

Biomethan – Potenziale, Gas-Aufbereitung und Netzeinspeisung



E.ON Bioerdgas GmbH

*Dr. Claus Bonsen
claus.bonsen@eon.com*

*Friedrich Wolf
friedrich.wolf@eon.com*

*Dr. Harald von Canstein
harald.voncanstein@eon.com*

*Wuppertal Institut
Karin Arnold
karin.arnold@wupperinst.org*

*Fraunhofer IWES
Dr. Bernd Krautkremer
bernd.krautkremer@
iwes.fraunhofer.de*

*Michael Beil
michael.beil@iwes.fraunhofer.de*

*IZES
Dr. Bodo Groß
gross@izes.de*

Einleitung

Im Gegensatz zur klassischen Direktverstromung am Ort der Biogaserzeugung weist die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan mit anschließender Einspeisung in das Erdgasnetz energiewirtschaftliche Vorteile auf:

- Der Transport des aufbereiteten Biogases über das Erdgasnetz ermöglicht den hocheffizienten Einsatz in wärmegeführten KWK-Anlagen, Brennwertthermen und Erdgasfahrzeugen, wohingegen bei den derzeit ca. 7.000 Biogasanlagen ohne Gasaufbereitung trotz aller Anstrengungen bei der Erstellung von Wärmekonzepten und Satelliten-BHKW heute immer noch der größte Teil der bei der Stromerzeugung aus Biogas anfallenden Wärme ungenutzt an die Umgebung abgegeben wird,
- Darüber hinaus fungiert das Erdgasnetz als Speicher, der eine räumliche und zeitliche Entkopplung der Biogaserzeugung von einem bedarfsgerechten Verbrauch ermöglicht, ohne dass ein zusätzliches Invest für Speicherinfrastruktur erforderlich ist.

Aktueller Status

Zur Erfassung des aktuellen Standes der Biomethaneinspeisung in Deutschland wurde durch das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) in Kassel zusammen mit dem Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (UMSICHT) in Oberhausen und dem Deutschen Biomasseforschungszentrum (DBFZ) das von Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit geförderte Projekt „BIOMON: Evaluierung der Biomethanbereitstellung, -verteilung und -nutzung in Deutschland durch ein Marktmonitoring“ durchgeführt.

Im Rahmen des Vorhabens wurde die gesamte Wertschöpfungskette von der Biogasproduktion für Biogasaufbereitungsanlagen, über die Biogasaufbereitung und Biomethanetzeinspeisung bis hin zur Nutzung des Biomethans detailliert untersucht.

Im Zeitraum 2006 bis 2011 wurden 83 Biogasaufbereitungsprojekte in Deutschland realisiert. Rechnerisch betrug die Gesamtaufbereitungskapazität des Rohbiogases damit ca. 103.000 mn³/h. Bei Nennlastbetrieb ergibt sich hieraus eine Gesamtleistung von > 600 MWh. Die gesamte Einspeisearbeit an Bio-

methan betrug im Kalenderjahr 2011 gemäß BNetzA rund 3 TWh.

In Deutschland wird das Biogas zur Biomethanproduktion bei mehr als 80 % der in Betrieb befindlichen Biogasaufbereitungsanlagen aus nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo) und Wirtschaftsdüngern erzeugt. Von den Ende 2011 in Betrieb befindlichen Biomethanprojekten wird bei acht Anlagen Abfall vergoren (Schlachtabfälle, organische Reststoffe, Fette sowie Schlempe aus der Bioethanolproduktion) und bei einer Anlage wird Klärschlamm vergoren. Jeweils zwei weitere Anlagen vergären eine Kombination aus Abfall und Klärschlamm bzw. NawaRo und Abfall. Bei den übrigen 70 Anlagen wird Biogas aus der Vergärung von NawaRo und Wirtschaftsdünger aufbereitet.

