

JÖRG BÖTTCHER

Herausgeber

Management von Biogas-Projekten

Rechtliche, technische und
wirtschaftliche Aspekte



Springer Gabler

Management von Biogas-Projekten

Jörg Böttcher (Hrsg.)

Management von Biogas-Projekten

Rechtliche, technische und
wirtschaftliche Aspekte

 Springer Gabler

Jörg Böttcher
Heikendorf, Deutschland

ISBN 978-3-642-20955-0 ISBN 978-3-642-20956-7 (eBook)
DOI 10.1007/978-3-642-20956-7
Springer Heidelberg Dordrecht London New York

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Springer Gabler

© Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2013

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die nicht ausdrücklich vom Urheberrechtsgesetz zugelassen ist, bedarf der vorherigen Zustimmung des Verlags. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Bearbeitungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Die Wiedergabe von Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen usw. in diesem Werk berechtigt auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne der Warenzeichen und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und daher von jedermann benutzt werden dürften.

Gedruckt auf säurefreiem und chlorfrei gebleichtem Papier

Springer Gabler ist eine Marke von Springer DE.
Springer DE ist Teil der Fachverlagsgruppe Springer Science+Business Media
www.springer-gabler.de

Vorwort

Weltweit sind Politik, Wirtschaft und Gesellschaft mit mehreren krisenhaften Entwicklungen konfrontiert – den Auswirkungen der abklingenden Finanz- und Wirtschaftskrise, der Schuldenkrise der EU und der USA, dem globalen Klimawandel und einer seit den Unglücksfällen von Fukushima neuerlich angefachten Diskussion über eine nachhaltige Energieversorgung. Die Krisen gehen an die Wurzeln der gegenwärtigen Gesellschafts- und Wirtschaftsstrukturen westlicher Prägung, haben erhebliche volkswirtschaftliche Auswirkungen und stellen die Frage nach einer Überwindung tradierter Strukturen.

Löst man sich von der übergeordneten politischen Dimension der erneuerbaren Energien und betrachtet ihre Teilsegmente, so stellt man fest, dass sie sich in unterschiedlichen Entwicklungsphasen befinden, was wiederum mit ihrer Marktintegration und politischen Förderung korrespondiert. Onshore-Windenergie, Photovoltaik-Kraftwerke und Biogas-Vorhaben sind mittlerweile etablierte Formen, während sich Offshore-Windenergie und solarthermische Kraftwerke in einer frühen Marktphase befinden. Angesichts der umfangreichen bereits getätigten Investitionen in die beiden letztgenannten Bereiche kann aber erwartet werden, dass auch sie vor einem deutlichen Marktwachstum stehen. Wir wollen uns in dieser Abhandlung mit dem Teilsegment der Biogaserzeugung beschäftigen, das in den letzten Jahren durch ein kontinuierliches Wachstum insbesondere in Deutschland getragen wurde.

Bei all der Fach- und Medienpräsenz der erneuerbaren Energien ist ein Aspekt erstaunlich: Im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien wird nur sehr selten das Thema ihrer Umsetzung angesprochen. Stattdessen fokussiert sich die Diskussion zumeist auf einzelne Themenfelder wie ihre politischen, ökologischen und technischen Aspekte. Eine zusammenhängende Darstellung der rechtlichen, technischen und wirtschaftlichen Aspekte, die gleichermaßen erfüllt sein müssen, damit ein Biogas-Vorhaben realisiert werden kann, liegt bislang nicht vor. Dies mag damit zusammenhängen, dass Biogas-Vorhaben erst seit wenigen Jahren Größenordnungen erreicht haben, die sie für Kapitalgeber interessant machen und sich in einer jungen Branche im Anschluss an die Bewährtheit der Technik rechtliche und wirtschaftliche Standards erst etablieren müssen.

Dieses Buch ist aus der Wahrnehmung entstanden, dass es eines gemeinsamen Verständnisses und konzertierten Vorgehens von Vertretern aus Technik, Recht und Wirtschaft bedarf, um ein Biogasvorhaben zu realisieren. Daher wird in dieser Publikation der Weg beschritten, verschiedene Experten aus den genannten Bereichen zu Wort kommen zu lassen, so dass in der Gesamtschau vermittelt wird, welche Aspekte bei der Realisierung von Biogasprojekten zu beachten sind.

Der Anspruch dieser Publikation ist zum einen aufzuzeigen, welche technischen und rechtlichen Voraussetzungen zum derzeitigen Zeitpunkt erfüllt sein müssen, um ein Biogasprojekt über die Finanzierungsmethode einer Projektfinanzierung zu realisieren. Dabei muss man sich zunächst bewusst sein, dass sich insbesondere die Technik ständig dynamisch weiterentwickelt und die rechtlichen Rahmendaten auf die Marktgegebenheiten reagieren, so dass Biogasprojekte insbesondere während der Planungs- und Realisierungsphase dynamisch und flexibel gesteuert werden müssen. Zum anderen soll durch den bewussten interdisziplinären Ansatz auch erreicht werden, dass der Leser für die Anforderungen der verschiedenen Teilbereiche sensibilisiert wird.

Zur Realisierung von Projektfinanzierungen in einer Branche müssen mindestens zwei Voraussetzungen erfüllt sein: Die Technik muss langfristig einen stabilen und prognostizierbaren Output liefern können, und der Staat muss ein klares, planbares und verlässliches Rechts- und Regulierungsumfeld vorgeben, das den Investoren und Fremdkapitalgebern eine hinreichende Planungssicherheit für einen wirtschaftlichen Betrieb verschafft. Sind diese beiden grundsätzlichen Anforderungen erfüllt, eröffnet sich die Möglichkeit für eine wirtschaftliche Umsetzung von Biogas-Vorhaben, und zwar zumeist in Form einer Projektfinanzierung.

Zentrales Merkmal einer Projektfinanzierung ist die enge Verknüpfung des Schicksals des Projektes mit der Rückführung der Darlehen. Es sind die zukünftigen Cashflows des Vorhabens, die einzig für die Begleichung der operativen Kosten, die Bedienung des Kapitaldienstes und für Ausschüttungen an die Investoren verwendet werden können. Neben diese Cashflow-Orientierung der Projektbeurteilung tritt eine vertragliche Einbindung verschiedener Projektbeteiligter, die den Erfolg des Vorhabens unterstützen sollten (Risk Sharing). Damit ist der gesamte Risikomanagement-Prozess bei einer Projektfinanzierung ein gleichgerichtetes Zusammenspiel der verschiedenen Teilaspekte Risikoidentifikation, Risikoallokation und Risikoquantifizierung.

Damit Projektfinanzierungen im Biogasbereich realisiert werden können, müssen konsequenterweise Experten aus den Bereichen Technik, Recht und Wirtschaft zusammenfinden und eine für ein Vorhaben passgenaue Lösung entwickeln. Dieses in der Praxis bei jedem Vorhaben geübte Vorgehen war auch Ausgangspunkt der vorliegenden Arbeit. Ohne die zentralen Ergebnisse vorwegnehmen zu wollen, lässt sich bereits an dieser Stelle festhalten: Biogas-Vorhaben basieren auf bewährten Technologien. Anspruchsvoll sind die Fertigstellung und das nachhaltige und wirtschaftliche Management der Stoffströme. Ein wesentlicher Vorteil gegenüber anderen Formen der erneuerbaren Energien ist die Möglichkeit einer grundlastfähigen Energieproduktion und verhältnismäßig geringe Break-Even-Kosten.

Der guten Ordnung halber sei angemerkt, dass die Autoren ihre individuelle Meinung vertreten. Ihre Aussagen und Wertungen müssen weder notwendigerweise die Meinung der Unternehmen oder Institutionen widerspiegeln, für die die Autoren arbeiten, noch die Auffassung der übrigen Autoren treffen. Fehler habe ich selbstverständlich selbst zu vertreten.

Mein aufrichtiger Dank gilt den Autoren dieses Buches, die mit großem Enthusiasmus und Engagement seine Realisierung erst ermöglicht haben.

