

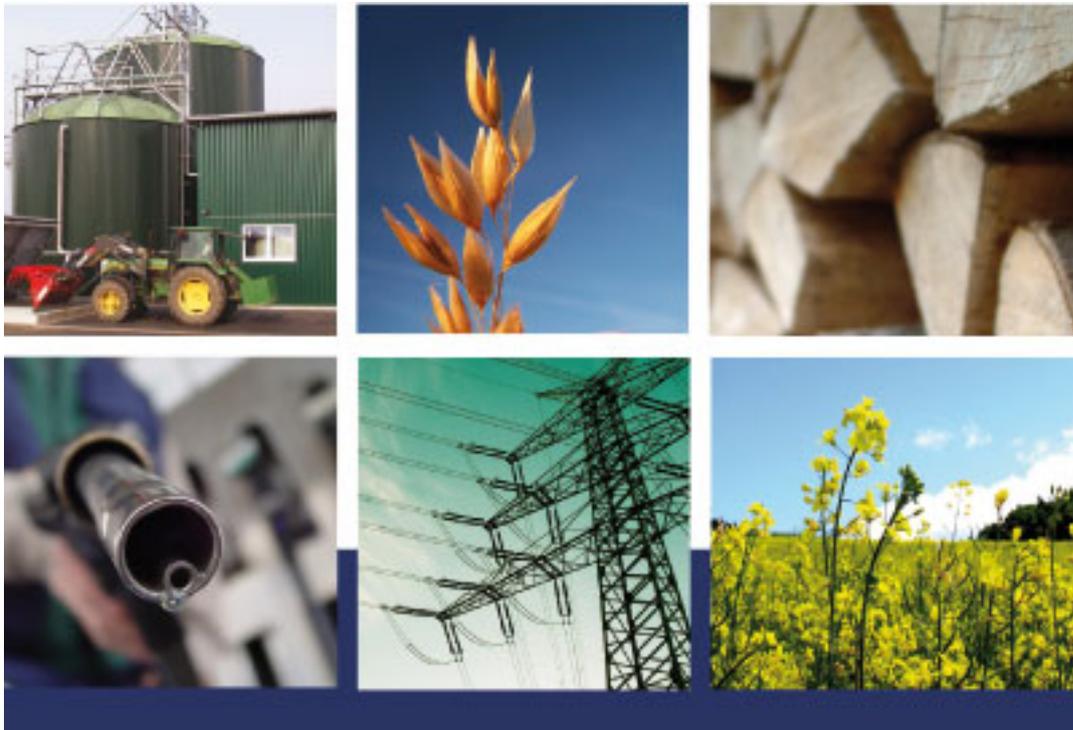
Abschlussbericht für das

BMBF-Verbundprojekt »Biogaseinspeisung«

»Beseitigung technischer, rechtlicher und ökonomischer Hemmnisse bei der Einspeisung biogener Gase in das Erdgasnetz zur Reduzierung klimarelevanter Emissionen durch Aufbau und Anwendung einer georeferenzierten Datenbank«

Band 5

Technische, rechtliche und ökonomische Hemmnisse und Lösungen bei der Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz aus Sicht eines Gasunternehmens



Oberhausen, Leipzig, Wuppertal, Bochum, Essen, Magdeburg, Trier
im Juni 2009

Der Gesamtabchlussbericht entstand im Rahmen des Verbundprojektes »Biogaseinspeisung« und wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung (BMBF) unter den Förderkennzeichen 01LS05039, 01LS05040, 01LS05041, 01LS05042, 01LS05043, 01LS05044, 01LS05045 gefördert. Die inhaltliche Verantwortung liegt bei den Autoren. Die Autoren danken dem Fördermittelgeber für die freundliche Unterstützung.

Der vorliegende Band 5 fasst die Ergebnisse der Arbeitspakete 3 und 4 zusammen. Band 5 wurde erstellt durch

E.ON Ruhrgas AG

Dr. Jens Schiffers

Ansprechpartner: Dr.-Ing. Alexander Vogel

Gladbecker Str. 404
45326 Essen

Gladbecker Str. 404
45326 Essen

Telefon: 0201-184-8799
E-Mail: jens.schiffers@eon-ruhrgas.com
Internet: <http://www.eon-ruhrgas.com>

0201 184 8664
alexander.vogel@eon-ruhrgas.com

E.ON Avacon AG

Bernd Meyer-Prescher

Watenstedter Weg 75
38229 Salzgitter

Telefon: 05341 221-32644
E-Mail: bernd.meyer-prescher@eon-avacon.com
Internet: <http://www.eon-avacon.com>

Weitere Ergebnisse finden sich in:

- Band 1 Kurzfassung (Executive Summary)
- Band 2 Prozessüberwachung und -automatisierung zur Dynamisierung und Verbesserung der Effizienz des Biogasanlagenbetriebs
- Band 3 Synthesegasmethanisierung. Verfahrenstechnische und ökonomische Analyse thermochemischer Gaserzeugungs- und Aufbereitungsverfahren
- Band 4 Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008
- Band 5 Technische, rechtliche und ökonomische Hemmnisse und Lösungen bei der Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz aus Sicht eines Gasunternehmens
- Band 6 Entwicklung und Anwendung einer GIS-Applikation zur Standortfindung und Potenzialanalyse der Biomethanerzeugung. Räumliche, ökonomisch-ökologische Bilanzierung als Bewertungsgrundlage für Energiesystemszenarien
- Band 7 Rechtlicher Rahmen der Biogaseinspeisung. Gesetzgeberische Ziele, Substraterzeugung, Raumordnung, Anlagengenehmigung, Netzzugang und Förderung

Das Projekt wurde gefördert durch:

Im Rahmen der Fördermaßnahme »klimazwei« – Forschung für den Klimaschutz und Schutz vor Klimawirkungen:



Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBWF)
Forschung für Nachhaltigkeit, Wissenschaft und Gesellschaft
Heinemannstr. 2
53175 Bonn

Telefon: 01888 57-0
Fax: 01888 57-83601
Internet: www.bmbf.de

Die Arbeiten erfolgten in enger Kooperation mit Experten eines projektbegleitenden Ausschusses. Die intensiven Diskussionen mit den beteiligten Vertretern der Gaswirtschaft, Biogaswirtschaft, Landwirtschaft, Planungsbehörden, Vertretern von Bundes- und Landesministerien sowie weiterer öffentlicher Einrichtungen haben maßgeblich zum Erfolg des Projekts beigetragen.

Projektkoordination:



**Fraunhofer-Institut für Umwelt-,
Sicherheits- und Energietechnik
UMSICHT**

Institutsleiter:
Prof. Dr.-Ing. Eckhard Weidner

Geschäftsfeld Energieanlagentechnik
Geschäftsfeld Ressourcenmanagement
Geschäftsfeld Nachwachsende Rohstoffe

Osterfelder Straße 3
46047 Oberhausen

Name	Telefon	E-Mail
Dipl.-Ing. Wolfgang Urban	0208 8598-1124	wolfgang.urban@umsicht.fraunhofer.de
Dr.-Ing. Barbara Zeidler-Fandrich	0208 8598-1143	barbara.zeidler@umsicht.fraunhofer.de

Projektpartner:



alta4 Geoinformatik AG



Ruhr-Universität Bochum
Institut für Berg- und Energierecht



E.ON Ruhrgas AG



Hochschule Magdeburg – Stendal (FH)
FB Wasser- und Kreislaufwirtschaft,
Institut für Wasserwirtschaft und Ökotechnologie



**Deutsches Biomasseforschungszentrum
gGmbH**



**Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie
GmbH**

Inhalt

1	Einleitung	1
2	Technische Grundlagen	3
2.1	DVGW-Regelwerk	3
2.2	Gasbeschaffenheit von Erdgas	8
2.3	Beschaffenheit von Bioerdgas	9
2.4	Gasbeschaffenheit und Brennertechnik	9
2.5	Transport von Bioerdgas im Gasnetz	10
3	Rechtliche Grundlagen	13
4	Ökonomische Grundlagen	15
5	Hemmnisanalyse	19
5.1	Zumischung von Flüssiggas zur Anpassung von Brennwert und Wobbe-Index	19
5.2	Eichfähige Brennwertmessung und Perspektiven für neue messtechnische Lösungen bei der Einspeisung	20
5.3	Gasbeschaffenheit im Transportnetz	21
5.4	Biogaseinspeisung in das Gasnetz der E.ON Gastransport	23
5.5	Ökonomische Hemmnisse durch das EEG	25
5.6	Zusammenfassung	26
6	Potenziale der vollständigen Substitution von Erdgas durch Biomethan in Netzen der öffentlichen Versorgung	28
6.1	Einleitung	28
6.2	Ziele und Vorgehensweise	29
6.3	Regionale und technische Rahmendaten	31
6.3.1	Festlegung des Untersuchungsgebietes	31
6.3.2	Kennzahlen der Region	32
6.3.3	Derzeitige Flächennutzung	33
6.4	Stand der Technik	34
6.4.1	500 kW _{el} Hof-BGVA	35
6.4.2	4.000 kW _{el} Industrie-BGVA	35
6.4.3	Gewählte Anlagengröße	36
6.5	Netztopologie und Variantenbeschreibung	36
6.5.1	Gasnetz (16 bar-Hochdrucknetz)	36
6.5.2	Stromnetz (110 kV Hochspannung)	37
6.6	Untersuchte Varianten	40
6.6.1	Variante I: Leistungsbetrachtung	41
6.6.2	Variante II: Arbeitsbetrachtung	42
6.6.3	Variante III: Schwachlastbetrachtung	43
6.7	Variante I: Leistungsbetrachtung	45
6.7.1	Berechnungsergebnisse	46

6.7.2	Optimierungspotenzial	48
6.7.3	Fazit	50
6.8	Variante II: Arbeitsbetrachtung	51
6.8.1	Berechnungsergebnisse	52
6.8.2	Optimierungspotenzial	53
6.8.3	Fazit	55
6.9	Variante III: Schwachlastbetrachtung	55
6.9.1	Berechnungsergebnisse	57
6.9.2	Optimierungspotenzial	58
6.9.3	Fazit	58
6.10	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	59
6.10.1	Ergebnisse	61
6.10.2	Sensitivitätsanalyse	62
6.10.3	Fazit	63
6.11	Zusammenfassung	64
7	Abkürzungsverzeichnis	65

1 Einleitung

Biogas ist eine regenerative Energie mit vorteilhafter CO₂-Bilanz und wird als Option einer künftigen nachhaltigen Energieversorgung politisch gefördert. Infolge der Unterstützung durch das »Erneuerbare Energien Gesetz« wurden in Deutschland in den letzten Jahren mehr als 3.700 Biogasanlagen gebaut. Fast ausschließlich wird in diesen Anlagen das erzeugte Biogas direkt in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) verstromt. In den meisten Fällen hat dies zur Folge, dass die vom BHKW erzeugte Wärme nicht genutzt werden kann, da die Biogasanlage in einem landwirtschaftlich geprägten Umfeld errichtet wurde, in dem kein entsprechender Wärmebedarf vorhanden ist. Wenn hingegen das Biogas auf Erdgasbeschaffenheit zu sogenanntem Bioerdgas (auch Biomethan genannt) aufbereitet, ins Erdgasnetz eingespeist und dann zu Orten transportiert wird, an denen eine Verstromung mit weitestgehender Wärmenutzung möglich ist, lässt sich die Effizienz der Biogasnutzung wesentlich verbessern. Erste Projekte zur Biogaseinspeisung ins Erdgasnetz wurden in Deutschland bereits 2006 realisiert.

Im BMBF-Verbundprojekt »Biogaseinspeisung« sollen die technischen, rechtlichen und ökonomischen Hemmnisse bei der Einspeisung von aufbereitetem Biogas in das Erdgasnetz identifiziert und nach Möglichkeit Lösungsansätze für ihre Beseitigung entwickelt werden. Im Rahmen dieser Zielsetzung sollte E.ON Ruhrgas als Teil des Projektverbundes u. a. mögliche Einspeisehemmnisse aus Sicht der Gaswirtschaft identifizieren und anhand dieses Berichtes die nötigen Hintergrundinformationen hierzu liefern. Es sollte geklärt werden, ob durch ein optimiertes Einspeisemanagement schwankende Biogasbeschaffenheiten und die zeitliche Disparität zwischen dem Biogasanfall und Gasverbrauch ausgeglichen werden können.

Das Ziel des Arbeitspaketes 3 im Rahmen des Projektes und dieses Abschlussberichtes war die Identifikation bestehender Bioerdgas-Einspeiserestriktionen in Hinblick auf das Gasnetz. In Form einer Studie hat E.ON Ruhrgas eine Gasnetzanalyse durchgeführt und mit Hilfe des Schwesterunternehmens E.ON Gastransport die Hemmnisse bei der Einspeisung von Bioerdgas in ein Gastransportnetz aufgezeigt. Der Inhalt dieser Studie wird im vorliegenden Bericht »Technische, rechtliche und ökonomische Hemmnisse der Einspeisung von Bioerdgas in das Erdgasnetz aus Sicht eines Gasunternehmens« wiedergegeben. Anhand von Hintergrundinformationen und in Bezugnahme auf die technischen Regelwerke und die Gesetze wurde veranschaulicht, mit welchen Fragestellungen ein Gasnetzbetreiber in Verbindung mit der Bioerdgaseinspeisung konfrontiert wird. Im Rahmen einer weiteren Studie, die vom Schwesterunternehmen E.ON Avacon Netz GmbH durchgeführt wurde, wird in einer Extrembeurteilung der Frage nachgegangen, bis zu welchem Grad eine Substitution von Erdgas durch regeneratives Bioerdgas in der Modellregion Altmark möglich ist. Der Inhalt dieser zweiten Studie wurde in den vorliegenden Bericht integriert.

Im Arbeitspaket 4 sollte erarbeitet werden, ob durch ein optimiertes Bezugsmanagement schwankende Biogasbeschaffenheiten und die zeitliche Disparität zwischen dem Biogasanfall und dem Gasverbrauch ausgeglichen werden können. Durch die Erneuerung der Gasnetzzugangsverordnung hat ein Transportkunde, der die Einspeisung von Bioerdgas begehrt, nun einen Durchleitungsanspruch. Der Gasnetzbetreiber muss dem Bioerdgas-Transportkunden die erforderlichen Kapazitäten zur Verfügung stellen und nötigenfalls entsprechende, wirtschaftlich zumutbare Maßnahmen ergreifen, um eine ganzjährige Einspeisung zu ermöglichen. Durch diese während der Projektbeantragung noch unabsehbare rechtliche Entwicklung ist die Frage nach dem Kapazitätsmanagement hinfällig geworden. Die in Arbeitspaket 3 vorgestellten Berichte machen dennoch Vorschläge, welche Möglichkeiten des Kapazitätsmanagements grundsätzlich vorhanden sind.

2 Technische Grundlagen

2.1 DVGW-Regelwerk

Deutsche Vereinigung des Gas – und Wasserfaches (DVGW)

Der DVGW ist ein unabhängiger, eingetragener und gemeinnütziger Verein, der sich mit technisch-wissenschaftlichen Aufgaben in der deutschen Gas- und Wasserversorgung befasst. Gemäß Energiewirtschaftsgesetz ist der DVGW mit der Erstellung des technischen Regelwerkes der öffentlichen Gas- und Wasserversorgung betraut. Diese Regeln repräsentieren den allgemein anerkannten Stand der Technik und gewährleisten die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Gas- und Wasserversorgung. Ihre Einhaltung ist kein Zwang, jedoch sind sie Maßstab im Schadensfall und besitzen in Bezug auf das Haftungsrecht »Gesetzescharakter«. In Hinblick auf die Gasabrechnung sind sie rechtsverbindlich. Im Zusammenhang mit der Einspeisung von aufbereitetem Biogas sind v. a. die Regeln G260 und G262 in Bezug auf die Gasbeschaffenheit und G685 in Bezug auf die Gasabrechnung relevant.