Bis Ende 2011 wurden 5 Aufbereitungsverfahren von 11 Anlagenbauern am deutschen Markt großtechnisch umgesetzt. Die Anlagentechnik hat sich seit 2006 erkennbar weiterentwickelt. Abgasnachbehandlungsanlagen zur Reduzierung von Methanemissionen sind mittlerweile an den meisten der neu in Betrieb gegangenen Biogasaufbereitungsanlagen vorzufinden.

Die Länge der Anschlussleitungen zwischen Biogasaufbereitungsanlage und Erdgasnetz betrug bei 19 der 25 Anlagen wenige Meter bis maximal einen Kilometer. Die maximale Entfernung lag bei 5,5 km.

Der Großteil des genutzten Biomethans kommt im Verwertungspfad „EEG-KWK“ zum Einsatz. Darüber hinaus wird Biomethan aber auch an Erdgastankstellen, bzw. als Beimischprodukt (Erdgas/Biomethan-Produkte von ca. 5–100 % Biomethananteil) im Wärmemarkt angeboten. Der virtuelle Export von Biomethan findet zwar auch heute schon statt, nimmt jedoch eine eher untergeordnete Bedeutung ein.

Potenziale

In Biogasanlagen kann fast jedes organische Material in Biogas umgesetzt werden; Ausnahmen sind vor allem lignifizierte Biomassen wie Holz.

Grundsätzlich kann man die vergärbaren Biomassen in folgende Gruppen einteilen:

- Energiepflanzen
- Bioabfall
- Reststoffe.

Im Jahr 2012 wurden in Deutschland ca. 2,1 Mio. Hektar Ackerfläche für den Anbau von Energiepflanzen verwendet. Pflanzen für Biogas wurden auf ca. 0,96 Mio. ha und Pflanzen für Biodiesel und Bioethanol wurden auf ca. 1,16 Mio. ha angebaut. Seit 2006 steigt der Anteil an Flächen für die Biogasproduktion, während der Flächenbedarf für Biodiesel und Bioethanol seit kurzem sinkt; dies nicht zuletzt wegen der schlechteren CO₂-Bilanz von Biodiesel und Bioethanol im Vergleich zu Biogas. Verschiedene Simulationen zum künftigen Flächenpotenzial für Energiepflanzen kommen auf Werte von 2 bis 4 Mio. ha.

Unter der Annahme, dass die landwirtschaftlichen Flächen auch künftig der Nahrungsmittelproduktion dienen, jedoch durch erhöhte Flächenproduktivität Flächen freierwerden, sieht das BMELV ein Potenzial von 4 Mio. ha. Wegen der erhöhten Anforderungen der EU an die CO₂-Einsparung von Biokraftstoffen wird die freiwerdende Fläche vermutlich vor allem für Biogaspflanzen verwendet werden. Eine Fläche von 3 Mio. ha entspricht einem Potenzial von ca. 180 TWh Biogas.

Laut BMELV in 2012 werden in Deutschland ca. 11 Mio. t Lebensmittel weggeworfen. Dazu kommen noch weitere Bioabfälle wie privater Grünabfall und Landschaftspflegeabfall. Dies entspricht einem Potenzial von ca. 10 TWh Biogas.

Unter Reststoffe fallen insbesondere landwirtschaftliche Reststoffe wie Gülle und Mist, aber auch Stroh. Das Biogaspotenzial von Gülle und Mist liegt in Deutschland bei ca. 20 TWh, das Potenzial von Stroh bei ca. 50 TWh.

CO₂-Bilanz

Der mit der Biogaserzeugung und -aufbereitung verbundene Aufwand macht nur Sinn, wenn mit dem Einsatz von Biomethan signifikante Minderungen von Treibhausgasemissionen verbunden sind. Die RED (Renewable Energy Directive) der EU verlangt für Biokraftstoffe aktuell eine CO₂-Einsparung von mindestens 35 %. Diese Anforderung wird für Neuanlagen im Jahr 2018 auf 60% angehoben. Die Einhaltung dieser Anforderungen muss im Rahmen eines Zertifizierungsverfahrens nachgewiesen werden.

