO₂e eingespart werden können, und eine Biogasanlage, deren Klimagasreduktion bis 2012 mit gut 160.000 t CO₂e angegeben wird.</p>
<p>Indikatoren für allgemeine Rahmenbedingungen</p>	
<p>Political Risk Rating</p> <p>Wert: 81 %</p>	<p>Index of Economic Freedom</p> <p>Wert: 2,44</p>
<p>Ease of Doing Business Ranking</p> <p>Rang: 52</p>	

Quellen:

- COM(2004)863 final – Report from the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market, Brussels 2005
- FORRES 2005
- <http://www.mol.hu/> MOL Hungarian Oil and Gas Company
- <http://www.eh.gov.hu/> HEO – Hungarian Energy Office

Weissrussland

Rohstoff-Indikatoren

Ungenutzter Zuwachs

- Zuwachs je ha Waldfläche: 4,5 m³/ha
- Anteil ungenutzt: 72 %
- Bewaldungsprozent: 38 %
- Anteil öffentlicher Wald: 100 %

Vorrat

- Vorrat je ha Waldfläche: 174 m³/ha

Preise für Energieholz

- Preis Energieholz im Im- und Export, gewichtet nach Menge: 15 \$/m³

Industrielle Nebenprodukte

- Nebenprodukte Holzindustrie gesamt: 624.000 t_{atro} (2004), (2000: 459.000 t_{atro})
- Nebenprodukte/Landesfläche: 3,0 t_{atro}/ km²

Biomassepotenziale aus Schnellwuchsplantagen

- Anteil geeigneter Landesfläche: 12,8 %
- Auf dieser Fläche produzierbare Energiemenge: 403,2 PJ
- Entspricht Energiemenge / Landesfläche: 1,98 TJ/km²

Indikatoren für andere branchenspezifische Rahmenbedingungen

Zugang zum Gasnetz

Das staatliche Unternehmen dominiert den weißrussischen Gasmarkt.

Technische Kenndaten des Gasnetzes

- Durchmesser von 100 bis 1420 mm, Drücke von 5,4 bis 8,3 Mpa.
- Das Netz wird durch 632 kathodische Schutzstationen gesichert, 7 Messstationen sind an den Ausgängen des Systems positioniert.
- Die Kapazität des bestehenden Systems liegt bei 80 Mrd. m³/a.

Handelsbeschränkungen

- Staatsform: Diktatur.
- Im Jahr 2004 stoppte Russland die Gaslieferungen nach Weißrussland nach Preisunstimmigkeiten. Als Reaktion wurden von weißrussischer Seite Gasmengen nach Westeuropa abgezweigt.
- Aktuell: Vereinbarung beider Länder, dass die russischen Gaspreise für die Jahre 2005/2006 unverändert bleiben.

Einspeisung von biogenem Gas / Strom

Nicht bekannt

Gaspreis

Nicht bekannt

Vertriebs-Infrastruktur

- 6.744 km Pipelines bei einer Landfläche von 207.600 km², 6 Kompressorstationen mit einer Gesamtkapazität von 720 MW und 2 unterirdische Gasspeicher mit 1,71 Mrd. m³.
- Der Transit durch die Yamal-Europe Gaspipeline hatte 2003 ein Volumen von 32 Mrd. m³.

Versorgungs-Infrastruktur

Strassen / Landesfläche: 0,39 km/km²

Förderung

Nicht bekannt

Strompreis

- 0,11 €/kWh

Emissionshandel

Weißrussland gehört zu den Unterzeichnern des Kyoto-Protokolls, hat dieses aber noch nicht ratifiziert.

Indikatoren für allgemeine Rahmenbedingungen

Political Risk Rating

Wert: 63,5 %

Index of Economic Freedom

Wert: 4,11

Ease of Doing Business Ranking

Rang: 106

Quellen:

- <http://www.inogate.org/> INOGATE - Interstate Oil and Gas Transport to Europe
- <http://www.belarusnews.de/> Maxim Grouchevoi, Belarusnews.de, Berlin



Quelle: <http://www.inogate.org/>

Literatur- und Referenzverzeichnis

- /1/ Institut für Energetik und Umwelt gGmbH: Nachhaltige Biomassenutzungsstrategien im europäischen Kontext – Analyse im Spannungsfeld nationaler Vorgaben und der Konkurrenz zwischen festen, flüssigen und gasförmigen Bioenergieträgern, Leipzig, 2005
- /2/ Diepenbrock, W.; Fischbeck, G.; Heyland, K.-U.; Knauer, N.: Spezieller Pflanzenbau, Eugen Ulmer, Stuttgart, 1999, 3. Auflage
- /3/ Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe: Biogasgewinnung und -nutzung, gefördert durch Mittel des BLE, Leipzig, 2004
- /4/ Vetter, A.; Hering, T.; Peisker, D.: Gesetzliche Rahmenbedingungen und Entwicklungspotenzial der energetischen Nutzung von Getreide und Stroh, Seminarveranstaltung „Alternative Brennstoffe“, Berlin, 2006
- /5/ http://www.zoll.de/b0_zoll_und_steuern/c0_marktordnung/b0_einfuhr_mo_waren/a0_getreide/index.html (Stand: 14.09.06)
- /6/ <http://www.destatis.de/basis/d/forst/forsttab5.php> (Stand: 14.09.06)
- /7/ Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe: Biogasgewinnung und -nutzung, gefördert durch Mittel des BLE, Leipzig, 2004