



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit



Biomethanbereitstellung

Anregungen und Praxisbeispiele



IMPRESSUM

Herausgeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)
Referat E I 5 • 11055 Berlin
E-Mail: EI5@bmu.bund.de • Internet: www.bmu.de

Text: Erik Fischer (DBFZ), Gabor Szomszed (DBFZ)
DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
E-Mail: info@dbfz.de • Internet: www.dbfz.de
Telefon: +49 (0)341 2434-112
Fax: +49 (0)341 2434-133

Redaktion: BMU, Referat E I 5

Gestaltung: Steffen Kronberg
Druck: Druckerei Ehnert & Blankenburg GmbH, Leipzig

Abbildungen: Titel: Andrei Merkulov – Fotolia.com
S. 3: iStockphoto.com/Jan-Otto
S. 4: Luftbildfotograf – Fotolia.com
S. 5: (o.) Angela Gröber, DBFZ; (u.) Erik Fischer, DBFZ
S. 6: (o. re.) Energiepark Hahnennest GmbH & Co. KG
S. 6: (mi.) Energiepark Hahnennest GmbH & Co. KG
S. 7: Paul Trainer, DBFZ
S. 8: Martin Dozauer, DBFZ
S. 9: (o. re.) Nico Pudimat, Powerfarm Holding GmbH & Co. KG
S. 9: (mi.) Powerfarm Holding GmbH & Co. KG
S. 10: (o.) Barbara Thomas / PIXELIO
S. 10: (u.) Bioerdgasanlage Altenstadt – Johan Grope, DBFZ
S. 11: Angela Gröber, DBFZ
S. 12: (o.li.) Bioerdgasanlage Maihingen – Johan Grope, DBFZ
S. 12: (o.re.) Johan Grope, DBFZ
S. 13: (o.li.) Paul-Georg Meister / PIXELIO
S. 13: (o.re.) ronkos77 – Fotolia.com
S. 13: (u.) VERBIO Ethanol Zörbig GmbH & Co. KG, VERBIO AG
S. 14: (o.) Alensys Engineering GmbH
S. 14: (mi.) GreenGas Produktionsanlage Rathenow GmbH & Co. KG

Stand: Februar 2013
1. Auflage: 1.000 Exemplare



Vorbemerkung

In den energie- und umweltpolitischen Diskussionen in Deutschland gewinnt die Energiebereitstellung aus regenerativen Energien zunehmend an Bedeutung. Erneuerbare Energien decken heute bereits etwa 12,5 Prozent des Endenergieverbrauchs in Deutschland. Etwa 70 Prozent davon entfällt auf Biomasse (AGEE-STAT 2012). Zukünftig wird der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch in Deutschland weiter ausgebaut werden. Die Erzeugung und energetische Nutzung von Biogas kann dazu einen wesentlichen Beitrag leisten. Gegenwärtig sind rund 7.600 Biogasanlagen in Betrieb, die durch die Vergärung von landwirtschaftlichen Reststoffen, Bioabfällen und Energiepflanzen Strom, Wärme oder Kraftstoff erzeugen. Bei dem Großteil der Biogasanlagen wird das entstehende Biogas zur Stromerzeugung in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) eingesetzt. Häufig wird die dabei entstehende Abwärme anteilig am Standort für die Beheizung von umliegenden Gebäuden oder zur Stallbeheizung genutzt.

Zunehmend interessant ist die Option, das Biogas auf Erdgasqualität aufzubereiten und in das Erdgasnetz einzuspeisen. Dazu wird in erster Linie der Kohlendioxidanteil entfernt, so dass ein Gas mit höheren Methangehalten entsteht – sogenanntes Biomethan. Biomethan kann als Erdgassubstitut innerhalb des Erdgasnetzes eingesetzt und transportiert werden, wodurch es nicht an die Nutzung eines Anlagenstandortes gebunden bleibt. Es besteht die Möglichkeit, das Biomethan zeitlich und räumlich an den bestehenden Bedarf anzupassen und es somit flexibel und effizient einzusetzen.

Die vorliegende Broschüre will den Akteuren und Entscheidungsträgern der Branche interessante Varianten zur Projektentwicklung von Biomethananlagen aufzeigen. Weiterhin werden sogenannte Best-Practice-Beispiele dargestellt, um nachahmenswerte Anlagenkonzepte vorzustellen. Der Schwerpunkt liegt dabei auf dem Substrateinsatz, der Anlagentechnik

sowie auf der Akteurskonstellation zur optimalen Biomethanverwertung. Das jeweilige erstrebenswerte Anlagenkonzept folgt auf die zugehörigen theoretischen Ausführungen.

Das Forschungsvorhaben **BIOMON**, das vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) durch eine Zuwendung unterstützt wurde, lieferte weitreichende Informationen zur Erstellung dieser Broschüre. Das Akronym BIOMON steht dabei für „Evaluierung der Biomethanbereitstellung, -verteilung und -nutzung in Deutschland durch ein Marktmonitoring“. Das Vorhaben wurde im Zeitraum von 2009 bis 2012 durch das Deutsche Biomasseforschungszentrum (DBFZ) in Kooperation mit dem Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) und dem Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (UMSICHT) bearbeitet.

Inhaltsverzeichnis

Vorbemerkung	3
Einleitung	4
Substrate	5
Anlagentechnik	7
Netzeinspeisung	10
Biomethanverwertung	12
Informationsquellen	15
Glossar	15

Einleitung

Die Bundesregierung verfolgt das erklärte Ziel, die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan mit Hilfe gesetzlicher Rahmenbedingungen voranzubringen. Biomethan ist wesentlich flexibler und effizienter einsetzbar als das erzeugte Rohbiogas. Insbesondere, wenn bei vielen konventionellen Biogasanlagen die anfallende Wärme aufgrund von mangelnden Wärmeabnehmern nicht genutzt werden kann, bietet die Aufbereitung auf Erdgasqualität eine sinnvolle Alternative. Um Biomethan zu produzieren, sind spezielle Aufbereitungsschritte nötig, die im Nachgang der Vergärung und somit der Rohbiogaserzeugung ihre Anwendung finden. Diese sorgen dafür, dass die für die Einspeisung notwendige Qualität des Erdgasnetzes erreicht wird. Wesentlichster Schritt ist dabei die Abtrennung des überschüssigen Kohlendioxids vom Rohbiogas. Dafür kommen verschiedene Trennverfahren zum Einsatz, denen wiederum unterschiedliche physikalisch chemische Prinzipien zugrunde liegen. Das veredelte Produkt mit den gleichen Eigenschaften wie Erdgas wird gemeinhin als Biomethan bezeichnet.