Die aktuell verfügbaren Studien weisen sowohl bezüglich des THG-Emissionsfaktors von Biomethan als auch bezüglich der Emissionsminderungen, die mit dem Einsatz von Biomethan erreicht werden können, eine große Bandbreite auf. Oft werden für Biomethan in der Literatur Emissionsfaktoren von 100 g CO₂-Äquivalente pro kWh Biomethan und mehr angegeben. Diese Werte berücksichtigen jedoch nicht die technischen Fortschritte, die in den vergangenen Jahren

gemacht wurden. In modernen Biogasanlagen wurde die Gasausbeute, d. h. der Energieertrag pro eingesetzter Biomasse, deutlich gesteigert, sodass für die Bereitstellung der gleichen Energiemenge deutlich weniger Biomasse eingesetzt werden muss und somit die Treibhausgasemissionen aus der landwirtschaftlichen Vorkette des Biomasseanbaus spezifisch geringer ausfallen. Auch wurden mit der Einführung von Abgasnachbehandlungssystemen im Abgasstrom der Biogasaufbereitung die Methanemissionen bei der Biogasaufbereitung deutlich reduziert. Moderne Biomethananlagen erreichen heute Emissionsfaktoren von weniger als 70 g CO₂-Äquivalente pro kWh Biomethan.

Für die Beurteilung der mit dem Einsatz von Biomethan verbundenen Treibhausgaseinsparung sind neben dem Emissionsfaktor auch die Effizienzen der jeweiligen Umwandlungspfade (z. B. elektrischer Wirkungsgrad eines Blockheizkraftwerkes für den Verwendungspfad KWK) und die Emissionsfaktoren der jeweils verwendeten fossilen Referenzszenarien von Bedeutung. Berechnungen von E.ON, die für Strom, Wärme und Mobilität als fossiles Referenzszenario jeweils den deutschlandweiten Mix verwenden, kommen für alle drei Verwendungspfade pro eingesetzter Energiemenge Biomethan (analog pro eingesetzter Ackerfläche) auf Treibhausgaseinsparung von mehr als 75 %. Bei Verwendung anderer Referenzszenarien ergeben sich entsprechend andere Einsparungen.

Methanemissionen

Ein wichtiger Einflussparameter für die Bestimmung des Emissionsfaktors von Biomethan sind die Methanemissionen, die beim Betrieb der Biomethananlage auftreten. In der Literatur sind zu dieser Thematik häufig nur Abschätzungen, da aufgrund der entsprechend aufwändigen Messaufgabe nur selten Messwerte vorhanden sind. Viele Abschätzungen für landwirtschaftliche Biogasanlagen gehen von Methanemissionen von bis zu 5 % (bezogen auf das in der Biogasanlage erzeugte Methan) aus, was die mit der Biogaserzeugung verbundene Einsparung von THG-Emissionen deutlich reduziert. Diese Werte charakterisieren einen veralteten Stand der Technik von Biogasanlagen (z. B. ohne gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers), beschreiben jedoch nicht die Realität moderner Biomethananlagen.

Aus diesem Grund wird von E.ON im Rahmen eines F&E-Projektes die Methanemissionen der Biomethananlage in Einbeck messtechnisch untersucht. In Einbeck besteht die Biogaserzeugung aus zwei Fermentern, einem Nachgärer und drei Gärrestlagern. Das Biogas wird mit dem Verfahren der Aminwäsche auf Erdgasqualität aufbereitet. Pro Stunde werden