DVGW-Arbeitsblatt G260: Gasbeschaffenheit

Das Arbeitsblatt G260 beschreibt die Anforderungen an die Gasbeschaffenheit von Erdgas im Bereich der öffentlichen Gasversorgung, auf dessen Brennwert Biogas konditioniert wird. Vorrangige brenntechnische Kenndaten sind der Brenn- und Heizwert, welche dem negativen Wert der Reaktionsenthalpie entsprechen. Sie stellen die unter definierten Bedingungen freiwerdende Verbrennungswärmemenge dar, wobei sie sich lediglich im Aggregatzustand des Wassers, als auftretendes Verbrennungsprodukt voneinander unterscheiden. Der Brennwert, sowohl von H- als auch von L-Gas, darf gemäß G260 zwischen 8,4 kWh/m³ (30,2 MJ/m³) und 13,1 kWh/m³ (47,2 MJ/m³) liegen. Neben dem Brennwert ist ein definierter Bereich der relativen Dichte des Gases von 0,55 bis 0,75 festgelegt.

Erdgase werden in der G260 entsprechend ihres Wobbe-Indexes in L (low)- und H (high)-Gase unterteilt. Der Wobbe-Index besitzt die gleiche Dimension wie der Brennwert/Heizwert und ist ein Kennwert für die Austauschbarkeit von Gasen hinsichtlich der Wärmebelastung der Gasgeräte. Der obere Wobbe-Index ist definiert als der Brennwert, dividiert durch die Wurzel aus der relativen Dichte des Gases. Der untere Wobbe-Index ist definiert als der Heizwert, dividiert durch die Wurzel aus der relativen Dichte des Gases. L-Gase haben einen Wobbe-Index-Bereich von 10,5 bis 13,0 kWh/m³ mit einem Wobbe-Index-Nennwert von 12,4 kWh/m³ (44,6 MJ/m³); H-Gase haben einen Wobbe-Index-Bereich von 14,8 bis 15,7 kWh/m³ mit einem Nennwert von 15,0 kWh/m³ (54,0 MJ/m³). In Ausnahmesituationen ist eine zeitlich begrenzte Unterschreitung des Wobbe-Index - Bereichs zulässig. Letztendlich soll die störungsfreie Arbeit von Gasgeräten, die auf einen bestimmten Wobbe-Index eingestellt wurden, nicht aufgrund des Gases beeinträchtigt werden.

Die Methanzahl ist ein Maß für die Klopfestigkeit eines gasförmigen Treibstoffs, und damit auch für die Nutzung in Blockheizkraftwerken, Gasfahrzeugen und weiteren Gasverbrennungsmotoren relevant. Ihre Berechnung ist noch nicht einheitlich in Europa geregelt. Sie ändert sich mit Art und Gehalt der Gasbegleitstoffe.

Ferner regelt die Richtlinie G260, welche Gasbegleitstoffe in welchen Konzentrationen vorhanden sein dürfen. Insbesondere der Schwefelgehalt des Gases wird hier deutlich beschränkt, da Schwefel die Lebensdauer von Leitungen und Verbrauchseinrichtungen beeinträchtigen kann. Um den ohnehin schon niedrigen Schwefelgehalt des Erdgases weiter zu senken, versucht man heute, schwefelfrei zu odorieren (d. h. ein geruchsfreies Gas aus Sicherheitsgründen gezielt mit Geruchsstoffen zu versetzen). Derzeit sind 30 mg/m³ Gesamtschwefel, 6 mg/m³ Mercaptanschwefel und 5 mg/m³ Schwefelwasserstoff sowie ein kurzzeitiges Überschreitung dieser Werte zulässig.

Sauerstoff darf in einem Volumenanteil von bis zu 3 % im Gas vorhanden sein, wenn dieses in ein trockenes Verteilnetz eingespeist wird. Für ein feuchtes Verteilnetz darf dieser Anteil nur 0,5 % betragen. Das Gas soll technisch frei von Nebel, Staub und Flüssigkeit sein. Höhere Kohlenwasserstoffe im Gas können bei Entspannung des Gases ausfallen (retrograde Kondensation), die entsprechenden Betriebszustände (Druck- und Temperaturbereiche) müssen vermieden werden. Auch die Kondensation von Wasserdampf bildet ein potentielles Problem. Gase, die in Hoch- und Mitteldruckleitungen transportiert werden, müssen daher einen den Transportbedingungen entsprechenden, niedrigen Taupunkt besitzen und sollen auch möglichst trocken sein, d. h. eine relative Feuchte unter 60 % aufweisen, um Korrosion und Gashydratbildung zu vermeiden.

Darüber hinaus regelt die Richtlinie G260, auf welche brenntechnischen Werte Gase konditioniert werden sollen, d. h. ihre gewünschten brenntechnischen Kenndaten eingestellt werden sollen. Je nachdem, welche Beschaffenheit Biogas besitzt, kann es als »Zusatzgas« oder »Austauschgas« eingesetzt werden. Zusatzgase sind Gasgemische, die sich in Zusammensetzung und brenntechnischen Kenndaten wesentlich vom Grundgas unterscheiden. Sie können dem Grundgas in begrenzter Menge zur Ergänzung der Gasdarbietung oder zur Verwertung örtlich verfügbarer Gase zugesetzt werden. Dabei bestimmt die Forderung nach gleichartigem Brennverhalten des Gemisches die Höhe des Zusatzes. Austauschgase hingegen 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 werden anstelle des Grundgases eingesetzt. Gase aus thermischen oder fermentativen Prozessen, wie z. B. Biogas aus der Landwirtschaft, sind somit als Rohgase in Hinblick auf Ihre brenntechnischen Kenndaten noch keine Gase nach dem DVGW-Arbeitsblatt G 260. Sie müssen hierfür aufgereinigt bzw. brenntechnisch angepasst werden, damit sie als Austauschgas eingesetzt werden können. Ein Einsatz von Biogas als Zusatzgas kommt bereits bei Einhaltung der Anforderungen bezüglich der Gasbegleitstoffe in Frage, d. h., hier muss nicht erst eine CO₂-Abtrennung zur Anpassung von brenntechnischen Kenndaten erfolgen.

DVGW-Arbeitsblatt G262: Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung

Das Arbeitsblatt G262 differenziert speziell zwischen der Gasbeschaffenheit von »Rohgas« und »aufbereitetem Gas« und nach der Art und Weise der Entstehung des Rohgases. Gase, die in fermentativen Prozessen (Klärgas, Biogas, Deponiegas) aus organischer Substanz durch bakterielle Zersetzung in überwiegend anaerobem, feuchtem Milieu entstehen, haben eine gemeinsame Zusammensetzung aus den fünf Elementen C, H, O, N und S. Aus den ersten drei Elementen setzen sich die Hauptkomponenten des Gases, Methan (CH_4) und Kohlendioxid (CO_2), zusammen. Als Verunreinigung wird v. a. bakteriell gebildeter Schwefelwasserstoff (H_2S) betrachtet. Es können aber auch durch Eintrag von artfremden Substanzen mit dem organischen Substrat in den Prozess Verunreinigungen in Form von unerwünschten gasförmigen Nebenprodukten entstehen, was aber eher für Deponie- als für Biogas zutrifft. Anhand einer Tabelle werden im Arbeitsblatt G262 Anhaltswerte für die Zusammensetzung der Rohgase je nach Herkunft gegeben. So enthält Rohgas aus einer Biogasanlage etwa 50-85 Vol. % CH_4 , 50-15 Vol. % CO_2 und einen Rest aus O_2 und/oder N_2 . H_2S -Verunreinigungen treten je nach Einsatzstoff i. d. R. bis 10 g/m^3 auf.

Nach der Aufbereitung dürfen Gase für die öffentliche Gasversorgung als Austausch- oder Zusatzgas nur Begleitstoffe enthalten, die über das Arbeitsblatt G260 festgelegt wurden. Die dort aufgeführten Grenzwerte dürfen nicht überschritten werden. Ebenso müssen im Falle von Austauschgasen die brenntechnischen Kenndaten (Wobbe-Index, Brennwert, relative Dichte) für L- oder H-Gase je nach Gasnetz, in das eingespeist werden soll, eingehalten werden. Eine Nutzung als Austauschgas ohne Aufbereitung ist hierdurch nicht möglich. In dieser Aufbereitung muss v. a. der Methangehalt durch Reduzierung des Kohlendioxidanteils gesteigert werden. Darüber hinaus muss das Gas entschwefelt, getrocknet und wenn es in das Ortsgasnetz eingespeist wird, mit Geruchsstoffen versetzt (odoriert) werden (nach DVGW- G280 -1). Unabhängig davon, ob das Gas als Austausch- oder Zusatzgas eingesetzt wird, hat die Einspeisung in das Netz so zu erfolgen, dass die Anforderungen der öffentlichen Gasversorgung hinter dem Einspeise-/Mischpunkt hinsichtlich Gasverwendung und Abrechnung erfüllt werden. Der Netzbetreiber teilt diese Anforderungen unterstützend mit.

Als Austauschgas wird das Gas, falls erforderlich, vom Netzbetreiber mittels eines Verdichters auf den für das nachgeschaltete Netz geeigneten Druck gebracht. An einer nachgeschalteten Messanlage wird die Gaszusammensetzung gemessen und daraus die Energiemenge des Gases bestimmt. Der Brennwert und die Gasmenge am Einspeisepunkt sind mit geeigneten Messgeräten zu messen und als Stundenmittelwerte zu registrieren. Die Daten sind dem Netzbetreiber mindestens zum Monatsersten mitzuteilen. Wenn die Gefahr der Überschreitung der in G260 und G262 festgelegten Grenzwerte besteht, muss das einzuspeisende Gas vom Lieferanten in Bezug auf diese Bestandteile kontrolliert werden.

Als Zusatzgas ist das Gas auf einen ausreichend hohen Druck zur Konditionierung und Einspeisung in ein Transport- oder Verteilnetz zu verdichten. An einer nachgeschalteten Messanlage wird die Energiemenge dieses Gases bestimmt. Das Zusatzgas kann mit H-Gas oder L-Gas gemischt werden. Die resultierende Gasbeschaffenheit ergibt sich aus der Beschaffenheiten des Zusatz- und des Erdgases und seiner Mengenanteile. Bei der Einspeisung des Biogases in das Erdgasnetz ist darauf zu achten, dass Strähnenbildung oder andere inhomogene Gasmischungen im nachgeschalteten Netz vermieden werden.

Neben der gerade beschriebenen Nutzung von Gasen für die öffentliche Gasversorgung gibt das Arbeitsblatt G262 auch Hinweise für die lokale Nutzung der Gase. Hier wird auf die Einflussgrößen hingewiesen, welche Nutzungsprobleme verursachen können und welche Maßnahmen zur Vermeidung bzw. Behebung dieser berücksichtigt werden sollen. So kann sich eine hohe Feuchte des Rohgases auf die Kondensatbildung auswirken. CO_2 , H_2S und O_2 können unter Einwirkung von Feuchte zur Korrosion von Werkstoffen führen. Hohe Inertgas- oder Wasserstoffanteile im Brenngas können das Zünd- und Brennverhalten beeinträchtigen. H_2S und evtl. im Gas vorhandene Halogenkohlenwasserstoffe können die Zusammensetzung der Verbrennungsgase beeinflussen und sich auf Werkstoffe auswirken. Ammoniak im Biogas kann bei der Verbrennung die NO_x -Bildung begünstigen. Diese Faktoren sind bei der Wahl von Werkstoffen, Konstruktionen und der Betriebsweise der Anlage zu berücksichtigen.

Neben den in diesem Bericht betrachteten DVGW-Arbeitsblättern verweist G262 auf weitere DVGW-Arbeitsblätter und Normen, die aber für die hier angestellte Betrachtung weniger relevant sind. Darüber hinaus gibt es einige Sicherheitshinweise hinsichtlich des Schutzes vor Explosionen und der Gefahr durch Anreicherung von Gasen in unzureichend belüfteten Räumen, mit dem Hinweis auf weitere sicherheitsrelevante Vorschriften und Datenblätter. Das DVGW-Arbeitsblatt G262 wird derzeit überarbeitet.

DVGW-Arbeitsblatt 685: Gasabrechnung

Das Arbeitsblatt G685 regelt die Verfahren zur Ermittlung der Daten zur Abrechnung von Gasen, die dem DVGW-Arbeitsblatt G260 »Gasbeschaffenheit« entsprechen. Die Datenermittlung mittels dieser Verfahren erfolgt auf der Grundlage der Messung des Volumens und des Brennwertes. So werden zunächst im Arbeitsblatt alle Normgrößen (Normtemperatur, Normdruck, Brennwert bezogen auf 1 m^3 Gas im Normzustand), die Betriebsgrößen (Gastemperatur, Luftdruck, Effektivdruck, Partialdruck des Wassers, Betriebsvolumen, Einspeisebrennwert), die Rechengrößen (Kompressibilitätszahl, Zustandszahl) und Abrechnungsbegriffe (Abr.-Zeitspanne, -Volumen, -Brennwert, Versorgungsgebiet) definiert.

Bei der Ermittlung des Abrechnungsvolumens, welches dem in einer Abrechnungszeitspanne gelieferten Gas in m^3 entspricht, gilt es zunächst, das Betriebsvolumen V_b (Gasvolumen im Betriebszustand) mit geeichten, definierten Gaszählern zu messen. Über die Gleichung $V_n = V_b \times Z$ wird mit definierten Parametern dann das Normvolumen V_n (Gasvolumen bei Normtemperatur $0 \text{ }^\circ\text{C}$ und Normdruck $1013,25 \text{ mbar}$) bestimmt. Die sog. Zustandzahl Z erfasst dabei den Einfluss von Druck und Temperatur, die zur

Abweichung von Norm- und Betriebszustand führen. Man kann das Normvolumen zum einen durch Umwertung des Betriebsvolumen mittels der Messung von geeichten Umwerten ermitteln oder durch Umrechnung des Betriebsvolumen.