Kiel, im Juni 2012

Jörg Böttcher

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung: Zukunftsperspektiven und Herausforderungen des Biogas-Marktes	1
1.1 Biogas, der Joker im Energiemix	2
1.2 Förderung der Erzeugung und Nutzung von Biogas und Biomethan	4
1.3 Auf einem gutem Weg: Status quo der Marktentwicklung von Biogas	5
1.4 Große Ziele, weiter Weg: Status quo der Marktentwicklung von Biomethan	6
1.5 Die Akteure des Biogasmarkts	8
1.6 Zukunftsperspektiven und Herausforderungen	9
1.7 Biogas und Biomethan im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2012	11
1.8 Weitere Impulse für die künftige Marktentwicklung von Biogas und Biomethan	12
1.9 Über den Tellerrand geblickt: Biogas und Biomethan im europäischen Binnenmarkt	13
1.10 Fazit.....	14
Literatur.....	14
2. Projektfinanzierung eines Biogas-Projektes	17
2.1 Einleitung	17
2.2 Biogas und Projektfinanzierung	20
2.3 Risikomanagement bei Biogasprojekten.....	26
2.4 Relevante Einzelrisiken – Zuweisung von Verantwortlichkeiten	30
2.4.1 Das Rechts- und Regulierungsumfeld in Deutschland	31
2.4.2 Zinsänderungsrisiko.....	33
2.4.3 Das Fertigstellungsrisiko – Einbindung eines Generalunternehmers.....	35
2.4.4 Das Funktionsrisiko – Bewährte Technologie?	36
2.4.5 Das Management- und Betriebsrisiko	38
2.4.6 Strukturierung der Beschaffungsseite – Ökonomische und ökologische Anforderungen	39
2.4.7 Zusammenfassende Würdigung der Einzelrisiken	43

2.5	Entwicklung einer Finanzierungsstruktur aus dem bisherigen Risikomanagement	43
2.5.1	Grundsätzliche Überlegungen	43
2.5.2	Hinweise zur Optimierung aus Sicht der Investoren und der Fremdkapitalgeber	46
2.5.3	Einbindung von Versicherungen in die Finanzierungsstruktur	47
	Literatur.....	49
3.	Rechtliche und sozio-ökonomische Rahmenbedingungen	51
3.1	Das deutsche Regulierungssystem für Biogas – Genehmigung, Vergütungssystem und Netzzugang	51
3.1.1	Genehmigungsrecht	51
3.1.2	Zugang zum Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetz	65
3.1.3	Stromeinspeisung und Einspeisevergütung	80
3.1.4	Bestimmung der Einspeisevergütung	91
3.1.5	Alternative Vermarktungsmöglichkeiten	105
3.2	Projektverträge: Generalunternehmervertrag und Biomasseliefervertrag	110
3.2.1	Einführung	110
3.2.2	Der Generalunternehmervertrag	111
3.2.3	Der Biomasseliefervertrag	127
3.2.4	Fazit	141
3.3	Realisierung von Biogas-Projekten aus Sicht des Legal Advisers – Fallstricke und Lösungsmöglichkeiten	142
3.3.1	Fallstricke bei Verhandlungen mit Grundstückseigentümern	143
3.3.2	Fallstricke bei der Verhandlung mit der Genehmigungsbehörde	149
3.3.3	Fallstricke bei der Verhandlung mit der Gemeinde	151
3.3.4	Fallstricke bei Verhandlungen mit Netzbetreibern	153
3.3.5	Fallstricke bei Verhandlungen mit Substratlieferanten	158
3.3.6	Fallstricke bei der Vereinbarung mit Generalunternehmern	160
3.3.7	Fallstricke bei der Beteiligung an Biogasprojekten.....	162
3.3.8	Schlussfolgerung und Empfehlungen	165
3.4	Soziale Kriterien zur Bewertung der Nachhaltigkeit unterschiedlicher Biomassepfade.....	166
3.4.1	Hintergrund.....	166
3.4.2	Nachhaltigkeitsverständnis	169
3.4.3	Soziale Nachhaltigkeit	170
3.4.4	Kriterienentwicklung zur Bewertung der Nachhaltigkeit unterschiedlicher Biomassepfade.....	171
3.4.5	Alternativenvergleich in Bezug auf soziale Kriterien: Biogaseinzelanlage, Bioenergiedorfkonzept und Biogasgroßanlage	188

3.4.6	Gewichtungsprozess	191
3.4.7	Methode, Ergebnisse und Fazit	193
3.4.8	Zusammenfassung	196
	Literatur.....	197
4.	Technische Aspekte	205
4.1	Strukturierung des Biomasseangebots	205
4.1.1	Substrat-Auswahl.....	206
4.1.2	Lieferverträge für Substrate	209
4.1.3	Substrat-Logistik	212
4.1.4	Substrat-Anbau im Licht der öffentlichen Meinung.....	218
4.1.5	Gegenüberstellung verschiedener Substrate	222
4.2	Biogas-Prozess und Biogaserträge	225
4.2.1	Prozessbiologie und Prozessschritte	225
4.2.2	Anforderungen aus biologischer Sicht an den Biogasproduktionsprozess	226
4.2.3	Einflussgrößen auf den Prozess	226
4.2.4	Massenbilanzierung des Prozesses	226
4.2.5	Typische Biogaserträge.....	229
4.3	Techniksysteme und Entwicklungstendenzen.....	231
4.3.1	Forderungen an und Randbedingungen für die Verfahrenstechnik.....	231
4.3.2	Verfahrenstechnische Ansätze	234
4.3.3	Beispiele	254
4.3.4	Entwicklungstendenzen	257
4.4	Management zentraler Fertigstellungsrisiken	263
4.4.1	Einleitung.....	263
4.4.2	Grundsätzliches zur Projektplanung: Die Vorbereitung des Projektes	263
4.4.3	Das Bauen beginnt	265
4.4.4	Technische Voraussetzungen	265
4.4.5	Organisatorische Voraussetzungen	266
4.4.6	Persönliche Voraussetzungen.....	269
4.4.7	Der Projektverlauf – wichtige Anregungen für die Projektdurchführung	270
4.4.8	Der Projektabschluss	273
4.5	Betriebserfahrungen	274
4.5.1	Anlagenbestand und zu erwartender Ausbau inklusive Repowering.....	274
4.5.2	Erfahrungen	285
	Literatur.....	300
5.	Wirtschaftliche Aspekte	305
5.1	Risiko- und Versicherungsmanagement bei Biogasanlagen	305
5.1.1	Einleitung.....	305
5.1.2	Die 7 Kernfragen des Risiko- und Versicherungsmanagements.....	306

5.1.3	Sachversicherungen	312
5.1.4	Haftpflichtversicherung	322
5.1.5	Zusammenfassung und Ausblick	323
5.2	Wirtschaftlichkeit und Ausgestaltung einer geeigneten Finanzierungsstruktur	323
5.2.1	Anforderungen an die Finanzierungsstruktur aus Sicht von Investoren und Banken	323
5.2.2	Methodik und Zusammenspiel zwischen Risikoidentifikation, Risikoallokation und Risikoquantifizierung.....	324
5.2.3	Darstellung der Reagibilität eines Biogasvorhabens auf verschiedene Parameter-Änderungen	331
5.2.4	Verfahren der Risikoquantifizierung: Cashflow-Modell und Rating-Verfahren	336
5.2.5	Entwicklung einer geeigneten Finanzierungsstruktur	345
	Literatur.....	353

Autoren

Kai Jens Basedow

Kai Jens Basedow ist seit 2010 Geschäftsführer der EES Nord GmbH. Er beschäftigt sich mit der Planung und Ausführung von Energiekonzepten im Bereich erneuerbare Energien sowie mit Sicherheitstechnik und der Dokumentation bei Biogasanlagen. Neben anderen Funktionen ist er Mitglied des Firmenbeirats im Fachverband Biogas.

EES Nord GmbH, Lüchow, Deutschland; E-Mail: kai.basedow@eesnord.de

Dr. Jörg Böttcher

Dipl.-Ökonom und Bankkaufmann, ist seit 1995 bei der HSH Nordbank AG tätig. Als Risk Adviser ist er dort mit der Strukturierung und dem Risikomanagement von Projekten im Bereich erneuerbare Energien befasst. Nebenberuflich arbeitet Jörg Böttcher als freier Mitarbeiter der Hans-Böckler-Stiftung. Er hat in den letzten Jahren eine Reihe von Publikationen zu den Themen Projektfinanzierung und erneuerbare Energien veröffentlicht.

HSH Nordbank AG, Kiel, Deutschland; E-Mail: joerg.boettcher@hsh-nordbank.com

Dr. Swantje Eigner-Thiel

Dr. Swantje Eigner-Thiel, geboren in Kiel, studierte in Göttingen Psychologie. Sie arbeitete an der FernUniversität Hagen am Lehrstuhl „Ökologische Psychologie“ und beim Wissenschaftlichen Beirat Globale Umweltveränderungen (WBGU), bevor sie, wieder an der Georg-August-Universität Göttingen, das Projekt „Bio-energie-dorf Jühnde“ mit initiierte und den Umbau der Energieversorgung des Dorfes auf die Basis des erneuerbaren Energieträgers Biomasse wissenschaftlich begleitete. Zu ihrem jetzigen Arbeits- und Forschungsfeld gehören soziale Aspekte einer nachhaltigen Biomassenutzung und die Beratung von Bioenergie-dörfern.

Georg-August-Universität Göttingen, Deutschland; E-Mail: seigner@gwdg.de

Nils Engler

Nils Engler ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Abfall- und Stoffstromwirtschaft an der Agrar- und Umweltwissenschaftlichen Fakultät der Universität Rostock.

Universität Rostock, Deutschland

Dr. Andreas Gabler

Dr. Andreas Gabler ist Rechtsanwalt und Partner der Kanzlei RWP Rechtsanwälte GbR in Düsseldorf. Er berät in- und ausländische Mandanten in allen Bereichen des deutschen und europäischen Energierechts. Dr. Gabler verfügt über umfangreiche Erfahrung sowohl im Energievertragsrecht als auch bei der Planung und vertraglichen Ausgestaltung von Energieprojekten (Kraftwerksbau, Contracting). Ein wesentlicher Schwerpunkt seiner Tätigkeit liegt im Bereich erneuerbarer Energien bei der Begleitung von Wind-, Photovoltaik- und Biomassekraftwerken. Dabei berät er alle Projektverträge (Errichtung, Betriebsführung, Netzanschluss) sowie zu den regulatorischen Rahmenbedingungen (Vergütungsansprüche, Direktvermarktung, Abwicklung des Belastungsausgleichs).

RWP Rechtsanwälte GbR, Düsseldorf, Deutschland; E-Mail: a.gabler@rwp.de

Prof. Dr. Jutta Geldermann

Prof. Dr. Jutta Geldermann ist Inhaberin der Professur für Produktion und Logistik an der Georg-August-Universität Göttingen seit 2006. Nach ihrer Ausbildung zur Bankkauffrau bei der Deutschen Bank AG studierte sie Wirtschaftsingenieurwesen an der Universität Karlsruhe (TH). Ihre Promotion zum Thema „Multikriterielle Entscheidungsunterstützung zur integrierten Technikbewertung in der Eisen- und Stahlindustrie“ erstellte sie ebenso wie ihre Habilitation am Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) und am Deutsch-Französischen Institut für Umweltforschung (DFIU/IFARE) an der Universität Karlsruhe (TH) (jetzt KIT – Karlsruher Institut für Technologie). Prof. Geldermann leitet die Arbeitsgruppe „Entscheidungstheorie und -praxis“ der Gesellschaft für Operations Research. Sie ist Gründungsmitglied des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN), Goslar, und Leiterin des Forschungsbereichs „Energiewirtschaft“.

Georg-August-Universität Göttingen, Deutschland; E-Mail: geldermann@wiwi.uni-goettingen.de

Dr. Thorsten Gottwald

Dr. Thorsten Gottwald vertritt seit 1991 ökologisch orientierte Verbände bei der Beteiligung an Gesetzesvorhaben. Seit 2002 befasst er sich als Rechtsanwalt und seit 2006 als Partner der Kanzlei Luther Nierer Rechtsanwälte Partnerschaft mit der kompletten juristischen Beratung von Unternehmen und Privatpersonen im Bereich erneuerbare Energien. Dr. Gottwald bietet mit seinem Team aus spezialisierten Kolleginnen und Kollegen eine umfassende Beratung in allen Rechtsfragen an,

insbesondere Vertragsprüfung und -gestaltung, Genehmigungsverfahren, Energiesteuerrecht und Interessenvertretung gegenüber Netzbetreibern. Ziel sind die Optimierung des gesamten Projekts und die konsequente Minimierung der Risiken. Seine Mandanten haben insbesondere im Bereich Biogaseinspeisung in Deutschland einen sehr hohen Marktanteil.

Luther Nierer, Berlin, Deutschland; E-Mail: dr.thorsten.gottwald@luthernierer.com

Matthias Grottsch

Matthias Grottsch ist Bankbetriebswirt (Frankfurt School of Finance & Management) und bei der Sparkasse Holstein in Bad Oldesloe tätig. Nach über zwölf Jahren Tätigkeit bei der HSH Nordbank AG (vormals LB Kiel) in den Bereichen Corporates und Kreditrisikomanagement, wo er sich neben betriebswirtschaftlichen Fragestellungen schwerpunktmäßig mit cashflowbasierten Projektfinanzierungen im Bereich Windkraft und Solar und der Mitentwicklung von Finanzierungsstandards in diesen Segmenten beschäftigt hat, wechselte er 2010 als Projektfinanzierer zur Hofkontor AG in Büdelsdorf in die Branche der erneuerbaren Energien. Seit 2012 ist er als Spezialkundenbetreuer bei der Sparkasse Holstein tätig.

Sparkasse Holstein, Bad Oldesloe, Deutschland; E-Mail: matthias.grottsch@sparkasse-holstein.de

Dr. Michael Härig

Dr. Michael Härig arbeitet seit 2001 bei der Marsh GmbH, Düsseldorf, und ist dort Leiter des Branchenteams Power Deutschland und Österreich. Ein Schwerpunkt seiner Tätigkeit ist das Risiko- und Versicherungsmanagement (Vertrag und Schaden) auf nationaler und internationaler Ebene mit den Branchenschwerpunkten konventionelle und erneuerbare Energien sowie öffentliche Ver- und Entsorgung. Darüber hinaus begleitet er Projekte zur Risk & Insurance Due Diligence.

Marsh GmbH, Düsseldorf, Deutschland; E-Mail: michael.haerig@marsh.com

Prof. Dr.-Ing. Martin Kaltschmitt

Prof. Dr.-Ing. Martin Kaltschmitt leitet seit 2006 das Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft (IUE) der Technischen Universität Hamburg-Harburg. Von 2008 bis 2010 war er zusätzlich wissenschaftlicher Geschäftsführer des Deutschen BiomasseForschungsZentrums (DBFZ) in Leipzig und zuvor Geschäftsführer des Instituts für Energetik und Umwelt (IE) gemeinnützige GmbH. Davor leitete er von 1993 bis 2000 die Abteilung „Neue Energietechnologien und Technikanalyse“ (NET) am IER der Universität Stuttgart, wo er sich auch auf dem Gebiet der regenerativen Energien habilitierte. 1992 bis 1993 leitete er die Abteilung „Umwelt und Energie“ beim KTBL in Darmstadt. Davor absolvierte er an der Technischen Universität Clausthal ein ingenieurwissenschaftliches Studium und promovierte an der Universität Stuttgart auf dem Gebiet der regenerativen Energien.

Technische Universität Hamburg-Harburg, Deutschland; E-Mail: kaltschmitt@tu-harburg.de

Dr. Jörn Kassow

Dr. Jörn Kassow ist Rechtsanwalt und Local Partner der internationalen Sozietät White & Case LLP. Er berät Mandanten auf dem Gebiet des Öffentlichen Rechts. Seine Tätigkeitsschwerpunkte liegen insbesondere im Planungs-, Genehmigungs- und Umweltrecht. Er weist umfangreiche Erfahrung in der rechtlichen Begleitung von Großprojekten verschiedenster Art wie energiewirtschaftlichen Vorhaben (z. B. konventionellen Kraftwerken oder Anlagen im Bereich der erneuerbaren Energien), Einkaufszentren oder großflächigen Freizeit- und Tourismusprojekten auf. Dr. Jörn Kassow verfügt über Prozessenerfahrung in sämtlichen Instanzen der Verwaltungsgerichtsbarkeit. Er ist seit 2005 als Rechtsanwalt bei White & Case tätig.

White & Case, Hamburg, Deutschland; E-Mail: jkassow@whitecase.com

Dipl.-Ing. Benjamin Klausing

Herr Dipl.-Ing. Benjamin Klausing studierte von 2005 bis 2009 an der Technischen Universität in Dresden Abfallwirtschaft und Altlasten. Von 2010 bis 2011 arbeitete er im Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft an der Technischen Universität Hamburg-Harburg.

Technische Universität Hamburg-Harburg, Deutschland

Dr. Jan Liebetrau

Dr. Jan Liebetrau arbeitet am Deutschen BiomasseForschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ) als Bereichsleiter des Bereiches Biochemische Konversion. Nach dem Studium des Bauingenieurwesens in Weimar schloss sich ein Promotionsstipendium der Deutschen Bundesstiftung Umwelt an. Nach erfolgreichem Abschluss im Jahre 2006 folgte ein Forschungsaufenthalt am Alberta Research Council, Alberta, Canada. Seit 2008 arbeitet Jan Liebetrau am DBFZ, aktuelle Schwerpunkte liegen im Bereich Emissionsmessungen auf Biogasanlagen, Prozessmodellierung und Prozessregelung sowie der Behandlung problematischer Substrate.

Deutsches BiomasseForschungszentrum, Leipzig, Deutschland

Dr. Gert Morscheck

Dr. Gert Morscheck ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Abfall- und Stoffstromwirtschaft an der Agrar- und Umweltwissenschaftlichen Fakultät der Universität Rostock.

Universität Rostock, Deutschland

Prof. Dr. Michael Nelles

Prof. Dr. Michael Nelles leitet seit 2006 den Lehrstuhl Abfall- und Stoffstromwirtschaft und ist derzeit Prodekan an der Agrar- und Umweltwissenschaftlichen

Fakultät der Universität Rostock. Nach dem Studium der Umwelttechnik mit Schwerpunkt Abfallwirtschaft an der TU Berlin waren die Montanuniversität Leoben (wissenschaftlicher Mitarbeiter), Ingenieurbüro (TBUS bzw. INTUS) und die Hochschule für Angewandte Wissenschaft und Kunst (HAWK) in Göttingen die wesentlichen beruflichen Stationen. Ein Arbeitsschwerpunkt in den letzten 18 Jahren war und ist die stoffliche und energetische Verwertung von organischen Abfällen und Reststoffen, wobei die Biogastechnik eine besondere Rolle spielt. Er engagiert sich in zahlreichen wissenschaftlichen Beiräten von einschlägigen Forschungsinstitutionen (z. B. DBFZ), Fachverbänden (z. B. BBE, ASA) sowie als Mitveranstalter von nationalen und internationalen Fachtagungen (z. B. Rostocker Bioenergieforum, VENICE).

Universität Rostock, Deutschland

Dipl.-Ing. Saskia Oldenburg

Frau Dipl.-Ing. Saskia Oldenburg studierte von 2003 bis 2009 an der Technischen Universität Hamburg-Harburg Energie- und Umwelttechnik. Seit 2010 arbeitet sie im Institut für Umwelttechnik und Energiewirtschaft an der TUHH und schreibt ihre Dissertation zum Thema „Anaerobe Fermentation von Mischgrün“.

Technische Universität Hamburg-Harburg, Deutschland; E-Mail: saskia.oldenburg@tu-harburg.de

Dr. Sophie Oldenburg

Dr. Sophie Oldenburg ist als Rechtsanwältin für Luther Nierer Rechtsanwälte Partnerschaft in Berlin tätig. Luther Nierer Rechtsanwälte berät internationale und nationale Projektentwickler, Betreiber, Erwerber und Finanzierer von Erneuerbare-Energien-Projekten. Der Schwerpunkt der Tätigkeit von Dr. Oldenburg liegt in der Beratung bei Fragen zur Planung und Genehmigung von Erneuerbare-Energien-Projekten sowie in der Bewertung von öffentlich-rechtlichen Risiken in Projektverträgen. Sie ist Lehrbeauftragte der Humboldt-Universität zu Berlin für öffentliches Umwelt- und Planungsrecht.

Luther Nierer, Berlin, Deutschland; E-Mail: sophie.oldenburg@luthernierer.com

Dipl.-Geogr. Nadja Rensberg

Dipl.-Geogr. Nadja Rensberg studierte Geografie an der Universität Leipzig. Seit 2009 ist sie wissenschaftliche Mitarbeiterin am Deutschen BiomasseForschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ) im Bereich Biochemische Konversion. Ihre Arbeitsbereiche umfassen die Durchführung und Auswertung von Betreiberbefragungen und die Analyse der Entwicklung der Energiebereitstellung aus Biogas.

Deutsches Biomasse Forschungs Zentrum, Leipzig, Deutschland

Sandra Rostek

Sandra Rostek ist seit 2009 bei der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) im Geschäftsbereich regenerative Energien tätig. Seit 2011 verantwortet sie als Projektleiterin Kampagnen und Projekte im Bereich der Bioenergie, wie z. B. die Initiative „biogaspartner“, die 60 Akteure rund um die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz bündelt und in ihren Aktivitäten zur Beflügelung der Marktentwicklung der Erzeugung und Nutzung des Energieträgers Biomethan unterstützt.

Deutsche Energie-Agentur, Berlin, Deutschland; E-Mail: rostek@dena.de

Meike Schmehl

Dipl.-Geoökol. Meike Schmehl studierte Geoökologie an der Technischen Universität Braunschweig. Seit 2007 ist sie wissenschaftliche Mitarbeiterin an der Professur für Produktion und Logistik der Universität Göttingen. Ihre Arbeitsbereiche umfassen die Ökobilanzierung und die Mehrzielentscheidungsunterstützung bezüglich nachwachsenden Rohstoffen.

Georg-August-Universität Göttingen, Deutschland

Prof. Dr.-Ing. Frank Scholwin

Prof. Dr.-Ing. Frank Scholwin ist Ingenieur für Landeskultur und Umweltschutz (Universität Rostock) mit den Schwerpunkten Wasserversorgung und Abfallwirtschaft. Er promovierte im Bereich Abfallwirtschaft an der Bauhaus-Universität Weimar und leitete am Deutschen BiomasseForschungsZentrum gGmbH (vor deren Gründung 2008 dem früheren Institut für Energetik und Umwelt) seit 2004 den Bereich Biogastechnologie. Er wurde 2009 zum Honorarprofessor Bioenergie/Biogas an die Universität Rostock berufen und ist seit Januar 2011 wissenschaftlicher Geschäftsführer des Deutschen BiomasseForschungsZentrums.

Deutsches BiomasseForschungsZentrum, Leipzig, Deutschland; E-Mail: frank.scholwin@dbfz.de

Dr. Andrea Schüch

Dr. Andrea Schüch ist wissenschaftliche Mitarbeiterin am Lehrstuhl für Abfall- und Stoffstromwirtschaft an der Agrar- und Umweltwissenschaftlichen Fakultät der Universität Rostock.

Universität Rostock, Deutschland

Dr. Britt Schumacher

Dr. Britt Schumacher studierte Landeskultur und Umweltschutz an der Universität Rostock und Abfallwirtschaft an der FH Nordostniedersachsen in Suderburg. Sie arbeitete als Projektingenieurin im Siedlungswasserbau sowie im Abfall- und Stoffstrommanagement. Sie promovierte zum Thema „Untersuchungen zur Aufbereitung und Umwandlung von Energiepflanzen in Biogas und Bioethanol“ an der

Landesanstalt für Landwirtschaftliches Maschinen- und Bauwesen an der Universität Hohenheim in Stuttgart. Sie ist seit 2007 wissenschaftliche Mitarbeiterin im Bereich Biochemische Konversion am Deutsches BiomasseForschungsZentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ) in Leipzig.

Deutsches BiomasseForschungsZentrum, Leipzig, Deutschland; E-Mail: britt.schumacher@dbfz.de

Kerstin Semmler

Kerstin Semmler, Rechtsanwältin; Studium der Rechtswissenschaften an der Universität des Saarlandes, Leiterin des Rechtsbereichs der Amprion GmbH seit 1. Januar 2012. Zuvor war sie knapp vier Jahre Rechtsanwältin und Counsel bei Clifford Chance, Partnerschaftsgesellschaft von Rechtsanwälten, in Düsseldorf mit den Beratungsschwerpunkten im Energiewirtschafts- und Energieumweltrecht (hierbei insbesondere im Bereich der erneuerbaren Energien). Vor ihrer Beratungstätigkeit war sie mehr als sechs Jahre in verschiedenen Positionen für die Energiewirtschaft im Bereich erneuerbare Energien tätig. Sie hat in den letzten Jahren mehrere Publikationen zu verschiedenen energierechtlichen Themenkomplexen veröffentlicht.

Amprion GmbH, Dortmund, Deutschland; E-Mail: kerstin.semmler@amprion.net

Dr. Florian-Alexander Wesche

Dr. Florian-Alexander Wesche ist seit 2004 Rechtsanwalt und Local Partner der internationalen Sozietät White & Case LLP. Vor seinem Eintritt bei White & Case im Jahre 2008 war er unter anderem in einer anderen führenden Energierechtspraxis einer internationalen Sozietät. Zwischenzeitlich absolvierte er ein Secondment bei einem der weltweit größten Energieunternehmen. Dr. Wesche berät in allen Fragen des Energiewirtschaftsrechts und verfügt über besondere Erfahrungen im Bereich der Gaswirtschaft und bei Pipeline- und Kraftwerksprojekten. Seine Schwerpunkte liegen unter anderem im Bereich der deutschen und europäischen Gasnetzzugangsregulierung, Beratung bei Erneuerbare-Energien-Projekten sowie der Gestaltung und Verhandlung von (Preis-)Anpassung von Energielieferverträgen.

White & Case, Düsseldorf, Deutschland; E-Mail: fwesche@duesseldorf.whitecase.com

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1.1	Wertschöpfungskette Biomethan (dena 2011a).....	4
Abb. 1.2	Entwicklung Biogaserzeugung seit 19999 (dena 2011, auf Basis Fachverband Biogas e. V. 2011a).....	6
Abb. 2.1	Prognose der globalen installierten Stromerzeugung in TWh pro Jahr.....	18
Abb. 2.2	Stoffwechselprodukte des anaeroben Abbaus von organischem Substrat.....	21
Abb. 2.3	Verfahrensschema zur Vergasung biogener Abfälle.....	22
Abb. 2.4	Vergleich Unternehmensfinanzierung und Projektfinanzierung (In Anlehnung an Schmitt (1989), S. 22).....	25
Abb. 2.5	Einflussfaktoren für die Wirtschaftlichkeit.....	28
Abb. 2.6	Risikomanagementprozess bei einer Projektfinanzierung – Teil I.....	30
Abb. 2.7	Auswirkung einer Zinsänderung auf den DSCR-Verlauf.....	34
Abb. 2.8	Preisentwicklung von Weizen.....	42
Abb. 2.9	DSCR eines Biogas-Projektes bei verschiedenen Parameteränderungen.....	44
Abb. 3.1	Prozessschritte zur Herstellung des Netzanschlusses I.....	79
Abb. 3.2	Prozessschritte zur Herstellung des Netzanschlusses II.....	79
Abb. 3.3	Hierarchie der sozialen Kriterien zum Vergleich von Biogas-Vorhaben in Deutschland.....	177
Abb. 3.4	Nahwärmeversorgung in einem Bioenergieort.....	190
Abb. 3.5	Multikriterieller Entscheidungs- unterstützungsprozess.....	191
Abb. 3.6	Relative Stärken und Schwächen verschiedener Biogas-Konzepte.....	194
Abb. 3.7	Spinnweb-Diagramm zum Vergleich verschiedener Biomassepfade.....	195
Abb. 4.1	Entwicklung des Dieselpreisindex seit 2005.....	213
Abb. 4.2	Struktur der EE-Energiebereitstellung in Deutschland 2010 (BMU 2011).....	219
Abb. 4.3	Aufteilung der landwirtschaftlichen Nutzflächen in Deutschland 2010 in tausend Hektar (Statistisches Bundesamt 2011; FNR e. V. 2011).....	221
Abb. 4.4	Substrate und Gasertrags-Eckdaten.....	223
Abb. 4.5	Vereinfachter schematisierter Ablauf der anaeroben Vergärung.....	227
Abb. 4.6	Beispielhafte Massenbilanz der Biogasgewinnung aus Rindergülle und Grassilage.....	229
Abb. 4.7	Beispiel für einen volldurchmischten Reaktor.....	241
Abb. 4.8	Schema eines Propfenstromreaktors (Kaltschmitt et al. 2009).....	242
Abb. 4.9	Schema eines Container- bzw. Boxenfermenters (Kaltschmitt et al. 2009).....	243
Abb. 4.10	Schema eines Folienschlauchfermenters.....	244
Abb. 4.11	Beispiele fermenterinterner Heizungssysteme.....	244
Abb. 4.12	Beispiele fermenterexterner Heizungssysteme.....	245
Abb. 4.13	Beispiel für Mischsysteme (Kaltschmitt et al. 2009).....	247
Abb. 4.14	Beispiel für eine Biogasanlage zur Vergärung nachwachsender Rohstoffe.....	255
Abb. 4.15	Beispiel für eine Biogasanlage zur Vergärung von Gülle.....	257
Abb. 4.16	Beispiel für eine Biogasanlage zur Vergärung von stapelfähigen Substraten.....	258

Abb. 4.17	Die Top-Voraussetzungen	266
Abb. 4.18	Biogasentwicklung in Deutschland.	275
Abb. 4.19	Regionale Verteilung der in Betrieb befindlichen Biogasanlagen	276
Abb. 4.20	Standorte der Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland	276
Abb. 4.21	Inanspruchnahme des Technologie-Bonus	278
Abb. 4.22	Massebezogener Substrateinsatz in Biogasanlagen (Gemäß DBFZ 2011).	279
Abb. 4.23	Massebezogener Substrateinsatz nachwachsender Rohstoffe in Biogasanlagen (Gemäß DBFZ 2011).....	280
Abb. 4.24	Energiebezogener Substrateinsatz in Biogasanlagen (Gemäß DBFZ 2011).	280
Abb. 4.25	Prozessführung der Biogasanlagen (Gemäß DBFZ 2010).....	281
Abb. 4.26	Abdeckung von Gärrestlagern (Gemäß DBFZ 2011)	284
Abb. 4.27	Verteilung der Ausfallzeiten	286
Abb. 4.28	Möglichkeiten der Verwertung/Behandlung von Bioabfall (Schüch 2010).	293
Abb. 4.29	Bioabfallvergärungsanlagen in Deutschland (DBFZ 2011).	294
Abb. 4.30	Zusammensetzung von Bioabfallvergärungsanlagen (Kern und Raussen 2011).	295
Abb. 5.1	Schadenzahlungen bezogen auf die betroffenen Komponenten.....	307
Abb. 5.2	Verschiedene Absicherungskonzepte bei Beteiligung mehrerer Parteien.	311
Abb. 5.3	Symbolische Darstellung der Versicherungsgrundlagen.	313
Abb. 5.4	Aufteilung der Entschädigung bei Fermenterschäden.....	315
Abb. 5.5	Bestandteile des Risikomanagementprozesses.....	326
Abb. 5.6	Risikoeinflüsse auf ein Biogasprojekt.	328
Abb. 5.7	Risikomanagementprozess bei einer Projektfinanzierung – Teil II.	330
Abb. 5.8	DSCR-Verlauf Biogas-Projekt (Sponsors Case).	332
Abb. 5.9	DSCR-Verlauf bei unterstellten konstanten Betriebskosten.....	333
Abb. 5.10	DSCR-Verlauf bei unterschiedlichen Zinssätzen.	333
Abb. 5.11	DSCR-Verlauf bei veränderten Betriebskosten.....	335
Abb. 5.12	DSCR-Verlauf bei Einnahmenveränderung.	336
Abb. 5.13	Gegenüberstellung Interner Zinssatz/Debt Service Cover Ratio.	338
Abb. 5.14	Grundlegendes Cashflow-Modell mit Base- und Worst-Case (Nevitt und Fabozzi 2000, S. 12).	340
Abb. 5.15	Variation der Laufzeit bei einem Biogasprojekt.....	346
Abb. 5.16	DSCR-Verlauf bei Veränderung der tilgungsfreien Zeit	348
Abb. 5.17	DSCR bei Veränderung der Höhe der Schuldendienstreserve	350
Abb. 5.18	DSCR bei Flexibilisierung der Wartungskosten.....	351
Abb. 5.19	DSCR-Verlauf nach Verhandlungsprozess	352

Tabellenverzeichnis

Tab. 2.1	Erfolgsfaktoren einer Projektfinanzierung im Bereich Biogas.....	27
Tab. 2.2	Übersicht über exogene und endogene Risiken.	29
Tab. 2.3	Auswirkung einer Zinsänderung aus Sicht der Kapitalgeber.	34
Tab. 2.4	Verteilung von Fertigstellungsrisiken auf die Kapitalgeber.	35
Tab. 2.5	DSCR bei verschiedenen Parameteränderungen aus Sicht der Kapitalgeber.....	45
Tab. 3.1	Faktoren, die eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung auslösen.....	53
Tab. 3.2	Pflicht zur Durchführung einer UVP.	57
Tab. 3.3	Übersicht über EEG-Vergütungssätze (EEG 2012).....	93
Tab. 3.4	Bandbreiten für die Hemmstoffbelastung. (Scholwin et al. 2009a, S. 863, soweit nicht anders angegeben).....	134
Tab. 3.5	Vergleichende Darstellung der 3 Biomassetzenarien.....	189
Tab. 3.6	Vergleichsdaten für die sozialen Kriterien dreier Biomassepfade.....	192
Tab. 4.1	Zusammensetzung von Biogas (mifratris 2011).....	223
Tab. 4.2	Gasertrags-Eckdaten (nach KTBL 2006).	224
Tab. 4.3	Optische Darstellung Gasertrags-Eckdaten (nach KTBL 2006).	225
Tab. 4.4	Wesentliche Einflussgrößen auf den biologischen Prozess der Biogasproduktion (Verändert nach VDI 4631 2011).	228
Tab. 4.4	(Fortsetzung) Wesentliche Einflussgrößen auf den biologischen Prozess der Biogasproduktion (Verändert nach VDI 4631 2011).	229
Tab. 4.5	Beispielhafte Massenbilanz der Biogasgewinnung aus Rindergülle und Grassilage.....	230
Tab. 4.6	Typische Biogaserträge (Verändert nach FNR 2010, verändert: ohne Kartoffelfruchtwasser).	230
Tab. 4.6	(Fortsetzung) Typische Biogaserträge (Verändert nach FNR 2010, verändert: ohne Kartoffelfruchtwasser).	231
Tab. 4.7	Inanspruchnahme von Boni7.....	277
Tab. 4.8	Mittlerer Substratmix in Biogasanlagen (Gemäß DBFZ 2011).	279
Tab. 4.9	Einsatzhäufigkeit der Verfahren zur Gasreinigung/ -entschwefelung. (Gemäß DBFZ 2011).	282
Tab. 4.10	Verteilung der Ursachen von Ausfallzeiten (Gemäß DBFZ 2011).....	286
Tab. 4.11	Praxiserfahrungen bei verschiedenen Parametern.....	287
Tab. 4.11	(Fortsetzung) Praxiserfahrungen bei verschiedenen Parametern.....	288
Tab. 4.12	Bereiche für Konzentrationen von flüchtigen organischen Säuren. (Lebuhn et al. 2008, S. 118–125).....	288
Tab. 4.13	Mittlere Betriebsstunden- und Volllaststundenzahl (DBFZ 2011).....	290
Tab. 4.14	Mittlerer Eigenstrombedarf und Standardabweichung (DBFZ 2011).....	290
Tab. 4.15	Mittlerer Eigenwärmebedarf (DBFZ 2011).....	291
Tab. 4.16	Vergärungsverfahren für die Behandlung fester organischer Siedlungsabfälle.	297
Tab. 5.1	Risikoart, Risiko-Instrument und Risikoträger.....	327

Tab. 5.2	Systematisches Vorgehen bei der Risikoquantifizierung.....	330
Tab. 5.3	Rahmendaten eines Biogas-Projektes in Deutschland.	332
Tab. 5.4	Beurteilung des Sponsors Case aus Sicht der Kapitalgeber.	332
Tab. 5.5	Beurteilung einer Betriebskostenvariation aus Kapitalgebersicht.....	333
Tab. 5.6	Beurteilung einer Zinssatzvariation aus Kapitalgebersicht.	333
Tab. 5.7	Beurteilung einer Betriebskostenvariation aus Kapitalgebersicht.....	335
Tab. 5.8	Beurteilung einer Einnahmenänderung aus Sicht der Kapitalgeber.....	336
Tab. 5.9	Beurteilung einer Laufzeitänderung aus Sicht der Kapitalgeber.....	346
Tab. 5.10	Beurteilung der Veränderung aus Sicht der Kapitalgeber.	348
Tab. 5.11	Beurteilung der Variation der Schuldendienstreserve aus Sicht der Kapitalgeber.	350
Tab. 5.12	Beurteilung unterschiedlicher Wartungskosten aus Sicht der Kapitalgeber.	351
Tab. 5.13	Beurteilung der verhandelten Finanzierungsstruktur aus Sicht der Kapitalgeber.	352

Einleitung: Zukunftsperspektiven und Herausforderungen des Biogas-Marktes

1

Sandra Rostek

Die energetische Nutzung von Biomasse bewegt sich im internationalen Spannungsfeld unterschiedlicher Politikbereiche. Im Wesentlichen lassen sich die Ziele, die mit dem Ausbau der Bioenergie verknüpft werden, in die Bereiche Energiepolitik, Umweltpolitik, Agrarpolitik und Wirtschaftspolitik einordnen. Energiepolitische Zielstellungen umfassen dabei international betrachtet hauptsächlich Aspekte der Versorgungssicherheit und der Gesundheit durch Reduktion von Emissionen. Umweltpolitische Parameter mit Bezug zur Bioenergie sind unter anderem Klima, Biodiversität und der Erhalt bzw. die Entwicklung ländlicher Räume. Letzterer Aspekt ist auch ein Ziel der Agrarpolitik; insbesondere in Armuts- und Schwellenländern zu ergänzen um Armutsbekämpfung im ländlichen Raum. Der Fokus der Wirtschaftspolitik schließlich liegt auf der Förderung und dem Export von Rohstoffen und innovativen Technologien. Die einzelnen Aspekte und Ziele werden von Land zu Land unterschiedlich gewichtet und können sich im Zusammenspiel teilweise ergänzen, aber auch in konkurrierender Weise beeinflussen (DBFZ 2011, S. 5–7). Wer sich also mit der Frage nach Zukunftsperspektiven und Herausforderungen im Bereich der Biogaserzeugung und -nutzung beschäftigt, der sollte den Kontext, in den diese eingebettet ist, stets mit berücksichtigen. So kommt etwa der Zielstellung der Versorgungssicherheit in nahezu allen Nationen eine zentrale Rolle zu, während klimapolitische Ziele in besonderem Maße in der Europäischen Union formuliert und mithilfe entsprechender Umsetzungsinstrumente implementiert werden, wie beispielsweise der EU Directive 2009/28/EG. Die EU hat sich bis 2020 zum Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen um mindestens 20 % zu senken, den Energieverbrauch durch Energieeffizienz-Maßnahmen um 20 % zu verringern und 20 % des Energiebedarfs aus erneuerbaren Energien zu decken (EU Directive 2009/28/EG).

Auf dieser Grundlage sollen die erneuerbaren Energien zukünftig auch in Deutschland einen zentralen Beitrag zu der Energieversorgung übernehmen. Ihr Anteil soll bis 2020 auf mindestens 35 % der Stromversorgung, 14 % der Wärmebereitstellung und 10 % des Kraftstoffverbrauches erhöht werden. Bis 2020 sollen auch die Treibhausgasemissionen im Vergleich zu 1990 um 40 % verringert werden.

Deutschland hat darüber hinaus weitere Zielstellungen formuliert: „Die Sicherstellung einer zuverlässigen, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Energieversorgung ist eine der größten Herausforderungen des 21. Jahrhunderts“, so heißt es

im ersten Satz des Energiekonzepts der Bundesregierung, vorgelegt vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie und dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit am 28. September 2010 (BMWi/BMU, 2010). Bei der Beantwortung der Frage nach Zukunftsperspektiven und Herausforderungen des Biogasmarkts, der auf den folgenden Seiten nachgegangen werden soll, bietet bereits dieser erste Satz eine wesentliche Orientierungshilfe: sicher, bezahlbar und umweltfreundlich soll sie also sein, die Energie der Zukunft in Deutschland. Das mit diesen drei Eckpfeilern formulierte Zieldreieck ist der Rahmen, in dem sich der Ausbau der regenerativen Energien in Deutschland in den kommenden Jahren und Jahrzehnten bewegen wird. Auch für den Biogasmarkt sind diese drei Aspekte somit die Maßgabe und die Messlatte der künftigen Marktentwicklung und sollen bei der Analyse der Zukunftsperspektiven und Herausforderungen im Rahmen dieses Beitrags herangezogen werden.

1.1 Biogas, der Joker im Energiemix

Doch zunächst eine Betrachtung der bisherigen Entwicklung des Biogasmarkts und des Status quo. Auf Biogas entfielen im Jahr 2010 bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern mit 13,3 TWh knapp 13 %, während der Anteil bei der regenerativen Wärmebereitstellung mit 7,6 GWh ca. 6 % betrug (BMU 2011a).

Der Stellenwert von Biogas innerhalb der erneuerbaren Energieträger ist also bereits heute groß – zu Recht, denn die Erzeugung und Nutzung von Biogas gehört zu den effizientesten Formen der Energiebereitstellung auf Basis von Biomasse. Effizienz ist gerade im Zusammenhang mit der Erzeugung und Verwertung von Biomasse von grundlegender Bedeutung, denn Biomasse ist eine begrenzt verfügbare Ressource, die neben der Erzeugung von Energie vielfältigen anderen elementaren Zwecken zugeführt werden kann. Sie ist für die Nahrungs- und Futtermittelproduktion unerlässlich und findet vielfältigen industriellen Einsatz, wie beispielsweise in der Papier-, Holz- und Möbelindustrie. Die für die Energieerzeugung verbleibende Biomasse ist folglich ein kostbares Gut, das es umsichtig einer möglichst effizienten Nutzung zuzuführen gilt.

Kaum ein anderer erneuerbarer Energieträger kann so flexibel erzeugt und verwertet werden wie Biogas bzw. Biomethan. Da das regenerative Gas grundsätzlich aus allen organischen Verbindungen erzeugt werden kann, ist die genutzte Biomasse entsprechend vielfältig. Für die Erzeugung von Biogas speziell geeignet sind eigens angebaute Energiepflanzen, also insbesondere schnell wachsende Pflanzen mit einer hohen Photosyntheserate und einem hohen Methanertragspotenzial. Weit verbreitete Energiepflanzen in Deutschland sind Mais, Maiswurzelbohrer, Raps, Roggen, Zuckerrübe oder die Durchwachsene Silphie. Aber auch organische Reststoffe wie Bioabfälle, Gülle, überlagerte Lebensmittel, Schlachtabfälle und Klärschlamm können zu Biogas verarbeitet und somit einer energetischen Nutzung zugeführt werden. Durch fermentative Prozesse in der Biogasanlage wird aus dem Substrat ein Gasmisch, das je nach Substratmix etwa 45-70 % Methan enthält und einem energetischen Zweck in der Nähe des Erzeugungsorts zugeführt werden kann. Als

Rückstand aus diesem natürlichen Prozess verbleibt ein Gärrest, der als wertvoller Wirtschaftsdünger auf den landwirtschaftlichen Nutzflächen ausgebracht wird und den Einsatz von künstlich hergestellten Düngemitteln reduziert. Die Biogaserzeugung stellt somit einen geschlossenen Kreislauf dar. Sie kann darüber hinaus im Unterschied zu anderen erneuerbaren Energieträgern kontinuierlich erfolgen und ist weitgehend unabhängig von äußeren Einflüssen wie meteorologischen Bedingungen. Als Ausgleichsenergie zu den fluktuierenden Energieträgern wie Windenergie und Photovoltaik kann Biogas das Energiesystem stabilisieren und gesicherte Leistung auf Basis regenerativer Quellen zur Verfügung stellen.

In den letzten Jahren hat sich zudem in Deutschland neben der klassischen Vor-Ort-Erzeugung und Vor-Ort-Verstromung die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan (oder Bioerdgas) und Einspeisung in das Erdgasnetz etabliert. Im Zuge der Aufbereitung wird CO_2 abgetrennt und der Methangehalt des Rohgases auf bis zu 98 % angereichert, um als Erdgasäquivalent in das Erdgasnetz eingespeist werden zu können. Zur großtechnischen Anwendung kommen in Deutschland zumeist wäschebasierte Verfahren wie die Aminwäsche oder druckbasierte Verfahren wie die Druckwechseladsorption oder die Druckwasserwäsche. Im internationalen Raum können auch Membranverfahren langjährige Erfahrung vorweisen. Das so aufbereitete Biogas kann als Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist werden und so von dem Ort und der Zeit seiner Erzeugung entkoppelt werden. Durch diesen Schritt eröffnen sich neue Nutzungs- und Speichermöglichkeiten, die bedarfsgerecht bedient werden können.

Biogas bzw. Biomethan stehen prinzipiell drei Anwendungspfade offen: Wärmeerzeugung, gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung sowie als Kraftstoff im Mobilitätssektor. Wie Erdgas kann es zur Wärmeversorgung in Industriebetrieben und Haushalten eingesetzt werden. Hierfür bedarf es keiner Anpassung der entsprechenden Endgeräte (z. B. Gasbrennwertkessel, Gasherde), da das Biomethan über die gleichen Brenneigenschaften verfügt wie das Erdgas des lokal vorhandenen Erdgasnetzes.

Für die Kraft-Wärme-Kopplung wird Biomethan in Verbrennungsmaschinen genutzt (Gasmotoren, (Mikro-)Gasturbinen, Sterlingmotoren). Diese erzeugen mechanische Energie und als Nebenprodukt Wärme. Die mechanische Energie wird über Generatoren in elektrische Energie umgewandelt und in das Stromnetz eingespeist. Die entstehende Wärme wird zu Heizzwecken genutzt. Die mit Biogas betriebene KWK findet hauptsächlich in Blockheizkraftwerken Anwendung, wobei die anfallende Wärmeenergie über ein Nahwärmenetz genutzt werden kann. Bezogen auf die Energieausbeute erzielt die KWK sehr gute Werte, da die bei der Stromerzeugung prozessbedingt anfallende Wärme mit genutzt wird. KWK eignet sich besonders bei Gebäuden und Einrichtungen, die über das Jahr einen hohen Wärmebedarf haben wie beispielsweise Schwimmbäder, Fabriken oder Krankenhäuser.

Schließlich kann Biomethan auch zur Betankung von Erdgasfahrzeugen genutzt werden. Fahrzeugseitige Umrüstungen der Erdgasfahrzeuge sind hierfür nicht erforderlich. Über die Einspeisung in das Netz wird das Biomethan deutschlandweit verfügbar gemacht und kann über herkömmliche Erdgastankstellen bezogen werden. Im Vergleich zu anderen Biokraftstoffen wie Bioethanol oder Biodiesel

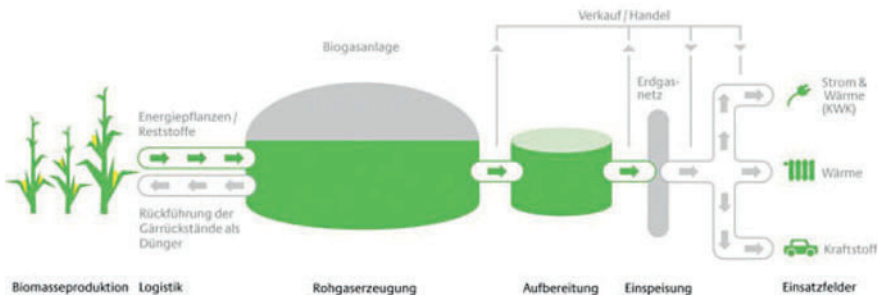


Abb. 1.1 Wertschöpfungskette Biomethan. (dena 2011a)

ist Biomethan als hocheffizient einzustufen. Je Hektar Ackerland lässt sich eine ähnlich hohe Reichweite erzielen wie bei *Biomass-to-Liquid* (BtL)-Kraftstoffen der sogenannten zweiten Generation.

1.2 Förderung der Erzeugung und Nutzung von Biogas und Biomethan

Biogas kann somit als Joker unter den regenerativen Energieträgern gelten. Folgerichtig und da es preislich derzeit nicht mit fossilen Vergleichsenergieträgern konkurrieren kann, bedient sich die Bundesregierung eines umfangreichen Instrumentenmix zur Förderung der Erzeugung und Nutzung.

Die Erfolgsgeschichte von Biogas ist sehr eng mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) verknüpft. Sinn und Zweck des erstmals am 1. April 2000 in Kraft getretenen und 2004, 2009 und zum 1. Januar 2012 novellierten Gesetzes ist der Klimaschutz, eine nachhaltige Energieversorgung, die Verringerung der volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung, die Schonung fossiler Ressourcen und die Weiterentwicklung der Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Dazu soll der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf 30 % erhöht werden. Zur Erreichung dieser Ziele sieht das EEG erstens den vorrangigen Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien an die Stromnetze der allgemeinen Versorgung, zweitens die vorrangige Abnahme, Übertragung und Verteilung des erzeugten Stroms sowie drittens eine garantierte Einspeisevergütung vor, die für das Jahr der Inbetriebnahme und weitere 20 Jahre zu einem festen Satz garantiert wird. Der auf Basis von Biogas erzeugte Strom kann so, vorbehaltlich der Einhaltung umfangreicher Vergütungstatbestände die Effizienz und Umweltverträglichkeit betreffend, eine auskömmliche Vergütung erzielen. Die Biogaseinspeisung wird auf folgende Weise gefördert: Aus einem Gasnetz entnommenes Gas gilt dann als Biomasse, wenn die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent der Menge von Biogas entspricht, das an anderer Stelle in das Gasnetz eingespeist worden ist. Der Technologiebonus bzw. ab 2012 der Bonus für Gasaufbereitung bilden den zusätzlichen Aufwand für die Aufbereitung ab (EEG 2011).

Für in das Erdgasnetz eingespeistes Biogas setzt zudem die Gasnetzzugangsverordnung entscheidende Impulse. Sie definiert als Ausbauziel die Erschließung eines Potenzials von 6 Mrd. Normkubikmetern Biomethan im Jahr 2020 und 10 Mrd. Normkubikmetern im Jahr 2030. Des Weiteren gewährt die Verordnung vorrangigen Netzanschluss und Netzzugang für Biomethan und regelt die Verantwortlichkeiten und Kostenverteilung zwischen Einspeiser und Netzbetreiber. Letztere wurde in der Neufassung aus dem Jahr 2010 nochmals zugunsten des Anschlusspetenten angepasst: Er trägt bis zu 25 % der Kosten des Netzanschlusses, maximal jedoch 250.000 € (GasNVZ 2010).

Im Wärmesektor dient das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) als Anreizsystem für Biomethan. Eigentümer von nach dem 1. Januar 2009 neu errichteten Gebäuden sind gemäß dem Gesetz verpflichtet, erneuerbare Energien für ihre Wärmeversorgung zu nutzen. Die Pflicht trifft alle Eigentümer (Private, Staat, Wirtschaft). Ausgenommen sind Gebäude, für die schon vor dem 1. Januar 2009 ein Bauantrag oder eine Bauanzeige eingereicht wurde. Für öffentliche Gebäude gilt zudem seit der Novellierung des Gesetzes im Mai 2011 eine Nutzungspflicht auch für Bestandsbauten im Sinne einer Vorbildfunktion. Genutzt werden können alle Formen von erneuerbaren Energien, auch in Kombination. Bei der Nutzung von Biogas gilt die Pflicht grundsätzlich als erfüllt, wenn der Wärmeenergiebedarf des jeweiligen Gebäudes zu 30 % hieraus gedeckt wird (EEWärmeG 2011).

Im Kraftstoffsektor schließlich erfährt Biomethan eine Anreizung über das Biokraftstoffquotengesetz. In diesem Artikelgesetz wird die Beimischung von Biokraftstoffen in den Kraftstoff für Kraftfahrzeuge in Deutschland vorgeschrieben und reguliert. Zum 1. Januar 2007 wurde erstmals eine Mindestquote zur Beimischung von Biokraftstoffen eingeführt. Derzeit beträgt die energetische Gesamtquote für Biokraftstoffe 6,25 % der jährlich in Verkehr gebrachten Kraftstoffe, wobei mindestens 2,8 % der Otto- und 4,4 % der Dieselmotorkraftstoffe als sogenannte Unterquote durch Biokraftstoffe ersetzt werden müssen. Im Zuge der am 18. Juni 2009 beschlossenen Novelle wurde Biomethan in diese Liste mit aufgenommen (BioKraftFändG 2009).

1.3 Auf einem gutem Weg: Status quo der Marktentwicklung von Biogas

Der Bestand an Biogasanlagen in Deutschland konnte seit dem erstmaligen Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 kontinuierlich ausgebaut werden. Die Steigerungsraten korrelieren direkt mit der Novellierung des EEG im Jahr 2004 und der letzten Neufassung im Jahr 2009. So umfasste der Biogasanlagenbestand Ende 2010 5.905 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Anlagenleistung von 2.291 MWel. Die durchschnittliche Anlagenleistung beläuft sich somit auf 380 kWel. Absoluter Spitzenreiter hinsichtlich der Anlagenzahl ist Bayern mit 2.030 installierten Biogasanlagen, was auf die Anreizsetzung für den Zubau kleinerer und mittlerer Biogasanlagen unter 200 kWel zurückzuführen ist. Hinsichtlich der installierten Leistung führt Niedersachsen mit 560 MWel. Der Fachverband Biogas

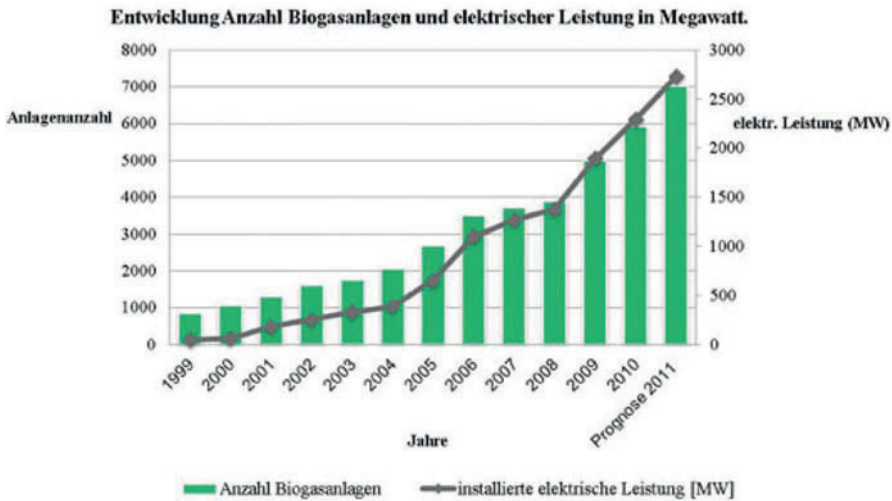


Abb. 1.2 Entwicklung Biogaserzeugung seit 1999. (dena 2011, auf Basis Fachverband Biogas e. V. 2011a)

geht davon aus, dass sich die Zubauraten auch 2011 weiter kontinuierlich steigern werden, so dass für Ende 2011 ein Bestand von 7.000 Biogasanlagen und eine installierte Leistung von 2.728 MWel prognostiziert werden (Fachverband Biogas e. V. 2011a). Die bisherige Marktentwicklung kann somit als sehr positiv bewertet werden. Auch im internationalen Vergleich ist Deutschland unangefochtener Spitzenreiter hinsichtlich der Erzeugung und Nutzung von Biogas.

