biogasportal.info

BIOMETHAN

BIOENERGIE

Gefördert durch:

Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE e.V.

IMPRESSUM

Herausgeber
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR)
OT Gülzow, Hofplatz 1
18276 Gülzow-Prüzen
Tel.: 03843/6930 – 0
Fax: 03843/6930 – 1 02
info@fnr.de
www.nachwachsende-rohstoffe.de
www.fnr.de

Mit Förderung des Bundesministeriums für Ernährung,
Landwirtschaft und Verbraucherschutz aufgrund eines
Beschlusses des Deutschen Bundestages

Text
Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES/
Bereich Bioenergie-Systemtechnik
Michael Beil, Wiebke Beyrich, Uwe Holzhammer, Thomas Krause

Redaktion
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR)/Abteilung Öffentlichkeitsarbeit

Bilder
Titel: HAASE Energietechnik AG & Co. KG, Neumünster

Gestaltung und Realisierung
www.tangram.de, Rostock

Druck
www.druckerei-weidner.de, Rostock

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier
mit Farben auf Pflanzenölbasis

Bestell-Nr. 531
FNR 2012

INHALT

1	**Einleitung**	**4**
2	**Ökologische Betrachtung der Biomethanproduktion – Nachhaltigkeit**	**6**
3	**Biogasbereitstellung**	**11**
4	**Biomethanproduktion und -transport**	**13**
4.1	Biogasreinigung	13
4.2	Verfahren zur Kohlendioxid-Abtrennung	14
4.3	Abgasnachbehandlung	21
4.4	Struktur des deutschen Erdgasnetzes	22
4.5	Biogaskonditionierungs- und -einspeiseanlagen	23
4.6	Anlagensicherheit	25
5	**Nutzungsmöglichkeiten von Biomethan**	**26**
5.1	Biomethannutzung	26
5.2	Biomethanhandel und Nachweisführung	28
6	**Rechtliche Rahmenbedingungen und Wirtschaftlichkeit**	**29**
6.1	Rechtliche Rahmenbedingungen	29
6.2	Technische Regelwerke	33
6.3	Vertragsstrukturen und Projektkonstellationen	34
6.4	Wirtschaftlichkeit	38
7	**Anhang**	**41**
7.1	Allgemeiner Hinweis zu Rechtsthemen	41
7.2	Weiterführende Informationen	41
7.3	Abbildungsverzeichnis	41
7.4	Tabellenverzeichnis	42
7.5	Literaturverzeichnis	42
7.6	Abkürzungsverzeichnis	45
7.7	Verwendete Einheiten	46

1 EINLEITUNG

Die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan hat in den letzten Jahren deutlich an Relevanz gewonnen. Im Gegensatz zur „Vor-Ort-Verstromung“ bietet die Biogasaufbereitung zu Biomethan und die nachfolgende Einspeisung in Erdgasnetze mehrere Vorteile. Durch die Nutzung des Biomethans am Ort eines hohen Wärmebedarfs trägt die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan dazu bei, den Anteil der extern nutzbaren Wärmeenergie deutlich zu erhöhen, was wiederum zu einer Steigerung der Gesamteffizienz bei der Biogasnutzung führt. Wesentliche Merkmale stellen dabei die örtliche und zeitliche Entkopplung von Produktion und Nutzung dar. Neben dem Vorteil einer effizienteren Nutzung an Orten mit hinreichendem Wärmebedarf kann Biomethan durch die Speicherfunktion des Erdgasnetzes einen wichtigen Beitrag zur bedarfsorientierten Energiebereitstellung liefern. Einen weiteren wesentlichen Vorteil bilden die flexibleren Nutzungsmöglichkeiten, da Biomethan der Zusammensetzung von Erdgas ähnelt – daher wird Biomethan zum Teil auch als Bioerdgas bezeichnet. Biomethan kann energetisch zur gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme (Kraft-Wärme-Kopplung in Blockheizkraftwerken), als Kraftstoff in Erdgasfahrzeugen und als Erdgassubstitut in Erdgas-Brennern zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden. Darüber hinaus besteht zudem die Möglichkeit der stofflichen Nutzung als Rohstoff für die chemische Industrie.

Abb. 1: Beispiel für eine Biogasanlage mit anschließender Aufbereitung zu Biomethan [13]

Im Bericht zur Umsetzung des Integrierten Energie- und Klimaprogramms (IEKP) der Bundesregierung vom 5. Dezember 2007 wurde festgestellt, dass bis zum Jahr 2030 ein Biogaspotenzial erschlossen werden kann, das 10 % des deutschen Erdgasverbrauchs entspricht. In diesem Rahmen erfolgte die Zieldefinition einer jährlichen Biogaseinspeisung in Höhe von 6 % (ca. 6 Mrd. m^3/a) des deutschen Erdgasverbrauchs bis 2020 und 10 % (ca. 10 Mrd. m^3/a) bis 2030. Die Intention des Gesetzgebers besteht hierbei in der Verringerung der Importabhängigkeit von Erdgas, der Schaffung von Impulsen zur klimaschonenden Energieerzeugung sowie in der verstärkten Nutzung in den effizienten Verwertungspfaden der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und als Fahrzeugkraftstoff. Im Rahmen der Novellierung der Gasnetzzugangsverordnung erfolgte die Implementierung dieser Zieldefinition in die Verordnung. Das technische Primärenergiepotenzial für Biogas bezogen auf das Jahr 2020 beträgt 503 PJ/a [1]. Im Vergleich dazu entsprechen 6 Mrd. m^3/a (aufbereitetes) Biogas (unter der Annahme eines Methangehaltes von 100 %) ca. 215 PJ/a.

Ende 2011 befanden sich in Deutschland ca. 7.100 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von insgesamt 2.780 MW und damit einer jährlichen Stromproduktion von etwa 18 Mio. MWh in Betrieb [15]. Davon bereiteten 83 Anlagen das Biogas zu Biomethan auf. Die Gesamtaufbereitungskapazität des Rohbiogases betrug dabei rechnerisch ca. 103.000 m^3/h, was bei Nennlastbetrieb und der Annahme eines durchschnittlichen Methangehaltes von 55 % einer Biomethanproduktion von etwa 57.000 m^3/h entspricht. Mit einer Gesamtkapazität von 4,8 Mrd. kWh/a entspricht dies 8 % des Ausbauziels des Jahres 2020 [12].

Bis Ende 2012 erwartete der Fachverband Biogas e. V. einen Zuwachs auf 7.400 Biogasanlagen mit einer elektrischen Leistung von 2.900 MW [15]. Mit Stand 01/2012 befinden sich knapp 60 weitere Biogasaufbereitungsprojekte in der Bau- und Planungsphase.

ENTWICKLUNG VON BIOGASAUFBEREITUNGSANLAGEN IN DEUTSCHLAND

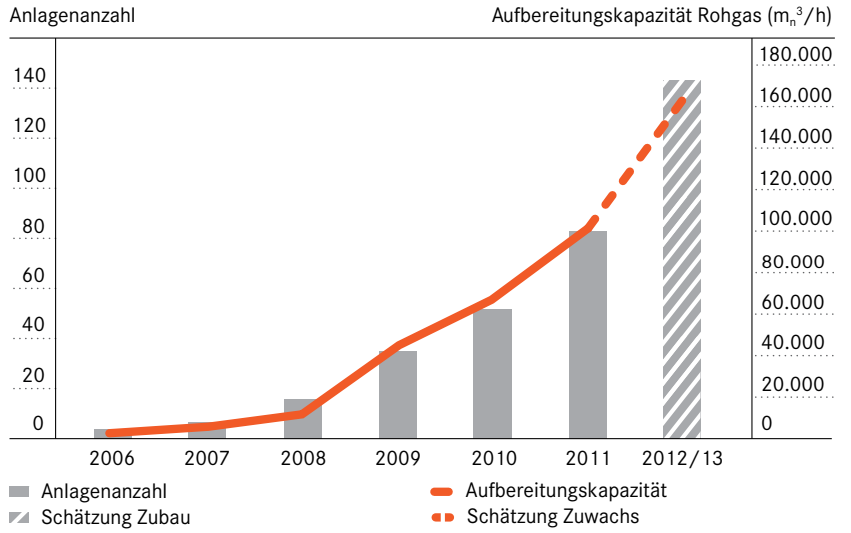

Abb. 2: Entwicklung der Aufbereitungskapazität (Rohgas) von Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland im Zeitraum 2006–2011 mit einer Abschätzung des Zubaus und Zuwachses für 2012/13, mit Stand Dezember 2011 (kumuliert) [12]

2 ÖKOLOGISCHE BETRACHTUNG DER BIOMETHANPRODUKTION – NACHHALTIGKEIT

Das Prinzip der Nachhaltigkeit stammt ursprünglich aus der Forstwirtschaft und wurde hier Anfang des 18. Jahrhunderts zum ersten Mal schriftlich formuliert [3]. Die auch heute noch weitestgehend anerkannte Definition für Nachhaltigkeit stammt aus dem Brundtland-Bericht der Weltkommission für Umwelt und Entwicklung von 1987. Demnach gilt eine Entwicklung als nachhaltig, wenn die Bedürfnisse der gegenwärtigen Generation befriedigt werden, ohne dass zukünftige Generationen in ihren Bedürfnissen eingeschränkt werden [1].

Abb. 3: Mischfruchtanbau von Energiepflanzen [14]

Übertragen auf die Konzeption und Betriebsweise einer Biogasproduktions- bzw. Biogasaufbereitungsanlage heißt das, einen möglichst relevanten ökonomischen Gewinn bei hoher ökologischer und sozialer Verträglichkeit zu erzielen. Die Nutzung von tierischen Exkrementen und pflanzlichen Reststoffen gilt deshalb als eine sehr nachhaltige Art der Energiebereitstellung. Die größten Potenziale bietet der Einsatz von Energiepflanzen. Allerdings ergibt sich aufgrund der begrenzt nutzbaren landwirtschaftlichen Flächen und der damit einhergehenden zunehmenden Konkurrenzsituation bei der energetischen Verwendung der Biomasse die Notwendigkeit einer nachhaltigen Produktionsweise und einer möglichst effizienten Nutzung.

Nachhaltigkeitsanforderungen an Biokraftstoffe und flüssige Biotreibstoffe für die Stromproduktion

Mit der Verabschiedung der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (BiokraftNachV) und der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) seitens der Bundesregierung im Jahre 2009 wurden verbindliche Nachhaltigkeitskriterien für flüssige Biomasse zur Erzeugung von Strom bzw. für flüssige und gasförmige Biomasse zur Erzeugung von Biokraftstoff definiert. Damit soll eine hohe Treibhausgasminderung bei der Nutzung von Biomasse sichergestellt werden. Die gesetzlichen Anforderungen an die nachhaltige Produktion gelten somit auch für den ab 2011 in Verkehr gebrachten Biokraftstoff Biomethan (aufbereitetes Biogas).

Treibhausgasminderung

Ein zentraler Aspekt der Nachhaltigkeit ist der Klima- und Ressourcenschutz und damit die Vermeidung von Treibhausgasemissionen. Zu den wichtigsten Treibhausgasen (THG) zählen Kohlendioxid (CO_2), Methan (CH_4), Distickstoffoxid (sog. Lachgas N_2O) und fluorierte Verbindungen wie Fluorchlorkohlenwasserstoffe (FCKW) [6].

Für die Treibhausgasemissionen der mittels Biogas und Biomethan bereitgestellten Energiemengen sind folgende Faktoren entlang der Wertschöpfungskette maßgeblich verantwortlich (ergänzt nach [5]):

- die eingesetzte Biomasse selbst und deren Anbau,
- der Transport, die Lagerung und Konservierung (Silierung) der Biomasse,
- die Anlagen- und Fermentationstechnik,
- die Biogas- und Biomethanverluste in die Atmosphäre,
- die Gärrestlagerung und -ausbringung,
- die Biogasverwertung/-nutzung und
- die Biogasaufbereitung auf Erdgasqualität und anschließende Verwertung/Nutzung;

wobei der höchste Anteil an den Emissionen innerhalb des Gesamtprozesses bei optimaler Anlagentechnik bei der Bereitstellung der Biomasse entsteht. Bereits eine intelligente Rohstoffauswahl kann somit die THG-Bilanz positiv beeinflussen, weshalb insbesondere die Nutzung von Rest- und Abfallstoffen empfehlenswert ist.

Mit THG-Emissionen von rund 130 Mio. t CO_2-Äquivalent/Jahr (ca. 13 % der Emissionen Deutschlands) trägt die Landwirtschaft zum Klimawandel bei. Die Wiederkäuerverdauung (CH_4), der Ackerbau (CO_2 und N_2O), der Kohlenstoff-Abbau ehemaliger Niedermoore und der Energiebedarf für die eingesetzten Betriebsmittel sind dabei die maßgeblichen Quellen [4]. Gleichzeitig ist die Landwirtschaft nicht nur Quelle von Treibhausgasen, sondern trägt auch mittels CO_2-Einlagerung durch die Pflanzen im Rahmen der Photosynthese zu deren Verminderung bei.

Auch Biogas und Biomethan können als Ersatz von fossilen Energieträgern einen entscheidenden Beitrag zur Umweltentlastung durch die Verringerung von CO_2-Emissionen liefern. Entscheidend ist dabei im Grunde die Verluste von Biogas und Biomethan so gering wie möglich zu halten, da Methan um den Faktor 21 [6] bzw. 25 [7] klimawirksamer ist als CO_2.

Neben den Treibhausgasemissionen bei der Produktion von Biogas und Biomethan hat die effiziente Verwendung großen Einfluss auf die Treibhausgasminderung. Besonders die Stromerzeugung bei gleichzeitiger Nutzung der während der Stromproduktion anfallenden Wärme erzielt eine spürbare Reduktion an Treibhausgasen. Aus Gründen der effizienten Ausnutzung der eingesetzten Biomasse entstehen immer mehr Wärmeversorgungskonzepte in Dörfern und Kommunen, die durch Biogasanlagen bedient werden. Ist auf der Biogasanlage oder in einigen Kilometern

Entfernung keine vollständige und effiziente Wärmenutzung möglich, bietet sich die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan an. Biomethan kann so über das Erdgasnetz transportiert und an einem Ort mit hohem Wärmebedarf genutzt werden.

