

EINSPEISUNG VON BIOGAS IN DAS GASNETZ

EIN ÜBERBLICK



Die Einspeisung von Biogas in Gasnetze hat in Deutschland eine lange Tradition und begann in den 30er Jahren des vorigen Jahrhunderts mit der Nutzung angereicherter Klärgases. Höhepunkte der Klärgasnutzung, u.a. zur Gewinnung von Alternativtreibstoffen für Automobile, lagen in den Jahren des zweiten Weltkriegs und am Anfang der 50er Jahre. Seit den 90er Jahren des letzten Jahrhunderts werden verstärkt Biogasanlagen errichtet, gefördert durch das 1991 in Kraft getretene Stromeinspeisegesetz, welches die Energieversorger verpflichtete, den in ihrem Gebiet erzeugten Strom aus erneuerbarer Energie mit einem gesetzlich festgelegten Mindestbetrag zu vergüten. Einen weiteren Schub erfuhr die Biogasnutzung durch das 2000 verabschiedete „Gesetz zum Vorrang erneuerbarer Energien“ und dessen Novellierung im Jahr 2004 [1]. In Deutschland wurden von den Anfängen der 80er bis zu Beginn der 90er Jahre verschiedene Biogaseinspeisungsanlagen betrieben [2]. Zurzeit sind zahlreiche Projekte in der Planung, im Bau und auch schon in Betrieb, so zum Beispiel Pliening bei München, Stralen am Niederrhein und die Biomethananlage in Könnern. Seit Mitte Januar 2008 gibt es in Deutschland die erste Biomethan-Handelsplattform. In vielen europäischen Ländern, wie z.B. in der Schweiz, in Österreich und in Schweden, wird die Einspeisung von Biogas schon länger praktiziert. Dennoch ist die Nut-

zung von Biogas einigen wirtschaftlichen und standortbedingten Einschränkungen unterworfen. Üblich ist die Stromerzeugung am Anlagenstandort mit elektrischen Wirkungsgraden des Blockheizkraftwerks von 30 bis zu 41 %, wobei diese von einer Vielzahl von Parametern (Motorentyp, Volllast, Teillast, Biogaszusammensetzung) abhängen, so dass im Normalbetrieb nicht immer die von den Herstellern angegebenen Wirkungsgrade erreicht werden [3]. Der thermische Wirkungsgrad beträgt in der Regel zwei Drittel des Gesamtwirkungsgrades von 80 bis 90 %. Dabei wird die Abwärme des Blockheizkraftwerkes meist nur zur Beheizung der Gärbehälter und unter optimalen Bedingungen zur Beheizung angrenzender Gebäude oder Stallungen genutzt. Problematisch und damit teuer ist der Transport der Wärme zu Verbrauchern abseits des landwirtschaftlichen Umfelds, in dem die Biogasanlagen meist situiert sind. Auch der Transport des Biogases scheiterte bislang oft an den hohen Kosten einer eigenen Biogasinfrastuktur und der Qualität des Biogases. Biogas enthält als Hauptbestandteil Methan, allerdings einen geringeren Prozentsatz als Erdgas und zudem viele Begleit- und Geruchsstoffe, die seine Nutzung als Erdgassubstitut erschweren. Die Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität und die anschließende Einspeisung in das Erdgasnetz ist eine Möglichkeit, den Energieträger Bio(erd)gas direkt zum Verbraucher zu befördern. Aufbereitung bei Biogas bedeutet Trocknung, Reinigung und Heizwerterhöhung. Am Ort der Nutzung können wesentlich höhere Nutzungsgrade erreicht werden, z.B. durch sinnvolle Kraft-Wärme-Kopplung.

Rechtlicher und technischer Rahmen

Die Einspeisung von aufbereitetem Biogas ist als in der Anlaufphase stehend zu betrachten. Der rechtliche Rahmen für die Biogaseinspeisung wird durch das Erneuerbare-Energie-Gesetz, EEG, mit Novellierungen 2000, 2004 und 2009 [5], [6], das Energiewirtschaftsgesetz – EnWG [7], der Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV [8] und der Gasnetzent-

geltverordnung – GasNEV [9] aus dem Jahr 2005 und der EU Gasrichtlinie von 2003 [10] vorgegeben.

Das EEG regelt die Vergütung von Strom aus Biomasse bzw. Biogas, das heißt, es ist keine separate Vergütung für eingespeistes Biogas vorgesehen. Stattdessen wird nach §8, Abs. 1, Satz 3 des EEG aus einem Gasnetz entnommenes Erdgas als Biogas deklariert: „Aus einem Gasnetz entnommenes Gas gilt als Biomasse [Klärgas, Deponiegas, Grubengas], soweit die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent der Menge von anderer Stelle im Geltungsbereich des Gesetzes in das Gasnetz eingespeistem Gas aus Biomasse [Klärgas, Deponiegas, Grubengas] entspricht.“ Das bedeutet, dass in einer Biogasanlage hergestellte Biogas räumlich getrennt verstromt werden und die erzeugte Energie nach EEG vergütet. Nötig dafür sind vertragliche Vereinbarungen und Vergütungsregeln zwischen dem Biogaseinspeiser und dem Gasabnehmer / Stromeinspeiser, ein Netzanschluss, die Einhaltung der Standards für Biomethan und vertragliche Regelungen mit den Gasnetzbetreibern. Die Vergütung für das als Biogas deklarierte Brenngas setzt sich wie folgt zusammen:

1. Grundvergütung nach EEG, abhängig von Biomasseart und installierter Anlagenleistung,
2. KWK Bonus (nicht für Deponie-, Klär- und Grubengas),
3. Technologiebonus, wenn das zur Stromerzeugung benutzte Gas auf Erdgasqualität aufbereitet wurde.