Für die Einspeisung von Bioerdgas ist neben der Bestimmung des Abrechnungsvolumens auch die Ermittlung des Abrechnungsbrennwertes hervorhebenswert, da hier Schwankungen durch unterschiedliche Gasbeschaffenheiten grundsätzlich möglich sind. Bei zeitlicher Änderung des Einspeisebrennwertes an einer oder mehreren Einspeisestellen eines Netzes wird der Abrechnungsbrennwert als Mittelwert der Einspeisebrennwerte ermittelt. Werden im Versorgungsgebiet eines Gasversorgungsunternehmens in räumlich getrennten Netzen Gase mit unterschiedlichen Brennwerten verteilt, so sind die Abrechnungsbrennwerte für jedes dieser Netze zu ermitteln. Die Einspeisebrennwerte eines Versorgungsgebietes werden auf der Basis von Messungen an repräsentativen Stellen mit geeichten Brennmessgeräten nach anerkannten Verfahren ermittelt. Die Wertmittelung erfolgt arithmetisch oder mengengewogen. Die Bestimmung von Monatsmitteln des Abrechnungsbrennwertes erfolgt dann nach festen Vorgaben über die tägliche Gasabgabe in $\text{m}^3\text{i.N.}$ und dem Tagesmittel des Einspeisebrennwertes. Das gewogene Jahresmittel des Abrechnungsbrennwertes darf nur bei jährlicher Abrechnung verwendet werden. Der Abrechnungsbrennwert darf nur im Fall der Jahresabrechnung vom Gasversorgungsunternehmen nach festen Vorgaben festgesetzt werden. Dabei dürfen keine systematischen Abweichungen zwischen dem festgelegten und den tatsächlichen Brennwerten bestehen. Darüber hinaus werden in G685 Ersatzverfahren für die Ermittlung des Abrechnungsbrennwertes bei der Verteilung von Gasen mit unterschiedlichen Brennwerten in räumlich getrennten und in geschlossenen Netzen ermittelt. Werden im letzteren Fall Gase mit unterschiedlichen Brennwerten an unterschiedlichen Einspeisestellen eingespeist, so entstehen Misch- und Pendelzonen. Grundsätzlich ist hier der Abrechnungsbrennwert für den einzelnen Kunden entsprechend seiner regionalen Lage zu ermitteln. Dabei ist anzustreben, dass der für ein Versorgungsgebiet oder für einen Abrechnungsbezirk zugrunde gelegte Abrechnungsbrennwert um nicht mehr als 2 % von dem mittleren Brennwert des dem Kunden während der Abrechnungszeitspanne gelieferten Gases abweicht. Sofern keine weitere Zumischung erfolgt, kann bei Einhaltung der 2 %-Grenze vom mengengewogenen Mittelwert, dieser als Abrechnungsbrennwert genutzt werden. Weichen einer oder mehrere der Einspeisebrennwerte vom Mittelwert um mehr als 2 % ab, so ist die zuständige Eichaufsichtsbehörde vom Abrechnungsverfahren zu unterrichten. Nur in einigen wenigen Ausnahmefällen wie kurzzeitigen Schwankungen und Abweichungen ist eine Unterrichtung der Eichaufsichtsbehörde nicht notwendig. Als Abrechnungsgröße kann laut G685 entweder die Energie der gelieferten Gasmenge in kWh (aus Abrechnungsvolumen und –brennwert) ermittelt werden, oder als Betriebsvolumen, welches mit dem Gaszähler gemessen wird. Für die verwendeten Eingangsgrößen und ermittelten Ergebnisgrößen ist die Anzahl der Nachkommastellen festgelegt. Im Anhang der G685 wird nochmals die Ermittlung des Luftdrucks, die Festlegung der Temperatur (falls abweichend von 15 °C), die Ermittlung des Abrechnungsbrennwertes, sowie die Energieberechnung u. a. anhand eines Beispiels erläutert, sowie unterschiedliche Gaszählerbezeichnungen ein-

ander gegenüber gestellt. Darüber hinaus wird noch auf weitere Bestimmungen und Normen hingewiesen.

2.2 Gasbeschaffenheit von Erdgas

Von den Brenngasen stellt Erdgas mit 80 % den weitaus größten Beitrag zur Gasversorgung dar. Es besteht hauptsächlich aus Methan und beinhaltet daneben Ethan, Propan, Butan und weitere Kohlenwasserstoffe, sowie Stickstoff und Kohlendioxid. Darüber hinaus beinhaltet Erdgas direkt nach seiner Förderung Wasserdampf und Schwefelwasserstoff, die durch einen Trocknungs- und einen Entschwefelungsschritt vor der Einspeisung in das Verteilnetz abgetrennt werden. Ansonsten könnten kristalline Gashydrate zu Verstopfungen im Gasnetz führen, Korrosion entstehen und/oder Schwefeldioxid als Abgasschadstoff bei der Verbrennung gebildet werden. Ist bereits im Roherdgas kein Schwefelwasserstoff enthalten, so spricht man von sog. Süßgas. Ist der Anteil <1 % handelt es sich um sog. Leangas und bei einem Gehalt >1 % um sog. Sauergas. Im Fall eines zu hohen Stickstoffgehalts muss das Erdgas auch noch mit einem schwefelarmen hochkalorigen Gas konditioniert werden, bevor es in das Netz eingespeist werden kann.

Generell lassen sich Brenngase nach mehreren Kriterien wie Brennwert (DIN 1340; Schwach-, Mittel-, Stark- und Reichgase), Herkunft (Kokereigas, Deponiegas etc.) oder internationalem Sprachgebrauch (SNG, LNG, CNG, LPG) unterscheiden. In der öffentlichen Gasversorgung müssen die Möglichkeiten der Erzeugung und der Verwendung von Gasen aufeinander abgestimmt sein. Die DVGW-Richtlinie G260 (siehe oben) unterteilt sie deshalb nach ihrem Hauptbestandteil in 3 Gasfamilien (Tabelle 2-1).

Tabelle 2-1: Einteilung der Brenngase nach ihrem Hauptbestandteil (nach DVGW-G260)

Gasfamilie	Hauptbestandteil	Gruppe
1	Wasserstoff	A: Stadtgas B: Kokerei- (Fern-)Gas
2	Methan	L: Erdgas L H: Erdgas H und deren Austauschgase
3	Propan, Butan	1. Propan 2. Propan/Butan-Gemisch

Neben Definitionen von Gaskenngrößen sind hier wie bereits oben beschrieben vor allem Nennwerte in dieser Richtlinie festgelegt. Typische H-Gas-Exportländer sind Russland und Norwegen, während z. B. das deutsche und niederländische Gas L-Gasbeschaffenheit besitzt. Unter den H-Gasen hat das russische Gas den höchsten Methananteil von über 97 %, während das norwegische Gas oder Nordseegas typischerweise einem Methananteil von ca. 87 % und nennenswerte Anteile von Ethan, Propan und Butan enthält. In Deutschland wird Erdgas vor allem über Lieferungen aus den Förderregionen Nordsee und Russland bezogen. Die Eigenförderung und Lieferungen aus den Niederlanden spielen immer weniger eine

Rolle, weshalb der Anteil von H-Gas auf dem deutschen Markt zunimmt. Die unterschiedlichen Gase werden zum Teil miteinander vermischt.

2.3 Beschaffenheit von Bioerdgas

Rohbiogas besteht im Wesentlichen aus CH₄ und CO₂, und zwar zu 50–65 Vol. % aus CH₄ und zu 30-45 Vol. % aus CO₂. Um das Rohbiogas auf Erdgasbeschaffenheit anzuheben, muss der CO₂-Gehalt reduziert werden. Diese CO₂-Abtrennung bildet das Kernstück der Biogasaufbereitung.

Für die Nicht-Methan Komponenten von Bioerdgas gelten in Deutschland folgende Randbedingungen und Begrenzungen bei einer Einspeisung in das Erdgasnetz (Tabelle 2-2):

Tabelle 2-2: Grenzwerte für Nicht-Methan Komponenten in Bioerdgas (DVGW-G260 und –G262)

Komponente	Grenzwert
Gesamtschwefel	max. 30 mg/m ³
Schwefelwasserstoff	max. 5 mg/m ³
Sauerstoff	max. 3 Vol. % (bei Einspeisung in trockene Netze) max. 0,5 Vol. % (bei Einspeisung in feuchte Netze)
Kohlenstoffdioxid	max. 6 Vol. %
Wasserstoff	max. 5 Vol. %
Nebel, Staub, Flüssigkeit	nicht zulässig

Ferner sind je nach Einspeisesituation Anforderungen an den maximalen Wassergehalt zu beachten. Über die Einzelkomponenten hinaus bilden der Energiegehalt (definiert durch den Brennwert) und die Austauschbarkeit (definiert durch den Wobbe-Index) entscheidende Kriterien.

2.4 Gasbeschaffenheit und Brennertechnik

Unabhängig von der Nutzung des Biogases muss sichergestellt werden, dass dieses durch seine Zusammensetzung weder die damit betriebene Anlage schädigt, noch eine Gesundheitsgefährdung bei der Verbrennung des Gases entsteht (siehe Arbeitsblatt G262). So dürfen Austausch- und Zusatzgase nach der Aufbereitung nur Begleitstoffe enthalten, die im Arbeitsblatt G260 (siehe oben) hierzu aufgeführt sind.

Wie schon beschrieben, könnte sich die Zusammensetzung eines zu transportierenden Gases negativ auf den Betrieb des Gasnetznetzes auswirken, wenn die Anforderungen der Arbeitsblätter nicht erfüllt würden. Es kann aber auch der Verbrennungsvorgang am Brenner des Verbrauchers beeinträchtigt werden. Üblicherweise sind die Gasgeräte, je nach der Gasart im Netz, auf L-Gas oder auf H-Gas eingestellt. Spezielle Gasanwendungen können sensibel auf Veränderungen in der Gasbeschaffenheit reagieren, z. B. industrielle Brenner in Glasschmelzprozessen. Bei der Nutzung von Erdgas als Kraftstoff sind die zusätzlichen Anforderungen der Norm DIN 51624 zu beachten.

Der Brennwert der fermentativ erzeugten Gase ist dem Methangehalt direkt proportional. Für Dichte, Wobbe-Index, Flammgeschwindigkeit sowie die für den Gasmotorenbetrieb wichtige Methanzahl des Gases ist der Gehalt an Inerten (Kohlendioxid und Stickstoff) mitbestimmend. Die brenntechnischen Werte von Biogas sind im Allgemeinen sehr gleichmäßig. Es ist zu berücksichtigen, dass Zusatzgase gegenüber Erdgas hohe Kohlendioxid-Konzentrationen von bis zu 40 % aufweisen können. Kohlendioxid-Anteile im Erdgas erhöhen die Methanzahl und sind daher für den Einsatz in Motoren zwar unschädlich, beeinflussen aber die volumenspezifische Leistung. In Gasgeräten verringern sie die Flammengeschwindigkeit und führen damit zu einer stärkeren Abhebeneigung der Flammen. Im Brenner wird die Primärluftansaugung aufgrund der höheren Brenngasdichte vergrößert. Um eine konstante Brennerbelastung zu erreichen, muss der Gasdurchsatz zusätzlich erhöht werden, wodurch sich die Gemischaustrittsgeschwindigkeit erhöht und somit die Abhebeneigung der Flamme zusätzlich steigt. Der maximal zulässige CO₂-Gehalt im Biogas als Austauschgas darf unter Berücksichtigung der Wobbe-Index-Grenzen 6 Vol. % nicht überschreiten (siehe DVGW-Arbeitsblatt G262).

2.5 Transport von Bioerdgas im Gasnetz

Zum Transport von Bioerdgas steht der Gasnetzzugangsverordnung zufolge das Erdgasnetz zur Verfügung. Das vorhandene erdvergrabene Leitungssystem bietet eine günstige Möglichkeit, das Bioerdgas umweltfreundlich vom Ort der Erzeugung bis zum Verbraucher zu transportieren. Man unterscheidet dabei zwischen Transport- und Verteilnetzen. Die Rohrleitungen für den Ferntransport bestehen aus Stahl. Das gilt auch für das regionale Verteilungsnetz und einen Teil der örtlichen Leitungen. Zur Verteilung an den Verbraucher sind für kleinere Durchmesser und geringere Drücke in zunehmendem Maße auch Kunststoffrohre im Einsatz. Die Stahlrohre werden gegen Korrosion i. d. R. doppelt geschützt. Sie werden bereits beim Herstellerwerk mit einer feuchtigkeitsundurchlässigen Umhüllung versehen. Darüber hinaus fließt durch das gesamte Rohrleitungsnetz ein schwacher elektrischer Strom, der verhindert, dass der chemische Vorgang der Korrosion überhaupt auftreten kann (kathodischer Korrosionsschutz). Erdgasleitungen haben daher eine Lebensdauer von mehreren Jahrzehnten.

Bei der Einspeisung in einen Abschnitt des Gasnetzes muss dessen Druckstufe beachtet werden. In die Häuser der Verbraucher fließt das Gas durch Niederdruckleitungen. Der Druck in den Leitungen der Hausinstallation ist mit 20 mbar deutlich niedriger als der menschliche Blutdruck. Bei den Verteilnetzen ist die Niederdruckversorgung bis zu 45 mbar vorherrschend, während man in Neubaugebieten mehr zur Versorgung mit erhöhtem Niederdruck (45-100 mbar) oder zur Mitteldruckversorgung (bis 1 bar), in manchen Fällen zur Hochdruckversorgung (bis 4 bar) übergeht. Beim Hochdruckferntransport nach der Gewinnung von Erdgas wird dieses i. d. R. bei Betriebsüberdrücken von 67,5 bis 80 bar, in Ausnahmefällen z. B. bei manchen Offshore-Leitungen, sogar bis 130 bar transportiert. Während des Transportes über längere Strecken fällt der Druck aufgrund der inneren Reibung der Gasmoleküle im Gasstrom und der äußeren Reibung des Gasstroms an den Rohrwänden ab (ca. 0,1 bar/km bei alten 20-40 bar Hochdruckleitungen). Durch Verdichtung wird der notwendige Druck wieder

hergestellt. Die Druckerhöhung erfolgt in Verdichterstationen, die entlang der Fernleitung etwa alle 80 bis 130 km installiert sind. Für den Gasferntransport werden ausschließlich Hochdruckleitungen eingesetzt. Das durch Fernleitungen strömende Gas durchfließt nicht in jedem Fall alle an der Leitung installierten Verdichterstationen. Reicht der Druck für den Weitertransport aus, sorgen entsprechend geschaltete Absperrarmaturen dafür, dass das Gas in der Fernleitung an der einzelnen Station vorbeiströmt. Das ist allerdings die Ausnahme. In der Regel muss der Transportdruck in jeder Verdichterstation erneut erhöht werden. Das Gas wird in folgender Weise durch die Verdichterstation geleitet:

Zunächst wird das Gas gereinigt. Dazu fließt es durch Filter, in denen größere Partikel (Staub) und Flüssigkeit zurückgehalten und anschließend kleinste mechanische Verunreinigungen und Flüssigkeitsnebel abgeschieden werden. Die ausgeschiedene Flüssigkeit wird in einem Tank gesammelt und fachgerecht entsorgt. Anschließend strömt das Gas zu den Verdichtereinheiten. Hier wird der Gasdruck am häufigsten in Turboverdichtern mit Hilfe von rotierenden Schaufelrädern erhöht. Die Turboverdichter werden von Gasturbinen angetrieben, die aus einem Antriebsteil, der sog. Nutzturbine, und einem Energieerzeugungsteil, dem Generator, bestehen. Der Generator ist im Prinzip wie das Strahltriebwerk eines Düsenflugzeugs gebaut. Der Ausstoß von heißem Verbrennungsgas, der beim Flugzeug den Schub erzeugt, bewirkt hier die Rotation der Nutzturbine zum Antrieb des Erdgasverdichters. Einige wenige Stationen sind mit Kolbenverdichtern ausgerüstet. Hier übertragen Gasmotoren ihre Kraft über den Kurbelantrieb auf horizontal bewegliche Verdichterkolben (Pumpenprinzip). Unter besonderen Voraussetzungen werden als Verdichterantrieb auch Dampfturbinen und Elektromotoren eingesetzt.

