



Bio-Erdgas

Regenerative Energie mit Zukunft

Standortbestimmung für Energieversorger

Ausgabe 2011



1. Aktueller Stand /Situationsanalyse	4	4. Wirtschaftlichkeit	42
Allgemeine Rahmenbedingungen	4		
Standortbestimmung der Gaswirtschaft	7		
Studien	8	5. Einsatz von Bio-Erdgas	44
Chancen und Risiken	10	Wärmeerzeugung	44
Biogas/Bio-Erdgas aus Sicht der Energieversorgungsunternehmen (EVU)	12	KWK-Anlagen	44
Nutzung von Biogas und Bio-Erdgas	14	Krafffahrzeuge	45
Geschäftsmodelle für EVU	18		
2. Biogas/Bio-Erdgas: Die Prozesskette von der Erzeugung bis zur Einspeisung	20	6. Eine Auswahl aktueller Projektbeispiele	46
Biogas-Erzeugung	20	NawaRo-Anlage	46
Biogas-Aufbereitung	24	NawaRo-Anlage mit Gasturbine	47
Bio-Erdgas-Einspeisung	32	NawaRo-Anlage mit KWK	48
		Abfallvergärungsanlage	50
3. Transport und Vermarktung von Bio-Erdgas	38	Rohbiogastransport zum Ort mit Wärmebedarf	51
Eckpunkte eines Bio-Erdgas-Liefervertrages	39		
Gasnetzzugangsverordnung und Gasnetzentgeltverordnung	40	7. Informationen	52
		Unternehmen, Verbände und Institute	52
		Weitere Broschüren	53
		Impressum	53

Biogas lässt sich mit entsprechender Aufbereitung auf Erdgasqualität (Bio-Erdgas oder Biomethan genannt) veredeln und in vorhandene Erdgasnetze einspeisen. Das ist eine besonders rationelle Möglichkeit, regenerative Energien zu nutzen. Im Gegensatz zu verschiedenen anderen erneuerbaren Energien lässt sich Bio-Erdgas gut speichern, dem Bedarf entsprechend einsetzen und umweltschonend über das bestehende Erdgasnetz zum Nutzer transportieren. Bei der Verbrennung von Bio-Erdgas wird nur so viel Kohlendioxid freigesetzt, wie die zu ihrer Herstellung genutzte Biomasse zuvor der Atmosphäre entzogen hat. Allerdings ist sowohl die Düngung als auch der Transport der Biomasse mit Emissionen verbunden. Insgesamt gesehen ist jedoch die Herstellung von Bio-Erdgas nahezu klimaneutral.

Die Nutzung von Bio-Erdgas über das Erdgasnetz stellt besondere Anforderungen. Bio-Erdgas kann nicht an beliebigen Stellen eingespeist werden. Aufbereitungsanlagen mit kleinen Durchsatzmengen sind wirtschaftlich schwer darstellbar. Für Energieversorgungsunternehmen (EVU) kommt es darauf an, Chancen und Risiken eines Engagements abzuwägen und eine fundierte Entscheidungsgrundlage zu gewinnen. Das erfordert u. a. die Suche nach geeigneten Partnern (Know-how, Erfahrungen, technische Kompetenz usw.) und die sorgfältige Planung von Projekten.

Die vorliegende Broschüre ist eine Hilfe bei der Standortbestimmung zum Thema Bio-Erdgas für EVU und damit ein Kompendium für den Einstieg in ein komplexes Thema.



Allgemeine Rahmenbedingungen

Integriertes Energie- und Klimaprogramm

Die in Bezug auf Biogas wirksamen Gesetze und Verordnungen sind nicht mehr zur Gänze Bestandteil des von der Bundesregierung im Jahre 2007 beschlossenen Integrierten Energie- und Klimaprogramms (IEKP), da einige Teile mittlerweile durch den Koalitionsvertrag von 2009 sowie durch Beschlüsse der Bundesregierung in den letzten Monaten überholt sind.

EEG (Gesetz zum Vorrang erneuerbarer Energien, Erneuerbare-Energien-Gesetz)

Ziel des am **01. Januar 2009** in Kraft getretenen EEG ist die Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien im Strombereich auf über 30 % bis zum Jahre 2020. Es regelt u.a. die Voraussetzungen und Strukturen der Vergütung für die Erzeugung von Strom aus Biomasse sowie damit im weitesten Sinne zusammenhängende Boni. Eine weitere Novelle des EEG steht zum 1. Januar 2012 bevor. Dabei ist mit weitreichenden Änderungen zu rechnen. Die Bundesregierung hat dazu am 6. Juni 2011 ein Eckpunktepapier des BMU verabschiedet, abrufbar auf der Webseite www.erneuerbare-energien.de.

EnEV 2009
(Energieeinsparverordnung)

Kernpunkt der EnEV 2009 ist die Verschärfung der energetischen Qualität von Gebäuden um durchschnittlich 30 % gegenüber der vorhergehenden Verordnung. Damit verbunden sind eine Reihe von Änderungen zum Rechenverfahren, zu Grenzwerten, zu Einzelfallregelungen, zu Nachweisverfahren sowie zur Stärkung des Vollzugs. Die EnEV ist im Hinblick auf Bio-Erdgas insofern nur von mittelbarer Bedeutung, als die Nutzung von Biogas/Bio-Erdgas einen Beitrag zur Einhaltung eines hohen Energieeffizienzstandards leistet und damit Ersatzmaßnahmen für Anforderungen gemäß EEWärmeG gemindert bzw. vermieden werden können.

Primärenergetische Bewertung von Strom und Bio-Erdgas

In Deutschland werden heute rund 17 % der Elektroenergie aus erneuerbaren Energien gewonnen. Dieser Entwicklung wurde in der EnEV 2009 mit der Absenkung des Primärenergiefaktors (des nicht erneuerbaren Anteils) für Strom von 2,7 auf 2,6 Rechnung getragen. Analog zu den entsprechenden Normen wurden Primärenergiefaktoren für Biomasse aufgenommen. Für gasförmige Biomasse wurde dieser Wert auf 0,5 festgelegt. Anwendbar ist dieser allerdings nur, wenn das Biogas in unmittelbarem räumlichen Zusammenhang mit dem Gebäude erzeugt wird. Für die Nutzung erneuerbarer Brennstoffe in KWK-Anlagen kann dagegen auch weiterhin mit einem Primärenergiefaktor von 0,0 gerechnet werden.

Energiekonzept der Bundesregierung

Im „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“ der Bundesregierung vom 28.09.2010 nehmen erneuerbare Energien zukünftig eine tragende Säule ein. Bis 2020 soll der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch 18 % betragen; bis 2050 sogar 60 %.

EEWärmeG (Erneuerbare Energien-WärmeGesetz) und **MAP** (Marktanreizprogramm)

Neben der EnEV müssen auch die Anforderungen aus dem Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmebereich für neu zu errichtende Gebäude eingehalten werden. Daraus ergeben sich Wechselwirkungen bei der Pflichterfüllung der Anforderungen. Dies betrifft insbesondere den Einsatz erneuerbarer Energien und die Berechnungen zum Primärenergiebedarf. Für Bestandsgebäude können die Länder eine Pflicht zur Nutzung von erneuerbaren Energien festlegen. Für die Anwendungen der Bestimmung des EEWärmeG ist nicht relevant, ob die Errichtung eines Gebäudes nach dem 1. Januar 2009 erfolgt oder abgeschlossen wurde, sondern ob der Bauantrag für die Errichtung des Gebäudes erst nach dem 31. Dezember 2008 eingereicht wurde.

GasNZV (Gasnetzzugangsverordnung)

Die GasNZV 2010 ist am **9. September 2010** in Kraft getreten und regelt die Bedingungen, unter denen die Gasnetzbetreiber Transportkunden Zugang zu den Gasnetzen gewähren müssen. Im Wesentlichen werden die folgenden Punkte geregelt: Bis zu einer Länge der Verbindungsleitung von 10 km zahlt der Netzbetreiber 75 %, der Anschlussnehmer 25 % der Kosten für den Netzanschluss. Für einen Anschluss, einschließlich Verbindungsleitung bis zu einem Kilometer, betragen die Maximalkosten für den Anschlussnehmer 250.000 Euro. Bei Anschlussleitungen länger als 10 km trägt der Anschlussnehmer die Kosten für den Leitungsbau über 10 km vollständig. Für Biogasanlagen gibt es eine vorrangige Anschlusspflicht. Der Gasnetzbetreiber muss eine Verfügbarkeit des Gasnetzanschlusses von 96 % der Jahrestunden garantieren. Für die Einspeisung von Biogas auf der Fernleitungsebene dürfen keine Einspeiseentgelte erhoben werden. Netzbetreiber und Anschlussnehmer müssen einen gemeinsamen Realisierungsplan vereinbaren und der Bundesnetzagentur vorlegen. Deren Festlegungskompetenz wird gestärkt und durch einen Ordnungswidrigkeitenkatalog ergänzt, der Biogasregelungen betrifft.

GasNEV (Gasnetzentgeltverordnung)

Die GasNEV (Fassung vom **08. April 2008**) regelt Methoden zur Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu den Gasnetzen für den Ferntransport und die Verteilung. Transportkunden, die durch dezentrale Einspeisung Teile des Gasnetzes nicht in Anspruch nehmen, erhalten vom Netzbetreiber ein pauschales Entgelt von zurzeit 0,7 Cent/kWh für vermiedene Netzkosten. Die Gasnetzbetreiber wiederum können die durch die Übernahme entstehenden zusätzlichen Kosten auf alle Netze innerhalb des Gebietes umlegen, in dem das Netz liegt.

Nachhaltige Bio-Erdgasnutzung

Insbesondere für eine nachhaltige Bio-Erdgasnutzung werden im Energiekonzept folgende Ziele verfolgt:

- Schaffung weiterer Einspeisemöglichkeiten ins Erdgasnetz.
- Biogas wird stärker im Wärme- und Stromsektor sowie als Kraftstoff eine Rolle spielen.
- Stärkere Orientierung des EEG an den Markt; d.h. marktgetriebener Ausbau der erneuerbaren Energien.
- Berücksichtigung der Nachhaltigkeitskriterien gemäß geltender EU-Richtlinien.

Biokraft-NachV und BioSt-NachV

Die Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung regelt die Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen. Sie bezieht gasförmige Biomasse mit ein. Aus nachwachsenden Rohstoffen gewonnene Kraftstoffe werden im Rahmen der Richtlinien zu erneuerbaren Energien nur berücksichtigt, wenn sie zur Minderung der Treibhausgasemissionen um mindestens 35 % beitragen. Dieser Prozentsatz steigt ab 2017 auf 50 %, ab 2018 auf 60%. Die Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung flüssiger Biomasse zur Stromerzeugung (BioSt-NachV) ist bislang nur anzuwenden auf den Einsatz von flüssigen Energieträgern. Mit einer Verordnung zur Nachhaltigkeit von Strom aus Biogas ist zu rechnen. Beide Verordnungen sind zum 01. Januar 2010 in Kraft getreten, die Anwendbarkeit ist seit dem 01. Januar 2011 gegeben. Die Anforderungen an die zu erbringenden Nachweise sind gleich. In Zusammenhang mit der Biokraft-NachV sei noch auf das Biokraftstoffquotengesetz (BioKraftQuG) hingewiesen.

Abfall- und düngemittelrechtliche Vorschriften

Hierunter fallen Regelungen, die insbesondere in der **DüMV** (Düngemittelverordnung), der **DüV** (Düngeverordnung), der **BioAbfV** (Bioabfallverordnung) und der **TierNebV** (Tierische Nebenprodukte-Beseitigungsverordnung) enthalten sind.

Emissionszertifikatehandel

Für die Optimierung des Biomasseeinsatzes unter Klimagesichtspunkten ist die Gestaltung des Emissionszertifikatehandels im Stromsektor von besonderer Bedeutung. Hierfür gibt es jedoch noch keine Planungssicherheit.

DVGW-Regelwerke

Die DVGW-Arbeitsblätter G 260, G 262, G 280-1, G 685 und die DVGW-Prüfgrundlage VP 265-1 ergänzen die rechtlichen und technischen Grundlagen für die Einspeisung von Bio-Erdgas in das Erdgasnetz.

Standortbestimmung der Gaswirtschaft

Vorteile des Energieträgers Bio-Erdgas

Bio-Erdgas ist grundlastfähig, durch die Einspeisung in das Erdgasnetz speicherfähig und somit zeitlich und räumlich flexibel nutzbar

Mit Wärme, Strom und Kraftstoff sind alle Energieformen erzeugbar

Hohe Wirkungsgrade auch in niedrigen Leistungsbereichen

Hohe Variabilität und Lagerfähigkeit der Substrate für die Biogaserzeugung

Günstige Rahmenbedingungen

Langfristig Steigerung der Energiepreise erwartet

Probleme der Klima-/Luftbelastung (CO₂, PM, NO_x) erfordern Lösungen

Große Potenziale im Bereich Kraft-Wärme-Kopplung und regenerative Wärmeerzeugung

Stärkung der regionalen Wirtschaftskraft, speziell der Landwirtschaft

Steigende Marktchancen für alternative Energien im Hinblick auf die Versorgungssicherheit

Ziele der deutschen Gaswirtschaft zur Beimischung von Bio-Erdgas im Kraftstoffsektor

Aufbau weiterer Kooperationen zwischen den Biogaspartnern

Vorteile des Vertriebes von Bio-Erdgas

Kundenbindung über innovatives grünes Produkt

Zentrale Erschließung erneuerbarer Energien und dezentrale Nutzung über das Erdgasnetz

Kundenvorteil: Individuelle Erschließung erneuerbarer Energien

Abschluss langfristiger Lieferverträge in Übereinstimmung mit dem EEG

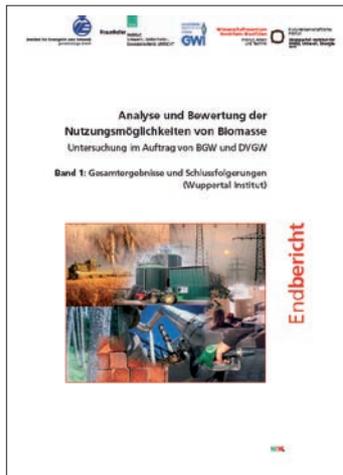
Erweiterung des Portfolios durch ein Produkt mit direkter Nähe zum Kerngeschäft

Imagegewinn durch die Vermarktung von „Grünem Gas/Bio-Erdgas“ aus heimischen Quellen

Verminderung der Importabhängigkeit

Substitution der Eigenförderung

Studien



Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse für die Bio-Erdgaserzeugung

Das Wuppertal Institut hat zusammen mit anderen Forschungsinstituten im Auftrag von BGW und DVGW eine Studie durchgeführt, die im Januar 2006 veröffentlicht worden ist. Demnach könnten bis 2030 bis zu 100 Mrd. kWh/a Bio-Erdgas erzeugt werden (10 % des Erdgasabsatzes von 2005). Die Produktionskosten von Bio-Erdgas liegen derzeit im Vergleich zu den Erdgasimporten sehr hoch. www.dvgw.de



Verbundprojekt Biogaseinspeisung

Unter Koordination des Fraunhofer-Instituts für Umwelt, Sicherheits- und Energietechnik (UMSICHT) wurden die Möglichkeiten und Potenziale der Biogaseinspeisung bestimmt, indem Hemmnisse bei Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung und Verteilung über das Erdgasnetz bestimmt und Lösungen für ihren Abbau entwickelt wurden. Zentraler Punkt dieses vom BMFT geförderten Projektes ist der Aufbau und die Anwendung einer georeferenzierten Datenbank (September 2009). Die Autoren gehen für das Jahr 2020 von einem theoretischen Biogaspotenzial von etwas mehr als 2 Mrd. m³/a aus, die durch Nutzung von Wirtschaftsdünger als Substrat auf knapp 4 Mrd. m³/a erhöht werden könnte. www.biogaseinspeisung.de



Faustzahlen Biogas

„Faustzahlen Biogas“ des KTBL (Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V.) enthält die wichtigsten Daten und Fakten zu Biogas in landwirtschaftlichen Anlagen sowie bei der Verwertung des Biogases. Sie entstand in Zusammenarbeit mit der FNR Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (2. Auflage, 2009). www.ktbl.de



biogaspartner – gemeinsam einspeisen

Unter Federführung der dena haben „biogaspartner“ eine Broschüre herausgegeben, in der die Akteure einerseits einen umfassenden Überblick über die Marktentwicklung und die Rahmenbedingungen der Biogaseinspeisung in Deutschland geben, andererseits die einzelnen Schritte der Herstellung und Anwendung von Bio-Erdgas mit den wesentlichen Daten beschreiben (Mai 2010).

www.biogaspartner.de



Erdgas und Biomethan im künftigen Kraftstoffmix

Die Studie der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) beschreibt Handlungsbedarf und Lösungsansätze für eine beschleunigte Etablierung von Erdgas und Bio-Erdgas im Verkehr (Februar 2010).

www.dena.de

bdeW-Energie-Info

Die bdeW-Broschüre Energie-Info behandelt in ausführlicher Form Fragen und Antworten zu den Neuregelungen zur GasNZV 2010 zur Biogaseinspeisung (Oktober 2010).

www.bdeW.de

Primärenergetische Bewertung

Prof. Wolfgang Mauch, Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE)

www.ffe.de

Chancen und Risiken

	Unternehmenspolitisch	Marktpotenzial/Preisentwicklung
Chancen	<ul style="list-style-type: none"> • Imageverbesserung (abhängig vom Ansehen der Bioenergie in der Region) • Verbesserte regionale Verankerung durch Stärkung regionaler Märkte (Absatz) • Beitrag zum kommunalen Klimaschutz (stärkere Einbeziehung in die Diskussion) • Deckung des Energiebedarfs aus regional verfügbaren, kontinuierlich produzierenden Quellen • Erweiterung der Geschäftsfelder durch Einstieg in Produktion, Aufbereitung und Handel von bzw. mit regenerativen Energien • Nutzung von bereits vorhandenem Fach-Know-how im Bereich Gas- und Energietechnik sowie im Vertrieb • Auslastung bestehender Arbeitskraftkapazitäten • Sicherung der Zukunftsfähigkeit der getätigten Investitionen in Erdgasverteilnetze 	<ul style="list-style-type: none"> • Wärmemarkt: <ul style="list-style-type: none"> · Verstärkte Nachfrage nach CO₂-armen Brennstoffen · Preisvariable Wärmeprodukte durch Preisbindung an alternative Preisindices · Mit erprobter Technik schnelle und effizient umsetzbare Wärmelösungen • Mobilität: <ul style="list-style-type: none"> · Verstärkte Nachfrage nach CO₂-armen Brennstoffen · Einsatz von Erdgas und Bio-Erdgas als Kraftstoff in regionalen Mobilitätskonzepten • Produktionswirtschaft: <ul style="list-style-type: none"> · Verstärkte Nachfrage nach CO₂-armen Einsatzstoffen · Höhere Preise erzielbar (geringer Kostenanteil am Produkt) • Spitzenlasterzeugung: <ul style="list-style-type: none"> · Nutzung von Biogas als speicherbare Energieform zur Abdeckung von Spitzenbedarf im Stromnetz
Risiken	<ul style="list-style-type: none"> • Möglicher Imageschaden (abhängig vom Ansehen der Bioenergie in der Region) <ul style="list-style-type: none"> · Einbeziehung und Positionierung in die Tank- und/oder Teller-Diskussion · Veränderung der Landschaft (Maismonokultur) • Abwägung der Risiken auf die regionale Wassergewinnung • Hoher spezifischer Investitionsbedarf bei der Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung und Nutzung von Biogas • Langfristige Kapitalbindung • Anspruchsvolle Technologie bei der Aufbereitung und Nutzung erfordert Fachpersonal • Bereitschaftsdienst (365 Tage, 24 h) mit geschultem Personal notwendig • Hoher zeitlicher Aufwand für Projektentwicklung und Umsetzung bindet Ressourcen in allen Unternehmensbereichen 	<ul style="list-style-type: none"> • Erhöhung der Rohstoffkosten durch Steigerung der wesentlichen Kostenblöcke: <ul style="list-style-type: none"> · Dünger- und Kraftstoffpreise (HEL-gebunden) · Pachten (regionaler Faktor) • Einfluss internationaler Rohstoffpreise • Weitergabe der Preisentwicklungen über Preisänderungsklauseln bei der Wärmenutzung • Preiskonkurrenz zu fossilen und regenerativen Energieträgern