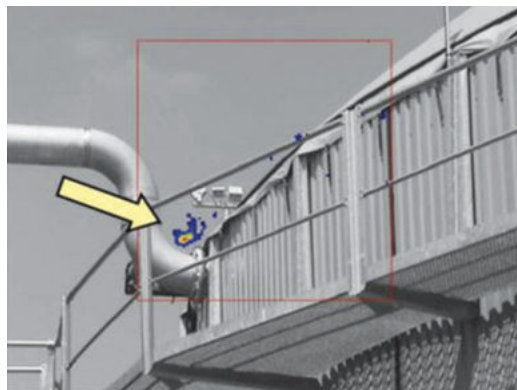


Abbildung 1
Detektierte
Undichtigkeit an einer
Rohrdurchführung

ca. 600 Normkubikmeter aufbereitetes Biogas ins Erdgasnetz eingespeist. Der Methangehalt im Abgasstrom der Biogasaufbereitung wird über ein FID-Messgerät kontinuierlich gemessen. Auch Methanemissionen aus Messgasströmen (z. B. Gasbeschaffenheit des Rohbiogases) sind durch die Spezifikation des Messgerätes bekannt. Zusätzlich zu diesen quantitativ bekannten Methanemissionen wurden in einem ersten Schritt mit dem Verfahren GasCam® die Stellen detektiert, an denen es zu weiteren Methanemissionen kommt.

Abbildung 1 zeigt beispielhaft eine detektierte Undichtigkeit an einer Rohrdurchführung. Im nächsten Schritt wurden die emittierten Methanströme mittels einer Absaugmessung quantitativ erfasst. Summiert man alle auf diese Weise ermittelten Methanströme auf, ergibt sich ein Methanverlust von weniger als 0,15 % bezogen auf das in der Biogasanlage erzeugte Methan.

In einer nächsten Stufe des Projektes werden mittels der Verfahrens CHARM® über ein an einem Hubschrauber installiertem Lasersystem weitere Messungen durchgeführt, mit dem auch ggf. vorhandene weitere diffuse Methanemissionen quantitativ erfasst werden. Erste Testmessungen bei Hubschrauberbefliegungen bestätigen die Größenordnung der bisherigen Messungen.

Forschungsbedarf

Neben den Methanemissionen weisen aber auch weitere Einflussparameter der THG-Bilanzierung von Biomethan aktuell noch Unsicherheiten auf. Insbesondere die für die Bilanzierung der landwirtschaftlichen Vorkette der Biogasproduktion notwendigen Kenntnisse können weiter ausgebaut werden. So kann die Reduzierung des Mineraldüngereinsatzes durch die mit Rückführung der Gärreste auf die Ackerflächen verbundene Nährstoffrückgabe als auch die Auswirkung der Gärrestrückführung auf die Humusbilanz zukünftig noch deutlich besser als bisher erfasst und beschrieben werden. Auch der Zusammenhang zwischen Stickstoffdüngung und Lachgasemissionen aus

Ackerflächen weist noch erheblichen Forschungsbedarf auf.

Für die Biogasproduktion gehört die Ausweitung des Einsatzspektrums der Einsatzstoffe zu den zukünftigen Herausforderungen. Auch wenn sich unter landwirtschaftlichen Gesichtspunkten die Probleme eines zu hohen Maisanteils in Fruchtfolge auf wenige Veredelungsregionen reduzieren, hat die Sorge um eine „Vermaisung“ der Landwirtschaft nicht zuletzt im „Maisdeckel“ des aktuellen EEGs seinen Ausdruck gefunden. Hier gilt es alternative Energiepflanzen weiterzuentwickeln, um mit diesen hinsichtlich Energieerträgen und Kosten in ähnliche Größenordnung wie Energiemais zu kommen sowie zusätzliche, bisher nicht oder nur geringfügig genutzte Biomasseströme für die Nutzung zur Biogasproduktion zu erschließen.

Ein wesentlicher Forschungsbedarf besteht im Bereich der bedarfsorientierten Energiebereitstellung. Dies bezieht sich insbesondere auf nutzungsseitige Komponenten wie Biogas- und Biomethan-BHKW aber auch auf produktionsseitige Module wie Biogasproduktions- und Biogasaufbereitungsanlagen.

Darüber hinaus besteht Bedarf sowohl an energetisch als auch volkswirtschaftlich optimierten Konzepten zur Biogasaufbereitung und -einspeisung. Da es sich bei dem Großteil der Kosten der Biogasnetzeinspeisung (nicht der Aufbereitung selbst) um wälzungsfähige Kosten des Netzbetreibers handelt, ist hier in der Zukunft mit steigenden Belastungen für Erdgaskunden zu rechnen. Es müssen daher Modelle entwickelt werden, die zu deutlich niedrigeren spezifischen Netzeinspeisekosten führen, als es heute noch der Fall ist.