In der EEG-Novelle 2009 ist vorgesehen, den KWK Bonus von bisher 2 ct/kWh auf 3 ct/kWh zu erhöhen. Restriktionen bestehen in der Art der Wärmenutzung. Der Technologiebonus bleibt in Höhe von 2 ct/kWh bestehen, wenn zusätzliche Anforderungen an die Gasaufbereitung erfüllt werden. Dazu gehören im Besonderen: eine maximale Methanemission in die Atmosphäre von 0,5 %, ein maximaler Stromverbrauch von 0,5 kWh/Nm³ Gas, und die Prozesswärme für die Fermenterheizung muss aus erneuerbaren Energien gedeckt werden.

Der Netzanschluss ist im EnWG geregelt und kann grundsätzlich auf allen Netzebenen erfolgen. Der Netzzugang ist geregelt im EnWG, in der GasNZV und in der GasNEV. Biogasanlagen sind nicht privilegiert beim Anschluss an das Gasnetz, es gelten die Regelungen des §17 EnWG. Netzbetreiber haben Biogasanlagen zu technischen und wirtschaftlichen Bedingungen an ihr Gasnetz anzuschließen, die angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sind. Der Netzanschluss kann verweigert werden, wenn er aus betriebsbedingten, sonstigen wirtschaftlichen oder technischen Gründen nicht möglich oder nicht zumutbar ist. Hierbei besteht eine Nachweispflicht des Netzbetreibers und im Fall einer Ablehnung ist eine schriftliche Begründung erforderlich. Im Dezember 2007 wurden von der Bundesregierung Änderungen der GasNZV und der GasNEV beschlossen, die ermöglichen sollen, dass bis 2030 jährlich 10 Mrd. m³ Gas in die Gasnetze eingespeist werden können. Es wird erwartet, dass die Änderungen, denen der Bundesrat im Februar 2008 unter verschiedenen Maßgaben zugestimmt hat, demnächst in Kraft treten. Diese beinhalten substantielle Verbesserungen für die Einspeiser, wie der vorrangige Anspruch auf Netzanschluss auf allen Netzebenen, die Verpflichtung der Netzbetreiber, die Netzauslastung und Engpässe im Internet veröffentlichen müssen und die Konkretisierung möglicher Ablehnungsgründe. Die Verweigerung des Netzanschlusses kann nicht mit Kapazitätsengpässen begründet werden, und die Netzbetreiber werden zu wirtschaftlich zumutbarem Netzausbau verpflichtet. Weiterhin ist vorgesehen, dass der Netzanschluss im Eigentum des Netzbetreibers ist. Das heißt im Einzelnen, dass der Netzbetreiber für die Planung in Zusammenarbeit mit dem Einspeiser verantwortlich ist und die Hälfte der Herstellungskosten trägt. Weiterhin ist der Netzbetreiber für den Betrieb des Netzanschlusses verantwortlich und trägt die gesamten Betriebskosten. Zum Netzanschluss zählen: Verbindungsleitung, Verknüpfung, Gasdruck-Regel-Messanlage, die Messeinrichtungen und erforderliche Einrichtungen zur Druckerhöhung. Der Einspeiser ist mit Ausnahme der Odorierung für die Einhaltung der technischen Mindestanforderungen verantwortlich.

Die Lieferung des Biomethans sollte vertraglich vereinbart werden. Es besteht keine Abnahme- und Vergütungspflicht des Einspeisenetzbetreibers für Biomethan. Dazu sollte ein Liefervertrag mit dem Endabnehmer, z. B. dem BHKW-Betreiber, abgeschlossen werden; die Liefermenge muss mindestens dem Verbrauch im BHKW entsprechen. Der

Gaslieferant muss die Mengen nachweisen, z.B. durch ein Liefertagebuch. Die Laufzeit sollte sich am Vergütungszeitraum des EEG bemessen. Wesentliche Verträge mit Gasnetzbetreibern sind der Netzanschlussvertrag, der Anschlussnutzungsvertrag, der Gastnetzzugang für den Gastransport, ein Einspeisevertrag mit dem aufnehmenden Gasnetzbetreiber, ein Ausspeisevertrag mit dem abgebenden Gasnetzbetreiber und ein Bilanzkreisvertrag mit dem marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber.

Der technische Rahmen wird durch die DVGW-Arbeitsblätter G260, G262 und G685 vorgegeben. Weitere DVGW-Arbeitsblätter, wie G280 oder andere Regelwerke (DIN etc.) sind ebenfalls zu beachten. Das DVGW-Arbeitsblatt G260 legt die Anforderungen an Brenngase der öffentlichen Gasversorgung fest und regelt die Rahmenbedingungen für Gaslieferungen. Für die Gaseinspeisung werden zwei Fälle definiert: Ein Austauschgas hat die gleiche Zusammensetzung und einen gleichen Brennwert wie das Erdgas im Einspeisenetz und darf entsprechend der vorhandenen Netzkapazität kontinuierlich eingespeist werden. Die Brennwertanpassung kann durch Zugabe von Luft oder LPG (Liquefied Petroleum/Propane Gas-Flüssiggas) erfolgen. Als Austauschgase sind zulässig: Propan-Luft-Gemische, Klärgas, Biogas und Grubengas. Diese Gase müssen die Anforderungen nach G262 und G260 erfüllen. Ein Zusatzgas weist wesentliche Unterschiede bezüglich Zusammensetzung und Brennwert im Vergleich zum Erdgas im Netz auf. Eine beschränkte Einspeisung ist möglich, die von den jeweiligen Netzgegebenheiten abhängt.