Wirtschaftliche Faktoren

- Investitionssicherheit aufgrund der Einspeisevergütung für Strom nach dem EEG (20 Jahre fest)
- Effizienzsteigerung bei
 - Biomassegewinnung: Alternative Einsatzstoffe wie z.B. Bioabfälle / Höhere Erträge durch verbesserte Züchtungen
 - Biogasproduktion: Erhöhung Gasausbeute durch Prozessverbesserung / Verminderung Silageverluste / Verringerung der Verweilzeiten
 - Aufbereitung: Vermeidung von Verlusten / Energieoptimierungen
 - Einsatz in KWK-Anlagen: Verbesserung der Stromkennzahl durch Erhöhung der Stromausbeute (z.B. Brennstoffzellen) / Nutzung von Abgaswärme
 - Einsatz im Mobilitätssektor: Beimischungszwang
- Handel mit Bio-Erdgas

- Produzierte Biogasmengen abweichend vom Nutzungspotenzial (KWK-Anlage, Verkaufsmengen)
- Schwankungen in der Rohgasmenge und -qualität durch Trockenheit, Wechsel von Einsatzstoffen
- Entwicklung des Wartungs- und Instandsetzungsaufwands
- Produktionsverluste bei Störung der Aufbereitungs- und Nutzungstechnologien (kontinuierliche Biogasproduktion: Fackelbetrieb notwendig)

Rechtslage

- Beimischungszwang bei Kraftstoffen
- Regulierter Einsatz von regenerativen Energien im Neubaubereich und bei der Sanierung von kommunalen Gebäuden auf Bundesebene (EEWärmeG)
- Regulierter Einsatz von regenerativen Energien im Bestandsbereich auf Landesebene
- Privilegierungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz sowie die Einspeisung von Strom aus Biogas in das Stromnetz
- Gesetzliche Förderung und Bestandsschutz durch das EEG
- Novellierung EEG (Anpassung Vergütungssätze), evtl. auch Risiko

- Änderung der Energiesteuersätze auf Erdgas und Bio-Erdgas

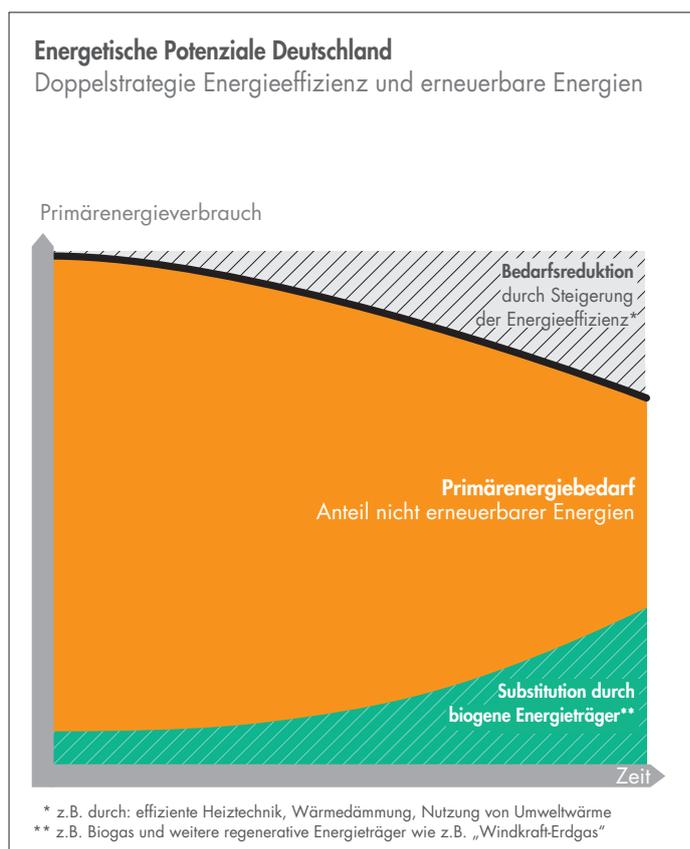
Sonstiges

- Höchste Flächeneffizienz bei der Nutzung regenerativer Energien
- Ergänzung bzw. Substitution von fossilen Energieträgern kurzfristig möglich
- Verbessertes Zugang zu Fördermitteln
- Emissionsarme, universal einsetzbare Erzeugungstechnologie auch unter Restriktionen für Feinstaub, NO_x, Schwefel

- Entwicklung der Nachhaltigkeitsdiskussion und deren Auswirkungen auf die Gesetzgebung
- Mögliche Verkehrs- und Geruchsbelastungen
- Jährliche Qualitätsüberwachung (Audit) der Biogasanlage bzw. Biogasaufbereitungsanlage zur Anerkennung der Biogasmengen und -qualitäten (EEG-Boni)

Biogas / Bio-Erdgas aus Sicht der Energieversorgungsunternehmen

Für Erdgasversorger ist die Biogasnutzung ein aktuelles Thema. Die Verbindung mit regenerativer Energie bietet die Möglichkeit einer Imagestärkung des Kernproduktes Erdgas und des Unternehmens (Kundenbindung). Die Vermarktung von Bio-Erdgas stellt eine interessante Bereicherung des Produktportfolios von Energiehandelsunternehmen dar. In das Erdgasnetz eingespeiste Bio-Erdgas-Mengen können die Reichweite von Erdgas verlängern und stärken den Nutzen des bestehenden Erdgasnetzes auf lange Zeit.



Politisches Ziel:

Senkung des Energiebedarfs in Deutschland durch Steigerung der Energieeffizienz und Ausbau der Nutzung von erneuerbaren Energien, zum Beispiel durch Bio-Erdgas (qualitative Darstellung)

Begriffe und Erklärungen

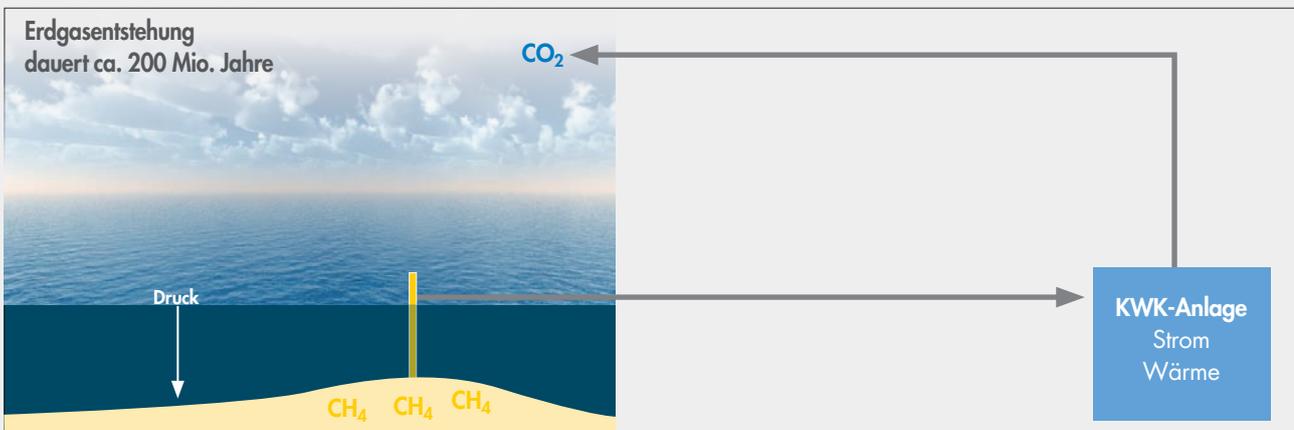
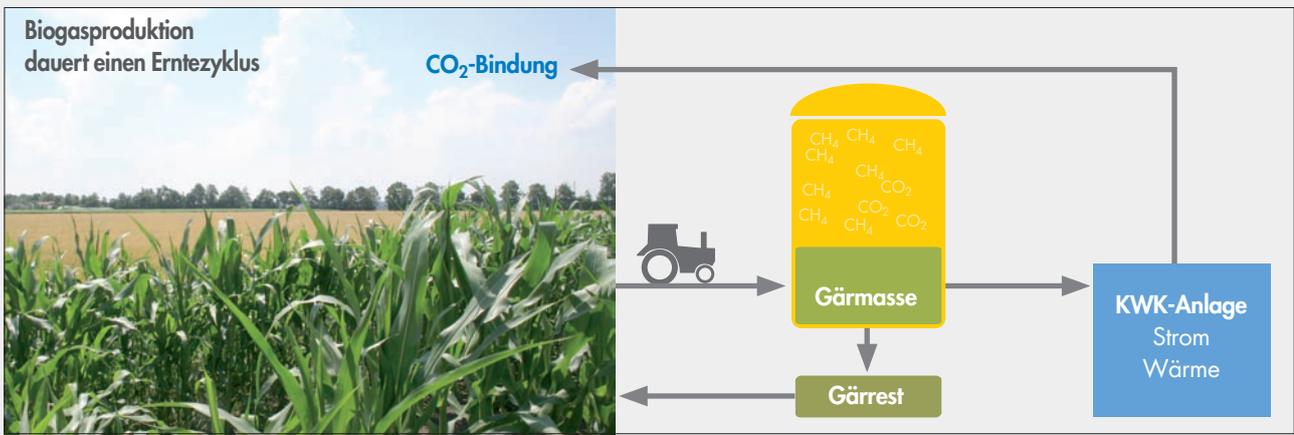
Erdgas und Biogas haben viele Gemeinsamkeiten. Beide Gase sind Naturstoffe und entstehen aus organischen Stoffen unter Luftabschluss. Erdgas ist vor mehreren 100 Millionen Jahren entstanden. Durch abgestorbene Kleinorganismen, Plankton und Algen, die sich auf dem Grund der Ozeane ablagerten und die von Gesteins- und Erdschichten überdeckt wurden, begann unter Luftabschluss und hohem Druck ein chemischer Prozess, der über Jahrtausende die organischen Substanzen in gasförmige Kohlenwasserstoffe, also das jetzige Erdgas, umwandelte. Ähnlich entsteht Biogas durch den anaeroben Abbau von organischer Materie unter Beteiligung von Mikroorganismen.

Biogas oder Rohbiogas

- ein Mischgas, dessen Hauptkomponenten Methan und Kohlendioxid sind (bei fermentativer Entstehung)
- entsteht aus dem Abbau von organischen Stoffen unter Luftabschluss (anaerob)

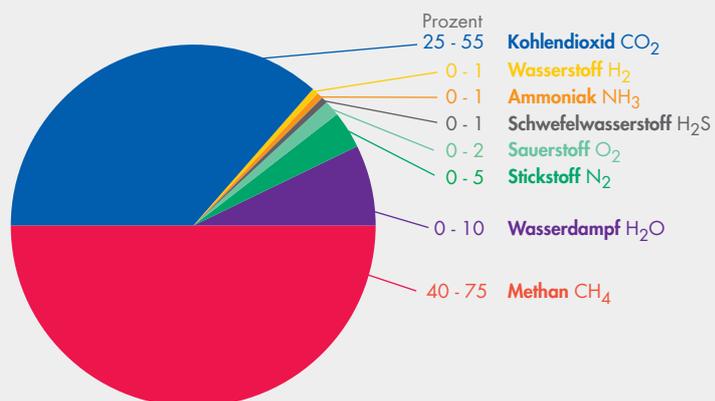
Bio-Erdgas oder Biomethan

- aufbereitetes Biogas mit Erdgasqualität
- der Methananteil beträgt > 96 %
- Bio-Erdgas ist ein Produkt bzw. ein Vertriebsname
- Bio-Erdgas wird auch Biomethan genannt



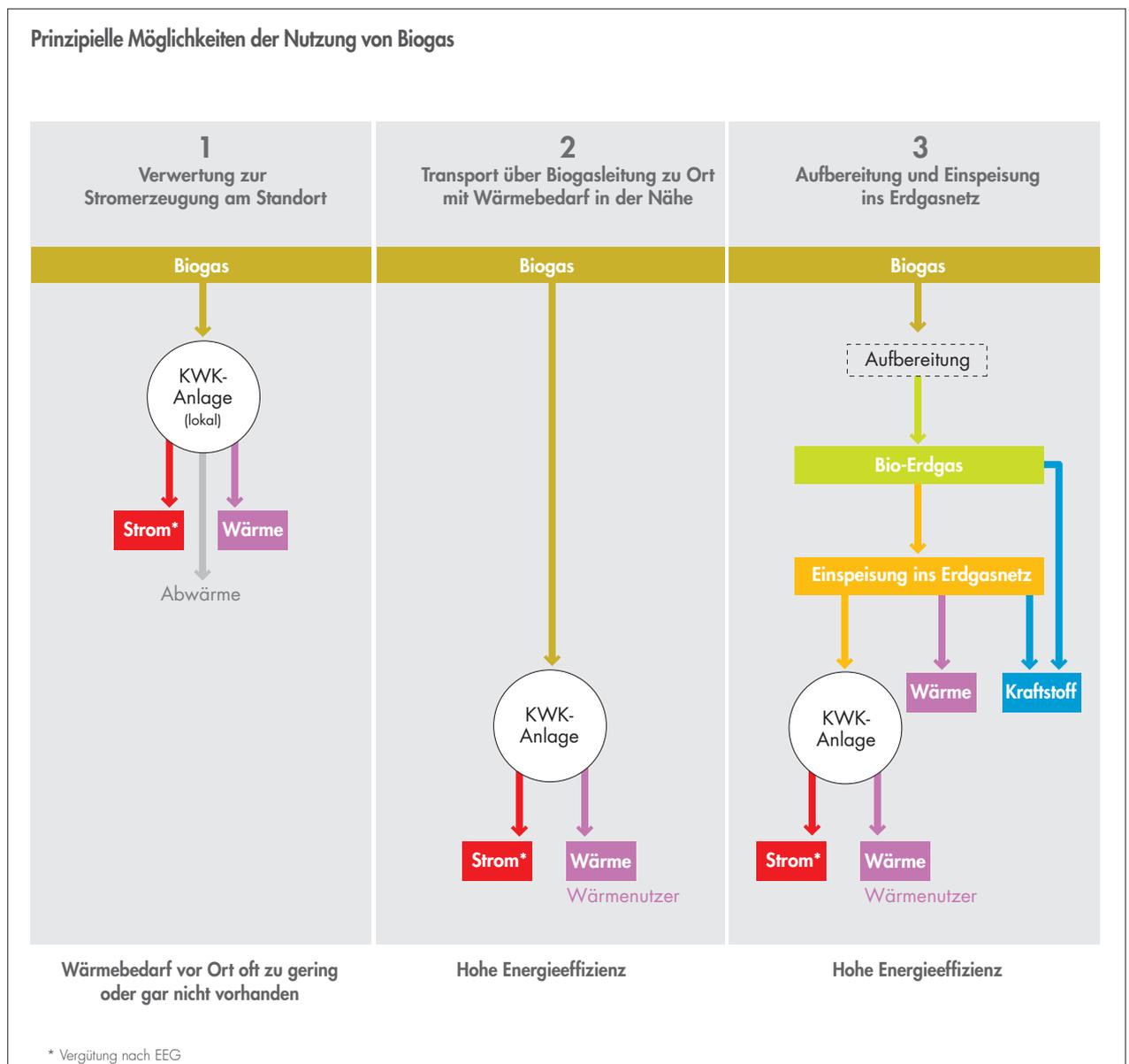
Zusammensetzung des Biogases (Rohbiogas)

Das Rohbiogas besteht hauptsächlich aus Methan und Kohlendioxid. Weitere Bestandteile des ungetrockneten Gases sind neben Wasserdampf Stickstoff und Sauerstoff sowie geringe Mengen Schwefelwasserstoff, Wasserstoff und Ammoniak.



Nutzung von Biogas und Bio-Erdgas

Es gibt grundsätzlich drei Wege der Biogas-Nutzung zur Strom-/Wärmeerzeugung. Damit haben EVU mehrere Optionen, Biogas bzw. Bio-Erdgas zu nutzen. Durch die Einspeisung von Bio-Erdgas ins Erdgasnetz wird gegenüber der reinen Verstromung von Rohbiogas eine deutlich höhere Energieeffizienz erzielt. Im Fall einer ausreichenden Wärmenutzung vor Ort kann die Vor-Ort-Verstromung ggf. effizienter sein.



Weg 1:

Verwertung von Biogas zur Stromerzeugung am Standort, evtl. mit Nahwärmeleitung zu Wärmeabnehmern

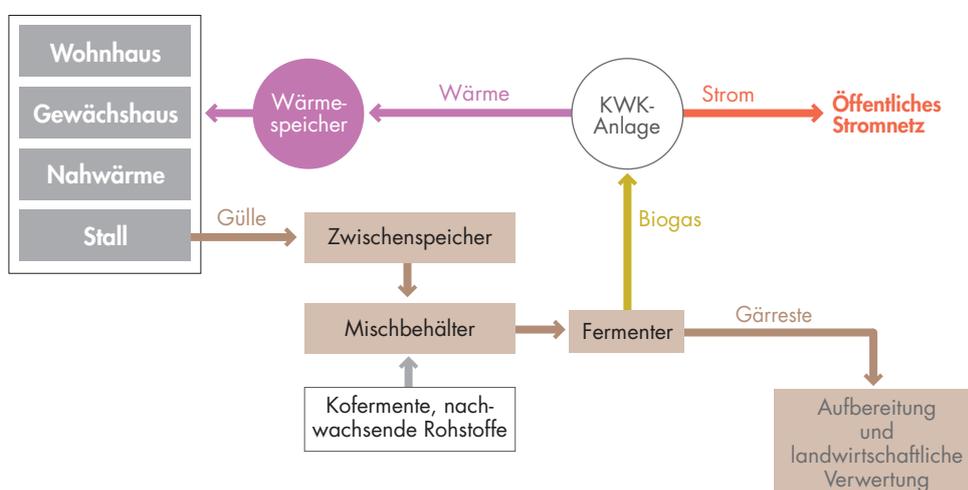
Die Verwertung von Biogas am Standort entspricht dem Stand der Technik. Allerdings kann die dabei erzeugte Wärme oft nicht vollständig genutzt werden.

Ende 2010 lieferten knapp 6.000 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von insgesamt rund 2.280 MW Strom.

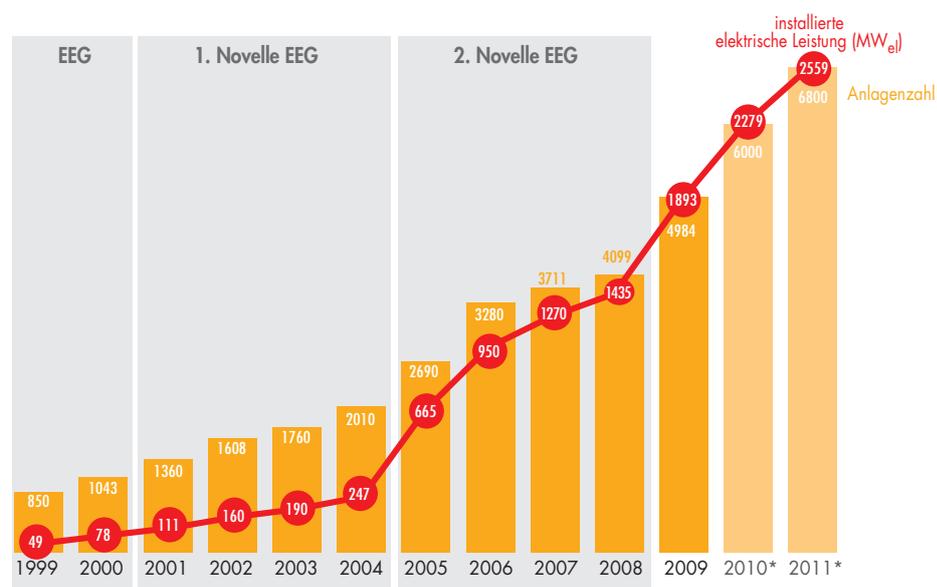
Die Zahl dieser Anlagen hat stark zugenommen. Während im Jahre 2000 etwas mehr als 1.000 Anlagen bestanden, sind nach länderbezogenen Abfragen des Fachverbandes Biogas e.V. in den letzten fünf Jahren jährlich zwischen ca. 200 und mehr als 1.000 Biogasanlagen mit einer durchschnittlichen Leistung von 490 kW_{el} errichtet worden. Diese durchschnittliche Anlagenleistung entwickelte sich in Deutschland von etwa 60 kW_{el} im Jahr 1999 über 125 kW_{el} (2004) auf den nun aktuellen Wert, dem eine Leistung der einzelnen Anlagen zwischen 100 kW_{el} und 2 MW_{el} zugrunde liegt.

