

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 23. Januar 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 /10/	6
Abbildung 2-4:	Erprobte Verfahren der Biogasaufbereitung (PSA: Druckwechseladsorption; DWW: Druckwasserwäsche) /38/.....	7
Abbildung 2-5:	Verfahrensprinzip zur Herstellung von Bio-SNG (Biomethan), nach /39/9	
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/ /34/ 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 /33/)	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 /26/, /32/ ff.	35
Tabelle 5-1:	Übersicht der gegenwärtigen Rahmenbedingungen ausgewählter Länder der EU-15, EU+10 und EU+3+CIS-Staaten /33//35/	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.

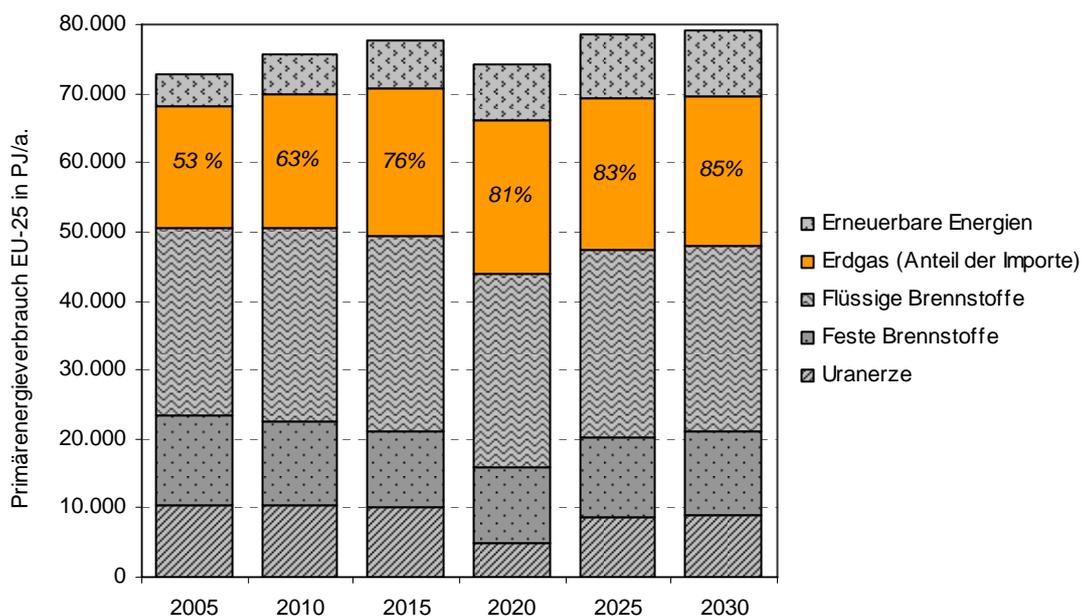


Abbildung 1-1: Prognose des Primärenergieverbrauchs für EU-25 /I/

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.

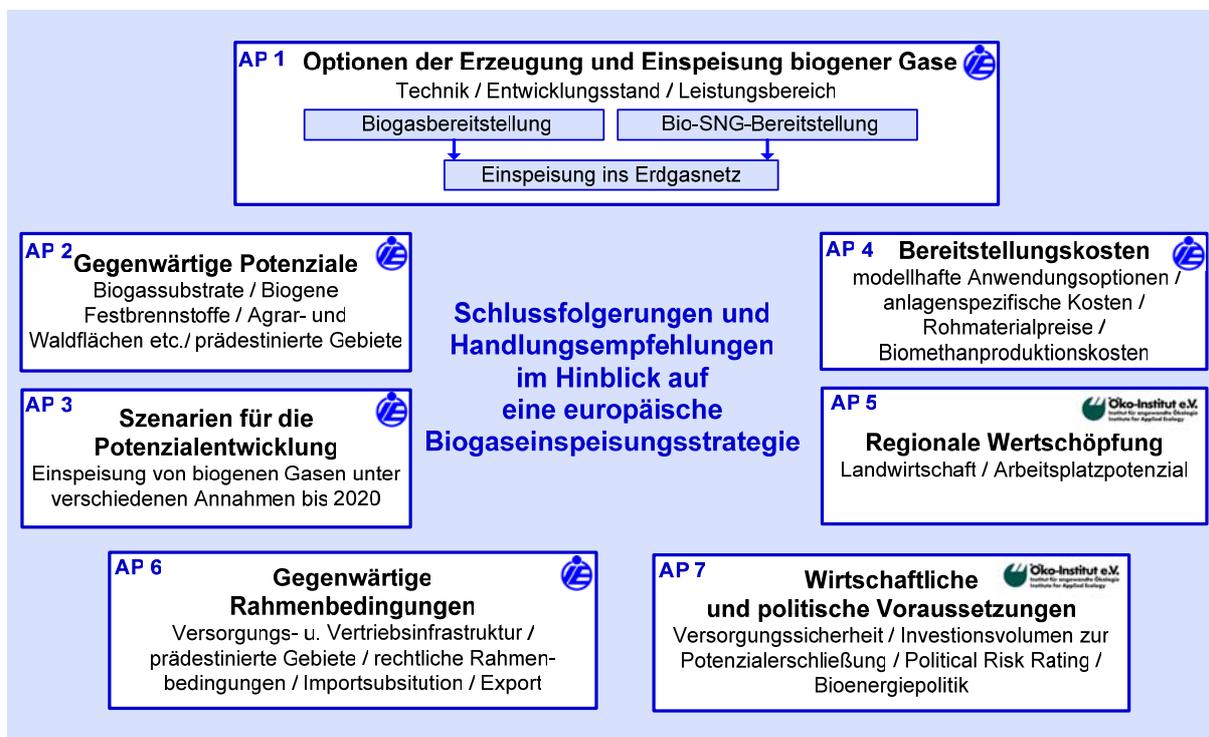


Abbildung 1-2: Strukturplan der Gesamtstudie

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).

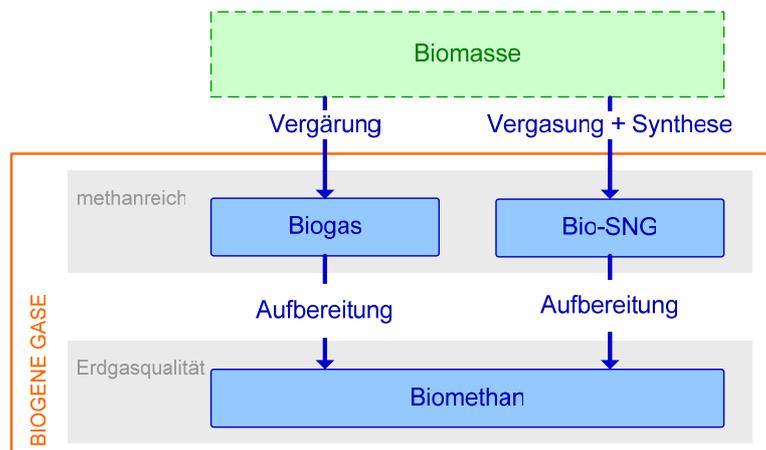


Abbildung 1-3: Begriffsdefinitionen

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).

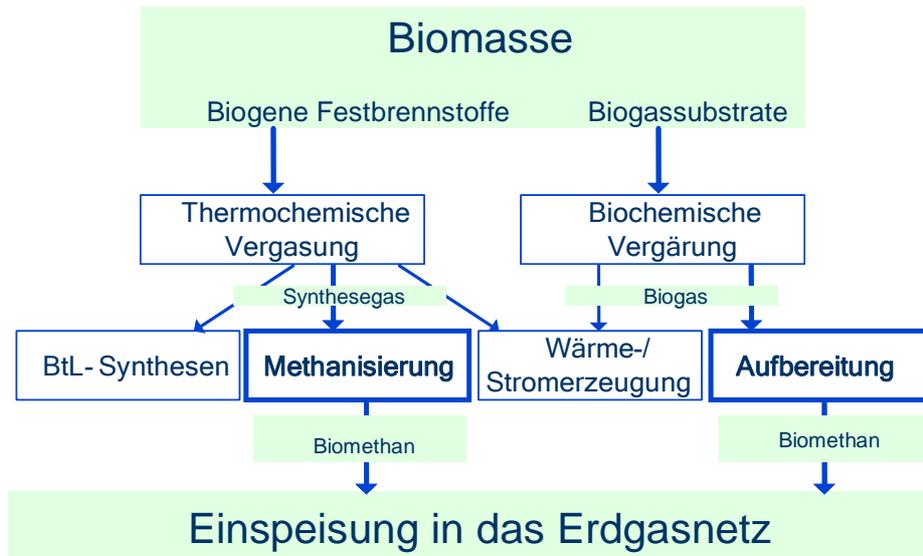


Abbildung 2-1: Verfahrensschritte der Bereitstellung von biogenen Gasen /2/

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.