Bei der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan entstehen allerdings zusätzliche klimarelevante Emissionen, hauptsächlich aufgrund des Wirkungsgrades der Aufbereitung (Methanschlupf) und des Eigenenergiebedarfes der Aufbereitungs- und Einspeiseanlage. Neben technischen Energiesparmaßnahmen hat auch die Nutzung von Erneuerbaren Energien (EE) für die Bereitstellung der benötigten Prozessenergie einen positiven Einfluss auf die THG-Bilanz des Verfahrens. Diese Faktoren sind insbesondere abhängig vom eingesetzten Aufbereitungsverfahren und dem Gasdruck des Erdgasnetzes am Einspeisepunkt. Die chemische Absorption mit organischen Lösungsmitteln (Aminwäsche) zeichnet sich beispielsweise durch einen sehr geringen Methanschlupf aus [2]. Ebenso hat sich gezeigt, dass größere Aufbereitungskapazitäten dank ihres geringeren spezifischen Energiebedarfs zu reduzierten THG-Emissionen führen können. Die Einspeisung von Biomethan in Gasnetze mit niedrigerer Druckstufen reduziert wiederum den Energiebedarf für die Druckerhöhung am Einspeisepunkt.

THG-EMISSIONEN BEI DER BIOMETHAN-ERZEUGUNG

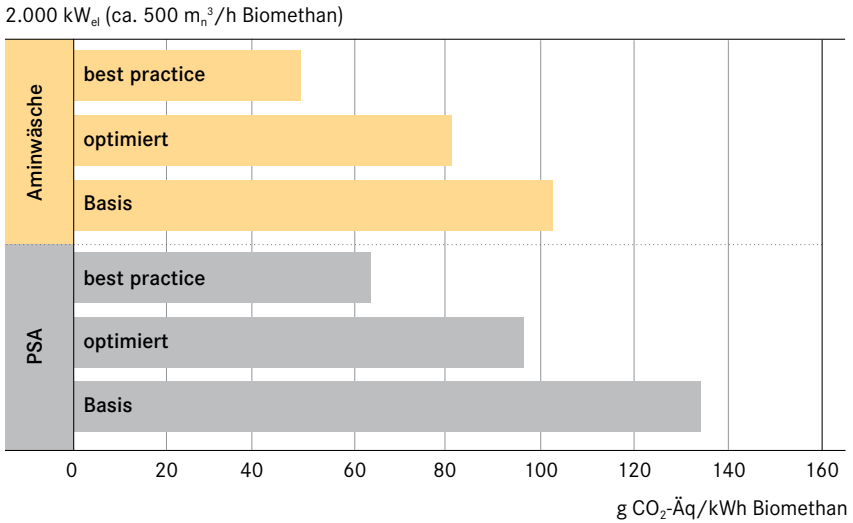

Abb. 4: THG-Ergebnisse für die Erzeugung von Biomethan bei einer Biogasanlagengröße von 2.000 kW$_{el}$, Äquivalent entspricht ca. 500 m$_n^3$/h Biomethan, Druckerhöhung auf 16 bar [21]

Abbildung 4 stellt die Treibhausgasemissionen der Biomethanerzeugung für die Aufbereitungsverfahren Druckwechseladsorption (PSA) und Aminwäsche gegenüber. Dabei werden beide Verfahren unter Berücksichtigung von drei Varianten („Basis“, „optimiert“ und „best practice“) für die gesamte Prozesskette betrachtet, d. h. es werden die Treibhausgasemissionen angefangen von der Biomasseproduktion über den Transport bis hin zur Biogasaufbereitung und Druckerhöhung auf 16 bar aufaddiert.

„Basis“/„optimiert“
- gasdicht abgedecktes Gärrestlager: keine Methanemissionen
- Biogasproduktion: Methanemissionen von 0,45 %
- Eigenenergiebedarf: Deckung über ein biogasbetriebenes Blockheizkraftwerk (BHKW); wärmegeführt, 55 % der Stromproduktion für die Biogasanlage, 45 % werden eingespeist und als Gutschrift angerechnet. Methanemissionen BHKW von 0,5 %

„Basis“
- Aufbereitung durch PSA: Methanemissionen und Methanschlupf von 2 %, Strombedarf: 0,3 kWh$_{el}$/m$_n^3$ Rohgas
- Aufbereitung durch Aminwäsche: Methanemissionen und Methanschlupf von 0,1 %, Strombedarf: 0,168 kWh$_{el}$/m$_n^3$ Rohgas, Wärmebedarf: 0,4 kWh$_{th}$/m$_n^3$ Rohgas, Wärme mit Heizwerk (HW) Erdgas

„optimiert“
- Aufbereitung durch PSA: 2 % Methanverluste mit Nachverbrennung, Restmethanemissionen von 0,01 %, Strombedarf: 0,3 kWh$_{el}$/m$_n^3$ Rohgas
- Aufbereitung durch Aminwäsche: Methanemissionen von 0,1 %, Strombedarf: 0,168 kWh$_{el}$/m$_n^3$ Rohgas, Wärmebedarf: 0,4 kWh$_{th}$/m$_n^3$ Rohgas Wärme regenerativ aus HW Biomasse

„best practice“
- über das optimierte Anlagenkonzept hinaus: geringere Massenverluste bei der Silierung, etwas höherer Gasertrag, geringere Methanemissionen aus der Biogasanlage, dem BHKW und bei der Aufbereitung, geringere Stickstoffverluste in Form von Ammoniak und Lachgas durch optimiertes Gärrestmanagement [21]

Es wird deutlich, dass mit „best practice“-Annahmen eine Minderung der THG-Emissionen um ca. 50 % gegenüber dem Basismodell erreicht werden kann [21].

Generell werden die zulässigen maximalen Methanemissionen in die Atmosphäre bei der Biogasaufbereitung zu Biomethan gesetzlich begrenzt: Mit Inkrafttreten der neuen Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) im Jahr 2010 hat der Einspeiser einer neu in Betrieb genommenen Aufbereitungsanlage zu belegen, dass bei regelmäßigem Betrieb der Anlage die maximalen Methanemissionen in die Atmosphäre den Wert von 0,5 % nicht übersteigen. Bei einem Anschluss der Anlage an das Erdgasnetz nach dem 30. April 2012 reduziert sich

der Wert auf 0,2 %. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2012 begrenzt ebenfalls die maximalen Methanemissionen in die Atmosphäre; für Neuanlagen ab dem 1. Januar 2012 und für Bestandsanlagen ab dem 1. Mai 2012 auf 0,2 %. Um dieses gewährleisten zu können und damit die Emissionen in die Atmosphäre zu begrenzen, werden bei Aufbereitungsverfahren mit höherem Methanschlupf Abgasnachbehandlungen eingesetzt.

Insgesamt wird deutlich, dass Biogas und Biomethan bei Ersatz von fossilen Energieträgern einen entscheidenden Beitrag zur Vermeidung von CO_2-Emissionen liefern können. Voraussetzung dafür sind geringe THG-Emissionen entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Je niedriger die THG-Emissionen bei der Erzeugung von Biogas und Biomethan sind, desto relevanter ist damit der Klimaschutzeffekt.

Abb. 5: Biogasanlage [14]

3 BIOGASBEREITSTELLUNG

Biogas entsteht während des mikrobiellen Abbaus von organischer Substanz unter fast vollständigem Ausschluss von Sauerstoff. Dieser Abbauprozess findet in der Natur beispielsweise in Mooren und Sümpfen oder im Pansen von Wiederkäuern statt und wird technisch in Biogasanlagen durchgeführt.

Das erzeugte Biogas ist ein Gasgemisch bestehend aus ca. 2/3 Methan und 1/3 Kohlendioxid sowie geringen Mengen an Wasser, Schwefelwasserstoff, Stickstoff, Sauerstoff, Wasserstoff und anderen Spurengasen.

Grundsätzlich kann der biologische Zersetzungsprozess (Vergärung) in vier Phasen unterteilt werden, an denen jeweils unterschiedliche Gruppen von Mikroorganismen beteiligt sind. Die Phasen selbst finden in der Biogasanlage zeitgleich und parallel statt. Dabei haben Temperatur, pH-Wert, Nährstoffversorgung und Hemmstoffe wesentlichen Einfluss auf den Fermentationsprozess:

Substrateinsatz

Biogas kann generell aus einer Vielzahl von Substraten erzeugt werden. In landwirtschaftlichen Biogasanlagen kommen neben tierischen Exkrementen wie Rinder- und Schweinegülle, Futterresten und anderen landwirtschaftlichen Bioabfällen hauptsächlich nachwachsende Rohstoffe (NawaRo) zum Einsatz. Zu diesen zählen beispielsweise Mais, Gräser, Getreide, Sonnenblumen und Zuckerrüben. Aber auch andere organische Substrate, wie Rückstände aus der Lebensmittelindustrie, Gemüse- oder Speiseabfälle, Landschaftspflegematerial, Grünschnitt oder Bioabfälle aus der Kommunalentsorgung, können zur Biogasproduktion verwendet werden. Die eingesetzten Substrate bestimmen zusammen mit den technischen und biologischen Kennziffern der Anlage und des Gärprozesses die Abbaubarkeit und Gärdynamik sowie die Biogasausbeute. [1]

Anlagentechnik

Eine landwirtschaftliche Biogasanlage besteht in der Regel aus Vorgrube, ggf. mit Feststoffeinbringung, liegendem oder stehendem Fermenter mit Rührwerk, Gasspeicher, Gärrückstandslager und Biogasverwertung (z. B. einem Blockheizkraftwerk). In der Vorgrube werden die Substrate zwischengelagert, aufbereitet und vermischt und gelangen von hier in den isolierten und beheizten Fermenter. Der Fermenter ist das Kernstück der Anlage, er muss gas- und wasserdicht sowie lichtundurchlässig sein. Durch entsprechende Rührtechnik wird die Homogenität des Gärsubstrates gewährleistet und die Gasbildung unterstützt. Der Gasspeicher nimmt das Biogas auf, während das ausgegorene Substrat in das Gärrestlager gelangt, das i. d. R. auch als Nachgärbehälter dient. Während das Biogas dann seiner Verwertung zugeführt wird, können die Gärreste als wertvolle

Wirtschaftsdünger auf den Ackerflächen ausgebracht werden (Abbildung 6).

Für die Biogasgewinnung existieren verschiedenste Anlagenkonzepte. Diese lassen sich nach ihren Verfahrensmerkmalen, wie dem Trockensubstanzgehalt der Substrate, der Art der Beschickung oder der Anzahl der Prozessphasen unterscheiden. Der größte Teil der Biogasanlagen in Deutschland operiert als kontinuierliche Nassvergärung im mesophilen Temperaturbereich (32–42 °C).

Aktuell wird Biogas in Deutschland aufgrund der festgelegten Einspeisevergütung für Strom aus Erneuerbaren Energien hauptsächlich in Blockheizkraftwerken zur Erzeugung von Strom und Wärme eingesetzt. Da in vielen Fällen die Wärme nicht ausreichend genutzt werden kann, bietet die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan die Möglichkeit der Steigerung der Gesamteffizienz durch eine örtliche und zeitliche Entkopplung von Produktion und Nutzung.

SCHEMA EINER LANDWIRTSCHAFTLICHEN BIOGASANLAGE

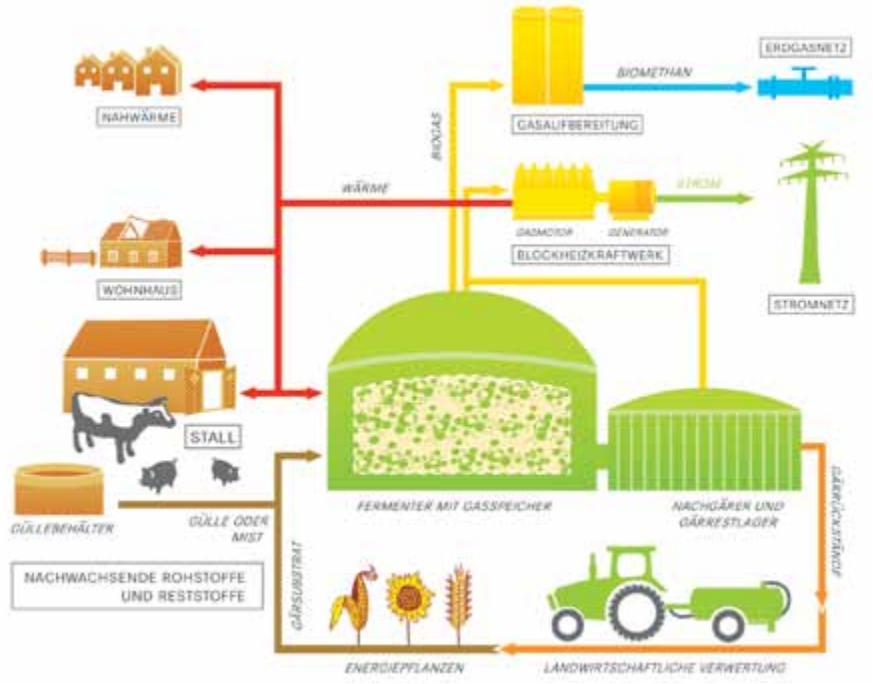

Abb. 6: Schema einer landwirtschaftlichen Biogasanlage [14]

4 BIOMETHANPRODUKTION UND -TRANSPORT

Um Biogas in Erdgasnetze einspeisen oder als Kraftstoff in Erdgasfahrzeugen verwenden zu können, muss das Gas von unerwünschten Bestandteilen gereinigt, der Methangehalt erhöht und CO_2 abgetrennt werden. Dies passiert durch die sogenannte Aufbereitung des Biogases zu Biomethan.