Betreiber sind in der Regel Landwirte. Zunehmend werden jedoch auch andere Geschäftsmodelle umgesetzt, um Anlagen zu finanzieren und zu betreiben (z.B. Investorengruppen, Gründung von Betreibergesellschaften, Beteiligung von Agrar-genossenschaften, Einbeziehung von EVU o.ä.).

Aufbau einer Biogasanlage – ohne Einspeisung ins Erdgasnetz



Entwicklung der Anzahl und der elektrischen Leistung von Biogasanlagen in Deutschland

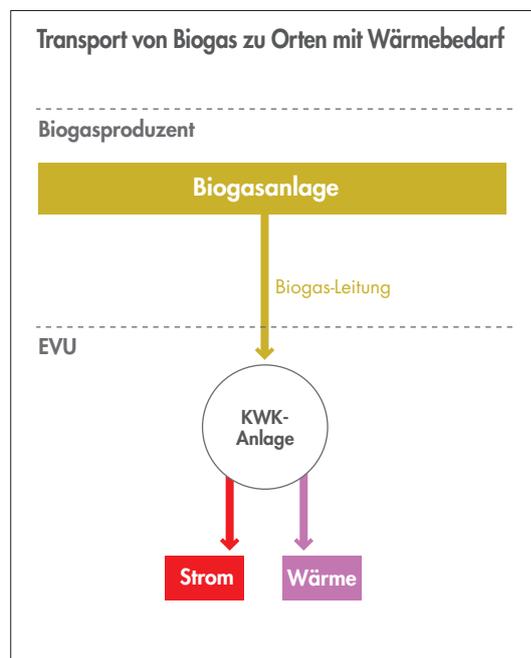


* Prognose; Quellen: BMU Fachverband Biogas e.V. (Stand 11/2010)

Weg 2:

Transport von Biogas über spezielle Gasleitung zu geeignetem KWK-Anlagen-Standort

Über eine Rohrleitung wird Biogas zu Orten mit ausreichendem Wärmebedarf transportiert. Der Vorteil dieses Weges: Die Qualitätsansprüche und der Aufwand für die Aufbereitung sind geringer als bei der Einspeisung ins Erdgasnetz. Sie entsprechen den Aufbereitungsanforderungen für die Verstromung vor Ort. Hier ist die direkte Kopplung zwischen der Erzeugungsleistung der Biogasanlage und der Feuerungsleistung der KWK-Anlage zu bedenken. Außerdem ist zu beachten, dass je nach Witterung und Biogasanlagentyp bis zu 15 % der im KWK-Prozess entstehenden Wärme als Prozesswärme für die Biogasanlage benötigt wird. Die Biogasleitung kann durch ein EVU betrieben werden. Um bei Spitzenlastbedarf ggf. zusätzliche Energieträger einzubinden sowie bei evtl. Anlagenausfall die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, sind Erweiterungen des Leitungsnetzes erforderlich.



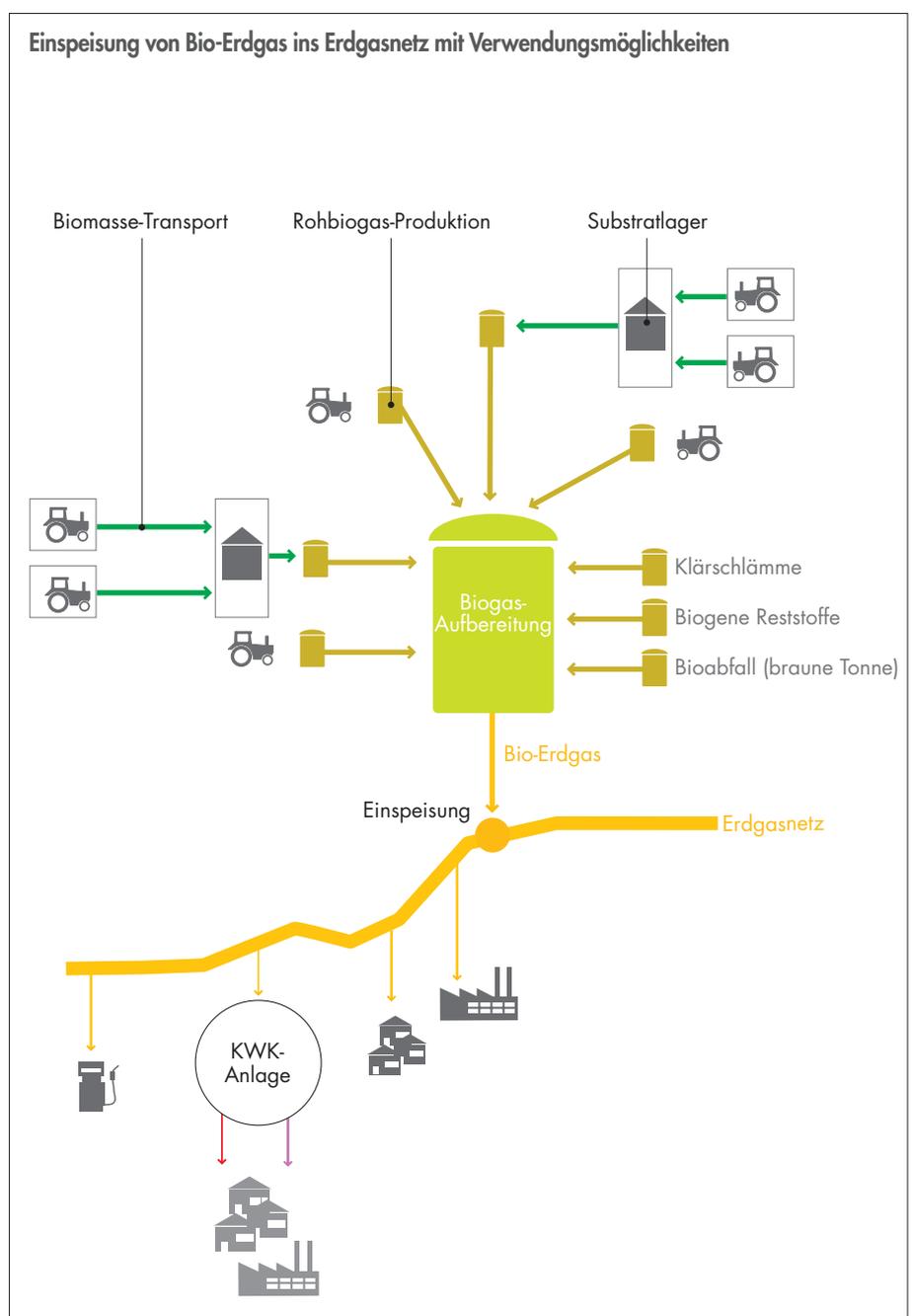
Biogasanlage mit Biogasleitung zur Energiezentrale (Projekt Langenhagen-Kaltenweide „energy“)

Weg 3: Aufbereitung zu Bio-Erdgas und Einspeisung ins Erdgasnetz

Die Verteilung von Bio-Erdgas über das Erdgasnetz eröffnet viele Einsatzmöglichkeiten: Die Erzeugung von Strom und Wärme in KWK-Anlagen, den Einsatz als Kraftstoff sowie den Einsatz in Wärmeerzeugern. Der Vorteil ist, dass die im Biogas enthaltene Energie weitestgehend genutzt werden kann. Der Strom aus den KWK-Anlagen wird nach dem EEG vergütet. Durch die jährliche Bilanzierung von ein- und ausgespeister Bio-Erdgas - Menge sowie durch die Option der Speicherung können Bio-Erdgaserzeugung und -nutzung entkoppelt werden. Die Anlage muß wärmegeführt gefahren werden, damit für den gesamten Strom die Einspeisevergütung nach dem EEG in Anspruch genommen werden kann.

Die spezifischen Kosten für die Aufbereitung von Biogas steigen bei niedrigem Biogasdurchsatz deutlich an. Die Aufbereitung und damit die Einspeisung sind daher nur mit ausreichend großem Gasdurchsatz wirtschaftlich realisierbar.

Zur Erhöhung der Kapazität und der Wirtschaftlichkeit von Biogasaufbereitungsanlagen kann bei geeigneten örtlichen und technischen Voraussetzungen die Verlegung eines Rohbiogasnetzes sinnvoll sein, in das mehrere kleine Biogaserzeuger einspeisen und so das Rohgas einer großen und zentralen Aufbereitung zugeführt werden kann. Hierbei sind insbesondere Fragen der Kostenverteilung, der Abrechnung und der Analytik zu klären.



Geschäftsmodelle für EVU

Um die Ressource Biomasse aus allen verfügbaren Quellen gibt es einen Wettbewerb, der in den nächsten Jahren zunehmen wird. Daher sind Maßnahmen zur langfristigen Sicherung des Einsatzes und der Nutzung von Biomasse zu treffen. Aus diesem Grunde ist der Kooperation zwischen Biogasproduzenten, Bioabfallverwertern, Kläranlagenbetreibern, Genossenschaften u.a. einerseits sowie der Nutzerseite (EVU, Betreibergesellschaften, andere Biogasverwender) besondere Aufmerksamkeit zu widmen.

Wesentlicher Punkt der Vereinbarungen zwischen den o.g. Partnern ist die Absicherung der Rentabilität der Biogasprojekte, an der alle Beteiligten gemeinsames Interesse haben. Die verschiedenen Kooperationsmodelle sind für die einzelnen Partner hinsichtlich der ökonomischen Chancen und Risiken, der ökologischen Auswirkungen und der gesellschaftlichen Akzeptanz zu prüfen.

Die Kalkulierbarkeit der Preise und die Sicherheit der Lieferung der Substrate sind von entscheidender Bedeutung, da diese den größten Teil der Betriebskosten ausmachen. Die Einbindung z.B. der Landwirte kann in vielfältiger Form erfolgen: Vom reinen Substratlieferanten bis zum Beteiligten am Gesamtprojekt. Die Energieversorgungsunternehmen hingegen können neben dem Betrieb der Biogasanlage, der Aufbereitung und Einspeisung von Bio-Erdgas einschließlich damit verbundener Akquise in bestimmten Fällen sogar eigenständigen Substratanbau vornehmen.

Zwei beispielhafte Modelle für eine Zusammenarbeit

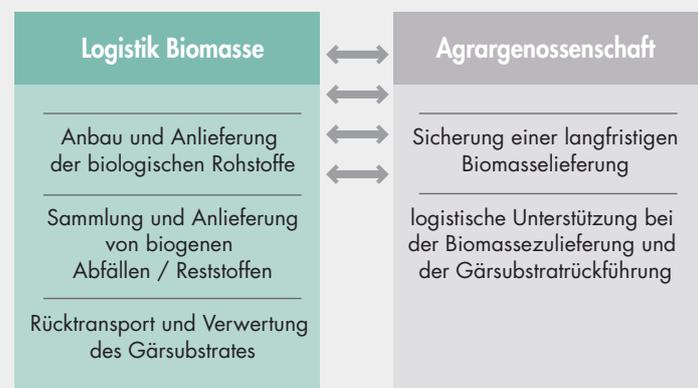
Direktverstromung - Kooperationsmodell



Einspeisung in das Erdgasnetz - Kooperationsmodell



Aufgabenverteilung im Rahmen einer Kooperation (Beispiel)



Einsatz in KWK-Anlage

Einsatz in KWK-Anlage

Betreiber der KWK-Anlage:
EVU (z.B. als Contractor), Industrie,
Gewerbe, Wohnungswirtschaft,
kommunale Einrichtungen...

Die wesentlichen Pflichten des Lieferanten müssen vertraglich festgelegt werden:

- Qualität, Art und Menge des bereitzustellenden Substrates
- Lieferung, Lagerung und in Ausnahmefällen auch die Rücknahme
- Verwiegung und Beprobung der Substrate
- Rücknahme der Gärreste
- Qualitätsabhängige Entgeltzahlungen
- Preisanpassungsmechanismen (Preisgleitklauseln)

Mit dem Ziel der Risikominimierung sollten zur Absicherung gegen Lieferausfälle immer mehrere, voneinander unabhängige Lieferanten verpflichtet werden. Bei allen Vereinbarungen ist eine langfristige Vertragsgestaltung zu bevorzugen.

EVU

Betrieb der Biogasanlage
und der Gasaufbereitung

Einspeisung des Bio-Erdgases
in ein Erdgasnetz

Akquise von BHKW-Standorten
mit hohem Wärmebedarf



Biogas-Erzeugung

Rohstoffe

Wichtige Rohstoffe für Biogasanlagen sind:

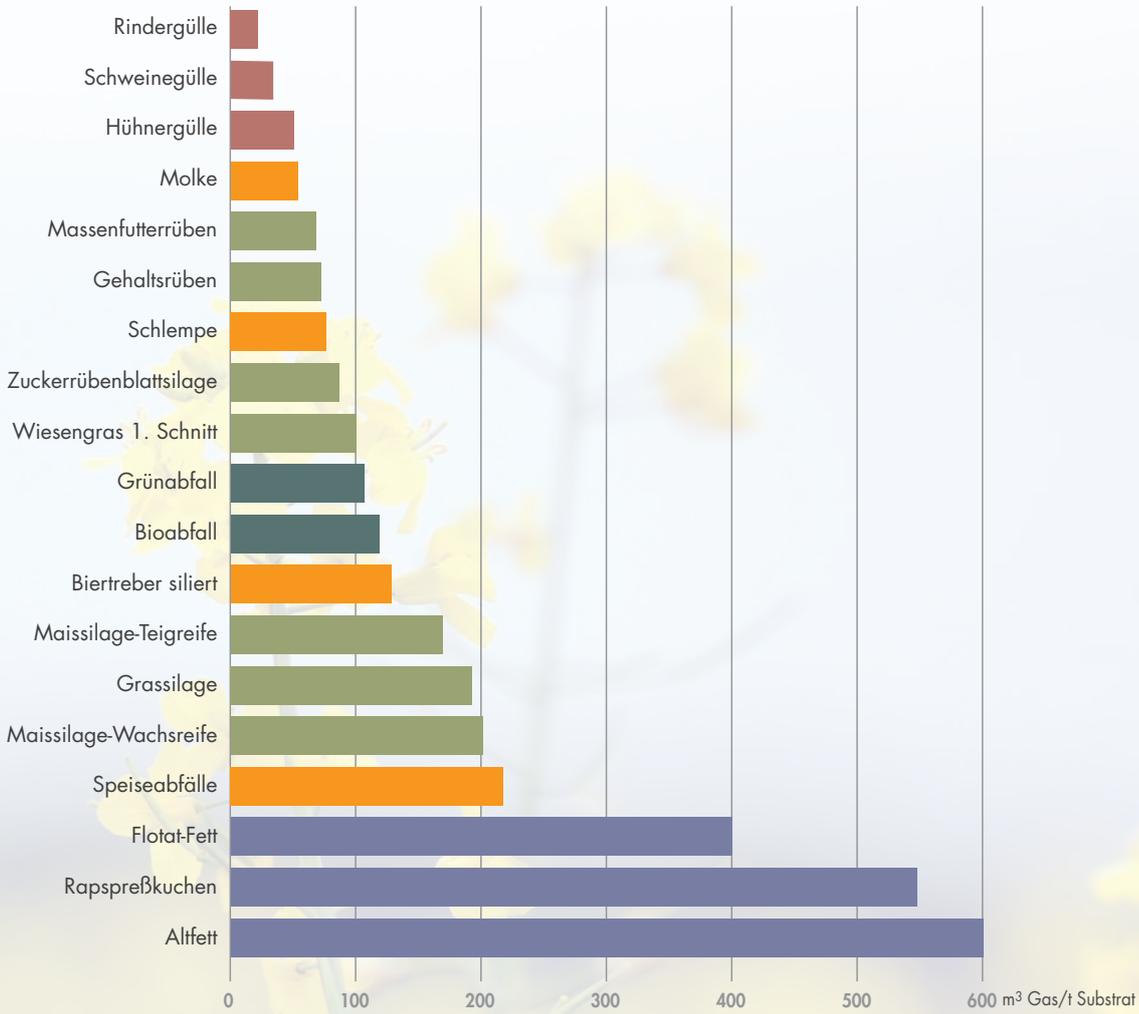
- Tierische Exkremente (Gülle)
- Nachwachsende Rohstoffe (NawaRo), z. B. Mais, Grassilage
- Organische Abfälle (aus Kommunen, biogene Reststoffe aus verschiedenen Industriebereichen, Fettabscheider aus der Gastronomie)
- Klärschlämme

Die Gaserträge sind stark von dem eingesetzten Rohstoff und der Prozessführung abhängig. Bei den pflanzlichen Rohstoffen wird die Gasausbeute auch von einzelnen Sorten und deren Erntezeitpunkt beeinflusst. Der Rohstoff mit dem höchsten spezifischen Ertrag muss jedoch nicht der wirtschaftlichste sein.

Die Prozessführung wird im Wesentlichen bestimmt durch technische Faktoren wie Raumbelastung, Temperatur, Verweilzeit und Stoffkonzentration. Gärhilfsstoffe, z.B. Mikronährstoffe, führen zu höherer Gasausbeute, Hemmstoffe verlangsamen bzw. behindern den Gärprozess.



Gaserträge verschiedener Rohstoffe



Quelle: agrafem technologies

Inbetriebnahme einer Biogasanlage

Bei der Inbetriebnahme einer Biogasanlage ist zwischen der technischen Inbetriebsetzung und der biologischen Anfahrphase zu unterscheiden. Während erstere wenige Tage in Anspruch nimmt, kann das Hochfahren des Gärprozesses zwei bis sechs Monate dauern.

Nach der Erstbefüllung des Fermenters mit Gülle oder Gärresten darf der Inhalt nur langsam aufgeheizt werden (max. 1°C / Tag), damit sich die Mikroorganismen den steigenden Temperaturen anpassen können. Nach Zugabe frischen Gärrestes beginnt der Gärprozess mit zunehmender Gasproduktion und steigendem CH_4 -Gehalt.

Die Länge des Anfahrprozesses erfordert eine sorgfältige Planung, da neben den biologischen und wirtschaftlichen Aspekten auch besondere sicherheitstechnische Anforderungen zu beachten sind.

Erklärung der Vergärungsprozesse

Biogas entsteht durch den Abbau von organischen Stoffen unter Luftabschluss (anaerob). Der biologische Prozess verläuft unter Beteiligung verschiedener Bakterien (Mikroorganismen). Der Abbauprozess unterteilt sich in vier Stufen:

- Hydrolyse (Spaltung polymerer Verbindungen in kurzkettige Einheiten)
- Versäuerung (Bildung organischer Säuren, von Alkoholen, Wasserstoff und Kohlendioxid)
- Essigsäurebildung (aus organischen Säuren)
- Methanbildung (erfolgt überwiegend aus Essigsäure (acetotroph), zu knapp einem Drittel aus Wasserstoff und Kohlendioxid (hydrogenotroph)).