Es ist davon auszugehen, dass in Zukunft die Umwidmung von klassischen Vor-Ort-Verstromungsbiogasanlagen zu Biogasaufbereitungsanlagen an Bedeutung gewinnen wird. Hieraus kann sich der Bedarf an Entwicklung von kosteneffizienter Anlagentechnik auch kleinerer Kapazitäten entwickeln. Dies schließt insbesondere die Module „Abgasnachbehandlung“ und „Netzeinspeisestation“ mit ein, da gerade bei kleinen Kapazitäten hierbei die spezifischen Investitionskosten mit am stärksten ansteigen.

Seitens der Anlagentechnik der Biogaserzeugung besteht der F&E-Bedarf vor allem im Ausbau der Kenntnisse über die Einflussgrößen auf die Prozessbiologie und die damit verbundenen Möglichkeiten zur biologischen Prozessoptimierung. Für die Biogasaufbereitung müssen zukünftig die existierenden Verfahren hinsichtlich ihres Strombedarfs optimiert, neue Verfahren mit niedrigem Strombedarf entwickelt sowie mit der intelligenten Verknüpfung von verschiedenen Verfahren Stromeinsparpotenziale gehoben werden. Einen Weg in diese Richtung weist das Verfahren OPTISTRAHL auf, das vom Institut für ZukunftsEner-