Aktuell befinden sich in Deutschland fünf verschiedene Verfahren zur Abtrennung von CO_2 mit dem Ziel der Methananreicherung in Betrieb: Die Druckwechseladsorption (PSA – Pressure Swing Adsorption), die Druckwasserwäsche (DWW), die Physikalische Absorption mit organischen Lösungsmitteln, die Chemische Absorption mit organischen Lösungsmitteln und ein Membranverfahren. Kryogene Verfahren (im Tieftemperaturbereich) finden bisher in Deutschland noch keine großtechnische Anwendung im Bereich der Biogasaufbereitung.

4.1 Biogasreinigung

Die Notwendigkeit einer Biogasreinigung und die möglichen anwendbaren Verfahren unterscheiden sich bei Biogasanlagen mit Biogasaufbereitung zum Teil von denen der Vor-Ort-Verstromungsanlagen mit direkter Rohgasnutzung in Biogas-BHKW. Die Zusammensetzung und Herkunft des Biogases (NawaRo, Gülle, Abfall, Klärschlamm, etc.) sowie das nachfolgende Biogasaufbereitungsverfahren definieren die Art der Reinigung des Biogases. Die Reihenfolge der Reinigungsschritte variiert dabei je nach angewandter Aufbereitungstechnologie.

Entfeuchtung/Trocknung

Biogas ist nach Austritt aus dem Fermenter mit Wasserdampf gesättigt. Dieses Wasser muss dem Gas weitgehend entzogen werden, um Störungen bei der nachfolgenden Biogasaufbereitung zu verhindern sowie die Grenzwerte bei der Biogaseinspeisung einzuhalten. Eine Entfeuchtung/Trocknung erfolgt in der Regel an zwei Stellen in Biogasaufbereitungsanlagen:

- Findet eine Kompression vor Eintritt in den eigentlichen CO_2-Abtrennungsschritt (z. B. Waschkolonne, Molekularsieb oder Membran) statt, wird dem durch die Kompression erhitzten Biogas Wasser durch Kühlung entzogen. Dies geschieht, um eine unerwünschte Kondensation der Feuchte im nachgelagerten System zu vermeiden.
- Bei Waschverfahren wird das Biomethan nach Austritt aus der Waschkolonne getrocknet.

Entschwefelung

Schwefelwasserstoff (H_2S) kann je nach Herkunft des Biogases in Konzentrationsbereichen von ~70 mg/m_n^3 bis teilweise über 10.000 mg/m_n^3 vorkommen. In Verbindung mit Wasser kann es zur Bildung von schwefeliger Säure kommen. Um

Korrosionen an den Anlagenteilen zu vermeiden und die Qualitätsanforderungen bei der Einspeisung des Biomethans in Erdgasnetze einzuhalten (gleiches gilt für die direkte Nutzung als Kraftstoff), ist eine Entschwefelung des Biogases notwendig. Grundsätzlich unterscheidet man in Grob- und Feinentschwefelungsverfahren. Zur Grobentschwefelung wird in konventionellen landwirtschaftlichen Biogasanlagen mit direkter Gasnutzung in BHKW in der Regel die biologische Entschwefelung im Fermenter durch Zudosierung von Luft durchgeführt. Bei Biogasanlagen mit Biogasaufbereitung ist dieses Verfahren jedoch nur bedingt und unter besonderen Voraussetzungen anwendbar, da es zu einer Verdünnung des Biogases mit Luftstickstoff kommt, der durch fast alle Biogasaufbereitungsverfahren nicht mehr abgetrennt werden kann. Um diese Verdünnungseffekte zu vermeiden, kommen zur Grobentschwefelung meist folgende Verfahren zum Einsatz:

- Zudosierung von Eisenhydroxid und/oder Eisensalzen in den Fermenter,
- Externe biologische Entschwefelung außerhalb des Fermenters oder
- Laugenwäsche mit biologischer Regeneration des Waschmittels.

Zur Feinentschwefelung (Absenkung der Schwefelwasserstoffkonzentration auf < 5 mg/m_n^3) ist das Verfahren der katalytischen Oxidation und Adsorption mit imprägnierter Aktivkohle Stand der Technik und an nahezu allen Biogasaufbereitungsanlagen vorzufinden.

Neben den oben beschriebenen Bestandteilen können in Abhängigkeit der Herkunft des Rohgases auch noch andere Spurengase auftreten, deren Abscheidung notwendig sein kann. Hierzu zählen u. a. Ammoniak, organische Siliziumverbindungen, Halogene und Aromaten. [2]

4.2 Verfahren zur Kohlendioxid-Abtrennung

Druckwechseladsorption (engl. PSA – Pressure Swing Adsorption)

Bei der Druckwechseladsorption handelt es sich um ein adsorptives Biogasaufbereitungsverfahren. Unter Adsorption versteht man die Anlagerung von Gasbestandteilen (hier: CO_2) an die Oberfläche von Feststoffen (Adsorbentien). Als Adsorbentien können Aktivkohlen, Zeolithe oder Kohlenstoffmolekularsiebe verwendet werden. Neben CO_2 kann es aber auch zu einer Rückhaltung anderer Gasbestandteile wie Wasser (H_2O) oder Schwefelwasserstoff (H_2S), in sehr geringem Maße auch von Stickstoff (N_2) und Sauerstoff (O_2), kommen. In der praktischen Anwendung werden jedoch H_2O und H_2S noch vor Eintritt des Biogases in die Adsorptionskolonne entfernt. [2]

Bei diesem Verfahren findet zunächst eine Druckerhöhung auf ca. 4 bis 7 bar statt. Nach der nachfolgenden Wasserabscheidung und Feinentschwefelung wird das Gas in eine Adsorptionskolonne geleitet, in der sich das Molekularsieb befindet. Hier findet die Rückhaltung des CO_2 durch Anlagerung

VERFAHRENSSCHEMA DRUCKWECHSELADSORPTION

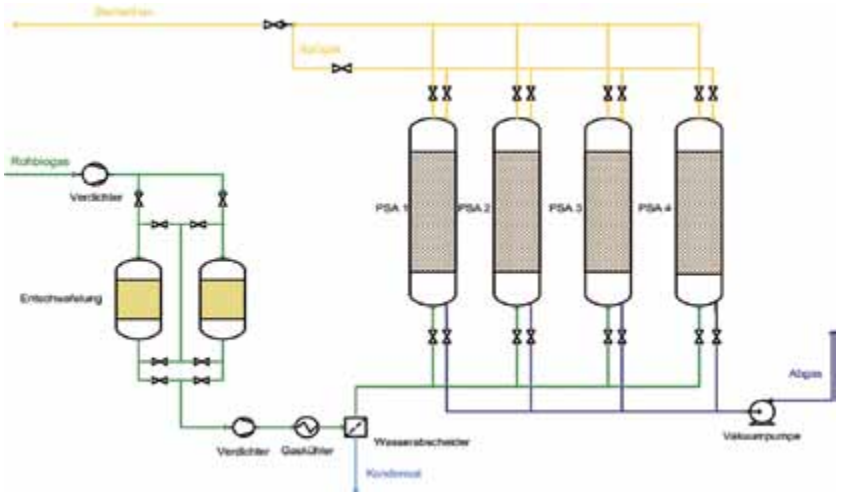

Abb. 7: Verfahrensschema – Druckwechseladsorption mit vier Adsorbereinheiten [10]

an das Molekularsieb statt. CH_4 passiert die Kolonne hingegen nahezu vollständig. Nur ein geringer Teil des Methans wird auch zurückgehalten und mit dem CO_2 ausgeschleust. Das Entfernen (Desorption) der adsorbierten Gasbestandteile erfolgt durch Druckabsenkung. Ein erster Teilstrom des desorbierten Gases wird in eine zweite, unbeladene Kolonne geleitet, da dieses noch CH_4 enthält. Dieses CH_4 passiert diese Kolonne weitgehend vollständig, wobei die anderen Bestandteile wieder zurückgehalten werden. Durch Anlegen eines Vakuums erfolgt die vollständige Desorption der ersten Kolonne. Da der Abgasstrom noch Restmengen an CH_4 enthält, hat eine Nachbehandlung des Abgases zu erfolgen. [2]

Druckwasserwäsche (DWW)

Bei der Druckwasserwäsche handelt es sich um ein absorptives Biogasaufbereitungsverfahren. Im Gegensatz zur Adsorption versteht man unter Absorption das Lösen von Gasen in Flüssigkeiten (Absorptionsmittel). Bei der Druckwasserwäsche kommt als Absorptionsmittel ausschließlich Wasser zum Einsatz. Das Verfahren beruht auf der reversiblen (umkehrbaren) Absorption durch physikalische Bindungskräfte (Physisorption) von CO_2, aber auch von anderen sauer (z. B. H_2S) und basisch (z. B. Ammoniak – NH_3) wirkenden Gasbestandteilen in Wasser. Ein Nebeneffekt dieses Verfahrens stellt die Feinentschwefelung des Biogases in der Absorptionskolonne dar.

Nach einer in der Regel mehrstufigen Kompression auf Druckniveaus von ca. 7 bis 10 bar gelangt das Rohgas von unten in die Absorptionskolonne. Das Wasser durchströmt die Kolonne von oben nach unten und wird mit dem zu absorbierenden Gasbestandteil beladen. Das mit Wasser gesättigte Produktgas verlässt die Kolonne am oberen Ende und muss anschließend noch getrocknet werden. Da im beladenen Wasser auch ein gewisser Teil an CH_4 gebunden wurde, wird dieses zunächst in einer sogenannten „Flash"-Kolonne teilentspannt. Das in diesem Zwischenentspannungsschritt desorbierte Gas verlässt die „Flash"-Kolonne am oberen Ende und wird zurück in den Rohgasstrom geleitet. Das Wasser, in dem sich nun vor allem noch gelöstes CO_2 befindet, wird von oben in die Desorptionskolonne geleitet und dort auf Umgebungsdruck entspannt. Um das Austreiben des Gases aus dem Wasser zu beschleunigen, wird zusätzlich Luft von unten in die Desorptionskolonne geblasen. Das Wasser ist nun regeneriert und kann wieder zur Absorption in der Waschkolonne verwendet werden. Das gelöste Abgas verlässt die Kolonne am oberen Ende der Desorptionssäule. Da der Abgasstrom noch Restmengen von CH_4 enthält, hat in der Regel eine Abgasnachbehandlung zu erfolgen. [2]

Abb. 8: Druckwasserwäsche [13]

Physikalische Absorption mit organischen Lösungsmitteln (Genosorb®-Wäsche)

Bei diesem Verfahren handelt es sich auch um eine rein physikalische Absorption (Physisorption). Im Gegensatz zur Druckwasserwäsche kommt jedoch ein organisches Reagenz (z. B. Polyglykolgemische) als Absorptionsmittel zum Einsatz. Vor Eintritt des Rohgases in die Absorptionskolonne erfolgt eine Kompression auf ein Druckniveau von ca. 8 bar. Durch eine nachgeschaltete Kühlung des komprimierten Gases kommt es zur Kondensation von Wasser, das daraufhin aus dem System ausgeschleust werden kann. In der Absorptionskolonne durchströmt das Absorptionsmittel das Biogas im Gegenstrom und bindet neben CO_2 auch H_2S und H_2O. Eine Feinentschwefelung kann, wie auch bei der Druckwasserwäsche, daher entfallen. Das durch die hygroskopischen Eigenschaften des Absorptionsmittels entfeuchtete sowie feinentschwefelte Produktgas verlässt die Kolonne am oberen Ende. In Abhängigkeit der Produktgasanforderungen bzw. Rohgaszusammensetzung besteht die Möglichkeit einer zusätzlichen Feinentschwefelung und/oder z. B. Adsorptionstrocknung des Produktgases. Ähnlich wie bei der Druckwasserwäsche erfolgt auch hier zunächst eine Teilentspannung der beladenen Waschlösung in einer „Flash"-Kolonne. Die vollständige Desorption findet durch Wärme- (ca. 50–80 °C) und Strippluftzufuhr in der Desorptionskolonne statt. Die Wärmebereitstellung ist durch Auskopplung von Kompressorenabwärme möglich. Das Verfahren zeichnet sich insbesondere durch die Möglichkeit der parallelen Absorption von CO_2, H_2S und H_2O in der Waschkolonne aus. Da der Abgasstrom auch bei diesem Verfahren noch Restmengen von CH_4 enthält, hat in der Regel eine Abgasnachbehandlung zu erfolgen. [2]

Abb. 9: Physikalische Absorption mit organischen Lösungsmitteln (Genosorb®-Wäsche) [13]

Chemische Absorption mit organischen Lösungsmitteln

Bei der chemischen Absorption mit organischen Lösungsmitteln, die in der Praxis oftmals als „Aminwäsche" bezeichnet wird, handelt es sich um ein chemisorptives Verfahren. Als Absorptionsmittel werden je nach Anlagenhersteller unterschiedliche Ethanolamin-Wasser-Gemische (z. B. Monoethanolamin oder Diethanolamin) eingesetzt. Im Gegensatz zu den rein physikalischen Waschverfahren kann die Absorption in der Waschkolonne fast drucklos erfolgen (ca. 100 mbar). Je nach Hersteller werden aber auch Verfahren eingesetzt, die das Gas vor Eintritt in die Absorptionskolonne auf bis zu 4 bar komprimieren. Da eine Co-Absorption von H_2S im Wäscher möglich ist, findet bei den meisten Verfahren eine Feinentschwefelung des Biogases statt. Der Eintrag von N_2 und O_2 sollte, wie bei allen anderen Aufbereitungsverfahren auch, vermieden werden, da N_2 nicht absorbiert wird und es dadurch zu einer Verdünnung des Produktgases kommt. Die Anwesenheit von O_2 im Rohgas wirkt sich bei diesem Verfahren zusätzlich negativ aus, da es hierdurch zur unerwünschten Oxidation des Absorptionsmittels kommen kann. Die Regeneration des beladenen Absorptionsmittels findet im Desorber unter Zufuhr von Wärme statt. Je nach Hersteller

wird hierfür Wärme auf einem Temperaturniveau von 110–160 °C benötigt. Die Besonderheiten des Verfahrens bestehen in sehr hohen Produktgasreinheiten (unter der Voraussetzung, dass kein oder nur sehr wenig N_2 und O_2 im Rohgas enthalten sind) und im Vergleich zu anderen Aufbereitungsverfahren sehr geringen Methanverlusten. Eine Abgasnachbehandlung, wie sie bei anderen Aufbereitungsverfahren erforderlich ist, kann daher in der Regel entfallen. Das durch den Absorptionsprozess mit Feuchtigkeit gesättigte Produktgas muss nach dem Absorptionsprozess noch einer Trocknung unterzogen werden. [2]