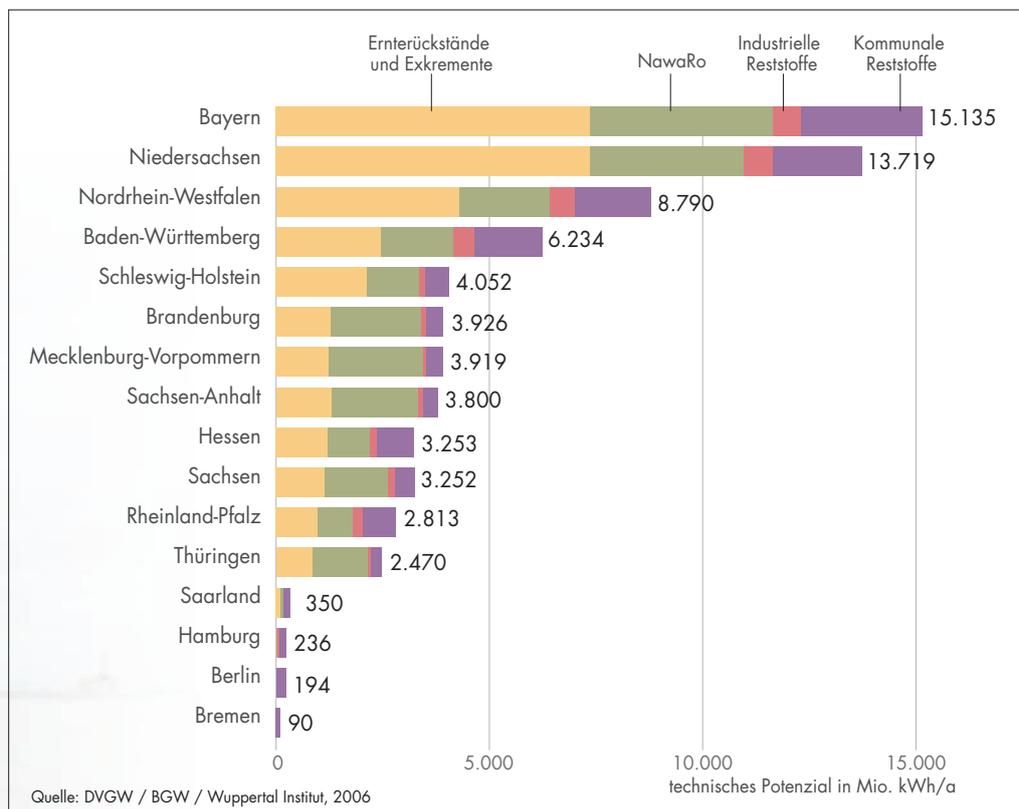
Die Abbaugeschwindigkeit hängt vorrangig vom Zellenwachstum (Generationszeit) und den Aktivitäten der Enzyme ab. Das entstehende Biogas besteht überwiegend aus Methan und Kohlendioxid sowie weiteren Komponenten.



Biogaspotenzial

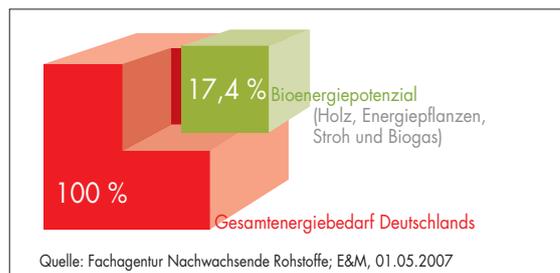
Technisches Biogaspotenzial in den Bundesländern

Das Potenzial zur Erzeugung von Biogas ist in den Bundesländern sehr unterschiedlich. Besonders die landwirtschaftlich bedeutenden Flächenländer verfügen über großes Potenzial – mehr als 70 Mrd. kWh/a.



Biogaspotenzial für Deutschland

Im Jahre 2030 könnten rund 17 % des Gesamtenergiebedarfs durch Bioenergie (Holz, Stroh, Energiepflanzen und Biogas) gedeckt werden.



Biogas-Aufbereitung

Die Biogasaufbereitung hat das Ziel, das Rohbiogas durch technische Verfahren so zu reinigen, dass es einer stofflichen oder energetischen Nutzung zugeführt werden kann. Die einfachste Variante ist die Gasaufbereitung ohne CO₂-Abtrennung, um das Gas zur Verbrennung und in KWK-Anlagen nutzen zu können.

Von besonderem gaswirtschaftlichem Interesse ist es jedoch, Rohbiogas gemäß Erdgasqualität aufzubereiten und dabei alle störenden Begleitstoffe im Gas zu entfernen. Um das erzeugte Biogas in das bestehende Gasnetz einspeisen zu können, werden nach der Entschwefelung der Methangehalt des Biogases durch Abtrennung des Kohlendioxids angehoben und das Wasser entfernt. Das gereinigte Produktgas (Bio-Erdgas) muss den anerkannten Regeln der Technik des DVGW genügen. Hinweise hierzu finden sich in den Arbeitsblättern G 260 / G262.

Diese Biogasaufbereitung umfasst folgende Schritte:

1. Entschwefelung
2. Trocknung
3. CO₂ – Abtrennung
4. ggf. Konditionierung
5. ggf. Odorierung

Diese Schritte können je nach dem gewählten Verfahren kombiniert oder in anderer Reihenfolge durchgeführt werden.

Biogas-Reinigung:

Was sind die kritischen Komponenten?

- Kohlenstoffdioxid
- Wasserdampf, Schwefelwasserstoff
- Ammoniak, Siloxane, Luft (N₂, O₂)
- Aromatische Verbindungen, Halogene (Chloride, Fluoride)

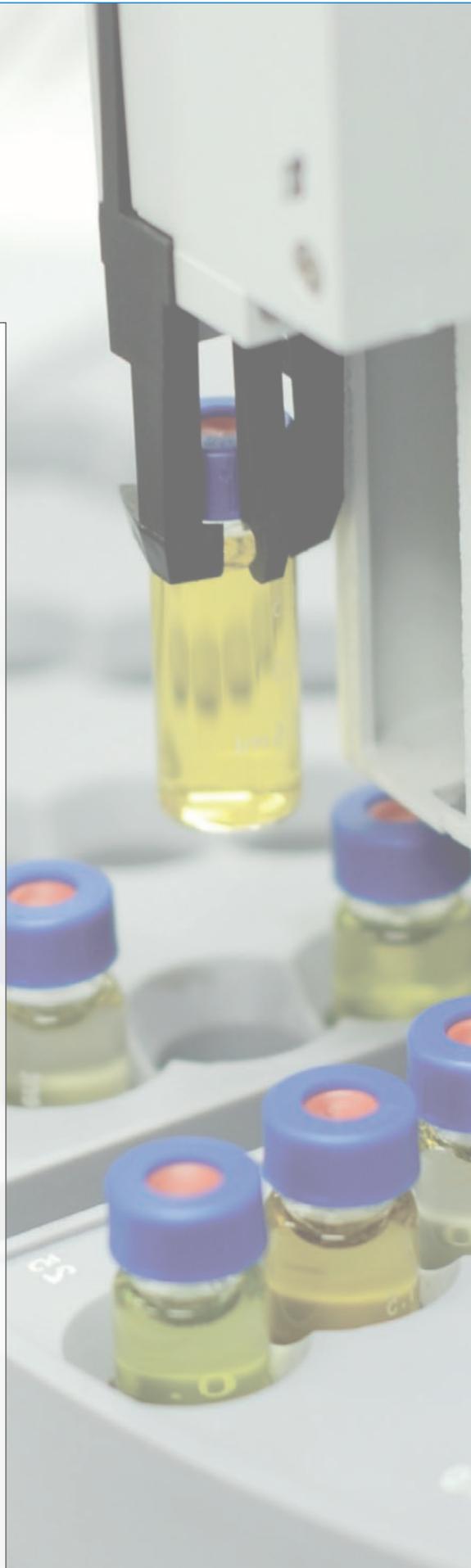
Je nach Anwendungsfall und gewähltem Verfahren sind für die Aufbereitung von Biogas drei bis sechs Reinigungsschritte notwendig.

Für die direkte Verwertung des Biogases in KWK-Anlagen sind Trocknung, Filtration und Entschwefelung vorzusehen.

Für die Einspeisung von Bio-Erdgas in ein Erdgasnetz bzw. für die Nutzung als Kraftstoff müssen zusätzlich folgende Reinigungsoperationen vorgenommen werden:

- Abtrennung von CO₂ zur Methan-anreicherung mittels chemischer oder physikalischer Verfahren
- Entfernung von Spurengasen (H₂S, NH₃ und Chlorverbindungen)

Verfügbare Verfahrenswege zur Biogasaufbereitung



Aufbereitungsverfahren zur Einspeisung von Bio-Erdgas in ein Erdgasnetz

Die CO₂-Abtrennung aus dem Biogas ist die wesentliche Verfahrensstufe für die Einspeisung von Bio-Erdgas in das Erdgasnetz. Für die Methananreicherung gibt es verschiedene physikalische und chemische Verfahren. Die derzeit wichtigsten technisch verfügbaren Abtrennungsverfahren sind:

- Druckwechseladsorption (PSA)
- Druckwasserwäsche (DWW)
- Glykoetherwäsche (Genosorb, Selexol)
- Aminwäsche (Mono- bzw. Diethanolamin)

Alle Verfahren werden, aufgeschlüsselt nach Anbietern, ausführlich in der in Kapitel 1 (S. 8) genannten Fraunhofer-UMSICHT Studie (BMBF-Verbundprojekt „Biogaseinspeisung“) bewertet.

Daneben gibt es Tieftemperaturverfahren (kryogene Verfahren), die das Gas verflüssigen und rektifizieren oder Kohlenstoffdioxid ausfrieren. Aufgrund sehr hoher Investitions- und Energiekosten gibt es bisher nur Pilotanlagen. Ein weiteres Verfahren ist das Membrantrennverfahren, das die unterschiedlichen Druckgefälle der Gase an einer Membran nutzt. Das Verfahren ist einerseits recht betriebssicher, weist aber andererseits neben kurzen Membranstandzeiten hohe Methanverluste auf. Hiervon sind nur wenige Anlagen in Betrieb.

Im Pilotstadium befindet sich die Biogasaufbereitung nach dem PCC-Verfahren. In einem zweistufigen Prozess reagieren Rohbiogas und Branntkalk im Gegenstrom. In einem Löschreaktor wird der Kalk durch die im Rohbiogas enthaltenen Wasseranteile gelöscht, im Fällungsreaktor wird das CO₂ zu Calciumcarbonat gebunden. Das entstehende Bio-Erdgas enthält 95 bis 99 % Methan und ist wasser- und störstofffrei.

Marktübliche chemische und physikalische Verfahren zur Methananreicherung

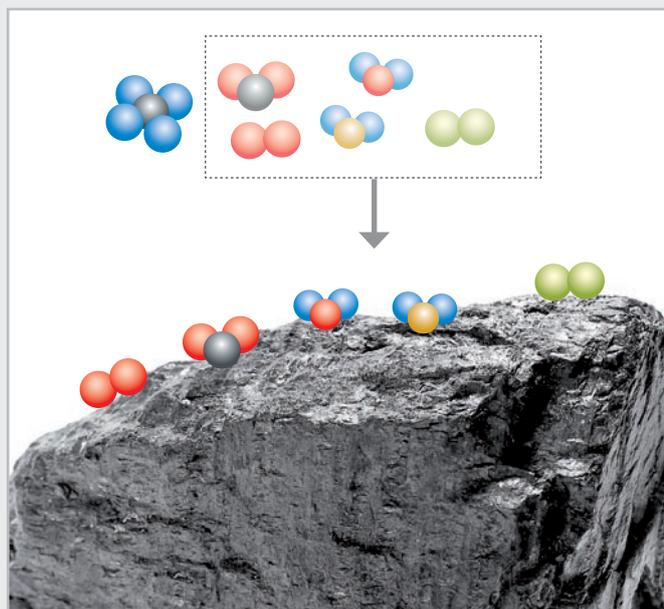
Grundoperation	Verfahren	Trenneffekt
Adsorption	Druckwechseladsorption (PSA)	Adsorption von CO ₂ an Aktiv-Kohle oder Molekularsieben
Absorption (physikalisch)	Druckwasserwäsche (DWW)	Unterschiedliche Löslichkeit von CH ₄ , CO ₂ und Begleitstoffen
Absorption (physikalisch)	Glykoetherwäsche (Selexol, Genosorb)	Unterschiedliche Löslichkeit von CH ₄ , CO ₂ und Begleitstoffen
Absorption (chemisch)	Aminwäsche (MEA, DEA)	Unterschiedliche chemische Bindungskräfte Amin- und Gasinhalte

Adsorption

Unter Adsorption versteht man den Entzug einer oder mehrerer Komponenten einer Gasmischung oder einer Flüssigkeit durch Anlage an die Oberfläche eines Feststoffes (Adsorbens). Die Adsorption bewirkt keine chemische oder physikalische Änderung des adsorbierenden Stoffes.

Adsorptionsverfahren dienen der Entfernung von Gasbegleitstoffen, zur Abtrennung höher siedender Kohlenwasserstoffe, aber auch der Feinreinigung von Gasen, gelegentlich in Kombination mit Absorptionsverfahren zur Grobreinigung. Als technische Adsorbentien werden Aktivkohlen, Molekularsiebe, Zeolithe, Adsorberharze, Silicagel u. a. verwendet. Insbesondere deren innere Oberfläche, Porenstruktur und chemische Beständigkeit beeinflussen die selektive Beladungskapazität.

Anlagen zur adsorptiven Reinigung von Gasen bestehen aus zwei oder mehr Adsorbentien, die wechselweise zur Beladung bzw. Regeneration betrieben werden. Die Beladung unter Druck verbessert die Aufnahmefähigkeit, die Regeneration wird durch Entspannung oder Strippen beschleunigt.

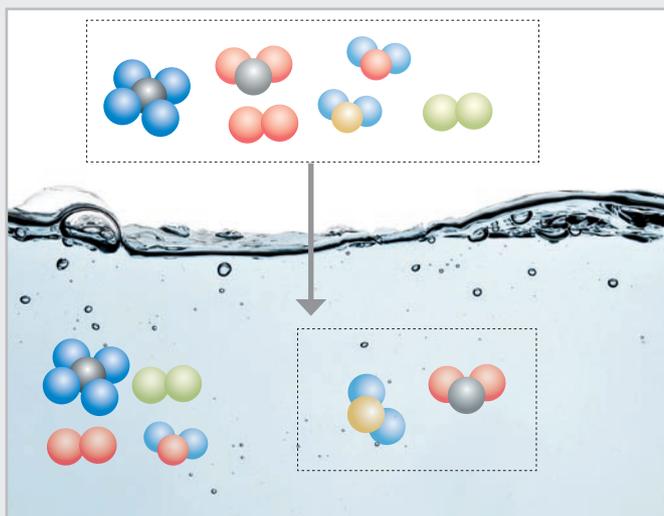


Absorption

Hierunter versteht man den Entzug einer oder mehrerer Bestandteile einer Gasmischung durch Kontakt mit flüssiger Phase. Die Durchmischung beider Phasen bewirkt eine chemische und/oder physikalische Veränderung des absorbierenden Mediums (Absorbens).

Solche Absorptionsverfahren werden beispielsweise zur Entfernung von H_2S und CO_2 , aber auch von Mercaptanen, höheren Kohlenwasserstoffen u. a. aus Erdgas, Synthesegas, Biogas und weiteren Prozessgasen genutzt. In der Gasaufbereitung werden überwiegend Wasser, Glykolether und wässrige Aminlösungen verwendet.

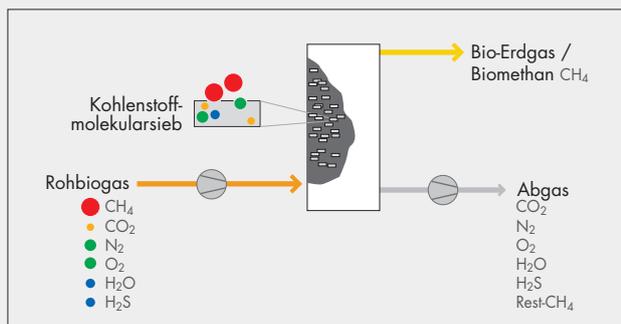
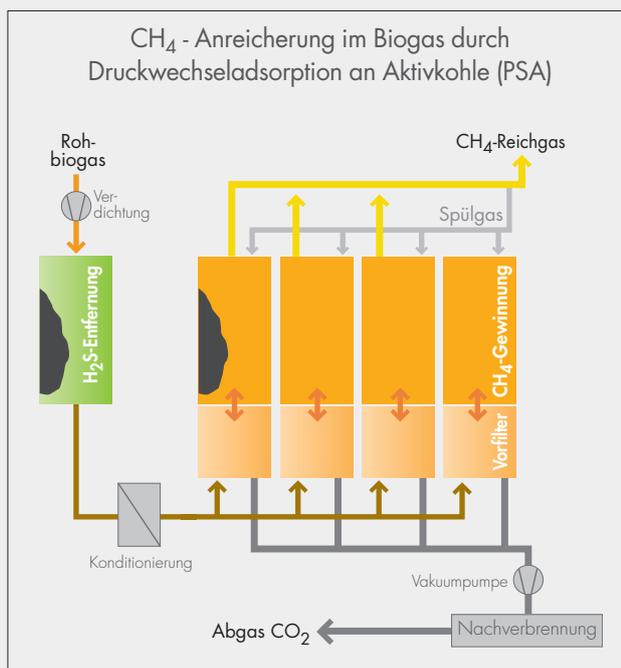
Die Aufnahme der betreffenden Komponenten erfolgt in Absorptionskolonnen unter Druck, wobei die Wäschen je nach Verfahren und zugesetzten Aktivatoren sehr selektiv auf bestimmte Komponenten eingestellt werden können. Die Regeneration der Waschlösung erfolgt durch Entspannung, durch Strippen mit Luft oder Dampf oder durch Auskochen.



Adsorption

Prinzip der Gasaufbereitung mittels Adsorptionstechnik (PSA)

Die PSA nutzt die unterschiedlichen molekularen Eigenschaften der Gase bei der Adsorption an Aktivkohlen oder Molekularsieben. Diese sind so gestaltet, dass CO_2 bevorzugt adsorbiert wird. Bei diesem Verfahren ist die vorherige Entfernung des Schwefelwasserstoffs, des Wassers und weiterer Gasbestandteile erforderlich, da diese die Trennleistung stark beeinträchtigen. Vor dem Eintritt in die PSA soll das Biogas maximal $5 \text{ mg/m}^3 \text{ H}_2\text{S}$ und $0,2 \text{ g/m}^3$ Wasser enthalten. Die PSA ist besonders geeignet für die Aufbereitung von Rohbiogas mit höheren Luftanteilen.