Sind im Hinblick auf die zu verdichtende Gasmenge und die geforderte Druckerhöhung mehrere Verdichtereinheiten in der Station installiert, werden diese jeweils im Parallelbetrieb oder in Serie gefahren. Beim Serienbetrieb wird der Druck stufenweise bis zum gewünschten Enddruck erhöht.

Ist die Station eine Übergabestation für von Produzenten im In- und Ausland bezogenes Gas, müssen die übernommenen Mengen gemessen werden. Hierzu dienen Messstrecken, in denen das Gas mittels geeichter Einrichtungen gemessen wird. Die Messwerte werden automatisch dokumentiert.

Muss dampfförmig im Gas mitgeführtes Wasser entfernt werden, wird eine Trocknungsanlage benötigt. In ihr wird dem Gas soviel Feuchtigkeit entzogen, dass eine Kondensation des verbleibenden Wasserdampfes bis hinunter zu einer festgelegten Minustemperatur ausgeschlossen wird. Damit wird erreicht, dass in den Leitungen kein Wasser ausfällt. Zur Gastrocknung werden Absorbertürme eingesetzt. In ihnen wird das Gas im Gegenstromverfahren mit einem flüssigen Trocknungsmittel in Kontakt gebracht, das Wasser an sich bindet. Das Trocknungsmittel wird durch Erhitzen regeneriert, d. h. vom aufgenommenen Wasser befreit und dem Trocknungskreislauf erneut zugeführt. Das dabei anfallende Kondensat wird ausgeschleust und in Tanks aufgefangen. Bei der Druckerhöhung erwärmt sich das Gas. Da die Fernleitungen für höhere Gastemperaturen nicht ausgelegt sind, wird das Gas in einigen Stationen auf der Druckseite zum Schutz

der Leitungsisolation gekühlt. Neben der Aufrechterhaltung des notwendigen Transportdrucks weitere Aufgaben war, z. B. Einschleusen des Gases in Abzweigleitungen, Bestimmung der Gaszusammensetzung, Mischung von Gasen unterschiedlicher Zusammensetzung, Verbundschaltung von Leitungen, sind sie zusätzlich mit hierfür notwendigen Anlagen ausgerüstet.

3 Rechtliche Grundlagen

Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV)

Die GasNZV regelt die Bedingungen, zu denen die Betreiber von Gasversorgungsnetzen den Netzzugangsberechtigten im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes Zugang zu ihren Leitungsnetzen gewähren müssen. Zur Ausgestaltung des Zugangsrechtes zu den Gasversorgungsnetzen haben die Transportkunden Verträge mit dem oder den Netzbetreiber(n) zu schließen. Es muss ein Ein- und Ausspeisevertrag geschlossen werden, der die Rechte und Pflichten der Netznutzung inklusive des zu entrichtenden Entgeltes regelt. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, Kapazitäten und Hilfsdienste für sein gesamtes Netz anzubieten und dem Vertrag mit dem Transportkunden definierte Geschäftsbedingungen zu Grunde zu legen. Die Ein- und Ausspeiseverträge müssen einen Kapazitätsvertrag, einen Portfoliovertrag und einen Bilanzkreisvertrag beinhalten. Darüber hinaus ist der Netzbetreiber verpflichtet, vom Transportkunden bereitgestellte Gas-mengen entsprechend der Normierung zu übernehmen und die gleiche Menge am Ausspeisepunkt zeitgleich mit demselben Energiegehalt zu übergeben. Für Biogas wurden einige Sonderregeln in die GasNZV eingefügt, mit dem Ziel, die Einspeisung des in Deutschland bestehenden Biogaspotenzials in das Erdgasnetz zu ermöglichen. (6 Mrd. m³/a bis 2020 und 10 Mrd. m³/a bis 2030). Der Netzbetreiber hat auf Antrag des Transportkunden dessen Biogasanlagen vorrangig an sein Gasversorgungsnetz anzuschließen. Auf den ersten 10 Kilometern teilen sich Netzbetreiber und Anschlussnehmer die Kosten für den Netzanschluss hälftig. Die Kosten, die darüber hinaus gehen, sind vom Anschlussnehmer zu entrichten. Der Netzbetreiber ist Eigentümer des Anschlusses. Er ist für die Wartung und den Betrieb verantwortlich und trägt auch die Kosten hierfür. Der Netzbetreiber kann dem Transportkunden nur dann den Netzanschluss verweigern, wenn im §17 des EnWG beschriebene Gründe vorliegen oder die technisch-physikalische Aufnahmefähigkeit des Netzes nicht gegeben ist, jedoch nicht, weil Kapazitätsengpässe vorliegen. Verweigert der Netzbetreiber dennoch, kann er den Anschlussnehmer auch auf einen anderen Anschlusspunkt verweisen, solange dies wirtschaftlich zumutbar ist. Der Netzbetreiber ist ausdrücklich verpflichtet, Einspeise- und Ausspeiseverträge vorrangig mit Transportkunden von Biogas abzuschließen und dieses ebenso vorrangig zu transportieren, solange es netzkompatibel ist. Dabei muss er alle wirtschaftlich zumutbaren Maßnahmen ergreifen, um die Transportkapazität ganzjährig zu gewährleisten.

European Association for the Streamlining of Energy Exchange-gas (EASEE-gas)

Die Europäische Vereinigung zur Rationalisierung des Energieaustausches–Gas regelt den grenzüberschreitenden Handel mit Erdgas in H-Gasbeschaffenheit. Sie wurde von der Europäischen Kommission 2002 beauftragt, die Rahmenanforderungen an die Beschaffenheit von unodorierten, hochkalorigen Gasen zu erarbeiten, wenn diese A) über Grenzübergangspunkte hinweg transportiert oder B) als wiederverdampftes Flüssiggas (LNG) vom Anlandeort aus in ein Erdgastransportleitungssystem

eingespeist werden. 2005 wurde in einer EASEE-gas-Arbeitsgruppe »Gasbeschaffenheitsharmonisierung«, bestehend aus Produzenten, Händlern, Lieferanten, Netzbetreibern und Endverbraucherorganisationen eine »Gemeinsame Geschäftspraxis« (CBP: Common Business Practice) entwickelt. Sie empfiehlt Erdgasbeschaffungsspezifikationen und beschreibt die zugehörigen Parameter und ihre Bereiche. Die Implementierung dieser Parameter soll für und von jedem beteiligten Land selbst und zeitgleich für alle Grenzübergabepunkte durchgeführt werden. Sie wird für verbrennungstechnisch relevante Größen (Wobbe-Index, relative Dichte, Sauerstoff) nicht vor dem 01.10.2010 abgeschlossen sein. Bereits implementierte Größen sind der Gesamtschwefel, Schwefelwasserstoff, Carbonylsulfide, CO₂ sowie der Taupunkt von Wasser und Kohlenwasserstoff. Die nachfolgende Tabelle (Tabelle 3-1) beschreibt die Einheiten und Grenzwerte der aufgeführten Parameter unabhängig von ihrer Implementierung.

Tabelle 3-1: Einheiten und Grenzwerte von H-Gas zur »Harmonisierung der Gasqualität« nach EASEE-gas

Parameter	Einheit	Minimum	Maximum
Wobbe-Index	kWh/m ³	[13,60]	15,81
Relative Dichte	m ³ /m ³	0,555	0,700
Gesamtschwefel	mg/m ³	-	30
H ₂ S + COS (als S)	mg/m ³	-	5
Mercaptane	mg/m ³	-	6
Sauerstoff	mol%	-	0,001
CO ₂	mol%	-	2,5
Taupunkt Wasser	°C bei 70 bar	-	-8
Taupunkt HC	°C bei 1-70 bar	-	-2

4 Ökonomische Grundlagen

Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

Das Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung, verkürzt Energiewirtschaftsgesetz, setzt mit seiner Novellierung das EU-Gemeinschaftsrecht für die leitungsgebundene Energieversorgung in nationales Recht um. Es soll eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit u. a. mit Gas gewährleisten. Ebenso dient die Regulierung der Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze den Zielen der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs, sowie der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen. Ein wesentlicher Inhalt dieses Gesetzes ist, dass alle Netzbetreiber dazu verpflichtet sind, trotz ihrer natürlichen Monopolstellung allen Kunden ihre Netze diskriminierungsfrei gegen ein angemessenes Entgelt zur Verfügung zu stellen. Die Netzentgelte dürfen dem Kunden nur genehmigt in Rechnung gestellt werden (Netzentgeltverordnung) und die Regulierungsbehörden überwachen den Netzbetreiber. Maßgebliche Regulierungsbehörde ist hier die Bundesnetzagentur, die sich generell die Aufrechterhaltung und Förderung des Wettbewerbs auf den sog. Netzmärkten zum Ziel gesetzt hat. Somit wechselte das frühere Prinzip des verhandelten Netzzugangs über Verbändevereinbarungen zum Prinzip des regulierten Netzzugangs. Des Weiteren müssen große Energieversorgungsunternehmen ihren Netzbereich von allen anderen wirtschaftlichen Aktivitäten trennen (»unbundling«). Die Einspeisung von aufbereitetem Biogas in ein Erdgasnetz, das der öffentlichen Versorgung dient, fällt unter das Energiewirtschaftsgesetz.

Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)

Das »Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien« soll den Ausbau von Energieversorgungsanlagen vorantreiben, die aus regenerierenden Quellen gespeist werden. Damit sollen vor allem das Klima geschützt und die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern sowie Energieimporte reduziert werden. Das Prinzip, das hinter diesem Gesetz steht, ist die zeitlich begrenzte, feste Vergütung für den Betreiber einer zu fördernden Stromerzeugungsanlage, um diesem so einen wirtschaftlichen Betrieb dieser Anlage zu ermöglichen. Bei neuinstallierten Anlagen sinkt dieser feste Vergütungssatz jährlich um einen bestimmten Prozentsatz, um einen Anreiz für Kostensenkungen zu schaffen. Die Erzeugung von Strom aus Biogas fällt unter das EEG, die Einspeisung von Bioerdgas ins Erdgasnetz ebenso.

Das EEG in der Version von 2004 wurde novelliert und tritt in neuer Version 2009 in Kraft. Die Grundstruktur des EEG bleibt durch die Novellierung unberührt. So sind weiterhin die Anschluss-, Abnahme- und Vergütungspflicht des Netzbetreibers, die gesetzlichen Mindestvergütungssätze, die Kostenregelungen beim Netzanschluss und Netzausbau, sowie die Ausgleichsmechanismen der Netzbetreiber wesentliche Eckfeiler des erneuerbaren EEG. Voraussetzungen für den Erhalt der gesetzlichen Mindestvergütung sind der ausschließliche Einsatz von Biomasse, die Teilnahme am

Einspeisemanagement (bei Anlage ab 100 kW_{el}) und die Einhaltung der Direktvermarktungsregelungen. Die Grundvergütung ist leistungsabhängig gestaffelt. Die Grundvergütung für die erste Vergütungsstufe (bis 150 kW_{el}) wurde angehoben und der Strom aus Anlagen über 5 MW muss nur noch vergütet werden, wenn Kraft-Wärme-Kopplung betrieben wird. Notwendige Zünd- und Stützfeuerung sowie Anfahrbetrieb mit Pflanzenölmethylester werden weiterhin möglich sein. Der NawaRo-Bonus für Biogas aus Anlagen bis 500 kW_{el} wurde angehoben, für größere Anlagen nicht. Eine zusätzliche Voraussetzung für neue Biogasanlagen wird die gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers und die Installation von zusätzlichen Gasverbrauchseinrichtungen für Störfälle nach dem BImSch-Gesetz sein. Darüber hinaus gibt es keinen Bonus für Pflanzenöl in Anlagen ab 150 kW_{el}, aber es wird die anteilige Bonusvergütung bei Einsatz von pflanzlichen Nebenprodukten künftig gegeben sein. Der Einsatz von mindestens 30 % Gülle als Substrat wird künftig für kleine direkt verstromende Biogasanlagen in Form eines Güllebonus gefördert, bei gaseinspeisenden Anlagen jedoch gar nicht. Der Einsatz von 50 % pflanzlichem Substrat, welches im Rahmen der Landschaftspflege anfällt, wird mit dem »Landschaftspflegebonus« bei Anlagen bis 500 kW_{el} gefördert. Sowohl Gülle- als auch Landschaftspflegebonus können anteilig auch durch Großanlagen in Anspruch genommen werden. Der Bonus für Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Bonus) wurde für alle Anlagen erhöht, bei Altanlagen allerdings nur bis 500 kW_{el}. Des Weiteren existiert nun direkt im Gesetzestext eine Positiv-Negativ-Liste bezüglich der Wärmenutzung. Auf der Positivliste ist u. a. die Nutzung der Prozesswärme zur Aufbereitung von Gärresten zur Düngemittelherstellung. Den Bonus für innovative Anlagentechnik (Technologiebonus) wird es künftig nur noch für Anlagen bis 5 MW_{el} geben. Neuerdings kann dieser Bonus für die Vergärung von Bioabfällen in Verbindung mit der Nachrotte der festen Gärreste und stofflicher Verwertung, sowie für die thermochemische Konversion von Stroh und anderen halmgutartigen Biomassen in Anspruch genommen werden. Die Wärmenutzung ist hierfür nicht mehr zwingend erforderlich, wenn bestimmte Alternativen gegeben sind. Für die Trockenfermentation gibt es diesen Bonus nicht mehr, für die Gasaufbereitung nur noch, wenn strenge Voraussetzungen bezüglich maximalem Methanverlust, Stromverbrauch und der Aufbereitungsanlagenkapazität und bezüglich der Bereitstellung von Prozesswärme erfüllt sind. Desweiteren gibt es künftig einen Emissionsbonus für BImSch-pflichtige Anlagen bis 500 kW_{el}, wenn Formaldehydgrenzwerte gemäß der TA Luft eingehalten und behördlich bescheinigt werden. Dieses gilt jedoch nicht für Anlagen, die aus dem Gasnetz entnommenes Gas einsetzen. Neu im EEG 09 ist auch, dass für die Boni 1 % Degression zu berücksichtigen ist.

Neben dem Vergütungsanspruch und der Höhe der Vergütung definiert das EEG 09 den Anlagenbegriff neu. So gelten im Sinne der Vergütungsregelung unter bestimmten Voraussetzungen mehrere Anlagen als eine Anlage. Dies soll auch ohne Übergangsregelung für Altanlagen gelten.

Auch zum Einspeisemanagement und zur Entschädigung liefert das EEG 09 Gesetzesvorgaben. So dürfen Anlagen ab 100 kW_{el} durch den Netzbetreiber geregelt werden, wenn die Netzkapazitäten durch diesen Strom überlastet wäre, wenn sichergestellt ist, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus EE und KWK abgenommen wird und der Datenabruf über Ist-Einspeisung in der Netzregion erfolgt.

Die Pflicht zum unverzüglichen Netzausbau bleibt aber bestehen. Der Netzbetreiber hat schriftlich den Nachweis bezüglich der Abschaltungsvoraussetzungen binnen 4 Wochen zu erbringen. Das Einspeisemanagement ist jedoch nur für die Übergangszeit bis zur Erweiterung der Netzkapazität zulässig. Somit liegt hier kein Prioritätsprinzip mehr für erneuerbare Energien vor und Anlagen zur Gewinnung erneuerbarer Energie werden mit fossilen KWK-Anlagen gleichgestellt. Der Netzbetreiber hat jedoch den Anlagenbetreiber nach Vereinbarung oder gesetzlicher Vorgabe zu entschädigen. So muss dem Anlagenbetreiber die entgangene Vergütung und der Wärmeerlöse, abzüglich ersparter Aufwendungen von dem Netzbetreiber ausgeglichen werden, in dessen Netz die Ursache für die Überlastung lag.

Für die Einspeisung von Bioerdgas ist insbesondere der Punkt relevant, dass eingespeistes Bioerdgas nachträglich verstromt werden kann und dabei voll EEG-fähig bleibt. Die Vergütung des verstromten Bioerdgases erfolgt somit nach den EEG-Sätzen von Biomasse, allerdings nur, wenn auch die entstehende Wärme genutzt wird (KWK). Eine Neuerung ist hier, dass das Wärmeäquivalent des entnommenen Gases am Jahresende dem des eingespeisten Gases entsprechen muss. Eine Mischverstromung mit »reinem« Erdgas wird jedoch nach wie vor nicht gefördert. Bereits bestehende BHKWs können einmalig auf Biogas aus dem Erdgasnetz oder Bioerdgas aus dem Erdgasnetz umgewidmet werden. Für die Berechnung der Vergütungsdauer kommt es auf die erstmalige Inbetriebnahme des BHKW an. Ein zehn Jahre altes Erdgas-BHKW erhält demnach nach der Umstellung auf Biogas nur noch zehn Jahre lang die EEG-Vergütung. Als rechtlich problematisch wird hier noch die Ermittlung der Vergütungshöhe betrachtet.

Tabelle 4-1: Übersicht Vergütung von Biogas nach EEG 09

	BEG *	BGD **	Bis 150 kW [ct/kWh]	Bis 500 kW [ct/kWh]	Bis 5 MW [ct/kWh]	Bis 20 MW [ct/kWh]
Grundvergütung für Anlagen, die 2009 in Betrieb gehen	X	X	11,67	9,18	8,25	7,79
Technologiebonus für Gasaufbereitung bis 350 Nm ³ /h (max. Kapazität, aufbereitetes Biogas)	X		2	2	2	-
Technologiebonus für Gasaufbereitung bis 700 Nm ³ /h (max. Kapazität, aufbereitetes Biogas)	X		1	1	1	-
Technologie-Bonus für innovative Anlagentechnik	X	X	2	2	2	-

	BEG *	BGD **	Bis 150 kW [ct/kWh]	Bis 500 kW [ct/kWh]	Bis 5 MW [ct/kWh]	Bis 20 MW [ct/kWh]
NawaRo-Bonus bei Stromgewinnung aus Biogas (Basis)	X	X	7	7	4	-
Gülle-Bonus bei 30 Vol.-% Gülleinsatz		X	4	1	-	-
Landschaftspflege-Bonus	X	X	2	2	-	-
KWK-Bonus	X	X	3	3	3	3
Immissions-Bonus		X	1	1	-	-

* BEG - gilt für Bioerdgas; ** BGD - gilt für Biogasdirektverstromung

5 Hemmnisanalyse

5.1 Zumischung von Flüssiggas zur Anpassung von Brennwert und Wobbe-Index

Der Brennwert ist die abrechnungstechnisch wichtige Kenngröße. Bei der Einspeisung von Bioerdgas in Erdgasnetze müssen eichrechtlich relevante Regeln hinsichtlich der Abweichung des Bioerdgas-Brennwertes vom Erdgas-Brennwert eingehalten werden. Bei einzelnen Erdgas-Haushaltskunden kann mit vertretbarem Messaufwand nur die verbrauchte Gasmenge, nicht aber der Energieinhalt des Gases gemessen werden. Daher wird für die Haushaltskunden für den jeweiligen Abrechnungszeitraum ein einheitlicher Abrechnungsbrennwert verwendet. Dieses Verfahren setzt voraus, dass alle ans Netz angeschlossenen Verbraucher Gas erhalten, das innerhalb der zulässigen Toleranzen den gleichen Brennwert aufweist.

Die Einhaltung des Wobbe-Index-Bereiches als verbrennungstechnische Größe ist nach Vorgaben des DVGW-Arbeitsblattes G260 erforderlich, um bei allen Anwendungen eine sichere, hygienische Verbrennung des Gases und einen effizienten Gerätebetrieb im vorgegebenen Leistungsbereich zu gewährleisten.

Um sowohl Wobbe-Index als auch Brennwert innerhalb der Grenzen zu erreichen, ist eine Anpassung des aufbereiteten Gases an die Gasbeschaffenheit im Netz erforderlich. In Deutschland werden sowohl hochkalorige Gase (H-Gase) als auch niedrigkalorige Gase (L-Gase) verteilt. Um die Beschaffenheit von Biogas an die Beschaffenheit von H-Gas anzupassen, ist zur Anhebung des Brennwertes die Zumischung von Flüssiggas (LPG) notwendig, was in der DIN-Norm 51622 definiert wird. Dieses Vorgehen ist aber stets ökonomisch aufwändig und soll nach Möglichkeit vermieden werden. Bei L-Gasen kann unter Umständen eine Brennwertanpassung des Biogases ohne Zumischung und nur durch geeignete Steuerung des CO₂-Restanteiles nach der Aufbereitung realisiert werden. Wenn jedoch enge Vorgaben hinsichtlich Brennwert und Wobbe-Index bestehen, ist fallweise eine Zumischung von Luft und Flüssiggas notwendig.

Zur Anpassung der Gasbeschaffenheit in H-Gas-Netzen wird heute i. d. R., auch aus Abrechnungsgründen, die Flüssiggaszumischung praktiziert. Eine rechtlich unbedingte Notwendigkeit zur Zumischung besteht jedoch nicht. In Einzelfällen können die Fragen der Abrechnung bei der Biogaseinspeisung je nach den individuellen Gegebenheiten auch auf anderem Wege gelöst werden (z. B. durch ein Gasbeschaffenheits-Rekonstruktions-System, siehe unten).

In Hinblick auf die Gasbeschaffenheit findet man im Biogas auch noch nach Aufbereitung gegenüber dem Erdgas einen erhöhten CO₂-Gehalt. Dieser könnte sich theoretisch, wenn er die Grenzwerte der DVGW-Vorgaben überschreitet, auf das Brennverhalten in Gasgeräten auswirken, da diese auf das relativ CO₂-arme Erdgas eingestellt werden. Praktisch hingegen scheinen die Auswirkungen nach den bisherigen Erkenntnissen

gering zu sein. Derzeit wird noch die optimale CO₂-Konzentration im Gas für den heutigen Gasgerätepark experimentell ermittelt.

5.2 Eichfähige Brennwertmessung und Perspektiven für neue messtechnische Lösungen bei der Einspeisung

Für die Brennwertmessung von Erdgas ist heute die Verwendung von Prozessgaschromatografen (PGC) zur Gasanalyse und darauf aufbauender Brennwertberechnung üblich. Die bis 2007 für Erdgas zugelassenen PGCs können jedoch O₂ nicht einzeln erfassen und geben einen Summenwert von N₂ und O₂ heraus. Damit war zunächst der Einsatz von Erdgas-PGCs für Bioerdgas fraglich. 2006 hat in Deutschland die Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB) als nationale Eichbehörde eine Richtlinie herausgegeben, welche die Verwendung von Erdgas-PGCs für Bioerdgas gestattet, wenn der O₂-Gehalt im Bioerdgas nicht mehr als 1 % beträgt (PTB-Richtlinie G14). Damit gibt es zumindest kurzfristig einen Weg, vorhandene Erdgas-Messtechnik – ergänzt um eine separate O₂- und H₂-Überwachung - einzusetzen.

Inzwischen sind aber auch eichamtlich zugelassene Erdgas-Chromatografen auf dem Markt, welche auch den O₂-Anteil separat erfassen können. Mit diesen Geräten lässt sich der Grenzwert von 3 % O₂ bei der Einspeisung von Bioerdgas vollständig ausnutzen. Ein Beispiel ist der MicroSAM-PGC von Siemens (Bild 5-1).

Da die heute bei der Einspeisung von Bioerdgas eingesetzten Brennwertmessgeräte aus der Großgasmengenmessung kommen, ist der Anteil der Investitionskosten für die Messtechnik bei den kleineren Anlagen noch relativ hoch. Deshalb wird nach anforderungsgerechten, wirtschaftlicheren Alternativen gesucht. Ein Weg besteht darin, die Technik der Gaschromatografen kompakter und preisgünstiger zu gestalten. Ein Beispiel ist der Gaschromatograf HGC-303 der Fa. Yamatake (Bild 5-2). PGC-Gerätekonzepte mit miniaturisiertem Aufbau sind in Entwicklung, aber noch nicht marktreif. Ein anderer Weg zur Preisreduzierung der Brennwertmesstechnik besteht in der Verwendung korrelativer Messverfahren. Korrelative Verfahren beruhen auf der Messung bestimmter physikalischer Eigenschaften des Gases und nutzen die Zusammenhänge aus, die zwischen dem Brennwert und den gewählten physikalischen Messwerten bestehen. Sie haben in der Regel gegenüber PGCs einen Kostenvorteil und sind aus diesem Grund erwägenswert. Verschiedene, für die eichamtliche Messung von Erdgas zugelassene Geräte befinden sich in einem Zulassungsverfahren für Bioerdgas.

Bild 5-1: PGC für Bioerdgas von Siemens/Marquis

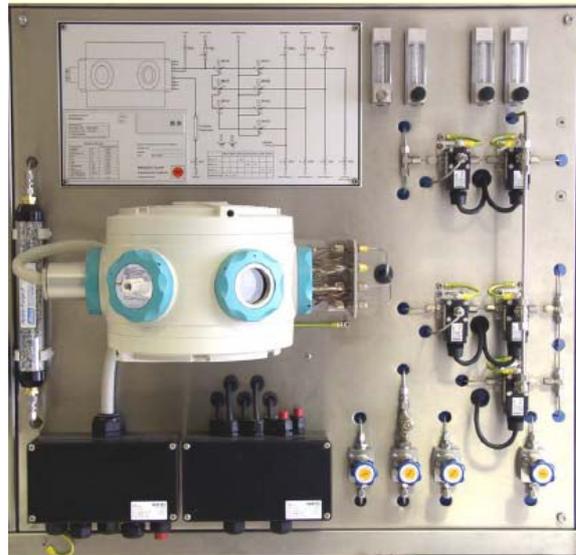


Bild 5-2: PGC für Bioerdgas von Yamatake/Marquis

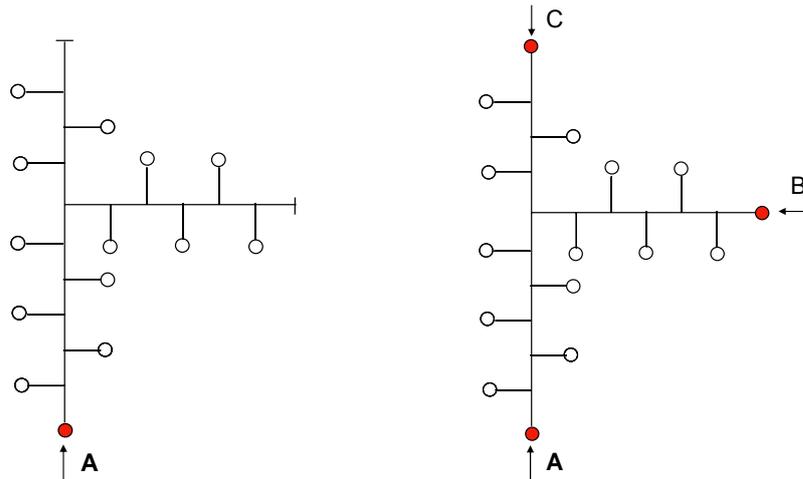


5.3 Gasbeschaffenheit im Transportnetz

Mit der Einspeisung von Bioerdgas in das Gasnetz der öffentlichen Versorgung hat sich für den Gasnetzbetreiber eine neue Situation in Hinblick auf die Gasbeschaffenheit im Netz ergeben. Während bisher nur Erdgase unterschiedlicher Beschaffenheit im Netz vorhanden waren, wird nun Erdgas mit Bioerdgas vermischt. Die dem Bioerdgas-Einspeisepunkt nachgeschalteten Verbraucher erhalten somit ein Gasgemisch aus Erdgas und Bioerdgas. Dieses ist insbesondere für die Abrechnung relevant, wenn der Brennwert der einzelnen Gase an den Einspeisepunkten von einander abweicht, da dem Kunden ein Gas mit einem definierten Brennwert in Rechnung gestellt werden muss. Die DVGW-Richtlinie G685 sieht für diesen Fall vor, dass der Jahresmittelwert eines Gases an einem Einspeisepunkt nicht mehr als 2 % vom Gesamtmittelwert des in Rechnung gestellten Ga-

ses abweichen darf (siehe oben). Da dieser Punkt der G685 oft zu Missverständnissen führt, sei hier darauf hingewiesen, dass sich diese Regelung auf die Einspeisung an zwei oder mehr Einspeisepunkten bezieht, nicht auf eine Einzelpunkteinspeisung (Bild 5-3), und dass diese 2 % die Abweichung vom Jahresmittelwert darstellen. Für die Abrechnung bedeutet dies, dass der Wert durchaus an einzelnen Tagen vorübergehend über- oder unterschritten werden kann, also eine hinreichende Flexibilität gegenüber leichten Schwankungen innerhalb der Gasbeschaffenheit, die letztlich mit dem Brennwert zusammenhängt, gegeben ist und gleichzeitig bei der Abrechnung des gelieferten Gases dem Kunden der korrekte Brennwert innerhalb dieser 2 %-Grenze in Rechnung gestellt werden kann.

Bild 5-3: Einzelpunkteinspeisung (links) und Mehrpunkteinspeisung (rechts) O rot: Einspeisepunkt mit Volumen- und Gasbeschaffenheitsmessung; O weiß: Ausspeisepunkt mit Volumenmessung; – Gasnetz



In den Jahreszeiten mit hohem Erdgasbedarf wirkt sich die Zusammensetzung des eingespeisten Bioerdgases normalerweise wenig auf die Zusammensetzung und auf den Brennwert des Mischgases am Ausspeisepunkt aus, da das Bioerdgas mit einem erheblichen Überschuss an Erdgas transportiert und somit ausreichend verdünnt wird. Im Sommer kann hingegen vereinzelt das Bioerdgas in der Leitung dominieren.

Um auf künftige Anforderungen in Bezug auf veränderliche Gasbeschaffenheiten im Netz besser vorbereitet zu sein, führt E.ON ein sog. Gasbeschaffenheits-Rekonstruktions-System (GRS) ein. Mit ihm können der Brennwert und die Gaszusammensetzung (K-Zahl) für jeden Ausspeisepunkt berechnet werden. Die berechneten Werte werden wie geeichte Messwerte behandelt. Hierzu bedarf es der Zulassung durch die Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB). Das GRS simuliert den Fluss des Gases im Transportnetz und wie es dabei seine Beschaffenheit verändert. Von jedem Werktag wird am Folgetag der Mittelwert bestimmt. Der monatliche Abrechnungsbrennwert wird dann am zweiten Werktag des Monats ermittelt. Als Grundlage für das Funktionieren und die Anerkennung des GRS benötigt man geeichte Volumenströme und Gasbeschaffenheiten an allen Einspeisepunkten. Ebenso benötigt man die geeichten Volumenströme an den Ausspeisepunkten. Die genaue Abbildung des Netzes mit Leitungsdurchmessern, Längen, Rauheit, Schiebern, Verdichtern, Mischern usw., sowie eine spezielle Soft- und Hardware sind weitere Grundlagen für das GRS. Aufgrund eines Gasmischverhaltens, das mit einer bestimmten Netztopologie einhergeht, kann das GRS die Beschaffenheit im gesamten Gasnetz abbilden, was v. a. für das Gasbezugs- und Verteilungs-

Management (Dispatching) und für die Abrechnung relevant ist. An definierten Probestellen werden die Funktionalität und die Genauigkeit des GRS überprüft. Bezüglich Abrechnung ist bei der PTB die Zulassung des GRS bislang nur für einen Teilabschnitt des E.ON Gastransportnetzes beantragt worden. In der Perspektive soll das GRS jedoch künftig für das gesamte Netz eingesetzt werden. Inwieweit das GRS auch für regionale und lokale Gasnetze genutzt werden kann, muss geprüft werden. Hier sind oft die genauen Netztopologien und damit das Gasmischverhalten durch die Einzelanschlüsse der Verbraucher nicht bekannt.

5.4 Biogaseinspeisung in das Gasnetz der E.ON Gastransport

Die E.ON Gastransport AG & Co. KG wurde Anfang 2004 als Tochtergesellschaft der E.ON Ruhrgas AG gegründet. Das sogenannte »(legal) unbundling« ist inzwischen abgeschlossen. Die Eigentumsrechte am inländischen Gasnetz sind von der E.ON Ruhrgas AG auf die E.ON Gastransport AG & Co. KG übergegangen. E.ON Ruhrgas ist nun Transportkunde. E.ON Gastransport ist bereits jetzt Deutschlands führende Erdgastransportgesellschaft und bietet ihren Kunden folgende Dienstleistungen an:

- Erdgastransporte durch das von E.ON Gastransport betriebene Gastransportnetz und das von der E.ON Gas Grid GmbH betriebene Gasversorgungsnetz
- Vermarktung von Speicherkapazitäten der E.ON Ruhrgas AG
- Abwicklung des Gashandels an den virtuellen Handelspunkten der E.ON Gastransport

Sie betreibt ein Leitungsnetz von etwa 11.600 km Länge, das ständig weiter entwickelt wird. Über das Internet kann ein Kunde umfassende Informationen über Transportentgelte und verfügbare Kapazitäten erhalten. Transportanfragen können online gestellt werden, weitergehende Fragen werden persönlich beantwortet.

Informationen über das regionale und überregionale Transportnetz werden dem Kunden über interaktive Leitungskarten angeboten. So sind über das Internet Länge, Durchmesser und Nenndruck, sowie Brennwerte und verfügbare Kapazitäten abfragbar. Seit 2005 sorgt die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen als eine ihrer zentralen Aufgaben für die Einhaltung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und ihrer Verordnungen. Die Geschäftstätigkeit der E.ON Gastransport AG & Co. KG unterliegt der Regulierung, die der Bundesnetzagentur übertragen ist. E.ON Gastransport AG & Co. KG hat hierzu ein Regulierungsmanagement etabliert, das die effiziente Ausgestaltung der organisatorischen Abläufe, Informations- und Berichtspflichten aller mit dem Themengebiet Regulierung zusammenhängenden Bereiche zum Ziel hat.

Begehrt der Betreiber einer Biogasanlage die Einspeisung von aufbereitetem Biogas in das Netz der E.ON Gastransport, so muss dieser lediglich das Formular »Netzanschlussbegehren Biogas« aus dem Internet bezie-

hen und ausgefüllt an E.ON Gastransport senden. Hier werden folgende Angaben erfragt:

- A) Auftraggeber
- B) Standort der Anlage
- C) geplante Anlagenspezifikationen: Leistung, Ausgangsdruck, Gasreinigungsverfahren, Inbetriebnahme, Laufzeit der Einspeisung
- D) Prüfung des Einspeisepunktes erwünscht (Pauschale Vorprüfung, Netzanschlussprüfung)

Diese einfache Form eines Einspeisebegehrens erleichtert dem Kunden die Anfrage. Besondere Anforderungen an die Gasbeschaffenheit bei der Bioerdgaseinspeisung über die DVGW-Richtlinien hinweg gibt es hier nicht. Sollte die Beschaffenheit des einzuspeisenden Bioerdgases nicht den Anforderungen des DVGW entsprechen, kann die Einspeisung trotzdem ermöglicht werden, wenn durch eine Flüssiggaszumischung die DVGW-Anforderungen erreichbar sind.

Für das Transportunternehmen selber kann es sich in Grenzfällen als problematisch erweisen, wenn Bioerdgas in eine grenzüberschreitende Leitung eingespeist wird. Hier kann es dazu kommen, dass durch den Anteil an Bioerdgas der Sauerstoffanteil im Gas zwar den DVGW-Anforderungen, nicht aber den EASEE-gas-Anforderungen entspricht. Der ausländische Gaskunde kann deshalb die Gasabnahme verweigern und Ersatzansprüche geltend machen. Eine Anpassung der EASEE-gas-Anforderungen wäre hier erstrebenswert.

Nach der Gasnetzzugangsverordnung sind Netzbetreiber verpflichtet, vorrangig mit Bioerdgaseinspeisern Transportverträge abzuschließen und ihnen die entsprechenden Netzkapazitäten zur Verfügung zu stellen. Durch diese Neuregelung ist der Suche nach Kapazitätsengpässen in Gasnetzen vom Gesetzgeber vorweg gegriffen worden, so dass es nun am Netzbetreiber liegt, durch entsprechenden Umgang mit seinen Netzkapazitäten die Einspeisung zu ermöglichen. Mit dem großen Fassungsvermögen des Transportnetzes geht eine gewisse Flexibilität in Bezug auf kleinere eingespeiste Gasmengen einher. So steigt der Druck in der Transportleitung lediglich gering an, wenn in das verhältnismäßig große Netzvolumen geringere Mengen Bioerdgas gespeist werden, als gleichzeitig an anderer Stelle entnommen werden («Netzatmung»). Würde tatsächlich der Fall eintreten, dass die Netzatmung in einer Transportleitung nicht mehr ausreicht und durch die Bioerdgas-Einspeisung die Netzkapazität überschritten würde, müsste man voraussichtlich den Erdgastransport in der Leitung durch Zwischenspeicherung in Erdgasspeichern verringern. Dieser Fall ist aber eher unwahrscheinlich. In Verteilnetzen ist durch das geringere Netzvolumen die Netzatmung nur begrenzt möglich. Würde hier die Netzkapazität überschritten, müsste überschüssiges Gas nach Möglichkeit entweder direkt verstromt werden oder Gas aus dem Versorgungsnetz mit niedrigem Druck in ein Transportnetz mit höherem Druck rückgespeist werden. Letztere Möglichkeit sollte möglichst vermieden werden, da die Verdichtung des Gases kostenintensiv ist. Eine kurzfristige Speicherung des Bioerdgases

vor der Einspeisung zwecks Kapazitätsmanagements wäre aus Sicht des Netzbetreibers wünschenswert. Wie die Rückspeisung von Gas in ein Netz mit höherer Druckstufe ist auch die Einspeisung in ein Hochdrucknetz (Transportnetz) immer teurer als in ein Niederdrucknetz (Versorgungsnetz). Der Bioerdgas-Anlagenbetreiber sollte also bei gleicher räumlicher Netznähe die Einspeisung in ein Netz mit niedrigem Betriebsdruck anstreben. Zusammenfassend lässt sich hier festhalten, dass die Einspeisung von Bioerdgas in ein Transportnetz, wie z. B. das der E.ON Gastransport kapazitätsbedingt derzeit unproblematisch ist.

5.5 Ökonomische Hemmnisse durch das EEG

Im Bereich der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hat das EEG in den letzten Jahren einen erheblichen Wachstumsschub der Bioenergie initiiert. Dies gilt im besonderen Maße für die Biogasbranche. Mit der aktuellen Novellierung des EEG werden Vergütungen künftig nicht nur mehr allein von Größe und Betriebsweise des BHKW abhängen, sondern auch von der Kapazität der erzeugenden Biogasanlage. Bei Bioerdgasanlagen erfolgt aktuell allerdings eine Besserstellung

- der Direktverstromung im Vergleich zur deutlich effizienteren Biogaseinspeisung
- von technisch-ökologisch suboptimalen Altanlagen gegenüber innovativen und umweltschonenderen Neuanlagen
- von kleineren Neuanlagen mit eingeschränkten Möglichkeiten der technisch-ökologischen Verfahrensoptimierung gegenüber großen Neuanlagen

Die u. a. im Rahmen der Bonus-Regelungen vorgenommene Novellierung führt damit zu einer ökonomischen Diskriminierung innovativer und auf Klimagasreduktion ausgerichtete Etablierung von Bioerdgasanlagen. Gleichzeitig wurden Altanlagen, die mit hohen Methanverlusten und geringer Effizienz verbundenen sind, zusätzlich gefördert. Sinnvolle Möglichkeiten des Klimaschutzes wie Forderungen nach Abdeckung der Gärrestbehälter (Vermeidung von Methanemissionen) sind für Altanlagen aufgehoben; hingegen werden ökologisch nachteilige Prozesse wie »Gärrestetrocknung« wieder als KWK-bonusfähig anerkannt und damit gefördert. In Summe konterkarieren diese Regelungen sowie weitere Hemmnisse im Genehmigungsverfahren die Ausbauziele der Bundesregierung hinsichtlich klimafreundlichem Bioerdgas. Für eine Sicherstellung der Erreichung von Klimaschutzziele im Bereich der Stromerzeugung wird daher eine zeitnahe, diskriminierungsfreie Korrektur der EEG-Regularien unausweichlich sein.

5.6 Zusammenfassung

- Die DVGW-Arbeitsblätter regeln die Anforderungen an die Gasbeschaffenheit und spiegeln den derzeitigen Stand der Technik wider, mit dem die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Versorgung mit Erdgas und Bioerdgas in Deutschland gewährleistet wird. Durch den Praxisbezug bieten diese Regeln ein ausreichendes und sinnvolles Werkzeug, um Bioerdgas künftig einen zuverlässigen Baustein in der öffentlichen Gasversorgung werden zu lassen. Kritisch sind derzeit nur die Gasbeschaffensanforderungen der EASEE-gas für den grenzüberschreitenden Transport von Bioerdgas zu sehen, da hier abweichende Anforderungen bestehen.
- Um auch bei der Einspeisung von Bioerdgas den Brennwert künftig wirtschaftlicher erfassen zu können, gilt es, neue kostengünstige messtechnische Lösungen zu finden, da die bisherige Brennwertmesstechnik aus der Großgasmengenmessung einen zu großen Anteil an den Anlagenkosten ausmacht. Prozessgaschromatografen müssen kompakter und kostengünstiger werden. Korrelative Verfahren können hier mögliche Alternativen darstellen.
- Die Zumischung von Flüssiggas zur Anpassung des Brennwertes (relevant für Abrechnung) und des Wobbe-Index (relevant für Verbrennungstechnik) von Bioerdgas ist eine bei H-Gas-Netzen vielfach notwendige, aber eigentlich unerwünschte Maßnahme. Kostengünstigere Alternativen gibt es derzeit nur bedingt und unter Berücksichtigung der individuellen Einspeisesituation. Da nur der biogene Anteil des aufbereiteten Gases gemäß den gesetzlichen Vorgaben vergütet wird, gilt es auch hier, kostengünstigere messtechnische Lösungen zu finden, um den Flüssiggas-Brennwertanteil getrennt ermitteln zu können.
- Die Beschaffenheit von Bioerdgas spielt beim Transport im Gastransportnetz keine Rolle, da das Bioerdgas bei der Einspeisung den genannten DVGW-Arbeitsblättern entsprechen muss. Hinzu kommt eine starke Verdünnung mit Erdgas im Transportnetz. Abrechnungstechnisch liefert das Arbeitsblatt G685 einen ausreichenden und notwendigen Spielraum, um mit kleineren Schwankungen in der Gasbeschaffenheit infolge mehrseitiger Einspeisung angemessen umzugehen.
- Durch die Erneuerung der Gasnetzzugangsverordnung hat ein Transportkunde, der die Einspeisung von Bioerdgas begehrt, einen Durchleitungsanspruch. Der Gasnetzbetreiber muss dem Bioerdgas-Transportkunden die erforderlichen Kapazitäten zur Verfügung stellen und nötigenfalls entsprechende, wirtschaftlich-zumutbare Maßnahmen ergreifen, um eine ganzjährige Einspeisung zu ermöglichen. Nach derzeitigen Abschätzungen sind keine Transportnetzkapazitätsengpässe absehbar.
- Die Novellierung des EEG stellt sicherlich das momentan größte Hemmnis der Einspeisung von Bioerdgas dar. Es stellt die Direktverstromung im Vergleich zur deutlich effizienteren Biogaseinspeisung besser. Technisch-ökologisch suboptimale Altanlagen werden gegenüber innovativen und umweltschonenderen Neuanlagen bevorzugt behandelt. Kleinere Neuanlagen mit eingeschränkten Möglichkeiten der technisch-ökologischen Verfahrensoptimierung werden gegenüber gro-

ßen Neuanlagen gefördert. Eine Nachbesserung des EEG 09 zur Erreichung angestrebter Klimaschutzziele ist unerlässlich.

6 Potenziale der vollständigen Substitution von Erdgas durch Biomethan in Netzen der öffentlichen Versorgung

6.1 Einleitung

In Deutschland hat seit 2005 in vielen Regionen ein wahrer Boom von Biogasverstromungsanlagen (im Folgenden BGVA) eingesetzt. Diese Entwicklung ist auf die EEG-Novellen¹ und technologische Entwicklungen zurückzuführen.

Auch bei E.ON Avacon Netz ist dieser Boom zu beobachten. Im Mittel- und Niederspannungsbereich werden zunehmend BGVA mit einer Leistung von < 1.000 kW_{el} angeschlossen. Allein seit Frühjahr 2005 wurden dazu im Team Netzentwicklung Strom Netzverträglichkeitsprüfungen für 224 Anlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 100 MW_{el} durchgeführt, die zu einem erheblichen Anteil tatsächlich auch realisiert wurden. Die Anschlussleistungen von BGVA sind im Vergleich zu Windenergieanlagen (im Folgenden WEA) gering. Dabei ist jedoch zu beachten, dass im Vergleich zu WEA eine einzelne BGVA, etwa die 4,5 fache Jahresarbeit einspeist. In dieser Beziehung entspricht also die heute gängige 1,8 MW_{el} WEA einer 400 kW_{el} BGVA-Hofanlage. In Anbetracht der mehr als 7.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr ist die BGVA als ein klassisches, wenn auch kleines, Grundlastkraftwerk zu betrachten.

Derzeit werden technische Realisierungsmöglichkeiten entwickelt, um das hergestellte Biogas nicht wie bisher EEG-gefördert in BGVA zu verstromen, sondern in Biomethananlagen (im Folgenden BMA) zu Biomethan² aufzubereiten und in bestehende Gasnetze einzuspeisen. Die Einspeisung bietet energetisch eine Reihe von Vorteilen:

- (1) Die Einspeisung von Biomethan erzielt einen höheren energetischen Wirkungsgrad als BGVA. BGVA nutzen die zur Stromerzeugung benötigten Rohstoffe energetisch nur schlecht, solange sie die bei der Stromerzeugung gewonnene Abwärme nicht kontinuierlich verwerten können. Der Wirkungsgrad einer BGVA liegt bei etwa 35 %. Der Rest ist Verlustenergie.
- (2) Biomethan ersetzt andere leitungsgebundene Energieträger. Werden bei BGVA Wärmenutzungskonzepte entwickelt, die Einnahmen aus EEG-Förderzuschlägen zum Ziel haben, so ist deren energetische Sinnhaftigkeit teilweise dort zu hinterfragen, wo keine anderen leitungsgebundenen Energieträger substituiert werden (z. B. eine Kaminholztrocknung, die ansonsten durch die Sonne erfolgt wäre).
- (3) Bei Erdgas handelt es sich um einen spezifisch relativ teuren Primärenergieträger. Die Verstromung von Erdgas wird deshalb in der elektrischen Energieversorgung normalerweise im Spitzen-, und nicht im Grundlastbereich eingesetzt. Dieser Erfahrungswert wird auch für die BGVA angenommen. Anders als bei der WEA überwiegen die Roh-

¹ In dieser Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes wurden die Fördersätze für die Verstromung erhöht.

² Besitzt Erdgasqualität

stoffkosten einer BGVA die Anlageninvestitionen und alle sonstige Kosten bei Weitem.

Der Strom, der aus eingespeistem Biomethan erzeugt wird, wird zwar nach dem EEG vergütet, eine direkte staatliche Förderungen zur Biomethan-Einspeisung existiert jedoch nicht.

6.2 Ziele und Vorgehensweise

Auf Basis der o.g. Überlegungen werden auch im Netz der E.ON Avacon Netz die ersten Projekte mit Biogas-/Biomethananlagen durchgeführt. Dabei stellt sich die Frage, bis zu welchem Grad eine Substitution von Erdgas durch regeneratives Biomethan möglich ist. Als Grenzwertbetrachtung lassen sich folgende Fragen formulieren:

- »Ist es in räumlich begrenzten Strukturen überhaupt möglich, bis zu 100 % des Erdgases durch Biomethan zu ersetzen?«
- »Könnte man dazu ein regionales Gasnetz ohne Kopplung zum vorgelegten Netzbetreiber (im Folgenden vNB) betreiben, wenn man ggf. Überschussmengen EEG-wirksam verstromt?«

Die vorliegende Studie der E.ON Avacon Netz versteht sich als Extrembetrachtung. Da regionale Gasnetze heute noch lokal verschwindend geringe Mengen enthalten, soll diese Untersuchung klären, ob eine vollständige Substitution von Erdgas durch Biomethan und damit eine Abkopplung vom vNB technisch möglich ist. Gleichzeitig soll eine Abschätzung der wirtschaftlichen Konsequenzen erfolgen.

Es handelt sich bei dieser Studie um grundsätzliche Überlegungen: Optima, zeitliche Entwicklungen oder Einzelmaßnahmen können an dieser Stelle nicht betrachtet werden.

Im folgenden Kapitel »Regionale und technische Rahmendaten« werden das untersuchte Gebiet und Kennzahlen der Region vorgestellt. Weiterhin wird das landwirtschaftliche Potenzial der untersuchten Region beschrieben und der Bezug zur derzeitigen Flächennutzung hergestellt. Am Ende des Kapitels wird ein Überblick über die derzeitige Anlagentechnik gegeben.

Im Kapitel »Netztopologie und Variantenbeschreibung« werden im ersten Teil die derzeit im Untersuchungsgebiet bestehenden Gas- und Stromnetze beschrieben. Der zweite Teil dieses Kapitels widmet sich der Vorstellung der untersuchten Ein- und Ausspeisekonstellationen:

- Wie viele Biomethan-Bezugsstationen (im Folgenden BMBZ) werden wo über das bestehende Netz verteilt?
- Wo wird überschüssiges Gas ausgespeist?
- Wofür wird das überschüssige Gas verwendet?

Anschließend an diese Vorüberlegungen werden jeweils die Spezifika der untersuchten Variante beschrieben, Berechnungsergebnisse vorgestellt,

das Optimierungspotenzial beschrieben und ein Fazit über die jeweilige Variante gezogen.

Im Kapitel »Wirtschaftlichkeitsbetrachtung« werden vereinfacht diejenigen Faktoren untersucht, die maßgebenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Varianten haben. Welche der untersuchten Varianten ist die für E.ON Avacon Netz am wirtschaftlichsten?

Das abschließende Kapitel »Zusammenfassung« führt die in der Studie gewonnenen Ergebnisse zusammen.

6.3 Regionale und technische Rahmendaten

6.3.1 Festlegung des Untersuchungsgebietes

Will man Biogasanlagen³ wirtschaftlich betreiben, so kommt der Verfügbarkeit der Rohstoffe entscheidende Bedeutung zu.

Die vorliegende Studie betrachtet ausschließlich Szenarien, in denen die heimische landwirtschaftliche Produktion Rohstofflieferant ist.

Die Auswahl des Untersuchungsgebietes erfolgte nach Verfügbarkeit von regionalen Gasnetzdaten und dem hohen verwertbaren Biomassepotenzial in der Region. Im Netzgebiet der E.ON Avacon Netz trifft dies insbesondere auf drei Regionen zu:

- die Altmark um Gardelegen, Salzwedel und Stendal
- den Diepholz–Nienburger Raum mit den Städten Bassum, Nienburg, Sulingen und Syke im Netzgebiet
- die Magdeburger Börde westlich der Landeshauptstadt mit den Städten Haldensleben und Oschersleben.

Das Bild 6-1 zeigt einen Überblick über diese Region.

Bild 6-1: Untersuchte Region



Im Gegensatz zu den beiden erstgenannten weist die Magdeburger Börde qualitativ sehr hochwertige landwirtschaftliche Böden auf, um die eine entsprechend hohe Flächenkonkurrenz besteht. Die Altmark ist von den drei genannten der deutlich am dünnsten besiedelte Raum mit unter 50 Einwohnern/km² - einem Wert, der um nahezu 80 % unter dem Bundesdurchschnitt liegt. In der Erwartung, dass eine vollständige Substitution von Erd-

³ Erzeugen aus Biomasse Bio(roh)gas

gas durch Bioerdgas modellhaft einen relativ hohen Flächenbedarf erzeugen wird, ist dieser letzte Aspekt ein erheblicher Vorteil und führt dazu, dass die Altmark für diese Studie zum Untersuchungsgebiet ausgewählt wurde.

6.3.2 Kennzahlen der Region

In der folgenden Tabelle 6-1 werden für die Studie relevante Kennzahlen der Region aufgeführt.

Tabelle 6-1: Kennzahlen der Region

	Einheit	Region gesamt	Altmarkkreis Salzwedel	Landkreis Stendal
Fläche	km ²	4.714	2.292	2.422
Einwohner	Anzahl	226.950	97.469	129.481
Besiedlungsdichte	Einwohner pro km ²	48	42	53
Landwirtschaftliche Fläche	ha	273.843	127.063	146.780
Anteil der landwirtschaftlichen Fläche an der Gesamtfläche des Landkreises	%	58	55	61
Großvieheinheiten	GV	132.196	64.381	67.815
Arbeitslosenquote ⁴	%	17,4	15,1	19,1
Ackerland	ha	176.943	82.920 ⁵	94.023 ⁶
Erdgasverbrauch	Mio. m ³ /a	140	91	49 ⁷
Maximale Gasabnahme ⁸	m ³ /h	48.000	30.900	17.100
Minimale Gasabnahme ⁹	m ³ /h	3.520	1.840	1.680

Für die Verfügbarkeit der landwirtschaftlichen Produkte (= Rohstoffe für die Biogas-/Biomethanherzeugung) ist die zur Verfügung stehende landwirtschaftliche (Produktions-)Fläche von entscheidender Bedeutung.

Für diese Studie wurde die konservative Annahme getroffen, dass für die Produktion von Biomethan ausschließlich der Ertrag des Ackerlandes nach EEG-Biomasseverordnung auf der Basis Maissilage zur Verfügung steht.

Zusätzlich zum Ackerland wurde in der Studie eine 50-prozentige Nutzung der anfallenden Gülle angenommen. Sie steht kostenfrei zur Verfügung, jedoch lohnt sich ein Transport wegen des geringen Energiegehaltes nicht. Eine Nutzung über 50 % ist deshalb wirtschaftlich nicht sinnvoll. Folgende Annahmen wurden für die Studie getroffen:

⁴ Stand Mai 2007

⁵ Ohne die Fläche von 11.673 ha, die für den Anbau von Tierfutter vorgesehen ist

⁶ Ohne die Fläche von 14.103 ha, die für den Anbau von Tierfutter vorgesehen ist

⁷ Ohne die Stadt Stendal. Diese wird direkt vom Vorlieferanten VNG versorgt

⁸ bei Auslegungstemperatur -15 °C

⁹ Sommerschwachlast

durchschnittlicher Ertrag pro ha	37 t/ha (Maissilage)
Biogasausbeute Maissilage	190 m ³ /t
Biogasertrag pro Großvieheinheiten (GV)	1,5 m ³ / (Tag * GV)
Brennwert Biogas	bis zu 6,5 kWh/m ³
Brennwert Biomethan	11,5 kWh/m ³

Aus diesen Annahmen ergibt sich folgendes Energiepotenzial der Altmark:

- aus dem Landbau produzierbare Jahresenergiemenge (bei 100-prozentiger Nutzung der Ackerfläche) $176.943 \text{ ha} \times 37 \text{ t/ha} \times 190 \text{ m}^3/\text{t} \times 6,5 \text{ kWh/m}^3 = 8.085 \text{ Mio. kWh}$
- aus Gülle produzierbare Jahresenergiemenge (bei 50-prozentiger Nutzung der Gülle) $132.196 \text{ GV} \times 1,5 \text{ m}^3/\text{d} \times 365 \text{ d} \times 6,5 \text{ kWh/m}^3 \times 0,5 = 235 \text{ Mio. kWh}$
- in Summe ergibt sich eine produzierbare Jahresenergiemenge an aufbereitetem Biomethan von $(8.085 \text{ Mio. kWh} + 235 \text{ Mio. kWh})/11,5 \text{ kWh/m}^3 = 723,5 \text{ Mio. m}^3$
- je Hektar landwirtschaftlicher Anbaufläche lässt sich folgende Jahresenergiemenge an aufbereitetem Biomethan erzeugen:
 $723,5 \text{ Mio. m}^3/176.943 \text{ ha} = 4.090 \text{ m}^3/\text{ha/a}$

Der Vergleich der Jahresenergiemenge, die maximal aus den zur Verfügung stehenden Rohstoffen produziert werden kann, mit dem tatsächlichen Verbrauch der Region Altmark zeigt auf, dass ein Vielfaches der benötigten Gasmenge der Altmark dort erzeugt werden könnte.

Das tatsächliche Erzeugungspotenzial dieser Region ist noch deutlich größer. Es ist zu erwarten, dass sich der Ertrag je Hektar durch den Einsatz von Neuzüchtungen wie Energiemais, durch den Einsatz einer Vorrucht wie Grünroggen und die Optimierung der Fruchtfolge weiter erhöhen wird.

Weitere Steigerungen des Biomethanpotenzials sind durch die Nutzbarmachung weiterer (Prozess-)Einsatzstoffe wie Bioabfälle, Zuckerhirse und Landschaftspflegematerial (Rasenschnitt, Ufergras, ...) möglich.

6.3.3 Derzeitige Flächennutzung

Sachsen-Anhalt belegt jedes Jahr im bundesweiten Anbauvergleich nachwachsender Rohstoffe auf Stilllegungsflächen einen führenden Rang. Insgesamt wurden im Jahr 2006 ca. 42.600 ha nachwachsende Rohstoffe auf Stilllegungsflächen sowie rund 48.000 ha Energiepflanzen auf nicht stillgelegten Flächen angebaut. Teile der Flächen wurden für Raps für die Her-

stellung von Biodiesel und Ethanol verwendet. Damit hat sich die Landwirtschaft in Sachsen-Anhalt ein zweites Standbein geschaffen.

Für den Anbau nachwachsender Rohstoffe auf Stilllegungsflächen (Brachen) wird in Sachsen-Anhalt eine Direktzahlung von ca. 319 EUR/ha gewährt. Für den Anbau von Energiepflanzen auf nicht stillgelegten Flächen erhalten die Landwirte zusätzlich zur Direktzahlung eine Energiepflanzenprämie von 45 EUR/ha.

Seit 1993 wurde der Umfang der obligatorischen Stilllegungsflächen sehr häufig geändert. Von 2000 bis 2006 ist ein Basissatz von 10 % obligatorischer Stilllegung festgeschrieben, wobei weitere Anpassungen je nach Marktlage möglich sind. Es wird ein Stilllegungsausgleich in Höhe der Flächenbeihilfen gezahlt. Die Flächen sind zu pflegen, eine aktive Begrünung ist erwünscht, um den natürlichen Wildkrautbewuchs zu unterdrücken. Auf den Stilllegungsflächen dürfen seit 1993 nachwachsende Rohstoffe zur Verwertung im Nonfood-Bereich angebaut werden. Neben der obligatorischen Stilllegung kann der Landwirt bis zu 33 % seiner beihilfeberechtigten Fläche freiwillig stilllegen.

Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung des Landes ist von 11,9 % im Jahr 2002 auf beachtliche 20,5 % im Jahr 2005 gestiegen. Stärksten Anteil daran hat die Windenergie. Mit einem Anteil von 26 % folgt die Produktion von Strom aus Biomasse bereits an zweiter Stelle, noch vor der traditionellen Wasserkraft¹⁰. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch stieg im Jahr 2004 auf 4,4 %. Der weitere Ausbau der Windenergie im Land Sachsen-Anhalt wirkt sich bereits auch auf den Anschluss anderer Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien an das Stromnetz in Sachsen-Anhalt aus.

6.4 Stand der Technik

Nachdem in den vorherigen Kapiteln die Flächen und deren Potenziale beleuchtet worden sind, sollen folgend Biogasanlagen mit dazugehörigen Biogasverstromungsanlagen verschiedener Größenklassen vorgestellt werden, die heute bereits in Betrieb sind.

¹⁰ Vgl. Statistisches Landesamt Sachsen-Anhalt, 2006

6.4.1 500 kW_{el} Hof-BGVA

Bild 6-2: Biogas-Hofanlage



In einer wie in Bild 6-2 dargestellten Biogasverstromungsanlage könnten ca. 250 m³ Biogas erzeugt werden. Eine Aufbereitung zu 150 m³ Biomethan¹¹ ist wegen der enormen Kosten für die Aufbereitung extrem unwirtschaftlich.

6.4.2 4.000 kW_{el} Industrie-BGVA

Bild 6-3: Industrielle Biogasanlage



Die in Bild 6-3 dargestellte Industrie-Biogasverstromungsanlage kann ca. 2.000 m³/h Biogas erzeugen. Daraus könnte durch Aufbereitung 1.300 m³/h Biomethan hergestellt werden. Da die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen mit der Anlagengröße steigt, sieht E.ON v. a. im Bau von Biogasanlagen zwischen 10.000 und 20.000 m³/h Chancen dafür, das für die Biomethanproduktion zur Verfügung stehende Biomassepotenzial sinnvoll zu nutzen. Das Bild 6-3 zeigt eine Biogasverstromungsanlage der »Protein und Energie Soltau GmbH« mit insgesamt 18.000 m³ Fermenter-Volumen, einer Gasleistung von 9,8 MW und einer elektrischen Leistung von 4,2 MW.