Brenntechnische Parameter sind der Brennwert $H_{S,n}$, der Heizwert $H_{i,n}$, die relative Dichte d , der Wobbeindex $W_{S,n}$ und der erweiterte Wobbeindex $W_{S,e}$. Die Anforderungen an diese Parameter sind im DVGW-Arbeitsblatt G260 spezifiziert. Abweichend vom DVGW-Arbeitsblatt G260 werden im DVGW-Arbeitsblatt G262 weitere Festlegungen getroffen. Biogene Austausch- oder Zusatzgase dürfen nur die Begleitstoffe enthalten, die im Arbeitsblatt G260 enthalten sind und die Grenzwerte nicht überschreiten. Im DVGW-Arbeitsblatt G262 wird der maximale Kohlendioxidgehalt im Brenngas auf 6% begrenzt, d.h. im Austauschgas bzw. bei Zusatzgaseinspeisung für das Brenngasgemisch nach Einspeisung. Die maximale Zumischung von Wasserstoff im Brenngas wird auf 5% begrenzt. Eine Einspeisung kann daher als Austauschgas nach G260 (Klär-, Bio- u. Grubengase, wenn sie die Bedingungen nach G260 erfüllen und der

CO₂-Anteil max. 6% beträgt) oder als Zusatzgas zur Konditionierung erfolgen. Bei einer Austauschgaseinspeisung muss das Austauschgas auf den vorgegebenen Netzdruck gebracht und die eingespeiste Energiemenge gemessen werden. Bei einer Niederdruckeinspeisung sind die Anforderungen der DVGW-Arbeitsblätter G280 und G685 einzuhalten. Bei Zusatzgaseinspeisung ist das Gas auf Netzdruck zu verdichten und die Energiemenge zu messen. Das Zusatzgas muss mit Erdgas-E oder Erdgas-LL so gemischt werden, dass die Anforderungen der öffentlichen Gasversorgung im nachgeschalteten Netz hinter dem Mischpunkt erfüllt sind. Die Anforderungen an Gasmischanlagen sind im DVGW Arbeitsblatt nach G213 aufgeführt. Eine genaue Mengensteuerung im Mischer ist unabdingbar. Strahlenbildung oder Inhomogenitäten in der Gas Mischung nach der Einspeisung sind zu vermeiden.

Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität

Erdgas ist eine Mischung aus brennbaren Kohlenwasserstoffen mit dem Hauptbestandteil Methan. Man unterscheidet Erdgas nach dem Brennwert in die Gruppen Erdgas E (früher Erdgas H) und Erdgas LL (früher Ergas L). Dabei steht LL für einen niedrigeren Brennwert von ca. 10 kWh/m³ im Normzustand und E für einen hohen Brennwert von ca. 12 kWh/m³ [4]. Gase der LL-Gruppe haben einen niedrigeren, Gase der E-Gruppe einen höheren Methananteil. Die Brennwertunterschiede sind in den unterschiedlichen Anteilen an Inertgasen, wie Kohlendioxid und Stickstoff begründet. Der Anteil der Inertgase kann je nach Herkunft des Erdgases variieren. Die an das einzuspeisende Biogas gestellten Anforderungen richten sich nach der Gasqualität im Einspeisenetz. Unterscheidungsmerkmal zwischen den Qualitäten „E“ und „LL“ ist in erster Linie der Wobbe-Index, der Brennwert und die relative Dichte. Tabelle 1 zeigt die brenntechnischen Kennwerte von Erdgas aus einheimischen Netzen.

Das Rohbiogas, das bei der Vergärung von organischen Substraten entsteht, ist vollständig wasserdampfgesättigt und besteht hauptsächlich aus Methan und Kohlendioxid. Stickstoff und Sauerstoff können in geringen Konzentrationen vorhanden sein, bedingt durch Undichtigkeiten im gasführenden System und eine eventuelle biologische Entschwefelung. Schwefelwasserstoff (H₂S) ist in unterschiedlichen Konzentrationen von 50 bis 2.000 ppm im Biogas vorhanden, abhängig von den verwendeten Substraten. Generell verursachen proteinreiche Substrate, wie zum Beispiel Geflügelmist,

höhere Schwefelwasserstoffgehalte im Biogas. Der Anteil anderer Schadstoffe, wie BTEX (leichtflüchtige Kohlenwasserstoffe: Benzol, Toluol, Ethylbenzol, Xylol), PAks (Polyzyklische Aromatische Kohlenwasserstoffe), Chlor, Fluor, Mercaptane und Siloxane, liegt zumeist unter der jeweiligen Nachweisgrenze [11], [12].

Die Biogasaufbereitung kann prinzipiell in drei Hauptschritte untergliedert werden: 1. Trocknung, 2. Entfernung von Spurengasen (Schwefelwasserstoff, Ammoniak etc.) und 3. Entfernung des Kohlendioxids und damit Erhöhung des Methangehaltes.

Entschwefelung

Bei der Entschwefelung von Biogas werden unterschiedliche Verfahren eingesetzt. Diese können prinzipiell in drei Gruppen eingeteilt werden: biologische bzw. absorptive Entschwefelung, nasse Verfahren, sogenannte Wäschen, und trockene, adsorptive Methoden. Die Wäschen wiederum können unterteilt werden in biologische, physikalisch-chemische und chemische Wäschen. Bei den chemischen Wäschen kann nach neutralisierenden und oxidierenden Verfahren differenziert werden. Nach der erreichten Entschwefelungsleistung unterscheidet man eine Grob- und Feinentschwefelung. Letztere kann H₂S-Gehalte im Reingas von bis 50 ppm und darunter erreichen [11]. Eine Übersicht, die keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt, ist in Bild 1 dargestellt.

Biologische Verfahren nutzen schwefeloxidierende Bakterien, die Schwefelwasserstoff im Gasraum des Fermenters durch Anwesenheit von Sauerstoff zu elementarem Schwefel bzw. schwefeliger Säure oxidieren. Chemische Verfahren, wie die Entschwefelung mit Eisenverbindungen, basieren auf der Reaktion dieser mit dem Schwefelwasserstoff. Sorptionskatalytische Verfahren kombinieren physikalische und chemische Reaktionen.

Verfahren zur Methananreicherung/ Abtrennung von Kohlendioxid

Die Methananreicherung im Biogas erfolgt üblicherweise durch eine Abtrennung des Kohlendioxids. Verschiedene Verfahren stehen zur Verfügung, von denen allerdings nur einige praxiserprobt sind:

- Absorptive Verfahren (Wäschen), bei denen Kohlendioxid in Lösungen bei Umgebungsdruck oder Überdruck absorbiert wird. Es werden physikalische und chemische Verfahren, aber auch Kombinationen daraus eingesetzt. Lösungsmittel können reines Wasser, Glykole oder Amine sein.