1.4 Große Ziele, weiter Weg: Status quo der Marktentwicklung von Biomethan

Der Markt für die Biogaseinspeisung in Deutschland ist vergleichsweise jung: Die ersten beiden Anlagen zur Biogaseinspeisung in Deutschland wurden Ende 2006 in Betrieb genommen. Im Jahr 2007 wurden weitere vier Anlagen zugebaut. Im Oktober 2011 speisen nach Informationen der dena 59 Anlagen in das Erdgasnetz ein. Ende 2011 werden nach derzeitigem Planungsstand voraussichtlich etwa 100 Anlagen mit einer stündlichen Einspeisung von ca. 64.000 Normkubikmetern Biomethan am Netz sein. Bis 2012 ist derzeit ein Zuwachs auf 117 Anlagen mit rund 73.000 Normkubikmetern und bis 2013 auf 128 Anlagen mit rund 79.000 Normkubikmetern Einspeiseleistung pro Stunde geplant. Die durchschnittliche Aufbereitungskapazität der Biomethananlagen beträgt ca. 700 Normkubikmeter pro Stunde.

Auch wenn die Biogaseinspeisung somit bereits auf erste erfolgreiche Schritte zurückblicken kann – um die Ziele der Bundesregierung von 6 Mrd. Kubikmetern im Jahr 2020 zu erreichen, ist es noch ein weiter Weg. Hierzu wäre ein jährlicher

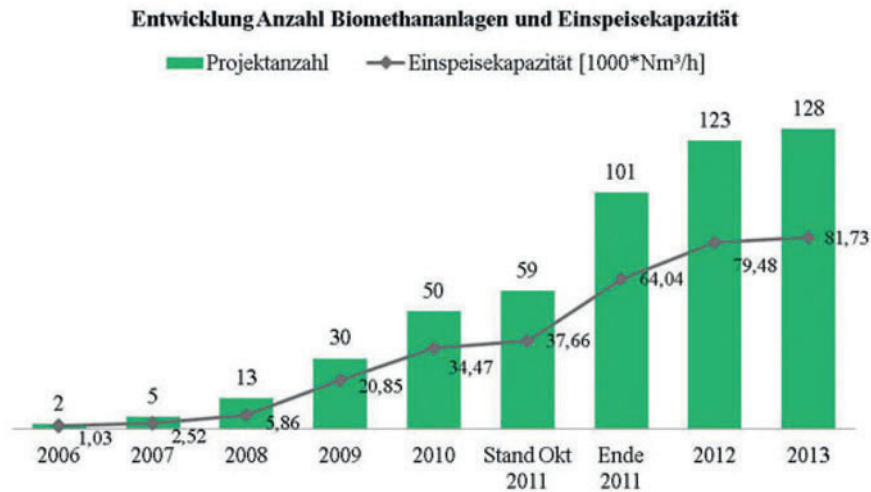


Abb. 1.3 Entwicklung der Biomethanerzeugung seit 2006. (dena 2012¹)

Zubau von etwa 120 Anlagen bei einer durchschnittlichen Aufbereitungskapazität erforderlich.

Der Anlagenzubau der letzten Jahre war im Wesentlichen determiniert von der sich trotz der implementierten Anreizinstrumente schleppend präsentierenden Situation auf den Absatzmärkten für Biomethan:

Die wärmegeführte BHKW-Verstromung ist gegenwärtig der bedeutendste Absatzmarkt für Biomethan. Maßgeblich beeinflusst wird dieser Markt durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Dieses setzt konkrete Impulse zur Anreizung des Einsatzes von Biomethan in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, da dieser Absatzweg aus Perspektive des Klimaschutzes die effizienteste Nutzung für Biomethan darstellt. Wenngleich die Mehrheit der erzeugten Biomethanmengen in Blockheizkraftwerken nach EEG verwertet wird, ist die Entwicklung in diesem Sektor hinter den Erwartungen zurückgeblieben. Vor dem Hintergrund der aktuell niedrigen Erdgaspreise ist die Entwicklung von wirtschaftlich attraktiven Standorten deutlich schwieriger als etwa noch vor zwei Jahren. Darüber hinaus ist das Produkt Biomethan komplex und bedarf eines relativ umfangreichen Vorwissens, über das viele potenzielle Marktteilnehmer derzeit noch nicht verfügen (dena 2011a). Transparenz und Standardisierung hinsichtlich des Prozesses der Nachweisführung schafft seit Februar 2011 das Biogasregister Deutschland, ein IT-basiertes Dokumentationssystem, das die dena gemeinsam mit führenden Akteuren der Biomethanbranche entwickelt hat (dena 2011b).

Der Wärmemarkt wird einerseits durch Anreizung durch das Erneuerbare-Energien-Wärme-gesetz (EEWärmeG) bestimmt und andererseits durch Ökogasprodukte

¹ Die Übersicht zur Marktentwicklung der Biogaseinspeisung in Deutschland auf der Website des Projekts biogaspartner der dena (www.biogaspartner.de) wird regelmäßig aktualisiert.

auf freiwilliger Basis. Beide Anwendungsfälle stellen derzeit eher „schlafende Riesen“ dar. Vom EEWärmeG geht nur ein geringer Impuls zum Einsatz von Biomethan aus, da der Gebäudebestand von den hier greifenden gesetzlichen Regelungen weitgehend ausgeschlossen ist. Darüber hinaus wird Biomethan bundesweit im Wärmemarkt in sogenannten Beimischprodukten (zwischen 5 und 30 % Biomethananteil im Erdgasbezug) sowie durch einzelne Anbieter auch als 100 %-Produkt angeboten. Insbesondere von Interesse ist dies für Biomethan, das auf Basis von Reststoffen erzeugt wurde, oder für nicht nach dem EEG vergütungsfähiges Biogas. Ähnlich den „Grünstrom“-Angeboten im Stromsektor, besteht bei privaten Endkunden eine prinzipielle Bereitschaft, für Beimischungen von Biomethan einen Aufpreis auf den Erdgaspreis zu zahlen. Laut einer Umfrage der Hochschule Hildesheim unter 1.000 Endverbrauchern sagten 75 % der Befragten aus, prinzipiell Interesse am Bezug von Biomethan zu haben. 37 % waren darüber hinaus bereit, mehr für ein solches Produkt zu bezahlen. Die Zahl der Anbieter, die derartige freiwillige Ökogasprodukte anbieten, nimmt demzufolge beständig zu (dena 2011a). Die dort absetzbaren Biomethanmengen sind jedoch aufgrund der durch Kostendruck bestimmten im Normalfall niedrigen Beimischungsquoten vergleichsweise gering.

Auch der Kraftstoffsektor stellt sich derzeit noch als Nischenmarkt für Biomethan dar. Zwar zeichnet sich Biomethan unter den Biokraftstoffen durch besondere Effizienz aus; die bislang nur schwach ansteigende Anzahl der Erdgasfahrzeuge in Deutschland jedoch grenzt diesen Wachstumspfad derzeit ein: In 2010 betrug der Anteil von Erdgas als Kraftstoff am Gesamtkraftstoffverbrauch ca. 0,3 %, aktuell werden lediglich 89.000 der insgesamt rund 51 Mio. Fahrzeuge mit Erdgas betrieben (dena 2011c).

1.5 Die Akteure des Biogasmarkts

Abschließend zu dieser Betrachtung des Status quo des Biogasmarkts sei noch kurz der Blick auf die Akteure dieses Markts gerichtet. In den vergangenen Jahren lässt sich hier eine beeindruckende Entwicklung feststellen: Die deutsche Biogasindustrie hat im Bereich der Erzeugung und Verwertung von Biogas eine Vorreiterrolle inne. Deutschland ist sowohl Markt- als auch Technologieführer, speziell im Bereich der Vergasung auf Basis von organischen Abfällen und nachwachsenden Rohstoffen. Die Exportrate liegt bei 10 %. Mit dem Bau und dem Betrieb von Biogasanlagen sind sehr positive strukturelle Entwicklungen in den ländlichen Regionen und die Schaffung von Arbeitsplätzen verbunden. So waren im Jahr 2010 nach Schätzungen des Fachverbandes Biogas 39.100 Menschen in der deutschen Biogasindustrie beschäftigt. Insgesamt wurden im Jahr 2010 in der Bundesrepublik schätzungsweise 5,1 Mrd. € mit Biogas umgesetzt (Fachverband Biogas e. V. 2011a).

Die Akteursstruktur der im Biogasbereich aktiven Unternehmen weist eine vergleichsweise hohe Diversität auf. So haben sich sowohl überregional agierende Energieversorger in diesem Themenfeld bereits positioniert, als auch regionale, eher mittelständisch geprägte Akteure. Da Projekte der Biogas- und Biomethanherzeugung eine relativ lange, komplexe Wertschöpfungskette aufweisen, kooperieren