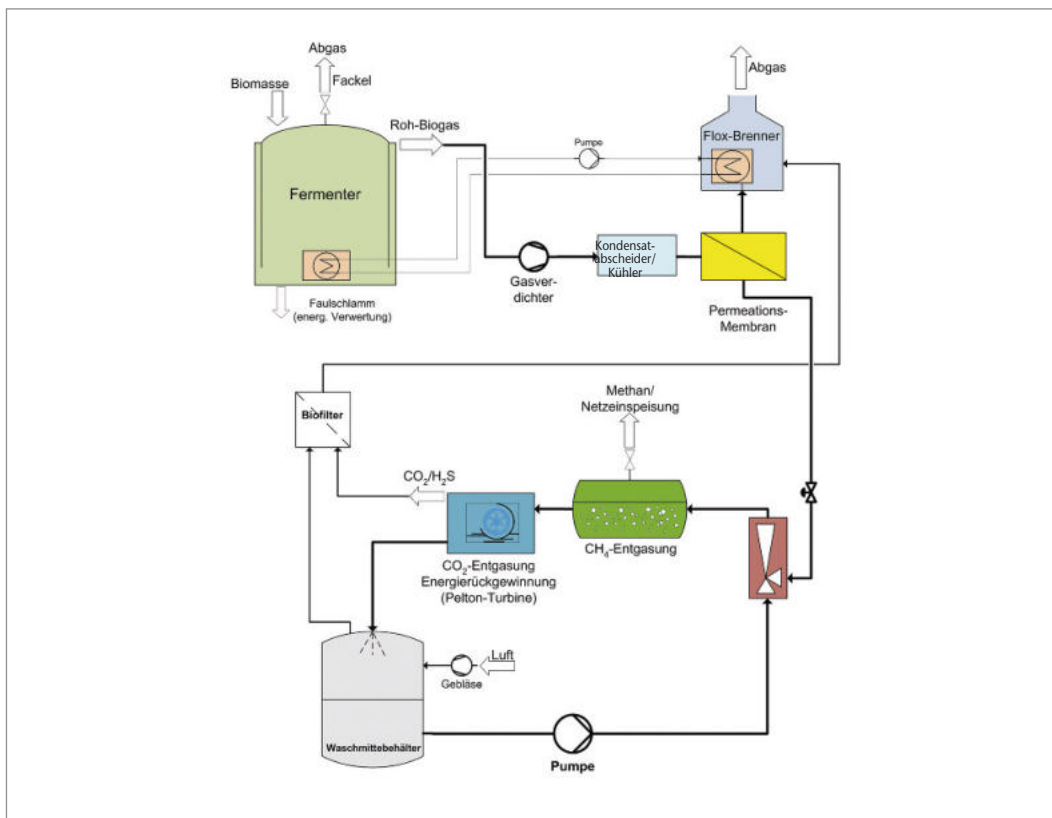


Abbildung 2
Verfahrensschema
des OPTISTRALH-
Verfahrens
Quelle: IZES

gieSysteme (IZES) entwickelt wurde. Gegenstand dieses Verfahrens ist die Zusammenschaltung zweier Prozessstufen (Einzelverfahren) zu einem Kombinationsverfahren zur Aufbereitung kleinerer Rohbiogasmengen. Unter Verwendung von möglichst einfachen Bauteilen soll eine möglichst kompakte, sichere und kostengünstige Aufbereitungsanlage entwickelt werden. Ziel ist es, die derzeitigen Investitionskosten für Biogasaufbereitungsanlagen drastisch zu reduzieren und die Betriebskosten auf einem so niedrigen Level zu halten, dass auch unter Berücksichtigung der Gasnetzanschlusskosten ein wirtschaftlicher Betrieb möglich wird. Neben der Einspeisung des aufbereiteten Gases in das Erdgasnetz ist es zusätzlich möglich, das Gas direkt vor Ort als Treibstoff für landwirtschaftliche Fahrzeuge zu nutzen. Entsprechende Verdichtertechnologie ist am Markt kommerziell verfügbar. Erreicht werden soll dieses Ziel durch das in [Abbildung 2](#) dargestellte mehrstufige Verfahren.

In einer Vorreinigungsstufe wird mittels Membrantechnik selektiv CO_2 aus dem Biogasstrom abgetrennt. In einer nachgeschalteten Druckwasserwäsche (DWW) wird der Produktgasstrom dann auf Erdgasqualität gebracht. Für die DWW soll ein spezieller Strahlwäscher mit integrierter Energierückgewinnung verwendet werden. Die Rückgewinnung der Verdichtungsenergie soll dabei unter Verwendung modifizierter Standardbauteile erreicht werden. In der Rekuperationseinheit erfolgt die Energierückgewinnung bei der Expansion der gasbeladenen

Waschflüssigkeit entweder durch konventionelle angepasste Turbinentypen oder durch modifizierte Chemienormpumpen im Turbinenbetrieb. Die sowohl in der Membraneinheit als auch der DWW-Einheit entstehenden Schlupfmengen an Methan sollen mittels eines Verfahrens zur Verbrennung von Schwachgasen zur Beheizung des Fermenters verwendet werden, wobei die Schlupfmengen an Methan und damit korrespondierend der Energiegehalt so geregelt werden kann, dass gerade die notwendige Energiemenge zur Beheizung des Fermenters zur Verfügung gestellt wird.

Die Besonderheit des Verfahrens ist, dass die Aufbereitung mehrstufig erfolgt, was eine verminderte Baugröße des nachgeschalteten Wäschers zur Folge hat. Als Wäscher kann damit der für kleinere Volumenströme besonders geeignete Strahlwäschertyp verwendet werden. Durch Einsatz eines Strahlwäschers erspart man sich den sonst erforderlichen explosionsgeschützten Gasverdichter und die damit verbundenen hohen Investitionen. Durch eine kostengünstige Rekuperationseinheit sollen die Betriebskosten des Wäschers auf einem niedrigen Niveau gehalten werden und somit einen Beitrag zur „Wirtschaftlichkeit“ von kleinen Biogasanlagen leisten. Ein weiterer Vorteil wird in der Umweltentlastung durch eine Reduzierung des internen Energieverbrauchs gesehen. Die DWW kann wesentlich kleiner gebaut werden und verbraucht größtenbedingt weniger Energie als einstufige Verfahren.