Zu den wesentlichen gesetzlichen Regelwerken, die den rechtlichen Rahmen für die Produktion und Verwertung von Biomethan festlegen, gehören das Biokraftstoffquotengesetz (BioKraftQuG), die Gasnetz-



zugangsverordnung (GasNZV), die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV), das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG).

Ende 2012 befanden sich bundesweit 112 Biogasaufbereitungsanlagen (sogenannte Biomethananlagen) in Betrieb (Datenstand 12/2012; vergleiche Abbildung 1); weitere 58 Aufbereitungsanlagen befinden sich nach gegenwärtigem Kenntnisstand in Planung bzw. im Bau (DBFZ 2012). Die rechnerische Biomethanproduktion der bis Ende 2012 in Betrieb genommenen Biogasaufbereitungsanlagen beträgt rund 70.000 Nm³/h Biomethan, wobei der Großteil der Anlagen eine stündliche Biomethanproduktion von 350 bis 750 Nm³ aufweist [DBFZ 2012]. Biomethananlagen sind bezüglich des Substrateinsatzes und des daraus resultierendem energetischen Outputs im Vergleich zu bisherigen landwirtschaftlichen Biogasanlagen überdurchschnittlich groß. Die Biogasaufbereitungskapazität der Anlagen schwankt zwischen 140 und 10.000 Nm³/h [DBFZ 2012].

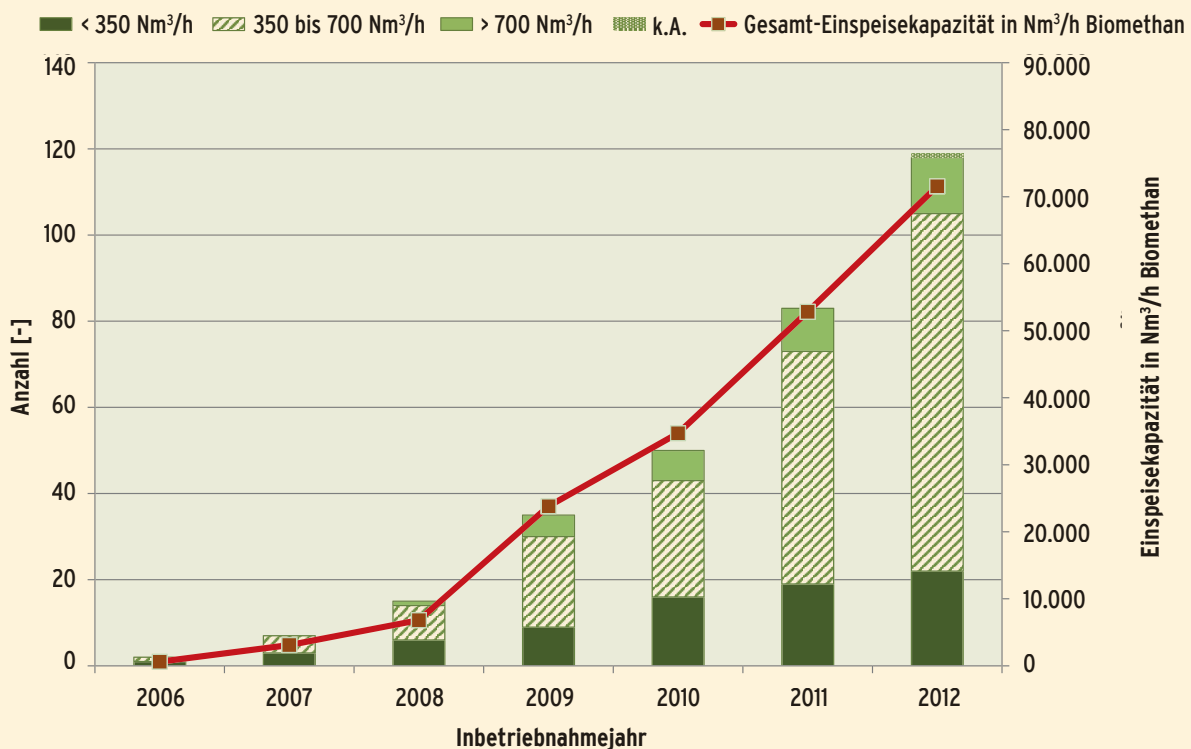


Abbildung 1: Entwicklung der Biomethananlagen in Deutschland (Stand 12/2012) [DBFZ 2012]

Substrate

In den meisten in Deutschland betriebenen Biogasaufbereitungsanlagen werden nachwachsende Rohstoffe (NawaRo) und Wirtschaftsdünger (zum Beispiel Gülle) für die Biomethanproduktion eingesetzt. Weiterhin werden organische Reststoffe zur Rohbiogasbereitstellung für die Biomethanerzeugung genutzt. Hierzu zählt der Einsatz von Schlempe aus der Bioethanolherstellung oder Abfälle, die als Kosubstrate bei der Klärschlammvergärung Verwendung finden [DBFZ 2012].

Betrachtet man die vorwiegend genutzten NawaRo genauer, ist festzustellen, dass die Energiepflanze Mais das am häufigsten eingesetzte Substrat ist. Mit einem Masseanteil von mehr als 75 Prozent besteht ein deutlicher Abstand zu den weiterhin eingesetzten NawaRo, wie Getreideganzpflanzensilage und Grassilage, die mit einem Masseanteil bei den betrachteten Anlagen von unter 10 Prozent aufwarten. In sehr geringen Anteilen kommen bisher – neben den zuvor genannten NawaRo – auch Wirtschaftsdünger in Form tierischer Exkrememente (Gülle, Hühnertrockenkot und Pferdemist) zum Einsatz. [DBFZ 2012].



Um regional auftretenden Problemen, wie beispielsweise der Ausbreitung von Maismonokulturen, die mit hohen Anteilen von Mais in der Fruchtfolge verbunden sind, entgegenzutreten, hat die Bundesregierung durch die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Jahr 2011 eine stärkere Fokussierung auf die Berücksichtigung der vorhandenen Abfall- und Reststoffpotenziale im Gesetzestext implementiert (§27 EEG). Diese gesetzlichen Vorgaben beziehen sich ausschließlich auf die Biomethanverwertung zur Produktion von elektrischem Strom. Hierbei handelt es sich um einen Nutzungspfad, der den Großteil der Biomethannutzung ausmacht, so dass eine Veränderung des Substrateinsatzes bei Neuanlagen zu erwarten ist.