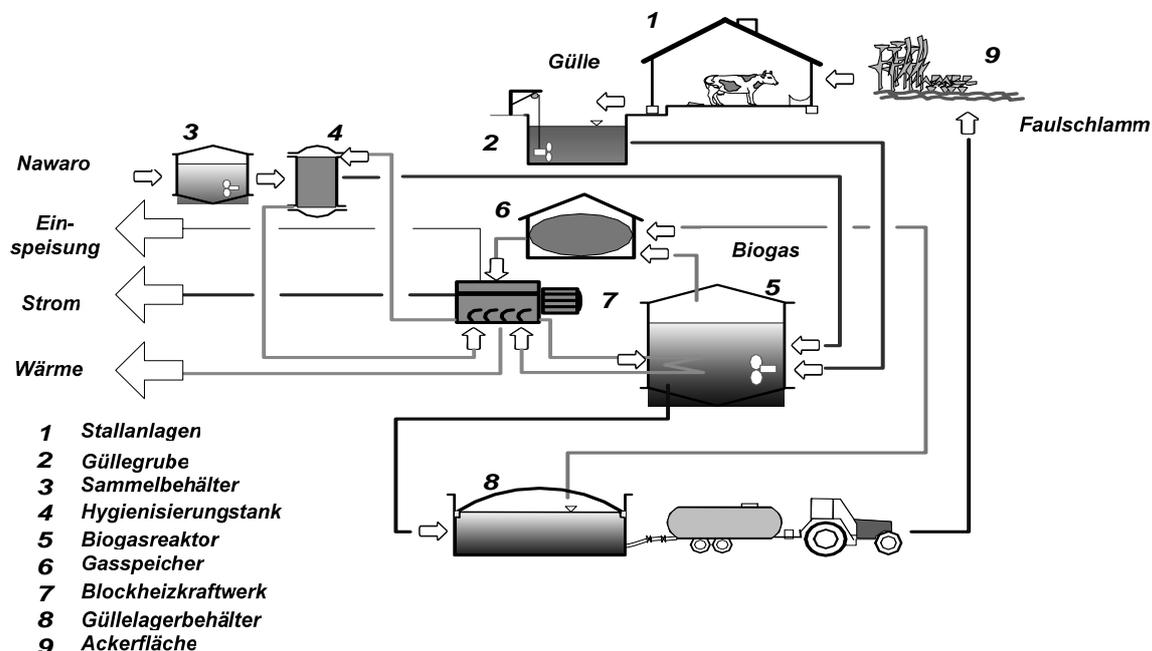


Abbildung 2-3: Schema einer landwirtschaftlichen Biogasanlage mit Verwendung von Kosubstraten /10/

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 /10/. 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.

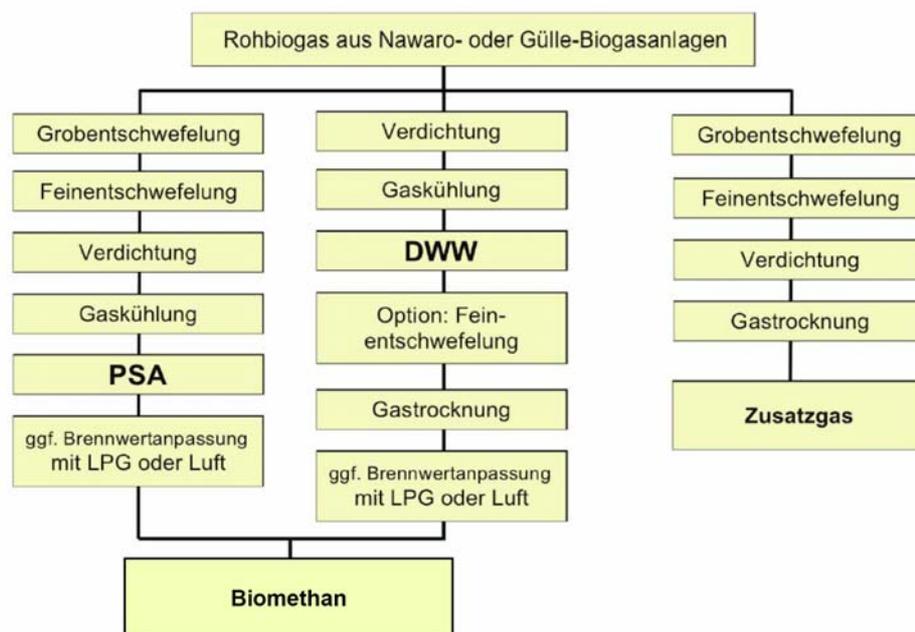


Abbildung 2-4: Erprobte Verfahren der Biogasaufbereitung (PSA: Druckwechseladsorption; DWW: Druckwasserwäsche) /38/

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 /12/. 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.

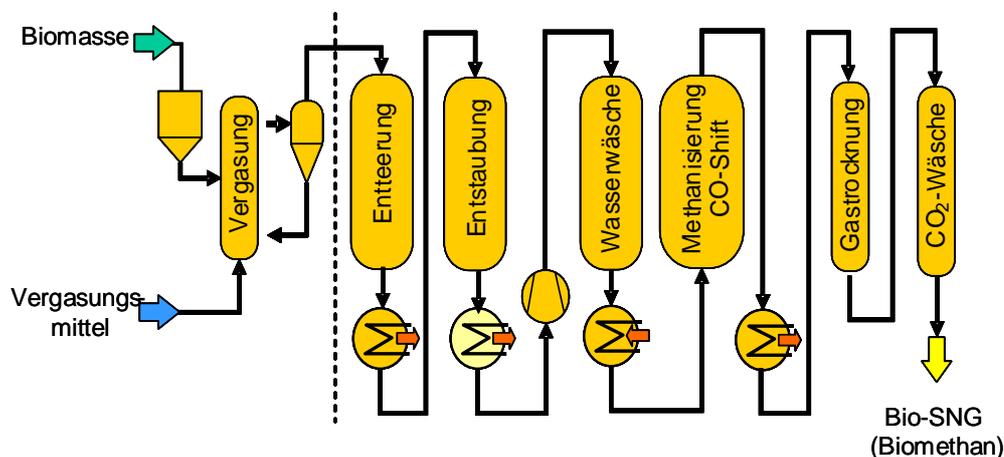


Abbildung 2-5: Verfahrensprinzip zur Herstellung von Bio-SNG (Biomethan), nach /39/

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.