Tabelle 1: Kennzahlen Erdgas LL, Erdgas H verschiedener Verteilernetze [11]

Parameter	Einheit	EG-H Nordsee	EG-H Verbund	EG-H GUS	EG-L Holland	EG-L Verbund
Brennwert H _{S,n}	kWh/m ³	11.99	11.16	11.07	10.26	10.23
Heizwert H _{I,n}	kWh/m ³	10.85	10.09	9.98	9.27	9.24
Dichte	kg/m ³	0.84	0.81	0.73	0.83	0.82
relative Dichte	–	0.65	0.63	0.57	0.64	0.63
o. Wobbeindex W _{S,n}	kWh/m ³	14.91	14.08	14.72	12.81	12.86
u. Wobbeindex W _{I,n}	kWh/m ³	13.50	12.73	13.27	11.57	11.61

Tabelle 2: Zusammensetzung von Biogas [11], [13], [14], [15], [16], [17]

Biogasbestandteil	Schwankungsbreite	Anforderungen / Richtwerte nach DVWG 260, 262
Methan	50–70 Vol.-% [11], [13], [15], [16], [17]	> 96 % bei Erdgas E > 90 % bei Erdgas LL
Kohlendioxid	25–55 Vol.-% [11], [13], [16], [17] 30–45 % [15]	< 6 %
Stickstoff	0,01–5 Vol.-% [11], [13] < 8 % [16] < 2 % [15], [17]	keine Höchst-/Mindestwerte
Sauerstoff	0,01–2 Vol.-% [16] < 0,5 % [15], [17]	≤ 3 % trockenes Netz ≤ 0,5 % feuchtes Netz
Wasserstoff	k.A.	< 5 %
Schwefelwasserstoff	10–30.000 mg/m ³ [11] < 5000 ppm [13] < 500 ppm [15] < 2000 mg/m ³ [16]	< 5 mg/Nm ³
Kohlenwasserstoffe	< 100 ppm [15], [17]	< Kondensationspunkt
Ammoniak	0,01–2,5 mg/m ³ [11] 0–500 ppm [13] < 1000 mg/m ³ [16]	–
Wasserdampf	1–5 Vol.-% [11], [13]	< Kondensationspunkt
BTEX	< 0,1–5 mg/m ³ [11]	–
Siloxane	< 0,1–5 mg/m ³ [11] < 100 mg/m ³ [17]	–
Staub	k.A.	technisch frei
Brennwert H _{S,n}	ca. 6 kWh/m ³ bei 60 % CH ₄ [13] 6,0–7,5 kWh/m ³ [15], [17] 6,7–8,4 kWh/m ³ [16]	8,4–13,1 kWh/m ³
Wobbeindex W _{S,n}	ca. 5,4 kWh/m ³ [13] 6,9–9,5 kWh/m ³ [16] 6,0–10 kWh/m ³ [17]	12,8–15,7 kWh/m ³ Erdgas E 10,5–13 kWh/m ³ Erdgas LL

- Adsorptive Verfahren, bei denen Kohlendioxid an der inneren Oberfläche von Molekularsieben unter Druck adsorbiert.
- Membrantechnologien nutzen die unterschiedliche Durchlässigkeit für Gase an Membranen.
- Die kryogene Trennung, bei der Biogas auf unter –80 °C gekühlt wird; dabei werden Methan und Kohlendioxid jeweils separat in der flüssigen Phase abgetrennt [18].

Hauptsächlich werden drei Verfahren eingesetzt: 1. die Druckwechseladsorption (DWA), auch PSA (Pressure Swing Adsorption), 2. die Druckwasserwäsche (DWW) und 3. die chemische Adsorption, d.h. die Lösung des CO₂ in Chemikalien [19]. Diese Verfahren sind in der Lage, eine weitgehende Separation des

CO₂ zu gewährleisten. Danach muss das Biomethan konditioniert werden, im Regelfall heißt dies eine Brennwertanpassung mit LPG oder Luft, eine Odorierung (nicht bei Ferngasnetzen) und evtl. eine Druckerhöhung.

Laut Herstellerangaben liegt der Methangehalt im Reingas zwischen 95 und 99,9 %, bei einem Methanschlupf von 0,1 bis 5 % (Verluste). Hohe Methangehalte im Abgas bedeuten Kosten für die Abgasbehandlung und Verluste durch nicht verwertbares Methan. Eine Auswahl praktizierter Verfahren und die jeweilige Gasnutzung sind in Bild 2 dargestellt.

Druckwasserwäsche (DWW)

Die Druckwasserwäsche (DWW) oder nasse Gaswäsche ist das am häufigsten eingesetzte Verfahren zur Biogasaufbereitung. Dabei wird die unterschiedliche

Löslichkeit von Methan und Kohlendioxid in Wasser unter Druck ausgenutzt. Das CO₂ wird im Wasser gelöst, während Methan in der gasförmigen Phase bleibt. Bei der Rezirkulation des Waschwassers wird das CO₂ durch Druckentspannung freigesetzt [20], [21], [22]. Der Schwefelwasserstoff wird ebenfalls in großen Teilen gelöst. Sauerstoff und Stickstoff aus der biologischen Entschwefelung durch Luftfeinblasen verbleiben im Reingas und verringern den Methangehalt. Die DWW kann mit oder ohne Wasserrückführung betrieben werden, üblich ist eine Rezirkulation, da ansonsten der Wasserverbrauch sehr hoch ist [20]. Eine schematische Dar-

stellung ist in Bild 3 gezeigt.

Die Aufbereitung erfolgt in vier Verfahrensschritten: Filterung, Kompression, Absorption und Trocknung. Das Rohgas wird zur Wasser- und Schwefelstoffabscheidung über einen Filter geleitet, mit einem Kompressor verdichtet, wobei es sich erwärmt. Nach einer Kühlung und weiterer Feuchtigkeitsabscheidung wird das Biogas weiter verdichtet. Drücke von 6 bis 12 bar sind üblich. Bei rein physikalischen Wäschen ist der Druck entscheidend, unter welchem die Absorption stattfindet [21], [22]. Nach einer weiteren Kühlung wird das Gas dem Boden der Absorptionsäule zugeführt und durchströmt diese von unten nach oben.

Die Absorbersäulen sind mit einer Füllung versehen, um die Kontaktfläche zwischen Waschflüssigkeit und Rohgas zu erhöhen. Die Flüssigkeit, in der Regel Wasser, fließt im Gegenstrom durch die Säule. Dabei werden alkalische und saure Bestandteile des Biogases gelöst und teilweise Staub und Mikroorganismen in die Flüssigkeit aufgenommen. Niedrige Waschwassertemperaturen und höherer Druck ermöglichen die Absorption größerer Mengen. In einem zweiten Behälter wird das CO₂ durch Druckentspannung wieder freigesetzt. Dieses Gas enthält neben dem CO₂ beträchtliche Mengen an Methan, darum wird es dem Rohbiogas wieder zugesetzt, um die Verluste zu minimieren. Das Waschwasser wird gekühlt und wieder in den ersten Behälter eingeleitet. In einer dritten Säule (Desorption) strömt das Waschwasser von oben nach unten über eine Füllung, wobei am Boden Luft eingeblasen wird. Die Luft trägt das desorbierte CO₂ und den Schwefelwasserstoff aus. Abgase aus der DWW sind geruchsbelastet und sollten behandelt werden, z. B. in einem Biofilter. Das gereinigte Biogas verlässt die Aufbereitungsanlage mit einem Druck von 6–8 bar. Bei hohen Schwefelkonzentrationen muss zusätzlich zur Gaswäsche eine Feinent Schwefelung eingesetzt werden. Eine Gastrocknung ist auf Grund des Nassverfahrens nötig. Mit der DWW können Methankonzentrationen von ca. 96% bei 100% Feuchte erreicht werden [21].

Vorteile der DWW liegen in der Anpassungsfähigkeit und Praxistauglichkeit des Verfahrens. Druck und Temperatur können je nach Rohgaszusammensetzung angepasst und die Menge des Waschwassers mit Einschränkungen gesteuert werden. Der Betrieb ist kontinuierlich, mit mäßigem Wartungsaufwand. Nachteilig kann der relativ hohe Energiebedarf für die Umwälzung des Waschwassers sein [11].

Druckwechseladsorption (DWA)

Druckwechseladsorption (DWA) oder PSA ist ein trockenes bzw. adsorptives Verfahren; damit wird kein Abwasser generiert. Das Verfahren besteht aus folgenden Schritten: Schwefelwasserstoffentfernung, Verdichtung, Kühlung und Kohlendioxid-Entfernung. Die DWA selbst lässt sich in folgende Teilschritte unterteilen: 1. Adsorption unter Druck, 2. Desorption durch Druckabsenkung im Gleichstrom bzw. Gegenstrom, 3. Desorption durch Spülen mit Roh- oder Produktgas, 4. Druckaufbau mit Roh- oder mit Produktgas [11]. Das Rohgas wird mit einem ölfreien Verdichter auf 5 bis 10 bar komprimiert. Durch die Kompression erwärmt sich das Gas und muss anschließend gekühlt werden, da die Adsorption bei niedrigen Temperaturen höhere

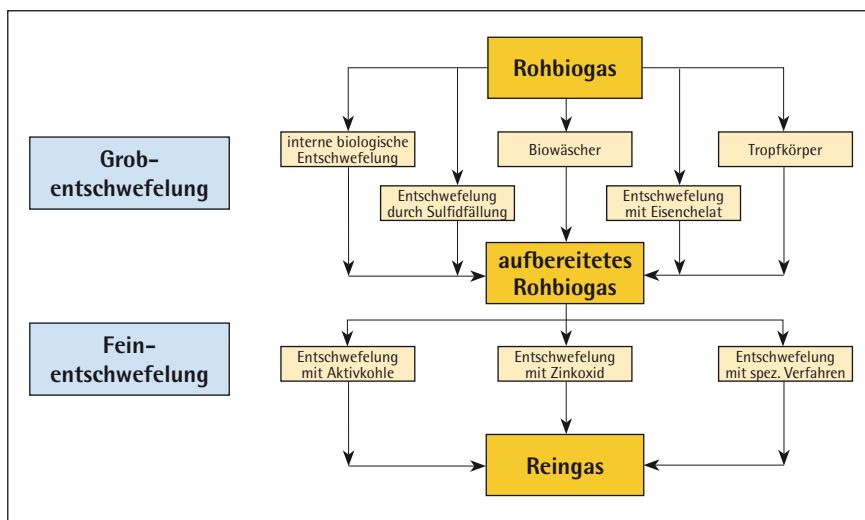


Bild 1: Übersicht über Entschwefelungsverfahren

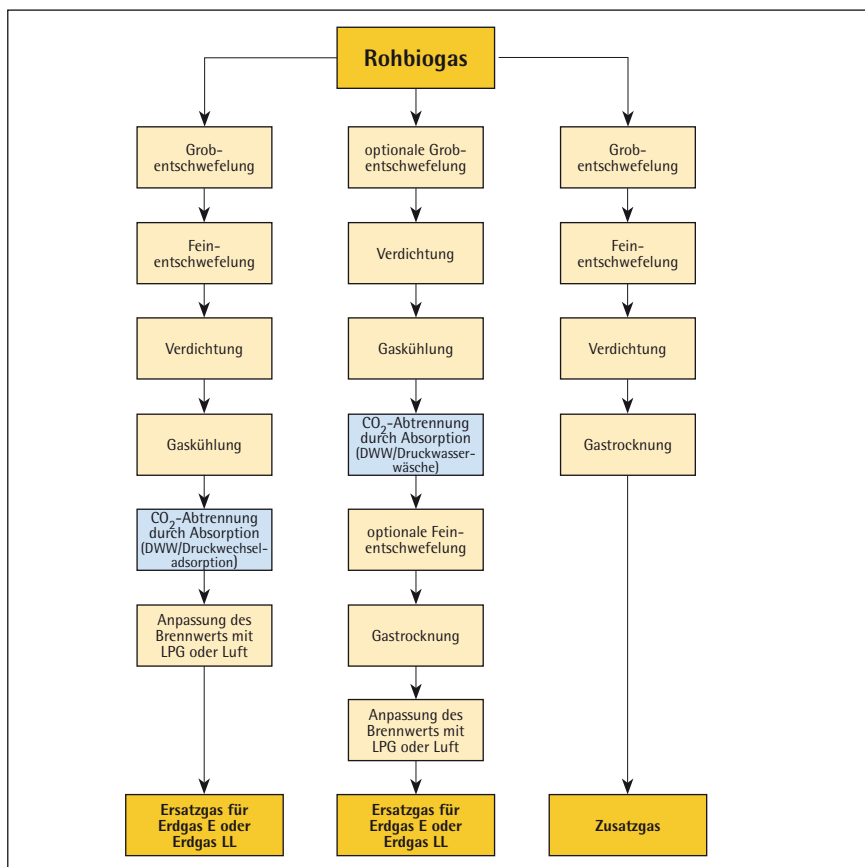


Bild 2: Verfahren zur Kohlendioxidabtrennung

Wirkungsgrade erreicht. Dabei fällt evtl. zu behandelndes Kondensat an. Das verdichtete Rohgas strömt von unten nach oben durch einen Adsorber. Adsorber bzw. Molekularsiebe bestehen in der Regel aus Zeolithen oder Kohlenstoff. Die Adsorber bestehen oft aus zwei Schichten, wobei die untere aus Zeolithen und die obere aus Kohlenstoffmolekularsieben besteht. Die Zeolithschicht hat dabei die Aufgabe, Wasserdampf zu adsorbieren. Das Reingas strömt kontinuierlich aus dem Adsorber. Wenn das Molekularsieb voll beladen ist, erfolgt eine vollständige Regenerierung des Molekularsiebes durch eine Druckentspannung [11]. Bevor der Adsorber mit den zurückgehaltenen Komponenten gesättigt ist, wird der Rohbiogasstrom auf eine DWA-Säule mit regenerierten Adsorber umgeschaltet. Der gesättigte Adsorber wird mit mittlerem Druck entspannt. Das dabei anfallende Abgas enthält viel Methan und wird in eine gerade aufbereitete Adsorber-Säule eingeleitet, die damit gleichzeitig Druck aufbaut. Danach wird bis auf Umgebungsdruck entspannt und mittels einer Vakuumpumpe ein Unterdruck erzeugt. Das dabei entweichende Abgas enthält vorrangig CO₂ und Wasserdampf und wird in die Umgebungsluft abgegeben [11]. Die regenerierte Adsorbersäule wird mit methanreichem Abgas aus der Entspannung beschickt und parallel dazu mit verdichtetem Rohgas, bis der Enddruck erreicht wird.

Die Rohbiogaszusammensetzung muss bekannt sein, da sich die Auslegung des Verfahrens nach der Biogaszusammensetzung richtet. Sind im Vergleich zum CO₂ relativ geringe Anteile an Stickstoff und Sauerstoff vorhanden, werden der Kohlenstoff und der Schwefelwasserstoff adsorbiert und das Methan ist sehr rein. Sind die Anteile an Stickstoff, Sauerstoff und CO₂ relativ ähnlich, wird auch Methan adsorbiert und muss dann in der Regenerationsstufe als Desorbat herausgelöst werden. In diesem Fall sind in der Regel zweistufige Anlagen erforderlich [11].

Bei der PSA werden normalerweise vier Adsorberbehälter zusammengeschlossen,

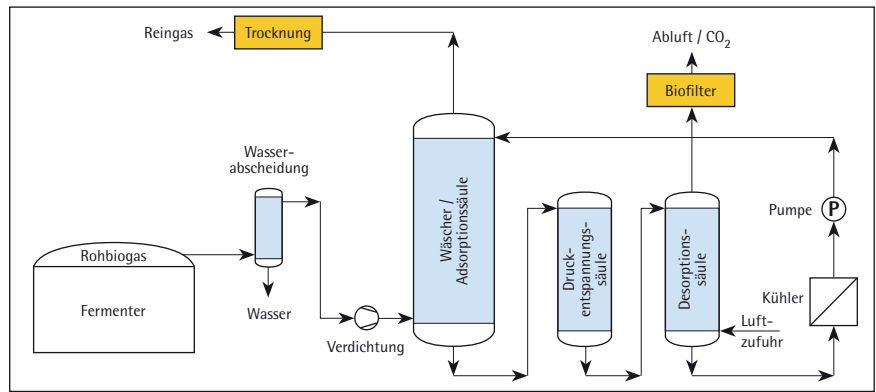


Bild 3: Schema Druckwasserwäsche

in denen wechselweise Adsorption unter Druck und Desorption bei Druckentspannung ablaufen um das Verfahren nicht während der Regeneration unterbrechen zu müssen. Aufbereitetes Biogas hat bei Verlassen der Anlage einen Druck von ca. 6 bar. Eine vorgeschaltete Entschwefelung auf 200 bis 400 mg/m³ ist notwendig. Der Methangehalt im Reingas beträgt ca. 95 bis 96 %, [20], [21], bei Abwesenheit von Luftbestandteilen im Rohgas werden teilweise Reinheiten von 98 % angegeben [11].

Physikalische Wäschen

Physikalische Wäschen wie das Selexol- oder Genosorb-Verfahren funktionieren analog zur nassen Gaswäsche bei erhöhtem Druck von 20 bis 30 bar, der Unterschied besteht im verwendeten Lösungsmittel, welches z. B. aus einer Mischung aus Dimethylether und Polyethylenglykol (Handelsname Selexol) besteht. Der Vorteil gegenüber Wasser liegt in der höheren Löslichkeit von CO₂ und H₂S, so dass weniger Waschflüssigkeit und Energie für die Umwälzung benötigt werden [21]. Das Aufnahmevermögen von CO₂ in Selexol ist um den Faktor 3 höher als bei Wasser. Neben CO₂ lösen sich auch andere Bestandteile des Biogases, wie z. B. H₂S, und organische Schwefelverbindungen, die bei einer einfachen Regeneration durch Strippen (= Austreiben) nicht ausgetrieben werden können. Um das Selexol zu regenerieren, muss es unter hohem Energieeinsatz

ausgekocht werden. Dabei ist auch eine Nachbehandlung des Abgases erforderlich. Das Selexol-Verfahren ist für trockene und schwefelfreie Rohgase geeignet, bei feuchtem, schwefelhaltigem Biogas entsteht ein hoher Mehraufwand bei der Regeneration der Waschflüssigkeit. Alternativ muss das Rohbiogas vor dem Wäscher entschwefelt und getrocknet werden [11]. Bei der Biogasaufbereitung bestehen relativ wenig Betriebserfahrungen [2].

Chemische Wäschen

Chemische Wäschen, wie z. B. die Aminwäsche, nutzen als Absorptionsmittel Monoäthanolamin (MEA), Diethanolamin (DEA), Methyldiethanolamin (MDEA). Diese Verfahren ermöglichen die rein chemische CO₂-Bindung, teilweise unter atmosphärischem Druck. Das Lösungsmittel wird mit Hilfe von Dampf regeneriert [13]. Die Aminwäsche wird bei der Erdgasreinigung zur Entfernung saurer Bestandteile wie CO₂ und H₂S eingesetzt. Eine vorhergehende Entschwefelung ist notwendig, eine Gastrocknung wird empfohlen. Diese Verfahren haben zurzeit nur untergeordnete Bedeutung, da sie bei den relativ geringen Biogasmengen nicht wirtschaftlich zu betreiben sind [20]. Die unvollständige Regenerierung und der hohe Energiebedarf für die Regeneration des Lösungsmittels sind ungünstig [11]. Es existieren relativ wenige Erfahrungen im Praxisbetrieb bei der Biogasaufbereitung [2].

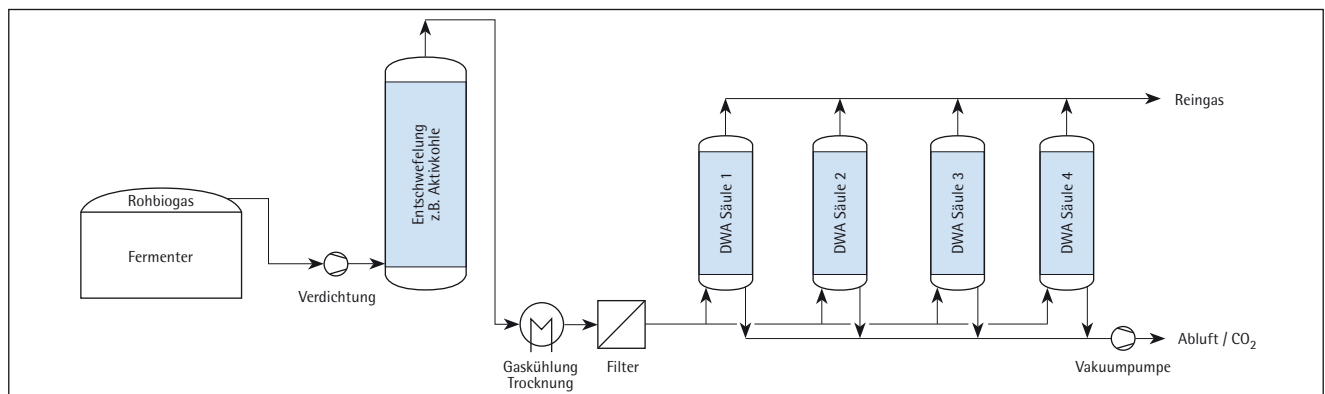


Bild 4: Schema Druckwechseladsorption

Membran-Trennverfahren

Membran-Trennverfahren nutzen die unterschiedliche Durchlässigkeit von Membranmaterial für die verschiedenen Gasmoleküle. Dabei entscheidet der eingesetzte Werkstoff, welche Bestandteile abgetrennt werden, sowohl die gemeinsame als auch die einzelne Abtrennung von Kohlendioxid und Schwefeldioxid sind möglich. Bei „nassen“ Membran-trennverfahren werden die abgetrennten Gasbestandteile in einem zweiten Schritt in Waschlösungen absorbiert bzw. in „trockenen“ Verfahren als Gas abgeführt. Das Verfahren erfordert relativ hohe Drücke für die Gastrennung [21]. Bisher existieren nur wenige ausgeführte Anlagen zur Erd- und Biogasaufarbeitung. Die Lebensdauer der Membrane ist begrenzt, sie beträgt in der Regel nur ca. 3 Jahre [11]. Vorteilhaft sind die einfache Konstruktion und der fast wartungsfreie Betrieb.

Gasverflüssigung oder kryogene Aufbereitung

Nach Verdichtung auf einen Druck von ca. 200 bar werden Komponenten wie z. B. H₂S an Molekularsieben adsorbiert. Danach wird das flüssige Gasgemisch mittels Niedertemperaturdestillation (Tiefentemperaturrektifikation) bei etwa 30 bar getrennt, wobei die Druckverminderung durch die Abkühlung bewirkt wird. Die Trennung erfolgt auf Grund der unterschiedlichen Siedepunkte: bei 50 bar wird CH₄ unter -80 °C und CO₂ bei +15 °C flüssig. Das CO₂ und etwa 80 % des CH₄ werden flüssig abgezogen, 20 % des Methans liegen gasförmig vor. Vorteil des Verfahrens ist die hohe Reinheit der Gase, die Nachteile sind in den immensen Kosten und in der fehlenden Praxis begründet [21].