Abbildung 2: Massebezogener Substrateinsatz für die Bereitstellung von Biomethan, Stand Mitte 2012 [DBFZ 2012]

Praxisbeispiel: Energiepark Hahnennest

Viel Gülle, emissionsarmer Substrattransport und regionale Verwurzelung sind die Stichworte, die das nachstehend beschriebene Biomethanprojekt nachahmenswert machen. In einer gemeinschaftlichen Initiative von vier benachbarten landwirtschaftlichen Betrieben entstand der Energiepark Hahnennest. Die innovative Ring-in-Ring-Fermenter Anlage produziert 1.000 Nm³ Rohbiogas pro Stunde. Davon werden 25 Prozent verstromt (BHKW) und der Rest zu 350 Nm³ Biomethan pro Stunde aufbereitet. Das Gas wird in ein Ferngasnetz der terranets bw GmbH als Zusatzgas ohne Konditionierung (das heißt ohne Brennwertanpassung) eingespeist. Die BHKW-Abwärme wird zum einen für den Betrieb der Fermenterheizung genutzt und zum anderen über ein Nahwärmenetz für die Beheizung der Bauernhöfe und Stallungen in Hahnennest eingesetzt. Die Biogasaufbereitung erfolgt über ein physikalisches Waschverfahren (Genosorb-Wäsche).

Die Anlage wird zu 50 Prozent (massebezogen) mit Gülle beschickt. Per Leitung wird die Gülle emissionsarm aus den Schweine- und Milchviehställen der beteiligten Landwirte in einen Vorlagebehälter an der Anlage gepumpt. Ein großer Teil der neben der Gülle eingesetzten Feststoff-Biomasse stammt von den eigenen Feldern der Betreiber rund vier Kilometer im Umkreis von Hahnennest. Die Betreiber haben sich selbst dazu verpflichtet, auf Monokulturen zu verzichten und bevorzugt landwirtschaftliche Reststoffe



„Neben der Motivation, unser bestehendes Güllepotenzial ökologisch und energetisch sinnvoll einzusetzen, stärken wir mithilfe des gemeinschaftlichen Betriebs der Biomethaneinspeiseanlage den sozialen Zusammenhalt unseres kleinen Ortsteils. Dabei steuern wir die gesamte



Wertschöpfung wie auch die Vermarktung des Biomethans aus einer Hand“

Thomas Metzler, Geschäftsführer der Energiepark Hahnennest GmbH & Co. KG

und Gülle (Mindestanteil 50 Prozent) einzusetzen. Die Vermarktung des Biomethans erfolgt direkt durch das von den Betreibern gegründete Tochterunternehmen Biomethangas GmbH aus Hahnennest. Die Nutzung findet hauptsächlich in von den Kunden betriebenen BHKW statt.

Tabelle 1: Anlagenstandort - Ostrach OT Hahnennest (Baden-Württemberg)

Inbetriebnahme	2012
Einspeiseleistung	350 Nm ³ /h
Einspeisekapazität	29 Mio. kWh/a
Aufbereitungsverfahren	Physikalische Absorption mit einem organ. Lösungsmittel (Genosorb®-Wäsche)
Gasqualität vor Ort	Erdgas H
Druckstufe	60-62 bar
Input der Anlage:	
Maissilage	17.500 t/a
Apfeltrester	5.000 t/a
Ganzpflanzensilage	7.000 t/a
Grassilage	3.000 t/a
Tierexkrement (Gülle)	35.000 t/a
Investitionsvolumen (gesamte Anlage)	~ 12 Mio. €
Investitionsvolumen (Aufbereitung)	~ 2 Mio. €
Entfernung zur Einspeisestelle	~ 30 m
Kontakt	Energiepark Hahnennest GmbH & Co. KG 88356 Ostrach www.energiepark-hahnennest.de

Anlagentechnik

Zur Produktion von Biogas und der sich anschließenden Aufbereitung zu Biomethan sind mehrere Prozessschritte erforderlich, wobei für die Biomethanbereitung verschiedene Anlagenkonzepte existieren. Diese lassen sich nach dem Trockensubstanzgehalt der Substrate, der Art der Beschickung, der Anzahl der Prozessphasen, der Aufbereitungstechnik sowie nach der Gärrestbehandlung unterscheiden.