Membranverfahren

Bei Membranverfahren, die auch als Gaspermeationsverfahren bezeichnet werden, nutzt man unterschiedliche Durchlässigkeiten (Permeabilitäten) polymerer Membranwerkstoffe zur Abtrennung unerwünschter Gasbestandteile aus Biogas. Als Polymere kommen u. a. Celluloseacetat oder aromatische Polyimide zum Einsatz. Diese Membranwerkstoffe weisen hohe Permeabilitäten für CO_2, H_2O, NH_3 und H_2S gegenüber CH_4 auf. Insbesondere um die Standzeiten der Membranen zu erhöhen und eine optimale Trennleistung zu gewährleisten, wird in der praktischen Anwendung neben der Abscheidung von Stäuben und Aerosolen eine Trocknung und Feinentschwefelung des Rohgases vor Eintritt auf die Membran vorgesehen. Bevor das Biogas in die Membranmodule gelangt, erfolgt daher zunächst die Trocknung, dann eine Kompression auf ca. 5 bis 10 bar und wahlweise vor oder nach der Kompression die Feinentschwefelung. Im Membranmodul durchdringt das CO_2 die Membran und das CH_4 wird zurückgehalten. In der praktischen Anwendung kommen meist mehrstufige Verfahren zum Einsatz. Restmengen von Methan im Permeatstrom machen eine Abgasnachbehandlung notwendig. Darüber hinaus ist die Kombination von Membrantrenn-/Kryogenverfahren möglich. [2] [25]

Abb. 10: Membrananlage [13]

Kryogene Verfahren

Bei Tieftemperaturverfahren kommt es durch Temperaturabsenkung des Gasstromes zur Kondensation bzw. Resublimierung des CO_2, wobei das CO_2 in flüssiger oder fester Form vorliegt und bei ausreichender Reinheit auch einer wirtschaftlichen Nutzung zugeführt werden kann. Bisher liegen für dieses Verfahren nur wenige großtechnische Erfahrungen vor. [2]

Die Abbildung 11 zeigt die Verbreitung der für die Biogasaufbereitung genutzten Verfahren in Deutschland.

ENTWICKLUNG DES ZUBAUS DER VERSCHIEDENEN AUFBEREITUNGSVERFAHREN

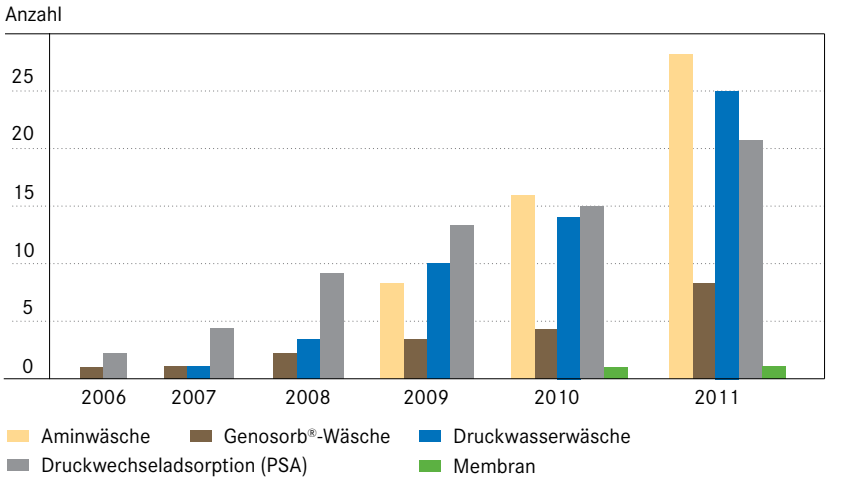

Abb. 11: Anzahl realisierter Biogasaufbereitungsprojekte nach Aufbereitungsverfahren im Betrachtungszeitraum 2006–2011 (kumuliert) [12]

Generell eignen sich die meisten Aufbereitungsverfahren unter technischen Gesichtspunkten auch für kleine Anlagengrößen. Dies wird insbesondere deutlich, wenn man die Struktur der Biogasaufbereitungsprojekte in anderen europäischen Ländern betrachtet, wo im Durchschnitt deutlich geringere Anlagenkapazitäten zum Einsatz kommen. So bestehen oder bestanden (z. B. im Pilotmaßstab) für alle derzeit in Deutschland großtechnisch in Betrieb befindlichen Aufbereitungsverfahren Anlagen mit Rohgaskapazitäten < 150 m_n^3/h.

Abb. 12: Druckwechseladsorption [13]

Die nachfolgende Tabelle 1 beschreibt die wichtigsten Kennwerte der verschiedenen Biogasaufbereitungsverfahren.

Tab. 1: Kennwerte verschiedener Biogasaufbereitungsverfahren (IWES ergänzt nach [2])

		PSA	DWW	Physikalische Absorption mit organischen Lösungsmitteln	Chemische Absorption mit organischen Lösungsmitteln	Membran	Kryogen
Strombedarf	[kWh/$m_{n\ BG}^3$]	0,20–0,25	0,20–0,30	0,23–0,33	0,06–0,15	0,18–0,25	0,18–0,33
Wärmebedarf	[kWh/$m_{n\ BG}^3$]	0	0	~ 0,3	0,5–0,8	0	0
Temperatur Prozesswärme	[°C]	–	–	55–80	110–160	–	–
Prozessdruck	[bar]	4–7	5–10	4–7	0,1–4	5–10	
Methanverlust	[%]	1–5	0,5–2	1–4	0,1	2–8	
Abgasnachbehandlung notwendig? (EEG & GasNZV)		Ja	Ja	Ja	Nein	Ja	Ja
Feinentschwefelung des Rohgases notwendig?		Ja	Nein	Nein	Ja	Empfohlen	Ja
Wasserbedarf		Nein	Ja	Nein	Ja	Nein	Nein
Chemikalienbedarf		Nein	Nein	Ja	Ja	Nein	Nein

4.3 Abgasnachbehandlung

Um den Grenzwerten des EEG, der GasNZV und der TA Luft zu genügen, kann bei einigen Biogasaufbereitungsverfahren eine Abgasbehandlung erforderlich sein [2].

Grundsätzlich sind folgende Begriffe zu unterscheiden:

- **Methanschlupf (Methanverluste)**
  Verhältnis der Menge an Methan, welches nicht in den Produktgasstrom gelangt, zur Menge an Methan im Rohgas bei Eintritt in die Biogasaufbereitungsanlage.

- **Maximale Methanemissionen in die Atmosphäre**
  Verhältnis der Menge an Methan, das unoxidiert in die Atmosphäre austritt, zur Menge an Methan im Rohgas bei Eintritt in die Biogasaufbereitungsanlage. Es handelt sich dabei um den Teil des Methanschlupfes, der unoxidiert in die Atmosphäre austritt.

Für die Behandlung des Abgases stehen verschiedene Verfahren zur Reduzierung der Methanemissionen zur Verfügung. Nachfolgend sind die relevantesten Verfahren aufgeführt:

- **Regenerativ-thermische Oxidation (RTO)**
  Das Verfahren eignet sich besonders für Abgasströme mit niedrigen Methankonzentrationen, wie sie typischerweise bei der Druckwasserwäsche oder der Genosorb®-Wäsche auftreten. Darüber hinaus ist es im Vergleich zu anderen Abgasnachbehandlungsverfahren unempfindlich gegen korrosive Bestandteile (H_2S) im Abgasstrom. Ein autothermer Betrieb (ohne Zudosierung eines Stützgases) ist ab einer Methankonzentration von ca. 2 g CH_4/m^3 möglich. Bei dem Verfahren wird das Abgas auf Oxidationstemperatur erwärmt. Es erfolgt eine Durchleitung durch mehrere Kammern (meist 2–3), wobei eine Strömungsumkehr durchgeführt wird. Im System befinden sich Wärmespeicher, wodurch die Wärmeenergie zyklisch zurückgewonnen wird, was den autothermen Betrieb des Systems ermöglicht. [2]

- **Katalytische Nachverbrennung**
  Durch katalytische Oxidationsverfahren werden ähnlich wie bei der RTO Restmengen von CH_4 im Abgasstrom der Biogasaufbereitung oxidiert. Als Katalysatoren werden Platin, Palladium oder Kobalt eingesetzt. Wesentliche Unterschiede zur RTO bestehen im niedrigeren Temperaturniveau und der Empfindlichkeit gegen Katalysatorgifte (z. B. H_2S). Der Prozess kann ebenso bei sehr niedrigen Methankonzentrationen betrieben werden, wobei hingegen zu hohe Methankonzentrationen zu vermeiden sind, da diese zu einer Überhitzung des Katalysatorbetts führen können. [2] Im praktischen Einsatz findet man das Verfahren vereinzelt bei PSA-Anlagen.

- **Schwachgasbrenner**
  Zur Schwachgasverwertung ist auch der Einsatz spezieller Brenner möglich, die mit niedrigen Methangehalten betrieben wer-

den können. Der notwendige Mindestmethangehalt beträgt jedoch ca. 4 bis 5 %, was einen wesentlichen Unterschied zu den beiden vorab beschriebenen Verfahren darstellt. Da die meisten Biogasaufbereitungsverfahren deutlich geringere Methankonzentrationen im Abgasstrom erreichen, ist entweder der Methanschlupf gezielt hoch einzustellen oder eine Zudosierung von höherkalorigem Gas (z. B. Rohgas) erforderlich. Großtechnische Relevanz besitzen sogenannte Flox®-Brenner (Flameless Oxidation). Bei diesem Verfahren wird das Mischgas unter Einsatz vorerwärmter Luft und ggf. Vorerwärmung des Abgases flammenlos verbrannt. Das Abgas des Brenners weist eine Temperatur von 600 bis 700 °C auf. [2] Zum Einsatz kommen Schwachgasbrenner vor allem bei der PSA und bei Membranverfahren.

Abb. 13: Abgasnachbehandlungsanlage (hier: RTO) zur Reinigung von Abluftströmen (hier ca. 2.000 m_n^3/h) einer Druckwasserwäsche [13]

4.4 Struktur des deutschen Erdgasnetzes [20]

Das deutsche Erdgasnetz verfügt über eine Gesamtlänge von etwa 495.000 km [34] und gehört zu den am besten ausgebauten weltweit. Mit ihm lässt sich das Biomethan nicht nur transportieren, sondern auch hervorragend speichern. Bedingt durch seine historische Entwicklung ist das Gasnetz schwer zu systematisieren. Eine Unterteilung erfolgt nach Druckstufen, Versorgungsebenen und brenntechnischen Kenndaten.

Die Netzebenen teilen sich auf in:

- Ebene 1: Internationales Ferntransportnetz
- Ebene 2: Überregionales Transportnetz
- Ebene 3: Regionales Transportnetz
- Ebene 4: Lokales Verteilnetz

Die Differenzierung der Druckstufen erfolgt nach:

- Hochdruck-Netz (HD): 1–120 bar
- Mitteldruck-Netz (MD): 0,1–1 bar
- Niederdruck-Netz (ND): bis 0,1 bar

Eine Einteilung nach den brenntechnischen Kenndaten des Erdgases erfolgt durch die Bezeichnungen:

- H-Gasnetz (Hoher [High] Brennwert im Bereich von ca. 11,1–12,5 kWh/m^3)
- L-Gasnetz (Niedriger [Low] Brennwert im Bereich von ca. 9,1–11,0 kWh/m^3)

Die verfügbaren Erdgase unterscheiden sich nach ihrer geografischen Herkunft (siehe Tabelle 2) und führen zu regional unterschiedlichen Gasqualitäten. Die Gasqualität im jeweiligen Erdgasnetz, in welches das aufbereitete Biogas eingespeist werden soll, hat neben der Zusammensetzung des Biomethans und der Art der Einspeisung (Austauschgas oder Zusatzgas) maßgeblichen Einfluss auf Art und Umfang der Konditionierung (Anpassung des einzuspeisenden Gases durch Zudosierung von Flüssiggas und/oder Luft an die brenntechnischen Eigenschaften des Erdgases im Erdgasnetz).

Tab. 2: Gaszusammensetzungen von Erdgasen aus unterschiedlichen Herkunftsgebieten [8]

	Methan in Vol.%	Ethan in Vol.%	Propan in Vol.%	Butane in Vol.%	Kohlendioxid in Vol.%	Stickstoff in Vol.%
H-Gas						
Russland	98,3	0,5	0,2	0,1	0,1	0,8
Nordsee I	88,6	8,4	1,7	0,7	0	0,6
Nordsee II	83,0	11,6	3,1	0,5	0,3	1,5
L-Gas						
Holland I	81,3	2,8	0,4	0,3	1,0	14,2
Holland II	82,9	3,7	0,7	0,3	1,3	11,1
Osthannover	79,5	1,1	0,1	0	0,7	18,6

4.5 Biogaskonditionierungs- und -einspeiseanlagen

Gemäß § 32 GasNZV besteht der Netzanschluss aus der Verbindungsleitung zwischen Biogasaufbereitungsanlage und Gasversorgungsnetz, der Gasdruck-Regel-Messanlage (GDRM), der Einrichtung zur Druckerhöhung und der eichfähigen Messung des einzuspeisenden Biogases (Biomethans). Trotz der Kostenteilung zwischen Anschlussnehmer (Betreiber der Biogasaufbereitungsanlage) und Netzbetreiber bei der Installation des Netzanschlusses ist der Netzbetreiber Eigentümer und Betreiber des Netzanschlusses. Die Kosten für Betrieb und Wartung werden komplett vom Netzbetreiber getragen.