Absorption

Methananreicherung durch Druckwasserwäsche (DWW)

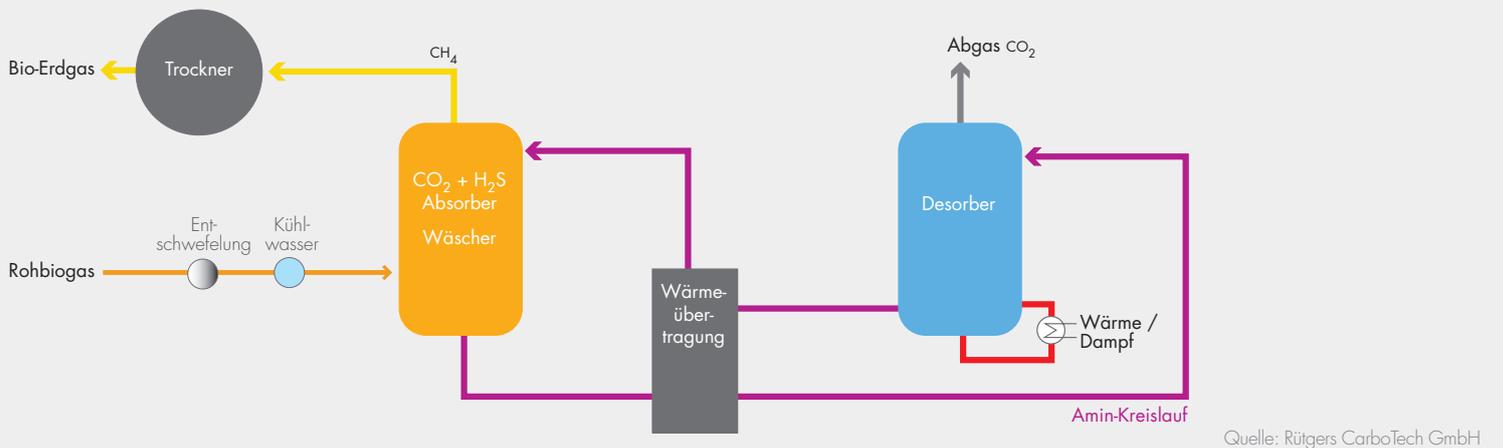
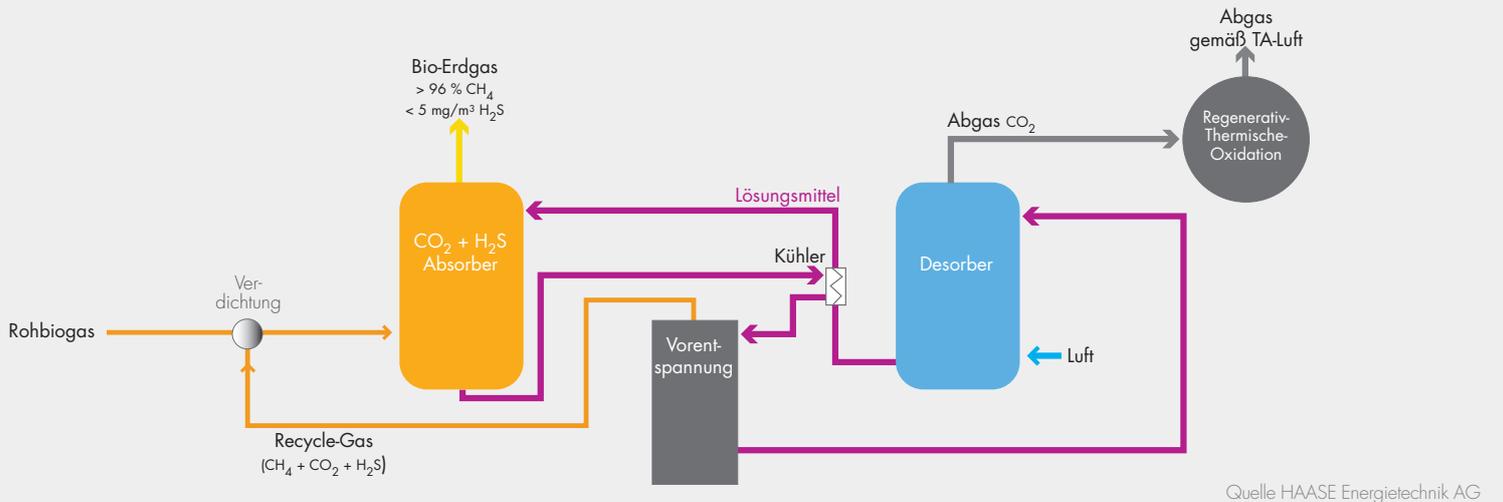
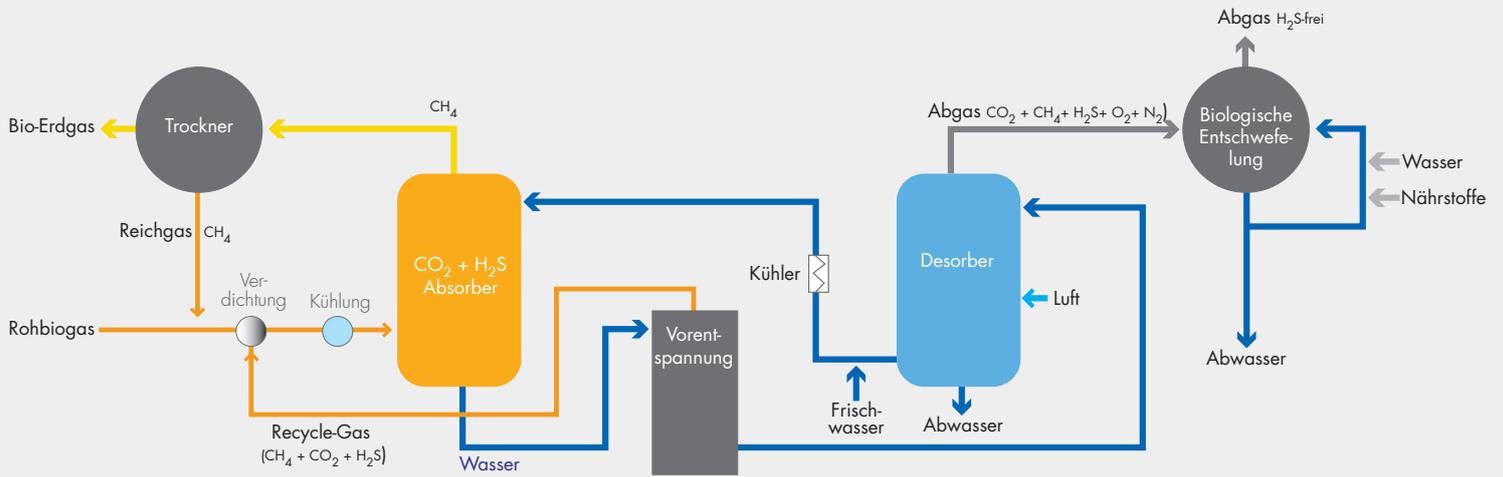
Das Verfahren beruht auf den unterschiedlichen Löslichkeiten von Methan und Kohlenstoffdioxid in Wasser und stellt keine besonderen Anforderungen an die Qualität des Rohbiogases. Die DWW benötigt keine externe Wärmezufuhr, Wasser steht überall preiswert zur Verfügung und das Verfahren ist flexibel mit hoher Anlagenverfügbarkeit zu betreiben. Entschwefelung und CO_2 -Entfernung erfolgen gleichzeitig. Die wesentlichen Verfahrensstufen sind Absorption und Regeneration (Desorption).

Methananreicherung durch Genosorbwäsche

Die Genosorbwäsche nutzt ähnlich wie die DWW die unterschiedliche Löslichkeit der Komponenten des Rohbiogases. Verwendet wird jedoch ein Lösungsmittel, das eine wesentlich höhere CO_2 -Löslichkeit als Wasser hat. Gleiches gilt auch für das Lösungsmittel Selexol. Die Genosorbwäsche erfordert externe Wärmezufuhr und weist auch in Bezug auf Stromverbrauch und Methanschluß keine signifikanten Vorteile auf. Allerdings sind bei diesem Verfahren Entschwefelung, CO_2 -Abtrennung und Gastrocknung gleichzeitig möglich.

Gasaufbereitung mittels einer Amin-Wäsche

Bei der Wäsche des Biogases mit MEA (Monoethanolamin) oder DEA (Diethanolamin) wird Kohlenstoffdioxid chemisch gebunden – es handelt sich um ein drucklos betriebenes chemisches Absorptionsverfahren. Die Aminwäsche hat einen geringen Strombedarf, benötigt aber Wärme auf hohem Temperaturniveau, sodass sie mit gutem wirtschaftlichen Erfolg dort eingesetzt werden kann, wo (regenerative) Wärme zur Verfügung steht. Durch eine Aminwäsche wird die höchste Bio-Erdgas-Qualität bei geringstem Methanverlust erreicht.



Bewertung ausgewählter Methanaufbereitungsverfahren

Für die technisch wichtigsten Verfahren zur Gewinnung von H- und L-Gas ist auf der Basis von ca. 50 Referenzanlagen (überwiegend PSA und DWW) eine qualitative Bewertung verschiedener Prozessparameter möglich. Der technisch-wirtschaftliche Vergleich der Verfahren zur CO₂-Abtrennung ist eine Momentaufnahme. Zum einen liegen für viele Waschverfahren erst wenige Praxiserfahrungen vor, zum anderen besteht für vorhandene Verfahren noch Optimierungspotenzial. Darüber hinaus sind auch Neuentwicklungen möglich.

Bio-Erdgas: Zusatzgas oder Austauschgas?

Die Anforderungen an das einzuspeisende Bio-Erdgas als „Austauschgas“ sind höher als für „Zusatzgas“. Diese Anforderungen an Austausch- und Zusatzgas und deren Einspeisung in das Erdgasnetz sind im DVGW-Arbeitsblatt G 260 beschrieben. Wird ein signifikanter Anteil eingespeist, hat Bio-Erdgas in der Regel die Anforderungen an „Austauschgas“ zu erfüllen, wobei u.a. auch die Anforderungen des DVGW-Arbeitsblattes G 685 zu beachten sind.

Kennwerte ausgewählter Methanaufbereitungsverfahren

Prozessparameter	PSA	DWW	Glykoletherwäsche	Aminwäsche
Investition	niedrig	mittel	niedrig	mittel
Betriebskosten	niedrig	niedrig	mittel	niedrig
Wartungskosten	mittel	niedrig	niedrig	niedrig
Methanverlust* %	2-4	1-2	2-3	0,1-1
Methangehalt %	> 96	97	96	> 98

* Methanverlust entspricht nicht den Methanemissionen. Sollen geringere Methanemissionen eingehalten werden, können thermische Oxidationsverfahren oder Schwachgasverbrennung nachgeschaltet werden.

Verfahrensentwicklung von chemischen Wäschen

Beispiel für die optimierende Verfahrensentwicklung von chemischen Wäschen: das PuraTreat®-Verfahren (BASF/BIS E.M.S./Wintershall)

In chemischen Wäschen werden Waschmittel in Kreislauffahrweise eingesetzt, wobei in der Absorptionsstufe Sauergerase aus dem Rohgas aufgenommen und in der Regeneration durch Wärmezufuhr ausgetrieben werden. Zu entfernen sind insbesondere große Anteile Kohlenstoffdioxid sowie Gasbegleitstoffe (z.B. H_2S , NH_3), deren Gehalt im Rohbiogas meist zwischen 0,1 und 1 Vol.-% liegt.

Die üblichen chemischen Waschmittel sind wässrige Lösungen von Alkanolaminen (z.B. MEA, DEA), deren Nachteile

- Flüchtigkeit durch relativ hohen Dampfdruck und
 - Reaktionsfähigkeit mit Sauerstoff zu korrosiven und toxischen Verbindungen
- erhöhte Waschmittelverluste und damit entsprechende Regenerationsraten erfordern.

Salze von Aminosäuren in wässrigen Lösungen sind praktisch nicht flüchtig und gegenüber Sauerstoff außergewöhnlich stabil. Während die Aufnahmekapazität für Kohlenstoffdioxid durch PuraTreat® sehr hoch ist, ist die Absorptionsgeschwindigkeit relativ gering, was wiederum lange Kontaktzeiten bzw. große Austauschflächen erfordern würde. Durch Zugabe eines Aktivators, der ähnliche Eigenschaften wie das Waschmittel selbst besitzt, wird die CO_2 -Absorption beschleunigt.

Zusammenfassend ergeben sich neben der Beladungskapazität folgende Vorteile:

- Methananteil im Bio-Erdgas kann auf über 99 Vol.-% eingestellt werden
- Methanschluß $< 0,05\%$
- Wäsche entfernt CO_2 , H_2S , NH_3 und ggf. weitere saure Gase
- lange Nutzungsdauer des Waschmittels wegen der hohen chemischen Stabilität gegenüber Sauerstoff (bis zu 36.000 Betriebsstunden)
- Verzicht auf eine Verfahrensstufe zur Rückwäsche von Aminen aus der Gasphase
- niedrige Regenerationstemperatur (106-110 °C)
- PuraTreat® ist nur schwach wassergefährdend (WGK 1)
- Prüfung der Waschflüssigkeit durch Spindeln möglich (wenig Laboraufwand)
- die Anlage arbeitet verschleißarm, nur wenige Kontrollgänge sind nötig.

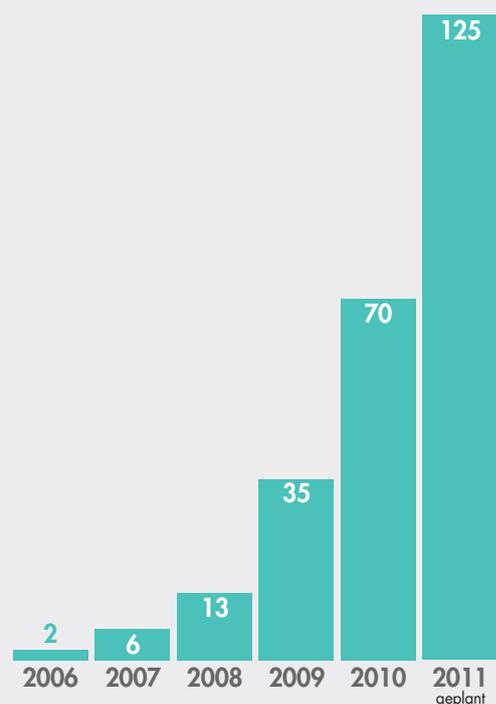
Nach diesem Verfahren sind im Jahre 2010 zwei Anlagen zur Bio-Erdgasgewinnung (Schwedt/Brandenburg und Zörbig/Sachsen-Anhalt) in Betrieb gegangen. Bei einem Durchsatz von 6.000 m^3 Rohgas/h wird eine Auslastung von 8.600 Stunden und eine Nutzungsdauer von 20 Jahren erwartet.

Einspeisung von Bio-Erdgas

Marktübersicht

Ein aktueller Marktüberblick über die Bio-Erdgaseinspeisung in Deutschland und zunehmend in Europa wird auf der dena-Biogaspublisher-Internetseite dargestellt. Unter www.biogaspublisher.de erreicht man einen interaktiven Einspeiseatlas, der die laufenden und geplanten Biomethaneinspeiseprojekte mit Angabe von Status, Inbetriebnahmedatum, Verfahren der Gasaufbereitung und Einspeisemenge an Bio-Erdgas aufzeigt.

Die Anzahl der Einspeiseanlagen ist seit 2006 stark gestiegen (Daten jeweils Dezember). Aus diesen Anlagen wurden von 2006 bis 2010 insgesamt 5,2 Mrd. kWh eingespeist.



Anforderungen

Grundlage für die Beschaffenheit von Gasen aus regenerativen Quellen ist das DVGW-Arbeitsblatt G 262. Soll das hergestellte methanreiche Gas in das Erdgasnetz eingespeist werden, so muss das Gas den Anforderungen des DVGW-Arbeitsblattes G 260, insbesondere der 2. Gasfamilie mit der vor Ort vorhandenen Gruppe der L- und H-Gase entsprechen. Der Einspeiser hat sicher zu stellen, dass das Gas am Einspeisepunkt und während der Einspeisung den Voraussetzungen der Arbeitsblätter G 260 und G 262 des DVGW (Stand 2007) entspricht. Demgegenüber ist der Netzbetreiber dafür verantwortlich, dass das Gas am Ausspeisepunkt die zugesicherten Eigenschaften hat und den eichrechtlichen Vorgaben des Arbeitsblattes G 685 entspricht. Bei hohen Referenzwerten im Netz kann es zu erhöhten Anforderungen an das einzuspeisende Gas kommen.

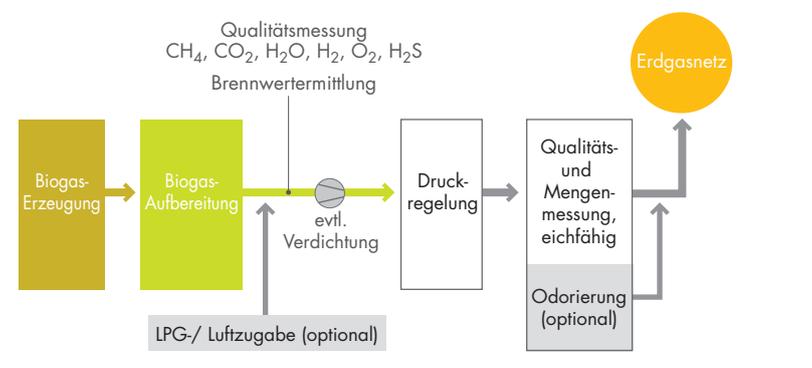
Bei der Aufbereitung des Rohbiogases darf nach GasNZV die maximale Methanemission in die Atmosphäre bis 30. April 2012 den Wert von 0,5 % nicht übersteigen, danach den Wert von 0,2 %. Mit entsprechenden technischen Maßnahmen können die zulässigen Methanemissionen eingehalten werden.

Regelwerke, die insbesondere bei der Gaseinspeisung zu beachten sind:

- DVGW G 260 („Gasbeschaffenheit“)
- DVGW G 262 („Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung“, 11/04)
- DVGW G 280-1 („Gasodorierung“, 8/04),
- DVGW G 280-2 („Umstellung der Odorierung von Gasen in der öffentlichen Versorgung“, 8/04)
- DVGW G 685 („Gasabrechnung“)
- DVGW VP 265-1 („Anlagen für die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze - Teil 1: Fermentativ erzeugte Gase; Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung und Inbetriebnahme“, 4/08)
- PTB-Technische Richtlinie G 14 („Messgeräte für Gas - Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz“, 11/07)

Gasqualitätsanforderungen: Spezifikation Rohbiogas / Erdgas

Messung der Gasqualitätsanforderungen



Für die Einspeisung in das Erdgasnetz sind für folgende Stoffe Grenzwerte einzuhalten:

- Ammoniak (techn. frei)
- Schwefelwasserstoff (< 5 mg/m³)
- Chlorkohlenwasserstoff (techn. frei)
- Siliziumorganische Verbindungen (< 5 mg/m³)
- Carbonsäuren (techn. frei)
- Glykole (techn. frei)
- Amine (techn. frei)
- Stickstoffmonoxid (techn. frei)
- Kohlenstoffmonoxid (techn. frei)

Die Messhäufigkeit ist in den einzelnen Betriebsphasen unterschiedlich. Zum Anlagenstart sind kurze Messabstände (z.B. wöchentlich) notwendig, nach einer Anlaufphase z.B. vierteljährliche, nach dem Wechsel von Einsatzstoffen wieder wöchentliche.

In Hinblick auf die sicherheitstechnischen Anforderungen an die Anlagen zur Aufbereitung und Einspeisung von Bio-Erdgas in Erdgasnetze ist die DVGW-Prüfgrundlage VP 265-1 zu beachten.

Beschaffenheit von Gasen

Komponente			Rohbiogas	Erdgas H-Gas Russland (Beispiel)	Erdgas L-Gas Holland (Beispiel)
Methan	CH ₄	%	40 – 75	98,3 Vol.	81,3 Vol.
Kohlenstoffdioxid	CO ₂	%	25 – 55	0,1 Vol.	1,0 Vol.
Stickstoff	N ₂	%	< 2	0,8 Vol.	14,2 Vol.
Sauerstoff	O ₂	%	< 0,5	0 Vol.	0 Vol.
Schwefelwasserstoff	H ₂ S	ppm v	< 500		
Siloxane	SiO _x	mg/m ³	< 100		
Kohlenwasserstoffe	C _x H _y	ppm v	< 100		
Brennwert	H _{S,N}	kWh/m ³	6,0 – 7,5	11,1	9,8
Wobbeindex	W _{S,N}	kWh/m ³	6,0 – 10,0	14,8	12,2

Einsatzstoffwechsel führen zu erhöhten analytischen Aufwendungen. Die brennwertrelevanten Messungen und Grenzwerte sind durch PTB G 14 geregelt und festgelegt. Zu regeln sind:

- bakterielle Aspekte
- chemische Aspekte
- Häufigkeit
- Methoden

Anforderungen an die Netzeinspeisung

- Die eingespeiste Gasmenge und der Brennwert des Gases müssen mit geeichten Instrumenten gemessen und registriert werden. Dabei muss der Stundenlastgang mit hierfür zugelassenen Geräten aufgezeichnet werden.
- Der Nachweis der Gasqualität (Methan, Kohlenstoffdioxid, Sauerstoff, Stickstoff, Wasserstoff, Wasser-Taupunkt, Schwefelwasserstoff sowie gegebenenfalls höhere Kohlenwasserstoffe bei Flüssiggaszumischung) muss mit zugelassenen Messgeräten überwacht und registriert werden.
- Die Ausführung der Messung muss mit den zuständigen Eichämtern abgestimmt werden. Hierzu wird auf die PTB-Technische Richtlinie G 14 der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt hingewiesen.
- Die Normdichte muss geeicht gemessen werden.
- Das eingespeiste Gas muss, sofern es direkt dem Verbraucher zugeführt wird, i.R. odoriert werden.
- Bei Überschreitung von Grenzwerten muss eine automatische Unterbrechung der Einspeisung stattfinden.
- Für die Einhaltung der Kriterien ist der Netzbetreiber zuständig.