Biogasproduktion

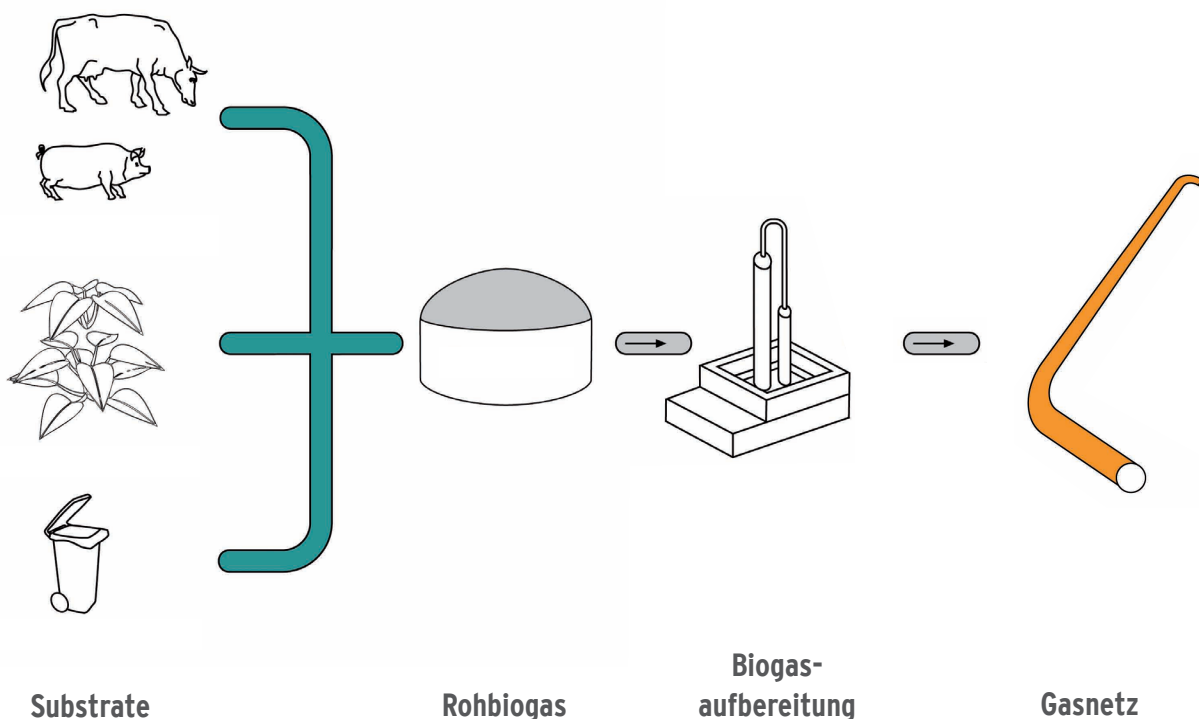
Im Allgemeinen unterscheiden sich Biogasanlagen zur Bereitstellung von Rohbiogas zwecks Aufbereitung zu Biomethan nicht von Biogasanlagen mit angeschlossener Vorort-Verstromung (BHKW-Nutzung). Die Anlagen vergären die Substrate nach dem Verfahren der Nass- oder Trockenfermentation und entsprechen der üblichen Anlagentechnik sowie dem allgemeinen Stand der Biogasanlagentechnik. Aufgrund der Größe und des damit oft einhergehenden industriellen Charakters des Anlagenbetriebs wird dabei ein vergleichsweise hohes Maß an Automatisierung und Prozesskontrolle (Qualitätskontrolle der Substrate, Substrateinbringung, Überwachung von Prozessgrößen) umgesetzt. Eine wichtige Fragestellung bei Biomethananlagen ist die Umsetzung des notwendigen regenerativen Wärmekonzepts (gemäß EEG 2012) zur Beheizung der Fermenter. Ein grund-



sätzlicher Wärmebedarf besteht durch die erforderliche Beheizung der Fermenter zur Rohgasproduktion. In Abhängigkeit vom eingesetzten Verfahren besteht zudem ein Wärmebedarf infolge der Biogasaufbereitung zu Biomethan. Ist kein BHKW vor Ort vorhanden, bietet sich eine regenerative Wärmebereitstellung durch einen Biogasbrenner an.

Biomethanproduktion

Um Biogas in das Erdgasnetz einzuspeisen oder als Kraftstoff zu nutzen, ist eine Aufbereitung auf Erdgasqualität erforderlich. Im Wesentlichen umfasst dies die Entfernung von Kohlendioxid und störenden Gasbegleitstoffen. Ziel der Methananreicherung mit nachgeschalteter Konditionierung ist das Erreichen der notwendigen Gaseigenschaften (unter anderem Brennwert, Wobbeindex) nach DVGW-Regelwerk. Die gängigsten Verfahren zur Methananreicherung sind die Druckwechseladsorption, die Druckwasserwäsche, physikalische Waschverfahren mit organischem Lösemittel, die Aminwäsche sowie die Membrantrenntechnik.



DBFZ 2012



Gärrestlagerung

Zur Vermeidung von Emissionen fordert das EEG 2012 die Abdeckung der Gärrestlager, wenn nicht ausschließlich Gülle vergoren wird. Zusätzlich zur Abdeckung werden zur Gewährleistung eines hohen Abbaugrades auch eine Mindestverweilzeit im Fermenter von 150 Tagen und eine zusätzliche Gasverbrauchseinrichtung gefordert, damit im Störfall kein Biogas in die Atmosphäre entweichen kann.

In Deutschland sind derzeit circa 12 Hersteller mit Biogasaufbereitungsanlagen auf dem Markt vertreten. Am häufigsten kommt dabei die Aminwäsche, gefolgt von der Druckwasserwäsche und der Druckwechseladsorption, zum Einsatz (siehe Tabelle 2).

Gärrestaufbereitung

Wichtige Kriterien beim geplanten Betrieb sind neben den Investitionen die Betriebskosten, die hauptsächlich durch den Energiebedarf der Anlagen entstehen. Des Weiteren sind die Methanausbeute sowie eine möglichst hohe Verfügbarkeit zu beachten, wobei letztere abhängig ist von der jeweiligen Redundanz, dem Servicekonzept und der Automatisierung der Anlage.

Für den Betrieb von Biomethananlagen mit hoher Rohgasproduktion und ihre Konzentration in ländlichen Regionen wird die Verwertung von Gärresten zu einer zentralen Frage. Hierfür müssen wirtschaftliche Konzepte gefunden werden. In der Regel beschränkt sich die Gärrestaufbereitung auf eine Fest-Flüssig-Trennung mit Hilfe einer mechanischen Separation sowie einer anschließenden Trocknung der Gärreste. Die Verwertung der Gärreste erfolgt in der Regel auf den Flächen, auf denen die Substrate für die Anlage angebaut wurden. In diesen Fällen ist die Gärrestabnahme und -verwertung häufig in den Substratlieferverträgen geregelt. So ist zum Beispiel der Wert der Gärreste in den Substratpreisen inbegriffen und es wird eine Abnahmepflicht durch den Substratlieferanten vereinbart.

Marktbeobachtungen deuten auf eine zukünftig steigende Anzahl von Membrananlagen hin. Andere Verfahren unterliegen ebenfalls einer Weiterentwicklung. So ist seit 2012 bei der Druckwechseladsorption eine optimierte Verfahrensvariante mit reduziertem Druck auf dem Markt verfügbar (Low-PSA).

Tabelle 2: Herstellerübersicht der Biogasaufbereitungsverfahren in Deutschland mit Stand Mitte 2012
[FRAUNHOFER IWES u. a. 2012], [DBFZ 2012]

Name	Hersteller*	realisierte Anlagen* in Deutschland
Druckwechseladsorption	Schmack Carbotech	21
	ETW	1
phys. Absorption mittels Wasser	Malmberg	21
	Greenlane Biogas	3
	Ros Roca	2
phys. Absorption mittels org. Lösemittel	HAASE	8
Aminwäsche	MT Biomethan	15
	Cirmac	8
	Dreyer&Bosse	1
	DGE	2
	BIS E.M.S	2
Membrantrennverfahren	Axiom	1
	MT Biomethan	(1)**

* kein Anspruch auf Vollständigkeit

** Pilotanlage von Evonik

Praxisbeispiel: Biogaseinspeiseanlage Tuningen

Das nachfolgend beschriebene Anlagenkonzept beruht auf einer zweckmäßigen Technik sowie hochwertigen Qualitätsstandards. Gerade das „Drei-Ring-Fermentersystem“ zur Rohbiogasbereitstellung, Nachgärung und Gärrestlagerung macht einen energetisch optimalen Betrieb möglich.