Fazit

Im Jahr 2007 existierten in Deutschland nach der Anlagenstatistik des Fachverbandes Biogas 3711 Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von 1,3 GW, die meist am Anlagenstandort verstromen. Bei einer BHKW-Standzeit von ca. 40.000 Betriebsstunden (Generator) müssen in nächster Zeit viele Anlagen ihre BHKWs erneuern. Dabei ist die Gasaufbereitung eine zusätzliche Option – statt das BHKW zu ersetzen oder wieder Instand zu setzen, kann stattdessen in eine Gasaufbereitung investiert werden. Die Aufbereitung von Biogas und Einspeisung in bestehende Gasnetze ermöglicht eine dezentrale Gasverwertung am Nutzungsort. Dadurch werden neue Möglichkeiten geschaffen, die bei einer Verstromung entstehende Wärme nachhaltig zu nutzen.

Quellen

- [1] <http://www.biogas4all.de/Vision/Geschichte/geschichte.html>.
- [2] Urban, W. (2008): Technik der Gasaufbereitung zur Biogaseinspeisung – Entwicklungsstand und Verfahrensvergleich. Einspeisung von Biogas in Gasnetze. Vortrag am 11.01.2008 an der Fachhochschule Lippe und Höxter / Campus Lemgo.
- [3] FNR 2004: Handreichung Biogaserzeugung und Nutzung. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (Hrsg.), Leipzig 2004.
- [4] Meyers Lexikon Online: <http://lexikon.meyers.de/meyers/Erdgas>
- [5] N.N. (2004): Gesetz für den Vorrang Erneuerbare Energien, Novelle 2004, Gesetz zur Neuregelung des Rechts der erneuerbaren Energien im Strombereich. BGBl. I S. 1918 ausgegeben zu Bonn am 31.07.2004.
- [6] N.N. (2007): Gesetz für den Vorrang Erneuerbare Energien, Novelle 2009, Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der erneuerbaren Energien im Strombereich. Stand 09.10.2007.
- [7] N.N. (2005): Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung, EnWG. 07.07.2005 BGBl. I S. 1970, zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 18. Dezember 2007, BGBl. I S. 2966
- [8] N.N. (2005): Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen, Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2210), geändert durch Artikel 3 Abs. 2 der Verordnung vom 01.11.2006 (BGBl. I S. 2477)
- [9] N.N. (2007): Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen, Gasnetzentgeltverordnung – GasNEV vom 25. 07.2005 (BGBl. I S. 2197)
- [10] N.N. (2003): Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 26.06.2003
- [11] Althaus, W.; Urban, W. (2005): Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse. Untersuchung im Auftrag von BGW und DVGW. Endbericht Band 3: Biomassevergasung, Technologien und Kosten der Gasaufbereitung und Potenziale der Biogaseinspeisung in Deutschland. Wuppertal, Leipzig, Oberhausen, Essen.
- [12] Huber, S.; Mair, K. (1998): Energetische Nutzung von Biogas aus der Landwirtschaft. Untersuchung der Biogaszusammensetzung bei Anlagen aus der Landwirtschaft. Bayerisches Landesamt für Umweltschutz (LfU), Referat Immissionsschutz I.
- [13] Schulz, W. (2004): Untersuchung zur Aufbereitung von Biogas zur Erweiterung der Nutzungsmöglichkeiten. Aktualisierung einer im Juni 2003 vorgelegten gleichnamigen Studie Bremer Energie Institut, Auftraggeber Bremer Energie-Konsens GmbH.
- [14] Wackertapp, H., Klaas, U. (2004): Erdgasbeschaffenheit: Europäische Rahmenbedingungen, Biomasse, EN 437, G 260, G 262. Vortrag GAT 2004 Frankfurt a.M.
- [15] Van Bergen, J. (2006): Biogas Durchleitung und Nutzung in Blockheizkraftwerken. Vortrag auf der Biogastagung Stuttgart am 11. Juli 2006.
- [16] Harasek, M. (2007): Biogasaufbereitung für die Einspeisung ins öffentliche Netz am Beispiel der Biogasanlage Bruck a. d. Leitha. Kurzseminar. Technische Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften.
- [17] Krayl, P. (2008): Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz. Neue Dimensionen für die Biogasnutzung. Energy 2.0-Kompodium 200, www.Energy20.net.
- [18] Tentscher, W. (2006): Anforderungen und Aufbereitung von Biogas zur Einspeisung in Erdgasnetze. *energie|wasser-praxis* 11/2006, DVGW, S. 32–37.
- [19] Berg, H. (2007): Regionale Standortfaktoren und die Wirtschaftlichkeit der Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz. *energie|wasser-praxis* 12/2007 – DVGW Jahresrevue
- [20] Theißing, M. (2006): Biogas Einspeisung und Systemintegration in bestehende Gasnetze. Berichte aus Energie und Umweltforschung 1/2006. Ein Projektbericht im Rahmen der Programmlinie Energiesysteme der Zukunft. Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften. Österreichisches Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (Hrsg.).
- [21] Schulz, W.; Hille, M.; Tentscher, W. (2004): Untersuchung zur Aufbereitung von Biogas zur Erweiterung der Nutzungsmöglichkeiten, Aktualisierung einer im Juni 2003 vorgelegten gleichnamigen von W. Schulz, M. Hille unter Mitarbeit von W. Tentscher durchgeführten Untersuchung. Bremer Energieinstitut.
- [22] Tentscher, W.; Jansson, M. (2003): Gasaufbereitung mittels nasser Gaswäsche in Schweden. Gülzower Fachgespräche Bd. 21, Workshop „Aufbereitung von Biogas“ 17./18. Juni 2003, FAL Braunschweig.

ZUM AUTOR:

► *Dr.-Ing. Matthias Klauß* ist Bauingenieur. Er beschäftigt sich mit der Planung und dem Bau von Anlagen zur Gewinnung von erneuerbarer Energie und ist Mitglied des DGS Fachausschusses Biomasse.

klauss@biovag.de