Auswahl des Einspeiseortes

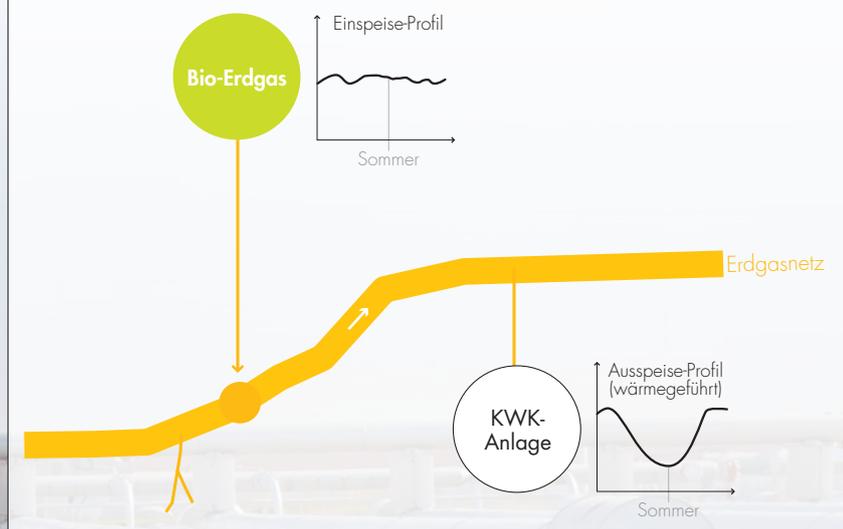
Der Netzbetreiber ist verpflichtet, alle ihm wirtschaftlich zumutbaren Maßnahmen durchzuführen, um ganzjährig die Einspeisung des Bio-Erdgases zu gewährleisten. Das Gasnetz muss also in der Lage sein, auch in der Zeit der geringsten Gasabnahme („laue Sommernacht“) das Bio-Erdgas aufzunehmen. Als Möglichkeiten hierfür gelten z. B. die Verknüpfung von Netzen, eine Druckerhöhung oder die Rückspeisung in vorgelagerte Netze. Bei der Auswahl des Standortes der Biogasanlage spielt daher auch die Entfernung zu einem geeigneten Gasnetz eine erhebliche Rolle. Es ist darauf zu achten, dass zwischen der Biogasanlage und dem Gasnetz keine Hindernisse liegen, die den Netzanschluss erheblich verteuern können und die Rechte für die Verlegung der Netzanschlussleitung gesichert sind.



Kriterien zur Auswahl eines Einspeisestandortes

- Druck im Gasnetz
- H-Gas- oder L-Gas-Netz
- Minimum-Flow im Sommer und in den Nachtstunden, Aufnahmekapazität des Netzes
- Standort der Aufbereitungsanlage (Genehmigungsverfahren: Lärm, Geruchsentwicklung)
- Entfernung zum Gasnetz

Unterschiedliche Ein- und Auspeiseprofile von Bio-Erdgas / Erdgas



Rahmenbedingungen für die Netzeinspeisung

Eichgesetzgebung / Brennwert

- Die Messung des Brennwertes hat mit zugelassenen Gasmessgeräten für Bio-Erdgas (PTB G 14) zu erfolgen.
- Der Abrechnungsbrennwert errechnet sich aus dem gewogenen (mengengewichteten) Mittel der Brennwerte und Mengen der in ein geschlossenes Netzgebiet eingespeisten Gase, z.B. Erdgas und Bio-Erdgas. Beide Gase bestimmen also den resultierenden Abrechnungsbrennwert. Der tatsächliche Abrechnungsbrennwert ergibt sich demnach erst nach Ablauf des Abrechnungszeitraumes (Monat für Sonderkunden oder Jahr für Tarifkunden). Parallel dazu gilt, dass der jeweilige Brennwert der eingespeisten Gase um nicht mehr als +/- 2 % von diesem, zum Zeitpunkt der Einspeisung noch unbekanntem Abrechnungsbrennwert, abweichen darf.
- Grundsätzlich ist der Abrechnungsbrennwert für den einzelnen Kunden entsprechend seiner regionalen Lage zu ermitteln. Dabei muss der Netzbetreiber sicherstellen, dass der für ein Versorgungsgebiet oder für einen Abrechnungsbezirk zugrunde gelegte Abrechnungsbrennwert um nicht mehr als 2 % vom mittleren Brennwert des dem Kunden während der Abrechnungszeitspanne gelieferten Gases abweicht.
- Um die Einhaltung der geforderten Genauigkeit bei der Zuordnung der Abrechnungsbrennwerte zu überprüfen, muss für jede Einspeisestelle der Mittelwert bestimmt werden. Aus diesen Einspeisebrennwerten ist für das nachgeschaltete Netz zunächst der mengengewichtete Mittelwert zu errechnen. Weichen die Einspeisebrennwerte um nicht mehr als 2 % vom mengengewichteten Mittelwert ab, so kann letzterer ohne weitere Maßnahme für die Abrechnung verwendet werden, sofern keine weiteren Zumischungen erfolgen. Andernfalls muss die Art der Ermittlung des Abrechnungsbrennwertes mit dem zuständigen Eichamt abgestimmt werden.

Auszug aus DVGW G 685 (Ausgabe November 2008)

6.3 Ermittlung des Abrechnungsbrennwertes

6.3.2 Werden in ein Netz oder Teilnetz Gase mit unterschiedlichen Brennwerten örtlich getrennt eingespeist, so entstehen bei der Verteilung Misch- und Pendelzonen. Grundsätzlich ist der Abrechnungsbrennwert für den einzelnen Ausspeisepunkt entsprechend seiner regionalen Lage zu ermitteln. Der Abrechnungsbrennwert darf nicht um mehr als 2 % des während der Abrechnungszeitspanne gelieferten Gases abweichen...



Zugabe von Flüssiggas (LPG) in Erdgas H-Gebieten

- LPG-Zugabe zur Brennwertanhebung ist ggf. erforderlich
- Dieser Verfahrensschritt obliegt dem Netzbetreiber
- Zu beachten bei LPG-Zumischung: Klopfbarkeit von Ottomotoren (KWK, Kfz) im nachgeschalteten Netz, möglicher Kondensatanfall an Verbrauchsstellen, Einfluss auf den Wobbe-Index.
- Als Alternative zur teuren Flüssiggasbeimischung bietet sich die Weiterentwicklung von geeigneten Verfahren wie der Einsatz rechnergestützter Brennwertrekonstruktionssysteme im Gasnetz oder die Einrichtung von Brennwertbezirken an. Dies kann zu einer Halbierung der Konditionierungskosten führen.

Zugabe von Inertgasen (z.B. Luft) in Erdgas L-Gebieten

- Die Inertgas-Zugabe zur Brennwertabsenkung ist ggf. erforderlich
- Dieser Verfahrensschritt obliegt dem Netzbetreiber
- Bei der Luft-Zumischung ist auf die nach G 260 vorgegebene Methanzahl im Hinblick auf die Klopfbarkeit von Ottomotorkraftstoffen (KWK, Kfz) sowie auf Grenzüberschreitungen im Hinblick auf Sauerstoff an Verbrauchsstellen im nachgeschalteten Netz zu achten.

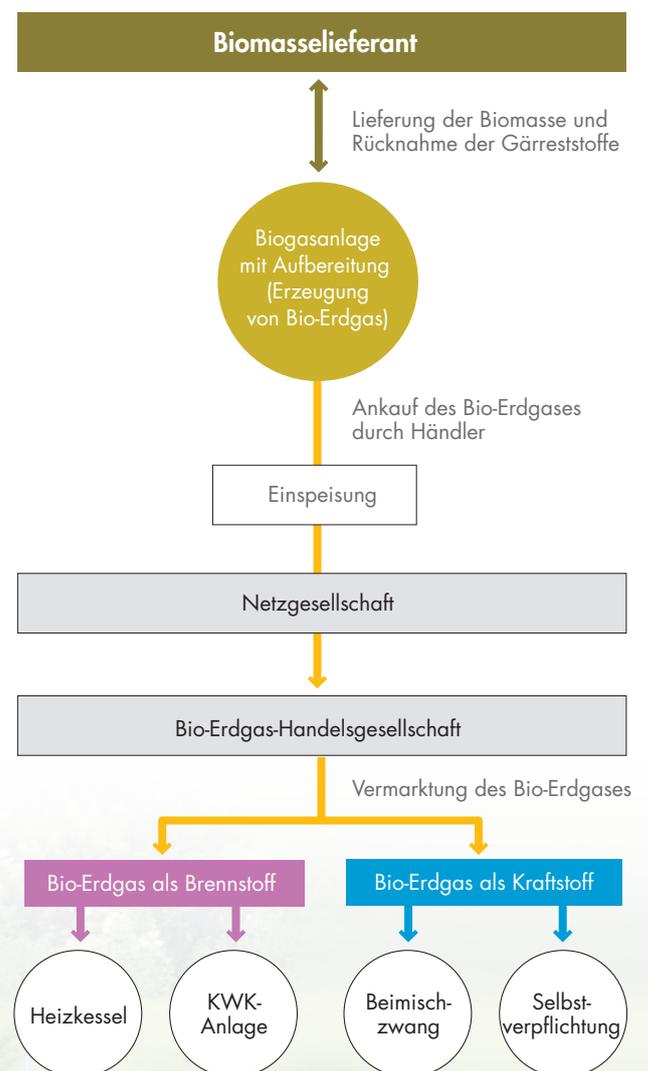
Überwachung von Aufbereitungsanlagen

Sind Bio-Erdgasanlagen Energieerzeugungsanlagen gemäß EnWG? Aktuelle Überlegungen gehen davon aus, dass Biogasanlagen, die an das Erdgasnetz angeschlossen werden, zu Energieerzeugungsanlagen im Sinne des EnWG werden und somit der Energieaufsicht unterliegen. Gleiches kann, je nach Bundesland, auch für Biogasanlagen mit eigenen Netzen zur Gasabgabe an mehrere Fremdatnehmer gelten.



- Verantwortlich für die Qualität des eingespeisten Gases ist der Anschlussnehmer, also im Regelfall der Betreiber der Biogasaufbereitungsanlagen. Er schließt mit der Netzgesellschaft einen Netzanschlussvertrag.
- Der Handel mit Bio-Erdgasmengen erfolgt an einem „virtuellen Handelspunkt“.
- Der Netzbetreiber erstellt die Bilanz der ein- und ausgespeisten Mengen.
- Der Händler zahlt für die Netznutzung. Dazu schließt er mit der Netzgesellschaft einen Ein- und Ausspeisevertrag.

Wertschöpfungskette der Bio-Erdgasvermarktung



Quelle: nach EMB



Eckpunkte eines Bio-Erdgas-Liefervertrages

Grundlage eines Projektes mit Bio-Erdgaseinspeisung ist ein langfristiger Energieliefervertrag. Er muss folgende Punkte regeln:

- Auswahl einer / mehrerer geeigneter KWK – Anlagen zur Abnahme von Bio-Erdgas
 - in Grundlast
 - 100 %ige Nutzung der Wärme
 - ausschließliche Versorgung mit Bio-Erdgas muss möglich sein
- Preis für Bio-Erdgas, Preisbindung bzw. kalkulierbare Preisgleitklauseln
- Laufzeit des Vertrages
- Lieferverpflichtung
 - Bandleistung mit Mindest- und Höchstmenge
 - Lieferung von freien Überschussmengen
- Vertragsstrafen bei Minderlieferung, Minderabsatz
- Regelung zur Tragung der Netzentgelte und Bilanzierungskosten sowie zur Bezahlung von Speichergebühren
- Vereinbarung von Wirtschaftlichkeits- oder Anpassungsklauseln, die eingreifen, wenn sich die Rahmenbedingungen so verändern, dass einem der Vertragspartner das Festhalten am Vertrag nicht mehr zumutbar ist.



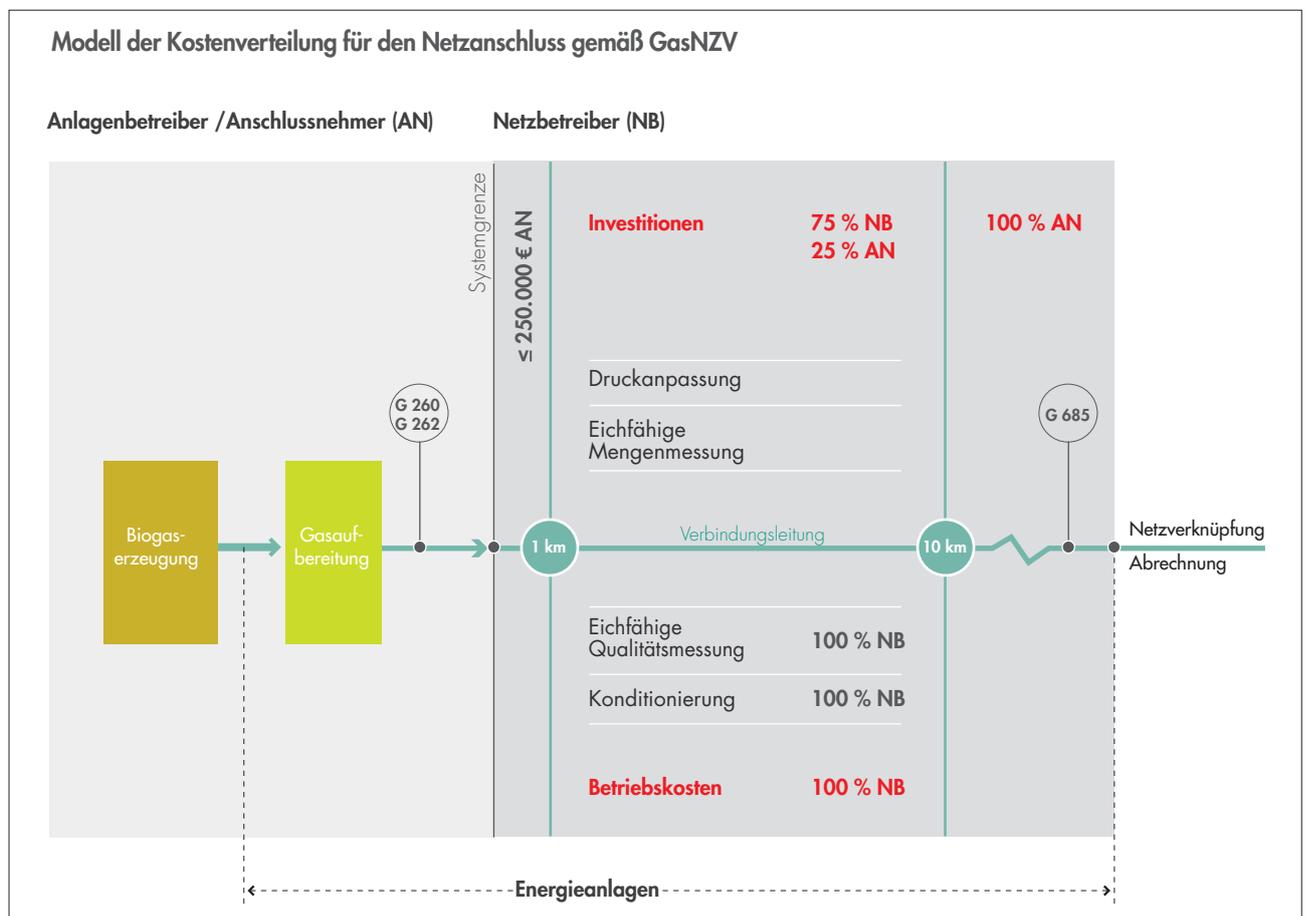
Gasnetzzugangsverordnung und Gasnetzentgeltverordnung

Die Einspeisung von Bio-Erdgas in das Erdgasnetz wird in der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) und in der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) geregelt. Durch die Netzanschlusspflicht, den vorrangigen Netzzugang, die Kostenteilung zwischen dem Netzbetreiber und dem Biogaslieferanten, das pauschale Entgelt für vermiedene Netzkosten und den erweiterten Bilanzausgleich werden Privilegien für den Biogaseinspeiser festgelegt.

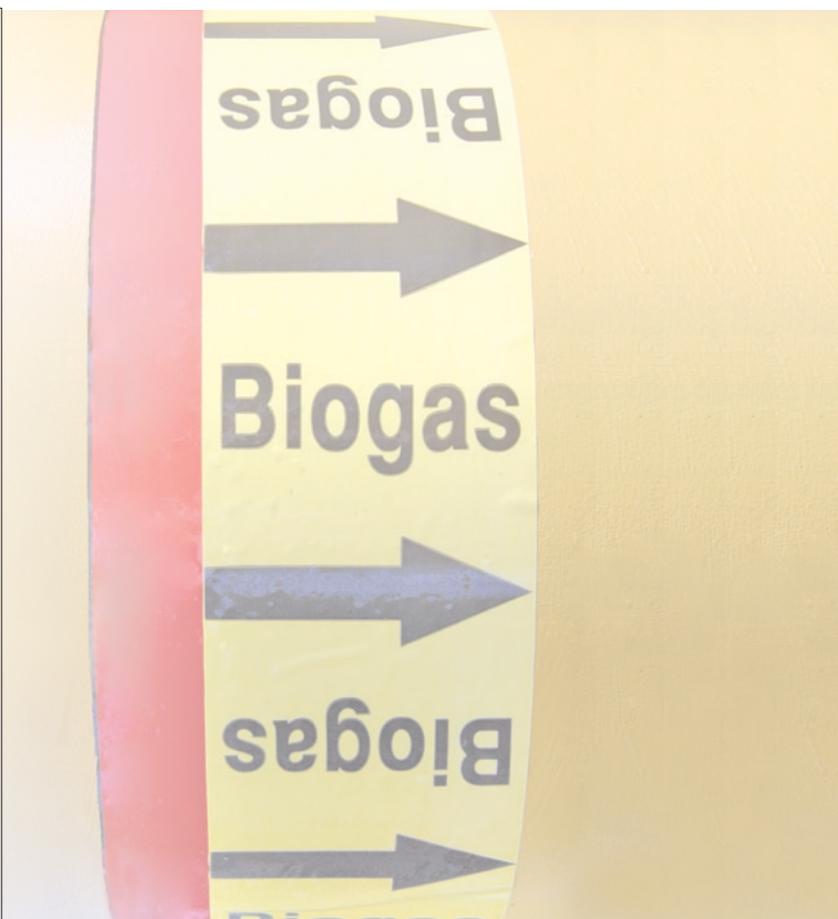
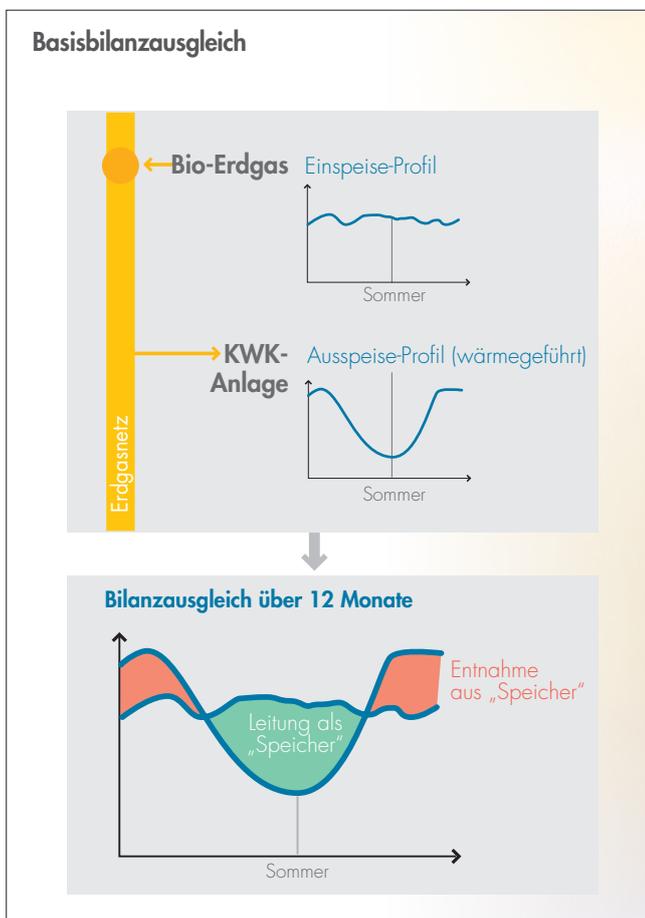
Der „Netzanschluss“ ist die Herstellung der Verbindungsleitung, die die Biogasaufbereitungsanlage mit dem bestehenden Gasversorgungsnetz verbindet, die Verknüpfung mit dem Anschlusspunkt des bestehenden Gasversorgungsnetzes, die Gasdruck-Regel-Messanlage sowie die Einrichtungen zur Druckerhöhung und die eichfähige Messung des einzuspeisenden Bio-Erdgases (§ 32 Nummer 2 GasNZV).

