biogas.fnr.de

LEITFADEN BIOGASAUFBEREITUNG UND -EINSPEISUNG

BIOGAS

Gefördert durch:

Bundesministerium
für Ernährung
und Landwirtschaft

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

FNR
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.

IMPRESSUM

Diese Arbeit wurde im Rahmen des Projektes „Studie – Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz“ angefertigt.

Projektträger: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR)
Förderkennzeichen(FKZ): 22008811

Gefördert durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Projektnehmer: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
www.dbfz.de

Projektpartner: Schnutenhaus & Kollegen Rechtsanwälte
Reinhardstraße 29 B
10117 Berlin
www.schnutenhaus-kollegen.de

Herausgeber: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR)
OT Gülzow, Hofplatz 1
18276 Gülzow-Prüzen
Tel.: 03843/6930-0
Fax: 03843/6930-102
info@fnr.de
www.fnr.de

Redaktion
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR)/Abteilung Öffentlichkeitsarbeit

Autorinnen/Autoren
Philipp Adler, Eric Billig, André Brosowski, Jaqueline Daniel-Gromke, Iris Falke, Erik Fischer, Johan Grope, Uwe Holzhammer, Jan Postel, Jörn Schnutenhaus, Kitty Stecher, Gabor Szomszed, Marcus Trommler, Wolfgang Urban

Bilder
Titel: Schmack Carbotech GmbH
Sofern nicht am Bild vermerkt: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR)

Gestaltung/Realisierung
www.tangram.de, Rostock

Druck
www.druckerei-weidner.de, Rostock

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier mit Farben auf Pflanzenölbasis

Bestell-Nr. 211
5., vollständig überarbeitete Auflage, 2014

Alle Rechte vorbehalten.
Kein Teil dieses Werkes darf ohne schriftliche Einwilligung des Herausgebers in irgendeiner Form reproduziert oder unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt, verbreitet oder archiviert werden.
Für die Ergebnisdarstellung mit Schlussfolgerungen, Konzepten und fachlichen Empfehlungen sowie die Beachtung etwaiger Autorenrechte sind ausschließlich die Verfasser zuständig.

ISBN 3-00-018346-9

LEITFADEN BIOGASAUFBEREITUNG UND -EINSPEISUNG

VORWORT

Sehr geehrte Damen und Herren,
im Jahr 2006 gingen die ersten drei Aufbereitungsanlagen zur Produktion von Biomethan bzw. Bioerdgas in Deutschland in Betrieb. Seitdem hat sich diese Zahl vervielfacht. Die angewandten Aufbereitungstechnologien wie Druckwechseladsorption, Druckwasserwäsche sowie chemische und physikalische Wäschen haben sich deutlich weiterentwickelt und am Markt etabliert. Aktuell sind auch erste Anlagen in Betrieb, die Biomethan mit Membrantrennverfahren gewinnen.

Weiterer technischer Fortschritt ist in diesem Bereich zu erwarten, denn bereits in dieser relativ kurzen Zeitspanne erfuhren alle Technologien einen deutlicher Innovationsschub hin zu mehr Effizienz und Umweltfreundlichkeit.

Befördert wird diese Entwicklung durch die politischen Vorgaben, die Biomethan als eine der Schlüsseltechnologien für die Energiewende sehen. Mit der Produktion von Biomethan und dessen Einspeisung in das Erdgasnetz besteht nicht nur die Möglichkeit, die Produktion zeitlich und örtlich vom Verbrauch zu entkoppeln. Das Speichermedium Gasnetz bietet auch eine hervorragende Option zur bedarfsgerechten Energiebereitstellung. Aber auch dort, wo kein Gasnetzzugang vorhanden ist, steht einer sinnvollen Nutzung des Biomethans nichts im Wege, wie die Biogastankstelle in Jameln seit mehr als sieben Jahren beweist.

Mit dieser Entwicklung gehen große Anstrengungen von Wissenschaft und Industrie einher. Die FNR begleitete das Thema Biogasaufbereitung und -einspeisung von Beginn an und hat im Auftrag und mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft viele Forschungs- und Entwicklungsprojekte gefördert. Auch der Wissenstransfer an beruflich mit dem Thema befasste Fachkreise und die Informationsvermittlung an die interessierte Öffentlichkeit gehören hierzu und spielen eine wichtige Rolle.

Der vorliegende Leitfaden basiert auf einer kompletten Überarbeitung der im Jahr 2006 erschienenen Studie „Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz“. Wie die Vorgängerstudie betrachtet auch diese Neuauflage den gesamten Themenkomplex von den Ausgangsstoffen für die Biogasproduktion bis hin zur Verwendung des produzierten Biomethans. Der Leitfaden enthält aktuelle Daten und Fakten zu Technologien, Wirtschaftlichkeit und rechtlichen Grundlagen, aber auch Potenzialabschätzungen. Planungsschritte sowie eine Bewertung der verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten werden ausführlich dargestellt.

Ob als Projektbeteiligter, Partner aus der Landwirtschaft, Entscheidungsträger, Behördenmitarbeiter, Anrainer oder kritischer Beobachter: Dieser Leitfaden vermittelt Ihnen fachlich fundierte Informationen auf der Grundlage sorgfältiger Recherche und Analyse und stellt somit eine wertvolle Handlungsempfehlung dar.

Dr.-Ing. Andreas Schütte
Geschäftsführer Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR)

INHALT

1	**Einleitung**	**6**
2	**Biogasbereitstellung und -aufbereitung**	**8**
2.1	Biogasbereitstellung	8
2.1.1	Substrate	9
2.1.2	Gärrückstände	11
2.1.3	Wärmeversorgung	11
2.1.4	Zusammensetzung von Rohbiogas	13
2.2	Entschwefelung	15
2.2.1	Biologische Entschwefelung	15
2.2.2	Sulfidfällung	17
2.2.3	Entschwefelung mit anderen eisenhaltigen Reinigungsmassen	17
2.2.4	Entschwefelung mit Aktivkohle	18
2.2.5	Zusammenfassung	19
2.3	Trocknung	19
2.3.1	Gasfilter	19
2.3.2	Adsorptionstrocknung	19
2.3.3	Gaskühltrocknung	20
2.3.4	Zusammenfassung	21
2.4	Methananreicherung	21
2.4.1	Anlagenübersicht Deutschland	21
2.4.2	Adsorption	22
2.4.3	Absorptive Verfahren	25
2.4.4	Membrantrennverfahren	28
2.4.5	Kryogene Verfahren	31
2.4.6	Bewertung und Auswahl der geeigneten Verfahren	31
2.5	Entfernung weiterer Gasbegleitstoffe	32
2.5.1	Siloxane	32
2.5.2	Sonstige Gasbestandteile	33
2.6	Emissionen aus Biogasaufbereitungsanlagen	33
2.7	Schwachgasnachbehandlung	34
2.7.1	Katalytische Nachverbrennung (KNV)	34
2.7.2	Regenerativ-thermische Oxidation (RTO)	34
2.7.3	Schwachgasbrenner	35
2.8	Anlagensicherheit von Biogasaufbereitungsanlagen	35
2.9	Literaturverzeichnis	36
3	**Biogaseinspeisung**	**38**
3.1	Charakterisierung des vorhandenen Erdgasnetzes	38
3.1.1	Einteilung nach Netzebenen	39
3.1.2	Einteilung nach Druckstufen	40
3.1.3	Verteilte Erdgasqualität	41
3.1.4	Lastprofil	41
3.2	Technische Anforderungen an die Gasbeschaffenheit	43
3.2.1	Allgemeine Anforderungen an die Gasbeschaffenheit	44
3.2.2	Anforderungen an Gase aus regenerativen Quellen	45
3.2.3	Weitere Anforderungen an die Gasbeschaffenheit	46
3.3	Gaseinspeisetechnik	47
3.3.1	Gasspeicherung	47
3.3.2	Gasverdichtung	48
3.3.3	Gasdruckregel- und Messanlagen	49
3.3.4	Gasbeschaffenheitsmessung	50
3.3.5	Odoriereinrichtungen	51
3.3.6	Konditionierungs- und Gasmischanlagen	52
3.4	Gaseinspeisung	52

3.4.1 Möglichkeiten und Grenzen der Gaseinspeisung 54
3.4.2 Kapazitätserweiterung 60
3.5 Literaturverzeichnis 60

4 Technische Biogaspotenziale 62
4.1 Definitionen – Potenziale 62
4.2 Analyse der Biogaspotenziale 63
4.2.1 Landwirtschaft 63
4.2.2 Industrielle Reststoffe 65
4.2.3 Kommunale Reststoffe 68
4.3 Zusammenfassung 72
4.4 Literaturverzeichnis 73

5 Rechtliche Rahmenbedingungen 75
5.1 Rechtliche Regelungen zum Netzanschluss 75
5.1.1 Netzanschlussverfahren 76
5.1.2 Kostentragung 78
5.1.3 Realisierung des Netzanschlusses 79
5.1.4 Gasbeschaffenheit und weitere Voraussetzungen für die Biomethaneinspeisung 81
5.2 Rechtsrahmen für Gastransport und Biomethannutzung 82
5.2.1 Gastransport 82
5.2.2 Biomethannutzung 83
5.2.3 Vergütung nach dem EEG 85
5.2.4 Nutzungsmöglichkeiten außerhalb des EEG 89
5.3 Vertragsstrukturen bei der Lieferung von Rohbiogas und Biomethan 90
5.3.1 Einleitung 90
5.3.2 Allgemeine Anforderungen an Rohbiogas-/Biomethanlieferverträge 90
5.3.3 Rohbiogaslieferverträge 92
5.3.4 Biomethanlieferverträge 92
5.4 Rechtsrahmen für die Errichtung und den Betrieb einer Biogasaufbereitungsanlage 93
5.4.1 Baurechtliche Genehmigung 93
5.4.2 Immissionsschutzrechtliche Genehmigung 94
5.4.3 Weitere öffentlich-rechtliche Genehmigungen und Anforderungen 96
5.4.4 Allgemeine energierechtliche Anforderungen nach § 49 EnWG 97
5.5 Finanzierung von Biogasaufbereitungsanlagen 97
5.6 Versicherung von Biogasaufbereitungsanlagen 98
5.7 Literaturverzeichnis 98
5.8 Weiterführende Literatur 99

6 Wirtschaftliche Analyse und Bewertung 100
6.1 Methodische Vorgehensweise – Datenerhebung und Rahmenparameter 100
6.2 Kosten der Biogasbereitstellung 104
6.3 Kosten der Biogasaufbereitung 105
6.4 Kosten der Biogaseinspeisung 110
6.5 Kosten der Biomethanbereitstellung 111
6.6 Einfluss veränderter Eingangsparameter – Sensitivitätsanalysen 112
6.7 Literaturverzeichnis 113

7	**Vermarktung von Biomethan**	**114**
7.1	Kosten der Biomethanvermarktung	115
7.1.1	Biomethantransport und Biomethanspeicherung	115
7.1.2	Biomethanhandel, Biomethanbilanzierung und Nachweisführung	118
7.2	Erlöse durch die Biomethanvermarktung	119
7.2.1	Vermarktung in Kraft-Wärme-Kopplung	120
7.2.2	Vermarktung als Beimischprodukt im Wärmemarkt	127
7.2.3	Vermarktung als Kraftstoff	129
7.3	Bewertung der Vermarktungsmöglichkeiten von Biomethan	132
7.4	Literaturverzeichnis	134
8	**Umsetzung eines Projektes**	**136**
8.1	Idee und Projektskizze	136
8.2	Machbarkeitsuntersuchung	139
8.2.1	Substratverfügbarkeit	140
8.2.2	Standortauswahl	140
8.2.3	Stoffstromlogistik	141
8.2.4	Technologieauswahl	142
8.2.5	Vermarktungsmöglichkeiten	143
8.2.6	Bewertung und Entscheidungsfindung	143
8.3	Investitionsvorbereitung und Öffentlichkeitsarbeit	144
8.4	Planungsschritte	145
8.4.1	Genehmigungsplanung	145
8.4.2	Ausführungsplanung	147
8.5	Anlagenbau	149
8.6	Abnahme der Bauleistung	149
8.7	Inbetriebnahme	150
8.8	Notwendige Verträge	150
8.9	Literatur- und Referenzverzeichnis	151
	Anhang	**152**
	Glossar	152
	Abbildungsverzeichnis	154
	Tabellenverzeichnis	156
	Abkürzungsverzeichnis	157
	Autorenverzeichnis	159

1 EINLEITUNG

Seit Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 und der Novellierungen in den Jahren 2004, 2009 und 2012 hat die Erzeugung und Nutzung von Biogas, insbesondere in der Landwirtschaft, erheblich zugenommen. Unterstützt wurde diese Entwicklung durch das Marktanreizprogramm (MAP) des Bundes und diverse Investitionsförderprogramme einiger Bundesländer.

Grundlage für diese Entwicklung ist, dass die Potenziale an organischen Stoffströmen, die sinnvollerweise zur Biogaserzeugung und zur nachhaltigen Energiebereitstellung genutzt werden können, beachtlich sind. Die Biogasnutzung kann damit erheblich zur Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung beitragen. Dies gilt insbesondere für die Landwirtschaft. Damit liegen Randbedingungen vor, die erwarten lassen, dass die Erzeugung und Nutzung von Biogas weiter ausgebaut werden können, wobei in den letzten Jahren ein stetiges Wachstum, wenn jedoch mittlerweile verlangsamt, zu beobachten ist.

Bei vielen Biogasanlagen kann die in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) anfallende Wärme aufgrund fehlender Nachfrage am Ort der Biogasgewinnung außer für die Aufrechterhaltung des eigentlichen Gärprozesses oftmals kaum genutzt werden. Dies ist aus Energieeffizienzgründen keine optimale Situation. Hinzu kommt, dass das primäre Ausgangsmaterial für die Biogaserzeugung (z. B. Gülle, Mist, Futterreste etc.) aufgrund der niedrigen Energiedichte und auch aus ökonomischen Gründen kaum über längere Distanzen transportiert werden kann.

Vor diesem Hintergrund konnte in den letzten Jahren ein kontinuierlicher Zubau von Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlagen beobachtet werden. Als Vorteil wird u. a. eine bessere Primärenergieausnutzung und damit ein besserer Gesamtwirkungsgrad angesehen, da das produzierte und eingespeiste Biomethan am Bedarfsort mit entsprechend hoher Effizienz genutzt werden kann. Die Realisierung dieser Option wird in diesem Leitfaden umfassend im Hinblick auf technische, rechtliche und wirtschaftliche Voraussetzungen untersucht. Dieser Leitfaden ist die Überarbeitung der Studie „Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz“, die seit dem Jahr 2006 von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) herausgegeben wird. Zum Zeitpunkt der Erstauflage dieser Studie lag, angesichts kaum vorhandener Praxiserfahrungen, nur begrenztes Wissen in Bezug auf die Technologie der Biogasaufbereitung vor. Aufgrund der mittlerweile hohen Anlagenanzahl und somit auch der gesteigerten Praxisrelevanz wurde eine grundlegende Überarbeitung der Studie hinsichtlich Aktualität als angemessen betrachtet.

Im Rahmen der Aktualisierung wurde eine umfangreiche Befragung von Herstellern von Biogasaufbereitungsverfahren durchgeführt. Befragt wurden dabei Hersteller, die im deutschsprachigen Raum über mindestens drei in Betrieb befindliche Anlagen verfügen. Die Mindestanzahl von Anlagen soll dabei sicherstellen, dass es zu keiner Verzehrung der ökonomischen und technischen Parameter kommt, da neue Anlagen meist einen Pilotcharakter aufweisen und daher noch nicht als Stand der Technik angesehen werden können.

In den einzelnen Kapiteln des Leitfadens werden alle in Bezug zur Biogasaufbereitung und -einspeisung relevanten Aspekte erörtert.

So erfolgt in Kapitel 2 eine Untersuchung der technischen Möglichkeiten, Biogas zu produzieren und aufzubereiten. Schwerpunktmäßig werden die möglichen und die praxisrelevanten Aufbereitungstechniken beschrieben und bewertet. Die technischen Parameter wurden dabei komplett überarbeitet und durch die Daten der Herstellerbefragung ergänzt. Die in Kapitel 3 erläuterte Biogaseinspeisung wurde ebenfalls komplett überarbeitet und um ein neues Unterkapitel zu Möglichkeiten und Grenzen der Gaseinspeisung ergänzt.

Das Kapitel 4, in dem die technischen Biogaspotenziale auf Bundeslandebene analysiert werden, wurde vollständig überarbeitet. Neben den grundlegenden Potenzialdefinitionen erfolgt die Abschätzung der Biogaspotenziale aus dem Bereich Landwirtschaft sowie für industrielle und kommunale Reststoffe.

Zwischen der Erstauflage der Studie und dem hier vorliegenden Leitfaden kam es zu zahlreichen Neuerungen und Änderungen im rechtlichen Rahmen bei der Biogaseinspeisung. Diese Änderungen wurden entsprechend im Kapitel 5 dieser Studie berücksichtigt.

Die in der ersten Auflage enthalten Modell-Anlagen wurden in den entsprechenden Kapiteln durch reale Daten aus einer Be-

treiberbefragung ersetzt (Kapitel 2 und 6). Die Anlagen decken eine praxisnahe Bandbreite von Biogasanlagen, die zur Gaseinspeisung in Frage kommen, ab. Im Fokus der Arbeiten stand die Ermittlung aktueller Biogasaufbereitungskosten verschiedener Hersteller für eine große Bandbreite von Anlagengrößen.

Aufgrund der Praxisrelevanz wurde der Leitfaden um ein Kapitel, welches sich mit der Vermarktung von Biomethan befasst, ergänzt (Kapitel 7). Darin werden zum einen die Möglichkeiten des Gastransportes und -handels sowie der Bilanzierung und zum anderen die mögliche Vermarktung zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung, Beimischprodukt im Wärmemarkt sowie als Kraftstoff beschrieben.

Analog zum Leitfaden Biogas, ebenfalls von der FNR herausgegeben, ist mit der hier überarbeiteten Auflage nun auch ein Kapitel zur Umsetzung eines Projektes (Kapitel 8) zu finden. Es soll in erster Linie dazu dienen, den Werdegang eines Projektes von der Idee, über die diversen Planungsschritte bis hin zur Inbetriebnahme zu dokumentieren.

Das Ziel des Leitfadens Biogasaufbereitung und Einspeisung ist es, die detaillierte Analyse und Bewertung der Rahmenbedingungen und Möglichkeiten der Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz zu schaffen und für Interessierte leicht verfügbar zu machen.

[MT-Energie GmbH]

2 BIOGASBEREITSTELLUNG UND -AUFBEREITUNG

Um das durch Vergärung organischer Stoffe produzierte Biogas/Rohbiogas in das Erdgasnetz einspeisen zu können, sind eine Vielzahl von Verfahrensschritten zur Anpassung der Gasqualität notwendig. Es werden unerwünschte Gasbestandteile wie zum Beispiel Schwefelwasserstoff (H_2S), Ammoniak (NH_3) aber auch Wasserdampf (H_2O) aus dem Rohbiogas entfernt. Im weiteren Verlauf werden Inertgasbestandteile wie zum Beispiel Kohlendioxid (CO_2) vom Rohbiogas abgetrennt. Es entstehen ein methanreicher und ein kohlendioxidreicher Teilstrom, wovon der methanreiche Teilstrom als aufbereitetes Biogas oder Biomethan bezeichnet wird. Damit Biomethan anschließend in das Erdgasleitungsnetz eingespeist werden kann, wird dessen Beschaffenheit auf die Bedingungen im Erdgasnetz und an die erforderliche Erdgasqualität angepasst. Je nach Einspeisestelle sind hierfür unterschiedliche technische Einrichtungen zur Druck- und Brennwertanpassung, aber auch zur Odorierung des Biomethans, erforderlich.

In diesem Kapitel wird die allgemeine Vorgehensweise zur Aufbereitung von Biogas zu Biomethan erläutert. Im Wesentlichen sind dafür folgende Schritte erforderlich, auf die nachfolgend näher eingegangen wird:

- Entschwefelung
- Gastrocknung
- Methananreicherung bzw. CO_2-Abtrennung
- Entfernung von weiteren Gasbegleitstoffen, wie z. B. Halogenkohlenwasserstoffen, Siliziumverbindungen und Ammoniak
- Abgasnachbehandlung zur Reduzierung klimarelevanter Emissionen

Je nach Ausgangslage (Biogasqualität), Einspeisebedingungen und wirtschaftlichen Rahmenparametern können verschiedene Prozessschritte zum Einsatz kommen. Dabei kann es verfahrensbedingt vorkommen, dass mehrere der oben genannten Punkte in einem Prozessschritt durchgeführt werden. Zunächst erfolgt in diesem Kapitel eine Vorstellung prinzipiell geeigneter Entschwefelungs-, Gastrocknungs- und CO_2-Abtrennungsverfahren. Ein Überblick über die Verfahren zur Gasaufbereitung ist im Kapitel 2.4 zu finden.

Biogasanlagen verfügen oft über Einrichtungen zur Biogasaufbereitung (Grobreinigung). Als Vorbehandlung des Biogases vor der energetischen Nutzung in Blockheizkraftwerken (BHKW) erfolgt in der Regel eine Trocknung und Entschwefelung. Das Biogas weist dann durchschnittlich die in Tabelle 2.1 angegebenen Zusammensetzungen und Kenndaten auf. Dabei ergeben sich aus dem Betrieb des Fermenters (Beschickung, Rührwerkseinsatz) z. T. erhebliche, jedoch zeitlich begrenzte Schwankungen. Um die geforderte Gasqualität nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 [2-1] zu erzielen, sind jedoch weitere Aufbereitungsschritte zur Feinreinigung (z. B.: CO_2-, H_2S-Abtrennung) notwendig.

Zur Unterscheidung der verschiedenen Qualitätsstufen von Biogas vor und nach der Aufbereitung wird im Weiteren von **Rohbiogas**, als Biogas nach dessen Erzeugung und Grobreinigung, und von **Biomethan, als aufbereitetes Biogas** nach einer erfolgten Methananreicherung, gesprochen.

Im Folgenden wird zunächst die Zusammensetzung von Rohbiogas aus fermentativen Prozessen näher betrachtet.

2.1 Biogasbereitstellung

Die Rohbiogasbereitstellung für Biogasaufbereitungsanlagen erfolgt durch Vergärung organischer Stoffe in Gärbehältern von Biogas- und Kläranlagen. Das Biogas wird dabei durch Mikroorganismen in einer anaeroben Stoffwechselkette erzeugt. Nach derzeitigem Wissensstand läuft der Gärprozess prinzipiell in vier voneinander abhängigen Phasen ab (Hydrolyse, Versäuerung, Essigsäurebildung und Methanogenese), die jeweils durch die Anwesenheit von speziellen Mikroorganismen gekennzeichnet sind. Als Endprodukt erhält man ein biogenes Gas, welches hauptsächlich aus brennbarem Methan, Kohlendioxid und Wasserdampf besteht. Durch die Art der technischen Prozessführung, aber auch substratbedingt, können weitere Anteile wie Sauerstoff, Stickstoff, Schwefelwasserstoff und Ammoniak, sowie andere Spurengase im Rohbiogas enthalten sein (vgl. Tab. 2.1). Die technische Umsetzung der Vergärung und Biogasgewinnung orientiert sich zwangsläufig an den biologischen Grundlagen des Gärprozesses. Dabei kommen, im Wesentlichen in Abhängigkeit der Eigenschaften der eingesetzten Substrate, verschiedene Technologien zum Einsatz. Da die allgemeinen Grundlagen zum biochemischen Prozess mit all seinen Besonderheiten sowie der beteiligten technischen Komponenten bereits mehrfach be-

schrieben wurden, wird an dieser Stelle auf den Leitfaden Biogas verwiesen [2-2]. Im weiteren Verlauf dieses Kapitels liegt der Fokus auf den Besonderheiten von Biogasanlagen, die zur Rohgasproduktion für Aufbereitungsanlagen dienen.

Die ersten Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland sind im Jahr 2006 in Betrieb gegangen. Bis Ende 2012 wurden ca. 120 Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlagen mit einer nominalen Kapazität der Biomethanproduktion von ca. 72.000 $m^3_{i.N.}/h$ errichtet und in Betrieb genommen [2-3]. Biogasaufbereitungsanlagen sind aufgrund der hohen Kosten für die Aufbereitung und Einspeisung des Biogases in das Erdgasnetz im Vergleich zu Vor-Ort-Verstromungsanlagen überdurchschnittlich groß. Die kleinste Anlage weist eine Einspeisekapazität von 128 $m^3_{i.N.}/h$ Biomethan (Zeven) und die größte eine Einspeisekapazität von 5.200 $m^3_{i.N.}/h$ Biomethan (Güstrow) auf [2-3].

Oftmals ist die eigentliche Rohbiogasproduktion mehrstufig ausgeführt und auf mehrere Gärlinien aufgeteilt. Vorteile dieser Anlagenkonzepte sind die besser handhabbare Betriebsführung kleinerer Gärvolumina sowie die Schaffung von Redundanzen, die das Ausfallrisiko der gesamten Biogasaufbereitungsanlage bei unsteter Rohbiogasproduktion mindern. Neben der Aufsplittung der Rohbiogasproduktion auf mehrere Gärbehälter, werden in einigen Fällen auch die Feststoffeinbringsysteme redundant ausgeführt, da diese aufgrund der mechanischen Beanspruchung störungsanfälliger sind als andere Anlagenteile. Biomethananlagen weisen aufgrund ihrer Größe oft einen hohen Automatisierungsgrad sowie Einrichtungen zur Prozesskontrolle auf, um eine hohe Anlagenverfügbarkeit und -auslastung sicherzustellen. Somit soll der Anlagenbetrieb besser überwacht und gesteuert werden können (z. B. per Qualitätskontrolle der Eingangssubstrate, genaue Analyse des biologischen Prozesses sowie der Gasqualitäten und -mengen).

Aufgrund der zumeist großen Anlagenkonzepte sind vor allem die Substrat- und Gärrückstandslogistik sowie das Wärmemanagement der Gärbehälterbeheizung von Bedeutung, da bei Aufbereitungsanlagen teilweise auf ein BHKW verzichtet wird und so für eine alternative Wärmequelle gesorgt werden muss. Nachfolgend wird auf Substrat-, Gärrückstand- und Wärmemanagement sowie auf die Zusammensetzung des Rohbiogases eingegangen.

2.1.1 Substrate

Ähnlich der Biogaserzeugungsanlagen mit angeschlossenem Verstromungsaggregat, basiert die Biogaserzeugung zur weiteren Aufbereitung zu Biomethan mehrheitlich auf dem Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo) (vgl. Abb. 2.1).

Aufgrund der strukturell höheren Kosten für Aufbereitung und Netzanschluss an das Erdgasnetz werden Biomethananlagen im Allgemeinen mit einer im Vergleich zu VOV-Anlagen größeren Kapazität gebaut. Dies spiegelt sich auch im Substratmix wieder. Abfall- und Reststoffe fallen zumeist nur in geringen Mengen und räumlich verteilt an, sodass Biomethananlagen in der Regel auf die überwiegende Verwendung nachwachsender Rohstoffe angewiesen sind. Deutlich wird die Gewichtung zugunsten der NawaRo-basierten Rohbiogasproduktion bei Betrachtung des Substrateinsatzes. So setzen mehr als 53 % der Biogasanlagen mit anschließender Aufbereitung zu Biomethan ausschließlich

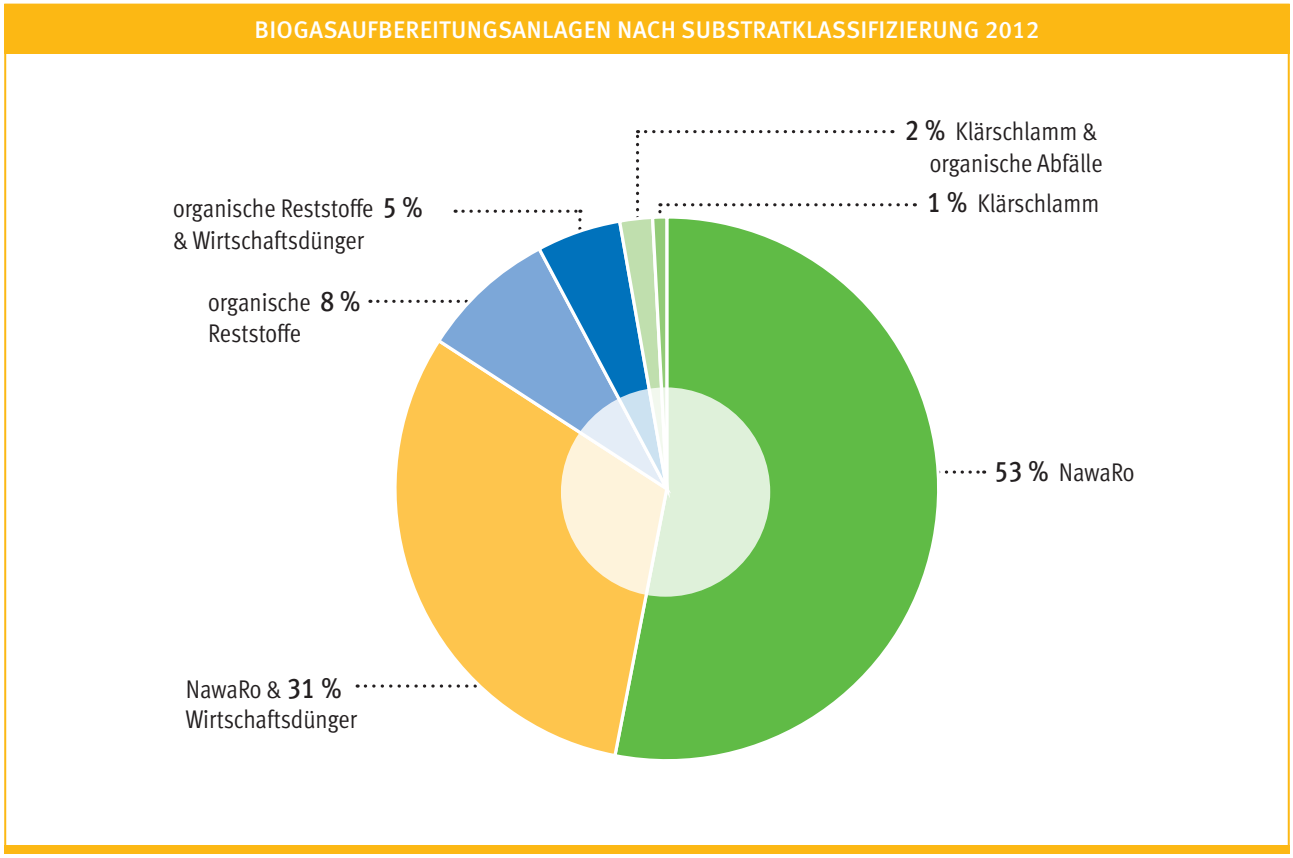


Abb. 2.1: Verteilung der Biogasaufbereitungsanlagen entsprechend der Substratklassifizierung im Jahr 2012 [2-4]

nachwachsende Rohstoffe ein. Dagegen werden in 16 % der Anlagen ausschließlich Abfälle und Reststoffe (inkl. Wirtschaftsdünger) zur Biogaserzeugung verarbeitet. Trotz der Dominanz der nachwachsenden Rohstoffe wird erkennbar, dass knapp die Hälfte der Anlagen ausschließlich oder zumindest anteilig Abfälle, organische Reststoffe und Wirtschaftsdünger verwertet.

Abbildung 2.2 zeigt den massebezogenen Substrateinsatz in Biogasaufbereitungsanlagen. Dem anteiligen Einsatz von NawaRo mit rund 86 % der Gesamteinsatzmenge steht die anteilige Nutzung von Wirtschaftsdünger, Bioabfall sowie landwirtschaftlichen und industriellen Reststoffen mit 14 % gegenüber.

Erkennbar ist die deutliche Dominanz des Maiseinsatzes in Biomethananlagen. Der anteilige Einsatz ist gegenüber dem durchschnittlichen Maiseinsatz der deutschen Biogasanlagen deutlich erhöht. Diese Dominanz bei Biomethananlagen wird sich künftig aufgrund der Begrenzung des Anteils auf 60 Masseprozent in der Vergütungsregelung des novellierten EEG (EEG 2012; §27 (5)) zugunsten von Alternativsubstraten verschieben. Auffällig ist auch der mit nur 6 % geringe Anteil von Wirtschaftsdüngern (Exkremente) am Gesamtsubstrateinsatz von Biomethananlagen. Im Vergleich dazu liegt der Einsatz von Wirtschaftsdüngern im Anlagendurchschnitt aller Biogasanlagen bei fast 43 % [2-5] und ist damit um den Faktor 7 höher. Dies dürfte insbesondere an den güllebasierten, kleineren Biogasanlagen liegen, die vor allem der Stromerzeugung dienen.

Der NawaRo-Anbau für den Einsatz in Biomethananlagen ist auf betriebseigenen Flächen oftmals nur unzureichend realisierbar, da große Mengen notwendig werden und teilweise, aufgrund der Betreiberstrukturen, keine oder vergleichsweise nur geringe eigene Flächen verfügbar sind. Nur 3 % der befragten Biomethananlagenbetreiber (n = 37) leisten den Anbau vollständig auf eigenen Flächen (vgl. Abb. 2.3 links). Alle anderen Anlagen kaufen ganz (38 %) oder teilweise (11 %) von Dritten zu (wobei etwa 40 % der Befragten keine Angaben zur Art der Substratbeschaffung machten) [2-6].

Dabei hat der Zukauf von Dritten durch eine Reduzierung der betriebseigenen Substratlagerfläche Vorteile gegenüber der bevorratenden Lagerung auf der Biomethananlage. Substrate können just-in-time angeliefert und zügig in die Biogasanlage eingebracht werden. Dies reduziert die Notwendigkeit großer Substratlager vor Ort und verlagert Silierung und Transportabwicklung auf externe Zulieferer. Dennoch erfolgt die Lagerung derzeit größtenteils vor Ort (vgl. Abb. 2.3 rechts). Insgesamt 35 % der Befragten geben an, ihr Substrat anlagenextern (dezentral) zu lagern oder ein Mischprinzip zu verfolgen, wonach die Lagerung dezentral und am Anlagenstandort stattfindet.

Die durchschnittlichen Entfernungen für den Transport der angebauten und verwendeten NawaRo vom Feld zur Anlage betragen bei 17 von 24 befragten Anlagenbetreibern im Mittel 8 km [2-6]. Hier variieren die Angaben zwischen 3 und 15 km. Die maximale Entfernung zur Anlieferung von NawaRo beläuft sich im Mittel auf 26 km (22 Antworten von 24 Befragten), wobei im Extremfall bis zu 90 km gefahren wird, was jedoch die absolute Ausnahme darstellt. Reststoffe und Wirtschaftsdünger fallen zu meist am Standort der Rohgasproduktion bzw. in unmittelbarer Nähe an. Reststoffe mit besonderer Transportwürdigkeit (z. B. Fette) werden im Einzelfall aus bis zu 200 km Entfernung angeliefert.

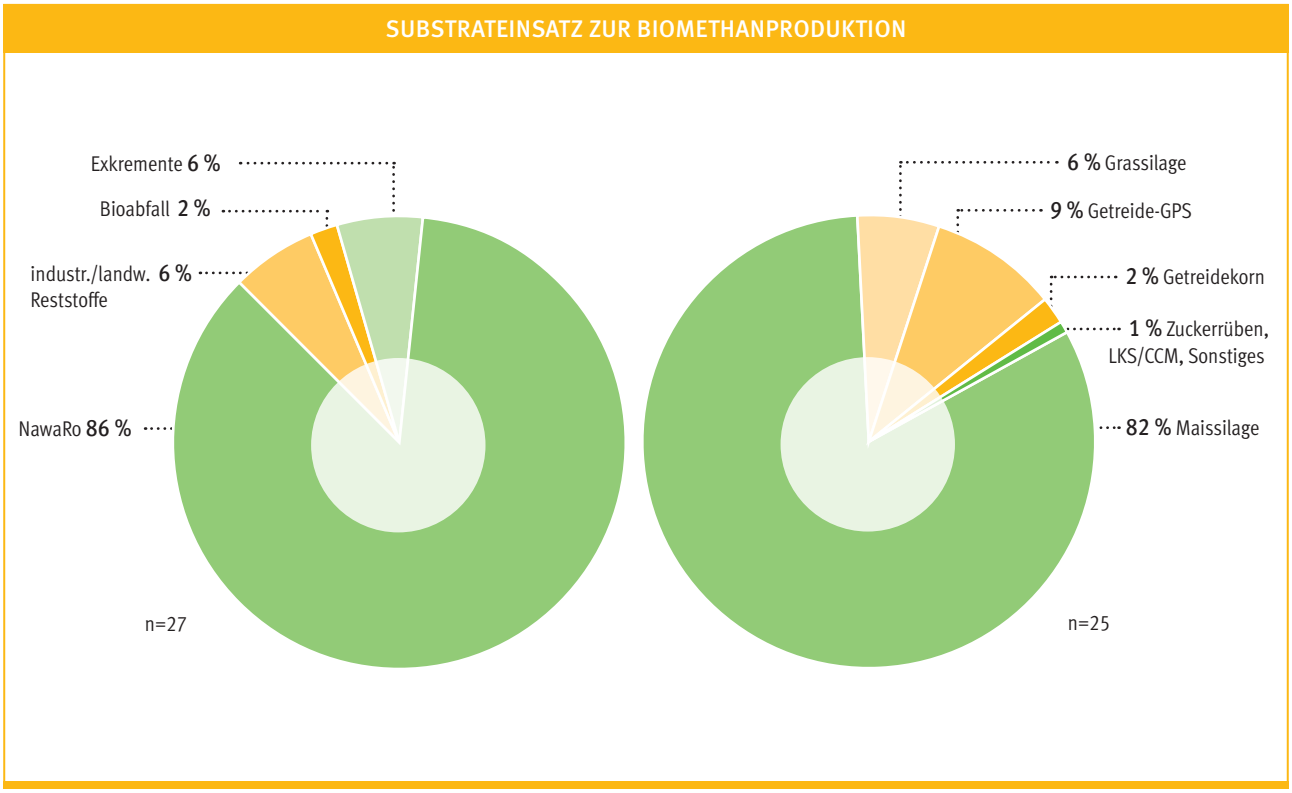


Abb. 2.2: Massebezogener Substrateinsatz (links) und anteiliger Substrateinsatz innerhalb der NawaRo-Fraktion in Biogasaufbereitungsanlagen (rechts); unter „Sonstiges" werden Sonnenblumen und Zwischenfrüchte (nicht spezifiziert) zusammengefasst [2-6]

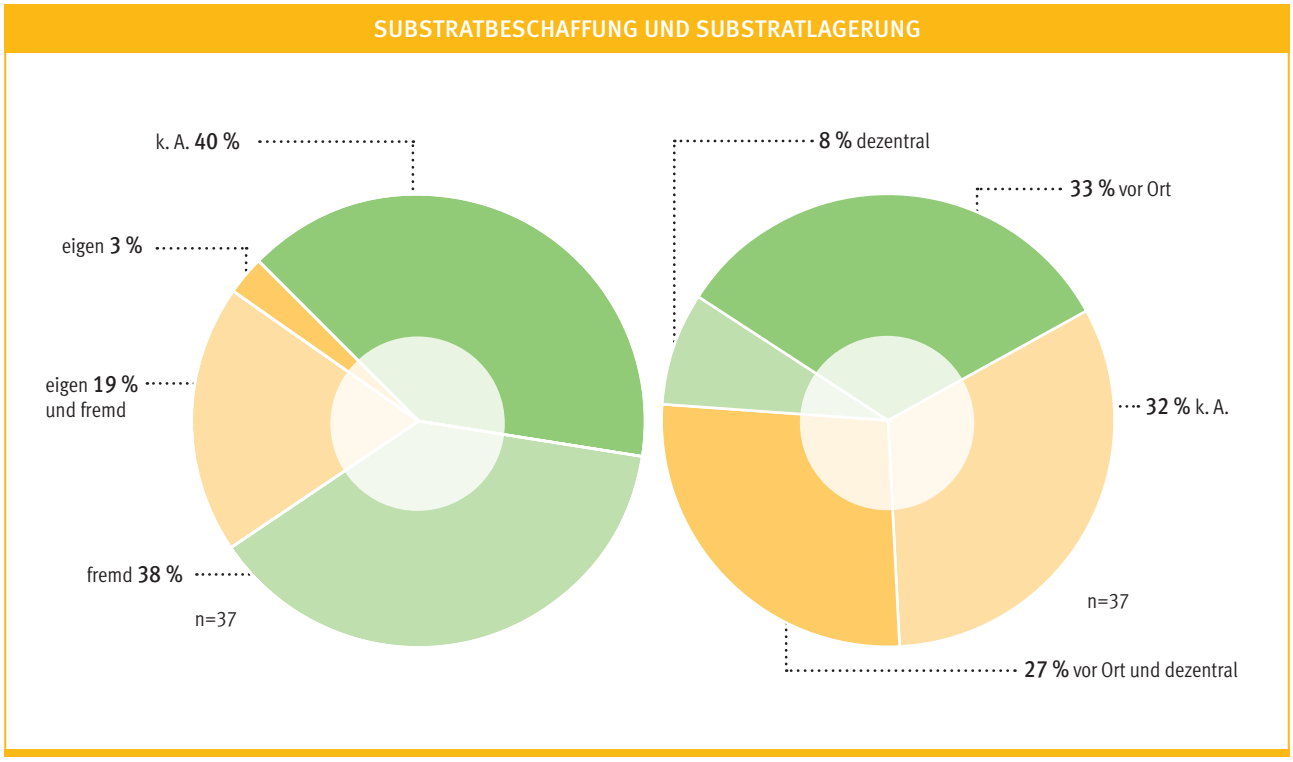


Abb. 2.3: Substratbeschaffung (links) und Substratlagerung (rechts) lt. Betreiberbefragung unter Biogasaufbereitungsanlagen bezüglich der Substratlogistik [2-6]

2.1.2 Gärrückstände

Innerhalb des Marktmonitorings [2-6] gaben 32 % der in die Auswertung eingeflossenen Anlagen (n = 37) an, eine mechanische Separation zur Fest-Flüssig-Trennung der Gärrückstände durchzuführen. Eine weitere Anlage (entspricht 3 %; vgl. Abb. 2.4) schließt eine nachfolgende Behandlung per Gärrückstandstrocknung an. Gründe für die vornehmlich angewendete mechanische Separation sind in der Bereitstellung von teils erheblichen Rezirkulatmengen für den Gärprozess an sich, sowie in der Verminderung der Transportaufwendungen bei der Nutzung als Düngemittel auf anlagenfernen, landwirtschaftlichen Flächen zu sehen. Zum Teil wird hier der Ansatz der Nutzung gleicher Fahrzeuge verfolgt, um durch den Transport der separierten Festphase der Gärrückstände, Substratanlieferung und Gärrückstandsabholung zu verbinden und somit Leerfahrten zu vermeiden.

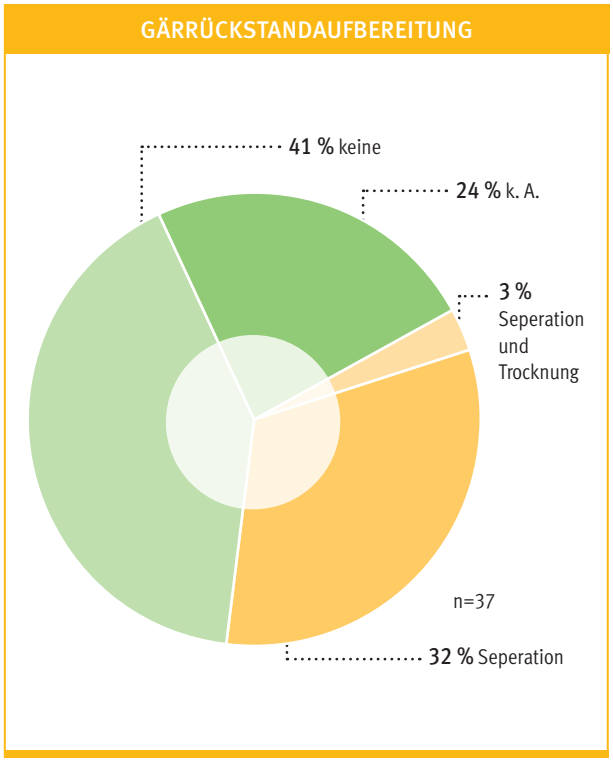


Abb. 2.4: Art und Anzahl der Gärrückstandaufbereitung bei Biomethananlagen; n=24 [2-6]

2.1.3 Wärmeversorgung

Für die Beheizung der Gärstrecke und zur Regenerierung der Waschlösungen chemischer und organischer Absorptionsverfahren während der Biogasaufbereitung wird Wärme benötigt. Je nach Verfahren und/oder Betriebsweise findet der Gärprozess in der Regel bei Temperaturen von 37–55 °C und bei absorptiven Biogasaufbereitungsverfahren die Desorption bei Temperaturen bis 140 °C statt (vgl. auch Kapitel 2.4.3).

Speziell für die Fermenterbeheizung zeigt Abbildung 2.5 primär und sekundär genutzte Wärmequellen, resultierend aus den Ergebnissen eines Marktmonitorings [2-6]. In den meisten Fällen wird eine redundante Wärmeversorgung vorgesehen, um eine möglichst hohe Anlagenverfügbarkeit sicherzustellen.

Hierbei kommen sowohl biogasbetriebene BHKW, als auch Heizkessel auf Holz-, Erdgas- und Biogasbasis sowie Prozesswärme aus der Aufbereitung, Verdichtung und Schwachgasnachbehandlung der Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlage zur Anwendung. Anzumerken ist, dass gerade für die Sekundärwärmequelle 31 der 37 ausgewerteten Anlagen im Marktmonitoring keine Angaben gemacht haben. Eine Aussage, ob in diesen Fällen eine Zweitwärmequelle existiert, kann somit nicht getroffen werden.

Das Biomethan wird zumeist in EEG-Anlagen verwendet. Das EEG definiert zahlreiche Anforderungen an Biomethananlagen. Beispielsweise wird die Gewährung des Biogasaufbereitungsbonus (im EEG 2009 noch Technologie-Bonus) an die ausschließliche Verwendung regenerativer Wärme ohne den Einsatz fossiler Energie für die Biogasaufbereitung geknüpft (vgl. EEG 2009 Anlage 1 bzw. EEG 2012 Anlage 1). Die in Abbildung 2.5 dargestellten Anlagen mit der Nutzung von Erdgas wurden bereits vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen, sodass diese noch nicht unter die Regelungen der EEG 2009 und 2012 fallen.

Bisher wurden bei vielen Biomethananlagen Aminwäschen mit einem hohen Prozesswärmebedarf eingesetzt, weshalb häufig biogasbefeuerte BHKW (13 von 37 Nennungen) für die Primärwärmeversorgung der Gärstrecke und für die Aufbereitungstechnik dienten. Die Motorabwärme des BHKW wird zur Beheizung der Fermenter und die Abgasabwärme zur Wärmeversorgung der Waschmittelregeneration im Aufbereitungsprozess genutzt. Mit dem EEG 2012 wurde als Voraussetzung für die Gewährung der EEG-Vergütung für Strom aus Biogas eine Mindestwärmenutzungspflicht eingeführt. Mindestens 60 % des im Kalenderjahr erzeugten Stroms aus Biogas müssen in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt werden. Nach Anlage 2 EEG 2012 wird eine Abwärmenutzung speziell in Biogasaufbereitungsanlagen nicht für die Nutzungspflichterfüllung anerkannt. Biogas-BHKW, die ihren Strom nach §§ 33 EEG 2012 direkt vermarkten, sind jedoch von der Wärmenutzungspflicht befreit. Als Sekundärwärmequelle kommen BHKW nur selten zum Einsatz (1 von 37).

Bei 8 der 37 ausgewerteten Biomethananlagen erfolgt die Fermenterbeheizung primär über Systeme zur ausschließlichen Wärmebereitstellung. Hier sind Brenner und Heizkessel im Einsatz, die durch die Nutzung von Biogas oder holzartigen Brennstoffen regenerative Wärme bereitstellen.

Eine weitere primäre Wärmequelle stellt die Nutzung der anfallenden Abwärme der Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlage dar. Hier werden Wärmemengen genutzt, die sich aus der Schwachgasnachbehandlung methanhaltiger Abgase, aus der Waschmittelregeneration (z. B. Aminwäsche) bzw. aus der Verdichtung des Rohgases in druckbasierten Aufbereitungsverfahren ergeben. Je nach Verfahren (z. B. Art der Biogasaufbereitung, Temperaturniveau der Vergärung) und den Vor-Ort-Bedingungen (z. B. Arbeits- und Einspeisedrücke), können diese Wärmemengen einen Großteil des Wärmebedarfes zur Fermenterbeheizung decken oder als Sekundärwärmequelle einen ergänzenden Beitrag leisten.

WÄRMEQUELLEN ZUR FERMENTERBEHEIZUNG

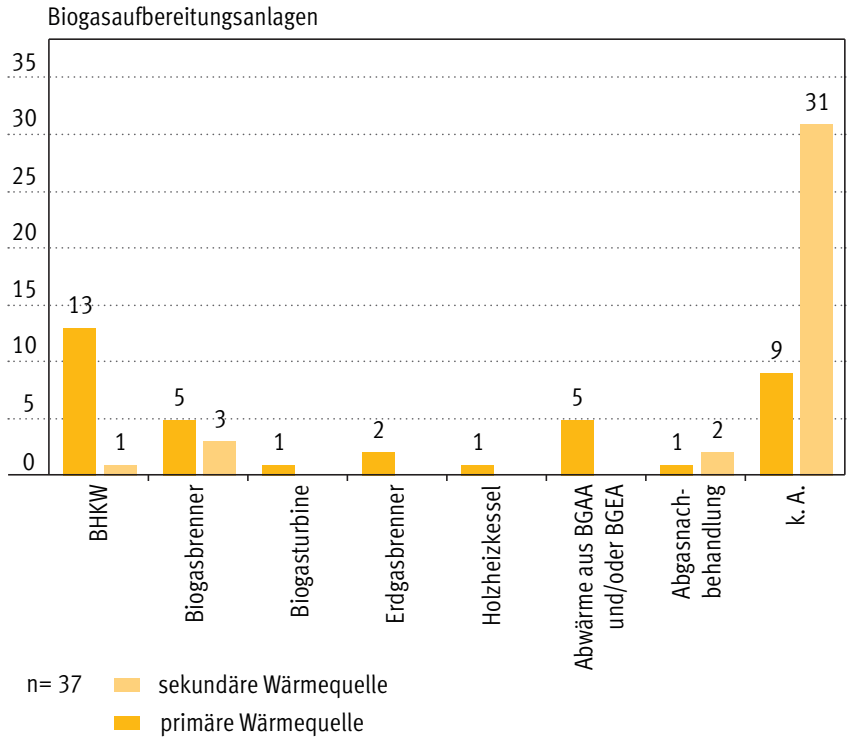


Abb. 2.5: Primäre und sekundäre Wärmequellen zur Fermenterbeheizung von Biomethananlagen [2-6]

2.1.4 Zusammensetzung von Rohbiogas

Biogas aus landwirtschaftlichen Vergärungsanlagen besteht im Wesentlichen aus Methan und Kohlendioxid und ist vollständig wasserdampfgesättigt. Abhängig von der technischen Ausführung des Fermenters (z. B. interne biologische Entschwefelung) können auch Stickstoff und Sauerstoff in nennenswerten Anteilen im Biogas enthalten sein. Biogas enthält zudem Schwefelwasserstoff (H_2S), Wasserstoff (H_2), bei Verwendung von tierischen Exkrementen in geringen Spuren auch Ammoniak (NH_3) sowie bei Bioabfällen höhere Kohlenwasserstoffe. Der anaerobe Abbau der Organik unterliegt zahlreichen Einflussfaktoren. Sowohl die Gasausbeute als auch die Gaszusammensetzung schwankt über die Zeit. In den folgenden Abbildungen 2.6 und 2.7 sind die Ganglinien für zwei Beispielanlagen über einen Zeitraum von 60 Tagen dargestellt. Im Beispiel schwankt der Methangehalt zwischen etwa 47 und 53 % bei Verwendung von Mais-Zuckerrüben-Substraten sowie zwischen ca. 52 und 55 % bei Maismonosubstrat. Schwankungen in der Gasqualität und -ausbeute können mit einer möglichst gleichmäßigen Fütterung, guter Durchmischung des Gärsubstrates und optimalen Milieubedingungen (geringe Temperaturänderungen, optimal eingestellte pH-Werte, ausgeglichene Nährstoffversorgung etc.) reduziert werden. In der Praxis verfügen Gärstrecken für den Ausgleich schwankender Gasmengen und -zusammensetzungen häufig über einen ausreichend dimensionierten Gaspufferspeicher.

Biogas kann mit Schwefelwasserstoff belastet sein, wobei die Mengen abhängig von den Eingangssubstraten sehr stark schwanken können, vgl. Tabelle 2.1. So führen eiweißreiche Substrate zu erhöhten Schwefelwasserstoffkonzentrationen. Die Schwankungsbreiten für H_2S liegen bei NawaRo-Biogasanlagen im Allgemeinen im Bereich zwischen 100 bis 1.500 ppmv, bei Einsatz von Co-Fermenten auch höher. Gülleanlagen weisen oft H_2S-Gehalte zwischen 1.000 und 5.000 ppmv auf und können in Einzelfällen zeitweise 10.000 ppmv erreichen. In Abbildung 2.7 ist die H_2S-Belastung zweier Biogasanlagen mit unterschiedlicher Substratzusammensetzung dargestellt.

Bei Verwendung von Bioabfällen oder Klärschlämmen können im Biogas auch vermehrt weitere Minorkomponenten wie höhere Kohlenwasserstoffe (z. B. Toluol, Benzol oder Xylol, auch als BTX subsummiert) oder Siliziumorganika (Siloxane) nachgewiesen werden. In einem 2012 im Auftrag des BMUB veröffentlichten Bericht wurden drei Abfallvergärungsanlagen hinsichtlich Optimierungspotenzial und Biogaszusammensetzung untersucht [2-8]. So konnte anhand von Messungen festgestellt werden, dass bei höheren Verweilzeiten eine Tendenz zu erhöhten Mengen an Spurengasen vorhanden ist. Für die untersuchten Anlagen wurden folgende Spurengase mit entsprechenden Bandbreiten festgestellt:

- Siliziumorganische Verbindungen mit Spitzen bis zu 16 mg/$m^3_{i.N.}$,
- Terpene mit teils sehr hohen Spitzenwerten von vor allem Limonen und p-Cymol bis zu 700 bzw. 750 mg/$m^3_{i.N.}$,

METHANGANGLINIE ZWEIER BIOGASANLAGEN

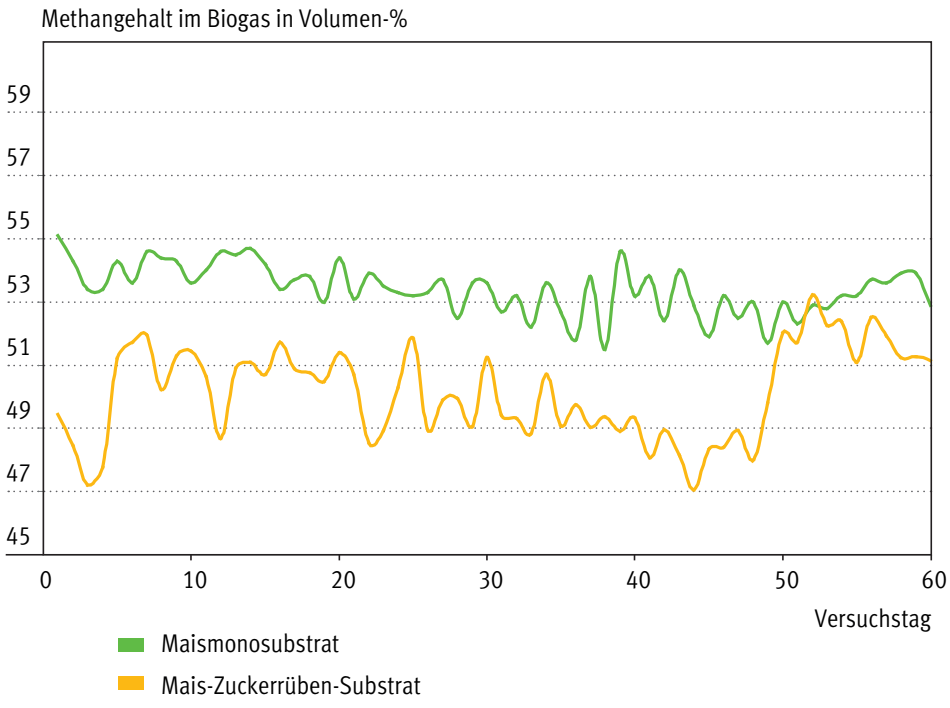


Abb. 2.6: Methanganglinie zweier Biogasanlagen [2-7]

SCHWEFELWASSERSTOFFGANGLINIE ZWEIER BIOGASANLAGEN

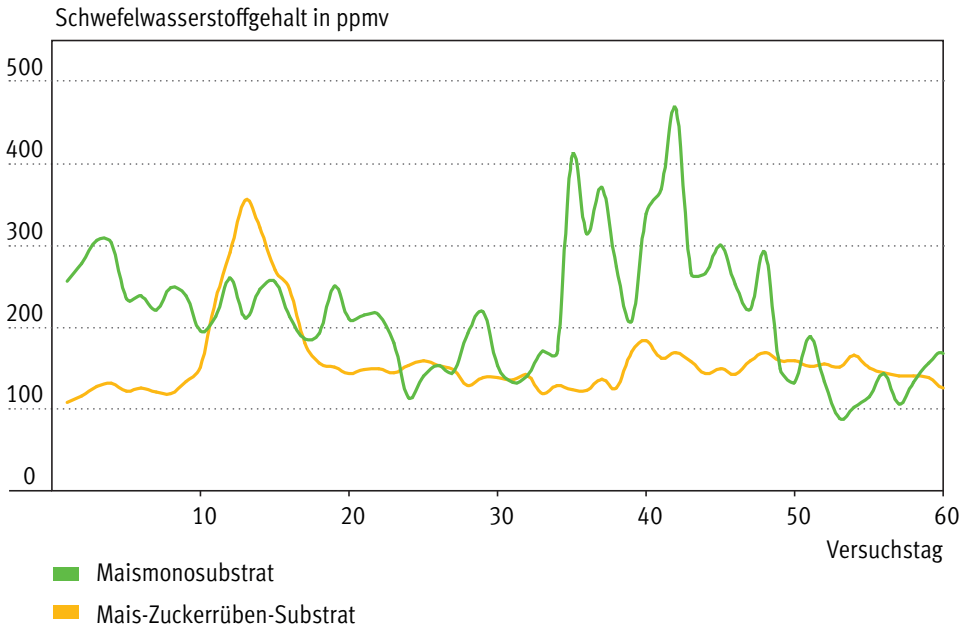


Abb. 2.7: Schwefelwasserstoffganglinie zweier Biogasanlagen [2-7]

- bei den Aromaten war vor allem Toluol vertreten, mit Spitzen jedoch nicht höher als 10 mg/m³$_{i.N.}$,
- die Furan-Konzentration war mit bis zu 16 mg/m³$_{i.N.}$ ebenfalls vergleichsweise gering,
- Ketone und Alkohole lagen zumeist im Bereich ‹ 150 mg/m³$_{i.N.}$,
- Alkane wiesen eine ebenfalls mit bis zu 10 mg/m³$_{i.N.}$ geringe Konzentration auf,
- Ester wurde in i. d. R. in Konzentrationen von bis zu 3 mg/m³$_{i.N.}$ gemessen und
- die organischen Schwefelverbindungen werden mit ‹ 10 mg/m³$_{i.N.}$ angegeben, wobei vereinzelt Spitzen bis 120 mg/m³$_{i.N.}$ dargestellt sind.

Nähere Details zur Zusammensetzung sind dem entsprechenden Bericht zu entnehmen [2-8].

Ausgehend von eigenen Analysen und Literaturangaben wird für die Beschreibung und Auslegung der Biogasaufbereitungsverfahren sowie für die Entwicklung von Modellanlagen kann zur Biogasaufbereitung von folgender Biogaszusammensetzung ausgegangen werden (Tab. 2.1).

Aufgrund der sehr geringen Belastung von Biogasanlagen mit BTX (Benzol, Toluol, Xylol), Siloxanen, Ammoniak und organischen Schwefelverbindungen können diese im Allgemeinen bei der Auslegung der Gasreinigungsverfahren vernachlässigt werden, zumal sie sich häufig auch durch die Entschwefelungs-

TAB. 2.1: SCHWANKUNGSBREITEN DER GASZUSAMMENSETZUNG VON BIOGAS AUS NAWARO- UND BIOGENEN RESTSTOFFANLAGEN [2-9], [2-10], [2-11] UND [2-8]

	Einheit	Biogas aus biogenen Reststoffen	Biogas aus NawaRo
Methan	Vol. %	60–70	50–55
Kohlendioxid	Vol. %	30–40	45–50
Sauerstoff	Vol. %	0–1	0–1
Schwefelwasserstoff	ppmv	100–5.000	100–1.500
Ammoniak	mg/m³$_{i.N.}$	‹ 10	‹ 2
höhere Kohlenwasserstoffe	mg/m³$_{i.N.}$	‹ 1.250	Spuren
Siliziumverbindungen	mg/m³$_{i.N.}$	‹ 30	‹ 30
Wasserdampf	% r. F.	100	100

sowie CO_2-Abtrennverfahren mit entfernen lassen, vgl. Kapitel 2.4 sowie Kapitel 2.5. Dies trifft allerdings nur bedingt auf die organischen Schwefelverbindungen z.B. Methanthiol zu, die schlechtere Adsorptionseigenschaften aufweisen. Diese sind nur mit erhöhtem Aufwand abzutrennen [2-12].

2.2 Entschwefelung

Bevor Biogas resp. Biomethan zur Einspeisung ins Erdgasnetz oder direkt als Kraftstoff zum Einsatz kommt, muss es weitestgehend schwefelfrei sein. Auf entsprechende Grenzwerte wird im Kapitel 3.2 näher eingegangen. Eine möglichst geringe Schwefelkonzentration zu erzielen ist jedoch nicht nur aus Sicht der Biogaseinspeisung von Vorteil. Schwefelwasserstoff liegt im Fermenter als schweflige Säure vor und führt zur Korrosion an Anlagen bzw. Anlagenkomponenten.

Zur Entschwefelung von Biogasen können unterschiedliche Verfahren angewendet werden, die nachfolgend näher beschrieben sind. Maßgeblich bei der Auswahl der hier vorgestellten Entschwefelungsverfahren ist zum einen die Eignung für den konkreten Anwendungsfall einer Biogasaufbereitung und zum anderen die Darstellung des derzeit aktuellen technischen Entwicklungsstandes im Bereich der Biogasnutzung. Die nachfolgende Übersicht erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Grundsätzlich können nach Verfahrensprinzip – biologische bzw. absorptive, chemische und adsorptive oder auch sorptionskatalytische Verfahren – und nach Anwendungsfall – Grob- oder Feinentschwefelung – unterschieden werden.

Biologische Verfahren basieren auf dem Prinzip Schwefelwasserstoff verzehrender (oxidierender) Mikroorganismen und werden ausschließlich zur Grobentschwefelung von Biogasen genutzt. Bei Biogasverwertung in BHKW sind die damit erreichbaren Reinheits- bzw. Abscheidegrade in der Regel ausreichend. Das Verfahren der biologischen Entschwefelung kann sowohl in den Fermenter integriert als auch nachgeschaltet ausgeführt werden. Grundsätzlich wird bei diesen Verfahren zuerst die Schwefelwasserstofffraktion aus dem Biogas gelöst, mikrobiell in elementaren Schwefel überführt und dann oxidiert und aus dem Prozess ausgeschleust. In Kapitel 2.2.1 werden die üblichen Verfahren der biologischen Entschwefelung kurz erläutert und es wird auf wesentliche Aspekte näher eingegangen. Biofilter werden hier nicht näher betrachtet, da sie in diesem Zusammenhang keine Marktrelevanz besitzen.

Chemische Verfahren, wie die Sulfidfällung mit Eisensalzen, die Reaktion mit Eisenchelaten oder die Zugabe von Eisenoxiden, basieren auf der Zugabe von schwefelbindenden Reagenzien im Vergärungsprozess. Sie können aber auch dem Vergärungsprozess nachgelagert sein und sind dann eher als adsorptive Verfahren zu verstehen, wie z.B. die Durchströmung von Festbettadsorbern auf Basis von chemisorptiven Sorbentien. Nachfolgende Ausführungen beschränken sich auf marktgängige etablierte Entschwefelungsverfahren. Für weitergehende Informationen über alle technisch verfügbaren Entschwefelungsverfahren sei auf [2-13] verwiesen.

Unter **sorptionskatalytischen Verfahren** versteht man parallel am Adsorbens stattfindende Sorptionsvorgänge und chemische Reaktionen des Adsorbates mit dem Adsorbens. Die zu entfernenden Schadstoffe werden nicht mehr nur durch physikalische (Van der Waals) Kräfte an der Oberfläche gebunden, sondern auch chemisch. Des Weiteren katalysieren einige Stoffe (wie beispielsweise bei der Imprägnierung der Aktivkohle mit Kaliumjodid) die chemische Reaktion des abzutrennenden Adsorbates und beschleunigen damit die Reaktion.

Generell von Vorteil gegenüber der einfachen Adsorption sind bei der Sorptionskatalyse die deutlich höheren Beladungskapazitäten; wobei sich die hohen Adsorptionsenthalpien (Bindungskräfte) wiederum auf eine Regenerierung des Adsorbens nachteilig auswirken. Im Bereich der Biogasaufbereitung – aber auch bei der Aufbereitung von Klär- oder Deponiegas – werden diese Verfahren hauptsächlich zur Feinentschwefelung des Biogases angewandt. Abhängig von der Biogaszusammensetzung (Sauerstoffgehalt) bzw. der Schwefelbelastung und den zu erfüllenden Anforderungen an das Produktgas werden unterschiedliche Sorbentien verwendet. Aktivkohlen finden vorrangig Anwendung bei einer Feinreinigung von biogenen Gasen mit geringer Schwefelbelastung und höheren Reinheitsanforderungen.

2.2.1 Biologische Entschwefelung

Die biologische H_2S-Eliminierung beruht auf der Absorption von Schwefelwasserstoff in Wasser und einer anschließenden biologischen Oxidation des in Wasser gelösten Schwefelwasserstoffs durch suspendierte bzw. auch immobilisierte Thiobazillen (abhängig von der Ausführungsform des Verfahrens) mit Sauerstoff zu Schwefel.

$$2\ H_2S + O_2 \rightarrow 2\ S + 2\ H_2O$$

Gleichung 2.1

Schwefelbakterien (Thiobacillus und Sulfolobus), die in der Vergärungsmasse enthalten sind, wandeln das im Vergärungsprozess gebildete H_2S zu elementarem Schwefel und weiter zu Sulfat um:

$$2\ S + 2\ H_2O + 3\ O_2 \rightarrow 2\ H_2SO_4$$

Gleichung 2.2

Auch die direkte Oxidation von Schwefelwasserstoff zu Sulfat ist möglich:

$$H_2S + 2\ O_2 \rightarrow H_2SO_4$$

Gleichung 2.3

Abhängig von der Temperatur, der Reaktionszeit, der spezifischen Oberfläche sowie auch von Ort und Menge der zugeführten Luft können mit diesem Verfahren Entschwefelungsraten von bis zu 99 % erreicht werden [2-14]. Endreinheiten kleiner 50 ppmv im Biogas nach der biologischen Entschwefelung sind in Tropfkörperanlagen und Biowäschern erreichbar. Positiv auf diesen Prozess wirken sich Temperaturen über 20 °C aus.

Die biologische Entschwefelung kann extern (dem Fermenter nachgeordnet) als Biowäscher, als Tropfkörperanlage oder auch innerhalb des Fermenters ausgeführt werden. Biofilter können zur Abluftbehandlung eingesetzt werden.

Entschwefelung im Fermenter

Eine in den Fermenter integrierte biologische Entschwefelung wird durch das Einblasen von Luft (i. d. R. 8–12 Vol.-%. des Biogasvolumenstroms) in den Gasraum des Fermenters erreicht [2-9]. Dieses Verfahren ist technisch sehr einfach auszuführen und Stand der Technik vor allem bei kleinen Biogasanlagen. Nachteilig an diesem Verfahren ist die sehr hohe Luftzudosierung, die besonders bei schwankenden H_2S-Gehalten im Biogas nur eine teilweise und unzuverlässige Entschwefelung (vor allem bei Kofermentation [2-15]) ermöglicht bzw. bedingt durch die ungenaue Steuerung des Luftgebläses einen sehr hohen Inertgasanteil (Luft) im Biogas zur Folge haben kann [2-16]. Das H_2S-Abbauvermögen ist des Weiteren sehr stark von der im Fermenter verfügbaren Kontaktoberfläche abhängig. In der Praxis erreichen einige Biogasanlagen mit interner biologischer Entschwefelung lediglich Abbauraten von maximal 50 % des im Rohbiogas enthaltenen Schwefelwasserstoffs. Der erhebliche Inertgas- bzw. Sauerstoffeintrag beeinträchtigt auch die Biogasqualität und verschlechtert die Voraussetzungen für weitergehende Aufbereitungsprozesse, da eine Nachreinigung und Entfernung von O_2 und N_2 erforderlich sein kann. Auch eine erhöhte Korrosion durch Bildung schwefliger Säure im Fermenter und die Bildung von explosionsfähigen Gemischen sollten bei der Luftzugabe beachtet werden.

Um eine höhere Leistungsfähigkeit der biologischen Entschwefelung zu erreichen, wird der Prozess häufig – aus wirtschaftlichen Überlegungen in der Regel erst ab Anlagengrößen oberhalb von 200 kW_{el} [2-17] – in einen speziell hierfür ausgelegten externen Reaktor verlagert. Stand der Technik sind Tropfkörperreaktoren aus Kunststoff, die spezielle Füllkörper enthalten, auf denen sich H_2S oxidierende Mikroorganismen ansiedeln.

Fazit: Sofern das Biogas auf erdgasähnliche Qualität aufbereitet werden soll, sollte auf eine Luftzugabe in den Fermenter verzichtet werden.

Tropfkörperanlage

In Tropfkörperanlagen sind die Absorption von Schwefelwasserstoff und die Regenerierung des beladenen Waschmediums mit Luftsauerstoff in einem Behälter integriert. Das Rohgas tritt unten in die Tropfkörperanlage ein, durchströmt das Waschmedium, umspült die Tropfkörper und tritt am oberen Ende gereinigt wieder aus. Die für die Regenerierung der Kolonne benötigte Luft wird vor Eintritt in die Füllkörperkolonne dem Biogas zugegeben. Die für den biologischen Abbau von Schwefelwasserstoff benötigten Thiobazillen sind sowohl in der umlaufenden Nährlösung suspendiert als auch auf den im Reaktor befindlichen Tropfkörpern (in der Regel aus Kunststoff PP) immobilisiert. Die Mikroorganismen werden in regelmäßigen Abständen mit den nötigen Nährstoff- und Spurenelementen, z. B. in Form von verdünntem und gefiltertem Gärrückstand aus dem Biogasreaktor, versorgt [2-11]. Durch die Größe des Reaktors und der Tropfkörper werden sehr große Flächen und damit sehr lange Kontaktzeiten ermöglicht. Aus diesen Gründen können auch schwer lösbare Schadstoffe aus dem Gas entfernt und sehr hohe Abbauraten bis 99 % erreicht werden. Durch den Eintrag von Luft (in der Regel 2 bis 6 Vol.-%) wird die umlaufende Waschlösung permanent regeneriert [2-9]. Die Oxidationsprodukte Schwefel und Sulfat werden mit der Nährlösung ausgeschleust. Die im Kreislauf geführte Nährlösung muss somit teilweise ausgetauscht werden, da sich der abgetrennte Schwefel

Abb. 2.8: Biologische Entschwefelung mit Tropfkörper

in Form von elementarem Schwefel und Schwefelsäure kumuliert und zu einer zu starken Versauerung führt. Die Temperatur der Waschlösung sollte zwischen 28 und 32 °C liegen, damit die Mikroorganismen optimal arbeiten können. Im Winter ist deshalb bei Bedarf die im Kreis bewegte Wasch- bzw. Nährlösung zu beheizen und im Sommer z. B. mit Brunnenwasser zu kühlen. Des Weiteren sollte die Kolonne idealer Weise entweder isoliert ausgeführt oder eingehaust werden.

Mit diesem Verfahren können bei entsprechender Anlagenauslegung Entschwefelungsraten von bis zu 99 % erreicht werden [2-14]. Im Reingas sind abhängig von der Schwefelbelastung des Rohbiogases Restkonzentrationen von weniger als 50 ppmv erzielbar [2-18]. Die Luftzudosierung ist bei dieser Ausführung gut steuerbar, wodurch sich der Inertgaseintrag auf ca. 1,5–2 Vol.-% begrenzen lässt.

Eine biologische Entschwefelung (intern oder als Tropfkörperanlage ausgeführt) ist aufgrund des Lufteintrags von bis zu 6 % in den Biogasstrom, bei einer Biogasaufbereitung auf Erdgasqualität und Einspeisung ins Erdgasnetz, aufgrund der hohen resultierenden O_2-Konzentrationen, nicht unproblematisch. Oftmals werden daher andere Entschwefelungsverfahren gewählt, die ohne eine Luftzudosierung zum Biogasstrom auskommen.

Biowäscher

Biowäscher bestehen im Wesentlichen aus zwei separaten Kolonnen. In der ersten Kolonne durchströmt das Biogas im Gegenstrom eine Füllkörperkolonne, in der das zu entfernende H_2S absorbiert wird. Als Absorptionsmedium dient in der Regel eine verdünnte zwanzigprozentige Natronlauge. Vorteil der verdünnten Natronlauge ist, dass sich durch die im Vergleich zu Wasser höhere Basizität (pH-Milieu um 8–9) die Löslichkeit von H_2S in der Waschlösung deutlich verbessert und in der Folge hohe Beladungen bzw. hohe Abscheideraten erreicht werden können.

Da die Natronlauge mit der Zeit verbraucht wird, muss diese kontinuierlich in einem zweiten Bioreaktor regeneriert werden. Im Bioreaktor wird die verbrauchte bzw. mit H_2S beladene Waschflüssigkeit mit Luftsauerstoff und unter Zuhilfenahme von

Mikroorganismen (Thiobazillen) regeneriert, wobei teilweise – bedingt durch eine simultane Salzbildung – das Waschmedium ausgeschleust und erneuert werden muss. Bei der Regenerierung der Waschlösung wird wieder NaOH freigesetzt und zum Wäscher zurückgeführt.

Die für den mikrobiellen Abbau benötigten Mikroorganismen sind in der Waschlösung suspendiert. Aufgrund der Sulfatbildung muss ein kleiner Teil der Waschlösung ausgeschleust und neutralisiert werden, um eine Versauerung des Biogaswäschers zu vermeiden. Die Entsorgung des mit Natriumsalzen und Schwefelpartikeln beladenen Abwassers ist unproblematisch. Des Weiteren ist auch die Luftzudosierung genau zu steuern, um die unerwünschte Nebenreaktion der Sulfatbildung weitgehend zu unterdrücken. Schließlich muss in den Bioreaktor auch stetig eine Nährlösung zugegeben werden, um für die Mikroorganismen optimale Lebens- und Wachstumsbedingungen aufrecht zu halten. Der im Bioreaktor gebildete elementare Schwefel sedimentiert im Bioreaktor und wird abgezogen. Nach Zentrifugierung des Schwefelschlamms kann dieser entsorgt, weiterverarbeitet oder veräußert werden.

Vorteilhaft an diesem Verfahren ist, dass keine Luft in den Biogasstrom eingebracht wird und durch die Oxidation des absorbierten Schwefelwasserstoffs in einer separaten Kolonne eine Verblockung des Wäschers – wie in konventionellen biologischen Entschwefelungsverfahren (Tropfkörperanlagen) bei zu geringer Luftzugabe möglich – ausgeschlossen werden kann. Des Weiteren ist das Verfahren sehr gut geeignet, um auch sehr hohe Schwefelfrachten bis über 30.000 mg/m³ aus dem Gas zu entfernen. Endreinheiten von 250 ppmv und weniger, abhängig von der Schwefelwasserstoffbeladung des eingangsseitigen Biogases, können in der Regel erreicht werden. Bei geringer bis normaler H_2S-Belastung des Biogases, wie in dieser Studie mit 2.000 ppmv betrachtet, können H_2S-Konzentrationen am Ausgang des Bio-Wäschers von weniger als 50–100 ppmv angenommen werden. Nachteilig sind allerdings der höhere apparative Aufwand im Vergleich zu einer Tropfkörperanlage und der Umstand, dass nur gut lösliche Schadstoffe abgebaut werden können. Biowäscher werden überwiegend in der Abwasserreinigung eingesetzt, sind aber auch bereits im Bereich der Biogasaufbereitung eingesetzt worden. Das Bio-Wäscherverfahren mit separater biologischer Regenerierung ist sehr gut zur Grobentschwefelung von mittleren bis großen Biogasvolumenströmen geeignet.

Bei einer weiteren Biogasaufbereitung zu Biomethan ist unter bestimmten Randbedingungen trotzdem eine weitere Schwefelabtrennung (Feinentschwefelung) unumgänglich. Dies trifft insbesondere bei einer CO_2-Abtrennung mit Druckwechseladsorption (PSA) oder der Aminwäsche zu. Eine biologische Entschwefelung kann aber einen nennenswerten Beitrag zur Wirtschaftlichkeit des gesamten Gasaufbereitungsverfahrens liefern.

2.2.2 Sulfidfällung

Bei dieser Methode werden während des Vergärungsprozesses Fe^{2+}-Ionen, entweder in Form von Eisensalzen oder als Salzlösung, direkt in den Fermenter gegeben. Geeignete Eisensalze sind Eisenchlorid ($FeCl_2$) oder Eisen-(II)-sulfat. Aus Handhabbarkeitsgründen erfolgt die Zugabe in den Fermenter in der Regel als fertig gemischte Salzlösung. Es ist allerdings auch die Zugabe in Form von Salzkristallen möglich. Oftmals erfolgt diese bereits vor dem eigentlichen Prozess zusammen mit den Substraten. Fe^{2+}-Ionen binden die vorhandenen S^{2-}-Ionen an sich, es bildet sich unlösliches Eisen(II)sulfid, das sich nach folgender Reaktionsgleichung als Salz in der Vergärungsmasse ansammelt und mit dieser ausgetragen wird:

$$Fe^{2+} + S^{2-} \rightarrow FeS$$

Gleichung 2.4

Eine Anpassung der Prozessparameter (z. B. pH-Wert- oder Temperaturanpassung) innerhalb des Fermenters ist bei diesem Verfahren nicht erforderlich.

Dieses Verfahren ist hinsichtlich der reinen Investitionshöhe sehr wirtschaftlich, da außer einem Vorlagetank/-behälter für die Salzlösung/-kristalle und einer Dosiereinrichtung keine weiteren Investitionen in Anlagen notwendig sind. Die Betriebskosten hingegen können je nach Schwefelgehalt und dem daraus resultierenden Verbrauch an Eisensalzen sehr hoch ausfallen. Weiterhin nachteilig ist die geringe Lastwechseldynamik hinsichtlich schwankender Schwefelgehalte. Vorteilhaft an diesem Verfahren ist zu werten, dass keine Luft in das Biogas eingetragen wird. Dadurch wird die Bildung von Schwefelwasserstoff weitgehend unterbunden, sie ist aber weiterhin möglich.

Mit dieser Technik werden bevorzugt hohe Schwefelgehalte in der Abwassertechnik reduziert. Durch Zugabe von 3–5 g $FeCl_2$ je 1 m³ Abwasser sind beispielsweise H_2S-Werte < 100 ppmv möglich [2-19]. Für eine Entschwefelung von Biogasen sind deutlich höhere Zudosierungen an Eisenchlorid notwendig. Nach Literaturangaben wäre für eine Entschwefelung von 2.000 ppmv auf 20 ppmv eine Zugabe 120 bis 160 g je $m^3_{i.N.}$ Rohbiogas notwendig [2-9]. Aufgrund dieser Mengen wird das Verfahren nur zur Grobentschwefelung angewandt. Typische Restkonzentrationen im Gasstrom betragen dann ca. 100–150 ppmv H_2S [2-16]. Zwar ist theoretisch mit diesem Verfahren auch eine Feinentschwefelung (< 50 ppmv H_2S) möglich, dazu müsste das Eisensalz jedoch in einer stöchiometrischen Überdosierung zugegeben werden [2-10]. Bei derartigen Mengen würde dieses Verfahren schnell unwirtschaftlich werden und es würden sich darüber hinaus auch Probleme mit der Entsorgung der Gärrückstände ergeben [2-10].

2.2.3 Entschwefelung mit anderen eisenhaltigen Reinigungsmassen

Die Entschwefelung von Biogas mit eisenhaltigen Massen erfolgt mit Eisen(III)-hydroxid ($Fe(OH)_3$) oder mit Eisen(III)-oxid (Fe_2O_3). Die Verfahrensabläufe gestalten sich jeweils ähnlich, Unterschiede bestehen z. B. in spezifischen Reaktionsbedingungen und den erzielbaren Endreinheiten. Beide Verfahren gehören zur Gruppe der adsorptiven (trockenen) Entschwefelungsprozesse.

Eisen(III)-hydroxid

$Fe(OH)_3$, auch bezeichnet als Raseneisenerz oder Luxmasse, hat sich besonders bei der Klär- und Biogasaufbereitung etabliert. In einem ersten Schritt reagiert H_2S mit Eisen(III)-hydroxid zu Eisen(III)-sulfid und H_2O entsprechend folgender Reaktionsgleichung (Beladung):

$$2\ Fe(OH)_3 + 3\ H_2S \rightarrow Fe_2S_3 + 6\ H_2O$$

Gleichung 2.5

Parallel wird das gebildete Eisen(III)-sulfid mittels Sauerstoff und Wasser aufoxidiert (Teilregeneration). Es entstehen wieder Eisen(III)-hydroxid sowie elementarer Schwefel [2-20].

$$2\ Fe_2S_3 + 3\ O_2 + 6\ H_2O \rightarrow 4\ Fe(OH)_3 + 6\ S$$

Gleichung 2.6

Der entstandene Schwefel wird von der Reinigungsmasse ($Fe(OH)_3$) adsorbiert, und lagert sich an deren Oberfläche ab, sodass sich die reaktive Oberfläche für einen weiteren Reinigungszyklus reduziert. Jeder Zyklus vermindert die Umsetzung von Schwefelwasserstoff und die Aufnahmefähigkeit für den gebildeten Schwefel für den nächsten Zyklus, sodass ab einem gewissen Zeitpunkt keine weitere H_2S-Entfernung mehr möglich ist. Das beladene Eisen(III)-hydroxid wird dann durch „frische" Reinigungsmasse ersetzt.

In der Praxis haben sich gute Reinigungsergebnisse bis zu einer Schwefelbeladung von 25 Gew.-% erzielen lassen [2-19]. Bei entsprechender Auslegung kann dieses Verfahren für H_2S Konzentrationen bis zu 6.000 ppmv angewandt werden, wobei Endkonzentrationen bis unter 20 ppmv erreicht werden können [2-11].

Die Entschwefelung mit Eisen(III)-hydroxid findet bei Umgebungstemperatur statt, sie wird in Turmentschwefelern durchgeführt. Kleinere Anlagen arbeiten mit einem Einturmentschwefler, die Zufuhr von Sauerstoff (Luft) zur Regeneration erfolgt gleichzeitig mit dem Beladungsprozess. Bei größeren Anlagen (Volumenstrom $>250\,m^3/h$) werden zwei Türme genutzt, die wechselseitig beladen und regeneriert werden [2-20]. Die Regenerierungsreaktion verläuft stark exotherm. Deshalb sollte die Temperatur während der Regenerierung überwacht werden, um eine Selbstentzündung des Raseneisenerzes zu verhindern.

2.2.4 Entschwefelung mit Aktivkohle

Die Abscheidung von Schwefelwasserstoff mit imprägnierter und dotierter Aktivkohle erfolgt durch eine katalytische Oxidation des an der Aktivkohleoberfläche adsorbierten Schwefelwasserstoffs. Die Imprägnierung bzw. Dotierung der Aktivkohle mit chemischen Substanzen wirkt dabei als Katalysator und bewirkt eine Erhöhung der Reaktionsgeschwindigkeit und der möglichen Beladungskapazitäten durch Chemisorption, (d. h. der chemischen Bindung des Schwefels an der Adsorberoberfläche). Für die Reaktion wird Sauerstoff benötigt. Unter Umständen kann es daher notwendig sein in geringen Mengen Luft zuzuführen, wenn der im Gas enthaltene Sauerstoff für eine vollständige Umsetzung bzw. Bindung des Schwefels nicht ausreicht. Abgesehen von der katalytischen Wirkung, hängt die Beladungskapazität auch von der Porengröße und -anzahl sowie der inneren Oberfläche ab. Zur H_2S-Entfernung können unterschiedliche Imprägnier- und Dotiermittel angewendet werden. Wirtschaftlich darstellbar sind Entschweflungen mit Aktivkohle bis zu einer Beladung von 500 ppmv, wobei Reinheitsgrade bis unter 1 ppmv erreicht werden [2-11], [2-21]. Die Verfahren eignen sich daher besonders gut für die Feinentschwefelung.

Die Regeneration der beladenen Aktivkohle ist zwar technisch möglich, aber mit einem hohen Energieaufwand verbunden. Aus wirtschaftlichen Gründen wird die Aktivkohle daher nach der Beladung ausgewechselt und anschließend thermisch entsorgt oder deponiert. Dies geschieht auch weil eine Regeneration der beladenen Aktivkohle bis zur ursprünglichen Aktivität nicht möglich ist und damit immer ein Verlust an Effektivität verbunden wäre.

Mit Kaliumjodid (KI) imprägnierte Aktivkohlen

Kaliumjodid (KI) (mit einem Anteil von 1–5 Gew.-% der Aktivkohle [2-22]), kommt als Imprägnierung nur zur Anwendung wenn zur Reaktion ausreichend Sauerstoff und Wasser[1] vorhanden sind. Nachdem sich H_2S und O_2 zunächst in einem auf der Aktivkohlen-Oberfläche gebildeten Wasserfilm gelöst haben, reagiert O_2 bereits bei niedrigen Temperaturen (50–70 °C) mit H_2S unter Bildung von elementarem Schwefel und Wasser entsprechend der Brutto-Reaktionsgleichung [2-9].

$$2\ H_2S + O_2 \rightarrow \tfrac{1}{4}\ S_8 + H_2O$$

Gleichung 2.7

KI wirkt als Katalysator beschleunigend auf diese Reaktion. Des Weiteren wird durch die Anwesenheit von KI auch die mögliche aber unerwünschte Bildung von Schwefelsäure (Nebenreaktion) vermindert, da das Oxidationspotenzial von I_2 bzw. [$I_2 \cdot$ KI] dafür nicht ausreicht. Der entstandene Schwefel wird an der inneren Oberfläche der Aktivkohle adsorbiert und das Wasser von der Katalysatoroberfläche desorbiert, dabei sind Reingaskonzentrationen von $<5\,mg\,H_2S/m^3$ im Regelfall erreichbar. In Abwesenheit von Sauerstoff kann die Oxidation des H_2S auch durch mit KI_3 imprägnierter Kohle erfolgen, wobei hier jedoch nur im stöchiometrischen Verhältnis Schwefel gebunden wird [2-16]. Um eine ausreichende Umsetzung des H_2S zu garantieren, wird im Allgemeinen ein zweifacher stöchiometrischer Sauerstoffüberschuss empfohlen, wobei einige Hersteller auch einen mehr als 4-fachen Sauerstoffüberschuss angeben [2-11].

Die beladene Aktivkohle wird i. d. R. ausgetauscht und deponiert. Eine Heißgas- oder Heißdampf-Regeneration (Temperaturen über 450 °C) ist jedoch möglich. Trotz Aktivkohleregenerierung verbleibt stets eine Restbeladung auf der Aktivkohle, die nur mit einem enormen Mehraufwand (Heißdampf-Regeneration bei 800 bis 850 °C) entfernbar ist [2-23].

Vorteile der Reinigung mit Kaliumjodid-imprägnierter Aktivkohle sind hohe Beladungskapazitäten, hohe erzielbare Endreinheiten und niedrige Betriebstemperaturen. Nachteilig ist, dass sowohl Luftsauerstoff als auch Wasser für die Schwefelwasserstoffentfernung benötigt werden und kaliumjodiertes Sorbens daher für eine Entschwefelung luftfreier Biogase nur bedingt verwendet werden kann. Aufgrund der hohen Betriebskosten – imprägnierte Aktivkohlen sind deutlich teurer als konventionelle Aktivkohlen – sollte dieses Verfahren nur zur Feinentschwefelung angewandt werden.

[1] *Eine relative Feuchtigkeit von mind. 30 % bis max. 80 % wird empfohlen [2-11]. Höhere Werte können dazu führen, dass Adsorptionsplätze der Aktivkohle durch Wasser besetzt werden.*

Abb. 2.9: Feinentschwefelung mit Aktivkohle

Dotierte Aktivkohle

Die Entschwefelung mit dotierter Aktivkohle ist im Vergleich zu imprägnierter Aktivkohle ein vergleichsweise neues Verfahren, beide arbeiten aber nach dem gleichen Prinzip. Der wesentliche Unterschied liegt in der, im Vergleich zu imprägnierten Aktivkohlen, höheren Beladungskapazität und Aktivität. Bei imprägnierten Aktivkohlen wird die reaktive Schicht über eine gasförmige oder flüssige Phase auf der inneren Porenoberfläche aufgebracht, wohingegen bei der Herstellung von dotierten Aktivkohlen die katalytisch aktive Substanz hochdispers dem Kohlenstoffträger untergemischt, mit Bindemitteln zu Pellets gepresst und danach thermisch aktiviert wird. Die thermische Aktivierung führt im Ergebnis zu einer Porenerweiterung, sprich zur Vergrößerung der inneren Oberfläche. Diese Oberflächenveränderung trägt letztendlich zur Effizienzsteigerung gegenüber der imprägnierten Aktivkohle bei. Dadurch wird eine Beladungskapazität von 80 Gew.% Schwefel erreicht [2-24], [2-21].

2.2.5 Zusammenfassung

Von einer biologischen Entschwefelung mit Luft im Fermenter wird im Zusammenhang mit einer geplanten Aufbereitung des Biogases abgeraten, da durch diese Verfahren Sauerstoff und Stickstoff in das System gebracht werden und beide im Nachgang schwer oder nicht entfernbar sind. Auch findet in der Praxis eine Entschwefelung mittels Eisenchelat kaum Anwendung.

Des Weiteren ist bei der Auswahl des Entschwefelungsverfahrens darauf zu achten, dass einige Aufbereitungsverfahren wie beispielsweise die Druckwasserwäsche oder die Wäsche mit organischen Lösemitteln bereits zur (Teil-)Entfernung von Schwefel bzw. Schwefelverbindungen geeignet sind. In einem solchen Fall kann unter Umständen auf eine Feinentschwefelung verzichtet werden, wenn die Schwefelkonzentration in der Grobentschwefelungsphase bereits hinreichend reduziert wird. Näheres dazu ist im Kapitel 2.4 zu finden. Auch sollte darauf geachtet werden, vor Aminwäschen und Druckwechseladsorption zwingend eine Feinentschwefelung zu installieren, da ansonsten die Aminlösung respektive das Molekularsieb unnötig mit Schwefel beladen werden und somit ihre Leistungsfähigkeit einbüßen.

2.3 Trocknung

Eine Trocknung des mit Wasserdampf gesättigten Biogases ist zur Weiteraufbereitung zwingend notwendig. Einerseits um Korrosion (möglich durch Wirkung der Gaskomponenten CO_2, H_2S und O_2 in feuchter Umgebung) zu verhindern und andererseits um anschließende Gasreinigungsprozesse in ihrer Wirkung nicht negativ zu beeinflussen.

Anforderungen an das einzuspeisende Gas werden hauptsächlich durch die technischen Regeln G 260 sowie G 262 der DVGW festgelegt, wobei für Kohlenwasserstoffe der Kondensationspunkt[2] und für Wasser der Taupunkt entscheidend ist. Als maximal zulässige Wassergehalte werden im DVGW-Arbeitsblatt G 262 (Stand 2011) bei Arbeitsdrücken bis 10 bar 200 mg/m³ und bei höheren Betriebsdrücken höchstens 50 mg/m³ angegeben [2-25].

Als Trocknungsverfahren für Biogas sind Adsorptionsverfahren mithilfe von Kieselgel, Aluminiumoxiden oder Molekularsieben, die Kondensationstrocknung sowie grundsätzlich auch die Glykolwäsche als absorptives Verfahren geeignet.

In der Praxis weist die Glykolwäsche aufgrund der vergleichsweise hohen apparativen Kosten keine Vorteile gegenüber adsorptiven Trocknungsverfahren auf, weshalb für weitergehende Informationen diesbezüglich auf entsprechende Literatur verwiesen wird.

Biogas wird zumeist im Zuge der CO_2-Abtrennung auf den Arbeitsdruck oder bei der Übergabe an den Netzbetreiber auf den Netzdruck verdichtet. Im Nebeneffekt fällt mit der Abkühlung des verdichteten Gases Wasser aus, sodass parallel zur Verdichtung auch eine gewisse Vortrocknung erfolgt.

2.3.1 Gasfilter

Gasfilter werden im Allgemeinen vor Verdichtern, empfindlichen Armaturen oder Messgeräten angeordnet, um Schäden an den Geräten (beispielsweise abrasive Belastungen an Schaufelrädern) zu minimieren. Bei Gasfiltern kann zwischen Grob- und Feinfiltern unterschieden werden. Ziel dabei ist es, Schwebstoffe sowie Feuchtigkeitströpfchen aus dem Gas zu entfernen. Zumeist bestehen diese Filter aus einer Kiesschüttung (Grobfilter) bzw. Keramik- oder Kunststoffeinsätzen (Feinfilter), die sich in nichtrostenden Stahlzylindern befinden und gleichmäßig mit dem zu trocknenden Biogas beaufschlagt werden [2-11].

Grob- und Feinfilter unterscheiden sich dabei hauptsächlich in der Korngröße. Geringe Korngrößen respektive feinere Schüttungen erhöhen die Reinigungs- bzw. Kondensationswirkung führen jedoch auch zu steigenden Druckverlusten [2-11].

Eine Sonderform der Gasfilter sind einfache Kondensationsfilter. Diese bestehen aus einem Prallblech, auf den der Gasstrom trifft, sowie aus einem Auffangbehälter für das anfallende Kondensat.

2.3.2 Adsorptionstrocknung

Die Trocknung von biogenen Gasen mithilfe von Kieselgel (auch als Silicagel bezeichnet) und Aluminiumoxiden (auch als Alugel bzw. aktivierte Tonerde bezeichnet) zählt zu den adsorptiven

[2] *Kondensationspunkt bezeichnet die Temperatur, oberhalb der bei einem festgelegten Druck keine Kondensation von Kohlenwasserstoffen auftreten soll.*

Verfahren. Unter Adsorption versteht man die Anlagerung von Molekülen aus einer Flüssigkeits- oder Gasphase an der Oberfläche eines festen Körpers. Voraussetzung für die Anwendung dieses Verfahrens ist eine Vorreinigung des Gases (z. B. durch Filter), damit keine Verunreinigungen wie beispielsweise Öl in den Adsorber gelangen und dort gebunden werden. Dies würde eine verminderte Aufnahmekapazität für Wasser nach sich ziehen und ist zu vermeiden.

In der Praxis ist die Nutzung von anorganischem SiO_2 (Kieselgel bzw. Silicagel)[3] als hygroskopisch wirkendes Adsorbens üblich, das bevorzugt in Perl- und Kugelform und in der Regel in einem Festbett vorliegt. Das vorgereinigte Biogas durchströmt den Adsorber, wobei die Bindung von Wasser an Kieselgel durch den Gleichgewichtseffekt hervorgerufen wird. Vorrangig wird dieses Verfahren bei kleinen bis mittleren Volumenströmen von 100 bis 100.000 m³/h angewandt. Als Arbeitsbereiche werden zumeist Umgebungstemperatur und Drücke zwischen 6 und 10 bar angegeben. Der erreichbare Taupunkt liegt unterhalb von –60 °C [2-26]. Niedrigere Drücke führen zu einem entsprechend verringerten Taupunkt.

Für den diskontinuierlichen Betrieb ist ein Festbettadsorber ausreichend, bei kontinuierlicher Fahrweise sind mindestens zwei Adsorber vorzusehen, die wechselseitig beladen und regeneriert werden. Die Desorption gestaltet sich in der Praxis auf zwei unterschiedliche Arten, grundlegend werden warm und kalt regenerierende Verfahren unterschieden.

Bei warm regenerierenden Verfahren wird der beladene Adsorber im Gegenstrom mit luftfeuchtearmem Heißgas (Regenerationstemperatur 120 bis 150 °C) durchströmt, das entweder von außen als extra Regenerationsgas/-luft[4] zugeführt wird oder bei dem es sich um einen Teilstrom des Feed- oder des Produktgases handelt, der im Kreislauf geführt wird. Aufgrund der erhöhten Temperaturen wird das bei der Adsorption aufgenommene Wasser wieder desorbiert und mit dem Heißgas nach außen getragen. Bei der Verwendung eines Teilstroms aus der Biogasanlage wird zuvor getrocknetes Gas zur Regenerierung erwärmt und in den Adsorber geleitet. Anschließend wird das feuchte Gas mittels einer Kühlung wieder vom Wasser aus dem Adsorber befreit, um dann dem Produktgas wieder zugeführt werden zu können. Auf diese Weise wird ein Lufteintrag in das System verhindert. In Abhängigkeit von der Temperatur und dem Wassergehalt des Regenerationsgases stellt sich ein Restwassergehalt des desorbierten Adsorbats ein, aus dem der erreichbare Taupunkt und Trocknungsgrad des getrockneten Gases resultieren. Als gesamte Zykluszeiten (Adsorption und Desorption) werden üblicherweise zwischen 4 und 8 Stunden angegeben, wobei die Desorption immer kürzer sein muss als die Beladung [2-27]. Anwendung findet dieses Regenerationsverfahren vor allem bei größeren Durchsätzen, da der erhöhte Energieaufwand bei kleineren Anlagen nicht zur Wirtschaftlichkeit führt.

Die zweite Methode (Heatless-Dryer-Prinzip) regeneriert den beladenen Adsorber durch Druckabsenkung/Evakuierung und Spülen mit einem entspannten Teilstrom (10–25 %) des zuvor getrockneten Gases. Dieses Regenerationsgas fließt auch hier im Gegenstrom. Die gesamte Zykluszeit beläuft sich auf 2 bis 10 Minuten. Gegenüber dem wärmeregenerierten hat dieses Verfahren folgende Vorteile: einfaches Verfahrensschema, erreichen niedrigerer Taupunkte, weniger Energie sowie keine Wärmeisolation und längere Lebensdauer des Adsorbens, da keine Temperaturerhöhung erfolgt. Das Heatless-Dryer-Prinzip arbeitet jedoch nur bei kleinen Durchflussmengen wirtschaftlich [2-26].

Generelle Vorteile der Trocknung von Biogas mit Molekularsieben oder Kieselgel gegenüber der Kondensationstrocknung und der Glykolwäsche sind:

- hohe Wasser-Aufnahmekapazitäten (bis zu fast 40 %)[5],
- die Sicherstellung sehr niedriger Taupunkte,
- Wiederverwendbarkeit der Adsorbentien (durch Regeneration),
- verminderte Korrosionsgefahr in den Apparaten, da keine zusätzlichen Flüssigkeiten für den Prozess benötigt werden sowie
- geringe Betriebskosten.

Praxisanwendung findet die Adsorptionstrocknung bei der Erdgas- und Biogasaufbereitung sowie bei der Trocknung von technischen Gasen [2-27].

Molekularsiebe sind künstliche Zeolithe, die im Unterschied zu Kieselgel und Alugel über eine genau definierte Porengröße bzw. Löcher in der Kristallstruktur verfügen. Damit ist es möglich, diese nicht nur zur Trocknung durch Bindung von Wasser an der Oberfläche einzusetzen, sondern auch ganz gezielt bestimmte Substanzen selektiv über die Molekülgröße aus dem Gasstrom zu entfernen [2-27].

2.3.3 Gaskühltrocknung

Die Kälte- bzw. Kondensationstrocknung beruht auf dem Prinzip, dass sich durch Abkühlung des Gasstroms auf eine Temperatur unterhalb des Taupunktes Kondensat (besteht vorrangig aus Wasser, aber auch aus anderen kondensierbaren Bestandteilen) bildet. Je weiter die Temperatur herabgesetzt wird, desto mehr Kondensat lässt sich abscheiden. Im Bereich der Klär- und Biogase hat sich dieses Verfahren als Vortrocknungsverfahren bereits durchsetzen können. In der Regel wird dabei das Gas auf ca. 5 °C abgekühlt, was zu einer entsprechenden Kondensation führt [2-11], [2-19].

Mit der Kondensationstrocknung lassen sich in der Regel Taupunkte von 0,5 bis 1 °C erzielen, die durch eine vorherige Gaskompression (vor der Abkühlung) weiter herabgesetzt werden können [2-16]. Für die Höhe der zu trocknenden Volumenströme gibt es keine Einschränkungen. Das Verfahren kann als Stand der Technik eingestuft werden und zählt in vielen Fällen zu den wirtschaftlichsten Verfahren.

Die Trocknung mittels Kühlung ist für nachfolgende adsorptive Prozesse (beispielsweise Druckwechseladsorption) ausreichend. Vor der Einspeisung von aufbereitetem Biogas ins Erdgasnetz muss jedoch in der Regel zur Erfüllung der Grenzwertanforderungen nach DVGW G 262 noch eine Nachtrocknung erfolgen [2-11].

[3] *Andere Trocknungsmittel können auch Alugel und zeolithische Molekularsiebe sein, die zwar niedrigere Taupunkte (bis zu minus 90 °C) ermöglichen, aber bei der Regeneration höhere Temperaturen und mehr Energie gegenüber Kieselgel benötigen.*

[4] *Die externe Luftzugabe hat den Nachteil, dass sich das getrocknete Biogas mit Luft vermischt, was für die weitere Biogasnutzung nicht erwünscht ist.*

[5] *Spezielle Adsorbentien ermöglichen auch die Aufnahme von höheren Kohlenwasserstoffen und Öldämpfen.*

2.3.4 Zusammenfassung

Die Auswahl des anzuwendenden Gastrocknungsverfahrens bzw. einer entsprechenden Kombination verschiedener Gastrocknungsverfahren ist abhängig vom Gasdurchsatz sowie dem Biogasaufbereitungspfad (z. B. Druckwasserwäsche oder Druckwechseladsorption).

Von den vorgestellten Trocknungsmethoden sind die Adsorptionstrocknung mit Molekularsieben oder Kieselgel sowie die Kondensationstrocknung besonders geeignet. Bei der Kondensationstrocknung muss jedoch geprüft werden, ob der erreichbare Taupunkt für die Biogasaufbereitung respektive Biogaseinspeisung ausreichend ist. Absorptive Trocknungsverfahren sind im Allgemeinen erst bei höheren Volumenströmen wirtschaftlich. Sie verfügen bei der Trocknung von Biogas über keine Marktrelevanz.

Bei einer CO_2-Abtrennung mit Druckwasserwäsche ist in der Regel eine nachgeordnete adsorptive Gastrocknung geeignet.

Bei einer CO_2-Abtrennung mittels Druckwechseladsorption (PSA) wird hingegen zumeist eine Gastrocknung vor der PSA mithilfe der Gaskühlung nach der Verdichtereinheit realisiert. Im Allgemeinen ist eine adsorptive Gasfeintrocknung nach der PSA nicht notwendig, da neben CO_2 prinzipiell auch Wasserdampf aus dem zu reinigenden Gasstrom parallel mit entfernt wird und sehr niedrige Taupunkte erreicht werden können.

Physisorptive Aufbereitungsverfahren auf Basis von organischen Lösemitteln ermöglichen simultan auch eine Feintrocknung des Biogases, sodass gegebenenfalls, je nach Anforderungen, nur eine Vortrocknung erforderlich ist.

Bei Aminwäschen sowie Membrantrennverfahren ist eine vorherige Trocknung notwendig.

2.4 Methananreicherung

Um Biogas in das Erdgasnetz einzuspeisen oder als Kraftstoff zu nutzen, ist eine Aufbereitung auf Erdgasqualität erforderlich. Im Wesentlichen umfasst dies die CO_2-Abtrennung sowie die Entfernung von störenden Gasbegleitstoffen, wie H_2S oder Wasser. Ziel der Kohlendioxidabtrennung bzw. Methananreicherung und nachgeschalteter Konditionierung ist die Erreichung der notwendigen Gaseigenschaften (u. a. Brennwert, Wobbe-Index) nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 sowie G 262. In diesem Kapitel wird auf die gängigsten Verfahren zur Methananreicherung näher eingegangen.

Bei der Methananreicherung kann technologieabhängig auf über 40 Jahre Betriebserfahrung, bezogen auf die Klärgas- und Deponiegasaufbereitung, zurückgegriffen werden [2-28]. Abbildung 2.10 gibt einen Überblick über die momentanen, am Markt verfügbaren, Aufbereitungsverfahren von Biogas.

2.4.1 Anlagenübersicht Deutschland

Die Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität erfolgt neben Deutschland auch in weiteren Ländern Europas, allen voran in Schweden, den Niederlanden und der Schweiz. Bereits etwa 180 Anlagen [2-28] existieren in Europa, davon ca. 120 in Deutschland (Stand Ende 2012). Der überwiegende Teil des aufbereiteten Biogases wird in das Erdgasnetz eingespeist. Es gibt jedoch auch vereinzelt Anlagen, die direkt Gastankstellen beliefern. Anders sieht die Situation in Schweden aus, dort speisen von 47 Anlagen lediglich 7 ins Erdgasnetz ein, die verbleibenden 40 Anlagen beliefern direkt Gastankstellen [2-28]. Der Grund ist ein im Vergleich zu Deutschland wenig ausgebautes Gasnetz.

In Deutschland sind derzeit über 15 Hersteller von Biogasaufbereitungsanlagen auf dem Markt vertreten. Am häufigsten kommt dabei die Aminwäsche zum Einsatz, dicht gefolgt von der Druckwasserwäsche und der Druckwechseladsorption (vergleiche Tab. 2.2).

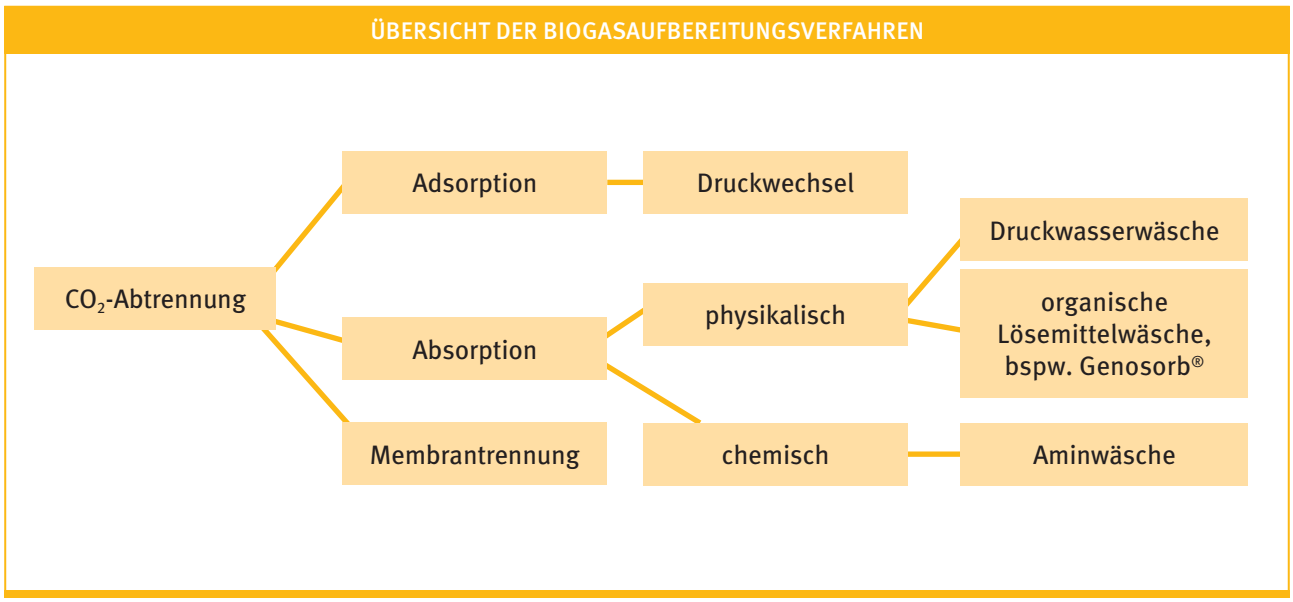


Abb. 2.10: Übersicht der am Markt verfügbaren Verfahren zur Biogasaufbereitung

TAB. 2.2: MARKTÜBERSICHT DER BIOGASAUFBEREITUNGS-VERFAHREN IN DEUTSCHLAND MIT STAND ENDE 2012 [2-6], [2-3]

Verfahren	Hersteller*	realisierte Anlagen* in Deutschland
Druckwechsel-adsorption	Schmack Carbotech ETW	21 1
phys. Absorption mit Wasser	Malmberg Greenlane Biogas Ros Roca	21 3 2
phys. Absorption mit org. Lösemittel	HAASE Schwelm	8 4
Aminwäsche	MT Biomethan Cirmac Dreyer & Bosse Dr.-Ing. Günther Eng. BIS E. M. S	23 8 1 2 2
Membrantrenn-verfahren	Axiom Borsig MT Biomethan Envitec	1 1 1** 1**

* *kein Anspruch auf Vollständigkeit*
** *Pilotanlage in Kooperation mit Membranmodulen von Evonik Industries*

Die ersten Anlagen wurden im Jahr 1996 (Schweden) als Pilotanlagen in Betrieb genommen. Es handelte sich dabei um Druckwechseladsorptionsanlagen sowie Druckwasserwäschen.

Die Aufbereitungskapazität in Deutschland zum Ende des Jahres 2012 lag bei ca. 144.000 $m^3/h_{i.N.}$ Rohbiogas bzw. ca. 71.000 $m^3/h_{i.N.}$ Biomethan. Während zum Beginn der Entwicklung die Druckwechseladsorptionsanlagen und Druckwasserwäschen den Markt dominierten, sind seit 2009 immer mehr Aminwäschen installiert worden. Derzeit sind in Deutschland vier Membrananlagen installiert, wobei zwei davon als Pilotanlagen betrieben werden, vgl. Tabelle 2.2. Jüngste Marktentwicklungen deuten auf einen weiteren Zubau dieser Technologie hin [2-3] , vergleiche auch Abb. 2.11.

2.4.2 Adsorption

Bei den adsorptiven Verfahren zur CO_2-Abtrennung kann zwischen Druckwechsel- und Temperaturwechseladsorption unterschieden werden. Marktrelevanz hat in diesem Sinne nur die Druckwechseladsorption erlangt, sodass in diesem Kapitel nur diese Technologie ausführlich erläutert wird. Weitere Informationen zur Temperaturwechseladsorption sind in der entsprechenden Literatur zu finden.

Unter Druckwechseladsorption (DWA), auch PSA (Pressure Swing Adsorption) genannt, wird im Allgemeinen die Anwendung von Aktivkohlen, Molekularsieben (Zeolithen) sowie Kohlenstoffmolekularsieben zur Gastrennung, aber auch zur Gasaufbereitung verstanden. Das Verfahren ist weit verbreitet und technisch ausgereift. Übliche Anwendungsfälle sind Verfahren kleiner bis mittlerer Durchsatzleistung zur Wasserstoffabtrennung aus Prozessgasen, zur Sauerstoffanreicherung für Verbrennungsprozesse oder zur Stickstoff- bzw. Kohlendioxidabtrennung von methanhaltigen Gasen wie Erdgas oder Biogas. Im Bereich der Biogasauf-

ANLAGENENTWICKLUNG IN DEUTSCHLAND

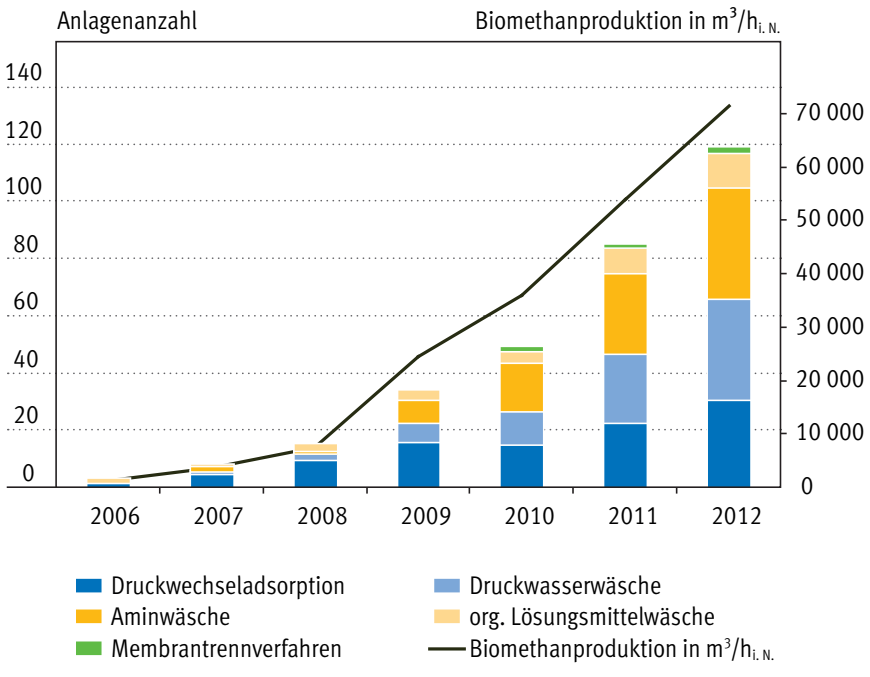


Abb. 2.11: Anlagenentwicklung in Deutschland [2-3]

bereitung können alle gängigen Größen (400–2.800 $m^3_{i.N.}$/h Rohbiogas-Input) mit der PSA bedient werden. Auf dem deutschsprachigen Markt sind derzeit vier Anbieter von PSA-Verfahren vertreten, die diese Technologie anbieten: Schmack Carbotech, Cirmac, XEBEC sowie ETW. Während Cirmac, XEBEC und ETW nicht bzw. kaum im Bereich der Biogasaufbereitung mit Druckwechseladsorption vertreten sind, befinden sich von Schmack Carbotech rund 20 PSA-Anlagen zur Biogasaufbereitung in Betrieb. Cirmac, ursprünglich nur im Bereich der Deponie- und Klärgasaufbereitung ansässig, konzentriert sich derzeit in Deutschland auf den Vertrieb von Aminwäschen zur Biogasaufbereitung (vgl. Kapitel 2.4.3), während ETW derzeit eine PSA-Anlage betreibt [2-29]. International ist im Bereich der Druckwechseladsorption das kanadische Unternehmen XEBEC mit rund 10 Deponiegasaufbereitungsanlagen zu erwähnen, die hauptsächlich in Nordamerika und der Schweiz vertreten sind [2-30].

Das Verfahren der PSA beruht auf einem unterschiedlichen Adsorptionsverhalten der Gasbestandteile gegenüber dem Adsorbens. Als Adsorbens wird die feste und stationäre Phase, auf der das Adsorptiv gebunden wird, bezeichnet. Als Adsorptiv werden die zu adsorbierenden Moleküle bezeichnet, die in der fluiden Phase vorliegen. CO_2 stellt das Hauptadsorptiv dar, da es leichter als Methan an das Adsorbens zu binden ist. Während des Prozesses kommt es auch zu einer Adsorption weiterer Gasbestandteile wie Stickstoff, Sauerstoff oder Methan, wobei die Molekülgröße oft entscheidendes Selektionskriterium ist [2-12]. Niedrige Temperaturen und hohe Drücke begünstigen die CO_2-Adsorption.

Die Druckwechseladsorption basiert auf den in Abbildung 2.12 dargestellten Teilschritten.

Die Adsorbentien reagieren empfindlich auf Verunreinigungen wie beispielsweise H_2S, weshalb eine vorgeschaltete Reinigung (Feinentschwefelung, Trocknung) zur Verlängerung der Lebensdauer empfehlenswert ist. Während der Verdichtung des Rohbiogases erwärmt sich dieses. Zumeist wird deshalb der Verdichter gekühlt oder eine Zwischenkühlung zwischen den einzelnen Verdichterstufen vorgesehen. Das verdichtete Gas wird nach der Verdichterstufe üblicherweise auf eine Temperatur um die 70 °C heruntergekühlt und danach, unter Ausnutzung der Restwärme für den Adsorptionsprozess, einer Feinentschwefelung unterzogen. Im Anschluss daran erfolgt eine weitere Abkühlung auf ca. 5 °C. Eine nochmalige Trocknung des Produktgases vor der Einspeisung ins Erdgasnetz ist nicht mehr notwendig. Für die anschließende CO_2-Adsorption begünstigen niedrigere Temperaturen den Bindungsvorgang. Das bei der Kühlung anfallende Kondensat wird nach einer eventuell notwendigen Neutralisation als Abwasser entsorgt. In einem folgenden Schritt wird das gereinigte und verdichtete Biogas in den Adsorber geleitet. Zum Schutz des Adsorbens werden im Allgemeinen ölfreie Verdichter verwendet. Der Druck lässt sich je nach geforderten Parametern bzw. vorliegenden Bedingungen variabel einstellen. Bei den ersten PSA-Anlagen lag der Arbeitsdruck im Bereich von 4–7 bar. Derzeit sind mit dem LPSA-Verfahren auch Drücke ab 2 $bar_ü$ möglich. Das methanreiche Produktgas verlässt in der Anfangsphase der Adsorption kontinuierlich den Adsorber mit nahezu gleich bleibendem Volumenstrom und fast konstanter Zusammensetzung. Bevor das Molekularsieb völlig mit den zu adsorbierenden Komponenten gesättigt ist, wird der verdichtete Rohgasstrom von dem beladenen auf einen frisch regenerierten Adsorber umgeschaltet. Der Produktgasanfall ist dabei weitestgehend unterbrechungsfrei. Der beladene Adsorber wird auf nahezu Umgebungsdruck entspannt. In dieser Phase enthält das Gas noch vergleichsweise große Mengen an Methan, sodass es auf der Saugseite des Verdichters wieder zurückgeführt wird. Die weitgehende Regenration des Adsorbens wird jedoch erst mit einer Evakuierung auf ca. 100 mbar absolut erreicht. Das über die Vakuumpumpe

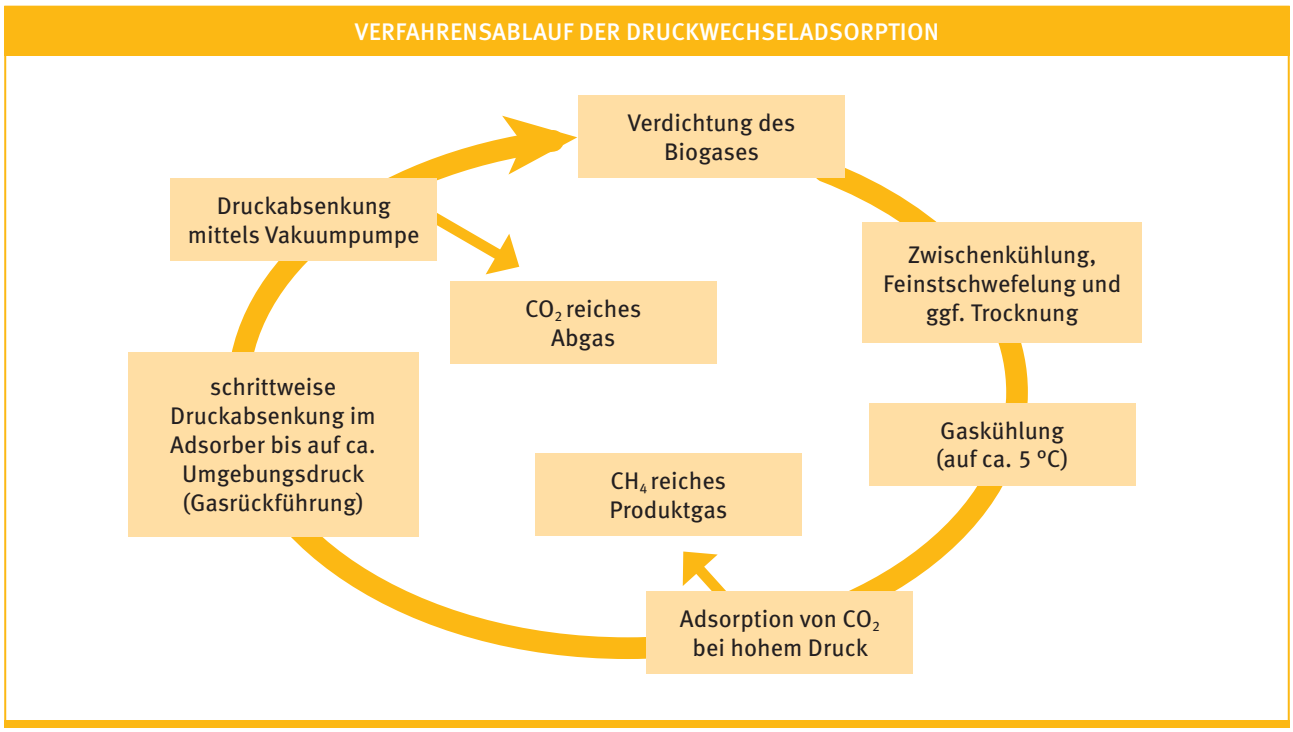


Abb. 2.12: Verfahrensablauf der Druckwechseladsorption

abgesaugte CO_2-reiche Gas enthält noch Methan und muss einer Schwachgasnachbehandlung zugeführt werden. Auf diese Weise können auch die vom EEG geforderten max. 0,2 % Methanschlupf der Anlage eingehalten werden. Aufgrund des geringen Methangehaltes kann eine Schwachgasverbrennung in einem FLOX-Brenner nur mit Stützgas erfolgen. Alternativ ist auch eine Schwachgasnachbehandlung in einer regenerativ-thermischen Oxidation (RTO) möglich (vgl. Kapitel 2.7)[2-31].

Nach der Regeneration des Adsorbens steht dieses wieder für den Trennprozess zu Verfügung. Um einen kontinuierlichen Prozessablauf zu gewährleisten werden daher mehrere Adsorber parallel betrieben. Da eine Pulsation des Produktgasstroms selbst bei mehreren parallel betriebenen Adsorbern nicht ganz ausgeschlossen werden kann, wird in der Regel ein Pufferspeicher dem Prozess nachgeschaltet. Dieser dient hauptsächlich einer Verstetigung des Gasstroms in Menge und Zusammensetzung. Auf diesem Wege können Methankonzentrationen von mindestens 95,5 % [2-31] garantiert werden. Zur weiteren Steigerung bzw. Anpassung der Methankonzentration kann beispielsweise die Beladungszeit im Adsorber erhöht oder es können weitere Adsorber installiert werden.

Als Adsorbentien kommen Aktivkohle, Zeolithe und Kohlenstoffmolekularsiebe zum Einsatz.

Ausgangsstoff für Kohlenstoffmolekularsiebe ist vor allem Steinkohle, da hier bereits ein Porensystem mit Porendurchmessern im Molekularbereich vorliegt. Die Steinkohle muss für den technischen Prozess noch weiter aufbereitet werden, damit das Porensystem systematisch variiert und die Porenradienverteilung in Verbindung mit einer genügend großen inneren Oberfläche entsprechend den Erfordernissen eingestellt werden kann. Dazu wird die Steinkohle fein zermahlen, mit Luft voroxidiert, mit Pech vermischt und zu Formlingen extrudiert. Im Anschluss daran ist oft noch eine thermische Nachbehandlung notwendig, um eine Erweiterung des Porensystems oder eine systematische Anreicherung von Submikroporen zu schaffen, die durch eine gezielte Teilvergasung oder durch Anlagerung von Crack-Kohlenwasserstoffen erreicht wird [2-32].

Unter Molekularsiebzeolithen versteht man eine „Gruppe von natürlichen oder synthetischen, hydratisierten Aluminiumsilikaten ein- oder mehrwertiger Basen, die ihr Wasser ohne Änderung der Kristallstruktur abgeben und anstelle des Wassers andere Verbindungen in das Gitter aufnehmen können. Die Zeolithe sind zum Basenaustausch fähig und haben, bedingt durch ihren Gitterbau, Porenöffnungen zu den inneren Adsorptionshohlräumen des Kristallgitters, welche untereinander völlig gleiche Querschnitte aufweisen“ [2-32].

Bei der Auswahl des Adsorbens ist zusätzlich zu beachten, dass sich kohlenstoffhaltige Adsorbentien in bestimmten Parameterbereichen hydrophob verhalten und Zeolithe als hydrophil gelten. Dies ist bei der Auswahl des Adsorbens und entsprechenden Verfahren zu beachten. Eine vorherige Gastrocknung ist somit in bestimmten Fällen notwendig.

Nach Herstellerangaben [2-31] sind die Standzeiten für Kohlenstoffmolekularsiebe theoretisch nahezu unbegrenzt, sofern keine schädigenden Inhaltsstoffe im Gas enthalten sind. Das bedeutet, dass während eines durchschnittlichen Anlagenlebens (15–20 Jahre) kein Austausch der Molekularsiebe erforderlich ist. Probleme können beispielsweise langkettige Kohlenwasserstoffe, Schwefelverbindungen oder Öltröpfchen aus einem ölgeschmierten Verdichter bereiten.

Zusammenfassung

Das Verfahren der Druckwechseladsorption ist Stand der Technik und wird bereits an vielen Standorten zur Biogasaufbereitung eingesetzt. Bei bestimmungsgemäßem Gebrauch und entsprechender Vorreinigung des Rohbiogases kann das Adsorbens eine Standzeit von 20 Jahren erreichen [2-31]. Der Methangehalt im Produktgas kann prinzipiell, je nach Adsorberanzahl und Verweilzeit, auf bis zu 99 % gesteigert werden. Dies geht jedoch mit erhöhtem Energieverbrauch einher.

Abb. 2.13: Anlage zur Druckwechseladsorption [Schmack Biogas GmbH, H. Stolz]

2.4.3 Absorptive Verfahren

Unter Absorption sind Trennverfahren zu verstehen, bei dem das Biogas mit einer Flüssigkeit (Lösungsmittel) in Kontakt gebracht wird und eine oder mehrere Komponenten des Gases in die Flüssigkeit, welche als Absorber fungiert, übertreten (absorbiert werden). Die Verfahren werden daher auch als „Wäschen" bezeichnet. Das Trennprinzip basiert dabei auf der unterschiedlichen Löslichkeit der einzelnen Gaskomponenten in der Flüssigphase. Es werden zwei verschiedene Varianten unterschieden: Physisorption und Chemisorption. Die Verfahren finden beispielsweise in der Erdgasgewinnung und in vielen Chemieunternehmen breite Anwendung. Die teils sehr komplexen Anlagen werden vollautomatisch betrieben. Probleme im Betrieb können korrosive Laugen, die Bildung von unlöslichen Salzen und die Schaumbildung bereiten. Seit einigen Jahren werden chemisorptive Verfahren auch vermehrt zur Biogasaufbereitung eingesetzt und für diese Trennaufgabe angepasst.

Im Bereich der physikalischen Absorption kann zwischen Wasserwäschen oder Wäschen mit organischen Lösemitteln unterschieden werden. Während nur zwei Hersteller ein physisorptives Waschverfahren mit einem organischen Waschmittel anbieten (Fa. Haase Energietechnik sowie Fa. Schwelm Anlagentechnik), sind derzeit mindestens drei Anbieter von Druckwasserwäschen auf dem deutschen Markt vertreten (Malmberg, Greenlane Flotech sowie Ros Roca). Chemische Absorptionsverfahren werden derzeit von fünf Herstellern (MT-Biomethan, Cirmac, Dreyer & Bosse, Dr. Günther Engineering (DGE) sowie BIS E. M. S.) angeboten.

Grundsätzlich werden alle Gaskomponenten in der Waschlösung absorbiert, lediglich die Bindungsstärke in der Flüssigkeit unterscheidet sich zwischen den Gaskomponenten. Je höher die Bindungskräfte für eine einzelne Gaskomponente ausfallen, desto größer ist die Löslichkeit dieser Komponente in der Waschflüssigkeit, d. h. desto höher ist die mögliche Konzentration (und damit die aus dem Gas entfernte Menge) dieser Komponente in der Waschflüssigkeit. Grundsätzlich gilt: tiefe Temperaturen und hohe Arbeitsdrücke erhöhen die Löslichkeit und damit die Effektivität des Reinigungsprozesses. Mit absorptiven Verfahren können gegenüber bestimmten Gaskomponenten sehr hohe Selektivitäten erreicht werden. Im Vergleich mit allen anderen verfügbaren Verfahren weisen chemische Wäschen im Allgemeinen die höchste Selektivität gegenüber CO_2 auf, was sich in sehr geringen CO_2-Partialdrücken im Produktgas sowie vernachlässigbar geringen Methanverlusten widerspiegelt. Die Waschflüssigkeit kann präzise auf die jeweilige Trennaufgabe eingestellt werden. Maßgeblich sind hierbei folgende Parameter:

- Diffusionskoeffizienten der Waschflüssigkeit,
- Gaslöslichkeit in der Waschflüssigkeit,
- Kontaktfläche zwischen Gas und Waschflüssigkeit (Phasengrenzfläche),
- Gasverweilzeit,
- Gaszusammensetzung und Partialdrücke der zu lösenden Komponenten,
- Druck und Temperatur im Absorber sowie
- Konzentrationsgefälle zwischen den Komponenten in der Gas- und Flüssigkeitsphase.

Zur Steigerung der Effektivität wird die Phasengrenzfläche üblicherweise mit einer Schüttung, beispielsweise Kunststoff-Füllkörpern, erhöht.

Die Wahl des Lösungsmittels hat entscheidenden Einfluss auf die Gaslöslichkeit sowie den notwendigen Aufwand bei der Regeneration und damit auf die Wirtschaftlichkeit des Verfahrens. Wichtigste Auswahlkriterien für das optimale Lösungsmittel sind unter anderem von [2-33] zusammengestellt worden:

- ausreichend hohe Löslichkeit und hohe Selektivität des Lösungsmittels für die zu absorbierende Gaskomponente,
- Dampfdruck des Lösungsmittels bei Absorptionstemperatur, um Lösungsmittelverluste und damit eine zusätzliche Abgasverunreinigung zu vermeiden,
- niedrige Viskosität,
- einfache Regenerierbarkeit,
- chemische und thermische Stabilität zur Vermeidung von Korrosion,
- günstiges Umweltverhalten und
- Verfügbarkeit und Kosten.

Druckwasserwäsche

Die Druckwasserwäsche (DWW) ist eines der häufigsten in Europa angewandten Verfahren zur CO_2-Abtrennung in biogenen Gasen. Vor allem in Schweden wird Rohbiogas häufig durch eine DWW aufbereitet. Die unterschiedliche Löslichkeit der im Rohbiogas enthaltenen Gaskomponenten in Wasser, auf der das Verfahrensprinzip beruht, sind in Tabelle 2.3 zusammengestellt. Aufgrund des amphoteren Charakters des Waschmittels Wassers lösen sich neben den sauren Gasbestandteilen wie CO_2 und H_2S auch basische Komponenten wie Ammoniak weit besser als unpolare, hydrophobe Bestandteile wie Kohlenwasserstoffe. Es kann davon ausgegangen werden, dass das im Biogas enthaltene Ammoniak vollständig im Wasser gelöst wird. Im Vergleich zu chemischen Wäschen werden nicht ganz so hohe Selektivitäten erreicht, da geringe Mengen Methan mit im Wasser gelöst werden. Der besondere Vorteil des Verfahrens ist das Waschmittel Wasser, da es sehr günstig verfügbar, einfach in der Handhabung und in keiner Weise umweltgefährdend ist. Von Nachteil ist der hohe Arbeitsdruck, der zu einem nennenswerten Strombedarf führt.

TAB. 2.3: ÜBERSICHT DER LÖSLICHKEIT VERSCHIEDENER BIOGASKOMPONENTEN BEI 20 °C IN WASSER, NÄHERUNGSWERTE [2-34], [2-35]

Komponente	Löslichkeit in Wasser in mg/l
Ammoniak	541.000
Schwefelwasserstoff	4.000
Sauerstoff	39
Kohlendioxid	2.000
Stickstoff	20
Methan	26

Trotz der guten Abreinigung von Schwefelwasserstoff aus dem Rohbiogas wird in aller Regel eine Feinentschwefelung vorgeschaltet. Erhebliche Mengen des im Wasser gelösten Schwefelwasserstoffs würden sonst über den Abluftstrom aus der Anlage austreten. Die Entschwefelung des Abluftstroms ist in der Regel

Abb. 2.14: Druckwasserwäsche [Malmberg Water AB/studio-e.se]

aufwendiger und teurer als eine Rohgasentschwefelung, da zum einen der Volumenstrom (hohe Strippluftmengen) deutlich größer ist und zum anderen oft eine thermische Nachbehandlung zur Methanoxidation (RTO) erforderlich ist. Zudem ist SO_2 deutlich aufwendiger als H_2S aus einem Gasstrom abzutrennen. Die vorherige Entschwefelung schützt die nachfolgenden Komponenten vor Korrosion und reduziert den Wasserbrauch des Verfahrens. Verunreinigungen des Wassers, u. a. durch Gasspuren wie H_2S, sowie ein geringer Schwund innerhalb der Anlage machen einen Austausch bzw. ein Auffüllen des Wassers im laufenden Betrieb notwendig. Das als unbedenklich einzustufende anfallende Abwasser wird, sofern kein extra Abwasseranschluss verfügbar, in das Gärrückstandslager geleitet und in der Regel mit dem Gärrückstand ausgebracht.

Vor Zuführung des vorgereinigten Biogases in die Absorptionskolonne wird dieses auf 5 bis 10 bar, je nach Hersteller und Verfahrensvariante, verdichtet. Da es bei der Verdichtung zu einer Erwärmung kommt, muss anschließend gekühlt werden. Die dabei anfallende Abwärme kann ausgekoppelt oder zur Fermenterbeheizung genutzt werden. Das so vorgereinigte, verdichtete und vom Kondensat befreite Biogas wird dem Boden der Absorptionskolonne zugeführt und durchströmt diese von unten nach oben. Die Kolonne ist im allg. als Rieselbettreaktor ausgeführt, in dem Wasser mit einer Temperatur von ca. 15 bis 20 °C im Gegenstrom zum Gas läuft [2-36]. Zur Erzielung einer möglichst großen Kontaktfläche zwischen Waschwasser und Gas bei gleichzeitig geringem Druckverlust ist die Kolonne mit einer ungeordneten Schüttung gefüllt, an der das Wasser herabrieselt. Üblich ist bei hohen Kolonnen der Einsatz von Zwischenböden, auf denen das Waschwasser gesammelt wird, um es über der darunter liegenden Schüttung wieder gleichmäßig zu verteilen.

In der Absorptionskolonne lösen sich die basischen und sauren Bestandteile im Wasser. Soweit im Rohgas Stäube und Mikroorganismen enthalten sein sollten, werden diese ebenfalls vom Waschwasser aufgenommen. Niedrige Temperaturen bzw. erhöhter Druck begünstigen die Absorption von CO_2 im Wasser. Je nach Auslegung lassen sich so Methanreinheiten am Kolonnenkopf von 90 bis 99 % erzielen. Das am Kolonnenkopf austretende Produktgas ist mit Wasserdampf gesättigt.

Das mit CO_2 beladene Wasser wird im Anschluss regeneriert. Dies erfolgt in der Praxis üblicherweise in zwei Stufen. In der ersten Stufe wird das Wasser in der sogenannten Flash-Kolonne teilentspannt. In dieser Phase desorbiert der größte Teil des in geringen Mengen im Wasser gelösten Methans zusammen mit einem Teil CO_2 und wird dem Prozess zur Minimierung des Methanschlupfes wieder zugeführt. Anschließend erfolgt die Entspannung des Wassers auf Umgebungsdruck bei gleichzeitiger Strippung mittels Luft. Die anfallende Abluft aus der Strippung enthält neben CO_2 geringe Mengen Methan, sodass auch hier eine nachträgliche Schwachgasbehandlung notwendig ist. In der Regel geschieht dies über ein regenerativ-thermisches Oxidationsverfahren (RTO) (vergleiche Kapitel 2.7). Typische Methankonzentrationen im Abgasstrom liegen bei 1 % und ermöglichen damit einen autothermen Betrieb der RTO. [2-36]. Bei der Strippung mit Luft wird ein geringer Teil Sauerstoff im Wasser gelöst, der bei der Wiederverwendung des regenerierten Wassers in der Absorptionskolonne in das Produktgas übergehen kann. Nach Herstellerangaben liegt dabei die Konzentration an Sauerstoff im Produktgas bei max. 0,1 % [2-36].

Physikalische Absorption mit organischen Lösemitteln

Analog zur Druckwasserwäsche wird auch bei Waschverfahren mit organischen Lösungsmitteln wie Polyethylenglykol-Dimethylether (Handelsname beispielsweise Genosorb® oder Seloxol®) CO_2 nur physisorptiv (Van der Waals-Kräfte) an das Waschmittel gebunden. Derzeit bieten die Firma HAASE Energietechnik GmbH sowie die Schwelm Anlagentechnik GmbH solche Verfahren an.

Die organischen Lösemittel sind nicht korrosiv und weisen eine im Vergleich zu Wasser deutlich erhöhte CO_2- und H_2S-Löslichkeit auf. Die höhere CO_2-Löslichkeit reduziert die umzuwälzende Waschmittelmenge und erlaubt kleinere Absorberabmessungen. Allerdings erhöht sich gleichzeitig auch der Regenerationsaufwand. Für die vollständige Waschmittelregeneration muss das Waschmittel nicht nur entspannt und gestrippt, sondern auch erwärmt werden. Die dafür notwendige Wärme kann in der Regel intern aus der Schwachgasnachbehandlung gedeckt werden, sodass keine externe Wärmezufuhr erforderlich ist [2-37]. Waschmittel wie Genosorb® werden häufig auch in der Erdgasaufbereitung oder der Klärgasreinigung eingesetzt.

Prinzipiell ist das Waschverfahren gut geeignet um Wasser aus dem Biogasstrom zu entfernen. Mit einer entsprechenden Vorverdichtung (Prozess läuft unter Druck ab) können Taupunkte des Produktgases um 20 °C erreicht werden. In der Regel reicht dies zwar noch nicht für eine Einspeisung ins Erdgasnetz aus, reduziert aber den weiteren Trocknungsaufwand erheblich. Eine simultane H_2S-Entfernung ist zwar möglich, wird jedoch verstärkt durch eine vorhergehende Feinentschwefelung abgelöst. Die Gründe dafür liegen zum einem in dem

Abb. 2.15: Aufbereitungsanlagen mit physikalischer Absorption [Haase Energietechnik GmbH (oben), Schwelm Anlagentechnik GmbH (unten)]

Korrosionsverhalten von H_2S gegenüber den Anlagenbauteilen, eine frühzeitige Entschwefelung wirkt sich somit positiv auf die Lebensdauer der Anlage aus. Zum anderem erhöht die Beladung der Waschlösung mit H_2S den energetischen Regenerierungsaufwand und entbindet nicht von einer nachträglichen Reinigung des Abluftstromes. Um der Schwefelbeladung des Waschmittels vorzubeugen, wird daher der Vorverdichtung eine Feinentschwefelung, in Form von Aktivkohlefiltern nachgeschaltet (unter Ausnutzung des vorerwärmten und vorgetrockneten Gases). Das Verfahren der CO_2-Abtrennung funktioniert ähnlich der Druckwasserwäsche mit einer Absorptionsstufe bei erhöhtem Druck (hier ca. 8 bar), einer Flashkolonne und einer Regenerationsstufe. Die Regeneration der beladenen Waschlösung erfolgt in einer Flashkolonne und einem Entspannungsbehälter mit integrierter Strippung und Erwärmung. Da Methan in geringen Mengen im Lösemittel gelöst wird, dient die erste Teilentspannung der Rückgewinnung des absorbierten Methans und damit der Reduzierung des Methanschlupfes. Das im nachgeschalteten Entspannungsbehälter abgegebene Schwachgas wird in der Regel, ähnlich wie bei der Druckwasserwäsche, einer Schwachgasnachbehandlung in Form einer RTO mit vorgelagerter Aktivkohleeinheit (zur Lösemittelrückgewinnung) zugeführt [2-37].

CO_2-Absorption mit Aminlösungen

Die Aminwäsche zählt zur chemischen Absorption, auch Chemisorption genannt. Bei der Chemisorption wird die physikalische Absorption aller im Gas vorhandenen Komponenten von einer nachfolgenden, chemischen Reaktion zwischen Bestandteilen des Waschmittels und einzelnen Gaskomponenten überlagert. Die reversible, chemische Reaktion der Aminlösung mit sauren Gasen wie CO_2 oder H_2S bindet die Sauergase deutlich stärker als Van der Waals-Kräfte, sodass eine viel höhere Beladung der Waschflüssigkeit erreicht werden kann. Bei gleichen CO_2-Partialdrücken in der Gasphase sind die Beladungskapazitäten von Aminlösungen um ein Vielfaches höher als die von Wasser. Dieser Vorteil stellt gleichzeitig auch einen Nachteil dar, da bei der Regeneration des Waschmittels mehr Energie für die Rückreaktion benötigt wird. Da nur bestimmte Gaskomponenten mit dem Waschmittel reagieren, lässt sich eine viel höhere Selektivität gegenüber anderen Aufbereitungsverfahren erzielen (absorbierte Menge an erwünschter Gaskomponente im Verhältnis zur absorbierten Menge an unerwünschter Gaskomponente). Aufgrund dieser hohen Selektivität werden sehr hohe Methankonzentrationen im Produktgasstrom und extrem niedrige Methanverluste unter 0,1 % erreicht. Zudem kann die umzuwälzende Waschmittelmenge sehr gering gehalten bzw. bei gleichem Absorbervolumen und Waschmitteleinsatz eine vielfach höhere CO_2-Abtrennleistung erreicht werden.

Als Waschmittel kommen häufig mit Wasser verdünnte Monoethanolamin- (MEA), Diethanolamin- (DEA), Methyldiethanolamin-Lösungen (MDEA) sowie zahlreiche weitere Aminformulierungen zum Einsatz. Häufig werden den Aminlösungen auch Aktivatoren oder Stabilisatoren zugegeben, um unerwünschte Nebenreaktionen zu unterdrücken (beispielsweise eine Salzbildung) und damit eine vorzeitige Deaktivierung der Aminlösung zu vermeiden. Amine sind wassergefährdend, gesundheitsschädlich und ätzend, weshalb besondere Sicherheitsvorkehrungen und geschultes Personal zum Schutz von Mensch und Umwelt erforderlich sind. Die Absorption erfolgt ähnlich wie bei der physikalischen Absorption in einer Absorptionskolonne. Um die Kapazität der Waschlösung möglichst lange aufrechtzuerhalten, wird das Biogas vor der Absorption einer Feinentschwefelung unterzogen. Das feinentschwefelte Biogas durchströmt anschließend im Gegenstrom zur Amin-Wasser-Lösung die Absorptionskolonne. Das CO_2 reagiert reversibel mit der Waschlösung zu Carbamaten. Zur Regeneration des Waschmittels ist der Absorptionsstufe eine Desorptions- und Regenerationsstufe nachgeschaltet. Im Gegensatz zu reinen physikalischen Absorptionsverfahren muss die Aminlösung bei Temperaturen um die 120 bis 140 °C (je nach verwendeter Aminlösung) ausgekocht werden. Vor der Rückführung in den Absorber muss die Aminlösung wieder auf eine Betriebstemperatur von ca. 40 °C abgekühlt werden [2-38]. Die dabei anfallende Wärme kann für weitere Prozesse bzw. zur Fermenterbeheizung genutzt werden. Das Produktgas fällt bei dem Verfahren der Firma MT-Biomethan drucklos an.

Die Firma Dreyer & Bosse hat mit dem AminSelect Verfahren eine Aminwäsche entwickelt, die im Gegensatz zu Verfahren anderer Anbieter mit einer zweistufigen Absorption bei einem etwas erhöhtem Betriebsdruck um 0,5 bis 3 bar arbeitet und eine Waschmittelregeneration bei etwas tieferen Prozesstemperaturen

ermöglicht. Die CO_2-Abtrennung erfolgt dabei zweistufig in zwei seriell geschalteten Absorber-Kolonnen. Während in der ersten die Absorption bei Umgebungsdruck bzw. minimalem Überdruck erfolgt, wird vor der zweiten Kolonne das aufzubereitende Biogas auf 0,5 bis 3 bar verdichtet. Auf diese Weise kann die CO_2-Beladungskapazität der Aminlösung maximal ausgenutzt und gleichzeitig eine Methanreinheit im Produktgasstrom von bis zu 99,9 % erreicht werden. Zudem treten nur sehr geringe Methanverluste bei einem Druck von 2,5 bar auf. Die Waschmittelregeneration erfolgt bei Temperaturen von ca. 110 bis 130 °C. Niedrigere Regenerationstemperaturen ermöglichen eine effizientere BHKW-Abwärmenutzung sowie unter Umständen eine wirtschaftlichere Prozesswärmebereitstellung. Derzeitig befindet sich eine Anlage dieses Typs in Deutschland in Betrieb, weitere sind geplant. Nach Angaben von Dreyer & Bosse kann zudem auf eine Rückkühlung der regenerierten Waschlösung auf Temperaturen um 40 °C verzichtet werden, was wiederum zu einem geringeren Strombedarf führt [2-39].

Abb. 2.16: Aminwäsche [MT-Energie GmbH]

Zusammenfassung

Allen Absorptionsverfahren ist gemein, dass sie sehr flexibel auf schwankende Volumenströme und CO_2-Partialdrücke reagieren können und vergleichsweise geringe Methanverluste aufweisen.

Druckwasserwäschen zeichnen sich durch ihre einfache Handhabung, geringe Anforderungen an den jeweiligen Anlagenstandort und die Vorteile des Waschmittels selbst aus (uneingeschränkt verfügbar, ungefährlich, kostengünstig). Nachteilig ist der vergleichsweise hohe Energiebedarf für die Umwälzung der großen Waschwassermenge sowie die notwendige Biogasverdichtung.

Die physikalische Absorption mit organischen Lösemitteln ist derzeit das einzige Verfahren, bei dem gleichzeitig in einem Prozessschritt eine Feintrocknung, CO_2-Entfernung und Feinentschwefelung möglich sind. Gegenüber der Druckwasserwäsche können die Behälter kompakter gebaut werden. Allerdings ist zusätzlich zur Druckerhöhung auf ca. 8 bar eine Erwärmung des Lösemittels in der Desorberkolonne notwendig. Die dafür benötigte Wärme wird in aller Regel intern durch die Schwachgasnachbehandlung bereitgestellt. Darüber hinaus kann über den Strippvorgang in der Desorptionskolonne Sauerstoff in die Absorptionskolonne und somit in das Produktgas gelangen.

Aminwäschen weisen von allen Aufbereitungsverfahren die höchste Reingasqualität und die geringsten Methanverluste auf. Der Methanschlupf im Schwachgasstrom ist dabei so gering, dass u. U. keine nachträgliche Schwachgasreinigung erforderlich ist. Für die Waschmittelregeneration wird allerdings in erheblichem Maße Prozesswärme benötigt, weshalb am Standort ein entsprechendes Wärmebereitstellungs- und Nutzungskonzept erforderlich wird.

Alle Absorptionsverfahren sind praxiserprobt und sehr flexibel gegenüber veränderlichen Rohbiogaszusammensetzungen und Volumenströmen.

2.4.4 Membrantrennverfahren

Die Membrantechnik und insbesondere die Verfahren der Gaspermeation sind ein relativ neues Verfahren der Biogasaufbereitung und -konditionierung. Ursprünglich wurde die Technik bereits in den 80er Jahren zur Aufbereitung von Erdgas, aber auch zur Urananreicherung aus der Gasphase, verwendet [2-40], [2-41]. Grundsätzlich können Verfahren der Nass- und Trockenmembrantrenntechnik unterschieden werden. Im Bereich der Biogasaufbereitung konnte bisher nur das Trockenmembrantrennverfahren Bedeutung erlangen.

Bisher im deutschsprachigen Markt vertreten sind die Firma Axiom mit 3 Anlagen in Österreich und einer in Deutschland, die Firma Borsig mit ebenfalls einer in Deutschland in Betrieb befindlichen Anlage sowie die Firmen MT Biomethan und EnviTec mit je einer Pilotanlage in Deutschland, in denen Membranen vom Zulieferer Evonik Verwendung finden [2-42], [2-43]. Die marktgängigen Membranen bestehen aus einem Bündel von Hohlfasermembranen aus Polymeren. Die Firma Cirmac hat in den 90er Jahren einige Membrananlagen zur Deponiegasanreicherung in den Niederlanden und Frankreich installiert [2-44].

Die entscheidende Triebkraft bei Membrantrennprozessen ist die Partialdruckdifferenz von CO_2 zwischen der Permeat- und Retentatseite der Membran. Die Trennung kann dabei nach dem Prinzip der Molekül- bzw. Teilchengröße erfolgen (Porenmembran) oder aufgrund unterschiedlicher Löslichkeit der Gaskomponenten in der Membran (Diffusionsmembran) [2-45]. Die Trennung mittels Molekül- bzw. Teilchengröße ist für den Biogasbereich aufgrund geringer Molekülgrößenunterschiede ungeeignet [2-45]. Hauptsächlich zur Anwendung kommen daher Verfahren, die eine Trennung mittels unterschiedlicher Löslichkeit und Diffusionsgeschwindigkeiten der Gaskomponenten erzielen.

Die Leistungsfähigkeit einer Membran wird im Wesentlichen durch ihre Permeabilität P (das Produkt der Löslichkeits- und Diffusionskoeffizienten) und ihre Trenncharakteristik α (auch Selektivität genannt) charakterisiert, die in der Regel nur experimentell bestimmt werden kann. Wesentliches Trennkriterium für die Permeation der jeweiligen Gaskomponente durch die Membran ist der kinetische Durchmesser der Gasmoleküle. Ein Überblick über die kinetischen Durchmesser ist in Tabelle 2.4 zu finden.

TAB. 2.4: KINETISCHE DURCHMESSER IN DER NANOFILTRATION [2-46], [2-41]

Molekül	Abkürzung	kinetischer Durchmesser
Methan	CH_4	0,38 nm
Stickstoff	N_2	0,38 nm
Kohlenmonoxid	CO	0,37 nm
Sauerstoff	O_2	0,35 nm
Kohlendioxid	CO_2	0,33 nm
Wasserstoff	H_2	0,29 nm
Wasser	H_2O	0,26 nm

Da die Permeabilität von Kohlendioxid ca. 20-mal und die von Schwefelwasserstoff ca. 60-mal höher ist als die von Methan, wandern diese zwei Komponenten deutlich schneller durch die Membran als Methan [2-16]. Wie in Abbildung 2.17 qualitativ zu erkennen ist, können so mit dem Einsatz der Membrantrenntechnik CO_2, H_2S und andere wesentlich schneller permeierende Gaskomponenten wie z. B. H_2O vom Methan abgetrennt werden. Zum Schutz der Membran und zur Aufrechterhaltung der Effektivität werden jedoch immer Feinentschwefelung und Trocknung vorgeschaltet. Abbildung 2.17 verdeutlicht den Membranaufbau sowie die Rückhalteeigenschaft der Membran gegenüber den im Biogasstrom enthaltenen Gaskomponenten.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass sich für den Anwendungsfall der Biogaspermeation im Wesentlichen die Lösungs-Diffusionsmembran durchgesetzt hat, deren Trenneffekt auf unterschiedlichen Sorptions- und Diffusionseigenschaften der verschiedenen Moleküle im Membranpolymer beruht.

Die Effektivität der Gastrennung mittels Membranen ist von folgenden vier Faktoren abhängig (nach [2-47]):

- zur Verfügung stehende effektive Membranoberfläche,
- Membrandicke respektive der Durchgangs- bzw. Flusswiderstand,
- Partialdruckdifferenz zwischen Permeat- und Retentatseite der Membran (Triebkraft) und
- Selektivität („Durchlässigkeit" der Membran für die unterschiedlichen Gaskomponenten).

Um den polymerspezifischen Durchgangswiderstand zu verringern und technisch interessante Flussleistungen zu erzielen, müssen dünne und gleichzeitig stabile Membranen hergestellt werden. Verwertbare Membranen haben Dicken im Bereich von etwa 0,1 bis 1 µm [2-46], [2-48]. Diese dünnen Schichten können nur durch einen geeigneten Membranaufbau realisiert werden. Da diese „aktive" Schicht an sich über keine genügende Stabilität verfügt, ist in der Regel ein Stützgerüst notwendig, vgl. Abbildung 2.17. Dadurch wird auch der Einsatz unter hohen Drücken ermöglicht.

In der Biogasaufbereitung kommen Membranen in Form von Hohlfasern oder Rohren zum Einsatz. Zumeist werden die Membranen von innen mit dem Rohgas beaufschlagt. Mehrere dieser Hohlfasern bzw. Rohre werden dabei, zur Erhöhung des Methangehaltes im Produktgas bzw. des Durchsatzes, in Reihen- und/oder Parallelschaltung betrieben. Als effektive Polymere, (als Hohlfaser oder in Form einer Beschichtung) zur Biogasaufbereitung haben sich Polysulfon, Polyimid und Polydimethylsiloxan erwiesen [2-50].

Die nötige Partialdruckdifferenz auf beiden Seiten der Membran kann sowohl durch Druck auf der Feed- bzw. Retentatseite als auch durch ein Vakuum auf der Permeatseite erzeugt werden. Im Regelfall kommt es jedoch zu einem Druckaufbau auf der Feedseite. Da das Methan auf der Retentatseite anfällt, begünstigt der verbleibende Druck die Einspeisung in das Gasnetz.

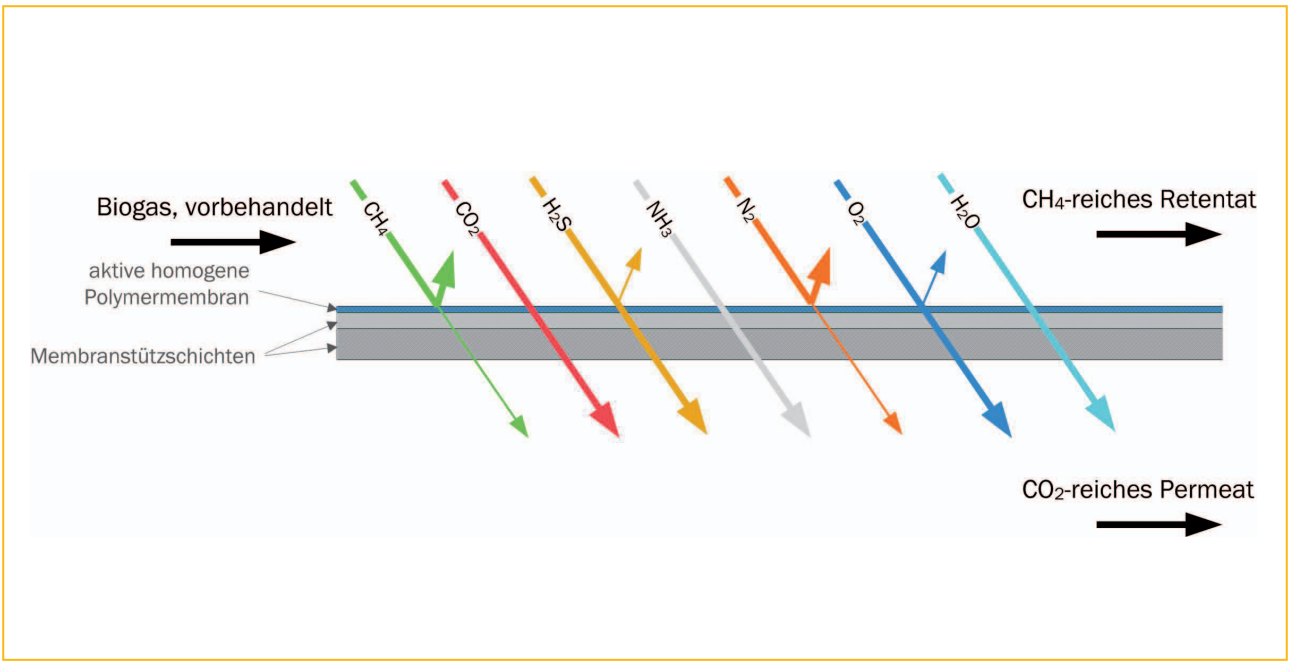


Abb. 2.17: Schematische Darstellung des Membranaufbaus und Diffusionsverhalten gegenüber den Gaskomponenten, nach [2-49]

Membrantrennanlagen können in verschiedenartigen Konfigurationen konzipiert werden. Unterschiedliche Modulverschaltungen und die Auswahl verschiedener Betriebsparameter ermöglichen zahlreiche Verfahrensauslegungen mit den daraus resultierenden unterschiedlichen Methanausbeuten. Um die Trennleistung zu verbessern und den Methangehalt im Schwachgasstrom (Permeat) so gering wie möglich zu halten, können Modulschaltungen mit Rückführungen eingesetzt werden. Bei Rückführungen kann es jedoch erforderlich sein, zusätzliche Kompressoren zu verbauen bzw. höhere Anfangsdrücke einzustellen, da es mit steigender Modulanzahl- und Verschaltung zu einer Erhöhung des Druckverlustes kommt. Der Investitionsaufwand und der Energiebedarf einer Anlage mit Rückführung liegen damit deutlich über denen einer einfachen Trennstufe, erzielen dem gegenüber aber auch höhere Ausbeuten bzw. Reinheiten im Produktgasstrom. Demzufolge nimmt die Reinheit des Retentatstroms mit wachsender Membranfläche stetig zu, da die schneller permeierenden Komponenten durch die Membran abgezogen werden. Es gibt eine Reihe von Modulverschaltungsvarianten. Als vielversprechend haben sich zwei- und dreistufige Kaskaden, wie in Abbildung 2.19 dargestellt, ergeben. Einstufige Anlagen könnten zwar auch ein zufrieden stellendes Trennergebnis liefern, jedoch muss dabei mit einer vergleichsweise geringen Methanausbeute um die 80 % und einem entsprechend hohen Methanschlupf gerechnet werden [2-50].

Da das Permeat, welches sich zum größten Teil aus CO_2 zusammensetzt, noch Methankonzentrationen über dem gesetzlichen Grenzwert enthält, muss es einer weiteren Nachbehandlung unterzogen werden. Dies geschieht zumeist mittels RTO-Anlagen oder einer Schwachgasverbrennung, vergleiche hierzu Kapitel 2.7.

Abb. 2.18: Membrantrennverfahren [EnviTec Biogas]

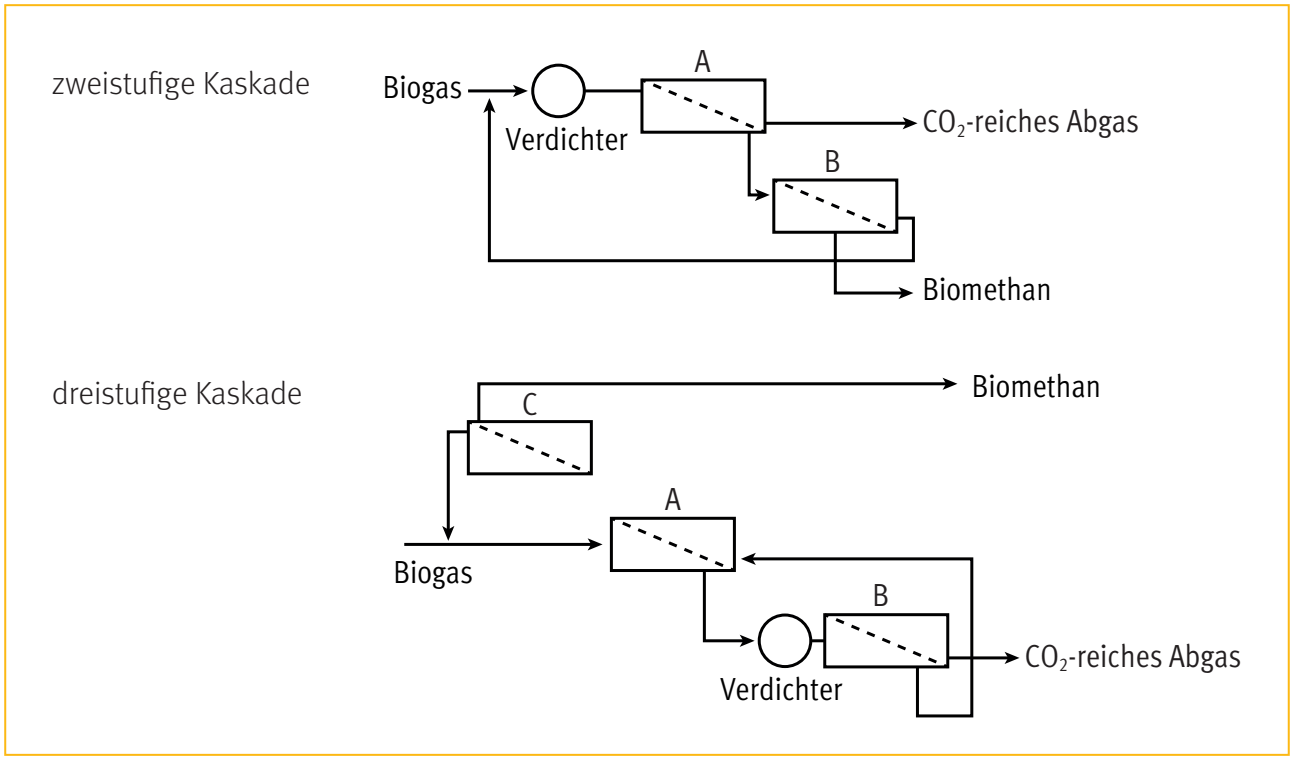


Abb. 2.19: Modulverschaltungsvarianten beim Membrantrennverfahren, nach [2-40]

Zusammenfassung

Bisher sind nur wenige Membrantrennanlagen zur Biogasaufarbeitung in Betrieb, sodass es hier nur geringe Praxiserfahrungen gibt. Das Verfahren befindet sich momentan in der Markteinführungsphase. Nach Herstellerangaben (Axiom, Evonik) wird fortlaufend an der Erhöhung der Standzeiten der Membranen gearbeitet. Bisher wurden Standzeiten bis zu 5 Jahren erreicht. Bis Ende 2012 führten technische Innovationen zu Standzeiten von bis zu 10 Jahren. Im Laufe eines mehrjährigen Anlagenbetriebes kann es daher vorkommen, dass die Membranen ausgetauscht werden müssen.

Vorteilhaft bei Membrantrennverfahren sind der sehr einfache technische Aufbau, die nahezu wartungsfreie und unkomplizierte Handhabung des Verfahrens sowie die damit verbundene hohe Betriebssicherheit. Nachteilig sind allgemein ein hoher Verdichtungsaufwand und die damit verbundenen hohen Kosten sowie, die im Vergleich zu anderen Biogasaufbereitungsverfahren, hohen Methanverluste. Die geringe spezifische Investitionshöhe ermöglicht insbesondere die Aufbereitung kleiner Gasvolumenströme. Aufgrund der Modulbauweise ist die Technologie auch sehr gut auf unterschiedliche Volumenströme skalierbar. Membrantrennverfahren weisen überdies eine sehr gute Start-Stopp-Charakteristik auf, was sie besonders für den Einsatz an Erdgastankstellen auszeichnet (stark schwankende Abnahme).

2.4.5 Kryogene Verfahren

Unter dem Begriff der kryogenen Gasaufbereitung werden im Allgemeinen zwei Verfahrenskonzepte subsummiert: die Tieftemperaturrektifikation, wie sie z. B. zur Luftzerlegung angewandt wird, und das Ausfrieren von CO_2 unter erhöhtem Druck. In der Regel fallen dabei das CO_2 flüssig und das CH_4 gasförmig an, aber auch eine Produktion von beiden Stoffen in flüssiger Phase ist je nach Temperatur und Druck möglich.

Keines der Verfahren hat im Bereich der Biogasaufbereitung bisher eine Marktrelevanz erlangt. Die Verfahren benötigen einen hohen investiven und energetischen Aufwand. Als kommerziell verwertbares Produkt entsteht neben Methan auch Kohlendioxid. Die Produkte fallen dabei in sehr hoher Reinheit an. Allerdings bietet die Firma Pentair Haffmans seit ca. 2009 ein kombiniertes Membran-Kyrogen-Verfahren an. Bei dem Verfahren wird in einem ersten Schritt in einer 2-Stufigen Membrananlage das CO_2 vom Methan entfernt. Das so abgetrennte CO_2 sowie die darin enthaltenen Restmengen von Methan werden dann einer Kryogenanlage zugeführt. Das hierbei separierte Restmethan wird dem Prozess wieder zugeführt, sodass der Methanschlupf auf ein Minimum reduziert wird. Das hochreine CO_2 kann für andere Zwecke, beispielsweise in Gewächshäusern, genutzt werden oder als Abgas in die Atmosphäre emittieren [2-51].

2.4.6 Bewertung und Auswahl der geeigneten Verfahren

Bei der Verfahrensauswahl sind viele Faktoren zu berücksichtigen. So ist es beispielsweise entscheidend, ob am Standort Abwärme zur Regeneration bereits zur Verfügung steht bzw. bei eigener Wärmeproduktion ein entsprechendes Wärmenutzungskonzept umgesetzt werden kann. Des Weiteren sind die Größe der Biogasanlage, die Druckstufe des Erdgasnetzes und damit der benötigte Einspeisedruck sowie die örtliche Erdgasqualität im Gasnetz von Bedeutung für die Auswahl des Verfahrens.

Die folgende Tabelle 2.5 bietet eine Übersicht zu den in den vorangegangenen Kapiteln beschriebenen Verfahren zur Methananreicherung im Biogas. Dabei werden, abhängig von Anlagengröße und Art des Aufbereitungsverfahrens verschiedene Parameter vergleichend dargestellt. Ergänzend dazu ist im Kapitel 6 eine wirtschaftliche Analyse der verschiedenen Aufbereitungskonzepte zu finden. Die in Tabelle 2.5 dargestellten Daten wurden durch eine Herstellerbefragung generiert. Allen Herstellern wurden dabei folgende gleichbleibende Grundvoraussetzungen vorgegeben:

- Methangehalt im Rohgas 55 %
- Schwefelgehalt nach Grobentschwefelung ≤ 100 ppmv
- Wasserdampf 3 % (T = 25 °C, p = 1,015 bar)
- Stickstoff 0,4 %
- Sauerstoff 0,1 %
- Wasserstoff 0,5 %
- Ammoniak 1 mg/m³
- Kohlendioxid Rest
- Übergabedruck Rohgas 1,015 bar
- Mindestmethangehalt im Produktgas 95 %
- maximale Methanemission 0,2 %

Darüber hinaus wird allen Verfahren bzw. Anlagen unterstellt, dass durchweg keine Abnahme der auskoppelbaren Wärme möglich ist und daher im sogenannten „worst-case“ die Abwärme mit Kühlaggregaten unter Stromeinsatz an die Umgebung abgegeben werden muss. Der „worst-case“ wurde gewählt, um eine vergleichbare Basis für alle Verfahren zu haben. In einem tatsächlichen Anwendungsfall sind wie bereits erwähnt, immer etwaige Wärmenutzungskonzepte mit in Betracht zu ziehen. Auf diese Weise können unter Umständen Gutschriften für eine Abgabe der Abwärme generiert werden. Im Falle einer Auskopplung der Wärme zur externen Nutzung ist ein zusätzlicher Energieaufwand (Strom) zu berücksichtigen. Allerdings reduziert sich in einem solchen Fall der Energieverbrauch für eine sonst notwendige Kühlung bzw. entfällt komplett.

In dem in der Tabelle 2.5 angegebenen elektrischen Energieverbrauch sind dementsprechend alle Verbraucher der Gasaufbereitung, der Kühlung sowie der Schwachgasnachbehandlung enthalten. Die technischen Kenndaten lassen dabei nur Rückschlüsse auf Verfahren von Herstellern zu, die sich aktiv an der Befragung beteiligt haben. Verfahrenskenndaten, bei denen mehr als ein Anbieter an der Befragung teilgenommen hat, sind als Spannbreiten aufgeführt. Die Werte sind nur als Richtwerte zu verstehen und können je nach Standortgegebenheiten variieren.

Der Methanschlupf bezieht sich auf den Gesamtmethangehalt im Rohbiogas. Aufgrund des sehr geringen Methanschlupfes der Aminwäsche von ≤ 0,1 % kann im Allgemeinen auf eine Schwachgasnachbehandlung verzichtet werden. Verfahrensbedingt ist der Methanschlupf beim Membranverfahren relativ hoch. Dieser kann durch eine 2- bzw. 3-stufige Verschaltung reduziert werden, was jedoch mit einem erhöhten Energieaufwand durch steigende Druckverluste einhergeht.

Ausblick

Die fortschreitenden Entwicklungen, der bestehende Marktdruck durch die verschiedenen Hersteller und Anpassungen im

TAB. 2.5: TECHNISCHE KENNDATEN (RICHTWERTE) DER VERSCHIEDENEN AUFBEREITUNGSKONZEPTE, STAND 2012, HERSTELLERANGABEN

Parameter	Carbotech	Malmberg	Greenlane	Haase	MT Biomethan	Axiom
Verfahren	DWA	DWW	DWW	phy. Absorption mit org. Lösemitteln	Aminwäsche	Membran-trennung
Anlagengröße in $m^3_{i.N.}/h$ Rohgas	400–2.800	350–2.000	400–2.800	250–2.800	400–2.000	400–700
Platzbedarf in m^2	200–300	80–250	36–60	100–555	107–230	105–166
elektrischer Energiebedarf* in $kWh/m^3_{i.N.}$ Rohgas	‹ 0,19	0,2–0,23	0,17–0,22	0,23–0,27	0,09	0,24
thermischer Energiebedarf in $kWh/m^3_{i.N.}$ Rohgas	0	0	0	interne Wärme-bereitstellung (u. a. aus Schwachgasnach-behandlung)	0,6	0
Übergabedruck an BGEA in bar_{abs}	2	4,5–5,5	7–8	5–7	1,2	6
max. extern nutzbare Wärme in $kWhth/m^3_{i.N.}$ Rohgas	‹ 0,1	0,06–0,18	0,1–0,12	0,12–0,13	0,3	0,36
Methanschlupf vor Schwach-gasnachbehandlung	‹ 1,5 %	≤ 1 %	‹ 1 %	≤ 1%	≤ 0,1 %	≤ 5 %

Quellen: [2-52], [2-55], [2-37], [2-36], [2-38], [2-31]

* *Werte beziehen sich auf „worst-case" Situation, dass bedeutet es findet keine Auskopplung von Wärme statt, statt dessen erfolgt eine Kühlung mittels weiteren Energieeinsatz*

Regulierungswerk (z. B. EEG, GasNZV, DVGW) führen zu einer ständigen Weiterentwicklung der Verfahren.

Beobachtungen am Markt deuten auf eine zukünftig steigende Anzahl von Membrananlagen, auch mit verbesserten Abtrenneigenschaften, hin. So setzt Beispielsweise Axiom derzeit Membranen ein, die eine Selektivität von 20 aufweisen. Es wird jedoch bereits an einer optimierten Variante mit einer Membranselektivität von 50 gearbeitet, die es zukünftig ermöglicht, eine noch effektivere Trennung von CH_4 und CO_2 zu realisieren [2-52].

Alle Anbieter von Aufbereitungsanlagen optimieren ihre Verfahren ständig weiter, um den Energiebedarf und damit implizit die Kosten noch weiter abzusenken und die Verfügbarkeit zu erhöhen. Dies umfasst beispielsweise auch weiter entwickelte Servicekonzepte, vorbeugende Wartungen, kurze Reaktionszeiten bei Störungen oder die Ersatzteilvorhaltung, um bei Störungen die Ausfallzeiten zu minimieren.

Seit kurzem ist ein energieoptimiertes Niederdruck-Druckwechseladsorptionsverfahren (LPSA) der Firma Schmack Carbotech verfügbar. Ähnliche Ansätze verfolgen auch Anbieter von Druckwasserwäschen [2-31].

Die Firma Pentair Haffmans bietet bereits seit ca. 3 Jahren ein neuartiges kombiniertes Membran-Kryogen-Verfahren zur Biogasaufbereitung an. Derzeit ist die Firma damit jedoch noch nicht auf dem deutschen Markt vertreten. Nach Firmenaussage soll die erste Anlage in Deutschland 2013 in Betrieb gehen [2-51].

2.5 Entfernung weiterer Gasbegleitstoffe

2.5.1 Siloxane

Silikonöle (flüchtige Methylsiloxane) sind in Wasch- und Reinigungsmitteln (Schaumprävention), Kosmetika und anderen Körperpflegeprodukten enthalten. Über das Abwasser gelangen diese Stoffe in Abwasseraufbereitungsanlagen. Während der Klärschlammausfaulung treten die flüchtigen Methylsiloxane in die Gasphase über. Methylsiloxane und Silanole sind insbesondere auch in Deponiegas zu finden. Silikonhaltige Abfälle werden über die Zeit zersetzt und zu niedermolekularen, flüchtigen Siliziumverbindungen abgebaut.

Flüchtige Methylsiloxane können bei der Vergärung organischer Abfälle in die Gasphase desorbieren, sofern die Abfallfraktionen Silikonöle enthalten [2-11]. Sie können daher auch in sehr geringen Mengen im Biogas (‹ 0,1–5 mg/m^3 [2-9]) vorkommen.

In Verbrennungsmotoren oder Gaskesseln entsteht bei der Verbrennung flüchtiger Methylsiloxane Siliziumdioxid (SiO_2; Quarz) und lagert sich als glasartiger Überzug an Wänden von Wärmeüberträgern, bewegten Teilen oder Kolben ab. Hohe Siliziumgehalte in Brenngasen führen rasch zu irreversiblen Schäden, weshalb diese Gasspuren zwingend aus dem Gasstrom abzutrennen sind.

Für die Abtrennung von Methylsiloxanen oder höheren Kohlenwasserstoffen hat sich die Adsorptionstechnik auf Basis von Aktivkohlen bewährt. Absorptive Verfahren oder Tieftemperaturverfahren haben sich am Markt nicht durchsetzen

können, da die Reinigungsleistung zu gering und der apparative Aufwand meist zu hoch ist. In der Regel erfolgt die Spurengasabreinigung in zwei seriell geschalteten Adsorbern. Sobald der erste Adsorber beladen ist, wird auf den zweiten Adsorber umgeschaltet und der beladene Adsorber ausgetauscht. Wenn der zweite Adsorber beladen ist, wird wieder auf den ersten Adsorber umgeschaltet. Oftmals wird den Adsorbern auch eine Gaskühltrocknung vorgeschaltet, da Wasser die Adsorption der Spurengase erschwert. Auf diese Weise wird der Adsorber entlastet und es können längere Standzeiten erreicht werden. Mittels Adsorption bereinigte Gase erreichen einen Restgehalt an Siloxanen von unter 0,1 mg/m³ [2-11], [2-53].

2.5.2 Sonstige Gasbestandteile

Zu den sonstigen, hier bisher nicht näher erläuterten, Gasbestandteilen bzw. Spurengasen zählen u. a. Luftsauerstoff, Ammoniak oder höhere Kohlenwasserstoffe wie beispielsweise Benzol, Toluol und Xylol (BTX).

Die biologische Entschwefelung mittels Zufuhr von Luft im Fermenter senkt den Energiegehalt des Produktgases ab, weshalb bei einer Biogasaufbereitung auf Erdgasqualität auf diese Art der Grobentschwefelung verzichtet werden sollte. Zudem würden bei einer späteren Brenngaskonditionierung auf die brenntechnischen Kenndaten des im örtlichen Netz vorhandenen Erdgases unnötige Kosten entstehen. Auch das DVGW-Regelwerk gibt hier Grenzwerte vor, vgl. Kapitel 3.2.

Stickstoff und Sauerstoff sind praktisch nicht aus dem Produktgas zu entfernen und führen entsprechend zu einem verringertem Energiegehalt des Produktgases [2-54].

Ammoniak sowie BTX können bei Verwendung von Bioabfällen ebenfalls in Rohbiogasen vorhanden sein. In NawaRo-Biogasanlagen liegen BTX-Konzentrationen im Allgemeinen nahe oder kurz unterhalb der Nachweisgrenze von 0,1 mg/m³, lediglich Toluol konnte bereits in Einzelfällen in Konzentrationen bis 5 mg/m³ nachgewiesen werden [2-12]. Höhere Kohlenwasserstoffe können hervorragend mit Aktivkohlen aus dem Gasstrom entfernt werden. Ammoniak löst sich sehr gut in wässrigen Lösungen. Eine aufwendige Spurengasabreinigung ist deshalb auch bei Bioabfallgasen nicht notwendig bzw. die Spurengase werden in der Regel in den üblichen Biogasaufbereitungsverfahren mit abgetrennt.

2.6 Emissionen aus Biogasaufbereitungsanlagen

In diesem Abschnitt werden betriebsbedingte Emissionen während der Aufbereitung und Einspeisung von Biogas betrachtet. Hierzu zählen vor allem gasförmige Stoffe, die als Schwachgas während der Methananreicherung abgetrennt werden. Je nach Verfahren besitzt das Schwachgas unterschiedliche Komponenten mit variierenden Gaszusammensetzungen, wie Tabelle 2.6 zu entnehmen ist. Die hier genannten Werte sind nur als Richtwerte zu verstehen, Abweichungen sind im Einzelfall möglich.

Die Aufbereitungsverfahren besitzen einen gewissen Methanschlupf (vgl. Kapitel 2.4), welcher im Schwachgas Werte zwischen 0,01 und 1,1 Vol.-% annehmen kann. Laut GasNZV §36 darf ein maximaler Methananteil im Schwachgas von 0,2 % nicht überschritten werden (gültig ab dem 1. Mai 2012). Auch nach EEG 2012 Anlage 1 ist dieser Grenzwert einzuhalten, um die Voraussetzung zur Gewährung des Gasaufbereitungsbonus zu erfüllen. Anlagen deren Methangehalt oberhalb des geforderten Grenzwertes liegt, müssen für eine Schwachgasnachbehandlung sorgen (vgl. Kapitel 2.7). Aufgrund der sehr geringen Methangehalte im Schwachgas der Aminwäsche kann hier i. d. R. auf eine Schwachgasnachbehandlung verzichtet werden.

Wird das Schwachgas bspw. durch eine katalytische oder thermische Verbrennung nachbehandelt, werden die Abgase dieser Prozessschritte relevant. Von Bedeutung sind dabei die Konzentrationen von Schwefeloxiden (SO_x), Stickoxiden (NO_x), Kohlenmonoxid (CO), der Gesamt-Kohlenwasserstoffe (THC) und von Staub. Diese sind nach der TA-Luft mit Grenzwerten versehen, die bei entsprechender Genehmigung nach BImSchG Anwendung finden. Werden Schwachgase in einer Fackel verbrannt, sind die Massenkonzentration sowie ein Mindestminderungsgrad des Gesamtkohlenstoffanteils im Abgas einzuhalten. Dieses geht meist mit der Forderung nach einer Verbrennungstemperatur › 850 °C einher.

Neben den gasförmigen, betriebsbedingten Emissionen werden Betriebsstoffe eingesetzt, die als wassergefährdend einzustufen sind. Als Beispiele können Eisen-II-Chlorid zur Biogas-Entschwefelung und Diethanolamin, Dimethylether und Polyethylenglykol als Bestandteile organischer Lösemittel innerhalb der Absorptionsverfahren genannt werden. Daraus

TAB. 2.6: TYPISCHE SCHWACHGASZUSAMMENSETZUNG, NACH [2-10]

		Organische Wäsche*	Druckwechseladsorption	Druckwasserwäsche	Amin-Wäsche**
Methanschlupf	%	2,0–2,6	1–3	0,8–1,8	‹ 0,1
y_{CH_4}	Vol.-%	0,4–1,0	1,1	0,1–0,4	0,01
y_{CO_2}		26–32	87–99	14–22	99,99
y_{N_2}		51–59	0,4	62–70	0,00
y_{O_2}		14–17	0,1	16–19	0,00
y_{H_2}	ppmv	‹ 1	‹ 1	‹ 1	‹ 1
y_{H_2S}		‹ 1	‹ 1,5	20–90	‹ 1

* *Genosorb-Wäsche*
** *Diethanolamin-Wäsche*

ergibt sich die Notwendigkeit den Forderungen des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG) sowie der Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdeten Stoffen (VAUwS) nachzukommen.

2.7 Schwachgasnachbehandlung

Die Art der Schwachgasnachbehandlung richtet sich in erster Linie nach der Schwachgaszusammensetzung und -menge und damit nach dem gewählten Aufbereitungsverfahren (vgl. Kapitel 2.4). Schwachgase sind CO_2-reiche Abgase mit geringen Methananteilen und zum Teil in erheblichem Maße mit Strippluft verdünnt. Im Einzelfall kann auch H_2S enthalten sein.

Im Regelfall sind die in der TA Luft enthaltenen Immissionsgrenzwerte hinsichtlich Schwefel und höheren Kohlenwasserstoffen einzuhalten. Zudem enthalten Förderbestimmungen des EEG sowie der GasNZV Immissionsschutzanforderungen. Der Gasaufbereitungsbonus nach EEG 2012 wird beispielsweise nur bei Einhaltung eines Methanverlustes von unter 0,2 % gewährt.

Derzeit sind drei Verfahren zur Schwachgasnachbehandlung verfügbar. Die Wahl des Verfahrens richtet sich dabei hauptsächlich nach dem Methangehalt im Schwachgas. So wird bei sehr geringen Methangehalten vor allem eine **regenerativ thermische Oxidation** (RTO) zum Einsatz kommen. **Katalytische Nachverbrennungen** (KNV) können nur für die Nachbehandlung (Oxidation höherer Kohlenwasserstoffe) eingesetzt werden, wenn im Abgas keine Katalysatorgifte wie Schwefel enthalten sind. Zudem sind Methanmindestgehalte zu beachten oder entsprechend Stützgase (z. B. Biogas) zuzugeben. Bei hohen Methan-Konzentrationen ab ca. 4 Vol.-% Methan kann auch eine **Schwachgasverbrennung** zur Anwendung kommen. Die Zufeuerung mit Biogas als Stützgas ist im Allgemeinen betriebswirtschaftlich nur in Kombination mit einer entsprechenden Wärmenutzung zu rechtfertigen. Alle drei Verfahren weisen aufgrund der niedrigen Reaktionstemperatur praktisch keine NO_x-Emissionen auf [2-10]. Biofilter können nur zur Geruchsminderung schwefelbelasteter Abluftströme eingesetzt werden.

2.7.1 Katalytische Nachverbrennung (KNV)

Als Katalysatormaterial kommt zumeist Palladium, Platin oder Kobalt-Molybdän zum Einsatz [2-11]. Das Verfahren kann auch für große Volumenströme angewendet werden. Nachteilig sind die hohen Katalysatorkosten und deren Sensitivität gegenüber Verunreinigungen wie Schwefelwasserstoff. In der Praxis wird daher zumeist eine vorgeschaltete Feinentschwefelung installiert.

Im Katalysator können Restmengen von Methan sowie weitere flüchtige organische Stoffe oxidiert werden. Methan wird dabei zu CO_2 und H_2O oxidiert. Im Vergleich zur RTO oder Schwachgasverbrennung wird das Methan bei Temperaturen um 300 °C oxidiert. Zum Anfahren des Prozesses wird eine Stützfeuerung oder eine elektrische Vorheizung benötigt. Nach Literaturangaben ist ein autothermer Betrieb bereits ab 0,5 Vol.-% Methan im Abgasstrom möglich [2-10].

Abb. 2.20: Katalytische Nachverbrennung an einer PSA-Anlage [Fraunhofer UMSICHT]

2.7.2 Regenerativ-thermische Oxidation (RTO)

Die regenerative-thermische Oxidation kann bereits bei einem Methangehalt ab 0,3 Vol.-% autotherm betrieben werden [2-37]. Lediglich bei Inbetriebnahme ist für die Aufheizung der keramischen Speichermassen eine Stützfeuerung (z. B. mit Biogas oder Erdgas) notwendig. Dazu wird der Wärmespeicher, der gleichzeitig den Reaktionsraum darstellt, bis auf ca. 800 °C aufgeheizt. In der Regel besteht das System aus zwei derartigen Reaktionskammern. Bei größeren Volumenströmen bzw. höheren Abgasreinigungsanforderungen können auch drei dieser Kammern zum Einsatz kommen.

Das Schwachgas durchströmt die Speichermasse und das Methan oxidiert dabei zu CO_2 und H_2O. Die Reaktionszone wandert dabei kontinuierlich in Strömungsrichtung durch das Bett. In regelmäßigen Abständen wird die Strömungsrichtung zwischen den Kammern umgekehrt, um die Reaktionszone in den Kammern zu halten. RTO-Verfahren sind unempfindlich gegenüber Schwefelbelastungen und deshalb sehr gut für die Schwachgasnachbehandlung schwefelbelasteter Abgase (z. B. Druckwasserwäsche) geeignet.

Abb. 2.21: RTO-Abgasnachbehandlungsanlage an einer Druckwasserwäsche [Fraunhofer IWES]

2.7.3 Schwachgasbrenner

Schwachgasbrenner, auch als FLOX-Brenner bezeichnet, ermöglichen eine stabile Methanverbrennung bereits bei Methangehalten ab 4 Vol.-% (Voraussetzung: Schwachgasvorwärmung auf 450 bis 500 °C). Bei niedrigeren Methangehalten im Abgas muss ein Stützgas zugegeben werden. FLOX-Brenner werden deshalb bevorzugt für die Schwachgasnachbehandlung von Abgasströmen aus Aufbereitungsanlagen mit hohen Methanverlusten (z. B. Membranverfahren) sowie einem entsprechendem Wärmebedarf am Standort eingesetzt. Anstelle einer Schwachgasvorwärmung kann auch der Stützgasanteil angehoben werden. Das System ist unempfindlich gegenüber Schwefelbelastungen im Schwachgasstrom [2-10], [2-11].

2.8 Anlagensicherheit von Biogasaufbereitungsanlagen

Biogasaufbereitungs- und einspeiseanlagen unterliegen, wie auch die vorgelagerten Prozessschritte der Biogaserzeugung, den allgemeinen Anforderungen an den Arbeitsschutz nach ArbSchG, BImSchG, BetrSichV, 11. GPSGV (Elfte Verordnung zum Geräte- und Produktsicherheitsgesetz – Explosionsschutzverordnung) sowie diversen Technischen Regeln zur Betriebssicherheit. Diese und weitere (gesetzliche) Grundlagen schaffen die Basis zur Verhütung und Vermeidung von Unfällen und von arbeitsbedingten Gefährdungen.

Potenzielle Gefahren bei Biogasaufbereitungs- und einspeiseanlagen ergeben sich durch die zu handhabenden Medien selbst sowie durch den jeweils zur Anwendung kommenden technischen Prozess. So können das produzierte Rohbiogas und das aufbereitete Biomethan, als auch die Prozessgase zur Brennwertanpassung (Propan und Butan) in Verbindung mit Luftsauerstoff explosionsfähige Gemische bilden. Das Rohbiogas enthält neben Methan als zündfähigem Bestandteil, weitere Komponenten, die entweder giftig (H_2S) bzw. erstickend (CO_2) wirken. Im Schwachgas gehört Kohlendioxid zu den Hauptbestandteilen, sodass bei Gasaustritt im Havariefall mit Erstickungsgefahr gerechnet werden muss. Besonders beim Membrantrennverfahren können noch relevante Anteile Methan im Schwachgas enthalten sein, sodass dieses Gasgemisch in Luft u. U. eine explosionsfähige Atmosphäre bilden kann. Im Normalbetrieb werden diese Gase und Gasgemische in gasdicht geschlossenen Anlagenteilen und Komponenten gehandhabt. Gefahr besteht folglich nur bei unbeabsichtigtem Austritt im Havariefall. Die Bildung explosionsfähiger Gemische durch das Eindringen von Luftsauerstoff in das Gassystems, wird i. d. R. durch den kontrollierten Betrieb unter erhöhtem Druck ausgeschlossen. Hierbei ist zu beachten, dass je nach Aufbereitungsverfahren Arbeitsdrücke von bis zu 10 bar vorherrschen. Diese liegen bei der Einspeisung in das Erdgasnetz z. T. noch darüber. Anlagenteile sind entsprechend der gegebenen Druckstufen auszulegen und gegen unzulässige Drücke abzusichern. Des Weiteren ist verfahrensbedingt mit hohen Temperaturen zu rechnen. So findet bspw. die Regeneration der Waschlösung der Aminwäsche bei Temperaturen von 140 °C statt (vgl. Kapitel 2.4.3).

Durch die Verwendung verschiedenster Stoffe und Chemikalien zur Rohbiogasreinigung und während des Aufbereitungsprozesses zu Biomethan, sind weitere Gefahrenquellen im Umgang mit diesen Stoffen zu beachten. Zu nennen sind hierbei einige der unter Kapitel 2.2 genannten Eisenpräparate, z. B. Eisen(II)-chlorid, das als gesundheitsschädlich eingestuft ist. Waschlösungen wie Diethanolamin der chemischen Absorption (vgl. Aminwäsche Kapitel 2.4.3) können ebenfalls gesundheitsschädlich oder reizend wirken. Beim Umgang mit diesen oder anderen Stoffen mit gesundheitlicher Relevanz sind entsprechende Schutzmaßnahmen wie z. B. das Tragen persönlicher Schutzbekleidung zu treffen. Informationen zur Wirkung und zum Umgang mit den verwendeten Chemikalien können u. a. den Sicherheitsdatenblättern entnommen werden. Die Stoffdatenbank des Instituts für Arbeitsschutz der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung (IFA) hält hierzu weiterführende stoffspezifische Informationen bereit (www.dguv.de/ifa/de/gestis/stoffdb/index.jsp).

Generell ist für den Betrieb von Aufbereitungs- und Einspeiseanlagen eine Gefährdungsbeurteilung auf Basis des ArbSchG bzw. der BetrSichV durchzuführen. Abhängig von der Art der Anlage (bspw. Art der Entschwefelung oder Gasaufbereitung) und deren Betriebsweise, sind für eine Vielzahl von Betriebszuständen Gefahren zu beurteilen und entsprechende, vorbeugende Maßnahmen technischer und/oder betrieblicher Art zu definieren. Hierzu zählen bspw. das Festlegen von Wartungs- und Prüfintervallen oder die Einteilung von Zonen innerhalb explosionsgefährdeter Bereiche.

Neben dem umfangreichen gesetzlichen Regelwerk sind technische Normen, Regeln und Merkblätter zu berücksichtigen. Speziell für Biogasaufbereitungs- und einspeiseanlagen gelten diverse Regelwerke des DVGW. So beschreibt die DVGW Prüfgrundlage VP 265-1 Anforderungen an die technische Sicherheit und bildet die Grundlage für die sicherheitstechnische Bewertung von Biogasaufbereitungs- und einspeiseanlagen. Ergänzend greifen das DVGW-Merkblatt G 265-2 (M) als Technischer Hinweis und das Arbeitsblatt DVGW G 1030 (A) als Technische Regel. Sie regeln die Anforderungen an die Qualifikation und Organisation von Biogasaufbereitungs- und einspeiseanlagen und geben Hinweise zu deren Betrieb und Instandhaltung. Diese Regelwerke nehmen auch Bezug auf weiterführende gesetzliche und technische Regeln und Vorschriften, die Aufbereitungs-, Konditionierungs- und Einspeiseanlagen betreffen.

2.9 Literaturverzeichnis

[2-1] DVGW: Arbeitsblatt G 260 Gasbeschaffenheit, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (2008)

[2-2] FNR: Leitfaden Biogas – Von der Gewinnung zur Nutzung. 6., bearbeitete Auflage, Gülzow, 2013 — ISBN 3-00-014333-5

[2-3] DBFZ: DBFZ Datenbank Biogasaufbereitungsanlagen (2012)

[2-4] DBFZ: DBFZ Datenbank Biogasaufbereitungsanlagen (2013)

[2-5] DBFZ: Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse, Endbericht zur EEG-Periode 2009 bis 2011 (Nr. FZK: 03MAP138). Leipzig: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB), (2012)

[2-6] Fraunhofer IWES; Fraunhofer UMSICHT; DBFZ: BIOMON – Evaluierung der Biomethanbereitstellung, -verteilung und -nutzung in Deutschland durch ein Marktmonitoring (2012)

[2-7] DBFZ: Daten von Biogasanlagen-Vermessung (2012)

[2-8] Krassowski, J.; Lohmann, H.; Gomez, S.; Liebetrau, J.; Fischer, El.; Strach, K.: Bioabfallvergärung – Beiträge zur Prozessoptimierung und zur verbesserten Gasnutzung, 03KB032A und 03KB032B, gefördert vom BMUB, erarbeitet vom Fraunhofer UMSICHT sowie Deutschen Biomasseforschungszentrum (2012)

[2-9] Ramesohl, S.; Arnold, K.; Kaltschmitt, M.; Scholwin, F.; Plättner, A.: Biomassevergasung, Technologien und Kosten der Gasaufbereitung und Potenziale der Biogaseinspeisung in Deutschland, Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse. Wuppertal, Leipzig, Oberhausen, Essen: Fraunhofer UMSICHT, (2005)

[2-10] Graf, F.; Bajohr, S.: Biogas – Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung. München: Oldenbourg Industrieverlag GmbH (2011)

[2-11] DWA: Aufbereitung von Biogas. Bd. Merkblatt DWA-M 361. Hennef: Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfälle e.V. (DWA), (2011)

[2-12] Urban, W.; Klinkert, V.; Bothendorf, E.; Berger, R.; Meyer-Prescher, B.: Gasnetze der Zukunft – Studie zu den Auswirkungen der Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz auf den Netzbetrieb und Endverbraucher. Leipzig, Braunschweig, Oberhausen (2010)

[2-13] Ullmann: Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, 6. Auflage: Wiley-VCH Verlag (2002)

[2-14] Weiland, P.: Notwendigkeit der Biogasaufbereitung, Ansprüche einzelner Nutzungsrouten und Stand der Technik. (2003)

[2-15] Polster, R.; Brummack, J.: Preiswerte Biogasentschwefelung an Sekundärrohstoffen, TU Dresden, Institut für Verfahrenstechnik und Umwelttechnik (2004)

[2-16] Swedisch Gas Center: Report SGC 118 – Adding Gas from Biomass to the Gas Grid, Malmö (2001)

[2-17] Kabasci, S.: Persönliche Informationen. (2005)

[2-18] Richter, G.; Grabbert, G.; Shurrab, M.: Biogaserzeugung im Kleinen. Bd. 8: GWF-Erdgas, (1999)

[2-19] Dichtl, N.; Geschwind, S.: Technische Voraussetzungen zur Einspeisung von Biogas in das Gasnetz. (2001)

[2-20] ATV-DVWK: ATV-DVWK-M 363 – Merkblatt: Herkunft, Aufbereitung und Verwertung von Biogasen, Gesellschaft zur Förderung der Abwassertechnik e.V., Hennef (2002)

[2-21] Rossow, S.; Deerberg, G.; Götze, T.; Kanswohl, N.; Nelles, M.: Biogasfeinentschwefelung mittels neu entwickelter dotierter Aktivkohle. In: Müll und Abfall Bd. 05.09 (2009)

[2-22] Henning, K.; Schäfer, S.: Impregnated activated Carbon for environmental protection, CarboTech, Essen (2005)

[2-23] Braukmann, J.: Planung der Gasaufbereitung eines mobilen Brennstoffzellenteststandes. Diplomarbeit, Fraunhofer UMSICHT und FH Münster (2002)

[2-24] Götze, T.: Einsatz von Aktivkohle zur Biogasentschwefelung. AdFiS GmbH. Interview per Telefon am 31.07.2012.

[2-25] DVGW: Arbeitsblatt G 262 (A) Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (2011)

[2-26] Kast, W.: Adsorption aus der Gasphase. Weinheim: VCH Verlagsgesellschaft (1988)

[2-27] Silica Verfahrenstechnik GmbH: Trocknung durch Adsorption. (2011)

[2-28] Strauch, S.: Biogas upgrading technologies –technical and financial aspects. Prasentation, greengasgrids study tour (2012)

[2-29] Biogaspartner: ETW Energietechnik: Biogasaufbereitungsanlage besteht erfolgreich im Dauerlauf (2012)

[2-30] XEBEC: Product Range – Biogas Upgrading, www.xebexinc.com (2012)

[2-31] Schmack Carbotech GmbH: Technische Aspekte zur Druckwechseladsorption. Herstellerangaben (Sep. 2012).

[2-32] Knoblauch, K.; Reichenberger, J.: Druckwechselverfahren zur Gastrennung. In: Glückauf Bd. 118 (1982), Nr. 4

[2-33] Fritz, W.; Fitzer, E.; Emig, G.: Technische Chemie. Berlin: Springer Verlag (1992)

[2-34] Air Liquide: Sicherheitsdatenblätter (2010)

[2-35] Seilnacht, T.: Chemikaliendatenbank – Gas und Laborgase (2012)

[2-36] Malmberg Bioerdgastech GmbH: Technische Aspekte zur Druckwasserwäsche. Herstellerangaben (Sep. 2012).

[2-37] Haase Energietechnik GmbH: Technische Aspekte zur Genosorbwäsche. Herstellerangaben (Sep. 2012).

[2-38] MT-Biomethan GmbH: Technische Aspekte zur Aminwäsche. Herstellerangaben (2012).

[2-39] Dreyer & Bosse: AminSelect; http://www.dreyer-bosse.de/de/produkte/aminselect.php (2012)

[2-40] Makaruk, A. ; Miltner, M. ; Harasek, M.: Membrane biogas upgrading processes for the production of natural gas substitute. In: Seperation and Purification Technology (2010), Nr. 74, S. 83–92

[2-41] Hauler, F.: Herstellung und Charakterisierung von Keramik- und metallgestützten Membranschichten für die CO_2-Abtrennung in fossilen Kraftwerken, Energie & Umwelt. Bd. 80. Jülich: Forschungszentrum Jülich (2010)

[2-42] Seemann, D.: Pilotanlage mit Membrantechnik – MT-Biomethan, Erneuerbare Energien – Das Magazin (2012)

[2-43] EnviTec Biogas: Pressemitteilung: EnviTec Biogas und Evonik setzen Meilenstein in Biogasaufbereitungstechnologie (2012)

[2-44] Cirmac International bv: Technische Aspekte zur Aminwäsche. Herstellerangaben (Sep. 2012).

[2-45] Lohrengel, B.: Einführung in die thermischen Trennverfahren: Trennung von Gas-, Dampf- und Flüssigkeitsgemischen. München: Oldenbourg Wissenschaftsverlag GmbH (2012)

[2-46] Fraunhofer IKTS: CO_2-abtrennende Membran zur Biomethanherstellung. Präsentation, 12. Treffen des Bio-Methan-Kuratoriums (2012)

[2-47] Murphy, K.: The Difference between Effusion and Permeation, Get Nitrogen Institute, USA

[2-48] Mecadi GmbH: Permeation and Polymers – Ein Rückblick und eine Trendanalyse. Bexbach (2000)

[2-49] TVT Institut, TU Wien: Biogasaufbereitung mittels Membrantechnologie. http://bio.methan.at/ (2012)

[2-50] Technische Universität Wien: Überblick über Biogasaufbereitungstechnologien zur Produktion von Biomethan, BIO-METHANE REGIONS (2012)

[2-51] Pentair Haffmans: Biomethan & Grünes CO_2-Imagebroschüre (2012)

[2-52] Axiom GmbH: Technische Aspekte zum Membrantrennverfahren. Herstellerangaben (Sep. 2012).

[2-53] Ajhar, M.; Travesset, M.; Yüce, S.; Melin, T.: Siloxane-removal from landfill and digestergas – A technology overview. In: Bioresource Technology Bd. 101 (2010), Nr. 9, S. 2913–2923

[2-54] Dachs, G. ; Zach, C.: Biogasaufbereitungssysteme zur Einspeisung in das Erdgasnetz – ein Praxisvergleich. München: Solarenergieförderverein Bayern e.V. (2008)

[2-55] Greenlane Biogas GmbH: Technische Aspekte zur Druckwasserwäsche. Herstellerangaben (Sep. 2012)

3 BIOGASEINSPEISUNG

In diesem Kapitel werden die grundlegenden technischen Bedingungen dargestellt, die eine Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz zulassen oder aufgrund technischer und rechtlicher Restriktionen nicht ermöglichen. Zunächst wird das vorhandene Erdgasnetz in Deutschland charakterisiert. Im zweiten Teil des Kapitels wird auf die technischen Anforderungen, insbesondere durch die Vorgaben in den Arbeitsblättern des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW), eingegangen. Die technischen und physikalischen Grenzen werden analysiert und veranschaulicht. Im dritten Teil des Kapitels wird die notwendige Gaseinspeisetechnik und im vierten Teil werden die verschiedenen Möglichkeiten der netzkonformen Gaseinspeisung näher erläutert.

3.1 Charakterisierung des vorhandenen Erdgasnetzes

Im Jahr 2012 lag der Inlandsverbrauch von Erdgas bei ca. 3.260 PJ (ca. 900 Mrd. kWh) [3-1]. In Abbildung 3.1 ist die Bezugsverteilung für das in Deutschland verbrauchte Erdgas im Jahr 2012 dargestellt.

Deutschland deckt seinen Gasbedarf zu ca. 10,7 % aus inländischen Vorkommen. Die Lagerstätten befinden sich vor allem in Norddeutschland. Derzeit werden jährlich ca. 13 Mrd. m³ Erdgas in Deutschland gefördert, wobei nicht die gesamte Menge für den einheimischen Markt bestimmt ist und ein Teil exportiert wird [3-2]. Der überwiegende Teil des Erdgasbedarfs

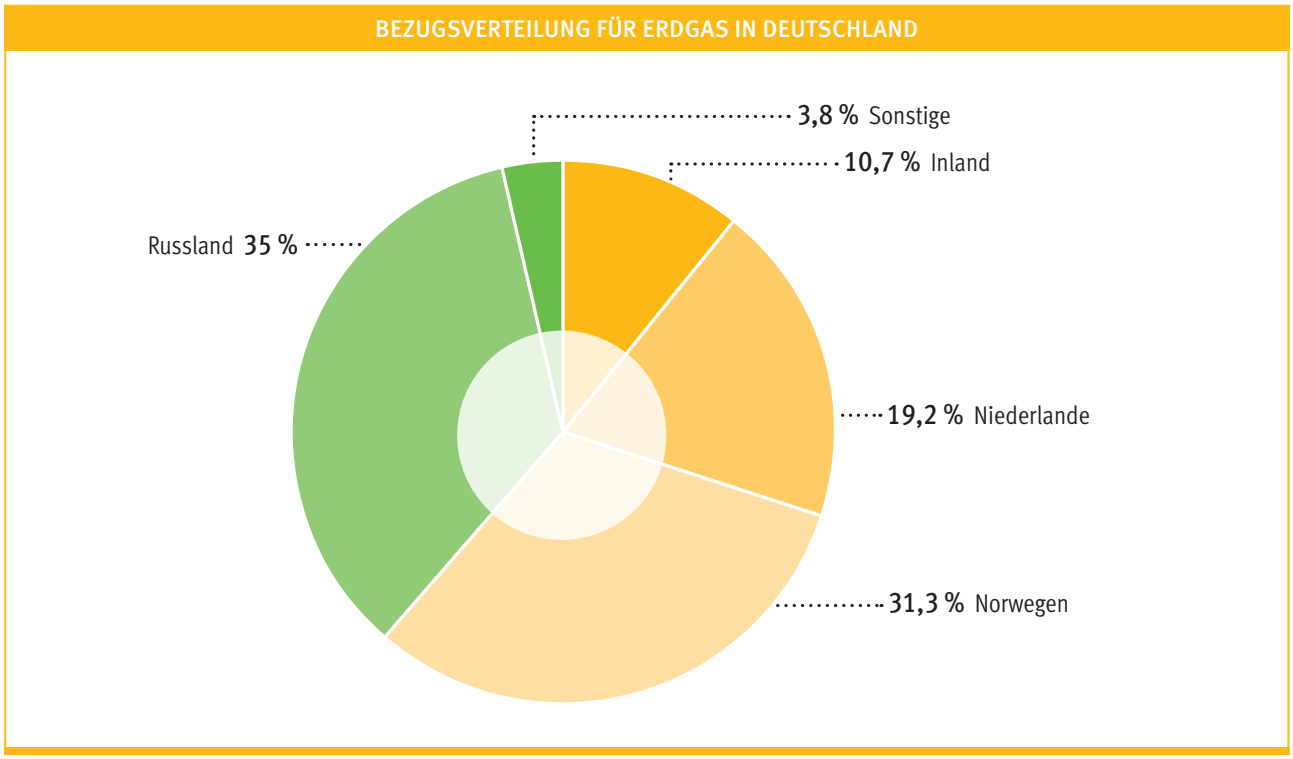


Abb. 3.1: Bezugsverteilung für Erdgas in Deutschland 2012, nach [3-1]

wird jedoch durch Importe aus dem Ausland sichergestellt. Allen voran aus Russland (35 %), Norwegen (31,3 %) und den Niederlanden (19,2 %). Je nach Herkunftsort weist das Erdgas unterschiedliche Zusammensetzungen auf, was zur Folge hat, dass in Deutschland Erdgas mit verschiedenen Qualitäten zur Verteilung kommt. Anhand des Wobbe-Index werden die Erdgase in H- und L-Gase eingeteilt (Genaueres zu Gaszusammensetzungen und Qualitäten in Kapitel 3.1.3).

Die Leitungslänge der deutschen Gaswirtschaft ist seit Beginn des 19. Jahrhunderts bis auf ca. 471.000 km Verteilnetz sowie 39.000 km Fernleitungsnetz angewachsen [3-3]. Jährlich werden ca. 2–3 Mrd. € in die Erdgasinfrastruktur investiert [3-34]. Im September 2011 wurde der erste von zwei Strängen der Ostseepipeline eingeweiht. Durch die Ostseepipeline, auch North Stream Pipeline genannt, sollen zukünftig 55 Mrd. m³/a Erdgas nach Deutschland und Europa gefördert werden [3-35].

Derzeit verfügt Deutschland (Stand 2012) über 43 in Betrieb befindliche Untertagespeicher mit einem max. Gesamtarbeitsvolumen von rund 22 Mrd. m³ [3-3]. Damit besitzt Deutschland nach den USA, der Ukraine und Russland die weltweit größten Speicherkapazitäten. Es ist somit im EU-Vergleich führend und ein wichtiges Drehkreuz sowie Transitland für die europäische Gasversorgung. Gemessen am momentanen Durchschnittsverbrauch reicht, statistisch gesehen, diese Menge aus um den deutschen Bedarf für ca. 2,5 Monate zu decken. Bis zum Jahr 2018 soll das Arbeitsgasspeichervolumen[6] in Deutschland auf ca. 30 Mrd. m³ anwachsen [3-4].

Auf Grund seiner Entwicklungsgeschichte ist das deutsche Gasnetz zu einer räumlich schwer zu systematisierenden heterogenen Struktur gewachsen. Im Wesentlichen lassen sich zwei Entwicklungstypen unterscheiden. Zum einen gibt es traditionsreiche Netze, die früher auch oftmals mit Stadtgas betrieben wurden, so in der Metropolregion Berlin und entlang des Rheins. Diese alten Strukturen zeichnen sich meist durch große Durchmesser mit verhältnismäßig geringen Drücken aus. Zum anderen gibt es auch die Netze in später erschlossenen Regionen, vor allem in Süd- und Ostdeutschland, die über eher kleinere Durchmesser mit entsprechend höheren Drücken verfügen.

Generell kann das Gasnetz nach Druckstufe (im Weiteren auch Netzebene genannt) und Versorgungsebene klassifiziert werden.

3.1.1 Einteilung nach Netzebenen

Das Erdgaspipeline- bzw. Rohrnetz wird in vier Versorgungsebenen unterteilt:

Ebene 1: internationales Ferntransportnetz (vorgelagertes Rohrleitungsnetz)
Ebene 2: überregionales bzw. innerdeutsches Transportnetz
Ebene 3: regionales Transportnetz
Ebene 4: lokales Verteilungsnetz

Das innerdeutsche Transportnetz verbindet die internationale Ferntransportebene mit den regionalen bzw. lokalen Versorgungsnetzen. Charakteristisch für die Transportnetzebene ist ein weiträumiger Leitungsverbund mit hohen Transportvolumina und Betriebsdrücken von 25 bis 80 bar. Gespeist werden diese

GASVERSORGUNGSUNTERNEHMEN NACH GRÖSSENKLASSEN

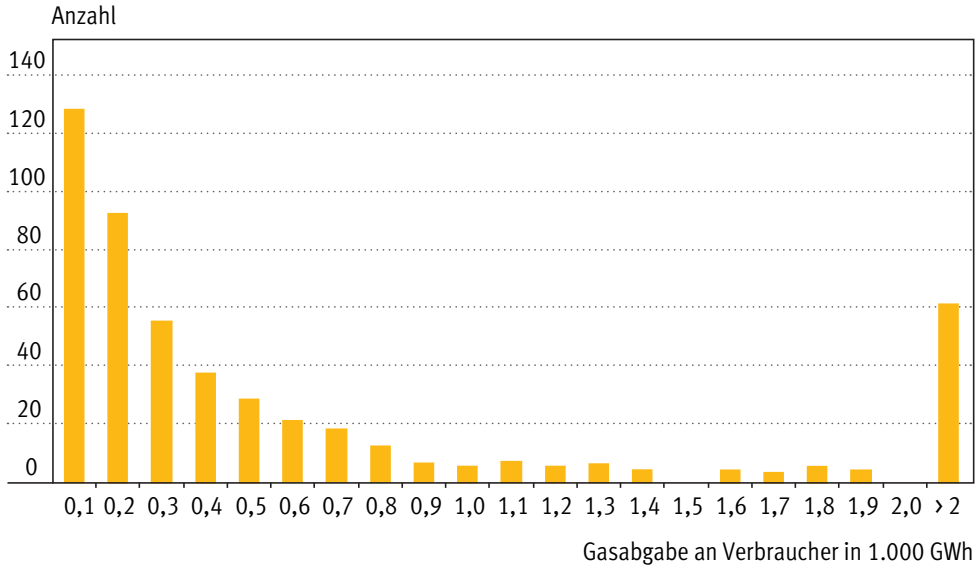


Abb. 3.2: Anzahl der Gasversorgungsunternehmen unterteilt nach Größenklassen, nach [3-5]

[6] *Das Volumen in Erdgasspeicher teilt sich in Arbeitsgasvolumen und Kissengasvolumen auf. Während das Kissengasvolumen im Speicher verbleibt, kann das Arbeitsgasvolumen entnommen werden.*

Netze über Übergabepunkte aus der internationalen Ferngasnetzebene oder Netzkopplungspunkten aus anderen innerdeutschen Marktgebieten. Die zentrale Aufgabe dieser Netzebene ist die Versorgung der Regionalnetzebene bzw. teilweise sogar direkt der lokalen Endverteilnetzebene. Dementsprechend ist das innerdeutsche Transportnetz kaum vermascht. Ausspeisungen aus diesen Netzen erfolgen vor allem in die nachgelagerten Netzebenen oder an den Netzkopplungspunkten in andere Marktgebiete. Eine Endkundenversorgung findet mit Ausnahme von Kunden mit sehr hohem Gasbedarf, wie z. B. bei Gaskraftwerken, im Normalfall nicht statt.

Deutschland hat mit zwölf Fernleitungsnetzbetreibern und rund 700 regionalen Verteilnetzbetreibern eine der dichtesten Gasinfrastrukturen, verbunden mit einem sehr hohen Erschließungsgrad, in Europa [3-6].

Die Regionalnetze verbinden die Ferntransportnetze mit der lokalen Verteilebene. Bei den lokalen Verteilungsnetzen handelt es sich zum Teil um eng vermaschte Netze (bzw. Strahlen-, Verästelungs-, Ring- und vermaschtes Rohrnetz), die zur lokalen Versorgung mit Erdgas dienen. Analog zu anderen lokalen Versorgungsnetzen erfolgt die Trassenführung oftmals entlang des Straßennetzes. Das technische System der Ortsgasversorgungsunternehmen lässt sich durch ein Verteilnetz charakterisieren, welches in den Straßenzügen der angeschlossenen Stadtteile verlegt ist. Damit folgt dieses Netz in seiner Geometrie weitgehend der geometrischen Struktur der Straßenzüge der Gemeinden. Die Ortsgasversorgungsunternehmen (OVU) übernehmen die Versorgung der Kunden in der Endverteilerstufe.

Als eine charakteristische Kenngröße zur Klassifizierung der Größe eines Gasversorgers und des zugehörigen Netzes wird die jährliche Gasabgabe (vergl. Kapitel 3.1.4) an Verbraucher angenommen. Eine Aufteilung der deutschen Gasversorger basierend auf den Daten der Gasstatistik 2008 stellt Abbildung 3.2 dar.

Bei rund 40 % der Gasversorgungsunternehmen liegt der Gasabsatz unter 200 GWh/a. Diese stellen kleine Ortsgasversorgungsunternehmen (OVU) dar. Bei weiteren 46 % dieser Unternehmen liegt ein Gasabsatz zwischen 200 und 1.100 GWh/a vor. In 14 % der OVU liegt der Gasabsatz über 1.100 GWh/a.

3.1.2 Einteilung nach Druckstufen

Neben der Einteilung nach der jeweiligen Versorgungsebene werden die Netze entsprechend ihres Nenndruckes in Höchstdrucknetze (>1 bar), Mitteldrucknetze (100 mbar bis 1 bar) und Niederdrucknetze (bis 100 mbar) eingeteilt. Der Transport des Erdgases nach der Gewinnung erfolgt in Hochdruck (HD)-Ferngasleitungen mit Betriebsdrücken von ca. 70 bis 120 bar, in älteren Leitungen mit 20 bis 40 bar. In Ausnahmefällen werden die HD-Leitungen offshore verlegt (z. B. in der Nord- und Ostsee). Aufgrund des Druckabfalls von ca. 0,1 bar je km sind nach 80 bis 130 km Verdichterstationen notwendig. In Deutschland werden die HD-Haupttransportleitungen als überregionale Verbundnetze von Ferngas- und Transportgesellschaften betrieben. Die Einspeisung erfolgt an Übergabepunkten an Großkunden und an in die von Gasversorgungsunternehmen (GVU) betriebenen regionalen HD-Netze. Die Ortsnetze gehen von HD-Leitungen in Mitteldruck (MD)-Leitungen und letztendlich in Niedrigdruck (ND)-Leitungen über. Diese Netze werden oft von OVU betrieben und beliefern den industriellen Endkunden (z. B. von HD-Leitungen) oder privaten Endkunden am Hausanschluss (von ND-Leitungen) mittels Anschlussleitungen mit Erdgas der vertraglich vereinbarten Qualität und Menge. Gasdruckregelanlagen reduzieren den Versorgungsgasdruck auf den erforderlichen Druck der Gasverbrauchseinrichtung. Hausinnenleitungen werden als ND-Leitungen betrieben.

Eine weitere Klassifizierungsmöglichkeit neben der Einteilung in Druckstufen ergibt sich über die Nennweiten (Tab. 3.1).

Das Leitungsnetz der deutschen Gaswirtschaft besteht aus 89.000 km HD-Leitungen Verteilnetz (> 1 bar bis zu 120 bar), aus 39.000 km HD-Leitungen Fernleitungsnetz, aus 225.000 km MD-Leitungen (100 mbar bis 1 bar) und aus 157.000 km ND-Leitungen (bis 100 mbar) [3-3].

Niederdrucknetze

Der Nennwert des Anschlussdruckes von Gasgeräten beträgt 20 mbar. Dieser Anschlussdruck darf zwischen 18 und 24 mbar schwanken und muss von dem Gasversorger sichergestellt werden. Der durchschnittliche Netzdruck im ND-Netz beträgt meist 23 mbar. Werden höhere Drücke für die Verteilung verwendet, muss der Druck über Druckregelanlagen bzw. Hausdruckregler heruntergeregelt werden. Auf der tiefsten Netzebene liegen Nenndurchmesser von DN 50 bis DN 600 und Fließdrücke von ≤ 30–100 mbar an.

Die Abnehmer des häuslichen Bereiches werden über ND-Netze bis ca. 45 mbar versorgt. Bei neu erschlossenen Gebieten erfolgt die Versorgung auch über ND-Netze mit bis ca. 100 mbar, über MD-Netze bis 1 bar oder über HD bis 4 bar und teilweise darüber.

Mitteldruck- und Hochdrucknetze

Die überregionalen Haupttransportleitungen führen bei Nenndurchmessern von DN 400 bis DN 1.400 und Nenndrücken bis PN 120 Normvolumenströme von ca. 1–2,5 Millionen m^3/h. Regionale Leitungen werden in einem breiten Spektrum von 1–70 bar betrieben.

TAB. 3.1: KLASSIFIZIERUNG DER LEITUNGEN NACH DRUCKSTUFE, NENNWEITE UND VOLUMENSTROM

Druckbereich			ND		MD	HD	
Überdruck	p_e	bar	≤ 0,03	> 0,03–0,1	> 0,1–1	> 1–16	40–120
Nennweite	DN	mm	50–600	50–600	100–400	300–600	400–1.400
Volumenstrom	V_n	m^3/h	25–3.500	70–10.000	500–16.000	80.000–325.000	2.500.000

3.1.3 Verteilte Erdgasqualität

Im deutschen Erdgasnetz kommt es zur Verteilung verschiedener Gasqualitäten, vergl. hierzu Abbildung 3.3.

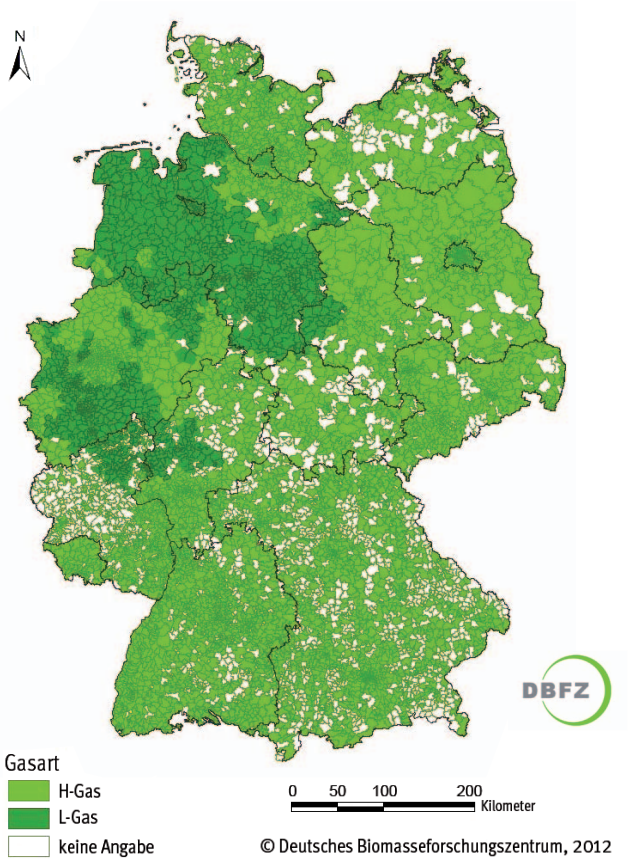


Abb. 3.3: Verteilung der Erdgasbeschaffenheit von in Deutschland verteiltem Erdgas, Datengrundlage [3-7]

Zum überwiegenden Teil wird Deutschland mit hochkalorischem H-Gas versorgt. In Tabelle 3.2 sind die Grundparameter von H- und L-Gasen dargestellt, wie sie in Deutschland verteilt werden.

3.1.4 Lastprofil

In Tabelle 3.3 ist die durchschnittliche Gasabgabe, unterteilt nach Verbrauchern und Bundesländern, für das Jahr 2008 dargestellt. Die größten Verbraucher, mit einem Anteil von je rund einem Drittel, stellen die Industrie und private Haushalte dar. Auf Bundeslandebene liegt der höchste Verbrauch in Nordrhein-Westfalen, gefolgt von Hessen und Bayern.

Die Gasabgabe im Netz ist nicht konstant. Sie ist vom Grundbedarf, wie beispielsweise dem Wärmebedarf, sowie von Nachfragespitzen (z. B. durch Kochzeiten hervorgerufen) abhängig.

Übergeordnete Netze zeichnen sich aufgrund ihrer erhöhten Pufferkapazität sowie ihrer eher gleichmäßigen Gasabgabe an Großkunden aus. Industrie und Gewerbe besitzen nur geringe Schwankungen im Lastgang. Die Gasnetze der Endverteilerebene (lokales Verteilnetz sowie regionales Transportnetz) zeigen hingegen ausgeprägte Lastgangänderungen im Tages- und Saisonbereich. In Abbildung 3.4 ist ein solches Lastprofil für ein Einfamilienhaus im Winterzeitraum dargestellt.

Deutlich in Abbildung 3.4 zu erkennen sind die Ausbildung eines Nachttales sowie die Grundlast und die Spitzenwerte am Tag. Hervorgerufen wird dieser Lastgang durch die verringerte Wärmenachfrage in der Nacht, sowie der bereits zuvor erwähnten Spitzenbedarfe während des Tages.

In Abbildung 3.5 ist der Lastgang für typische Verbraucher aus Gewerbe und Haushalt in Abhängigkeit von der Witterung (Außentemperatur) dargestellt.

TAB. 3.2: DATEN VON VERTEILTEN GASEN NACH DVGW G 260 [3-8]

	Russland	Nordsee I	Nordsee II	Verbund-gas	Russland + Propan/ Luft	Russland + Butan/ Luft	Holland I	Holland II	Osthan-nover	Holland I + Propan/ Luft	Holland I + Butan/ Luft
Gasgruppe	H	H	H	H	H	H	L	L	L	L	L
Methan (Vol. %)	98,3	88,6	83,0	88,6	59,7	66,9	81,3	82,9	79,5	47,1	53,6
Ethan (Vol.%)	0,5	8,4	11,6	5,3	0,06	0,07	2,8	3,7	1,1	1,6	1,8
Propan (Vol. %)	0,2	1,7	3,1	1,4	20,25	0,14	0,4	0,7	0,1	19,2	0,26
Butan (Vol. %)	0,1	0,7	0,5	0,6	0,3	13,39	0,3	0,3	0	0,17	12,4
CO_2 (Vol. %)	0,1	0	0,3	1,4	0,06	0,07	1,0	1,3	0,7	0,58	0,66
Stickstoff (Vol. %)	0,8	0,6	1,5	2,7	15,57	15,55	14,2	11,1	18,6	26,5	26,6
Sauerstoff (Vol. %)	0	0	0	0	4,06	3,88	0	0	0	4,85	4,68
oberer Heizwert $H_{s,n}$ (kWh/m³)	11,1	12,2	12,5	11,5	12,4	12,4	9,8	10,2	9,1	11,0	11,0
oberer Wobbe-Index $W_{s,n}$ (kWh/m³)	14,8	15,4	15,4	14,5	13,5	13,5	12,2	12,8	11,3	11,6	11,6
Dichte (kg/m³)	0,74	0,81	0,85	0,81	1,1	1,1	0,83	0,83	0,83	1,16	1,16
Methanzahl (± 2)	89	72	68	78	47	36	90	86	101	51	36

TAB. 3.3: DURCHSCHNITTLICHE GASABGABE NACH VERBRAUCHERN 2008 IN 10^6 KWH [3-5]

Bundesland	Industrie	Stromversorger	private Haushalte	Handel, Land- u. Forstwirtschaft, Verwaltung, Sonstige	Fernwärme	Gesamt
Baden-Württemberg	24.835	3.719	30.019	9.318	4.349	72.239
Bayern	48.038	8.770	34.893	21.936	5.313	118.950
Berlin	4.502	216	5.728	5.975	–	16.421
Brandenburg	4.571	958	6.772	2.617	2.603	17.522
Bremen	1.179	–	6.729	2.374	529	10.811
Hessen	65.299	28.562	24.670	9.305	3.426	131.262
Mecklenburg-Vorpommern	1.393	571	2.477	979	3.364	8.785
Nordrhein-Westfalen	123.686	44.464	83.087	24.016	8.300	283.554
Niedersachsen	31.903	2.703	43.442	15.288	4.971	98.306
Rheinland-Pfalz	7.140	6.531	11.841	3.623	1.333	30.467
Saarland	6.945	61	5.417	821	209	13.453
Sachsen	30.577	3.885	12.254	2.731	12.766	62.213
Sachsen-Anhalt	7.989	3.730	7.999	2.500	3.367	25.584
Schleswig-Holstein/Hamburg	20.941	991	19.066	9.783	2.511	53.291
Thüringen	5.487	52	8.152	1.965	6.828	22.483
Summe	**384.482**	**105.212**	**302.547**	**113.231**	**59.870**	**965.341**

STANDARDLASTPROFIL GAS FÜR EIN EINFAMILIENHAUSHALT

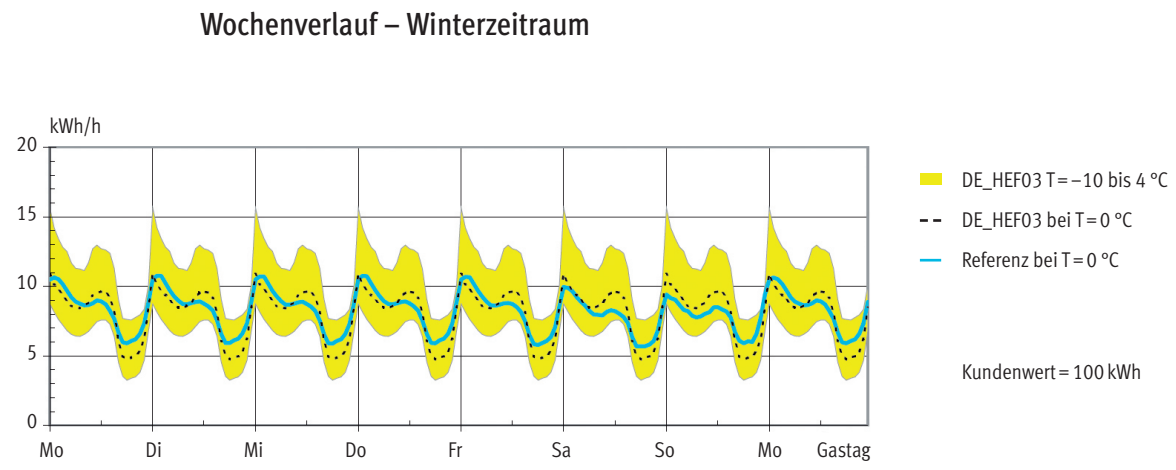


Abb. 3.4: Standardlastprofil Gas für ein Einfamilienhaushalt [3-9]

TEMPERATUR-REGRESSIONSKURVEN VON LASTPROFIL-GAS FÜR VERSCHIEDENE VERBRAUCHER

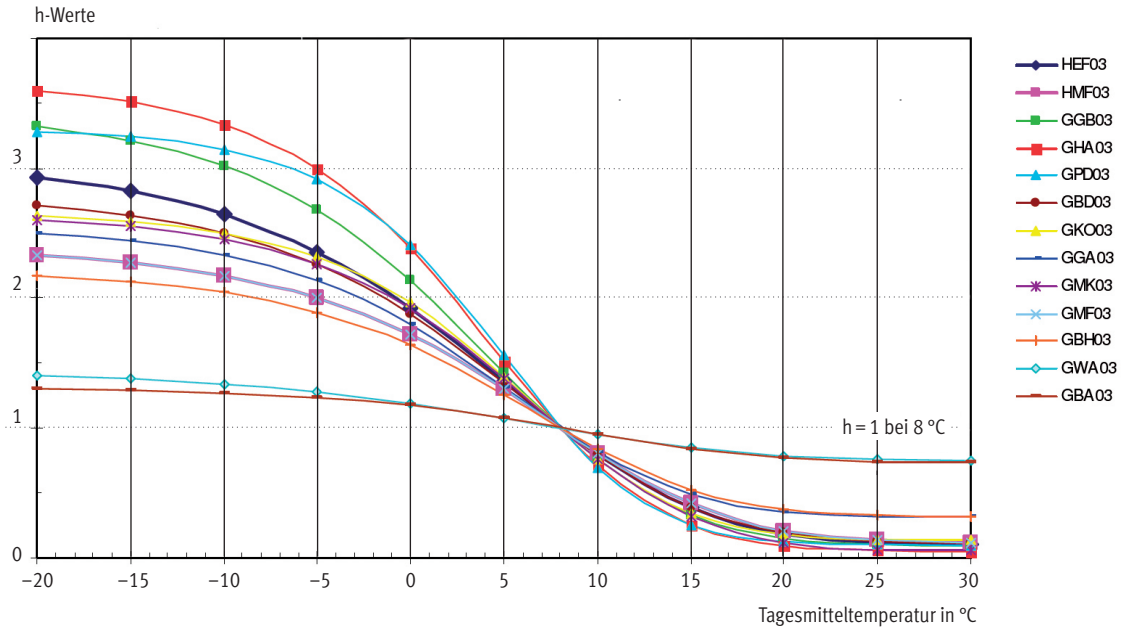


Abb. 3.5: Temperatur-Regressionskurven von Lastprofil-Gas für verschiedene Verbraucher [3-9]

Wie in Abbildung 3.5 ersichtlich, unterscheidet sich der Lastgang in Abhängigkeit von der Witterung zwar in der Ausprägung zwischen den verschiedenen Verbrauchern, nicht jedoch in der Tendenz. So kann festgestellt werden, dass bei niedrigen Außentemperaturen ein hoher Gasbedarf und bei hohen Außentemperaturen ein entsprechend verringerter Gasbedarf vorhanden ist.

Zur Gewährleistung der vorrangigen Einspeisung von Biomethan gegenüber Erdgas, kann es unter Umständen vorkommen, dass aufgrund der beschriebenen Lastgangsschwankungen in der Endverteilerebene kapazitätserweiternde Maßnahmen vorzunehmen sind. Dieses obliegt nach Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) dem Netzbetreiber, vgl. Kapitel 3.4.2.

3.2 Technische Anforderungen an die Gasbeschaffenheit

Die technischen Anforderungen an eine Einspeisung von Biogas in das öffentliche Erdgasnetz betreffen die Gasbeschaffenheit sowie die Gasbegleitstoffe, die verbrennungstechnischen Kenndaten, die Menge des Gases und die technischen Einrichtungen, die für die Herstellung und Weitergabe einer netzkompatiblen Gasbeschaffenheit erforderlich sind. Die Rahmenbedingungen werden dabei vom vorhandenen Erdgasnetz, welches im Kapitel 3.1 erläutert wird, vorgegeben. Die Einzelheiten zur Gaseinspeisetechnik erfolgen im nachfolgenden Kapitel 3.3.

Biogas, respektive Biomethan, kann als Austausch- oder Zusatzgas (vgl. Kapitel 3.4) eingespeist werden. In der GasNZV sind die Bedingungen, zu welchen den Netzzugangsberechtigten Zugang zum Leitungsnetz gewährt wird, geregelt. Zur Gasbeschaffenheit wird dabei auf das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) verwiesen, welches wiederum darlegt, dass Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von Gas den Regeln der DVGW zu entsprechen haben.

Zur Einspeisung von aufbereitetem Biogas in das Erdgasnetz sind gewisse technische Anforderungen an die Gasqualität zu erfüllen. Die maßgeblichen Regeln dazu sind in den Arbeitsblättern der DVGW, welche in Tabelle 3.4 aufgeführt sind, zu finden.

In der GasNZV, welche zuletzt im September 2010 vollständig überarbeitet wurde, ist die Zugangspflicht der Gasnetzbetreiber für Biomethan gegenüber den Biomethanproduzenten geregelt (vgl. Kapitel 5). Nach der GasNZV haben das Gas bzw. die Anlagen den Arbeitsblättern des DVGW zu entsprechen. In der momentanen Fassung der GasNZV (Stand 2010) wird statisch auf die Arbeitsblätter G 260 sowie G 262 des DVGW, mit Stand 2007, hingewiesen. Gegenwärtig ist eine Novellierung der GasNZV geplant. Dabei wird diskutiert, ob der statische Verweis aufgehoben wird und somit zukünftig die jeweils neusten Fassungen der DVGW-Arbeitsblätter zu beachten sind. Es wird daher empfohlen, bereits bei Planung und Bau von Biogasaufbereitungsanlagen die Anforderungen der aktuellsten DVGW-Arbeitsblätter einzuhalten. Im Folgenden werden daher an entsprechender Stelle beide Versionen (vor und nach 2007) betrachtet.

In Anlehnung an die DVGW-Arbeitsblätter sowie weiterer Regelwerke wird das Kapitel der technischen Anforderungen an die Gasbeschaffenheit in folgende fünf Bereiche unterteilt:

- Möglichkeiten der Gaseinspeisung,
- allgemeine Anforderungen an die Gasbeschaffenheit,
- Anforderungen an Gase aus regenerativen Quellen,
- weitere Anforderungen an die Gasbeschaffenheit und
- Gasabrechnung.

TAB. 3.4: ÜBERSICHT ÜBER MASSGEBLICHE DVGW ARBEITSBLÄTTER

DVGW Arbeitsblatt	Stand	Titel
G 260	01/2000, 05/2008, neuer Entwurf 01/2012	Gasbeschaffenheit. Die GasNZV verweist statisch auf G 260 mit Stand 01/2000.
G 262	11/2004, 09/2011	Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung. Die GasNZV verweist statisch auf G 262 mit Stand 11/2004.
VP 265	04/2008	vorläufige Prüfgrundlage: „Anlagen für die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze – Teil 1: Fermentative Gase – Planung, Herstellung, Bau, Prüfung und Inbetriebnahme“
G 265-2	01/2012	Anlagen für die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze – Teil 2: Fermentativ erzeugte Gase – Betrieb und Instandhaltung
G 280	08/2004, neuer Entwurf 11/2010	Gasodorierung
G 290	12/2011	Rückspeisung von eingespeistem Biogas bzw. Erdgas in vorgelagerte Transportleitungen
G 415	06/2011	Leitfaden für Planung, Bau und Betrieb von Biogasleitungen
G 486	08/1992	Realgasfaktoren und Kompressibilitätszahlen von Erdgasen; Berechnung und Anwendung
G 488	07/1999, neuer Entwurf 11/2008	Anlagen für die Gasbeschaffenheitsmessung – Planung, Errichtung, Betrieb
G 493-1	Entwurf 12/2011	Qualifikationskriterien für Planer und Hersteller von Gas-Druckregel- und Messanlagen und Biogas-Einspeiseanlagen
G 685	11/2008	Gasabrechnung: Verfahren zur Ermittlung der Daten zur Abrechnung von Gasen
G 1030	12/2010	Anforderungen an die Qualifikation und die Organisation von Betreibern von Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung, Aufbereitung, Konditionierung oder Einspeisung von Biogas
G 2000	12/2011	Mindestanforderungen bezüglich Interoperabilität und Anschluss an Gasversorgungsnetze

3.2.1 Allgemeine Anforderungen an die Gasbeschaffenheit

Die Gase der öffentlichen Gasversorgung unterliegen Anforderungen an die Gasbeschaffenheit. In dem DVGW-Arbeitsblatt G 260 werden diese für die drei Gasfamilien beschrieben. In Tabelle 3.5 sind die brenntechnischen Kenndaten für die zweite Gasfamilie, mit Stand 2000, zusammengefasst.

Der obere Grenzwert des Wobbe-Index beim Gesamtbereich darf nicht überschritten werden. Eine Unterschreitung des unteren Wertes ist unter bestimmten Bedingungen (z. B. zur Vermeidung von Versorgungsengpässen) zeitlich begrenzt zulässig.

Die Obergrenze für die relative Dichte kann überschritten werden, wenn Flüssiggas/Luft-Gemische als Zusatz- oder Austauschgas eingesetzt werden [3-8]. Der Wassertaupunkt wird bei Druckerhöhung zu höheren Temperaturen verschoben (−5 °C bei 70 bar und −50 °C bei 3 bar) bzw. bei Expansion gesenkt. Dem ist bei einer HD-Einspeisung entsprechend Rechnung zu tragen. Sättigungswassergehalte für zwei gewählte Modell-Erdgase E1 (98,2 % CH_4, 0,8 % N_2, 0,5 % C_2H_6, 0,1 % CO_2, Rest Kohlenwasserstoffe bis C_{10}) und E2 (86,3 % CH_4, 4,8 % N_2, 6,1 % C_2H_6, 0,1 % CO_2, Rest Kohlenwasserstoffe bis C_{10}) sind beispielhaft in Tabelle 3.6 aufgeführt.

TAB. 3.5: BRENNTECHNISCHE KENNDATEN, 2. GASFAMILIE [3-8], [3-10]

Bezeichnung	Symbol	Einheit	Gruppe L	Gruppe H
Wobbe-Index	$W_{S,N}$			
Gesamtbereich		kWh/m³	10,5–13,0	12,8–15,7
		MJ/m³	37,8–46,8	46,1–56,5
Nennwert		kWh/m³	12,4	15,0
		MJ/m³	44,6	54,0
Schwankungsbereich im örtlichen Versorgungsgebiet		kWh/m³	+0,6 −1,4	+0,7 −1,4
Brennwert	$H_{S,N}$	kWh/m³	8,4–13,1	
		MJ/m³	30,2–47,2	
Relative Dichte	d_N	kg/m³	0,55–0,75	
Anschlussdruck	p_{an}			
Gesamtbereich*		mbar	18–24	
Nennwert		mbar	20	

Normzustand N: p_N = 1013,25 hPa T_N = 273,15 K

* *mit der Aktualisierung im Jahr 2008 wurde der max. Wert für den Gesamtbereich von 24 auf 25 mbar hoch gesetzt*

TAB. 3.6: SÄTTIGUNGSWASSERGEHALTE ALS FUNKTION DES DRUCKES ANHAND VON ZWEI MODELL-ERDGASEN (BEI 5 °C)

	Erdgas E1	Erdgas E2
Druck	**Wassergehalt**	**Wassergehalt**
5 bar	1 g/m³ i.N.	1 g/m³ i.N.
15 bar	0,4 g/m³ i.N.	0,3 g/m³ i.N.
60 bar	0,1 g/m³ i.N.	0,08 g/m³ i.N.

Neben den brenntechnischen Kenndaten an die Gasbeschaffenheit sind in dem DVGW-Arbeitsblatt G 260 Grenzwerte für Gasbegleitstoffe geregelt, vgl. Tabelle 3.7.

TAB. 3.7: ZULÄSSIGE GASBEGLEITSTOFFE NACH DEN AKTUELLEN DVGW-ARBEITSBLÄTTERN [3-8], [3-10]

Gasbegleitstoffe	Einheit	Richtwerte höchstens
Kohlenwasserstoffe: Kondensationspunkt	°C	Bodentemperatur beim jeweiligen Leitungsdruck
Wasser: Taupunkt	°C	Bodentemperatur beim jeweiligen Leitungsdruck
Nebel, Staub, Flüssigkeit		technisch frei
Sauerstoff-Volumenanteil		
• in trockenen Verteilungsnetzen	%	3
• in feuchten Verteilungsnetzen	%	0,5
Gesamtschwefel (Jahresmittelwert)	mg/m³	30*
• kurzzeitig	mg/m³	150**
Mercaptanschwefel	mg/m³	6
• kurzzeitig	mg/m³	16
Schwefelwasserstoff	mg/m³	5
• kurzzeitig	mg/m³	10

* *ohne Odoriermittel*
** *entfällt in der neuen Auflage 2008*

Hinsichtlich der Gasbegleitstoffe ist der Gehalt an höheren Kohlenwasserstoffen zu begrenzen; eine Kondensation ist auszuschließen. Der Kondensationspunkt ist so gewählt, dass oberhalb dieser Temperatur, in Abhängigkeit vom Druck, keine Kondensation von Kohlenwasserstoffen mehr auftritt.

Der Sauerstoffgehalt darf in trockenen Netzen 3 % und in feuchten Gasnetzen nicht mehr als 0,5 % betragen [3-10]. An Übergabepunkten zu Gasspeichern und ggf. auch an Grenzübergabepunkten darf der O_2-Gehalt von 0,001 Mol % im Tagesmittelwert nicht überschritten werden [3-11].

Der Gesamtschwefelanteil ist auf 30 mg/m³ begrenzt. Der Kurzzeitwert für den Gesamtschwefelwasserstoff ist in der DVGW G 260 (Stand 2008) entfallen. Zudem liegt der durchschnittliche Gesamtschwefelgehalt der in Deutschland verteilten Gase deutlich unterhalb von 30 mg/m³.

In Kapitel 4 des DVGW-Arbeitsblattes G 260 sind weitere Ergänzungen für die zweite Gasfamilie zu finden, welche für Erdgase gelten, die nicht die G 260 erfüllen, d. h. für Zusatz- und Konditionierungsgase und Gase anderer Beschaffenheit (z. B. Biogase).

Die durch das Arbeitsblatt G 260 der technischen Regeln des DVGW bestimmten Anforderungen an die Beschaffenheit von Gasen in der öffentlichen Gasversorgung werden durch das Arbeitsblatt G 262 „Nutzung von regenerativ erzeugten Gasen“ zur geordneten Einspeisung regenerativ erzeugter Gase ergänzt [3-12].

3.2.2 Anforderungen an Gase aus regenerativen Quellen

Der Anwendungsbereich des Arbeitsblattes G 262 regelt die Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung, die aus thermochemischen oder fermentativen Prozessen gewonnen werden, z. B. Biogase, Klärgase und Deponiegase. Derzeit ist die Fassung von 2004, nach GasNZV, bindend. Eine novellierte Fassung mit Stand 2011 ist bereits veröffentlicht und könnte bei einer entsprechenden Anpassung der GasNZV die alte Version ablösen. Nachfolgend finden die wesentlichen Regelungen aus beiden Fassungen Erwähnung.

Zur Nutzung in der öffentliche Gasversorgung wird in der G 262 geregelt, dass das Rohgas gereinigt, aufbereitet (entsprechend G 260) und auf den Netzdruck des Netzbetreibers verdichtet werden muss. Zur Einspeisung in ein Verteilungsnetz eines örtlichen GVU muss das Gas nach G 280 odoriert, d. h. mit Geruchsstoffen versehen werden. Außerdem muss regelmäßig das Vorhandensein bestimmter Gasbegleitstoffe wie bspw. H_2S überprüft werden. Für eine zeit- und wärmeäquivalente Übergabe muss ferner der Abrechnungsbrennwert bekannt sein.

Bezüglich des Methangehaltes sind in der DVGW G 262 Stand 2004 keine Regelungen getroffen. Nach der 2011er Fassung muss hingegen der Methangehalt zur Einspeisung von aufbereitetem Biogas ins Erdgasnetz bei L-Gasnetzen ≥ 90 Mol % und bei H-Gasnetzen ≥ 95 Mol % betragen. In Ausnahmefällen kann in Absprache mit dem Netzbetreiber dieser Wert abweichen. In einem solchen Fall muss das Biogas mehr als 1 Mol % andere brennbare Bestandteile aufweisen oder der Brennwert des Biogases über dem Brennwert im einzuspeisenden Erdgasnetz liegen [3-11].

Der Wassergehalt ist so gering wie möglich zu halten, um Korrosion sowie mechanische Schäden durch Mitreißeffekte und Gashydratbildung vorzubeugen. Darüber hinaus sollte das einzuspeisende Gas möglichst trocken sein. Konkret bedeutet dies, dass der maximale Wassergehalt in der 2011er Fassung für Gasnetze mit ≤ 10 bar auf 200 mg/m³ und für Gasnetze mit › 10 bar auf 50 mg/m³ begrenzt werden soll [3-11].

Der Kohlendioxidanteil darf, unter Berücksichtigung der Wobbe-Indexgrenzen, einen Wert von 6 Vol.% nicht überschreiten. In Kapitel 5.5 des DVGW-Arbeitsblattes G 262 (Stand 2011) wird der maximale CO_2-Gehalt für L-Gasnetze auf 10 Mol % und für H-Gasnetze auf 5 Mol % im Brenngas begrenzt (dies gilt für Austauschgas bzw. bei Zusatzgaseinspeisung für das Brenngasgemisch nach dem Mischpunkt). In feuchten Gasen begünstigt CO_2 die Korrosion, allerdings kann einer solchen Korrosion durch eine Trocknung des Gases vorgebeugt werden [3-11], [3-10].

Der maximale Wert für Wasserstoff im Brenngas ist auf ≤ 5 Vol.% beschränkt [3-12]. Derzeit wird überlegt, regenerativen

Wasserstoff als Zusatzgas ins Erdgasnetz einzuspeisen, wodurch die Speicherleistung des Erdgasnetzes indirekt zur Stromspeicherung genutzt würde. Momentan sind jedoch geltende Restriktionen zu beachten, wie z. B. die DIN 51624 [3-11].

Die wesentlichsten Unterschiede zwischen den DVGW-Fassungen von 2004 und 2011 sind in Tabelle 3.8 zusammengefasst.

TAB. 3.8: ZUSAMMENFASSUNG ANFORDERUNGEN AN GAS AUS REGENERATIVEN QUELLEN

Gegenüberstellung DVGW-Arbeitsblatt G 262 Stand 2004 und 2011

Parameter	Stand 2004	Stand 2011
Methan-gehalt	keine expliziten Vorgaben	L-Gasnetze: ≥ 90 Mol % H-Gasnetze: ≥ 95 Mol %
Wasser-gehalt	keine expliziten Vorgaben	bis Netzdruck 10 bar ≤ 200 mg/m³ bei Netzdruck größer 10 bar ≤ 50 mg/m³
Kohlen-dioxid	≤ 6 Vol. %	L-Gasnetze: ≤ 10 Mol.% H-Gasnetze: ≤ 5 Mol.%
Wasserstoff	≤ 5 Vol.%	keine expliziten Vorgaben

3.2.3 Weitere Anforderungen an die Gasbeschaffenheit

Über die zuvor erwähnten Anforderungen hinaus, sind Anforderungen an das einzuspeisende Gas zu stellen: Wie kann das Gas grenzüberschreitend transportiert werden? Wie findet das Gas z. B. gezielt als Kraftstoff Anwendung?

Grenzüberschreitender Gastransport

Bereits auf deutscher Ebene gibt es unterschiedliche Gasqualitäten im Netz, vergleiche hierzu Kapitel 3.1.3. Auf internationaler Ebene kann es darüber hinaus auch Gas anderer Qualitäten geben. Die Kompatibilität untereinander wird auf nationaler Ebene vor allem durch die Arbeitsblätter der DVGW sichergestellt. Auf europäischer Ebene gab es bis vor wenigen Jahren keine solchen vereinheitlichten Bestimmungen. Im Jahr 2002 wurde daher die „European Association for the Streamlining of Energy Exchange – gas" (EASEE gas) gegründet. Das Hauptziel ist es, den Gastransport sowie den Handel europaweit weiterzuentwickeln und zu fördern, um einen effizienten europäischen Gasmarkt zu schaffen. Im Zuge dessen, wurden im Jahr 2005 die „Harmonisation of Natural Gas Quality" als gemeinsame Geschäftspraktiken auf den Weg gebracht. Die angebrachten Empfehlungen beziehen sich dabei auf Grenzübergänge und EU-Eintrittsstellen für Erdgas sowie auf flüssige Erdgas- (LNG: liquefied natural gas) Importterminals (Tab. 3.9).

Wenn man die Anforderungen der EASEE und die der DVGW vergleicht (vgl. Tab. 3.5 sowie Tab. 3.7), so fällt auf, dass diese zum größten Teil vereinbar sind. Der größte Unterschied liegt beim Sauerstoffgehalt. Während bei grenzüberschreitendem Gastransport sowie vor Gasspeichern Sauerstoffgehalte von max. 0,001 Mol % einzuhalten sind, beträgt der Grenzwert in Deutschland bei feuchten Verteilnetzen 0,5 und in trockenen 3 %. Da eine nachträgliche Sauerstoffentfernung relativ aufwendig und kostenintensiv sein kann, sollte man in einem absehbaren Fall bereits durch geeignete Maßnahmen (z. B. Verzicht auf Entschwefelung im Fermenter mit Luft) den Sauerstoffgehalt im Biogas möglichst niedrig halten.

Einsatz als Kraftstoff

Die DIN 51624 regelt die Anforderungen an Erdgas als Kraftstoff. In dieser werden der Grenzwert für den Wasserstoffanteil im Erdgas auf 2 % und der Sauerstoffgehalt auf 3 % begrenzt. Der geforderte maximale Wasserstoffanteil geht über die Anforderung der G 262 (Stand 2004) hinaus (Tab. 3.8). Der Sauerstoffanteil ist dagegen dem Wert in dem DVGW-Arbeitsblatt G 260 für trockene Verteilungsnetze gleichzusetzen. Die Einhaltung des geforderten Mindestmethangehaltes von 80 % ist problemlos möglich, vgl. ebenfalls Tabelle 3.8.

Es können sich jedoch Probleme durch den Einsatz von Konditionierungsgas, speziell hohen Propanmengen, bei der Einhaltung der Methanzahl ergeben. So zeigen [3-14] auf, dass es bei einem erhöhtem Propananteil im Propan/Butan-Gemisch zu einer Absenkung der Methanzahl unter den geforderten Wert nach DIN 51624 kommt.

Zwar gibt es derzeit noch keinen Grenzwert für Öl im Erdgas zur Kraftstoffnutzung, jedoch ist dieser so gering wie möglich zu halten. Bei der Auswahl der Verdichter ist daher ganz besonders darauf Wert zu legen, dass so wenig Kompressorenöl wie möglich in das Methan übergeht. Denkbar wäre hier auch der Einsatz von ölfreien Verdichtern, wie z. B. bei der Druckwechseladsorption üblich.

TAB. 3.9: AUSZUG DER GASBESCHAFFENHEITSANFORDERUNGEN NACH EASEE [3-15]

Parameter	Einheit	min	max	empfohlener Implementierungszeitpunkt
Wobbe-Index	kWh/m³	13,60	15,81	01.10.2010
Kohlendioxid	Mol %	–	2,5	01.10.2006
Gesamtschwefel	mg/m³	–	30	01.10.2006
Thiole bzw. Mercaptan	mg/m³	–	6	01.10.2006
Sauerstoff	Mol %	–	0,001*	01.10.2010

* *Limit ist ‹0,001 Mol % als täglicher Durchschnittswert. An Grenzübergabepunkten werden Durchschnittswerte bis zu 0,01 Mol % akzeptiert, wenn diese aus der Nutzung von Untergrundspeichern (UGS) resultieren, die vor 2006 errichtet wurden und zur Entschwefelung Sauerstoff einsetzen.*

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass bei direkter Nutzung von aufbereitetem Biogas als Kraftstoff, ohne Einspeisung ins Gasnetz, auf einen möglichst geringen Wasserstoff- und Ölanteil sowie auf eine möglichst geringe Zugabe von LPG zu achten ist.

3.3 Gaseinspeisetechnik

Zur Einspeisung von aufbereitetem Biogas in das Gasnetz sind entsprechende technische Komponenten, die je nach Einzelfall unterschiedlich ausgelegt werden können, vorzuhalten. Zu den Wichtigsten, auch in diesem Kapitel näher erläuterten, gehören:

- Anschlussleitung
- Gasverdichtung
- Gasspeicherung
- Gasdruckregel- und Messanlagen
- Gasbeschaffenheitsmessanlage
- Odoriereinrichtungen
- Konditionierungs- und Gasmischanlagen

Weitere Komponenten bzw. Inhalte zur Gaseinspeisung, die über die in den Nachfolgekapiteln erläuterten hinausgehen, sind u. a. in der DVGW-Prüfgrundlage VP 265-1 zu finden.

Bei einer Einspeisung muss gewährleistet sein, dass das Gas mit einem höheren Leitungsdruck als dem entsprechenden Druck im Gasnetz an der Einspeisestelle vorliegt. In Abhängigkeit von dem Aufbereitungsverfahren liegt das Gas mitunter schon mit einem entsprechenden Druck vor, sodass keine weitere Verdichtung notwendig ist.

Zu den erforderlichen Einrichtungen für die Einspeisung gehört eine Gasdruckregel- und Messanlage. Für eine zeit- und wärmeäquivalente Übernahme muss ein Nachweis über die übernommenen Energiemengen (Mengen und Brennwert), ggf. die Odorierung und den Wobbe-Index geführt werden. Außerdem müssen regelmäßig die Gasbegleitstoffe überprüft werden. Die Anforderungen an Gasmischanlagen werden im DVGW-Arbeitsblatt G 213 „Anlagen zur Herstellung von Brenngasgemischen“ beschrieben.

Abb. 3.6: Biomethaneinspeisestation

Falls das Biogas nicht als Austausch-, sondern Zusatzgas übernommen werden soll, muss ein Mischer vorgesehen werden. Anlagen zur Mischung werden mit dem Heizwert- oder Wobbe-Index geregelt, wobei der Druck und der Volumenstrom als Stellgrößen fungieren. Probleme entstehen in diesem Fall bei geringen Volumenströmen oder Diskontinuitäten, was eine Regelung kompliziert gestaltet. Außerdem ist die Netzgröße zu beachten, die als „Dämpfungsglied“ wirkt.

3.3.1 Gasspeicherung

Es gibt verschiedene Gründe, die eine Gasspeicherung bzw. -pufferung notwendig machen. Wie bereits im Kapitel 2.1.4 erwähnt, unterliegt das Rohbiogas Schwankungen bezüglich seiner Menge und Qualität. Eine Gasspeicherung kann dazu beitragen, diese auszugleichen. Ein weiterer Fall für eine notwendige Speicherung kann das Puffern von Pulsationen nach der Gasverdichtung sein, vgl. Kapitel 3.3.2. Nicht zuletzt dient eine Gasspeicherung auch zur Homogenisierung des Prozesses, da es im Fall von Störungen oder Wartungen erforderlich sein kann, das Gas zwischen zu speichern.

Gas aus fermentativer Erzeugung kann in Biogasanlagen vor einer Aufbereitung in Trocken- und Nassgasbehältern auf folgenden Druckniveaus gespeichert werden:

- Drucklos 0–5 mbar
- Niederduck 10–50 mbar
- Mitteldruck 10–20 bar
- Hochdruck › 20 bar

Die Gründe für den unregelmäßigen Biogasanfall sind beispielsweise unterschiedlich große Substratmengen, die zu vergären sind, oder auch differierende Substrate mit ungleichen Trockensubtanzgehalten, aus denen verschiedene Abbauzeiten resultieren. Die Hauptursache liegt jedoch in der Betriebsweise des Fermenters und in der Aktivität der Mikroorganismen. Da eine Gasaufbereitung einen möglichst konstanten Volumenstrom benötigt, muss eine entsprechende Speicherung erfolgen. Grundsätzlich ist eine kontinuierliche Biogasproduktion bei anschließender Aufbereitung zu Biomethan anzustreben, sodass die Aufbereitungsanlage möglichst kontinuierlich bei Nennlast betrieben werden kann. Daraus resultieren geringere und somit kostengünstigere Biogas-Speicherkapazitäten [3-16].

Die Speichergröße ist im Allgemeinen abhängig von der durchschnittlichen Gasproduktion pro Tag, der Nutzung des Biogases und der Betriebsweise der Produktionsanlage. Als sinnvolle Größen werden als Speichervolumen 30–50 % des täglichen Gasanfalls angegeben, wobei auch diverse Sicherheitszuschläge anzusetzen sind. Die Höchstgrenze bildet dabei die Speicherung einer Tagesproduktion von Biogas [3-16]. Diese Richtgrößen erscheinen verständlich angesichts der Tatsache, dass aus energetischer Sicht betrachtet 1.000 l Biogas nur etwa 0,6 l Heizöl entsprechen, sodass für die Speicherung von Biogas ein erhöhter Raumbedarf[7] entsteht. Eine längerfristige Lagerung von Rohbiogas ist demzufolge aus wirtschaftlichen und praktischen Gründen nicht geeignet.

Bei der Speicherung von Biogas werden die Verfahren grundsätzlich in drei Druckbereiche eingeteilt, wobei als Viertes ggf.

[7] *Biogas benötigt ca. den 1.500-fachen Raumbedarf (drucklos) von Heizöl bei gleichem Energieinhalt.*

auch der Hochdruckbereich genannt werden kann (Tab. 3.10). Vor allem bei der Verwendung von Biogas als Treibstoff wird diese letzte Variante genutzt.

Drucklose und Niederdruckverfahren eignen sich aus kostenspezifischer Sicht vor allem für kleinere und mittlere Anlagen. Bedingt durch hohe Investitionskosten und einen erhöhten Energiebedarf für die Gasverdichtung und -entnahme finden Mittel- und Hochdruckverfahren hingegen eher bei Großanlagen Anwendung. Der Vorteil ist, dass proportional mit dem Druck auch die speicherbare Menge an Biogas steigt.

TAB. 3.10: DRUCKBEREICHE DER BIOGASSPEICHERUNG [3-16], [3-17], EIGENE DATEN

Druckbereich	Betriebsdruck in bar	Übliche Speichergröße in m³	Speicher-ausführung
Drucklos	0–0,005	10–2.000	Fermenter, Ballon-/Folien-speicher
Niederdruck	0,01–0,05	100–2.000	Gasometer, Doppelmem-branspeicher
Mitteldruck	5–20	1–100	Stahl-Druckbehälter
Hochdruck	200–300	0,1–0,5	Stahlflaschen

Zu den drucklosen Speicherverfahren gehört zunächst der Fermenter selbst, in welchem sich das erzeugte Biogas in geringen Mengen ansammeln kann, um dann in entsprechend größere Speicher transportiert zu werden. Die speicherbaren Mengen sind dabei vergleichsweise gering. Für größere Mengen sind auf dem Markt spezielle Hochsilodächer für Fermenter verfügbar. Mit diesen ist es möglich, die Dachneigung je nach Biogasanfall so zu variieren, dass größere Mengen Biogas gespeichert werden können.

Als zweite Möglichkeit für drucklose Biogaslagerung werden Gassäcke genutzt, die in unterschiedlichen Formen und Abmessungen verfügbar sind. Die Speicherung resultiert hier aus der Änderung des Volumens, d. h. durch Einleiten des Gases in den Gassack, analog dem Prinzip eines Luftballons. Dementsprechend oft auch als Ballon- oder (Folien-)Kissenspeicher bezeichnet, bestehen diese Zwischenspeicher aus einer Folie (vorwiegend aus PVC) und werden dann eingesetzt, wenn der Gasdruck, d. h. die Füllmenge des Innenraums, nicht allzu stark schwankt. Als Schutz vor Witterungseinflüssen werden die Gassäcke in Schutzbehälter eingehängt oder auch in nicht genutzten Betriebsgebäuden abgestellt. Die Entleerung der Speicher erfolgt mithilfe spezieller Konstruktionen, die als Belastungsgewicht auf den Ballons fungieren und so einen Druck ausüben. Typische Baugrößen liegen im Bereich von 100 bis 1.500 m³, aber auch andere Größen sind auf Anfrage lieferbar. Bedingt durch die Einfachheit der Gassäcke werden sie als kostengünstigste Lösung für die Biogasspeicherung angesehen.

Verfahren zur Niederdruckgasspeicherung werden zunächst unterschieden in Nass- und Trocken-Gasspeicher. Nass-Gasspeicher werden relativ selten bei der Biogasspeicherung eingesetzt. Vielmehr wird auf Trocken-Gasspeicher in Form von Membran-/Doppelmembranspeicher zurückgegriffen, die das Gas in hochwertigen, korrosionsbeständigen Kunststoff-/Gummimembranen lagern. Diese zeichnen sich durch eine schnelle Fertigung und Montage aus, da es sich um Standardprodukte mit hoher Qualität und Sicherheit, langer Lebensdauer sowie kostengünstigem Preis-/Leistungsverhältnis handelt. Die üblichen Größenordnungen für Doppelmembranspeicher liegen im Bereich von 50 bis 5.000 m³, eine Kopplung mehrerer dieser Speicher ist problemlos möglich.

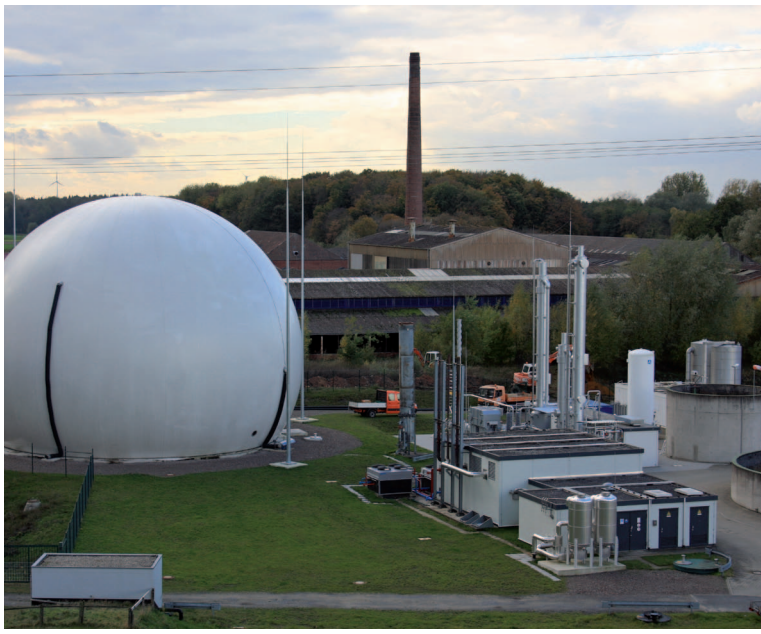


Abb. 3.7: Gasspeicher an einer Aufbereitungsanlage [Schwelm Anlagentechnik GmbH]

Über die vorangestellten Möglichkeiten hinaus, kann Biomethan auch in Untergrundspeichern gespeichert werden, vgl. Kapitel 7.1.1.

3.3.2 Gasverdichtung

Eine Verdichtung des Biogases ist zum einen von den örtlichen Gegebenheiten bei der Einspeisung in das öffentliche Erdgasnetz (Druckniveau der anliegenden Leitung) und zum anderen vom konkreten Biogasaufbereitungsverfahren abhängig. Einige Gasaufbereitungsverfahren wie beispielsweise die Druckwechseladsorption, das Membrantrennverfahren oder eine Gaswäsche verlangen gewisse Mindestdrücke für eine technisch bzw. wirtschaftlich optimale Betriebsweise.

Druckwechseladsorptionsanlagen arbeiten bei einem Betriebsdruck von 3 bis 7 bar_{abs}. Die Betriebsdrücke bei absorptiven Gasreinigungsanlagen (Wäschen) schwanken je nach Absorptionsverfahren in der Regel zwischen 5 und 10 bar_{abs}. Bei neueren Membranverfahren liegen sie ebenfalls unter 10 bar_{abs} [3-18]. Je höher der Biomethanvordruck aufgrund des gewählten Aufbereitungsverfahrens ist, desto kleiner können die der Aufbereitung nachgeschalteten Einspeiseverdichter dimensioniert werden bzw. diese können komplett überflüssig sein.

Das Druckniveau der Niederdruckleitungen liegt in der Regel unterhalb von 0,1 bar, was vom regionalen Gasversorgungs-

unternehmen abhängig ist. Mitteldruckleitungen werden in Bereichen von 0,1 bis 1 bar und Hochdruckleitungen mit Drücken ab 1 bar betrieben. Der Hochdruckbereich wird oftmals noch bei 4 und 16 bar unterteilt [3-19]. Bei der Verdichtung zur Einspeisung des aufbereiteten Biogases ist zu beachten, dass die aufzubringende Verdichtungsarbeit quadratisch mit dem Druckverhältnis zunimmt und entsprechend der Energieverbrauch sowie die damit verbundenen Kosten steigen.

Bei einer Verdichtung des mit Wasserdampf gesättigten Biogases fällt Kondensat an, das abgeschieden werden muss. Mit einer Biogasverdichtung kann somit in gewissen Grenzen eine Gasvortrocknung erfolgen, sofern die eingesetzten Verdichter für einen solchen Fall ausgelegt sind. Andernfalls ist eine separate Vortrocknung erforderlich. Mögliche Verschmutzungen im Biogas sowie auch bestimmte Gaskomponenten wie z. B. Schwefelwasserstoff, welche die Funktionsweise des Verdichters einschränken können, müssen bei der Auswahl des Verdichters ebenfalls berücksichtigt werden. Viele Verdichterbauarten sind ölgeschmiert. Dabei ist mit Restölgehalten von ca. 1–3 mg/m³ im Gas zu rechnen, die bei bestimmten nachfolgenden Gasreinigungsverfahren, wie beispielsweise einer Biogasreinigung mit Aktivkohlen oder einer Druckwechseladsorption, zu technischen Problemen führen können. Trockenlaufende Verdichter arbeiten zwar ohne Ölschmierung, haben aber den Nachteil, dass die Leckgasmenge deutlich über der bei ölgeschmierten Verdichtern liegt und dass Materialabriebe das verdichtete Gas verunreinigen können. Auch der Wirkungsgrad dieser Bauart ist schlechter. Hinsichtlich der Fördermenge und des zu erzielenden Enddrucks des Biogases erscheinen prinzipiell Hubkolben- und Drehkolbenverdichter (Vielzellenverdichter, Flüssigkeitsringverdichter, ölfreie Schraubenverdichter) geeignet. In Erdgasnetzen (und oft auch in der Verfahrenstechnik) werden für den Rohrleitungstransport vorrangig nur Turbo- und Hubkolbenverdichter verwendet. Übliche Anwendungsgebiete, Durchsätze und Enddrücke für die unterschiedlichen Verdichterarten sind in Tab. 3.11 aufgelistet, wobei diese Angaben als Richtwerte zu verstehen sind [3-19], [3-20], [3-21].

Die Entscheidung zur Verdichterauswahl sollte in enger Absprache mit dem Anlagenhersteller bzw. -planer erfolgen. In der Vergangenheit kam es an einigen Anlagen zu einer Pulsation des Gasstromes, was wiederum dem Verdichter geschuldet ist. Eine geeignete Verdichterauswahl bzw. die Zwischenschaltung eines Gaspuffers kann dem vorbeugen bzw. entgegenwirken.

Verdichter sind die an einer Aufbereitungsanlage mit am höchsten beanspruchten Aggregate. Sie unterliegen hohen Volllaststunden mit teilweise hohem Verschleiß bzw. Wartungsaufwand, was wiederum vom Verdichtertyp abhängig ist. Da ein Ausfall der Verdichter unweigerlich zur Unterbrechung der Einspeisung führt und evtl. Komplikationen bis hin zum Abfackeln nicht verwertbaren Biogases verursacht, sollten Verdichter nach Möglichkeit redundant verbaut werden. In der Praxis werden daher oftmals zwei oder mehrere Verdichter parallel betrieben, wobei diese dann nicht voll ausgelastet sind. Der bzw. die verbleibenden Verdichter können somit den Ausfall eines Verdichters bis zur Wiederinstandsetzung kompensieren.

3.3.3 Gasdruckregel- und Messanlagen

Gasdruckregelanlagen (GDRA) befinden sich an den Schnittstellen verschiedener Leitungen, Netzteile oder Netze. Ihre Aufgabe ist es, den Gasdruck zu regeln und zu begrenzen. Das Gas wird von einem Eingangsdruck auf einen niedrigeren Ausgangsdruck entspannt. In der Regel schwankt der Eingangsdruck, während der Ausgangsdruck über den Volumenstrom konstant zu halten ist.

Gasmessanlagen (GMA) sind Anlagen im Erdgas-Leitungssystem, mit denen der Gasvolumenstrom gemessen wird. Die Messung wird mit Gaszählern, die nach unterschiedlichen physikalischen Prinzipien arbeiten, durchgeführt. Es wird zwischen einfachen Betriebsmessungen, die der Netzsteuerung dienen, und hochgenauen Abrechnungsmessungen unterschieden.

Die GDRA werden häufig mit GMA zu **Gasdruckregel- und Messanlage** (GDRM-Anlage) kombiniert, sodass der Gasvolumenstrom direkt in eine „Durchflussleistung“ umgerechnet werden kann. Wird auf eine vorgegebene Gasmenge pro Zeiteinheit (z. B. als Stunden- oder Tagesleistung zur Bezugsoptimierung einer Übergabeleistung) geregelt, bezeichnet man dies als Mengenregelung. Neben der Druckregelung und Mengenmessung wird das nachgeschaltete Netz über Sicherheitseinrichtungen gegen eine Überschreitung des zulässigen Leitungsdruckes geschützt. Zusätzlich zu den Komponenten zur Druckregelung, Mengenmessung und Sicherheit werden weitere Anlagenbauteile benötigt. Zu nennen sind Isoliertrennstellen, Absperrorgane, Filter und Abscheider, evtl. Vorwärmer und Heizung, Thermometer, Temperaturaufnehmer, Manometer, Druckaufnehmer, Stromversorgung,

TAB. 3.11: KENNZAHLEN DER VERSCHIEDENEN VERDICHTERBAUARTEN

Hubkolbenverdichter	kleine bis mittlere Durchsätze, sehr hohe Enddrücke über 100 bar; günstiger spezifischer Energieverbrauch, geringere Lebensdauer als Turbokompressoren, höherer Wirkungsgrad als Schraubenverdichter
Drehkolbenverdichter	kleine bis große Durchsätze, Enddrücke bis 50 bar, ggf. zweistufige Ausführung durch Hintereinanderschaltung von zwei Einheiten
Vielzellenverdichter	hohe Zuverlässigkeit und Betriebssicherheit, Verdichtung verunreinigter oder verstaubter Medien möglich, Probleme mit kondensierenden Dämpfen, 1-stufig mittlere Durchsätze bis zu 5.400 m³/h und Enddruck bis ca. 5 bar; 2-stufig mittlere Durchsätze bis zu 1.800 m³/h und Enddruck über 10 bar
Flüssigkeitsringverdichter	ölfreie Verdichtung, hohe Zuverlässigkeit, unempfindlich gegenüber Flüssigkeiten und Stäuben, mittlere Durchsätze von 1.400–3.000 m³/h; 1-stufig Enddruck bis 2,5 bar, 2-stufig Enddruck bis 6 bar
Schraubenverdichter	ölfrei, geringer Verschleiß, hohe Laufruhe und Lebensdauer (20.000 bis 50.000 Betriebsstunden), hohe Betriebssicherheit, unempfindlich gegenüber Verschmutzungen und aggressiven Medien, mittlere Durchsätze; 1-stufig Enddruck bis 6 bar, 2-stufig Enddruck bis 14 bar

Datenerfassung, Datenfernübertragung, Mengenumwerter, und Tarifgeräte sowie das Gebäude selbst, welches dem Witterungsschutz der Komponenten dient.

Für Planung, Bau, Ausrüstung und Betrieb einer GDRM-Anlage zur Biogaseinspeisung sind die geltenden Vorschriften und Regeln einzuhalten, vgl. DVGW-Arbeitsblätter. Ausgehend vom EnWG ist bei Anlagen über 16 bar Betriebsdruck die Verordnung über Gashochdruckleitungen (GasHDrLtgV) anzuwenden.

Abbildung 3.8 zeigt eine GDRM-Anlage mit den wesentlichen Komponenten.

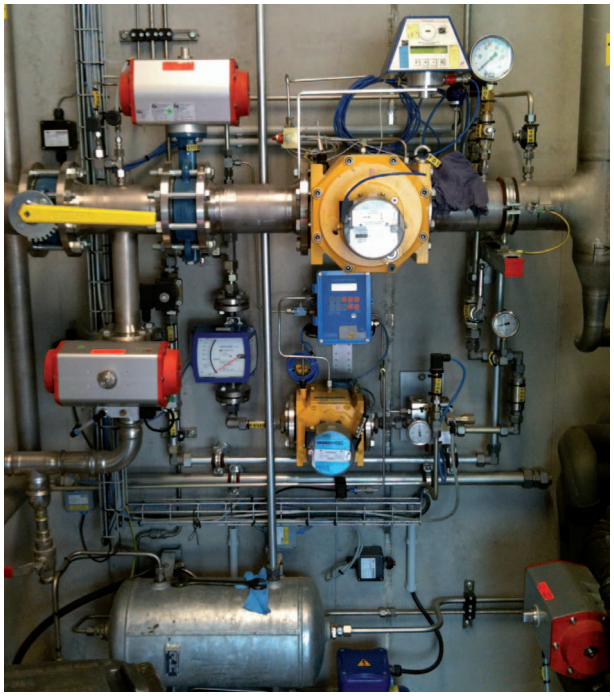


Abb. 3.8: Gasdruckregel- und Messanlage [3-22]

In der Regel gelangt das Gas über eine Isolierstelle in die eigentliche Anlage. Es folgen Filter bzw. Abscheider und die Gasvorwärmung. Letztere ist immer dann erforderlich, wenn nach der Expansion auf das niedrigere Druckniveau die Gefahr der Unterschreitung des Taupunktes gegeben ist. Nach den zwei Sicherheitsabsperrventilen je Strecke folgen die Gasdruckregelung und die Schalldämpfung, danach die Mengenmessung. Das Gas gelangt schließlich über die zweite Trennstelle in das nachgelagerte Netz.

Nach der TR-G 14 „Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz“ der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt (PTB) aus dem Jahr 2007 sind Gaszähler grundsätzlich für alle Gasarten, entsprechend auch Rohbiogas und aufbereitetes Biogas, geeignet. Bei der Rohbiogasmessung, welches in aller Regel mit Wasserdampf gesättigt ist, kann es durch Korrosion bzw. Kondensatbildung zu Fehlmessungen kommen. Dem ist durch geeignete Maßnahmen vorzubeugen bzw. Rechnung zu tragen. Das im Betrieb gemessene Volumen muss auf den Normzustand umgewertet werden, wobei bei einem effektiven Druck größer 1 bar im Normzustand zusätzlich Zustandsmengen- oder Dichtemengenumwerter vorzusehen sind. Beim Einsatz eines Gaschromatographen ist besonders auf die Messung von Sauerstoff und Wasserstoff zu achten, vergl. Kapitel 3.3.4. [3-23].

TAB. 3.12: MESSPRINZIPIEN VERSCHIEDENER GASZÄHLER UND IHRE MERKMALE [3-24], [3-19]

Gaszähler	Eigenschaft	max. Durchfluss in m^3/h	max. Betriebsdruck in bar
Verdrängungszähler			
Balgengaszähler	üblich im Haus- und Gewerbebereich, ND, geringer Druckverlust	2,5–250	DP 1
Drehkolbengaszähler	HD-Bereich, geringer Wartungsaufwand bei hoher Lebensdauer, allerdings Druck- und Durchfluss-Pulsation	60–2.500	DP 25
Strömungszähler			
Wirbelgaszähler	sehr verschleißarm, kein Zählernachlauf, HD-Bereich, reagiert sensibel auf Änderung des Strömungsprofils	65–50.000	DP 300
Turbinenradgaszähler	wenig Lärm bei großer Belastung, unempfindlich ggü. Verschmutzung, HD-Bereich	25–25.000	DP 100
Ultraschallzähler	Beruht auf Messung von Schallwellen, ND bis HD, einfacher Aufbau, günstig	1.000–110.000	DP 250

Im Netz der öffentlichen Gasversorgung herrschen zum überregionalen Transport von Erdgas Betriebsdrücke von bis zu 100 bar. Für den Transport im nachfolgenden Leitungsnetz wird der Druck in Gasentspannungsanlagen auf den ortsüblichen Netzdruck, meist ohne Nutzung der freiwerdenden Energie, gedrosselt. In sogenannten Entspannungsmaschinen kann die Drosselarbeit zum Antreiben eines Generators genutzt werden [3-19].

3.3.4 Gasbeschaffenheitsmessung

Von den Gasdruckregelanlagen und den Gasmessanlagen sind zusätzlich die Anlagen zur Gasbeschaffenheitsmessung zu unterscheiden. Unter dem Begriff „Gasbeschaffenheit“ werden die Größen Brennwert, Heizwert, Dichte und Wobbe-Index (abrechnungsrelevant) als **brenntechnische Kenndaten**, CO_2, Gasbegleitstoffe, O_2 und Schwefelkomponenten als **Hauptbestandteile** sowie der **Wassertaupunkt** und der **Kohlenwasserstoffkondensationspunkt** zusammengefasst. Unterschieden wird dabei auch nach Bestandteilen, die einer ständigen Probenahme wie z. B. zu Abrechnungs-, Steuer- und Bilanzierungszwecken unterliegen, und Bestandteilen, die diskontinuierlich, z. B. zur Überprüfung der Gasqualität, gemessen werden.

Im Bereich der öffentlichen Gasversorgung sind zur Abrechnung zwischen verschiedenen Vertragspartnern die Vorschriften gemäß des DVGW-Arbeitsblattes G 685 zu beachten. Insbesondere bei der Einspeisung in örtliche Versorgungsleitungen sind hier die unter Abschnitt 6.3 der G 685 (Stand 2008) genannten Regeln zur Zumischung sowie zu Misch- und Pendelzonen zu beachten. Von besonderer Relevanz für die Abrechnung sind dabei das Volumen und der Brennwert.

Je nach den Anforderungen bzw. Kenngrößen kommen verschiedene Messgeräte zum Einsatz. Als Messgeräte werden Prozessgaschromatographen (zur Ermittlung der Hauptbestandteile sowie zur rechnerischen Bestimmung des Brennwertes des Gases), Kalorimeter (zur Ermittlung des Brennwertes), Dichtemessgeräte, Einzelmessgeräte (z. B.: CO_2, S, H_2, O_2), Taupunktspiegel (zur Taupunktbestimmung bei Kohlenwasserstoffen) und beispielsweise Hygroskope (zur Bestimmung des Wassertaupunktes) eingesetzt.

So kann Sauerstoff z. B. per Infrarot-Messgerät, paramagnetisch oder elektrochemisch gemessen werden. Letzteres stellt dabei die kostengünstigste Alternative dar. Beim Einsatz von Gaschromatographen (GC) ist darauf zu achten, dass diese speziell für Biomethan geeignet sind. Erdgas-GC sind nicht geeignet, da diese keine Sauerstoff- und Wasserstoffanteile im Gas registrieren können und es daher zu entsprechenden Fehlmessung kommen kann. Aus diesem Grund dürfen nur zugelassene Geräte eingesetzt werden, die eine Grenzwertüberwachung beinhalten und entsprechend reagieren, wenn die Sauerstoffkonzentration über 1 % und die Wasserstoffkonzentration über 0,2 % beträgt [3-24].

Die Messgeräte werden in aller Regel in einen abgezweigten Messgasstrom eingebunden, der nach der Analyse abgeblasen wird. Kann eine Messung nicht vor Ort durchgeführt werden, kommen automatische Probenehmer zum Einsatz. Damit kann eine Gasprobe entnommen werden, die einen repräsentativen Durchschnitt der Gaszusammensetzung über den jeweiligen Messzeitraum darstellt. Diese Methode eignet sich vor allem für Gase mit geringer Schwankungsbreite, bei denen zusätzlich davon auszugehen ist, dass keine Gasbegleitstoffe auftreten, die nicht in das nachgeschaltete Netz gelangen dürfen.

Die analytischen Methoden zur Bestimmung der Gasbeschaffenheit sind in G 261 („Prüfung der Gasbeschaffenheit“) und G 488 („Anlagen für die Gasbeschaffenheitsmessung – Planung, Errichtung, Betrieb“) zusammengestellt. Ferner kann die EN ISO 13686 „Erdgas Beschaffenheitsbestimmung“ herangezogen werden, welche sich momentan in einer Entwurfsfassung befindet.

Die Kontrolle der Gasbeschaffenheit ist unter rechtlichen Gesichtspunkten im Hinblick auf die Produkthaftung erforderlich (H_2S, Taupunkt, Abwesenheit von vermuteten sonstigen Gasbegleitstoffen). Unter technischen Gesichtspunkten ist sie für die Steuerung der Konditionierungsanlage, z. B. bei LPG- oder Luft-Zumischung, erforderlich. Unter Umständen kann es notwendig sein, eine weitere Gasbeschaffenheitsmessung nach der Konditionierung durchzuführen.

Nur mit einer Gasbeschaffenheitsmessung in Echtzeit kann, vor allem bei der Einspeisung von Zusatzgas, eine kompatible Gasbeschaffenheit bezüglich des Heizwertes, Brennwertes und Wobbe-Index sichergestellt werden.

3.3.5 Odoriereinrichtungen

Gase, welche in die öffentliche Gasversorgung gelangen, müssen entsprechend DVGW-Arbeitsblatt G 280 odoriert werden, um eine Gefährdung der Nutzer sowie des Bedien- und Wartungspersonals beim Ausströmen des geruchlosen Erdgases auszuschließen.

Grundsätzlich kann die Geruchswahrnehmung in 7 Stufen, von Null (= nicht wahrnehmbar) bis zu 6 (= extrem stark), eingeteilt werden. Erdgas und entsprechend auch aufbereitetes Biogas sind auf die Stufe 3 (= deutlich) zu odorieren. Dies entspricht der Schwelle als Warngeruch, der von jeder Person mit durchschnittlichen Riechvermögen mit Sicherheit wahrgenommen wird. Die Bestimmung der Mindestmenge an Odorierungsmittel erfolgt mithilfe des K-Werts, üblicherweise in mg/m³ angegeben. Die Menge muss dabei so gewählt werden, dass ständig die Geruchsstufe 3 herrscht, bevor die Gaskonzentration einen kritischen Wert erreicht (20 % der unteren Zündgrenze) [3-19], [3-25].

Bei der Einspeisung in Transportleitungen entfällt in aller Regel die Odorierung, da diese Gase nicht direkt an Endkunden verteilt werden, sondern zuvor in nachgeschaltete Netze ausgespeist werden, wo die Odorierung stattfindet. Eine Odorierung kann darüber hinaus entfallen, wenn lediglich kleine Gasmengen im Vergleich mit den bereits im Netz vorhandenen Mengen eingespeist werden.

Zur Odorierung kommen gewöhnlich Anlagen mit einer mengenabhängig gesteuerten Dosierung zum Einsatz, bei der das Odoriermittel über eine Impfdüse (Injektions- bzw. Eindüsungsprinzip) in den Gasvolumenstrom eingebracht wird, vgl. Abbildung 3.9. Eine drucklose Anlage steht über einen Aktivkohlefilter direkt mit der Umgebungsatmosphäre in Verbindung. Darüber hinaus gibt es auch Anlagen, die nach dem Verdampfungs- oder Eintropfprinzip arbeiten, allerdings kommen diese relativ selten zum Einsatz.

Abb. 3.9: Odorieranlage in der Praxis [3-22]

Bei Rückspeisung in übergeordnete Netze, in denen bereits odoriertes Gas vorhanden ist, kann es unter Umständen erforderlich sein, eine gesteuerte Odorierung einzusetzen. Diese gesteuerte Odorierung misst vor der Rückspeisung die Odorierkonzentration im übergelagerten Netz und passt daraufhin die Odorierung für das rückgespeiste Gas an. Damit kann z. B. in Pendelzonen, wo eine Richtungsänderung des Gasflusses möglich ist, einer Konzentrierung des Odoriermittels vorgebeugt werden.

Die Anpassung der Odoriermittelmenge an den Gasdurchsatz erfolgt über Steuergeräte. Diese bewirken bei der mengenabhängigen Dosierung die proportionale Zugabe des Odoriermittels zum Gasdurchsatz. Die aus der Gasmengenmessung gelieferten Impulse werden dabei in einem Steuergerät verarbeitet und als Stellgröße der Dosierpumpe zugeführt. Odorieranlagen müssen durch wöchentliche Kontrollen oder Fernüberwachung beaufsichtigt werden, um eine fehlerfreie Funktion sicherzustellen. Die Anforderungen an Odorieranlagen und Odoriermittel regeln die DVGW-Arbeitsblätter G 280 und G 281.

Als Odoriermittel werden überwiegend (ca. zu 75 %) Schwefelverbindungen eingesetzt. Allen voran kommt dabei Tetrahydrothiophen (THT), aber im geringen Maße auch Mercaptane zum Einsatz. Seit einiger Zeit wird auch vermehrt schwefelfreies Odoriermittel auf Acrylbasis verwendet. Der Marktanteil beläuft sich dabei auf ca. 25 % [3-26].

3.3.6 Konditionierungs- und Gasmischanlagen

Konditionierungs- bzw. Mischanlagen dienen der Anpassung des Brennwertes bzw. des Wobbe-Index und arbeiten in der Regel kontinuierlich. Eine gleichmäßige Gasabnahme sollte daher gewährleistet sein. Starke Gasmengen- und -beschaffenheitsschwankungen bewirken großen Regelaufwand.

Wenn das aufbereitete Biogas als Austausch- oder Zusatzgas in das Erdgasnetz eingespeist werden soll, muss es den Vorgaben in den DVGW-Arbeitsblättern G 260 und G 262 entsprechen. Daher ist eine vorherige Konditionierung notwendig. In der Regel erfolgt vor der Einspeisung in H-Gasnetze eine Anpassung mittels Flüssiggas (LPG), die zu einer Erhöhung des Brennwertes führt. Da hohe LPG-Zugaben zu einer Verringerung der Methanzahl führen, kann es zu einer beschränkten Verwendbarkeit in motorischen Anwendungen kommen, vergleiche Kapitel 3.2.3 [3-14]. Die LPG-Zugabe wird außerdem durch die Gültigkeit der im DVGW-Arbeitsblatt G 486 festgeschriebenen Zustandsgleichungen zur Mengenumwertung von Erdgas und Biomethan in den Normzustand begrenzt (vgl. Kapitel 3.4). Bei der Einspeisung in L-Gasnetze ist hingegen in der Regel eine Brennwertabsenkung erforderlich, die über eine Luftzugabe erreicht wird. Darüber hinaus kann es erforderlich sein, bei hochkalorischen Gasen ein LPG-Luft-Gemisch zur Einhaltung der Grenzwerte beizumischen.

LPG-Konditionierungsanlagen bestehen aus einem LPG-Tank, einer Mess- und Regelstrecke sowie einem Mischer. Luft-Konditionierungsanlagen bedürfen zudem noch einer Verdichtereinheit zur Bereitstellung von Druckluft. Diese ist öl- und staubfrei auszuführen [3-24].

Die Anforderungen an Gasmischanlagen werden im DVGW-Arbeitsblatt G 213 „Anlagen zur Herstellung von Brenngasgemischen“ beschrieben. Bei der Auswahl und Dimensionierung der Anlagenkomponenten sind die Art des Aufbereitungsverfahrens sowie die Netzebene (Druck der Erdgasleitung) entscheidend.

3.4 Gaseinspeisung

Bei Brenngasen der öffentlichen Gasversorgung, d. h. Gase, die über ein Versorgungsnetz an Haushalte, Gewerbe, Industrie und öffentliche Einrichtungen verteilt werden, erfolgt eine Einteilung entsprechend ihrer brenntechnischen Eigenschaften in Familien und aus gerätetechnischen Gründen nach DVGW G 260 in Gruppen:

- **1. Gasfamilie:** Wasserstoffreiche Gase (Gruppe A: Stadtgas, Gruppe B: Ferngas),
- **2. Gasfamilie:** Methanreiche Gase (Erdgas, synthetische Erdgase) (Gruppe: L-Gas, Gruppe: H-Gas),
- **3. Gasfamilie:** Flüssiggase (nach DIN 51622) C_3/C_4-Kohlenwasserstoffe (Propan/Butan).

Die Gase der 1. Gasfamilie haben nach der 1996 abgeschlossenen Umstellung der Netze auf Erdgas nur noch eine Bedeutung für einzelne Industrieanwendungen und als Zumischgas (Zusatz- oder Konditioniergas). Die Anforderungen an die genannten Gasfamilien werden in den Tabellen 2 bis 4, Kapitel 3 des DVGW-Arbeitsblattes G 260 näher spezifiziert. Die Gase der 2. Gasfamilie werden je nach Brennwert bzw. Wobbe-Index in H- und L-Gas eingeteilt, vergl. Kapitel 3.1.3.

Das im Gasnetz befindliche und von den GVU im jeweiligen Versorgungsgebiet bereitgestellte Gas (vgl. auch Tab. 3.2) wird als **Grundgas** bezeichnet. Will man diesem Grundgas aufbereitetes Biogas hinzugeben kann dies auf zwei Wegen geschehen. Zum einen als Austauschgas und zum anderen als Zusatzgas.

Austauschgase

Als Austauschgase werden Gasgemische bezeichnet, die trotz ihrer vom Grundgas abweichenden Zusammensetzung und ggf. abweichenden Kenndaten bei gleichem Gasdruck und unveränderter Geräteeinstellung ein gleichartiges Brennverhalten wie das Grundgas aufweisen. Sie können daher anstelle des Grundgases eingesetzt werden. Als Austauschgase kommen in Frage (nach DVGW-Arbeitsblatt G 260):

- **Propan-Luft-Gemische.** Die Begrenzung bezieht sich auf einen Olefingehalt von max. 10 Gew.-%. Die Einstellung des Propan-Luft-Gemisches auf einen abgesenkten Wobbe-Index aus der Praxis beschränkt sich zeitlich begrenzt auf $W_{S,N} = 12{,}5\ kWh/m^3$ für Erdgas H (Gasgeräte sind in Einheits-Erdgas-Ausführung oder Sommer-Ruhrgas-Einstellung) sowie auf $W_{S,N} = 11\ kWh/m^3$ ohne zeitlich vorgesehene Begrenzung für Erdgas L.
- **Klär- und Biogas** nach DVGW-Arbeitsblatt G 262, sowie Grubengas. Durch geeignete Aufbereitung müssen die Anforderungen nach Tabelle 3 (G 260) erfüllt werden.

Butan-Luft-Gemische sind als Austauschgase nicht geeignet, da es zu brenntechnischen Problemen hinsichtlich der Verbrennungsgüte als auch der Flammenstabilität kommen kann. Gase, die sich zur gleichen Gasgruppe einteilen lassen, sind grundsätzlich austauschbar, wobei die örtlich erlaubten Wobbe-Index Schwankungen gemäß DVGW-Arbeitsblatt G 260 zu beachten sind.

Ergänzend zum DVGW-Arbeitsblatt G 260 werden in dem DVGW-Arbeitsblatt G 262 – Entwurf (Stand Juli 2010) weitere Festlegungen getroffen.

Zusatzgase

Zusatzgase sind Gasgemische, die in ihrer Zusammensetzung und brenntechnischen Kenndaten wesentlich vom Grundgas abweichen. Sie können dem Grundgas in begrenzten Mengen beigemischt werden, wobei die Höhe der Zumischung vom resultierenden Brennverhalten abhängig ist. Die Hauptanforderung beim Einsatz von Zusatzgasen lautet, dass das Brennverhalten des Gemisches dem des Grundgases gleichartig sein muss (nach DVGW-Arbeitsblatt G 260).

Als Zusatzgase sind zulässig: Gase der 1. Gasfamilie im Gemisch mit Flüssiggas, Flüssiggas/Luft-Gemische, Austauschgase nach DVGW-Arbeitsblatt G 260, Kapitel 5.4 (Propan-Luft-Gemisch, Klärgas, Biogas, Grubengas) und sonstige methanreiche Gase, ggf. im Gemisch mit Flüssiggas.

- **Flüssiggas-Luft-Gemische.** Die Gasbegleitstoffe dürfen mit Ausnahme des Sauerstoffgehaltes bei Flüssiggas-Luft-Zumischung die Richtwerte aus Tabelle 3 DVGW-Arbeitsblatt G 260 nicht überschreiten. Es gilt für Propan, Butan und Gemische mit einem Olefingehalt von max. 10 Gew.-%. Ein gleiches Verhalten bei der Verbrennung ist zu gewährleisten. Bei mehr als 10 % Zumischung kann die relative Dichte aus Tabelle 3.5 (d_N max. 0,75) überschritten werden. Die brennwertgleiche Zumischung von mehr als 20 % kann zu einer Unterschreitung der Wobbe-Index-Untergrenze führen.
  Erlaubte Abweichungen: Relative Dichte des Erdgas-Flüssiggas-Luft-Gemisches $d_N = 0{,}85$ (Gruppe H) und $d_N = 0{,}9$ (Gruppe L), Wobbe-Index-Untergrenze Erdgas H 13,5 kWh/m³, Erdgas L 11,6 kWh/m³.
  Bemerkungen: Für den Betrieb von Gasmotoren ist eine Absenkung der Methanzahl zu beachten. Methan als Hauptkomponente von Erdgas verfügt über eine hohe Klopffestigkeit. Zunehmende Mengen von höheren Kohlenwasserstoffen, wie beispielsweise Propan, führen zu einer Absenkung der Methanzahl und damit der Klopffestigkeit. In der Praxis sind, abhängig vom Motortyp, Methanzahlen von ≥ 70 bis 80 üblich [3-27].
- **Gase der 1. Gasfamilie im Gemisch mit Flüssiggas.** Die Begrenzung erfolgt durch die Richtwerte für Gasbegleitstoffe nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 Tabelle 2. Für das Mischgas gilt die Begrenzung von CO-Vol. ≤ 1 %, H_2-Vol. ≤ 12 % (evtl. niedrigere Gehalte nötig). Die Methanzahl und der Jahresmittelwert des Gesamtschwefels (ohne Odorierung) von ≤ 30 mg/m³ sind zu beachten.

Im Kapitel 3.2.1 sowie 3.2.2 werden die Grenzen beschrieben, in denen sich das Austausch- bzw. Zusatzgas bewegen darf. Darüber hinaus wird in Kapitel 3.4.1 genauer auf Abrechnungsmodalitäten bei der Einspeisung von Zusatzgas eingegangen.

Mittels Konditionierungsgasen wird das aufbereitete Biogas auf diese Anforderungen gebracht, vgl. auch Kapitel 3.3.6.

Konditionierungsgase

Gase oder Gasgemische zur Konditionierung, werden zur Einstellung der brenntechnischen Kenndaten (Heizwert, Brennwert, Dichte, Wobbe-Index) dem Grund-, Austausch- oder ggf. Zusatzgas zugemischt. Darüber hinaus können Konditionierungsgase, zur Überbrückung von zeitlich begrenzten Versorgungsengpässen, dem Grundgas zugeführt werden.

Als Konditionierungsgase sind Luft, Stickstoff, Gase der 1. Gasfamilie (Stadtgas, Synthesegas), Erdgase anderer Beschaffenheit oder Flüssiggase zulässig. Die Gase der 1. Gasfamilie müssen bezüglich der Gasbegleitstoffe gemäß G 260, Tabelle 2 entsprechen. Des Weiteren dürfen die Anteile von 1 % CO und 12 % H_2 im Mischgas nicht überschritten werden. Unter Umständen können je nach Versorgungsgebiet und GVU diese Grenzwerte nicht ausgeschöpft werden [3-8].

Für Grundgase der 2. Gasfamilie kommen folgende Gase oder Gasgemische zur Konditionierung in Frage (nach DVGW-Arbeitsblatt G 260):

- Luft,
- Stickstoff,
- Gase der 1. Gasfamilie: der Einsatz von Gasen der 1. Gasfamilie wird begrenzt durch die Richtwerte für Gasbegleitstoffe nach Tabelle 2 in DVGW-Arbeitsblatt G 260,
- Erdgase anderer Beschaffenheit sowie
- Flüssiggase (müssen Tabelle 4 in DVGW-Arbeitsblatt G 260 entsprechen).

Die Höhe der Zumischung orientiert sich am Brennwert bzw. Wobbe-Index. Eine Propanzumischung ist dabei aufgrund der nachlassenden Verbrennungsgüte weniger kritisch als eine Butanzumischung. Bei einer Brennwerteinstellung (H_S) bis auf 11,1 kWh/m³ gibt es keine zeitlichen oder technischen Begrenzungen (LPG-Zusammensetzung, Propan-Butan-Verhältnis). Bei einer Brennwerteinstellung über 12,1 kWh/m³ ist ausschließlich Propan zu verwenden und der Einsatz sollte, bis auf Ausnahmesituationen, zeitlich beschränkt sein [3-10]. Weitere Informationen zu den Grenzen der Konditionierung mittels Propan bzw. Butan sind im Kapitel 3.4 zu finden.

Darüber hinaus ist zu beobachten, dass bei Drücken von über 5 bar Änderungen im Kondensationsverhalten des Mischgases auftreten [3-10].

Gasabrechnung

Das DVGW-Arbeitsblatt G 685 regelt die für die Abrechnung von Erdgasbezügen (Gase nach DVGW G 260) anzuwendenden Verfahren. Bei zeitlichen Änderungen des Einspeisebrennwertes oder bei einer Verteilung von Gasen mit unterschiedlichen Brennwerten in räumlich getrennten Netzen eines GVU ist als Abrechnungsbrennwert ein Mittelwert (arithmetisches oder mengengewogenes Mittel der täglichen Gasabgabe und des Einspeisebrennwertes in einem Netz evtl. mit Abzug von Großverbrauchern) zu bestimmen und entsprechend anzuwenden (vgl. Kapitel 5 DVGW-Arbeitsblatt G 685).

Bei einer Verteilung von Gasen mit unterschiedlichen Brennwerten in einem räumlich zusammenhängenden Netz (vermaschtes Netz) entstehen Misch- und Pendelzonen an mehreren Einspeisestellen. Hierbei gilt: der Abrechnungsbrennwert ist für jeden einzelnen Kunden anhand seiner regionalen Lage im Versorgungsgebiet zu ermitteln. Der für ein Versorgungsgebiet zugrunde gelegte Abrechnungsbrennwert darf dabei nicht mehr als 2 % vom mittleren Brennwert des dem Kunden während der Abrechnungsperiode gelieferten Gases abweichen. Zur Überprüfung ist daher an jeder Einspeisestelle der Mittelwert (Brennwert) zu bestimmen und für das nachgeschaltete Netz ein mengengewichteter Mittelwert zu berechnen. Hierbei sollten die Einspeisebrennwerte nicht um mehr als 2 % vom für das

Versorgungsgebiet zugrunde gelegten Abrechnungsbrennwert abweichen. Andernfalls ist die zuständige Eichbehörde über das anzuwendende Abrechnungsverfahren zu unterrichten. Mögliche, durch die Eichbehörde zu genehmigenden, Ersatzverfahren sind:

- die Brennwertzuordnung,
- die Mengenbilanzierung,
- die Identifizierung oder
- das Mittelwertverfahren.

Für Gasverteilnetze ist in der Regel jedoch nur das Mittelwertverfahren anwendbar [3-28]. Weitere Informationen, z. B. zur rechnergestützten Brennwertverfolgung oder zur Bildung von Brennwertbezirken, sind im nachstehenden Kapitel 3.4.1 zu finden.

3.4.1 Möglichkeiten und Grenzen der Gaseinspeisung

In diesem Kapitel werden verschiedene Verfahren der regelkonformen Biomethaneinspeisung beschrieben und im Hinblick auf ihre Anwendbarkeit in der jeweiligen Netzebene kursorisch bewertet. Dabei wird in erster Linie die technische Machbarkeit der einzelnen Verfahren beurteilt und abschließend eine netzebenbezogene Einordnung (Ferngasnetz, regionales Transportnetz, Endverteilernetz) der verfügbaren Konzepte vorgenommen. Der Fokus liegt insbesondere auf **alternativ zur Brenngaskonditionierung** mit Flüssiggas anwendbaren Verfahren der netzkonformen Biogaseinspeisung.

Die GasNZV gibt die zu erfüllenden technischen Anforderungen vor und verweist auf die einzuhaltenden Gasqualitätsanforderungen sowie die zulässigen Verfahren zur Einspeisung von Brenngasen in das öffentliche Gasnetz in Bezug auf die DVGW-Arbeitsblätter. Nach DVGW G 260 und G 262 ist eine Einspeisung von Biogasen sowohl als Austauschgas als auch als Zusatzgas möglich (siehe auch Kap. 3.4.).

Zusatzgase besitzen im Vergleich zum örtlich verteilten Erdgas (Grundgas) deutlich abweichende brenntechnische Kenndaten sowie Zusammensetzungen und können nur begrenzt zugemischt werden. Die zulässigen Zumischraten werden limitiert durch die Forderung auf ein gleichartigen Brennverhalten nach dem Mischpunkt (Mischgas im Verhältnis zum Grundgas). In Abschnitt 4.2.3 der G 262 wird ausgeführt, dass Austauschgase mit Erdgas „so gemischt werden (können), dass die Anforderungen der öffentlichen Gasversorgung im nachgeschalteten Netz hinter dem Mischpunkt hinsichtlich Gasverwendung und Abrechnung erfüllt werden".

Die zulässigen Abweichungen nach DVGW G 260 sind dabei weniger restriktiv als die zulässigen Toleranzbereiche des DVGW-Arbeitsblatts G 685 (maximal zulässige Abweichung beim Abrechnungsbrennwert gegenüber Letztverbrauchern von 2 bzw. 1 %). In der Konsequenz bedeutet dies, dass sich die zulässige Zumischrate von Biogas nach dem Grundgasstrom und nach den brenntechnischen Kenndaten des einzuspeisenden Biogases richtet: Je höher der Grundgasstrom, desto höher ist auch die zulässige beimischbare Menge an Zusatzgas und je stärker die Zusammensetzung und die brenntechnischen Kenndaten des Zusatzgas vom Grundgas abweichen, desto geringer ist die zulässige Zumischrate.

Das DVGW Arbeitsblatt G 685 regelt die Festlegung von Verfahren zur Ermittlung eines Abrechnungsbrennwertes beim Letztverbraucher sowie die Definition einzuhaltender Grenzwerte.

Bezüglich der technischen Anforderungen sowie der Verfahren zur Bestimmung des Abrechnungsbrennwerts nach Abschnitt 6 der G 685 wird an dieser Stelle auf das DVGW-Arbeitsblatt verwiesen. Entscheidend ist, dass die eichrechtlich zulässigen Abweichungen vom Abrechnungsbrennwert unter 2 % liegen müssen.

Um eine regelkonforme Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz der allgemeinen Versorgung bzw. eine korrekte und die Vorgaben des Eichrechts erfüllende Abrechnung nach den Vorgaben der G 685 beim Kunden zu gewährleisten können unter Berücksichtigung der Bestimmungen des DVGW-Regelwerks folgende Netzkompatibilitätsmaßnahmen zum Einsatz kommen:

- Brenngaskonditionierung (z. B. mit LPG),
- rechnergestützte Brennwertverfolgung,
- Bildung von Brennwertbezirken oder
- Einspeisung als Zusatzgas/Austauschgas.

Als Entscheidungskriterien für oder gegen eine der in Betracht zu ziehenden Netzkompatibilitätsmaßnahmen sind vor allem die mit Implementierung und Betrieb verbundenen Kosten, aber auch die Komplexität bzw. die technischen Einsatzgrenzen im jeweiligen Netzbereich sowie der administrative Aufwand bei der Umsetzung der jeweiligen Maßnahme zu berücksichtigen.

Brenngaskonditionierung mit Flüssiggas

Bei einer Einspeisung von Biogas in das Gasnetz der öffentlichen Gasversorgung ist die Brennwertanpassung mit Flüssiggas (LPG) das Standardverfahren zur Herstellung der Netzkompatibilität gemäß den Anforderungen der G 685. Die Zumischung von LPG dient hauptsächlich der Anhebung des Brennwerts des aufbereiteten Biogases auf den Brennwert des lokal im Netz verteilten Erdgases. In einigen Fällen ist auch eine gezielte LPG- und Luftzumischung erforderlich, um die Netzkompatibilität des einzuspeisenden Biogases einzustellen, da nicht nur der Brennwert $H_{S,n}$, sondern auch der Wobbe-Index $W_{S,n}$ und die relative Dichte des Gases relevant sind.

In Netzbereichen, in denen niederkalorisches L-Gas verteilt wird, erfolgt zumeist die Zumischung von Luft (staub- und ölfrei), um das Biogas auf die brenntechnischen Kenndaten des lokal verteilten L-Gases einzustellen.

Bei der Konditionierung mit LPG wird üblicherweise eine LPG-Zusammensetzung von 95 % Propan und 5 % Butan nach DIN 51622 eingesetzt[8]. Grundsätzlich ist es jedoch auch möglich andere LPG-Zusammensetzungen zu beziehen und somit die im Arbeitsblatt G 486 genannten Grenzen für Propan- und Butan-Konzentrationen mit entsprechend gemischten LPG umzusetzen. Grundsätzlich sind Flüssiggasmischungen mit einem

[8] *Die DIN 51622 definiert verschiedene Klassifikationen für LPG und legt die zulässigen Grenzwerte für Schwefel und andere Spurenelemente sowie die zulässigen Stoffmengenanteile an Alkenen (Buten, Propen und deren Isomere) fest.*

Butangehalt von bis zu 60 % verwendbar. Dies kann in besonderen Einzelfällen, z. B. bei einer Einspeisung in Gasnetze mit sehr hochkalorischem Erdgas in Betracht kommen, da LPG nicht in beliebigen Mengen zugemischt werden darf.

Die für eine Brenngaskonditionierung maximal zumischbaren Flüssiggasmengen nach DIN 51622 werden begrenzt durch:

- das DVGW-Arbeitsblatt G 486, insbesondere durch die zulässigen Anwendungsbereiche der Zustandsgleichungen,
- das DVGW-Arbeitsblatt G 260, wonach eine Kondensation höherer Kohlenwasserstoffe verhindert und ein definiertes Dichteverhältnis nicht überschritten werden soll,
- die Methanzahl bei motorischen Anwendungen (DIN 51624) sowie
- die Kondensationsgefahr höherer Kohlenwasserstoffe, z. B. bei Kompressions- oder Expansionsvorgängen an Erdgastankstellen oder Übergabestationen.

Das DVGW-Arbeitsblatt G 486 definiert und beschreibt die anzuwendenden Umrechnungsverfahren vom Betriebs- auf den Normzustand über Zustandsgleichungen zur Berücksichtigung des Realgasverhaltens von Erdgasen. Die zulässigen Anwendungsbereiche bzw. Fehlertoleranzen der Zustandsgleichungen begrenzen die zumischbaren Propan-/Butan-Mengen. Die G 486 führt zwei Berechnungsverfahren auf:

- die Standard-GERG-88-Virialgleichung und
- die AGA8-DC92 Zustandsgleichung.

Für die Standard-GERG (SGERG) 88 werden als maximal anwendbare Zumischgrenzen für Propan 5 Mol % sowie für Butan 1,5 Mol % angegeben (Tab. 3.13). Die G 486 B-2 weist darauf hin, dass die Realgasfaktoren für einige in Deutschland verteilte Gase mit der SGERG-88-Zustandsgleichung nicht hinreichend genau berechnet werden können und das AGA8-Verfahren zukünftig bevorzugt eingesetzt werden soll. Das AGA8-DC92 Berechnungsverfahren setzt allerdings eine Vollanalyse mit einem Prozessgaschromatographen voraus. Im 2. Beiblatt der G 486 werden die maximal möglichen Propan/Butan-Stoffmengenanteile in aufbereiteten Erdgasen angegeben (Tab. 3.13).

Abbildung 3.10 zeigt dabei die notwendigen LPG-Konzentrationen zur Erreichung exemplarischer Brennwerte im Einspeisenetz in Abhängigkeit vom Aufbereitungsgrad des Biomethans. Dabei wird von folgenden Brennwerten ausgegangen:

- Schwankungsbreite H-Gas Süd (11,416–11,513 kWh/m³),
- Schwankungsbreite H-Gas Nord (11,783–11,89 kWh/m³),
- Lage des Brennwerts von 12 kWh/m³ im Diagramm,
- Maximaler Brennwert H-Gas Nord (12,8 kWh/m³),
- obere Brennwertgrenze H-Gas (13,0 kWh/m³).

Ausgehend von einem maximal möglichen Biogasaufbereitungsgrad auf 99,5 Vol.-% Methan können in Abhängigkeit vom angewandten Berechnungsverfahren die in Tabelle 3.13 angegebenen Brennwerte durch die Zugabe von Propan nach DIN 51622 erreicht werden.

BEISPIELHAFTE GEMISCHBRENNWERTE

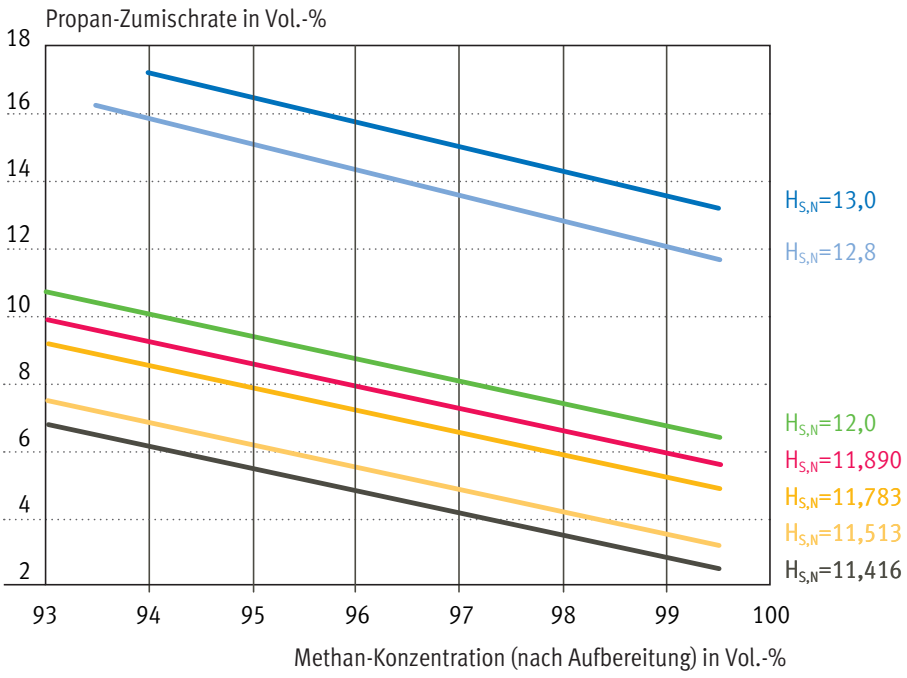


Abb. 3.10: Beispielhafte Gemischbrennwerte in Abhängigkeit von Aufbereitungsgrad und Propanzugabe [3-29]

TAB. 3.13: ZULÄSSIGE GRENZWERTE FÜR DIE FLÜSSIGGASBEIMISCHUNG [3-13], [3-30]

Verfahren	max. Propananteil [Mol %]	max. Butananteil [Mol %]	max. möglicher Brennwert $H_{S,n}$ [kWh/m³]
AGA8 (p > 100 bar)	3,5	1,5	11,63
AGA8 (p < 100 bar)	6,0	1,5	12,07
SGERG	5,0	1,5	11,90
DIN 51624	6,0	2,0	12,07

Selbstverständlich können auch andere Flüssiggaszusammensetzungen mit höheren Butananteilen, z. B. Autogas mit 40 bis 60 Massen-% Butan, für die Brenngaskonditionierung eingesetzt werden. Es bleibt dennoch festzuhalten, dass selbst bei einer Brenngaskonditionierung mit speziell angepassten Flüssiggasmischungen und einer sehr weitgehenden Biogasaufbereitung auf Methankonzentrationen im aufbereiteten Biogas von 99,5 % (z. B. Aminwäsche) im Mischgas nur Brennwerte bis maximal 12 kWh/m³ erreicht werden können. In Netzbereichen mit sehr hochkalorischen Erdgasen kann deshalb eine eichrechtlich konforme Austauschgaseinspeisung von Erdgassubstituten über das Verfahren der Brenngaskonditionierung mit Flüssiggas nicht erreicht werden. In diesen Fällen bleiben dann nur die alternativen Optionen, wie etwa eine Zusatzgaseinspeisung.

Neben dem DVGW-Regelwerk und der Deutschen Industrienorm (DIN) für Flüssiggase setzen auch andere Regelwerke wie die Kraftstoff-DIN 51624 „Erdgas als Kraftstoff" Vorgaben für die zulässige Flüssiggasbeimischung in Erdgasen. Im Falle einer nahe gelegenen Erdgastankstelle sind gegebenenfalls die zulässigen Propan/Butan-Stoffmengenanteile im Gesamtgemisch auf 6 bzw. 2 Mol % zu begrenzen. Darüber hinaus fordert die DIN 51624 eine Methanzahl oberhalb von 70.

Technisch kann eine Beimischung von Konditionierungsgasen auch vor der Verdichtung des Biomethans auf den erforderlichen Einspeisedruck erfolgen. Hohe Betriebsdrücke haben keine Auswirkungen auf das technische Konzept der Konditionierungsanlage. Limitierender Faktor für die Konditionierung, unabhängig vom Netzdruck, sind allein die maximal möglichen Stoffmengenanteile der Gase zur Konditionierung im Gasgemisch.

Unter Berücksichtigung der in Deutschland verteilten Gasqualitäten (Tab. 3.14) ist festzuhalten, dass eine regelkonforme Einspeisung von Biomethan unter Einhaltung der Vorgaben der G 685 an Einspeisepunkten mit hohen Brennwerten über 12,0 kWh/m³ im Grundgas mit einer LPG-Konditionierung nicht möglich ist.

Eine regelkonforme Einspeisung in Netzbereiche mit hochkalorischen Erdgasen kann deshalb nur über eines der nachgenannten, alternativen Verfahren umgesetzt werden:

- Rechnergestützte Brennwertverfolgung,
- Bildung von Brennwertbezirken oder
- Einspeisung als Zusatzgas/Austauschgas.

Eine Brenngaskonditionierung mit Flüssiggas wird zwar von vielen Gasnetzbetreibern angewandt, führt jedoch auch zu sehr hohen Betriebskosten. Deshalb sollte in jedem Fall auch die Umsetzbarkeit der alternativen Netzkompatibilitätsmaßnahmen geprüft werden.

TAB. 3.15: VOR- UND NACHTEILE DER BRENNGASKONDITIONIERUNG MIT FLÜSSIGGAS

Vorteile	Nachteile
Vergleichsweise technisch einfach umzusetzendes Verfahren	Sehr hohe Betriebskosten aufgrund hohen Flüssiggasbedarfs
Prinzipiell in allen Netzebenen ohne abweichende Technik einsetzbar	Durch Limitierung der LPG-Beimischung ist die Gaskompatibilität bei bestimmten Grundgasqualitäten (Nordseegas I und II) nicht erreichbar

Rechnergestützte Brennwertverfolgung

Mit einem rechnergestützten Brennwertnachverfolgungs- oder Brennwertrekonstruktionssystem (REKO-System) können nachträglich in einem Netz oder Netzbereich die abrechnungsrelevanten Brennwerte an beliebigen Entnahmestellen bestimmt werden. Mit diesem Verfahren können an Einspeise- bzw. Übergabepunkten hohe Investitionen in Gasbeschaffenheitsmesstechnik und bei Biogaseinspeisepunkten hohe Konditionierungskosten vermieden werden.

Das rechnergestützte Brennwertrekonstruktionssystem ist ein mathematisches Modell, das ein komplettes Netz oder einen Netzbereich (Rohre, Schieber, Ein- u. Ausspeisepunkte etc.) hydraulisch abbildet und auf Basis definierter Messstellen (Druckmessstellen, Gasqualitäts- und Mengenmessungen) die Fließzustände, die Strömungsgeschwindigkeiten, die verschie-

TAB. 3.14: BEISPIELHAFTE BRENNTECHNISCHE DATEN VON VERTEILTEN ERDGASEN IN DEUTSCHLAND, H-GASQUALITÄT [3-31], [3-32]

H-Gas	Nordsee/Dornum	Dong Gas (DK)	RWE Süd	Waidhaus (GUS)	Philips Emden	Hünxe
Normdichte (kg/m³)	0,8086	0,8099	0,8202	0,7464	0,8300	0,8103
relative Dichte (kg/m³)	0,6254	0,6264	0,6344	0,5773	0,6419	0,6267
Brennwert $H_{S,n}$ (kWh/m³)	11,492	12,076	11,337	11,226	12,028	11,551
Heizwert $H_{i,n}$ (kWh/m³)	10,381	10,919	10,244	10,126	10,878	10,437
Wobbeindex $W_{S,n}$ (kWh/m³)	14,531	15,258	14,234	14,775	15,013	14,591

denen Gasqualitäten und die Gasgemische an beliebigen Punkten im Netz darstellt. Aufbauend auf den berechneten Fließgeschwindigkeiten und auf Basis der an Fixpunkten gemessenen Gasqualität können Mischvorgänge an Vereinigungspunkten mengenrichtig berücksichtigt und sämtliche Mischsituationen sowohl quantitativ als auch qualitativ abgebildet werden.

Für eine korrekte Rekonstruktion der brenntechnischen Kenndaten an jedem beliebigen Punkt im System müssen jedoch folgende Parameter vollständig messtechnisch erfasst sein:

- alle Ein- und Ausspeisemengen,
- einige Druckmessungen für das Beobachtungssystem,
- alle zu verfolgenden Gasbeschaffenheiten an den Einspeisestellen sowie
- alle Schieberstellungen und Betriebsmodi der Reduzierungen und Kompressoren.

Außerdem ist eine genaue Kenntnis des Rohrleitungssystems (Rohrleitungslängen, Böden, Durchmesser, Rauheit, Einbauten etc.) notwendig.

Dieses Verfahren wird mittlerweile häufig in Ferngasnetzen oder Regionalverteilnetzen mit wenigen Ein- und Ausspeisestellen angewandt. In Endverteilnetzen kann dieses Verfahren in der Regel nicht eingesetzt werden, da Rückvermischungen in vermaschten Netzen, Strömungsumkehrungen oder stehende Gasmengen (kein Durchfluss aufgrund fehlender Gasentnahmen) mathematisch nicht abgebildet (nicht bestimmbar) werden können. Dennoch wurden 2011 im Wendland positive Erfahrungen mit einem Brennwertrekonstruktionssystem im Endverteilnetz Lüchow gemacht. Die E.ON Ruhrgas AG und die E.ON Avacon AG als lokaler Netzbetreiber haben ein Endverteilnetz mit insgesamt vier Einspeisepunkten (darunter eine Biogaseinspeisung) in einem Brennwertrekonstruktionssystem abgebildet, an bestimmten Punkten im Netz ständig wiederkehrend Gasanalysen genommen und die Analysenergebnisse mit den Berechnungsergebnissen des Brennwertrekonstruktionssystems verglichen. Die eichrechtlich vorgeschriebenen Genauigkeiten wurden dabei stets eingehalten. E.ON Ruhrgas AG beantragt deshalb derzeit die Zulassung ihres Verfahrens bei der PTB in Braunschweig.

Die im Eichgesetz geforderte Genauigkeit der Brennwertmessungen von 0,8 % vom angegebenen eingeschränkten Messbereich kann durch solche Systeme eingehalten werden. Nachgewiesen wurde dies über mehrere durch die PTB/Eichamt abgenommene Systeminstallationen. Verbreitet und eichrechtlich zugelassen sind beispielsweise die Systeme SIMONE oder GANPRODA.

TAB. 3.16: VOR- UND NACHTEILE DER RECHNERGESTÜTZTEN BRENNWERTVERFOLGUNG

Vorteile	Nachteile
Weitgehender bis kompletter Verzicht auf Flüssiggasbeimischung möglich	Hohe initiale Kosten
Vergleichsweise geringe Betriebskosten	Einfluss steigender Anzahl von Einspeisestellen auf die Funktionsfähigkeit von REKO-Systemen ist noch nicht bekannt
	In Endverteilnetzen oftmals aufgrund hoher Vermaschungsgrade oder stehenden Gasmengen nicht umsetzbar

Bildung von Brennwertbezirken

Bei der Bildung von separaten Brennwertbezirken werden bisher zu einem größeren Netz gehörende Netzbereiche in Netzabschnitte separiert und hydraulisch voneinander getrennt. Der Abrechnungsbrennwert wird in dem nun in sich abgeschlossenen Netzabschnitt durch die Gasqualität der Erdgase eines oder mehrerer Einspeisepunkte festgelegt. Zur Abrechnung der an diesem Netz angeschlossenen Letztverbraucher können nach den Regeln der G 685 separate Abrechnungsbrennwerte ermittelt werden.

So können auf der lokalen Verteilnetzebene Teilnetze gebildet werden, die überwiegend mit Biomethan versorgt werden. Der Einspeisepunkt der Biomethananlage wäre in diesem Fall automatisch die Hauptversorgung des betrachteten Netzes. Damit kann auch der Abrechnungsbrennwert beim Letztverbraucher regelkonform zum DVGW-Arbeitsblatt G 685 zu großen Teilen über den Einspeisebrennwert der Biomethananlage ermittelt werden, wodurch auf eine LPG-Konditionierung des Biomethans verzichtet werden kann. Voraussetzung ist allerdings, dass das Biomethan die Vorgaben der G 260 erfüllt. Einschränkungen erfährt dieses Modell allerdings durch die in diesen Verteilnetzebenen üblichen starken Lastflussschwankungen zwischen Sommer und Winter sowie innerhalb eines Tages (Abb. 3.11). Zudem ist durch geeignete technische Maßnahmen weiterhin die Versorgungssicherheit in dem betreffenden Netzabschnitt sicherzustellen.

Die Bildung von separaten Brennwertbezirken ist vor diesem Hintergrund einzelfallbezogen genau zu prüfen, da die Dimensionierung des Netzes in Verbindung mit der Leistung der Biogasanlage dazu führen kann, dass entweder Biomethan in den Sommermonaten in die nächsthöhere Leitungsebene einzuspeisen und entsprechend zu konditionieren ist oder zusätzlich Erdgas in die separate Netzebene eingespeist werden muss. In einem solchen Fall müsste dann entweder eine Konditionierung des Biomethans mit LPG oder des Erdgases mit Luft erfolgen, um die Vorgaben der G 685 im Hinblick auf die maximal zulässige Abweichung der Einspeisebrennwerte mehrerer Einspeisestellen in ein gemeinsames Netz von 2 % nicht zu überschreiten.

TAB. 3.17: VOR- UND NACHTEILE DER BILDUNG VON BRENNWERTBEZIRKEN

Vorteile	Nachteile
In geeigneten Teilnetzbereichen mit geringem Aufwand umsetzbar	Umsetzung in Endverteilnetzebene nur nach Einzelfallprüfung möglich
Vergleichsweise geringe Betriebskosten	In Transportnetzen nicht, in regionalen Verteilnetzen nur sehr eingeschränkt durchführbar

SAISONALER VERLAUF DES ERDGASABSATZES IM NETZ DER E.ON AVACON AG

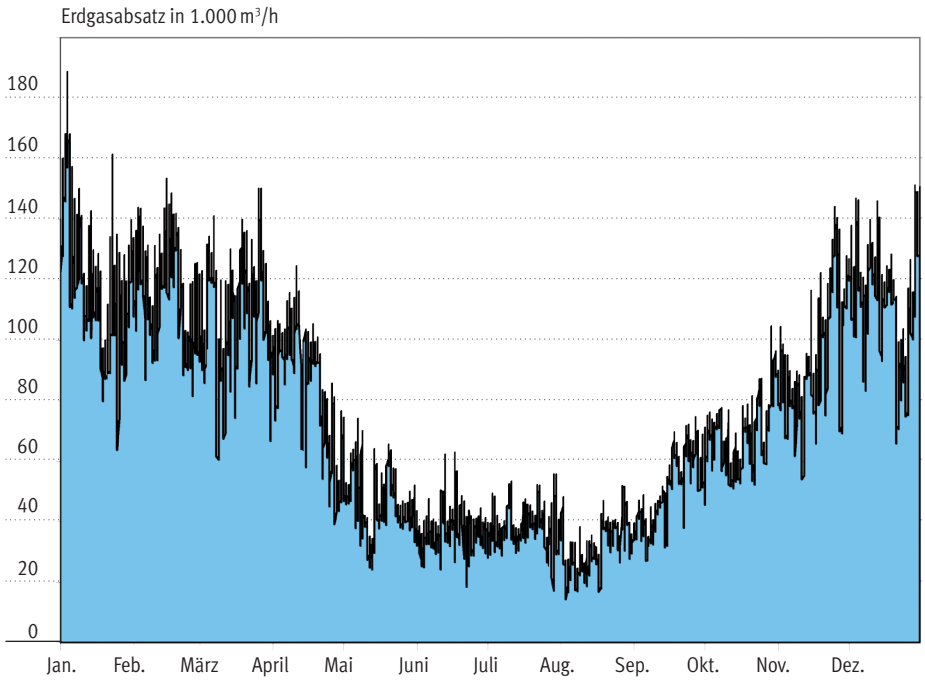


Abb. 3.11: Saisonaler Verlauf des Erdgasabsatzes im Netz der E.ON Avacon AG [3-24]

Biogaseinspeisung als Zusatzgas

Zusatzgase sind Gasgemische, die sich in Zusammensetzung und brenntechnischen Kenndaten wesentlich vom Grundgas unterscheiden. Sie können dem Grundgas in begrenzter Menge zur Ergänzung der Erdgasversorgung oder zur Verwertung örtlich verfügbarer Gase zugesetzt werden. Dabei bestimmt die Forderung nach einem gleichartigen Brennverhalten des Gemisches die Zumischrate des Zusatzgases.

Sofern eine Biomethaneinspeisung als separater Einspeisepunkt in ein geschlossenes Netz erfolgt, unterliegt dieser Punkt automatisch den Vorgaben der G 685. Die maximal zulässige Abweichung des Abrechnungsbrennwertes zwischen den verschiedenen Einspeisepunkten in dem jeweiligen Netzbereich darf dann 2 % nicht überschreiten.

Alternativ kann das Biomethan auch als Zusatzgas dem Grundgasstrom beigemischt werden. Die Biogaseinspeisung wird dann nicht als eigenständige Einspeisung in das geschlossene Netz definiert. Die netzkonforme Einspeisung nach G 685 erfolgt erst nach der Mischung mit dem Grundgasstrom. Je größer der Volumenstrom des Grundgases im Vergleich zum Biomethanvolumenstrom ist, umso stärker kann der Brennwert des Biomethans vom Brennwert des Grundgases abweichen. Die maximal zulässige Abweichung vom Abrechnungsbrennwert in dem jeweiligen Netzbereich beträgt wiederum 2 %.

Die Einspeisung von Biomethan als Zusatzgas in überregionale Ferngas- oder Transportleitungen stellt aufgrund der dort vorherrschenden hohen Transportkapazitäten ein interessantes Verfahren dar. In der Regel ist der Grundgasstrom so hoch, dass große Biomethanmengen ohne Verletzung der Grenzen des DVGW Arbeitsblatts G 685 zugemischt werden können.

Im Hinblick auf Investitionshöhe und Betriebskosten muss die Variante der Zusatzgaseinspeisung von Biomethan jedoch einzelfallbezogen genau analysiert werden. Wirtschaftliche Nachteile können gegenüber den anderen benannten Verfahren vor allem durch die notwendige Mischstrecke entstehen, die ggf. sehr große Gasvolumina verarbeiten muss. Vorteilhaft sind die sehr geringen Betriebskosten und der einfache Aufbau des Netzanschlusses, was möglicherweise zu geringen Investitionen führen kann.

Kritisch hinsichtlich der Anwendbarkeit dieses Verfahrens sind unter Umständen Flussumkehrungen in der Einspeiseleitung. In der Transportnetzebene wird allgemein eine hohe Flexibilität in der Betriebsführung benötigt, um Versorgungsengpässe zu vermeiden. Dies kann im Einzelfall bzw. in bestimmten Netzabschnitten zu Pendelzonen oder zu Änderungen in der Flussrichtung führen. Eine Umkehrung der Flussrichtung in der Einspeiseleitung kann bei einer Zusatzgaseinspeisung zu einer Verletzung der zulässigen Brennwertabweichungen hinsichtlich der G 685 an Einspeisestellen in abgehende geschlossene Netzbereiche führen. In solchen Netzbereichen sollte die Mischstrecke beidseitig mit Messgeräten zur Messung der Gasbeschaffenheit ausgerüstet werden. Des Weiteren kann im Fall einer Lastflussumkehr und einer möglichen Mehrfachbeimischung von Biomethan eine kontinuierliche Zusatzgaseinspeisung von Biomethan nicht ohne Vorhaltung einer redundanten Brenngaskonditionierung (mit Flüssiggas) gewährleistet werden. Alternativ kann auf eine Zusatzgaseinspeisung in den Zeiträumen, in denen eine Umkehr der Flussrichtung etc. in dem jeweiligen Netzabschnitt droht, verzichtet werden. Als redundante technische Lösung zur Einhaltung

der eichrechtlichen Vorgaben ist eine Konditionierung mit Flüssiggas sicherlich die geeignete Wahl.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die Einspeisung von Biomethan als Zusatzgas bei großen Volumenströmen im Grundgas eine sehr kostengünstige Netzkompatibilitätsmaßnahme darstellen kann. Sie ist jedoch immer einzelfallbezogen kritisch zu prüfen und eine allgemeine Einsetzbarkeit ist dabei nicht gegeben.

TAB. 3.18: VOR- UND NACHTEILE DER EINSPEISUNG ALS ZUSATZGAS

Vorteile	Nachteile
Weitgehender bis kompletter Verzicht auf Flüssiggasbeimischung möglich	Nur in Netzabschnitten mit ganzjährig hohen Grundgasströmen umsetzbar (ausgewählte Abschnitte der Transportnetzebene)
Potenziell sehr kostengünstige Lösung	Einzelanwendungen in optimalen Abschnitten, Konditionierung muss ggf. redundant vorgesehen werden

Zusammenfassende Bewertung der unterschiedlichen Netzkompatibilitätsmaßnahmen

Die Brennwertanpassung durch Flüssiggasbeimischung kann praktisch in allen Netzebenen eingesetzt werden; vorausgesetzt der Brennwert des Grundgases überschreitet nicht 12,0 kWh/m³. Damit repräsentiert die LPG-Konditionierung gegenwärtig den Stand der Technik und wird auch üblicherweise angewandt.

Eine flächendeckende Implementierung eines REKO-Systems zur Vereinfachung der Biogaseinspeisung ist in vielen Fällen aufgrund des hohen anfänglichen Aufwands eher unwahrscheinlich, da eine Vielzahl der benötigten netztechnischen Parameter nicht bekannt sind und die Implementierung der dafür erforderlichen Messtechnik mit erheblichem technischen sowie wirtschaftlichen Aufwand verbunden sein kann. Viele Netze der innerdeutschen Transportnetzebene sowie der Regionalnetzebene verfügen jedoch bereits über Systeme zur rechnergestützten Brennwertverfolgung. In solchen Fällen stellen rechnergestützte Brennwertrekonstruktionssysteme das technisch und wirtschaftlich effizienteste Verfahren zur regelkonformen Biogaseinspeisung in Bezug auf das DVGW Arbeitsblatt G 685 dar.

Die Bildung von Brennwertbezirken ermöglicht im Einzelfall eine Änderung der bestehenden Netzstruktur dahin gehend, dass für einen Netzbereich, der zu einem separaten geschlossenen Netz umstrukturiert wird, eine Versorgung mit Biomethan als Grundgas realisiert werden kann. Dies wiederum hat zur Folge, dass der Brennwert des eingespeisten Biomethans als Abrechnungsbrennwert für dieses Netz genutzt werden kann. Hohe Lastschwankungen in Regional- und insbesondere Endverteilnetzen machen aber eine Nachspeisung von Erdgas und in der Folge eine Brennwertanpassung des Erdgases selbst an das verteilte Grundgas (in diesem Fall Biomethan) notwendig. Deshalb ist in jedem Fall genau abzuwägen, ob eine Brennwertanpassung des Erdgases oder des Biomethans kosteneffizienter ist. Die Bildung von Brennwertbezirken ist innerhalb der innerdeutschen Transportnetzebene nicht zu erwarten.

Grundsätzlich bieten sich im Vergleich zur Gaskonditionierung mit Flüssiggas in Abhängigkeit von der Netzebene und -struktur verschiedene alternative Verfahren an, um eine netzkompatible Einspeisung von Biogas zu ermöglichen.

Im Bereich des innerdeutschen Transportnetzes ist die Nutzung von Systemen zur rechnergestützten Brennwertverfolgung am ehesten als flächendeckende Alternative zur Konditionierung anzusehen. In Einzelfällen ist auch eine Einspeisung als Zusatzgas möglich.

Im Regionalnetz und insbesondere in der Endverteilerebene sollte zunächst die Bildung von Brennwertbezirken geprüft werden, um perspektivisch auf den Einsatz der LPG-Beimischung zu verzichten.

In Tabelle 3.19 ist eine zusammenfassende Bewertung der einzelnen Verfahren für jeder der drei Netzebenen gegeben.

TAB. 3.19: ZUSAMMENFASSENDE BEWERTUNG DER EINZELNEN VERFAHREN

	Endverteilnetz	Regionalnetz	Ferntransportnetz
LPG-Konditionierung	Stand der Technik Keine besonderen Voraussetzungen an das Netz In Versorgungsgebieten mit einem Brennwert über 12,0 kWh/m³ nicht möglich Hohe Betriebskosten	Stand der Technik Keine besonderen Voraussetzungen an das Netz In Versorgungsgebieten mit einem Brennwert über 12,0 kWh/m³ nicht möglich Hohe Betriebskosten	Stand der Technik Keine besonderen Voraussetzungen an das Netz In Versorgungsgebieten mit einem Brennwert über 12,0 kWh/m³ nicht möglich Hohe Betriebskosten
Rechnergestützte Brennwertverfolgung	Technisch möglich Schlechtere Wirtschaftlichkeit als im Regionalnetz	Technisch möglich Schlechtere Wirtschaftlichkeit als im Ferntransportnetz	Gut umsetzbar trotz hohem investiven und administrativen Aufwand
Bildung von Brennwertbezirken	Abgeschlossenes Netz mit klar definierten Ein- und Ausspeisungen In der Regel nur geringe Investitionen nötig	Eingeschränkt möglich	Praktisch unmöglich
Einspeisung als Zusatzgas/ Austauschgas	In der Regel unmöglich	Eingeschränkt möglich	Technisch gut möglich durch hohen Grundgasstrom Geringer Aufwand

3.4.2 Kapazitätserweiterung

Gemäß § 33 der GasNZV unterliegen die Netzbetreiber einer Netzanschlusspflicht gegenüber den Anschlussnehmern, die aufbereitetes Biogas ins Erdgasnetz einspeisen wollen. Ein gestellter Antrag kann nicht aus Gründen von Kapazitätsengpässen abgelehnt werden. Der Netzbetreiber muss im Falle von Kapazitätsengpässen entsprechende Maßnahmen, sofern diese wirtschaftlich zumutbar sind, ergreifen, um die Transportkapazität des Biogases sicherzustellen, vergl. Kapitel 5. Allen voran ist dabei die Rückspeisung von Erdgas in vorgelagerte Netze, mit den damit ggf. erforderlichen Einrichtungen, zu nennen. Die dabei entstehenden Kosten können auf die Netznutzer umgelegt werden.

Um Leitungen nicht zu überlasten und den Aufwand für die kapazitätserweiternden Maßnahmen, insbesondere für die Rückverdichtung abschätzen zu können, kann eine Netzsimulation im Einzelfall angebracht sein. Die Wahl des Netzanschlusspunktes sollte somit hauptsächlich für den Fall ausreichend analysiert werden, wo mehrere Gasleitungen verschiedener Netzebenen in vertretbarer Entfernung zur Biogaseinspeiseanlage verlaufen. Aus volkswirtschaftlicher Sicht sollte dabei die Summe von anfallenden Investitions- und Betriebskosten für den Anschluss und die Biogaseinspeisung möglichst gering gehalten werden.

Rückspeisung von Biomethan in Netze höherer Druckstufe

Im Merkblatt DVGW G 290 sind Hinweise zur Rückspeisung von eingespeistem Biogas in vorgelagerte Netze zu finden. Neben der entsprechend benötigten Druckerhöhung, ist bei der Rückspeisung besondere Aufmerksamkeit auf folgende Beschaffenheitsparameter (nach [3-26]) zu legen:

- Odoriermittelgehalt und -zusammensetzung,
- Sauerstoffgehalt,
- Wassergehalt,
- Kohlendioxidgehalt und
- Wobbe-Index.

Das Gas im vorgelagerten Transportnetz liegt meist unodoriert vor. Um starke Schwankungen des Odoriermittelgehaltes zu vermeiden, da diese zu Fehlalarmen führen können, deodoriert man das Gas vor einer Rückspeisung. Darüber hinaus kann es zu einer Überschreitung der Grenzwerte nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 sowie DIN 51624 für Erdgas als Kraftstoff kommen. Im ungünstigsten Fall kann es durch wiederholte Rückspeisung und Wiedereinspeisung zu einer Pendelzone mit einer Aufkonzentrierung des Odoriermittels oder zu einer undefinierbaren Vermischung von verschiedenen Odoriermitteln kommen. Die **Deodorierung** wird immer dann eingesetzt, wenn eine Verdünnung durch unodoriertes Erdgas unterhalb der Geruchsschwelle nicht möglich ist. Schwefelhaltige Odoriermittel werden zumeist mittels adsorptiven Verfahren wie Molekularsiebe oder Aktivkohle entfernt [3-33]. Die Odorierung wird detailliert in Kapitel 3.3.5 erläutert.

Unter Umständen kann es notwendig sein, den **Sauerstoffgehalt** bei der Rückspeisung in vorgelagerte Netze zu reduzieren. Dies wäre zum Beispiel der Fall bei unmittelbarer räumlicher Nähe zu Untertageerdgasspeichern, vgl. Kapitel 3.2.3. Um die Sauerstoffentfernung in solchen Fällen zu vermeiden bzw. zu minimieren, sollten mögliche Quellen des Sauerstoffeintrags in das eingespeiste Biomethan, wenn möglich, von vornherein vermieden werden. Hierzu gehört beispielsweise die Grobentschwefelung mit Luft.

Zur Sauerstoffentfernung eignen sich sauerstoff-selektive Adsorbentien wie z. B. Kupfer oder Chromoxid oder aber auch die katalytische Oxidation. Beide Verfahren sind Stand der Technik in der chemischen Industrie, nicht aber in der Erdgastechnik [3-33].

Durch die mit der Rückeinspeisung verbundene Rückverdichtung kann es in Abhängigkeit vom **Wassergehalt** des Gases zum Ausfall vom Wasser kommen. Um dies zu verhindern, kann es im Einzelfall notwendig sein, eine zusätzliche Gastrocknung zu installieren. Häufig zur Anwendung in solchen Fällen kommen Trocknungsanlagen wie beispielsweise Glykol-, Silicagel- oder Molekularsiebe [3-33].

In der derzeit gültigen Fassung des DVGW-Arbeitsblattes G 262 sowie in der Fassung von 2011 ist der **Kohlendioxidgehalt** auf 6 Vol.% bzw. 10 und 5 Mol % begrenzt. Mit Blick auf die Untertagespeicher bzw. Grenzübergabepunkte kann eine Reduzierung des CO_2-Gehaltes auf 2,5 Mol % notwendig sein [3-26], [3-15].

3.5 Literaturverzeichnis

[3-1] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA): Entwicklung der Erdgaseinfuhr in die Bundesrepublik Deutschland – Bilanzen 1998–2012 (2013)

[3-2] Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V.: Erdgas & Erdöl ›› Inland ›› Überblick. http://www.erdoel-erdgas.de/article/articleview/7/1/59/ (Zugriff am 19.10.2012)

[3-3] Bundesnetzagentur (BNetzA): Monitoringbericht 2012. Bonn (2013)

[3-4] BDEW e. V.: Fakten – Warum ist Erdgas sicher? – Fakten, Zahlen und mehr. In: BDEW (2009)

[3-5] BDEW e. V.: 130. Gasstatistik 2008. Bonn: Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH (2011)

[3-6] Netzentwicklungsplan-Gas: Wie entwickelt sich der Bedarf an Transportkapazitäten? Hintergrund Gastransport. http://www.netzentwicklungsplan-gas.de/netzentwicklungsplan/netzentwicklungsplan.html (Zugriff am 19.10.2012)

[3-7] Lutum + Tappert: Energiemarktdaten – Datenbank (2012)

[3-8] DVGW: Arbeitsblatt G 260 Gasbeschaffenheit, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (2000)

[3-9] BGW: Praxisinformation P 2007/13 Gastransport/Betriebswirtschaft, Bundesverband der deutschen Gas-Wasserwirtschaft (2007)

[3-10] DVGW: Arbeitsblatt G 260 Gasbeschaffenheit, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (2008)

[3-11] DVGW: Arbeitsblatt G 262 (A) Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (2011)

[3-12] DVGW: Arbeitsblatt G 262 – Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (2004)

[3-13] DIN 51642: DIN 51624 Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Erdgas, Beuth Verlag (2008)

[3-14] Burmeister, F.; Stichtenoth, J.; Uhlenbrok, U.: Neue Aspekte der Biogaskonditionierung Bd. 6 (2008), Nr. 149

[3-15] EEASE-gas: CBP 2005-001-01 – Harmonisation of Natural Gas Quality, European Association for the Streamlining of Energy Exchange – gas (EEASE-gas) (2005)

[3-16] ATV-DVWK: ATV-DVWK-M 363 – Merkblatt: Herkunft, Aufbereitung und Verwertung von Biogasen, Gesellschaft zur Förderung der Abwassertechnik e. V., Hennef (2002)

[3-17] Mitterleitner, J.: Stand der Technik bei Biogasanlagen, Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Freising (2000)

[3-18] DWA: Aufbereitung von Biogas. Bd. Merkblatt DWA-M 361. Hennef: Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfälle e. V. (DWA), (2011)

[3-19] Cerbe, G: Grundlagen der Gastechnik. 7., vollständig bearbeitete Auflage. Aufl. München: Hanser Verlag (2008)

[3-20] Vetter, G.: Verdichter Handbuch. 1. Aufl. Essen: Vulkan-Verlag (1990)

[3-21] Schwarzer, K.: Vorlesungsskript an der FH Aachen, Lehrstuhl technische Thermodynamik

[3-22] DBFZ: Daten von Biogasanlagen-Vermessung (2012)

[3-23] Physikalisch-Technische Bundesanstalt: TR-G 14 Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz (2007)

[3-24] Urban, W.; Klinkert, V.; Bothendorf, E.; Berger, R.; Meyer-Prescher, B.: Gasnetze der Zukunft – Studie zu den Auswirkungen der Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz auf den Netzbetrieb und Endverbraucher. Leipzig, Braunschweig, Oberhausen (2010)

[3-25] DVGW: Arbeitsblatt G 280-1, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (2004)

[3-26] Graf, F.; Bajohr, S.: Biogas – Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung. München: Oldenbourg Industrieverlag GmbH (2011)

[3-27] Fahrmeyer, A.: Biogas – Blockheizkraftwerke, Präsentation. Nordhausen 2006

[3-28] DVGW: Arbeitsblatt G 685 – Gasabrechnung, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (2008)

[3-29] Gaswärme-Institut e. V. Essen: Studie zur Einspeisung von aufbereitetem Biogas in eine H-Gas-Leitung (H-Gas „Süd“ und H-Gas „Nord“ im Auftrag der RWE Westfalen-Weser-Ems Netzservice GmbH. Dortmund: GWI (2007)

[3-30] DVGW: Arbeitsblatt G 486 – Realgasfaktoren und Kompressibilitätszahlen von Erdgasen, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (1992)

[3-31] Senner, J.; Burmeister, F.; Götz, M.: Optionen der Konditionierung von aufbereitetem Biogas mit Flüssiggas: energie | wasser-praxis (2011)

[3-32] Open Grid Europe GmbH: http://www.open-grideurope.com (2011)

[3-33] DVGW: Arbeitsblatt G 290 Rückspeisung von eingespeisten Biogas bzw. Erdgas in vorgelagerte Transportleitungen, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (2011)

[3-34] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit bei Erdgas, BMWi (2010)

[3-35] Nord Stream AG: Die Nord Stream-Pipeline im Betrieb – Nord Stream AG. URL http://www.nord-stream.com/de/die-pipeline/betrieb/ (Zugriff am 12.04.2012)

4 TECHNISCHE BIOGASPOTENZIALE

In diesem Kapitel werden die technischen Biogaspotenziale Deutschlands auf Bundeslandebene untersucht. Im ersten Teil werden zunächst grundlegende Definitionen vorgestellt. Im zweiten Teil erfolgt die Bestimmung der Biogaspotenziale. Dazu werden die folgenden drei Bereiche unterschieden:

- Landwirtschaft,
- Industrielle Reststoffe,
- Kommunale Reststoffe.

Innerhalb dieser Kapitel werden die jeweiligen Grundlagen zu den Berechnungen sowie Zwischenergebnisse erläutert. Im dritten Teil werden schließlich die Gesamtergebnisse zusammengefasst.

4.1 Definitionen – Potenziale

Für die Erarbeitung werden sowohl bei den Potenzialbegriffen bzw. der jeweiligen Ab- bzw. Eingrenzung als auch bei den zu untersuchenden Biomassefraktionen folgende Definitionen verwandt, um eine einheitliche Basis zu legen und für das Gesamtziel vergleichbare, nachvollziehbare und übertragbare Ergebnisse zu liefern.

Nach [4-1] können die Potenziale terminologisch wie folgt definiert werden:

- **Theoretisches Potenzial**
  Das theoretische Potenzial beschreibt das in einer gegebenen Region innerhalb eines bestimmten Zeitraumes theoretisch physikalisch nutzbare Energieangebot aus regenerativen Energien. Damit wird eine Obergrenze gesetzt, die den theoretisch realisierbaren Beitrag zur Energiebereitstellung widerspiegelt. In der Praxis ist das theoretische Potenzial nicht von Relevanz, da einer praktischen Nutzbarmachung unüberwindbare technische, ökologische, strukturelle, administrative und sonstige Schranken entgegenstehen. Dieses Potenzial wird hier deshalb – da es keine praktische Relevanz besitzt – nicht weitergehend betrachtet.
- **Technisches Potenzial**
  Das technische Potenzial bezeichnet den Anteil des theoretischen Potenzials, das unter Berücksichtigung der gegebenen technischen sowie ggf. vorhandener struktureller und ökologischer Restriktionen bzw. der gesetzlichen Vorgaben nutzbar ist. Obwohl letztere Einschränkungen grundsätzlich zwar nicht-technischer Natur sind, werden sie – da sie prinzipiell „unüberwindbar“ sind – wie technische Restriktionen behandelt. Das technische Potenzial beschreibt damit den zeit- und ortsabhängigen, primär aus technischer Sicht möglichen Beitrag zur Nutzung regenerativer Energien und ist im Allgemeinen geringen zeitlichen Schwankungen unterworfen. Deshalb wird hier ausschließlich das technische Potenzial betrachtet.
- **Wirtschaftliches Potenzial**
  Das wirtschaftliche Potenzial beschreibt den Anteil des technischen Potenzials, der auf der Basis der jeweils zugrunde gelegten Kriterien wirtschaftlich erschließbar ist. Da es quasi unendlich viele unterschiedliche Möglichkeiten gibt, die konkreten Wirtschaftlichkeitskriterien aus betriebswirtschaftlicher Sicht zu setzen, die sich zudem schnell und laufend ändern, wird das wirtschaftliche Potenzial hier nicht betrachtet.
- **Erschließbares Potenzial**
  Das erschließbare Potenzial beschreibt den Anteil des technischen Potenzials, der letztlich erschließbar ist. Es ist im Allgemeinen kleiner als das wirtschaftliche Potenzial, da oft selbst wirtschaftliche Anlagen aufgrund noch vorhandener, aber bereits abgeschriebener Altanlagen nicht gebaut werden. Es kann aber auch größer sein, wenn durch entsprechende staatliche Maßnahmen eine Unterstützung gewährt wird. Damit ist aber das erschließbare noch mehr als das wirtschaftliche Potenzial sich schnell und unvorhergesehen ändernden Rahmenbedingungen ausgesetzt; es wird deshalb ebenfalls nicht weitergehend betrachtet.

Im Folgenden werden technische Biogaspotenziale unterschiedlicher, national verfügbarer Biogas-Substrate dargestellt. Da Rohbiogaserträge und Biomethangehalte bereits in die Berechnung der Potenziale einfließen (angegeben in PJ/a), entfällt in diesem Kapitel eine weitere begriffliche Unterscheidung von Rohbiogas und Biomethan.

4.2 Analyse der Biogaspotenziale

Die Grundlage der Analyse von Biogaspotenzialen aus der Landwirtschaft bilden Zahlen zu Exkrementen aus der Nutztierhaltung sowie zu Energiepflanzen. Die Daten zu den Potenzialen von tierischen Exkrementen sind [4-2] entnommen. Die Abschätzung der Biogaspotenziale von Energiepflanzen basiert auf Daten zum massebezogenen Substrateinsatz aus dem „Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse“ [4-3].

Kommunale Reststoffe und Reststoffe aus Industrie und Gewerbe spielen gegenüber dem Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen und Wirtschaftsdüngern über alle Leistungsbereiche der Biogaserzeugung hinweg eine eher untergeordnete Rolle [4-3]. Zur Analyse der technischen Biogaspotenziale von Reststoffen und Nebenprodukten aus Industrie und Gewerbe werden im Folgenden Produktionszahlen und Substratmengen aus den Bereichen Brauerei, Zuckerproduktion, Fleischverarbeitung, Biodiesel- und Bioethanolherstellung betrachtet. Als Datengrundlage für die quantitative und qualitative Ermittlung der verschiedenen Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle aus Landwirtschaft, Industrie und Kommunen dienen die aktuellen Statistiken der Statistischen Landesämter, Abfallbilanzen der Länder, Agrarberichte, Angaben verschiedener Verbände der jeweiligen Industriezweige etc. Die genaue Erhebung der organischen Stoffströme aus Industrie und Gewerbe gestaltet sich auf Grund der spärlichen Datenverfügbarkeit schwierig. Zur Sicherung der Plausibilität der Potenzialerhebungen, die primär aus den in den relevanten Landesstatistiken (Produktion ausgewählter Erzeugnisse) aufgeführten Produktionsmengen resultieren, wurden diese Ermittlungen durch punktuelle Recherchen und Befragungen überprüft.

Die kommunalen Reststoffe umfassen Bio- und Grünabfall, gewerbliche Speiseabfälle sowie Landschaftspflegematerialien. Die Potenzialberechnungen basieren auf Stoffströmen nach [4-4], [4-2]. Die Datengrundlagen bilden die jeweils zuletzt verfügbaren Statistiken sowie substratspezifische Rahmenbedingungen.

4.2.1 Landwirtschaft

Die landwirtschaftlichen Potenziale werden im Folgenden in Exkremente aus der Nutztierhaltung und Energiepflanzen untergliedert. Weitere (potenzielle) Substrate für den Einsatz in Biogasanlagen bilden landwirtschaftliche Reststoffe wie Rübenblätter oder Stroh. Diese bleiben jedoch aufgrund des bisher geringen Nutzungsumfangs oder der technischer Restriktionen unberücksichtigt. In diesem Bereich besteht weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf.

Tierische Exkremente

Grundlage der methodische Herangehensweise und der Ergebnisse zu den Potenzialen von tierischen Exkrementen bildet [4-2].

In Abhängigkeit von der Tierart fallen unterschiedliche Mengen von Exkrementen an, die energetisch verwertet werden können. Während bei der Haltung von Rindern und Schweinen größere Mengen an Exkrementen entstehen, liegt bei der Hühnerhaltung nur ein geringer Anfall von Exkrementen vor. Andere Tierarten wie Schafe, Ziegen, Pferde, Gänse und Enten bleiben in den Berechnungen aufgrund der überwiegenden Freilandhaltung bzw. des sehr geringen Anfalls von Exkrementen unberücksichtigt. Tierische Exkremente werden ausschließlich in Biogasanlagen energetisch verwertet, da sie aus technischer Sicht leicht zu vergären sind.

Zur Bestimmung des Potenzials werden verschiedene Annahmen über die Haltungssysteme getroffen. Für Rinder wird eine Stallhaltung von 68 % (85 % Stallhaltung während der vier Wintermonate und 60 % Stallhaltung im übrigen Jahr) und für Schweine eine Stallhaltung von 100 % unterstellt. Zudem wird angenommen, dass bei 15 % der Schweine und Rinder Stroh oder Sägespäne eingestreut werden. Für die Hühnerhaltung wird angenommen, dass 71 % der Legehennen im Stall und 21 % der Legehennen sowie 92 % der anderen Hühner mit Einstreu gehalten werden.

Die Datengrundlage für die Berechnung des Potenzials bilden statistische Daten zu den Viehbeständen in Großvieheinheiten (GVE) und die Viehbestandsgrößen auf Bundeslandebene. Es werden nur Rinderbestände mit mehr als 50 GVE und Schweinebestände ab 100 GVE betrachtet, da die Sammlung der Gülle erst ab einer bestimmten Größe der Bestände wirtschaftlich ist. Zur Berechnung der Menge an Hühnerexkrementen werden die kleinen Bestandsgrößen ebenfalls nicht berücksichtigt. Die Tierbestände werden hierbei nicht in GVE umgerechnet. Es erfolgt eine Unterscheidung des Exkrementenanfalls nach Legehennen, Küken etc. Des Weiteren wird davon ausgegangen, dass nur bei Legehennen nutzbare Gülle entsteht. Für den Anfall von Einstreu werden nur Schlacht- und Masthühner sowie Tiere unter 6 Monaten berücksichtigt. Die Abschätzung des technischen Potenzials erfolgt mithilfe des jeweiligen Biogasertrages aus den Aufkommensmengen.

Aus den Berechnungen ergibt sich ein technisches Potenzial von insgesamt 77,9 PJ/a. Den deutlich größten Anteil bilden Rinderexkremente mit 50,7 PJ/a. Die Exkremente von Schweinen und Hühnern liefern einen Beitrag von 24,3 PJ/a bzw. 2,9 PJ/a. Die größten Potenziale von tierischen Exkrementen weisen die Bundesländer Niedersachsen, Bayern und Nordrhein-Westfalen auf (Abb. 4.1) [4-2].

Energiepflanzen

Energiepflanzen zählen zu den nachwachsenden Rohstoffen und werden mit dem Ziel einer energetischen Nutzung angebaut. Die erzeugte Biomasse kann für die Strom-, Wärme- und Kraftstoffproduktion genutzt werden. Demzufolge werden Energiepflanzen neben der Nutzung als Biogassubstrate u. a. auch als Rohstoff für die Herstellung von Kraftstoffen verwendet.

Für die Erzeugung von Biogas dominiert der Einsatz von Maissilage, dessen Anteil an den gesamten Biogassubstraten in den letzten Jahren gestiegen ist. Daneben erfolgt der Einsatz von Gras- und Getreideganzpflanzensilage (GPS), Getreidekörnern sowie Zuckerrüben. Der Flächenbedarf für den Anbau von Energiepflanzen für die Biogasproduktion wird für das Jahr 2012 auf etwa 1,158 Mio. ha geschätzt [4-22].[9]

[9] *Andere Schätzungen gehen von einer höheren Flächennutzung aus. Hier nahmen die Kulturarten rund 1,1 Mio. ha Ende 2010 der Fläche in Anspruch [4-2]*

Die nachfolgend ausgewiesenen Biogaspotenziale basieren auf einer im Jahr 2011/12 durchgeführten Befragung von Biogasanlagenbetreibern [4-3]. Ausgehend von der durch die Befragung ermittelten Mengenverteilung der eingesetzten Substrate kann auf die Anbauflächen der einzelnen Fruchtarten geschlossen werden. Demnach ist bekannt, dass der Anteil von Maissilage 79 % des gesamten Substrateinsatzes von Energiepflanzen beträgt. Anhand der statistischen Daten zu den durchschnittlichen Hektarerträgen wird die fruchtartenspezifische[10] Anbaufläche errechnet. Für Silomais als Biogassubstrat ergibt sich eine Anbaufläche von ca. 0,7 Mio. ha. Für die Abschätzung der Biogaspotenziale wird angenommen, dass die im Jahr 2011 vorhandenen Brachflächen teilweise für den Anbau von Biogassubstraten verwendet werden können. In einem weiteren Schritt werden nun die für die betrachteten Fruchtarten errechneten Anteile an den gesamten Anbauflächen auf alle Bundesländer übertragen. Insgesamt ergibt sich hierdurch ein Flächenpotenzial in Höhe von 1,9 Mio. ha.

Mithilfe der für die Bundesländer spezifischen Erträge können die Erntemengen errechnet werden. Das technische Biogaspotenzial wird auf Grundlage der rohstoffspezifischen Biogaserträge und Methangehalte berechnet.

TAB. 4.1: ANGENOMMENE BIOGASERTRÄGE [4-5]

Substrat	Biogasertrag ($m^3_{i.N.}/t_{FM}$)
Mais	200
Grassilage	180
Getreide-GPS	190
Getreidekorn	620
Zuckerrübe	130

Unter den zuvor genannten Annahmen ergibt sich für Deutschland ein technisches Biogaspotenzial von Energiepflanzen in Höhe von 249 PJ/a. Die Verteilung des Potenzials zwischen den einzelnen Bundesländern ist in Abbildung 4.1 dargestellt. Neben Bayern und Niedersachsen, welche die insgesamt höchsten landwirtschaftlichen Biogaspotenziale aufweisen, verfügen Nordrhein-Westfalen und Mecklenburg-Vorpommern über die größten Energiepflanzenpotenziale zur Biogaserzeugung.

Biogaspotenzial aus der Landwirtschaft

Der landwirtschaftliche Bereich hat einen Anteil von 91 % am gesamten Biogaspotenzial (Abb. 4.5). Nach der zuvor beschriebenen Berechnung kann gegenwärtig von einem landwirtschaftlichen Biogaspotenzial in Höhe von 327 PJ/a ausgegan-

TECHNISCHES BIOGASPOTENZIAL VON ENERGIEPFLANZEN UND TIERISCHEN EXKREMENTEN

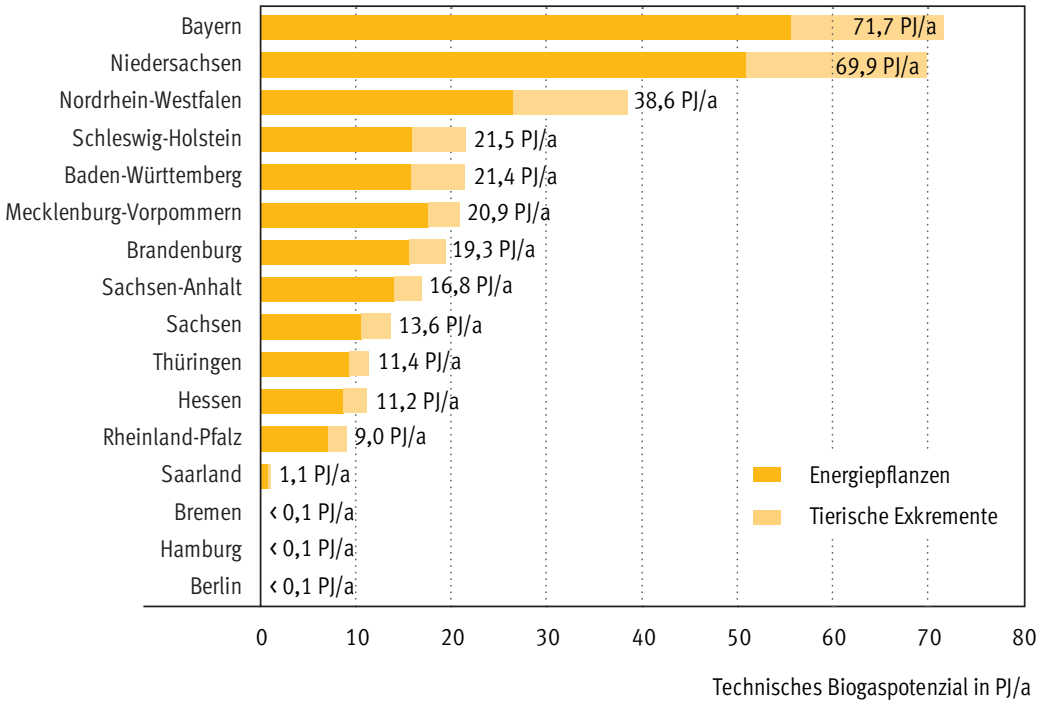


Abb. 4.1: Technisches Biogaspotenzial von Energiepflanzen und Exkrementen aus der Nutztierhaltung

[10] *In der vorliegenden Studie werden Silomais, Gras, Getreide, Zuckerrüben und Getreide zur Ganzpflanzenernte berücksichtigt.*

gen werden. Sowohl bei tierischen Exkrementen als auch bei Energiepflanzen haben die Bundesländer Bayern und Niedersachsen den größten Anteil am Biogaspotenzial landwirtschaftlichen Ursprungs (Abb. 4.1).

Die **Abschätzung der zukünftigen Biogaspotenziale** unterliegt zahlreichen Restriktionen und Unsicherheiten. So müssen neben dem Flächenbedarf für Nahrungs- und Futtermittel beispielsweise auch die ökologische Rahmenbedingungen berücksichtigt werden. Nachfolgend werden die Ergebnisse aus den beiden Studien, „Globale und regionale räumliche Verteilung von Biomassepotenzialen“ [4-6] und „Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse“ [4-7] exemplarisch dargestellt.

Um verschiedene Einflussfaktoren zu berücksichtigen, von denen die zukünftige Entwicklung abhängt, erfolgt die Berechnung der zukünftigen Biogaspotenziale in beiden Studien mithilfe von Szenarien. Hierbei werden u. a. die Bevölkerungsentwicklung, die Flächenverwendung oder die Flächenerträge der verschiedenen Fruchtarten berücksichtigt. Die Produktion von Nahrungsmitteln steht dabei im Vordergrund, sodass der Anbau von Energiepflanzen nur auf Flächen stattfindet, die nicht für die Nahrungs- oder Futtermittelproduktion benötigt werden.

Trotz der Spannbreite innerhalb der Ergebnisse aufgrund der unterschiedlichen Szenarien rechnen beide Studien mit einem weiteren Anstieg der Flächenpotenziale. Während nach [4-7] zwischen 2,5 bis 3,9 Mio. ha Ackerfläche für den Energiepflanzenanbau im Jahr 2030 zu Verfügung stehen, werden ähnliche Werte (2,7 bis 3,9 Mio. ha) in [4-6] bereits für das Jahr 2020 errechnet. Die technischen Biogaspotenziale von Energiepflanzen, welche aus den Annahmen zur Belegung der freiwerdenden Flächen mit entsprechenden Fruchtarten abgeleitet wurden, liegen zwischen 250 bis 465 PJ/a im Jahr 2020 [4-6]. Für das Jahr 2030 werden in [4-7] Biogaspotenziale aus Energiepflanzen in Höhe von ca. 225–275 PJ/a[11] angenommen.

4.2.2 Industrielle Reststoffe

Die vom DBFZ durchgeführte Betreiberumfrage 2010/11 ergab, dass industrielle Reststoffe sowohl massebezogen als auch energiebezogen nur etwa 1 % des gesamten Substrateinsatzes ausmachen. Aus der Betreiberumfrage geht allerdings auch hervor, dass in einigen der in Betrieb befindlichen Anlagen (n = 10) anteilig oder ausschließlich organische Abfälle bzw. Reststoffe verwertet werden [4-3]. Eine Betrachtung verfügbarer industrieller Reststoffpotenziale erscheint auch aus diesem Grunde weiterhin sinnvoll.

Die Datenverfügbarkeit und -transparenz bezüglich des Aufkommens und der bereits erfolgenden stofflichen und energetischen Nutzung industrieller Reststoffe sind allerdings gering. Eine Abbildung der fraglichen Stoffströme kann auf Grundlage der vorhandenen Datenbasis nicht flächendeckend und ausreichend präzise erfolgen. Die Abschätzung von theoretischen und technischen Potenzialen auf Bundeslandebene wird demzufolge durch Annahmen zur Verfügbarkeit und durch Gewichtungen mittels regionaler Kenngrößen gestützt. Unter Verwendung dieser Annahmen und Literaturwerte zu Substratspezifikationen (Trockensubstanzgehalte, spezifische (Methan-) Gaserträge usw.) werden technische Biogaspotenziale bestimmt. Die getroffenen Annahmen werden in den folgenden Abschnitten transparent dargestellt.

Die Erschließbarkeit des energetischen Potenzials von Reststoffen und Koppelprodukten wird maßgeblich durch die Stabilität etablierter, zumeist stofflicher Verwertungspfade limitiert. Die fraglichen Substrate stellen insbesondere in der Futtermittelindustrie hochwertige und handelbare Rohstoffe dar, die Verfügbarkeit für eine energetische Nutzung steht demzufolge in Abhängigkeit zur Entwicklung von Tierbeständen und Futtermittelmärkten. Verstärkt wird diese Limitierung zudem durch eine Zunahme der energetischen Eigenverwertung in den betreffenden Industriezweigen. Um Aussagen zu technischen Potenzialen machen zu können, wurden Annahmen zur Verfügbarkeit der jeweiligen Substrate getroffen. Bei der Interpretation dieser Potenzialdaten ist aus genannten Gründen folglich zu beachten, dass die Ergebnisse als Richtwerte anzusehen sind.

Reststoffe aus Brauereien

Bei der Herstellung von Bier fallen produktionsspezifisch verschiedene organische Reststoffe an. Neben der mengenmäßig größten Rückstandsfraktion der Biertreber sind dies Hefe/Geläger, Heiß- und Kühltrub, Kieselgur und Malzstaub. Aufgrund der chemischen Zusammensetzung und verfahrenstechnischer Beschränkungen, sind Kieselgur, Malzstaub, sowie Heiß- und Kühltrub nicht uneingeschränkt in der Biogaserzeugung einsetzbar. Die Kalkulation eines technischen Biogaspotenzials wurde an dieser Stelle folglich auf Treber, Hefe und Abwasser beschränkt.

Die Berechnungen der in Bierbrauereien anfallenden Reststoffmengen basiert auf den bundeslandspezifischen Zahlen der Gesamtjahreserzeugung an Bier für das Jahr 2011 [4-8]. Von den erzeugten Biermengen wird auf die Mengen der in der Produktion entstehenden Reststoffe geschlossen. Dabei werden ein quasi kontinuierlicher Stoffstrom sowie ein einheitlicher Stammwürzegehalt und somit ein einheitlicher Anfall produktionsspezifischer Reststoffe angenommen.

Anhand von Literaturdaten zu substratspezifischen Gaserträgen wurden zunächst theoretische Biogaspotenziale aus Brauereiabwässern sowie den Brauereireststoffen Treber und Hefe berechnet. Dabei wird deutlich, dass speziell die anfallenden bzw. verfügbaren Trebermengen für die resultierenden Biogaspotenziale von Bedeutung sind. Die größten Potenziale treten in Bayern (0,216 PJ/a) und Nordrhein-Westfalen (0,203 PJ/a) auf (Tab. 4.2). Da in der Nahrungsmittel- und insbesondere in der Futtermittelindustrie bereits stabile Verwertungspfade zur Nutzung von Trebern und Hefen etabliert sind, ist deren Verfügbarkeit stark eingeschränkt. Aus diesem Grund erfolgt die Berechnung eines technischen Potenzials unter der Annahme, dass 100 % der Abwässer 10 % der Hefen und 1 % der Treber einer energetischen Nutzung zugeführt werden können. Unter diesen Annahmen ergibt sich ein deutschlandweites Potenzial von 0,850 PJ/a (Tab. 4.2).

[11] *Die Daten beruhen auf einer groben Abschätzung, da keine genauen Angaben vorliegen.*

Es ist anzunehmen, dass auch regionale Unterschiede in der Brauereistruktur die Erschließbarkeit von Nebenprodukten beeinflussen. In Bundesländern mit einer eher kleinteiligen Brauereistruktur kann aus logistischen Gründen von einem geringeren erschließbaren Potenzial ausgegangen werden als in Bundesländern mit einer durch Großbrauereien geprägten Brauereistruktur. Diese Faktoren sowie unterschiedliche Effekte zentraler und dezentraler Nutzungskonzepte wurden an dieser Stelle allerdings nicht weiter berücksichtigt.

Rückstände aus der Zuckerproduktion

Bei der Zuckerherstellung aus Zuckerrüben fallen Melasse, Rübenschnitzel, Rübenkleinteile sowie Carbokalk als Nebenerzeugnisse an. Im Folgenden werden die Potenziale von Melasse und Rübenschnitzel betrachtet.

Zur Ermittlung des energetisch verwertbaren Reststoffanfalls dienen gemeinsame Zahlen der Wirtschaftlichen Vereinigung Zucker e.V. (WVZ) und des Vereins der Zuckerindustrie e.V. (VdZ) für die im Wirtschaftsjahr 2010/2011 produzierten Mengen an Zucker, Melasse und Rübenschnitzel (in t „Trockenschnitzelwert“). Das Aufkommen auf Bundeslandebene wurde aus den Kapazitäten der regionalen Zuckerwerke zur Rübenverarbeitung berechnet. Regionale und saisonale Unterschiede im Zuckergehalt der Rüben wurden nicht berücksichtigt.

Nach Aussage der deutschen Zuckerverbände erfolgt bei der Zuckererzeugung aus Rüben eine konsequente Nutzung aller bei der Verarbeitung anfallenden Stoffe [4-9]. Pressschnitzel, Melasseschnitzel (mit Melasse vermischte, getrocknete und zu Pellets gepresste Rübenschnitzel) und Rübenkleinteile werden als energiereiches Futtermittel in der Viehfütterung eingesetzt. Melasse wird außerdem zur Mischfutter- und Sirupherstellung genutzt und findet in Hefefabriken und Brennereien Verwendung. Durch diese etablierten Verwertungswege ist die energetische Nutzung von Reststoffen aus der Zuckerproduktion stark eingeschränkt.

Unter der Annahme, dass 10 % der Melasse und 1 % der Pressschnitzel einer energetischen Nutzung zur Verfügung stehen, errechnet sich für das Jahr 2010 ein gesamtdeutsches Potenzial von 0,91 PJ. (Tab. 4.3)

TAB. 4.2: THEORETISCHES UND TECHNISCHES BIOGASPOTENZIAL VON BRAUEREIABFÄLLEN

Brauereiabfälle	Theoretisches Biogaspotenzial			Technisches Biogaspotenzial gesamt (PJ/a)
	Abwasser (PJ/a)	Hefe (PJ/a)	Treber (PJ/a)	
Baden-Württemberg	0,019	0,047	0,358	0,060
Bayern	0,066	0,158	1,215	0,203
Berlin und Brandenburg	0,011	0,026	0,204	0,034
Hessen	0,008	0,019	0,149	0,025
Mecklenburg-Vorpommern	0,009	0,022	0,171	0,029
Niedersachsen und Bremen	0,029	0,069	0,531	0,089
Nordrhein-Westfalen	0,062	0,149	1,144	0,191
Rheinland-Pfalz und Saarland	0,021	0,051	0,389	0,065
Sachsen	0,026	0,061	0,472	0,079
Sachsen-Anhalt	0,008	0,020	0,154	0,026
Schleswig-Holstein und Hamburg	0,007	0,017	0,129	0,022
Thüringen	0,009	0,022	0,168	0,028
Deutschland gesamt	**0,276**	**0,661**	**5,082**	**0,850**

TAB. 4.3: TECHNISCHES BIOGASPOTENZIAL VON RESTSTOFFEN AUS DER ZUCKERINDUSTRIE

Reststoffe aus der Zuckerproduktion	Verarbeitungs-kapazitäten (t/a)	Technisches Biogaspotenzial		Technisches Biogaspotenzial gesamt (PJ/a)
		Pressschnitzel (PJ/a)	Melasse (PJ/a)	
Baden-Württemberg	1.270.000	0,01	0,04	0,05
Bayern	4.200.000	0,04	0,14	0,18
Brandenburg	600.000	0,01	0,02	0,03
Hessen	700.000	0,01	0,02	0,03
Mecklenburg-Vorpommern	1.125.000	0,00	0,00	0,00
Niedersachsen	5.200.000	0,05	0,17	0,22
Nordrhein-Westfalen	3.750.000	0,03	0,12	0,16
Rheinland-Pfalz	1.600.000	0,01	0,05	0,07
Sachsen-Anhalt	4.230.000	0,04	0,14	0,18
Deutschland gesamt	**22.675.000**	**0,20**	**0,70**	**0,91**

Rückstände aus der Fleischverarbeitung (Schlachtabfälle)
Bei der Fleischverarbeitung fallen Schlachtabfälle an, die aufgrund hoher Energiegehalte für eine energetische Verwertung in Biogasanlagen geeignet sind. In Monovergärungsanlagen ist die vollständige Nutzung tierischer Nebenprodukte der Kategorien 1 bis 3 zur Biogasproduktion bereits technisch möglich [4-10]. Derzeit erfolgt allerdings vornehmlich eine Nutzung von K2- und K3-Material als Koferment. An dieser Stelle werden die folgenden Fraktionen berücksichtigt:

- „Magen/Darm leer“ (K3),
- „Magen-, Darminhalt“ (K2),
- „Fett“ (Darm- und Netzfett, Fleisch- und Fettabfälle; K3) für Rinder (Mittelwerte über Jungbullen, Bullen, Ochsen, Kühe, Färsen), Kälber und Jungrinder, Schweine und zusammengefasst Schafe, Lämmer und Ziegen,
- „Darm mit Inhalt und Mageninhalt“ (K2, K3) für Geflügel (insgesamt),
- „Blut“ (K3) für Geflügel und Schweine.

Der bei der Schlachtung anfallende und potenziell in Biogasanlagen als nutzbares Substrat umfassende „Schlachttierabgang“ wird im Folgenden aus statistischen Daten zu Schlachtgewicht und Schlachtmengen des Jahres 2010 berechnet [4-11]. Da in den veröffentlichten Statistiken zu Schlachtmengen die Begriffe „Schlachtgewicht“, „Schlachtmenge“ und „Schlachtkörpergewicht“ weder klar unterschieden noch konsistent verwendet werden, wird im Folgenden eine Verallgemeinerung unter dem Begriff „Schlachtgewicht“ vorgenommen (Gewicht des geschlachteten und ausgeweideten Tieres).

Mittels schlachttierspezifischer Umrechnungskoeffizienten wird aus dem Schlachtgewicht das jeweilige Lebendgewicht berechnet. Aus dem Schlachttierabgang (der Differenz von Lebendgewicht und Schlachtgewicht) werden wiederum Gewichtsanteile und Jahresmengen für die ausgewählten Fraktionen des Schlachttierabgangs abgeleitet [4-12]. Die substratspezifischen Energiepotenziale werden unter Annahme einer Verfügbarkeit von 50 %, bei K3 Fetten von 5 % (Tab. 4.4) auf Bundeslandebene dargestellt.

Reststoffe aus der Bioethanolproduktion
Bioethanol ist derzeit weltweit der mit Abstand dominierende Biokraftstoff. Rohstoffe der Bioethanolproduktion sind vornehmlich stärke- oder zuckerhaltige Biomassen (z. B. Getreide, Zuckerrüben, Zuckerrohr). In Abhängigkeit von der Prozessführung fallen bei der Produktion ein oder mehrere Koppelprodukte/Nebenprodukte an (Bagasse/Vinasse, DDGS, evtl. Gluten, Schlempe oder Biogas). Die Produktion von Bioethanol erfolgt in Deutschland zum überwiegenden Teil auf Getreidebasis (d. h. Weizen, Roggen, Gerste und Triticale) [4-13].

Auf Basis der Anlagendatenbank des DBFZ werden die im Jahr 2010 in der Bioethanolproduktion anfallenden Schlempemengen auf Bundeslandebene abgeschätzt. Dabei werden eine einheitliche Anlagenauslastung und ein Verhältnis von Schlempe zu Bioethanol von 9:1 angenommen. Aus den ermittelten Schlempemengen wird folgend das Energiepotenzial auf Bundeslandebene abgeschätzt. Dabei werden spezifische Substratkenndaten, die Anlagenstandorte und -kapazitäten, sowie eine durchschnittliche Anlagenauslastung von 60 % berücksichtigt [4-3], [4-13].

Aufgrund starker stofflicher Nutzungskonkurrenz durch die Futtermittelindustrie, wird die Verfügbarkeit der anfallenden Schlempemengen für die Biomethanproduktion in einer Spannbreite von maximal 100 % (theoretisches Biogaspotenzial) und mindestens 10 % (geschätztes technisches Biogaspotenzial) angegeben (Tab. 4.5).

TAB. 4.4: TECHNISCHES BIOGASPOTENZIAL VON SCHLACHTABFÄLLEN

Schlachtabfälle	Schlachttierabgang (t/a)	Theoretisches Biogaspotenzial (PJ/a)	Technisches Biogaspotenzial (PJ/a)
Baden-Württemberg	317.999	0,941	0,470
Bayern	495.524	1,477	0,739
Berlin	–	–	–
Brandenburg	79.073	0,341	0,171
Bremen	31.849	0,101	0,051
Hamburg	497	0,001	0,000
Hessen	35.102	0,115	0,058
Mecklenburg-Vorpommern	80.906	0,218	0,109
Niedersachsen	854.905	3,565	1,783
Nordrhein-Westfalen	784.312	3,460	1,730
Rheinland-Pfalz	55.869	0,203	0,102
Saarland	1.498	0,004	0,002
Sachsen	25.291	0,099	0,050
Sachsen-Anhalt	121.590	0,661	0,330
Schleswig-Holstein	127.880	0,290	0,145
Thüringen	71.752	0,303	0,152
Deutschland gesamt	**3.084.046**	**11,78**	**5,89**

TAB. 4.5: THEORETISCHE UND TECHNISCHE BIOGASPOTENZIALE VON RESTSTOFFEN AUS DER BIOETHANOLPRODUKTION

Reststoffe aus der Bioethanolproduktion	Anlagenkapazität (t/a)	Schlempemenge (t/a)	Theoretisches Biogaspotenzial (PJ/a)	Technisches Biogaspotenzial (PJ/a)
Sachsen-Anhalt	363.400	218.040	3,70	0,37
Brandenburg	194.995	116.997	1,98	0,20
Niedersachsen	94.800	56.880	0,96	0,10
Nordrhein-Westfalen	16.956	10.174	0,17	0,02
Deutschland gesamt	**670.151**	**402.091**	**6,82**	**0,68**

Reststoffe aus der Biodieselproduktion

Die Rohstoffbasis der Biodieselproduktion wird in Deutschland zu 90 % aus Rapsöl gebildet [4-13.]. Neben Glycerin und Kaliumsulfat fallen bei der Biodieselproduktion aus Raps pro erzeugter Tonne Biodiesel ca. 1,5 Tonnen Rapsextraktionsschrot (RES) als Koppelprodukt an [4-14]. Nach Angaben der ölsaatenverarbeitenden Industrie wurden 2011 in Deutschland über 7,7 Mio. t Rapssaat zu 3,2 Mio. t Rapsöl verarbeitet, wobei 4.4 Mio. t Rapsschrot produziert wurden [4-15].

Auf Grundlage des Biodiesel-Anlagenbestandes kann das Aufkommen von Extraktionsschrot und daraus das Biomethanpotenzial auf Bundeslandebene grob abgeschätzt werden. Dabei wird angenommen, dass 90 % des produzierten Rapsöls der inländischen Biodieselproduktion dienen und eine räumliche Verknüpfung zwischen Ölmühlen und Biodieselraffinerien besteht. Das Aufkommen von Presskuchen aus dezentralen Ölmühlen wurde aufgrund der stark zurückgehenden Produktionszahlen (2010: 125.000 t Rapsöl, 243.000 t Rapskuchen) und eines nahezu hundertprozentige Einsatzes als Futtermittel nicht in die Schätzungen einbezogen [4-26].

Wichtigste Abnehmer von Ölschroten sind laut des Verbands der Ölsaaten verarbeitenden Industrie in Deutschland die Mischfutterindustrie und landwirtschaftliche Betriebe als Selbstmischer. Durch die Einführung sogenannter 00-Qualitätsrapssorten mit sehr niedrigen Glucosinolatgehalten ist der Anteil von Rapsextraktionsschrot an den verfütterten Ölschroten in den letzten Jahren stark angestiegen. Analog zur Verfügbarkeit von Schlempe aus der Bioethanolproduktion wird die Verfügbarkeit des anfallenden Rapsschrots in einer Spannbreite von maximal 100 % (theoretisches Biogaspotenzial) bis mindestens 10 % Verfügbarkeit (geschätztes technisches Biogaspotenzial) angegeben (Tab. 4.6).

Zusammenfassung industrielle Reststoffe

Das technische Biogaspotenzial für industrielle Reststoffe beträgt zusammengefasst ca. 9,42 PJ/a. Die bundeslandspezifischen Ergebnisse sind in Abbildung 4.2 dargestellt. Die größten Anteile resultieren aus den Reststoffen der Biodieselproduktion sowie aus Schlachtabfällen. Aufgrund der Produktionsstandorte ergeben sich demnach für Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Bayern und Sachsen-Anhalt die insgesamt höchsten technischen Biogaspotenziale für Reststoffe industriellen Ursprungs. Inwiefern eine energetische Nutzung von Reststoffen industriellen Ursprungs wirtschaftlich ausgebaut werden kann, hängt maßgeblich von bereits etablierten Stoffströmen und Preisentwicklungen auf den betroffenen Rohstoffmärkten ab. Aufgrund der lückenhaften Datenbasis können derzeit keine fundierten Aussagen über die Entwicklung bis 2020 getroffen werden.

4.2.3 Kommunale Reststoffe

Neben den Substraten aus der Landwirtschaft und denen industriellen Ursprungs kommen auch organische Rest- und Abfallstoffe der kommunalen Entsorgung für eine energetische Nutzung durch Vergärung in Biogasanlagen in Frage.

Nach den deutschen Abfallbilanzen zählen hierzu Bio- und Grünabfälle. Nach EU-Abfallrahmenrichtlinie umfassen die Bioabfälle „biologisch abbaubare Garten- und Parkabfälle, Nahrungs- und Küchenabfälle aus Haushalten, aus dem Gaststätten- und Cateringgewerbe und aus dem Einzelhandel sowie vergleichbare Abfälle aus Nahrungsmittelverarbeitungsbetrie-

TAB. 4.6: THEORETISCHES UND TECHNISCHES BIOGASPOTENZIAL FÜR RESTSTOFFE AUS DER BIODIESELPRODUKTION

Reststoffe aus der Biodieselproduktion	Anlagenkapazität (t/a)	Rapsschrot/ -Presskuchen (60 % Auslastung) (t/a)	Theoretisches Biogaspotenzial (PJ/a)	Technisches Biogaspotenzial (PJ/a)
Brandenburg	12.000	7.200	0,12	0,01
Hessen	250.000	150.000	2,54	0,25
Mecklenburg-Vorpommern	100.000	60.000	1,02	0,10
Niedersachsen	10.000	6.000	0,10	0,01
Nordrhein-Westfalen	485.000	291.000	4,94	0,49
Saarland	14.000	8.400	0,14	0,01
Sachsen-Anhalt	201.500	120.900	2,05	0,21
Thüringen	4.000	2.400	0,04	0,00
Deutschland gesamt	**1.076.500**	**645.900**	**10,95**	**1,10**

TECHNISCHES BIOGASPOTENZIAL VON INDUSTRIELLEN RESTSTOFFEN

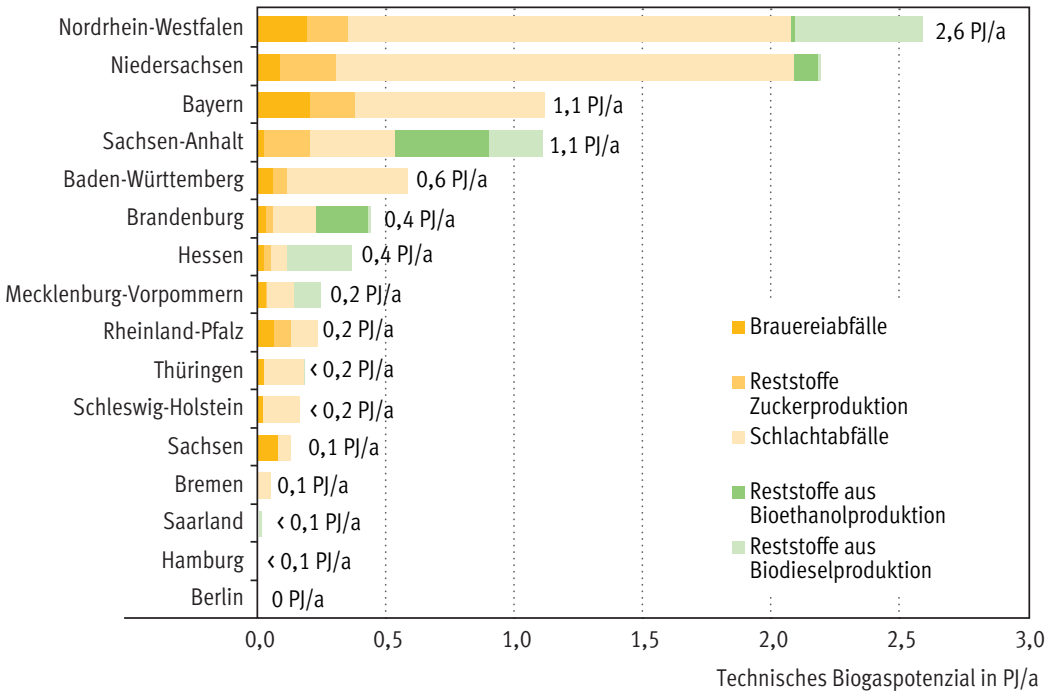


Abb. 4.2: Technisches Biogaspotenzial von industriellen Reststoffen

ben“ [4-4]. Die durch diese Richtlinie zusätzlich eingeschlossenen Reststoffe werden zusammenfassend als gewerbliche Speiseabfälle in den Berechnungen berücksichtigt. Weiterhin kann auch der Grünschnitt von Landschaftspflegeflächen für eine energetische Nutzung in Biogasanlagen verwendet werden.

In den folgenden Abschnitten werden die technischen Biogaspotenziale auf Basis von aktuellen Literaturangaben und der zuletzt verfügbaren Statistiken ermittelt.

Bioabfall, Grünabfall und gewerbliche Speisereste

In Deutschland beträgt der Anschlussgrad mit einer Biomülltonne rund 72 %. Es ist davon auszugehen, dass nicht alle Einwohner diesen Entsorgungsweg nutzen. Die mittlere Anschlussquote liegt schätzungsweise zwischen 56 % und 60 %. Hinsichtlich des Grünabfalls erfolgt bundesweit mit ca. 97 % eine fast flächendeckende Erfassung durch Abfuhren oder Annahmestellen. Das Aufkommen von Bio- und Grünabfall bleibt seit 2002 auf einem relativ einheitlichen Niveau von insgesamt etwa 8,3 bis 9,1 Mio. Tonnen. Die erfassten pro-Kopf-Mengen unterscheiden sich im Bundesgebiet jedoch erheblich. Die größten Mengen werden in den bevölkerungsreichen Regionen wie z. B. Nordrhein Westfalen (1,86 Mio. Tonnen) erfasst. In den dünn besiedelten Flächenländern wie z. B. Brandenburg ist das erfasste Aufkommen mit 0,06 Mio. Tonnen hingegen gering. Die Angaben zum gewerblichen Speiseabfall variieren je nach Studie innerhalb einer Bandbreite von 0,5 bis 2,3 Millionen Tonnen [4-4], [4-16].

Derzeit werden in den Bundesländern die meisten Abfälle kompostiert bzw. modernen mechanisch-biologischen Abfallbehandlungsanlagen zugeführt, deren hundertprozentige Auslastung angestrebt wird. Dennoch werden zunehmend Anlagen zur Vergärung feuchter und leicht abbaubarer Biomassen gebaut [4-16], [4-2] und Konzepte entwickelt, in denen die Vergärung als Vorstufe für eine Nährstoffrückführung zur Anwendung kommt [4-4].

Ausgehend von dem in [4-4] veröffentlichten bundeslandspezifischen pro-Kopf Aufkommen zum Bio- und Grünabfall wurde in Verbindung mit den zuletzt verfügbaren Bevölkerungszahlen [4-19] das Abfallaufkommen berechnet. Insgesamt wurden im Bezugsjahr demnach rund 8,5 Mio. Tonnen erfasst. Hinzu kommen ca. 1,8 Mio. Tonnen gewerbliche Speiseabfälle [4-4].

Die in den Potenzialberechnungen berücksichtigten Rahmenparameter sind in Tabelle 4.7 zusammengefasst. Neben der Berücksichtigung von Störstoffanteilen und Verlusten wird davon ausgegangen, dass jeweils das gesamte erfasste Aufkommen von Bioabfall und gewerblichen Speiseresten der Vergärung zugeführt wird. Der Grünabfall wird aufgrund möglicher holzartiger Bestandteile zu 40 % berücksichtigt. Die Verluste der erforderlichen Silierung werden mit 20 % angenommen. Im Gegensatz zum Grünschnitt von Dauergrünland wird bei den Berechnungen ein geringerer Biogasertrag zugrunde gelegt, welcher nach [4-18] eine untere Grenze darstellt. Die Biogaserträge für die gewerblichen Speiseabfälle weisen eine insgesamt sehr hohe Bandbreite auf. Auch hier wird eine untere Grenze für die Potenzialabschätzung verwendet.

Auf diesen Grundlagen ergeben sich technische Biogaspotenziale für Bioabfall in Höhe von 10,43 PJ/a, für Grünabfall

2,58 PJ/a und für gewerbliche Speiseabfälle 2,61 PJ/a. Zusammengefasst beträgt das Potenzial 15,62 PJ/a. Die bundeslandspezifischen Einzelergebnisse sind in Tabelle 4.8 zusammengefasst. Aufgrund der hohen Erfassungsquoten in den bevölkerungsreichen Bundesländern fällt das Biogaspotenzial dort am höchsten aus. Die insgesamt höchsten Potenziale ergeben sich mit 3,82 PJ/a für Nordrhein-Westfalen. Das niedrigste Potenzial für ein Flächenland ergibt sich mit 0,13 PJ/a für Brandenburg.

Das Abfallaufkommen steht in Abhängigkeit zur Bevölkerungszahl. Nach [4-19] wird bis 2020 ein Bevölkerungsrückgang von ca. 2,3 % erwartet. Insgesamt sind durch diese Entwicklungen nur geringfügige Auswirkungen auf die Potenziale zu erwarten. Bezogen auf die bisherigen Abfallmengen, würde sich das technische Biogaspotenzial um ca. 0,3 PJ/a reduzieren.

Spätestens ab dem 01. Januar 2015 müssen Bioabfälle getrennt gesammelt werden. Es ist davon auszugehen, dass dadurch zusätzliche Mengen für eine energetische Nutzung zur Verfügung stehen. Nach [4-16] könnten sich die Potenziale in den Landkreisen um 18 % und in den Stadtkreisen um 25 % erhöhen. In diesem Zusammenhang stellt z. B. die abschöpfbare Organik aus dem Hausmüll mit schätzungsweise 1,3 Mio. Tonnen Frischmasse pro Jahr einen wichtigen Beitrag dar [4-4]. Unter Berücksichtigung des Biogasertrags und des Methangehaltes von Bioabfall (vgl. Tab. 4.7), ergibt sich hieraus ein zusätzliches theoretisches Biogaspotenzial in Höhe von 3,44 PJ/a.

Halmgutartiges Landschaftspflegematerial

Zum halmgutartigen Landschaftspflegematerial zählt allgemein der Grünschnitt von kommunalen Park-, Grün- und Friedhofsflächen, von Naturschutzflächen (z. B. Heide, Moor), von Obstplantagen und Rebflächen sowie von außerörtlichen Straßenbegleitflächen. Dieses Material steht prinzipiell sowohl zur thermochemischen Umwandlung als auch zur biochemischen Umwandlung zur Verfügung. In der nachfolgenden Berechnung wird unterstellt, dass das berechnete Grünschnittpotenzial ausschließlich der Vergärung zugeführt wird [4-4], [4-2].

TAB. 4.7: RAHMENPARAMETER DER POTENZIALBERECHNUNG KOMMUNALER RESTSTOFFE NACH *[4-4], **[4-18], *** [4-20], EIGENE ANNAHMEN

Substrat	Bioabfall	Grünabfall	Gewerbliche Speiseabfälle
Störstoffanteil	4 %*	1 %*	4 %*
Verlust	1 %	1 %	1 %
TS-Gehalt	40 %***	18 %**	20 %**
oTS-Gehalt	50 %***	90 %**	90 %**
Biogasnutzung	100 %	40 %	100 %
Silierverluste	–	20 %	–
Biogasertrag	123 $m^3_{i.N.}/t_{FM}$***	98 $m^3_{i.N.}/t_{FM}$**	70 $m^3_{i.N.}/t_{FM}$**
Methangehalt	60 %***	54 %**	60 %**

TAB. 4.8: TECHNISCHES BIOGASPOTENZIAL VON BIOABFALL, GRÜNABFALL UND GEWERBLICHEN SPEISEABFÄLLEN

	Bioabfall (PJ/a)	Grünabfall (PJ/a)	Speiseabfälle (PJ/a)	Gesamt (PJ/a)
Baden-Württemberg	1,09	0,47	0,35	1,19
Bayern	1,55	0,60	0,41	2,56
Berlin	0,13	0,04	0,11	0,29
Brandenburg	0,02	0,03	0,08	0,13
Bremen	0,06	0,02	0,03	0,10
Hamburg	0,10	0,05	0,07	0,22
Hessen	1,18	0,15	0,20	1,53
Mecklenburg-Vorpommern	0,07	0,03	0,06	0,15
Niedersachsen	1,21	0,40	0,23	1,85
Nordrhein-Westfalen	2,87	0,41	0,54	3,82
Rheinland-Pfalz	0,74	0,14	0,11	0,99
Saarland	0,13	0,05	0,03	0,21
Sachsen	0,29	0,06	0,15	0,49
Sachsen-Anhalt	0,30	0,05	0,08	0,44
Schleswig-Holstein	0,50	0,05	0,08	0,63
Thüringen	0,16	0,05	0,08	0,29
Deutschland gesamt	**10,43**	**2,58**	**2,61**	**15,62**

TAB. 4.9: ERTRAGSWERTE FÜR GRÜNSCHNITT NACH FLÄCHENNUTZUNG

Flächennutzung	Ertrag Grünschnitt	Quelle
Grünanlagen, Friedhöfe	15 t_{FM}/ha	[4-2]
Heide, Moor	10 t_{FM}/ha	[4-2]
Obstplantagen, Rebflächen	8 t_{FM}/ha	[4-2]
Straßenbegleitflächen (außerorts), Autobahnen, restliche Straßen	16 t_{FM}/km 6 t_{FM}/km	[4-23]

Auf Grundlage der amtlichen Flächennutzungsstatistiken [4-17], den Statistiken zu den Straßenlängen [4-21] und den in Tabelle 4.9 dargestellten Ertragswerten, ergibt sich für Deutschland ein theoretisches Gesamtaufkommen von 7,9 Mio. Tonnen Frischmasse.

Die Erschließungsquoten des Aufkommens sind regional sehr heterogen. Vereinfachend wird daher eine durchschnittliche Bergungsrate von 50 % unterstellt. Ausgehend von einem unteren Biogasertrag von 98 $m^3_{i.N.}/t_{FM}$ und einem Methangehalt von 54 % (vgl. Tab. 4.7) ergibt sich ein technisches Biogaspotenzial von insgesamt 6,16 PJ/a. Abbildung 4.3 zeigt die bundeslandspezifischen Einzelergebnisse aufgegliedert nach den jeweiligen Flächen. Das anteilig höchste Potenzial ergibt sich für Grünanlagen. Große Moorflächen sorgen in Niedersachsen, Bayern und Schleswig-Holstein für einen vergleichsweise hohen Anteil. Auch für das Straßenbegleitgrün ergibt sich ein signifikantes Potenzial. Für die restlichen Flächen zeigen sich in Abhängigkeit der geographischen Besonderheiten jeweils sehr unterschiedliche Potenzialergebnisse. Die höchsten Potenziale ergeben sich mit 1,12 PJ/a für Niedersachsen. Die niedrigsten Potenziale eines Flächenlandes weist mit 0,10 PJ/a Thüringen auf.

Für das Jahr 2020 wird von einem insgesamt gleichbleibenden technischen Potenzial ausgegangen [4-2].

Zusammenfassung kommunale Reststoffe

Die dargestellten Einzelergebnisse zu Bio- und Grünabfall, gewerblichen Speiseabfällen sowie zu den halmgutartigen Landschaftspflegematerialien ergeben zusammengefasst ein technisches Biogaspotenzial für kommunale Reststoffe in Höhe von ca. 22 PJ/a. Die bundeslandspezifischen Ergebnisse sind in Abbildung 4.4 zusammengefasst. Die insgesamt höchsten Potenziale ergeben sich aus dem Bioabfall und dem Landschaftspflegematerial (LPM). Folglich existieren in den bevölkerungsreichen Flächenländern die höchsten technischen Biogaspotenziale. Aufgrund der Pflicht zur getrennten Erfassung für Bioabfall ab 2015 kann für das Bezugsjahr 2020 insgesamt mit einem Anstieg der technischen Biogaspotenziale gerechnet werden.

Zu beachten ist, dass sich regionale Substrateigenschaften sowie saisonale Schwankungen auf die ermittelten Potenziale erheblich auswirken können. Für den Einzelfall ist daher eine regionale Analyse der jeweiligen Rahmenbedingungen zwingend erforderlich.

TECHNISCHES BIOGASPOTENZIAL VON HALMGUTARTIGEN LANDSCHAFTSPFLEGEMATERIALIEN

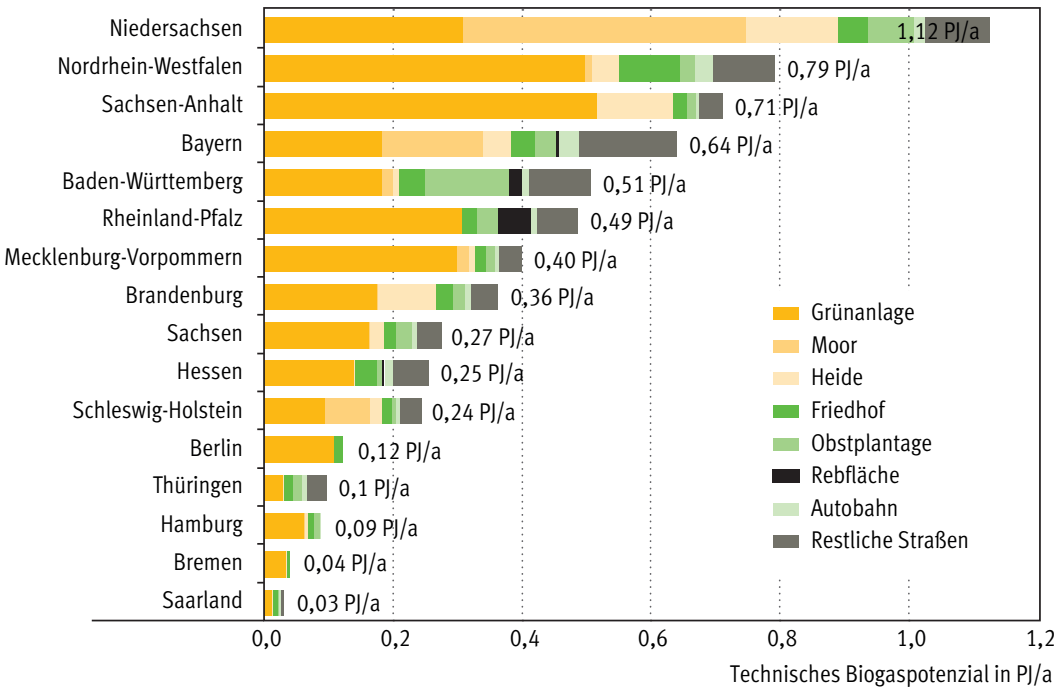


Abb. 4.3: Technisches Biogaspotenzial von halmgutartigen Landschaftspflegematerialien

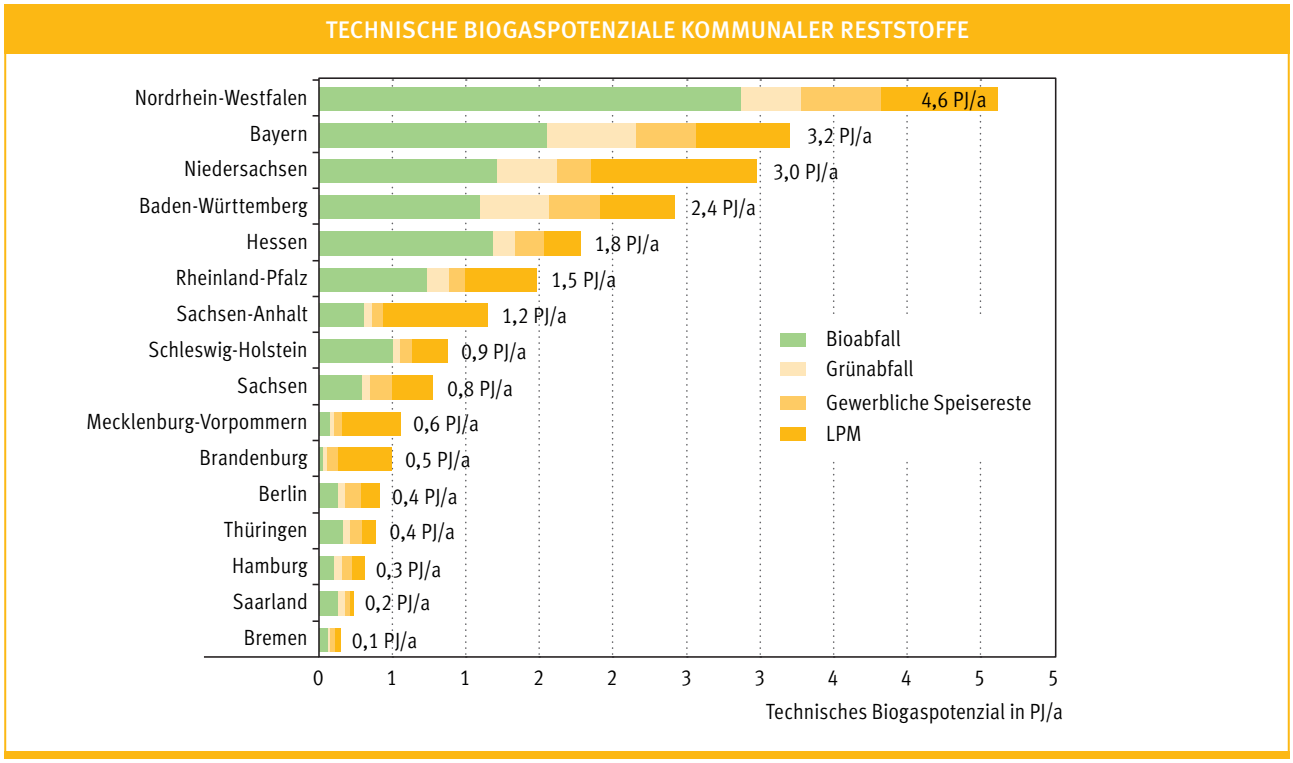


Abb. 4.4: Technische Biogaspotenziale kommunaler Reststoffe

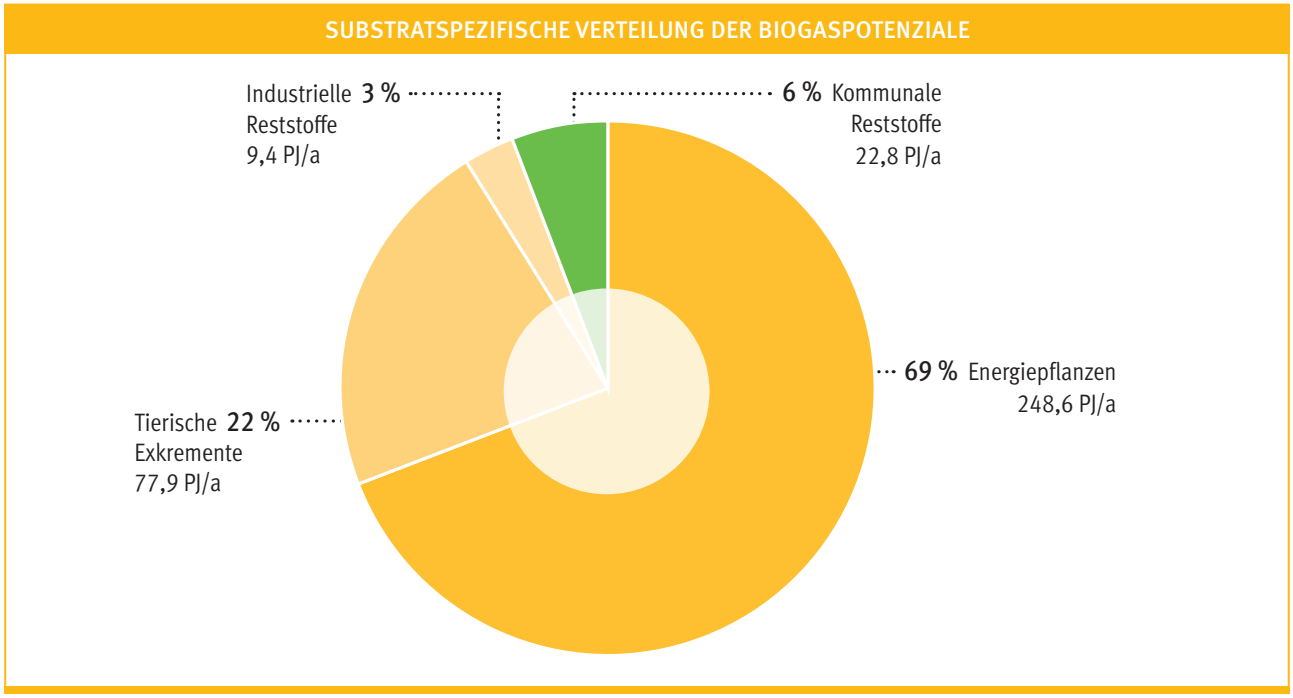


Abb. 4.5: Substratspezifische Verteilung der Biogaspotenziale

4.3 Zusammenfassung

Das in den vorangegangenen Kapiteln ermittelte technische Biogaspotenzial beträgt insgesamt rund 358 PJ/a (99 TWh). Davon entfallen 91 % auf die Substrate aus der Landwirtschaft, 6 % auf kommunalen Reststoffe und 3 % auf industrielle Reststoffe (Abb. 4.5).

Bezogen auf die Bundesländer (Abb. 4.6) ergeben sich für Bayern und Niedersachsen die mit Abstand höchsten Biogaspotenziale. Auch für Nordrhein-Westfalen resultiert ein vergleichsweise hohes Potenzial. Bezogen auf ganz Deutschland weisen diese drei Bundesländer bereits über 50 % der ermittelten technischen Biogaspotenziale auf.

In 2012 wurden nach Berechnungen des DBFZ rund 23,1 TWh_{el}

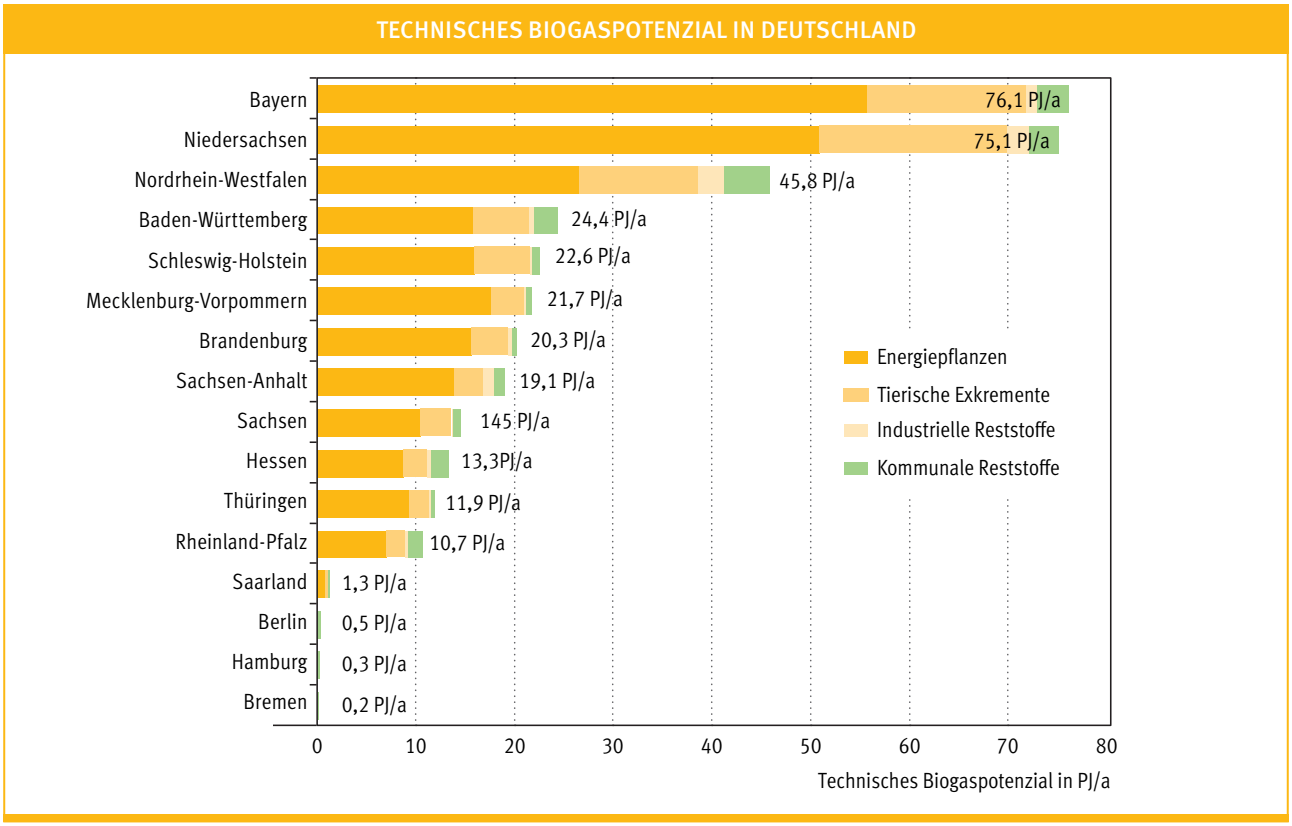


Abb. 4.6: Technisches Biogaspotenzial in Deutschland

und schätzungsweise 11,3 TWh_{th} aus Biogas im KWK-Betrieb (BHKW) erzeugt [4-24]. Zusätzlich wurde ein Großteil des zu Biomethan aufbereiteten Biogases in BHKW zur Strom- und gleichzeitiger Wärmeerzeugung genutzt, wobei mindestens 1,1 TWh_{el} erzeugt wurden [4-24]. Unter der Annahme durchschnittlicher Wirkungsgrade für Strom (37 %) im KWK-Betrieb ergibt sich ein Primärenergieäquivalent von rund 65 TWh. Im Vergleich zu den ermittelten (gegenwärtigen) Biogaspotenzialen kann festgestellt werden, dass etwa 65 % der berechneten Biogaspotenziale bereits genutzt werden. Zu berücksichtigen ist in diesem Zusammenhang jedoch auch, dass stoffliche und energetische Nutzungskonkurrenzen nicht vollständig berücksichtigt sind [4-25].

Die hier ermittelten Biogaspotenziale stellen Energiepotenziale dar und können demnach auch für Biomethan betrachtet werden. Inwiefern die produzierten Biogasmengen letztlich zu Biomethan aufbereitet werden, hängt von vielen Faktoren – insbesondere von der politischen Zielsetzung mit Blick auf die Ausgestaltung der zukünftigen Biomethanstrategie – ab. Zudem hängen die möglichen Biomethan-Einspeisemengen von zahlreichen örtlichen Rahmenbedingungen ab. Wesentlicher Bestimmungsfaktor ist die regionale Substratverfügbarkeit. Hierzu sind ökonomisch sinnvolle Konzepte zur Biomassebereitstellung sowie entsprechende Lieferverträge eine wichtige Voraussetzung. Weiterhin bestimmt auch die lokale Gasnetzinfrastruktur mit den jeweiligen Einspeisepunkten und Druckstufen die Höhe wirtschaftlich möglicher Einspeisemengen. In Bezug auf die Anlagengröße und die notwendigen Aufbereitungstechnologien leiten sich standortbezogene Anforderungen ab. Unter der Voraussetzung sinnvoller Nutzungskonzepte und regionaler Kooperationen ist daher der Einzelfall zu prüfen.

4.4 Literaturverzeichnis

[4-1] Kaltschmitt, M.; Hartmann, M.: Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren: Springer, 2001 – ISBN 9783540648536

[4-2] Seyfert, U.; Bunzel, K.; Thrän, D.; Mauky, E.; Fritsche, B.; Schreiber, A.; Liebetrau, J.; Schmidt, T.; Ulbricht, T.; u. a.: Kompakt, DBFZ Report Nr. 8. Leipzig: DBFZ (2011)

[4-3] DBFZ: Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse, Endbericht zur EEG-Periode 2009 bis 2011 (Nr. FZK: 03MAP138). Leipzig: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2012)

[4-4] Kern, M.; Raussen, T.; Funda, K.; Lootsma, A.; Hofmann, H.: Aufwand und Nutzen einer optimierten Bioabfallverwertung hinsichtlich Energieeffizienz, Klima- und Ressourcenschutz: Dessau-Rosslau: Umweltbundesamt (2010)

[4-5] FNR: Leitfaden Biogas – von der Gewinnung zur Nutzung. 5., vollst. überarbeitete Auflage 2010. Aufl. Gülzow, 2010 – ISBN 3-00-014333-5

[4-6] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) (Hrsg.): Globale und regionale räumliche Verteilung von Biomassepotenzialen – Status quo und Möglichkeit der Präzisierung, BMVI-Online-Publikation (Endbericht Nr. 27 (2010)), 2010. – ISSN 1869-9324

[4-7] Fritsche, Uwe R.; Heinz, A.; Thrän, D.; Reinhardt, G.; Baur, F.; Flake, M.; Simon, S.: Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse (Endbericht F&E-Vorhaben). Darmstadt, Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2004)

[4-8] Statistisches Bundesamt: Finanzen und Steuern, Absatz von Bier, Fachserie 14, 2012

[4-9] Wirtschaftliche Vereinigung Zucker e. V. (WVZ): Rübenanbau und Zuckererzeugung. http://www.zuckerverbaende.de (Zugriff am 19.09.2012)

[4-10] Biorender AG: Biorender AG, Biogas Suisse – Die Zukunft. URL http://www.biorender.ch/index.html (Zugriff am 19.09.2012)

[4-11] Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL): Statistisches Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forsten 2011. (2011)

[4-12] Freudenreich, P.: Beiträge zur Erzeugung und Vermarktung von Fleisch (1993)

[4-13] Naumann, K.; Oehmichen, K.; Zeymer, M.; Müller-Langer, F.; Scheftelowitz, M.; Adler, P.; Meisel, K.; Seiffert, M.: Monitoring zur Wirkung nationaler und internationaler gesetzlicher Rahmenbedingungen Auf die Marktentwicklung im Biokraftstoffsektor, Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (2012)

[4-14] Thrän, D.; Weber, M.; Scheuermann, A.; Fröhlich, N.; Zeddies, J.; Henze, A.; Carsten T.; Schweinle, J.; Fritsche, Uwe R.; u. a.: Nachhaltige Biomassenutzungsstrategien im europäischen Kontext, Institut für Energetik und Umwelt, gGmbH (2006)

[4-15] OVID-Verband: Ovid-Verband, Daten und Grafiken, Kennzahlen Deutschland. Stand 12.09.2012. URL http://www.ovid-verband.de/unsere-branche/daten-und-grafiken/kennzahlen-deutschland/ (Zugriff am 19.09.2012)

[4-16] Kern, M.: Potenziale von Rest- und Abfallstoffen, Workshop – bilanzielle Teilbarkeit von Biomethan im EEG 2012, Präsentation am 11.09.2012, Berlin

[4-17] Statistisches Bundesamt: Bodenfläche (tatsächliche Nutzung). URL www.destatis.de (Zugriff am 19.09.2012)

[4-18] Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft: LfL – Biogasausbeuten verschiedener Substrate. URL http://www.lfl.bayern.de/Ilb/technik/10225/?sel_list=49%2cb&strsearch=&pos=left) (Zugriff am 19.09.2012)

[4-19] Statistisches Bundesamt: Bevölkerungsvorausberechnung (bis 2060). URL www.destatis.de (Zugriff am 19.09.2012)

[4-20] KTBL: Gasausbeute in Biogasanlagen, 2005. – KTBL Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft

[4-21] Statistisches Bundesamt: Statistik der Straßen des überörtlichen Verkehrs. URL https://www.destatis.de (Zugriff am 19.09.2012)

[4-22] FNR: Bioenergie die vielfältige erneuerbare Energie. 5., überarbeitete Auflage, Gülzow, 2013

[4-23] Rommeiß, N.; Thrän, D.; Schlägl, T.; Daniel, J.; Scholwin, F.; Bundesanstalt für Straßenwesen (Hrsg.): Energetische Verwertung von Grünabfällen aus dem Straßenbetriebsdienst, Berichte der Bundesanstalt für Straßenwesen, Verkehrstechnik. Bd. Heft V 150

[4-24] DBFZ: Stromerzeugung aus Biomasse. (FZK 03MAP250). Zwischenbericht Mai 2013. Leipzig: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2013)

[4-25] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung (2012)

[4-26] UFOP: UFOP – Marktinformation Ölsaaten und Biokraftstoffe, 2009–2012: Union zur Förderung von Öl- und Proteinpflanzen e. V.

5 RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

5.1 Rechtliche Regelungen zum Netzanschluss

Der Gesetzgeber hat das ausdrückliche Ziel in §32 der GasNZV vorgegeben, dass bis zum Jahre 2020 jährlich sechs Mrd. m^3 Biomethan und bis zum Jahr 2030 jährlich zehn Mrd. m^3 Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist werden. Die bisherige Entwicklung bleibt deutlich hinter den Zielvorgaben zurück. Grund hierfür sind vor allem die hohen und nicht ausreichend kalkulierbaren Netzanschlusskosten sowie die regelmäßig bei Netzanschlussverfahren eintretenden Verzögerungen.

Um auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas in das Netz des örtlichen Erdgasnetzbetreibers einzuspeisen, muss die Biomethananlage an das Erdgasnetz angeschlossen werden. Hierbei kommt dem Netzanschluss eine Schlüsselrolle zu.

Im Folgenden wird der Marktteilnehmer, der den Netzanschluss begehrt, zum besseren und einfacheren Verständnis durchgängig als „Anschlussnehmer“ bezeichnet. Im Netzanschlussvertrag selbst wird er regelmäßig als „Anschlussnehmer und Anschlussnutzer“ bezeichnet.

Praxistipp: Zu Beginn des Einspeiseprojektes sollte sich der Betreiber der Biogasaufbereitungsanlage (Anschlussnehmer) an den für den geplanten Standort der Anlage zuständigen Netzbetreiber wenden und mit diesem das Vorgehen beim Anschluss der Biomethananlage an das Gasnetz abstimmen. Häufig können so Verzögerungen bei der Realisierung des Netzanschlusses vermieden werden. Die für die Biogasaufbereitungsanlage erforderlichen behördlichen Genehmigungen sollte er parallel dazu einholen.

Der im Wesentlichen standardisierte Netzanschlussvertrag orientiert sich an der aktuellen Kooperationsvereinbarung der Netzbetreiber.

Die einzelnen Umsetzungsschritte bei der Errichtung und Inbetriebnahme eines Gasnetzanschlusses sind dabei weitgehend vorgegeben. Der Netzbetreiber überprüft zunächst, ob das Gasnetz an der Stelle des begehrten Netzanschlusses die beantragte Kapazität aufweist, und ob es die geplanten Biogaseinspeisemengen aufnehmen kann. Nach der Netzanschlussprüfung schließen der Netzbetreiber und der Anschlussnehmer einen Netzanschlussvertrag. Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbaren die zeitlichen Vorgaben der Projektumsetzung im Realisierungsfahrplan.

Der Netzanschluss wird entsprechend den Vorgaben des Realisierungsfahrplans errichtet, und die Anlage wird in Betrieb genommen.

Für die Fälle, in denen der Netzbetreiber während des Netzanschlussverfahrens die in der GasNZV vorgesehenen Fristen nicht beachtet oder unangemessene Netzanschlussverträge und -bedingungen vorlegt, besteht für den Anschlussnehmer die Möglichkeit, die Bundesnetzagentur einzuschalten. Die Bundesnetzagentur überwacht die Einhaltung der für den Netzanschluss von Biogasanlagen relevanten Rechtsvorschriften (§ 54 Absatz 1 i. V. m. Absatz 2 Satz 3 EnWG). Für Regulierungsfragen beim Zugang von Biogasanlagen zu Gasversorgungsnetzen ist die Beschlusskammer 7 der Bundesnetzagentur zuständig. An diese kann sich der Anschlussnehmer wenden, um ein möglicherweise missbräuchliches Verhalten des Netzbetreibers überprüfen zu lassen.

Maßgeblich für die Einspeisung von aufbereitetem Rohbiogas in das Gasnetz sind das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) [5-1], sowie die darauf beruhenden Verordnungen. Die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) [5-2] regelt die Einspeisung von auf Erdgasqualität aufbereitetem Biogas in Erdgasnetze.

Dem Anschlussnehmer steht nach § 17 Absatz 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ein allgemeiner Anspruch gegen den zuständigen Gasnetzbetreiber auf Anschluss seiner Biomethananlage an das Erdgasnetz zu. Der Netzbetreiber muss Biomethananlagen zu angemessenen technischen und wirtschaftlichen Bedingungen an sein Gasversorgungsnetz anschließen. Diese Bedingungen müssen diskriminierungsfrei und transparent sein.

Die maßgeblichen Regelungen zum Netzanschluss von Biomethananlagen sind in Teil 6, in den §§ 31 bis 37 der GasNZV enthalten. Dort werden umfassende Regelungen getroffen, durch die Biogas gegenüber Erdgas im Hinblick auf den Netzanschluss und Netzzugang privilegiert wird. Der 6. Teil der GasNZV enthält eine Vorrangregelung für den Netzanschluss

von Biomethananlagen. Diese müssen vorrangig an das Erdgasnetz angeschlossen werden. Nur bei technisch-physikalischer Unmöglichkeit oder wirtschaftlicher Unzumutbarkeit kann der Netzbetreiber den Netzzugang verweigern. Insoweit sind zuvor alle wirtschaftlich zumutbaren Maßnahmen zur Erhöhung der Netzkapazität durchzuführen. Gegenstand der §§ 31 bis 37 GasNZV ist außerdem die Verteilung der Planungs- und Errichtungskosten des Netzanschlusses einer Biomethananlage.

5.1.1 Netzanschlussverfahren

Das Netzanschlussverfahren für Biomethananlagen richtet sich nach § 33 Absatz 4 bis 10 GasNZV. Es gliedert sich im Wesentlichen in die in Tabelle 5.1 dargestellten Verfahrensschritte.

Im Netzanschlussverfahren werden die gewünschte Einspeisekapazität, der konkrete Netzverknüpfungspunkt und damit der Standort der Anlage festgelegt, an dem das Biomethan in das Gasversorgungsnetz eingespeist werden soll. Hierbei steht dem Anschlussnehmer grundsätzlich ein Wahlrecht bezüglich des für ihn günstigsten Netzverknüpfungspunktes zu.

Nach dem Ergebnis der Netzverträglichkeitsprüfung richtet sich häufig auch der Standort der Biomethananlage. Deshalb sollte das Netzanschlussverfahren frühzeitig begonnen werden. Häufig führen Projektentwickler das Netzanschlussverfahren durch, schließen mit dem Netzbetreiber den Netzanschlussvertrag ab und vereinbaren den Realisierungsfahrplan. In dieser Phase steht der spätere Betreiber der Biomethananlage oft noch nicht fest. Mit Verkauf des Projektes werden alle Projektverträge auf den Käufer/Investor übertragen. Grundlage dafür ist die sogenannte Rechtsnachfolgeklausel im Netzanschlussvertrag bzw. in den weiteren Projektverträgen.

Der Anschlussnehmer/Anschlussnutzer muss nicht personengleich mit dem Betreiber der Biomethananlage oder der Biogaserzeugungsanlage sein. Häufig fällt das auseinander.

Netzanschlussbegehren und Netzverträglichkeitsprüfung

Zu Beginn eines jeden Netzanschlussverfahrens richtet der Anschlussnehmer[12] ein sogenanntes Netzanschlussbegehren an den für den geplanten Anlagenstandort zuständigen Gasnetzbetreiber.

Im Rahmen des Netzanschlussbegehrens kann der Netzbetreiber, falls erforderlich, noch fehlende Daten für die Netzverträglichkeitsprüfung vom Anschlussnehmer nachfordern. Der Netzbetreiber teilt dem Anschlussnehmer innerhalb von zwei Wochen nach Eingang des Netzanschlussbegehrens bzw. nach Vorliegen sämtlicher erforderlicher Daten mit, welche Prüfungen zur Entscheidung über die Netzverträglichkeit des Anschlusses erforderlich sind und welche Kosten diese Prüfungen verursachen, § 33 Absatz 4 GasNZV.

Die Kosten für die Netzverträglichkeitsprüfung liegen erfahrungsgemäß zwischen 2.000 Euro und mehr als 10.000 Euro.

Für die Netzverträglichkeitsprüfung erhebt der Netzbetreiber ein pauschales Entgelt, das vom Anschlussnehmer zu tragen ist. Nach Zahlung eines Vorschusses in Höhe von 25 % der veranschlagten Kosten für die Netzverträglichkeitsprüfung stehen dem Netzbetreiber insgesamt höchstens drei Monate für die Netzverträglichkeitsprüfung zur Verfügung (sogenannte Drei-Monats-Frist).

Der Netzbetreiber ermittelt im Rahmen der Netzverträglichkeitsprüfung, ob der Netzanschluss mit der gewünschten Einspeiseleistung an einem vom Anschlussnehmer benannten

TAB. 5.1: VERFAHRENSSCHRITTE DES NETZANSCHLUSSVERFAHRENS FÜR BIOMETHANANLAGEN NACH GASNZV

Maßnahme	Zeitrahmen	Zuständigkeit
Netzanschlussbegehren		Anschlussnehmer
Prüfung, ob Angaben ausreichen und gegebenenfalls Nachforderung von fehlenden Daten	ca. eine Woche nach Eingang des Netzanschlussbegehrens	Netzbetreiber
Mitteilung zum Prüfungsumfang und zu den Prüfungskosten	bis maximal zwei Wochen nach Eingang des Netzanschlussbegehrens	Netzbetreiber
Vorschusszahlung in Höhe von 25 % der Prüfungskosten		Anschlussnehmer
• Netzverträglichkeitsprüfung • Mitteilung des Prüfungsergebnisses: Anschlusszusage oder Vorschlag für einen alternativen Netzanschlusspunkt • Vorlage eines verbindlichen Angebots für einen Netzanschlussvertrag	unverzüglich nach Eingang der Vorschusszahlung; maximal drei Monate	Netzbetreiber
Unterzeichnung des Netzanschlussvertrags	unverzüglich nach Mitteilung des Prüfungsergebnisses; maximal drei Monate	Netzbetreiber/Anschlussnehmer
Zahlung der restlichen Prüfungskosten		Anschlussnehmer
Abschluss des Realisierungsfahrplans	Zeitgleich mit Netzanschlussvertrag, maximal einen Monat nach Abschluss des Netzanschlussvertrages	Netzbetreiber/Anschlussnehmer
Gemeinsame Planung des Netzanschlusses	laufende Abstimmung	Netzbetreiber/Anschlussnehmer
Errichtung des Netzanschlusses	gemäß Realisierungsfahrplan	Netzbetreiber

[12] *In dieser Phase ist der Anschlussnehmer im juristischen Sinne noch „Anschlusspetent". Zum einfacheren und besseren Verständnis wird er entsprechend seiner Marktrolle in dieser Darstellung jedoch durchgängig als Anschlussnehmer bezeichnet.*

Netzverknüpfungspunkt möglich ist. Die Prüfung hat alle technisch möglichen Lösungen zu umfassen. Der Netzbetreiber hat gegebenenfalls auch eine Erhöhung der Aufnahmefähigkeit des Gasnetzes zu ermöglichen, um die ganzjährige Aufnahme der Biomethanmengen zu gewährleisten. Zu den technisch möglichen Lösungen zählen z. B. auch die Rückspeisung von Gas in vorgelagerte Netze oder die Verbindung des aufnehmenden Netzes mit einem anderen Gasnetz derselben Druckstufe. Ist die Einspeisung mit der gewünschten Einspeiseleistung nicht möglich, ist gegebenenfalls zu ermitteln, welche Einspeiseleistung stattdessen möglich ist.

Die Netzverträglichkeitsprüfung kann je nach der Situation der Gasflüsse, der Druckstufe sowie anderer Gegebenheiten am Einspeisepunkt unterschiedlich komplex sein. Steht die technische Aufnahmefähigkeit des Netzes außer Frage und sind auch im Übrigen keine Aspekte ersichtlich, die eine vertiefte Netzverträglichkeitsprüfung erforderlich machen, kann die Netzverträglichkeitsprüfung innerhalb kurzer Zeit abgeschlossen werden. Hierzu ist der Netzbetreiber auch gesetzlich verpflichtet. Er hat die Netzverträglichkeitsprüfung „unverzüglich", d. h. ohne schuldhaftes Zögern durchzuführen.

Der Netzbetreiber ist für die Dauer von drei Monaten an sein positives Prüfergebnis gebunden. Er hat dem Anschlussnehmer in diesem Zeitraum ein entsprechendes Angebot für den Abschluss eines Netzanschlussvertrages vorzulegen.

Entscheidung über das Netzanschlussbegehren

In der Vergangenheit wurden Netzanschlussbegehren in den meisten Fällen antragsgemäß gewährt. Im Jahr 2010 wurden insgesamt zehn und im Jahr 2011 nur eine Anfrage auf Netzzugang verweigert.

Der Netzbetreiber darf dem Anschlussnehmer den Netzzugang nur dann verweigern, wenn er nachweist, dass ihm die Gewährung des Netzanschlusses an das betreffende Gasnetz entweder wirtschaftlich nicht zumutbar oder technisch unmöglich ist (vgl. § 33 Absatz 8 GasNZV in Verbindung mit § 17 Absatz 2 EnWG). Ist der Netzanschluss hingegen lediglich am begehrten Verknüpfungspunkt wirtschaftlich unzumutbar, so hat der Netzbetreiber dem Anschlussnehmer im Rahmen des wirtschaftlich Zumutbaren einen alternativen Anschlusspunkt vorzuschlagen (§ 33 Absatz 9 GasNZV).

Zulässige Verweigerungsgründe für den Gasnetzanschluss

- Technische Unmöglichkeit des Gasnetzanschlusses
- Wirtschaftliche Unzumutbarkeit kapazitätserhöhender Maßnahmen

(Faustformel: Eine wirtschaftliche Unzumutbarkeit liegt erst vor, wenn die Ausbaukosten mehr als ¼ der Kosten der Biogasaufbereitungsanlage betragen)

Der Begriff „wirtschaftliche Unzumutbarkeit" ist in der GasNZV nicht näher definiert und bedarf letztlich einer Prüfung des Einzelfalles. Ergibt sich kein klares Bild über die zumutbaren Kosten, ziehen der Gesetzgeber und die Rechtsprechung folgende Faustformel heran: Betragen die Kosten des Netzausbaus bis zu ¼ der Kosten der Biogasaufbereitungsanlage, ist dem Netzbetreiber die Ausbaumaßnahme jedenfalls zumutbar. Bei der Prüfung der wirtschaftlichen Zumutbarkeit ist auch zu berücksichtigen, ob in diesem Bereich des Netzes der Anschluss weiterer Anlagen geplant ist. Dann sind die Gesamtkosten aller Anschlüsse mit denen eines Netzausbaus zu vergleichen.

Relevanz der gesamtwirtschaftlichen Kosten

Rechtlich ungeklärt ist die Frage, ob der Netzbetreiber dem Anschlussnehmer einen alternativen als den begehrten Netzanschlusspunkt zuweisen darf, wenn eine Realisierung des Netzanschlusses an anderer Stelle gesamtwirtschaftlich günstiger ist.

Konfliktträchtig sind die Fälle, in denen die gesamtwirtschaftlich günstigere Alternative den Kostenteil des Anschlussnehmers erhöhen würde. Dies kann beispielsweise dann der Fall sein, wenn der zugewiesene Verknüpfungspunkt auf einer weiter entfernt gelegenen – höheren – Netzebene liegt, auf welcher Kapazitätserhöhungen und damit Netzausbaukosten nicht mehr erforderlich wären.

Nach Ansicht der Bundesnetzagentur ist der Netzbetreiber in diesen Fällen berechtigt, den Netzanschluss an dem begehrten Netzanschlusspunkt zu verweigern und den Anschlussnehmer an die andere Netzebene zu verweisen.

Allerdings hat der Gesetzgeber – anders als im EEG – keine ausdrückliche gesetzliche Regelung aufgenommen, wonach der gesamtwirtschaftlich günstigste Verknüpfungspunkt zu wählen ist. Vielmehr soll der Anschlussnehmer den Verknüpfungspunkt frei wählen können.

Die Frage der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit ist immer eine Frage des Einzelfalles und macht eine Gesamtbetrachtung erforderlich. Nach dieser Gesamtbetrachtung könnte es für den Netzbetreiber wirtschaftlich unzumutbar sein, einen Netzanschluss zu realisieren, welcher im Vergleich zu einer vorhandenen Alternative gesamtwirtschaftlich ungünstiger ist. Dieser Auslegung ist jedoch nur zuzustimmen, wenn der vom Anschlussnehmer zu tragende Kostenteil auf die Kosten begrenzt wird, welcher auf den ursprünglich begehrten Netzanschluss entfallen wäre. Nur so kann die in der GasNZV vorgesehene Wertung einer weitgehenden Befreiung des Anschlussnehmers von der Kostentragungspflicht gewahrt bleiben.

Praxistipp: Um langwierige rechtliche Auseinandersetzungen zu vermeiden, sollte der Anschlussnehmer prüfen, ob er einen anderen vom Netzbetreiber als den beantragten Netzverknüpfungspunkt unter dem Vorbehalt der Nachprüfung der Kostenverteilung akzeptiert. Auf diese Weise kann der Netzanschluss ohne zeitliche Verzögerungen realisiert werden.

Pflicht des Netzbetreibers zur Durchführung kapazitätserhöhender Maßnahmen

Für den Netzbetreiber besteht gemäß § 34 Absatz 2 Satz 3 GasNZV die Pflicht, alle zumutbaren Maßnahmen zur Erhöhung der Kapazität im Netz durchzuführen, um die ganzjährige Einspeisung zu gewährleisten und die Kapazität seines Netzes zu erhöhen. Dadurch soll die Nachfrage nach Transportkapazitäten für Biomethan befriedigt werden.

Rückspeisung von Biomethan in vorgelagerte Netze
Die Pflicht zur Durchführung kapazitätserhöhender Maßnahmen umfasst auch, dass der Netzbetreiber Einrichtungen zur Rückspeisung von Biomethan in vorgelagerte Netze, einschließlich der gegebenenfalls erforderlichen Einrichtungen vorhalten muss, z. B. zur Deodorierung und Trocknung des Biomethans.

Die teilweise Rückspeisung von Biomethan aus einem Netz in das Netz der vorgelagerten Druckstufe kommt in Betracht, wenn das Netz die eingespeisten Biomethanmengen nicht ganzjährig vollständig aufnehmen kann.

Die Errichtung der hierfür erforderlichen Rückspeisestation kann erfahrungsgemäß mit technischen Hindernissen und zeitlichen Verzögerungen verbunden sein. Technische Herausforderungen ergeben sich z. B. in den Fällen, in denen das aufbereitete Rohbiogas zur Warnung der an das Gasnetz angeschlossenen Letztverbraucher durch chemische Zusätze einen spezifischen Gasgeruch erhält und in ein Netz der vorgelagerten Druckstufe (z. B. Hochdruck) zurückgespeist wird. Die Durchleitung von odoriertem Biomethan kann beispielsweise zu nachteiligen Folgen für Untergrundspeicher oder zu einer übermäßig hohen Konzentration an Odormitteln führen, sofern sich unabhängig voneinander eingespeiste Biomethanmengen mischen. In diesen Fällen ist eine Deodorierung technisch möglich und erforderlich.

Verbindung mit einem anderen Gasnetz derselben Druckstufe
Für den Fall, dass am Verknüpfungspunkt des nächstgelegenen Mitteldrucknetzes die geplante Einspeisekapazität ganzjährig nicht sichergestellt werden kann, kann eine technische Lösung für den Netzanschluss darin bestehen, dass ein Anschluss an den Verknüpfungspunkt in einem anderen Gasnetz derselben Druckstufe gesucht wird. Die Kosten, die mit der Überbrückung der Entfernung verbunden sind, müssen sich dabei allerdings im Rahmen des wirtschaftlich Zumutbaren bewegen.

Teilweise Rückspeisung in ein vorgelagertes Hochdrucknetz
Wird beispielsweise in den Sommermonaten aus dem Mitteldrucknetz nicht genügend Gas entnommen, ist möglicherweise die Rückspeisung in das vorgelagerte Hochdrucknetz eine gesamtwirtschaftlich günstige Lösung. Dieses Modell wird „kombinierte Einspeisung“ oder auch „Y-Lösung“ genannt. Der Einbau der Rückverdichtungsanlagen an der Schnittstelle Mitteldrucknetz/Hochdrucknetz kann gesamtwirtschaftlich betrachtet auch teurer sein als die Errichtung eines weiteren zweiten Netzanschlusses an das Hochdrucknetz, um über die Sommermonate alle Biomethanmengen vollständig einzuspeisen. Dies hängt jedoch von den Gegebenheiten des Einzelfalles ab.

Der Netzbetreiber muss die sogenannte Y-Lösung als eine Variante eines Anschlusses der Biogasaufbereitungsanlage an sein Gasnetz in seine Prüfung einbeziehen. Dem steht insbesondere nicht entgegen, dass hierbei auch ein weiterer Netzbetreiber, der Betreiber des vorgelagerten Gasnetzes, mitwirken muss (BGH, Beschluss vom 11. Dezember 2012, EnVR 8/12). Nach dieser Rechtsprechung des BGH ist die Verbindungsleitung zwischen der Biogaseinspeiseanlage und dem vorgelagerten Netz jedenfalls wie eine kapazitätserweiternde Maßnahme anzusehen. Bei der sogenannten Y-Lösung stellt (nur) die Verbindungsleitung zwischen der Biogasaufbereitungsanlage und der Biogaseinspeiseanlage den Netzanschluss im Sinne des § 33 Absatz 1 GasNZV dar (BGH, Beschluss vom 11. Dezember 2012, EnVR 8/12).

5.1.2 Kostentragung

Bei der Übernahme der Kosten für den Gasnetzanschluss ist zwischen den Investitionskosten und den Betriebskosten zu unterscheiden.

Investitionskosten
Die gesetzliche Kostentragungsregelung für Investitionskosten des Gasnetzanschlusses von Biomethananlagen ist in § 33 Absatz 1 Sätze 2 und 3 GasNZV geregelt. Danach sind die Kosten für den Netzanschluss zu 75 % vom Netzbetreiber zu tragen. Der Anschlussnehmer trägt die verbleibenden 25 % der Netzanschlusskosten, bei einem Netzanschluss einschließlich Verbindungsleitung mit einer Länge von bis zu einem Kilometer, höchstens aber 250.000 Euro. Die Investitionskosten für den Gasnetzanschluss und den ersten Kilometer der Verbindungsleitung mit dem Gasnetz sind damit für den Anschlussnehmer in der Höhe auf maximal 250.000 Euro gedeckelt.

Nach Inkrafttreten der Neufassung der GasNZV im Jahr 2010 konnte sich die Ansicht zahlreicher Netzbetreiber nicht durchsetzen, wonach der Kostendeckel im Fall des Überschreitens der Kilometergrenze vollständig entfallen sollte. Mittlerweile wird die Vorschrift einheitlich so ausgelegt, dass bei einer Länge der Verbindungsleitung von mehr als einem Kilometer, die Kosten nur für den überschießenden Teil der Verbindungsleitung (bis zu einer Länge von 10 km) im Verhältnis 75 % (Netzbetreiber) zu 25 % (Anschlussnehmer) geteilt werden. Für den Netzanschluss und den ersten Kilometer gilt die Kostendeckelung auf 250.000 Euro.

Der Gasnetzanschluss besteht gemäß § 32 Nummer 2 GasNZV aus folgenden Bestandteilen:

- der Verbindungsleitung zwischen der Biomethananlage und dem Gasversorgungsnetz,
- der Netzverknüpfung an sich,
- der Gasdruckregel- und -messanlage, einschließlich der eichfähigen Messung sowie
- der Einrichtung zur Druckerhöhung.

Die Kostentragung und Aufteilung für sogenannte „Anlagen mit Doppelfunktion“ war in der Vergangenheit umstritten. Dabei war insbesondere umstritten, ob der kostenträchtige Prozessgaschromotograph (PGC) als Bestandteil des Netzanschlusses anzusehen ist oder nicht. Der PGC misst sowohl die Menge des Einspeisegases als auch dessen Qualität. Hintergrund ist, dass die Qualitätsmessung nicht Bestandteil des Netzanschlusses und damit alleinige Aufgabe des Netzbetreibers ist. Die Mengenmessung ist dagegen Teil des Netzanschlusses.

Im Ergebnis hat die Bundesnetzagentur entschieden, dass in diesem Fall eine Kostenteilung von 87,5 % (Netzbetreiber) zu 12,5 % (Anschlussnehmer) sachgerecht ist. Dies wirkt sich allerdings hinsichtlich der Kostenteilung nur noch aus, falls der Kostendeckel in Höhe von 250.000 Euro nicht erreicht wird.

Betriebskosten
Von den Investitionskosten zu unterscheiden sind die Betriebskosten des Netzbetreibers für die Instandhaltung und Wartung des Gasnetzanschlusses der Biomethananlage.

Nach § 33 Absatz 2 Satz 1 und 2 GasNZV übernimmt der Netzbetreiber von Gesetzes wegen die Wartung und den Betrieb des Netzanschlusses eigenverantwortlich und trägt dafür auch vollumfänglich die gesamten Kosten.

Praxistipp: Für den Fall, dass z. B. ein bestimmter Beschaffenheitsparameter, den das Gas für die Einspeisung erreichen muss, in der Anlage des Anschlussnehmers einfacher erreicht werden kann, als in dem Netzanschluss bzw. der „Einspeisestation" des Netzbetreibers, können Anschlussnehmer und der Netzbetreiber gegebenenfalls eine Dienstleistungsvereinbarung abschließen. Darin kann vertraglich geregelt werden, dass der Anschlussnehmer eine bestimmte Aufgabe (z. B. Gastrocknung, Verdichtung) im Auftrag des Netzbetreibers und auf dessen Kosten durchführt.

5.1.3 Realisierung des Netzanschlusses

Netzanschlussvertrag

Der Netzbetreiber hat dem Anschlussnehmer innerhalb von drei Monaten nach Mitteilung eines positiven Prüfungsergebnisses des Netzanschlussbegehrens einen verbindlichen Netzanschlussvertrag vorzulegen (§ 33 Absatz 6 Satz 3 GasNZV).

Auf der Grundlage der vom Anschlussnehmer begehrten und vom Netzbetreiber bestätigten Einspeisekapazität bietet der Netzbetreiber einen weitestgehend standardisierten Netzanschlussvertrag an. Der Netzanschlussvertrag ist ein komplexer und umfangreicher Vertrag, der an den gesetzlichen Vorgaben der GasNZV zu messen ist. Die GasNZV enthält jedoch nur wenige zwingende inhaltliche Vorgaben für Netzanschlussverträge.

Kern des Netzanschlussvertrages ist die garantierte Mindesteinspeisekapazität. Im Netzanschlussvertrag muss diese im Sinne einer verschuldensunabhängigen Garantie verbindlich zugesichert werden, vgl. § 33 Absatz 6 Satz 4 GasNZV. Die garantierte Mindesteinspeisekapazität muss der Kapazität entsprechen, die der Anschlussnehmer im Netzanschlussbegehren beantragt hat und die vom Netzbetreiber im Rahmen der Netzverträglichkeitsprüfung bestätigt worden ist. Die Mindesteinspeisekapazität wird in $m^3_{i.N.}/h$ (Nm^3) aufbereitetem Rohbiogas pro Stunde festgelegt.

Der Netzbetreiber verpflichtet sich, sein Gasnetz so zu betreiben, dass diese garantierte Mindesteinspeisekapazität ganzjährig eingespeist und von seinem Gasnetz aufgenommen werden kann. Der Netzbetreiber darf die garantierte Kapazität nicht zu einem späteren Zeitpunkt herabsetzen.

Der Netzbetreiber ist nicht verpflichtet, eine höhere Einspeisekapazität als die garantierte Mindesteinspeisekapazität bereitzustellen. Eine faktische Begrenzung der Einspeisekapazität ergibt sich daraus, dass der eigentliche Netzanschluss entsprechend der beantragten Mindesteinspeisekapazität technisch ausgelegt wird. Die Dimensionierung der verlegten Leitungen sowie die gegebenenfalls erforderlichen Verdichter werden in der Regel so gewählt, dass zwar Gas im Umfang der Mindesteinspeisekapazität eingespeist werden kann, nicht aber in nennenswertem Umfang darüber hinausgehende Mengen.

Da sich die Mindesteinspeisekapazität auf jede Stunde bezieht, kann der Netzbetreiber auch eine kurzfristige Überschreitung verweigern, unabhängig davon, ob der Jahresdurchschnitt unter dem vereinbarten Wert in $m^3_{i.N.}/h$ liegt. Die Mindesteinspeisekapazität sollte daher so hoch angesetzt werden, dass auch in Spitzenlastzeiten das gesamte Biomethan eingespeist werden kann. Ein Einspeiseprofil darf der Netzbetreiber dem Anschlussnehmer nicht vorgeben.

Stellt sich später heraus, dass eine höhere Einspeisekapazität benötigt wird, erfordert dies einen erneuten Antrag und eine erneute Prüfung durch den Netzbetreiber. Es wird der Abschluss eines neuen Netzanschlussvertrags notwendig.

Praxistipp: Begehrt der Anschlussnehmer eine Erweiterung der garantierten Mindesteinspeisekapazität, sollte er in dem entsprechenden Antrag ausdrücklich klarstellen, dass eine bereits gewährte Einspeisekapazität dadurch nicht in Frage gestellt und die neue Kapazität zusätzlich benötigt wird.

Die Mindesteinspeisekapazität wird ganzjährig gewährleistet. Zudem ist der Netzbetreiber verpflichtet, die Verfügbarkeit des Netzanschlusses dauerhaft, mindestens aber zu 96 %, sicherzustellen, § 33 Absatz 2 Satz 1 GasNZV.

Der Netzanschlussvertrag enthält ferner Bestimmungen

- zur Planung, Errichtung und Inbetriebnahme des Netzanschlusses,
- zur anschließenden Anschlussnutzung,
- zur technischen Ausführung des Netzanschlusses,
- zur Kostentragung,
- zur Haftung und
- zu Zahlungsschritten.

Die Details des jeweiligen Netzanschlusses, die je nach Druckstufe und Gasaufbereitungstechnologie variieren, sind in der Regel in den Anlagen zum Netzanschlussvertrag individuell geregelt. Dies gilt auch für einen Lageplan, in dem der Anschlusspunkt und die Eigentumsgrenzen definiert werden.

Für den Anschluss von Biomethananlagen an das Gasnetz des zuständigen Netzbetreibers wird branchenüblich ein Mustervertrag verwendet. Dieser Mustervertrag ist Anlage 6 der Kooperationsvereinbarung der Gasnetzbetreiber. Der Vertragstext ist das Ergebnis von Konsultationen zwischen den Branchenverbänden BDEW, VKU und GEODE und wurde durch die Bundesnetzagentur bestätigt. Nahezu alle Gasnetzbetreiber haben sich zur Anwendung der KoV V (gültig seit 1. Oktober 2012) und damit auch zur Nutzung des Mustervertrages verpflichtet. Am 1. Oktober 2013 ist bereits die KoV VI, u. a. mit Neuerungen für die Betreiber von Gasverteilnetzen und Fernleitungsnetzen, in Kraft getreten.

Praxistipp: Der Mustervertrag zum Netzanschluss von Biogasanlagen ist mittlerweile branchentypischer Standard. In jedem Einzelfall sehr sorgfältig zu prüfen und zu verhandeln sind jedoch die auf den jeweiligen Einzelfall bezogenen Anhänge zum Netzanschlussvertrag, insbesondere die individuellen technischen Parameter, der Realisierungsfahrplan und die Abschaltmatrix.

Realisierungsfahrplan

Mit dem standardisierten Netzanschlussvertrag schließt der Anschlussnehmer mit dem Netzbetreiber auch einen Realisierungsfahrplan ab (§ 33 Absatz 7 GasNZV). Der Realisierungsfahrplan soll der Beschleunigung und besseren Planbarkeit der Errichtung des Netzanschlusses dienen und ist der Bundesnetzagentur vorzulegen.

Praxistipp: Dem Realisierungsfahrplan kommt in der Praxis mindestens dieselbe Bedeutung wie dem Netzanschlussvertrag zu. Er sollte in jedem Einzelfall individuell geprüft, ausgestaltet, verhandelt und vereinbart werden.

Der Realisierungsfahrplan soll erreichen, dass bereits bei Abschluss des Netzanschlussvertrages realistische Termine für die Errichtung des Netzanschlusses festgelegt und Verzögerungen vermieden werden.

Praxistipp: Der Anschlussnehmer sollte darauf bestehen, dass der Netzbetreiber einen genauen Ablaufplan zur Errichtung des Netzanschlusses mit konkreten Fristen und Terminen vorschlägt.

Erfahrungsgemäß umfasst der vom Netzbetreiber vorgeschlagene Realisierungsfahrplan großzügige zeitliche Sicherheitsaufschläge. Der Anschlussnehmer sollte – gegebenenfalls mit fachkundiger Hilfe – die Einschätzungen des Netzbetreibers zum Zeitrahmen der Realisierung des Netzanschlusses kritisch auf mögliche Verfahrensbeschleunigungen prüfen. Häufig können die im Realisierungsfahrplan vorgegebenen Zeiträume, Fristen und Termine gestrafft werden. Ein straffer Realisierungsfahrplan entspricht dem gesetzgeberischen Leitbild.

Der Netzbetreiber ist dazu verpflichtet, die Planung und Realisierung des Netzanschlusses so schnell wie möglich voranzubringen. Der Netzbetreiber hat die Ausführungsfristen daher realistisch, d.h. ohne größere zeitliche Sicherheitsaufschläge einzuschätzen.

Im Realisierungsfahrplan sind die Zeiträume bzw. Zeitpunkte konkret festzulegen, zu denen die wesentlichen Schritte zur Verwirklichung des Netzanschlusses abgeschlossen sein müssen. Der Baubeginn hat gemäß § 33 Absatz 6 GasNZV innerhalb von 18 Monaten nach Abschluss des Netzanschlussvertrages zu erfolgen. Folgende weitere Umsetzungsschritte sind regelmäßig im Realisierungsfahrplan enthalten:

- Auftragserteilung und Planung bzw. Fertigstellung der Planung für Anschlusstechnik,
- Erwerb dinglicher Rechte oder langfristiger schuldrechtlicher Ansprüche, die die Nutzung der für das Netzanschlussvorhaben benötigten Grundstücke ermöglichen,
- Beantragung der für den Netzanschluss erforderlichen behördlichen Genehmigungen,
- Freigabe der Netzanschlussarbeiten durch den Anschlussnehmer,
- Bestellen und Lieferung der erforderlichen Anschlusstechnik,
- Beginn und Fertigstellung der Baumaßnahmen sowie
- Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Netzanschlusses.

Zwar kann der Anschlussnehmer auch nach Abschluss des Realisierungsfahrplans noch eine Anpassung des Realisierungszeitraums verlangen, sofern sich herausstellt, dass der Netzanschluss zügiger als ursprünglich vorgesehen realisiert werden kann. Eine Beschleunigung des Projektes lässt sich jedoch nur durch einen straffen Zeitplan erreichen, der gegebenenfalls bei einer sich abzeichnenden Überschreitung angepasst werden kann. Soweit veränderte tatsächliche Umstände oder bei der Planung unvorhersehbare Ereignisse dies erfordern, hat auch der Netzbetreiber ein Recht auf Anpassung des Realisierungsfahrplanes. Das Vorliegen dieser unvorhersehbaren und veränderten Umstände muss der Netzbetreiber nachweisen.

Sowohl der Netzbetreiber als auch der Anschlussnehmer können im begründeten Einzelfall eine Anpassung des Realisierungsfahrplans verlangen. Über die nachträglichen Änderungen ist stets ein Einvernehmen mit dem Netzbetreiber herzustellen.

Der Realisierungsfahrplan muss gemäß § 33 Absatz 7 Satz 5 GasNZV angemessene Folgen oder Sanktionen bei Nichteinhaltung der wesentlichen, insbesondere zeitlichen Vorgaben der Umsetzung des Netzanschlusses beinhalten. In der Praxis sind diese Sanktionen in den von den Netzbetreibern standardisierten Realisierungsfahrplänen häufig nicht enthalten.

Praxistipp: Der Anschlussnehmer sollte den Netzbetreiber dazu auffordern, angemessene Sanktionen in den Realisierungsfahrplan aufzunehmen. Das entspricht dem gesetzgeberischen Leitbild.

Ebenso sind haftungsbeschränkende Klauseln zugunsten des Netzbetreibers im Realisierungsfahrplan zu streichen. Sinn und Zweck des Realisierungsfahrplans ist es allein, die Planung und Realisierung des Netzanschlusses zu beschleunigen, Verzögerungen zu vermeiden und für den Anschlussnehmer den Ablauf besser planbar zu machen.

Werden wesentliche Realisierungszeiträume oder der vorgegebene Zeitpunkt für die Inbetriebnahme des Netzanschlusses überschritten, so entfällt der Anspruch des Netzbetreibers auf den Kostenanteil des Anschlussnehmers in Höhe von 25 %, wenn der Netzbetreiber die Verzögerung auch zu vertreten d.h. verschuldet hat. Neben dem Verlust des Anspruchs des Netzbetreibers auf anteilige Kostenübernahme durch den Anschlussnehmer kommen ebenso zivilrechtliche Schadensersatzansprüche gegen den Netzbetreiber in Betracht. Solche Schadensersatzansprüche könnten etwa wegen Verzögerungen von Gaslieferungen und damit der Verletzung vertraglicher Verpflichtungen des Anschlussnehmers gegenüber Dritten oder auch wegen entgangenen Gewinns geltend gemacht werden.

Gemeinsame Planung

Der Netzbetreiber und der Anschlussnehmer planen nach Abschluss des Netzanschlussvertrages gemeinsam die Umsetzung des Netzanschlussprojektes.

Der Anschlussnehmer hat nur begrenzt Einblick in die Organisation und die Planungen des Netzbetreibers zum Netzanschluss. Um später jedoch die Ursachen von eventuellen Verzögerungen beim Netzanschluss nachvollziehen zu können, sollte der Anschlussnehmer allgemein auf Transparenz bei der Planung und Umsetzung des Netzanschlusses und – soweit erforderlich – auf Offenlegung der relevanten Unterlagen bestehen.

Errichtung des Netzanschlusses

Die Errichtung des Netzanschlusses bildet den letzten Teilabschnitt des Netzanschlussverfahrens. Der Netzbetreiber beauftragt dazu gewöhnlich einen Generalunternehmer, der auf der Grundlage der gemeinsamen Planung und mit Zustimmung des Anschlussnehmers tätig wird.

Verzögerungen bei der Realisierung eines Netzanschlusses sind in allen genannten Phasen des Netzanschlussverfahrens möglich und in der Praxis auch häufig. Die Praxis der einzelnen Netzbetreiber ist bei der Umsetzung der Netzanschlussverfahren erfahrungsgemäß sehr unterschiedlich. Es ist nicht auszuschließen, dass es während des Netzanschlussverfahrens zu zahlreichen Verzögerungen kommt, bevor der Netzanschluss in Betrieb genommen werden kann und das Einspeiseprojekt am Netz ist.

5.1.4 Gasbeschaffenheit und weitere Voraussetzungen für die Biomethaneinspeisung

Bei der Gasbeschaffenheit ist zwischen den Anforderungen zu unterscheiden, die an das durch den Einspeiser bereitzustellende Gas gestellt werden und denjenigen, die nach einer etwaigen Konditionierung durch den Netzbetreiber erreicht werden müssen, bevor das Gas in das Netz eingespeist werden kann.

Nach § 36 Absatz 1 GasNZV hat der Einspeiser ausschließlich sicherzustellen, dass das Gas am Einspeisepunkt und während der Einspeisung den Voraussetzungen der Arbeitsblätter G 260 und G 262 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW) (Stand 2007) entspricht. Hierfür hat er auch die Kosten zu tragen.

Aufgrund des statischen Verweises der GasNZV auf das Jahr 2007 gelten insoweit nach wie vor (Stand: Februar 2013) das Arbeitsblatt G 262 aus dem Monat November 2004 sowie das Arbeitsblatt G 260 aus dem Monat Januar 2000, obgleich das Arbeitsblatt G 262 im Monat September 2011 und das Arbeitsblatt G 260 bereits im Mai 2008 neu gefasst und im März 2013 erneut überarbeitet wurden.

Allerdings muss bei der Einspeisung von Biomethan die sogenannte Interoperabilität der Netze sichergestellt sein. Die technischen Anschlussbedingungen für die Einspeisung des Biomethans müssen so gestaltet sein, dass dieses eine netzverträgliche Gasbeschaffenheit aufweist und ohne Beeinträchtigung der Sicherheit in das Gasversorgungsnetz eingespeist und durch dieses transportiert werden kann.

Aus diesem Grund kann der Netzbetreiber im Einzelfall nach Auffassung der Bundesnetzagentur dem Anschlussnehmer auch über die Anforderungen der DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G 262 hinausgehende technische und qualitative Vorgaben machen. Dies betrifft insbesondere den Fall, dass selbst bei Einhaltung des im Arbeitsblatt G 260 festgelegten Brennwerts und trotz der Beimischung von LPG nicht sichergestellt ist, dass im Rahmen der Einspeisung der (hohe) Referenzbrennwert im Netz eingehalten wird. Dann soll der Netzbetreiber ausnahmsweise eine über dem Wert des Arbeitsblattes G 260 liegende Grenze für den Brennwert vorgeben dürfen. Allerdings muss es für den Netzbetreiber technisch unmöglich oder wirtschaftlich unzumutbar sein, den Referenzbrennwert im Netz mittels anderer Maßnahmen zu erreichen (vgl. Beschluss der Bundesnetzagentur vom 3. März 2010, BK 7-09-005).

Betreiber von Gasnetzen stellen aufgrund der in dem jeweiligen Netz vorliegenden Gasqualität in Netzanschlussverträgen für Biomethananlagen vielfach andere oder höhere Anforderungen an das einzuspeisende Biomethan, als dies in den DVGW-Arbeitsblättern vorgesehen ist. Darauf braucht sich der Einspeiser von Biomethan jedoch unter Verweis auf die eindeutige gesetzliche Regelung des § 36 Absatz 1 GasNZV nicht einzulassen.

Anpassung an die Gasqualität im Netz (Konditionierung)

Der Netzbetreiber ist dafür verantwortlich, dass das Gas am Ausspeisepunkt (d. h. im Netz) den eichrechtlichen Vorgaben des DVGW-Arbeitsblattes G 685 entspricht, § 36 Absatz 3 GasNZV. Er trägt hierfür auch die Kosten. Auch hier hat sich der Verordnungsgeber für einen sogenannten statischen Verweis entschieden und stellt nach wie vor (Stand: Februar 2013) auf den Stand des DVGW-Arbeitsblattes G 685 im Jahr 2007 ab.

Das DVGW-Arbeitsblatt G 685 („Gasabrechnung“) enthält Grundlagen für die Ermittlung der Daten zur Gasabrechnung, Begriffsbestimmungen sowie insbesondere Vorgaben zur Ermittlung des Abrechnungsvolumens und des Abrechnungsbrennwertes gegenüber dem Gaskunden.

Druckanpassung/Verdichtung

Bei der Einspeisung muss das Biomethan den für die Netzebene, in welche eingespeist wird, erforderlichen Druck aufweisen.

Ist hierfür eine Erhöhung des Drucks des Biomethans erforderlich, hat der Netzbetreiber am Netzanschluss sogenannte Verdichter zu errichten und zu betreiben. Bei diesen Verdichtern handelt es sich in der Regel um die kostenträchtigsten Bestandteile des Netzanschlusses. Es kann zu Lieferzeiten von mehreren Monaten kommen, was im Realisierungsfahrplan zu berücksichtigen ist.

Praxistipp: Der Anschlussnehmer sollte frühzeitig in den Verhandlungen zum Netzanschluss und zum Realisierungsfahrplan darauf hinwirken, dass der Netzbetreiber eventuell notwendige Verdichter bereits in einem frühen Planungsstadium bestellt.

Der Netzbetreiber kann vom Anschlussnehmer nicht verlangen, dass das Biomethan am Übergabepunkt einen bestimmten Druck aufweist. Der Anschlussnehmer kann das Biomethan (theoretisch) auch drucklos übergeben. Anlagen- und Netzbetreiber können auch in einer separat abzuschließenden Dienstleistungsvereinbarung vereinbaren, dass der Anlagenbetreiber gegen Kostenerstattung einen bestimmten Ausgangsdruck zur Verfügung stellt. Keine Kostenerstattung steht dem Anlagenbetreiber allerdings in dem Fall zu, dass in Folge der von ihm gewählten Aufbereitungstechnik das Biomethan von vornherein bei der Übergabe einen erhöhten Ausgangsdruck aufweist. Finanziell auszugleichen sind vom Netzbetreiber nur zusätzliche Druckerhöhungen, beispielsweise wenn sich dies im Hinblick

auf die Gesamtkonzeption der Einspeisung als gesamtwirtschaftlich sinnvoll erweist.

Grenzwerte für die Methanemissionen in die Atmosphäre
Neben den die Gasbeschaffenheit betreffenden Regelungen hat der Betreiber der Biogasaufbereitungsanlage nach der GasNZV auch eine die Biomethananlage selbst betreffende technische Vorgabe einzuhalten. So muss der Einspeiser von Biomethan gemäß § 36 Absatz 1 Satz 3 GasNZV zum Zeitpunkt des Netzanschlusses nachweisen, dass beim regelmäßigen Betrieb der Anlage bei der Aufbereitung des Rohbiogases auf Erdgasqualität die maximalen Methanemissionen in die Atmosphäre den Wert von 0,2 % nicht überschreiten (sogenannter Methanschlupf).

Dies ist mittels eines von einer staatlich zugelassenen Stelle erstellten oder bestätigten Nachweises für die konkrete Anlage oder den betreffenden Anlagentyp im Allgemeinen zu belegen. In der Praxis reicht es aus, wenn ein entsprechender Herstellernachweis beispielsweise vom TÜV oder der DEKRA geprüft und bestätigt wird.

Die maximal zulässigen Methanemissionen in die Atmosphäre von 0,2 % entsprechen insofern dem in Ziffer 1.a) der Anlage 1 zum EEG 2012 für den Erhalt des Gasaufbereitungsbonus normierten Grenzwert.

Verpflichtung zur technischen Anpassung bei geänderten Anforderungen an die Gasbeschaffenheit
Die GasNZV trifft auch eine Regelung für den Fall, dass sich die an die Gasqualität bei der Einspeisung gestellten Anforderungen auf Grund einer Umstellung des Netzes auf eine andere Gasqualität nachträglich ändern.

Bedingt dies technische Anpassungen an der Biogasaufbereitungsanlage, um den geänderten Anforderungen bei der Einspeisung gerecht werden zu können, hat der Netzbetreiber gemäß § 36 Absatz 2 GasNZV die dem Anlagenbetreiber in diesem Zusammenhang entstehenden Kosten, soweit angemessen, zu übernehmen. Der Anlagenbetreiber soll nicht durch eine wirtschaftliche Entscheidung des Netzbetreibers, auf die er keinen Einfluss nehmen kann, mit zusätzlichen Kosten belastet werden.

5.2 Rechtsrahmen für Gastransport und Biomethannutzung

Ist das Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist, so muss zwischen
- dem Transport des Biomethans über das Erdgasnetz an den Bestimmungsort und
- der Nutzung des Biomethans nach der Ausspeisung aus dem Erdgasnetz

unterschieden werden. Auf den Transport des Biomethans finden die teilweise biomethanspezifischen, gaswirtschaftlichen Regelungen Anwendung. Soll das Biomethan anschließend beispielsweise nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) [5-3] verstromt, im Wärmesektor oder im Kraftstoffmarkt eingesetzt werden, sind die jeweiligen nutzungsspezifischen Vorschriften zu beachten.

Nach der Ausspeisung handelt es sich bei dem genutzten Gas immer nur „rein virtuell“ um Biomethan. Bei der Einspeisung vermischt sich das Biomethan untrennbar mit dem im Netz vorhandenen Erdgas. Der Transport oder die Nutzung des ursprünglich tatsächlich eingespeisten Biomethans ist physikalisch nicht möglich. In einem am Ausspeisepunkt betriebenen BHKW wird daher kein (reines) Biomethan verstromt oder an einer dort befindlichen Tankstelle tatsächlich Biomethan in Verkehr gebracht, sondern Erdgas mit einem je nach im Netz am Ausspeisepunkt vorhandenem Gasgemisch unterschiedlich hohen Biomethananteil. Der Transport des eingespeisten Biomethans zum Ausspeisepunkt erfolgt immer nur fiktiv bzw. bilanziell.

Die für den Gastransport maßgeblichen Regelungen der GasNZV berücksichtigen diese Fiktion gleichermaßen wie die jeweiligen nutzungsspezifischen Vorschriften. Zur Auslegung der rechtlichen Vorgaben der GasNZV zur Bilanzierung von Biogas haben die Branchenverbände BDEW, VKU, GEODE, der Fachverband Biogas e.V., der Deutsche Bauernverband e.V. und der Bundesverband Energieanbieter e.V. einen gemeinsamen Leitfaden – Bilanzierung Biogas – vom 29. Juni 2012 erarbeitet, dessen Anwendung auch von der Bundesnetzagentur empfohlen wird.

5.2.1 Gastransport

Die Netzbetreiber sind verpflichtet, vorrangig Biogas zu transportieren. Dieser Vorrang gilt nicht nur für den Transport innerhalb eines Marktgebietes, sondern auch über Marktgebietsgrenzen hinweg (sogenannter marktgebietsüberschreitender Transport).

Beim leitungsgebundenen Gastransport ist zwischen L-Gas und H-Gas zu unterscheiden. Der Transport von H-Gas und L-Gas erfolgt bundesweit mittlerweile in nur noch zwei Marktgebieten (NCG NetConnect Germany und Gaspool). Ziel ist es, die Erzeugung und den Transport von L-Gas kontinuierlich zurückzufahren, um auf eine ausschließliche Versorgung mit H-Gas umzustellen.

Das vom Anschlussnehmer bereitgestellte Biomethan hat der im jeweiligen Netz befindlichen Gasqualität zu entsprechen. So stellen sich insbesondere erhöhte Anforderungen beim Handel, Transport und der Dokumentation des Biomethantransportes über die Grenzen eines Marktgebietes hinweg. Möchte der Anschlussnehmer z.B. Biomethan an eine Abnahmestelle liefern, die sich in einem anderen Marktgebiet befindet, hat er umfangreiche Bilanzierungsregeln zu beachten und Transport- und Konvertierungsentgelte zu zahlen.

Praxistipp: Der marktgebietsübergreifende Transport von Biomethan ist nicht trivial. In der Praxis empfiehlt es sich, bei Biomethanlieferungen in ein anderes Marktgebiet einen auf diese Bilanzierungsdienstleistungen und -prozesse spezialisierten Dienstleister hinzuzuziehen.

Unabhängig vom Zielort und von der Art der späteren Nutzung, ist das eingespeiste Biomethan zunächst gemäß den allgemeinen Regeln der Gaswirtschaft zu bilanzieren und zu seinem Bestimmungsort zu transportieren. Der (virtuelle) Gastransport erfolgt sowohl bei gewöhnlichem Erdgas als auch bei Biomethan grundsätzlich in drei Schritten:

1. Zunächst wird das Gas in das Netz eingespeist und am virtuellen Handelspunkt des jeweiligen Marktgebiets in einen Bilanzkreis eingebracht.
2. Aus diesem Bilanzkreis können die Gasmengen dann an einen anderen Bilanzkreis weitergegeben oder einem Ausspeisepunkt zugeordnet werden.
3. Das Gas wird am Ausspeisepunkt aus dem Gasnetz entnommen.

Dieser Transportvorgang wird vom Netzbetreiber virtuell nachvollzogen, indem die entsprechenden Gasmengen bei der Einspeisung einem Bilanzkreis zugeordnet und bei der Ausspeisung diesem wieder entnommen werden. Tatsächlich erfolgt ein Transport von realen Gasmengen zwischen verschiedenen Netzen und Netzebenen gänzlich unabhängig von den rein virtuellen Transportvorgängen und nur, um die Netzstabilität zu gewährleisten.

Entsprechend des in drei Schritten erfolgenden Transportvorgangs sind mit dem Gasnetzbetreiber für den Transport von Biomethan über das Gasnetz folgende Verträge zu schließen:

- ein Einspeisevertrag,
- ein Bilanzkreisvertrag und
- ein Lieferantenrahmenvertrag (bzw. ein oder mehrere Ausspeiseverträge).

Die GasNZV sieht für den (virtuellen) Transport und die Bilanzierung von Biomethan verschiedene Privilegierungen vor.

Gemäß § 34 Absatz 1 GasNZV ist der Gasnetzbetreiber verpflichtet, die für den Gastransport notwendigen Ein- und Ausspeiseverträge vorrangig mit Transportkunden von Biomethan abzuschließen und das Biomethan im Netz vorrangig zu transportieren.

Weiterhin privilegiert die GasNZV in § 35 das Führen eines speziellen Biogas-Bilanzkreises mit einem erweiterten Bilanzausgleich. Neben der Anmeldung beim Netzbetreiber ist die einzige Voraussetzung für das Führen eines solchen Biogas-Bilanzkreises, dass ausschließlich Biomethanmengen in diesen eingebracht werden. Dann kann der Bilanzkreisverantwortliche auf einen Flexibilitätsrahmen von 25 % und einen erweiterten Bilanzierungszeitraum von 12 Monaten zurückgreifen.

Gegenüber den herkömmlichen Bilanzierungsregeln der §§ 22 ff. GasNZV stellt dieses eine erhebliche Privilegierung dar. So muss bei der Bilanzierung von Erdgas sichergestellt sein, dass sich die in den Bilanzkreis eingebrachten und die aus diesem ausgespeisten Gasmengen innerhalb eines Gas-Tages (dieser endet und beginnt um 6.00 Uhr) entsprechen. Ansonsten muss der Bilanzkreisverantwortliche auf eigene Kosten sogenannte Ausgleichsenergie in Anspruch nehmen.

Das Bilanzkonto eines Biogas-Bilanzkreises und gegebenenfalls entstandene Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung werden hingegen nur auf 12-Monats-Basis ausgeglichen. Zusätzlich steht dem Nutzer eines Biogas-Bilanzkreises ein Flexibilitätsrahmen von 25 % zu, um den die kumulierte physische Einspeisung von der Ausspeisung aus dem Biogas-Bilanzkreis abweichen darf. Dies verschafft dem Biogas-Bilanzkreisnutzer im Hinblick auf Ein- und Ausspeisung eine erheblich höhere Flexibilität als dem Nutzer eines gewöhnlichen (Erdgas-)Bilanzkreises. Am Ende des Bilanzierungszeitraums innerhalb des Flexibilitätsrahmens liegende Übermengen können zudem in das Folgejahr übertragen werden. Zwar ist die Inanspruchnahme dieses Flexibilitätsrahmens nicht gänzlich kostenfrei. Mit 0,1 ct/kWh ist das zu entrichtende Entgelt aber vergleichsweise gering (Stand: Februar 2013).

Die privilegierenden Bilanzierungsregeln für Biomethan sollen es dem Nutzer eines Biogas-Bilanzkreises ermöglichen, eine konstante Einspeisung einer unregelmäßigen Ausspeisung gegenüber zu stellen. Nur so kann das eingespeiste Biomethan in einem wärmegeführten BHKW eingesetzt werden, ohne dass die Einspeisung aus der Biomethananlage in den Sommermonaten entsprechend der Fahrweise der BHKW gedrosselt werden muss.

Es besteht allerdings keine Pflicht, Biomethan in einem Biogas-Bilanzkreis zu bilanzieren. Auch wenn das Biomethan in einem Erdgas-Bilanzkreis bilanziert wird, kann dieses als Biomethan vermarktet und beispielsweise der damit erzeugte Strom nach dem EEG vergütet werden. Die gaswirtschaftliche Bilanzierung ist insofern unabhängig von den die Nutzung betreffenden Vorgaben.

5.2.2 Biomethannutzung

Biomethan vermischt sich bei der Einspeisung untrennbar mit dem im Netz vorhandenen Erdgas. Dieser tatsächliche Umstand wird im EEG und dem Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz (EEWärmeG) [5-4] berücksichtigt, indem das dem Netz entnommene Gas unabhängig von seiner tatsächlichen Qualität unter bestimmten Voraussetzungen als Biomethan gilt. Bezüglich des Biokraftstoffsektors ist § 37b Satz 7 Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) [5-5] zu entnehmen, dass Biomethan grundsätzlich als Biokraftstoff gelten kann.

Diese gesetzlichen Fiktionen dienen dem Zweck, dass für den tatsächlich mit Erdgas erzeugten Strom eine Vergütung nach dem EEG beansprucht bzw. für die produzierte Wärme oder das als Treibstoff verwendete Gas eine Anrechnung auf die nach dem EEWärmeG bzw. dem BImSchG zu erfüllenden Quoten vorgenommen werden kann.

Im Rahmen dieser gesetzlichen Fiktion muss sichergestellt sein, dass das ursprünglich eingespeiste Biomethan dem entnommenen Gas eindeutig zugeordnet werden kann. Nur so ist gewährleistet, dass einmal eingespeistes Biomethan nicht mehrfach ausgespeist und verschiedentlich genutzt wird.

Beim Einsatz von Biomethan im Wärme- oder Kraftstoffsektor verpflichten Nummer II.1. lit. c) bb) der Anlage zum EEWärmeG bzw. § 17 Biokraftstoff-Nachhaltigkeits-Verordnung (BiokraftNachV) [5-6] alle Beteiligten entlang der Wertschöpfungskette von der Herstellung bis zur Entnahme des Biomethans, den Transport und die Lieferung des Biomethans in einem Massenbilanzsystem zu dokumentieren.

Für die Inanspruchnahme einer Stromeinspeisevergütung nach dem EEG ist die Verwendung eines solchen Massenbilanzsystems zumindest bei nach dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommenen BHKW gemäß § 27c Absatz 1 Nummer 2 EEG 2012 in Verbindung mit § 66 Absatz 10 EEG 2012 ab dem 1. Januar 2013 verpflichtend.

Nach einer vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) am 29. Juni 2012 veröffentlichten, rechtlich allerdings unverbindlichen „Auslegungshilfe zur Massenbilanzierung nach § 27c Absatz 1 Nummer 2 EEG 2012“ (im Folgenden: Auslegungshilfe Massenbilanzierung) soll sich die neu eingeführte Pflicht zur Verwendung von Massenbilanzsystemen auch auf Betreiber älterer Anlagen, die nicht dem EEG 2012 unterfallen, erstrecken. Nach § 66 Absatz 10 EEG 2012 oder § 27c Absatz 1 Nummer 2 EEG 2012 ist

diese Rechtsauffassung allerdings nicht zwingend. Es ist rechtlich nicht geklärt, ob alle Anlagenbetreiber die Herkunft des verstromten Biomethans mittels eines Massenbilanzsystems nachweisen müssen, oder nur Betreiber von Neuanlagen nach dem EEG 2012.

Die Frage, inwieweit auch in Altanlagen verstromtes Biomethan einer massenbilanziellen Dokumentation bedarf, ist dabei in zweierlei Hinsicht praktisch relevant. Verneint man dies, könnten nämlich bereits im Gasnetz vorhandene Biomethanmengen, deren Einspeisung oder Übertragung nicht massenbilanziell dokumentiert wurde, auch nach dem 1. Januar 2013 noch in den Vorgängervorschriften des EEG 2012 unterfallenden Altanlagen verstromt und eine Vergütung geltend gemacht werden. Zudem könnten solche Altanlagen auch künftig mit Biomethan versorgt werden, dessen Transport nicht massenbilanziell dokumentiert wurde. Das Errichtungsjahr der Biogasanlage wäre insofern irrelevant.

Massenbilanzsystem

Massenbilanzsysteme gelten auf jeden Fall für Neuanlagen.

Für den Biokraftstoffsektor wurde mit dem Internetportal „Nachhaltige-Biomasse-Systeme“ (Nabisy) von der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung bereits eine Datenbank eingerichtet, welche die massenbilanzielle Dokumentation von Biomethan ermöglicht. Entsprechend der Vorgabe der EU-Richtlinie 2009/28/EG wird über Nabisy der Nachweis der Nachhaltigkeit und des Führens eines Massenbilanzsystems bei Biokraftstoffen und Biogas bzw. bei flüssigen Biobrennstoffen erbracht.

Die für den deutschen Markt relevanten Nachweise der Nachhaltigkeit müssen nach der Biokraft-NachV und Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) [5-7] von Unternehmen in eine staatliche Web-Anwendung eingegeben werden, auf die die Hauptzollämter und die Biokraftstoffquotenstelle, Netzbetreiber und zuständige Behörden direkt zugreifen können.

Im EEG 2012 und dem EEWärmeG wird der Begriff Massenbilanzsystem nicht genauer definiert.

Nach der Gesetzesbegründung zum EEG 2012 soll die Verwendung von Massenbilanzsystemen insbesondere die Rückverfolgbarkeit des jeweiligen Gases vom Zeitpunkt seiner Entnahme aus dem Gasnetz bis zum Zeitpunkt seiner Gewinnung oder Herstellung ermöglichen. Ausreichend soll hierfür in jedem Fall eine Nutzung des Biogasregisters Deutschland der Deutschen Energieagentur GmbH (dena) sein.

Weitergehende Mindestanforderungen, die eine Massenbilanz erfüllen muss, um als Massenbilanzsystem im Sinne des § 27 c Absatz 1 Nummer 2 EEG 2012 oder der Nummer II. 1. lit. c) bb) der Anlage zum EEWärmeG zu gelten, hat das BMUB in seiner „Auslegungshilfe Massenbilanzierung“ formuliert.

Die massenbilanzielle Dokumentation muss danach lückenlos die jeweiligen Biomethanmengen von ihrer Herstellung über die Einspeisung und den Transport im Gasnetz bis zur Entnahme aus dem Gasnetz wiedergeben. Dies soll konkret mittels der Dokumentation der folgenden Einzelschritte erfolgen:

- Die Massenbilanzierung soll bei der Herstellung des Biomethans bzw. der Biomethaneinspeisung in das Netz einsetzen und die erste Schnittstelle in der massenbilanziellen Dokumentation für die Biomethananlage sein. Dort muss die an den Gasnetzbetreiber in einem bestimmten Zeitraum übergebene Menge Biomethan von einem unabhängigen Auditor (z. B. Umweltgutachter) bestätigt werden. Die entsprechende Bestätigung ist vom Auditor an eine außerbetriebliche Datenbank weiterzugeben. Sofern das übergebene Biomethan von einer geeichten Messung in einer für die massenbilanzielle Dokumentation geeigneten Form erfasst wird, soll es ausreichend sein, diese Messdaten an die außerbetriebliche Datenbank weiterzugeben.
- Befindet sich das Biomethan einmal im Netz, ist jede weitere Transaktion, beispielsweise weil das Biomethan am virtuellen Handelspunkt gehandelt wird, massenbilanziell zu dokumentieren. Zu diesem Zweck sind jeweils der Übergang der Biomethanmengen, insbesondere die beteiligten Parteien sowie die übertragene Menge, wiederum in der unabhängigen Datenbank zu dokumentieren. Diese Dokumentation kann entweder durch eine Eigenerklärung des Verkäufers oder durch Hinterlegung der Kaufvertragsunterlagen geschehen.
- Als letzter Schritt ist die Ausspeisung des Biomethans massenbilanziell zu dokumentieren. Hierfür gibt es drei alternative Möglichkeiten.
  1. Die während des Massenbilanzierungszeitraums entnommene Menge Biomethan ist wiederum von einem unabhängigen Auditor (z. B. Umweltgutachter) zu dokumentieren und die Dokumentation an den Betreiber der außerbetrieblichen Datenbank zu übergeben.
  2. Sofern die entnommene Menge Biomethan über eine registrierende Leistungsmessung erfasst wird, sollen alternativ die entsprechenden Messdaten an die unabhängige Datenbank weitergegeben werden können.
  3. Es soll auch möglich sein, die Ausspeisung mittels einer Dokumentation der tatsächlich physisch entnommenen Menge Biomethan sowie einem Auszug aus der außerbetrieblichen Datenbank, der bestätigt, dass eine entsprechende Menge Biomethan ausgebucht wurde, nachzuweisen. Allerdings muss in diesem Fall eine eindeutige Zuordnung der physisch entnommenen Menge zu dem Auszug aus der außerbetrieblichen Datenbank gewährleistet sein.

Mit der Ausspeisung endet dann die Pflicht zur massenbilanziellen Dokumentation.

Nach der Auslegungshilfe des BMUB ist ausnahmsweise keine Dokumentation in einer außerbetrieblichen Datenbank erforderlich, wenn der gesamte Transport und Vertrieb des Biomethans von seiner Herstellung bis zu seiner Entnahme ausschließlich in einem Zwei-Personen-Verhältnis zwischen Hersteller und Abnehmer des Biomethans erfolgt. Voraussetzung ist allerdings, dass das Biomethan aus nur einer einzigen Biogasanlage stammt und die gesamte eingespeiste Menge von derselben Person abgenommen wird. In diesem Fall soll es ausnahmsweise ausreichend sein, wenn Einspeisung und Ausspeisung jeweils von einem unabhängigen Auditor dokumentiert werden und der Hersteller durch Eigenerklärung bestätigt, dass das Biomethan nur einmal veräußert wurde.

Transportmodell und Zertifikatmodell

Rechtlich ungeklärt ist, ob Anlagen, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen wurden (sogenannte Altanlagen) anstelle des Massenbilanzsystems nach wie vor das Transport- bzw.

Zertifikatmodell nutzen können. Deshalb werden diese Modelle kurz dargestellt:

Bei Nutzung des Transportmodells erfolgt ein den Regeln der Gaswirtschaft entsprechender (virtueller) Transport des Biomethans vom Einspeiser bis zu dem an das Gasnetz angeschlossenen BHKW. Zum Nachweis der Herkunft des Biomethans muss dann die Lieferkette vom Einspeiser bis zum Endkunden nachgebildet und so das ausgespeiste Biomethan der Einspeisung zugeordnet werden können.

Beim Zertifikatmodell wird bereits im Rahmen der Einspeisung die biogene Eigenschaft vom Gas abgetrennt. Für das eingespeiste Gas wird ein Zertifikat ausgestellt, in welchem die eingespeiste Energiemenge und die für die Vergütung wesentlichen Eigenschaften des Biomethans, wie beispielsweise die verwendeten Einsatzstoffe und besondere technische Verfahren, testiert werden. Gasmenge und Biogaseigenschaft werden voneinander getrennt. Praktisch umgesetzt bedeutet dies, dass der Anschlussnehmer das eingespeiste Gas wie gewöhnliches Erdgas vermarktet. Der Anschlussnehmer kann dann die Biomethan-Zertifikate separat vermarkten.

Der Betreiber des BHKW bezieht weiterhin von einem Erdgashändler gewöhnliches Erdgas. Er erwirbt vom Anschlussnehmer lediglich Biomethanzertifikate für die benötigte Energiemenge. Mithilfe zugekaufter Biomethanzertifikate veredelt der Betreiber des BHKW das bezogene Erdgas zu Biomethan und kann so eine entsprechende EEG-Vergütung erlangen. Gasmengen, auf die ein Biomethanzertifikat ausgestellt wurde, sind jedoch für die Erfüllung der Nutzungspflicht nach § 3 EEWärmeG nicht anrechenbar.

5.2.3 Vergütung nach dem EEG

Eine grundlegende Novelle des EEG trat zum 1. Januar 2012 in Kraft (EEG 2012). Eine weitere, allerdings nicht konkret die Vergütungsvoraussetzungen bei der Biomethanverstromung betreffende Änderung hat das EEG 2012 im Sommer 2012 erfahren.

Für die Stromerzeugung aus Anlagen, die ab dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen werden, gelten die Vergütungsvoraussetzungen und Vergütungshöhen, Boni und jährlichen Degressionsschritte des EEG 2012 in seiner aktuellen Fassung. Für Anlagen, die vor dem Jahr 2012 in Betrieb genommen wurden (sogenannte Altanlagen), gilt vorbehaltlich einiger Übergangsbestimmungen grundsätzlich die bisherige Rechtslage fort.

Vergütungsvoraussetzungen

Für Betreiber von BHKW sind bei der Verstromung von aus dem Gasnetz entnommenen Biomethan insbesondere die nachfolgend dargestellten gesetzlichen Voraussetzungen zum Gasäquivalent, zur Nachweisführung sowie zur Wärmenutzung entscheidend.

Gasäquivalentnutzung nach dem EEG

Im Gasnetz vermischen sich eingespeistes Biomethan und herkömmliches Erdgas untrennbar. Da der in einem Biomethan-BHKW hergestellte Strom somit nicht „ausschließlich“ aus Erneuerbaren Energien erzeugt werden kann, genügt für eine Vergütung nach dem EEG die Nutzung eines fiktiven Gasäquivalents.

Bereits mit dem EEG 2004 war eine sogenannte „Gasabtauschregel“ eingeführt worden, wonach aus dem Erdgasnetz entnommenes Gas unter bestimmten Voraussetzungen als Biomethan gilt.

Eine entsprechende Regelung ist auch in das EEG 2012 aufgenommen worden. Rechtlich gilt das in einem an das Erdgasnetz angeschlossenen BHKW eingesetzte Erdgas gemäß § 27c Absatz 1 Nummer 1 EEG 2012 als Biomethan, wenn die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent der Menge von Biomethan entspricht, das an anderer Stelle in das Gasnetz eingespeist worden ist. Mit dieser gesetzlichen Fiktion wurde die Grundvoraussetzung dafür geschaffen, dass auch für die (fiktive) Biomethan-Verstromung ein Anspruch auf Vergütung nach dem EEG besteht. Sinn und Zweck ist die Förderung einer zeitlichen und räumlichen Entkopplung von Biomethan- und Stromerzeugung. Dies soll insbesondere dem Ziel eines möglichst effizienten und klimafreundlichen Biomethaneinsatzes dienen.

Im Rahmen der Biomethanverstromung ist es ausreichend, wenn sich Ein- und Ausspeisung erst am Ende des Kalenderjahres entsprechen. Das Biomethan muss nicht zeitlich vor der Entnahme aus dem Gasnetz bzw. der Verstromung eingespeist worden sein. Entscheidend ist nur, dass im Rahmen der Saldierung am Ende des Kalenderjahres den entnommenen Gasmengen eine entsprechende Einspeisung gegenübersteht. Dem Erdgasnetz kommt insoweit eine Kreditfunktion zu.

Daneben soll dem Gasnetz ausweislich des Wortlauts des § 27c Absatz 1 Nummer 1 EEG 2012 eine Speicherfunktion zukommen. Eine Vergütung setzt nicht voraus, dass das verstromte Biomethan im selben Kalenderjahr eingespeist worden ist, in dem es entnommen wurde. Es kann vielmehr auch noch in den Vorjahren eingespeistes Biomethan genutzt werden.

Allerdings ist darauf zu achten, dass für das gesamte in einem Biomethan-BHKW genutzte Gas am Ende des Kalenderjahres der Nachweis geführt werden kann, dass im Wärmeäquivalent entsprechend Biomethan in das Netz eingespeist wurde. Wird diese Voraussetzung nicht eingehalten, stellt dies einen Verstoß gegen das Ausschließlichkeitsprinzip des § 16 Absatz 1 EEG 2012 dar, wonach Anlagen zur Erzeugung von Strom „ausschließlich Erneuerbare Energien […] einsetzen“ dürfen. Folge eines Verstoßes gegen dieses Prinzip wäre der vollständige Verlust des Vergütungsanspruchs in dem betreffenden Jahr.

Nachweisführung über die Biogasbeschaffenheit

Für die Inanspruchnahme der Vergütung nach dem EEG 2012 sind verschiedene Nachweise über das Vorliegen der Vergütungsvoraussetzungen erforderlich. Das EEG normiert an zahlreichen Stellen spezielle Anforderungen, in welcher Form diese Nachweise erbracht werden müssen. Anders als noch nach dem EEG 2009 ist der Betreiber einer Biogaserzeugungsanlage nach dem EEG 2012 stets verpflichtet, ein Einsatzstofftagebuch zu führen. Unter bestimmten Voraussetzungen kommen weitere Nachweispflichten, wie etwa die Vorlage eines Umweltgutachtens, hinzu.

Der Betreiber eines Biomethan-BHKW muss nicht identisch mit dem Betreiber einer Biogasanlage sein. Dies hat zur Folge, dass nicht derselbe Anlagenbetreiber zur Nachweisführung und zur Nachweiserbringung gegenüber dem Netzbetreiber verpflichtet ist. Auch können die Biogaserzeugungsanlage und die Biogasaufbereitungsanlage unterschiedliche Betreiber aufweisen. Daher stellt sich neben der Frage der Nachweiserbringung des BHKW-Betreibers gegenüber dem Netzbetreiber, auch die Frage, in welchem Verhältnis die vorgeschalteten Akteure zueinander stehen.

Damit der BHKW-Betreiber, der teilweise gar keine vertraglichen Beziehungen zum Betreiber der Biogaserzeugungsanlage unterhält, auch die „Qualität“, also die besonderen Eigenschaften des aus Biomasse erzeugten Stroms EEG-konform nachweisen kann, sollte er in jedem Fall vertraglich vereinbaren, dass die Anforderungen nach dem EEG an die Biomethanerzeugung eingehalten und die entsprechenden Nachweise (etwa durch Kopie des Einsatzstofftagebuchs) der Biomethan-Lieferkette folgend weitergegeben werden. Durch solche Vereinbarungen entsteht eine lückenlose „Nachweiskette“ von der Biogaserzeugung bis hin zur Stromeinspeisung.

Von besonderer Wichtigkeit sind bei der Biomethan-Verstromung dabei insbesondere die folgenden, die Biogaserzeugung betreffenden Nachweise:

Einsatzstofftagebuch

Gemäß § 27 Absatz 5 EEG 2012 besteht ein Anspruch auf die EEG-Einspeisevergütung nur, wenn der Anlagenbetreiber anhand einer Kopie eines Einsatzstoff-Tagebuchs mit Angaben und Belegen über Art, Menge, Einheit und Herkunft der eingesetzten Einsatzstoffe lückenlos Nachweis darüber führt, welche Biomasse im betreffenden Kalenderjahr konkret in welchem Umfang eingesetzt wurde. Daneben dient das Einsatzstoff-Tagebuch auch dem Nachweis, dass darüber hinaus keine anderen, etwa nach dem EEG nicht zulässigen Stoffe eingesetzt wurden.

Das Einsatzstofftagebuch ist dem Stromnetzbetreiber jährlich, d. h. bis zum 28. Februar des Folgejahres für die Endabrechnung des Vorjahres in einer nachvollziehbaren Form zur Verfügung zu stellen. Dazu ist es ausreichend, wenn der Anlagenbetreiber die verwendeten Einsatzstoffe in einem vom zuständigen Stromnetzbetreiber veröffentlichten Vordruck aufführt. In den Formularen des Netzbetreibers ist meist eine monatliche Dokumentation der Einsatzstoffe vorgesehen.

Um nachvollziehbar dokumentieren zu können, welche Biomasse zur Stromerzeugung genau eingesetzt wird, sollten Anlagenbetreiber größerer Anlagen mit unterschiedlichen Einsatzstoffen die Einsatzstoffwerte täglich und für jeden einzelnen Einsatzstoff getrennt erfassen (vgl. Tab. 5.2).

Stammen die eingesetzten Stoffe aus dem eigenen Betrieb, ist kein weiterer Nachweis erforderlich. Dazu reicht eine Eigenerklärung des Anlagenbetreibers aus.

Für Einsatzstoffe aus einem dritten Betrieb ist dem Einsatzstofftagebuch ein Herkunftsnachweis beizufügen. Der Nachweis enthält üblicherweise eine Bestätigung des Lieferanten über die verkaufte Biomasse mit Angaben zur Liefermenge, des Lieferzeitraumes und der Herkunft der Einsatzstoffe.

Umweltgutachten

Eine weitere Form der Nachweisführung ist die Vorlage eines Umweltgutachtens. Ein Umweltgutachten ist für die Inanspruchnahme bestimmter Boni nach dem EEG 2009, wie z. B. NawaRo-, Gülle-, Landschaftspflege- und KWK-Bonus oder dann erforderlich, wenn Biomasse im Sinne der Einsatzstoffvergütungsklasse I (Anlage 2 der Biomasseverordnung) oder der Einsatzstoffvergütungsklasse II (Anlage 3 der Biomasseverordnung) nach dem EEG 2012 eingesetzt wird.

Daneben ist auch die Erfüllung der Wärmenutzungspflicht nach § 27 Absatz 4 Nummer 1 EEG 2012 mittels eines Umweltgutachtens nachzuweisen.

Das Umweltgutachten muss von einem Umweltgutachter im Sinne des § 3 Nummer 12 EEG 2012 erstellt werden.

Der Umweltgutachter ist als unabhängiger und unparteiischer Sachverständiger und auf Grundlage der jeweils geltenden Fassung des Umweltauditgesetzes tätig. Zur ordnungsgemäßen Zertifizierung müssen Umweltgutachter ein anerkanntes Prüfungs- und Zulassungsverfahren bei der Deutschen Akkreditierungs- und Zulassungsgesellschaft für Umweltgutachter mbH (DAU) durchlaufen, in dem die erforderliche Zuverlässigkeit, Unabhängigkeit und Fachkunde für die Wahrnehmung ihrer Aufgaben nachgewiesen wird. Der Umweltgutachter unterliegt der Aufsicht der DAU.

Zur Begutachtung der Biogaserzeugungsanlage erteilt der Anlagenbetreiber dem Umweltgutachter einen Auftrag, der meist mehrere Prüfungsschritte umfasst. Dazu ist eine schriftliche Vereinbarung zu schließen. Die Vergütung des Umweltgutachters trägt der Anlagenbetreiber.

Biomethanregister

Daneben ist gemäß § 27c Absatz 1 Nummer 2 EEG 2012 zumindest bei Neuanlagen ab dem 1. Januar 2013 erforderlich, dass die Herkunft des Biomethans in einem Massenbilanzsystem nachgewiesen wird (vgl. hierzu Kap. 5.2.2). Dazu zählt das Biogasregister der Deutschen Energieagentur GmbH (dena). Das seit Februar 2011 online gestellte Biogasregister ist eine Plattform, auf welcher eingespeiste Biomethanmengen unter Angabe der genau definierten Qualität (Eigenschaftsprofil) eingebucht werden können. Diese Angaben werden von unabhängigen Auditoren überprüft. Die eingebuchten und verifizierten Biomethanmengen können dann – etwa am virtuellen Handelspunkt – übertragen werden. Zudem wird die Ausspeisung dokumentiert und werden die entsprechenden Biomethanmengen dann wieder aus dem Biomethanregister ausgebucht. Für den Nachweis der massenbilanziellen Dokumentation gegenüber

TAB. 5.2: BEISPIEL EINES EINSATZSTOFFTAGEBUCHES

	Gülle		Maissilage		Grassilage		...	Gesamt	
	eigen	fremd	eigen	fremd	eigen	fremd		Menge gesamt	Masse-% Gülle
Tag	kg/m³/l pro Tag	kg/m³/l pro Tag	kg/m³/l pro Tag	kg/m³/l pro Tag	kg/m³/l pro Tag	kg/m³/l pro Tag		kg/m³/l pro Tag	% pro Tag
1.									
2.									
...									

dem Stromnetzbetreiber erhält der Verbraucher dann einen Biomethanregisterauszug. Der Auszug gibt Aufschluss über die vom Auditor überprüften Eigenschaften sowie die Mengen des ausgebuchten Biomethans.

Wärmenutzungsverpflichtung

Als besondere Vergütungsvoraussetzung bei der Biomethan-Verstromung normiert § 27 Absatz 4 Nummer 1 EEG 2012 für Neuanlagen, dass ein Anspruch auf Vergütung des erzeugten Stroms nur für den Strom besteht, der in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wurde. Möchte der Anlagenbetreiber für den gesamten in einem Biomethan-BHKW erzeugten Strom eine Vergütung nach dem EEG 2012 erhalten, so muss er auch den gesamten Strom in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugen. Der Strom wird in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt, wenn es sich um Strom aus einer KWK Anlage handelt und eine Wärmenutzung im Sinne der Positivliste gemäß Anlage 2 Nummer 3 EEG 2012 vorliegt.

Vergütungsstruktur und -höhe nach dem EEG 2012

Die Vergütungsregelungen des EEG sind auch für den Betreiber von Biomethananlagen von Bedeutung. Auch wenn das eingespeiste Biomethan nicht selbst verstromt, sondern an Drittabnehmer verkauft werden soll, ist nämlich für dessen Marktwert entscheidend, welche Vergütung nach dem EEG sich bei der Verstromung erzielen lässt.

Die im EEG festgeschriebene Mindestvergütung wird für eine Dauer von 20 Jahren, zuzüglich des Inbetriebnahmejahres garantiert. Die Höhe der Vergütung ist insbesondere abhängig vom Jahr der Inbetriebnahme, der Anlagengröße, also der installierten Leistung und den eingesetzten Einsatzstoffen. Abgesehen von den Einsatzstoffen kommt es dabei aber nicht auf die Biogaserzeugungs- oder -aufbereitungsanlage an, sondern auf das verstromende BHKW.

Mit Inkrafttreten des EEG 2012 zum 1. Januar 2012 hat sich die Vergütungsstruktur im Vergleich zum EEG 2009 noch einmal deutlich geändert. In Tabelle 7.5 sind die Vergütungssätze für Strom aus Biogas bzw. Biomethan hinterlegt.

In Übereinstimmung mit dem EEG 2009 basiert das Vergütungssystem nach wie vor auf einer Grundvergütung für Strom aus Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung (§ 27 Absatz 1 EEG 2012).

Eine Neuordnung hingegen hat das System der Zusatzvergütungen (Boni) erfahren. Anstelle der bisherigen Boni (NawaRo-, Landschaftspflege- und Gülle-Bonus) treten nun die neuen Einsatzstoffvergütungsklassen (ESK). Danach erhöht sich die Grundvergütung bei Einsatz nachwachsender Rohstoffe anteilig um bis zu 6 ct/kWh (ESK I), bei Einsatz von Gülle, bestimmten Energiepflanzen oder Landschaftspflegematerial (ESK II) anteilig um bis zu 8 ct/kWh (§ 27 Absatz 2 EEG 2012). Die Einordnung der Einsatzstoffe in die jeweilige ESK erfolgt anhand der Anlagen 1 bis 3 der ebenfalls zum 1. Januar 2012 geänderten Biomasseverordnung (BiomasseV) [5-8].

Auch wurde das noch im EEG 2009 für den Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen weitgehend geltende Ausschließlichkeitsprinzip aufgegeben. Sofern genehmigungsrechtlich zulässig, dürfen nunmehr neben nachwachsenden Rohstoffen auch Abfälle, tierische Nebenprodukte oder Wirtschaftsdünger in einer Anlage eingesetzt werden.

Der im EEG 2009 als Technologiebonus bezeichnete Gasaufbereitungsbonus wird im Vergleich zu den Regelungen im EEG 2009 deutlich angehoben und gestaffelt nach der Nennleistung der Biomethananlage gewährt. Bei einer maximalen Nennleistung von 700 Normkubikmetern aufbereitetem Biogas pro Stunde besteht ein Anspruch auf 3,0 ct/kWh. Der Bonus reduziert sich bei einer Nennleistung von maximal 1.000 Normkubikmetern/h auf 2,0 ct/kWh und bei 1.400 Normkubikmetern/h auf 1,0 ct/kWh.

Eine weitere Änderung ist die Begrenzung des Einsatzes von Mais (Ganzpflanze) und Getreidekorn einschließlich Corn-Cob-Mix und Körnermais sowie Lieschkolbenschrot in Biogasanlagen auf 60 Masseprozent (sogenannter „Maisdeckel“).

Betreiber von BHKW mit einer installierten Leistung von mehr als 750 kW können ab dem 1. Januar 2014 eine Vergütung nach dem EEG nicht mehr beanspruchen. Für diese Anlagen kommt dann jedoch die Direktvermarktung unter Inanspruchnahme des Marktprämienmodells in Betracht.

Konfliktlösung und Information durch die Clearingstelle EEG

Anlaufstelle für Streitigkeiten und Auslegungsfragen rund um das EEG, z. B. zur Stromeinspeisevergütung, ist die Clearingstelle EEG mit Sitz in Berlin.

Anlagenbetreibern wie auch Netzbetreibern stehen verschiedene Verfahrensarten offen, um außerhalb eines streitigen Gerichtsverfahrens strittige Themen und offene Fragen zur EEG-Einspeisevergütung zu lösen, wie z. B.

- das Votumsverfahren,
- das Einigungsverfahren,
- das schiedsrichterliche Verfahren,
- das Empfehlungsverfahren oder
- das Hinweisverfahren.

Die Clearingstelle EEG veröffentlicht Empfehlungen und Hinweise uneingeschränkt in ihrer umfangreichen stets aktuellen Datenbank, in der neben eigenen Arbeitsergebnissen auch die gesetzlichen Vorgaben und Urteile zum EEG zu finden sind.

Votums-, Einigungs- und schiedsrichterliche Verfahren sind seit dem 1. Januar 2013 gebührenpflichtig. Die Höhe der Verfahrensgebühr bemisst sich nach dem der Rechtsfrage zugrunde liegenden Energieträger und der Kapazität der jeweiligen EEG-Anlage.

Bilanzielle Teilbarkeit von Biogasqualitäten

Im Zusammenhang mit dem Mischeinsatz von Einsatzstoffen verschiedener ESK ist rechtlich noch nicht geklärt, ob die bilanzielle Teilung von Biomethan aus einer Biomethananlage auf Grundlage des § 2a Biomasseverordnung rechtlich zulässig ist. Die Diskussion wird sowohl für Rohbiogas als auch für eingespeistes Biomethan geführt.

Für den Anspruch auf die Grundvergütung muss der Betreiber des Biomethan-BHKW nachweisen, dass der Strom aus Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung erzeugt worden ist. Diese Nachweispflichten des BHKW-Betreibers werden durch § 2a der Biomasseverordnung 2012 konkretisiert.

In der Begründung zur Biomasseverordnung 2012 findet sich ein Hinweis darauf, dass eine bilanzielle Aufteilung der verschiedenen Einsatzstoffe auf einzelne hieraus erzeugte Biogasteilmengen zur Verstromung in verschiedenen Stromerzeugungseinheiten nicht zulässig sei (BT-Drucksache 17/6071, Seite 100). Dennoch sprechen juristische und gute wirtschaftliche

Argumente für eine solche Teilbarkeit. Für eine solche Teilbarkeit spricht, dass andernfalls keine einheitlichen Biogasprodukte mehr gebildet werden könnten und dies den liquiden Handel von Biomethan erheblich erschweren würde. Ebenso würde ein solches Verbot der durch die Abschaffung des Ausschließlichkeitsprinzips gewonnenen Flexibilität beim Einsatz verschiedener Einsatzstoffe in Biogasanlagen unmittelbar zuwiderlaufen.

Da sich diese Frage derzeit einer Vielzahl von Projektentwicklern und Betreibern von Biomethananlagen stellt, ist damit zu rechnen, dass die Clearingstelle EEG diese offene Rechtsfrage klären wird.

Exkurs: Bestimmungen für Altanlagen

Grundsätzlich gilt, dass auf Anlagen mit Inbetriebnahmedatum vor dem 1. Januar 2012 das EEG 2012 keine Anwendung findet. Allerdings sind in § 66 EEG 2012 zahlreiche Übergangsbestimmungen normiert, welche auch auf sogenannte Altanlagen oder Bestandsanlagen anzuwenden sind. Eine für Betreiber von Biomethananlagen wichtige Bestimmung ist die Anwendbarkeit des – gegenüber dem EEG 2009 verschärften – Grenzwertes für den Methanschlupf bei der Rohbiogasaufbereitung auf 0,2 %. Seit dem 1. Mai 2012 ist diese Regelung auch für Altanlagen bindend.

Eine weitere wichtige Bestimmung für die Biomethan-Verstromung findet sich in § 66 Absatz 4 EEG 2012. Hiernach ist der sogenannte „Maisdeckel“ nach § 27 Absatz 5 Nummer 1 EEG 2012 (Begrenzung des Einsatzes von Mais auf 60 Masseprozent) nicht einzuhalten, soweit das Biogas aus Biogaserzeugungsanlagen stammt, die bereits vor dem 1. Januar 2012 Biogas erzeugt haben. Damit ist der Einsatz von Biogas aus Anlagen, welche den Anforderungen des § 27 Absatz 5 Nummer 1 EEG 2012 nicht genügen, auch in Anlagen mit Inbetriebnahmedatum nach dem 1. Januar 2012 unter Beibehaltung der Vergütung nach dem EEG 2012 zulässig.

Direktvermarktung

Alternativ zur Inanspruchnahme der EEG-Einspeisevergütung können Anlagenbetreiber den aus Biomethan erzeugten Strom auch direkt vermarkten, vgl. § 33a ff. EEG 2012.

Der eingespeiste Strom kann im Rahmen der Direktvermarktung direkt an einen Dritten veräußert oder an der Strombörse EEX verkauft werden. An der Börse wird der Grünstrom wie konventionell erzeugter Strom gehandelt und entsprechend zum Marktpreis verkauft.

Arten der Direktvermarktung

Zwischen folgenden drei Wegen der Direktvermarktung ist zu unterscheiden:

- Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktprämie,
- Direktvermarktung zur Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs und
- die „sonstige“ Direktvermarktung für alle übrigen Fälle.

Der Anlagenbetreiber muss auch bei einem Wechsel in die Direktvermarktung weiterhin die Anspruchsvoraussetzungen für den Erhalt der EEG-Einspeisevergütung erfüllen. Betreiber von Neuanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von mehr als 100 kW müssen technische Einrichtungen vorhalten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren und die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen kann. Diese ist von Anlagenbetreibern, die eine solche Einrichtung bisher nicht vorhalten mussten, gegebenenfalls nachzurüsten.

Ist die Anlage Teil einer Gesamtanlage und wird sie mit anderen Anlagen über dieselbe Messeinrichtung abgerechnet, muss der in der Gesamtanlage insgesamt erzeugte Strom direkt vermarktet werden. Soll der Strom nur teilweise direkt vermarktet werden, so wird die Installation einer weiteren Messeinrichtung notwendig.

Für Strom aus Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von mehr als 750 kW, die Biogas einsetzen und nach dem 31. Dezember 2013 in Betrieb genommen werden, wird keine gesetzliche EEG-Einspeisevergütung gezahlt. Diese neuen Anlagen müssen zwingend an der Direktvermarktung teilnehmen, § 27 Absatz 3 in Verbindung mit § 33 c Absatz 3 EEG 2012.

Marktprämie

Anlagenbetreiber sind nur dann bereit, in die Direktvermarktung zu wechseln und entsprechende unternehmerische Risiken einzugehen, wenn ein solcher Wechsel mit wirtschaftlichen Vorteilen gegenüber der Mindestvergütung nach dem EEG verbunden ist bzw. wenn zumindest der Gefahr einer Schlechterstellung vorgebeugt ist. Deswegen wird der Anlagenbetreiber, der bei der Direktvermarktung seine Geschäftspartner selbst auswählt und das Preisrisiko sowie vertragliche Risiken selbst trägt, zusätzlich mit der sogenannten Marktprämie vergütet. Betreiber von Bestands- und Neuanlagen erhalten so zusätzlich zu den Einnahmen aus dem direkt vermarkteten Strom eine gesetzlich gesicherte Vergütung. So wird sichergestellt, dass die Erlöse nicht hinter einer Vergütung nach dem EEG zurückbleiben.

Die Höhe der Marktprämie errechnet sich kalendermonatlich aus der Differenz zwischen der bisherigen EEG-Einspeisevergütung und dem Marktpreis. Dabei wird als Marktpreis der durchschnittliche energieträgerspezifische Strompreis des jeweiligen Handelsmonats an der Börse herangezogen. Die Differenz zwischen diesem Marktpreis und der Einspeisevergütung wird als Marktprämie aufgeschlagen. Kann der Anlagenbetreiber für den eingespeisten Strom einen über dem Marktpreis liegenden Erlös erzielen, wird die Marktprämie nicht anteilig verringert. Den Anlagenbetreibern eröffnet sich hierdurch die Möglichkeit, einen über die Einspeisevergütung hinausgehenden Erlös für den Strom zu erzielen.

Für den administrativen Aufwand und Strukturierungskosten kann der Anlagenbetreiber zusätzlich eine sogenannte „Managementprämie“ in Anspruch nehmen. Diese sinkt bis zum Jahr 2016 stufenweise auf 0,225 ct/kWh.

Managementprämie für Biomasse, Wasserkraft und andere steuerbare Erneuerbare Energien

2013	0,275 ct/kWh
2014	0,250 ct/kWh
ab 2015	0,225 ct/kWh

Flexibilitätsprämie

Ergänzend zur Marktprämie können Anlagenbetreiber die Flexibilitätsprämie gemäß § 33i EEG 2012 in Anspruch nehmen, sofern sie eine Überkapazität vorhalten, die bei Bedarf vom Netzbetreiber in Anspruch genommen werden kann. Die Flexibilitätsprämie soll einen finanziellen Anreiz bieten, erforderliche Investitionen für den Zubau eines weiteren BHKW oder die Errichtung eines Gas- oder Wärmespeichers vorzunehmen.

Die Flexibilitätsprämie wird für den gesamten in der Anlage erzeugten und direkt vermarkteten Strom gezahlt. Eine anteilige Direktvermarktung ist bei der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie unzulässig. Außerdem müssen die Voraussetzungen für die Direktvermarktung und die Zahlung der Marktprämie in dem Zeitraum, in dem auch die Flexibilitätsprämie in Anspruch genommen werden kann, eingehalten werden, d. h. für maximal 10 Jahre.

Die Anlagenkonzeption muss die technischen Anforderungen an die Direktvermarktung nach § 33c EEG 2012 erfüllen. Diese sind zwingende Voraussetzungen für die Zahlung der Flexibilitätsprämie. Weiterhin kann die Flexibilitätsprämie für Strom aus der jeweiligen Anlage nur dann beansprucht werden, wenn diese eine Bemessungsleistung von mindestens 20 % der installierten Leistung aufweist. Die Bemessungsleistung entspricht der durchschnittlichen jährlichen Auslastung eines BHKW.

Die Höhe der Flexibilitätsprämie berechnet sich nach einer in Anlage 5 zum EEG 2012 festgelegten Formel. Die Bemessungsleistung ist mit 1,1 (für Biogas) bzw. 1,6 (für Biomethan) zu multiplizieren und von der installierten Leistung abzuziehen. Die Flexibilitätsprämie bemisst sich nach der vorgehaltenen „Zusatzleistung“ der Anlage. Je Kilowatt Zusatzleistung werden 130 Euro pro Jahr gezahlt.

Der Anlagenbetreiber hat auch die Möglichkeit, wieder aus der Direktvermarktung auszusteigen. Nach rechtzeitiger Anzeige gegenüber dem Netzbetreiber ist die Inanspruchnahme der EEG-Einspeisevergütung möglich, sofern dies auch die vertragliche Vereinbarung mit dem Abnehmer des Stroms zulässt. Der erzeugte und eingespeiste Strom wird dann unter Berücksichtigung derselben Vergütungshöhe und des Inbetriebnahmedatums weitergezahlt.

Sanktionen

An den Verstoß gegen die Voraussetzungen bei der Inanspruchnahme der Marktprämie, wie z. B. Anzeigepflichten gegenüber dem Netzbetreiber, knüpft das EEG 2012 konkrete Sanktionen. Der Anlagenbetreiber kann für mindestens drei Monate den Anspruch gegen den Netzbetreiber auf Zahlung der Marktprämie verlieren.

5.2.4 Nutzungsmöglichkeiten außerhalb des EEG

Biomethan kann in Erdgasqualität auch im Wärme- und Biokraftstoffmarkt genutzt werden. Das Biomethan wird dann in dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen oder Gasbrennern (bzw. Kesseln, Thermen) zur Wärmeerzeugung bzw. als Kraftstoff in gasbetriebenen Fahrzeugen genutzt.

Einsatz von Biomethan im Wärmemarkt

Für Gebäude, die seit dem 1. Januar 2009 neu errichtet werden, müssen Eigentümer bei der Wärmeversorgung Erneuerbare Energien nutzen oder entsprechende Ersatzmaßnahmen durchführen (z. B. Wärmedämmung, vgl. § 3 Absatz 1, 7 EEWärmeG). Diese Pflicht kann grundsätzlich auch durch die Nutzung von Biomethan erfüllt werden. Der Wärmeenergiebedarf des jeweiligen Gebäudes muss dann zu 30 % aus Biomethan gedeckt werden. Die Nutzung des Biomethans muss dabei in einer hocheffizienten KWK-Anlage erfolgen. Das AGFW-Arbeitsblatt 308 enthält die maßgeblichen Vorgaben, wann dies der Fall ist. Die Nutzung von Biomethan in Gasthermen erfüllt die Anforderungen des EEWärmeG nicht.

Rechtlich gilt das in einem BHKW eingesetzte Erdgas gemäß § 27c Absatz 1 Nummer 1 EEG bzw. der Nummer II. 1. lit. c) bb) EEWärmeG als Biomethan, wenn die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent der Menge von Biomethan entspricht, das an anderer Stelle in das Gasnetz eingespeist worden ist. Diese Fiktion gilt unabhängig von den gaswirtschaftlichen Bilanzierungsregeln.

Für Bestandsgebäude der öffentlichen Hand fordert das EEWärmeG eine Deckung des Wärmebedarfs durch gasförmige Biomasse zu mindestens 25 % und die Nutzung in einem Heizkessel, der der besten verfügbaren Technik entspricht.

Die Bundesregierung fördert im Rahmen des EEWärmeG den Einsatz erneuerbarer Energien zur Wärmeerzeugung. Daneben hat das Land Baden-Württemberg ein eigenes Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie (Erneuerbare-Wärme-Gesetz – EWärmeG) erlassen, das die Nutzungspflicht für erneuerbare Energien bei der Wärmeversorgung von Wohngebäuden in Baden-Württemberg regelt. Es trat am 1. Januar 2008 in Kraft. Mehrere Bundesländer, darunter Thüringen und Nordrhein-Westfalen, planen den Erlass entsprechender landesrechtlicher Regelungen zur Wärmeerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Der Anlagenbetreiber sollte daher in den landes- und kommunalrechtlichen Vorgaben des jeweiligen Anlagenstandortes nach möglichen weiteren Fördermöglichkeiten suchen.

Durch das Marktanreizprogramm (MAP) als „zweite Säule“ des EEWärmeG sollen z. B. Nahwärmenetze gefördert werden, die mit Wärme aus Biogaserzeugungsanlagen gespeist werden. Biomethananlagen werden auch im Wege der Projektförderung durch Investitionszuschüsse und im Rahmen des KfW-Programms Erneuerbare Energien durch zinsgünstige Darlehen gefördert.

Die Förderung von Biomethananlagen mit einer Nennaufbereitungsleistung bis 350 $m^3_{i.N.}$/h Biomethan ist zum 31. Dezember 2012 ausgelaufen. Die Förderung betrug bislang maximal 30 % der förderfähigen Nettoinvestitionskosten. Die Förderung von Rohbiogasleitungen mit einer Länge von mindestens 300 m ist dagegen weiterhin möglich ist, sofern das Biogas einer KWK Nutzung oder einer Nutzung als Kraftstoff zugeführt wird.

Einsatz von Biomethan im Kraftstoffmarkt

Um die Vermarktung von Biomethan als Kraftstoff zu fördern, hat der Gesetzgeber 2009 zwei alternative Förderinstrumente eingeführt:

- Das Inverkehrbringen von Biomethan als Biokraftstoff ist steuerbegünstigt.
- Mineralölunternehmen können in Folge einer Quotenverpflichtung Biomethan aufkaufen. Die Erfüllung der Biokraftstoffquote als Folge des Inverkehrbringens von Biomethan kann an quotenverpflichtete Mineralölunternehmen weiter vermarktet werden.

Biomethan wird dennoch zurückhaltend auf dem Kraftstoffmarkt eingesetzt. Grund dafür ist die noch vergleichsweise geringe Anzahl von Erdgasfahrzeugen bzw. Erdgastankstellen.

Der Einsatz von Biomethan aus bestimmten Einsatzstoffen kann auf die Quotenverpflichtung eines Mineralölunternehmens entweder einfach oder auch doppelt angerechnet werden (sogenanntes double counting). Maßgeblich sind dabei

die Vorschriften der 36. BImSchV [5-9]. Welche Einsatzstoffe für eine doppelte Anrechnung des Biokraftstoffes in Betracht kommen, wird durch einen Erlass des Bundesministeriums der Finanzen vom 16. Dezember 2011 geregelt. Eine doppelte Anrechenbarkeit kommt insbesondere in Betracht

- bei Grünabfällen,
- bei Altspeisefetten und -ölen,
- bei Nahrungs- und Küchenabfällen aus dem Haushalt, aus Gaststätten, Brauereien oder
- bei sonstigen Abfällen aus Nahrungsmittelverarbeitungsbetrieben.

Biokraftstoffe, die aus Abfällen hergestellt werden, können nur dann doppelt gewichtet werden, sofern es sich um Abfälle handelt, auf die die Vorschriften des Kreislaufwirtschaftsgesetzes (KrWG) [5-10] vom 24. Februar 2012 Anwendung finden.

Das quotenverpflichtete Unternehmen hat zum Nachweis, dass der Biokraftstoff die Voraussetzungen einer doppelten Gewichtung nach § 7 der 36. BImSchV erfüllt, der Biokraftstoffquotenstelle eine Herstellererklärung vorzulegen. Daraus muss hervorgehen, aus welchem Material oder welchen Abfällen das Biomethan hergestellt wurde. Ebenso ist ein Nachweis der Nachhaltigkeit nach Maßgabe der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung zu erbringen.

Steuerentlastung für Biokraftstoffe gemäß § 50 EnergieStG

Gemäß § 50 Energiesteuergesetz (EnergieStG) [5-11] wird eine Steuerentlastung für Biokraftstoffe in Höhe von 21,40 Euro/MWh von der Energiesteuer gewährt (Stand: Juli 2013). Die Steuerentlastung entsteht bei der Entnahme von Biokraftstoff aus dem Erdgasnetz (z. B. an einer Tankstelle). Um eine Doppelförderung zu vermeiden, wird diese Steuerentlastung jedoch dann nicht gewährt, wenn eine Anrechnung des Biokraftstoffes auf die Erfüllung der Biokraftstoffquote erfolgt.

Bis zum Jahr 2020 soll im Verkehrssektor der Anteil von Biokraftstoffen erhöht werden, um dadurch eine Treibhausgasminderung von 7 % zu erreichen. Mineralölunternehmen sind deshalb gesetzlich dazu verpflichtet, einen Mindestanteil von Biokraftstoffen in Verkehr zu bringen. Seit 2009 kann diese Beimischpflicht zu Otto- und Dieselkraftstoffen auch durch die Beimischung oder das Inverkehrbringen von Biomethan erfüllt werden.

Die verpflichteten Mineralölunternehmen müssen ihre Biokraftstoffquote nicht selbst erfüllen. Sie können diese Verpflichtung ebenso gemäß § 37a Absatz 4 BImSchG von einem Dritten erfüllen lassen. Dieser Dritte kann letztlich jedes (nichtverpflichtete) Unternehmen sein, welches Biokraftstoff beimischt, reinen Biokraftstoff in Verkehr bringt oder Biomethan zum Erdgaskraftstoff beimischt.

Die freie bzw. übererfüllte Quotenerfüllung kann dann an ein quotenverpflichtetes Mineralölunternehmen weiter verkauft werden, damit dieses die gesetzliche Quotenpflicht erfüllen kann. Die Quotenübertragung rechnet sich für einen Dritten aber nur, wenn der Quotenpreis pro MWh über der gesetzlich gewährten Steuerbegünstigung liegt. In einem Quotenübertragungsvertrag müssen bestimmte Eckpunkte geregelt werden, wie z. B. eine mengenmäßige Angabe zum Umfang der eingegangenen Verpflichtung, den Verpflichtungszeitraum und die Art des Biokraftstoffs.

5.3 Vertragsstrukturen bei der Lieferung von Rohbiogas und Biomethan

5.3.1 Einleitung

Der Betreiber einer Biogasanlage muss nicht gleichzeitig auch ein BHKW betreiben und den darin erzeugten Strom in das Stromnetz einspeisen. Vielmehr kann er auch das von ihm auf Erdgasqualität aufbereitete Biogas weiter vermarkten. Dafür muss er entsprechende Vertragspartner finden und mit diesen Verträge abschließen, siehe Abbildung 5.1. Eine Auflistung weiterer notwendiger Verträge, die über die Lieferung von Rohbiogas und Biomethan hinausgehen, ist in Kapitel 8.8 zu finden.

5.3.2 Allgemeine Anforderungen an Rohbiogas-/Biomethanlieferverträge

Zunächst kommt es darauf an, ob unbehandeltes Rohbiogas aus einer Biogaserzeugungsanlage (BGA) direkt an einen Abnehmer (etwa zur Verstromung oder zur Biogasaufbereitung) oder bereits auf Erdgasqualität aufbereitetes Biomethan in das öffentliche Gasnetz eingespeist und an einen BHKW-Betreiber verkauft wird.

Je nachdem, sind bei der Vertragsgestaltung unterschiedliche Punkte wesentlich. Zudem orientiert sich die Vertragsgestaltung nach der beabsichtigten Nutzung des Biomethans (z. B. Verstromung, Nutzung im Wärmesektor oder im Kraftstoffsektor) und ist immer auch abhängig von den konkreten Umständen des Einzelfalls.

Da Gaslieferverträge regelmäßig über einen langen Zeitraum geschlossen werden, ist deren wirtschaftliche Bedeutung entsprechend hoch. Dieser Leitfaden soll zunächst nur eine erste Orientierungshilfe über die üblicherweise in den Verträgen enthaltenen wichtigsten Regelungsgegenstände bieten.

Liefermenge

Zentraler Bestandteil eines Rohbiogasliefervertrages ist die genaue Festlegung der zu liefernden Gasmengen. Häufig werden keine starren Liefermengen festgelegt, sondern ein Korridor mit Mindestliefermengen, Höchstliefer- bzw. Höchstabnahmemengen.

Die Vertragsparteien sollten auch Vereinbarungen darüber treffen, welche Gasmengen innerhalb welchen Zeitkorridors zu liefern sind. Hierfür können – in Abhängigkeit der Leistungskapazität der Biomethananlage und der weiteren vertraglichen Verpflichtungen – jährliche, tägliche oder auch stündliche Liefermengen definiert werden.

Preis und Preisanpassungsklauseln

Besondere Sorgfalt ist bei der Ausgestaltung des Preises für das gelieferte Gas geboten. Da Gaslieferverträge häufig über einen Zeitraum von mehreren Jahren geschlossen werden, sollte eine Preisanpassungsklausel, die sich an den tatsächlichen Erzeugungskosten des Lieferanten sowie an der Preisentwicklung für ein vergleichbares Gasprodukt orientiert, vertraglich vereinbart werden. Eine starre Preisgestaltung, die die tatsächliche Kostenentwicklung bei der Biogaserzeugung und -aufbereitung nicht berücksichtigt, kann ein vom Anlagenbetreiber zu tragendes wirtschaftliches Risiko begründen und letztlich zu vermeidbaren finanziellen Verlusten führen.

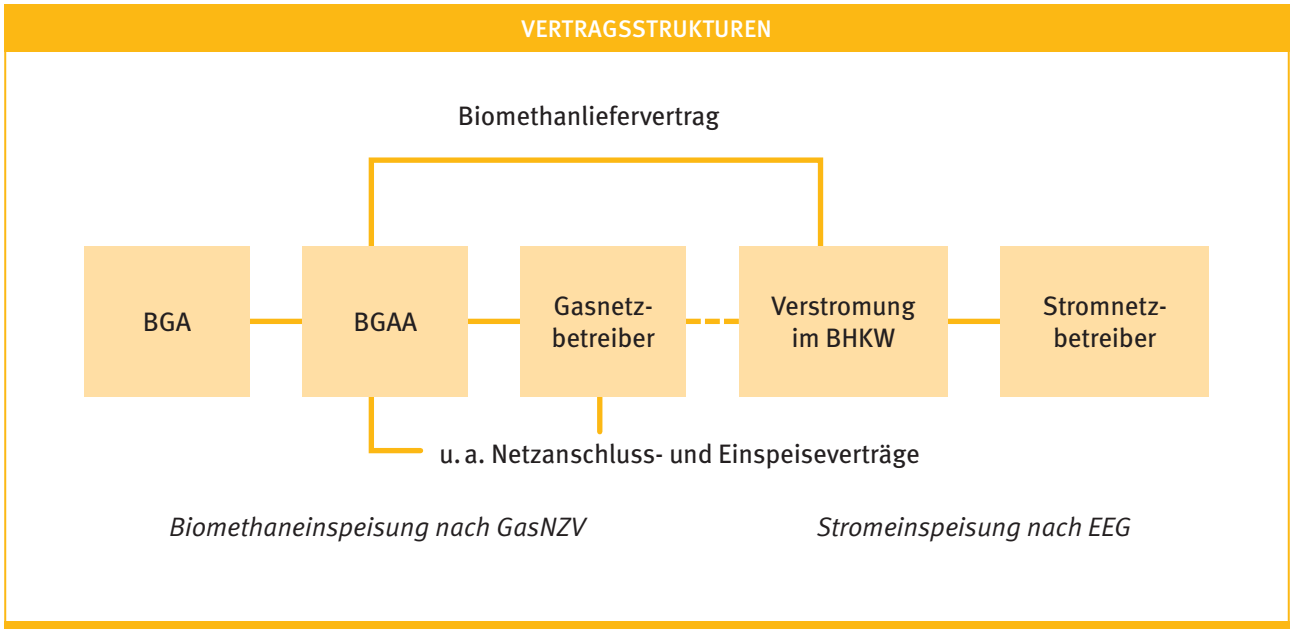


Abb. 5.1: Übersicht über die Vertragsstrukturen

Gelegentlich wird ein einseitiges Preisanpassungsrecht nach § 315 BGB für nur einen Vertragspartner vereinbart. Branchenüblich werden zumeist sogenannte „qualifizierte Preisanpassungsklauseln" verwendet. Die Preisanpassung wird dann mittels vorab festgelegter Parameter vorgenommen.

Aus rechtlicher Sicht anspruchsvoll ist die rechtssichere Ausgestaltung von Preisanpassungsklauseln. Dies gilt insbesondere dann, wenn es sich bei dem verwendeten Liefervertrag um einen Mustervertrag handelt, bei welchem die gesetzlichen Vorgaben für Allgemeine Geschäftsbedingungen zu beachten sind (AGB). Dann muss die Preisanpassungsklausel als sogenannte Preisnebenabrede mit dem AGB-Recht vereinbar sein.

Der Bundesgerichtshof hat in einer Vielzahl von Entscheidungen konkrete Vorgaben für die Verwendung von Preisanpassungsklauseln in Gaslieferverträgen entwickelt. Danach sind Preisanpassungsklauseln nur dann zulässig, wenn sie transparent und nachvollziehbar sind. Zudem muss eine Preisanpassungsklausel die Kostenentwicklung bei der Bereitstellung des Gases im Einzelfall angemessen berücksichtigen. Da die Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs über die Zulässigkeit von Preisanpassungsklauseln im Einzelnen komplex und unübersichtlich ist, sollte die verwendete Preisanpassungsregelung in jedem Fall rechtlich geprüft werden.

Der BGH hat Preisanpassungsklauseln in Erdgaslieferverträgen, in welchen als Referenzgut lediglich leichtes Heizöl (HEL) verwendet wird und die Preisentwicklung des Arbeitspreises des zu liefernden Gases allein von der Preisentwicklung von HEL abhängt, für unwirksam erachtet. Als einzige Ausnahme hat der BGH eine gegenüber dem Vorlieferanten bestehende HEL-Bindung zugelassen. Der BGH hatte die Rechtmäßigkeit solcher Preisanpassungsklauseln in Biomethanlieferverträgen bislang nicht zu entscheiden. Aufgrund der gleichgelagerten Interessen der Vertragsparteien, das vertragliche Gleichgewicht während der gesamten Vertragslaufzeit beizubehalten, ist die Rechtsprechung des BGH zu Preisanpassungsklauseln auch bei der Gestaltung von Biomethanlieferverträgen mit zu berücksichtigen.

Bei der Ausgestaltung von Preisanpassungsklauseln sind im Wesentlichen zwei Grundsätze der BGH-Rechtsprechung zu berücksichtigen:

- Preisänderungen müssen zugunsten und zulasten des Abnehmers vorgenommen werden können. Es ist dabei das berechtigte Interesse des Verwenders der Preisanpassungsklausel, zu berücksichtigen, dass das ursprüngliche vertragliche Gleichgewicht gewahrt bleibt und keine Preissteigerungen über die tatsächliche Kostensteigerung hinaus möglich sind (Äquivalenzinteresse).
- Es müssen alle wesentlichen Kostenfaktoren berücksichtigt werden. Es ist nicht erforderlich, dass der Lieferant seine, die Kostenfaktoren betreffenden Geschäftsgeheimnisse offenlegt. Ausreichend ist, wenn der Verkäufer die gestiegenen Kosten plausibel darlegt.

Betriebsunterbrechung

Der Liefervertrag sollte Regelungen zum Umgang mit Betriebsunterbrechungen bei der Biomethanerzeugung enthalten. Zu unterscheiden ist zwischen unvorhersehbaren Störfällen bei der Biomethanerzeugung und regelmäßig erforderlichen Unterbrechungen beispielsweise aufgrund von Wartungsarbeiten der Biogaserzeugungs- bzw. Biomethananlage. Hier ergibt sich insbesondere für Biomethanlieferverträge die Besonderheit, dass auch Betriebsunterbrechungen aufgrund von Wartungsarbeiten des Netzbetreibers, also eines Dritten, möglich sind.

Praxistipp: Die vertraglichen Regelungen zur Betriebsunterbrechung sollten untereinander und auf den Versicherungsschutz (Betriebsunterbrechungsversicherung, Maschinenbruchversicherung) abgestimmt sein.

Übergabepunkt
Eine genaue Bezeichnung, an welchem Punkt das gelieferte Gas in das Eigentum des Abnehmers übergeht, ist unerlässlich. Auch sollte vereinbart werden, dass ab dem Übergabepunkt neben dem Eigentum auch sämtliche mit dem Biomethan verbundenen Risiken und Gefahren auf den Abnehmer übergehen (Gefahrübergang).

Als Übergabepunkte kommen dabei grundsätzlich in Betracht:
- der Einspeisepunkt,
- der virtuelle Handelspunkt im Gasnetz und
- der Ausspeisepunkt.

Messung
Um sicherzustellen, dass die vereinbarte Liefermenge der tatsächlich gelieferten Gasmenge entspricht und auch die Anforderungen an die Gasqualität eingehalten werden, ist eine entsprechende Messung möglichst am Übergabepunkt erforderlich, vgl. Kapitel 3.3.3. Die Regelung sollte sowohl Angaben über die Verantwortlichkeit und Durchführung, als auch über die Kostentragung für die Messung enthalten.

Vertragslaufzeit
Es ist genau zu vereinbaren, wann mit der Gaslieferung begonnen werden soll (Lieferbeginn).

Regelmäßig wird eine feste Vertragslaufzeit vertraglich vereinbart, z. B. fünf oder zehn Jahre. Häufig wird darüber hinaus die Möglichkeit einer Vertragsverlängerung vereinbart, wonach sich der Vertrag um einen festen Zeitraum (z. B. ein Jahr, fünf Jahre) verlängert, wenn er nicht innerhalb einer vereinbarten Frist von einem Vertragspartner gekündigt wird.

Im Vertrag enthalten sein sollte darüber hinaus eine Regelung über die Voraussetzungen für eine außerordentliche Kündigung, etwa bei erheblichem Zahlungsverzug oder Insolvenz des Vertragspartners.

Weitere Regelungen
Neben diesen besonderen Regelungen sind weitere, allgemeine Regelungen in den Vertrag aufzunehmen. Hierzu gehören z. B.:
- Regelungen über Haftungsbegrenzungen sowie den Haftungsmaßstab,
- eine allgemeine Wirtschaftlichkeitsklausel,
- eine Salvatorische Klausel,
- eine Vereinbarung zum Schriftformerfordernis sowie
- eine Regelung über den Gerichtsstand.

Die Vertragsgestaltung erfordert immer eine Betrachtung des Einzelfalls, gegebenenfalls auch die Inanspruchnahme anwaltlicher Beratung.

5.3.3 Rohbiogaslieferverträge

Der Betreiber einer Biogasaufbereitungsanlage schließt – bezugsseitig – mit dem Betreiber einer Biogaserzeugungsanlage einen Rohbiogasliefervertrag ab. Deswegen wird der bezugsseitige Rohbiogasliefervertrag hier ebenso dargestellt wie der lieferseitige Biomethanliefervertrag.

Neben den für Gaslieferverträge allgemein geltenden Regelungen, sind spezielle Anforderungen bei der Lieferung von Rohbiogas zu beachten.

Eine Vereinbarung über die Qualität des Rohbiogases ist ratsam. Hierfür sollten die besonderen technischen Anforderungen der Biogasanlage berücksichtigt werden. Insbesondere sind Regelungen über spezielle Parameter bezüglich der Gasbeschaffenheit zu treffen. So sollte der Vertrag Vereinbarungen über den Methangehalt und den maximalen Anteil von Gasbegleitstoffen, wie Kohlendioxid oder Schwefelwasserstoff enthalten. Auch ist zu regeln, unter welchem Gasdruck das Rohbiogas angeliefert werden soll.

Sollte es zu vertragswidrigen Abweichungen des Methangehaltes oder höheren Schadstoffwerten kommen, so können Preisabschläge vereinbart werden, sofern die Qualität des Rohbiogases der vertraglich vorgesehen Nutzung nicht entgegensteht.

Wird das Rohbiogas zur Stromerzeugung genutzt, sind vertragliche Vereinbarungen über die EEG-Konformität des zu liefernden Rohbiogases unerlässlich. Hierzu zählen insbesondere die Dokumentations- und Nachweispflichten des Verkäufers bezüglich der eingesetzten Stoffe durch ein Einsatzstofftagebuch oder durch das Gutachten eines Umweltgutachters.

Es ist vertraglich sicherzustellen, dass diese Nachweise – etwa durch Kopie – an den Abnehmer weitergeben werden. Auch weitere anlagenspezifische Anforderungen nach dem EEG sind in die Regelung einzubeziehen. Beispielsweise ist zu gewährleisten, dass Biogas aus Erzeugungsanlagen, die nach dem 1. Januar 2012 erstmals Biogas erzeugt haben, maximal 60 Masseprozent Mais (Ganzpflanze) und Getreidekorn einschließlich Corn-Cob-Mix und Körnermais sowie Lieschkolbenschrot gemäß § 27 Absatz 5 EEG 2012 je Kalenderjahr einsetzen („Maisdeckel“).

5.3.4 Biomethanlieferverträge

Stärker als beim Rohbiogasliefervertrag sind bei der Vertragsgestaltung eines Biomethanliefervertrages die technischen und rechtlichen Anforderungen an die Ein- und Ausspeisung in ein Erdgasnetz zu berücksichtigen. Zudem treten für einen Vergütungsanspruch nach dem EEG weitere Voraussetzungen hinzu, sodass Biomethanlieferverträge regelmäßig umfangreich und detailliert ausgestaltet sind.

Preis
Bei der Bestimmung des Biomethanpreises ist zu berücksichtigen, dass für die Durchleitung von Biomethan gegenüber dem Netzbetreiber ein Anspruch auf vermiedene Netzentgelte in Höhe von 0,7 ct je Kilowattstunde besteht. Der Biomethanliefervertrag sollte daher auch eine Regelung darüber enthalten, wem diese vermiedenen Netzentgelte zustehen. Branchenüblich wird vereinbart, dass die vermiedenen Netzentgelte dem Biomethanlieferanten zugerechnet werden.

Preisanpassungsklausel
Manche Biomethanlieferverträge enthalten einen Festpreis über die gesamte Vertragslaufzeit. Branchenüblich wird jedoch auch in Biomethanlieferverträgen eine Preisanpassungsklausel vereinbart, z. B. eine feste prozentuale Steigerung pro Jahr (häufig beginnend erst nach einer bestimmten Vertragslaufzeit) oder eine an den Erzeugungskosten d. h. an der Preisentwicklung für Rohbiogas orientierte Preisanpassung.

Gasqualität
Bei Biomethanlieferverträgen von untergeordneter Bedeutung sind die Regelungen über die Gasbeschaffenheit. Da das Biomethan in das Erdgasnetz eingespeist wird, sind die technischen Vorgaben des § 36 Absatz 1 GasNZV vorrangig im Verhältnis zwischen Einspeiser und Netzbetreiber im Rahmen des Netzanschlussvertrags bzw. Einspeisevertrags zu regeln. Hiernach muss das einzuspeisende Biomethan die Anforderungen an die Gasbeschaffenheit der DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G 262 erfüllen. Mitunter können der Biomethanlieferant und der Abnehmer weitere technische Vorgaben vereinbaren, wenn dies für den Abnehmer erforderlich ist.

EEG-Konformität
Setzt der Abnehmer das Biomethan zur Verstromung ein, so ist die EEG-Konformität des Biomethans sicherzustellen. Vertraglich sollte detailliert festgehalten werden, welche biogenen Eigenschaften das zu liefernde Biomethan aufweisen muss und unter welchen sonstigen (technischen) Voraussetzungen das Biomethan erzeugt worden ist. Dabei sind nicht nur die Vorgaben für die Biogaserzeugungsanlage zu berücksichtigen.

Regelmäßig soll der Gasaufbereitungsbonus nach § 27c Absatz 2 in Verbindung mit Anlage 1 zum EEG 2012 beansprucht werden. Deshalb sind auch die Einhaltung und der Nachweis der entsprechenden Anforderungen an den Betreiber der Biomethananlage vertraglich zu regeln. Hierzu sind Regelungen erforderlich über

- die installierte Leistung der Biomethananlage (hiervon hängt die Höhe des Gasaufbereitungsbonus ab),
- den maximalen Methanschlupf in die Atmosphäre von 0,2 %,
- ein maximaler Stromverbrauch bei der Gasaufbereitung von 0,5 Kilowattstunden pro Normkubikmeter Rohgas sowie
- die Bereitstellung der für die Aufbereitung benötigten Prozesswärme ohne fossile Energieträger (Nummer 1 lit. b der Anlage 1 zum EEG 2012).

Entsprechende Regelungen müssen getroffen werden, wenn der Technologiebonus für die Gasaufbereitung nach § 27 Absatz 4 Nummer 1 i. V. m. Anlage 1 Nummer I zum EEG 2009 beansprucht werden soll.

Des Weiteren muss vertraglich vereinbart werden, wie die Fiktion nach § 27c Absatz 1 EEG 2012, wonach das entnommene Erdgas unter gewissen Voraussetzungen als Biomethan gilt, nachzuweisen ist. Hierzu sind Mitwirkungspflichten zu vereinbaren, z. B. bei Prüfungshandlungen des Auditors bei Nutzung des Biogasregisters. Der Betreiber der Biomethananlage muss selbst als sogenannte Schnittstelle beim Biogasregister angemeldet sein.

Auch eine Regelung über ein Verbot der anderweitigen Vermarktung der biogenen Eigenschaft des eingespeisten Gases ist sinnvoll (Doppelvermarktungsverbot gemäß § 56 Absatz 1 EEG 2012).

Übergabepunkt
Einer präzisen vertraglichen Regelung bedarf der Ort, an dem das Biomethan an den Abnehmer übergeben wird. Hierfür kommt eine Vielzahl von Übergabepunkten in Betracht. Möglich ist bereits ein Eigentumsübergang vor der Einspeisung in das Erdgasnetz, etwa am Ausgangsflansch der Biomethananlage, oder auch erst nach Ausspeisung des Biomethans unmittelbar am Bestimmungsort.

5.4 Rechtsrahmen für die Errichtung und den Betrieb einer Biogasaufbereitungsanlage

Ebenso wie die Biogaserzeugungsanlage ist die Biogasaufbereitungsanlage eine genehmigungsbedürftige Anlage im Sinne des Baugesetzbuches (BauGB) [5-12], der jeweils geltenden Landesbauordnung (LBauO) oder – bei Vorliegen bestimmter Voraussetzungen – des BImSchG. Anlagenbetreiber müssen daher vor Beginn des Bauvorhabens entsprechende behördliche Genehmigungen einholen.

Biogasaufbereitungsanlagen werden zumeist in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Biogaserzeugungsanlage errichtet. Sofern beide Anlagen von derselben juristischen Person betrieben werden, wird im Regelfall auch nur eine einheitliche Genehmigung beantragt und erteilt. Eine gesonderte Genehmigung für die Biogasaufbereitung ist hingegen erforderlich, wenn zwischen der Biogaserzeugung und der Biogasaufbereitung eine größere räumliche Entfernung besteht, oder wenn die Biogasaufbereitungsanlage von einer eigenständigen Gesellschaft errichtet und betrieben wird.

Im Regelfall bedarf die Errichtung und der Betrieb einer Biogasaufbereitungsanlage einer Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (im Folgenden: BImSchG). Ist dies nicht der Fall, richtet sich das Verfahren nach den weniger komplexen baurechtlichen Genehmigungsvorschriften.

Aufgrund der mitunter langen Genehmigungsverfahren ist es ratsam, sich frühzeitig mit den unterschiedlichen rechtlichen Anforderungen für das konkrete Einspeiseprojekt auseinanderzusetzen.

Praxistipp: Um schon zu Beginn der Planungsphase tatsächliche und rechtliche Probleme zu erkennen und gemeinsam Lösungswege zu finden, sollte der Anlagenbetreiber die jeweiligen Behörden frühzeitig ansprechen und in seine Planungen einbeziehen.

Weitere Informationen zur Vorgehensweise bei der Planung und Durchführung eines Projektes sind im Kapitel 8 zu finden.

5.4.1 Baurechtliche Genehmigung

Die Biogasaufbereitungsanlage ist aufgrund ihrer Größe und Ortsfestigkeit eine genehmigungsbedürftige Anlage im Sinne des BauGB und der jeweils geltenden Landesbauordnung.

Im Rahmen des baubehördlichen Genehmigungsverfahrens prüft die zuständige Bauaufsichtsbehörde, ob das Bauvorhaben an dem vorgesehenen Standort grundsätzlich realisiert werden darf (Bauplanungsrecht nach dem BauGB). Die Behörde prüft ebenso die bauliche Art und Weise des konkreten Bauvorhabens (Bauordnungsrecht nach der jeweiligen Landesbauordnung).

Bauplanungsrecht nach dem BauGB
Die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit von Biogasanlagen (Biogaserzeugungs- und Biogasaufbereitungsanlagen) richtet sich nach den §§ 29 ff. BauGB und der Baunutzungsverordnung.

Planbereich
Bei Vorliegen eines qualifizierten Bebauungsplans sind für die Genehmigungsfähigkeit des Bauvorhabens die Festsetzungen

des Bebauungsplans und daneben die Vorschriften der Baunutzungsverordnung maßgeblich.

Das Bauvorhaben ist zulässig, wenn es den Festsetzungen des Bebauungsplans nicht widerspricht und die Erschließung gesichert ist (§ 30 Absatz 1 BauGB).

Inhaltlich richten sich die Festsetzungen der einzelnen Flächen und ihrer künftigen Nutzung nach der Baunutzungsverordnung.

Außenbereich

Plant der Anlagenbetreiber die Errichtung einer Biogasaufbereitungsanlage im sogenannten Außenbereich nahe der Biogaserzeugungsanlage, so richtet sich die Genehmigungsfähigkeit der Anlage nach § 35 BauGB.

Unter Außenbereich sind all diejenigen Gebiete zu verstehen, die weder innerhalb des Geltungsbereichs eines Bebauungsplans noch innerhalb der im Zusammenhang bebauten Ortsteile liegen. Grundsätzlich darf der Außenbereich nicht bebaut werden, um eine Zersiedelung der freien Landschaft zu verhindern. Für den Außenbereich sind jedoch verschiedene gesetzliche Privilegierungen geschaffen worden, welche die Realisierung gewisser Bauvorhaben fördern.

Hierzu zählen unter den Voraussetzungen des § 35 Absatz 1 Nummer 6 BauGB auch Anlagen zur energetischen Nutzung von Biomasse sowie Anlagen, die dem Anschluss solcher Anlagen zur energetischen Nutzung von Biomasse an das öffentliche Versorgungsnetz dienen. Damit fallen grundsätzlich auch Biogasaufbereitungsanlagen unter den Privilegierungstatbestand des § 35 Absatz 1 Nummer 6 BauGB.

Nach der Novelle des BauGB vom 11. Juni 2013 ist eine Biogasaufbereitungsanlage nach § 35 Absatz 1 Nummer 6 d) BauGB bauplanungsrechtlich im Außenbereich zulässig, wenn

- die Biogasanlage in einem räumlich-funktionalen Zusammenhang mit einem landwirtschaftlichen Betrieb steht. Dies ist nur dann gewährleistet, wenn der Betreiber Eigentümer der Biogasanlage ist oder zumindest einen maßgeblichen Einfluss auf die Betreibergesellschaft hat, also nur dann, wenn dieser die Mehrheit der Anteile an der Betreibergesellschaft hält,
- die in einer Biogasanlage eingesetzte Biomasse „überwiegend“, also zu mehr als 50 % aus dem ihr zugeordneten landwirtschaftlichen Betrieb oder nahe gelegenen Betrieben stammt, wodurch ein ökologisch wie volkswirtschaftlich ungewollter überregionaler Transport von Einsatzstoffen verhindert werden soll,
- nur eine Anlage je Hofstelle oder Betriebsstandort betrieben wird und
- die Feuerungswärmeleistung der Anlage nicht 2,0 Megawatt überschreitet.

Nur wenige kleinere Biogasaufbereitungsanlagen fallen in den Anwendungsbereich des Privilegierungstatbestandes nach § 35 Absatz 1 Nummer 6 d) BauGB.

Sofern die Anforderungen der Privilegierung nicht erfüllt werden, kann die Biogasaufbereitungsanlage als ein sonstiges Vorhaben gemäß § 35 Absatz 2 BauGB von der Bauaufsichtsbehörde genehmigt werden. Danach sind Bauvorhaben im Außenbereich nur dann genehmigungsfähig, wenn sie öffentliche Belange nicht beeinträchtigen und die Erschließung gesichert ist. Ist die Genehmigung weder nach § 35 Absatz 1 BauGB noch nach § 35 Absatz 2 BauGB möglich, bleibt nur die Möglichkeit, dass die Gemeinde einen vorhabenbezogenen Bebauungsplan erlässt. Hierauf hat der Anlagenbetreiber jedoch keinen Rechtsanspruch.

Im Zuge der Baurechtsnovelle vom 11. Juni 2013 sind die Voraussetzungen einer Privilegierung im Außenbereich von Biogaserzeugungsanlagen vereinfacht worden.

Die Obergrenze von 2,0 MW Feuerungswärmeleistung wurde für Biogaserzeugungsanlagen mit Inkrafttreten am 20. September 2013 aufgehoben. Die Kapazität einer Anlage zur Erzeugung von Biogas darf 2,3 Millionen $m^3_{i.N.}$/h Biogas pro Jahr nicht überschreiten.

Bauordnungsrecht nach der jeweiligen Landesbauordnung

Die Anforderungen an die bauliche Einbindung und Beschaffenheit der Biogasaufbereitungsanlage sind je nach Bundesland und Landesbauordnung verschieden. Die Grundstruktur der Bauordnungen der einzelnen Bundesländer ist jedoch vergleichbar. Spezielle Anforderungen bestehen für Abstandsflächen zu Nachbargrundstücken, Brandschutzvorkehrungen oder Gebäudetechnik.

Die Bauaufsichtsbehörde prüft im Rahmen des Genehmigungsverfahrens insbesondere die Betriebssicherheit potenziell gefährlicher Anlagen mit Feuerstätten, Gasbehältern, Rohrleitungen oder ähnlichen Vorrichtungen zum Umgang mit brennbaren Gasen oder anderen gefährlichen Stoffen.

Rechtsschutz von Nachbarn

Nachbarn, die in unmittelbarer Nähe zum Standort einer Biogasaufbereitungsanlage wohnen, steht ein einklagbares Recht auf Einhaltung dieser baurechtlichen Vorgaben des BauGB, der Baunutzungsverordnung und auch der Bauordnung des entsprechenden Landes zu. Bei einem Widerspruch des Nachbarn oder dessen Anfechtungsklage gegen die bereits erteilte Baugenehmigung, muss der Anlagenbetreiber die weitere Realisierung des Bauvorhabens jedoch nicht stoppen. Die Rechtsbehelfe des Nachbarn haben gemäß § 212a Absatz 1 BauGB keine aufschiebende Wirkung und hindern die Realisierung des Bauprojektes nicht.

5.4.2 Immissionsschutzrechtliche Genehmigung

Das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren ist komplexer sowie zeitlich, organisatorisch und finanziell aufwendiger als das baurechtliche Genehmigungsverfahren.

Im Unterschied zu einer baurechtlichen Genehmigung entfaltet die Genehmigung nach dem BImSchG eine sogenannte Konzentrationswirkung (§ 13 BImSchG). Das bedeutet, dass die Erteilung der Genehmigung nach dem BImSchG grundsätzlich alle die Anlage betreffenden behördlichen Entscheidungen mit einschließt. Ein gesondertes baurechtliches Genehmigungsverfahren bzw. eine gesonderte Umweltverträglichkeitsprüfung sind dann nicht mehr durchzuführen. Die Genehmigung wird jedoch nur dann erteilt, wenn auch die Anforderungen des BauGB, der Bauordnung sowie des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) erfüllt sind.

Insbesondere bei größeren Anlagenprojekten sollte sich der Anlagenbetreiber auf die vergleichsweise aufwendige Genehmigung nach dem BImSchG einstellen, wobei die unterschiedlichen Verfahren bei nur einer zuständigen Verwaltungsbehörde konzentriert werden.

Erfordernis einer Genehmigung nach dem BImSchG

Diejenigen Anlagen, die einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung bedürfen, sind abschließend in der 4. BImschV [5-13] aufgezählt. Mit der Novelle der 4. BImSchV zum 1. Juni 2012 ist ein gesonderter Tatbestand für Biogasanlagen geschaffen worden:

Entsprechend Anhang Nummer 1.15 Spalte 2 zur 4. BImSchV sind Anlagen zur Erzeugung von Biogas genehmigungsbedürftig, soweit diese nicht von Nummer 8.6 erfasst sind und über eine Produktionskapazität von 1,2 Millionen Normkubikmetern je Jahr Rohbiogas oder mehr verfügen, sowie Anlagen zur Aufbereitung von Rohbiogas mit einer Verarbeitungskapazität von 1,2 Millionen Normkubikmetern Rohbiogas je Jahr oder mehr.

Biogasaufbereitungsanlagen mit einer Verarbeitungskapazität von 1,2 Millionen Normkubikmetern pro Jahr sind nach Nummer 1.16 des Anhangs zur 4. BImSchV nach dem BImSchG genehmigungspflichtig. Die neue Regelung gilt auch für Bestandsanlagen.

Durch die Novelle der 4. BImSchV bedürfen eine Vielzahl von baurechtlich genehmigten Anlagen nunmehr einer BImSchG-Genehmigung. Anlagenbetreiber, deren Anlagen nunmehr genehmigungspflichtig geworden sind, müssen dies bei der zuständigen Behörde anzeigen.

Für Anlagen der 2. Spalte des Anhangs zur 4. BImSchV ist grundsätzlich das vereinfachte Genehmigungsverfahren durchzuführen, wenn nicht ein Verfahren nach dem UVPG [5-14] erforderlich ist.

Genehmigungsvoraussetzungen

Die Genehmigung nach dem BImSchG wird erteilt, wenn sichergestellt ist, dass die sich aus § 5 BImSchG und der aufgrund des § 7 BImSchG erlassenen Rechtsverordnung ergebenen Pflichten, wie beispielsweise die Vermeidung erheblicher Nachteile der Allgemeinheit durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen, Licht, Wärme, Strahlen und ähnliche Umwelteinwirkungen (§ 3 Absatz 2 BImSchG), erfüllt werden, und andere öffentlich-rechtliche Vorschriften und Belange des Arbeitsschutzes der Errichtung und dem Betrieb der Anlagen nicht entgegenstehen.

Wichtige immissionsschutzrechtliche Grenzwerte hat der Gesetzgeber durch Rechtsverordnungen und Verwaltungsvorschriften wie die TA Lärm, die TA Luft, aber auch die Geruchsimmissions-Richtlinie (GIRL) festgelegt.

TA Luft

Die TA Luft macht feste Vorgaben darüber, welche Grenzwerte bei Luftverunreinigungen einzuhalten sind, um schädliche Umwelteinwirkungen zu vermeiden. Die Einhaltung der Vorgaben der TA Luft stellt für Techniken der Biogasaufbereitung kein Problem dar.

Luftverunreinigungen können z. B. vom Verbrennungsmotor oder der Vergärungsanlage ausgehen. Die Vorgaben unter Nummer 5.4.1.4 TA Luft bzw. Nummer 5.4.8.6.1 TA Luft sind dabei jederzeit einzuhalten. Diese enthalten beispielsweise Mindestabstände zur übrigen Bebauung oder in Tabelle 5.3 dargestellten Grenzwerte für Verbrennungsmotoren.

Die zuständige Genehmigungsbehörde kann die zulässigen Grenzwerte anpassen, sofern die Emissionen durch motorische und andere dem Stand der Technik entsprechende Maßnahmen gemindert werden können.

Im Zusammenhang mit schädlichen Emissionen bei der Biogasaufbereitung müssen Anlagenbetreiber seit Inkrafttreten des EEG 2012 zudem die Begrenzung der Methanemissionen nach Nummer 1 a) der Anlage 1 zum EEG 2012 beachten. Der Anspruch auf eine zusätzliche Vergütung für die Aufbereitung von Rohbiogas auf Erdgasqualität (Gasaufbereitungsbonus) besteht danach nur noch, wenn die Methanemissionen bei der Aufbereitung höchstens 0,2 Prozent betragen. Dieser Grenzwert gilt seit dem 1. Mai 2012 auch für Bestandsanlagen, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen wurden.

TA Lärm

Die TA Lärm konkretisiert die Richtwerte in Bezug auf schädliche Geräuschimmissionen nach dem BImSchG. Die Grenzwerte der zulässigen Geräuschemissionen variieren dabei je nach Gebietscharakter des Anlagenstandortes und Tages- bzw. Nachtzeit zwischen 35–70 dB (A). Geräuschemissionen werden von Biogasaufbereitungsanlagen insbesondere durch Anlagenmotoren verursacht. Zu berücksichtigen ist dabei auch der betriebsbedingte Fahrzeugverkehr auf dem Gelände der Biogasaufbereitungsanlage, bei der Anlieferung von Substraten und beim Abtransport von Gärrückständen aus der Biogaserzeugungsanlage.

Praxistipp: In Genehmigungsverfahren für Biogasaufbereitungsanlagen legen einige Genehmigungsbehörden großen Wert auf umfassende und detaillierte Schallimmissionsprognosen. Der Antragsteller sollte frühzeitig die Anforderungen der Genehmigungsbehörde an den Lärmschutz in Erfahrung bringen und, soweit erforderlich, frühzeitig externe Sachverständige mit einer Schallimmissionsprognose beauftragen. Dies kostet Zeit und Geld.

Genehmigungsverfahren

Das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren stellt vergleichsweise hohe Anforderungen an die Antragstellung, da auf Grund der Konzentrationswirkung der Genehmigung nach dem BImSchG auch alle Unterlagen eingereicht werden müssen, die für die Genehmigungen außerhalb des BImSchG erforderlich sind.

TAB. 5.3: GRENZWERTE FÜR VERBRENNUNGSMOTOREN NACH TA-LUFT

Emissionen	Fremdzündungsmotoren, die mit Biogas betrieben werden sowie Anlagen mit Zündstrahlmotoren und einer Feuerungswärmeleistung	
	> 3 MW	< 3 MW
Kohlenmonoxid (CO)	0,65 g/m³	1,0 bzw. 2,0 g/m³
Stickstoffoxide (NO_x)	0,50 g/m³*	1,0 g/m³
Formaldehyd	60,0 mg/m³	60,0 mg/m³

* *Dieser Grenzwert gilt auch für Magergasmotoren und andere Viertakt-Otto-Motoren, die mit Biogas betrieben werden.*

Das BImSchG unterscheidet zwischen dem vereinfachten und dem förmlichen Genehmigungsverfahren.

Sowohl für das förmliche, als auch für das vereinfachte BImSchG-Genehmigungsverfahren sind im Wesentlichen folgende Verfahrensschritte zu beachten:

- Noch vor der Antragstellung kann der Anlagenbetreiber eine Vorabberatung mit der zuständigen Antragsbehörde suchen (sogenanntes „Scoping"). Im Rahmen dieser Beratung sollen besondere Genehmigungsvoraussetzungen für den gewählten Standort sowie auch der zeitliche Ablauf des Genehmigungsverfahrens abgestimmt werden.
- Der Antragsteller reicht den Genehmigungsantrag ein. Zu den erforderlichen Unterlagen zählen genaue Standortangaben sowie Beschreibungen über das Verfahren zur Biogasaufbereitung. Ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung erforderlich, so ist eine umfangreiche Beschreibung der Umwelt sowie der zu erwartenden erheblichen Auswirkungen des Vorhabens vorzunehmen. Die Behörde hat die Vollständigkeit der eingereichten Unterlagen innerhalb eines Monats zu prüfen.
- Beim förmlichen Verfahren ist eine Öffentlichkeitsbeteiligung vorgesehen. Nach Bekanntmachung des Vorhabens und Auslegung von Antrag und Unterlagen zur Einsichtnahme können bis zwei Wochen nach Auslegungsfrist Einwendungen gegen das Vorhaben erhoben werden. Diese Einwendungen werden dann im Rahmen eines öffentlichen Erörterungstermins erläutert.
- Die Genehmigungsbehörde hat einen vollständigen und prüffähigen BImSchG-Genehmigungsantrag innerhalb von 7 Monaten abschließend zu prüfen.
- Sind alle genehmigungsrechtlichen Voraussetzungen erfüllt, so erlässt die Behörde einen Genehmigungsbescheid. In der Regel ergeht dieser Bescheid mit zahlreichen Nebenbestimmungen, welche konkrete Auflagen, wie etwa Lärm- und Luftgrenzwerte oder besondere Vorgaben für die Errichtung des Vorhabens enthalten.

Praxistipp: Der Antragsteller sollte darauf achten, dass die von ihm eingereichten Genehmigungsunterlagen vollständig und prüffähig sind. Erst dann beginnt die eigentliche Bearbeitungsfrist für die Genehmigungsbehörde zu laufen.

Rechtsschutz von Nachbarn

Gegen das geplante Bauvorhaben können sich die davon betroffenen Dritten rechtlich wehren, z. B. dann, wenn die Grenzwerte zur Vermeidung schädlicher Umwelteinwirkungen nicht eingehalten werden.

Wurde das Vorhaben im Rahmen eines förmlichen Verfahrens öffentlich bekannt gegeben und wurden die Unterlagen zur Einsichtnahme ausgelegt, können Dritte solche Einwendungen zu einem späteren Zeitpunkt nicht mehr geltend machen (sogenannte Präklusionswirkung).

Umweltverträglichkeitsprüfung

Soweit die Errichtung und der Betrieb der Biogasaufbereitungsanlage die Schwelle der immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsbedürftigkeit überschreitet, stellt sich die Frage nach der Notwendigkeit einer Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) nach Anlage 1 zum UVPG.

Nach Ziffer 1.11.2 der Anlage 1 zum UVPG (Liste „UVP-pflichtige Vorhaben") ist eine allgemeine UVP vorgesehen, soweit es sich um die Errichtung und den Betrieb einer Anlage zur Aufbereitung von Biogas mit einer Verarbeitungskapazität von 2 Mio. $m^3_{i.N.}$/h oder mehr Rohgas je Jahr handelt bzw. eine standortbezogene UVP für Anlagen mit einer Verarbeitungskapazität von 1,2 Mio. bis weniger als 2 Mio. $m^3_{i.N.}$/h Rohgas je Jahr.

Ziel der UVP ist die Ermittlung, Beschreibung und Bewertung der unmittelbaren und mittelbaren Auswirkungen eines Vorhabens auf die Umwelt.

Praxistipp: Der Antragsteller sollte frühzeitig im Genehmigungsverfahren mit der Genehmigungsbehörde abklären, ob überhaupt eine standortbezogene Vorprüfung der Umweltverträglichkeit erforderlich ist; wenn nein, spart dies viel Zeit und Geld.

5.4.3 Weitere öffentlich-rechtliche Genehmigungen und Anforderungen

StörfallV

Die 12. BImSchV (Störfallverordnung) [5-15] regelt die Sicherheit des Betriebs der Anlage bei Vorhandensein von gefährlichen Stoffen. Maßgeblich sind die im Anhang I zur 12. BImSchV festgelegten Mengenschwellen. Der Anlagenbetreiber hat die erforderlichen Vorkehrungen zu treffen, um Störfälle sowohl durch betriebliche als auch durch umgebungsbedingte Gefahrenquellen wie etwa Hochwasser oder Erdbeben zu vermeiden. Auch treffen den Anlagenbetreiber bei eingetretenen Störfällen oder Betriebsstörungen im Sinne der 12. BImSchV Meldepflichten gegenüber der zuständigen Genehmigungsbehörde.

Praxistipp: Der Antragsteller sollte frühzeitig ein umfassendes Konzept zur Verhinderung von Störfällen gemäß § 8 Störfallverordnung selbst erarbeiten oder in Auftrag geben. Zum Teil legen die Genehmigungsbehörden hohe Maßstäbe an den Umfang und Detaillierungsgrad von Störfallkonzepten beim Betrieb von Biogasaufbereitungsanlagen an.

Wasserrecht

Nach § 62 Wasserhaushaltsgesetz (WHG) [5-16] müssen Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen so beschaffen sein, dass eine nachteilige Veränderung der Eigenschaften von Gewässern ausgeschlossen wird.

Die Länder haben die wasserrechtlichen Pflichten von Anlagenbetreibern in Verordnungen über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (VAUwS) konkretisiert. Um jedoch das Schutzniveau zu vereinheitlichen, soll eine VAUwS auf Bundesebene verabschiedet werden. Das Gesetzgebungsverfahren ist noch nicht abgeschlossen. Wasserrechtliche Genehmigungen, Bewilligungen und Erlaubnisse sind von der BImSchG-Genehmigung nicht mit umfasst.

Die Untere Wasserbehörde verfügt über ein wasserwirtschaft-

liches Ermessen. In der Praxis agiert sie weisungsfrei von der eigentlichen Genehmigungsbehörde, der zuständigen Immissionsschutzbehörde. Häufig enthalten Genehmigungsbescheide zahlreiche Auflagen und Hinweise der Unteren Wasserbehörde.

Betriebssicherheit
Die Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV) [5-17] regelt die Bereitstellung von Arbeitsmitteln durch den Arbeitgeber, die Benutzung von Arbeitsmitteln durch die Beschäftigten bei der Arbeit sowie den Betrieb von überwachungsbedürftigen Anlagen im Sinne des Arbeitsschutzes. Grundbausteine des Schutzkonzeptes der BetrSichV sind eine einheitliche Gefährdungsbeurteilung der Arbeitsmittel, eine sicherheitstechnische Bewertung für den Betrieb überwachungsbedürftiger Anlagen, der „Stand der Technik" als einheitlicher Sicherheitsmaßstab, geeignete Schutzmaßnahmen und Prüfungen sowie Mindestanforderungen für die Beschaffenheit von Arbeitsmitteln.

5.4.4 Allgemeine energierechtliche Anforderungen nach § 49 EnWG

Neben genehmigungsrechtlichen Anforderungen an die Errichtung und den Betrieb einer Biogasaufbereitungsanlage müssen Anlagenbetreiber auch spezifische energierechtliche Vorgaben beachten. Zentrale Bedeutung kommt hierbei dem § 49 EnWG zu. Anlagenbetreiber müssen danach Energieanlagen so errichten und betreiben, dass die technische Anlagensicherheit gewährleistet ist und spezifische Gefahren, die mit dem Einsatz und der Erzeugung von Biogas verbunden sind, vermieden werden.

Eine Biogasaufbereitungsanlage ist eine „Energieanlage" im Sinne des § 3 Nummer 15 EnWG. Denn Biogasaufbereitungsanlagen erzeugen Energie gemäß § 3 Nummer 14 EnWG unmittelbar, sodass sie als Energieanlagen nach dem EnWG zu behandeln sind.

Einhaltung der technischen Anforderungen nach § 49 EnWG
Nach § 49 Absatz 2 EnWG wird von Gesetzes wegen vermutet, dass die technische Anlagensicherheit und die allgemein anerkannten Regeln der Technik eingehalten werden, wenn die für Biogasaufbereitungsanlagen geltenden technischen Regeln der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) eingehalten worden sind. Dabei ist die jeweils neueste Fassung der vom DVGW regelmäßig aktualisierten Arbeitsblätter maßgebend. Unter anderem werden in den Arbeitsblättern detaillierte Anforderungen an die Gasbeschaffenheit gestellt (G-260 und G-262).

Aufsicht über die Anlagensicherheit durch die zuständige Landesenergieaufsichtsbehörde
§ 49 EnWG stellt keine Genehmigungsvoraussetzung der Biogasaufbereitungsanlage im formellen Sinne dar. Das Vorliegen der technischen Anlagensicherheit nach § 49 Absatz 1 EnWG wird auch nicht im Rahmen der Genehmigung nach dem BImSchG geprüft. § 49 EnWG normiert fachspezifische energierechtliche Anforderungen, welche unabhängig von weiteren – etwa umweltrechtlichen – Regelungen bestehen.

Der Anlagenbetreiber ist rechtlich dazu verpflichtet, die Anforderungen nach § 49 Absatz 1 EnWG bei Errichtung und Betrieb der Anlage jederzeit einzuhalten. Zwar muss der Anlagenbetreiber von sich aus nicht nachweisen, dass er die Anforderungen an die anlagentechnische Sicherheit nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik gewährleistet. Der Anlagenbetreiber muss jedoch auf Verlangen der zuständigen Landesenergieaufsichtsbehörde über die technischen und wirtschaftlichen Verhältnisse Auskunft geben. Das Auskunftsverlangen der zuständigen Behörde darf sich nur auf solche Tatsachen beziehen, welche auch tatsächlich für die Überprüfung der technischen Anlagensicherheit erforderlich sind. Darüber hinausgehende, allgemeine informatorische Abfragen zu anderen Zwecken sind unzulässig.

Neben diesem Auskunftsrecht stehen der zuständigen Landesenergieaufsichtsbehörde nach § 49 Absatz 7 EnWG ebenso Betretungs-, Prüfungs- und Einsichtsrechte zu, um die Einhaltung der technischen Anforderungen der Energieanlage zu überprüfen.

5.5 Finanzierung von Biogasaufbereitungsanlagen

Die Finanzierung von Biogaseinspeiseprojekten in Deutschland mit einem Investitionsvolumen von in der Regel mehreren Mio. Euro ist nach den Boomjahren 2010 und 2011 deutlich schwieriger geworden. Dafür sind mehrere Gründe maßgeblich:

- erhöhtes Sicherungsinteresse der finanzierenden Bank,
- Entwicklungstendenzen stetig steigender Substratpreise, d.h. stetig steigender Betriebskosten,
- zum Teil kein, nicht ausreichend oder nicht langfristig gesicherter Biomethan-Absatz,
- stagnierende bzw. stetig leicht fallende Preise im Biomethanhandel, u.a. aufgrund von Kürzungen der EEG-Stromeinspeisevergütung durch das EEG 2012 bei der Verstromung von Biomethan,
- veränderte Risikoeinstufung bei der Finanzierung von Biogasaufbereitungsanlagen durch die finanzierenden Banken, nachdem erste Finanzierungsprojekte die Wirtschaftlichkeitsprognosen verfehlt haben und auch perspektivisch verfehlen werden,
- zunehmend negatives politisches und gesellschaftliches Umfeld für die Erzeugung und Aufbereitung von Biogas.

Praxistipp: Betreiber von Biogasaufbereitungsanlagen sollten frühzeitig Kontakt mit spezialisierten finanzierenden Banken aufnehmen und sich dabei auf eine gegenüber den Boomjahren 2010 und 2011 zunehmend restriktive Kreditgewährung einstellen.

Die Finanzierung von Biogasaufbereitungsanlagen erfordert auf Seiten der finanzierenden Banken sehr gute Markt- und Branchenkenntnisse auf dem Markt für Substrate, Anlagentechnologien und Anlagenhersteller sowie bei der Vermarktung von Biomethan. Einige Banken sind bei der Finanzierung von Biogasaufbereitungsprojekten seit mehreren Jahren schwerpunktmäßig und überregional tätig. Diese Bankinstitute haben zumeist ein erfahrenes, interdisziplinäres Team für die Beratung der Kreditnehmer, Marktbeobachtung und Analyse sowie die Entscheidung über die Kreditstrukturierung und Kreditzusagen aufgebaut.

In aller Regel machen die finanzierenden Banken eine Kreditzusage für eine Biogasaufbereitungsanlage von allgemeinen Anforderungen an eine Projektfinanzierung abhängig:

- grundbuchliche Sicherheiten,
- Sicherungsübereignung,
- Bürgschaften bzw. Patronatserklärungen.

Darüber hinaus stellen die finanzierenden Banken bei der Finanzierung von Biogasaufbereitungsanlagen folgende zusätzliche Bedingungen:

- vertragliches Eintrittsrecht der finanzierenden Bank in alle wichtigen, die Biogasaufbereitungsanlage betreffenden Verträge (z. B. Substratlieferverträge, Betriebsführungsvertrag, Vertrag über die Vermarktung von Biomethan etc.)
- Nachweis der langfristigen vertraglichen Sicherung der Substratlieferungen, die letztlich der Auslastung der Biogasaufbereitungsanlage dienen (hoher prozentualer Anteil der langfristig abgesicherten Substratlieferung über z. B. mindestens fünf oder zehn Jahre; zum Teil gewisser Eigenanteil des Substrateinsatzes aus dem Gesellschafterkreis bei landwirtschaftlichen Biogaseinspeiseprojekten)
- Nachweis des gesicherten Absatzes des in der Biogasaufbereitungsanlage produzierten Biomethans (langfristige Vermarktungsverträge, idealerweise zu 100 % der Biomethan-Produktion, zumindest mit einem sehr hohen Anteil, z. B. 80 %)

Praxistipp: Der Betreiber bzw. Projektentwickler einer Biogasaufbereitungsanlage sollte seine finanzierende Bank in einem frühzeitigen Planungsstadium einbeziehen und deren Anforderungen und Kriterien an die Projektfinanzierung bereits bei der Gestaltung und Verhandlung wichtiger Verträge (Substratlieferverträge, Verträge über die Vermarktung von Biomethan) berücksichtigen.

Projektentwickler/Anlagenbetreiber haben dabei auch zu berücksichtigen, dass Banken für die Finanzierung von Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland Risikozuschläge bei der Höhe des Kreditzinssatzes einrechnen bzw. die Finanzierung ungesicherter Projekte ablehnen. Ungesicherte Projekte sind solche, bei denen die Substratlieferung nicht langfristig und/oder zu nicht kalkulierbaren Preisen gesichert ist, oder bei denen die Vermarktung des erzeugten Biomethans nur unzureichend oder nicht langfristig vertraglich gebunden ist.

Praxistipp: Projektentwickler/Anlagenbetreiber sollten frühzeitig zwei oder drei branchenkundige, erfahrene und spezialisierte Banken ansprechen. Soweit mit vertretbarem Aufwand möglich, sollten Kreditverhandlungen mit zwei oder drei Banken parallel geführt werden.

Bei der Kreditfinanzierung sollte geprüft werden, ob, inwieweit und zu welchen Konditionen staatliche Förderungen (z. B. vergünstigte KfW-Kredite) in Anspruch genommen werden können.

Bei der Finanzierung von Biogasaufbereitungsanlagen ist zu beachten, dass bereits begonnene Projekte und Vorhaben von Banken in aller Regel nicht finanziert und durch staatliche Förderprogramme jedenfalls nicht gefördert werden.

5.6 Versicherung von Biogasaufbereitungsanlagen

Einen weiteren wichtigen Aspekt bildet in rechtlicher, finanzieller und wirtschaftlicher Hinsicht der Versicherungsschutz beim Bau und Betrieb einer Biogasaufbereitungsanlage.

Für die Bauphase ist zu prüfen, ob für die Errichtung technischer Anlagen typische Versicherungen seitens des Bauherren und/oder Anlagenbetreibers, seitens des Generalunternehmers oder des Anlagenherstellers abzuschließen sind.

Für die Betriebsphase sollten unbedingt die beiden folgenden Versicherungen abgeschlossen werden:

- Maschinenbruchversicherung (ersetzt den Sachschaden bei defekten Anlagenkomponenten) sowie
- Ertragsausfallversicherung (ersetzt Vermögensschäden).

Spezialisierte Versicherungsgesellschaften bieten aufeinander abgestimmte Versicherungskonzepte mit umfassendem Versicherungsschutz an – bis hin zu einer All-Gefahren-Versicherung in einer einzigen Versicherungspolice. Branchenüblich werden die Sach- und Vermögensversicherungen zumeist einzeln bei derselben Versicherungsgesellschaft abgeschlossen.

Praxistipp: Es empfiehlt sich, frühzeitig mit einer entsprechend spezialisierten und branchenkundigen Versicherungsagentur bzw. einem unabhängigen Versicherungsmakler Kontakt aufzunehmen, um den optimalen und umfassenden Versicherungsschutz für die Errichtung und den Betrieb einer Biogasaufbereitungsanlage zu definieren und zu vereinbaren.

Seit dem Jahr 2012 ist es für einige Betreiber von Biogasaufbereitungsanlagen schwieriger geworden, überhaupt bzw. zu angemessenen Prämien adäquaten Versicherungsschutz zu erlangen. Nicht nur in Einzelfällen kündigen Versicherungsgesellschaften bestehende Versicherungen gegenüber den Anlagenbetreibern. Führende Versicherungsgesellschaften fordern zunehmend, dass die Anlagenhersteller bei ihnen zertifiziert sind. Einige zertifizierte Anlagenhersteller bieten den Anlagenbetreibern als Service für ihre Kunden, die Anlagenbetreiber, einen kompletten Versicherungsschutz über mehrere Jahre mit an.

Zukünftig dürften die Versicherungsprämien sowohl bei den Sachversicherungen als auch bei den Vermögensversicherungen aufgrund der Schadensentwicklung stetig ansteigen.

5.7 Literaturverzeichnis

[5-1] Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Artikel 5 Absatz 1 des Gesetzes vom 26. Juni 2013 (BGBl. I S. 1738).

[5-2] Gasnetzzugangsverordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), zuletzt geändert durch Artikel 4 der Verordnung vom 30. April 2012 (BGBl. I S. 1002).

[5-3] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730).

[5-4] Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz vom 7. August 2008 (BGBl. I S. 1658), zuletzt geändert durch Artikel 2 Absatz 68 des Gesetzes vom 22. Dezember 2011 (BGBl. I S. 3044).

[5-5] Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 2. Juli 2013 (BGBl. I S. 1943).

[5-6] Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung vom 30. September 2009 (BGBl. I S. 3182), zuletzt geändert durch Artikel 2 der Verordnung vom 26. November 2012 (BGBl. I S. 2363).

[5-7] Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung vom 23. Juli 2009 (BGBl. I S. 2174), zuletzt geändert durch Artikel 2 Absatz 70 des Gesetzes vom 22. Dezember 2011 (BGBl. I S. 3044).

[5-8] Biomasseverordnung vom 21. Juni 2001 (BGBl. I S. 1234), zuletzt geändert durch Artikel 5 Absatz 10 des Gesetzes vom 24. Februar 2012 (BGBl. I S. 212).

[5-9] 36. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Durchführung der Regelungen der Biokraftstoffquote) vom 29. Januar 2007 (BGBl. I S. 60), zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 26. November 2012 (BGBl. I S. 2363).

[5-10] Kreislaufwirtschaftsgesetz vom 24. Februar 2012 (BGBl. I S. 212), zuletzt geändert durch § 44 Absatz 4 des Gesetzes vom 22. Mai 2013 (BGBl. I S. 1324).

[5-11] Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 5. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2436, 2725; 2013 I 488).

[5-12] Baugesetzbuch in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. September 2004 (BGBl. I S. 2414), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 11. Juni 2013 (BGBl. I S. 1548).

[5-13] Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen vom 2. Mai 2013 (BGBl. I S. 973).

[5-14] Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung in der Fassung der Bekanntmachung vom 24. Februar 2010 (BGBl. I S. 94), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1726).

[5-15] Störfall-Verordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 8. Juni 2005 (BGBl. I S. 1598), zuletzt geändert durch Artikel 5 Absatz 4 der Verordnung vom 26. November 2010 (BGBl. I S. 1643).

[5-16] Wasserhaushaltsgesetz vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 8. April 2013 (BGBl. I S. 734).

[5-17] Betriebssicherheitsverordnung vom 27. September 2002 (BGBl. I S. 3777), zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 8. November 2011 (BGBl. I S. 2178).

5.8 Weiterführende Literatur

Bayer. Landesamt für Umwelt (Hrsg.): Biogashandbuch Bayern – Materialienband, Kapitel 2.2.1 Baurecht, (Stand: April 2012), 2.2.2 Immissionsschutz (Stand: März 2011), Augsburg

Benfer, R.-D.; Gabler, A.; Kohake, H.; Wesche, F.-A.: Biogastransport und -verstromung: Probleme und Lösungsvorschläge für die Praxis, In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 1/2 (2011), Seiten 121–125

Herz, S.; von Bredow, H.: Verstromung von Biomethan – Anforderungen des EEG 2012 und gaswirtschaftliche Bilanzierung, In: Zeitschrift für neues Energierecht (2012), Seiten 580–585

Valentin, F.: Das neue System der Direktvermarktung von EEG-Strom im Überblick, In: Recht der Erneuerbaren Energien (2012), Seiten 11–17

Kruschinski, H-U.: Biogasanlagen als Rechtsproblem-Errichtung und wirtschaftlicher Betrieb als Beitrag zu einer nachhaltigen Energieversorgung

Loibl, H.; Maslaton, M.; von Bredow, H.; Walter, R. (Hrsg.): Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl. Berlin (2013)

Müller, D.: Mehr Effizienz, weniger Boni – die Förderung von Strom aus Biomasse nach dem EEG (2012), In: Zeitschrift für Umweltrecht (1/2012), Seiten 22–31

Stappert, H.; Johannsen, S. L.: Rechtsfragen der Biogaseinspeisung nach der GasNZV Recht der Erneuerbaren Energien (2012), Seiten 201–209

6 WIRTSCHAFTLICHE ANALYSE UND BEWERTUNG

Zentrales Ziel dieses Kapitels ist die Gewinnung neuer technisch-ökonomischer Erkenntnisse und Entwicklungen im Bereich von Biomethananlagen. Im Rahmen des Kapitels zur wirtschaftlichen Analyse und Bewertung werden die verschiedenen Aufbereitungsverfahren hinsichtlich ihrer verfahrensspezifischen Aufbereitungskosten bewertet. Die Studie fokussiert auf die Aufbereitungskosten, d. h. die Kosten, die entstehen, wenn das vorhandene Rohbiogas qualitativ an Erdgasqualität angepasst wird, bevor es anschließend in das Erdgasnetz eingespeist werden kann. Für die darüber hinaus erfolgende Ausweisung von Biomethangestehungskosten werden vereinfachend Annahmen gesetzt. Biomethangestehungskosten setzten sich aus den Rohgas-, den Aufbereitungs- und den Einspeisekosten zusammen. Bei der Berechnung wird dies dadurch berücksichtigt, dass für die verschiedenen Aufbereitungsgrößen (250, 350, 400, 500, 700, 1.400, 2.000 und 2.800 $m^3_{i.N.}$/h Rohbiogas) unterschiedlich hohe Rohgaskosten als Eingangswerte für die Aufbereitung angenommen werden. Diese decken sich mit vorhandenen Erfahrungswerten und aktuellen Rechnungen zu den Kosten der Rohbiogaserzeugung (Gärstrecke). Analog zu den Rohgasproduktionskosten erfolgt auch eine vereinfachte Berücksichtigung der Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Die Kosten der Einspeisung sind umfassend durch die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) geregelt. Im Rahmen dieses Kapitels werden die Biomethangestehungskosten jeweils für den Fall eines Netzanschlusses bis maximal 1 km Entfernung dargestellt, wodurch die Kosten des Netzanschlusses und der Einspeisung für den Anlagenbetreiber jeweils auf 250.000 € beschränkt sind. Diese impliziert eine betriebswirtschaftliche Kostenbetrachtung aus Sicht des Biomethanproduzenten. Eine volkswirtschaftliche Kostenbewertung würde dagegen alle Kosten der Netzeinspeisung mit einbeziehen.

6.1 Methodische Vorgehensweise – Datenerhebung und Rahmenparameter

Ausgangspunkt für die Ermittlung der Aufbereitungskosten und die nachfolgende Berechnung der Biomethangestehungskosten war eine umfangreiche Datenerhebung bei Herstellern von Aufbereitungstechnologien. Für die Datenerhebung wurde ein Kriterienkatalog entworfen, der hinsichtlich der Kosten alle relevanten Parameter berücksichtigt. Dieser Kriterienkatalog wurde im Vorfeld der Befragung intensiv im Kreis der Projektbearbeiter abgestimmt und nach seiner Überführung in einen Fragebogen den Herstellern zur Verfügung gestellt. Die zentrale Herausforderung und Zielstellung des Kapitels ist es, eine objektive Vergleichbarkeit der unterschiedlichen Verfahren zu ermöglichen. Um diese Unterschiedlichkeit der Verfahren abbilden zu können, werden zum einen allgemeine Rahmenparameter als Bewertungsbasis der Technologien und ihrer Wirtschaftlichkeit definiert (Tab. 6.1). Dadurch wurden gleiche Rahmenbedingungen und Anforderungen an Roh- und Produktgas für alle Verfahren festgelegt. Vor dem Hintergrund dieser gleichen Ausgangssituation und einem durch Mindestanforderungen weitgehend harmonisierten Biomethan-Endprodukts wurde eine Basis geschaffen, die ein hohes Maß an Vergleichbarkeit der wirtschaftlichen Kenndaten ermöglicht.

Im Einzelnen werden durch die berücksichtigten Parameter Anforderungen an das Rohgas definiert (Vorgaben hinsichtlich einzelner Gasfraktionen), sodass vergleichbare Ausgangsbedingungen für alle Hersteller gegeben sind. Im Fall von Schwefelwasserstoff ist dies eine Obergrenze, die das Rohgas maximal aufweisen darf. Für das Produktgas wird zugleich ein Mindestmethangehalt definiert, um auch für das eingespeiste Biomethan eine untere Vergleichbarkeitsgrenze zu erreichen. Weitere Punkte wie Umgebungstemperatur und die Vor- und Rücklauftemperaturen der Wärmeauskopplung betreffen vor allem den Energiebedarf, der mit der Aufbereitung verbunden ist und damit direkten Einfluss auf die Betriebskosten hat.

Auf der Basis der in Tabelle 6.1 formulierten Anforderungen an Roh- und Produktgas, sowie allgemeiner Umgebungsbedingungen sind die weitergehenden Fragen zur Wirtschaftlichkeit der Aufbereitungsverfahren zu verstehen. Dies sind alle wesent-

TAB. 6.1: ALLGEMEINE RAHMENPARAMETER FÜR DIE TECHNISCHE UND WIRTSCHAFTLICHE BEWERTUNG DER AUFBEREITUNGSTECHNOLOGIEN[13]

		Einheit	Wert
Rohbiogas	Methangehalt	%	55
	Schwefelgehalt	ppmv	≤ 100
	Wasserdampf	%	3
	Stickstoff	%	0,4
	Sauerstoff	%	0,1
	Wasserstoff	%	0,5
	Ammoniak	mg/m³	1
	Kohlendioxid	%	Rest
	Übergabedruck vor Aufbereitung	bar	1,015
Produktgas	Mindestmethangehalt	%	≥ 95
	Wassertaupunkt bei 16 bar	°C	5
weiteres	Umgebungstemperatur (Durchschnitt)	°C	15
	Vorlauftemperatur Wärmeauskopplung	°C	55
	Rücklauftemperatur Wärmeauskopplung	°C	40
	Methanemissionen	%	≤ 0,2
	Anlagenstandort		Kassel

lichen Aspekte, die Einfluss auf die Kosten der Aufbereitung haben, insbesondere die Höhe der notwendigen Investitionen je Anlagengröße und die jährlichen Betriebskosten. Letztere werden – für alle Aufbereitungstechnologien – durch den Energiebedarf der Verfahren (Strom oder Wärme) dominiert.

Tabelle 6.2 zeigt alle Fragen, die zur Analyse der Wirtschaftlichkeit der Aufbereitungsverfahren an die Anlagenhersteller gestellt wurden. Dies sind neben den notwendigen Investitionen sowie den Baunebenkosten sämtliche Betriebskosten der Aufbereitung. Zu letzteren gehören insbesondere die Kosten für Wartungsverträge, Betriebsmittel, den thermischen oder elektrischen Energiebedarf für den Aufbereitungsprozess sowie der Personalbedarf. Um ein einheitliches Verständnis bei der Datenerhebung sicherzustellen, wurde der gesamte Prozess umfangreich in engem Kontakt zu den Anlagenherstellern begleitet. Insbesondere wurden nach dem Fragebogenrücklauf iterativ weitere Abstimmungen der erhaltenen Daten hinsichtlich ggf. abweichender Rahmenparameter, technischer Abläufe und Kosten vorgenommen.

Der begleitende Abstimmungsprozess war notwendig, um auch die ökonomischen Aspekte einheitlich bewerten zu können. Die Vorgehensweise erlaubte die weitere Optimierung des Fragebogens und auch die Vertiefung der gewonnenen Informationen. Die Inhalte der umfangreichen Erläuterungen zum Fragebogen sind in Tabelle 6.3 dargestellt. Die dortigen Nummerierungen beziehen sich auf die Nummerierungen der Fußnoten in Tabelle 6.2. Durch Fragebogen, Erläuterungen und insbesondere durch die kontinuierliche Abstimmung konnte ein hohes Maß an Transparenz und Vergleichbarkeit für die Ermittlung der Biogas-Aufbereitungskosten der verschiedenen Verfahren erreicht werden.

Als maßgebliches Kriterium für die Berücksichtigung einzelner Anlagenhersteller von Biogasaufbereitungsverfahren bei der wirtschaftlichen Analyse wurde der Betrieb von jeweils mindestens drei Anlagen im deutschsprachigen Raum festgelegt. Dadurch wird vermieden, dass die Aufbereitungskosten im Falle geringerer Marktbeteiligung verzerrt dargestellt werden. Dies wäre vor allem deswegen der Fall, da die Erst-Anlage oftmals einen Pilotcharakter aufweist und Erkenntnisse aus deren Optimierung für weitere Anlagen verwendet werden. Die tatsächliche wirtschaftliche Situation und die mögliche Leistungsfähigkeit der Technologie können demzufolge stark auseinanderfallen.

Die erhobenen Daten bilden die Basis für die Berechnung von Biogasaufbereitungskosten sowie der Ausweisung von Biomethangestehungskosten. Diese werden mittels einer dynamischen Investitionsrechnung ermittelt. Für die Ausweisung durchschnittlicher Aufbereitungskosten über den Betrachtungszeitraum wurde die Annuitätenmethode in Anlehnung an die VDI-Richtlinie 2067 gewählt. Dadurch ist es möglich, durchschnittliche Kosten unter Berücksichtigung einer Renditeerwartung (Kapitalverzinsung) und von Preisniveauveränderungen (Inflation) auszuweisen. Die Systematik zur Wirtschaftlichkeitsberechnung nach den VDI Richtlinien 2067 und 6025 ist in Abbildung 6.1 dargestellt [6-1] und [6-2].

Die VDI-Richtlinie 2067 unterscheidet kapital-, verbrauchs-, betriebsgebundene und sonstige Kosten. Für die kapitalgebundenen Kosten wurde 1 % Inflation pro Jahr, für alle anderen Kostenkategorien jeweils 2 % p. a. berücksichtigt. Zugleich wurde eine marktübliche Gesamtkapitalverzinsung in Höhe von 7 % angenommen. Diese ergibt sich aus der Finanzierungsstruktur von 20 % Eigenkapital und 80 % Fremdkapital. Das Eigenkapital wird annahmegemäß mit 12 %, das Fremdkapital mit 5,75 % verzinst. Es ergibt sich somit eine Gesamtkapitalverzinsung von 7 %. Die Höhe der angenommenen Kaufkraftentwertung sowie des angenommenen Verzinsungsniveaus bestimmen die Höhe der jährlichen Kosten über den 20-jährigen Betrachtungszeitraum maßgeblich. Mit steigender Inflation und steigender Verzinsung ergeben sich höhere Kosten. Für die Zielstellung einer möglichst hohen Eigenkapitalverzinsung bei zugleich wettbewerbsfähigen Biomethangestehungskosten ist es demnach notwendig, andere Kostenpositionen zu optimieren. In Tabelle 6.4 sind alle ökonomischen Rahmenparameter angegeben, die in die dynamische Annuitätenrechnung eingegangen sind und nicht im Rahmen der Herstellerbefragung erhoben worden sind. Weitere Informationen zur Rechnungsmethodik sind bspw. in der ersten Auflage der Studie Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz [6-3] gegeben.

Die Wahl eines geeigneten Betrachtungszeitraums für die Aufbereitungsanlagen führte zur Ausweisung von Aufbereitungskosten für einen 20-jährigen Zeitraum. Hintergrund ist hier die durch das EEG gegebene 20-jährige konstante Vergütungsstruktur, die im Regelfall auch eine ebenso lange Mindestbetriebsdauer der Anlage nach sich zieht. Ohne

[13] *Leicht abweichende Angaben wurden im Datenrücklauf durch die Firmen Axiom und Carbotech gemacht. Axiom: Stickstoff 0,65 %, Wasserstoff und Ammoniak je 0 %, Sauerstoff 0,04 %. Carbotech: Übergabedruck vor Aufbereitung 1,002 bar.*

TAB. 6.2: FRAGEBOGEN ZUR ERMITTLUNG VON BIOGASAUFBEREITUNGSKOSTEN

Aufbereitungskapazität in $m^3_{i.N.}$/h Rohbiogas	angefügte Fußnoten
Investition in € für die Biogasaufbereitung (schlüsselfertig)	1, 2, 8
Investition in € für die Schwachgasnachbehandlung (falls notwendig)	8
Baunebenkosten in € oder %	2, 7
Nutzungsdauer in a	15
Kosten für einen Vollwartungsvertrag in €/a	4
Kosten für einen Servicevertrag in €/a	5, 13
Kosten für Inbetriebnahme in €	3
Kosten für sämtliche Betriebsmittel in €/a	3, 9, 14
Betriebsmittelverbräuche in bspw. kg/$m^3_{i.N.}$ Rohgas	10, 14
Platzbedarf in m^2	
thermischer Energiebedarf in $kWh_{th}/m^3_{i.N.}$ Rohgas	14, 17
Vorlauftemperatur in °C	11, 14
elektrischer Energiebedarf in $kWh_{el}/m^3_{i.N.}$ Rohgas	14, 16
elektrischer Energiebedarf für Nebenaggregate in $kWh_{el}/m^3_{i.N.}$ Rohgas	12, 16
Übergabedruck an BGEA in bar	
extern nutzbare Wärme durch Wärmeauskopplung in kWh_{th} je $m^3_{i.N.}$ Rohgas	6, 14
Zusätzlicher Investitionsbedarf für externe Wärmenutzung in €	
Zusätzliche Betriebskosten (z. B. Strom) für externe Wärmenutzung in €/a	
Methangehalt im Produktgas in %	14
Methanschlupf in % (bezogen auf Rohbiogasanteil)	14
Personalaufwand für den Anlagenbetrieb in Stunden/a	

diesen Umstand würden sicherlich 10-jährige oder sogar kürzere Investitionszeiträume herangezogen werden, die eher der Amortisationsdauer der Anlage entsprechen würden. Insbesondere bei dem gewählten 20-jährigen Betrachtungszeitraum sind unterschiedliche Lebensdauern einzelner Anlagenkomponenten zu berücksichtigen. So sind Gebäude, Einhausungen und auch viele Anlagenteile für einen Betrieb von über 20 Jahren ausgelegt und müssen innerhalb dieser Zeit nicht ersetzt werden. Viele bewegliche Anlagenteile, insbesondere Ventile, Pumpen oder Lager sowie Anlagenteile, die einem hohen Verschleiß durch Wetter oder Biogas ausgesetzt sind, wie Folien oder Membranen, haben jedoch Lebensdauern, die z. T. (deutlich) unterhalb von 20 Jahren liegen. Um trotzdem einen Gesamtbetrachtungszeitraum von 20 Jahren abbilden zu können, wurde für jeglichen Verschleiß grundsätzlich in allen Berechnungen ein Instandsetzungsaufwand in Höhe von 2 % p. a. bezogen auf die Gesamtinvestitionssumme berücksichtigt. Im Einzelfall wurde für Komponenten mit kürzeren Lebensdauern Ersatzinvestitionen berücksichtigt. So ist in den Berechnungen zum Membranaufbereitungsverfahren eine 10-jährige Haltbarkeit der Membranen und damit ein kompletter Austausch des Membransatzes berücksichtigt.

TAB. 6.3: ZUSATZINFORMATIONEN (FUSSNOTEN) ZUR KONKRETISIERUNG DER HERSTELLERBEFRAGUNG

Erläuterungen zu Tabelle 6.2 Fragebogen zur Ermittlung von Biogasaufbereitungskosten	
1	Inklusive aller Prozessschritte vom Rohbiogas bis zum Biomethan (auch Feinentschwefelung, Trocknung und Wärmeauskopplung sofern möglich, sowie Planung/Genehmigung und Bauleistung) ohne Schwachgasnachbehandlung für angegebene Rahmenparameter.
2	Bitte Bestandteile, die in den Kosten nicht berücksichtigt sind, im Feld „Bemerkung“ eintragen.
3	Bitte in Summe angeben, sofern nicht in der Gesamtinvestition enthalten.
4	Bei 97 % Mindestverfügbarkeit, bitte Nennung der Vertragsbestandteile im Feld „Bemerkungen“ (z. B. maximale Laufzeit der Garantien und des Vollwartungsvertrages, inkl. Wartungen in regelmäßigen Abständen entsprechend eines Wartungsplanes, inkl. Anfahrt- und Personalkosten, inkl. Ersatzteile entsprechend der im Wartungsplan festgelegten Wartungsintervalle, inkl. Betriebsmittel und deren Austausch, inkl. Störfallbeseitigung, Mindestverfügbarkeit = 97 %). Bitte zusätzlich auch die Angabe welche Kosten explizit nicht berücksichtigt sind, z. B. bestimmte Verbrauchsmaterialien, wie Aktivkohle.
5	Bitte Nennung der Vertragsbestandteile im Feld „Bemerkungen“ (z. B. maximale Laufzeit der Garantien und des Servicevertrages, inkl. Wartungen in regelmäßigen Abständen entsprechend einem Wartungsplan, inkl. Anfahrt- und Personalkosten, inkl. Ersatzteile entsprechend der im Wartungsplan festgelegten Wartungsintervalle). Bitte zusätzlich auch die Angabe, welche Kosten explizit nicht berücksichtigt sind, z. B. bestimmte Verbrauchsmaterialien wie Aktivkohle.
6	Bitte Vor- und Rücklauftemperatur (55 bzw. 40 °C) berücksichtigen (vgl. auch vorhergehendes Tabellenblatt).
7	Als Prozentsatz auf die Höhe der Gesamtinvestition oder als Summe in €, wobei sämtliche Baunebenkosten abgedeckt sind, z. B. Gründung, Fundamente, Erschließungsarbeiten, Zuwegung, Heranführen von Medien, Beantragen von Genehmigungen, Transport.
8	Bei allen Kostenangaben handelt es sich um unverbindliche Richtpreisangebote, welche unabhängig von den spezifischen Rahmenbedingungen einzelner Projekte sind!
9	Bitte die Summe aller Kosten für die Betriebsmittel angeben, welche nicht im Vollwartungsvertrag enthalten sind.
10	Wenn gegeben, bitte differenziert nach unterschiedlichen Betriebsmitteln angeben.
11	Für Desorption des Betriebsmittels im Aufreinigungsprozess.
12	Bitte Energiebedarfe für alle Prozessschritte (z. B. Schwachgasnachbehandlung, Entschwefelung, Trocknung) vom Rohbiogas bis zum Biomethan berücksichtigen.
13	Bitte Mindestverfügbarkeit angeben.
14	Bitte Garantiewerte angeben und Mindestmethangehalt von 95 % berücksichtigen.
15	Bitte zeitliche Mindestgarantien angeben – für Gesamtanlage bzw. die Einzelkomponenten (ggf. Unterscheidung nach Anlagenkomponenten – insbesondere bewegliche Teile wie Ventile, Kompressoren etc.).
16	Übergabedruck Rohbiogas 1,015 bar berücksichtigen.
17	Ohne Anrechnung von Wärme aus dem Rücklauf der Aufbereitung.

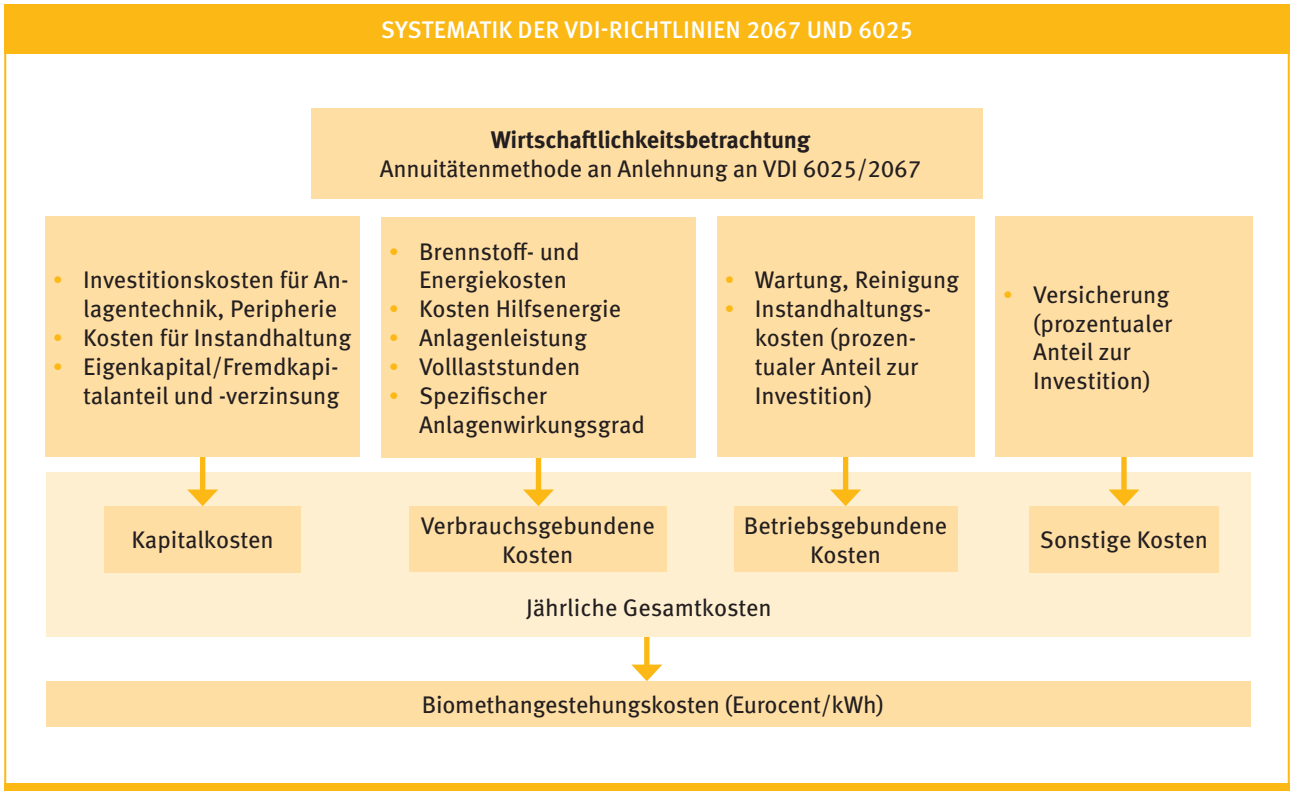


Abb. 6.1: Systematik der VDI-Richtlinien 2067 und 6025 zur Wirtschaftlichkeitsberechnung

Neben dem Wartungsaufwand, der vor allem durch Wartungsintervalle, Personal- und Anfahrtskosten, Anlagenfernüberwachung sowie teilweise durch Betriebsmittel hervorgerufen wird, wird in der Rechnung zusätzlich Instandsetzungsaufwand berücksichtigt. Soweit vom Hersteller nicht abweichend angegeben, wurden 2 % pro Jahr Aufwendung für Instandsetzung bezogen auf die anfängliche Investition berechnet. Die Berücksichtigung von Instandsetzungsbedarf ist hier eine kalkulatorische Größe, die aber weitestgehend mit den Erfahrungen der Anlagenherstellerkorrespondiert. Die jährlichen Instandhaltungskosten können als Unschärfebereich angesehen werden. Zum einen werden die Instandsetzungskosten in der Realität unregelmäßig anfallen, nämlich dann wenn technische Komponenten ausgetauscht oder kostenpflichtig überholt werden müssen. Die jährlich gleichbleibende Berücksichtigung dieser Kosten ist deshalb von kalkulatorischer Natur. Zum anderen bleibt auch eine Unschärfe in den Ergebnissen hinsichtlich des Zusammenhangs zwischen Investitionshöhe und Instandsetzungskosten bestehen.

TAB. 6.4: RAHMENPARAMETER FÜR DIE WIRTSCHAFTLICHE BEWERTUNG

Parameter	Erläuterung	Angabe in	Wert
Kalkulationszinssatz	Mischkalkulationssatz für Gesamtkapital	%	7
Inflation für kapitalgebundene Kosten	Investment und Instandsetzung	% p. a.	1
Inflation für alle sonstigen Kosten	verbrauch-, betriebsgebundene, sonstige Kosten	% p. a.	2
Lebensdauer BGAA		a	20
Instandsetzung	bezogen auf die Gesamtinvestition	% p. a.	2
Anlagenverfügbarkeit		%	96
Strompreis	gestaffelt von 15 ct bei 250 $m^3_{i.N.}/h$ bis 10 ct bei 2.800 $m^3_{i.N.}/h$ (Zwischenwerte interpoliert)	ct/kWh_{el}	10–15
Wärmepreis	für Aminwäsche	ct/kWh_{th}	5
Arbeitskosten	Arbeitgeber-Bruttolohn	€/h	30
Baunebenkosten	gestaffelt von 75.000 bis 100.000 € (vgl. Tab. 6.5)	€	
Wartung	Nach Herstellerangaben, soweit Vollwartungsvertrag angegeben	€/a	
Wartung	2 % p. a. auf die Investition – wenn kein Vollwartungsvertrag angeboten	%	2
Betriebsmittel	separat nach Verbrauch – soweit nicht im Vollwartungsvertrag enthalten	€/a	
Versicherung	0,5 % auf das Investment	% p. a.	0,5

6.2 Kosten der Biogasbereitstellung

Primäre Zielstellung dieses Kapitels ist die Untersuchung und Abbildung der technisch-ökonomischen Leistungsfähigkeit der verschiedenen Aufbereitungsverfahren. Dafür wurden, wie im vorstehenden Kapitel dargestellt, Befragungen von Herstellern und darauf basierende Berechnungen von Aufbereitungskosten durchgeführt. Wesentlicher Bestandteil von Biomethangestehungskosten sind die Rohbiogaskosten, da sie den größten Teil der Gesamtkosten ausmachen, vgl. auch Abbildung 6.3. Die Kosten der Gärstrecke hängen dabei wesentlich von der Substratbereitstellung und der Anlagengröße ab.

Abbildung 6.2 zeigt die unterschiedliche Substratverwendung verschiedener Biomethananlagengrößen. Es wird deutlich, dass nachwachsende Rohstoffe in allen Anlagengrößen verwendet werden und ihr Anteil am insgesamt eingebrachten Substrat mit der Anlagengröße weiter ansteigt, während Bioabfall, Exkremente und Reststoffe eine nur untergeordnete Rolle spielen. Ursache dafür ist oftmals, dass Bioabfälle, Exkremente und Reststoffe nicht in ausreichendem Umfang und konzentriert in Nähe der Anlage vorliegen. Zusammen mit der insbesondere bei Exkrementen eher geringen Energiedichte führt dies mit zunehmender Anlagengröße im Regelfall zum Einsatz mehrheitlich nachwachsender Rohstoffe, wie Mais, Getreide-GPS oder Zuckerrüben.

Die Rohgasgestehungskosten von Biogas/-Biomethananlagen aus nachwachsenden Rohstoffen weisen eine deutliche Größendegression auf und liegen häufig im Bereich von 6,5 bis 5,5 ct/kWh$_{Hs}$. Im Rahmen des Forschungsvorhaben BIOMON wurden bspw. mittlere Rohgasgestehungskosten für NawaRo-Biomethan mit einem Maispreis von 35 €/t$_{FM}$ frei Fermenter für Anlagen in der Größe von 500 bis 2.000 m^3$_{i.N.}$/h Rohbiogas in einer Spanne von 6,0 bis 5,0 ct/kWh$_{Hs}$ angegeben[14]. Neben der Tatsache, dass die Substratkosten grundsätzlich einen wesentlichen und mit steigender Anlagengröße zunehmend dominanten Kostenblock darstellen, muss für das allgemeine Verständnis zusätzlich die regional sehr hohe Schwankungsbreite der Substratpreise betont werden. Nach aktuellen Kenntnissen lagen Maispreise in 2012 in einer Spannbreite von ca. 20–55 €/t$_{FM}$ vor, wobei mittlere Preise von 35–40 €/t$_{FM}$ weit verbreitet sind. Vor diesem Hintergrund ergibt sich eine sehr große Spanne von Rohgaspreisen, die einerseits von der regionalen Lage der BGA bzw. BGAA und der dortigen Nachfragesituation nach Substraten abhängig ist. Zugleich unterliegen viele Substrate wie bspw. Mais oder Weizen starken Einflüssen der globalen Agrarrohstoffmärkte, weswegen Dürren wie im Jahr 2012 in den USA oder in Osteuropa zu Preisanstiegen auch für Biogasanlagen in Deutschland geführt haben. Dieser Zusammenhang führte im Neubaubereich in der Vergangenheit zu einer Korrelation von hohem Anlagenzubau bei niedrigen Agrarpreisniveaus und niedrigem Biogasanlagenzubau bei hohen Agrarpreisniveaus.

Die Gründe für eine Degression der Rohgaspreise sind daher weniger in der Höhe der Substratpreise sondern vor allem in

SUBSTRATEINSATZ BEI BIOMETHANANLAGEN

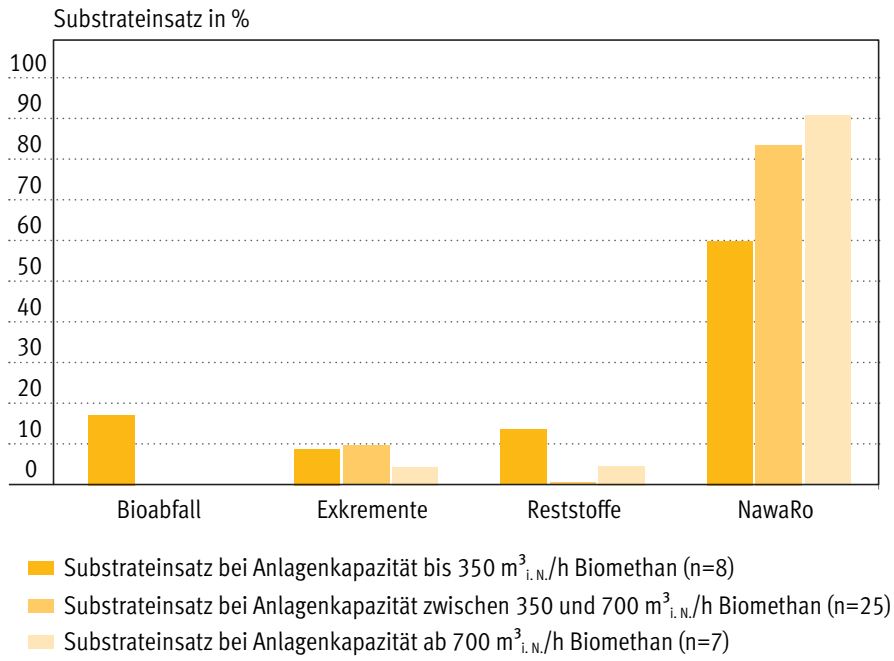


Abb. 6.2: Substrateinsatz bei Biomethananlagen, Mehrfachnennungen möglich [6-4]

[14] *Daten aus dem Jahr 2010.*

dem mit zunehmender Anlagengröße sinkenden spezifischen Investitionsbedarf für Anlagentechnik und Baukosten zu suchen. Erfahrungen aus der Praxis deuten darauf hin, dass dieser Zusammenhang nicht immer linear ist, sondern ca. bis zu einer Anlagengröße von 1.400 $m^3_{i.N.}$/h Rohgas existiert und danach ausläuft. Für Substratpreise, die einem starken Einfluss globaler Agrarrohstoffmärkte unterliegen, ist eine Kostendegression, die auf der Anlagengröße basieren, nicht festzustellen. Im Rahmen dieser Studie wurden Rohgaskosten beginnend für die kleinste Aufbereitungsanlage mit 6,5 ct/kWh bis hin zur größten Stufe (2.800 $m^3_{i.N.}$/h) mit 5,5 ct/kWh Rohgas angenommen (die Zwischenwerte sind linear interpoliert).

Abbildung 6.3 zeigt die in dieser Studie für verschiedene Anlagengrößen verwendeten Rohgaspreise, die auch die Grundlage für die Ausweisung der in Kapitel 6.5 ausgewiesenen Gestehungskosten für Biomethan sind. Aufgrund der skizzierten Spannbreite für Substratpreise und der resultierenden Rohgaskosten sind diese als beispielhaft zu verstehen. Abweichungen können bspw. dann auftreten, wenn in einer großen Anlage größere Anteile preiswerter Reststoffe im Substratmix Verwendung finden.

Im Allgemeinen weisen Anlagen, die zum Großteil nachwachsende Rohstoffe als Substrat einsetzen, eine Kostenstruktur auf, bei der die Substratkosten mit mehr als 50 % den größten Anteil an den Biomethangestehungskosten auf sich vereinen. Dieser Umstand ist die Folge des abnehmenden Anteils kapital- und betriebsgebundener Kosten bei zunehmender Anlagengröße (Kostendegression; vgl. Abb. 6.9). Hier können kleinere und vor Ort verfügbare Substratmengen im Fall von Reststoffen und Exkrementen oft kostengünstig erschlossen werden, während bei größeren Anlagen der Anteil von NawaRo im Substratmix wächst und diese dann häufig auch aus größerer Entfernung bereitgestellt werden müssen. Neben dieser logistischen Herausforderung kommt zudem zum Tragen, dass der Substratbedarf von vielen Anlagen häufig nicht nur von eigenen Flächen sichergestellt wird. Dies bedeutet, dass diese Betriebe eine höhere Abhängigkeit hinsichtlich ihrer Substratkosten von den regionalen, aber vor allem von den globalen Agrarrohstoffmärkten aufweisen. Die Substratlieferverträge sind zum einen in der Regel zeitlich befristet und zum anderen verfügen sie oft über eine preisliche Anpassung an schwankende Agrarrohstoffpreise durch Preisgleitklauseln [6-5]. Für die wirtschaftliche Situation von Bestandsanlagen haben die Substratpreise in dem Maße Einfluss, indem Preissteigerungen direkt an den Anlagenbetreiber weitergegeben werden können. Hier ist demnach die Vertragsgestaltung der Substratlieferverträge hinsichtlich der Laufzeiten und zwischenzeitlicher Preisgleitklauseln für die Anpassung von Substratpreisen von Bedeutung.

6.3 Kosten der Biogasaufbereitung

Die herstellerseitig erhobenen Daten zur Berechnung und Analyse der Aufbereitungskosten zeigen zum einen den Investitionsbedarf für die Aufbereitungsanlage, die Baunebenkosten, die Kosten der Schwachgasnachbehandlung und die einer externen Wärmenutzung. Darüber hinaus wurden analog die anfallenden Betriebskosten der jeweiligen Aufbereitungsverfahren ermittelt. Dies sind insbesondere Energieverbräuche, der Bedarf an Betriebsmitteln wie Aktivkohle, Waschlösungen, Wasser sowie

SPEZIFISCHE KOSTEN DER ROHBIOGASBEREITSTELLUNG

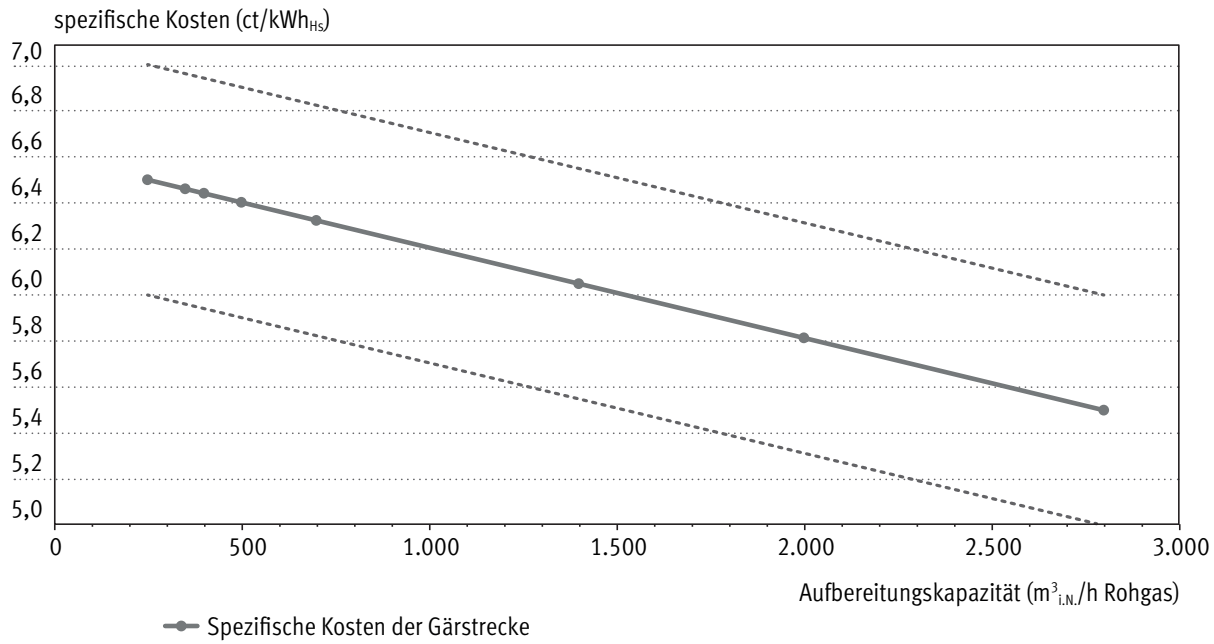


Abb. 6.3: Spezifische Kosten der Rohbiogasbereitstellung

die Kosten für Wartungsverträge und Personalaufwand (näheres zu den Inhalten der Herstellerbefragung ist im Kapitel 6.1 Methodische Vorgehensweise – Datenerhebung und Rahmenparameter nachzulesen). Zentrale Kostenpositionen der Biogasaufbereitungsverfahren sind der anfängliche Investitionsbedarf sowie die notwendige Energieaufnahme für die Methananreicherung.

Abbildung 6.4 zeigt den Investitionsbedarf der einzelnen Aufbereitungstechnologien dargestellt nach Größenklassen von 250 bis 2.800 $m^3_{i.N.}$/h Rohbiogas, in denen die Investition in ggf. notwendige Anlagen zur Schwachgasnachbehandlung sowie pauschalierte Baunebenkosten ebenfalls enthalten sind. Die Anlagen zur Schwachgasnachbehandlung erfüllen teilweise abweichende Immissions-Standards, wenn bspw. eine 3-Kammer-RTO (statt einer 2-Kammer-RTO) im Investment berücksichtigt wurde, die die Anforderungen der TA-Luft erfüllt.

Eine weitere Darstellung derselben Daten zeigt Abbildung 6.5. Hier ist der spezifische Investitionsbedarf in €/$m^3_{i.N.}$ dargestellt, wobei einerseits die starke Kostendegression großer Anlagen und andererseits auch deutliche Unterschiede zwischen den dargestellten Verfahren erkennbar sind. Interessant ist der Vergleich von Abbildung 6.5 mit Abbildung 6.6.

Die Reihenfolge der spezifischen Investitionshöhen aus Abbildung 6.5 ergibt häufig nicht eine analoge Reihenfolge der spezifischen Aufbereitungskosten (Abb. 6.6). Dadurch wird deutlich, dass ein anderer Parameter einen Einfluss auf die spezifischen Aufbereitungskosten aufweist, der die Höhe der spezifischen Investitionen häufig überkompensiert (vgl. auch Abb. 6.10). Dieser Kostenparameter ist der Energieaufwand (Strom oder Wärme), den die Verfahren zu Aufbereitung benötigen. Auf Basis der erhobenen Zahlen kann der Schluss gezogen werden, dass ein höheres Investment in die Anlage dann lohnend ist, wenn damit eine verbesserte Energieeffizienz und geringere Betriebskosten der BGAA verbunden sind, die die kapitalverbundenen Mehrkosten durch die höhere Investition übertreffen.

Zusätzlich zum Investment für die BGAA wurden Baunebenkosten in der Analyse berücksichtigt. Dies sind neben der Gründung, der Errichtung der Fundamente und notwendiger Erschließungsarbeiten, auch Zuwegungen, Anschlüsse für das Heranführen aller notwendigen Medien, Beantragungen von Genehmigungen sowie der Transport von technischem Geräten für den Bau oder von Materialien. Hierzu gab es ebenfalls vereinzelt Angaben von den Herstellern. Für die Berechnungen wurde jedoch eine pauschale Berücksichtigung der Baunebenkosten bevorzugt. Das heißt, das je Anlagengröße ein einheitlicher Wert, beginnend mit 75.000 € für die Größe 250 $m^3_{i.N.}$/h bis hin zu 100.000 € für die Größe 2.800 $m^3_{i.N.}$/h in die Rechnung aufgenommen wurden (vgl. Tab. 6.5). Damit wurden Baunebenkosten mit durchschnittlich 3,42 % bis knapp 7 % je Anlagengröße bezogen auf die Investition in der Analyse berücksichtigt.

Dies ist im Sinne einer objektiven Bewertung der Aufbereitungstechnologien sinnvoll, da die Herstellerfirmen für Aufbereitungstechnologien im Regelfall mit Firmen aus dem Baugewerbe kooperieren und bauseitige Leistungen nicht selbst erbringen. Dabei ggf. auftretende Kostenunterschiede sind daher nicht als Unterschiede der Aufbereitungstechnologie anzusehen, die es zu berücksichtigen gilt. Gleichwohl entstehen diese Kosten bei der Anlagenerrichtung und wurden deshalb einheitlich je Anlagengröße in die ökonomische Bewertung aufgenommen, ohne ungerechtfertigte Verzerrungen der Technologiekosten hervorzurufen.

Neben den Daten aus der Herstellerbefragung sind weitere

INVESTITIONSKOSTEN FÜR BIOGASAUFBEREITUNGSANLAGEN

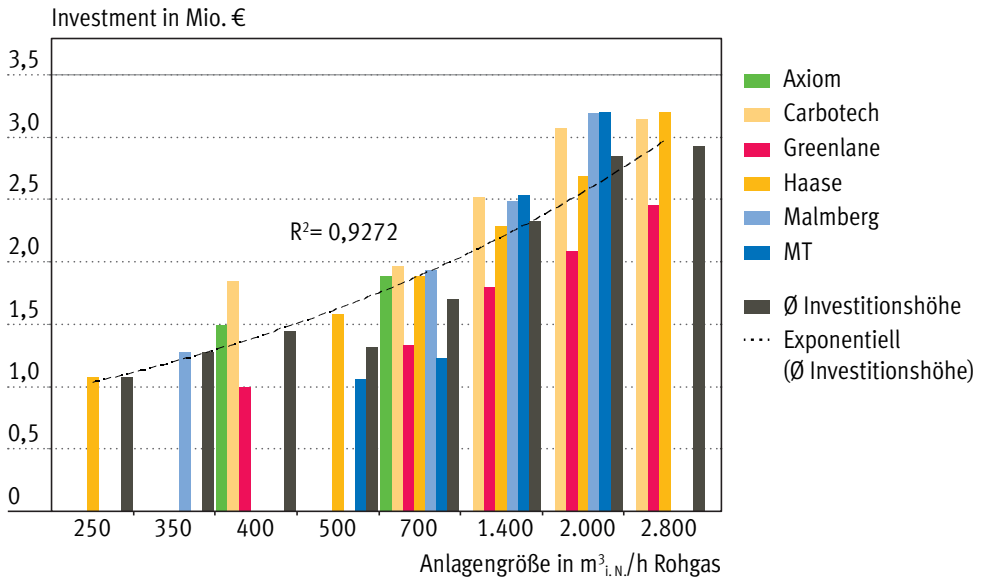


Abb. 6.4: Absolute Investitionen für Anlagen zur Biogasaufbereitung (Datenstand Herbst 2012)

SPEZIFISCHER INVESTITIONSBEDARF FÜR BIOGASAUFBEREITUNGSANLAGEN

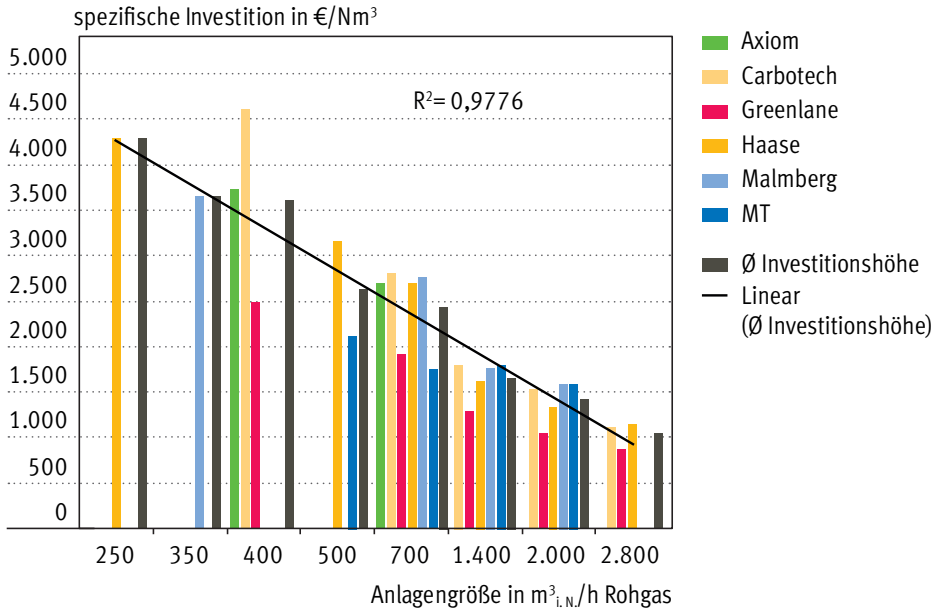


Abb. 6.5: Spezifischer Investitionsbedarf für Anlagen zur Biogasaufbereitung (Datenstand Herbst 2012)

TAB. 6.5: BAUNEBENKOSTEN FÜR ANLAGEN ZUR BIOGASAUFBEREITUNG (ANNAHMEN)

Anlagengröße in $m^3_{i.N.}$/h Rohgas	250	350	400	500	700	1.400	2.000	2.800
Baunebenkosten in €	75.000	80.000	80.000	80.000	85.000	90.000	95.000	100.000

Kosten in die Rechnungen eingegangen, um die betriebswirtschaftlich relevanten Vollkosten für den Anlagenbetreiber abbilden zu können (vgl. Tab. 6.4 Rahmenparameter für die wirtschaftliche Bewertung). Dieses sind Kosten für Instandsetzung, also den Ersatz von Komponenten durch Verschleiß, regelmäßige Wartungskosten sowie bspw. Kosten für die Versicherung der Biogasaufbereitungsanlage. Für Wartungsaufwand wurden Angaben der Hersteller zu Wartungsverträgen genutzt, soweit diese dazu Angaben gemacht haben. Ansonsten wurden 2 % der Gesamtinvestition als jährliche Wartungskosten zuzüglich der Betriebsmittelverbräuche berücksichtigt. Tabelle 6.6 zeigt die verwendeten jährlichen Aufwendungen für Wartung und Inspektion im Überblick. Für Wartung- und Instandsetzungskosten existieren erst seit wenigen Jahren Erfahrungswerte (keine Anlage ist länger als 6 Jahre in Betrieb). Die Belastbarkeit dieser Kostenparameter sollte daher auch weiterhin geprüft werden.

Nach Herstellerangaben sind damit bei Axiom, Carbotech, Greenlane und MT Biomethan die Aufwendungen für einen Vollwartungsvertrag verbunden. Bei Haase entsprechen die Aufwendungen einem Servicevertrag wie auch die prozentualen Angaben bei Malmberg, die in etwa in der Höhe ebenfalls einem Servicevertrag entsprechen. Insgesamt variiert die Höhe der Wartungskosten stark, auch bei den Anbietern, die einen Vollwartungsvertrag anbieten. Relevant für die Bewertung ist deswegen immer die konkrete mit dem Wartungsvertrag verbundene Leistung. Da die Angaben dazu nicht vollständig sind, sind die Angaben in Tabelle 6.6 informativ, nicht aber als direkter Vergleich für eine fundierte Bewertung zu verstehen.

Soweit die Betriebsmittelbedarfe nicht über den Vollwartungsvertrag abgedeckt sind, wurden diese separat bei den Betriebskosten berücksichtigt. Tabelle 6.7 zeigt die erhobenen Aufwendungen für Betriebsmittel und Personalaufwand je Anlagengröße und Jahr.

Der im Regelfall größte Anteil an den jährlichen Betriebskosten entfällt auf den Energiebedarf, der durch den Aufbereitungsprozess notwendig wird. Tabelle 6.8 zeigt die ermittelten Energiekosten für alle Hersteller und Anlagengrößen im Überblick. Der Tabelle zugrunde liegen die Angaben der Hersteller hinsichtlich des spezifischen Energiebedarfs an elektrischem Strom und an Wärme, sowie der berücksichtigten Strom- und Wärmepreise (vgl. auch Tab. 6.4). Für die Wärmebereitstellung kommen verschiedene Bereitstellungskonzepte in Betracht. Möglich ist die Bereitstellung durch einen Gasbrenner, eine Holzhackschnitzelheizung oder durch ein BHKW. In letzterem Fall würde das BHKW als EEG-Anlage Rohgas aus der vor Ort vorhandenen Gärstrecke beziehen und elektrischen Strom in das Netz einspeisen und Wärme für die Gärstrecke respektive Aufbereitung zur Verfügung stellen.

TAB. 6.6: WARTUNGSAUFWAND JE ANLAGENGRÖSSE UND JAHR (DATENSTAND HERBST 2012)

	Anlagengröße in $m^3_{i.N.}/h$							
Wartungskosten in €/p. a.	**250**	**350**	**400**	**500**	**700**	**1.400**	**2.000**	**2.800**
Axiom	–	–	70.000	–	90.000	–	–	–
Carbotech	–	–	55.000	–	75.000	90.000	120.000	140.000
Greenlane	–	–	22.690	–	31.700	36.300	42.800	49.800
Haase[15]	21.500	–	–	31.600	37.700	45.800	53.900	64.000
Malmberg[16]	–	25.600	–	–	38.700	62.300	79.900	–
MT Biomethan	–	–	–	56.200	68.700	96.700	114.800	–

TAB. 6.7: AKKUMULIERTE BETRIEBSKOSTEN JE ANLAGENGRÖSSE UND JAHR (DATENSTAND HERBST 2012)

	Anlagengröße in $m^3_{i.N.}/h$							
Betriebskosten in €/p. a.[17]	**250**	**350**	**400**	**500**	**700**	**1.400**	**2.000**	**2.800**
Axiom	–	–	31.000	–	49.600	–	–	–
Carbotech	–	–	5.500	–	5.500	11.000	11.000	11.000
Greenlane	–	–	4.300	–	5.500	8.300	11.000	14.000
Haase[18]	11.500	–	–	14.700	18.200	31.000	42.000	57.000
Malmberg[19]	–	11.500	–	–	14.000	16.500	17.500	–
MT Biomethan	–	–	–	11.500	14.000	22.800	30.000	–

TAB. 6.8: AKKUMULIERTE ENERGIEKOSTEN JE ANLAGENGRÖSSE UND JAHR (DATENSTAND HERBST 2012)

	Anlagengröße in $m^3_{i.N.}/h$							
Energiekosten in €/p. a.[20]	**250**	**350**	**400**	**500**	**700**	**1.400**	**2.000**	**2.800**
Axiom	–	–	119.000	–	199.500	–	–	–
Carbotech	–	–	94.000	–	158.000	285.000	370.000	447.000
Greenlane	–	–	127.000	–	214.000	305.000	396.000	479.000
Haase[21]	85.000	–	–	136.000	191.000	345.000	448.000	542.000
Malmberg[22]	–	100.000	–	–	175.000	315.000	389.000	–
MT Biomethan[23]	–	–	–	179.000	251.000	488.000	680.000	–

Die Energiekosten sind für die Wirtschaftlichkeit aller dargestellten Anlagen essenziell. Herstellerseitig wird der verfahrensspezifische Energiebedarf ständig optimiert, während die Spielräume zur Energiepreisoptimierung begrenzt sind. Im Fall einer Aminwäsche kann jedoch die Standortwahl hinsichtlich des Wärmekonzepts besondere Bedeutung haben, wenn Wärme sehr preiswert ggf. als Prozess-Abwärme genutzt werden kann.

Die ermittelten Aufbereitungskosten wurden in einem Vollkostenansatz ermittelt. Abbildung 6.6 zeigt die Aufbereitungskosten der verschiedenen Verfahren im Überblick (Stand, Herbst 2012). Insgesamt sind 6 Verfahren, ein Membranverfahren, eine Druckwechsel-Adsorption, zwei Druckwasserwäschen, eine Aminwäsche sowie ein Verfahren, welches das Biogas mittels einer physikalischen Absorption mit einem organischen Lösemittel aufbereitet, in die Bewertung eingegangen.

Die im Rahmen dieses Kapitels vorgestellten Herstellerdaten bzw. verwendeten Rechenansätze vermitteln den notwendigen Überblick für eine Einordnung und Interpretation der nachfolgenden Ergebnisse.

Die Ergebnisse zeigen deutliche verfahrensspezifische Unterschiede sowie Größendegressionseffekte. Die höchsten Aufbereitungskosten weisen hier die kleineren BGAA mit Kapazitäten

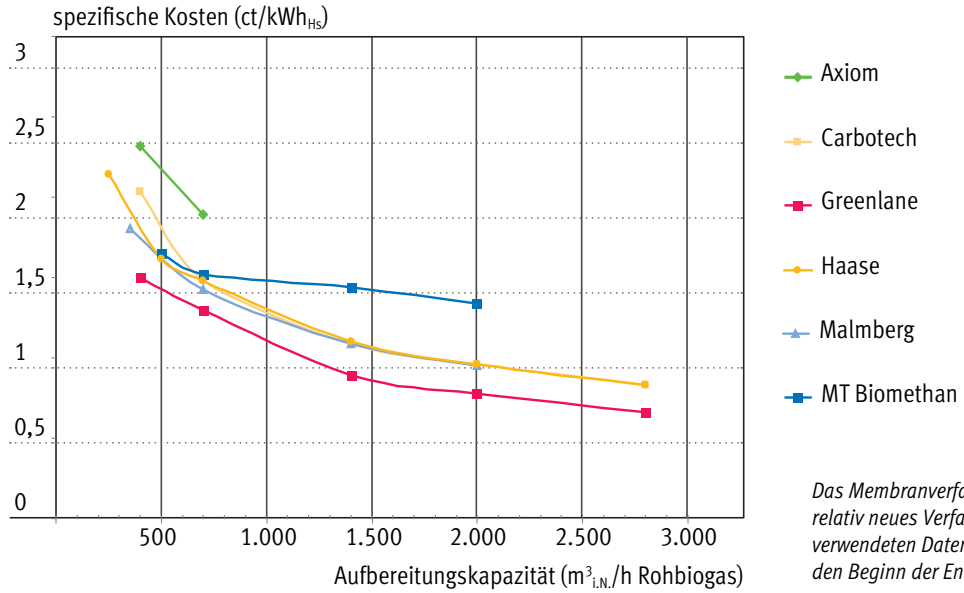
[15] *Es wurden jeweils 2 % der Investition als jährlicher Wartungsaufwand berücksichtigt.*
[16] *Es wurden nach Herstellerangaben für die Größen 350 und 700 $m^3_{i.N.}/h$ jeweils 2 % und für die Größen 1.400 und 2.000 $m^3_{i.N.}/h$ jeweils 2,5 % Wartungskosten bezogen auf die Investition berücksichtigt.*
[17] *Betriebskosten für Betriebsstoffe und Personalaufwand vor Ort (gerundete Werte nach Herstellerangaben).*
[18] *Es wurden jeweils 2 % der Investition als jährlicher Wartungsaufwand berücksichtigt.*
[19] *Nach Herstellerangaben, wurden für die Größen 350 und 700 $m^3_{i.N.}/h$. jeweils 2 % und für die Größen 1.400 und 2.000 $m^3_{i.N.}/h$ jeweils 2,5 % Wartungskosten bezogen auf die Investition berücksichtigt.*
[20] *Gerundete Werte auf der Basis von Herstellerangaben und Energiepreisen in Tabelle 6.4, berücksichtigt wurde jeweils ein externer Strombezug.*
[21] *Es wurden jeweils 2 % der Investition als jährlicher Wartungsaufwand berücksichtigt.*
[22] *Nach Herstellerangaben wurden für die Größen 350 und 700 $m^3_{i.N.}/h$ jeweils 2 % und für die Größen 1.400 und 2.000 $m^3_{i.N.}/h$ jeweils 2,5 % Wartungskosten bezogen auf die Investition berücksichtigt.*
[23] *Kosten für elektrischen Strom und für Wärme, bei einem Wärmpreis von 5 ct/kWh_{th} (nach Herstellerangaben).*

bis zu 500 $m^3_{i.N.}$/h Rohbiogas auf. Im direkten Vergleich am teuersten ist das noch relativ neue Membranverfahren mit Aufbereitungskosten von 1,89 bis 2,32 ct/kWh_{Hs}, während eine Druckwasserwäsche (DWW) der gleichen Anlagengröße Kosten in Höhe von 1,29 bis 1,50 ct/kWh_{Hs} aufweist. Auf Basis von Daten aus dem Herbst 2012 zeigen die etablierten Verfahren einen Kostenvorsprung gegenüber dem noch neuen Membranverfahren. Es ist zu erwarten, das durch technologische Weiterentwicklungen des Membranverfahrens eine Reduzierung der Kostendifferenz möglich sein wird. Durch die Anlagengröße bedingte Kostendegressionen führen zu Aufbereitungskosten für die größte hier betrachtete Anlagengröße von 2.800 $m^3_{i.N.}$/h Rohgas zwischen 0,66 und 0,83 ct/kWh_{Hs}. Einen vollständigen Überblick der Ergebnisse aus Abbildung 6.6 zeigt Tabelle 6.9.

Die verfahrensspezifischen Kostenunterschiede nähern sich mit zunehmender Anlagengröße an (vgl. Abb. 6.7). So liegt der maximale Kostenunterschied aller Verfahren bei der Größe 400 $m^3_{i.N.}$/h bei ca. 1 ct/kWh_{Hs}, während bei der Anlagengröße 2.800 $m^3_{i.N.}$/h der Kostenunterschied nur noch ca. 0,2 ct/kWh_{Hs} beträgt. Spezifische Aufbereitungskosten kleiner 1 ct/kWh_{Hs} werden von einem Hersteller ab der Anlagengröße 1.400 $m^3_{i.N.}$/h Rohgas erreicht.

Die Frage, inwieweit binnen der vergangenen 6 Jahre (seit 2006[24]) eine Entwicklung der Kosten der Biogasaufbereitung stattgefunden hat, kann hier nicht umfassend beantwortet werden, da eine systematische Erfassung der Aufbereitungskosten bisher nicht publiziert wurde. Insofern kann nur an Beispielen gezeigt werden, dass es in den letzten Jahren möglich

SPEZIFISCHE KOSTEN DER ROHBIOGASAUFBEREITUNG



Das Membranverfahren ist ein relativ neues Verfahren. Die hier verwendeten Daten dokumentieren den Beginn der Entwicklung.

Abb. 6.6: Spezifische Kosten der Rohbiogasaufbereitung (Datenstand Herbst 2012)

TAB. 6.9: SPEZIFISCHE KOSTEN DER ROHBIOGASAUFBEREITUNG IN CT/KWH_{HS} (DATENSTAND HERBST 2012)

Hersteller	Aufbereitungskapazität ($m^3_{i.N.}$/h Rohbiogas)							
	250	350	400	500	700	1.400	2.000	2.800
Axiom	–	–	2,32	–	1,89	–	–	–
Carbotech	–	–	2,03	–	1,49	1,09	0,96	0,83
Greenlane	–	–	1,50	–	1,29	0,89	0,78	0,66
Haase	2,14	–	–	1,62	1,48	1,10	0,96	0,83
Malmberg[25]	–	1,80	–	–	1,43	1,09	0,95	–
MT Biomethan	–	–	–	1,65	1,52	1,44	1,34	–

[24] *Die erste Biomethananlage ging im Dezember 2006 im bayerischen Pliening ans Netz.*
[25] *Seit 2013 bietet Malmberg ebenfalls eine BGAA mit 2.800 $m^3_{i.N.}$/h an, die jedoch keinen Eingang mehr in diese Bewertung gefunden hat.*

SPEZIFISCHE KOSTEN DER ROHGASAUFBEREITUNG IM VERGLEICH

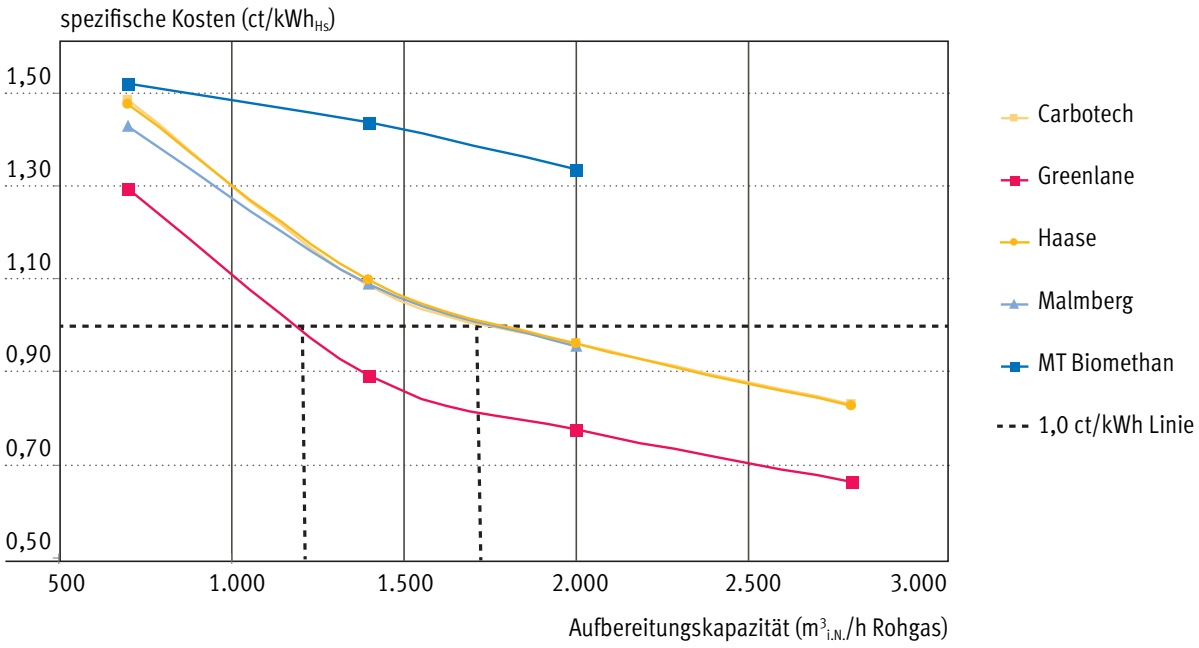


Abb. 6.7: Spezifische Aufbereitungskosten für Biogasaufbereitungsanlagen von 700 bis 2.800 m$^3_{i.N.}$/h

war, diese Kosten zu senken. So kann für zwei BGAA (DWA) mit 792 m$^3_{i.N.}$/h Biomethan und 1.056 m$^3_{i.N.}$/h Biomethan aus dem Jahr 2010 im Vergleich zu den im Rahmen dieses Leitfadens berechneten 1.400 m$^3_{i.N.}$/h Rohgas bzw. 2.000 m$^3_{i.N.}$/h Rohgas ein Rückgang der spezifischen Aufbereitungskosten zwischen 0,13 und 0,2 ct/kWh$_{Hs}$ festgestellt werden[26] [6-6]. Für weitere Vergleiche sei hier auch noch auf Verbundprojekt Biogaseinspeisung, BMBF[27], S. 22f. verwiesen.

Aufgrund der nicht vorhandenen Vergleichsbasis muss eine weitergehende Ursachenanalyse der Biomethankosten-Entwicklung im Rahmen weiterer Arbeiten zum Thema erfolgen.

6.4 Kosten der Biogaseinspeisung

Grundsätzlich entstehen in Abhängigkeit von Druckniveau, Einspeisemenge, Gasqualität und auch von der Entfernung der Einspeiseanlage zum Gasnetz unterschiedliche Kosten der Biogaseinspeisung. Dies ist zum einen der Fall, da das zu erreichende Druckniveau und die Einspeisemenge direkt mit der Verdichterarbeit korreliert. Deshalb sind mit steigendem Druckniveau steigende volkswirtschaftliche Kosten, d. h. Kosten, die gesamtwirtschaftlich getragen werden müssen, verbunden. Unter der Gasqualität sind in erster Linie die Gaszusammensetzung, vor allem der Methangehalt und der sich daraus ergebene Gehalt an Restgasen, zu verstehen. Je nach Qualität des aufbereiteten Biomethans ist ggf. eine Brennwertkonditionierung durch Zugabe von LPG und/ oder Luft vor der Einspeisung notwendig (vgl. Kapitel 3), wodurch weitere Kosten entstehen. Darüber hinaus entstehen mit zunehmender Entfernung der Aufbereitungsanlage vom Gasnetz steigende Kosten für die Verlegung der Gasleitung in Abhängigkeit von der Beschaffenheit des Untergrunds. Grundsätzlich fallen diese Kosten immer an, wenn auch unterschiedlich hoch in Abhängigkeit von der Ausprägung der genannten Faktoren. Offen ist dann noch die Frage nach der Kostenverteilung. Wesentliche Aspekte von Verteilungsfragen zu den Kosten im Zusammenhang mit der Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz sind in der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) geregelt. Dort ist grundsätzlich festgelegt, welcher Kostenanteil durch den Betreiber der Biomethananlage und durch den Netzbetreiber zu tragen ist. Letzterem ist es erlaubt diese Kosten an den Endkunden zu wälzen, d. h. die Kosten an den Gaskunden weiterzureichen, solange der Netzbetreiber den Vorgaben des Realisierungsfahrplans entspricht (§ 33 GasNZV), vgl. auch Kapitel 5.

Mit der Gasnetzzugangsverordnung aus dem Jahr 2005 wurde der Zugang von Biomethananlagen zum Gasnetz privilegiert, da die Netzbetreiber seitdem zum vorrangigen Anschluss verpflichtet sind. Mit der Novelle der GasNZV aus dem Jahr 2010 bzw. erneut im Jahr 2012 wurde zusätzlich eine vereinfachte und für den Einspeiser oft auch kostengünstigere Regelung

[26] *Das entspricht überschlägig einer Kostensenkung von 11–21 %, wobei die Datengrundlage nicht harmonisiert ist, weswegen diese Angaben nur als Näherung zu verstehen sind.*
[27] *Fraunhofer Umsicht (2008), Verbundprojekt Biogaseinspeisung (BMBF), S. 22f.*

bezüglich der Netzanschlusskosten eingeführt. Insbesondere wurde durch die Fallunterscheidung im § 33 GasNZV eine Deckelung der Anschlusskosten für den Anlagenbetreiber einer BGAA mit einer Verbindungsleitung bis zu 1 km zum Gasnetz eingeführt. Dabei werden Netzanschlüsse mit einer Entfernung von bis zu 1 km, von 1 km bis 10 km sowie Entfernungen größer 10 km unterschieden. Für diese Fälle ist vorgesehen, dass der Betreiber bei einer Anschlussentfernung von bis zu 1 km max. 250.000 € der beim Netzanschluss anfallenden Kosten zu tragen hat. Für Entfernungen von 1 km bis 10 km ist eine Kostenteilung vorgesehen, während für alle Anschlüsse mit einer Entfernung ab 10 km aufwärts die für die zusätzliche Entfernung anfallenden Kosten immer allein durch den Anlagenbetreiber zu tragen sind. Die Betriebskosten des Netzanschlusses, d. h. insbesondere die Kosten für die Verdichtung und die Brennwertkonditionierung, trägt der Netzbetreiber stets allein und wälzt diese über den Gaspreis auf die Gaskunden ab (vgl. Kapitel 5.2).

Für die Höhe der spezifischen Netzanschlusskosten existiert nach bisherigen Erkenntnissen eine Spanne im Bereich von 1.000–3.000 €/($m^3_{i.N.}$/h) Biomethan. Die Höhe der spezifischen Einspeisekosten ist neben der Einspeisekapazität vor allem von der Druckstufe des Erdgasnetzes abhängig [6-7]. In den Rechnungen dieser Studie und insbesondere für die Ausweisung der Biomethangestehungskosten (vgl. Abb. 6.8) wird ausschließlich der erste Fall der Deckelung der Einspeisekosten für den Anlagenbetreiber auf 250.000 € berücksichtigt, da dies auch im Anlagenbestand der am häufigsten vorzufindende Fall ist [6-8]. Es werden somit ausschließlich die aus Sicht des Biomethananlagenbetreibers anfallenden Kosten der Biomethaneinspeisung berücksichtigt. Folglich ist für alle berechneten Kosten der absolute Kostenblock der Einspeisekosten identisch. Relativ an den gesamten Biomethangestehungskosten nimmt der Anteil der Einspeisekosten mit zunehmender Anlagengröße ab.

6.5 Kosten der Biomethanbereitstellung

Die ermittelten Biomethanbereitstellungskosten basieren auf einer Spanne der Rohgaskosten von 6,5 bis 5,5 ct/kWh_{Hs} (vgl. Abb. 6.3), den auf Basis von Herstellerangaben berechneten Biomethanaufbereitungskosten (vgl. Kapitel 6.3) und den im voranstehenden Kapitel 6.4 skizzierten Kosten der Biogaseinspeisung. Abbildung 6.8 zeigt die Biomethangestehungskosten der beteiligten Hersteller und für die untersuchten Anlagengrößen im Überblick. Die vermiedenen Netznutzungsentgelte in Höhe von 0,7 ct/kWh_{Hs} Biomethan sind in diesen Zahlen unberücksichtigt, da sie keine Kosten der Biomethanerzeugung oder – Einspeisung darstellen [6-9]. Gleichwohl können sie als Gutschrift angerechnet werden, da sie im Mittel den weiteren Kosten für den Handel und Vertrieb entsprechen. Dies sind im einzelnen Netznutzungsentgelte an der Ausspeisestelle, Bilanzierungskosten, Kosten für Flexibilitätsrahmen und Biogasregister sowie ggf. Entry-Exit-Entgelte bei Einspeisung in das Ferngasnetz [6-10], (vgl. auch Kapitel 7).

VERGLEICH DER BIOMETHANBEREITSTELLUNGSKOSTEN

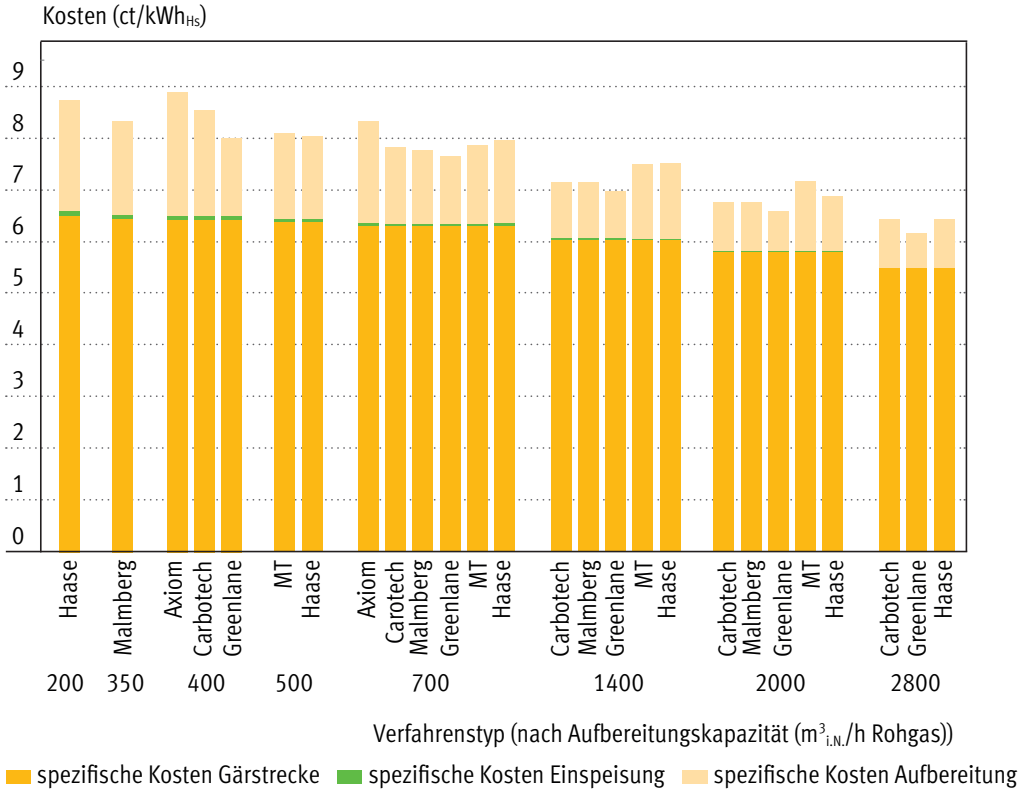


Abb. 6.8: Spezifische Kosten der Biomethanbereitstellung nach Anlagengrößen und Herstellern (Datenstand Herbst 2012)

6.6 Einfluss veränderter Eingangsparameter – Sensitivitätsanalysen

Die in den Kapiteln 6.3 und 6.4 dargestellten Kosten gelten für die jeweils zugrunde gelegten Eingangsdaten. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse wird in diesem Kapitel ein Überblick gegeben, welche Faktoren bei welchem Aufbereitungsverfahren besonderen Einfluss auf die Aufbereitungs- und Biomethangestehungskosten haben.

Der Einfluss möglicher Kostenänderungen auf das wirtschaftliche Ergebnis kann auch durch einen Überblick zur Höhe einzelner Kostenfraktionen an den Gesamtkosten verdeutlicht werden.

Abbildung 6.9 zeigt für beispielhafte Biogas-Vor-Ort-Verstromungsanlagen einen Überblick der Anteile verschiedener Kostenarten an den Gesamtkosten, wobei deren relative Höhe auch ihren Einfluss auf die Aufbereitungs- oder Gestehungskosten dokumentiert. Somit kann festgehalten werden, dass der Kostenanteil zugleich auch das Maß des Zusammenhangs in der Sensitivitätsbetrachtung bedingt bzw. der Einfluss eines Parameters an den Gesamtkosten durch den prozentualen Anteil an den Gesamtkosten der Parameterkosten gegeben ist.

Dabei wird deutlich, dass die verbrauchsgebundenen Kosten, die sich vor allem aus den Substrat- und Energiekosten der Anlage zusammensetzen, mit zunehmender Anlagengröße einen immer größeren Kostenanteil abbilden. Umgekehrt verhält es sich häufig mit den kapitalbezogenen Kosten, die sich aus der Investition und den Instandsetzungsaufwendungen zusammensetzen. Ihr Anteil ist bei kleineren Anlagen mit Abstand am größten. Die Anlagen, die hier bewertet werden, können eher den mittleren und größeren Anlagen zugeordnet werden, weswegen bezogen auf ihre Biomethangestehungskosten ein großer Einfluss der Substratkosten (hier als wesentlicher Teil der Rohgaskosten) sowie des Energiebedarfs für die Aufbereitung gegeben ist und diese Kostenbestandteile deshalb bei Parameteränderungen den größten Einfluss auf die Gesamtkosten entwickeln. Bei Biogasaufbereitungsanlagen ist der dargestellte Effekt von abnehmenden kapitalbezogenen Kosten bei zunehmender Anlagengröße aufgrund von Degressionseffekten noch ausgeprägter. Zugleich sind Aufbereitungsanlagen i.d.R. durch einen im Vergleich zu Vor-Ort-Verstromungsanlagen größeren Substratdurchsatz gekennzeichnet. Das bedeutet, dass die verbrauchsgebundenen Kosten, die zum Großteil durch die Substratkosten determiniert sind, je nach Anlagengröße auch oberhalb von 60 % der jährlichen Kosten liegen können.

In Abbildung 6.10 ist der Einfluss der Eingangsgrößen Investition, Kalkulationszinssatz, Strompreis, jährliche Volllaststunden sowie des Rohgaspreises beispielhaft für eines der DWW-Verfahren dargestellt. Der Anstieg der Kurven gibt den Einfluss der Parameter auf die Gestehungskosten wieder. Dargestellt sind die Sensitivitäten für die Größenklasse 1.400 $m^3_{i.N.}$/h Rohbiogas, als sehr weit verbreitete Größe. Bedingt durch abweichende Kostenstrukturen verschiedener Anlagengrößen variiert auch der Einfluss der Kostenparameter jeweils entsprechend. Bis auf die jährlichen Volllaststunden sind alle Parameter in derselben Richtung zu den Gestehungskosten korreliert. Das heißt, dass bspw. steigende Rohgaspreise auch steigende Biomethangestehungskosten verursachen. Im Fall der jährlichen Volllaststunden bewirken jedoch abnehmende Volllaststunden steigende Gestehungskosten, da abnehmende Volllaststunden eine Mengenreduktion des Anlagenoutputs (hier der Biomethanmenge in kWh) bewirken und die spezifischen Gestehungskosten den Quotienten aus den Gesamtkosten und der Biomethanmenge darstellen.

Den stärksten Einfluss hat hier der Rohgaspreis, da dieser den größten Anteil an den Gesamtkosten aufweist. Dieser wird für die meisten der im Rahmen dieser Studie untersuchten Anlagen zu 50 % oder mehr durch die Substratkosten determiniert. Damit hat letztlich die Substratart sowie die Höhe und jährliche Schwankung der jeweiligen Substratpreise den größten Einfluss

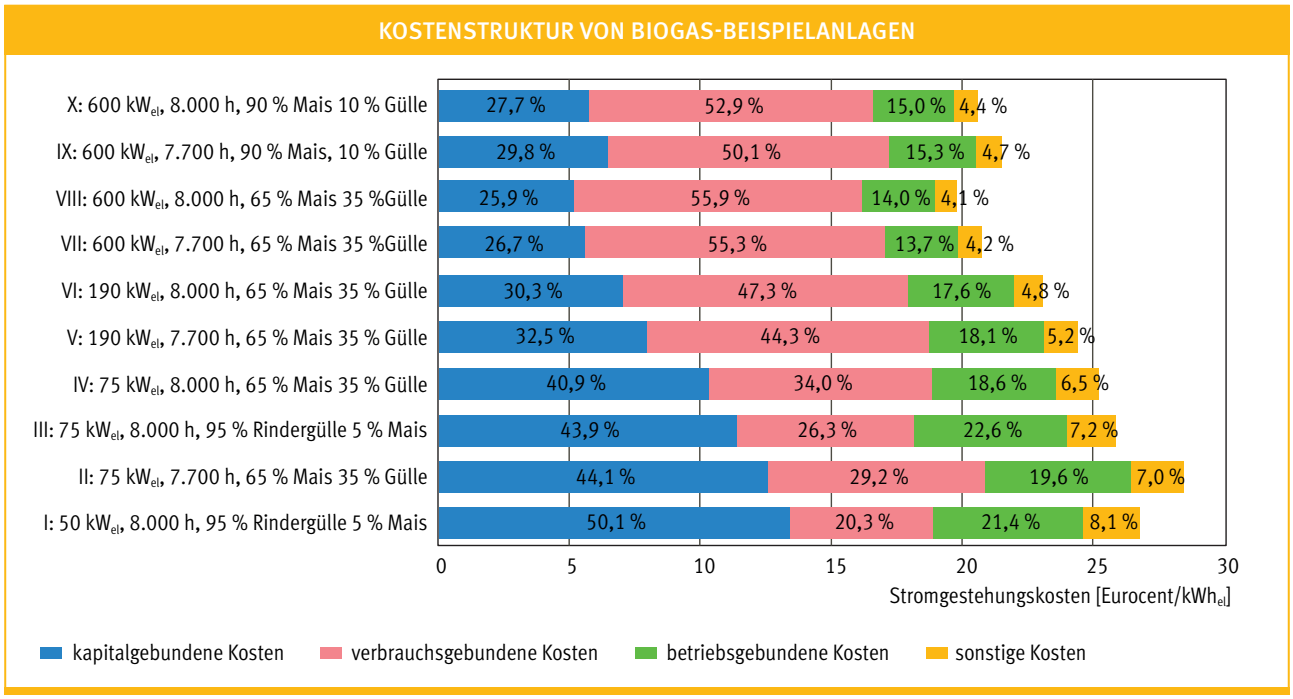


Abb. 6.9: Kostenstruktur von Biogas-Beispielanlagen

SENSITIVITÄTEN VERSCHIEDENER KOSTENPARAMETER

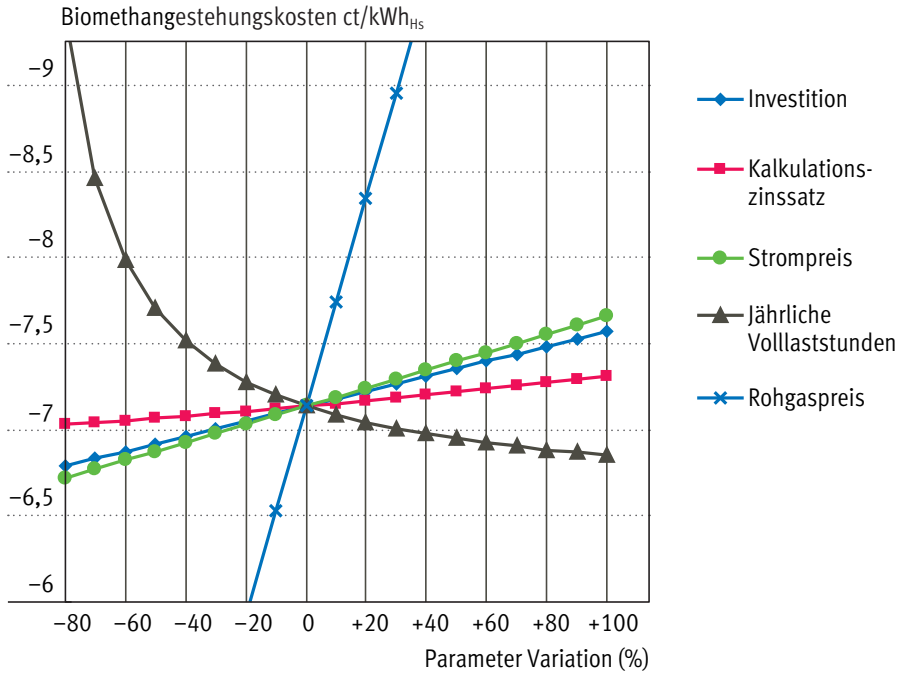


Abb. 6.10: Sensitivitäten verschiedener Kostenparameter auf die Biomethangestehungskosten

auf die Biomethangestehungskosten. Anschließend haben die Energiekosten, noch vor der Investitionshöhe, den zweitwichtigsten Einfluss auf das Endergebnis (vgl. Abb. 6.10). Ähnlich verhält es sich mit dem Wärmebedarf bzw. den Wärmekosten der hier nicht abgebildeten Aminwäsche mit einer 2.000 $m^3_{i.N.}$/h Rohgas Anlagengröße. Für diese Aminwäsche wurde ein Wärmepreis in Höhe von 5 ct/kWh_{th} berücksichtigt. Eine Veränderung um einen Cent ruft für diese Anlage eine Änderung der Biomethangestehungskosten von 0,6 ct/kWh_{Hs} hervor. An diesem Beispiel kann nochmals die Bedeutung des Wärmekonzepts bzw. der Vor-Ort-Kosten der Wärme für Aminwäschen verdeutlicht werden. Sie ist damit besonderes von Standorte, an denen preiswert Wärme bereitgestellt werden kann, sehr gut geeignet.

Die in diesem Kapitel dokumentierten wirtschaftlichen Analysen fokussieren auf die Kostenseite der untersuchten Technologien. Die Analyse verschiedener Einnahmemöglichkeiten sowie von Vermarktungsaspekten von Biomethan wird im nachfolgenden Kapitel 7 beschrieben.

6.7 Literaturverzeichnis

[6-1] VDI 2067: VDI Richtlinie 2067 (2000)

[6-2] VDI 6025: VDI Richtlinie 6025 (1996)

[6-3] FNR: Studie Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz (2006) – ISBN 3-00-018346-9

[6-4] DBFZ: DBFZ Datenbank Biogasaufbereitungsanlagen (2012)

[6-5] Grotsch, M.: Lieferverträge für Substrate. In: Management von Biogas-Projekten (2013)

[6-6] Urban, W.; Klinkert, V.; Bothendorf, E.; Berger, R.; Meyer-Prescher, B.: Gasnetze der Zukunft – Studie zu den Auswirkungen der Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz auf den Netzbetrieb und Endverbraucher. Leipzig, Braunschweig, Oberhausen (2010)

[6-7] Fraunhofer IWES; Fraunhofer UMSICHT; DBFZ gGmbH: 2., unveröffentlichter Zwischenbericht – BIOMON – Evaluierung der Biomethanbereitstellung, -verteilung und -nutzung in Deutschland durch ein Marktmonitoring (Nr. 2) (2011)

[6-8] Beil, M.; Daniel-Gromke, J.; Grope, J.; Urban, W.; Strauch, S.: Präsentation des Abschlussberichts zum Forschungsvorhaben BIOMON – Evaluierung der Biomethanbereitstellung, -verteilung und -nutzung in Deutschland durch ein Marktmonitoring.

[6-9] GasNEV, 2010: Gasnetzentgeltverordnung (2010)

[6-10] Grope, J.; Holzhammer, U.: Ökonomische Analyse der Nutzungsmöglichkeiten von Biomethan.

7 VERMARKTUNG VON BIOMETHAN

Biomethan kann für unterschiedliche Anwendungen genutzt werden, vor allem für KWK-Anlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung, als Beimischprodukt bzw. Ersatz für Erdgas im Wärmemarkt und als Kraftstoff im Verkehrssektor (Abb. 7.1).

In diesem Kapitel sollen die zugehörigen Vermarktungsmöglichkeiten ergänzend zu den rechtlichen Rahmenbedingungen in Kapitel 5 dargestellt werden. Schwerpunkte sind dabei die entstehenden Kosten bei der Biomethanvermarktung und die sich über die jeweilige Verwertung ergebenden Erlöse.

Die drei Vermarktungspfade für Biomethan können in der Regel nur dann genutzt werden, wenn das Biomethan in das Gasnetz eingespeist wird. Dieses bildet dann die Verbindung vom Erzeugungsort zum Verbrauchsort. Die Alternativen, Biomethan an Tankstellen mit direkter Anbindung an die Biomethananlage zu verwerten oder das Biomethan in Hochdruckspeicherflaschen per LKW zum Verwertungsort zu schaffen, stellen in Deutschland die Ausnahme dar. Letzteres findet vor allem in Ländern Anwendung, in denen das Gasnetz nur wenig ausgebaut ist, wie beispielsweise in Schweden.

Bei der Einspeisung in das öffentliche Gasnetz wird das Biomethan physisch mit dem in der Leitung befindlichen Erdgas gemischt. Es muss also über geeignete Bilanzierungssysteme sichergestellt werden, dass die Mengen und Eigenschaften des eingespeisten Biomethans mit denen des ausgespeisten oder zwischengelagerten Biomethans konform sind. Das Biomethan wird also virtuell bzw. bilanziell transportiert. Um diesen bilanziellen Transport nachzuweisen, verlangen die meisten Anwendungsfälle eine lückenlose Nachweisführung über die Biomethanmengen und -eigenschaften sowie dessen Herkunft. Nur so

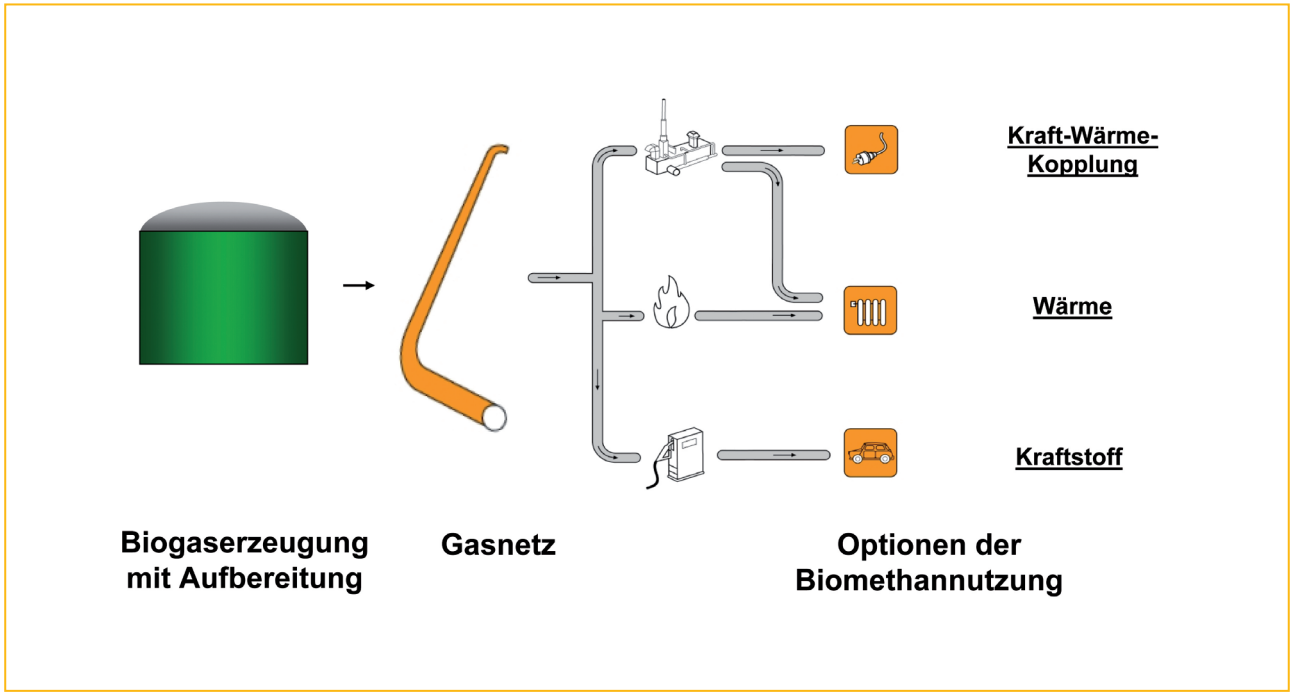


Abb. 7.1: Mögliche Vermarktungspfade für zu Biomethan aufbereitetes und in das Erdgasnetz eingespeistes Biogas

können die jeweiligen Eigenschaften des biogenen Gases in den verschiedenen Vermarktungsoptionen anerkannt werden (vgl. Kapitel 7.1.2). Die Biomethanmengen werden i. d. R. zwischen dem Biomethanerzeuger bzw. -einspeiser und dem Biomethanverwerter gehandelt. Dies geschieht vermehrt über spezialisierte Biomethanhändler, teilweise aber auch über bilaterale Handelsbeziehungen zwischen Erzeuger und Verbraucher.

7.1 Kosten der Biomethanvermarktung

In den folgenden Abschnitten wird der Aufwand für den Transport und ggf. die Speicherung, den Handel, die Bilanzierung und die Nachweisführung der Eigenschaften von Biomethan dargestellt, wobei insbesondere die dabei anfallenden Kosten quantifiziert werden. In Tabelle 7.1 sind diese Kosten, welche in den folgenden Kapiteln näher erläutert werden, zusammengefasst.

7.1.1 Biomethantransport und Biomethanspeicherung

Biomethantransport

Für den Transport von Biomethan steht in Deutschland eine gut ausgebaute Erdgasinfrastruktur zur Verfügung (vgl. Kapitel 3.1). Diese kann der Transportkunde nutzen, um das Biomethan vom Ort der Produktion an den Ort der Verwertung zu befördern. Wie bereits erläutert, ist es dabei nicht notwendig, dass der Transport des einzelnen Biomethanmoleküls tatsächlich, d. h. physisch stattfindet. Da im Regelfall eine sofortige Vermischung des in das Erdgasnetz eingespeisten Biomethans mit Erdgas stattfindet und die Strömungsrichtungen des Gases im Netz nicht für den Biomethantransport beeinflusst werden können, wäre dies technisch ohnehin nicht möglich (vgl. Abb. 7.2). Der Transport findet deshalb rein virtuell bzw. bilanziell statt. Dies bedeutet, dass das transportierte Biomethan durch eine Bilanzierung der eingespeisten und der ausgespeisten Mengen vom Ein- zum Ausspeisepunkt gelangt (vgl. Kapitel 7.1.2). Ein physischer Transport findet allerdings insofern statt, dass die jeweiligen Gasmengen, unabhängig davon, ob es sich um Erdgas,

TAB. 7.1: KOSTEN FÜR DEN TRANSPORT, DIE SPEICHERUNG, DIE BILANZIERUNG, DIE NACHWEISFÜHRUNG UND DEN HANDEL VON BIOMETHAN

Kostenposition	Minimale Kosten in ct/kWh$_{Hs}$	Maximale Kosten in ct/kWh$_{Hs}$	Quelle
vermiedene Netzentgelte	–0,7	–0,7	[7-1]
Biomethantransport (Netznutzungsentgelte[a])	0,15	2,78[e]	[7-2]
Konzessionsabgabe	0	0,51	[7-3]
MüT, L-/H-Gas-Transfer, VHP-Gebühren[f]	0,00	0,26	[7-4], [7-5], [7-6], [7-7], [7-8], [7-9], [7-10]
Inanspruchnahme des Flexibilitätsrahmen[c]	0	0,025	[7-11]
Biomethanbilanzierung und -nachweisführung	0	0,20	[7-9], [7-8], [7-10]
Biomethanhandel	0	0,70	[7-9], [7-8], [7-10]
Energiesteuer[d]	0	0,55	[7-26]
Regelenergieumlage	0,02	0,08	[7-12]; [7-13]
Summe (ohne Biomethanspeicherung, Biogasregister und Umsatzsteuer)	–0,53	3,25	
Physische Biomethanspeicherung (optional)	0,42	1,58	[7-14], [7-15], [7-16], [7-17], [7-18], [7-19], [7-20], [7-21]
Biogasregister[b] (optional)	0,018	0,018[b]	[7-22]
Umsatzsteuer (prozentual auf die Biomethankosten)	19 %	19 %	

[a] *inklusive Entgelte für die Messung und Abrechnung, abhängig vom Bezugsfall (Arbeits- und Leistungspreis) → vgl. Tabelle 7.2*

[b] *zuzüglich einer Jahresgebühr von 890 Euro [7-22]*

[c] *0,1 ct je in Anspruch genommene kWh. D. h., dass bei voller Ausreizung des Flexibilitätsrahmens für 25 % der verwerteten Biomethanmengen 0,1 ct/kWh$_{Hs}$ gezahlt werden müssen und damit 0,025 ct/kWh$_{Hs}$ bezogen auf die Gesamtmenge Biomethan.*

[d] *Nach dem Energiesteuergesetz ist Biomethan in einigen Anwendungsfällen von der Energiesteuer bzw. Mineralölsteuer befreit, z. B. bei der Verwertung als Kraftstoff, sofern die Biomethanmenge nicht auf die Biokraftstoffquote angerechnet wird (vgl. Kapitel 7.2.3) oder bei der Verstromung in hocheffizienten KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von maximal 2 MW$_{el}$ und einem Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 %. Letztere Steuerentlastung ist seit dem 1. April 2012 ausgesetzt. Der Entwurf der Überarbeitung des Energiesteuergesetzes vom 17.11.2012 sieht allerdings eine Wiederaufnahme der Steuerentlastung vor, wobei diese nach dem Entwurf auf den Abschreibungszeitraum der KWK-Anlage beschränkt werden soll. [7-39], [7-38]*

[e] *Angaben nach [7-2]: Wert stellt den Mittelwert der zehn höchsten Netzentgelte in Deutschland für Haushaltskunden dar. Für KWK-Kunden sind die Netzentgelte deutlich niedriger. Nach Angaben eines Biomethanhändlers liegen die Kosten für einen BHKW-Betreiber mit RLM-Anschluss üblicherweise bei max. 0,6 bis 0,7 ct/kWh.*

[f] *MüT, Konvertierungskosten fallen in Abhängigkeit der Anlagenkonzepte an; VHP-Gebühren fallen in jedem Fall an (minimale Kosten nach [7-7] in der Höhe von 0,00011 ct/kWh$_{Hs}$*

Biomethan oder eine Mischung beider handelt, am Ausspeise- bzw. Verwertungsort zur Verfügung gestellt werden. Der Netzbetreiber sorgt hierfür, indem er die transportierten Gasmengen im gesamten Gasnetz entsprechend reguliert und die funktionsfähige Netzinfrastruktur bereithält. Die Kosten für diesen Service trägt der Ausspeiser bzw. der Letztverbraucher des Biomethans, indem dieser mit dem Ausspeisenetzbetreiber einen Ausspeisevertrag schließt und die sogenannten Netznutzungsentgelte für die Inanspruchnahme der Kapazitäten aller vorgelagerten Netze im Marktgebiet entrichtet. Darüber hinaus entstehen Kosten für die Abrechnung und die Messung der dem Erdgasnetz entnommenen Gasmengen. Diese und die Konzessionsabgaben werden ebenfalls vom Ausspeiser an den Netzbetreiber entrichtet.

Die Netzentgelte für Biomethan am Ausspeisepunkt entsprechen den Netzentgelten für Erdgas und unterscheiden sich zum einen je nach Gasnetz bzw. Gasnetzbetreiber und zum anderen nach den Ausspeisemengen sowie der maximalen Ausspeiseleistung. Die Summe der Netzentgelte, welche durch den jeweiligen Netzbetreiber dem Letztverbraucher in Rechnung gestellt werden, ist durch die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) [7-1] geregelt. Danach kann der Gasnetzbetreiber ein Entgelt für die vorgehaltene Kapazität am Ausspeisepunkt, die Ausspeisemengen, die Messung und den Messstellenbetrieb sowie für die Abrechnung berechnen. Zusätzlich wird bei der Berechnung der Netzentgelte zwischen Verbrauchern mit und ohne eine Leistungsmessung am Ausspeisepunkt unterschieden. In Tabelle 7.2 sind die durchschnittlichen Netzentgelte zum Stand 02/2012 in Abhängigkeit der Ausspeisekapazität und der Ausspeisemenge für einige ausgewählte Bezugsmengen dargestellt. Den Bezugsmengen sind dabei typische Verbraucher zugeordnet.

Zusätzlich zu den Ausspeiseentgelten hat der Ausspeiser eine Konzessionsabgabe für die bezogenen Gasmengen an den Netzbetreiber zu entrichten. Auch diese unterscheiden sich je nach Netzbetreiber. Die Konzessionsabgabenverordnung schreibt maximale Konzessionsabgaben vor. Diese liegen für Kunden, welche das Gas ausschließlich zum Kochen und zur Warmwasserbereitstellung nutzen zwischen 0,51 und 0,93 ct/kWh$_{Hs}$ und für Sonderkunden bei 0,03 ct/kWh$_{Hs}$. Kunden, welche mehr als 5 Millionen kWh pro Jahr beziehen, zahlen keine Konzessionsabgabe [7-3].

Für die Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz schließt der Einspeiser einen Einspeisevertrag mit dem Netzbetreiber und bekommt die sogenannten vermiedenen Netzentgelte gutgeschrieben. Diese betragen unabhängig von der Netzdruckstufe, in welches das Biomethan eingespeist wird 0,7 ct/kWh$_{Hs}$ und sind dem Transportkunden für zehn Jahre nach erstmaliger Inanspruchnahme garantiert [7-1] (vgl. Kapitel 5.2). Begründet sind die vermiedenen Netzentgelte mit der Reduzierung von vorzuhaltenden Transportkapazitäten im Erdgasnetz, was aus der Tatsache resultiert, dass Biomethan i. d. R. auf einer niedrigeren Netzebene als Erdgas und somit näher am Verbraucher in das Gasnetz eingespeist wird. Eine Differenzierung des vermiedenen Netzentgeltes nach den Netzebenen, wie beim Strom, gibt es allerdings nicht.

Netzentgelte für die Einspeisung hat der Einspeiser von Biomethan nicht zu entrichten. Diese entfallen seit der letzten Novellierung der GasNEV im Oktober 2010 für Biomethan nicht nur bei Einspeisung in die örtlichen Verteilnetze, sondern ebenfalls bei Einspeisung in Fernleitungsnetze. Für die Einspeisung von Erdgas in Fernleitungsnetze müssen diese weiterhin gezahlt werden [7-1].

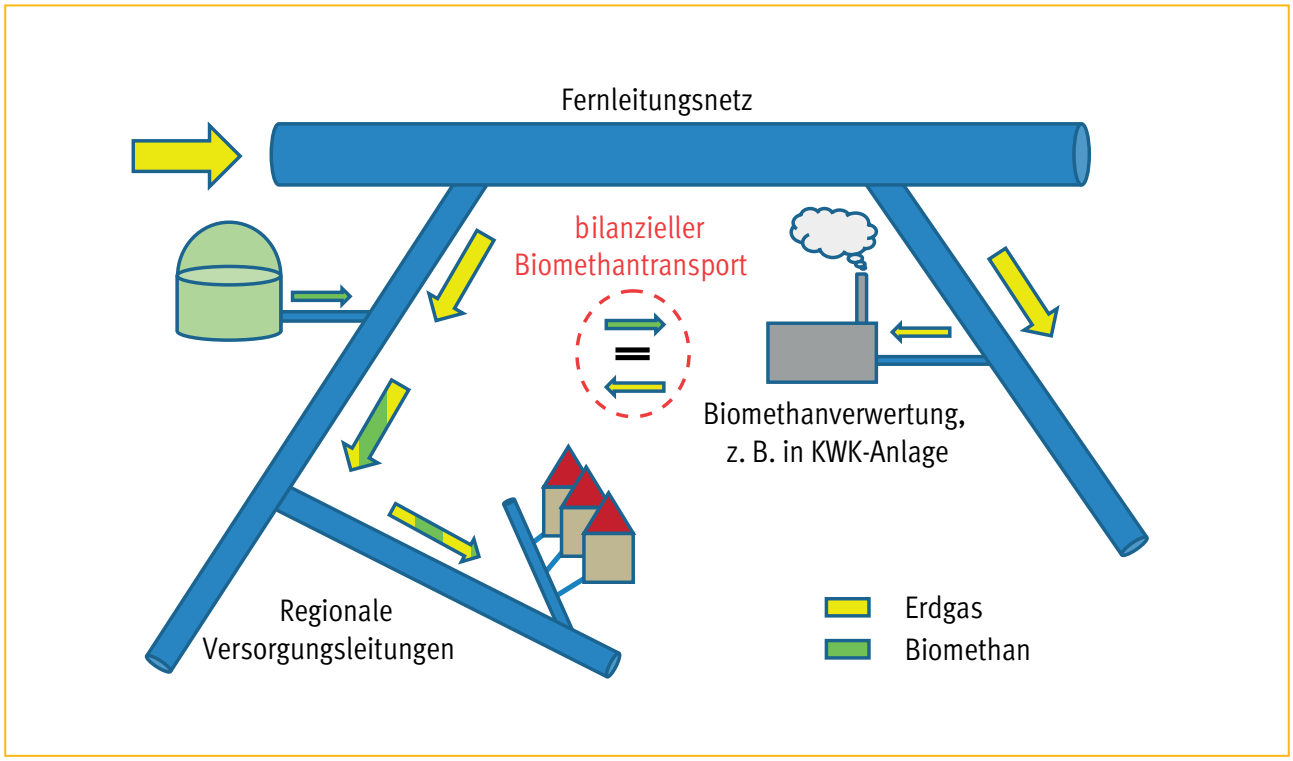


Abb. 7.2: Vereinfachte Darstellung des physischen und des virtuellen bzw. bilanziellen Biomethantransports

TAB. 7.2: MINIMALE, MAXIMALE UND DURCHSCHNITTLICHE AUSSPEISENETZENTGELTE ALLER NETZBETREIBER

für den Bezug von Biomethan bzw. Erdgas ausgewählter beispielhafter Verbraucher (inklusive Entgelte für die Messung und Abrechnung) [7-2]

	Jahresarbeit in kWh_{Hs}	Leistung in kW_{Hs}	Minimale Netzentgelte in ct/kWh_{Hs} [a]	Durchschnittliche Netzentgelte in ct/kWh_{Hs}	Maximale Netzentgelte in ct/kWh_{Hs} [b]
Erdgas- bzw. Biomethantankstelle	1.800.000	1.000	0,39	0,93	2,07
Haushaltskunde (Warmwasser und Heizung)	20.000	0	0,70	1,33	2,78
220 kW_{el} – BHKW 1 + Spitzenlastkessel 1	6.581.028	2.985	0,27	0,65	1,55
1720 kW_{el} – BHKW 2 + Spitzenlastkessel 2	42.182.491	18.546	0,15	0,37	1,21

[a] *Durchschnitt der zehn günstigsten Netzbetreiber*
[b] *Durchschnitt der zehn teuersten Netzbetreiber*

Weitere Kosten können durch einen marktgebietsübergreifenden Transport (MüT) von Biomethan anfallen. Gegenwärtig hat sich die Zahl der Marktgebiete in Deutschland auf 2 (NCG NetConnect Germany und GASPOOL, vgl. Kapitel 5.2.1) reduziert. Nach Angaben eines Biomethanhändlers können die Kosten für den marktgebietsübergreifenden Transport zwischen 0,03 und 0,08 ct/kWh_{Hs} beziffert werden.

Für einen Handel bzw. einen virtuellen Transport von Biomethan von einem L- in ein H-Gas-Gebiet oder anders herum entfallen sogenannte Konvertierungskosten, welche momentan zwischen 0,06 und 0,176 ct/kWh_{Hs} liegen [7-4], [7-7].

Eine Übertragung von Biomethanmengen zwischen Biogasbilanzkreisen, was beispielsweise bei dessen Handel zwischen zwei Handelspartnern notwendig ist, erfolgt über den sogenannten Virtuellen Handelspunkt (VHP, vgl. Kapitel 7.1.2). Die hierbei anfallenden Kosten sind mit aktuell 0,00011 bis 0,00025 ct/kWh_{Hs} im Vergleich zu den übrigen anfallenden Kosten nahezu vernachlässigbar [7-5], [7-6].

Gastransportkunden haben außerdem eine Regel- und Ausgleichsenergieumlage an den jeweiligen Marktgebietsverantwortlichen zu entrichten. Diese liegt je nach Marktgebiet ab dem 01.04.2013 zwischen 0,02 t/kWh_{Hs} [7-13] und 0,08 ct/kWh_{Hs} [7-12].

Biomethanspeicherung

Biomethan kann ebenso wie Erdgas in Untergrundspeichern zwischengespeichert werden. In erster Linie werden hierzu Poren- oder Kavernenspeicher genutzt. In Deutschland gab es zum Stand Ende 2012 insgesamt 43 solcher Speicher mit einem Speichervolumen von ca. 22 Milliarden m^3 [7-23]. Bislang werden nur geringe Mengen Biomethan in solchen Speichern langfristig gespeichert. Eine saisonale Speicherung von Biomethan erfolgt durch die Flexibilität der Bilanzierung von Ein- und Ausspeisemengen im Gasnetz. Diese in Kapitel 7.1.2 näher erläuterte bilanzielle Speicherung erlaubt den Ausgleich zwischen kontinuierlicher Biomethanproduktion und i. d. R. saisonal bedingter Biomethanverwertung beim Endnutzer, was den Biomethantransporteur von hohen Ausgleichsenergiekosten befreit.

Die Nutzung von Poren- und Kavernenspeicher, bislang vornehmlich für die Speicherung von Erdgas, ist heute vor allem wirtschaftlich motiviert. Die Speicherung verschafft den Akteuren die notwendige Flexibilität, um preisorientiert Gasmengen auf dem Gasmarkt anzubieten. Mit dem Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien, wie z. B. Wind- und Solarenergie, könnte eine Speicherung von Erdgas und Biomethan für die Bereitstellung von Spitzen- und Mittellaststrom zukünftig weiter an Bedeutung gewinnen.

Für die Speicherung von Gas in Untergrundspeichern sind Speicherentgelte zu entrichten. Diese unterscheiden sich je nach Speicher und den angebotenen Speicherprodukten. Grundsätzlich ist die Speicherung in Kavernenspeichern teurer als in Porenspeichern. Dies ist mit der Charakteristik der Speicherarten begründet. Kavernenspeicher können zumeist nur relativ geringe Gasmengen aufnehmen, erlauben aber kurzfristige vergleichsweise hohe Entnahmeraten. Das Speicherentgelt setzt sich im Wesentlichen aus dem Leistungsentgelt für das Vorhalten von Speicherkapazitäten und einem Systemdienstleistungsentgelt[28] (SDL) zusammen. Es wird dabei zwischen unterbrechbaren und festen Kapazitäten unterschieden.

TAB. 7.3: SPEICHERENTGELTE FÜR DIE SPEICHERUNG VON ERDGAS ODER BIOMETHAN IN UNTERGRUNDSPEICHERN

NACH [7-14], [7-15], [7-16], [7-17], [7-18], [7-19], [7-20], [7-21]

	Speicherentgelte für gebündelte Kapazität in ct/kWh_{Hs}	Speicherentgelte für gebündelte und ungebündelte Kapazität in ct/kWh_{Hs}
Minimum	0,52	0,42
Mittelwert	0,82	0,71
Maximum	1,58	1,5

Entgelte basieren auf eine einjährige Vertragslaufzeit (01.04.2012 bis 01.04.2013)

Entgelt für SDL (11.000 bis 30.000 €/a und Vertrag, Basisjahr 2008/2009), Rabatte und Sonderkonditionen nicht inbegriffen

[28] *Systemdienstleistungsentgelt als Pauschale für Speichervertrag*

7.1.2 Biomethanhandel, Biomethanbilanzierung und Nachweisführung

Biomethanhandel

Der Biomethanhandel findet, wie bereits einleitend erwähnt, häufig durch einen direkten Austausch der Biomethanmengen zwischen dem Erzeuger und Verwerter statt, insbesondere wenn das Biomethan in Kraft-Wärme-Kopplung oder als Kraftstoff verwertet wird. Die klassisch gehandelten Biomethanmengen, also diejenigen Mengen, welche über einen dritten auf den Biomethanhandel spezialisierten Akteur gehandelt wurden, nahmen in den letzten Jahren allerdings kontinuierlich zu. Laut Biogas Monitoringbericht der Bundesnetzagentur (BNetzA) betrug diese Menge in 2011 1,34 TWh [7-23] und entsprach damit ca. 45 % der gesamten in 2011 produzierten Biomethanmenge. Nach Angaben des aktuellen Biogas-Monitoringberichtes der BNetzA wurden für 2012 etwa 2,25 TWh der verkauften Biomethanmengen an Händler (entspricht etwa 50% der produzierten Biomethanmengen) und etwa 1,5 TWh der verkauften Biomethanmengen an Letztverbraucher abgegeben [7-40]. Als Biomethanhändler treten Akteure auf, welche sich hierauf spezialisiert haben, deren Kerngeschäft also der Handel von Biomethan ist, daneben klassische Erdgashändler, Biomethanproduzenten, Planer von Biomethanprojekten, welche den Biomethanhandel als eine zusätzliche Dienstleistung anbieten und Stadtwerke. Neben dem reinen Handel von Biomethanmengen bieten die meisten dieser Händler weitere Dienstleistungen an. Hierzu gehören insbesondere die Bilanzkreis- und die Nachweisführung der spezifischen Biomethaneigenschaften (vgl. folgende Abschnitte „Biomethanbilanzierung“ und „Nachweisführung von Biomethaneigenschaften und -mengen“). Tabelle 7.4 zeigt einige Vorteile, die sich für Biomethanerzeuger und -verwerter aus der Abwicklung des Biomethanverkaufs bzw. -bezugs über Händler ergeben können.

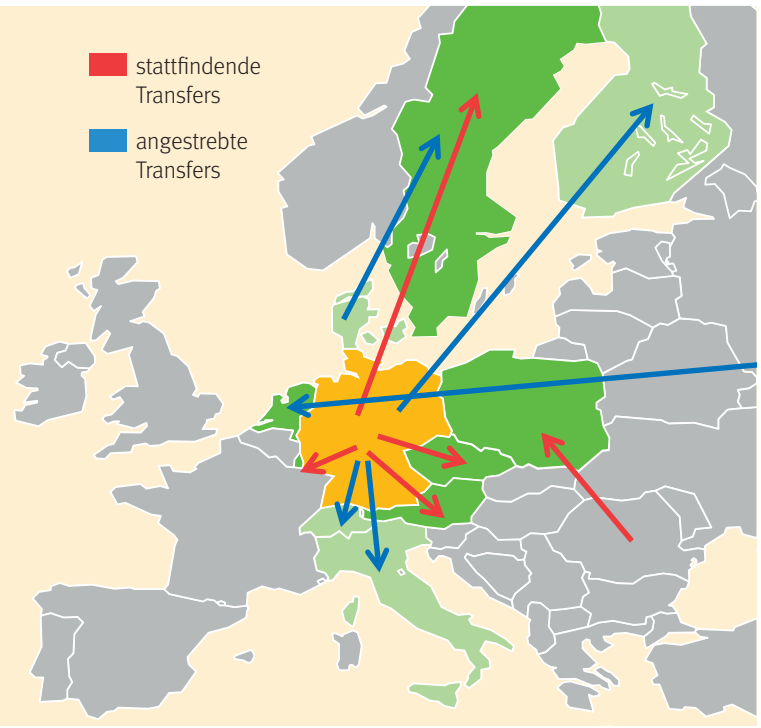


Abb. 7.3: Länderübergreifender Biomethanhandel in Europa [7-27]

TAB. 7.4: VORTEILE FÜR DEN GASVERKAUF BZW. GASBEZUG ÜBER BIOMETHANHÄNDLER

für Biomethanerzeuger und Biomethanverwerter, NACH [7-24]

Biomethanerzeuger	Biomethanverwerter
Absatzsicherung (z. B. auch vor Produktionsbeginn – Finanzierung)	Verminderung des Ausfallrisikos
Langfristige Lieferverträge möglich	Erwerb von Ausgleichsmengen möglich
Aufwand der Bilanzierung und der Nachweisführung kann vom Händler übernommen werden	Kurzfristige Lieferverträge möglich
	Angebot von verschiedenen Gasqualitäten

Wie beim Transport findet der Biomethanhandel rein virtuell statt, sodass die Biomethanmengen am sogenannten virtuellen Handelspunkt (VHP) zwischen den Akteuren nach dessen Einspeisung und vor dessen Ausspeisung ausgetauscht werden. Der virtuelle Austausch erfolgt über die Umbuchung von Kapazitäten zwischen den Bilanzkreisen der Akteure am VHP (vgl. folgender Abschnitt „Biomethanbilanzierung und Biomethannachweisführung“).

Die Kosten für den Biomethanhandel wurden von den befragten Biomethanhändlern in der Bandbreite von 0 bis 0,7 ct/kWh$_{Hs}$ [7-9], [7-8], [7-10] angegeben.

Ein länderübergreifender Biomethanhandel findet in Europa bereits vereinzelt statt (vgl. Abb. 7.3). Größte Herausforderung hierbei ist es, die nationalen Regeln zur Förderung und dabei insbesondere die Anforderungen an die Nachweisführung gewisser Biomethaneigenschaften beim grenzüberschreitenden Transport sicherzustellen. Beispiele in Deutschland sind hierfür die Nachweiserbringung der relevanten Eigenschaften für den Erhalt der EEG-Vergütung, die Anerkennung zur Erfüllung des EEWärmeG, die Steuerentlastung bzw. die Anrechnung auf die Biokraftstoffquote bei der Verwertung als Kraftstoff und die Einhaltung des Massenbilanzsystems, welches zur Sicherstellung des mengenmäßigen Nachweises der erzeugten und an einem anderen Ort verwerteten Biomethanmengen dient. Der Gesetzgeber schließt beispielsweise die Anerkennung im Ausland produzierten Biomethans zum Erhalt der EEG-Vergütung des hieraus produzierten Stroms aus [7-25]. Das von der EU geförderte Forschungsvorhaben Green-Gas-Grids untersucht die Herausforderungen in den Biomethanmärkten der verschiedenen EU-Mitgliedsstaaten, was die Frage nach bestehenden Hürden für den länderübergreifenden Biomethanhandel einbezieht (www.greengasgrids.eu).

Biomethanbilanzierung und Biomethannachweisführung

Die Notwendigkeit der Biomethanbilanzierung resultiert grundsätzlich aus zwei Sachverhalten. Zum einen dient sie der Nachvollziehbarkeit des virtuellen Transports von Biomethan zwischen Einspeise- und Ausspeisepunkt inklusive des zuvor beschriebenen potenziellen Handels. Die dabei geltenden Anforderungen an die Bilanzierung der transportierten Biomethanmengen erfolgen analog zu den Anforderungen der Erdgasbilanzierung. Insbesondere werden bei der Bilanzierung ggf. auftretende Abweichungen zwischen den Ein- und Ausspeise-

mengen und damit einhergehende Notwendigkeiten der Ausgleichenergiebeschaffung identifiziert. Hierbei genießt Biomethan im Vergleich zum Erdgas einige Sonderstellungen, die im folgenden Abschnitt näher erläutert werden.

Zum anderen resultiert die Notwendigkeit der Biomethanbilanzierung aus den besonderen Förderungen von Biomethan bei dessen energetischer Verwertung (vgl. Kapitel 7.2). So fordert der Gesetzgeber für den Erhalt der EEG-Vergütung für aus Biomethan generierten Strom, zur Anerkennung von Biomethan für die Erfüllung des EEWärmeG, der Biokraftstoffquote oder der Steuerbefreiung als Kraftstoff eine Dokumentation des Biomethantransportes und -vertriebs mithilfe von sogenannten Massenbilanzsystemen. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit [7-25] hat hierzu eine Auslegungshilfe veröffentlicht. Diese beschreibt die Anforderungen und die Umsetzbarkeit der Dokumentation mithilfe von Massenbilanzsystemen ausführlich.[29] Im Wesentlichen wird darauf hingewiesen, dass die Dokumentation jedes einzelnen Bilanzierungsschrittes in einem solchen Massenbilanzsystem über eine unabhängige Datenbank zu erfolgen hat, sofern die Bilanzierung zwischen Erzeugung und Verwertung nicht in einer 1:1 Handelsbeziehung oder gar von ein- und derselben juristischen Person erfolgt. Für die Anerkennung von Biomethan als Biokraftstoff betreibt die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) die Datenbank „nabisy“, dessen Nutzung kostenlos zur Verfügung steht. Die Deutsche Energieagentur (dena) betreibt das Biogasregister. Über diese Datenbank ist ebenfalls die Dokumentation der Einhaltung eines Massenbilanzsystems möglich.

Neben der Massenbilanzierung ist für die meisten der Verwertungsoptionen von Biomethan der lückenlose Nachweis von bestimmten Eigenschaften des Biomethans erforderlich. Dieser erfolgt zunächst auf der Produktionsanlage, indem ein autorisierter Gutachter (z. B. Umweltgutachter) das Zertifikat über die spezifischen Eigenschaften einer bestimmten Biomethanmenge (in Wärmeäquivalenten) ausstellt. Die relevanten Eigenschaften ergeben sich aus der Produktionskapazität, der verwendeten Substrate zur Biomethanerzeugung und der Einhaltung von gesetzlich vorgeschriebenen Grenzwerten. Eine vollständige Auflistung aller potenziell erforderlichen Eigenschaften stellt die dena auf der Internetseite des Biogasregisters zur Verfügung (www.biogasregister.de). Das durch einen Gutachter erstellte Zertifikat zur Dokumentation der spezifischen Biomethaneigenschaften dient dem Verwerter als Nachweis für den Erhalt besonderer Vergütungen bzw. der Anerkennung des verwerteten Biomethans zur Erfüllung gesetzlicher Anforderungen. Den Handelspartnern ist es dabei freigestellt, ob sie die Nachweise bilateral weiterreichen oder eine unabhängige Datenbank, wie z. B. das Biogasregister, nutzen. Letzteres vereinfacht die Nachweisführung insbesondere dann, wenn der Handel über mehrere Zwischenhändler erfolgt und für den Fall, dass die gehandelten Biomethanmengen in Teilmengen aufgeteilt werden.

Die Kosten für die Bilanzierung und Nachweisführung werden von den befragten Akteuren in der Größenordnung von 0 bis 0,2 ct/kWh$_{Hs}$ beziffert. Für die Nutzung des Biogasregisters (dena) fallen aktuell (Stand Februar 2013) Gebühren von 0,018 ct/kWh$_{Hs}$ zuzüglich einer Jahresgrundgebühr von 890 Euro an [7-22]. Darüber hinaus bieten auch Biomethanhändler wie Arcanum eigene Bilanzierungssysteme an, die alternativ genutzt werden können. Arcanum Energy bietet die Nutzung des eigenen Massenbilanzsystems (sog. BiMaS) und Herkunftsnachweise für 0,01 ct/kWh zzgl. 790 € Jahresgebühr an [7-9].

Unabhängig von der Nutzung einer der Datenbanken, fallen vergleichbare Kosten für die gutachterliche Bilanzierung und Zertifikaterstellung für den Endkunden an [7-28]. Die Kosten umfassen die Erstbegutachtung der Anlage sowie jährliche Begutachtungskosten, die u. a. die jährliche Prüfung des Einsatzstofftagebuchs der Biogasanlage und die Prüfung der erzeugten und aufbereiteten Gasmenge der Aufbereitungsanlage bis zur Freigabe zur Vermarktung beinhalten. Zudem fallen Kosten für etwaige Gasmessungen (Methanschlupf) an.

Die zu Beginn dieses Abschnitts erwähnte klassische Biomethanbilanzierung erfolgt ebenso wie für Erdgas nach festgeschriebenen Regeln. Für die Bilanzierung von Biomethanmengen sind diese im § 35 der GasNZV (Stand: Oktober 2010) [7-11] beschrieben. Im Vergleich zur Bilanzierung von Erdgasmengen erhält die Biomethanbilanzierung einige Sonderstellungen, welche in erster Linie der Herausforderung entgegenkommen, die Biomethaneinspeise- und -ausspeisemengen zeitlich aufeinander abzustimmen. Diese Herausforderung besteht aufgrund der annähernd konstanten Biomethaneinspeisung und der je nach Anwendungsfall mehr oder weniger starken zeitlichen Variation der Biomethanausspeisung. Die Sonderregelungen vermeiden erhebliche Kosten für aufzuwendende Ausgleichsenergiemengen für die Biomethaneinspeisung und -verwertung.

Im BDEW/VKU/GEODE[30]-Leitfaden – Bilanzierung Biogas sind die Regeln und Mechanismen zur Biomethanbilanzierung ausführlich beschrieben [7-29]. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat in einer öffentlichen Mitteilung vom 27.08.2009 empfohlen, diesen Leitfaden zur Biomethanbilanzierung anzuwenden.

7.2 Erlöse durch die Biomethanvermarktung

Biomethan konkurriert bei der energetischen Verwertung mit einer Reihe von alternativen Energieträgern, insbesondere Erdgas, und weist dabei in der Regel höhere Bereitstellungskosten auf. Der bestehende förderpolitische Rahmen schafft monetäre Anreize und setzt die regulatorischen Rahmenbedingungen, welche trotz der höheren Bereitstellungskosten die energetische Verwertung von Biomethan in den unterschiedlichen Nutzungspfaden konkurrenzfähig machen sollen. In den folgenden Abschnitten werden die potenziellen Erlöse für Biomethan im Rahmen der verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten, d. h. bei Verwertung in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), als Kraftstoff oder als Beimischprodukt im Wärmemarkt dargestellt. Unter Berücksichtigung der aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen werden die Erlössituationen insbesondere im Vergleich zum fossilen Erdgas dargestellt und abschließend bewertet.

[29] *Verfügbar unter www.erneuerbare-energien.de*
[30] *Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU), Groupement Européen des enterprises er Organismes de Distribution d'Énergie (GEODE)*

TAB. 7.5: VERGÜTUNG 2012 FÜR STROM AUS BIOGAS/BIOMETHAN (OHNE BIOABFALL) NACH DEM EEG 2012

Anlagenleistungs-äquivalent	Grundvergütung [a,e]	Einsatzstoffvergütungs-klasse I [b]	Einsatzstoffvergütungs-klasse II [b]	Gasaufbereitungs-Bonus [d, e]
(kW_{el})	(ct/kWh_{el})			
≤ 150	14,3	6	8	3 (≤ 700 $m^3_{i.N.}$/h) 2 (≤ 1.000 $m^3_{i.N.}$/h) 1 (≤ 1.400 $m^3_{i.N.}$/h)
≤ 500	12,3	6	8	
≤ 750	11,0	5	8/6 [c]	
≤ 5.000	11,0	4	8/6 [c]	
≤ 20.000	6,0	–	–	

[a] *Vergütungshöhe bis zur Grenze der Bemessungsleistung*
[b] *Entsprechend der Definitionen der Biomasseverordnung*
[c] *Für den energetischen Anteil von Gülle wird ab einer Bemessungsleistung von 500 kW_{el} eine Einsatzstoffvergütung von 6 ct/kWh_{el} gewährt.*
[d] *Wird gewährt bei Einhaltung der Anspruchsvoraussetzungen nach Anlage 1 EEG 2012.*
- Methanemissionen bei der Aufbereitung höchstens 0,2 %.
- Stromverbrauch der Aufbereitung max. 0,5 $kWh/m^3_{i.N.}$ Rohgas
- ausschließlicher Einsatz von erneuerbaren Energien für die Bereitstellung der Prozesswärme der Aufbereitung
- max. Nennleistung der Aufbereitungsanlage von 1.400 $m^3_{i.N.}$/h
[e] *Die Grundvergütung und der Gasaufbereitungsbonus unterliegen einer jährlichen Degression von 2 %. Die Vergütung zum Inbetriebnahmezeitpunkt gilt für die gesamte Vergütungsdauer.*

7.2.1 Vermarktung in Kraft-Wärme-Kopplung

Bei der Verwertung von Biomethan in KWK-Anlagen lassen sich zum einen Erlöse durch die Vergütung des produzierten Stroms nach dem EEG generieren und zum anderen durch den Verkauf der Wärme, welche für den Erhalt der EEG-Vergütung vollständig genutzt werden muss. Tabelle 7.5 gibt eine Übersicht über die Vergütung von Strom aus Biomethananlagen nach dem aktuellen EEG 2012. Obwohl die Verstromung von Biomethan aus Biomethananlagen, welche nach dem 1. Januar 2012 in Betrieb gegangen sind, auch in BHKW möglich ist, welche vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen wurden (mit Biomethan oder mit anderen Brennstoffen, wie z. B. Erdgas oder Pflanzenöl), wird auf eine Darstellung der EEG-Vergütungen vorheriger EEG-Fassungen an dieser Stelle verzichtet. Neben der festen EEG-Vergütung gibt es seit Inkrafttreten des EEG 2012 die Möglichkeit, den Strom direkt zu vermarkten und dabei die sogenannten Marktprämie zu erhalten. Für mit Biogas oder Biomethan betriebene BHKW mit einer installierten Anlagenleistung größer 750 kW_{el} wird ab 2014 keine feste EEG-Vergütung mehr gezahlt, sodass diese Anlagen die unterschiedlichen Alternativen der Direktvermarktung nutzen müssen. Biomethan-BHKW, welche den Strom direkt vermarkten, können außerdem unter den in Kapitel 5.2 beschriebenen Voraussetzungen die sogenannte Flexibilitätsprämie erhalten. Sowohl die Direktvermarktung als auch die Flexibilitätsprämie geben Biomethan-BHKW-Betreibern die Möglichkeit, zusätzliche Erlöse im Vergleich zur festen EEG-Vergütung zu generieren. Die Höhe der Erlöse hängt dabei zum einen von der Geschicklichkeit bei der Vermarktung des Stroms ab. Dabei können höherer Erlöse durch die Vermarktung des Stroms zu Hochpreiszeiten erzielt werden, wobei die technischen Voraussetzungen des entsprechend flexiblen Betriebs des BHKW gegeben sein müssen. Zum anderen werden über die Auszahlungen der Flexibilitätsprämie und der Managementprämie Zusatzerlöse generiert. Dem gegenüberzustellen ist allerdings stets der finanzielle Aufwand, welcher durch die zusätzlich zu tätigenden Investitionen (z. B. zusätzliche BHKW-Leistung und Wärmespeicher), den Vermarktungsaufwand und den zusätzlichen Wartungsaufwand entsteht. Die im Folgenden dargestellte Analyse der Wirtschaftlichkeit von Biomethan in KWK-Anlagen berücksichtigt neben der EEG-Festvergütung die Möglichkeiten und Grenzen der Erlösoptimierung durch die Direktvermarktung mit Inanspruchnahme der Marktprämie und der Flexibilitätsprämie.

Die Erlöse zum Verkauf der Wärme sind abhängig vom Wärmepreis, welcher zwischen dem KWK-Betreiber und dem Wärmekunden ausgehandelt wird bzw. bei der Eigenversorgung durch die aus der KWK-Anlage bereitgestellten Wärme eingespart werden kann. In der Regel sind dabei die Wärmepreise anzusetzen, welche über alternative Bereitstellungsoptionen möglich sind. Hierzu gehören mit fossilen Brennstoffen (z. B. Erdgas, Heizöl oder Braunkohlestaub) oder regenerativen Brennstoffen (z. B. Holzpellets oder Holzhackschnitzel) betriebene Kessel, Wärmepumpen bzw. mit Erdgas oder Pflanzenöl betriebene KWK-Anlagen. Eine Auswahl der Wärmebereitstellungsoption erfolgt in der Regel unter ökonomischen Gesichtspunkten und ist stark beeinflusst durch die Strom- und Wärme-Bedarfsprofile am zu versorgenden Objekt.

Wirtschaftlichkeit der Verwertung von Biomethan gegenüber Erdgas in KWK-Anlagen

Im Folgenden werden der Entscheidungsprozess und die Möglichkeiten für die Vermarktung von Biomethan in KWK-Anlagen am Beispiel des Vergleichs zu Erdgas-KWK-Anlagen dargestellt. Die Ergebnisse wurden im Forschungsvorhaben BIOMON[31] im Rahmen einer Analyse der Rahmenbedingungen für Biomethannutzung im KWK-Sektor in Zusammenarbeit des DBFZ und des Fraunhofer IWES[32] erarbeitet. Für weitere Detailanalysen und Hinweise hinsichtlich der Verwertung von Biomethan in KWK, insbesondere bei einer flexiblen Betriebsweise wird auf

[31] *BIOMON – Evaluierung der Biomethanbereitstellung, -verteilung und -nutzung in Deutschland durch ein Marktmonitoring (FKZ: 03MAP185), unterstützt durch eine Zuwendung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB), bearbeitet durch das Fraunhofer IWES, Fraunhofer UMSICHT und DBFZ gGmbH, Projektlaufzeit: Oktober 2009 bis März 2013*
[32] *Hauptverantwortlicher Bearbeiter seitens des Fraunhofer IWES: Dipl.-Ing. (FH) Uwe Holzhammer*

den „Leitfaden Biomethan BHKW“ der dena hingewiesen.[33] Als Indikator der betriebswirtschaftlichen Ergebnisse dient der minimale erforderliche Wärmeerlös in ct/kWh$_{th}$, welcher notwendig ist, um über den jeweiligen Betrachtungszeitraum eine Gesamtkapitalrendite (GKR) von 10 % zu erwirtschaften. Mithilfe der Annuitätenmethode in Anlehnung an die VDI 2067 wurde der erforderliche Wärmeerlös aus der Differenz der jährlichen Kosten (kapital-, betriebs-, verbrauchsgebundene und sonstige Kosten) und der jährlichen Einnahmen aus den Stromerlösen im Verhältnis zur bereitgestellten jährlichen Wärmemenge für folgende Versorgungskonzepte berechnet:

- Erdgas-KWK mit interner Stromlieferung von 0 bis 100 %
- Biomethan-KWK mit fester EEG-Vergütung
- Biomethan-KWK mit Direktvermarktung und Inanspruchnahme der Marktprämie im Grundlastbetrieb (gleiche BHKW-Leistung)
- Biomethan mit Direktvermarktung im flexiblen Anlagenbetrieb und Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie (doppelte BHKW-Leistung)

In der Praxis gibt es darüber hinaus eine Vielzahl unterschiedlicher Anwendungsfälle, für welche die relevanten Rahmenparameter sehr unterschiedlich sein können. Dies betrifft insbesondere die Volllaststundenzahl des BHKW, den Betrachtungszeitraum für das KWK-Projekt und die Eigentumsverhältnisse des BHKW und des versorgten Objektes.

Im nicht flexiblen Betrieb (d. h. ohne Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie) wird angestrebt, eine möglichst hohe Volllaststundenzahl des BHKW umzusetzen, da hierdurch die Wirtschaftlichkeit des BHKW positiv beeinflusst wird. Dies wird durch die Grundlastwärmeversorgung mithilfe des BHKW und dem zusätzlichen Betrieb eines Spitzenlastkessels für den darüber hinausgehenden Wärmebedarf erreicht. Da die Wirtschaftlichkeit des BHKW aber auch durch die BHKW-Leistung beeinflusst wird, d. h. eine größere Anlagenleistung die spezifischen Kapital- und Betriebskosten des BHKW senkt, muss stets ein Kompromiss gefunden werden, sodass Volllaststunden zwischen 5.000 und 6.000 Stunden pro Jahr eine übliche Auslegungsgröße für den auf den Erhalt der EEG-Festvergütung ausgerichteten Grundlastbetrieb darstellen.

Der Betrachtungszeitraum ist sehr von der Intention des Wärmekunden abhängig. So streben industrielle Kunden eher kürzere Betrachtungszeiträume (maximal 5 Jahre) und Kunden im kommunalen Bereich (z. B. Versorgung von öffentlichen Gebäuden, wie Schwimmbäder, Krankenhäuser oder Schulen) eher lange Betrachtungszeiträume (minimal 10 Jahre) an.

Die Eigentumsverhältnisse bei der Strom- und Wärmebereitstellung mit KWK-Anlagen sind für die Wirtschaftlichkeit ebenfalls von Bedeutung, da Erdgas-BHKW bei der Vergütung nach dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) von der Zahlung der EEG-Umlage befreit werden, sofern der Strom im eigenen Objekt genutzt wird. Folglich ist es erstrebenswert, dass wenn große Mengen des Stroms aus der KWK-Anlage anstatt sie in das öffentliche Stromnetz einzuspeisen im mit Wärme versorgten Objekt genutzt werden können, der Eigentümer des versorgten Objekts auch Eigentümer und Betreiber der KWK-Anlage ist. Das Pendant hierzu ist das sogenannte Contracting-Modell, bei dem das BHKW von einem Dritten betrieben wird, welcher den Strom und die Wärme an den Strom- und Wärmekunden verkauft. Für den Betrieb des BHKW mit Biomethan gibt es für diese beiden Fälle keine relativen Vor- oder Nachteile, da für den Strom die EEG-Vergütung gezahlt wird, die heute und auch in absehbarer Zukunft höher als die potenziellen Stromeinsparungen ist, sodass der Strom unabhängig von den Eigentumsverhältnissen komplett in das öffentliche Stromnetz eingespeist und nach dem EEG vergütet wird (vgl. Abb. 7.4).

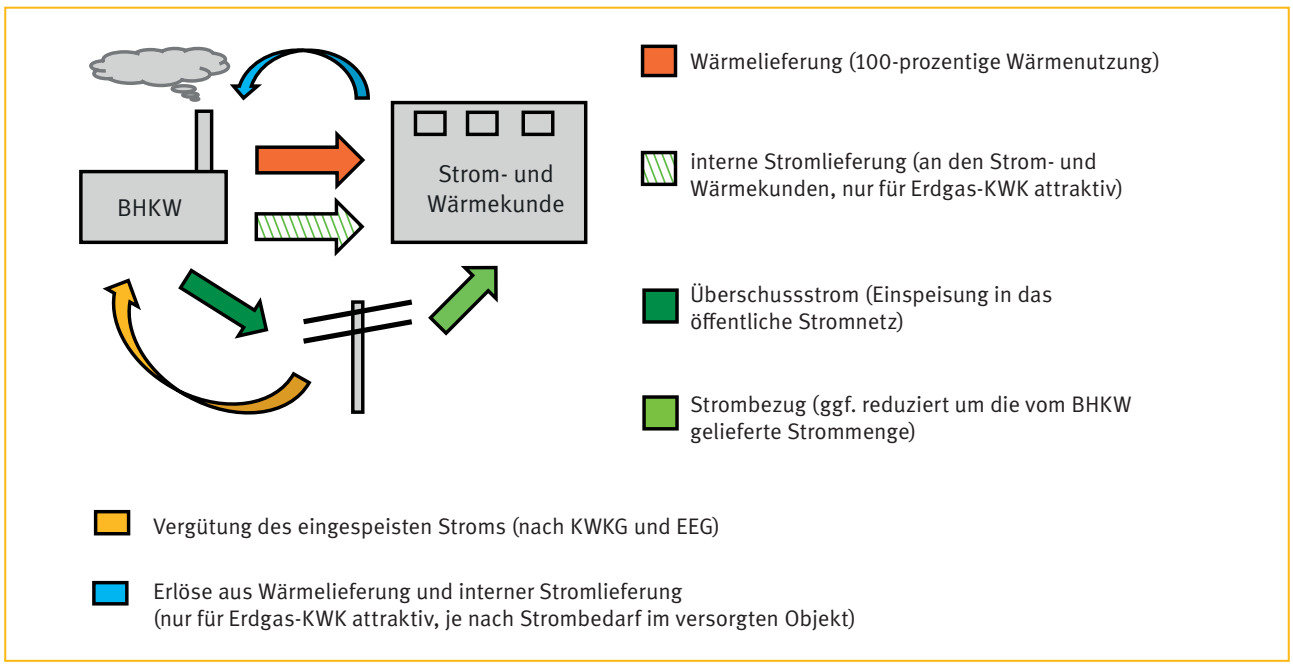


Abb. 7.4: Vereinfachte Darstellung der Strom- und Wärmebereitstellung sowie deren Vergütung aus KWK-Anlagen

[33] *Download unter: http://www.dena.de/projekte/erneuerbare/leitfaden-biomethan-bhkw-direkt.html*

Wie im Fall der Betrachtungszeiträume gibt es auch bei den Eigentumsverhältnissen in der Praxis eine Tendenz zur unterschiedlichen Handhabung bei industriellen und kommunalen Verbrauchern. So sind industrielle Unternehmen eher bereit, den finanziellen und zeitlichen Aufwand für die Anschaffung und den Betrieb des BHKW auf sich zu nehmen, um daraus den Vorteil der Einsparung der EEG-Umlage beim intern genutzten Strom zu realisieren. Kommunale Einrichtungen vermeiden diesen Aufwand eher und überlassen die Investitionen in das BHKW und dessen Betrieb i. d. R. einem Contracting-Unternehmen. Aus diesen Gründen wurden in den Wirtschaftlichkeitsrechnungen zur Analyse der Möglichkeiten der Biomethanverwertung in KWK-Anlagen im Vergleich zur Verwertung von Erdgas zwischen den zwei Modellfällen „Industrie & Gewerbe“ und „kommunales Contracting“ unterschieden (vgl. Tab. 7.6).

Weitere hier verwendete Rahmenparameter, welche für die Wirtschaftlichkeit von Biomethan- und Erdgas-KWK-Projekten von Bedeutung sind, zeigt ebenfalls Tabelle 7.6. Für die Modellfälle wurden Werte der einzelnen Parameter gewählt, welche die üblichen Rahmenbedingungen der Praxis möglichst gut abbilden, wobei davon ausgegangen werden muss, dass die Werte in der Praxis im Einzelfall von diesen abweichen. Um die Einflüsse der einzelnen Parameter bewerten zu können, sind im Anschluss dieses Abschnittes die Ergebnisse einer Sensitivitätsanalyse dargestellt.

Die Ergebnisse der wirtschaftlichen Analyse (vgl. Abb. 7.5 und Abb. 7.6) zeigen, dass der wirtschaftliche Vorteil des Einsatzes

TAB. 7.6: RAHMENPARAMETER FÜR DIE WIRTSCHAFTLICHE ANALYSE DER VERWERTUNG VON BIOMETHAN UND ERDGAS IN KWK-ANLAGEN [7-30]

Allgemeine Rahmenparameter
5.500 Volllaststunden (im Standardbetrieb)
Betrachtungszeitraum: 5 Jahre (Modellfall „Industrie & Gewerbe“), 10 Jahre (Modellfall „kommunales Contracting“)
BHKW-Laufzeit: 55.000 Volllaststunden
Gesamtkapitalrendite (GKR): 10 %
BHKW-Stromeigenbedarf: 3 %
Trafoverluste: 1 %, Trafo bei Einspeisung ins Mittelspannungsnetz ab 250 kW_{el}
Preissteigerung Base-Load Strom: 1 % p. a.
Preissteigerung für betriebsgebundene und sonstige Kosten: 2 % p. a.
Die bereitgestellte Wärmemenge wird beibehalten, bei flexibler Betriebsweise wird die installierte Anlagenleistung erhöht, die Volllaststunden entsprechend reduziert und in einen Wärmespeicher investiert
Annahmen Biomethan-KWK
Biomethanbezugspreis: 7,4 ct/kWh_{Hs}
Preissteigerung Biomethanpreis: 1 % p. a.
EEG-Vergütung: • ausschließlich ESK 1-Vergütung • Gasaufbereitungsbonus von 3 ct/kWh_{el} (Biomethan aus BGAA < 700 $m^3_{i.N.}$/h)
weitere Erlöse: • Marktprämie + Stromerlös • Marktprämie + Flexibilitätsprämie + Stromerlöse • Strompreise 2011
Volleinspeisung, Strombezugskosten abhängig von der Bezugsleistung • Standard: 15,6 ct/kWh bis 15,7 ct/kWh • Flex-Betrieb: 19,2 bis 19,5 ct/kWh
Eigenstrombedarf: 3 %
Annahmen Erdgas-KWK
Erdgasbezugspreis: 3,4 bis 3,8 ct/kWh_{Hs} (in Abhängigkeit der Erdgasbezugsmenge und inklusive Netznutzungsentgelte, nach [7-31]
Preissteigerung Erdgas: 3 % p. a. (progressive Annahme auf Grundlage der Entwicklungen des Grenzübergangspreises von Erdgas in den letzten 10 Jahren (6,5 % p. a.) nach [7-37] und den Einschätzungen von Marktakteuren)
Stromerlöse (Überschussstrom): • EEX-Base-Load (4,51 ct/kWh_{el} – 2. Quartal 2012) • Vermiedene Netznutzungsentgelte1 (0,6 ct/kWh_{el} für Einspeisung in das Mittelspannungsnetz und 1,45 ct/kWh_{el} für Einspeisung in das Niederspannungsnetz) • KWK-Zuschläge (novelliertes KWKG vom 12.07.2012)
Stromerlöse (interne Stromnutzung): • EEX-Base-Load (+1 ct/kWh_{el} bei Strommengen < 300.000 kWh_{el}/a) • Vermiedene Stromsteuer (2,05 ct/kWh_{el}) • eingesparte Netzentgelte für vermiedenen Strombezug (0,7 ct/kWh_{el} für Strombezug aus dem Mittelspannungsnetz und 2,23 ct/kWh_{el} für Strombezug aus dem Niederspannungsnetz) • Vermiedene Konzessionsabgaben (0,11 ct/kWh_{el}) • Vermiedene KWK-Umlage (0,05 bzw. 0,126 ct/kWh_{el}) • Vermiedene EEG-Umlage (nur im Modellfall „Industrie & Gewerbe“) von 5,28 ct/kWh_{el})

ERFORDERLICHE WÄRMEERLÖSE INDUSTRIE UND GEWERBE

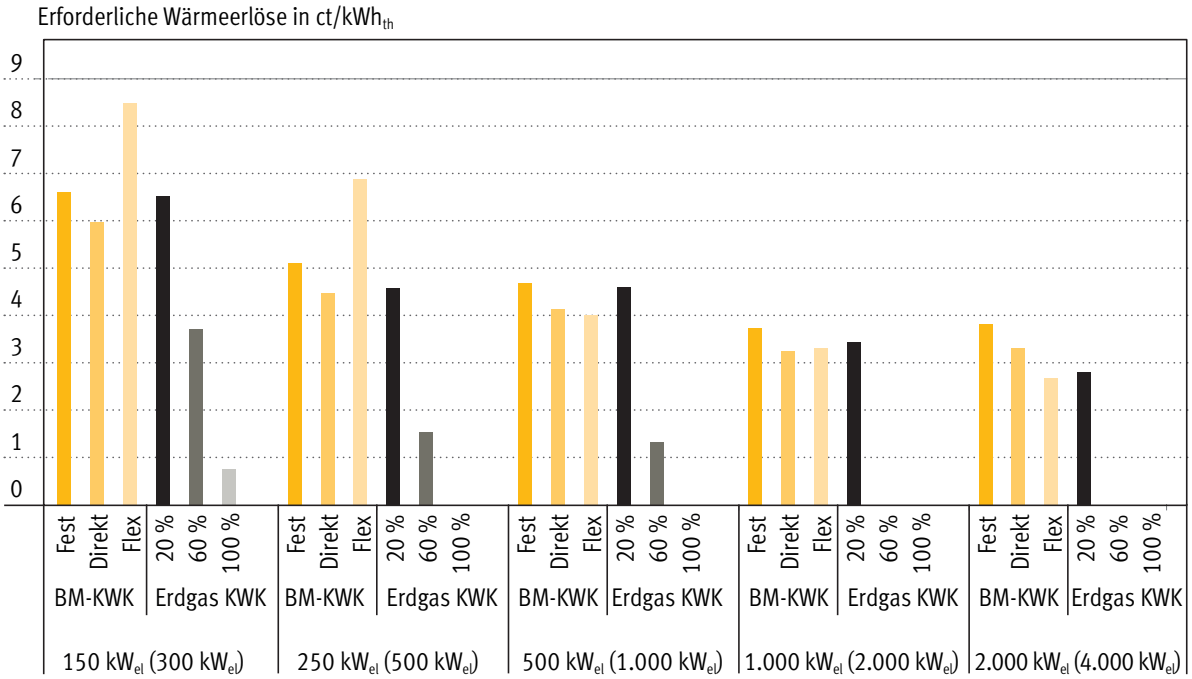


Abb. 7.5: Erforderliche Wärmeerlöse bei der Verwertung von Biomethan und Erdgas in KWK-Anlagen im Modellfall „Industrie & Gewerbe“ bei einer Gesamtkapitalrendite von 10 % [7-30]

ERFORDERLICHE WÄRMEERLÖSE KOMMUNALES CONTRACTING

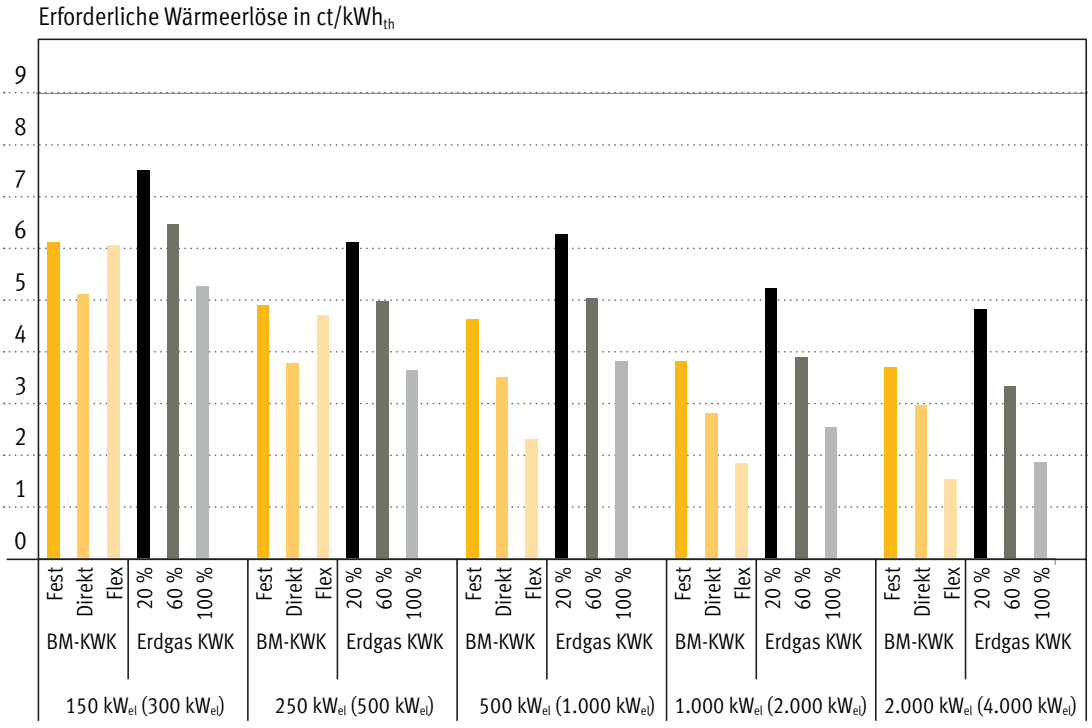


Abb. 7.6: Erforderliche Wärmeerlöse bei der Verwertung von Biomethan und Erdgas in KWK-Anlagen im Modellfall „kommunales Contracting“ bei einer Gesamtkapitalrendite von 10 % [7-30]

von Erdgas zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung mit zunehmendem Anteil intern genutzten Stroms wächst. Dies ist erkennbar durch den sinkenden erforderlichen Wärmeerlös für einen wirtschaftlichen Betrieb der KWK-Anlagen unter den gegebenen Rahmenparametern. Beim Modellfall „Industrie & Gewerbe“ ist dieser Effekt durch die Einsparungen der EEG-Umlage bei „interner Stromnutzung“ noch stärker ausgeprägt, als beim Modellfall „kommunales Contracting“.

Der längere Betrachtungszeitraum im Modellfall „kommunales Contracting“ führt zu einer wirtschaftlichen Besserstellung des Einsatzes von Biomethan gegenüber Erdgas im Vergleich zum Modellfall „Industrie & Gewerbe“. Grund hierfür ist die auf 30.000 Volllaststunden beschränkte Zahlung der KWK-Zuschläge für Strom aus mit Erdgas betriebenen KWK-Anlagen nach dem KWKG. Folglich steigt der wirtschaftliche Vorteil für den Einsatz von Biomethan mit jeder Volllaststunde über 30.000 Stunden, da der Strom aus mit Biomethan betriebenen KWK-Anlagen für 20 Jahre nach dem EEG vergütet wird.

Die Ergebnisse zeigen außerdem, dass:

- das wirtschaftliche Optimum (geringste spezifische erforderliche Wärmeerlöse) für den Einsatz von Biomethan in KWK-Anlagen bei fester EEG-Vergütung (Fest) und in der Direktvermarktung mittels der Marktprämie (Direkt) im BHKW-Leistungsbereich von ca. 1.000 kW_{el} liegt (Grund hierfür ist die Staffelung der EEG-Vergütungssätze in Abhängigkeit der installierten BHKW-Leistung – vgl. Tab. 7.5),
- der Einsatz von Biomethan in KWK-Anlagen mit fester EEG-Vergütung im Modellfall „Industrie & Gewerbe“ bereits bei einer EEG-Umlage von 5,28 ct/kWh_{el} kaum noch konkurrenzfähig ist,
- der Einsatz von Biomethan in KWK-Anlagen bei fester EEG-Vergütung in Konzepten, die dem hier dargestellten Modellfall „kommunales Contracting“ ähneln, gegenüber dem Einsatz von Erdgas bei einem Anteil interner Stromnutzung von weniger als 60 % i. d. R. wirtschaftlich konkurrenzfähig ist. Allerdings nimmt dieser Vorteil mit größerer BHKW-Leistung (insbesondere oberhalb von 1.000 kW_{el}) ab. Gleichzeitig gilt es zu beachten, dass Wärmepreise von über 5 ct/kWh_{th} im Markt generell nur schwer durchsetzbar sind (alternative Optionen zur Wärmebereitstellung, z. B. mit Holz, Erdgas, Heizöl oder Braunkohlestaub betriebene Kessel sind günstiger),
- bei geschickter Direktvermarktung des produzierten Stroms (z. B. Verschiebung der Stromproduktion in die Hochpreiszeiten) die Wirtschaftlichkeit von mit Biomethan betriebenen KWK-Anlagen etwas verbessert werden kann (Direkt), d. h. der notwendige Wärmepreis sinkt geringfügig um ca. 0,2 ct/kWh_{th}. Relevante zusätzliche Kosten verursacht durch Investitionen bzw. zusätzliche Wartungsarbeiten werden nicht erwartet. Es ist individuell zu prüfen, inwieweit der Wärmespeicher ausreichend dimensioniert ist,
- durch eine intelligente Fahrweise von Biomethan-Anlagen, die auf einen bedarfsorientierten Betrieb ausgelegt wurden, sich die Wirtschaftlichkeit z. T. deutlich verändern kann. Dadurch ist es möglich gegenüber Lösungen mit Erdgas als Energieträger einen geringeren Wärmepreis anzubieten. Die Einnahmen über die Wertsteigerung des Stroms und der Flexibilitätsprämie ermöglichen ab 500 kW geringere notwendige Wärmepreise für die gleiche Rendite. Der Anlagebetrieb wird allerdings dementsprechend komplexer.

Abb. 7.7: Biomethan-BHKW in Container und Aufstellraum [2G Energy AG (oben), Seva Energie AG (unten)]

Sensitivitätsanalyse für die Wirtschaftlichkeit von Biomethan in KWK-Anlagen

Die für die wirtschaftliche Analyse der Verwertung von Biomethan in KWK-Anlagen angenommenen Rahmenparameter (vgl. Tab. 7.6) können im Praxisfall mehr oder weniger stark von diesen abweichen. Deshalb ist es sinnvoll, die Ergebnisse bezüglich der Einflüsse der wesentlichen Rahmenparameter zu analysieren. Die Ergebnisse einer entsprechenden Sensitivitätsanalyse zeigen Abbildungen 7.8 und 7.9 Dargestellt sind die erforderlichen Wärmeerlöse bei der Verwertung von Erdgas im Modellfall „Industrie & Gewerbe“ mit 60 % Eigenstromnutzung und Biomethan bei fester EEG-Vergütung für ein BHKW mit je 1.000 kW_{el} installierter Leistung in Abhängigkeit der relativen Änderung der Parameter, ausgehend vom angenommenen Wert des jeweiligen Parameters entsprechend der Tabelle 7.6. Die Einflüsse der untersuchten Rahmenparameter unterscheiden sich beim Modellfall „kommunales Contracting“ mit Ausnahme der EEG-Umlage durch dessen Einsparung bei der internen Stromlieferung aus Erdgas-KWK-Anlagen nur geringfügig. Während im Falle der internen Stromlieferung aus Erdgas-KWK-Anlagen im Modellfall „Industrie & Gewerbe“ die Höhe der EEG-Umlage einen wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit hat (vgl. Abb. 7.8), ist das Ergebnis im Modellfall „kommunales Contracting“ unabhängig von der EEG-Umlage.

Die in den Abbildungen 7.8 und 7.9 dargestellten Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen zeigen, dass sowohl beim Betrieb einer KWK-Anlage mit Erdgas, als auch mit Biomethan bei Betrachtung der relativen Änderung der Rahmenparameter der Brennstoffbezugspreis (Erdgas bzw. Biomethan) den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage hat. Im Fall des Biomethan-BHKW ist der Brennstoffbezugspreis aufgrund des im Vergleich zum Erdgaspreis höheren Biomethanpreises noch entscheidender als beim mit Erdgas betriebenen BHKW. Weitere wichtige Einflussgrößen sind in beiden Fällen die Investitionssummen und beim mit Erdgas betriebenen BHKW der Base-Load-Strompreis und die EEG-Umlage. Der Einfluss der EEG-Umlage fällt bei höheren als den hier dargestellten 60 % Eigenstromanteil noch stärker ins Gewicht. Die relativen Änderungen der Gesamtkapitalrendite

SENSIVITÄT VON ERDGAS-KWK-ANLAGEN INDUSTRIE UND GEWERBE

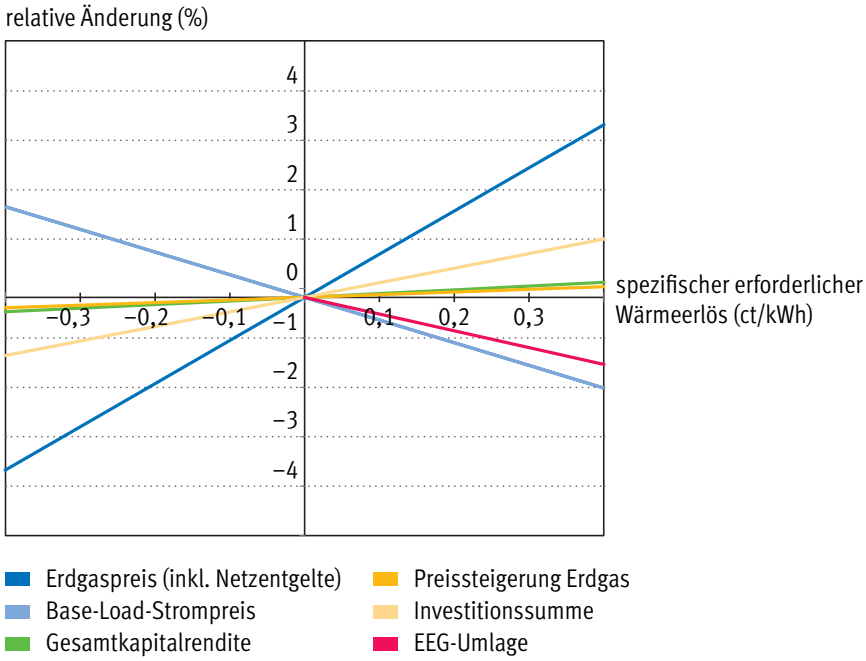


Abb. 7.8: Einflüsse verschiedener Rahmenparameter auf die erforderlichen Wärmeerlöse bei der Strom- und Wärmebereitstellung aus Erdgas-KWK-Anlagen am Beispiel eines 1.000 kW_{el} BHKW und 60 % Eigenstromnutzung und einer EEG-Umlage von 5,27 ct/kWh_{el} für den Modellfall „Industrie & Gewerbe“ [7-30]

SENSIVITÄT VON BIOMETHAN-KWK-ANLAGEN

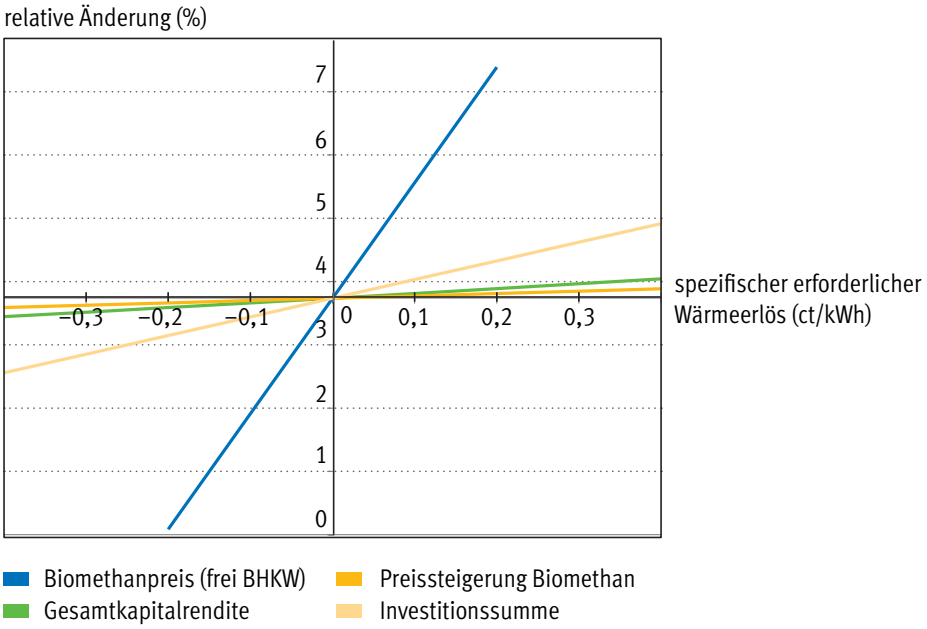


Abb. 7.9: Einflüsse verschiedener Rahmenparameter auf die erforderlichen Wärmeerlöse bei der Strom- und Wärmebereitstellung aus Biomethan-KWK-Anlagen am Beispiel eines 1.000 kW_{el} BHKW mit fester EEG-Vergütung [7-30]

und des Preisänderungsfaktors für die Brennstoffpreise haben in den hier dargestellten Änderungsbereichen sowohl auf die Wirtschaftlichkeit des mit Erdgas als auch des mit Biomethan betriebenen BHKW nur einen geringen Einfluss.

Potenzielle Biomethanerlöse bei der Vermarktung in KWK-Anlagen

Um die potenziellen Erlöse bei der Verwertung von Biomethan in KWK-Anlagen mit den Biomethanbereitstellungskosten (vgl. Kapitel 6.5) vergleichen zu können, werden im Folgenden die Biomethanpreise dargestellt, welche sich aufgrund der Zahlungsbereitschaft des KWK-Anlagenbetreibers ergeben. Hierfür wurden minimale und maximale Wärmeerlöse von 2 bzw. 5 ct/kWh$_{th}$, eine Gesamtkapitalrendite (GKR) von 10 % sowie die in Tabelle 7.6 aufgeführten Parameter (abgesehen vom Biomethanpreis) des „Contracting-Modells", d. h. insbesondere ein Betrachtungszeitraum von 10 Jahren, angenommen. Die in Abbildung 7.5 und 7.6 dargestellten Ergebnisse zeigen, dass Wärmeerlöse von unter 2 ct/kWh$_{th}$ keinen wirtschaftlichen Betrieb eines Biomethan-BHKW erlauben. Die obere Grenze von 5 ct/kWh$_{th}$ spezifischer Wärmeerlöse begründet sich durch die Konkurrenz zu anderen Optionen der Wärmebereitstellung. In den meisten Fällen liegen bereits die potenziellen Wärmepreise aus Erdgas-KWK-Anlagen unterhalb der 5 ct/kWh$_{th}$ (vgl. Abb. 7.5 und 7.6). Darüber hinaus können nach [7-33] andere Bereitstellungsoptionen, wie beispielsweise mit fossilen oder andere regenerativen Energieträgern befeuerte Heizkessel, Wärme zu Preisen von ca. 5 ct/kWh$_{th}$ anbieten. Um die Wertigkeit des Biomethans entsprechend der EEG-Vergütung in Abhängigkeit der Einsatzstoffe zur Biomethanerzeugung zu berücksichtigen, sind die potenziellen Erlöse für Biomethan welches Anspruch auf einen Gasaufbereitungsbonus von 3 ct/kWh$_{el}$ – d. h. aus Biomethananlagen mit einer Produktionskapazität kleiner 700 m$^3_{i.N.}$/h stammt – nach den Einsatzstoffklassen entsprechend des EEG 2012 (vgl. Tab. 7.5) in Abb. 7.10 dargestellt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurden anstatt der zuvor untersuchten fünf BHKW-Leistungsklassen nur noch drei ausgewertet und auf die Darstellung der potenziellen Erlöse für Biomethan aus Gülle verzichtet.

Bei der Bewertung der in Abbildung 7.10 dargestellten Ergebnisse ist außerdem zu beachten, dass die maximalen potenziellen Erlöse für das Biomethan bei fester EEG-Vergütung mit der installierten Leistung von 1.000 kW$_{el}$ nicht dargestellt sind. Die maximalen Erlöse bei der Verwertung von Biomethan in KWK-Anlagen werden bei den betrachteten Modellanlagen (unabhängig von den eingesetzten Substraten) im flexibel betriebenen BHKW mit einer installierten Anlagenleistung von 4.000 kW$_{el}$ und einem spezifischen Wärmeerlös von 5 ct/kWh$_{th}$ erzielt. Hier sei darauf hinzuweisen, dass in diesen (großen) Leistungsklassen ein Wärmeerlös von 5 ct/kWh$_{th}$ i. d. R. nicht erzielt werden kann. Darüber hinaus sind die erforderlichen Wärmeerlöse für die Wärmebereitstellung aus Erdgas-BHKW in diesem Leistungsbereich selbst bei Projekten, welche unter den Rahmenbedingungen des Contracting-Modells umgesetzt werden, bereits bei 60 % interner Stromnutzung deutlich unterhalb von 5 ct/kWh$_{th}$ (vgl. Abb. 7.6). Die maximalen erzielbaren Biomethanerlöse werden in der Praxis aufgrund der geringeren erzielbaren Wärmerlöse in diesem Leistungsbereich also etwas niedriger als die hier dargestellten ausfallen. Die minimalen potenziellen Erlöse für das Biomethan ergeben sich hin-

POTENZIELLE ERLÖSE FÜR BIOMETHAN AUS VERSCHIEDENEN EINSATZSTOFFKLASSEN

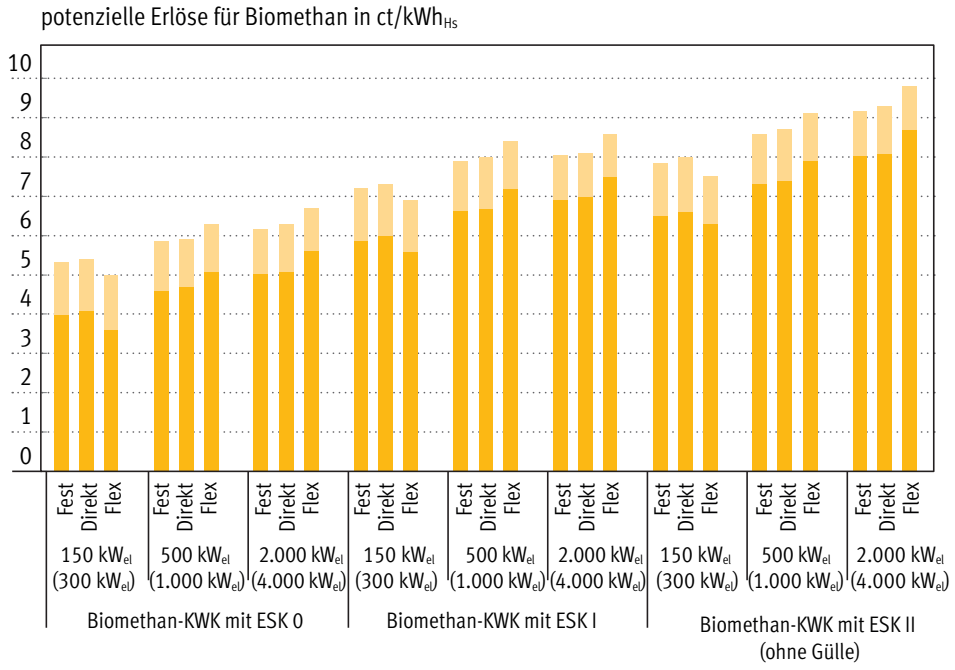


Abb. 7.10: Potenzielle Erlöse (Minimal- und Maximalerlöse bei 2 bis 5 ct/kWh$_{th}$ Wärmeerlös und einer Gesamtkapitalrendite von 10 %) für Biomethan aus den Einsatzstoffklassen (ESK) und einem Gasaufbereitungsbonus von 3 ct/kWh$_{el}$ nach dem EEG 2012 bei dessen Verwertung in KWK-Anlagen [7-30]

POTENZIELLE ERLÖSE FÜR VERSCHIEDENE BIOMETHAN-BHKW

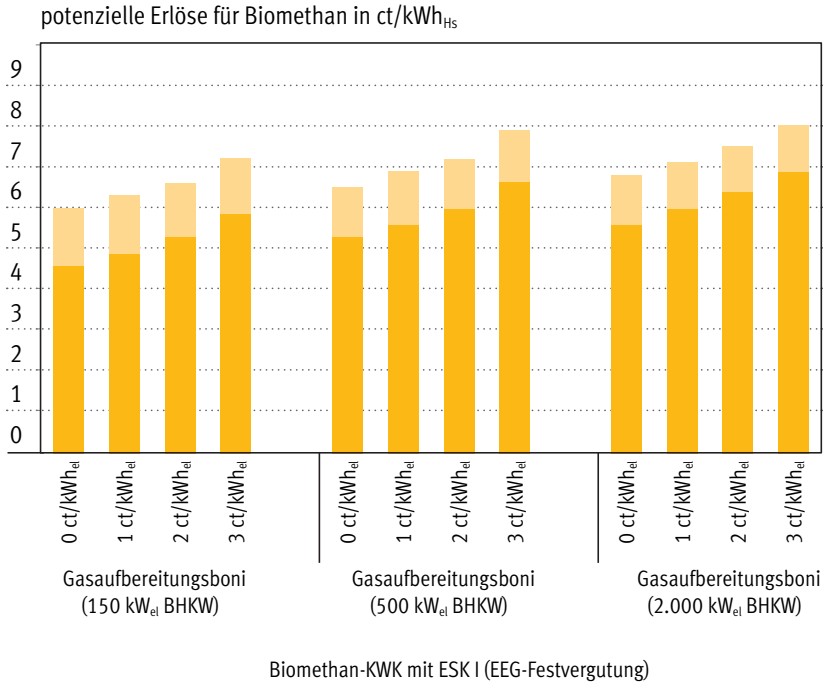


Abb. 7.11: Potenzielle Erlöse für Biomethan aus ESK I bei dessen Verwertung in KWK-Anlagen (EEG-Festvergütung) in Abhängigkeit der installierten BHKW-Leistung, der Wärmeerlöse (2 bis 5 ct/kWh$_{th}$) und des Gasaufbereitungsbonus (0 bis 3 ct/kWh$_{th}$)

gegen wiederum unabhängig von den Substraten beim flexiblen Betrieb eines BHKW mit 300 kW$_{el}$ installierter Anlagenleistung und 2 ct/kWh$_{th}$ spezifischem Wärmerlös. Darüber hinaus wird der Einfluss der unterschiedlichen EEG-Vergütungen für Strom aus Biomethan-BHKW in Abhängigkeit der eingesetzten Einsatzstoffe in den Ergebnissen sehr deutlich. So sind für Biomethan aus Substraten der ESK 0 Erlöse für dessen Verwertung in KWK-Anlagen zwischen 3,6 und 6,7 ct/kWh$_{Hs}$ möglich, während für Biomethan aus Substraten der ESK II (ohne Gülle) Erlöse zwischen 7,5 und 9,8 ct/kWh$_{Hs}$ denkbar sind. Die am häufigsten für die Biomethanerzeugung eingesetzten Substrate sind allerdings der ESK I zuzuordnen. Für dieses Biomethan sind bei dessen Verwertung in KWK-Anlagen Erlöse zwischen 6,9 und 8,6 ct/kWh$_{Hs}$ möglich.

Die in Abbildung 7.10 dargestellten und diskutierten Ergebnisse zeigen die potenziellen Erlöse für Biomethan bei dessen Verwertung in KWK-Anlagen, welches aus Biomethananlagen mit einer installierten Kapazität von maximal 700 m^3$_{i.N.}$/h stammt, und somit Anspruch auf den Gasaufbereitungsbonus von 3 ct/kWh$_{el}$ hat. Um den Einfluss des Gasaufbereitungsbonus deutlich zu machen, sind in Abbildung 7.11 die potenziellen Erlöse für Biomethan aus größeren Produktionsanlagen und entsprechend geringeren Gasaufbereitungsboni dargestellt. Die Darstellung beschränkt sich auf Biomethan aus Einsatzstoffen der ESK I und dessen fester Vergütung nach dem EEG. Für Biomethan aus anderen Einsatzstoffen und dessen Verstromung mit Direktvermarktung und Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie ist der Einfluss auf die potenziellen Biomethanerlöse vergleichbar. Wie Abbildung 7.11 zeigt, sinken die potenziellen Erlöse für das Biomethan mit Abnahme des Gasaufbereitungsbonus.

7.2.2 Vermarktung als Beimischprodukt im Wärmemarkt

Biomethan kann äquivalent zum Erdgas zur reinen Wärmebereitstellung in Heiz- oder Brennwertkesseln genutzt werden. Aufgrund der im Vergleich zum Erdgaspreis hohen Bereitstellungskosten von Biomethan (vgl. Kapitel 6.5), werden neben dem reinen Biomethan hauptsächlich Beimischprodukte, d. h. Produkte, welche zu einem Anteil aus Erdgas und einem aus Biomethan bestehen, angeboten. Wie im Kapitel 7.1.2 bereits erläutert, erfolgt diese Beimischung rein bilanziell. Im Folgenden werden ergänzend zu Kapitel 5 die regulatorischen und gesetzgeberischen Rahmenbedingungen sowie die potenziellen Erlöse für Biomethan im Wärmemarkt dargestellt.

Rahmenbedingungen für die Biomethanvermarktung im Wärmemarkt

Wie in Kapitel 5 bereits erläutert, bestehen in Deutschland aktuell keine förderpolitischen Maßnahmen, welche auf direkte Weise einen finanziellen Anreiz für die Verwertung von Biomethan im Wärmemarkt geben. Lediglich das EWärmeG in Baden-Württemberg und die Regelungen für öffentliche Gebäude im bundesweit gültigen EEWärmeG schaffen einen indirekten monetären Anreiz für den Einsatz von Biomethan zur reinen Wärmeerzeugung, d. h. ohne die gekoppelte Stromerzeugung in KWK-Anlagen. Dieser vom EWärmeG und vom EEWärmeG ausgehende Anreiz ist aber nicht allgemeingültig monetär bewertbar, da er sich lediglich aus den im Einzelfall sehr unterschiedlichen Kosten für die alternativen Maßnahmen zur Erfüllung der gesetzlichen Verpflichtungen ableiten lässt. Aufgrund der Beschränkung des EEWärmeG auf

Neubauten und der beschränkten Anerkennung von Biomethan zur Erfüllung des EEWärmeG auf dessen Einsatz in KWK-Anlagen (vgl. Kapitel 5), ist die Relevanz dieser Gesetze auf einen sehr kleinen Teil der potenziellen Biomethankunden im Wärmemarkt reduziert. Folglich konkurriert Biomethan im Wärmemarkt in den meisten Fällen mit der Wärmebereitstellung aus der Verbrennung von Erdgas.

Erlöse für Biomethan im Wärmemarkt

Da, wie zuvor beschrieben, Biomethan im Wärmemarkt in direkter Konkurrenz zu Erdgas steht, lassen sich höhere Vermarktungserlöse für Biomethan im Wärmemarkt im Vergleich zu den Erlösen für Erdgas nur dann erzielen, wenn es eine höhere Zahlungsbereitschaft des Endkunden gibt. Diese begründet sich ähnlich wie am Strommarkt i. d. R. aus der Überzeugung des Kunden für das „grüne Produkt" und beschränkt sich damit auf einen ausgewählten Kundenkreis. Der Erfolg der Biomethanvermarktung im Wärmemarkt ist daher nicht zuletzt abhängig von der auf diese Kundenzielgruppe ausgerichteten Vermarktungsstrategie.

In Deutschland gibt es mittlerweile eine große Anzahl von Gaslieferanten, die ein Biomethan-Beimischprodukt anbieten. Abbildung 7.13 zeigt die Preise für das reine Biomethan einer Auswahl von Biomethan-Beimischprodukten. Die Biomethanpreise wurden mithilfe des Biomethananteils in dem jeweiligen Mischprodukt und den Preisen für das Erdgas-Grundversorger-Produkt mit einer maximalen Preisgarantie von 12 Monaten des jeweiligen Anbieters bestimmt. Die Preise für das Erdgas-Grundversorger-Produkt sind ebenfalls zum Vergleich dargestellt.

Abb. 7.12: Gas-Heizkessel [FNR/H. Hansen]

Die Analyse der Biomethan- und Erdgaspreise der 15 beispielhaften Anbieter zeigt, dass für das Biomethan im Vergleich zum Erdgas (teilweise deutlich) höhere Preise verlangt werden. Im Durchschnitt liegen diese mit 12,6 ct/kWh$_{Hs}$ knapp 6 ct/kWh$_{Hs}$ oberhalb der durchschnittlichen Erdgaspreise für Haushaltskunden. Da es sich in den meisten Fällen um Biomethan-Beimischprodukte handelt, in welchen das Biomethan maximal 10 % ausmacht, ist diese Preisdifferenz für den Endkunden allerdings nicht auf den ersten Blick sichtbar.

Nach Abzug der Mehrwertsteuer von 19 %, der durchschnittlichen Netzentgelte für Haushaltskunden von 1,33 ct/kWh$_{Hs}$ (vgl. Tab. 7.2), der Erdgassteuer von 0,55 ct/kWh$_{Hs}$, der Kosten für die Messung und den Messstellenbetrieb von ca. 0,07 ct/kWh$_{Hs}$

PREISE FÜR BIOMETHAN UND ERDGAS IM WÄRMEMARKT

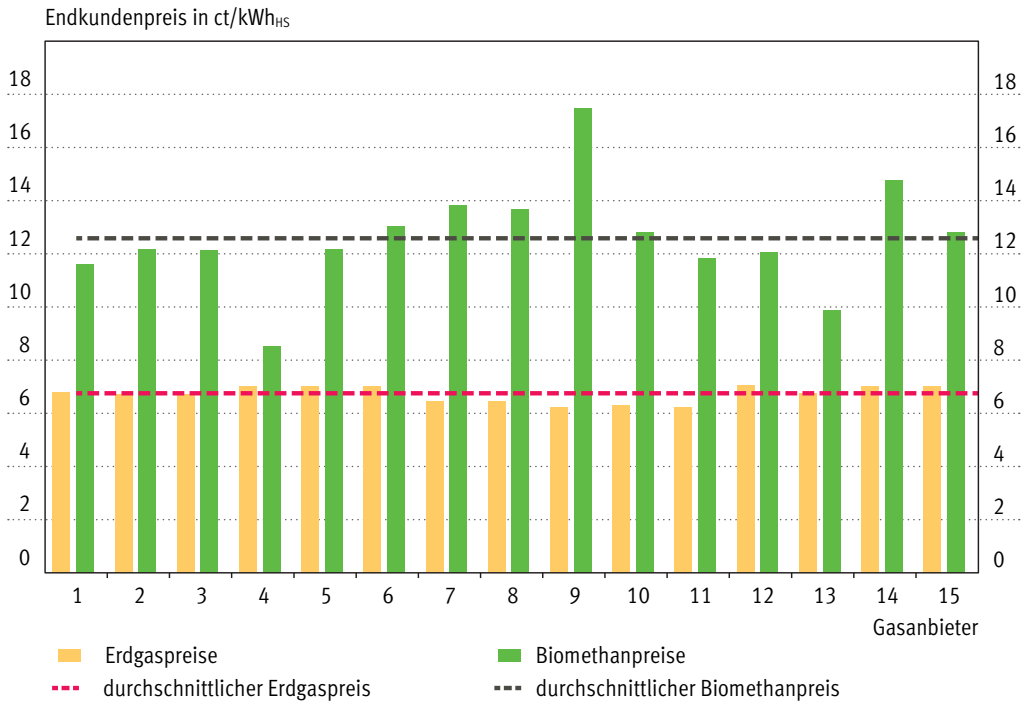


Abb. 7.13: Beispielhafte Preise für Biomethan in Beimischprodukten und Preise für das Erdgas-Grundversorger-Produkt des jeweiligen Anbieters inklusive Netzentgelte [7-41], [7-32]

sowie der Konzessionsabgabe von 0,51 ct/kWh$_{Hs}$,[34] verbleibt ein durchschnittlicher Vermarktungserlös für Erdgas der beispielhaft ausgewählten Anbieter von ca. 3,2 ct/kWh$_{Hs}$. Ohne die Berücksichtigung sonstiger anfallender Transaktionskosten (z. B. Vermarktung, Kundenservice und Abrechnung), welche sehr unterschiedlich ausfallen können, lässt sich dieser Betrag als potenzieller Vermarktungserlös für Biomethan im Wärmemarkt ansetzen, ohne auf die erhöhte Zahlungsbereitschaft des Kunden für das grüne Produkt angewiesen zu sein. Nach Abzug der zuvor aufgeführten Abgaben liegt der durchschnittliche Biomethanpreis der beispielhaften Beimischprodukte allerdings bei ca. 8,1 ct/kWh$_{Hs}$.

Mit Rücksicht auf die beschriebene Erlössituation und die Vergütungsstruktur für Strom aus Biomethan im EEG (vgl. Kapitel 7.2.1) ist Biomethan, ohne Vergütung der Einsatzstoffe (d. h. nur Grundvergütung), bevorzugt im Wärmemarkt einzusetzen. Wie im folgenden Kapitel erläutert, ist ein Großteil des Biomethans mit diesen Eigenschaften allerdings ebenfalls für die Vermarktung als Kraftstoff prädestiniert.

7.2.3 Vermarktung als Kraftstoff

Wird Biomethan als Kraftstoff verwendet, können neben dem reinen Verkaufswert von Biomethan als Kraftstoff zusätzliche Erlöse erzielt werden. Dabei stehen prinzipiell zwei Möglichkeiten zur Verfügung:

- Biomethan kann auf die Erfüllung der Biokraftstoffquote nach dem Biokraftstoffquotengesetz (§ 37a BImSchG) angerechnet werden. Wird das Biomethan aus organischen Abfällen erzeugt, so kann eine doppelte Anrechnung auf die Biokraftstoffquote erfolgen (sog. Double-Counting). Die Substrate, für die eine doppelte Anrechnung möglich ist, sind in § 7 der 36. BImSchV gelistet.
- Alternativ zur Anrechnung auf die Biokraftstoffquote kann das als Kraftstoff verwertete Biomethan von der für Erdgas zu zahlenden Mineralölsteuer befreit werden (§ 50 EnergieStG).

Abb. 7.14: Biomethan als Kraftstoff für PKW und im ÖPNV (Bild unten: [Verkehr und Wasser GmbH Oldenburg])

Rahmenbedingungen für die Biomethanvermarktung als Kraftstoff

Für alle Biokraftstoffe, die auf die Erfüllung der Biokraftstoffquote angerechnet werden oder von der Mineralölsteuer befreit werden, ist seit dem 1. Januar 2011 zudem die Einhaltung der Kriterien zur Erfüllung der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) nachzuweisen. Der Nachweis umfasst:

- den Schutz von Flächen mit hohem Naturschutzwert, mit hohem Kohlenstoffbestand und von Torfmooren,
- eine nachhaltige landwirtschaftliche Bewirtschaftung und
- ein vorgegebenes Treibhausgas-Minderungspotenzial.

Gegenwärtig müssen Biokraftstoffe ein Treibhausgas-Minderungspotenzial von 35 % gegenüber fossilen Kraftstoffen aufweisen. Dieser Wert erhöht sich ab dem 1. Januar 2017 auf 50 % und ab dem 1. Januar 2018 auf 60 %, sofern die Produktionsanlage nach dem 31. Dezember 2016 in Betrieb genommen worden ist (§ 8, Absatz 1, Biokraft-NachV).

Im Rahmen des BIOMON-Projektes wurden verschiedene Akteursbefragungen durchgeführt. Nach Angaben der Akteure ist insbesondere der Nachweis des Treibhausgas-Minderungspotenzials bei der Produktion von Biomethan aus nachwachsenden Rohstoffen mit erheblichem Aufwand verbunden. Dies wird zum einen mit der Notwendigkeit des Nachweises der verursachten Treibhausgasemissionen bei jedem einzelnen Lieferanten von Substraten begründet und zum anderen mit dem Fehlen von Standardwerten zur Berechnung des Treibhausgas-Minderungspotenzials für Biomethan aus Energiepflanzen. Anders als bei der Verwendung von Abfall- und Reststoffen, für die solche Standardwerte in der Biokraft-NachV hinterlegt sind, müssen die verursachten Treibhausgasemissionen durch Dokumentation der Emissionen jedes einzelnen Prozessschrittes entlang der Bereitstellungskette von Biomethan aus NawaRo bestimmt werden.

Eine weitere Unsicherheit für die Verwertung von Biomethan als Kraftstoff stellt die Ungewissheit über die Regelungen zur Bestimmung des Treibhausgas-Minderungspotenzials ab dem 1. Januar 2015 dar. Ab diesem Zeitpunkt wird die Biokraftstoffquote nicht mehr energetisch, sondern bezogen auf die Treibhausgasminderungen berechnet. Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass sich die Konkurrenzfähigkeit von Biomethan auf dem Biokraftstoffmarkt durch die Einführung der Treibhausgas bezogenen Quotenberechnung ab 2015 verbessert, da Biomethan im Vergleich zu anderen Biokraftstoffen ein vergleichsweise hohes Treibhausgas-Minderungspotenzial besitzt. Bei der Biomethanerzeugung aus NawaRo hängt dieses aber stark von der Berechnungsmethodik des Treibhausgas-Minderungspotenzials ab. Ein wesentlicher Einfluss, der hier bislang noch unbeachtet blieb, kann die Berücksichtigung sogenannter indirekten Landnutzungsänderungen (Indirect Land Use

[34] *Nach [7-34] liegt die am häufigsten in Rechnung gestellte Konzessionsabgabe bei 0,51 ct/kWh$_{Hs}$ für sogenannte „Kochgaskunden".*

Change, ILUC) haben. Da die Entscheidung, wie diese ab 2015 in der Berechnung der Treibhausgas-Minderungspotenziale von Energieerzeugnissen aus Energiepflanzen berücksichtigt werden sollen, noch aussteht, besteht eine große Ungewissheit über die Möglichkeiten, Biomethan aus Energiepflanzen nach 2015 zur Erfüllung der Biokraftstoffquote zu vermarkten. Darüber hinaus läuft die Befreiung von Biomethan von der Mineralölsteuer für Erdgas bis 2015 aus, sodass ohne weitere Regelungen ab 2015 keine Zusatzerlöse aus der Steuereinsparung mehr erzielt werden können.

Substrateinsatz für Biomethan als Kraftstoff

Biomethan, das als Kraftstoff Verwendung findet, wird vornehmlich aus organischen Abfällen und Reststoffen (u. a. Bioabfälle, Schlempe) erzeugt. Neben den zuvor beschriebenen Gründen ist die doppelte Anrechenbarkeit des aus diesen Substraten hergestellten Biomethans auf die Biokraftstoffquote und die damit einhergehenden zusätzlichen Vermarktungserlöse der Hauptgrund für die bevorzugte Nutzung von Biomethan aus Abfall- und Reststoffen als Kraftstoff. Im Unterschied hierzu sind die Erlöse bei der Verstromung des Biomethans aus Rest- und Abfallstoffen vergleichsweise gering, da der Großteil dieser Substrate der Einsatzstoffvergütungsklasse (ESK) 0 mit entsprechend geringer Vergütung im EEG 2012 zugeordnet ist. Biomethan aus nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo) wird hingegen nur in Ausnahmefällen als Kraftstoff vermarktet.

Gemäß der Akteursbefragung im Rahmen des BIOMON-Projektes wird der größte Teil des als Kraftstoff verwerteten Biomethans aus Schlempe erzeugt. Hierbei handelt es sich um ein Nebenprodukt aus der Bioethanolproduktion zweier Bioethanolanlagen der Verbio AG. Darüber hinaus wird Biomethan, welches als Kraftstoff genutzt wird, aus Bioabfällen und Speiseresten, nachwachsenden Rohstoffen und Wirtschaftsdünger sowie aus Klärschlamm erzeugt. Abbildung 7.15 zeigt die energiebezogene Substratverteilung der Biomethananlagen mit bekanntem Substrateinsatz zur Bereitstellung von Biomethan als Kraftstoff in Deutschland.

Für einen Teil des Biomethans, aus NawaRo hergestellt und als Kraftstoff genutzt, wurde nach Aussage der Akteure i. d. R. nicht der Aufwand einer Zertifizierung entsprechend der Nachhaltigkeitsverordnung betrieben. Eine Anrechnung auf die Biokraftstoffquote oder eine Befreiung von der Mineralölsteuer war für diese Biomethanmengen somit nicht möglich. In diesen Fällen verzichteten die Akteure auf die Erlöse durch Anrechnung auf die Biokraftstoffquote oder durch die Steuereinsparungen. So berichteten die Akteure, dass das Biomethan dabei i. d. R. zu geringeren Preisen als den Herstellungspreisen vermarktet wurde. Dies wurde aufgrund positiver Marketingeffekte und der vergleichsweise geringen Mengen in Kauf genommen. Etwa drei Viertel der Biomethanmengen aus NawaRo, welche als Kraftstoff verwertet werden, stammt aus einer Biomethananlage, welche mithilfe von EU-Fördermitteln errichtet wurde und im Zuge dessen sich zur Nutzung von mindestens 51 % der Biomethanmengen als Kraftstoff verpflichtet hat. Für die Biomethanmengen dieser Anlage wurde der Aufwand des Nachweises der Nachhaltigkeitsanforderungen erbracht.

Änderungen hinsichtlich des Substrateinsatzes könnten sich aus der Möglichkeit der bilanziellen Teilbarkeit von Biomethan und der Mehrfachanrechnungen für Biomethan aus Abfällen auf die Biokraftstoffquote ergeben. Die bilanzielle Teilbarkeit

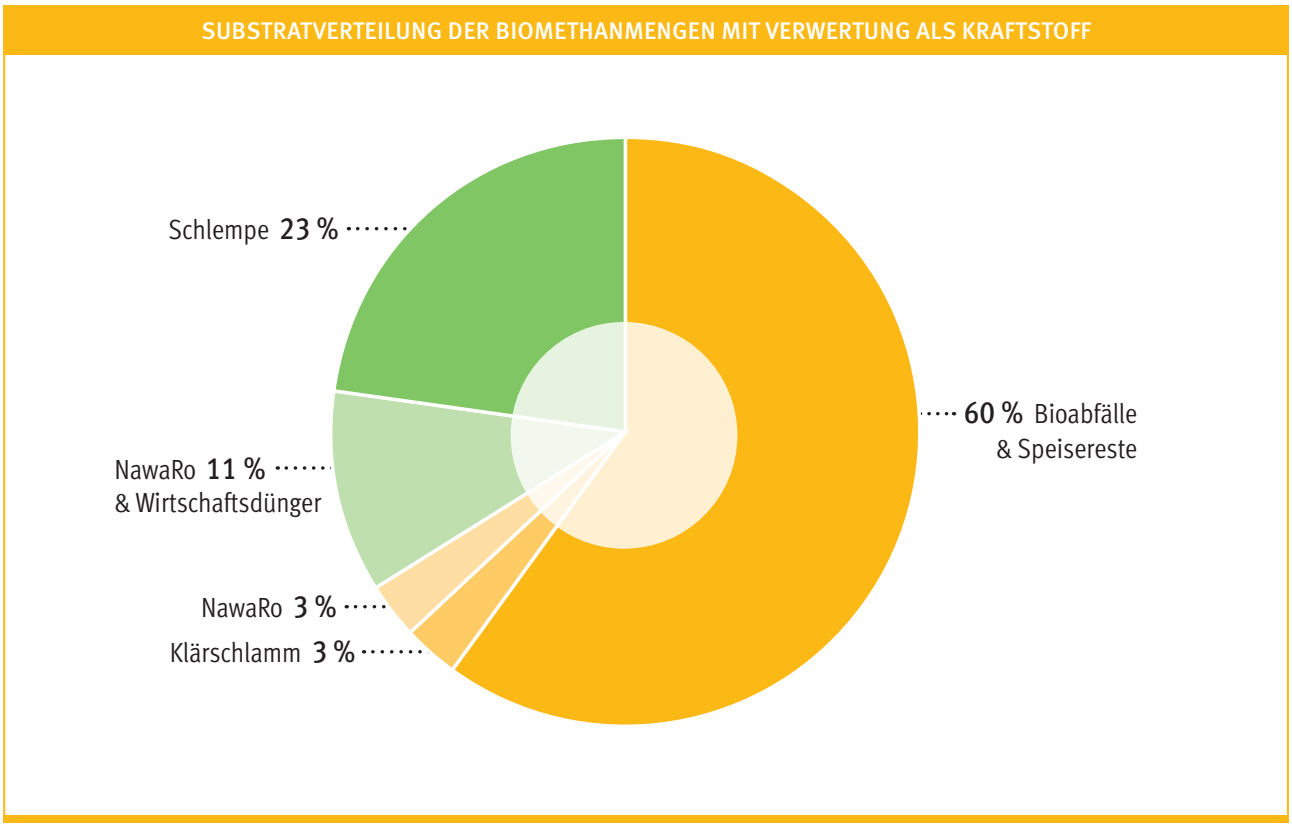


Abb. 7.15: Substratverteilung (energiebezogen) der Biomethanmengen mit Verwertung als Kraftstoff, n=13 [7-30]

TAB. 7.7: POTENZIELLE ERLÖSE FÜR BIOMETHAN ALS KRAFTSTOFF

		Erlöse für Biomethan (ct/kWh$_{Hs}$)		max. Biomethanpreis (ct/kWh$_{Hs}$)	
		min	max	min	max
Steuerbefreiung	Verkaufspreis Biomethan	2,10	2,70	3,49	4,09
	Mineralölsteuererlass	1,39	1,39		
Biokraftstoffquote	Verkaufspreis Biomethan	2,10	2,70	4,10	6,20
	Biokraftstoffquote	2,00	3,50		
2fach-Anrechnung	Verkaufspreis Biomethan	2,10	2,70	5,10	8,00
	Biokraftstoffquote	3,00	5,30		
4fach-Anrechnung	Verkaufspreis Biomethan	2,10	2,70	8,10	13,20
	Biokraftstoffquote	6,00	10,50		

POTENZIELLE ERLÖSE FÜR BIOMETHAN ALS KRAFTSTOFF

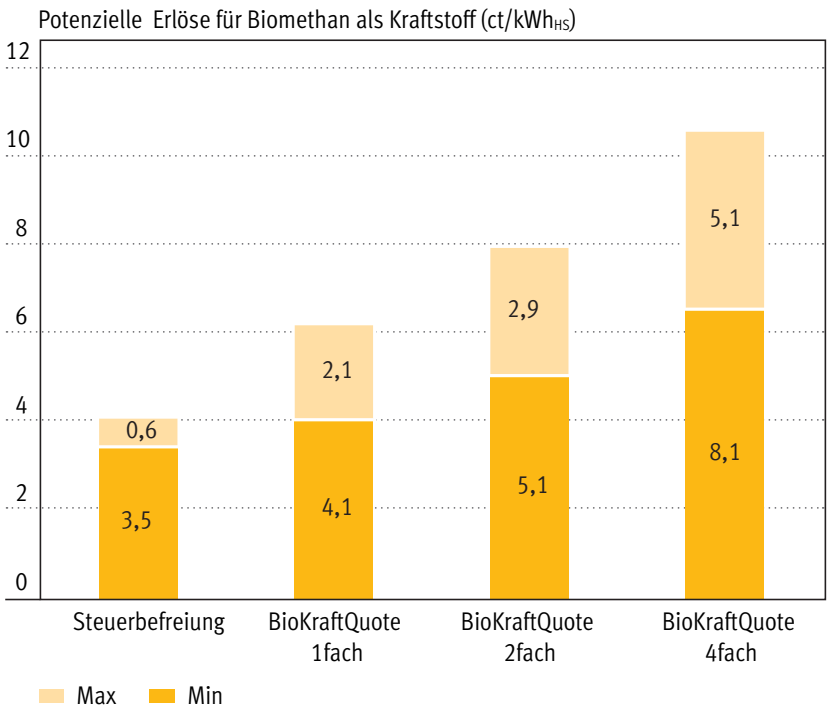


Abb. 7.16: Potenzielle Erlöse für Biomethan als Kraftstoff (Ergebnisse aus eigenen Berechnungen und Akteurs-Befragungen)

ermöglicht die Verwertung von Abfall- und Reststoffen trotz Beimischung in NawaRo-Anlagen und macht diese Option attraktiv für Biomasseanlagen. Rest- und Abfallstoffe könnten dadurch vermehrt in NawaRo-Anlagen beigemischt und das Biomethan bilanziell als Kraftstoff verwertet werden.

Potenzielle Erlöse für Biomethan als Kraftstoff

Die Erlöse für Biomethan als Kraftstoff entsprechen dem Verkaufspreis an die Tankstelle zuzüglich der Erlöse, die entweder aus der Anrechnung des Biomethans auf die Biokraftstoffquote (1-fach bzw. 2-fach) oder aus der Steuerbefreiung resultieren. Darüber hinaus ist gegenwertig die 4-fach-Anrechnung von biogenen Rest- und Abfallstoffen auf die Kraftstoffquote in Diskussion[35]. Daher wird bei der Betrachtung der Erlössituation von Biomethan als Kraftstoff zusätzlich die Option der 4-fachen Anrechnung auf die Biokraftstoffquote (BioKraftQu) berücksichtigt.

Der Wert des Biomethans als Kraftstoff – ohne die zusätzlichen Erlöse aus der Biokraftstoffquote oder der Steuerbefreiung – entspricht i. d. R. dem von Erdgas bei dessen Verwertung als Kraftstoff. Nach Auskunft mehrerer Akteure wurde

[35] *Kraftstoffe aus bestimmten Abfall- und Reststoffen sollen zukünftig mit dem Faktor 4 auf die Zielerreichung und Biokraftstoffquotenerfüllung angerechnet werden können [7-36]*

der Preis für Erdgas beim Verkauf an die Tankstelle in 2012 zwischen 2,1 und 2,7 ct/kWh$_{Hs}$ [7-35] beziffert. Je nachdem ob eine Anrechnung auf die Biokraftstoffquote oder eine Steuerbefreiung angenommen wurde, ergeben sich zusätzliche Erlöse.

Im Falle der Anrechnung von Biomethan als Kraftstoff auf die Biokraftstoffquote sind die erzielbaren Erlöse abhängig von den Preisschwankungen für Biokraftstoffe und fossile Kraftstoffe. Der Wert und damit die potenziellen Erlöse für die Biokraftstoffquote richten sich nach den Preisen alternativer Biokraftstoffe, welche wiederum stark durch das Angebot und die Nachfrage aller Biokraftstoffe zur Erfüllung der Quote beeinflusst werden. Alternativen zu Biomethan sind Biodiesel und Bioethanol, die als Reinkraftstoffe (z.B. B100) oder als Mischprodukte (z.B. E10) auf dem Markt angeboten werden. Ein Richtwert für die erzielbaren Erlöse bei der Vermarktung von Biomethan zur Anrechnung auf die Biokraftstoffquote sind die Preisunterschiede zwischen den Biokraftstoffen (Biodiesel bzw. Bioethanol) und dem jeweiligen fossilen Kraftstoff (Diesel bzw. Benzin). Vereinfacht kann angenommen werden, dass bei der doppelten Anrechnung auf die Biokraftstoffquote der doppelte Erlös erzielt werden kann. In der Regel wird jedoch weniger als der doppelte Wert der Biokraftstoffquote gezahlt, sodass vereinfacht für die in Tabelle 7.7 dargestellten Quotenerlöse bei der doppelten Anrechnung auf die Biokraftstoffquote jeweils ein Faktor 1,5 in Bezug zum einfachen Quotenerlös angenommen wird.

In Tabelle 7.7 bzw. Abbildung 7.16 werden die potenziellen Erlöse für Biomethan als Kraftstoff dargestellt. Für Biomethan aus Energiepflanzen (nicht double counting fähig) liegen die potenziellen Erlöse aktuell zwischen rund 4 und 6 ct/kWh$_{Hs}$ und für Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen, sofern es doppelt auf die Quote anrechenbar ist, zwischen rund 6 und 8 ct/kWh$_{Hs}$. Eine vierfache Anrechnung auf die Biokraftstoffquote würde die potenziellen Erlöse für Abfall- und Reststoffbiomethan noch einmal deutlich anheben. Theoretisch könnten Erlöse von ca. 7 bis gut 11 ct/kWh$_{Hs}$ erzielt werden.

Im Falle der Befreiung von der Mineralölsteuer für Erdgas besteht der potenziell zusätzliche Erlös bei der Vermarktung von Biomethan als Kraftstoff in der Einsparung des Mineralölsteuersatzes für Erdgas in Höhe von 1,39 ct/kWh$_{Hs}$. In Summe sind somit Erlöse bei der Verwertung von Biomethan als Kraftstoff und der Einsparung der Mineralölsteuer von 3,5 bis rund 4 ct/kWh$_{Hs}$ möglich. Sie liegen also unter den potenziellen Erlösen für Biomethan in den alternativen Vermarktungsmöglichkeiten (Anrechnung auf die Biokraftstoffquote oder Verstromung in KWK-Anlagen).

Mit Blick auf die Erlössituation besteht somit ein besonders großer Anreiz, Biomethan aus Substraten, die zur doppelten Anrechnung auf die Biokraftstoffquote anerkannt sind, als Biokraftstoff zu vermarkten. Der Anteil von 97 % Biomethan aus Abfall und Reststoffen im Nabisy belegt die Umsetzung dieser Theorie in der Praxis. Die zuvor dargestellten – teilweise hohen – erzielbaren Erlöse bei der Verwertung von Biomethan als Kraftstoff haben bislang allerdings noch nicht zu einem Absatzboom für Biomethan in diesem Marktsegment geführt. Gründe hierfür sind neben dem beschränkten Marktvolumen (Anzahl der Erdgasfahrzeuge und damit einhergehend vertankten Erdgasmengen in Deutschland) insbesondere die zu Beginn dieses Absatzes beschriebenen Herausforderungen bei der Nachweiserbringung der Erfüllung von Nachhaltigkeitsanforderungen (inkl. der Ungewissheit für die zukünftige Bestimmung der THG-Einsparungen) und das mit der Vermarktung der Biokraftstoffquote einhergehende Erlösrisiko. Letzteres ist bedingt durch die schwankenden Quotenpreise und das ebenfalls beschränkte Marktvolumen. Gelingt es dem Biomethanhändler im Extremfall nicht, die Quote rechtzeitig zu verkaufen, fallen die Erlöse aus der Biokraftstoffquote komplett weg. Dem Händler bleibt dann nur noch die Befreiung von der Mineralölsteuer für Erdgas mit entsprechend geringerem Erlös (vgl. Tab. 7.7).

7.3 Bewertung der Vermarktungsmöglichkeiten von Biomethan

Um die Vermarktungsmöglichkeiten von Biomethan abschließend bewerten zu können, werden im Folgenden dessen Bereitstellungskosten mit den potenziellen Erlösen für Biomethan verglichen. Dieser Vergleich wird für die drei Vermarktungspfade zur Verwertung des Biomethans in KWK-Anlagen, zur Wärmebereitstellung und als Kraftstoff vorgenommen. Dabei wird eine Bandbreite typischer Bereitstellungskosten (vgl. Kapitel 6 und 7.1) den potenziellen Erlösen (vgl. Kapitel 7.2) gegenübergestellt.

Die typischen Bereitstellungskosten für Biomethan verstehen sich frei Nutzung und unterscheiden sich je nach Verwertungspfad. Sie umfassen für alle Modellfälle folgende Kostenpositionen:

- Rohgasbereitstellung[36] (differenziert nach Abfall/Reststoffe und Energiepflanzen)
- Biogasaufbereitung zu Biomethan
- Transport, Handel und Nachweisführung
- Anrechnung vermiedener Netzentgelte
- Energiesteuer (sofern nicht davon befreit, wie bei Verwertung in KWK – siehe Kapitel 7.1)

In Abbildung 7.17 sind die Modellfälle mit typischen Bereitstellungskosten und Erlösen differenziert nach Einsatzstoffen (Energiepflanzen bzw. Abfall-/Reststoffe) für die verschiedenen Verwertungspfade des Biomethans dargestellt. Die aus der jeweiligen Differenz resultierenden Salden verdeutlichen die Wirtschaftlichkeit (Gewinn bzw. Verlust) des Nutzungskonzeptes.

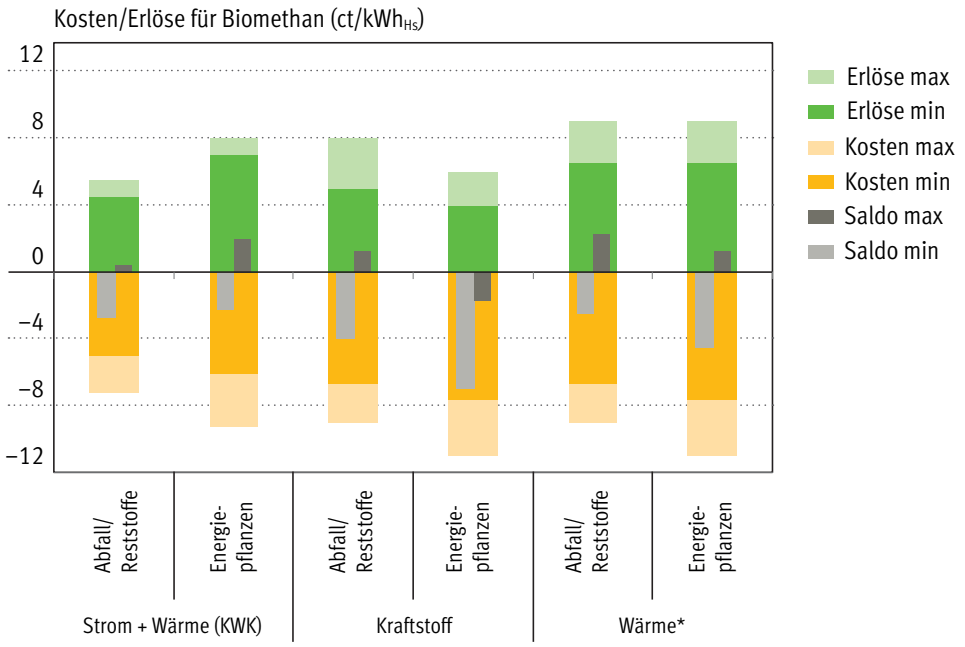
Des Weiteren ist zu berücksichtigen, dass die Erlöse im Wärmemarkt allein von der Bereitschaft der Wärmekunden abhängen, einen Aufpreis für das teurere aber grüne Produkt Biomethan zu zahlen und somit vom Vermarktungsgeschick des Verkäufers. Die hier dargestellten Werte ergeben sich aus der Analyse der Biomethanpreise der Beimischprodukte ausgewählter Anbieter (siehe Abb. 7.13).

Im Wesentlichen lassen sich die Ergebnisse wie folgt zusammenfassen:

- Bei der Verwertung in KWK können mit Biomethan aus Energiepflanzen im Vergleich zu Biomethan aus Abfall-/Reststoffen i. d. R. höhere Gewinne erzielt werden.

[36] *Im Vergleich zu der im Kapitel 6.2 dargestellten Bandbreite der Rohgaskosten (6,5 bis 5,5 ct/kWh$_{Hs}$) für Biomethan aus Energiepflanzen wird für die Ergebnisdarstellung mit 7 bis 4 ct/kWh$_{Hs}$ eine größere Bandbreite angenommen, um für die Min-/Max-Darstellungen typischer Kosten und Erlöse auch Anlagenkonzepte zu berücksichtigen, die organische Abfälle und Reststoffe einsetzen.*

POTENZIELLE GEWINNE ODER VERLUSTE BEI DER VERMARKTUNG VON BIOMETHAN



* *Erlöse aus Biomethan im Wärmepfad abhängig von der Bereitschaft der Wärmekunden, höhere Preise für das grüne Produkt Biomethan zu zahlen*

Abb. 7.17: Typische Bereitstellungskosten und Erlöse bei der Verwertung von Biomethan in den Verwertungspfaden KWK, Wärme und Kraftstoff

- Für den Einsatz von Biomethan im Kraftstoffbereich rechnet sich nur der Einsatz von Abfall-/Reststoffen.
- Der wirtschaftliche Einsatz von Biomethan im Wärmemarkt hängt letztlich von der Zahlungsbereitschaft der Wärmekunden ab.

Wie in den vorherigen Kapiteln dargestellt, bedarf es in allen Verwertungsoptionen günstigen Rahmenbedingungen, um bei der Vermarktung des Biomethans wirtschaftlich erfolgreich zu sein.

Biomethan für KWK-Anwendungen

Die erfolgreiche Vermarktung von Biomethan in KWK-Anlagen stellt unabhängig vom eingesetzten Substrat eine Herausforderung dar. Die Verwertung von Biomethan aus ESK I in KWK-Anlagen ist unter günstigen Rahmenbedingungen in vielen Fällen wirtschaftlich. Zu den allgemein gültigen Rahmenbedingungen, welche zu einer gewinnbringenden Vermarktung von Biomethan in KWK-Anlagen beitragen, gehören:

- Biomethanbereitstellungskosten (frei Gasnetz, d. h. ohne Transport, Handel und Bilanzierung), die unterhalb von 7,5 ct/kWh$_{Hs}$ liegen (für ESK I und einer Aufbereitungskapazität < 700 m³$_{i.N.}$/h),
- möglichst geringe Kosten für Transport, Handel und Bilanzierung, insbesondere Vermeidung von überdurchschnittlich hohen Netzentgelten am Ausspeisepunkt,
- eine Verwertung in KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von mindestens 500 kW$_{el}$ bei fester EEG-Vergütung oder der Direktvermarktung der erzeugten elektrischen Energie und
- sofern die Rahmenbedingungen vor Ort dies zulassen, ein flexibler BHKW-Betrieb mit Erhalt der Flexibilitätsprämie in KWK-Anlagen größer 500 kW$_{el}$.

Biomethan als Kraftstoff

Eine gewinnbringende Vermarktung von Biomethan als Kraftstoff ist ohne die Anrechnung des Biomethans auf die Biokraftstoffquote nicht möglich. Die potenziellen Erlöse durch die Befreiung von der Mineralölsteuer für Erdgas sind nicht ausreichend, um für diesen Vermarktungspfad ein positives wirtschaftliches Ergebnis zu erzielen. Durch den Verkauf der Biokraftstoffquote (BioKraftQu) kann Biomethan im Kraftstoffsektor unter günstigen Rahmenbedingungen erfolgreich vermarktet werden. Entscheidend ist dabei i. d. R. ob auf dem sehr volatilen Quotenmarkt ein hoher Erlös für die Biokraftstoffquote erzielt werden kann. Aufgrund der doppelten Anrechnung von Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen auf die Biokraftstoffquote, wird in diesem Verwertungspfad Biomethan aus entsprechenden Substraten bevorzugt vermarktet.

Biomethan im Wärmemarkt

Bei hohen Verkaufspreisen kann Biomethan als Beimischprodukt am Wärmemarkt gewinnbringend vermarktet werden. Es ist allerdings zu erwarten, dass ein teures Produkt von den Kunden wenig nachgefragt wird, insbesondere da diese mittlerweile eine größere Anzahl von Biomethan-Beimischprodukten zur Auswahl haben. Für den Biomethanhändler ist es daher erstrebenswert, möglichst günstiges Biomethan in diesem Marktsegment anzubieten. Da es bei der Verwertung von Biomethan zur reinen

Wärmebereitstellung keine gesonderte Förderung für Biomethan bestimmter Qualität (z. B. verwendete Rohstoffe oder Größe der Biomethananlage), wie im EEG oder als Kraftstoff gibt, spielt die Qualität in diesem Marktsegment zunächst keine Rolle. Aus Vermarktungsgründen, kann es aber von Vorteil sein, sich als Anbieter von Biomethan im Wärmemarkt auf bestimmte Biomethanqualitäten zu beschränken, wie beispielsweise auf Biomethan, welches ausschließlich aus Reststoffen hergestellt wird. Auch unter günstigen Bedingungen kann Biomethan i. d. R. nur zu deutlich höheren Preisen als die derzeitigen Preise für Erdgas im Wärmemarkt angeboten werden. Für den Biomethanhändler ist es daher unerlässlich, Kunden für das „grüne" Produkt mithilfe einer durchdachten Vermarktungsstrategie zu gewinnen.

7.4 Literaturverzeichnis

[7-1] Juris: Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (GasNEV), http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/gasnev/gesamt.pdf (Zugriff am 28.02.2013)

[7-2] ene't: Auszug aus der Datenbank Netznutzung Gas (2012)

[7-3] Juris: Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgabenverordnung – KAV), http://www.gesetze-im-internet.de/kav/BJNR000120992.html (Zugriff am 28.02.2013)

[7-4] Gaspool: Informationen zum Konvertierungsentgelt, http://www.gaspool.de/konvertierungsentgelt.html?&L=eojbzzsivzokm (Zugriff am 24.02.2012)

[7-5] Gaspool: Gaspool Hub, http://www.gaspool.de/gaspool_hub.html?&L=eojbzzsivzokm (Zugriff am 24.02.2013)

[7-6] NCG: Informationen zum VHP-Entgelt, http://www.net-connect-germany.de/cps/rde/xchg/SID-B7DDEDA6-7F642990/ncg/hs.xsl/2653.htm (Zugriff am 24.02.2013)

[7-7] NCG: Informationen zum Konvertierungsentgelt, http://www.net-connect-germany.de/cps/rde/xchg/SID-EBD05019-36967663/ncg/hs.xsl/2557.htm (Zugriff am 24.02.2013)

[7-8] Landwärme: Persönliche Mitteilung Hr. Elek, Landwärme GmbH (25.02.2013)

[7-9] Arcanum: Persönliche Mitteilung Hr. Reischke, Arcanum Energy (27.02.2013)

[7-10] BayWa: Persönliche Mitteilung Hr. Hill, BayWa R. E. Green Energy Products GmbH, (28.02.2013)

[7-11] GasNZV: Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV (2010)

[7-12] Gaspool: Informationen zur Regelenergieumlage, http://www.gaspool.de/regelenergie_umlage.html (Zugriff am 28.02.2013)

[7-13] NCG: http://www.net-connect-germany.de/cps/rde/xchg/SID-B7DDEDA6-7F642990/ncg/hs.xsl/810.htm (Zugriff am 28.02.2013)

[7-14] Wingas: http://www.wingas.de/1324.html?&L=3 (Zugriff März 2012)

[7-15] Eon: https://www.eon-gas-storage.de/cps/rde/xchg/SID-0261FD3F-CAACD776/eon-gas-storage/hs.xsl/2452.htm (Zugriff März 2014)

[7-16] VNG: http://www.vng-gasspeicher.de/content/de/Produkte/Entgelte/index.html (Zugriff März 2014)

[7-17] Exxon: http://www.exxonmobil.com/Germany-German/PA/Files/about_what_upstream_technology_Erdgasspeicherung.pdf (Zugriff März 2014)

[7-18] Storengy: Gasspeicherrechner storengy (http://www.storengy.com/countries/deutschland/de/unsere-angebote/downloads-agb.html) (Zugriff März 2014)

[7-19] RWE: http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/579162/data/579106/6/rwe-gasspeicher/produkte-und-services/download/xanten/Speicherprodukte-und-Entgelte.pdf (Zugriff März 2012)

[7-20] RWE: http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/579142/data/579104/6/rwe-gasspeicher/produkte-und-services/download/kalle/Speicherprodukte-und-Entgelte.pdf (Zugriff März 2012)

[7-21] RWE: http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/579152/data/579108/6/rwe-gasspeicher/produkte-und-services/download/stassfurt/Speicherprodukte-und-Entgelte.pdf (Zugriff März 2012)

[7-22] Dena: Biogasregister Deutschland Gebührenordnung, http://www.biogasregister.de/fileadmin/bioregister/content/dateien/Vertragswerk/Gebuehrenordnung/2012_04_17_Biogasregister_Geb%C3%BChrenordnung.pdf, (Zugriff am 24.02.2013)

[7-23] Bundesnetzagentur (BNetzA): Monitoringbericht (2012) http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2012/MonitoringBericht2012.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (Zugriff März 2014)

[7-24] Fraunhofer UMSICHT, DBFZ: Präsentation des Abschlussberichts – des Forschungsvorhaben BIOMON– Teil 4 Biomethannutzung, Berlin (2012)

[7-25] BMUB: Auslegungshilfe zur Massenbilanzierung nach § 27c Absatz 1 Nummer 2 EEG 2012 Zugleich: Anwendungshinweis zum Vollzug des EEWärmeG, hier: Massenbilanzierung von Biomethan (Hinweis Nr. 1/2012), (29. Juni 2012) http://www.biogaspartner.de/fileadmin/biogas/Downloads/Gesetze_und_Verordnungen/120629_MBS-Auslegungshilfe__barrierefrei_.pdf (Zugriff 28.02.2013)

[7-26] Energiesteuergesetz, vom 15. JULI 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes, vom 5. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2436, 2725) geändert worden ist. (2012)

[7-27] Biogasrat e.V.: Vortrag Reinhardt Schultz: Energiewende endet nicht an Landesgrenzen – das Erdgasnetz als Schlüssel zum EU-Markt. Biogaspartner – die Konferenz „Biomethan – der Joker der Energiewende" (28. November 2012) Berlin (2012) http://www.biogaspartner.de/fileadmin/biogas/documents/Veranstaltungen/2012/Vortr%C3%A4ge_Bilder_Konferenz_Nov_2012/Energiewende_endet_nicht_an_Landesgrenzen_Schultz.pdf (Zugriff März 2014)

[7-28] Vaßen, Peter: Persönliche Mitteilung (Umweltgutachter) (03.10.2012)

[7-29] BDEW, VKU, GEODE: Leitfaden – Bilanzierung Biogas (2011)

[7-30] Fraunhofer IWES; Fraunhofer UMSICHT; DBFZ gGmbH: BIOMON – Evaluierung der Biomethanbereitstellung, -verteilung und -nutzung in Deutschland durch ein Marktmonitoring, unveröffentlichter Endbericht (2013)

[7-31] EID: Energie Informationsdienst (2012)

[7-32] Verivox: www.verivox.de (Zugriff am 15.12.2012)

[7-33] Hölder, D.: Mit KWK das Beste aus Biomethan erlösen, Vortrag auf dem 1. VDI-Kongress Biogas – Aufbereitung und Einspeisung, Frankfurt (2010)

[7-34] Bundeskartellamt: Untersuchung Gas – Konzessionsabgabe für die Belieferung von Haushaltskunden (2012)

[7-35] Verbio: Vortrag Dr. Lüdtke, Bilanzielle Teilbarkeit Biomethan (11.09.2012), Berlin

[7-36] Bockey, D.: Indirekte Landnutzungsänderungen (iLUC) – Hat der Rapsanbau noch eine Perspektive? In: Raps 4/2012 (30. Jg.), S. 44–47 (2012) www.ufop.de/index.php/download_file/view/1412/570/ (Zugriff am 20.02.2013)

[7-37] Bafa: www.bafa.de/bafa/de/energie/erdgas/index.html (Zugriff am 05.05.2012)

[7-38] Deutscher Bundestag: Entwurf eines zweiten Gesetzes zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes – Drucksache 17/11387 (2012) http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/17/113/1711387.pdf (Zugriff am 28.02.2013)

[7-39] Juris: Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 5. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2436, 2725) geändert worden ist, http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/energiestg/gesamt.pdf (Zugriff am 28.2.2013)

[7-40] Bundesnetzagentur (BNetzA): Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz gemäß § 37 GasNZV an die Bundesregierung zum 31.05.2013.

[7-41] Gastipp: www.gastip.de (Zugriff am15.12.2012)

8 UMSETZUNG EINES PROJEKTES

Die Verwirklichung eines Biogaseinspeiseprojektes ist komplexer und mit deutlich höheren Investitionen (ca. 9–12 Mio. Euro) und längeren Realisierungszeiträumen (ca. 3–4 Jahre) verbunden als ein Biogasprojekt mit Vorortverstromung. Es sind hierbei eine Vielzahl von Schnittstellen abzuarbeiten. Die Berücksichtigung der öffentlichen Akzeptanz sowie die Kriterien der Genehmigungsfähigkeit stehen stärker im Vordergrund. Deshalb ist eine detaillierte Vorbereitung und eine genaue Planung Voraussetzung für eine erfolgreiche Projektumsetzung.

Die Umsetzung eines Biogaseinspeiseprojektes umfasst alle Arbeiten beginnend mit der Idee, der Untersuchung der Machbarkeit sowie der Anlagenplanung bis hin zum Bau und der anschließenden Aufnahme des Anlagenbetriebs. Die einzelnen Phasen der Ideenfindung, der Machbarkeitsuntersuchung, die sich anschließende Investitionsvorbereitung sowie die Planungsschritte zur Genehmigung und Anlagenbau mit Inbetriebnahme sind in Abbildung 8.1 dargestellt.

Um einen umfassenden Überblick über diese Realisierungsschritte zu geben und die wesentlichen Detailarbeiten darzustellen, werden sie in den nachfolgenden Abschnitten überwiegend in Form von übersichtlichen Checklisten zusammengefasst.

8.1 Idee und Projektskizze

Ist die Idee für ein Biogaseinspeiseprojekt entstanden, so ist dem Projektinitiator die Erstellung einer Projektskizze zu empfehlen. Diese dient als Grundlage für das generelle Vorgehen

Abb. 8.1: Realisierungsschritte eines Projektes zur Biogasaufbereitung und -einspeisung

1. Schritt: Erstellung der Projektskizze	
Langfristig verfügbare Substrate prüfen	Welche Substrate stehen langfristig zur Verfügung? Soll der bestehende Landwirtschaftsbetrieb mit dem Betriebszweig Brenngasproduktion (Biomethan) erweitert werden? Kann ich auf Substrate außerhalb meines Betriebes langfristig zählen? Welche Partnerschaften für Substratlieferungen sind möglich?
Besichtigung von Biogasaufbereitungsanlagen	Anlagenbesichtigungen als Erfahrungsplattform und Informationsportal nutzen! Welche baulichen Möglichkeiten bietet der Markt? Welche Technologien der Biogasaufbereitung sind Stand der Technik? Wo treten bauliche/verfahrenstechnische Probleme auf? Wie sind diese Probleme gelöst worden? Welche Standortanforderungen und Infrastrukturen sind erforderlich? Welche Erfahrungen haben die Betreiber mit verschiedenen Komponenten und Substratkombinationen gemacht?
Standortfindung/Infrastruktur/ Netzzugang und Einspeise-kriterien	Welcher Standort ist für die geplante Biogasaufbereitungsanlage geeignet? Ist die erforderliche Infrastruktur vorhanden? In welcher Entfernung liegt ein möglicher Einspeisepunkt in ein bestehendes Erdgasnetz? Welche brennwerttechnischen Anforderungen an das Biomethan sind für eine Einspeisung zu erfüllen?
Verfügbares eigenes Zeitkontingent prüfen	Wie hoch ist der Arbeitszeitbedarf für Routine-, Kontroll- und Wartungsarbeiten? Ist das mit meiner betrieblichen Situation zu vereinbaren? Welches Arbeitszeitmodell ist für den Mitarbeiterstamm möglich? Müssen Fremdarbeitskräfte eingesetzt werden?
Möglichkeiten der Wärmenutzung prüfen	Gibt es am geplanten Standort Möglichkeiten Wärme abzugeben?
Abnehmer/Endkunden Biomethan	Welcher Abnehmer/Endkunden für Biomethan sind ggf. lokal am Standort und regional/überregional vorhanden?
Ermittlung des verfügbaren Kostenbudgets	„Kassensturz“ – Mit welchem Eigenkapital kann gerechnet werden? Welcher Finanzierungsbedarf ist abzudecken? Werden sich die Situation oder die Vermögensverhältnisse in der nächsten Zeit gravierend verändern?
Ziele 1. Schritt:	• Erste Beurteilung der betrieblichen Möglichkeiten • Einholung von Praxis- und Betriebserfahrungen • Marktkenntnisse über Anlagen-/Komponentenangebot • Prüfen der Abnehmerstruktur für Biomethan • Risikoabschätzung

bei der Ideenumsetzung und bildet die Basis für eine erste Projektbeurteilung. Die Projektskizze ist sowohl die Grundlage für die standortspezifische technische Umsetzbarkeit, die Beurteilung der prinzipiellen Finanzier- und Förderbarkeit des Vorhabens als auch für die Herstellung erster wichtiger Kontakte zu potenziellen Planungsbüros. Es wird empfohlen sich vorab Informationen über den nächstmöglichen Gasnetzeinspeisepunkt und der Art der anwendbaren Biogasaufbereitung sowie über das Planungsprozedere und Betrieb der Anlage insbesondere mit gleichartiger Aufbereitungstechnologie einzuholen.

Bei Biogaseinspeiseprojekten ist von Bedeutung, das die Betrachtung auf das Gesamtsystem von der Substratverfügbarkeit über die eigentliche Biogaserzeugungs- und Biogasaufbereitungsanlage bis hin zur Gaseinspeisung in ein bestehendes Erdgasnetz erfolgt. Dabei ist wichtig, dass die in der Abbildung 8.2 dargestellten fünf Teilbereiche von Beginn an mit dem gleichen Detaillierungsgrad betrachtet werden, mit dem Ziel einer belastbaren Erstbewertung der Projektidee.

Um unnötige Zusatzbelastungen in späteren Planungsschritten zu vermeiden, sollte die Erstellung der Projektskizze in folgenden Arbeitsschritten durchgeführt und unter Zuhilfenahme der im vorliegenden Leitfaden zur Verfügung gestellten Kalkulationsgrundlagen evaluiert werden:

1. Ermittlung und Prüfung der verfügbaren jährlichen Substratmenge und Festlegung der Biomasse-Bereitstellungskette und Lieferanten (z. B. Anbau, Ernte, Aufbereitung, Lagerung, Transport),
2. Ermittlung der jährlichen Gärrückstandsmengen und Prüfung der Verwertungswege von Gärrückständen,
3. Prüfung des Standortes durch Absprache mit EVU, GVU, Kommune sowie Ermittlung der verfügbaren Baugrundfläche,
4. grobe technische Anlagenauslegung der Biogasproduktionsanlage,
5. Favorisierung der Aufbereitungstechnologie zur Biomethanproduktion,
6. Prüfung des Gasnetzeinspeisekonzeptes,
7. Prüfung der Biomethanvermarktungsstrategie,
8. Abschätzung von Kosten und Wirtschaftlichkeit und
9. Abschätzung der Genehmigungsfähigkeit und Akzeptanz der Gesamtanlage.

Für eine erste Projektbeurteilung ist es nicht erforderlich die o. g. Aspekte endgültig festzulegen, da dies in der anschließenden Planungsphase erfolgt. Es ist vielmehr sicherzustellen, dass jeweils mindestens eine oder möglichst mehrere Lösungen für eine erfolgreiche Umsetzung des Vorhabens vorhanden sind.

Abb. 8.2: Gesamtsystem eines Biogasaufbereitungs und -einspeisevorhabens

8.2 Machbarkeitsuntersuchung

Nachdem der Projektinitiator auf Grundlage der Projektskizze den Beschluss gefasst hat, das potenzielle Biogaseinspeiseprojekt weiter zu verfolgen, ist eine Machbarkeitsuntersuchung notwendig. Diese lehnt sich i. d. R. stark an die Projektskizze an, mit dem Fokus, dass alle technischen, wirtschaftlichen und sonstigen Ausgangsdaten sowie Rahmenbedingungen ermittelt und einer gründlichen Prüfung unterzogen werden. Im Gegensatz zur Projektskizze, die erste qualitative Aussagen über das angestrebte Projekt liefert, enthält die Machbarkeitsuntersuchung die quantitativen Aussagen zum geplanten Projekt und seine möglichen Umsetzungsvarianten.

Im Zuge einer detaillierten Betrachtung der Projektidee, werden die Kriterien gemäß Abbildung 8.3 innerhalb der Machbarkeitsuntersuchung begutachtet.

Mit der Erstellung der Machbarkeitsuntersuchung wird eine Entscheidungsvorlage entworfen, welche die nachstehenden Ziele verfolgt:

- Prüfung der technischen und ökonomischen Machbarkeit des Projektes basierend auf der Erhebung aller Rahmenbedingungen und standortspezifischen Voraussetzungen,
- Abschätzung des technischen und ökonomischen Risikos,
- Identifizierung von Ausschlusskriterien,
- Prüfung möglicher Organisationsstrukturen und
- Schaffung einer Grundlage zur Bewertung der Finanzierbarkeit.

Abb. 8.3: Kriterien einer Machbarkeitsuntersuchung für Biogasaufbereitungsanlagen

2. Schritt: Entwicklung der Machbarkeitsuntersuchung	
Beauftragung eines erfahrenen und seriösen Planungsbüros/ einer Planungsabteilung eines erfahrenen und seriösen Anlagenherstellers	Diese Personen sind für die Weiterentwicklung und Planung des Projektes von großer Bedeutung und werden bei allen weiteren Schritten involviert sein. Sie verfügen über Kontakte zu Mitarbeitern bei Genehmigungsbehörden, zu lokalen/regionalen Energieversorgern sowie zu Beauftragten in den Landesämtern.
Kontaktaufnahme zu landwirtschaftlichen Beratern	Sie haben Erfahrung mit regionalen Landwirtschaftsbetrieben und stehen bei weiteren Fragen, beginnend bei Standortauswahl und Standortanforderungen bis hin zur Logistik und Konzeption kompetent zur Verfügung.
Festlegung der Konstruktions- und Verfahrensweise sowie der Anlagendimensionierung	Definition der Standorteigenschaften, z. B. Einholung eines Bodengutachtens. Standortauswahl (Hilfsmittel: Lageplan über Betrieb, Gebäude, Siloflächen). Lage zum nächstmöglichen Einspeisepunkt in bestehendes Erdgasnetz. Qualitätsanforderung an das einzuspeisende Biomethan. Entscheidung zum Einsatz sinnvoller Anlagenkonfiguration/-konstruktion und Anlagentechnik unter Berücksichtigung zukünftiger Betriebsausrichtung und biogasanlagenbedingter, betrieblicher Umstrukturierungsmaßnahmen. Dimensionierung der Anlagenkomponenten nach Potenzialanalyse. Frage der Verfahrensweise: Wie soll das Projekt durchgeführt werden? Soll schlüsselfertig gebaut werden („Turn-Key"-Anlage)? Sollen Einzelgewerke separat beauftragt werden? Welche Eigenleistungen sind in welchem Umfang geplant? Kann in Bauherrengemeinschaft gebaut werden? Welche Gewerke werden detailliert ausgeschrieben? Raum für Ausführungsvarianten lassen!
Ziele 2. Schritt:	• Einbeziehen eines erfahrenen Planers oder Beraters zur Erstellung einer Machbarkeitsstudie • Festlegung der favorisierten Anlagendimensionierung mit Konstruktions- und Verfahrensweise unter Berücksichtigung der Qualitätsanforderung an das einzuspeisende Gas

3. Schritt: Substratverfügbarkeit	
Abgrenzung der verfügbaren Substrate	Welche Biomassesubstrate stehen zur Verfügung: • landwirtschaftliche Reststoffe (z. B. Rindergülle, Geflügelmist) • Agroindustrielle Abfälle (z. B. Apfelschlempe, Obsttrester) • Organische Abfälle aus Industrie, Gewerbe und Handel (z. B. Fettabscheiderinhalte) • Abfälle aus privaten Haushalten (z. B. Bioabfälle) • Nachwachsende Rohstoffe, Energiepflanzen (z. B. Maissilage, Grassilage) In welchen Zeitintervallen stehen die Substrate zur Verfügung? In welcher Qualität werden die Substrate angeliefert?
Biomasselieferanten/ Partnerschaften	Welche potenziellen Lieferanten/Partnerschaften für eine langfristige Biomasselieferung kommen in Frage?
Bereitstellungskosten	Wie hoch sind die Bereitstellungskosten der Substrate?
Lagerflächen	Welche Lagerflächengröße ist am geplanten Standort vorzuhalten?
Maßnahmen der Vorbehandlung	Welche Maßnahmen zur Vorbehandlung (Mischung, Zerkleinerung) der einzusetzenden Substrate sind notwendig?
Ziele 3. Schritt:	• Auswahl der Substrate im Hinblick auf einen praxistauglichen Vergärungsprozess (Prozessstabilität) • Eingrenzung der Maßnahmen zur Vorbehandlung und Aufbereitung von Substraten • Auswahl potenzieller Biomasselieferanten

8.2.1 Substratverfügbarkeit

Für die Umsetzung und den Betrieb einer Biogasaufbereitungsanlage ist vorrangig entscheidend, in wieweit Substrate ausreichend und ganzjährig für die Beschickung der Anlage zur Verfügung stehen. Hierbei ist zu untersuchen, zu welchen vertretbaren Kosten die Substratbeschaffung erfolgen kann. Landwirtschaftsbetriebe mit Tierhaltung haben den Vorteil, dass bereits ein Substrat (Gülle, Dung oder Mist) kostengünstig und ohne aufwendige Logistik am Standort der Biogasanlage zur Verfügung steht und dessen Qualität als Wirtschaftsdünger durch den Vergärungsprozess gleichzeitig verbessert werden kann. Für reine Marktfruchtbetriebe ist demgegenüber die Substratverfügbarkeit allein abhängig von der verfügbaren landwirtschaftlichen Nutzfläche und den damit verbundenen Bereitstellungskosten [8-1]. Die Art und Verfügbarkeit der Substrate bestimmt den Technikeinsatz der Biogasanlage. Eine Checkliste zur Ermittlung der Substratverfügbarkeit ist im Folgenden aufgeführt.

8.2.2 Standortauswahl

Für den Bau einer Biogasaufbereitungsanlage sind zum einen die örtlichen, standortspezifischen Gegebenheiten wie z. B. geeigneter Baugrund, bisherige Nutzung und Leitungsanschlüsse ausschlaggebend. Diese spiegeln sich insbesondere in den Einzelpositionen der Baukosten wider. Zum anderen ist die Nähe zu einem möglichen Einspeisepunkt eines peripher bestehenden Erdgasnetzes zu berücksichtigen. Weiterhin sind auch die baurechtlichen Bestimmungen sowie gesellschaftliche und soziale Aspekte zu betrachten. Die Kriterien der Standortauswahl für den Bau einer Biogasaufbereitungsanlage sind schematisch in Abbildung 8.4 dargestellt.

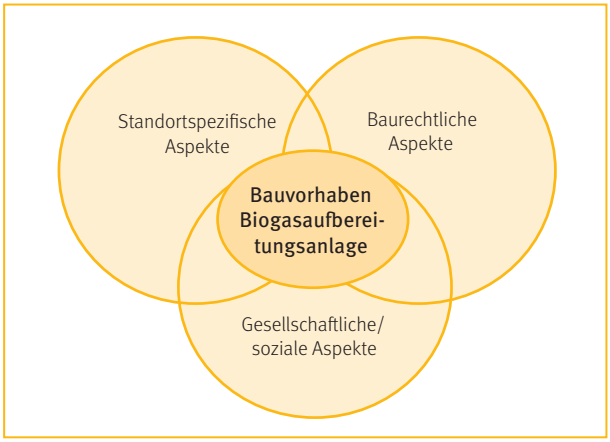


Abb. 8.4: Kriterien für die Standortwahl

Standortspezifische Aspekte

Vorab ist zu klären, ob der favorisierte Standort die benötige Flächengröße besitzt, der Baugrund geeignet ist, wenn möglich altlastenfrei, sowie bestehende Gebäude und Lagerflächen nutzbar sowie Gasnetzanschlussstellen und Wärmeabnehmer vorhanden sind (vgl. Kapitel 5.4). Ziel dieser Betrachtung ist, anfallende Baukosten auf geringem Niveau zu halten. Die verhältnismäßig niedrigen Leistungsbereiche bei der landwirtschaftlichen Biogasproduktion und die damit in Verbindung stehenden Substratströme, ermöglichen Logistikkonzepte zur Substratbereitstellung und Gärrückstandentsorgung über den Straßentransport. Die Transportwürdigkeit vieler Substrate ist aufgrund ihrer relativ geringen Energiedichte begrenzt. Demnach steht für die Versorgung von Biogasanlagen vor allem Biomasse aus dem näheren regionalen Umfeld im Fokus. Günstiger Weise werden Standorte gewählt, die eine Anbindung an Straßen mit mittlerem Verkehrsleistungspotenzial aufweisen (z. B. Landstraßen) [8-2].

4. Schritt: Standortauswahl	
Grundstück prüfen	Wie ist die Beschaffenheit des Geländes? Ist ein adäquater Baugrund vorhanden? Befindet sich das Gelände in einem Gewerbegebiet (Randlage) oder auf einem Agrarbetriebsgelände im Außenbereich (privilegiert)? Wie hoch sind die Grundstückskosten?
Infrastruktur prüfen	Ist die Straßenanbindung LKW-tauglich? Welche Medienanschlüsse (Energie, Wasser und Abwasser, Telekommunikation) liegen am Grundstück an?
Verfügbares eigenes Zeitkontingent prüfen	Wie aufwendig ist der tägliche Arbeitszeitbedarf für Routine-, Kontroll- und Wartungsarbeiten am gewählten Standort? Ist der Zeitaufwand mit meiner betrieblichen Situation zu vereinbaren? Müssen zusätzliche (externe) Arbeitskräfte eingesetzt werden?
Standort für Gaseinspeisung prüfen (Prüfung eines Netzanschlussbegehrens für die Einspeisung von Biogas/Biomethan ins bestehende Gasnetz)	Wie weit entfernt liegt der nächstgelegene Gaseinspeisepunkt? Wer ist der Gasnetzbetreiber? Welche Qualitätsanforderungen des einzuspeisenden Gases sind definiert (gemäß Gasnetzbetreiber)? Welche Naturschutzinteressen müssen für den Gasnetzzugang beachtet werden?
Akzeptanzaufbau	Welche Anwohner und Betriebe werden beeinträchtigt? Welche Anwohner und Betriebe müssen frühzeitig über das Vorhaben informiert und ggf. mit eingebunden werden? Welche öffentlichen Institutionen müssen vorzeitige in eine transparente Öffentlichkeitsarbeit eingeplant werden? (z. B. Einbeziehung von Bürgermeister, Genehmigungsbehörde)
Ziele 4. Schritt:	• Auswahl des Standortes • Abfrage der Qualitätsanforderungen des einzuspeisenden Biogases beim Gasnetzbetreibers • Akzeptanzaufbau durch transparente Öffentlichkeitsarbeit

Genehmigungsrechtliche Aspekte

Gemäß dem Baurecht wird zwischen Innen- und Außenbereich von Ortschaften unterschieden. Hierbei umfasst der Innenbereich alle Flächen innerhalb einer geschlossenen Ortschaft. Demgegenüber wird der Außenbereich als Fläche außerhalb der Ortschaft definiert. Die Differenzierung von Innen- und Außenbereich ist in den jeweiligen ausgewiesenen Flächennutzungsplänen der Gemeinden verankert. Um einer Landschaftszersiedelung entgegenzuwirken, sind dem Bauen im Außenbereich Grenzen gesetzt. Gemäß Baugesetzbuch (BauGB) § 35 Abs. 1 ist der Bau einer Biogasanlage im Außenbereich unter bestimmten Bedingungen zulässig. Die Anlage gilt dann als privilegiert (vgl. Kapitel 5.4.1). Weiterhin sind ggf. immissionsschutzrechtliche Aspekte sowie mögliche Auflagen durch den Eingriff in die Natur und Landschaft einzukalkulieren (z. B. Ausgleichsmaßnahmen).

Gesellschaftliche und soziale Aspekte

Bei Vorhaben zur Realisierung von Biogaseinspeiseprojekten kann es erfahrungsgemäß zu Diskussionen in Bezug auf die Akzeptanz durch Anrainer führen. Diese Problematik kann im Hinblick auf die Genehmigungsfähigkeit besonderes erschwerend wirken. Insbesondere die befürchteten negativen Auswirkungen, wie z. B. Geruchs- und Lärmemissionen, erhöhte Verkehrsbelastung, optisches Erscheinungsbild der Umgebung des Standortes, können seitens der betroffenen Bevölkerung zu Widerständen gegen das geplante Vorhaben führen. Frühzeitige Maßnahmen zur Verbesserung der Akzeptanz, wie das zeitige Informieren und Einbinden betroffener Anwohner und Institutionen sowie eine gezielte Öffentlichkeitsarbeit sind daher unerlässlich, um die Akzeptanz eines favorisierten Standortes für eine Biogasaufbereitungsanlage zu sichern.

8.2.3 Stoffstromlogistik

Die Wahl der Stoffstromlogistikketten und der damit einhergehende Abschluss mehrerer langfristiger Biomasselieferverträge sind bei Biogasaufbereitungsprojekten besonders wichtig, da sie einen konstanten Substratinput benötigen. Einzugsradien für Substratlieferungen können 20 km und mehr betragen und zum Teil von mehr als 50 Lieferanten erfolgen. Zu prüfen ist hierbei, ob ggf. Zwischenlager für eine optimierte Transportlogistik genutzt werden können. Eine feste Vereinbarung mit den entsprechenden Biomasselieferanten sollte am besten noch vor dem Anlagenbau abgeschlossen werden. Die Anlage selbst sowie die Auslegung der Lagerflächen und Vorratsbehälter können somit schon im Planungsstadium auf die entsprechenden Substrate und Lieferintervalle detailliert abgestimmt werden, mit dem Ziel Schwankungen der Liefermengen der Biomassesubstrate am Standort auszugleichen. Es ist wichtig vor der Vertragsgestaltung zu klären, welche Bezugsgrößen für die Abrechnung relevant sind. Grundsätzlich erfolgt die Abrechnung nach gelieferten Biomassemengen/-volumen (z. B. in t, m^3). Hierfür sind ausführlich Qualitätsanforderungen und -kontrollen festzulegen, um das Risiko niedriger Substratqualitäten zu mindern.

Die Aufbereitung (Zerkleinerung und Mischung) sowie die Einbringung der Substrate in den Fermenter werden durch entsprechende Dosiereinrichtungen (z. B. Förderschnecken) realisiert. Nachfolgend ist eine Checkliste für die Betrachtung der Stoffstromlogistik aufgeführt.

5. Schritt: Stoffstromlogistik	
Konkretisierung und Aktualisierung der Stoffstrommenge	Welche Substratmengen sind einzukalkulieren? Wie groß ist der mittlere Umkreis der potenziellen Substratlieferanten? Wie ist der jahreszeitliche Verlauf des Substratanfalls? Wie sind die Eigenschaften der einzusetzenden Substrate?
Festlegung der Substrat-Bereitstellungskette	Welche Anlieferungsform der Substrate ist für die geplante Anlage am effektivsten? Welche Arten der Lang- und Kurzzeitlagerung bestehen am geplanten Standort? Welche erforderliche Aufbereitungs- und Dosierungsschritte sind notwendig? Welche Preisunsicherheit ist beim Kauf der Substrate vorhanden?
Wahl der Biomasselieferanten und Abnehmer der Gärrückstände	Welche Lieferbedingungen und Qualitätsanforderungen an das Substrat sollen mit den entsprechenden Biomasselieferanten vereinbart werden (z. B. Abrechnung der/s gelieferten Biomassemenge/-volumen) Gibt es Abnehmer für die Gärrückstände?
Substrattransport innerhalb der Anlage	Welche Umschlag- und Transporttechnik soll am Anlagenstandort verwendet werden? Welche Pumpentechnik soll innerhalb der Anlage eingesetzt werden?
Festlegung der Gärrückstandslagerung	Welche Gärrückstandsmengen fallen an? Welche Art der Gärrückstandslagerung ist bautechnisch möglich?
Gärrückstandabnahme	Welche Art des Transportes und Ausbringungsintervalle der Gärrückstände sind planbar? Wie groß muss die Ausbringfläche sein um den Flächennachweis zu sichern?
Ziele 5. Schritt:	• Festlegung der Transport- und Umschlagstechniken • Eingrenzung der Flächengröße für Substrat- und Gärrückstandsslagerung am Standort der Biogasaufbereitungsanlage • Auswahl der Biomasselieferanten und Abnehmer der Gärrückstände • Liefervereinbarungen und wenn möglich langfristige Lieferverträge festlegen

8.2.4 Technologieauswahl

Gemäß dem Stand der heutigen praxistauglichen Anlagentechnik basiert die Auswahl der Technologie einer geplanten Biogasaufbereitungsanlage insbesondere auf den vorhandenen Substraten, den Qualitätsanforderungen von Biomethan für die Einspeisung, der bestehenden Infrastruktur, den beteiligten Akteuren und der realisierbaren Finanzierung.

6. Schritt: Technologieauswahl	
Auswahl des Vergärungsverfahrens zur Produktion von Rohgas	Soll die Anlage nach der Nass- oder Feststoffvergärung oder in Kombination von beiden gefahren werden? Mit welchen Prozessstufen und mit welcher Prozesstemperatur soll die Anlage gefahren werden?
Auswahl der Anlagenkomponenten	Welche Anlagenkomponenten sollen zum Einsatz kommen? • Annahme-, Aufbereitungs- und Eintragstechnik • Fermenterbau mit Einbauten und Rührtechnik • Gasspeichertyp • Art der Gärrückstandslagerung
Beteiligte Akteure für die Rohgasproduktion	Welche Landwirtschaftsbetriebe und Unternehmen sind als Netzwerkpartner mit eingebunden? Welche Erfahrungen sind bei den Beteiligten vorhanden? Welche Installations- und Wartungsbetriebe stehen im näheren Umkreis zur Verfügung? Welches Know-how über Substrataufbereitung und Beschickung, Transporttechnik, Siliertechnik bestehen bei den Mitarbeitern und Partnern? Welches Servicekonzept wird vom Technologiehersteller angeboten?
Auswahl der Technologie zur Aufbereitung von Rohgas zu Biomethan	Welches Aufbereitungsverfahren soll zum Einsatz kommen? (vgl. Kap. 2.4 und 6) Wie hoch ist der Strombedarf der Biogasaufbereitung? Ist eine Schwachgasnachbehandlung erforderlich (gem. EEG, TA-Luft, GasNZV)? Wie hoch ist der Wasser- und Chemikalienbedarf? Welche Partnerunternehmen stehen für die Installation und Wartungsarbeiten für die Aufbereitungsanlage im näheren Umfeld zur Verfügung? Welches Servicekonzept wird vom Technologiehersteller angeboten?
Netzanschluss	Wie kann der Netzanschluss zwischen Aufbereitungsanlage und Gasversorgungsnetz erfolgen? (vgl. Kap. 3) Welche Kenndaten (Brennwert, Druck etc.) müssen für die Einspeisung in das Erdgasnetz eingehalten werden? (vgl. Kap. 3.2) Mit welcher Realisierungsdauer für den Netzanschluss muss geplant werden?
Anlagensicherheit	Werden alle sicherheitstechnischen Mindestanforderungen erfüllt?
Anfrage zur Biomethaneinspeisung an Netzbetreiber	Anfrage an den Gasnetzbetreiber zur Netzverträglichkeitsprüfung für mögliche Biomethaneinspeisung!
Ziele 6. Schritt:	• Auswahl der Anlagenkomponenten nach modernsten technischen Stand aus hochwertigem Material mit hoher Servicefreundlichkeit und Automatisierung des Betriebes zur Produktion von einspeisetauglichem Biogas.

8.2.5 Vermarktungsmöglichkeiten

Das wichtigste Kriterium für den wirtschaftlichen Betrieb einer Aufbereitungsanlage ist die Verwertung und vollständige Vermarktung von Biomethan. Die energetische Verwertung von Biomethan kann in drei unterschiedlichen Nutzungspfaden stattfinden. Diese sind die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), die Kraftstoffproduktion für den Verkehrssektor und der Wärmemarkt. Je nach Standort und Betreibermodell der geplanten Biogasaufbereitungsanlage ist eine spezifische Vermarktungsstrategie zu erstellen.

7. Schritt: Vermarktungsmöglichkeiten	
Verkauf/Handel von Biomethan	Wer sind die Biomethanabnehmer: Zwischenhändler/Dienstleister oder Endkunden? Wie erfolgt die Biomethanverwertung: KWK-Nutzung, Wärmeerzeugung oder Kraftstoff (vgl. Kapitel 7)?
Transport von Biomethan	Wie erfolgt der Biomethantransport: separate Gasleitung zum Endkunden oder Einspeisung in bestehendes Erdgasnetz (vgl. Kapitel 7)?
Biomethaneinspeisung	Wer ist der zuständige Gasnetzbetreiber?
Biomethanbilanzierung	Bilanzierung der Biomethanmengen gemäß GasNZV (vgl. Kapitel 7) Wie hoch ist die ausgespeiste Menge an Biomethan? Wie hoch ist die Menge an Biomethan am Verwertungsort?
Biomethanhandel	Wie hoch sind die Kosten des Biomethanhandels?
Nachweisführung von Biomethaneigenschaften	Wie hoch sind die Kosten der Nachweisführung für Biomethaneigenschaften und -menge (vgl. Kapitel 7)?
Ziele 7. Schritt:	• Festlegung der Biomethanabnehmer- bzw. Biomethanvermarktungsstruktur • Ermittlung der Kosten für Nachweisführung der Biomethaneigenschaften • Ermittlung der Kosten und Erlöse des Biomethanhandels

8.2.6 Bewertung und Entscheidungsfindung

Die Bewertung und Entscheidungsfindung für ein Biogaseinspeiseprojekt erfolgt nach der Wirtschaftlichkeit und nach der Art der Finanzierung (vgl. Kapitel 6).

8. Schritt: Bewertung und Entscheidungsfindung	
Detaillierten Kostenplan erstellen	Auf Grund der Festlegung der Verfahrensweise ist eine Detailplanung der Kosten möglich. Der Kostenplan sollte so gestaltet sein, dass eine Kostenkontrolle jederzeit möglich ist. Die Kostenpositionen sollten in folgende Blöcke untergliedert werden: • Investitionskosten für die Einzelkomponenten • Substratkosten „frei Fermenter“ • Abschreibung • Unterhalt, Wartung und Reparatur • Verzinsung • Versicherung • Lohnkosten • Finanzierungs- und Genehmigungskosten • Planungskosten • Gasnetzbetreiber-Kosten, Netzanschlusskosten • evtl. Transportkosten • Gemeinkosten (Telefon, Räume, Versorgung etc.) Die Investitionskosten der Einzelkomponenten sollten untergliedert werden, bei Eigenleistung oder Vergabe von Einzelgewerken sollten diese detailliert beziffert werden.
Finanzierung	Der Fremdfinanzierungsbedarf muss ermittelt werden. Es sollte die von den Finanzinstituten angebotene Finanzierungsberatung in Anspruch genommen werden, Finanzierungskonzepte sollten gründlich im Hinblick auf die betriebliche Situation geprüft werden. Die Finanzierungsangebote sollten verglichen werden.
Ziele 8. Schritt:	Wirtschaftlichkeitsanalyse erstellen • Kostenermittlung (Investition, Betriebskosten etc.) • Erstellung eines Finanzierungskonzeptes, Risikobetrachtung • Definieren von Schnittstellen (z. B.: Übergabe von Rohbiogas oder Biomethan) ➡ erneute Wirtschaftlichkeitsanalyse als Entscheidungsvorlage

8.3 Investitionsvorbereitung und Öffentlichkeitsarbeit

Die Akzeptanz von Biogas- und Biogasaufbereitungsanlagen stellt sich in der Öffentlichkeit als eingeschränkt dar. Dies liegt einerseits begründet in Verbindung mit Lärm- und Geruchsbelästigung und andererseits wird eine Änderung des Landschaftsbildes befürchtet. Die im Umfeld betroffene Öffentlichkeit sollte daher frühzeitig in die Planung und Genehmigung einer Biogasaufbereitungsanlage mit einbezogen werden, z. B. durch Ankündigung und Vorstellung des Projektes beim Bürgermeister oder im Gemeinderat. Hierbei sollte eine von Beginn an transparente Informationspolitik über die Anlagenart und den geplanten Betriebsablauf gegenüber der Öffentlichkeit erfolgen (z. B. Informations- und Präsentationstag am zukünftigen Standort der Anlage). Werden Bedenken der Anwohner und Nachbarschaft im Planungsprozess berücksichtigt, so lassen sich Hemmnisse und Akzeptanzprobleme vermeiden. Dies schafft eine wichtige Voraussetzung für die geplante Investition.

Ist die Entscheidung einer Investition getroffen, erfolgt die Betrachtung der Finanzierungsoptionen. Grundsätzlich werden Biogaseinspeiseprojekte über Eigenmittel und Kredite finanziert. Jedoch kann es im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit des Projektes empfehlenswert sein, zusätzlich weitere Finanzierungsquellen zu erschließen. Grundlage für die Finanzierung des Vorhabens ist die Projektprüfung im Rahmen der erstellten Machbarkeitsuntersuchung. Die Möglichkeiten der Finanzierung eines Biogaseinspeiseprojektes sind nachfolgend kurz aufgeführt.

9. Schritt: Investitionsvorbereitung und Finanzierungsoptionen	
Öffentlichkeitsarbeit	Ankündigung und Vorstellung des Projektes beim Bürgermeister oder im Gemeinderat sowie transparente Informationspolitik gegenüber der Öffentlichkeit (Anwohner, Nachbarschaft)
Finanzierung	Welches Investitionsvolumen steht zur Verfügung? Welche Finanzierungsmodelle stehen zur Auswahl? Besteht Kreditwürdigkeit für den Projektinitiator?
Eigenmittel	Für die Inanspruchnahme marktüblicher Bankkredite oder Finanzhilfen aus der öffentlichen Hand wird ein Mindestanteil an eigenen Mitteln in Form einer Eigenbeteiligung oder eines eigenkapitalähnlichen Darlehens vorausgesetzt. Dabei kann ein Barvermögen oder eine Sacheinlage in Form betriebsnotwendiger Güter und/oder Finanzmittel eingesetzt werden. Möglichkeiten das Eigenkapital zu erhöhen kann die Einbeziehung zusätzlicher Anteilseigner und Partner in das Vorhaben oder die Ausgabe von Aktien sein (z. B. Bildung einer GmbH & Co. KG)
Fondfinanzierung	Bei der Finanzierung über spezielle Projekt- oder Beteiligungsfonds stellen Privatanleger und Investoren Eigenkapital für die Projektfinanzierung bereit. Projektfonds fungieren als „Sammelstellen“ für private Gelder von Anlegern, welche in das geplante Projekt fließen. Das Fondvolumen kann in Form von Aktien oder stillen Gesellschaftsanteilen angeboten werden.
Fremdmittel	Bei den Fremdmitteln wird i. d. R. zwischen Bank- und Förderkrediten unterschieden. **Bankkredit**: Die Bank unterstützt die Finanzierung der Biogasanlage in Form eines Kredites unter der Maßgabe der bestehenden Bonität des Kreditnehmers als auch der Wirtschaftlichkeit der geplanten Biogasaufbereitungsanlage. **Förderkredit:** Förderkredite sind zinsverbilligte langfristige Darlehen, welche von Institutionen zur Förderung der Nutzung von Biogas zur Verfügung gestellt werden (z. B. KfW, Ökobanken, Europäische Investitionsbank).
Contracting	Beim Contracting (Betreibermodell) werden Investitionen, welche vom Projektinitiator nicht gezahlt werden können an Dritte (Contractor, Betreiber) übergeben. Die auszuführenden Maßnahmen für die Realisierung des Vorhabens werden durch einen externen Dienstleister eigenverantwortlich und auf eigene Rechnung durchgeführt, wodurch auch eine Risikoverlagerung zum Dienstleister stattfindet [8-2].
Ziele 9. Schritt:	• Öffentlichkeitsarbeit • Wahl des Finanzierungsmodells

8.4 Planungsschritte

Die Planung einer Biogasaufbereitungsanlage teilt sich in die beiden Bereiche der Genehmigungs- und Ausführungsplanung, welche im Folgenden beschrieben werden. Vor Einreichung des Bauantrages/Genehmigungsantrages sollten Vorbereitungen gemäß der folgenden Checkliste getroffen werden.

10. Schritt: Vorbereitung für die Genehmigungsplanung	
Kontaktaufnahme zu Behörden und Institutionen, die für das Genehmigungsverfahren bzw. Bauvorhaben von Bedeutung sind	Ein erstes Gespräch bei der Genehmigungsbehörde (Bauamt, BImSch-Genehmigungsbehörde, Gewerbeaufsichtsamt etc.) als „Runder Tisch“ mit einer Kurzvorstellung des Vorhabens sollte im Beisein des Planers angesetzt werden. Es wird nicht nur der persönliche Kontakt zu den Ansprechpartnern der Behörden hergestellt, sondern es werden die Rahmenbedingungen des Bauvorhabens genauestens abgeklärt. Ist das Vorhaben im Außenbereich privilegiert? Sind Änderungen/Forderungen notwendig und möglich? Welche Auflagen werden gemacht? Welche Unterlagen werden zusätzlich gefordert?
Kontaktaufnahme zum Gasnetzbetreiber für Gasnetzzugang	Termin zum persönlichen Gespräch vereinbaren, um das Bauvorhaben zu präsentieren. Dieser Termin dient der Abklärung von Schnittstellen: Der günstigste Gaseinspeisepunkt wird definiert, der Leistungsumfang zu Änderungen/Erweiterungen des Netzes sollte sorgfältig formuliert werden und es sollte ein Kostenvoranschlag eingeholt werden. Dieser sollte auf jeden Fall mit dem Angebot anderer Anbieter verglichen werden.
Ziele 10. Schritt:	• Vorstellung des Bauvorhabens bei zuständiger Genehmigungsbehörde und Gasnetzbetreiber • Einschätzung der Realisierbarkeit auf Genehmigungsebene, Klärung der Außenbereichsproblematik und weiterer Rahmenbedingungen, Auflagen und Forderungen formulieren und definieren • Leistungsumfang Gasnetzbetreiber abklären und Angebote einholen • Angebote vergleichen Nachdem evtl. zusätzliche Forderungen von Genehmigungsseite formuliert wurden und das Gasnetzbetreiber-Angebot vorliegt: ➡ entstehende Kosten kalkulieren und Schritt 8 wiederholen!

8.4.1 Genehmigungsplanung

Die Genehmigungsplanung umfasst im Wesentlichen die Erstellung des Bauantrages sowie ggf. den Antrag auf Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz und wird von den Entscheidungen aus der Machbarkeitsstudie gespeist. Vorab erfolgt die Abgrenzung der Genehmigungsverfahren in Abhängigkeit der Anlagengröße und rechtlichen Zuordnung (vgl. Kapitel 5.4). In allen Genehmigungsverfahren hat in jedem Fall das Bundesbaugesetz seine Gültigkeit. Viel praxisrelevanter sind jedoch die Landesbauordnungen, welche in jedem Bundesland regeln, wie ein Bauantrag einzureichen ist.

11. Schritt: Abgrenzung der Genehmigungsplanung nach Baurecht/BImSchG	
Nach Baurecht	Nach BImSchG
• Biogasproduktionskapazität < 1,2 Mio. $m^3_{i.N.}$/h gemäß 4. BImschV Nr. 1.15) • Biogasaufbereitungskapazität ≥ 1,2 Mio. $m^3_{i.N.}$/h gemäß 4. BImSchV Nr. 1.16) • Gaslager < 3 t • Güllemenge von < 10 m^3 pro Tag die in Biogasanlage eingebracht wird • Gärrückstandslager (Güllelager) kleiner als 6.500 m^3 • Biogasanlage auf einen nicht BImschG-pflichtigen Hof formell rechtlich zugeordnet	• Biogasproduktionskapazität ≥ 1,2 Mio. $m^3_{i.N.}$/h gemäß 4. BImschV Nr. 1.15) • Biogasaufbereitungskapazität < 1,2 Mio. $m^3_{i.N.}$/h gemäß 4. BImSchV. Nr. 1.16) • Gaslager ≥ 3 t (z. B. eine Rohbiogasmenge von 2.500 m^3; Dichte von 1,27 kg/m^3; ca. 3,18 t) gemäß 4.BImschV Nr. 9.1) • Güllemenge von ≥ 10 m^3 pro Tag die in Biogasanlage eingebracht wird • Gärrückstandslager (Güllelager) gleich 6.500 m^3 und mehr beträgt gemäß 4.BImschV Nr. 8.12) • Biogasanlage auf einen BImschG-pflichtigen Hof formell rechtlich zugeordnet
Ziele 11. Schritt:	• Bauantragstellung bei zuständiger Genehmigungsbehörde

Die Genehmigungsplanung sollte in engem Kontakt mit dem Anlagenhersteller oder vom beauftragten Anlagenplaner selbst und dem landwirtschaftlichen Berater erfolgen. Je nach Genehmigungstatbestand und genehmigender Behörde werden mehr oder weniger umfangreiche Unterlagen benötigt. Die nachstehende Liste erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, in Einzelfällen können weitere Unterlagen gefordert werden. Eine Übersicht über Aufgaben in der Phase der Genehmigungsplanung sowie die zu beachtenden gesetzlichen Regelwerke gibt die nachfolgende Checkliste.

12. Schritt: Zusammenstellung der Genehmigungsunterlagen	
Bauantrags-Formulare/Antragsformulare auf immissionsschutzrechtliche Genehmigung	Die Formulare bei der für das Baugenehmigungsverfahren – Verfahren nach BImSchG oder Baurecht – zuständigen Behörde anfordern. Beim Verfahren nach BImSchG sind die in diesem Rahmen geforderten Unterlagen den Bauantrags-Formularen zu entnehmen.
Qualifizierter Lageplan	Dieser ist beim Kataster- und Vermessungsamt des Kreises zu erwerben.
Grundbuchauszug	Angaben über Eigentum, Wirtschaftsart, Lage des Standorts.
Anlagen- und Betriebsbeschreibung	Formulare zu Anlagendaten, Verfahren (Stoffübersicht) sowie Anlagen- und Betriebsbeschreibung vom Planer erstellt
Emission/Immission	Darstellung der emissionsverursachenden Verfahren/Vorgänge
Lärmgutachten nach TA Lärm; Geruchsgutachten und Emissionsquellenplan nach TA Luft	Entscheidet die genehmigende Behörde aufgrund der besonderen Gegebenheiten des Standortes, dass ein Gutachten erstellt werden muss, so ist hierzu ein zugelassener Sachverständiger nach §29 BImSchG zu beauftragen.
Abfallverwertung	Darstellung der Verwertungs- und Entsorgungswege der anfallenden Abfälle und gebrauchten Anlagenteile
Wassergefährdende Stoffe	Darstellung der Lagerung und des Transports der in Betrieb befindlichen und gehandhabten wassergefährdenden Stoffe
Anlagensicherheit	Beschreibung der Anlage unter brandschutztechnischen Gesichtspunkten, Darstellung eines Brandschutzkonzeptes vom Planer, ggf. Erstellung eines Brandschutzgutachtens von einem zugelassenen Sachverständigen. Beschreibung der Maßnahmen zur Sicherstellung sicherheitstechnischer Anforderungen, Lageplan mit Ex-Zonenplan
Eingriff in Natur und Landschaft	Vereinbarkeit des Vorhabens auf Basis von bestehenden planerischen Rahmenbedingungen (z. B. Flächennutzungsplan, Bebauungsplan) Darstellung der Ausgleichs- oder Ersatzmaßnahmen für eingriffsrelevante Vorhabensbestandteile (z. B. bebaute Fläche)
Zulassung nach EG-VO Tierische Nebenprodukte	Antrag auf Zulassung der Biogasanlage nach der EG-VO Tierische Nebenprodukte (EG-VO Nr. 1069/2009) z. B. bei Einsatz von Gülle, Mist
Lageplan mit Abstandsflächen	Erstellung gemäß den Anforderungen der Sicherheitsregeln für landwirtschaftliche Biogasanlagen des Bundesverbandes der landwirtschaftlichen Berufsgenossenschaften
Statik für Großkomponenten der Anlage und Schornstein	Die Statik der Großkomponenten werden vom Anlagenhersteller/Komponentenhersteller erstellt und geliefert. Die Statik für den Schornstein sowie das Gutachten zur Berechnung der Schornsteinhöhe werden von einem Prüfingenieur erstellt und geliefert.
Aufstellungsplan	Dieser wird vom Planer erstellt.
Detailzeichnungen	Diese werden vom Planer erstellt. • Rohrleitungspläne (Substrat/Gas/Heizmedien) mit Gefälle, Fließrichtung, Dimensionierung und Materialeigenschaften • Berücksichtigung des Ex-Zonen-Bereiches (Ex-Zonen-Plan) • Art und Ausführung der Umschlagplätze für Gülle, Silagen und sonstige schüttfähigen Substrate • Maschinenraum mit den erforderlichen Installationen • Heizleitungspläne mit Anbindung der Wärmeerzeuger und -verbraucher • Grundfließschema mit Betriebseinheiten • Stromflussdiagramm zur Einbindung des BHKW in den Betrieb • Gasspeicher, Gassicherheitsstrecke • Substrat-Lagerstätten
Fließschemata für verfahrenstechnische Anlagen	Erstellung Grundfließschema nach DIN EN ISO 10628 mit Betriebseinheiten durch den Planer
Verwertung der Gärrückstände	Darstellung der notwendigen Flächenausstattung zur landwirtschaftlichen Verwertung des Wirtschaftsdüngers (Gärrückstand)
Rückbauverpflichtungserklärung	Verpflichtung des Antragstellers über Rückbau und Beseitigung der Anlage und der Bodenversiegelung nach dauerhafter Aufgabe der zulässigen Nutzung
Ziele 12. Schritt:	• Bauantragstellung bei zuständiger Genehmigungsbehörde

Für die Bauantragstellung sind weiterführend Anforderungen von Rechtsvorschriften einzuhalten, welche folgend aufgelistet sind.

Einhaltung der Anforderungen von Rechtsvorschriften

Die Anforderungen der nachstehenden Rechtsvorschriften sollten unbedingt eingehalten werden (vgl. dazu auch Kapitel 5). Die Liste erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Es soll auf die Einhaltung der wichtigsten Gesetzesbereiche hingewiesen werden.

Vorschriften über die Erzeugung von Strom aus Biomasse
- BiomasseV

Vorschriften aus dem Bereich des Immissionsschutzes
- BImSchG mit TA Luft und TA Lärm
- Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG)

Vorschriften aus dem Bereich der Abfallwirtschaft
- Landesabfallgesetz
- BioAbfV
- EU-Richtlinie EG-1069/2009

Vorschriften aus dem Bereich des Düngerechts
- Düngegesetz
- Düngemittelverordnung
- Düngeverordnung

Vorschriften aus dem Bereich der Wasserwirtschaft
- Wasserhaushaltsgesetz
- Landeswassergesetze

Vorschriften aus dem Bereich der Gaseinspeisung
- Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV
- DVGW-Regelwerke: G260/G262/G685
- Kraftstoff-DIN 51624 (zur Belieferung von Tankstellen)
- EASEE-Gas CBP 2005-001/02 (bei Ferngasnetzeinspeisung)

Vorschriften aus dem Bereich Umgang mit gefährlichen Stoffen
- Störfall-Verordnung – 12. BImSchV

Vorschriften aus dem Bereich Naturschutz
Vorschriften aus den „Sicherheitsregeln für Biogasanlagen“
Vorschriften aus dem Bereich der Arbeitssicherheit

8.4.2 Ausführungsplanung

In der Ausführungsplanung werden Anlagenbestandteile aus der Entwurfs- und Genehmigungsplanung so weit konkretisiert, dass eine Grundlage zum Anfertigen der Ausschreibungsunterlagen entsteht. Hierbei muss seitens des Projektinitiators entschieden sein, ob mit der Errichtung der Gesamtanlage ein Generalunternehmen verpflichtet werden soll oder ob die Einzelvergabe von Gewerken oder Losen (Anlagenkomponenten) angestrebt wird. Im Fall der Vergabe von Einzelgewerken sind die Liefer- und Leistungsgrenzen sehr sorgfältig zu ermitteln. Ein besonderes Augenmerk ist auf den Schnittstellenübergang innerhalb der Anlagentechnik (z. B. Behälterbau, Gasspeicher, Gasaufbereitungsanlage) und Medientechnik (z. B. Rohrleitungen, Elektro- und MSR- Technik) zu legen. Die zeitliche Durchführung der Ausführungsplanung kann parallel mit der Erstellung der Genehmigungsunterlagen beginnen. Bei behördlichen Auflagen im Zuge des erteilten Genehmigungsbescheides müssen diese in der Fertigstellung der Ausschreibungsunterlagen berücksichtigt werden. Gegebenenfalls ist ein Ingenieurvertrag mit dem favorisierten Anlagenhersteller oder -lieferanten abzuschließen um eine mögliche Zuarbeit der geforderten Anlageninformation für die Genehmigungsunterlagen zu gewährleisten. Zusammenfassend sind in der Ausführungsplanung die Ausschreibungsunterlagen zusammenzustellen, die die vom Bauherrn gewünschten Ausführungsvorgaben, Qualitätsstandards, Richtlinienvorgaben und Normen sowie die favorisierten Fabrikate vorgeben. In der folgenden Checkliste sind die grundlegenden Bearbeitungsschritte der Ausführungsplanung aufgelistet.

13. Schritt: Ausführungsplanung	
Eigene Fähigkeiten prüfen	Welche Eigenleistungen kann der Projektinitiator qualitativ hochwertig erbringen? Welche Eigenleistung führt zu einem guten Kosten-Nutzen-Verhältnis ohne qualitative Einbußen?
Verfügbares eigenes Zeitkontingent prüfen	Wann soll Baubeginn sein? Ist meine zeitliche Einbindung in die Baustelle unter Berücksichtigung des Bau-Ablaufplanes mit meiner betrieblichen Situation zu vereinbaren? Welche Helfer kann ich organisieren? Für welchen Zeitraum benötige ich wen?
Eigenleistung mit Planer abstimmen	Der Überwachungsaufwand für den Planer ist normalerweise höher, da in Eigenleistung erbrachte Gewerke besonders kontrolliert werden müssen. Die Ablaufplanung muss ebenfalls auf den höheren Zeitaufwand der Eigenleistungsgewerke abgestimmt sein.
Schnittstellen zu Folgegewerken definieren	Jedes Gewerk besitzt mittel- und unmittelbare Schnittstellen zu Vorläufer-, Nachfolge- oder Parallelgewerken (z. B. Trocknungszeiten, Arbeitssicherheit, Begehungsverbote, Gewerkvorleistungen). Besonders wichtig ist die Betrachtung der Eigenleistungsgewerke und der Unternehmerleistungen. Wird die Unternehmerleistung zeitlich oder bautechnisch behindert, führt dies zu Wartezeiten, Folgekosten und Gewährleistungsproblemen.
Anlagentechnik	Detailauslegung der Anlagentechnik, Bautechnik, Elektro- und Leittechnik und ggf. Erstellung einer Übersicht über alle relevanten Komponenten und Parameter für einzelne Betriebszustände
Schnittstellen	Definition der Schnittstellenübergänge zu angrenzenden Gewerken oder zu vorhandenen Anlagenkomponenten
Statikberechnungen	Einholung prüffähiger Statikberechnungen
Trassenführungen	Festlegung der Systemparameter, Festlegung der Verlegearten, Erstellung des endgültigen Trassenplans
Rechtliche Aspekte	Verfolgung des behördlichen Genehmigungsverfahrens Vorbereitung und Erstellung der Ausschreibungsunterlagen Vorbereitung von Vertragsabschlüssen
Ziele 13. Schritt:	• Fähigkeiten für Eigenleistungen prüfen • Zeitliches Kontingent prüfen • Eigenleistungsarbeiten mit Planer absprechen und im Bau-Ablaufplan verankern • Schnittstellen zu mittel- oder unmittelbaren Gewerken definieren • Einzelvergabe zu Lieferung, Bau und ggf. Inbetriebnahme von Anlagenkomponenten erfolgt vom Bauherrn in enger Abstimmung mit dem Anlagenplaner mit Fokus auf: - Budget, Finanzierbarkeit, Bauzeit - Übereinstimmung der Schnittstellen innerhalb der Anlagentechnik - Klar zu trennende Gewährleistungsübergang zum jeweils anderen Gewerk - Die vollständige Aufrechterhaltung von Gewährleistungsansprüchen gegenüber dem jeweiligen Lieferanten

Tag der offenen Tür auf einer neuen Biogasaufbereitungsanlage [Arcanum Energy]

Nach erfolgter Ausschreibung und Vergabe aller Gewerke gilt die Ausführungsplanung in der Regel als abgeschlossen.

8.5 Anlagenbau

Für den Anlagenbau bzw. die Bauplanung sollte die folgende Checkliste beachtet werden.

14. Schritt: Anlagenbau	
Aufstellung eines Bau-Ablaufplanes	Dieser vom Planer angefertigte Plan zeigt auf, wann welche Gewerke auszuführen sind, damit Folgegewerke nicht behindert werden. Die Abhängigkeiten und das Ineinandergreifen der einzelnen Arbeitsschritte werden erkennbar (z. B. Vorbereitungs-, Durchführungs- und Trocknungszeiten) und Engpässe können identifiziert werden. Im Ablaufplan sollten Ausfallzeiten (evtl. Feiertage) und vor allem Eigenleistungszeiträume berücksichtigt werden.
Organisation und Sicherung der Baustelle	Aufmaß und Sicherung der Baustelle (Bauzaun, Bauschild) veranlassen. Abschließbare Lagerstätte für Materialien etc. Die Verantwortlichkeit für beide Punkte kann dem ausführenden Unternehmen übertragen werden. Der Bauherr sollte eine Haftpflichtversicherung und eine Bauwesenversicherung abschließen. Die Kosten letzterer können dem ausführenden Unternehmer übertragen werden. Abschluss einer Rohbauversicherung. Den ausführenden Unternehmen muss Wasser und Strom frei zugänglich zur Verfügung stehen. Überschreitet die Baustelle gewisse Grenzen, kann die Koordination für Sicherheit und Gesundheitsschutz nach Baustellenverordnung gegen Honorar an den Bauleiter delegiert werden.
Qualitätsanforderungen bereits im Leistungsumfang des Auftrages festlegen und kontrollieren	Qualitätskontrolle fängt mit der Vorgabe verbindlicher Qualitätsstandards an. Falls exakte Materialvorgaben im Leistungsumfang vereinbart wurden, diese kontrollieren.
Auf der Baustelle präsent sein Bautagebuch führen	Sie und der Planer sollten die Baustelle jeden Tag besuchen, wenn die Handwerker schon oder noch anwesend sind. So sind Sie und der Planer als Ansprechpartner immer erreichbar. Weiterhin sollten wöchentlich Bauberatungen mit den Handwerkern der aktuell am Bau tätigen Gewerke stattfinden und protokolliert werden. Ihre Beobachtungen sollten Sie und der Planer detailliert in einem Bautagebuch festhalten. Dazu gehört u. a. welcher Baufortschritt sich ergeben hat und welche Unklarheiten, Mängel auftraten. Hier können auch Nebenauslagen für das Finanzamt dokumentiert werden!
Fotodokumentation anlegen	Per Fotoapparat sollten Baufortschritt, eingesetzte Materialien, Installationen etc. festgehalten werden.
Baumängel rügen und zeitnah beseitigen lassen	Baumängel, die erkannt werden, sollten ohne zeitliche Verzögerung schriftlich gerügt werden, wenn sie nicht umgehend beseitigt werden. Nur so bewahren Sie Ihre Rechtsposition und können nach tatenloser Fristverstreichung androhen, eine weitere Mängelbeseitigung durch den Handwerker zu verweigern. Sie können den Mangel dann zu seinen Lasten durch einen Dritten beseitigen lassen. Baumängel, die sofort fachmännisch behoben werden, bergen wenige Folgeprobleme. Werden Baumängel verschleppt und erst später beseitigt, so kommt es im Ablaufplan oftmals zum Termin-Chaos.
Ziele 14. Schritt:	• Detailplanung • Umfassender Bauablaufplan • Organisation und Sicherung der Baustelle • Leistungsumfang und Materialauswahl kontrollieren • Tägliche Baustellenbesuche (wenn möglich) • Bautagebuch führen und Fotodokumentation erstellen • Baumängel zeitnah anmahnen und beseitigen lassen

8.6 Abnahme der Bauleistung

15. Schritt: Abnahme der Bauleistungen	
Abnahme	Auf die förmliche Abnahme auch von Teilgewerken sollten Sie nie verzichten. Bei Feststellung von Mängeln wird die Beseitigung erschwert, falls kein Abnahmeprotokoll vorliegt. Das Abnahmeprotokoll dient somit als Dokumentation der Mängel und als Nachweis des Verursachers von Mängeln. Bei der Abnahme sollte immer fachkundige Unterstützung eingeholt werden (z. B. Planer, Gutachter). Im Falle wesentlicher Mängel kann die Abnahme und damit die Schlusszahlung verweigert werden. Bei unwesentlichen Mängeln muss abgenommen werden, von der Schlusszahlung kann aber der dreifache Betrag der voraussichtlichen Schadensbeseitigungssumme einbehalten werden. Eine schlüsselfertige Anlage geht erst nach der erfolgreichen Abnahme in den Besitz und damit in die Haftung des Anlagenkäufers über („Gefahrenübergang“). Wird die Anlage durch Vergabe von Teilgewerken erbaut, so kann niemals die Abnahme der Gesamtanlage erfolgen, sondern immer nur eine „Teilabnahme“ der jeweiligen Bauteile oder Gewerke. Der Zeitpunkt des Gefahrenübergangs der Komplettanlage ist hierbei noch ungeklärt.
Ziele 15. Schritt:	• Abnahme der einzelnen Gewerke bzw. Anlage im Beisein des Planers ➡ Externe fachkundige Unterstützung einholen ➡ förmliches und schriftliches Abnahmeprotokoll (z. B. VOB- Vorlage) erstellen

8.7 Inbetriebnahme

16. Schritt: Inbetriebnahme	
Inbetriebnahme	Die Inbetriebnahmephase dient der Überprüfung der Funktionsfähigkeit aller wichtigen Anlagenteile (Aggregate, Gewerke etc.). Falls möglich, werden auch die meisten Steuer- und Alarmsignale der Steuerung überprüft und erfasst. Die Inbetriebnahme einer Biogasaufbereitungsanlage kann als technische, sog. „kalte“ Inbetriebnahme z. B. im Rahmen der Dichtigkeitsprüfung des Fermenters mit Wasser erfolgen. In diesem Rahmen können teilweise auch Sensoren und Pumpen auf ihre technische Tauglichkeit überprüft werden. Andere Mess- und Regeltechnik kann erst im laufenden Betrieb getestet werden (z. B. Überdruck-Unterdruck-Sicherungen am Fermenter). Es können weiterhin Inbetriebnahmen für Einzelkomponenten erfolgen. Die „warme“ Inbetriebnahme geht mit dem Befüllen und Aufheizen des Fermenters bis hin zur Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Gasnetz einher und ist als „gleitender Übergang“ zum Probebetrieb zu verstehen.
Probebetrieb	Der Probebetrieb wird als „Leistungsfahrt“ verstanden und soll dem Bauherren und Betreiber der Biogasaufbereitungsanlage dazu dienen, sich zu vergewissern, dass alle Anlagenkomponenten die in der Leistungsbeschreibung festgelegten Leistungen störungsfrei über einen definierten Zeitraum erbringen. Die Festlegung des Zeitraumes erfolgt individuell, der Zeitraum ist Gegenstand des vereinbarten Vertrages mit dem Anlagenhersteller. Dabei ist zu beachten, dass die Kosten eines monatelangen Probebetriebes anteilig auch auf die Investitionssumme und damit auf die Kosten des Anlagenkäufers umgelegt werden. Es ist also abzuschätzen, wie schnell sich eine stabile Mikroorganismenpopulation und damit ein stabiler Biogasprozess einstellt, denn erst dann kann die Leistungsfähigkeit der Biomethanproduktion getestet werden. Dieser Zeitraum ist stark abhängig vom eingesetzten Substratmix und wird bei gleichbleibender, wenig schwankender Mischung sehr viel schneller erfolgen als mit einer Mischung wechselnder Substrate. Es sollte also immer eine Kosten-Nutzen-Analyse erfolgen, damit der Probebetrieb nicht unnötig in die Länge gezogen wird und Kosten verursacht, trotzdem jedoch Sicherheit in Bezug auf die Funktions- und Leistungsfähigkeit der Anlage bietet. Erst nach dem erfolgreichen Probebetrieb erfolgen die Schlussabnahme der Biogasaufbereitungsanlage und der Gefahrenübergang vom Auftragnehmer auf den Auftraggeber. Das bedeutet, dass der Auftraggeber nun eigenverantwortlich und mit vollem Risiko den Betrieb der gesamten Anlage übernimmt.
Wartungs- und Instandhaltungsverträge	Abschließen von Wartungs- und Instandhaltungsverträge für Anlagenkomponenten (z. B. Biogasaufbereitungsanlage)
Ziele 16. Schritt:	• Inbetriebnahme der Biogasaufbereitungsanlage und Gaseinspeisung • Probebetrieb der Rohbiogasanlage, der Biogasaufbereitungsanlage und der Gaseinspeisung mit fachkundiger Unterstützung (z. B. durch Planer); Zeitraum individuell aushandelbar • Abschluss von Wartungs- und Instandhaltungsverträgen

8.8 Notwendige Verträge

Im Laufe der Umsetzung eines Biogaseinspeiseprojektes ist mit einer Vielzahl von Projektbeteiligten zu rechnen. Die Beziehung zwischen den Projektbeteiligten wird durch Verträge geregelt. Die folgende Liste zeigt relevante Vertragstypen [8-3] (vgl. Kapitel 5.3).

Parallel zu den fachlichen Arbeiten ist bei der Umsetzung des Vorhabens die Projektstruktur für den späteren Anlagenbetrieb zu entwickeln und im Detail auszugestalten. Insbesondere zwischen dem Betreiber der Biogasanlage und dem Biomasse- und Substratlieferanten sowie zwischen dem Rohbiogaslieferanten und -abnehmer oder Biomethanlieferanten und -abnehmer sind, wenn es sich um verschiedene juristische Personen handelt, die gegenseitigen Rechte und Pflichten schriftlich zu fixieren.

Relevante Vertragstypen

- Gesellschaftsvertrag
- Miet-, Pacht- und Grundstückskaufvertrag
- Geschäftsbesorgungsvertrag
- Beratungsvertrag
- Engineeringvertrag
- Bauverträge bzw. Generalunternehmervertrag
- Technischer Liefervertrag
- Wartungs- und Instandhaltungsvertrag
- Biomasse- bzw. Substratliefervertrag
- Vertrag über Rücknahme von Gärrückständen als Wirtschaftsdünger
- Wärmeliefervertrag
- Rohbiogasliefervertrag
- Biomethanliefervertrag
- Netzanschlussvertrag

8.9 Literatur- und Referenzverzeichnis

[8-1] Görisch, U., Helm M.: Biogasanlagen; Ulmer Verlag, (2006)

[8-2] FNR (Hrsg.): Leitfaden Bioenergie – Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergieanlagen, (2009)

[8-3] BMUB: Nutzung von Biomasse in Kommunen – Ein Leitfaden (2003)

[Fraunhofer IWES]

ANHANG

GLOSSAR

Begriff	Erläuterung
Absorption	ist das Lösen von Stoffen in einer anderen Phase, z. B. Gasbestandteile in einer Flüssigkeit.
Adsorbat	ist das an der Oberfläche des Adsorbens angelagerte (adsorbierte) Teilchen/Molekül aus der fluiden Phase.
Adsorbens	ist ein Stoff, der benachbarte Teilchen/Moleküle aus der fluiden Phase anlagert (adsorbiert).
Adsorption	ist die Anlagerung von Stoffen an einer anderen Phase, z. B. Gase an Grenzflächen einer festen oder flüssigen Phase.
Adsorptiv	ist ein Teilchen/Molekül welches in der fluiden Phase vorliegt und sich an dem Adsorbens anlagert (adsorbiert).
Anschlussnehmer	bezeichnet die juristische Person, die das zu Biomethan aufbereitete Rohbiogas ins Erdgasnetz einspeisen will und somit den Netzanschluss begehrt (zumeist identisch mit Anlagenbetreiber der Biogasaufbereitung).
Austauschgase	sind Gasgemische, die trotz ihrer vom Grundgas abweichenden Zusammensetzung und ggf. abweichenden Kenndaten bei gleichem Gasdruck und unveränderter Geräteeinstellung ein gleichartiges Brennverhalten wie das Grundgas aufweisen. Sie können anstelle des Grundgases eingesetzt werden.
Biomethan	aufbereitetes Rohbiogas auf mit mind. 90 % CH_4 Anteil zur regelkonformen Einspeisung ins Erdgasnetz, nach DVGW G 260 (2011), vgl. auch Methan.
Brennwert	stellt unter Normbedingungen die freigewordene Wärme einer vollständigen Verbrennung, unter Berücksichtigung der Kondensationswärme (d. h. enthaltenes Wasser liegt in flüssiger Form vor), dar.
Brennwertbezirke	sind von einem größeren Netz separierte Teilnetze. Es entstehen neue geschlossene Netze mit festen Ein- und Ausspeisepunkten mit einheitlichem Brennwert.
Brennwertverfolgung	beschreibt ein Verfahren zur Berechnung von Brennwerten in einem Netz bzw. Netzbereich an einer beliebigen Stelle. Der Größe des Netzes bzw. der Komplexität sind mathematisch bedingte Grenzen gesetzt.
DVGW-Richtlinien	vom Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. veröffentliche Richtlinien u. a. für Qualitätsanforderungen zur Einspeisung und Nutzung von Gasen im öffentlichen Netz.
Einspeiser	vgl. Anschlussnehmer
Gärrückstände	sind flüssige oder feste Rückstände aus der Biogasgewinnung, die organische und anorganische Bestandteile enthalten.
Grundgase	sind die in einem Versorgungsgebiet üblicherweise verteilten Gase.
Heizwert	stellt unter Normbedingungen die freigewordene Wärme einer vollständigen Verbrennung dar (enthaltenes Wasser liegt gasförmig vor).
Industrielle Reststoffe	sind im Kontext der Biogaserzeugung vergärbare organische Abfälle, Reststoffe oder auch Nebenprodukte aus Industrie und Gewerbe, die nicht dem Bereich „organischer Hausmüll“ zugeordnet sind. Handelt es sich um Abwässer oder andere nicht transportwürdige Güter, so ist eine Verwertung und Entsorgung in örtlicher Nähe zum Entstehungsort anzustreben. Für transportfähige industrielle Substrate sind dagegen grundsätzlich unterschiedliche Behandlungsoptionen gegeben. Dabei sollte eine möglichst hochwertige Nutzung (stofflich oder energetisch) im Vordergrund stehen.

Begriff	Erläuterung
Konditionierungsgase	sind Gase oder Gasgemische die dem Grund-, Austausch- oder ggf. Zusatzgas zur Einstellung der brenntechnischen Kenndaten zugemischt werden.
Methan (CH_4)	ist ein ungiftiges, farbloses, energiereiches Gas, das leichter als Luft ist. In Mischung mit Luft kann es brennbare oder explosionsfähige Gemische bilden. Bestandteil von Rohbiogas.
Methananreicherung	auch als CO_2-Abtrennung bezeichnet, umfasst alle Verfahren zur Aufkonzentrierung des Methananteils aus dem Rohbiogas.
Methanschlupf	bezeichnet die Menge an Methan aus dem Rohbiogas, der dem Prozess durch Leckagen oder als Schwachgasanteile verloren geht.
Nachwachsende Rohstoffe	Sammelbegriff für stofflich und energetisch genutzte Biomasse (keine Futter- und Lebensmittel). Es handelt sich hierbei i. d. R. um land- und forstwirtschaftlich erzeugte Rohstoffe wie Holz, Flachs, Raps, Zuckerstoffe und Stärke aus Rüben, Kartoffeln oder Mais, die nach der Aufbereitung einer weiteren stofflichen oder energetischen Anwendung zugeführt werden.
Odorierung	ist das Beimischen von Odoriermittel, zumeist Schwefelverbindungen, zum Grund-, Austausch- oder ggf. Zusatzgas um dieses mit einem Warngeruch zu versehen.
Permeabilität	beschreibt die Durchlässigkeit einer Membran gegenüber flüssigen oder gasförmigen Komponenten.
Permeat	ist der Stoffanteil, der eine Membran bei einer Membrantrennung passiert.
Potenziale	können terminologisch unterteilt werden in das theoretische, technische, wirtschaftliche und erschließbare Potenzial. Das theoretische Potenzial beschreibt das einer gegebenen Region und innerhalb eines bestimmten Zeitraumes theoretisch physikalisch nutzbare Energieangebot. Es markiert damit die Obergrenze des theoretisch realisierbaren Beitrages einer regenerativen Energiequelle zur Energiebereitstellung. Dieses Potenzial hat jedoch aufgrund der tatsächlichen Nutzbarmachung keine praktische Relevanz. Das technische Potenzial regenerativer Energien beschreibt den Anteil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen, ggf. strukturellen und ökologischen Restriktionen bzw. gesetzlichen Vorgaben nutzbar ist. Das wirtschaftliche Potenzial beschreibt den Anteil des technischen Potenzials, der auf Basis der zugrunde gelegten Kriterien wirtschaftlich erschlossen werden kann. Schließlich beschreibt das erschließbare Potenzial den zu erwartenden tatsächlichen Beitrag einer regenerativen Energieform, der unter realistischen Rahmenbedingungen zur Energiegewinnung verfügbar gemacht werden kann. Es ist von einer Reihe technischer, wirtschaftlicher und weiterer Rahmenbedingungen abhängig.
Retentat	ist der Stoffanteil, der bei einer Membrantrennung von der Membran zurückgehalten wird.
Rohbiogas	ist mit Fremdstoffen beladenes Biogas, Hauptkomponenten sind Methan und Kohlendioxid, vor der Aufbereitung zu Biomethan.
Schwachgas	ist das bei der Methananreicherung verbleibende Gas, welches zum größten Teil aus CO_2 besteht, und noch geringe Mengen Methan enthalten kann.
Siloxane	sind chemische Verbindungen aus den Hauptbestandteilen Silizium und Sauerstoff. Sie finden beispielsweise in Form von Silikonölen in Entschäumern Verwendung und haben einen negativen Einfluss auf Verbrennungsmaschinen.
Sorbentien	vgl. Adsorbens
Taupunkt	bezeichnet die Temperatur, oberhalb der (bei einem festgelegten Druck) keine Kondensation von Wasser auftritt.
Wobbe-Index	ist ein Kennwert für die Qualität von Brenngasen hinsichtlich der Wärmebelastung von Gasgeräten. Er wird aus dem Quotienten des Brenn- bzw. Heizwertes und der Quadratwurzel der relativen Dichte gebildet.
Zeolithe	Molekularsiebe
Zusatzgase	sind Gasgemische, die sich in Zusammensetzung und brenntechnischen Kenndaten wesentlich vom Grundgas unterscheiden. Sie können dem Grundgas in begrenzten Mengen zugeführt werden. Dabei bestimmt die Forderung nach gleich bleibendem Brennverhalten des entstehenden Gemisches die Menge der Zusatzgasbeigabe.

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abb. 2.1: Verteilung der Biogasaufbereitungsanlagen entsprechend der Substratklassifizierung im Jahr 2012 9
Abb. 2.2: Substrateinsatz zur Biomethanproduktion 10
Abb. 2.3: Substratbeschaffung und Substratlagerung 11
Abb. 2.4: Art und Anzahl der Gärrückstandaufbereitung bei Biomethananlagen 11
Abb. 2.5: Primäre und sekundäre Wärmequellen zur Fermenterbeheizung von Biomethananlagen 12
Abb. 2.6: Methanganglinie zweier Biogasanlagen 13
Abb. 2.7: Schwefelwasserstoffganglinie zweier Biogasanlagen 14
Abb. 2.8: Biologische Entschwefelung mit Tropfkörper 16
Abb. 2.9: Feinentschwefelung mit Aktivkohle 19
Abb. 2.10: Übersicht der am Markt verfügbaren Verfahren zur Biogasaufbereitung 21
Abb. 2.11: Anlagenentwicklung in Deutschland 22
Abb. 2.12: Verfahrensablauf der Druckwechseladsorption 23
Abb. 2.13: Anlage zur Druckwechseladsorption 24
Abb. 2.14: Druckwasserwäsche 26
Abb. 2.15: Aufbereitungsanlagen mit physikalischer Absorption 27
Abb. 2.16: Aminwäsche 28
Abb. 2.17: Schematische Darstellung des Membranaufbaus und Diffusionsverhalten gegenüber den Gaskomponenten 29
Abb. 2.18: Membrantrennverfahren 30
Abb. 2.19: Modulverschaltungsvarianten beim Membrantrennverfahren 30
Abb. 2.20: Katalytische Nachverbrennung an einer PSA-Anlage 34
Abb. 2.21: RTO-Abgasnachbehandlungsanlage an einer Druckwasserwäsche 34
Abb. 3.1: Bezugsverteilung für Erdgas in Deutschland 2012 38
Abb. 3.2: Anzahl der Gasversorgungsunternehmen unterteilt nach Größenklassen 39
Abb. 3.3: Verteilung der Erdgasbeschaffenheit von in Deutschland verteiltem Erdgas 41
Abb. 3.4: Standartlastprofil Gas für ein Einfamilienhaushalt 42
Abb. 3.5: Temperatur-Regressionskurven von Lastprofil-Gas für verschiedene Verbraucher 43
Abb. 3.6: Biomethaneinspeisestation 47
Abb. 3.7: Gasspeicher an einer Aufbereitungsanlage 48
Abb. 3.8: Gasdruckregel- und Messanlage 50
Abb. 3.9: Odorieranlage in der Praxis 51
Abb. 3.10: Beispielhafte Gemischbrennwerte in Abhängigkeit von Aufbereitungsgrad und Propanzugabe 55
Abb. 3.11: Saisonaler Verlauf des Erdgasabsatzes 58
Abb. 4.1: Technisches Biogaspotenzial von Energiepflanzen und Exkrementen aus der Nutztierhaltung 64
Abb. 4.2: Technisches Biogaspotenzial von industriellen Reststoffen 69
Abb. 4.3: Technisches Biogaspotenzial von halmgutartigen Landschaftspflegematerialien 71
Abb. 4.4: Technische Biogaspotenziale kommunaler Reststoffe 72
Abb. 4.5: Substratspezifische Verteilung der Biogaspotenziale 72
Abb. 4.6: Technisches Biogaspotenzial in Deutschland 73
Abb. 5.1: Übersicht über die Vertragsstrukturen 91
Abb. 6.1: Systematik der VDI-Richtlinien VDI 2067 und 6025 zur Wirtschaftlichkeitsberechnung 103
Abb. 6.2: Substrateinsatz bei Biomethananlagen 104
Abb. 6.3: Spezifische Kosten der Rohbiogasbereitstellung 105
Abb. 6.4: Absolute Investitionen für Anlagen zur Biogasaufbereitung 106
Abb. 6.5: Spezifischer Investitionsbedarf für Anlagen zur Biogasaufbereitung 107
Abb. 6.6: Spezifische Kosten der Rohbiogasaufbereitung 109
Abb. 6.7: Spezifische Aufbereitungskosten für Biogasaufbereitungsanlagen 110
Abb. 6.8: Spezifische Kosten der Biomethanbereitstellung nach Anlagengrößen und Herstellern 111
Abb. 6.9: Kostenstruktur von Biogas-Beispielanlagen 112
Abb. 6.10: Sensitivitäten verschiedener Kostenparameter auf die Biomethangestehungskosten 113
Abb. 7.1: Mögliche Vermarktungspfade für zu Biomethan aufbereitetem und in das Erdgasnetz eingespeistes Biogas 114
Abb. 7.2: Vereinfachte Darstellung des physischen und des virtuellen bzw. bilanziellen Biomethantransports 116
Abb. 7.3: Länderübergreifender Biomethanhandel in Europa 118
Abb. 7.4: Vereinfachte Darstellung der Strom- und Wärmebereitstellung sowie deren Vergütung aus KWK-Anlagen 121
Abb. 7.5: Erforderliche Wärmeerlöse Industrie und Gewerbe 123
Abb. 7.6: Erforderliche Wärmeerlöse kommunales Contracting 123

Abb. 7.7:	Biomethan-BHKW in Aufstellraum und Container	124
Abb. 7.8:	Sensivität von Erdgas-KWK-Anlagen Industrie und Gewerbe	125
Abb. 7.9:	Sensivität von Biomethan-KWK-Anlagen	125
Abb. 7.10:	Potenzielle Erlöse für Biomethan aus verschiedenen Einsatzstoffklassen	126
Abb. 7.11:	Potenzielle Erlöse für verschiedene Biomethan-BHKW	127
Abb. 7.12:	Gas-Heizkessel	128
Abb. 7.13:	Beispielhafte Preise für Biomethan im Wärmemarkt	128
Abb. 7.14:	Biomethan als Kraftstoff für PKW und im ÖPNV	129
Abb. 7.15:	Substratverteilung der Biomethanmengen mit Verwertung als Kraftstoff	130
Abb. 7.16:	Potenzielle Erlöse für Biomethan als Kraftstoff	131
Abb. 7.17:	Typische Bereitstellungskosten und Erlöse bei der Verwertung von Biomethan in den Verwertungspfaden	133
Abb. 8.1:	Realisierungsschritte eines Projektes zur Biogasaufbereitung und -einspeisung	136
Abb. 8.2:	Gesamtsystem eines Biogaseinspeisevorhabens	138
Abb. 8.3:	Kriterien einer Machbarkeitsuntersuchung für Biogasaufbereitungsanlagen	139
Abb. 8.4:	Kriterien für die Standortwahl	140

TABELLENVERZEICHNIS

Tab. 2.1: Schwankungsbreiten der Gaszusammensetzung von Biogas aus NawaRo- und biogenen Reststoffanlagen 14
Tab. 2.2: Marktübersicht der Biogasaufbereitungsverfahren in Deutschland mit Stand Ende 2012 22
Tab. 2.3: Übersicht der Löslichkeit verschiedener Biogaskomponenten bei 20 °C in Wasser, Näherungswerte 25
Tab. 2.4: Kinetische Durchmesser in der Nanofiltration 29
Tab. 2.5: Technische Kenndaten (Richtwerte) der verschiedenen Aufbereitungskonzepte 32
Tab. 2.6: Typische Schwachgaszusammensetzung 33
Tab. 3.1: Klassifizierung der Leitungen nach Druckstufe, Nennweite und Volumenstrom 40
Tab. 3.2: Daten von verteilten Gasen nach DVGW G 260 41
Tab. 3.3: Durchschnittliche Gasabgabe nach Verbrauchern 2008 42
Tab. 3.4: Übersicht über maßgebliche DVGW Arbeitsblätter 44
Tab. 3.5: Brenntechnische Kenndaten, 2. Gasfamilie 44
Tab. 3.6: Sättigungswassergehalte als Funktion des Druckes anhand von zwei Modell-Erdgasen 45
Tab. 3.7: Zulässige Gasbegleitstoffe nach den aktuellen DVGW-Arbeitsblättern 45
Tab. 3.8: Zusammenfassung Anforderungen an Gas aus regenerativen Quellen 46
Tab. 3.9: Auszug der Gasbeschaffenheitsanforderungen nach EASEE 46
Tab. 3.10: Druckbereiche der Biogasspeicherung 48
Tab. 3.11: Kennzahlen der verschiedenen Verdichterbauarten 49
Tab. 3.12: Messprinzipien verschiedener Gaszähler und ihre Merkmale 50
Tab. 3.13: Zulässige Grenzwerte für die Flüssiggasbeimischung 56
Tab. 3.14: Beispielhafte brenntechnische Daten von verteilten Erdgasen in Deutschland, H-Gasqualität 56
Tab. 3.15: Vor- und Nachteile der Brenngaskonditionierung mit Flüssiggas 56
Tab. 3.16: Vor- und Nachteile der rechnergestützten Brennwertverfolgung 57
Tab. 3.17: Vor- und Nachteile der Bildung von Brennwertbezirken 57
Tab. 3.18: Vor- und Nachteile der Einspeisung als Zusatzgas 59
Tab. 3.19: Zusammenfassende Bewertung der einzelnen Verfahren 59
Tab. 4.1: Angenommene Biogaserträge 64
Tab. 4.2: Theoretisches und technisches Biogaspotenzial von Brauereiabfällen 66
Tab. 4.3: Technisches Biogaspotenzial von Reststoffen aus der Zuckerindustrie 66
Tab. 4.4: Technisches Biogaspotenzial von Schlachtabfällen 67
Tab. 4.5: Theoretische und technische Biogaspotenziale von Reststoffen aus der Bioethanolproduktion 68
Tab. 4.6: Theoretisches und technisches Biogaspotenzial für Reststoffe aus der Biodieselproduktion 68
Tab. 4.7: Rahmenparameter der Potenzialberechnung kommunaler Reststoffe 70
Tab. 4.8: Technisches Biogaspotenzial von Bioabfall, Grünabfall und gewerblichen Speiseabfällen 70
Tab. 4.9: Ertragswerte für Grünschnitt nach Flächennutzung 71
Tab. 5.1: Verfahrensschritte des Netzanschlussverfahrens für Biomethananlagen nach GasNZV 76
Tab. 5.2: Beispiel eines Einsatzstofftagebuches 86
Tab. 5.3: Grenzwerte für Verbrennungsmotoren nach TA-Luft 95
Tab. 6.1: Allgemeine Rahmenparameter für die technische und wirtschaftliche Bewertung der Aufbereitungstechnologien 101
Tab. 6.2: Fragebogen zur Ermittlung von Biogasaufbereitungskosten 102
Tab. 6.3: Zusatzinformationen (Fußnoten) zur Konkretisierung der Herstellerbefragung 102
Tab. 6.4: Rahmenparameter für die wirtschaftliche Bewertung 103
Tab. 6.5: Baunebenkosten für Anlagen zur Biogasaufbereitung (Annahmen) 107
Tab. 6.6: Wartungsaufwand je Anlagengröße und Jahr 108
Tab. 6.7: Akkumulierte Betriebskosten je Anlagengröße und Jahr 108
Tab. 6.8: Akkumulierte Energiekosten je Anlagengröße und Jahr 108
Tab. 6.9: Spezifische Kosten der Rohbiogasaufbereitung in ct/kWh$_{Hs}$ 109
Tab. 7.1: Kosten für den Transport, die Speicherung, die Bilanzierung, die Nachweisführung und den Handel von Biomethan 115
Tab. 7.2: Ausspeisenetzentgelte aller Netzbetreiber für den Bezug von Biomethan bzw. Erdgas 117
Tab. 7.3: Speicherentgelte für die Speicherung von Erdgas oder Biomethan in Untergrundspeichern 117
Tab. 7.4: Vorteile für den Gasverkauf bzw. Gasbezug über Biomethanhändler für Biomethanerzeuger und Biomethanverwerter 118
Tab. 7.5: Vergütung 2012 für Strom aus Biogas/Biomethan (ohne Bioabfall) nach dem EEG 2012 120
Tab. 7.6: Rahmenparameter für die wirtschaftliche Analyse der Verwertung von Biomethan und Erdgas in KWK-Anlagen 122
Tab. 7.7: Potenzielle Erlöse für Biomethan als Kraftstoff 131

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AGB	Allgemeine Geschäftsbedingungen
AGFW	Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.
ArbSchG	Arbeitsschutzgesetz
$bar_{ü}$	Überdruck
BauGB	Baugesetzbuch
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BetrSichV	Betriebssicherheitsverordnung
BGA	Biogasanlage
BGAA	Biogasaufbereitungsanlage (auch Biomethananlage)
BGB	Bürgerliches Gesetzbuch
BGBl.	Bundesgesetzblatt
BGEA	Biogaseinspeiseanlage
BGH	Bundesgerichtshof
BHKW	Blockheizkraftwerk
BioAbfV	Bioabfallverordnung
BiokraftNachV	Biokraftstoff-nachhaltigkeitsverordnung
BiomasseV	Biomasseverordnung
BiostromNachV	Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung
BLE	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BM	Biomethan
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BNetzA	Bundesnetzagentur
BT-Drs.	Bundestagsdrucksache
BTX	Benzol, Toluol, Xylol
C_2H_6	Ethan
CH_4	Methan
CO	Kohlenmonoxid
CO_2	Kohlendioxid
DAU	Deutsche Akkreditierungs- und Zulassungs-gesellschaft für Umweltgutachter mbH
DDGS	Dried Distillers Grains with Solubles
DEA	Diethanolamin
DENA	Deutsche Energie-Agentur
DIN	Deutsches Institut für Normung
d_N	relative Dichte
DN	Nenndurchmesser
DP	Differential Pressure – Druckdifferenz im System/Druckleitung
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
DWA	Druckwechseladsorption
DWW	Druckwasserwäsche
EASEE-gas	European Association for the Streamlining of Energy Exchange-gas
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EEX	European Energy Exchange AG (Energiebörse)
EG-VO	Verordnung der Europäischen Gemeinschaft
EnergieStG	Energiesteuergesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ESK	Einsatzstoffvergütungsklasse
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EWärmeG	Erneuerbare-Wärme-Gesetz Baden-Württemberg
Ex-Zone	Explosionsgefährdete Zone
Fe	Eisen
$FeCl_2$	Eisen(II)-chlorid
$Fe(OH)_3$	Eisen(III)-hydroxid
FeS	Eisen(II)-sulfid
Fe_2O_3	Eisen (III)-oxid
Fe_2S_3	Eisen(III)-sulfid
FM	Frischmasse
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GC	Gaschromatograph
GDRA	Gasdruckregelanlage
GDRM-Anlagen	Gasdruckregel- und Messanlage
GEODE	Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d'Énergie
GIRL	Geruchsimmissions-Richtlinie
GKR	Gesamtkapitalrendite
GMA	Gasmessanlage
GPS	Ganzpflanzensilage
GPSGV	Verordnung zum Geräte- und Produktsicherheitsgesetz
GVE	Großvieheinheit
GVU	Gasversorgungsunternehmen
ha	Hektar
$H_{S,N}$	Brennwert, oberer Heizwert
H_2	Wasserstoff
H_2O	Wasser
H_2S	Schwefelwasserstoff
H_2SO_4	Schwefelsäure
HD	Hochdruck
HEL	Heizöl Extra Leicht
H-Gas	hochkalorisches Gas (High-Gas)
$H_{i,N}$	Heizwert
I_2	Iod

A

KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KI	Kaliumjodid
KNV	Katalytische Nachverbrennung
KoV	Kooperationsvereinbarung Gas
KrWG	Kreislaufwirtschaftsgesetz
kW_{el}	Kilowatt (elektrisch)
kWh	Kilowatt pro Stunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LBauO	Landesbauordnung
L-Gas	niederkalorisches Gas (Low-Gas)
LNG	liquefied natural gas (flüssiges Erdgas)
LPG	liquefied petroleum gas (flüssiges Petroleum)
LPM	Landschaftspflegematerial
LPSA	Low pressure swing adsorption (Niedrigdruck-Druckwechseladsorption)
$m^3_{i.N.}/h$	Normkubikmeter im Normzustand bei 0 °C und 1013,25 mbar
MAP	Marktanreizprogram
MD	Mitteldruck
MDEA	Methyldiethanolamin
MEA	Monoethanolamin
MSR	Messen, Steuern, Regeln
MüT	Marktübergreifender Transport
N_2	Stickstoff
Nabisy	Nachhaltige – Biomasse – Systeme
NaOH	Natriumhydroxid
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
ND	Niedrigdruck
NH_3	Ammoniak
NOx	Stickoxide
O_2	Sauerstoff
OVU	Ortsgasversorgungsunternehmen
P	Permeabilität
p_{an}	Anschlussdruck
p_e	Überdruck
PGC	Prozessgaschromatograph
PJ	Petajoule
PN	Nenndruck
PP	Polypropylen
ppmv	Parts per million, volumenbezogen
PSA	Pressure swing adsorption (Druckwechseladsorption)
PTB	Physikalisch-Technische Bundesanstalt
r. F.	Relative Feuchte
REKO-System	Rechnergestütztes Brennwertnachverfolgungs- oder Brennwertrekonstruktionssystem
RES	Rapsextraktionsschrot
RLM	Registrierte Leistungsmessung
RTO	Regenerativ thermische Oxidation
S	Schwefel
SDL	Systemdienstleistungen
SiO_2	Siliziumdioxid
SPL	Spitzenlast
SO_2	Schwefeldioxid
SOx	Schwefeloxide
TA Lärm	Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm
TA Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft
THC	Total hydrocarbon (Gesamt-Kohlenwasserstoffe)
THT	Tetrahydrothiophen
TR	Technische Regeln
UGS	Untergrundspeicher
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
UVPG	Gesetz über die Umweltverträglichkeits-prüfung
VAUwS	Verordung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen
Vbh	Vollbetriebsstunden
VDI	Verein Deutscher Ingenieure e. V.
VdZ	Verein der Zuckerindustrie
VHP	Virtueller Handelspunkt
VKU	Verband kommunaler Unternehmen
V_n	Volumenstrom
VOB	Vergabe- und Vertragsordnung für Bauleistungen
VOV	Vor-Ort-Verstromung
WHG	Wasserhaushaltsgesetz
$W_{s,n}$	oberer Wobbe-Index
WVZ	Wirtschaftliche Vereinigung Zucker e. V.
α	Trenncharakteristik, Selektivität
η_{el}	elektrischer Wirkungsgrad

AUTORENVERZEICHNIS

Name	Institution
Philipp Adler	Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ)
Eric Billig	Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ)
André Brosowski	Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ)
Jaqueline Daniel-Gromke	Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ)
Iris Falke	Rechtsanwaltskanzlei Schnutenhaus & Kollegen (S & K)
Erik Fischer	Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ)
Uwe Holzhammer	Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
Johan Grope	Ehemals: Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ)
Jan Postel	Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ)
Jörn Schnutenhaus	Rechtsanwaltskanzlei Schnutenhaus & Kollegen (S & K)
Kitty Stecher	Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ)
Gabor Szomszed	Ehemals: Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ)
Marcus Trommler	Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ)
Wolfgang Urban	Ecologic Institut

Dieser Leitfaden basiert in Teilen auf der im Jahr 2006 veröffentlichten Vorauflage „Studie – Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz“. Autoren der Studie waren Frank Burmeister, Klaus Diesel, Frank Hoffmann, Dr. Stefan Kinski, Sönke Lulies, Andre Plättner, Dr. Frank Scholwin und Wolfgang Urban.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR)
OT Gülzow, Hofplatz 1
18276 Gülzow-Prüzen
Tel.: 03843/6930-0
Fax: 03843/6930-102
info@fnr.de
www.fnr.de

Gedruckt auf 100 % Recyclingpapier
mit Farben auf Pflanzenölbasis

Bestell-Nr. 211
FNR 2014

ISBN 3-0-018346-9

FNR
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.