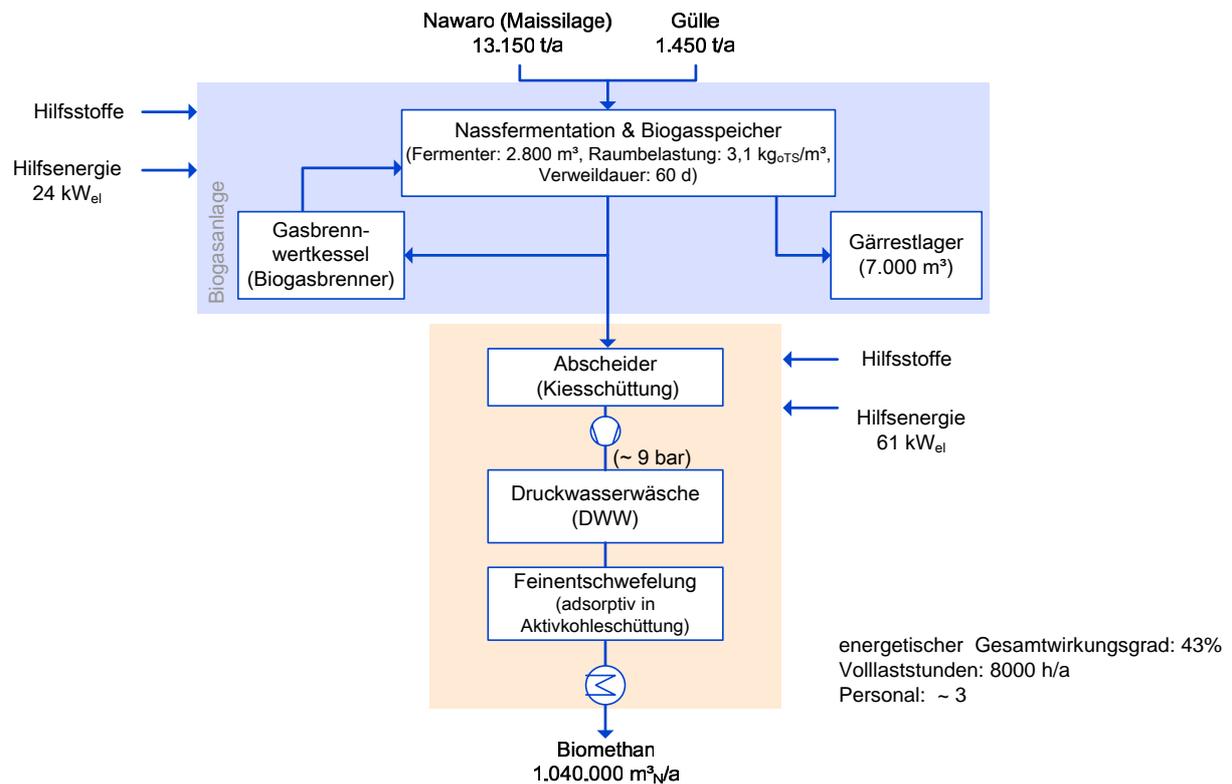
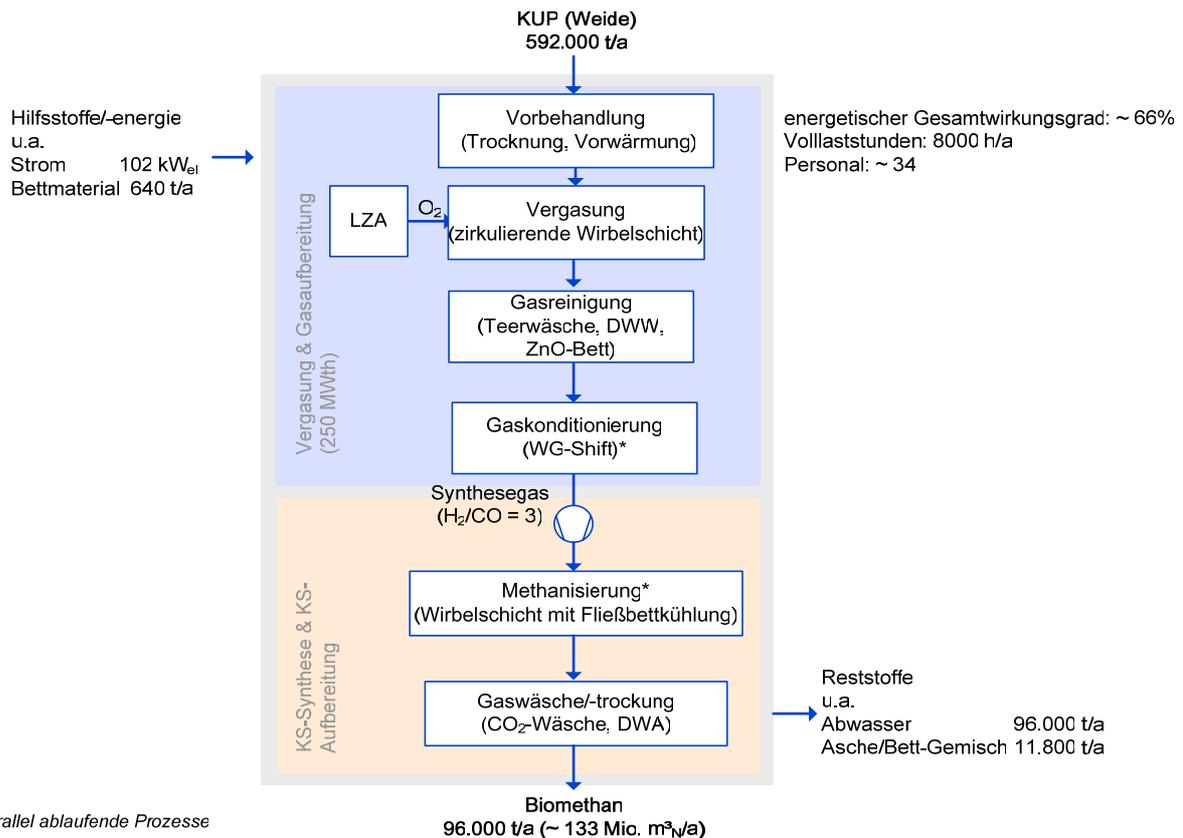


Abbildung 2-6: Referenzkonzept „Biomethan aus Biogas“ – 1,3 MW_{th}-Anlage /2/

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/, /6/. 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 /7/.

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/, /8/.

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, Netzhydraulik, 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 /6/.

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 wird aus der Sicht der Gasnetzexperten /6/ davon ausgegangen, dass einer Einspeisung von Gasen Dritter (Biogas oder SNG) in das vorhandene Gastransportnetz nicht ohne weiteres stattgegeben wird. Bedenken wurden dabei auch bezüglich einer Sicherstellung der Gasqualität sowie bezüglich den erwarteten Bereitstellungskosten geäußert.

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 /13/.

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.

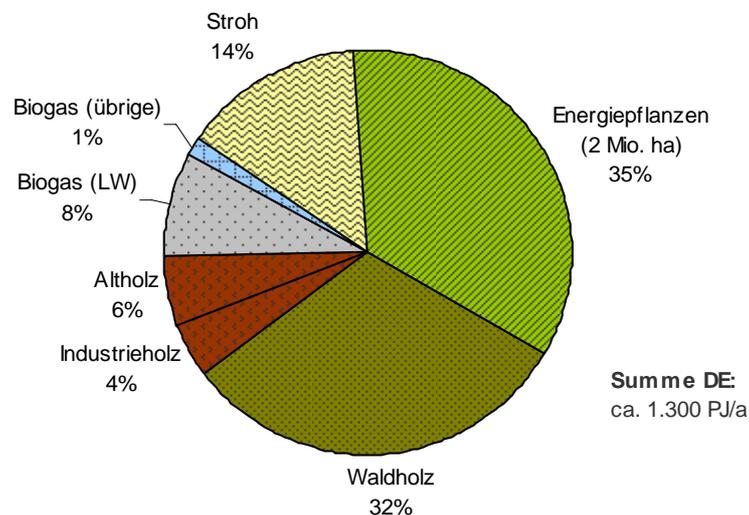


Abbildung 3-1: Gegenwärtige Biomassepotenziale für Deutschland /2/

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 /13/)

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 /13/. 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 /13/) 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 /27/. 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 /23/



die Orientierung auf den Nichtnahrungsmittelanbau (z. B. Bioenergiepflanzenanbau) nicht viel versprechend (ausgenommen Futtermittelanbau) /23/.

- 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 /28/. 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 /29/. 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 /14/, während von Seiten der Biomasseforschung teilweise bedeutend höhere Freisetzungen erwartet werden /15/.

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 /28/.

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 /16/. Auch werden für beide Systeme in der Literatur Ansatzstellen für signifikante Ertragssteigerungen aufgezeigt /16//17/, 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.