Die Biogaseinspeiseanlage Tuningen im Schwarzwald-Baar-Kreis wurde 2010 in Betrieb genommen. Sie ist ein Erweiterungsbau der bereits im Jahr 2007 fertiggestellten Biogasanlage mit Vorort-Verstromung und befindet sich neben der Entsorgungsanlage und Deponie Talheim. 18.500 t NawaRo-Substrate werden jährlich in zwei Ring-in-Ring-Fermentern im Nassvergärungsverfahren zur Rohbiogasproduktion eingesetzt. Für die Wärmeversorgung der Fermenter wird Deponiegas von der benachbarten Deponie Talheim genutzt und in einem Blockheizkraftwerk zur Strom und Wärmeproduktion eingesetzt. Die Biomethanaufbereitung erfolgt über eine drucklose Aminwäsche. Das erzeugte Biomethan von jährlich rund 2,1 Mio. Nm³ wird nach einer Brennwertanpassung mittels Propangas in eine circa 2 km entfernte Erdgasleitung (H-Gas-Netz) eingespeist. Der Vertrieb des Biomethans erfolgt durch einen überregionalen Gasanbieter. Die unabhängige Zertifizierungsstelle DQS GmbH (Deutsche Gesellschaft zur Zertifizierung von Managementsystemen) bestätigt der Powerfarm einen Nachhaltigkeitsstandard für die Biomassebeschaf-



„Mit der Zertifizierung bestätigen wir Ihnen bereits heute die Qualität unserer Anlagentechnik. Darüber hinaus werden wir künftig mit eigenen Nachhaltigkeitsstandards eine zukunftsweisende Absicherung der eingesetzten Biomassen erreichen“



Dr. Rainer Gottschalk,
Geschäftsführer der Projekt-
entwicklungs- und Betreiber-
gesellschaft Powerfarm
Holding GmbH

fung zur Produktion von Biogas. Der erstmalig in Deutschland erstellte Nachhaltigkeitsstandard der Powerfarm enthält Anforderungen an Biomasse-lieferanten zu einer nachhaltigen landwirtschaftlichen Bewirtschaftung. Darüber hinaus werden Anforderungen zum Schutz von Flächen mit hohem Naturschutzwert, zum Schutz von Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand und zum Schutz von Torfmoor benannt.

Tabelle 3: Anlagenstandort - Tuningen (Baden-Württemberg)

Inbetriebnahme	2010
Einspeiseleistung	250 Nm ³ /h
Einspeisekapazität	22 Mio. kWh/a
Aufbereitungsverfahren	Aminwäsche
Gasqualität vor Ort	Erdgas H
Druckstufe	4-5 bar
Input der Anlage:	
Maissilage	5.200 t/a
Ganzpflanzensilage	8.300 t/a
Grassilage	5.000 t/a
Investitionsvolumen (gesamte Anlage)	~ 8 Mio. €
Investitionsvolumen (Aufbereitung)	~ 1,1 Mio. €
Entfernung zur Einspeisestelle	~ 2 km
Kontakt	Powerfarm Holding GmbH Haldenstr. 9 78166 Donaueschingen www.powerfarm.eu

Netzeinspeisung

Um das erzeugte Biomethan in das Erdgasnetz einspeisen zu können, sind weitere technische Einrichtungen notwendig. Das Gas muss den Erfordernissen entsprechend angepasst, also verdichtet oder entspannt und konditioniert werden. Die Vermischung mit Erdgas erfordert eine entsprechende Misch- und Regelstation.

Gasbeschaffenheit

Die Brenngase der öffentlichen Gasversorgung, das heißt Gase, die über ein Versorgungsnetz an Haushalte, Gewerbe, Industrie und öffentliche Einrichtungen verteilt werden, teilt man entsprechend ihrer brenntechnischen Eigenschaften in Familien und aus gerätetechnischen Gründen nach DVGW G260 in folgende Gruppen ein:

- Gasfamilie: Methanreiche Gase (Erdgas, synthetische Erdgase (Gruppe: L-Gas, Gruppe: H-Gas),
- Gasfamilie: Flüssiggase (nach DIN 51622; Propan/Butan),



Das im Gasnetz befindliche und von den Gasversorgungsunternehmen (GVU) im jeweiligen Versorgungsgebiet bereitgestellte Gas wird als Grundgas bezeichnet. Will man diesem Grundgas aufbereitetes Biogas hinzugeben, kann dies auf zwei Wegen geschehen: als Austauschgas oder als Zusatzgas.

Die Austauschgase sind Gasgemische, die trotz abweichenden Kenndaten vom Grundgas und bei gleichem Gasdruck ein gleichartiges Brennverhalten aufweisen wie das Grundgas. Als Austauschgase kommen Bio- und Klärgase (nach DVGW-Arbeitsblatt G 262) sowie Propan-Luft-Gemische (nach DVGW-Arbeitsblatt G 262) in Frage. Zusatzgase sind Gasgemische, die in ihrer Zusammensetzung und brenntechnischen Kenndaten wesentlich vom Grundgas abweichen. Sie können dem Grundgas in begrenzten Mengen beigemischt werden, wobei die Höhe der Zumischung vom resultierenden Brennverhalten abhängig ist. Als Zusatzgase sind Flüssiggas-Luft-Gemische und Austauschgase nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 (Bio- und Klärgas) zulässig. Somit stehen aufbereitetem Biogas beide Optionen zur Einspeisung offen.