Die Aufteilung der Investitionen für den Netzanschluss zwischen dem Biogaslieferanten und dem Netzbetreiber erfolgt gemäß nachfolgender Abbildung. Der Netzbetreiber ist Eigentümer des Netzanschlusses, trägt die Verantwortung sowie die gesamten Kosten der Wartung und des Betriebes. Konditionierungs- und Odorierungsanlagen sind Teil des Netzes.

Die Kosten für die Herstellung des Netzanschlusses werden so geteilt, dass der Anschlussnehmer 25 % und der Netzbetreiber 75 % der maßgeblichen Kosten trägt. Ausnahmen: Die maximale Kostenbeteiligung des Anschlussnehmers für die Einrichtungen zum Netzanschluss sowie die Verbindungsleitung bis zu einer Länge von 1 km beträgt 250.000 € (Kostendeckelung). Für eine Anschlussleitung mit einer Länge von über 10 km trägt der Anschlussnehmer die Mehrkosten.



- Netzbetreiber haben Ein- und Ausspeiseverträge vorrangig für den Transport von Bio-Erdgas zu schließen, sofern die Netze kompatibel sind. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, die technische Aufnahmefähigkeit des Netzes unter wirtschaftlich zumutbaren Bedingungen zu gewährleisten. Dies betrifft insbesondere die Errichtung von Vorrichtungen zur Rückspeisung von Bio-Erdgas in das vorgelagerte Netz oder die Verbindung von Netzen gleicher Druckstufe, damit auch in den Sommermonaten das gesamte Bio-Erdgas aufgenommen werden kann.
- Abweichend von der üblichen einstündigen Bilanzierung sieht die GasNZV eine erweiterte Bilanzierung über zwölf Monate vor, für die ein Flexibilitätsrahmen von 25 % gilt. Dadurch kann das Netz bei Differenzen zwischen der Einspeise- und der Abnahmestruktur über das Jahr als Speicher genutzt werden. Für die Nutzung des tatsächlich in Anspruch genommenen Flexibilitätsrahmens zahlt der Einspeiser pauschal ein Entgelt von 0,1 Ct/kWh an den Netzbetreiber.
- Für die Einhaltung der Bio-Erdgasqualität entsprechend den Arbeitsblättern G 260 und G 262 des DVGW ist der Einspeiser verantwortlich, für die Einhaltung der eichrechtlichen Bedingungen gemäß G 685, die Odorierung des eingespeisten Gases und die Messung der Gasbeschaffenheit der Netzbetreiber. Die Kosten werden jeweils dementsprechend getragen.
- Transportkunden von Bio-Erdgas erhalten vom Netzbetreiber ein pauschales Entgelt in Höhe von zurzeit 0,7 Ct/kWh für vermiedene Netzkosten, da sie durch die dezentrale Einspeisung die der Einspeisestelle vorgelagerten Netze nicht in Anspruch nehmen. Die Regelung gilt unabhängig von Netzebene und Druckstufe. Dieser Betrag gilt für 10 Jahre ab Inbetriebnahme des jeweiligen Netzanschlusses.



Die Wirtschaftlichkeit einer Bio-Erdgasanlage wird im Wesentlichen von folgenden Kriterien beeinflusst:

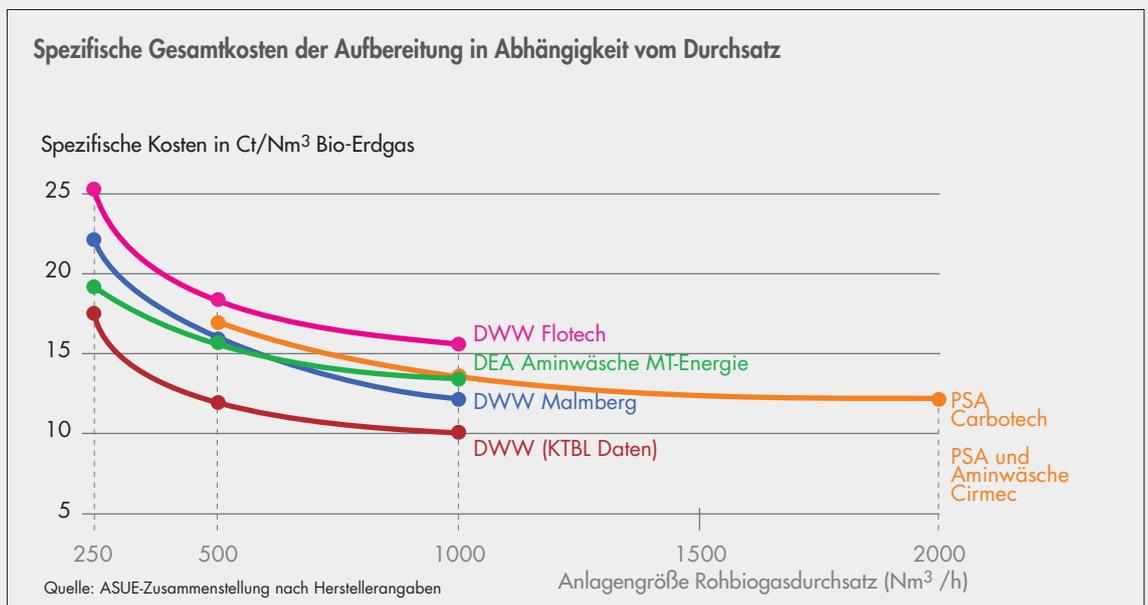
- Preis der Biomasse
- Mindestkapazität der Anlage zur Ausnutzung der Kostendegression
- Wärmenutzungsgrad bei der Stromerzeugung
- Länge der Laufzeit der Substrat- und Energielieferverträge
- Langfristige Verfügbarkeit der Rohstoffe
- Anforderungen an die Qualität (CH_4 -Gehalt u.a.)
- Vergütung für Bio-Erdgas
- Geeignetes Grundstück mit Erschließung (Gasnetz, Stromanschluss, gute Erreichbarkeit, Verkehrsanschluss)
- Geeignetes Gasnetz (ausreichende Druckstufe, flexible Aufnahmekapazität)
- Hektar-Ertrag, Bodenqualität
- Größe des Anbaubereiches, Einzugsradius und Wegenetz
- Gärrestentsorgung

Degression der Kosten mit steigendem Gasdurchsatz

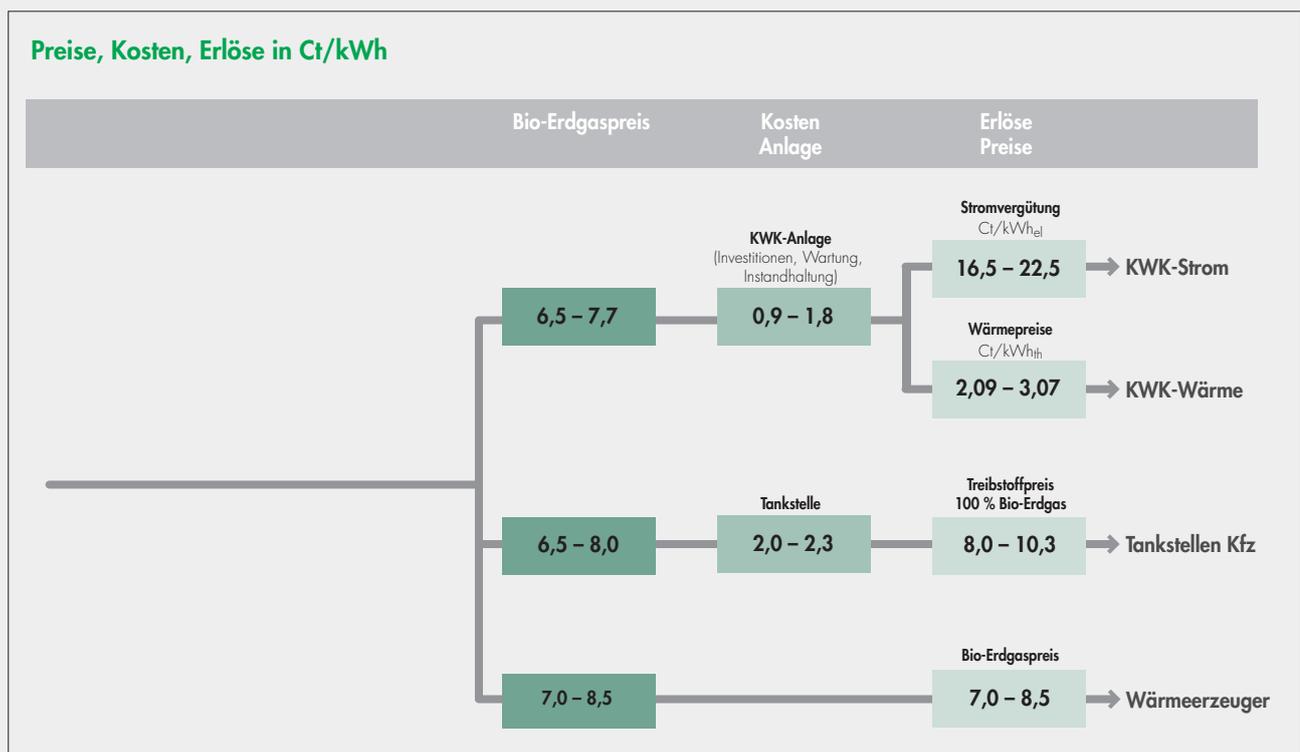
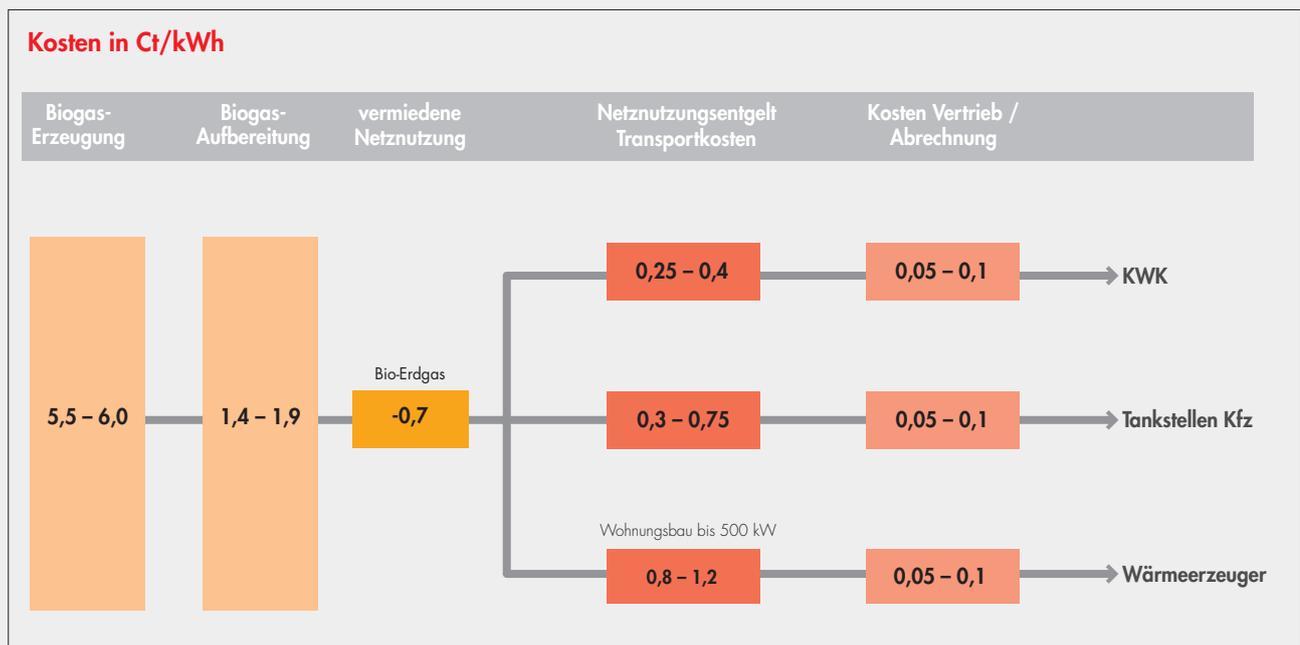
Aus Untersuchungen verschiedener Institute und Auswertung unterschiedlicher Verfahren ergibt sich ein Kostendegressionsfeld, in dem spezifischen Kosten für die Aufbereitung von Biogas mit steigenden Rohbiogasmengen deutlich sinken. So mindern sich im Mittel die Kosten bei Steigerung des Rohbiogasdurchsatzes von 250 auf 500 Nm^3/h um knapp 30 %, bei Erhöhung des Durchsatzes auf 1.000 Nm^3/h um ca. 40 %.

Die Aufbereitung und damit die Einspeisung sind daher nur mit ausreichend großen Gasmengen wirtschaftlich realisierbar. Bei größeren Anlagen mit einer Produktivität von 1.000 Nm^3/h Rohgas und darüber steigt die Rentabilität entsprechend.

Soziale Akzeptanz und Unterstützung durch Beteiligte und Betroffene ist zu prüfen



Kosten und Erlöse in unterschiedlichen Nutzungsbereichen (Beispiel: NawaRo, ca. 1.000 m³/h Rohbiogas)



Wärmeerzeugung

- Das EEWärmeG verfolgt das Ziel, dazu beizutragen, den Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für Wärme bis zum Jahr 2020 auf 14 % zu erhöhen.
- Durch die Möglichkeit, Bio-Erdgas in das Erdgasnetz einzuspeisen und an anderer Stelle wieder zu entnehmen, kann Wärme dort produziert werden, wo sie gebraucht wird.
- Die Marktakzeptanz von Bio-Erdgas für die reine Wärmeerzeugung ist gegenwärtig aufgrund des höheren Produktpreises im Vergleich zu Erdgas nicht einfach zu erreichen. Vorteile durch örtliche Gegebenheiten bzw. Randbedingungen sollten daher besonders geprüft werden.

Einsatz in KWK-Anlagen

Seit Einführung des EEG müssen Energieversorgungsunternehmen Strom, der aus erneuerbaren Energien erzeugt wird, nach festgelegten Vergütungsstrukturen abnehmen. Dadurch wird der Einsatz von Bio-Erdgas in KWK-Anlagen zur wichtigsten Ertragsgröße. Im Einzelnen werden entsprechend EEG 2009 (§ 27 und Anlagen 1 bis 3) Vergütungssätze gewährt (siehe Tabelle unten).

Die Grundvergütung bzw. einzelne Boni sind zum einen abhängig von der Größe der KWK-Anlagen, zum anderen unterliegen sie einer jährlichen Degression von einem Prozent. Zudem gibt es für bestimmte Bonuszahlungen sehr spezifische Anspruchsvoraussetzungen.

Der Gülle-Bonus wird gewährt, wenn neben den Voraussetzungen des NawaRo-Bonus der Gewichtsanteil von Gülle mindestens 30 % des eingesetzten Substrates beträgt.

Der Technologie-Bonus für die Gasaufbereitung wird gezahlt, wenn die maximale Methanemission 0,5 % und der maximale Stromverbrauch 0,5 kWh/m³ Rohgas betragen sowie die Prozesswärme aus erneuerbaren Energien hergestellt wird. Für Gasaufbereitungsanlagen mit einer Kapazität (bezogen auf aufbereitetes Rohgas) bis 350 m³/h beträgt er 1,98 Ct/kWh_{el}, für Anlagen bis zu 700 Nm³/h 0,99 Ct/kWh_{el}. Der Technologie-Bonus für innovative Anlagen wird beispielweise gewährt beim Betrieb von Gasturbinen oder Stirling-Motoren.

Die Vergütungssätze sind abhängig vom Jahr der Inbetriebnahme. Auf Basis des Inbetriebnahmejahres 2011 gelten die folgenden Werte:

Vergütungssätze für eingespeiste elektrische Energie aus Biomasse (2011)			
Vergütung / Bonus (Ct/kWh _{el})	KWK-Anlagen		
	bis 150 kW	>150 bis 500 kW	>500 kW bis 5 MW
Grundvergütung	11,43	9,09	8,09
NawaRo	6,86	6,93	3,96
Landschaftspflege	1,96	1,96	
KWK	2,94	2,94	2,94
Innovation			
Technologie (Gasaufbereitung)	1,96 (s. Text)	0,98 (s. Text)	
Gülle (nur bei Vor-Ort-Verstromungsprojekten)	3,92	0,98 (>150 bis 500 kW)	

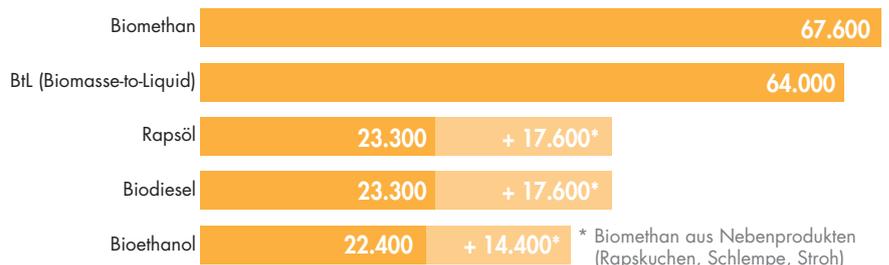
Die Vergütungsstrukturen des EEG befinden sich zurzeit in der Novellierung. Zum 1. Januar 2012 sind umfangreiche Veränderungen zu erwarten.

Einsatz in Kraftfahrzeugen

- Bio-Erdgas ist auch als Kraftstoff für Erdgasfahrzeuge geeignet (als Beimischung oder in Reinform). Der Kraftstoff muss am Abgabepunkt der DIN 51 624 entsprechen.
- Auf einem Hektar Anbaufläche lässt sich circa viermal so viel gasförmiger Kraftstoff herstellen wie bei der energieäquivalenten Produktion von Biodiesel.
- Ziel der Gaswirtschaft bleibt es, bis 2020 den Anteil von Bio-Erdgas im Erdgas als Kraftstoff auf bis zu 20 % zu erhöhen. Der für 2010 geschätzte Erdgasabsatz als Kraftstoff liegt bei 2,5 bis 2,6 Mrd. kWh (Quelle: bdew).
- Die Bundesregierung hat das Gesetz zur Festlegung von Biokraftstoffquoten verabschiedet. Darin ist neben den Einzelquoten für Benzin und Diesel eine Gesamtquote von 6,25 % (bezogen auf den Energieinhalt) für Kraftstoffbeimischungen bis einschließlich 2014 festgelegt. Nach der entsprechenden EU-Richtlinie soll dieser Anteil bis 2015 auf rund 10 % (bezogen auf das Volumen) steigen.

Biokraftstoffe im Vergleich

So weit kommt ein Pkw mit Biokraftstoffen von 1 Hektar Anbaufläche (in km)



Pkw-Kraftstoffverbrauch: Otto 7,4 l / 100 km, Diesel 6,1 l / 100 km. Quelle: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.