Nachfolgend werden wesentliche Funktionen der Einspeiseanlage dargestellt:

- Schaffung einer baulichen Verbindung zwischen Biogasaufbereitungsanlage (BGAA) und dem Gasnetz
- Eichfähige Messung des Biomethans (abrechnungstechnisch relevante Messungen wie Gasmengenmessung und Messung kalorischer Parameter)
- Gasbeschaffenheitsmessung
- Konditionierung des Biomethans (Anpassung der brenntechnischen Eigenschaften des Biomethans an die des im Gasnetz befindlichen Erdgases)

- Odorierung des Biomethans gemäß DVGW G 280-1 und G 281 (entfällt bei hohen Druckstufen)
- Druckerhöhung des Biomethans auf den Netzdruck

Bauliche Verbindung zum Erdgasnetz
In den meisten Fällen befindet sich die Einspeiseanlage unmittelbar an der Aufbereitungsanlage (meist sogar auf demselben Gelände). Die Verbindungsleitung zum Erdgasnetz kann je nach Lage eine Länge von mehreren Kilometern aufweisen. Größtenteils werden jedoch BGAA in direkter örtlicher Nähe zu Erdgasnetzen geplant, so dass Entfernungen von 2 km in der Regel nicht überschritten werden. Da in den meisten Fällen Austauschgas eingespeist wird, entspricht das Biomethan in dieser Leitung bereits den Vorgaben der DVGW G 260/262, ist konditioniert, auf Netzdruck komprimiert und, sofern notwendig, odoriert.

Messtechnik
Die in der Einspeisestation vorhandene Messtechnik hat mehrere Funktionen zu erfüllen. Sie dient der Überwachung der in den DVGW Arbeitsblättern G 260 und G 262 aufgeführten Grenzwerte für verschiedene Parameter. Um den Energiegehalt der eingespeisten Biomethanmenge bestimmen zu können, muss sowohl eine Brennwert- als auch eine Volumenmessung (Gasmengenmessung) durchgeführt werden. Zur Bestimmung des abrechnungstechnisch relevanten Brennwertes kommen sowohl Prozessgaschromatographen (PGC) als auch Verbrennungskalorimeter, die über eine eichrechtliche Zulassung verfügen, zum Einsatz. PGC dienen gleichfalls der Gasbeschaffenheitsmessung zur Überwachung der in den Arbeitsblättern G 260 und G 262 aufgeführten Grenzwerte.

Konditionierung
Um bei Austauschgaseinspeisung eine Anpassung der brenntechnischen Kenndaten (Brennwert und Wobbeindex) des Biomethans an die des Erdgases im Erdgasnetz durchzuführen, ist eine Konditionierung notwendig. Diese erfolgt in der Regel durch eine Zudosierung von Flüssiggas. Je nach Gaszusammensetzung des Erdgases kann auch eine Absenkung des Brennwertes mittels Luft (L-Gasnetzgebiete) bzw. eine anteilige Zugabe von Flüssiggas und Luft (bestimmte H-Gasnetzgebiete) notwendig sein.

Odorierung
Gemäß DVGW G 280-1 müssen Gase der öffentlichen Gasversorgung über einen hinreichenden Warngeruch verfügen. Dies wird durch den Zusatz eines Odoriermittels erreicht. Bei der Einspeisung in Transportnetze findet in der Regel keine Odorierung statt. Ebenso kann bei der Einspeisung nur geringer Mengen (geringes Verhältnis von Volumenstrom Biomethan zu Volumenstrom Erdgas) eine Odorierung entfallen.

Druckerhöhung
Die Druckerhöhung auf Netzdruck erfolgt in der Regel mit Kolben- und/oder Schraubenverdichtern. In Abhängigkeit des Eingangsdrucks (Ausgangsdruck aus der BGAA), der sich je nach Aufbereitungsverfahren im Bereich von wenigen mbar bis ca. 8 bar bewegt, und dem notwendigen Ausgangsdruck (Druck im Erdgasnetz) werden Verdichter ein- oder auch mehrstufig ausgeführt. In den meisten Fällen findet man Einspeiseprojekte, die in Netzdruckstufen bis 16 bar einspeisen. In diesen Fällen erfolgt die Verdichtung auf Netzdruck in der Regel (in Abhängigkeit des Vordrucks) mit nur einer Verdichterstufe.

DEFINITIONEN [8]

Grundgase sind die in einem Versorgungsgebiet üblicherweise verteilten Gase. (→ Erdgas im Erdgasnetz)

Zusatzgase sind Gasgemische, die sich in Zusammensetzung und brenntechnischen Kenndaten wesentlich vom Grundgas unterscheiden. Sie können dem Grundgas in begrenzter Menge zugesetzt werden. Die Forderung nach gleichartigem Brennverhalten des Gemisches bestimmt die mögliche Höhe des Zusatzes. (→ unkonditioniertes Biomethan)

Austauschgase sind Gasgemische, die trotz ihrer vom Grundgas abweichenden Zusammensetzung und ggf. abweichenden Kenndaten bei gleichem Gasdruck und unveränderter Geräteeinstellung (z. B. eines Erdgasbrenners) ein gleichartiges Brennverhalten wie das Grundgas aufweisen. (→ konditioniertes Biomethan)

Abb. 14: Biogaseinspeisestation [13]

4.6 Anlagensicherheit

Um die technische Sicherheit der Gasnetze und die Versorgungssicherheit für die Gaskunden nicht zu beeinträchtigen, sind in den DVGW-Arbeitsblättern G 260 und G 262 die Anforderungen an die Gaseigenschaften festgelegt. In der DVGW Prüfgrundlage VP 265-1 werden außerdem die sicherheitstechnischen Mindestanforderungen für die Aufbereitung über die Verdichtung, Druckregelung, Konditionierung und Messung bis zur Einspeisung von Biomethan in Erdgasnetze geregelt. Sie gilt für die Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung und Inbetriebnahme von Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlagen und verweist u. a. auf verschiedene Gesetze und Verordnungen, DIN-Normen und DVGW-Regelwerke. [9]

Für Endverbraucher gelten bei der Nutzung von Biomethan die gleichen Sicherheitsbestimmungen wie beim Umgang mit Erdgas.

5 NUTZUNGSMÖGLICHKEITEN VON BIOMETHAN

Um die Energieversorgung der Zukunft zu sichern und sie unabhängiger von fossilen und atomaren Quellen zu machen, sind erhebliche Anstrengungen zur Energieeinsparung, aber auch zur Erschließung erneuerbarer Quellen erforderlich.

Biomethan ist ein sehr hochwertiger erneuerbarer Energieträger und wichtiger Bestandteil zukunftsfähiger Energiekonzepte. Es wird großtechnisch erzeugt, über die bestehenden Erdgasnetze transportiert, gespeichert und verteilt und kann bedarfsgerecht und effizient zum Einsatz kommen. [11] Biomethan ist sowohl für die Industrie als auch für öffentliche und private Energieverbraucher nutzbar und kann wahlweise zur Strom- und Wärmeerzeugung, aber auch als Kraftstoff fungieren.

5.1 Biomethannutzung

Entsprechend dem Biogas-Monitoringbericht 2011 der Bundesnetzagentur (BNetzA) wurden 2010 die gehandelten (und einem Nutzungspfad zugeordneten) Biomethanmengen den drei Nutzungspfaden „KWK“, „Kraftstoff“ und „Haushalt, Industrie, Gewerbe“ zugeordnet. Hiernach entfiel der größte Anteil auf die KWK-Nutzung. [19]

Biomethan in der Kraft-Wärme-Kopplung

Ein wesentlicher Nutzungspfad für Biomethan stellt die gekoppelte Produktion von elektrischer und thermischer Energie in Blockheizkraftwerken dar, die für den Betrieb von Erdgas ausgelegt sind. Der Leistungsbereich erstreckt sich von ~1 kW_{el} bis zu > 10 MW_{el}. Bei den meisten marktverfügbaren Anlagen kommen Otto-Motoren zum Einsatz. Im sehr kleinen Leistungsbereich werden vereinzelt auch Expansions-Dampfmaschinen und Stirling-Motoren eingesetzt. Im MW-Bereich finden zum Teil auch Gasdiesel- und Zündstrahlmotoren Verwendung. [24] Relevante Anlagengrößen für Biomethan-KWK-Anlagen bewegen sich bisher im Leistungsbereich von < 100 kW_{el} bis ~1 MW_{el}, wobei typische Größenordnungen im Bereich von 500 kW_{el} liegen. Mittlerweile sind auch im kleinskaligen Bereich (Mini-BHKW) immer mehr KWK-Anlagen marktverfügbar, die sich auch für die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung aus Erdgas oder Biomethan in Ein- und Mehrfamilienhäusern eignen.

Biomethan als Kraftstoff

Biomethan kann als Kraftstoff für Erdgasfahrzeuge problemlos genutzt werden. Eine Möglichkeit stellt die Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz und die anschließende virtuelle Bereitstellung an Erdgastankstellen dar. Dies geschieht schon heute an vielen Tankstellen in Deutschland, wobei meist Erdgas/Biomethan-Mischprodukte angeboten werden. Eine Alternative hierzu bildet die direkte Anbindung einer Biogastankstelle an eine Biogasaufbereitungsanlage, wobei es hier auch physisch zu einer Betankung mit Methan aus Biogas kommt. Hierzu gibt es jedoch bisher in Deutschland nur wenige Referenzen, wobei die Biogastankstelle in Jameln ein Pionierprojekt darstellt und sich mittlerweile seit mehreren Jahren etabliert hat. Die zukünftige Marktentwicklung von Biogas als Kraftstoff ist jedoch maßgeblich von der Entwicklung der Verbreitung von Erdgasfahrzeugen abhängig. Aktuell gibt es ca. 90.000 Erdgasfahrzeuge in Deutschland. Der Markt für Biogas als Kraftstoff ist in Deutschland daher momentan eher als Nischenmarkt zu betrachten.

Biomethan im Wärmemarkt

Biomethan kann als Erdgassubstitut auch im Wärmemarkt in konventionellen Erdgasbrennern und Brennwertthemen zum Einsatz kommen. Hierfür muss der Hauseigentümer seine bestehende Heizung nicht austauschen. Auch herkömmliche Haushaltsgasgeräte, wie z. B. Gasherde oder Gastrockner, können mit Biomethan betrieben werden. Viele Gasversorger bieten Biomethan/Erdgas-Mischprodukte mit unterschiedlichen Biomethananteilen (5, 10 oder 20 % Biomethan) an, die auch für private Nutzer erhältlich sind. 100 %-Biomethanprodukte sind eher selten und in der Regel deutlich teurer als reine Erdgasprodukte mit gleichem Energiegehalt.

Abb. 15: Biogastankstelle in Jameln [13]

Biomethan zur stofflichen Nutzung
Da Biomethan bedingt durch den hohen Methangehalt über ähnliche Eigenschaften wie Erdgas verfügt, kommt es grundsätzlich auch für eine stoffliche Nutzung in der chemischen Industrie in Form eines Erdgassubstituts in Frage. In der chemischen Industrie werden ca. 3 % des Erdgasaufkommens in Deutschland für eine stoffliche Nutzung verwendet. Hierbei wird Erdgas meist in Synthesegas (Gemisch aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff) umgewandelt. Synthesegas ist eine bedeutende Quelle für Basischemikalien und damit eine der wichtigsten Grundlagen für viele chemische Produkte. [18]

5.2 Biomethanhandel und Nachweisführung

Biomethanhandel
Neben der Möglichkeit des direkten Vertragsabschlusses zwischen Biomethanproduzenten (Einspeiser) und Biomethannutzer (z. B. BHKW-Betreiber) besteht als Einspeiser auch die Möglichkeit, die Vermarktung des Biomethans durch einen Händler abzudecken. Biomethanhändler kaufen Biomethan von verschiedenen Produzenten und vermarkten dieses wiederum an mehrere Kunden/Verbraucher. Der Händler deckt somit den Transport, potenziell die Nachweisführung und die damit verbundenen Verträge ab.

Nachweisführung
Im Gegensatz zum Erdgashandel hat beim Handel mit Biomethan die Erstellung eines Herkunftsnachweises zu erfolgen. Dieser beinhaltet die spezifischen „Eigenschaften“ des Biomethans, die wiederum für die Nutzung des Biomethans als Nachweis dienen, um z. B. die entsprechende EEG-Vergütung bei der Konversion in einem Biomethan-BHKW erhalten zu können. In Deutschland können diese Herkunfts- und Eigenschaftsnachweise für ins Erdgasnetz eingespeistes Biomethan im Biogasregister der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) dokumentiert werden. Dafür können sich Produzenten, Händler, Verbraucher, Umweltgutachter und andere Sachverständige auf der Internetplattform www.biogasregister.de registrieren lassen. Grundsätzlich funktioniert das Register wie folgt:

Der Biomethan-Produzent bucht die ins Erdgasnetz eingespeisten Biomethanmengen ins Biogasregister ein. Durch einen Umweltgutachter oder Sachverständigen werden die Angaben vor Ort überprüft und im Biogasregister bestätigt. Anschließend können die Biogasmengen verteilt und gehandelt werden.