Technische Regeln

Für die Regelung eines Netzanschlusses verweist die Gasnetzzugangs-Verordnung (GasNZV) auf das DVGW-Regelwerk G 260 und G 262. Die durch das Arbeitsblatt G 260 der technischen Regeln des DVGW bestimmten Anforderungen an die Beschaffenheit von Gasen werden durch das Arbeitsblatt G 262 „Nutzung von regenerativ erzeugten Gasen“ zur geordneten Einspeisung regenerativ erzeugter Gase ergänzt. Zur Nutzung in der öffentlichen Gasversorgung wird in der G 262 geregelt, dass das Rohgas gereinigt, aufbereitet (entsprechend G 260) und auf den Netzdruck des Netzbetreibers verdichtet werden muss. Zur Einspeisung in ein Verteilungsnetz eines örtlichen GVU muss das Gas nach G 280 mit Geruchstoffen (Odorierung) versehen werden. Außerdem ist das Vorhandensein bestimmter Gasbegleitstoffe regelmäßig zu überprüfen. Für eine zeit- und wärmeäquivalente Übergabe muss ferner der Abrechnungsbrennwert bekannt sein. Die Festlegungen für das Verfahren der Gasabrechnung zur Ermittlung eines Abrechnungsbrennwertes regelt das Arbeitsblatt der DVGW G 685.

Technische Optionen

Hauptentscheidungskriterien für eine netzkompatible Biomethaneinspeisung sind die technische Umsetzbarkeit am Anlagenstandort, die Investition und Betriebskosten sowie die Garantie der Versorgungs- und Qualitätssicherheit des einzuspeisenden Biomethans. Derzeit kommen folgende technisch verfügbare Netzkompatibilitätsmaßnahmen zum Einsatz (siehe Tabelle 4):

- Brennwerteinstellung mit Flüssiggas (LPG), Stoffgemischen (LPG/Luft) oder Rohbiogas
- Rechnergestützte Brennwertnachverfolgung
- Bildung von Brennwertbezirken
- Einspeisung von Zusatzgas

Das gegenwärtige Standardverfahren bei der Netzeinspeisung von Biomethan ist die Brennwertanpassung mit Flüssiggas (LPG-Konditionierung). Hierbei erfolgt die Einstellung auf den Brennwert des örtlich verteilten Grundgases mit Hilfe von Flüssiggas. Bei der rechnergestützten Brennwertnachverfolgung wird der abrechnungsrelevante Brennwert im rechnerisch abgebildeten Versorgungsgebiet bestimmt. Hierfür müssen umfangreich messtechnisch relevante Parameter erfasst werden (alle Einspeisepunkte, Ausspeisepunkte und -mengen, Gasdruckmessungen, Rohrleitungsdaten). Mit diesem Verfahren kann auf die teure Brennwertanpassung mit Flüssiggas verzichtet werden. In Endverteilnetzen können unter bestimmten Bedingungen Brennwertbezirke gebildet und der Brennwert in diesem Netzbereich auf Biomethan



abgesenkt werden. Die Biomethananlage übernimmt dann die Grundversorgung. Die Entkopplung von Netzabschnitten hat den Vorteil, dass die Biomethaneinspeisung ohne Konditionierung erfolgen kann. Die Bildung von Brennwertbezirken ist vorrangig für Endverteilnetze und Regionalnetze interessant. Bei der Einspeisung von Biomethan als Zusatzgas wird auf eine Brennwerteinstellung mit LPG verzichtet und das Gas in Transportleitungen mit hohen Grundgasströmen untergemischt.

Tabelle 4: Bewertung der verfügbaren netzkompatiblen Maßnahmen zur Biomethaneinspeisung in das Erdgasnetz [URBAN 2012]

	Endverteilnetz	Regionalnetz	Ferntransportnetz
LPG-Konditionierung	<ul style="list-style-type: none"> • Stand der Technik • Keine besonderen Netzanforderungen • Brennwerte über 11,8 kWh/m³ nicht einstellbar • Hohe Betriebskosten 	<ul style="list-style-type: none"> • Stand der Technik • Keine besonderen Netzanforderungen • Brennwerte über 11,8 kWh/m³ nicht einstellbar • Hohe Betriebskosten 	<ul style="list-style-type: none"> • Stand der Technik • Keine besonderen Netzanforderungen • Brennwerte über 11,8 kWh/m³ nicht einstellbar • Hohe Betriebskosten
Rechnergestützte Brennwertverfolgung	<ul style="list-style-type: none"> • Technisch möglich • Spez. höhere Kosten als im Regionalnetz 	<ul style="list-style-type: none"> • Technisch möglich • Spez. höhere Kosten als im Regionalnetz 	<ul style="list-style-type: none"> • Gut umsetzbar trotz hohem intensiven und administrativen Aufwand
Bildung von Brennwertbezirken	<ul style="list-style-type: none"> • In Netzbereichen mit definierten Ein- und Ausspeisungen gut möglich • Oftmals geringe Investitionen nötig 	<ul style="list-style-type: none"> • Eingeschränkt möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • Praktisch unmöglich
Einspeisung als Zusatzgas/Austauschgas	<ul style="list-style-type: none"> • In der Regel möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • Eingeschränkt möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • Technisch gut möglich durch hohen Grundgasstrom • Geringer Aufwand

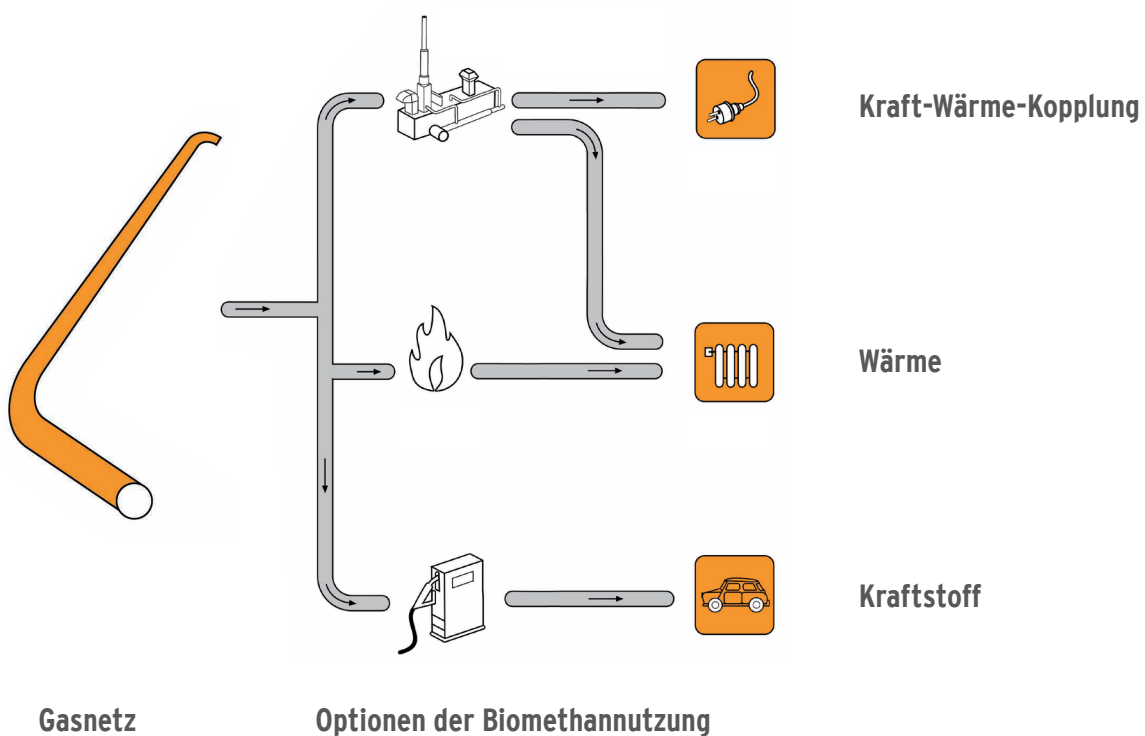


Biomethanverwertung

Bei der Verwertung von Biomethan ist vor allem die universelle Einsatzbarkeit dieses Energieträgers hervorzuheben. So findet die Verwertung von Biomethan in drei unterschiedlichen Nutzungspfaden statt. Dies sind die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), der Kraftstoff- und der Wärmemarkt. Die Vielseitigkeit stärkt die Absatzpotenziale und somit auch die ökonomischen Erfolgsaussichten.

Kraft-Wärme-Kopplung

Von den drei genannten Verwertungspfaden stellt die Kraft-Wärme-Kopplung die meist genutzte Variante dar. Dabei wird Biomethan zur Bereitstellung von elektrischer wie auch thermischer Energie in Blockheizkraftwerken (BHKW) eingesetzt. Besonders sinnvoll erscheint dies an Standorten, die mögliche Wärmenutzungspotenziale, sogenannte Wärmesenken, aufweisen. Die hier beim Betrieb des BHKWs entstehende Abwärme kann energetisch effektiv genutzt werden. Durch die Kopplung der elektrischen sowie der thermischen Energiebereitstellung sind Wirkungsgrade des Konversionsaggregates von über 80 Prozent möglich. Der regenerative Energieträger Biomethan wird hauptsächlich in BHKW mit einer Leistung von 100 kW_{el} bis über 1 MW_{el} eingesetzt. BHKW im niedrigen Leistungsbereich – deutlich unter 100 kW_{el} – gewinnen zunehmend an Bedeutung. Sie können verstärkt in Ein- und Mehrfamilienhäusern zur Energiebereitstellung angewendet werden. Neben Erdgas sind diese Mikro-BHKW auch mit Biomethan betreibbar.





Kraftstoffmarkt

Als zweite Verwertungsmöglichkeit ist der Kraftstoffsektor zu nennen. Der gasförmige Kraftstoff Biomethan kann ohne Restriktionen in Erdgasfahrzeugen genutzt werden. Anzumerken ist, dass bei der Biomethannutzung im Kraftstoffbereich zwei Varianten Anwendung finden. Zum einen wird Biomethan am Ort der Bereitstellung in das öffentliche Erdgasnetz eingespeist und dann virtuell am Ort der etwaigen Tankstelle in Form von Erdgas als Kraftstoff angeboten. Zum anderen besteht die Möglichkeit, eine Biogasaufbereitungsanlage direkt mit einer Erdgas-/Biomethan-Tankstelle zu verbinden, so dass eine Betankung tatsächlich physisch mit Biomethan durchgeführt werden kann. Stärker verbreitet ist die virtuelle Nutzung von Biomethan. Durch die relativ geringe Anzahl von zugelassenen Erdgasfahrzeugen in Deutschland (circa 90.000) zeigt der Kraftstoffsektor für Biomethan noch Ausbaupotenziale.

Wärmemarkt

Zusätzlich zu den bereits vorgestellten Nutzungsmöglichkeiten kann Biomethan als Erdgassubstitut auch zur Wärmebereitstellung in konventionellen Gasbrennern oder Brennwerthermen eingesetzt werden. Darüber hinaus stellen weitere gasbetriebene Haushaltsgeräte ein potenzielles Einsatzgebiet von Biomethan im Wärmemarkt dar. Eine Nutzung des Biomethans erfolgt meist als Beimischprodukt, also in Kombination mit Erdgas zu unterschiedlich hohen Anteilen.



Praxisbeispiel: Biogaseinspeiseanlage Rathenow

Im Sommer 2009 ist die Biogasaufbereitungsanlage in Rathenow in Betrieb gegangen. Diese Anlage kann exemplarisch für eine optimale Betreibervernetzung zur vollständigen Biomethanverwertung mittels Bildung von Brennwertbezirken genannt werden. Hierbei erfolgt eine Entkopplung von Gasnetzabschnitten, wo das Biomethan als Grundgas ohne Flüssiggasbeimischung eingespeist wird. Dies führt zu einer deutlichen Reduzierung der Konditionierungskosten. Nicht nur, dass die Anlage einem hochwertigen technischen Standard entspricht, sondern durch die geschäftliche Einbindung der Energie Mark Brandenburg GmbH (EMB) – einer Tochtergesellschaft der GASAG AG, Berlins größtem Gasversorger – ist zudem eine effiziente, ökonomisch erstrebenswerte Verwertungsstrategie am Standort Rathenow umsetzbar. Die Biogasaufbereitungsanlage wird durch die GreenGas Produktionsanlage Rathenow GmbH & Co. KG betrieben.

51 Prozent (etwa 23 Mio. kWh/a) des erzeugten Biomethans werden an den 13 Erdgastankstellen der GASAG AG und der EMB GmbH vertrieben. Die restlichen durch die Biogasaufbereitungsanlage bereitgestellten Kapazitäten werden in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen eingesetzt. Durch die EMB GmbH wird sichergestellt, dass die gesamte produzierte Biomethanmenge abgenommen und vertrieben wird. Neben der GASAG AG findet die EMB GmbH in diversen Stadtwerken einen Abnehmer für das Biomethan. Diese versorgen



„Unsere enge Kooperation mit dem örtlichen Netzbetreiber ermöglicht eine effiziente Vermarktung unseres ökologisch hochwertigen Produktes. Das Biomethan findet als Kraftstoffsubstitut wie auch als Energieträger zur Strombereitstellung in der Kraft-Wärme-Kopplung Anwendung. Wir tragen somit aktiv zu einer nachhaltigen Energieversorgung in Deutschland bei.“



Werner Plettenberg,
Geschäftsführer Technik
GreenGas Produktionsanlage
Rathenow GmbH &
Co. KG

damit gasbetriebene Blockheizkraftwerke. Ein kleiner Anteil des Biomethans wird als alternatives Gasprodukt auch an Privathaushalte vermarktet.

Tabelle 5: Anlagenstandort - Rathenow-Heidefeld (Brandenburg)

Inbetriebnahme	2009
Einspeiseleistung	520 Nm ³ /h
Einspeisekapazität	44 Mio. kWh/a
Aufbereitungsverfahren	Physikalische Absorption mit einem organ. Lösungsmittel (Genosorb®-Wäsche)
Gasqualität vor Ort	Erdgas H
Druckstufe	8-9 bar
Input der Anlage:	
Energie-Getreidekorn	4.500 t/a
Ganzpflanzensilage	32.000 t/a
Tierexkrement (Gülle)	4.400 t/a
Investitionsvolumen (gesamte Anlage)	~9,4 Mio. €
Investitionsvolumen (Aufbereitung)	~1,8 Mio. €
Entfernung zur Einspeisestelle	~ 2,5 km
Kontakt	GreenGas Produktionsanlage Rathenow GmbH & Co. KG Grünauer Fenn 42, 14712 Rathenow www.greengas-rathenow.de

Informationsquellen

AGEE-STAT 2012	Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2011, Daten des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Stand Juli 2012 http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_in_deutschland_graf_tab.pdf (Zugriff am 15.02.2013)
DBFZ 2012	DBFZ Datenbank Biogasaufbereitungsanlagen, 2012
FRAUNHOFER IWES u.a. 2012	BIOMON – Evaluierung der Biomethanbereitstellung, -verteilung und -nutzung in Deutschland durch ein Marktmonitoring. Forschungsvorhaben des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit unter Leitung des Fraunhofer IWES, Kassel in Kooperation mit Fraunhofer UMSICHT, Oberhausen und DBFZ, Leipzig (FKZ: 03MAP185A, 03MAP185B, 03MAP185C), 2012
URBAN 2012	Einführungsvortrag: Netzanschluss von Biogasanlagen – ein Überblick, 2. VDI-Konferenz Biogas – Aufbereitung und Einspeisung, Ecologic Institute gemeinnützige GmbH, Frankfurt Juni 2012

Weitere Informationen finden Sie im Internet unter:

www.biogas.org	Fachverband Biogas e.V.
www.biogaspartner.de	Plattform zur Biogaseinspeisung
www.biogasrat.de	Biogasrat e.V.
www.bmu.de	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
www.dbfz.de	DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
www.dena.de	Deutsche Energie-Agentur GmbH
www.dvgw.de	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
www.erneuerbare-energien.de	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
www.iwes.fraunhofer.de	Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
www.uba.de	Umweltbundesamt
www.umsicht.fraunhofer.de	Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik

Glossar

Biogasaufbereitungsanlagen/Biomethaneinspeiseanlagen: Anlage zur Aufbereitung und Einspeisung des Rohbiogases zu Biomethan für die Einspeisung in ein bestehendes Erdgasnetz

Biomethan: Auf Erdgasqualität aufbereitetes (Roh-)Biogas für die Einspeisung in ein Erdgasnetz oder zur Kraftstoffnutzung

DVGW-Regelwerk: Neben den DIN-Normen bilden die DVGW-Regeln/-Regelwerke die Grundlage aller technisch-wissenschaftlicher Aktivitäten in der Gas- und Wasserwirtschaft

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG): Das Gesetz setzt den Rahmen zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie die bevorzugte Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Quellen ins Stromnetz und garantiert den Erzeugern feste Einspeisevergütungen

Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV): Die Gasnetzzugangsverordnung regelt den Zugang zum Gasversorgungsnetz für einen diskriminierungsfreien flächendeckenden Wettbewerb auf dem Gasmarkt

Gärrest: Flüssiger oder fester Rückstand der Biogasgewinnung, welcher organische und anorganische Bestandteile enthält

Kosubstrate: Rohstoff für eine Vergärung, der jedoch nicht der Rohstoff mit dem prozentual größten Anteil am gesamten zu vergärenden Stoffstrom ist

Kraft-Wärme-Kopplung: Gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in elektrische (oder mechanische) Energie und in Wärme, die zur energetischen Nutzung bestimmt ist (Nutzwärme)

NawaRo: Nachwachsende Rohstoffe, Sammelbegriff für energetisch genutzte Biomasse, i.d.R. landwirtschaftlich erzeugte Energiepflanzen wie Mais, Grünroggen, Rüben, Gras, etc., die nach Silierung einer energetischen Anwendung zugeführt werden

Rohbiogas/Biogas: Gasförmiges Produkt der Vergärung, das hauptsächlich aus Methan und Kohlendioxid besteht und je nach Substrat außerdem Ammoniak, Schwefelwasserstoff, Wasserdampf und andere gasförmige oder verdampfbare Bestandteile enthalten kann

Vergärung: Der mikrobielle Abbau von Organik unter Luftabschluss (anaerob) unter Bildung von Methan und Kohlenstoffdioxid

Verweilzeit: Durchschnittliche Aufenthaltszeit des Substrates im Fermenter

„Der Staat schützt auch in Verantwortung für die künftigen Generationen die natürlichen Lebensgrundlagen ...“

Grundgesetz, Artikel 20 a

BESTELLUNG VON PUBLIKATIONEN:

Publikationsversand der Bundesregierung
Postfach 48 10 09
18132 Rostock
Tel.: 01805 / 77 80 90*
Fax: 01805 / 77 80 94*
E-Mail: publikationen@bundesregierung.de
Internet: www.bmu.de/bestellformular

(*0,14 Euro/Minute aus dem deutschen Festnetz; abweichende Preise aus den Mobilfunknetzen möglich)

Diese Publikation ist Teil der Öffentlichkeitsarbeit des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Sie wird kostenlos abgegeben und ist nicht zum Verkauf bestimmt. Gedruckt auf Recyclingpapier.