CO₂-Ausstoß von Fahrzeugen THG-Emissionen WTW in gCO₂ äq/km

Fossile Kraftstoffe



Biokraftstoffe



* Referenzfahrzeug: Ottomotor (Benzin, Saugmotor), Verbrauch: 7 l / 100 km. Quelle: dena

Mit der Mischung von Erdgas und Bio-Erdgas gelingt es nicht nur, die hohe Abhängigkeit des Verkehrssektors von Erdöl zu mindern, sondern durch Senkung der CO₂-Belastung einen wesentlichen Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele zu leisten. Schon bei einer 20 %-igen Beimischung erreicht der Kraftstoff ein CO₂-Minderungspotenzial von einem Drittel.

Fazit: Der Einsatz von Bio-Erdgas als Kraftstoff eröffnet der Branche neben der EEG-Verstromung einen zweiten Absatzmarkt mit beträchtlichen Wachstumschancen.



Biogasaufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz

NawaRo-Anlage

Arnschwang/Oberpfalz (erdgas schwaben)

Region	Oberpfalz
Anlagenstandort	Arnschwang
Inbetriebnahme	2010
Einspeiseleistung	690 m ³ /h
Einspeisekapazität	65 Mio. kWh p. a.
Aufbereitung	DWW
Gasqualität vor Ort	Erdgas H
Druckstufe	10 bar, im Sommer (Teilmengen) 67,5 bar
Rohstoffe	Maissilage 45.000 t/a
Investitionen	rd. 3,2 Mio. Euro

Die Biogasanlage in Arnschwang wurde 2010 neu errichtet. Die Leistung der Anlage beträgt ca. 1.400 Nm³ Rohgas pro Stunde. Dieses wird in einer neuartigen Fermenteranlage, welche mit nur einem Fermenter und einem Nachgärer mit je 12.000 m³ auskommt, erzeugt. Die Anlage hat keine Rührwerke, das Substrat wird über je eine Pumpe pro Fermenter umgewälzt. Die Wärme für die Fermenterheizung wird aus einem Biogas-BHKW einer benachbarten Biogasanlage zur Verfügung gestellt.

Die erdgas schwaben gmbh errichtete und betreibt die Aufbereitungsanlage. Zur Aufbereitung wird das Verfahren der Druckwasserwäsche (DWW) eingesetzt. Das Bio-Erdgas verlässt die DWW mit einem Druck von ca. 6 bar und einem Brennwert von 10,7 kWh/Nm³. Nach der Konditionierung durch den Netzbetreiber wird das Bio-Erdgas über eine ca. 5,5 km lange Leitung in das Ortsnetz von Furth im Wald eingespeist. In den Sommermonaten werden Teilmengen in das vorgelagerte Netz der Ferngas Nordbayern eingespeist (DP 67,5).

Das Abgas aus der DWW-Anlage wird in einer nachgeschalteten RTO-Anlage (Regenerative Thermische Oxidation) nachbehandelt, so dass die Methan-Grenzwerte der TA-Luft eingehalten werden.



Anteilige Nutzung des Biogases in einer Gasturbine (NawaRo-Anlage) Biogaserzeugungs- und -aufbereitungsanlage Ronnenberg (energcity, Stadtwerke Hannover AG)

2007 errichteten fünf Landwirte aus dem Calenberger Land, südlich von Hannover, die Biogasanlage Ronnenberg (BiRo). Hersteller ist der Niedersächsische Anlagenhersteller MT-Energie.

Die beiden Fermenter und ein Nachgärer haben ein Volumen von 3.500 bzw. 4.800 m³.

Die fünf Landwirte und weitere Berufskollegen ernten die Biomasse für die Gaserzeugung aus nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo) auf knapp 500 ha. Die mittlere Feldentfernung beträgt 4,5 km.

energcity, die Stadtwerke Hannover AG, nahm 2008 eine Gasaufbereitung in Betrieb. Hersteller der Anlage ist die Fa. HAASE, Neumünster.

Die BiRo liefert ihre gesamte Biogasproduktion an energcity, die das Rohbiogas hauptsächlich zu Bio-Erdgas mit dem BiogasVerstärker der Fa. HAASE aufbereitet und ca. 30 Mio. kWh pro Jahr in das Erdgasnetz von Ronnenberg einspeist.

Ein kleinerer Teil des Rohbiogases - ca. 120 m³/h - fließt in eine Gasturbine des Herstellers capstone (USA). Die kleine Gasturbine wurde vom deutschen Vertriebspartner und Packager Greenenvironment aus Berlin geliefert und Ende 2010 in Betrieb genommen. Die Gasturbine liefert elektrische Energie für Netzeinspeisung nach EEG (200 kW) und Wärme für die Fermenterbeheizung (max. 250 kW).

Region	Niedersachsen
Anlagenstandort	Ronnenberg
Inbetriebnahme	2008
Einspeiseleistung	350 Nm ³ /h
Einspeisekapazität	ca. 30 Mio. kWh p.a.
Aufbereitung	BiogasVerstärker (Selexol-Wäsche)
Gasqualität vor Ort	Erdgas L (9,8 kWh/Nm ³ H ₂)
Druckstufe	2 bar
Rohstoffe	Maissilage, Weizen; insgesamt ca. 28.000 t/a
Investitionen	rd. 4,5 Mio. Euro



Anteilige Nutzung des Biogases in einer KWK-Anlage (NawaRo-Anlage)
Rathenow/Havelland (GreenGas Produktionsanlage Rathenow GmbH & Co. KG)

Region	Havelland (Brandenburg)
Anlagenstandort	Rathenow
Inbetriebnahme	2009
Einspeiseleistung	520 Nm ³ /h
Einspeisekapazität	45 Mio. kWh _{H₂} p.a.
Aufbereitung	Genosorbwäsche (BiogasVerstärker der HAASE Energietechnik AG)
Gasqualität vor Ort	Erdgas H
Druckstufe	16 bar
Rohstoffe	Mais-, Hirse-, Gras- und Getreideganzpflanzensilage sowie Futtergetreide und Gülle; insgesamt 41.000 t/a
Investitionen	rd. 9,3 Mio. Euro



Die Bio-Erdgasanlage in Rathenow wurde im Zeitraum 2007 bis 2009 durch die GreenGas Produktionsanlage Rathenow GmbH & Co. KG errichtet. Die Gesellschafter der vorstehenden Projektgesellschaft sind zu 51 % die bpg biofuel projectmanagement GmbH und die EMB Energie Mark Brandenburg GmbH. Die Anlage kann ca. 1.200 m³ Rohbiogas pro Stunde erzeugen, wovon ca. 90 % auf Bio-Erdgasqualität aufbereitet werden. Die verbleibenden 10 % werden in dem zur Anlage gehörenden Blockheizkraftwerk in Strom und Wärme umgewandelt. Der Strom wird auf Grundlage des EEG ins Netz der öffentlichen Stromversorgung eingespeist und die Wärme u. a. zur Fermenterbeheizung genutzt. Im Bedarfsfall kann das BHKW auch die Eigenstromversorgung zu 65 % - in Bezug auf den maximalen Leistungsbedarf - sicherstellen.



Die Gasaufbereitung erfolgt mittels einer physikalischen Gaswäsche, welche mit einer organischen Waschflüssigkeit betrieben wird und dem Prinzip der Druckwasserwäsche ähnlich ist. Das Bio-Erdgas verlässt den Biogas-Verstärker mit einem Druck von ca. 6 bar und einem Brennwert von mindestens 10,6 kWh_{H₂}/Nm³. Nach der Verdichtung auf den Netzdruck von max. 16 bar_j wird das Bio-Erdgas über eine ca. 2,2 km lange Verbindungsleitung in das örtliche Erdgasverteilungsnetz eingespeist. Eine Konditionierung des Bio-Erdgases ist auf Grund der besonderen Netzverhältnisse und der mit dem zuständigen Landesamt für Mess- und Eichwesen abgestimmten zusätzlichen Maßnahmen - zur regelwerkskonformen Ermittlung des abrechnungsrelevanten Brennwertes (G 685) im nachgelagerten Netz - in diesem speziellen Fall nicht erforderlich.

Zur Erfüllung der Anforderungen aus dem EEG 2009 (Technologie-Bonus) und der TA-Luft wird die Abluft aus dem Biogas-Verstärker mit einer RTO-Anlage (Regenerative Thermische Oxidation) nachbehandelt.

Abfallvergärungsanlage Altenstadt/Schongau DWW (erdgas schwaben)

Region	Bayerisch Schwaben
Anlagenstandort	Altenstadt/Schongau
Inbetriebnahme	2009
Einspeiseleistung	690 m ³ /h
Einspeisekapazität	66 Mio. kWh p. a.
Aufbereitung	DWW
Gasqualität vor Ort	Erdgas H
Druckstufe	4 bar
Rohstoffe	33.000 t gewerbliche Abfälle
Investition	rd. 2,9 Mio. Euro

Die Biogasanlage in Altenstadt/Schongau ist 2001 in Betrieb gegangen. In der Anlage werden gewerbliche Abfälle zu Biogas vergärt. Zu den gewerblichen Abfällen zählen u. a. überlagerte Lebensmittel, Reststoffe aus Käsereien/Molkereien, Schlachtabfälle und Biomüll. Die Abfälle werden von Unternehmen aus der Region angeliefert. Vor Einbringung der Abfallstoffe in die Fermenter durchlaufen die Stoffe eine Hygienisierungsstufe, in der durch Hitze prozessschädliche Bakterien abgetötet werden. Das Rohbiogas hat einen Methangehalt von ca. 65 % und einen Ammoniakgehalt von ca. 200 ppm. Die Anlage produzierte anfangs 700 m³/h Rohbiogas, das im BHKW vor Ort verstromt wurde. Die Biogasproduktion wurde bis Ende des Jahres 2009 auf ca. 1.200 m³/h gesteigert.

erdgas schwaben errichtete und betreibt seit Ende 2009 eine Aufbereitungsanlage nach dem Druckwasserwäscheprinzip. Um den Ammoniakgehalt im Rohbiogas zu senken, wurde vor der Aufbereitungsanlage ein NH₃-Wäscher installiert. Nach der Aufbereitungsanlage hat das Bio-Erdgas einen Methangehalt von ca. 98 % und einen Druck von ca. 7 bar. Das Bio-Erdgas wird in das Erdgas-Verteilnetz (DP 4) eingespeist.

Das Abgas aus der DWW enthält Reste von Methan und Schwefelwasserstoff. Diese werden mittels RTO nachbehandelt.

Mit Inbetriebnahme der Aufbereitungsanlage wurde die BHKW-Anlage außer Betrieb genommen, die Wärme für die Fermenterbeheizung wird durch einen mit Bio-Erdgas betriebenen Brennwertkessel erzeugt.



Rohbiogas-Transport über eine Biogas-Leitung zum Ort mit Wärmebedarf in der Nähe

NawaRo-Anlage

Biogasanlage Kaltenweide und Energiezentrale Weiherfeld (Energie-Projektgesellschaft Langenhagen mbH)

Die Energie-Projektgesellschaft Langenhagen mbH (EPL) betreibt die Energiezentrale Weiherfeld und das Wärmenetz, das das gesamte Baugebiet Weiherfeld (rund 1.050 WE, Stand Januar 2011) in Langenhagen-Kaltenweide mit Wärme versorgt. EPL und sechs Landwirte gründeten im Februar 2008 die Biogasanlage Kaltenweide – BiKa GmbH & Co. KG (BiKa). Baubeginn der Anlage war im März 2008.

Der Fermenter verfügt als so genannter Trockenfermenter über fünf besonders solide Rührwerke und arbeitet ohne Wasserzufuhr. Das Rohbiogas wird getrocknet, entschwefelt und ohne weitere Aufbereitung über eine rund 1,5 km lange Biogasleitung zur Energiezentrale Weiherfeld geleitet.

Die Kombination der Biogaserzeugung aus nachwachsenden Rohstoffen mit der effizienten Nutzung im BHKW führt zu einer CO₂-Einsparung in Höhe von 8.600 t/a, sodass sich für die Wärme aus der Energiezentrale rechnerisch ein negativer Primärenergiefaktor ergibt.

Anfang 2011 wurde mit der Kapazitätserhöhung der Biogasanlage - um rund 40 % Anlagenleistung – begonnen. In der Energiezentrale ist inzwischen ein zweites Biogas betriebenes BHKW mit einer elektrischen Leistung von 600 kW installiert worden.

Region	Hannover
Anlagenstandort Biogasanlage	Langenhagen-Kaltenweide, ca. 1 km nördlich des Baugebiets Weiherfeld Fermenter: liegender Trockenfermenter 1.400 m ³ Heizung: Holzhackschnitzelheizung 200 kW Rohstoffe: Mais-, Gras- und Zwischenfruchtsilage; insgesamt ca. 14.000 t/a
Rohbiogasproduktion	ca. 3,1 Mio. Nm ³ p.a. / 16 Mio. kWh p.a.
Investitionen BGA	ca. 3,7 Mio. Euro
Investitionen Biogasleitung	ca. 0,2 Mio. Euro
Anlagenstandort Energiezentrale	Langenhagen-Kaltenweide, im Baugebiet Weiherfeld, 1,5 km von der Biogasanlage entfernt Biogas-BHKW: 837 kW _{el} , 854 kW _{th} Brennwertkessel: 3,1 MW; Biogas- und Erdgasbrenner Niedertemperaturkessel: 2,0 MW; Erdgas
Gasqualität vor Ort	Rohbiogas; Erdgas H
Druckstufe	Erdgas Mitteldruck bis 0,8 bar, Rohbiogas 0,2 bar
Inbetriebnahme BHKW	Dezember 2008
Investitionen BHKW	einschl. Einbindung ca. 0,6 Mio. Euro



Unternehmen, Verbände und Institute im Bereich Biogas

Biogasrat e.V.

www.biogasrat.de

Biogaspartner

www.biogaspartner.de

Biogasregister

www.biogasregister.de

Fachverband Biogas e.V.

www.biogas.org

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe

www.nachwachsenderohstoffe.de

BM für Bildung und Forschung (BMBF)

www.bmbf.de

BMFB / Fraunhofer-Institut

www.biogaseinspeisung.de

Deutsche Energieagentur

www.dena.de

BMU Erneuerbare Energien

www.erneuerbare-energien.de

KTBL (Kuratorium für Technik und Bauwesen in der
Landwirtschaft

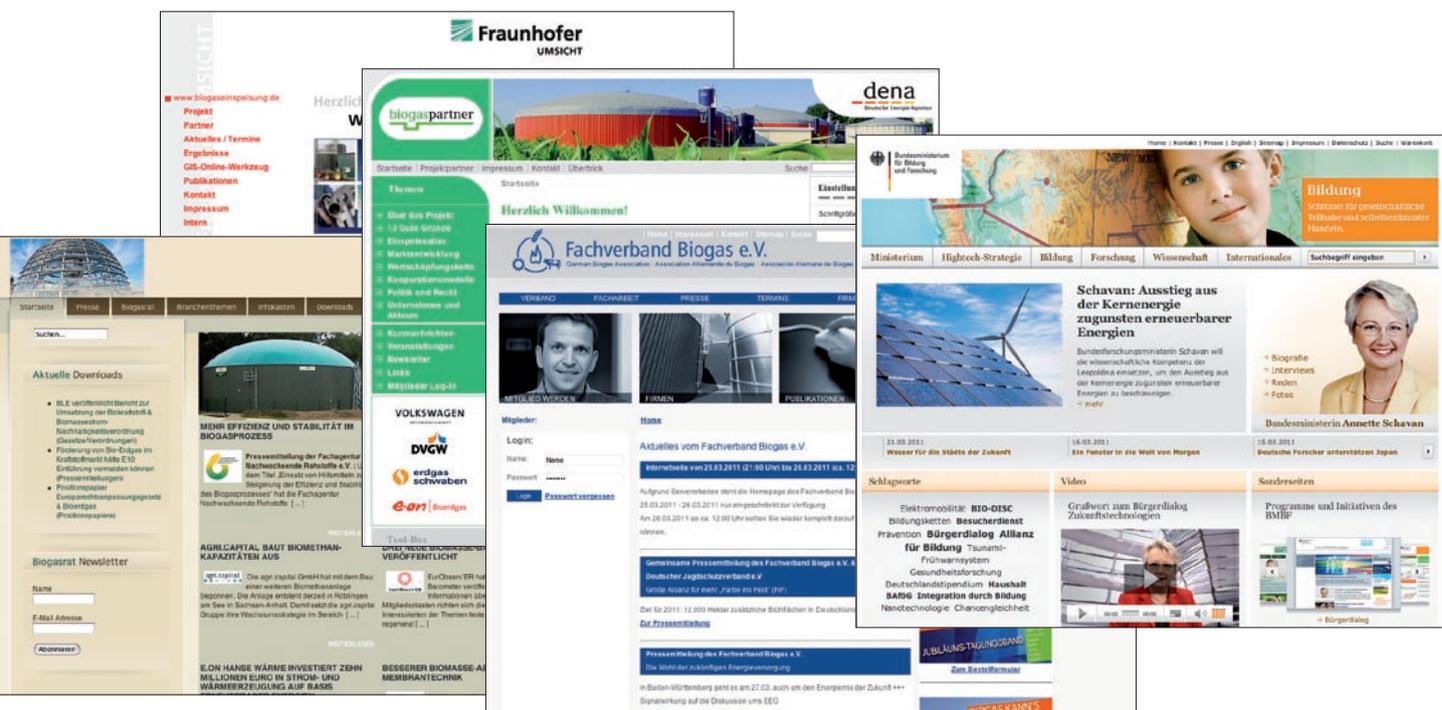
www.ktbl.de

Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.

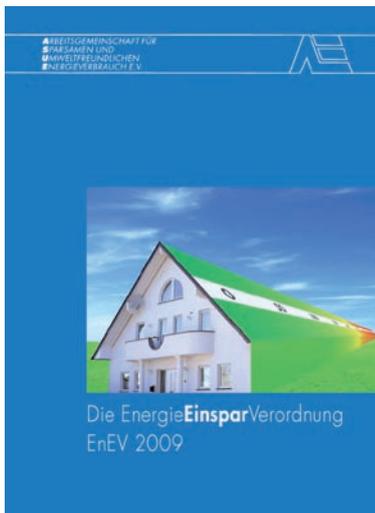
www.dvgw.de

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

www.bdew.de



Weitere Informationen zum Thema finden Sie in folgenden ASUE-Broschüren:



Die EnergieEinsparverordnung EnEV 2009
Bestellnummer 09 11 09



BHKW-Kenndaten 2011
Best.-Nr. 05 01 11



Energie Erdgas: Effiziente Technik
und Erneuerbare Energien
Bestellnummer 07 12 07



Erdgas aus Ökostrom
Bestellnummer 07 04 11



SeH Geräteübersicht
App für iPhone

Herausgeber

ASUE Arbeitsgemeinschaft für
sparsamen und umweltfreundlichen
Energieverbrauch e.V.

Litfaß-Platz 3, 10178 Berlin

www.asue.de

info@asue.de

Telefon 0 30 / 22 19 1349-0

Telefax 0 30 / 22 19 1349-9

Bearbeitung

ASUE Arbeitskreis „Erdgas und Umwelt“
Federführend:

Dr. Hans Puxbaumer, Berlin

unter Mitarbeit von:

Hendrik Baschek, Gelsenkirchen

Dr. Michael Goschin, Berlin

Michael Koschowitz, Essen

Stefan Obermaier, Potsdam

Georg Radlinger, Augsburg

Dieter Vass-Wolff, Bonn

Alexandra Frei, Augsburg

Barbara Achilles, Berlin

Dr. Jochen Arthkamp, Essen

Bearbeitung rechtlicher Fragen

Dr. Florian Valentin, Dr. Melanie Meyer
Schnutenhaus & Kollegen, Berlin

Grafik

Kristina Weddeling, Essen

Bezug

energieDRUCK

Verlag für sparsamen und
umweltfreundlichen Energieverbrauch
Girardetstraße 2-38, Eingang 4
45131 Essen

www.energiedruck.de

bestellung@energiedruck.de

Bio-Erdgas

Bestellnummer: 07 06 11

Schutzgebühr: 6,00 Euro

Stand: Juni 2011

Die Herausgeber übernehmen keine Gewähr für die
Richtigkeit und Vollständigkeit der Angaben.

Titelbild: Bio-Erdgasanlage Rathenow der
EMB Energie Mark Brandenburg GmbH

www.asue.de

Überreicht durch:

