
Rechtliche Grundlagen für Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in das Gasnetz

ETI Arbeitsgruppentreffen Biogas, Ketzin, 23.04.2009

Dipl.-Ing. Lars Klinkmüller
Sprecher des AK Gaseinspeisung

CarboCycle Ingenieurbüro

13127 Berlin, Pankstr. 8 – 10, Aufgang C

Tel. 030-4759 6699 0 Fax 030-4759 6699 29

E-Mail: Klinkmueller@CarboCycle.de



Gliederung

- Grundbegriffe Biogas
- Warum sollte Biogas in das Erdgasnetz?
- Rechtlicher Rahmen
- andere Rahmenbedingungen, Regelwerke



Grundbegriffe – Biogas

Vergärung: biochemischer Abbauprozess organischer Substanz unter anaeroben Bedingungen verbunden mit der Freisetzung von Biogas

Biogas: Gasgemisch aus:

Methan (CH ₄)	50 – 80 %,
Kohlendioxid (CO ₂)	20 – 50 %,
Schwefelwasserstoff (H ₂ S)	100 – 10.000 mg/m ³
Wasser	gesättigt bei 37 °C

Biomethan: Biogas nach Aufbereitung zu Erdgasqualität (DVGW G 260/G 262)

Methan (CH ₄)	>96 %,
Kohlendioxid (CO ₂)	< 6 %,
Schwefelwasserstoff (H ₂ S)	< 5 ppm
Wasser (Taupunkt)	Bodentemperatur bei jeweiligem Druck



Warum sollte Biomethan ins Erdgasnetz ?

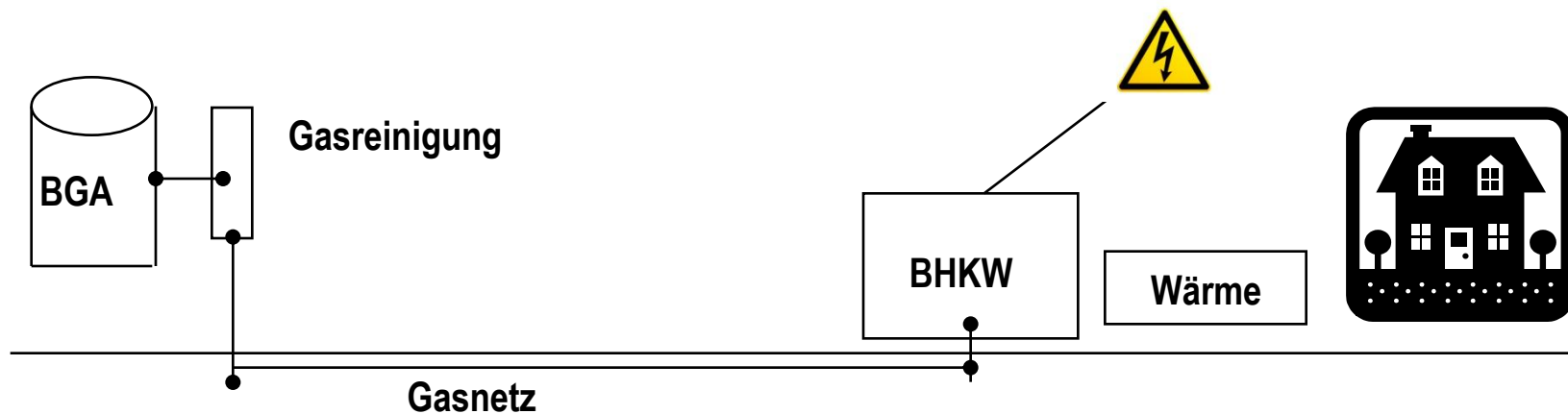
- Aufbereitetes Biogas = **Biomethan** ist „junges Erdgas“.
- Zwischen **Biomethan** und Erdgas gibt es keine wesentlichen Unterschiede, beide sind unbegrenzt miteinander mischbar.
- **Biomethan** ist erneuerbar.
- **Biomethan** ist das Multitalent unter den erneuerbaren Energien, es ist zu schade um „nur“ verstromt zu werden.
- **Biomethan** ist geeignet, um alle wichtigen Sekundärenergieformen anzunehmen: **Wärme, Strom, Kraftstoff**.
- **Biomethan** ist speicherbar.
- **Biomethan** kann seine positiven Eigenschaften nur in Kombination mit dem Gasnetz entfalten.



Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz

- Fiktion: Stromerzeugung aus Erdgas = Biogas, wenn Biogas an anderer Stelle in das Erdgasnetz eingespeist wird

Prinzipdarstellung



- Gaserzeugung + Gasreinigung + Netzzugang (EnWG)
- EEG-Vergütung nur für Stromeinspeiser
- Vergütungsvereinbarung zwischen Biogaseinspeiser und Stromeinspeiser

(Quelle: Dr. Antje Kanngießer, Kanzlei Schnutenhausen & Kollegen)



Rechtliche Rahmenbedingungen (1)

Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vom 07.07.2005:

- = „Grundgesetz der Energiewirtschaft“
- regelt Trennung von Produktion + Handel einerseits und den Netzbetrieb andererseits (gegenwärtig sind die ca. 730 Gasunternehmen in Deutschland in dieser Weise getrennt),
- Netzbetreiber: stellt das „Rohr“ zur Verfügung (inkl. Betrieb, Wartung, Instandhaltung),
- Handel: bucht Kapazitäten im Netz, um das Gas vom Vorlieferanten zum Kunden exakt in Menge und Zeit zu bringen
- z.Z. gibt es in Deutschland 8 Marktgebiete (6 x H-Gas, 2 x L-Gas), in denen ein schrankenloser Handel vom Einspeisepunkt zum Ausspeisepunkt jederzeit möglich ist,
- marktgebietsüberschreitender Handel nur am „virtuellen Handelspunkt“ (Ferngasleitungsebene),
- **Biogas** wurde erstmals erwähnt (Vorrang bei Netzauslastung, erweiterter Bilanzausgleich)



Rechtliche Rahmenbedingungen (2)

Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) vom 29.07.2005 (geändert 08.04.08)

Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) vom 29.07.2005

regeln Durchleitung und Netznutzung:

- Netzanschluss und Zugang zu den Gasnetzen
 - Vorrangregelung für Biogas in Verteilnetzen
 - Engpassbezogene Vorrangregelung für Biogas in Regional- und Fernleitungsnetzen
 - Erweiterter Bilanzausgleich (kostenpflichtig)
- Entgelt für die Nutzung des Gasnetzes



Rechtliche Rahmenbedingungen (3)

Vorrangregelung in örtlichen Verteilnetzen

- Netzzugang erfordert Abschluss eines Transportvertrages (Ein- und Ausspeisevertrag) mit NB
 - Einspeisepunkt
 - Ausspeisepunkt
 - Vorhalteleistung am Ausspeisepunkt
- Transportverträge sind vorrangig mit Einspeisern von Biomethan und Gas aus Biomasse zu schließen
 - Redaktionsversehen: Deponiegas, Klärgas und Grubengas
 - Gase müssen netzkompatibel sein
 - freie Kapazitäten am Ausspeisepunkt müssen verfügbar sein
Problem: bestehende Verträge
 - Sichere Versorgung von Letztverbrauchern
- Standardisierte Formulare für Transportanfragen im Internet bei NB

(Quelle: Dr. Antje Kanngießler, Kanzlei Schnutenhausen & Kollegen)



Rechtliche Rahmenbedingungen (4)

Vorrang in Regional- und Fernleitungsnetzen

- Grundsatz: Verteilung der freien Netzkapazitäten nach der zeitlichen Reihenfolge der verbindlichen Anfragen auf Abschluss eines Ein- oder Ausspeisevertrages
 - Zuteilung erfolgt solange, wie Kapazitäten zur Verfügung stehen
 - Lieferantenwechsel: Kapazitäten gehen auf neuen Lieferanten über!
- Vertraglicher Kapazitätsengpass: Anfragen übersteigen Kapazität an bestimmten Ein- und Ausspeisepunkten
 - Informationssystem im Internet des Netzbetreibers (Ampelsystem)
 - Bei Buchung von ≥ 90 % Kapazität: **Vorrangige Kapazitätsvergabe an Einspeiser von Biomethan und Gas aus Biomasse**
- Kosten für Aufbereitung des Gases tragen Einspeiser, nicht der Netzbetreiber

(Quelle: Dr. Antje Kanngießler, Kanzlei Schnutenhausen & Kollegen)



Rechtliche Rahmenbedingungen (5)

Basisbilanzausgleich

- Zwingendes EEG-Gebot: **Ausschließlichkeitsprinzip** für Stromerzeugungseinheit
- EnWG / GasNZV-Gebot: Ein- und Ausspeisungen möglichst zeitgleich bei täglicher Nominierung bis 14.00 Uhr
- Problem: Abweichung eingespeister von ausgespeister Gasmenge
- Abwicklung über Bilanzausgleich
- **Kostenloser Ausgleich** von Abweichungen innerhalb einer stündlichen Toleranzgrenze von 10 % (Basisbilanzausgleich) und einer kumulierten Toleranzgrenze von mindestens einer Stundenmenge jeweils bezogen auf den niedrigeren Wert von gebuchter Ein- und Ausspeiseleistung
 - Verpflichtung der NB nur im Rahmen der technischen Möglichkeit ihres Netzes und soweit sie auch den erweiterten Bilanzausgleich anbieten

(Quelle: Dr. Antje Kanngießner, Kanzlei Schnutenhausen & Kollegen)



Rechtliche Rahmenbedingungen (6)

Erweiterter Bilanzausgleich

- Bei Abweichungen > 10 % erweiterter Bilanzausgleich gegen Entgelt: sog. Flexibilitätsdienstleistung nach § 34 GasNZV
- Biogas: erweiterter Bilanzausgleich mit einem Bilanzierungszeitraum von 12 Monaten, der diskriminierungsfrei anzubieten ist.
 - z.B. Speicherung, Transport und die dafür notwendigen Kapazitäten, einer mit der Ausspeicherung zeitgleiche Bereitstellung von Gas beim Kunden (Systemspeicher)
- Bedingungen und Entgelte: angemessen, diskriminierungsfrei, transparent und nicht ungünstiger als für Unternehmen des NB oder für verbundene oder assoziierte Unternehmen
 - Problem: Höhe der Entgelte
- Bei Unmöglichkeit oder Unzumutbarkeit: Begründungspflicht des Netzbetreibers

(Quelle: Dr. Antje Kanngießner, Kanzlei Schnutenhausen & Kollegen)



Rechtliche Rahmenbedingungen (6)

- Teil 11a „Sonderregelung für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz“ gem. GasNZV (2008) mit dem Ziel:
 - Erschließung des bestehenden Biogaspotentials
 - 6 Mrd. m³/a bis 2020
 - 10 Mrd. m³/a bis 2030
 - Einsatz von Biomethan vorrangig in der Kraft-Wärmekopplung (wärmegeführt) und als Kraftstoff
- **§ 41 c regelt:**
 - Vorrangiger Anschluss an das Gasnetz
 - Transparentes Verfahren bei Begehr eines Netzanschlusses (Netzverträglichkeitsprüfung)
 - Innerhalb von 2 Wochen Prüfumfang und Kosten bekanntgeben
 - Innerhalb einer Woche Nachforderung erforderlicher Unterlagen
 - Max. 3 Monate nach Antrag Abschluss des Prüfungsverfahrens
 - Bindefrist: mind. 3 Monate
 - Innerhalb der Bindefrist: verbindliches Vertragsangebot mit Kapazitätsangabe
 - Vertragsabschluss sieht eine Bindefrist von 18 Monaten bis zum Baubeginn vor.
 - Gemeinsame Planung des Netzanschlusses



Rechtliche Rahmenbedingungen (7)

Pflichten des Anschlussnehmers

- Bereitstellung eines Gases, das den Anforderungen der **DVGW G 260 / 262** entspricht,
- Kosten für Errichtung und Betrieb der Gasaufbereitungsanlage
- 50 % der Kosten für Errichtung der Einspeiseanlage und Netzverbindungsleitung bis 10 km
- 100 % der Errichtungskosten bei Leitungslänge über 10 km

Pflichten des Netzbetreibers

- 50 % der Kosten für Errichtung der Einspeiseanlage und Netzverbindungsleitung bis 10 km,
- 100 % der Kosten für Betrieb der Einspeiseanlage und Netzverbindungsleitung,
- Der Netzbetreiber ist dafür verantwortlich, dass das Gas am Ausspeisepunkt den eichrechtlichen Vorgaben der **DVGW G 685**. Der Netzbetreiber trägt hierfür die Kosten.
 - Brennwertanpassung mit Propan und/ oder Luft,
 - Brennwertverfolgungssysteme (mathematische Modellierung der Netze),
 - Zusätzliche Messungen im Netz, Verkürzung von Abrechnungszeiträumen, etc.
- Der Netzbetreiber ist für die Odorierung und die Messung der Gasbeschaffenheit verantwortlich. Der Netzbetreiber trägt hierfür die Kosten.



Rechtliche Rahmenbedingungen (8)

Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) vom 01.01.2009

- gem. § 27 Abs. 2 gilt: *„Aus einem Gasnetz entnommenes Gas gilt als Biomasse, soweit die Menge des entnommenen Gases im **Wärmeäquivalent am Ende eines Kalenderjahres** der Menge von Gas aus Biomasse entspricht, das an anderer Stelle im Geltungsbereich des Gesetzes in das Gasnetz eingespeist worden ist.“*
- gem. § 27, Abs. 3, Satz 3 gilt: *„Der Anspruch auf Vergütung besteht für Strom aus Anlagen, die aus einem Gasnetz entnommenes Gas im Sinne von Absatz 2 einsetzen, nur, soweit der Strom in **Kraft-Wärme-Kopplung** nach Maßgabe der Anlage 3 zu diesem Gesetz erzeugt wird.“*
- Der Luft-Reinhalte-Bonus wird **nicht** gewährt.
- Der NaWaRo-Bonus wird gewährt.
- Der Güllebonus wird gewährt.
- Der Landschaftspflege-Bonus wird gewährt.
- Der KWK-Bonus wird gewährt.



Rechtliche Rahmenbedingungen (9)

Technologiebonus gem. Anlage 1 EEG:

1. Anspruchsvoraussetzungen:

- a) maximale Methanemissionen in die Atmosphäre bei der Aufbereitung von 0,5 Prozent,
- b) ein maximaler Stromverbrauch für die Aufbereitung von 0,5 kWh/Nm³ Rohgas,
- c) Bereitstellung der Prozesswärme für die Aufbereitung und die Erzeugung des Biogases aus Erneuerbaren Energien, Grubengas oder aus der Abwärme der Gasaufbereitungs- oder Einspeiseanlage ohne den Einsatz zusätzlicher fossiler Energie und
- d) maximale Kapazität der Gasaufbereitungsanlage von 700 Nm³/h aufbereitetem Rohgas.

2. Bonushöhe

Der Technologie-Bonus beträgt bis zu einer maximalen Kapazität der Gasaufbereitungsanlage von

- | | |
|--|-------------------|
| a) 350 Nm ³ /h aufbereitetem Rohgas | 2,0 Cent /kWh und |
| b) 700 Nm ³ /h aufbereitetem Rohgas | 1,0 Cent /kWh . |

Für Gasaufbereitungsanlagen gilt § 19 Abs. 1 entsprechend.



Andere Rahmenbedingungen, Regelwerke (1)

DVGW Arbeitsblatt G 260 - Gasbeschaffenheit

- Regelt die Gasbeschaffenheit für Brenngase der öffentlichen Gasversorgung,
- Zur 2. Gasfamilie gehören Methanreiche Gase wie Erdgas und **Biomethan**,

Brenntechnische Daten (Auszug)		L-Gas	H-Gas
Wobbe-Index	kWh/m ³	10,5 - 13,0	12,8 - 15,7
Brennwert	kWh/m ³	8,4 - 13,1	
rel. Dichte zu Luft		0,55 - 0,70	

Gasbegleitstoffe (Auszug)		
Wasser (Taupunkt)	°C	Bodentemperatur *)
Sauerstoff	%	0,5 - 3
Gesamtschwefel	mg/m ³	120
Schwefelwasserstoff	mg/m ³	5

*) bei Leitungsdruck



Andere Rahmenbedingungen, Regelwerke (2)

DVGW Arbeitsblatt G 262 – Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gaswirtschaft

- Regelt die Nutzung von Gasen aus thermischen und fermentativen Prozessen in der öffentlichen Gaswirtschaft,
- Unterscheidet die Nutzung als Austauschgas und als Zusatzgas

Qualitätsanforderungen an Biogas im Erdgasnetz	
Methan:	≥ 96 Vol. %
Kohlendioxid	≤ 6 Vol. %
Sauerstoff	$\leq 0,5$ Vol. %
Schwefelwasserstoff	≤ 5 ppm
Staub	≤ 1 μm
Feuchte	Taupunkt: - 30 C



Andere Rahmenbedingungen, Regelwerke (3)

ATV-DVWK Merkblatt M 363 – Herkunft, Aufbereitung und Verwertung von Biogasen

- ATV-DVWK = Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V.

Geltungsbereich:

- Kläranlagen (Faulgas, Klärgas),
 - Biogasanlagen (Landwirtschaft, Abfall, Co-Vergärung)
 - Deponien.
- Im Abschnitt 5 ist eine umfangreiche Übersicht zu Gasaufbereitungsverfahren enthalten, darunter auch die CO₂ – Abtrennung und verschiedene Entschwefelungsverfahren



„Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse“

- Gemeinsame Studie des BGW, des DVGW, des DBV, des FvB, der Bundesregierung und der Bayerischen Staatsregierung (www.biogas.org)
- Wesentliche Inhalte sind u.a.:
 - Abschätzung von Biomassepotentialen,
 - Technologien zur Erzeugung, Aufbereitung und Einspeisung von Biogas,
 - Kostenanalyse (ökonomische Bewertung),
 - Umweltauswirkungen (ökologische Bewertung),
 - Technische Möglichkeiten und Restriktionen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz.

Fazit: Realistisch ist die Produktion von 10 Mrd. m³/a Biomethan bis 2030. Damit können ca. 10 % des heutigen Erdgasverbrauchs ersetzt werden.

Ökonomisch tragfähig ist die Biomethaneinspeisung bereits heute ab ca. 250 m³/h Biomethan unter Nutzung der Vergütungssätze des EEG.



Grundvoraussetzungen für die Biomethaneinspeisung (1)

Gaswirtschaftliche Anforderungen sind zu erfüllen:

- ✓ Gasnetz muss in der Nähe sein – ist praktisch überall in Deutschland gegeben (max. 20 km)
- ✓ Anforderungen der Regelwerke (DVGW G 260)
- ✓ Die Aufnahmekapazität des jeweiligen Gasnetzes wird durch die minimale Grundlast (laue Augustnacht) festgelegt
- ✓ Bestehende Erdgaslieferverträge haben in der Regel „Take-or-pay“ - Klauseln, verdrängtes Erdgas muss also gelagert werden → dadurch entstehen Kosten



Grundvoraussetzungen für die Biomethaneinspeisung (2)

Kosten für Biomethan im Erdgasnetz:

- ✓ Die Kosten für Biomethan setzen sich aus Biomassekosten, Biogaserzeugung und –aufbereitung und Einspeisung zusammen.
- ✓ Bei der Aufbereitung und Durchleitung und Verstromung von Biomethan wird der erzeugte Strom nach EEG vergütet. Die Boni für Innovation (Aufbereitung), Wärmenutzung und Nutzung von NawaRo können beansprucht werden.
- ✓ Die Kosten für Biomethan als Wärmequelle oder als Kraftstoff liegen heute knapp über den Marktpreisen.
- ✓ Die Stromgestehungskosten sind bei der dezentralen Verstromung immer günstiger als die Verstromung nach Aufbereitung. Bei der Einspeisung lassen sich jedoch Wärmeerlöse realisieren. Zusammen mit den Boni aus dem EEG sind mittlere Anlagen (ab 250 m³/h Biomethan) bereits heute wirtschaftlich. Kleine Anlagen (50 m³/h) sind heute nicht wirtschaftlich zu betreiben.
- ✓ Haupteinflussfaktor auf die Kosten sind die Biomassekosten.



Warum sollte Biogas nicht in das Erdgasnetz? (Antithesen)

- ✓ *„Das Erdgasnetz ist nicht für eine dezentrale Einspeisung konzipiert“*
- ✓ *„unsauberes Biogas gefährdet das Netz, die Gasspeicher und letztlich den Verbraucher.“ „Gesundheitliche Gefahren insbesondere mikrobiologische Verunreinigungen verseuchen das Gasnetz und müssen deshalb ferngehalten werden.“*
- ✓ *„Biogas ist zu teuer, Subventionen können wir uns nicht leisten“*
- ✓ *„Biogasanlagen produzieren nicht verlässlich und gefährden somit die Versorgungssicherheit“*



Diese Auffassungen gehören heute weitgehend der Vergangenheit an. Die meisten Akteure innerhalb der Gaswirtschaft haben verstanden, dass die Zukunft des Gasnetzes in dessen Nutzung für regenerative Gase liegt.





**Vielen Dank für Ihre
Aufmerksamkeit**

Fachverband
Biogas e.V.

German Biogas Association • Asociación Alemana de Biogas • Société Allemande du Biogaz