6 RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN UND WIRTSCHAFTLICHKEIT

6.1 Rechtliche Rahmenbedingungen

Die Rahmenbedingungen für die Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz sind europaweit in der Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt geregelt. Ein einheitlicher Standard für die Einspeisung von Biomethan existiert in Europa jedoch nicht.

In Deutschland werden die Rahmenbedingungen für die Biomethaneinspeisung in dem 2007 von der Bundesregierung verabschiedeten Integrierten Energie- und Klimaschutzprogramm (IEKP) festgelegt und maßgeblich durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz, das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz, die Gasnetzzugangs- und Gasnetzentgeltverordnung umgesetzt.

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)
Grundlegendes Ziel des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes ist es, den Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf mindestens 30 % zu steigern und danach kontinuierlich weiter zu erhöhen. Dafür garantiert das EEG eine Vergütung für die Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien für das Jahr der Inbetriebnahme und weitere 20 Jahre.

Voraussetzung für die Vergütung von Strom aus Biogas ist der Einsatz von Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung (BiomasseV).

Bei der Biogasaufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz muss für eine Vergütung durch das EEG die Menge an Gas, die aus dem Gasnetz entnommen wurde, im Wärmeäquivalent der Menge von Biogas entsprechen, die vorher an einem anderen Ort ins Gasnetz eingespeist worden ist. Hierbei reicht es aus, wenn die Mengen am Ende jedes Kalenderjahres übereinstimmen und über ein Massenbilanzsystem nachgewiesen wurden. Tatsächlich vergütet wird dann der Strom, der aus dem entnommenen Gas produziert worden ist. Damit kann an Orten mit hinreichender Wärmenachfrage das Biomethan in KWK-Anlagen verstromt werden. Biomethan-BHKW sind generell wärmegeführt zu betreiben.

Mit der Novellierung des EEG wird ab 2012 ein Gasaufbereitungs-Bonus, der sich an der Nennleistung der Aufbereitungsanlage orientiert, eingeführt:

1. „Der Anspruch auf den Gasaufbereitungs-Bonus nach § 27c Absatz 2 besteht für Strom, der in Anlagen mit einer Bemessungsleistung bis einschließlich 5 Megawatt erzeugt wird, soweit das Gas nach § 27c Absatz 1 eingespeist und vor der Einspeisung in das Erdgasnetz auf-

bereitet wurde und nachgewiesen wird, dass folgende Voraussetzungen eingehalten wurden:

a) Methanemissionen in die Atmosphäre bei der Aufbereitung von höchstens 0,2 %,
b) ein Stromverbrauch für die Aufbereitung von höchstens 0,5 Kilowattstunden pro Normkubikmeter Rohgas,
c) Bereitstellung der Prozesswärme für die Aufbereitung und die Erzeugung des Deponie-, Klär- oder Biogases aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder aus der Abwärme der Gasaufbereitungs- oder Einspeiseanlage ohne den Einsatz zusätzlicher fossiler Energie und
d) eine Nennleistung der Gasaufbereitungsanlage von höchstens 1.400 Normkubikmetern aufbereitetem Deponiegas, Klärgas oder Biogas pro Stunde.“ [16]

2. „Der Gasaufbereitungs-Bonus beträgt bis zu einer maximalen Nennleistung der Gasaufbereitungsanlage von
   a) 700 Normkubikmetern aufbereitetem Deponiegas, Klärgas oder Biogas pro Stunde 3,0 Cent pro Kilowattstunde,
   b) 1.000 Normkubikmetern aufbereitetem Deponiegas, Klärgas oder Biogas pro Stunde 2,0 Cent pro Kilowattstunde und
   c) 1.400 Normkubikmetern aufbereitetem Deponiegas, Klärgas oder Biogas pro Stunde 1,0 Cent pro Kilowattstunde.“ [16]

Abb. 16: Erdgasnetz, Hinweisschild auf eine unterirdische Leitung [13]

Für die Nutzung des Biomethans ist auf § 27 (3) EEG 2012 hinzuweisen, wonach Neuanlagen mit einer installierten Leistung >750 kW_{el}, die ab 2014 in Betrieb gehen, sich an der Direktvermarktung beteiligen müssen und dann die Marktprämie in Anspruch nehmen können. Die Möglichkeit der Inanspruchnahme der Festvergütung nach EEG entfällt dann für diesen Anlagentyp. Bis zu der oben genannten Anlagengröße haben Betreiber die Möglichkeit, auch nach diesem Stichtag zwischen der EEG-Festvergütung oder dem EEG-Marktprämienmodell zu wählen.

Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG)

Mit dem Ziel, den Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme bis 2020 auf 14 % zu erhöhen, schreibt das EEWärmeG für Eigentümer von Gebäuden, die nach dem 1. Januar 2009 errichtet worden sind, eine Wärmeversorgung aus Erneuerbaren Energien vor.

Beim Einsatz von Biogas reicht hier die Deckung des Wärmeenergiebedarfs des entsprechenden Gebäudes von 30 % aus. Voraussetzung ist die Verwendung des Biogases in einer KWK-Anlage.

Bei der Verwendung von Gas aus dem Erdgasnetz kommen Anforderungen an die Biogasaufbereitung und Einspeisung hinzu:

- Einhaltung der Qualitätsanforderungen für den Erhalt des Gasaufbereitungsbonus nach EEG (Begrenzung für Methanemissionen und Stromverbrauch, regenerativ erzeugte Prozesswärme für die Aufbereitung und Einspeisung)
- Herkunftsnachweis über Massenbilanzsystem [33]

Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV)

Mit dem Ziel, bis zum Jahr 2020 jährlich eine Einspeisung von 6 Milliarden Kubikmetern und bis 2030 eine Einspeisung von 10 Milliarden Kubikmetern Biomethan zu ermöglichen, werden in der GasNZV die Bedingungen festgelegt, zu denen die Netzbetreiber den Transportkunden den Zugang zu ihren Leitungsnetzen gewähren.

Maßgebliche Regelungen beim Anschluss einer Biogasanlage an die Leitungsnetze bei der Einspeisung von Biomethan sind dabei: [17]

- Der vorrangige Netzanschluss für Biomethaneinspeiseanlagen
  - Die Verpflichtung der Netzbetreiber, Biomethaneinspeiseanlagen vorrangig an das Gasnetz anzuschließen.
  - Die Kostenteilung für den Netzanschluss: 75 % trägt der Netzbetreiber, 25 % der Anschlussnehmer bis zu einer Länge der Verbindungsleitung von 10 km. Bei einer Verbindungsleitung von maximal 1 km Länge ist der Kostenanteil für den Anschlussnehmer auf 250.000 € gedeckelt.
  - Die Gewährleistung der Verfügbarkeit des Netzanschlusses von mindestens 96 % durch den Netzbetreiber.
  - Die Erstellung eines Plans über Inhalt, zeitliche Abfolge und Verantwortlichkeit (Realisierungsfahrplan) von Netzbetreiber und Anschlussnehmer mit dem Ziel Verzögerungen beim Netzanschluss zu vermeiden. [17]
- Der vorrangige Netzzugang für Biogas-Transportkunden
  - Die Verpflichtung der Netzbetreiber Ein- und Ausspeiseverträge vorrangig mit Transportkunden von Biogas abzuschließen und vorrangig zu transportieren, sofern das Biogas netzkompatibel ist.
- Erweiterter Bilanzausgleich einschließlich Flexibilitätsrahmen
  - Das Angebot eines erweiterten Bilanzausgleichs für die Ein- und Ausspeisung von Biogas durch den Marktgebietsverantwortlichen einschließlich eines Flexibilitätsrahmens von 25 % bei ausschließlich Biogas-Bilanzkreisen.
- Qualitätsanforderungen für Biogas
  - Begrenzung der zulässigen maximalen Methanemissionen in die Atmosphäre bei der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan auf 0,5 % bis zum 30. April 2012 und danach für Neuanlagen auf 0,2 %.

Der Einspeiser hat sicherzustellen, dass das Gas am Einspeisepunkt und während der Einspeisung den Voraussetzungen der

DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G 262 (Stand 2007) entspricht. Der Netzbetreiber ist hingegen dafür verantwortlich, dass das Gas am Ausspeisepunkt den eichrechtlichen Vorgaben des DVGW-Arbeitsblattes G 685 (Stand 2007) entspricht. Der Netzbetreiber trägt hierfür auch die Kosten. Darüber hinaus ist der Netzbetreiber für Odorierung und Messung der Gasbeschaffenheit verantwortlich und trägt auch hierfür die Kosten. [2]

Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV)
In der GasNEV wird die Methode zur Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu den Gasfernleitungs- und Gasverteilernetzen festgelegt. Demnach erhalten Transportkunden von Biogas von dem Netzbetreiber – in dessen Netz eingespeist wird – aktuell pauschal 0,7 Cent pro eingespeiste Kilowattstunde Biomethan für zehn Jahre ab der Inbetriebnahme des entsprechenden Netzanschlusses. Der Netzbetreiber kann diese zusätzlichen Kosten auf alle Netze des Netzgebietes umlegen.

Fördermöglichkeiten
Die Richtlinie zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung Erneuerbarer Energien im Wärmemarkt vom 11. März 2011 soll durch Investitionsanreize den Absatz von Technologien der Erneuerbaren Energien im Wärmemarkt erhöhen, was wiederum zur Kostensenkung und verbesserten Wirtschaftlichkeit beitragen soll. Dies wird über das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) durch Investitionskostenzuschüsse und über das Programm Erneuerbare Energien der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) mithilfe von Zinsverbilligungen und Tilgungszuschüssen zur vorzeitigen teilweisen Tilgung von zinsgünstigen Darlehen gefördert.

Für Biogasaufbereitungsanlagen mit einer Anlagengröße von maximal 350 m_n^3/h Biomethan beträgt der Tilgungszuschuss bis zu 30 % der förderfähigen Nettoinvestitionskosten. Voraussetzung sind Methanemissionen der Aufbereitung in die Atmosphäre von max. 0,5 %, ein maximaler Stromverbrauch von 0,5 kWh/m_n^3 Rohgas bei der Aufbereitung und Einspeisung sowie die Bereitstellung der Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien (EE), Grubengas oder der Abwärme der Gasaufbereitungs- oder Einspeiseanlage. Diese Förderung ist bisher bis zum 31. Dezember 2012 befristet und nicht mit anderen Förderungen aus öffentlichen Mitteln kumulierbar [26].

Eine weitere Fördermöglichkeit für Nutzer von Biomethan bietet die Richtlinie zur Förderung von KWK-Anlagen bis 20 kW_{el} (Programmadministrator ebenfalls BAFA). Die

Abb. 17: Biogasleitung [14]

nach Anlagengröße gestaffelte Förderung erfolgt durch nicht rückzahlbare Zuschüsse.

6.2 Technische Regelwerke

Nachfolgend werden das für die Biogasaufbereitung und -einspeisung relevante technische Regelwerk der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW) und DIN-Normen, die für die Nutzung von Biogas als Kraftstoff relevant sind, beschrieben. An dieser Stelle wird darauf hingewiesen, dass in der aktuellen Fassung der GasNZV Bezug auf die Arbeitsblätter G 260, 262 und 685 des DVGW-Regelwerks mit Stand 2007 genommen wird. Dies bedeutet, dass sich die Anwendung dieser technischen Regeln bei Biogaseinspeiseprojekten auch bei Fortschreibung des Regelwerks auf den in 2007 gültigen Stand bezieht.

Arbeitsblatt DVGW G 260 „Gasbeschaffenheit“
In der technischen Regel werden die Anforderungen an die Beschaffenheit von Brenngasen festgelegt. Des Weiteren werden Rahmenbedingungen für die Gaslieferung, den Gastransport, den Betrieb von Gasanlagen und Gasgeräten bzw. industriellen Gasanwendungen sowie die Basis für die Entwicklung, Normung und Prüfung aufgestellt. [8]

Arbeitsblatt DVGW G 262 „Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung“
Das Arbeitsblatt gilt für die Nutzung von Gasen aus thermischen und fermentativen Prozessen in der öffentlichen Gasversorgung. [31]

In der letzten Fassung dieses Arbeitsblattes (11/2004) wurde in Bezug auf „aufbereitete Gase“ im Wesentlichen auf die maximalen Konzentrationen an CO_2 und H_2 hingewiesen. In der aktuellsten Fassung (09/2011) werden deutlich mehr Parameter aufgeführt. Unter anderem gehen daraus Grenzwerte für Wassergehalt und Wassertaupunkt, Methangehalt im aufbereiteten Biogas, Kohlendioxid, Sauerstoff, Ammoniak und Amine, siliziumorganische Verbindungen und Wasserstoff hervor. [32]

Arbeitsblatt DVGW G 280-1 „Gasodorierung“
Gase der öffentlichen Gasversorgung müssen über einen hinreichenden Warngeruch verfügen. Da Erdgase als auch aufbereitete Biogase meist geruchlos sind, hat die Zudosierung eines Geruchsstoffes, eines sogenannten Odoriermittels, zu erfolgen. Das Arbeitsblatt beinhaltet u. a. Informationen über allgemeine Anforderungen an Odoriermittel, gebräuchliche Odoriermittel, Sicherheitsmaßnahmen und Technik der Odorierung.

Arbeitsblatt DVGW G 685 „Gasabrechnung“
Das Arbeitsblatt regelt die Verfahren zur Messung und Ermittlung der Daten zur Abrechnung von Gasen, die dem DVGW-Arbeitsblatt G 260 „Gasbeschaffenheit“ entsprechen.

DVGW Prüfgrundlage VP 265-1 Anlagen für die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz – Teil 1: Fermentativ erzeugte Gase; Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung und Inbetriebnahme.
Die Prüfgrundlage VP 265-1 „gilt für die Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung und Inbetriebnahme von Anlagen zur Aufbereitung von fermentativ erzeugten Biogasen auf Erdgasqualität und für Anlagen zur Einspeisung dieser Gase in Gastransport- und Verteilsysteme, die mit Gasen nach G 260 betrieben werden. Die Mindestanforderungen an die technische Sicherheit, der zur Nutzbarmachung des Biogases – von der Aufbereitungsanlage über die Verdichtung, Druckregelung, Konditionierung und Messung bis zur Einspeisung in das Gasnetz als Zusatz- bzw. Austauschgas erforderlichen Anlage und deren Komponenten werden hier zusammenfassend dargestellt.“ [9]

DIN 51624 „Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Erdgas – Anforderungen und Prüfverfahren“
Die Norm legt die Eigenschaften und Grenzwerte für den Einsatz von Erdgas als Kraftstoff in für den Betrieb mit Erdgas ausgerüsteten Kraftfahrzeugen zusammen mit den zur Prüfung dieser Eigenschaften anzuwendenden Prüfverfahren fest. Die Beimischung von Biogas ist zulässig, sofern für die fertige Mischung die Einhaltung der Anforderungen dieser Norm sichergestellt ist. Die Norm gilt somit für Erdgas und Biogas als Kraftstoff in Erdgasfahrzeugen.

DIN EN ISO 15403-1 „Erdgas – Erdgas als verdichteter Kraftstoff für Fahrzeuge – Teil 1: Bestimmung der Beschaffenheit“
Die Norm verfolgt das Ziel der Bereitstellung von Daten zur Beschaffenheit von Kraftstoff für Erdgasfahrzeuge, die Hersteller, Fahrzeugbetreiber, Tankstellenbetreiber und andere Beteiligte der Industrie für mit verdichtetem Erdgas angetriebene Fahrzeuge benötigen, um Geräte für diese Fahrzeuge erfolgreich zu entwickeln und zu betreiben.

6.3 Vertragsstrukturen und Projektkonstellationen

Vertragsstrukturen
Die Realisierung eines Biogasaufbereitungsprojektes erfordert eine vertragliche Absicherung über die gesamte Wertschöpfungskette. Im Fokus stehen vertragliche Regelungen zum Anbau der Biomasse über die Biogaserzeugung und -aufbereitung sowie die Einspeisung bis hin zur Vermarktung. In Abhängigkeit des Geschäftsmodells sind hierbei unterschiedliche Verträge relevant:

Rohbiogasliefervertrag: Werden die Biogasproduktion und die Biogasaufbereitung von unterschiedlichen Gesellschaften betrieben, ist es zweckmäßig, einen Rohbiogasliefervertrag abzuschließen. Der Abschluss eines Rohbiogasliefervertrags garantiert dem Betreiber einer Biogasaufbereitungsanlage die Bereitstellung einer definierten Menge und Qualität von Biogas zu vereinbarten Preisen über einen festgelegten Zeitraum.

Biomethanliefervertrag: Der Biomethanliefervertrag wird für die Vermarktung des ins Erdgasnetz eingespeisten Biomethans zwischen dem Einspeiser bzw. Biomethanlieferanten und dem Biomethanhändler oder dem Letztverbraucher (z. B. Betreiber des BHKW) abgeschlossen. Im Biomethanliefervertrag werden neben der Liefermenge und der Bestimmung des Übergabepunktes auch die zu liefernden „Eigenschaften“ (z. B. verwendete Substrate zur Biogasproduktion, Kapazität, Stromverbrauch und maximale Methanemissionen in die Atmosphäre der BGAA, etc.) des Biomethans festgelegt. [30]

Netzanschlussvertrag: Der Netzanschlussvertrag wird zwischen dem Anschlussnehmer bzw. Anschlussnutzer und dem Einspeisenetzbetreiber geschlossen. [27] Er regelt technische Parameter (insbesondere nach den Arbeitsblättern DVGW G 260 und G 262) [30] sowie Haftungsregelungen und Kündigungsfristen.

Einspeisevertrag: Der Einspeisevertrag wird zwischen dem Transportkunden und dem Einspeisenetzbetreiber abgeschlossen. Er „berechtigt den Transportkunden zur Nutzung des Netzes vom Einspeisepunkt bis zum virtuellen Handelspunkt“ [17] und dient u. a. als Grundlage, um die eingespeisten Biomethanmengen einem Bilanzkreis zuordnen zu können. [28]

Ausspeisevertrag: Der Ausspeisevertrag wird zwischen dem Transportkunden und dem Ausspeisenetzbetreiber geschlossen. [17] Der Ausspeisevertrag regelt die Netznutzung bis zum Ausspeisepunkt und ist für Endabnehmer, die Biomethan einsetzen, und für Endabnehmer, die fossiles Erdgas einsetzen, identisch.

Lieferantenrahmenvertrag: Der Lieferantenrahmenvertrag wird zwischen dem Transportkunden und dem Ausspeisenetzbetreiber abgeschlossen und „berechtigt Transportkunden in einem Marktgebiet zur Nutzung der Netze ab dem virtuellen Handelspunkt und zur Ausspeisung von Gas an Ausspeisepunkten der örtlichen Gasverteilernetze.“ [17]

Biogasbilanzkreisvertrag: Transportkunden von Biomethan im Erdgasnetz sind verpflichtet, mit dem marktgebietsverantwortlichen Netzbetreiber einen Biogasbilanzkreisvertrag abzuschließen. In diesem wird die Einrichtung eines Bilanzkreises, die Erfassung, der Ausgleich und die Abrechnung von Abweichungen der ein- und ausgespeisten Biomethanmengen festgelegt. [17]

Abb. 18: Biogasaufbereitung [13]

DEFINITIONEN

Anschlussnehmer
Als Anschlussnehmer wird „jede juristische oder natürliche Person, die als Projektentwicklungsträger, Errichter oder Betreiber einer Biogasaufbereitungsanlage den Netzanschluss dieser Anlage beansprucht“, bezeichnet. [17]

Anschlussnutzer
Als Anschlussnutzer wird in der Kooperationsvereinbarung der Netzbetreiber derjenige bezeichnet, „der den Netzanschluss zum Zwecke der Einspeisung des in der Biogasaufbereitungsanlage auf Erdgasqualität aufbereiteten Biogases nutzt, indem er das Biogas zum Transport bereit stellt“ [27].

Bilanzkreis
Ein Bilanzkreis fasst die Ein- und Ausspeisepunkte zusammen, um Ein- und Ausspeisemengen zu saldieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen [17].

Einspeiser
Als Einspeiser von Biogas wird „jede juristische oder natürliche Person, die am Einspeisepunkt im Sinne von § 3 Nummer 13b des Energiewirtschaftsgesetzes Biogas in ein Netz oder Teilnetz eines Netzbetreibers einspeist“ bezeichnet [17]. I. d. R. ist der Einspeiser auch der Betreiber der Biogasaufbereitungsanlage.

Transportkunde
Als Transportkunden im Gasbereich werden im Energiewirtschaftsgesetz „Großhändler und Gaslieferanten einschließlich der Handelsabteilung eines vertikal integrierten Unternehmens und Letztverbraucher“ bezeichnet [29].

„Der Transportkunde übernimmt das vom Anschlussnutzer bereitgestellte Biogas, um es auf der Grundlage des von ihm mit dem Netzbetreiber abgeschlossenen Einspeisevertrages vom Netzbetreiber transportieren zu lassen“ [27], z. B. Biomethanhändler.

Virtueller Handelspunkt
Der virtuelle Handelspunkt ist „ein Punkt im Marktgebiet, an dem Gas zwischen Bilanzkreisen übertragen werden kann, der jedoch keinem physischen Ein- oder Ausspeisepunkt im Marktgebiet entspricht“ [17].

Projektkonstellationen
Bei der Biogasaufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz sind entlang der Wertschöpfungskette (Rohstofflieferung–Biogasproduktion–Biogasaufbereitung–Biomethaneinspeisung–Biomethantransport–Biomethanausspeisung–Biomethannutzung) verschiedene Projektkonstellationen möglich. Dabei orientiert sich die Ausgestaltung einer solchen Projektkonstellation an der Übernahme einzelner Glieder der Wertschöpfungskette durch verschiedene Projektbeteiligte. In der Regel sind mehrere Projektpartner an einem Biogasaufbereitungsprojekt beteiligt. Hierzu zählen z. B.: Landwirte, Investoren, Energieversorgungsunternehmen (EVU), Stadtwerke, Netzbetreiber, Biomethanhändler und Biomethanabnehmer.

Die Einspeiseanlage wird dabei generell vom jeweiligen Einspeisenetzbetreiber betrieben.

Folgende Kooperationsmodelle sind beispielsweise denkbar:

Betreibergesellschaft: Häufig anzutreffen sind Betreibergesellschaften, die Biogasanlagen oder auch Biogasaufbereitungsanlagen planen, realisieren und betreiben. Die Akteure partizipieren entsprechend ihren Gesellschafteranteilen an den Gewinnen einer solchen Betreibergesellschaft. Gleichzeitig reduzieren sich bei mehreren Akteuren das individuelle Risiko und der finanzielle Aufwand für den einzelnen Investor bei Planung und Bau eines Biogasaufbereitungsprojektes.

Landwirt als Rohstofflieferant: Der Landwirt (oder mehrere Landwirte) liefert auf Basis eines Rohstofflieferantenvertrags die Rohstoffe für die Betreibergesellschaft der Biogasanlage, die genauso wie die Aufbereitungsanlage beispielsweise von einem Energieversorgungsunternehmen (EVU) geplant, realisiert und betrieben wird.

Kooperation zwischen Landwirt und Stadtwerk: Bei dieser häufig anzutreffenden Konstellation tritt der Landwirt (oder eine Kooperation von Landwirten) als Rohstofflieferant und Biogasanlagenbetreiber auf. Die Stadtwerke betreiben die Biogasaufbereitungsanlage, fungieren als Transportkunde und betreiben eigene Biomethan-BHKW bzw. übernehmen die Vermarktung der Biomethanmengen. Dies kann auch überregional zwischen mehreren Stadtwerken und einer größeren Anzahl von Landwirten erfolgen.

Landwirt als Betreiber der Aufbereitung und Einspeisung: Eine eher seltene Variante ist das Abdecken der kompletten Wertschöpfungskette durch den Landwirt. Der Vorteil für den Landwirt besteht hierbei in der alleinigen wirtschaftlichen Abdeckung. Der deutliche Nachteil liegt in dem hohen finanziellen Risiko und dem benötigten technischen Know-how.

KOSTENPOSITIONEN DER BIOMETHANBEREITSTELLUNG

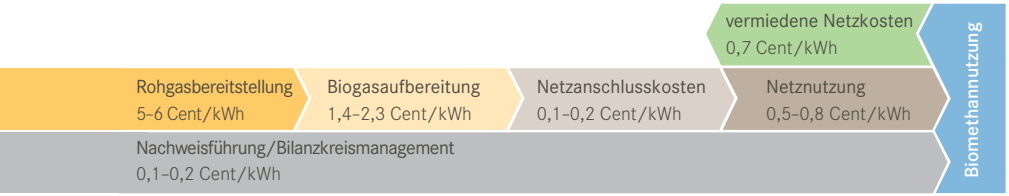

Abb. 19: Kostenpositionen der Biomethanbereitstellung in Cent/kWh$_{Hs}$ [IWES, 2011]

6.4 Wirtschaftlichkeit

Beispielhaft werden in diesem Abschnitt die Kosten der Biomethanproduktion und der Biomethannutzung in der Kraft-Wärme-Kopplung dargestellt.

Abbildung 19 gibt einen Überblick über durchschnittliche Kosten der Biomethanbereitstellung entlang der Wertschöpfungskette. Die durchschnittlichen Biomethanbereitstellungskosten bewegen sich im Bereich von 6,8 Cent/kWh$_{Hs}$ (BGAA mit 2.000 m$_n^3$/h Rohgas) bis 8,3 Cent/kWh$_{Hs}$ (BGAA mit 500 m$_n^3$/h Rohgas).

Die Rohgasbereitstellungskosten bewegen sich beim Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen durchschnittlich im Bereich von 5–6 Cent/kWh$_{Hs}$ (gemittelt für die jeweilige Größenklasse im Bereich von 5,25–5,75 Cent/kWh$_{Hs}$). Die Aufbereitungskosten des Rohgases zu Biomethan belaufen sich je nach Anlagenkapazität auf 1,4 bis 2,3 Cent/kWh$_{Hs}$. Die anteiligen Netzanschlusskosten des Einspeisers (Betreiber der Biogasaufbereitungsanlage) betragen 0,1–0,2 Cent/kWh$_{Hs}$ und fallen damit deutlich niedriger ins Gewicht als die Kosten der Aufbereitung. Dies resultiert u. a. aus den Regelungen der GasNZV. Vermiedene Netzkosten in Höhe von 0,7 Cent/kWh$_{Hs}$ erhält der Transportkunde von Biomethan vom Netzbetreiber, in dessen Netz das Biomethan eingespeist wird. Für die Netznutzung fallen Entgelte der Netzbetreiber, durch deren Netze das Biomethan transportiert und ausgespeist wird, in Höhe von ca. 0,45–0,8 Cent/kWh$_{Hs}$ an. Darüber hinaus fallen Kosten für Bilanzkreismanagement und Biomethannachweisführung von rund 0,12 bis 0,22 Cent/kWh$_{Hs}$ an. [22] [23]

In Abbildung 20 wird die Ökonomie der Biomethannutzung in der Kraft-Wärme-Kopplung (Grundlage EEG 2012) beispielhaft für drei BHKW-Größen (200 kW$_{el}$, 500 kW$_{el}$ und 1.000 kW$_{el}$) dargestellt. Es wurde ein Biogas zugrunde gelegt, welches zu 60 % aus Mais und zu 40 % aus Getreideganzpflanzensilage hergestellt wurde. Die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan erfolgt in einer Biogasaufbereitungsanlage mit einem Nennlast-Biomethanvolumenstrom von 800 m$_n^3$/h.

Tab. 3: Auswahl relevanter technischer Daten der drei Beispiel-Erdgas-BHKW

Elektrische Leistung	[kW]	200	500	1.000
Wirkungsgrad, elektrisch	[%]	37,2	39,5	41,7
Wirkungsgrad, thermisch	[%]	47,8	49,4	45,9
Vollbenutzungsstunden	[h/a]	6.000	6.000	6.000

Des Weiteren werden alle Anforderungen des EEG eingehalten, um den Gasaufbereitungsbonus von 2 Cent/kWh$_{el}$ geltend machen zu können. Für den Betrieb des Biomethan-BHKW werden 6.000 Vollbenutzungsstunden angesetzt. Aus Tabelle 3 können die jeweils angenommenen elektrischen und thermischen Wirkungsgrade der Beispiel-BHKW entnommen werden. Es handelt sich hierbei um technische Daten marktverfügbarer Erdgas-Blockheizkraftwerke, die nicht allgemeingültig für die jeweilige Leistungsklasse, sondern spezifisch für die hier ausgewählten Beispielanlagen zu sehen sind.

WÄRMEBEREITSTELLUNGSKOSTEN VON BIOMETHAN-BHKW

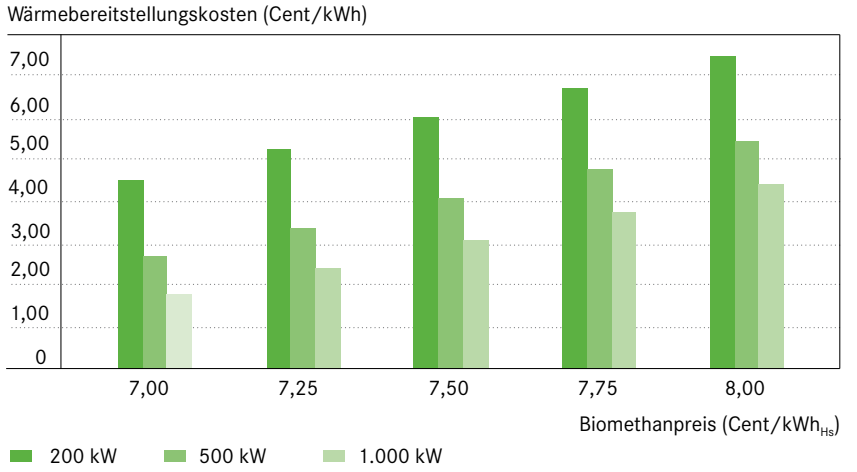

Abb. 20: Wärmebereitstellungskosten von Biomethan-BHKW als Funktion des Biomethanpreises [IWES, 2011]

Zur Berechnung der kapitalgebundenen Kosten wurden ein Zinssatz von 7,5 % (gemittelt aus Eigenkapital- und Fremdkapitalzinssatz) und eine Abschreibungsdauer des BHKW von 10 Jahren angenommen. Es wurde ein Biomethaneinkaufspreis von 7,0 bis 8,0 Cent/kWh$_{Hs}$ variiert. Erlöse werden durch die Stromeinspeisung nach EEG 2012 generiert.

Die Darstellung des Ergebnisses erfolgt als Wärmebereitstellungskosten in Cent/kWh (bezogen auf den Ausgangsflansch des BHKW – nachgelagerte Peripherie und potenzielle Spitzenlastwärmebereitstellung wurden nicht berücksichtigt).

Beispiel 1
Bei den oben beschriebenen Randbedingungen entstehen bei dem Betrieb eines Biomethan-BHKW mit einer elektrischen Leistung von 200 kW und unter Zugrundelegung eines Biomethanpreises von 7,5 Cent/kWh$_{Hs}$ Wärmebereitstellungskosten in Höhe von 6,0 Cent/kWh.

Beispiel 2
An einem Standort, an welchem im Vergleich zu Beispiel 1 ein um den Faktor 2,5 höherer Wärmebedarf besteht, können mit einem Biomethan-BHKW mit einer elektrischen Leistung von 500 kW und unter Zugrundelegung eines Biomethanpreises von 7,5 Cent/kWh$_{Hs}$ Wärmebereitstellungskosten in Höhe von 4,1 Cent/kWh generiert werden.

7 ANHANG

7.1 Allgemeiner Hinweis zu Rechtsthemen

Alle rechtlichen Themen, die in dieser Publikation aufgeführt sind, dienen ausschließlich der allgemeinen Information und nicht als Basis im Falle eines spezifischen rechtlichen Anliegens. Die Verfasser und andere Beteiligte übernehmen keine Haftung in Bezug auf Verwertbarkeit, Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der nachfolgend dargestellten Informationen. Das Geltendmachen von Ansprüchen jeglicher Art wird ausgeschlossen.

7.2 Weiterführende Informationen

www.fnr.de
www.iwes.fraunhofer.de
www.dena.de
www.iea-biogas.net
www.sgc.se
www.urbanbiogas.eu
www.biogasportal.info
www.dbfz.de
www.biogaspartner.de
www.dvgw.de
www.biogasmax.eu
www.greengasgrids.eu

7.3 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Beispiel für eine Biogasanlage mit anschließender Aufbereitung zu Biomethan Seite 4
Abbildung 2: Entwicklung von Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland Seite 5
Abbildung 3: Mischfruchtanbau von Energiepflanzen Seite 6
Abbildung 4: THG-Emissionen bei der Biomethan-Erzeugung Seite 8
Abbildung 5: Biogasanlage Seite 10
Abbildung 6: Schema einer landwirtschaftlichen Biogasanlage Seite 12
Abbildung 7: Verfahrensschema Druckwechseladsorption Seite 15
Abbildung 8: Druckwasserwäsche Seite 16
Abbildung 9: Physikalische Absorption mit organischen Lösungsmitteln (Genosorb®-Wäsche) Seite 17
Abbildung 10: Membrananlage Seite 18
Abbildung 11: Entwicklung des Zubaus der verschiedenen Aufbereitungsverfahren Seite 19

Abbildung 12: Druckwechseladsorption Seite 19
Abbildung 13: Abgasnachbehandlungsanlage Seite 22
Abbildung 14: Biogaseinspeisestation Seite 25
Abbildung 15: Biogastankstelle in Jameln Seite 27
Abbildung 16: Erdgasnetz Seite 30
Abbildung 17: Biogasleitung Seite 32
Abbildung 18: Biogasaufbereitung Seite 35
Abbildung 19: Kostenpositionen der Biomethanbereitstellung Seite 38
Abbildung 20: Wärmebereitstellungskosten von Biomethan-BHKW Seite 39

7.4 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Kennwerte verschiedener Biogasaufbereitungsverfahren Seite 20
Tabelle 2: Gaszusammensetzungen von Erdgasen aus unterschiedlichen Herkunftsgebieten Seite 23
Tabelle 3: Auswahl relevanter technischer Daten der drei Beispiel-Erdgas-BHKW Seite 39

7.5 Literaturverzeichnis

[1] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR): Biogas. Gülzow, 2011.
[2] Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser, Abfall e. V. (DWA): DWA-Regelwerk: Merkblatt DWA-M 361 Aufbereitung von Biogas. Hennef, 2011.
[3] URL: [http://www.nachhaltigkeit.info/artikel/hans_carl_von_carlowitz_1713_1393.htmh] Zugriff am 18. November 2011
[4] Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV): Nachhaltigkeit konkret – Nachhaltigkeitskonzept des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz. Berlin, 2008.
[5] ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH/Becker Büttner Held – Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater: Biomethan als Kraftstoff: Eine Handlungsempfehlung für die Anwendung der BioKraft-NachV in der Praxis. Heidelberg/Berlin, 2010.
[6] URL: [http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/theme.do?nodeIdent=2346] Zugriff am 22. November 2011
[7] Liebetrau, J./J. Daniel-Gromke/C. Reuschel et. al.: Bewertung klimarelevanter Gase aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen auf der Basis von Emissionsmessungen. Beitrag beim FNR/KTBL-Biogaskongress 2011
[8] DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V.: Technische Regel Arbeitsblatt G 260. Bonn, 2008.
[9] DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V.: Technische Regel Prüfgrundlage VP 265-1. Bonn, 2008.
[10] Institut für Solare Energieversorgungstechnik ISET, 2008.
[11] Holzhammer, U./Beyrich, W.: Die steuerbare und am Bedarf orientierte Stromerzeugung aus Biogas. Tagungsband: OTTI-Anwenderforum Biogasanlagen 23. November 2011. Regensburg, 2011.
[12] Fraunhofer IWES/Fraunhofer UMSICHT/DBFZ: mit einer Zuwendung des BMU: 3. Zwischenbericht BIOMON: BIOMON – Evaluierung der Biomethanbereitstellung, -verteilung und -nutzung in Deutschland durch ein Marktmonitoring, 2012 unveröffentlicht
[13] Nachweis: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES)
[14] Nachweis: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V (FNR)
[15] Fachverband Biogas e. V.: Biogasbranchenzahlen 2011 – Entwicklung der Anzahl Biogasanlagen und der gesamten elektrischen Leistung in Megawatt [MW] Stand 11/2011. URL: [http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/11-11-15_Biogas%20Branchenzahlen%202011.pdf] Zugriff am 30. November 2011
[16] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG). Konsolidierte (unverbindliche) Fassung des Gesetzestextes in der ab 1. Januar 2012 geltenden Fassung
[17] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV). Datum des Inkrafttretens: 9. September 2010
[18] DECHEMA et al: Positionspapier – Rohstoffbasis im Wandel. Frankfurt, 2010.
[19] Bundesnetzagentur. Biogas-Monitoringbericht 2011. Bonn, 2011.
[20] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (Herausgeber): Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Gülzow, 2006.
[21] ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg GmbH: Basisdaten zu THG-Bilanzen für Biogas-Prozessketten und Erstellung neuer THG-Bilanzen. Heidelberg, 2008.
[22] Hölder, D.: Aus Biomethan das Beste erlösen? Biomethan (-KWK) im Wärmemarkt. Oberhausen, 2010.
[23] Beil, M./Scholwin, F./Urban, W.: Biomethan in Deutschland: Ein Branchenüberblick – Ergebnisse aus dem BMU-Projekt „BIOMON". 1. VDI-Kongress Biogas – Aufbereitung und Einspeisung. Düsseldorf, 2010.
[24] ASUE (Herausgeber): BHKW-Kenndaten 2011. Berlin, 2011.

[25] Harasek, M.: Biogasaufbereitung für die Einspeisung ins öffentliche Netz am Beispiel der Biogasanlage Bruck a. d. Leitha. Tagungsband 6. Hanauer Dialog „Biogasaufbereitung zu Biomethan“. Kassel/Hanau, 2008.
[26] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt. März 2011
[27] Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen. Änderungsfassung vom 30. Juni 2011. Inkrafttreten am 1. Oktober 2011
[28] URL: [http://www.biogaspartner.de/index.php?id=10095] Zugriff am 13. Januar2012
[29] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG). Ausfertigungsdatum 7. Juli 2005, zuletzt geändert durch Art. 1 G vom 22. Dezember 2011 I 3034
[30] Valentin, F.: Biogasanlagen – Analyse von Bau und Betrieb aus vertragsrechtlicher Sicht. Gülzower Fachgespräche, Band 32: Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven. Tagungsband zum KTBL/FNR-Biogas-Kongress vom 15. bis 16. September 2009 in Weimar
[31] DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V.: Technische Regel Arbeitsblatt G 262. Bonn, 2004.
[32] DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V.: Technische Regel Arbeitsblatt G 262(A). Bonn, 2011.
[33] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz – EEWärmeG) in der seit 1. Mai 2011 geltenden Fassung
[34] Bundesnetzagentur. Monitoringbericht 2011. Bonn, 2011

7.6 Abkürzungsverzeichnis

BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BG	Biogas
BGAA	Biogasaufbereitungsanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BioKraft-NachV	Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung
BioSt-NachV	Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BNetzA	Bundesnetzagentur
CH_4	Methan
CNG	compressed natural gas (komprimiertes Erdgas)
CO	Kohlenmonoxid
CO_2	Kohlendioxid
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. Technisch Wissenschaftlicher Verein
DWW	Druckwasserwäsche
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz zum Vorrang von Erneuerbaren Energien, Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung, Energiewirtschaftsgesetz
eta_{el}	Wirkungsgrad, elektrisch
eta_{th}	Wirkungsgrad, thermisch
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FCKW	Fluorchlorkohlenwasserstoffe
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GDRM	Gasdruck-Regel-Messanlage
H_2O	Wasser
H_2S	Schwefelwasserstoff
HW	Heizwerk
IEKP	Integriertes Energie- und Klimaprogramm
IWES	Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau

KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MAP	Marktanreizprogramm
N_2	Stickstoff
NH_3	Ammoniak
N_2O	Distickstoffoxid
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
O_2	Sauerstoff
PGC	Prozessgaschromatograph
PSA	Pressure Swing Adsorption (Druckwechseladsorption)
RTO	Regenerativ-Thermische Oxidation
TA Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft
THG	Treibhausgas

7.7 Verwendete Einheiten

a	Jahr
°C	Grad Celsius
g	Gramm
h	Stunde
kg	Kilogramm
km	Kilometer
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWh_{Hs}	Kilowattstunde, Brennwert bezogen
kW_{el}	Kilowatt, elektrisch
kWh_{el}	Kilowattstunde, elektrisch
kW_{th}	Kilowatt, thermisch
kWh_{th}	Kilowattstunde, thermisch
mg	Milligramm
MJ	Megajoule
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
m^3	Kubikmeter
m_n^3	Kubikmeter (unter Normbedingungen: 0 °C; 1,01325 bar)
ppm	parts per million
t	Tonne

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR)
OT Gülzow, Hofplatz 1
18276 Gülzow-Prüzen
Tel.: 03843/6930 - 0
Fax: 03843/6930 - 1 02
info@fnr.de
www.nachwachsende-rohstoffe.de
www.fnr.de

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier
mit Farben auf Pflanzenölbasis

Bestell-Nr. 531
FNR 2012

FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE e. V.