



SPIN Hintergrundpapier

Biogaserzeugung in Deutschland



Autoren: Daniel de Graaf (III 1.4), Roland Fendler (III 2.3P)

Umweltbundesamt

Dessau-Roßlau, Januar 2010

Rechtshinweis

Die Erstellung des vorliegenden Dokuments wurde im Rahmen des EU-INTERREG IVB-Projektes SPIN (*Sustainable Production through Innovation in SMEs*) durch das *Baltic Sea Region Programme 2007-2013*, Investitionsbank Schleswig-Holstein, finanziert.

Die hier von den Autoren vertretenen Ansichten geben nicht zwangsläufig die Meinung des *Baltic Sea Region Programme* wieder.

Inhaltsverzeichnis

1	Allgemeine Einführung	1
1.1	Entstehung von Biogas.....	1
1.2	Biogasanlagen.....	2
1.2.1	Gärprozessführung	2
1.3	Substrate für die Biogasproduktion.....	3
1.3.1	Einbringverfahren.....	4
1.4	Biogasaufbereitung und -verwertung.....	5
1.4.1	Entschwefelung.....	5
1.4.2	Entfeuchtung.....	5
1.4.3	Biogasaufbereitung zur Einspeisung in ein Gasnetz.....	6
1.4.4	Biogasverwertung	6
1.5	Umweltrelevanz von Biogasemissionen	7
1.6	Anlagensicherheit.....	8
2	Biogaserzeugung in Deutschland.....	10
2.1	Entwicklung von 1970 bis 1999	10
2.2	Entwicklung von 2000 bis heute	11
2.2.1	Verstärkter Aufbruch zwischen 2000 und 2004.....	11
2.2.2	Boomphase, Entwicklungsknick und heutiger Stand.....	12
3	Übersicht der Biogastechnikanbieter in Deutschland	18
3.1	Anbieter für Komplettanlagen	18
3.2	Komponentenlieferanten	22
4	Verwendete Literatur	24

Vorwort

Das Konzept der Biogasgewinnung durch Vergärung und der anschließenden Verstromung in Blockheizkraftwerken oder Einspeisung als Biomethan in die Gasnetze stellt einen wesentlichen Beitrag zur Verwertung von Bioabfällen aus Haushalten, Kommunen und der Landwirtschaft einerseits und der gezielten Herstellung von CO₂-neutraler Energie aus nachwachsenden Rohstoffen (Nawaro) andererseits dar. Aufgrund der großen Zahl möglicher Ausgangsstoffe (Substrate) und deren einfacher regionaler Verfügbarkeit beläuft sich das Potenzial der aus Biogas erhältlichen Energie allein in Deutschland auf 417 Petajoule (PJ)¹, was einem Anteil von 3% des Primärenergieverbrauchs in Deutschland (13.878 PJ im Jahr 2007) entspricht. Der größte Teil des Biogases, ca. 85%, wird in der Landwirtschaft produziert, weitere Gasmengen stammen aus kommunalen und gewerblichen Bioabfällen, aus Deponien und Klärschlämmen. Das in Deponien anfallende und aus Klärschlämmen gewonnene Biogas wird hier nicht betrachtet.

Der kontinuierliche Anstieg der Biogaserzeugung in Deutschland wurde im Wesentlichen durch das Inkrafttreten des Erneuerbaren Energiegesetzes (EEG) im Jahr 2000 ausgelöst. Eine besondere Dynamik hat die Installation von Biogasanlagen nach der ersten Novellierung des EEG 2004 erfahren, was hauptsächlich auf die Einführung des Nawaro-Bonus zurückzuführen ist. Diese Entwicklung zeigt, dass ein zügiger Ausbau der Biogasproduktion im Wesentlichen eine Frage der gesetzlichen Rahmenbedingung bzw. des gezielten Setzens von Anreizen ist, weniger der Verfügbarkeit von bestimmten Techniken. Letztere entwickeln sich automatisch entlang der Dynamik, die ein bestimmter Anwendungsbereich entfaltet, was auch in anderen Bereichen wie z.B. der Photovoltaik und der Windenergie zu beobachten ist, die ebenfalls von der EEG-Förderung unterstützt werden.

Neben den nationalen Anstrengungen zur Förderung von Biogasanlagen werden auch auf EU-Ebene Initiativen und Ziele für den Ausbau der erneuerbaren Energien und damit auch der Biogassparte ausgearbeitet bzw. festgelegt. Für eine verstärkte energetische Nutzung der Biomasse wurde der Biomasse-Aktionsplan der EU vorgelegt, Richtlinie 2009/28/EG legt das gemeinschaftliche Ziel von mindestens 20% Bruttoendenergie aus erneuerbaren Quellen bis zum Jahr 2020 fest.

Das EEG kann als der Auslöser und Garant für die positive Entwicklung der Biogaserzeugung der letzten 10 Jahre in Deutschland bezeichnet werden. Neben einer kurzen Einführung in die Biogasgewinnung und Betrachtung der Historie werden hauptsächlich gesetzlichen Regelungen und deren Auswirkungen auf den Biogassektor betrachtet. Da eine umfassende Technikbetrachtung den Rahmen eines Hintergrundpapiers übersteigt, werden schwerpunktmäßig Anbieter von Komplettanlagen sowie auszugsweise Hersteller von Blockheizkraftwerken und

¹Hartmann, Hans; Kaltschmitt, Martin (Hrsg.): *Biomasse als erneuerbarer Energieträger*. Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“, Band 3; 2., vollständig neubearbeitete Auflage. Münster: Landwirtschaftsverlag GmbH, 2002 – ISBN 3-7843-3197-1.

Biogasaufbereitungsanlagen im Kapitel 3 aufgeführt. Für eine umfassende Technikübersicht der einzelnen Komponenten der Biogaserzeugung wird auf andere Arbeiten verwiesen². Einen umfangreichen Überblick über die biochemischen Grundlagen sowie landwirtschaftliche, ökonomische, rechtliche und den Anlagenbetrieb betreffende Aspekte gibt der „Leitfaden Biogas“³ der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR). Auch die Bereiche Sicherheit, Umweltschutz, Gasaufbereitung und –einspeisung sowie Mikrogasnetze werden hier ausführlich behandelt.

²Z. B. Postel, Jan u.a.: *Stand der Technik beim Bau und Betrieb von Biogasanlagen. Bestandsaufnahme 2008*. Dessau-Roßlau, Umweltbundesamt (www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3873.pdf; 15.12.2010).

³ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2010): *Leitfaden Biogas – Von der Gewinnung zur Nutzung*. 5. Vollständig überarbeitete Auflage, Gülzow, 2010 (www.biogasportal.info/, 11.01.2011).

1 Allgemeine Einführung

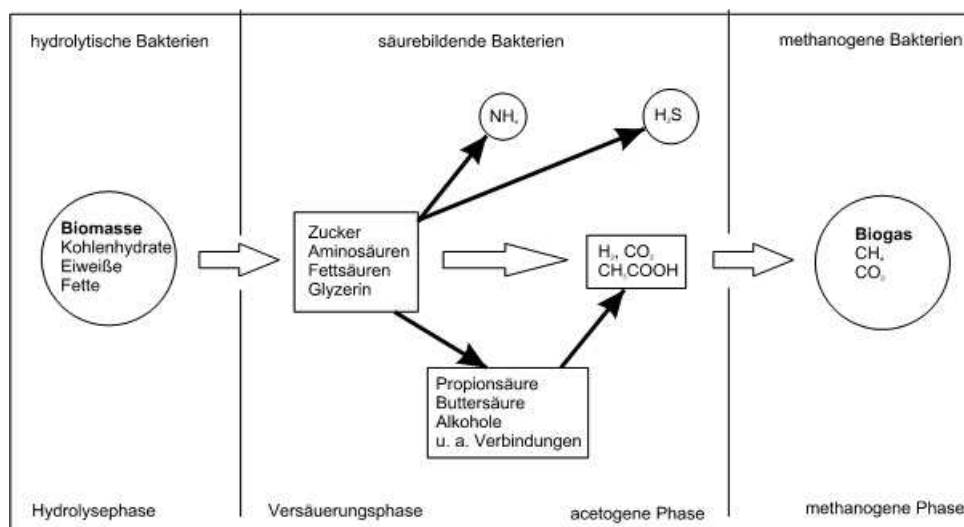
1.1 Entstehung von Biogas

Biogas entsteht überall dort, wo organisches Material unter Ausschluss von Sauerstoff von Mikroorganismen zersetzt wird (anaerobe Vergärung), z.B. in Mooren, im Sediment von Oberflächengewässern oder im Pansen von Wiederkäuern. Das organische Material wird unter diesen Bedingungen fast vollständig in Biogas umgewandelt.

Der anaerobe Abbau organischer Substanzen lässt sich in vier Abbauschritte einteilen: Hydrolyse, Säurebildung, Acetatbildung und Methanbildung. In den ersten beiden Teilschritten werden die organischen Substanzen verflüssigt und aufgeschlossen. Die eigentliche Umsetzung zu Methan erfolgt in den letzten beiden Abbauschritten. Die einzelnen Teilschritte unterscheiden sich nicht nur hinsichtlich der beteiligten Mikroorganismen und der entstehenden Produkte, sondern auch wesentlich durch die notwendigen Milieubedingungen. Das Endprodukt der Fermentation ist ein brennbares Gas (Biogas), welches sich folgendermaßen zusammensetzt:

- 50 – 75% Methan (CH_4)
- 25 – 45% Kohlendioxid (CO_2)
- 2 – 7% Wasser (H_2O)
- < 2% Sauerstoff (O_2)
- < 2% Stickstoff (N_2)
- < 1% Ammoniak
- < 1% Schwefelwasserstoff (H_2S)

Abbildung 1-1: Schematische Darstellung des anaeroben Stoffumsatzes

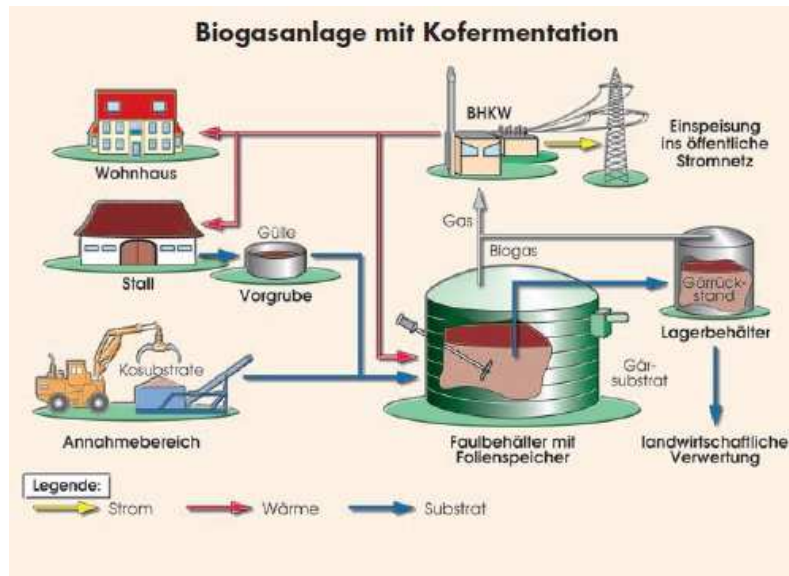


Quelle: Sahn, H.: Biologie der Methanbildung. Chem. Ing. Technol. 53 (1981), S.854-863

1.2 Biogasanlagen

Der oben dargestellte anaerobe Abbau von Biomasse wird in Fermentern von Biogasanlagen für die kontinuierliche Produktion von Methan genutzt. Dieses kann anschließend entweder in Kraft-Wärme-Kopplungen (KWK)-Anlagen (Blockheizkraftwerke) durch Verbrennung zu elektrischer Energie und Wärme umgesetzt oder zu Bioerdgas für die Gasnetzeinspeisung aufbereitet werden. Ein mögliches Biogasanlagenkonzept ist in Abbildung 1-2 illustriert.

Abbildung 1-2: Landwirtschaftliche Biogasanlage mit Kofermentation



Quelle: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.

1.2.1 Gärprozessführung

Je nachdem, wie die Gärsubstrate in den Fermenter, auch Gärbehälter genannt, eingebracht werden, spricht man von

- kontinuierlichen oder
- diskontinuierlichen

Verfahren.

Bei **diskontinuierlichen Verfahren** (Batch-Verfahren) wird der Fermenter mit frischem Substrat gefüllt und hermetisch verschlossen. Diskontinuierliche Verfahren werden in der Regel als Trockenvergärung (auch als Feststoffvergärung bezeichnet) betrieben. Dabei werden die garagenartigen Fermenter meist einfach mit Radladern befüllt und geleert. Die Gasproduktion beginnt langsam nach der Befüllung und geht nach der Erreichung des Maximums langsam wieder zurück. Das Substrat verbleibt dabei im Container, ohne dass Substrat zugegeben oder entnommen wird. Nach Abklingen der Biogasproduktion wird das vergorene Substrat durch frisches ersetzt, der Prozess beginnt von Neuem. Diskontinuierliche Trockenvergärungsverfahren finden zunehmend bei der Vergärung von Bioabfällen Anwendung.

Die **kontinuierlichen Verfahren** sind die klassische Form der Biogaserzeugung. Sie zeichnen sich durch eine regelmäßige (quasi-kontinuierliche) Beschickung des Fermenters aus. Der Nachteil dieses Konzeptes ist der hohe Energiebedarf zum Betrieb von Rühraggregaten, da der Inhalt des Fermenters regelmäßig durchmischt werden muss. Die Investitionskosten liegen bei kontinuierlich arbeitenden Anlagen meist etwas höher als bei den diskontinuierlichen Anlagen, auch der Wartungsaufwand ist wegen der beweglichen Rühraggregate etwas höher. Der wesentliche Vorteil der kontinuierlichen Anlagen ist der deutlich höhere Gasertrag gegenüber diskontinuierlichen Trockenvergärungsanlagen. In Deutschland werden bei landwirtschaftlichen Anlagen überwiegend kontinuierliche Verfahren angewendet, wobei das Substrat mehrmals am Tag in den Fermenter gefördert wird. Es können sowohl flüssige (Gülle, Schlämme) als auch feste (Maissilage, Bioabfälle) Substrate eingesetzt werden, wobei in der Mischung immer ein ausreichender Wassergehalt erreicht werden muss. Während der Fütterung des Fermenters wird eine gleichgroße Menge an vergorenem Substrat aus dem Fermenter in den nächsten Behälter überführt. Dies kann – je nach Anlagenkonzept - ein weiterer Fermenter, ein Nachgärer oder ein Gärrestlager sein. Hierdurch kann kontinuierlich Biogas, und damit Elektrizität, produziert werden. Das Konzept mit einem oder mehreren Fermentern und einem Gärrestlager wird auch als Speicher-Durchfluss-Verfahren bezeichnet.

Der überwiegende Teil der Methanbakterien hat ein Temperaturoptimum im mesophilen Bereich von ca. 30°C bis 40°C. Der Großteil (85%) der Biogasanlagen in Deutschland wird in diesem Temperaturbereich betrieben, der Temperaturschwankungen von ± 3 K ohne große Beeinträchtigung verkraftet. Wesentlich empfindlicher ist der Anlagenbetrieb im thermophilen Bereich (50°C bis 57°C). Hier müssen die Temperaturschwankungen auf ± 1 K begrenzt werden, da bei Schwankungen von wenigen Grad mit einem drastischen Rückgang der Umsatzraten und damit der Biogasproduktion zu rechnen ist. Werden hohe Durchsatzraten angestrebt oder handelt es sich bei den eingesetzten Substraten um hygienisch problematisches Material (Bioabfälle), ist der thermophile Prozess von Vorteil. Thermophile Verfahren erreichen eine höhere Abbaugeschwindigkeit, einen geringfügig höheren Gasertrag und sind stabiler gegenüber Stoßbelastungen. Mesophiler und thermophiler Betrieb unterscheiden sich in der Adaption der Bakterienkulturen an Ihre Umgebungstemperatur und können nicht sprunghaft geändert werden

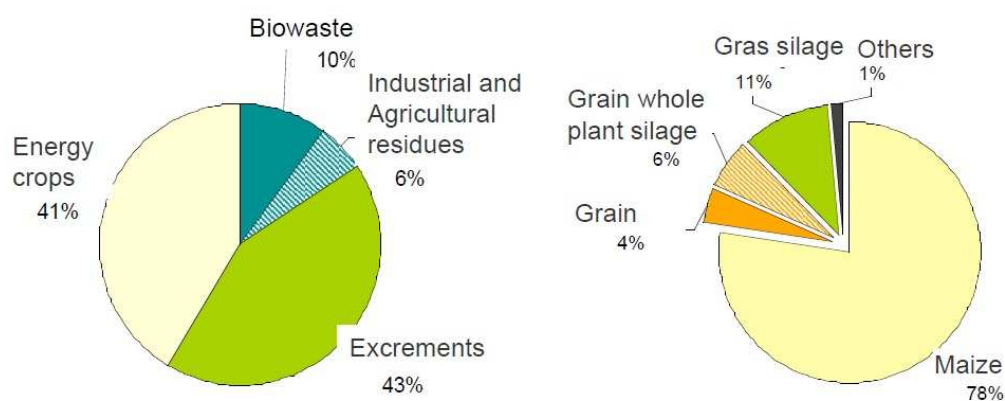
Der Energieinhalt des Biogases ist direkt vom Methangehalt abhängig. Je höher der Gehalt an einfach abzubauenen Substanzen wie Fette und Stärke im Gärsubstrat, desto größer die Gasausbeute. Ein Kubikmeter Methan hat einen Energiegehalt von annähernd zehn Kilowattstunde (9,97 kWh). Bei einem Methangehalt von 60% beträgt der Energiegehalt eines Kubikmeters Biogas in etwa sechs kWh, der Heizwert entspricht ungefähr 0,6 Litern Heizöl.

1.3 Substrate für die Biogasproduktion

Traditionell werden vor allem flüssige und verflüssigte Exkremate von Rindern, Schweinen und Geflügel als Grundsubstrat vieler Biogasanlagen verwendet, da sie durch ihre Pumpfähigkeit einfach zu handhaben sind. Darüber hinaus sind GülLEN

aufgrund ihrer biochemischen Eigenschaften ideale Substrate. Sie haben eine großes Puffervermögen, beinhalten ausreichend Mikronährstoffe in verfügbarer Form und stellen die notwendige Bakterienpopulation für die anaerobe Vergärung zur Verfügung. Dies gilt insbesondere für Rindergülle. Neben flüssigen können auch feste Substrate der Fermentation zugegeben werden, zum Beispiel Festmist, Silagen aus Grünmasse (Maissilage), Schlempen und Trester, Rapskuchen, Pflanzenreste und kommunale Bioabfälle. In Deutschland wurden 2008 10% Bioabfälle und 6% Pflanzenreste aus der Industrie und der Landwirtschaft als Gärsubstrate eingesetzt, den Großteil machten Tierexkrememente (43%) und Energiepflanzen (41%) aus. Bei letzteren überwiegt Mais mit 78% (Abbildung 1-3).

Abbildung 1-3: Einsatz von Substraten und Energiepflanzen in Biogasanlagen in Deutschland (2008)



Quelle: Deutsches Biomasseforschungszentrum, Leipzig

1.3.1 Einbringverfahren

Steigt der Trockenmassegehalt eines Substrates über 15%, so ist dieses nicht mehr pumpfähig und muss dem Fermenter gesondert hinzugegeben werden. Feststoffe und schüttfähige Güter können über Schnecken direkt in den Fermenter eingeleitet werden. Dies geschieht über Steig- oder Stopfschnecken, Presskolben oder Stempelpressen. Darüber hinaus können Feststoffe in einem geschlossenen System entweder über einen Mazerator⁴ mit Flüssigkeit vermischt oder mit einer Zwangszuführung der Flüssigkeit zugeführt werden. In beiden Fällen werden die Feststoffe in dieser Suspension in den Fermenter gepumpt.

Substrate mit hohem Trockenmassegehalt eignen sich auch für Trockenfermentationsverfahren (Feststoffvergärung). Bei der Feststoffvergärung wird das Material mit einem Radlader oder einer vergleichbaren Maschine in den Fermenter gebracht.

⁴ Mazeratoren (engl.: macerator, disintegrator) sind Apparate zur Zerkleinerung, Homogenisieren und Dispergieren fließfähiger Flüssig-/Feststoffgemische.

1.4 Biogasaufbereitung und -verwertung

1.4.1 Entschwefelung

Bei Biogasanlagen wird im Verlauf des anaeroben Abbaus organischer Stoffgruppen Schwefelwasserstoff (H_2S) gebildet. Der Schwefelwasserstoffgehalt im Biogas ist dabei abhängig vom Schwefelgehalt der eingesetzten Substrate.

Neben der stark toxischen Wirkung von Schwefelwasserstoff, die gegebenenfalls bei einer Freisetzung von Biogas zu beachten ist, bilden sich aus Schwefelwasserstoff im motorischen Verbrennungsprozess Schwefeloxide, die in Verbindung mit Feuchtigkeit (Schwefelsäurebildung) stark korrosiv auf gasführende Anlagenteile wirken. Hiervon sind besonders das Blockheizkraftwerk (BHKW) und die Wärmetauscher im BHKW betroffen.

Für den wartungs- und emissionsarmen Betrieb des BHKW sowie zur Korrosionsvermeidung an gasführenden Anlagenteilen ist es deshalb notwendig, das Rohgas zu entschwefeln und zu entfeuchten.

Bei der Auslegung der Entschwefelung sind Aerosole u. a. auch aus Elementarschwefel zu beachten.

Zur Entschwefelung bestehen folgende Möglichkeiten:

- Biologische Verfahren zur Entschwefelung:
 - Biologisches Entschwefelungsverfahren im Fermenter. In der Regel wird Umgebungsluft direkt in den Gasraum des Fermenters eingeblasen.
 - Nachgeschaltete biologische Entschwefelungsverfahren (das Biogas wird nach dem Fermenter und vor Eintritt in das BHKW durch eine separate Kolonne geführt, in die dosiert Umgebungsluft eingeblasen wird und in der sich Bakterien z. B. auf Füllkörpern ansiedeln)
- Chemisch-physikalische Verfahren zur Entschwefelung:
 - Fällung durch direkte Eisensalzzugabe in den Fermenter
 - Laugenwäsche
 - Adsorption an eisenhaltigen Massen
 - Adsorption an Aktivkohlefilter

1.4.2 Entfeuchtung

Das wasserdampfgesättigte Biogas muss in der Regel, um die Vorgaben der Motorenhersteller einhalten zu können, entfeuchtet werden. Dies geschieht oftmals durch Kondensation und Abscheidung des Wassers in erdverlegten Rohrleitungen oder Abkühlung des Gases in Wärmetauschern. Durch Wiedererwärmung des Gases vor der Gasstrecke des BHKW wird die relative Luftfeuchte weiter reduziert.

1.4.3 Biogasaufbereitung zur Einspeisung in ein Gasnetz

Aufbereitungsverfahren können z. B. Gaswäschen (Druckwasserwäsche, drucklose Aminwäsche), oder Adsorptionsverfahren sein. Bei der Biogasaufbereitung werden unerwünschte Bestandteile des Biogases, insbesondere CO₂ abgetrennt. Nach Reinigung und Aufkonzentration zur Steigerung des Brennwertes kann das dann so genannte Biomethan als Kraftstoff genutzt oder auch ins Netz der öffentlichen Gasversorgung eingespeist werden. So ersetzt es fossiles Erdgas unmittelbar. Dies ermöglicht sowohl einen hohen Gesamtenergienutzungsgrad als auch maximale Freiheiten bei der Verwertung.

Bei der Erzeugung von Biomethan entsteht ein CO₂-reiches Abgas, das noch relevante Methananteile enthält (je nach Verfahren von <0,1% bis zu 4%⁵).

Zur Minderung der Methanemissionen müssen deshalb weitere Maßnahmen ergriffen werden. In Frage kommen derzeit die thermische Nutzung des Abgases z. B. in einem Schwachgaskessel oder Abgasreinigungsverfahren wie die (katalytische) Schwachgasnachverbrennung.

1.4.4 Biogasverwertung

Derzeit wird das erzeugte Biogas in den weitaus meisten Fällen in Blockheizkraftwerken zur Stromproduktion in Kraft-Wärme-Kopplung verwertet. Moderne BHKW arbeiten mit einem elektrischen Wirkungsgrad um 40%. Der entstehende Strom kann sowohl für den Prozess, den betrieblichen Eigenbedarf oder zur Einspeisung in das Stromnetz des örtlichen Energieversorgers genutzt werden. Alternativen zu Verbrennungsmotoren sind derzeit die Verstromung in Mikroturbinen oder Brennstoffzellen.

Die gekoppelte thermische Energie wird mit Kühlwasserwärmetauschern und Abgaswärmetauschern entnommen. Der thermische Wirkungsgrad liegt dabei je nach elektrischem Wirkungsgrad zwischen 40% und 50%. Die Nutzwärme dient zunächst der Bereitstellung von Prozesswärme (Substraterwärmung, Fermenterheizung).

Die überschüssige Wärme, die in der Regel eine Vorlauftemperatur von bis zu 90°C hat, steht dann zur externen Verwertung an. Fehlen derartige Nutzungsmöglichkeiten, muss sie über Kühleinrichtungen an die Umgebung abgegeben werden.

Abhängig von der individuellen Wirtschaftlichkeit des Projekts oder im Fall des Verkaufs des Biogases und einer Verwertung an anderen Orten werden Prozessstrom oder Prozesswärme auch von außen bereitgestellt.

Eine möglichst weitgehende Nutzung der überschüssigen Wärme rückt aus Gründen der Wirtschaftlichkeit und aus Effizienzgründen immer stärker in den Vordergrund. In der Praxis wird dieser Anforderung derzeit meist durch Heizwärmenutzung z. B. im Wohnhaus und zur Tieraufzucht sowie bei der Trocknung landwirtschaftlicher oder forstwirtschaftlicher Güter (z. B. Getreide bzw. Holzhackschnitzel) Rechnung

⁵ Urban, W.; Girod, K.; Lohmann, H.: *Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2008*. Fraunhofer UMSICHT, Oberhausen.

getragen. Die Auskopplung von Fernwärme kann insbesondere dann wirtschaftlich sein, wenn in unmittelbarer Nähe ein ganzjähriger Bedarf gedeckt werden kann. Erste erfolgreiche Erfahrungen gibt es bereits bei der Erzeugung von Kälte mittels Absorptionskälteanlagen.

Relativ neu ist die Nutzung von Überschusswärme zur Produktion von zusätzlichem Strom. Dies geschieht in ORC-Anlagen (Organic Rankine Cycle). Sie ermöglichen eine Anhebung des elektrischen Gesamtwirkungsgrades der Verstromung um einige Prozentpunkte. Auf Grund der noch hohen zusätzlichen Investitionskosten besteht diese Option vor allem für größere Biogasanlagen.

Mobile Wärme- oder Kältespeicher spielen aus Kostengründen noch keine Rolle bei der Wärmenutzung von Biogasanlagen.

Biogas muss nicht notwendigerweise unmittelbar am Ort der Erzeugung verwertet werden. In einer zunehmenden Zahl von Projekten wird es mittels Gasleitungen zu Orten mit besserer Anbindung zum Stromnetz oder mit attraktiven Wärmeabnehmern geleitet.

Da sich die Zeitachsen von Biogasproduktion und Biogasverwertung unterscheiden können, ist ein ausreichend groß dimensionierter Gasspeicher als Puffer erforderlich, um ein Freisetzen von Biogas zu vermeiden. Mit ihm werden zum Beispiel Wartungsarbeiten überbrückt. Gasspeicher werden in den meisten Fällen als Folienspeicher auf Fermentern, Nachgärbehältern oder Gärrestlagern oder als separate Gasspeicher errichtet. Ihr Betriebsüberdruck liegt immer deutlich unter 0,1 bar.

1.5 Umweltrelevanz von Biogasemissionen

Methan ist neben Kohlendioxid (CO₂) wesentlicher Bestandteil des Biogases. Da Methan ein 25-mal höheres Treibhausgaspotenzial hat als Kohlendioxid⁶, führen schon geringe Methanverluste und -emissionen zu einer Verschlechterung oder sogar zu einer Umkehrung der grundsätzlich positiven Klimabilanz der Biogaserzeugung und -nutzung. Methanemissionen treten bei Biogasanlagen dann auf, wenn Biogas unverbrannt in die Atmosphäre gelangt (Diffusion durch Folien, Lecks, Überdrucksicherung, Motorausfall etc.) und wenn nicht vollständig abgebauter Gärrest das geschlossene System der Biogasanlage verlässt (nicht gasdicht abgedecktes Gärrestlager). Daneben gibt es einen Methanschleupf bei der Verbrennung des Biogases in Motoren. Auch die Aufbereitung von Biogas mit dem Ziel der Einspeisung ins Erdgasnetz oder der Nutzung als Kraftstoff kann mit Methanemissionen verbunden sein. Unklarheiten bestehen noch inwieweit Undichtigkeiten der zur Abdeckung von Gärbehältern eingesetzten Folien, Mängel

⁶ IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2007): Climate Change 2007 – the physical science basis. Contribution of the Working Group I to the fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Solomon, S., D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K.B. Averyt, M. Tignor and H.L. Miller (eds.). Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

bei der Dichtung derselben an den Behältern und das Häufige ansprechen von Überdrucksicherungen zu Methanemissionen beitragen.

Unter diesen Methanemissionsquellen ist das nicht abgedeckte Gärrestlager quantitativ am bedeutendsten. Untersuchungen im Rahmen des Biogas-Messprogramms II⁷ haben gezeigt, dass das im Gärrest bei 20-22 °C ermittelte Restgaspotenzial zwischen 0 und 8% des in der Anlage genutzten Biogases lag. Das bedeutet, dass allein das aus dem Gärrest entweichende Methan in ungünstigen Fällen zu einer negativen Klimabilanz führen kann.

Neben Methan können weitere Gasemissionen auftreten, die Umwelt und Gesundheit gefährden. Beispiele sind Ammoniak und Schwefelwasserstoff. Diese Gase treten vermischt mit dem Methan im Biogas auf; sie können aber auch schon bei der Lagerung, der Aufbereitung und Mischung der Substrate entstehen. Eine wichtige Quelle für Ammoniakemissionen sind offene Gärrestlager. Bei der Verbrennung von Biogas in den Motoren des BHKW entstehen Stickoxide und Formaldehyd.

1.6 Anlagensicherheit

Biogas ist — trotz der positiv belegten Bezeichnung „Bio“ — ein Gas mit gefährlichen Eigenschaften, die für einen sicheren Betrieb einer Biogasanlage unbedingt zu beachten sind.

Der Bestandteil Methan macht es zu einem in der Regel hochentzündlichen Gas, das im Gemisch mit Luft eine explosionsfähige Atmosphäre bilden kann. Der Explosionsbereich von Methan liegt zwischen 4,4 Vol-% und 17,0 Vol-% in Luft. Da Biogas im Wesentlichen ein Gemisch aus Methan und Kohlendioxid ist, variiert der Explosionsbereich des Biogases je nach Zusammensetzung. Daher sind explosionschutzrechtliche Anforderungen (wie z. B. Ausweisung von Explosionsschutzzonen in der Anlage, Einsatz von für die entsprechende Zone zugelassenen Betriebsmitteln, Anfertigen eines Explosionsschutzdokuments) einzuhalten.

Diese Abhängigkeit ist wesentlich für die Betrachtung,

- in welchen Bereichen einer Anlage mit dem Auftreten explosionsfähiger Atmosphäre zu rechnen ist,
- welche Auswirkung mögliche Störungen haben und
- welche Schutzmaßnahmen geeignet sind.

Wenn in Biogasanlagen - im Gegensatz zum ausschließlichen Einsatz nachwachsender Rohstoffe - Bioabfälle oder tierische Nebenprodukte (z. B. Proteinabfälle aus Schlachtbetrieben, Gülle, Festmist, Rapspresskuchen, Reststoffe

⁷ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (2009): Biogas-Messprogramm II. Gülzow. Das Messprogramm wurde durchgeführt unter Leitung des Johann Heinrich von Thünen-Instituts (vTI) mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz. Untersuchungsgegenstand sind Biogasanlagen, deren Inbetriebnahme nach dem EEG 2004 (August 2004 bis Ende Dezember 2008) erfolgte.

aus der Hefeferzeugung oder mit Natriumhydrogensulfit stabilisierte Substrate) eingesetzt werden, ist mit der Bildung von Schwefelwasserstoff (H_2S) zu rechnen. Dies ist besonders bei der Substrateinbringung (Vorgrube, Mischbehälter usw.) sowie bei Lagern von Einsatzstoffen oder Gärresten von Bedeutung. Durch entsprechende chemische Reaktionen (z. B. Säure-Base-Reaktionen) kann bei Zugabe von sauren Bestandteilen Schwefelwasserstoff in gefährlicher Menge entstehen. Daher ist für Betreiber von Biogasanlagen die Kenntnis über die Art und Zusammensetzung der Einsatzstoffe sowie den pH-Wert für die Beurteilung möglicher Gefährdungen und die Festlegung entsprechender Schutzmaßnahmen wichtig.

Schwefelwasserstoff ist ein hochentzündliches, sehr giftiges Gas. Die untere Explosionsgrenze liegt bei 4,3 Vol.-%, die obere beträgt 45,5 Vol.-% H_2S -Anteil in Luft. Besonders zu beachten ist aber die Giftigkeit dieses Gases. H_2S bewirkt schon bei extrem niedrigen Konzentrationen (ab 0,02 ppm, entsprechend ml/m^3) einen typischen Geruch nach faulen Eiern. Ab ca. 100 ppm wird der Geruchssinn betäubt, wodurch höhere, gefährliche Konzentrationen nicht mehr wahrgenommen werden. Schon Konzentrationen kleiner 100 ppm können lebensgefährliche Vergiftungserscheinungen beim Einatmen über mehrere Stunden hervorrufen. Bei ca. 500 ppm treten diese schon nach 30 min. ein, bei ca. 5000 ppm tritt eine tödliche Wirkung (hervorgerufen durch Atemstörungen, Krämpfe, Bewusstlosigkeit) schon nach wenigen Sekunden ein. Zum Vergleich sei hier erwähnt, dass die maximale Arbeitsplatzkonzentration 5 ppm nicht überschreiten darf.

Biogas ist, abhängig von seiner Zusammensetzung, gemäß Zubereitungsrichtlinie 1999/45/EG einzustufen. (z. B. als „hochentzündliche Zubereitung“ oder „Giftige Zubereitung (T; R23)“, sofern der Gehalt an Schwefelwasserstoff zwischen 0,2 Vol.-% und 1 Vol.-% H_2S liegt).

Der Vollständigkeit halber sei noch bemerkt, dass es sich bei den weiteren Biogas-Komponenten Kohlendioxid und Stickstoff um erstickend wirkende Gase handelt.

Somit ergeben sich hauptsächlich folgende Gefahren & Auswirkungen:

- Lebens- und Gesundheitsgefahr durch Erstickten oder Vergiften, z. B. durch Einatmen von Kohlendioxid oder Schwefelwasserstoff in Schächten und Behältern. Beide Gase sind schwerer als Luft.
- Biogas kann abhängig von seiner Zusammensetzung Leichtgas-, Schwergas- oder dichteneutrales Verhalten zeigen.
- Explosion durch explosionsfähige (zündfähige) Biogas / Luft-Gemische
- Entstehung von Bränden
- Korrosion durch aggressive Gasbestandteile wie Ammoniak oder Schwefelwasserstoff
- Wassergefährdung durch flüssige Bestandteile
- Luftverunreinigungen durch gasförmige Emissionen

Die Ermittlung und Bewertung dieser Gefahren im Rahmen einer Gefährdungsbeurteilung (gemäß Arbeitsschutzgesetz, Gefahrstoff-, Biostoff- und Betriebssicherheitsverordnung) und die Festlegung entsprechender Schutzmaßnahmen sind wesentliche Eckpfeiler für einen sicheren Betrieb solcher

Anlagen. Dies gilt nicht nur für den normalen Betrieb (einschließlich An- und Abfahren), sondern auch für Wartungs- und Reparaturmaßnahmen sowie die Auswahl der Werkstoffe im Hinblick auf mechanische, chemische und thermische Beständigkeit.

Grundsätzlich ist darauf zu achten, dass Beschaffenheit und Betrieb der Anlagen dem Stand der Technik entsprechen sowie die Freisetzung gefährlicher Gase in die Umgebung verhindert wird⁸.

2 Biogaserzeugung in Deutschland

Einen ersten bescheidenen Aufschwung erfuhr die Biogaserzeugung in Deutschland bereits in den 1950er Jahren mit geschätzten 50 bis 70 Anlagen (BRD und DDR). Da sich die Versorgung mit Kohle und Öl von 1950 an zunehmend verbesserte und Erdöl konkurrenzlos billig war, wurden landwirtschaftliche Biogasanlagen wieder stillgelegt.

2.1 Entwicklung von 1970 bis 1999

Erst die Ölpreiskrise in den 1970er Jahren ließ die Anwendung der Biogastechnologie wieder aufleben. Dieser als Pionierphase (1970-1990) bezeichnete Zeitabschnitt stand im Zeichen der Suche nach energiewirtschaftlichen Alternativen. Kleinstrukturierte Betriebe in Bayern und Baden-Württemberg galten als Keimzelle des Hofanlagenbaus, erste Biogasanlagen wurden unter hohen Anteilen an Eigenleistung vorwiegend in viehhaltenden Betrieben erstellt. „Expertenwissen“ wurde unter den kooperierenden Landwirten, welche der Umweltbewegung zuzurechnen waren, weitergegeben, man half sich gegenseitig. Die Biogaserzeugung erfolgte mit geringem Wirkungsgrad auf niedrigem technischen Niveau. Trotz vieler Fehlschläge waren Landwirte die Protagonisten der Entwicklung, die im Erfolgsfalle die Hemmschwelle für Nachahmungswillige senkten. Erst ab Anfang der 1980er Jahre widmeten sich auch Forschungseinrichtungen der Landwirtschaft und einige landwirtschaftliche Fakultäten zunehmend dem Thema Biogas.

Als weitere Triebfeder der anaeroben Vergärung erwiesen sich die Maßnahmen, die den Problemen der übermäßigen Gülleausbringung – Gewässerverschmutzung sowie die Nitratbelastung des Grundwassers – entgegenwirken sollten. Ausdruck fanden die Überlegungen zu einer sinnvollen Reststoffnutzung und gleichzeitig Problembegrenzung in den ab Mitte der 1980er Jahre erlassenen Güllerverordnungen der Länder. Die Fermentation sollte zur Verbesserung der Düngeeigenschaften von Gülle beitragen, die energetischen Aspekte spielten dabei zunächst keine Rolle.

⁸ Die Kommission für Anlagensicherheit hat ein Merkblatt veröffentlicht (http://www.kas-bmu.de/publikationen/kas/KAS_12.pdf), welches Hinweise für einen sicheren Betrieb von Biogasanlagen gibt. Darüber hinaus werden Unfallereignisse dokumentiert und für Biogasanlagen wesentliche Gesetze, Verordnungen und Regelwerke aufgeführt.

Der Einstieg in ein Vergütungssystem für die Stromerzeugung aus Biogas bildete das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) von 1991, welches zunächst eine Vergütung von 14 Pfg/kWh vorsah. Ein nennenswerter Anlagenzubau erfolgte jedoch erst nach der StrEG-Neufassung von 1994 (geringfügige Anhebung auf 15 Pfg/kWh) in Kombination mit dem „100 Mio.-Programm“ des Bundeswirtschaftsministeriums, welches Investitionszuschüsse für Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien vorsah. Insgesamt wurden im Zeitraum von 1995 bis 1999 Biogasanlagen mit rund 14 Mio. DM gefördert, was die ökonomischen Rahmenbedingungen weiter verbesserte. Um eine Amortisation innerhalb überschaubarer Zeiträume zu erreichen, mussten die Investitionskosten jedoch gering gehalten werden, was die technologische Ausstattung der Fermenter begrenzte. Im Jahr 1998 waren ca. 400 Biogasanlagen installiert, weiterhin vornehmlich als Hofbiogasanlagen in Betrieben der Tierproduktion. Die Größe der güllebasierten Anlagen orientierte sich an der hofbedingten Substratverfügbarkeit und bewegte sich im Bereich von durchschnittlich 50 bis 60 kW_{el}.

2.2 Entwicklung von 2000 bis heute

2.2.1 Verstärkter Aufbruch zwischen 2000 und 2004

Mehrere politische Initiativen beschleunigten Anfang des neuen Jahrhunderts den Anlagenausbau, auch die durchschnittliche Leistung verdoppelte sich von 60 kW_{el} Ende 1999 auf rund 120 kW_{el} 2004. Dies war zunächst die Verabschiedung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000, welches das StrEG ablöste und mit der Entkopplung der Vergütung vom Durchschnittserlös (Verbraucherpreis) zu einer deutlichen Erhöhung des Vergütungssatzes auf 20 Pfg (10,23 Cent)/kWh führte (Anlagen bis 500 kW). Parallel zum EEG wurde eine Förderung von bis zu 30% der Investitionskosten durch das Marktanreizprogramm des Bundes gewährt. Die im Juni 2001 verabschiedete Biomasseverordnung sorgte dafür, dass das EEG nicht abfallwirtschaftlichen, sondern primär energiewirtschaftlichen und klimapolitischen Zielen diene. Bio-Abfallstoffe sollten für energetische Zwecke nur insoweit zugelassen sein, wie sie dazu beitragen, eine Biomasseverstromung kostengünstiger zu realisieren. Europarechtlich wurde das EEG durch die EU-Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung von erneuerbaren Energien abgesichert, welche im September 2001 verabschiedet wurde. Darin wurde letztendlich auf ein europaweit einheitliches Fördersystem verzichtet, welches die Kommission auf Druck der Energieversorgungsunternehmen befürwortete. Dies hätte das EEG zu Fall gebracht, was durch das EU-Parlament, welches ein Vergütungssystem mehrheitlich befürwortete, und den Europäischen Gerichtshof (EuGH) verhindert wurde. Der Generalanwalt des EuGH hatte Ende 2000 verkündet, dass das StrEG, der Vorgänger des EEG, keine unzulässige Beihilfe darstelle, was die Kommission zwang, ihre Position aufzugeben.

Die Richtlinie 2001/77/EG hatte europaweit lediglich einen verstärkten Ausbau der Windkraft zur Folge, während die Wasserkraft stagnierte und die Biomasse nur geringe Zuwächse verzeichnete. Aus diesem Grund legte die Europäische Kommission 2005 einen Biomasse-Aktionsplan vor, der die Mitgliedsstaaten zu vermehrten Anstrengungen für eine verstärkte energetische Nutzung der Biomasse

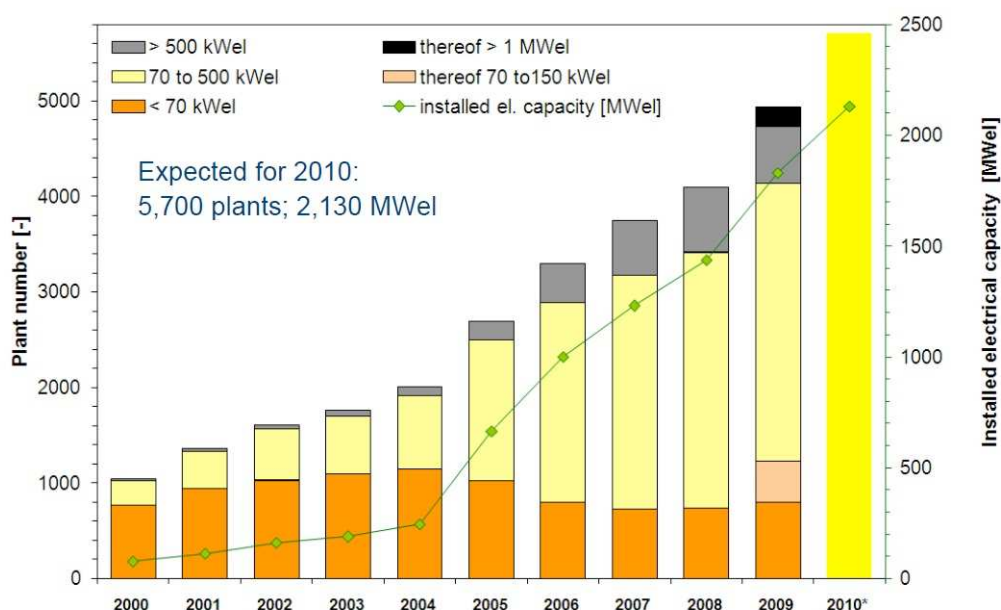
aufforderte. Konzepte hierzu wurden in nationalen Aktionsplänen entwickelt, der deutsche Aktionsplan⁹ im April 2009 veröffentlicht.

2009 wurde die Richtlinie 2001/77/EG durch die Richtlinie 2009/28/EG ersetzt. Diese schreibt vor, dass im Jahr 2020 in der EU insgesamt mindestens 20% des Bruttoendenergieverbrauchs durch erneuerbare Energien bereitgestellt werden müssen. Für die Mitgliedstaaten wurden einzelstaatliche Ziele beschlossen, für Deutschland ein Anteil von 18% festgelegt.

Aufgrund der ausgeweiteten Förderung durch das EEG war mittlerweile ein wirtschaftlich tragfähiges Fundament für den Betrieb von Biogasanlagen geschaffen. Die Stromgestehungskosten lagen zwischen 8 und 13 Cent/kWh. Eine große Variationsbreite war bei den Betriebskosten zu verzeichnen, insbesondere dort, wo nachwachsende Rohstoffe (Nawaro) verwendet wurden. Die Amortisationszeit für Biogasanlagen lag im Bereich von vier bis zwölf Jahren. 2010 Biogasanlagen waren im Jahr 2004 in Betrieb.

In der Phase beginnender Marktrelevanz vergrößerten sich die in den 1990er Jahren gegründeten Unternehmen (z. B. Schmack Biogas GmbH, PlanET Biogastechnik und MT-Energie GmbH) deutlich. Weitere Akteure, darunter die ÖKOBIT GmbH und die Hese Biogas GmbH, traten neu in den Biogasmarkt ein.

Abbildung 2-1: Biogasanlagen in Deutschland - Anzahl und elektrische Leistung



2.2.2 Boomphase, Entwicklungsknick und heutiger Stand

Im Rahmen einer Novellierung des EEG im Jahr 2004 fand eine weitere Diversifizierung der Vergütungssätze auf Grundlage der Anlagengröße statt mit dem

⁹ Biomasseaktionsplan für Deutschland (2009): Beitrag der Biomasse für eine nachhaltige Energieversorgung (http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/45556.php; 5. Januar 2011).

Ziel, insbesondere Kleinanlagen bis zu einer Leistung von 150 kW_{el} stärker zu fördern. Darüber hinaus wurde die Vergütung um ein Bonussystem ergänzt, wovon insbesondere der Nawaro-Bonus eine nachhaltige Wirkung entfaltete. Neuanlagen wurden ausschließlich für den Einsatz nachwachsender Rohstoffe (Nawaro) konzipiert, bestehende Biogasanlagen wurden auf deren Einsatz umgestellt. Dies hatte zur Folge, dass sich der Einsatz industrieller und landwirtschaftlicher Reststoffe (vor allem Gülle) in landwirtschaftlichen Biogasanlagen reduzierte. Der Nawaro-Bonus wurde 2006 von rund 60% aller Biogasanlagen in Anspruch genommen, 2007 waren es bereits über 83%¹⁰.

Auch der KWK-Bonus erzielte die beabsichtigte Lenkungswirkung, die Wärmenutzung nahm weiter zu. 43% der Betreiber gab an, die Kraft-Wärme-Kopplung seit der EEG-Novelle 2004 durchgeführt zu haben.

Tabelle 1: Vergütung für Strom aus Biogas nach § 8 EEG 2004 [Cent/kWh]

Leistungsanteil	Grundvergütung	NawaRo-Bonus	KWK-Bonus	Technologie-Bonus
bis einschließlich 150 kW	11,5	6	2	2
bis einschließlich 500 kW	9,9	6	2	2
bis einschließlich 5 MW	8,9	4	2	2
bis einschließlich 20 MW	8,4	0	2	0

Die EAG-Bau¹¹-Novelle 2004 vereinfachte die baurechtliche Genehmigung von Biogasanlagen bis 500 kW und beförderte den Anlagenzubau zusätzlich. Die Privilegierung kleiner Biogasanlagen im Außenbereich gemäß § 35 BauGB wurde erweitert, indem das eingesetzte Material nicht mehr überwiegend, sondern nur noch zu 50% aus der eigenen Produktion oder aus der benachbarter Betriebe gleicher Art stammen musste. Ziel der Novelle war sowohl die Förderung des Strukturwandels in der Landwirtschaft als auch ein verbesserter Landschaftsschutz.

Insgesamt kam es nach der Neufassung des EEG zu einer regelrechten Marktexplosion. Die gesamte installierte Leistung konnte zwischen 2004 und 2006 annähernd vervierfacht werden (Abbildung 2-1), der jährliche Zubau erhöhte sich von zuvor 30 bis 60 MW_{el} auf 420 MW_{el}. Verantwortlich hierfür war insbesondere die Einführung des Nawaro-Bonus.

Aufgrund des rasanten Wachstums und dem damit einhergehenden Substratbedarf verschärften sich auch die Belastungen für die Umwelt. Im Jahr 2008 erreichte die

¹⁰ Scholwin, F.; Thrän, D. (2008): Monitoring zur Wirkung des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Endbericht. Institut für Energetik und Umwelt Leipzig [Hrsg.]. Leipzig.

¹¹ Gesetz zur Anpassung des Baugesetzbuchs an EU-Richtlinien (Europarechtsanpassungsgesetz Bau - EAG-Bau) vom 24.06.2004, BGBl. Teil I, Nr. 31, S. 1359.

Maisanbaufläche in Deutschland mit über 2 Mio. Hektar ein neues Allzeithoch, welches im Wesentlichen auf den Zubau von Biogasanlagen auf Nawaro-Basis zurückging. Naturschutzverbände wie der NABU fassten die unerwünschten Nebeneffekte als „durch monostrukturelle Überbeanspruchung verursachten Verlust von Biodiversität und zusätzliche Belastung der Umweltmedien Boden und Wasser infolge intensiver Bodenbearbeitung, Düngung und ggf. Pestizideinsatz“ zusammen. Zur Verringerung dieser negativen Effekte müssten sich die Anbausysteme für Energiepflanzen vielmehr in Konzepte der ökologischen Land- und Forstwirtschaft¹², zumindest jedoch in Konzepte des integrierten Anbaus einfügen. Aus Naturschutzsicht verschlechtert sich darüber hinaus die Neuausweisung von Biotopverbundflächen und Schutzgebieten aufgrund des verschärften Nutzungsdrucks durch die Ausweitung des Biomasseanbaus. Auch der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) mahnte an, dass die Förderung erneuerbarer Energien, d.h. auch Produktion und Nutzung von Biomasse, den Prinzipien der Nachhaltigkeit sowie der Natur- und Umweltverträglichkeit entsprechen müsse¹³.

Einer ersten Krise sah sich der Biogassektor in den Jahren 2007/2008 ausgesetzt, die auf deutlich gestiegene Preise für Agrarprodukte zurückzuführen war. Seit Ende 2006 hatte sich der Preis für Mais und Weizen mehr als verdoppelt. Vor allem Anlagenbetreiber, die auf den Zukauf von Substraten angewiesen waren, und keine langfristigen Festpreis-Lieferverträge mit den Landwirten ausgehandelt hatten, gerieten durch den Preisanstieg an den Rand der Wirtschaftlichkeit. Dieser Umstand bremste den Anlagenzubau spürbar ab. Gingen 2007 nur noch rund 450 Anlagen mit ca. 300 MW ans Netz, so waren es mit rund 300 Anlagen im Jahr 2008 nochmals deutlich weniger. Betroffen waren aus den bereits genannten Gründen insbesondere Nawaro-Biogasanlagen. Mitte 2008 gingen die Preise für Mais wieder deutlich zurück und erreichten Ende 2008 wieder das Niveau von 2006. Außerdem setzte der Gesetzgeber wichtige Impulse mit einer Neufassung des EEG, einer novellierten Gasnetzzugangsverordnung und einem EE-Wärme-Gesetz. In der zweiten Jahreshälfte 2008 zeichnete sich bereits wieder ein Nachfrageanstieg bei Anlagenbauern und –planern ab.

Die im EEG 2009 festgelegte Einspeisevergütung für Strom aus Biogas wurde für Kleinanlagen (<150 kW) als auch für Anlagen bis zu 500 kW um 1 Cent erhöht, ebenso der Nawaro-Bonus, dessen bisher geltendes Ausschließlichkeitsprinzip etwas gelockert wurde. Der Bonus kann seitdem auch bei gleichzeitiger Nutzung von Reststoffen aus der Industrie, wie z.B. Biertreber oder Rapskuchen und Glycerin aus der Biodieselproduktion beansprucht werden. Um dem Rückgang des Einsatzes von Gülle als Gärsubstrat entgegenzuwirken, wurde zusätzlich ein Güllebonus eingeführt. Neu hinzu kam zusätzlich ein Landschaftspflegematerial-Bonus von 2 Cent/kWh, welcher eine wirtschaftliche Besserstellung der Verwendung von

¹² NABU (o. J.): *Naturverträgliche energetische Nutzung von Biomasse*.

¹³ SRU (2007): Sondergutachten „Klimaschutz durch Biomasse“. (http://www.umweltrat.de/clin_135/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2007_SG_Bioma_sBi_Buch.html; 9.12.2010)

Pflanzen/Pflanzenmateriel bewirken soll, das im Rahmen der Landschaftspflege anfällt. Der Bonus gilt als Zugeständnis an die Umwelt- und Naturschutzverbände.

Im Rahmen des integrierten Energie- und Klimaschutzprogramms (IEKP) der Bundesregierung wurde die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV), die bereits im Jahr 2005 im novellierten Energiewirtschaftsgesetz angelegt war, um ambitionierte Ziele für die Biogaseinspeisung ergänzt. Außerdem wurde ein vorrangiger Netzzugang für Biogas verankert. Die zeitgleich novellierte Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) sah nun vor, dass der Netzbetreiber dem Transportkunden, in diesem Falle dem Biogaslieferanten, ein pauschales Entgelt für vermiedene Netzkosten in Höhe von 0,7 Cent/kWh zahlt. Da die Gewinnung und Aufbereitung sowie Einspeisung des gewonnenen Biogases erst ab einer gewissen Mindestanlagengröße (>1.000 m³/h Rohgas) wirtschaftlich ist, kommen diese Regelungen vor allem Betreibern von großen Biogasanlagen zugute. Dies setzt in gewisser Weise gegenläufige Impulse zum EEG 2009, welches eher auf die Bedürfnisse der landwirtschaftlichen Klientel mit deren kleinen und mittleren Anlagen ausgerichtet ist. Wegen des erhöhten Investitionsbedarfs engagieren sich vor allem größere Unternehmen (Energieversorgungsunternehmen, Anlagenhersteller, Stadtwerke) als Betreiber von Biogaseinspeisungsanlagen. Derzeit (Dezember 2010) sind bereits 44 Anlagen in Betrieb, 29 in Bau und 32 weitere in Planung. Grund für diesen starken Zuwachs ist die ambitionierte Einspeisezielsetzung in § 41a der GasNZV, welche bis zum Jahr 2020 6 Mrd. m³, bis zum Jahr 2030 10 Mrd. m³ Biogas anpeilt. Zusätzlich macht der Technologiebonus des EEG den Bau von Einspeiseanlagen interessant.

Tabelle 2: Vergütung für Strom aus Biogas nach § 27 und Anlage 2 EEG 2009 [Cent/kWh]

Leistungsanteil	Grundvergütung	Nawaro-Bonus	Landschaftspflegematerial-Bonus	Gülle-Bonus	KWK-Bonus	Technologie-Bonus
bis einschl. 150 kW	11,67 (12,67)	6	2	2	3	3
bis einschl. 500 kW	9,18 (10,18)	6	2	2	3	3
bis einschl. 5 MW	8,9	4	-	-	3	3
bis einschl. 20 MW	8,4	-	-	-	3	-

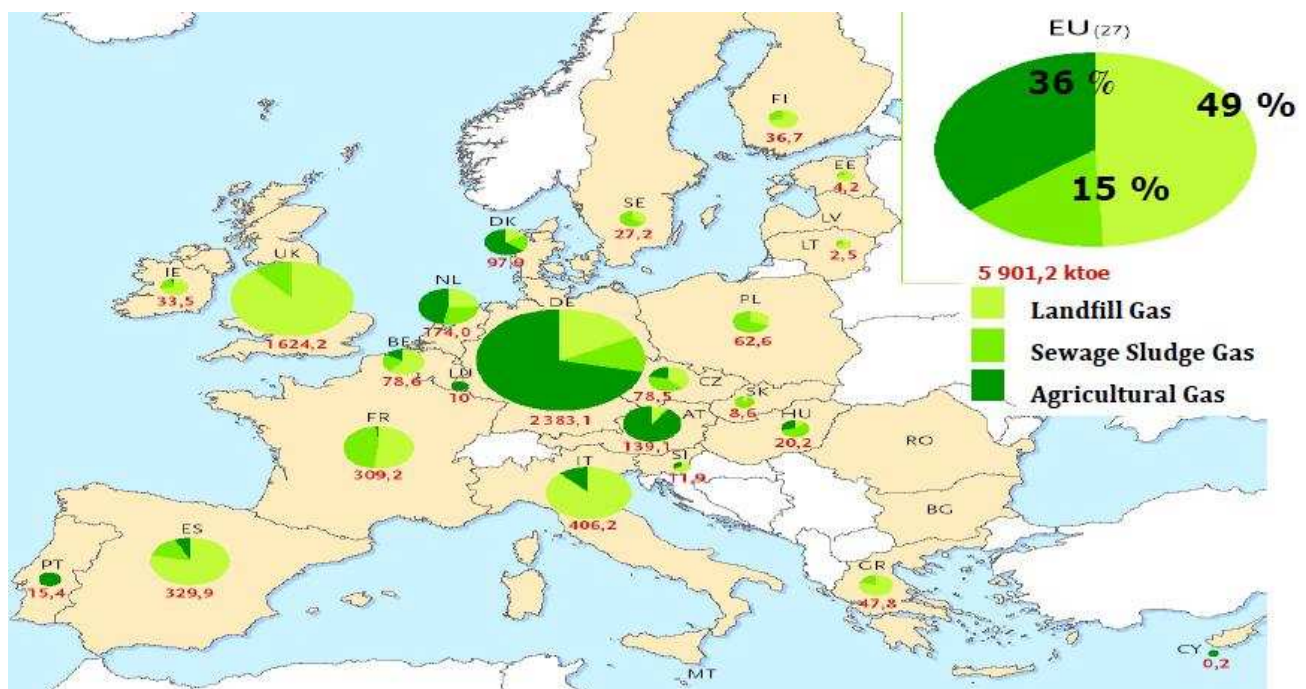
Klammerwerte: Bei erforderlicher Einhaltung der Formaldehyd-Grenzwerte TA-Luft (i.d.R. Anlagen über 350 kW_{el})

Trotz des zwischenzeitlichen Rückgangs des Anlagenzubaus 2007/2008 lässt sich erkennen, dass der Biogassektor in Deutschland insbesondere seit der ersten Neufassung des EEG 2004 einen beeindruckenden Aufschwung erfahren hat (Abbildung 2-1). Aktuell sind ca. 5.700 Biogasanlagen mit einer installierten Leistung

von 2.130 MW_{el} in Betrieb. Eine Prognose aus dem Jahr 2008¹⁴ war von 5.900 Anlagen mit einer Leistung von 2.140 MW_{el} bis zum Jahr 2012 ausgegangen. Dies zeigt, dass die Prognosen der tatsächlichen Entwicklung hinterherlaufen – ein Phänomen, das auch in anderen Bereichen der erneuerbaren Energien zu beobachten ist.

Der Vergleich mit anderen europäischen Staaten verdeutlicht, dass die Entwicklung des Biogassektors in Deutschland sehr weit fortgeschritten ist (Abbildung 2-2). 40% des Gesamtbiogasaufkommens in der EU ist in Deutschland zu verzeichnen. Für Biogas aus dem landwirtschaftlichen Bereich liegt der Anteil sogar noch wesentlich höher, da die meisten EU-Mitgliedsländer Biogas fast ausschließlich aus Deponien und Klärschlämmen gewinnen. Nennenswerte Biogasmengen aus der Landwirtschaft werden lediglich in Österreich, den Niederlanden und Dänemark produziert. In der Tschechischen Republik hat sich der Anlagenbestand dank der Einspeisevergütung von 16 Cent/kWh und dem Investitionszuschuss von 30% in den letzten Jahren sehr positiv entwickelt und liegt aktuell bei ca. 230 Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von 112 MW.

Abbildung 2-2: Primärenergie aus Biogas in der EU im Jahr 2007 in Öläquivalenten (ktoe)



Quelle: EurObserv'ER

Im gesamten Ostseeraum spielt Biogas mit Ausnahme von Deutschland und Dänemark bisher so gut wie keine Rolle. Aufgrund der nach wie vor großen Bedeutung des landwirtschaftlichen Sektors z.B. in Polen und der bisher ungenutzten Biomassepotenziale stellt der Ostseeraum einen beachtlichen Markt für Biogastechnikanbieter dar, der jedoch erst noch erschlossen werden muss. Aufgrund der Vorgaben der Europäischen Kommission zur Steigerung des Anteils

¹⁴ ecoprog & fraunhofer UMSICHT (2008): Der Markt für Biogasanlagen in Deutschland. (http://ecoprog.com/studie_biogas.php; Abruf 21.08.2009)

erneuerbarer Energien an der Energieerzeugung (Richtlinie 2009/28/EG) wird sich auch der Ausbau des Biogassektors beschleunigen. In Lettland wurde die Attraktivität zur Errichtung von Biogasanlagen durch eine gesetzliche Einspeisevergütung, welche mit 13 bis 23 Cent/kWh in etwa deutsches Niveau erreicht, maßgeblich verbessert.

Polen, dessen Stromerzeugung zu 90% auf Stein- und Braunkohle basiert, plant die Installation von 2000 Biogasanlagen bis 2020. Hierzu werden von Seiten des Landwirtschafts- und Wirtschaftsministerium derzeit umfangreiche Programme ausgearbeitet. Ein sehr großer Anreiz für Investitionen in Biogasanlagen stellen Direktzuschüsse in Erneuerbare-Energien-Projekte im Rahmen der EU-Strukturfonds 2007 bis 2013 dar, die bis zu 70% der Investitionssumme erreichen können.

3 Übersicht der Biogastechnikanbieter in Deutschland

Die Übersicht soll den Biogastechnikmarkt in Deutschland abbilden und gibt für potentielle Kunden eine kurze, stichwortartige Beschreibung der Akteure sowie deren Kontaktdaten an. Sie erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit¹⁵. Hersteller einzelner Komponenten werden nur beispielhaft aufgeführt.

3.1 Anbieter für Komplettanlagen

Die im Folgenden aufgeführten Hersteller planen und installieren komplette Biogasanlagen („turnkey“-Anlagen).

BEKON Energy Technologies GmbH & Co. KG

Feringastrasse 9
 D-85774 Unterföhring
 Tel: (+49) 089/ 90 77 959-0
 Fax:(+49) 089/ 90 77 959-29
 kontakt@bekon.eu
 http://bekon.eu

- Trockenfermentationsanlagen für Bioabfälle und Nawaro zwischen 330 und 1000 kW_{el}
- Kapazität bestehender Anlagen kann durch modulartigen Aufbau (Garagenverfahren) erweitert werden
- Referenzanlagen in Deutschland, Italien und der Schweiz, teilweise mit Eigenbeteiligung

¹⁵ Weitere Herstellerfirmen sind z.B. unter <http://www.multitalent-biogas.de/> zu finden.

BioConstruct GmbH

Büro Niedersachsen
 Wellingstr. 66
 D-49328 Melle
 Tel: 05226 / 5932 - 0
 Fax: 05226 / 5932 – 11
<http://www.bioconstruct.de>

Büro Sachsen-Anhalt
 Industriestraße 8a
 D-39291 Schoppsdorf

- Anlagen (Nassfermentation) überwiegend bis 500 kW_{el}
- Referenzanlagen in Italien und der Tschechischen Republik
- Erfahrung mit Anlagen zur Grassilagevergärung
- Internetauftritt auch in Englisch und Polnisch verfügbar
- Ca. 80 Mitarbeiter

BiogasNord GmbH

Werningshof 2-4
 D-33719 Bielefeld
 Tel: +49 (0)521 9633 0
 Fax: +49 (0)521 9633 500
info@biogas-nord.de
<http://www.biogas-nord.com/>

- Anlagen von 60 kW_{el} bis in den Megawattbereich nach dem Speicher-Durchfluss-Verfahren
- Projekte überwiegend in Deutschland und den Niederlanden, zwei Anlagen in Weißrussland installiert
- Homepage u.a. in Englisch und Polnisch verfügbar
- 180 Mitarbeiter, 67 Mil. € Marktkapitalisierung

FARMATIC Anlagenbau GmbH

Kolberger Straße 13
 24589 Nortorf (Schleswig-Holstein)
 Tel:+49 (0) 4392/9177-0
 Fax: +49 (0) 4392/5864
info@farmatic.com
<http://www.farmatic.com/>

- NawaRo-, Kofermentations und Klärschlammanlagen in Deutschland, Dänemark und weltweit
- Installation von Kläranlagen; Behälterbau (Trinkwasser, Silos, Hochsilos für Silagen)
- Bietet zusätzlich Einzelkomponenten, insbesondere Fermenterdächer, Rührwerke und Wärmetauscher an

Eggersmann Anlagenbau

Carl-Zeiss-Str. 8
 D-32549 Bad Oeynhausen
 Tel: +49 (0)5734 6690-0
 Fax: +49 (0)5734 6690-140
 anlagenbau@f-e.de
 www.f-e.de

- Produkt KOMPOFERM[®] plus: thermophiles Trockenfermentationsverfahren mit Perkolatspeicher mit automatischer Befüllung (optional)
- Produkt KOMPOFERM[®] Hybrid: parallele Trocken- und Nassfermentation mit Gärrestenachbehandlung (Rottetunnel)
- beide Verfahren wurden für Bioabfälle entwickelt

EnviTec Biogas GmbH

Boschstraße 2
 D-48369 Saerbeck
 Tel: +49 (0) 25 74 / 88 88 - 0
 Fax: +49 (0) 25 74 / 88 88 - 800
 info@envitec-biogas.de
 http://www.biogas.de

- Anlagen ab 70 kW_{el} bis 4 MW_{el}
- Marktführer in Deutschland (nach eigenen Angaben), Vetreutungen weltweit, darunter Polen und Lettland
- Insgesamt 411 Mitarbeiter
- Bietet zusätzlich Formaldehydreduzierung sowie Biomethanaufbereitung in Kooperation mit Greenlane an
- Polnisches Tochterunternehmen EnviTec Polska
- Zertifiziert nach DIN EN ISO 9001

MT-Energie GmbH

Ludwig-Elsbett-Straße 1
 D-27404 Zeven (Niedersachsen)
 Tel.: +49 (0) 42 81 / 98 45 0
 Fax.: +49 (0) 42 81 / 98 45 100
 info@mt-energie.com
 http://www.mt-energie.com

- Anlagen mit 110 kW_{el} bis 1MW_{el} mit zweistufiger, kontinuierlicher Nassfermentation (3 Behälter)
- eigene Eintragskomponentenentwicklungen
- 350 Mitarbeiter, 80 Mil. € Jahresumsatz
- Europaweites Engagement, Internetseiten in Polnisch und Lettisch verfügbar

ÖKOBiT GmbH

Jean-Monnet-Straße 12
 D-54343 Föhren
 Tel: +49 (0) 65 02 /93859-0
 Fax: +49 (0) 65 02 /93859-29
 info@oekobit.com
 http://www.oekobit-biogas.de

- Planung und Bau von Anlagen mit zweistufiger, kontinuierlicher Nassfermentation
- Anlagenmonitoring, Wartung, prozessbiologische Betreuung, Stoffstrommanagement
- Eigenbeteiligung an den Anlagen
- Biogasaufbereitung mittels Druckwasserwäsche
- 70 Mitarbeiter
- Webseite in Englisch und Polnisch

PlanET Biogastechnik GmbH

Niederlassung Essen
 Girardet Straße 2-38
 D-45131 Essen
 Tel.: + 49 (0) 2 01 / 24 49 83 - 0
 Fax: + 49 (0) 2 01 / 24 49 83 – 10
 info@planet-biogas.com
 www.planet-biogas.com

- Hofbiogas-, NawaRo- und Kofermentationsanlagen (Speicher-Durchfluss-Anlagen) zwischen wenigen kW und mehreren MW Leistung
- Biogasaufbereitung wird mit Kooperationspartnern realisiert
- Weltweit agierendes Unternehmen, ca. 200 Mitarbeiter

SBBiogas GmbH

Mainleite 35
 D-97340 Marktbreit
 Tel.: +49 (0) 9332 - 50 55 0
 Fax: +49 (0) 9332 - 50 55 55
 info@sbbiogas.de
 http://www.sbbiogas.de

- Kombination von thermophiler Fermentation und mesophiler Nachgärung mit 20-30% höherer Gasausbeute
- Behälter-im-Behälter-Bauweise
- Nutzung des Biowärmepotentials für benachbarte Gebäude
- Sedimententnahme im laufenden Betrieb (patentiertes Verfahren)

- Wartung sämtlicher Komponenten (inklusive Rührwerke) im laufenden Betrieb
- Junges Tochterunternehmen der der SBB Beutler & Lang GmbH & Co.KG (Behälterbau)

Schmack Biogas GmbH

Bayernwerk 8
 D-92421 Schwandorf
 Tel.: +49 (0) 94 31/ 751 – 0
 Fax: +49 (0) 94 31/ 751 - 204
 info@schmack-biogas.com
 http://www.schmack-biogas.com/

- Unternehmen der Viessmann-Gruppe
- Bau einer 5 MW_e-Anlage in Kallmünz für E.on Bayern AG und REWAG
- Biogasaufbereitung durch Druckwechseladsorption (Schmack CARBOTECH GmbH)

WELtec-BioPower GmbH

Zum Langenberg 2
 D-49377 Vechta
 Tel.: +49 (0)4441 / 99 97 8-0
 Fax: +49 (0)4441 / 99 97 8-8
 info@weltec-biopower.de
 http://www.weltec-biopower.de

- Flüssigfermentationsanlagen mit <150 kW bis zu Großanlagen im MW-Bereich
- Bindet passende BHKW-Lösung in die Anlagenplanung ein
- Biogasaufbereitung mittels Aminwäsche, Druckwechseladsorption oder Druckwasserwäsche (in Kooperation)
- Errichtung des Biogasparks Könnern (Sachsen-Anhalt) mit 1.800 Nm³/h Biomethan
- Zertifiziert nach DIN EN ISO 9001 und 14001

3.2 Komponentenlieferanten

Blockheizkraftwerke (BHKW) und Motoren

HAASE Energietechnik AG

Hans Josam (Biogasanlagen/NaWaRo/Kofermentationsanlagen)
 Gadelander Straße 172
 D-24539 Neumünster (Schleswig-Holstein)
 Tel.: +49 (0) 4321 878-218
 Fax: +49 (0) 4321 878-29
 hans.josam@haase.de
 http://www.haase-energietechnik.de

- BHKW (500 kW_{el} bis mehrere MW_{el}) für Biogas-, Deponie- und Klärgasanlagen
- Anbieter von Biomethananlagen inklusive Biogasaufbereitung („BiogasVerstärker“: physikalisch-organische Biogaswäsche)
- Betriebsführungsverträge zur biologischen Betreuung sowie technischen- und kaufmännischen Betriebsführung von Biogasanlagen
- DIN EN ISO 9001- und 14001-zertifiziert
- Website in Englisch verfügbar

Dreyer & Bosse Kraftwerke

Streßelfeld 1
 D-29475 Gorleben
 Tel.: +49 (0) 5882 - 9872-0
 Fax: +49 (0) 5882 - 9872-20
 info@dreyer-bosse.de
 http://www.dreyer-bosse.de

- Blockheizkraftwerke mit Zündstrahl- (70 bis 265 kW_{el}) oder Gas-Otto-Motoren (80 bis 1030 kW_{el})
- Biomethanerzeugung mittels Aminwäsche
- Internetseite auch in Englisch verfügbar

enertec Kraftwerke GmbH

Treffurter Weg 11
 D-99974 Mühlhausen
 Tel.: +49 (0) 36 01 / 40 68 5 -0
 Fax: +49 (0) 36 01 / 40 68 5 -21
 info@enertec-kraftwerke.de
 http://www.enertec-kraftwerke.de

- BHKW von 15 bis 500 kW_{el}
- Neben Biogas auch Anlagen für Flüssig-, Gruben-, Klär-, und Deponiegas
- 20 Mitarbeiter

Schnell Zündstrahlmotoren AG & Co. KG

Hugo-Schrott-Straße 6
 D-88279 Amtzell
 Tel.: 07520 - 966 10
 Fax: 07520 - 53 88
 info@schnellmotor.de
 www.schnellmotor.de

- Zündstrahlmotoren-BHKW von 40 bis 350 kW_{el}, Wirkungsgrade bis 47%
- Neben Biogas auch für Pflanzenöl geeignet
- 180 Mitarbeiter

Biogasaufbereitung und -einspeisung

MT-Biomethan GmbH

Ludwig-Elsbett-Straße 1
 D-27404 Zeven
 Tel.: +49 (0) 4281 / 98 45 0
 Fax.: +49 (0) 4281 / 98 45 100
 info@mt-biomethan.com
 http://www.mt-biomethan.com

- Biogasaufbereitung mittels druckloser Aminwäsche
- Einspeise- und Transporttechnik (Konditionierung, Verdichtung, Trocknung, volumetrische Messung, Qualitätsmessung und Odorierung)

4 Verwendete Literatur

Bruns, E.; Ohlhorst, D; Wenzel, B.; Köppel, J. (2009): Erneuerbare Energien in Deutschland – eine Biographie des Innovationsgeschehens. Universitätsverlag der TU Berlin.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2009): Biogas – eine Einführung. 6. überarbeitete Auflage, Gülzow, Juli 2009 (www.bio-energie.de, 15.12.2010).

Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H. (2009): Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren. 2. Auflage. Berlin: Springer, 2009 – ISBN 978-3-540-85094-6

Postel, J.; Jung, U.; Fischer, E.; Scholwin, F. (2009): *Stand der Technik beim Bau und Betrieb von Biogasanlagen. Bestandsaufnahme 2008*. Dessau-Roßlau, Umweltbundesamt.

VDI-Richtlinie 3475 Blatt 4 (2010): Biogasanlagen in der Landwirtschaft – Vergärung von Energiepflanzen und Wirtschaftsdünger. Kommission Reinhaltung der Luft im VDI und DIN – Normenausschuss KRdL, Fachbereich Umweltschutztechnik.