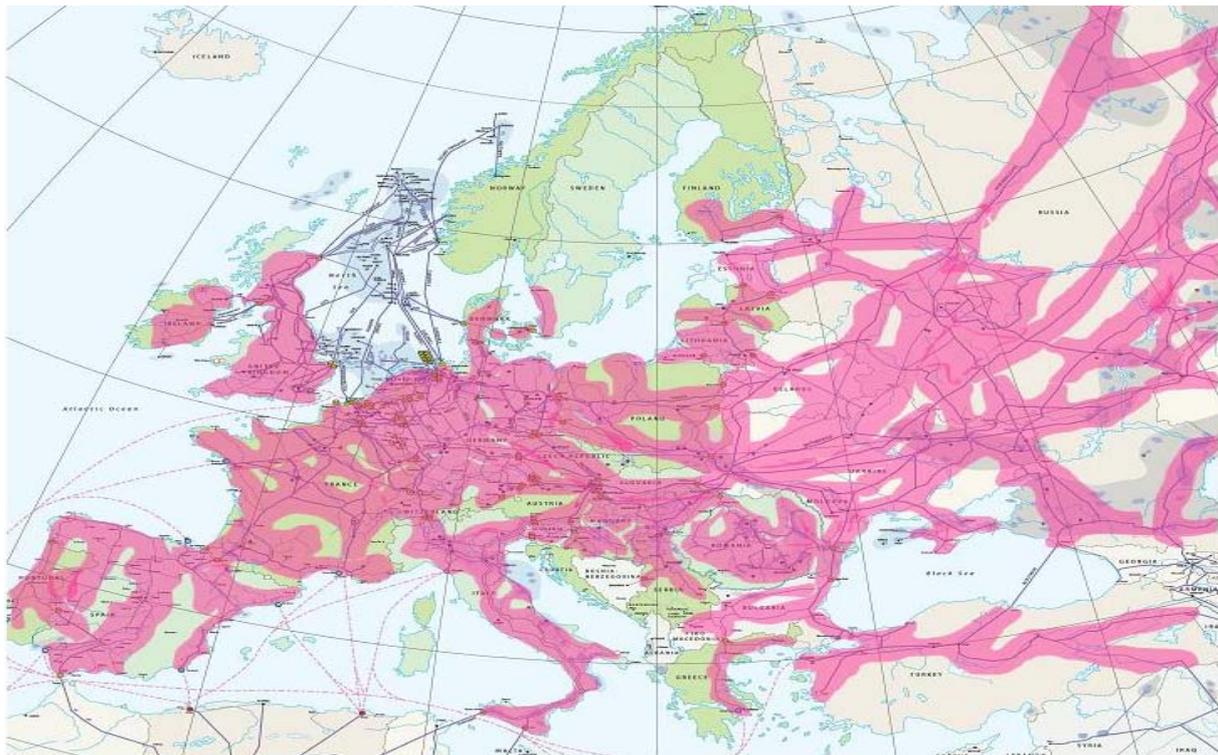


Abbildung 3-3: Einzugsgebiete für Bio-SNG-Anlagen

3.2 Ermittlung der Brennstoffpotenziale

Für die Ermittlung der technischen Biomassepotenziale werden drei Herkunftsbereiche unterschieden /13/:

- 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.

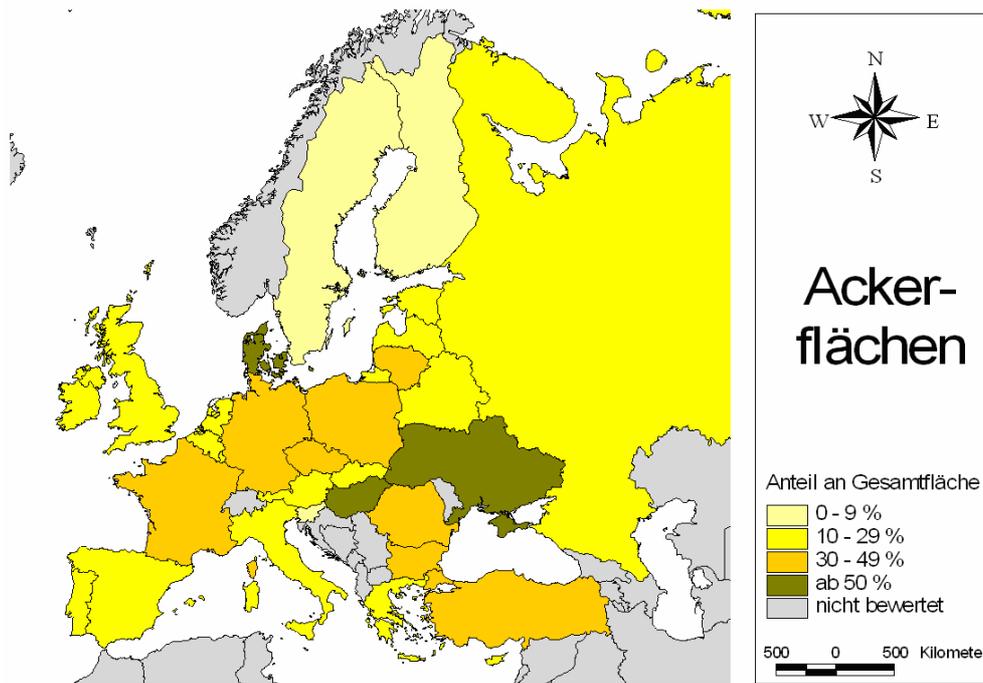


Abbildung 3-4: Gegenwärtige Agrarflächen ausgewählter Staaten Europas /2/

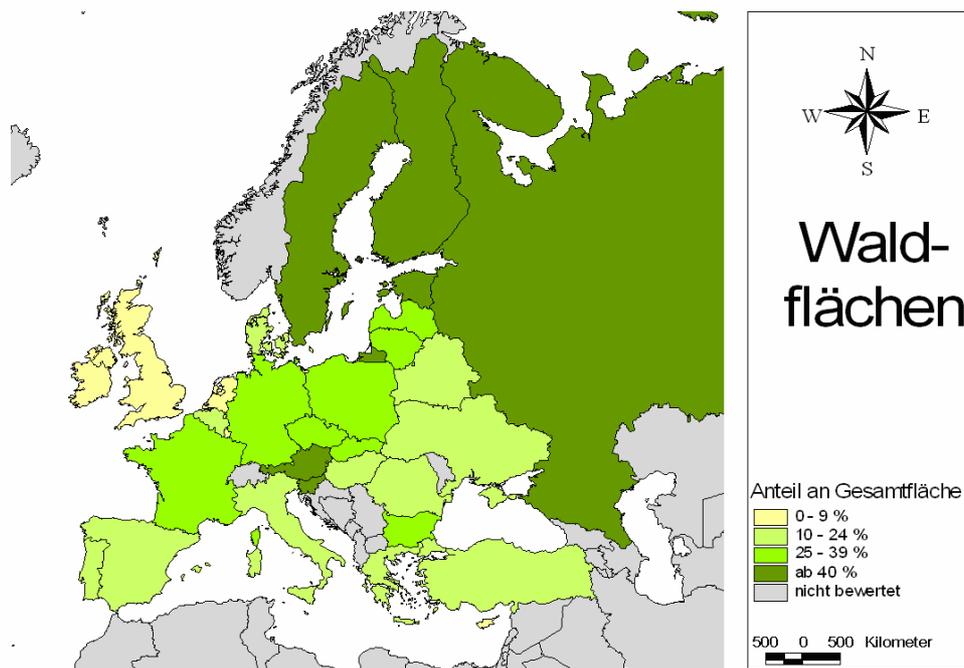


Abbildung 3-5: Gegenwärtige Waldflächen ausgewählter Staaten Europas /2/

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 Exkremente wie Gülle, Festmist und Jauche an. Für die Potenzialerhebung in den zu untersuchenden Regionen werden tierische Exkremente 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 /17/. 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 /13/, 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.

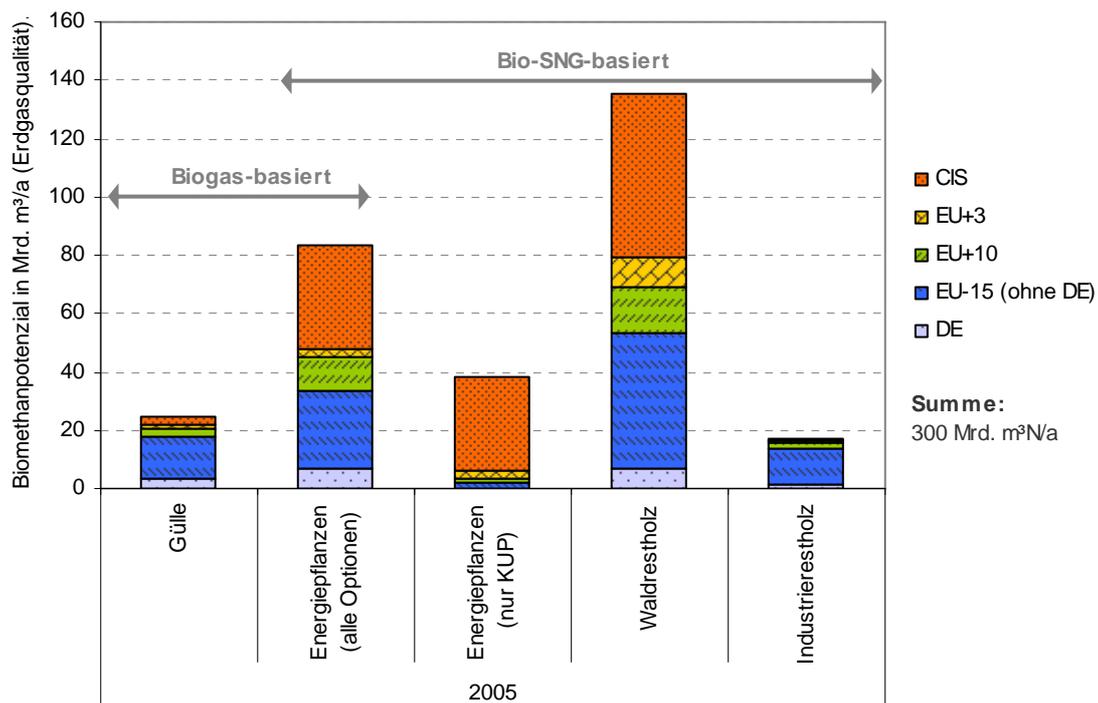


Abbildung 3-6: Biomethanpotenzial im Jahr 2005 nach Rohstoffen

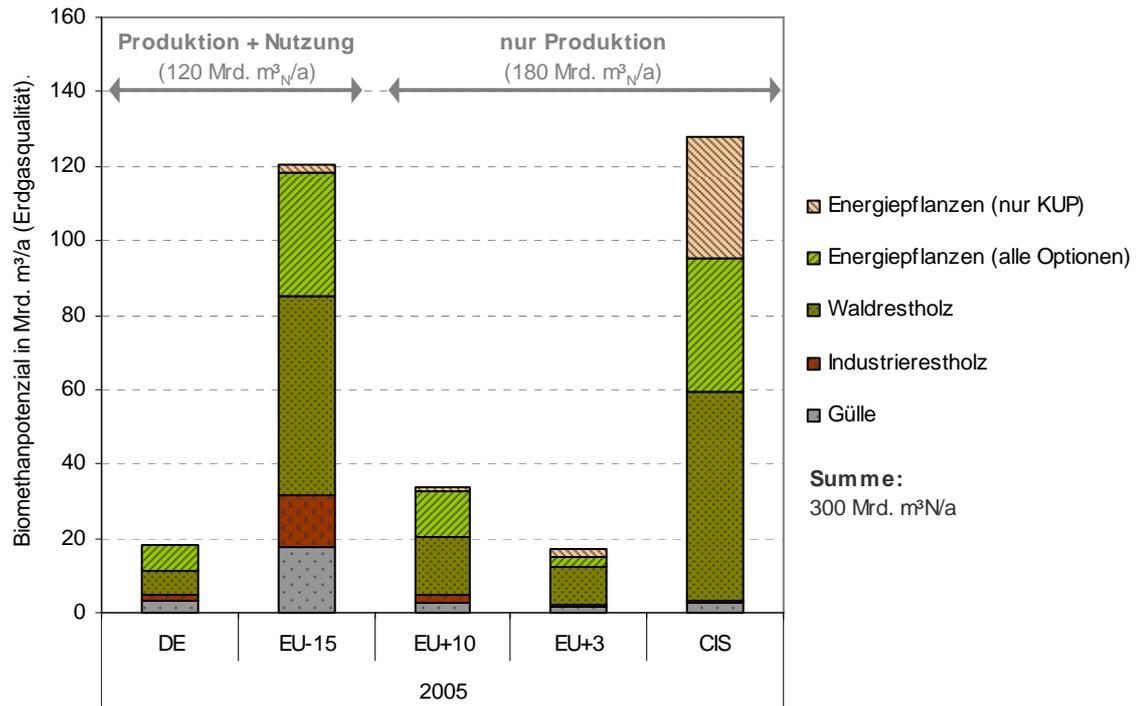


Abbildung 3-7: Biomethanpotenzial im Jahr 2005 nach Regionen

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. m^3_N/a . Über Biogas könnte in 2020 die Hälfte des Potenzials (ca. 243 Mrd. m^3_N/a) erschlossen werden.

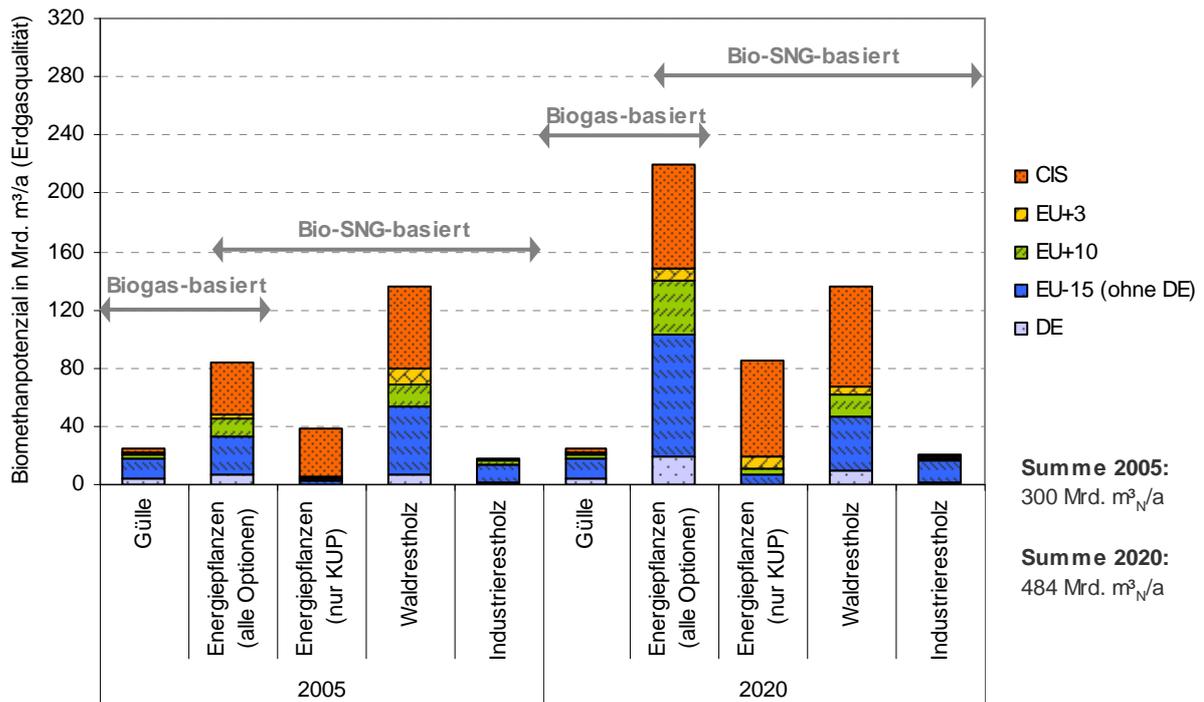


Abbildung 3-8: Biomethanpotenzial im Jahr 2020 nach Rohstoffen

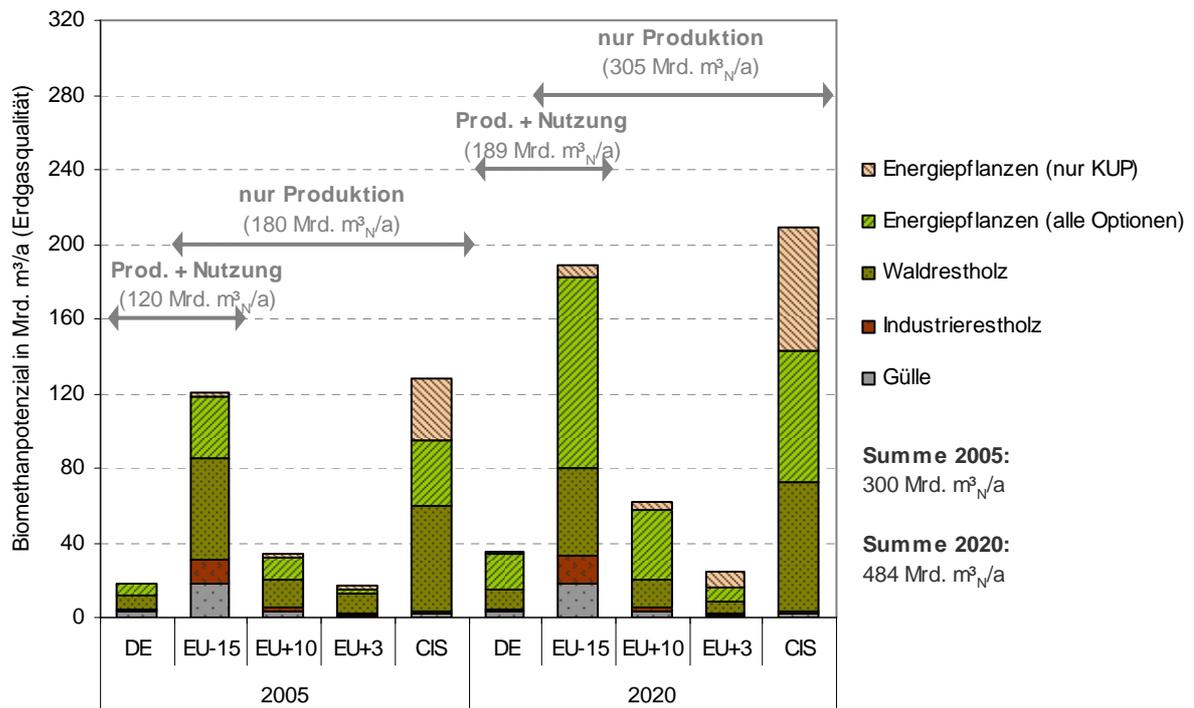


Abbildung 3-9: Biomethanpotenzial im Jahr 2020 nach Regionen

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/

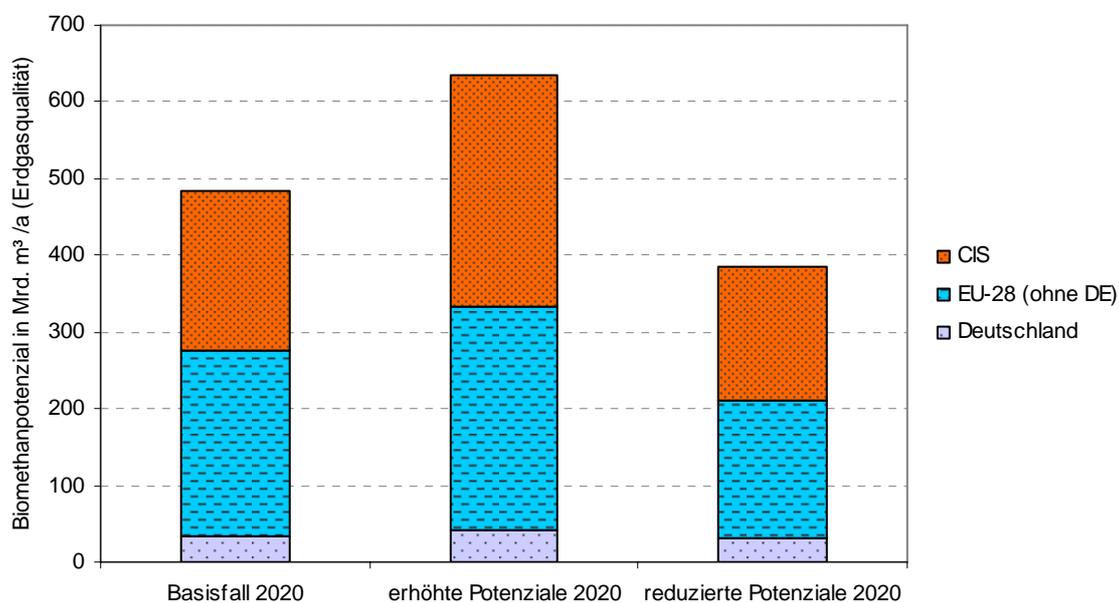


Abbildung 3-10: Biomethanpotenzial im Jahr 2020 – „Sensitivität“

3.4 Einordnung der Potenziale

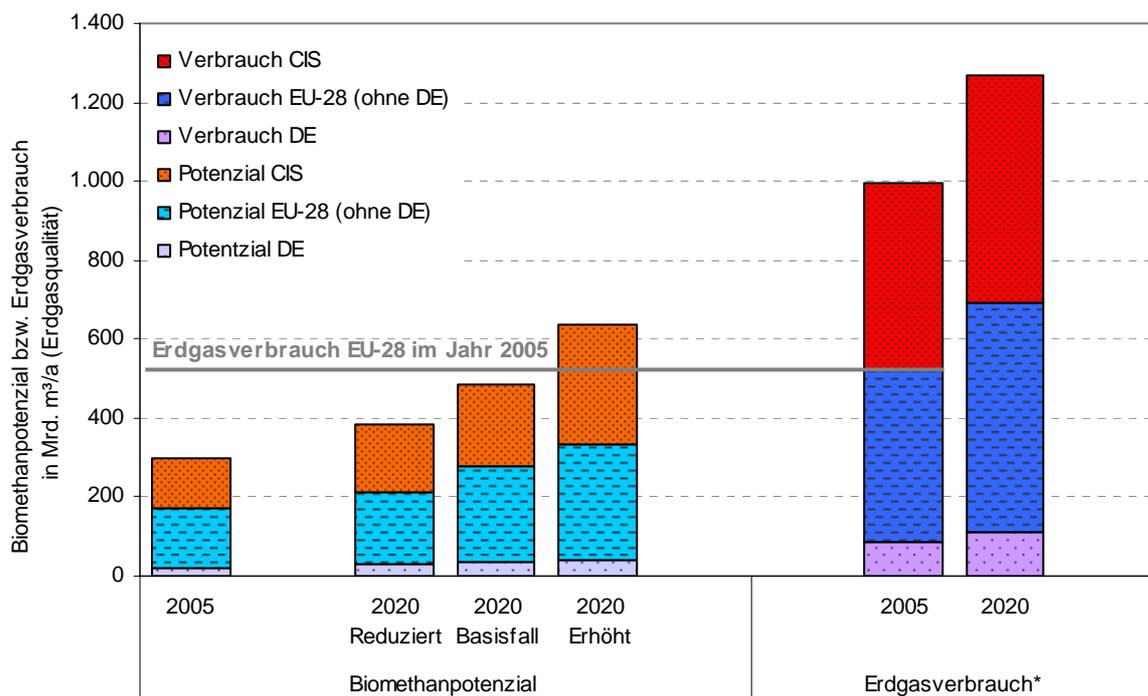
Nachfolgend wird eine Einordnung der Potenziale vorgenommen. Diese erfolgt mit Blick auf das Substitutionspotenzial am gegenwärtigen und künftigen Erdgasverbrauch der untersuchten Regionen wie auch auf den Anlagenbedarf, der zur Erschließung der Potenziale nötig ist.

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/, /34/ 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 /31/.

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.

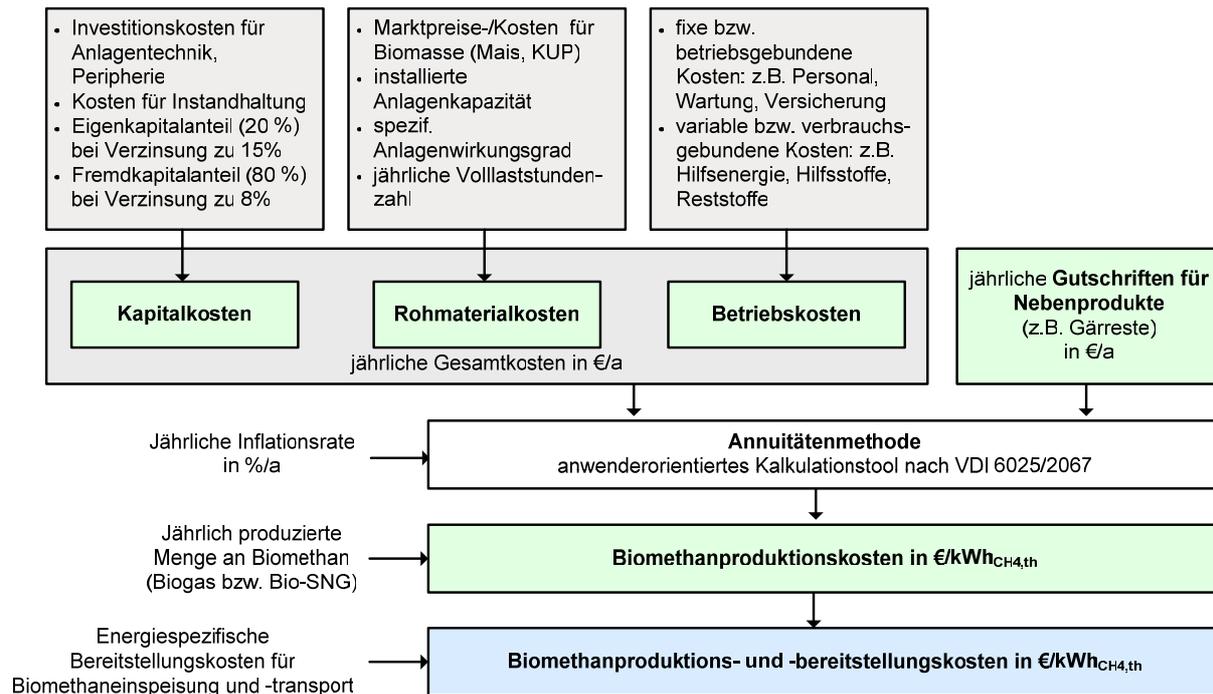


Abbildung 4-1: Berechnungsmodell für die Ermittlung der spezifischen Biomethanbereitstellungskosten

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 /26/, /32/ 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) /32/

^c Eurostat, 2003 ff. /33/ sowie /26/

^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.

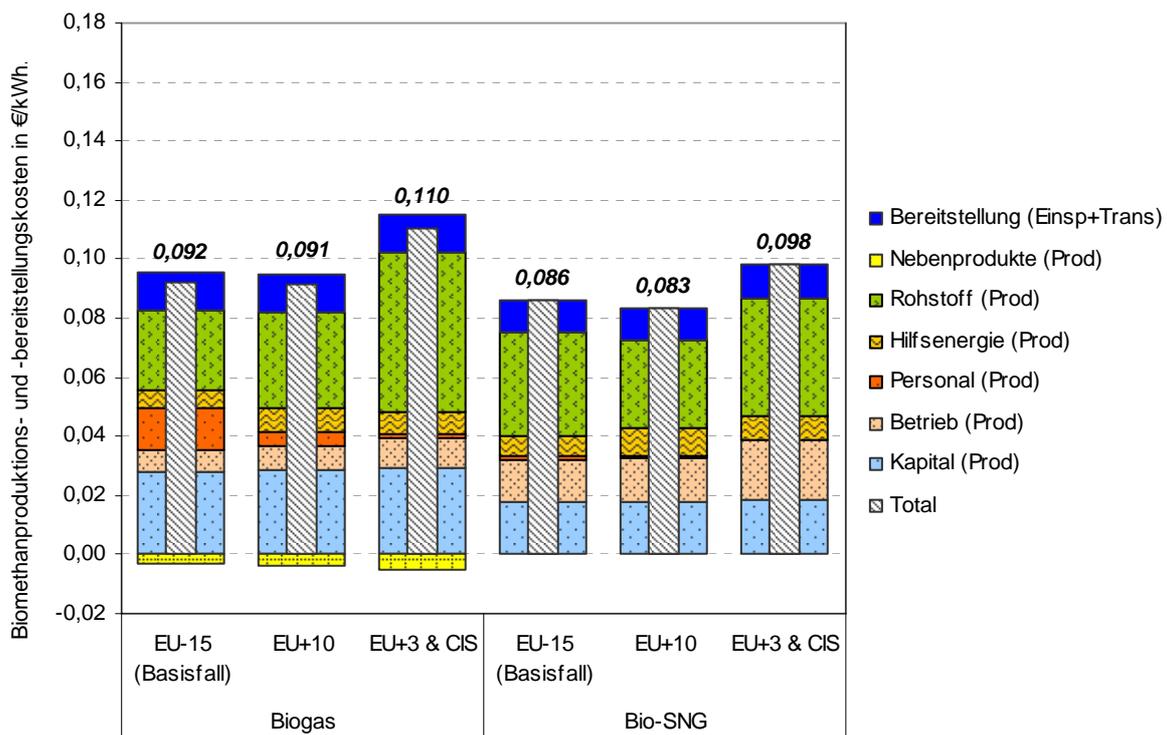


Abbildung 4-2: Produktions- und Bereitstellungskosten für Biogas und Bio-SNG

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.

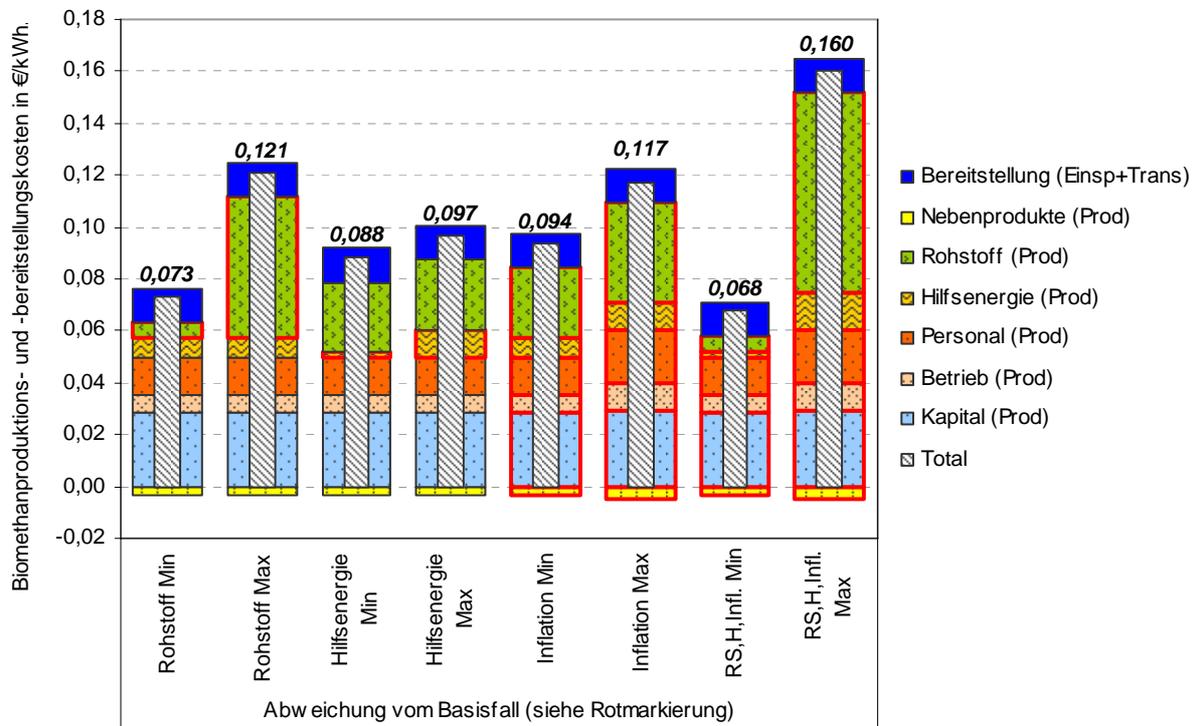


Abbildung 4-3: Produktions- und Bereitstellungskosten für Biogas („Sensitivität“)

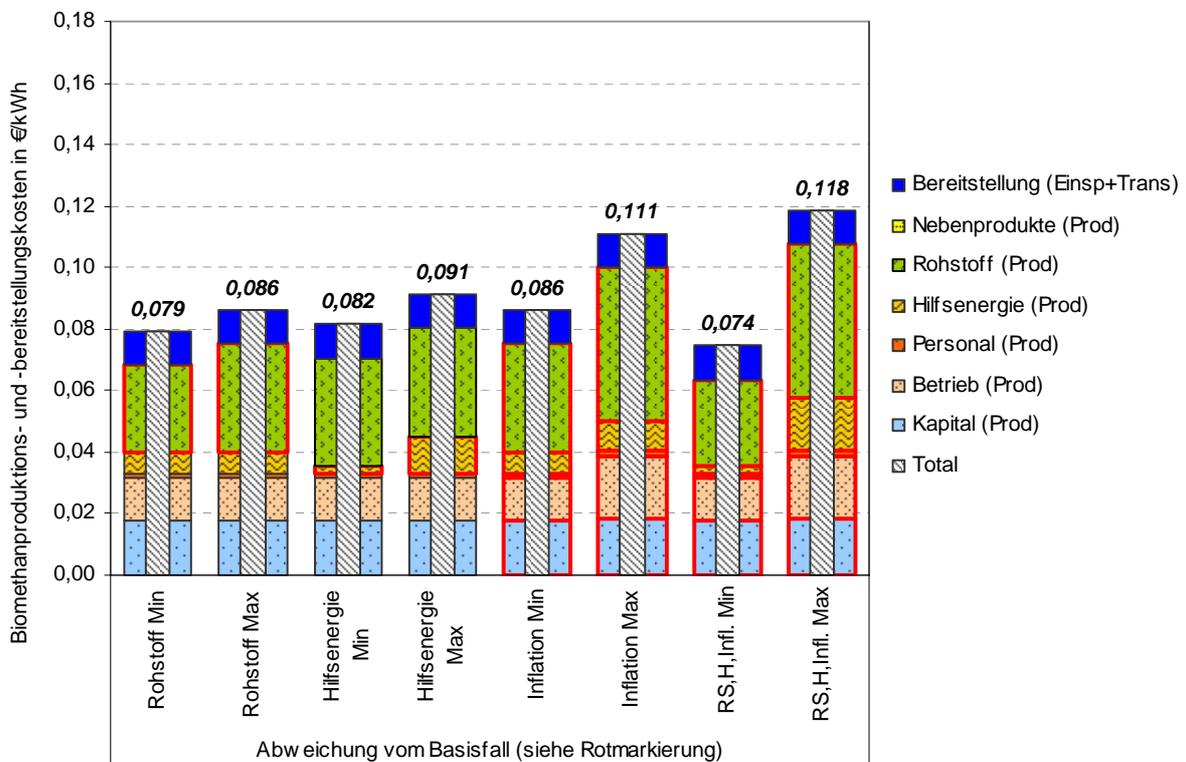


Abbildung 4-4: Produktions- und Bereitstellungskosten für Bio-SNG („Sensitivität“)

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) /32//33/.

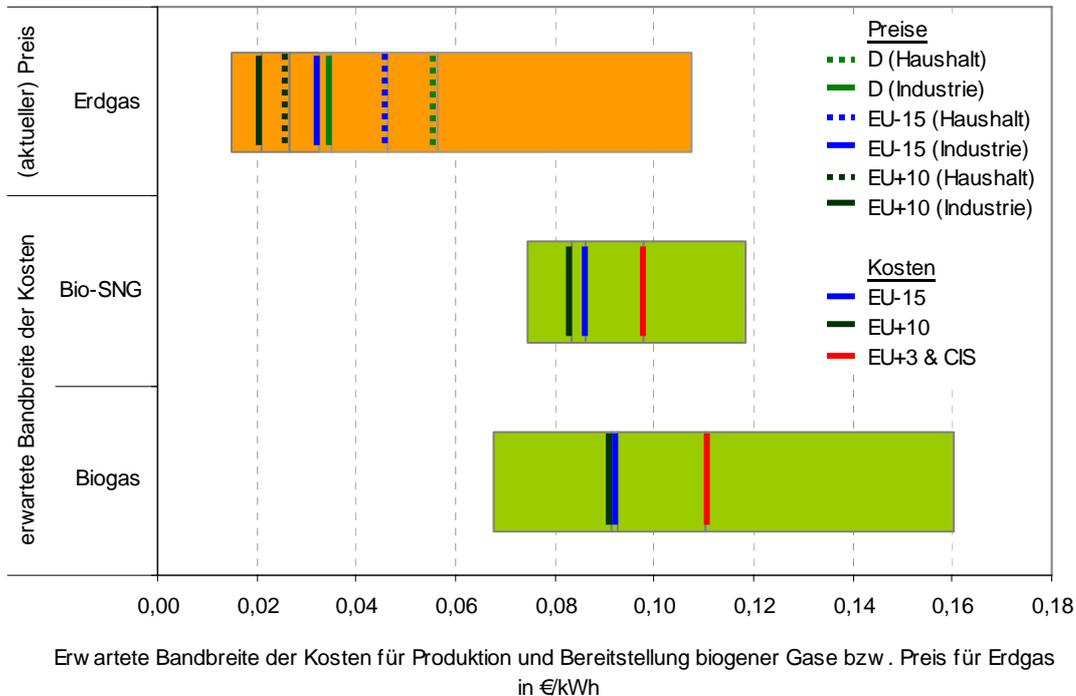


Abbildung 4-5: Gegenüberstellung von erwarteten Biomethankosten (alle Varianten, vgl. Abbildung 4-2 ff.) und aktuellem Erdgaspreis (Endkunde) in Europa (Daten aus /33/)

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 /33/35/

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/ VNG-Gespräch; Winkler, L., Fermin, Ch. (VNG); Hennes, J. (Ontras); persönliche Mitteilung
- /7/ Diesel K.(DBI-GUT); persönliche Mitteilung
- /8/ Kühner O.(Greenfield); e-Mail
- /9/ Kaltschmitt, M.; Wiese, A.; Streicher, W. (Hrsg.): Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte; Springer, Berlin, Heidelberg, 2003, 3. Auflage
- /10/ Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe: Handreichung Biogasgewinnung und –nutzung, Gülzow, 2006
- /11/ 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
- /12/ 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
- /13/ 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
- /14/ Institut für Agrarentwicklung in Mittel- und Osteuropa: H. Hockmann; persönliche Mitteilung
- /15/ Smeets, E.; Faaij, A.; Lewandowski, I: A quickscan of global bio-energy potentials to 2050, Utrecht, March 2004
- /16/ Verbundvorhaben AGROWOOD: <http://www.agrowood.de/plantagen.php> (Zugriff: November 2006)

- /17/ Diepenbrock, W.; Fischbeck, G.; Heyland, K.-U.; Knauer, N.: Spezieller Pflanzenbau, Eugen Ulmer, Stuttgart, 1999, 3. Auflage
- /18/ Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe: Biogasgewinnung und -nutzung, gefördert durch Mittel des BLE, Leipzig, 2004
- /19/ Vetter, A.; Hering, T.; Peisker, D.: Gesetzliche Rahmenbedingungen und Entwicklungspotenzial der energetischen Nutzung von Getreide und Stroh, Seminarveranstaltung „Alternative Brennstoffe“, Berlin, 2006
- /20/ http://www.zoll.de/b0_zoll_und_steuern/c0_marktordnung/b0_einfuhr_mo_waren/a0_getreide/index.html (Zugriff: September 2006)
- /21/ <http://www.destatis.de/basis/d/forst/forsttab5.php> (Zugriff: September 2006)
- /22/ <http://www.fnr.de> (Zugriff: September 2006)
- /23/ Prylutski, A.; Kosenok, I.: Entwicklung des Agrarsektors und der Agrarpolitik in Weißrussland seit 1990, Christian-Albrechts-Universität, Kiel, 2003
- /24/ http://www.fas.usda.gov/remote/soviet/crop_area_2004/russia/rs_millet.htm (Zugriff: September 2006)
- /25/ Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe: Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“ Band 24, Biomasse-Vergasung – Der Königsweg für eine effiziente Strom- und Kraftstoffbereitstellung?, Leipzig, 2003
- /26/ Holthausen, N. et al.: Potenziale osteuropäischer Länder für die Produktion von Synthetischem Gas (SNG) aus Holz, Birmensdorf, 2006
- /27/ Wandel, J.: Russlands Agrarpolitik unter Putin, Lucius&Lucius, Stuttgart, 2005
- /28/ Von Cramon-Taubadel, S.; Striwe, L.: Die Transformation der Landwirtschaft in der Ukraine, Wissenschaftsverlag Vauk Kiel KG, 1999
- /29/ Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e. V.: Rohstoffpotenziale für die Produktion von Biodiesel – eine Bestandaufnahme. UFOP, Berlin, September 2006
- /30/ 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
- /31/ Verein Deutscher Ingenieure: Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen (VDI 6025). VDI-Gesellschaft Technische Gebäudeausrüstung, Verein Deutscher Ingenieure, Düsseldorf, 1996
- /32/ Eurostat:
http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page?_pageid=0,1136206,0_45570467&_dad=portal&_schema=PORTAL (Zugriff: Dezember 2006)
- /33/ Eurostat:
http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page?_pageid=0,1136239,0_45571447&_dad=portal&_schema=PORTAL (Zugriff: Dezember 2006)
- /34/ Eurostat:
http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page?_pageid=0,1136184,0_45572595&_dad=portal&_schema=PORTAL (Zugriff: Dezember 2006)

- /35/ <http://faostat.fao.org/site/377/DesktopDefault.aspx?PageID=377>
- /36/ BP: Quantifying energy BP Statistical Review of World Energy 2006 – Natural gas. June, 2006
- /37/ Seeliger, A.: Entwicklung des weltweiten Erdgasangebots bis 2030. Schriften des energiewirtschaftlichen Instituts, Band 61, Oldenburg Industrieverlag, München, 2006
- /38/ 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
- /39/ 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)