¹¹ Bioerdgas hat einen höheren Brennwert als Bio(roh)gas: ca. 11 : 6.

6.4.3 Gewählte Anlagengröße

Derzeit sind in Deutschland mindestens 14 Biomethananlagen mit einer Einspeiseleistung von je 500 m³/h vorhanden. In Bild 6-4 ist die Biogas-/Biomethananlage in Pliening zu sehen.

Bild 6-4: Biogas-/
Biomethananlage
Pliening



Für die Studie wurden BMA mit einer Leistung von 2.000 m³/h Biomethan gewählt. Perspektivisch sollte die Leistung der BMA weiter steigen und somit die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung positiv beeinflussen. Ebenso ist mit dieser Annahme sichergestellt, dass so dimensionierte Biogas-/Biomethananlagen aus einem Umkreis von 15 km sicher mit Rohstoffen versorgt werden können.

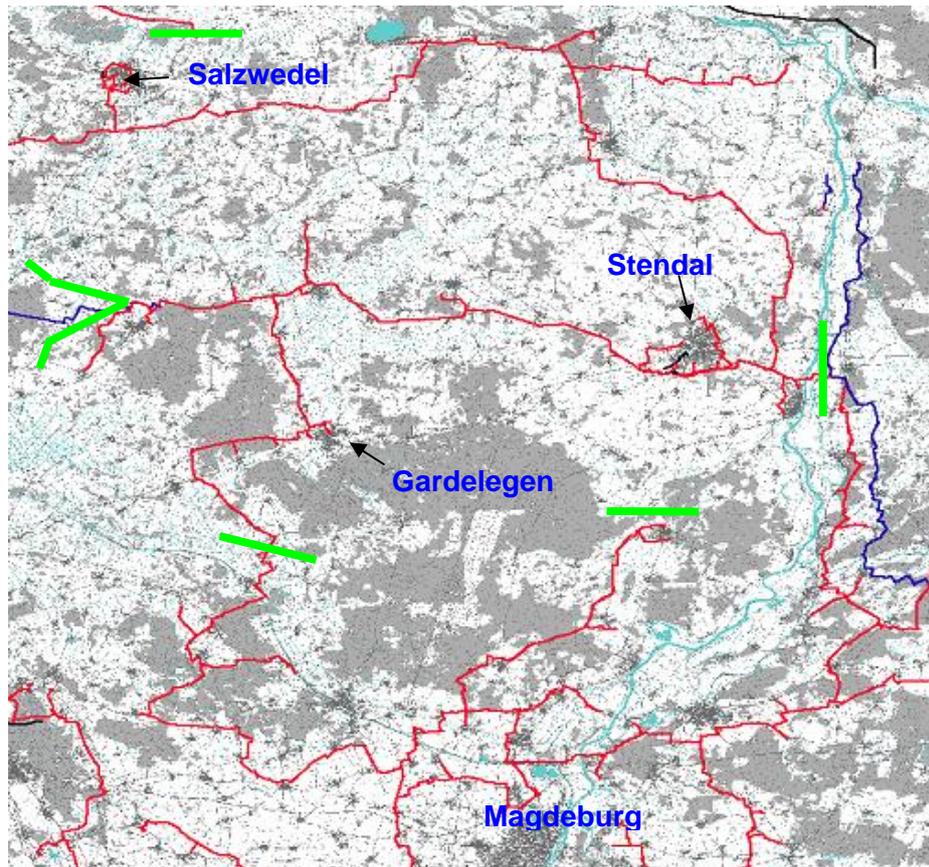
6.5 Netztopologie und Variantenbeschreibung

6.5.1 Gasnetz (16 bar-Hochdrucknetz)

Für die Einspeisung von Biomethan steht E.ON Avacon Netz im Untersuchungsgebiet ein 16 bar-Hochdrucknetz zur Verfügung.

Das »16 bar-Netz Land Sachsen-Anhalt« (im Folgenden »16 bar-Netz LSA«) ist durch eine hohe Speicherkapazität (überwiegend Leitungsdurchmesser > 300 mm) und durch niedrige Abgabemengen (wenige Industriekunden) gekennzeichnet. Im folgenden Bild 6-5 wird das 16 bar-Netz LSA aufgezeigt.

Bild 6-5: Das »16 bar-Netz Sachsen-Anhalt« der E.ON Avacon Netz im nördlichen Sachsen-Anhalt



Legende:

- Grenze Betrachtungsraum »Altmarknetz«
- 16 bar Gasnetz
- 25/70/ 84 bar Gasleitungen

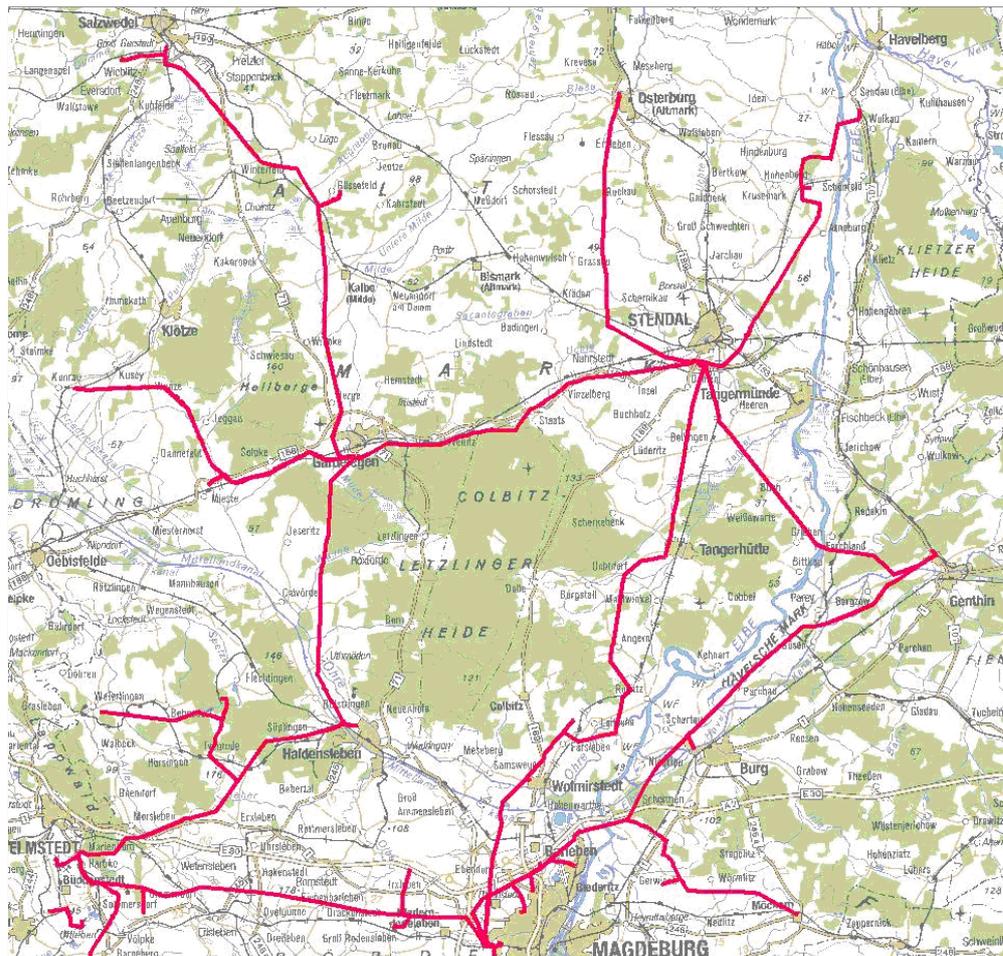
Die Untersuchungen dieser Studie konzentrieren sich vorrangig auf den nördlichen Teil des »16 bar-Netz LSA«, das »Altmarknetz«. Aber auch das südliche Teilnetz¹² (im Folgenden »Südnetz«) wird, insbesondere wenn es um eine möglichst hohe Abgabemenge im Sommer geht, eine Rolle in den Untersuchungen einnehmen. An den Landkreisgrenzen wird das 16 bar-Netz LSA in das »Altmarknetz« und das »Südnetz« (durch virtuelle Schieber) getrennt.

6.5.2 Stromnetz (110 kV Hochspannung)

In Sachsen-Anhalt betreibt die HSN Magdeburg GmbH das 110-kV-Hochspannungsnetz. Im folgenden Bild 6-6 ist das aktuelle Netz nördlich des Umspannwerkes Magdeburg zu erkennen, welches eine Verbindung zum Übertragungsnetz der Vattenfall Europe Transmission darstellt. Es sind in roter Farbe die 110-kV-Leitungen hervorgehoben sowie blau gekennzeichnet die Umspannwerke, welche für diese Studie relevant sind.

¹² Abzüglich der Leitungsabschnitte »Wefensleben – Osterweddingen« und »Wulkau – Genthin«; nähere Beschreibung siehe auch Kapitel 6.9 »Schwachlastbetrachtung«

Bild 6-6: 110 kV-Netz nördliches Sachsen-Anhalt



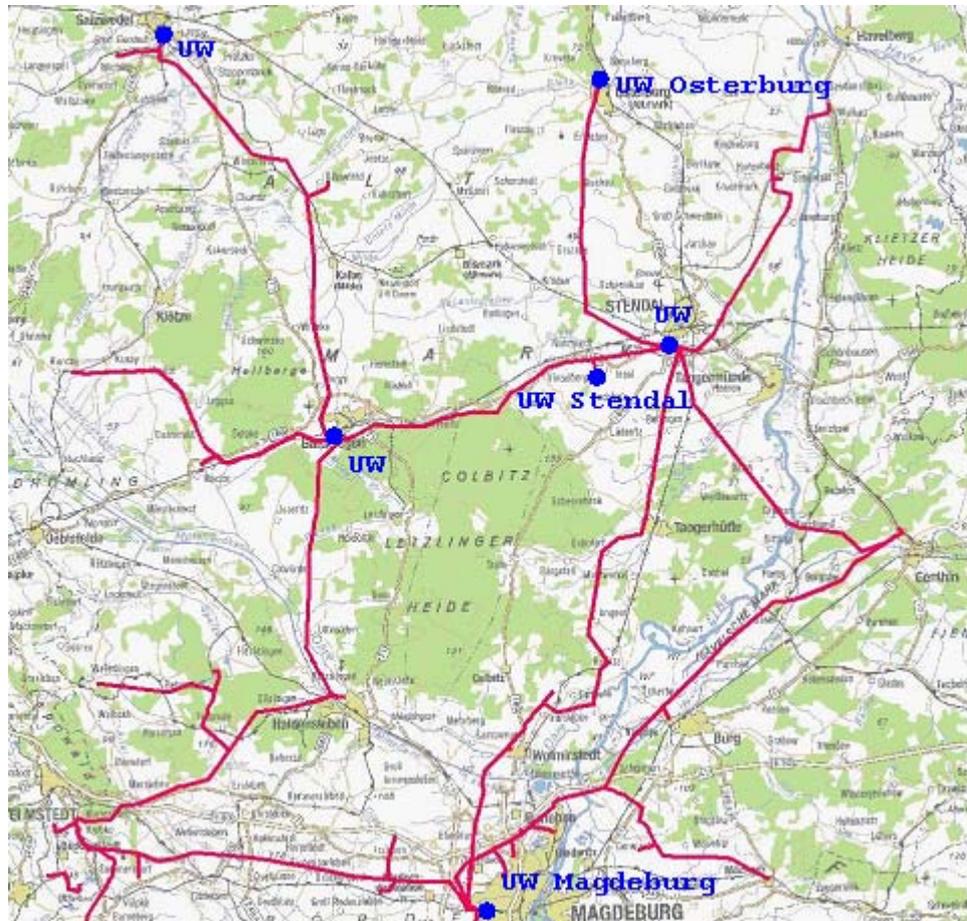
Durch den erheblichen Zubau an EEG-Anlagen im Netzgebiet Sachsen-Anhalts ist die Aufnahmekapazität des 110 kV-Netzes der HSN Magdeburg GmbH weitgehend ausgeschöpft. Das vorhandene Hochspannungsnetz hat in vielen Bereichen bereits die technischen Grenzen hinsichtlich Versorgungs-, Anlagen- und Personensicherheit erreicht, welche durch die Dauerstrombelastbarkeit der 110-kV-Freileitungen bestimmt werden. Um eine Überlastung von Freileitungen zu verhindern und weiterhin einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten, hat die Häufigkeit des Erzeugungsmanagements¹³ enorm zugenommen.

Um die Aufnahme der gesamten erzeugten Energie zu jedem Zeitpunkt zu garantieren, ist daher der entsprechende Ausbau bzw. Neubau des Höchst- und Hochspannungsnetzes (380-kV und 110-kV) erforderlich. Im Rahmen des gemeinsamen 380/110-kV-Netzausbaukonzeptes des Übertragungsnetzbetreibers Vattenfall Europe Transmission und der HSN hat die Bauplanung zur Errichtung eines neuen 380/110-kV-Umspannwerkes Stendal West begonnen. Entsprechend dem Netzausbaukonzept ist bis zum Jahr 2009 u. a. auch der Ersatzneubau der 110-kV-Leitungen Stendal-Gardelegen 1 und 2 vorgesehen, so dass problemlos große Mengen an

¹³ Erzeugungsmanagement ist die gezielte Leistungsabsenkung bei EEG-Anlagen durch die Netzführung des EVU, um eine Überlastung von elektrotechnischen Anlagen zu verhindern bzw. um Systemstabilität zu gewährleisten.

elektrischer Energie von den Umspannwerken Gardelegen und Stendal aus abgeführt werden können. Wie sich die Netztopologie nach dieser Ausbaumaßnahme darstellt, sowie die räumliche Einordnung des neuen 380/110-kV-UW Stendal West ist im folgenden Bild 6-7 erkennbar.

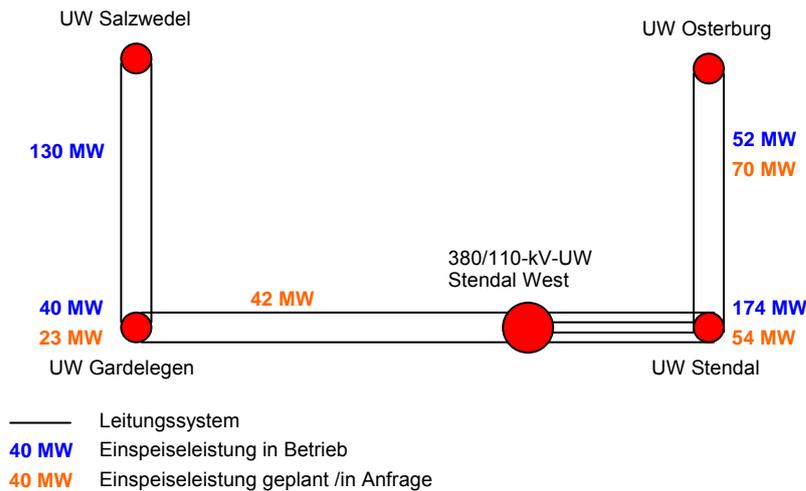
Bild 6-7: Netztopologie 110 kV-Netz LSA nach Beendigung Netzausbaukonzept



In Anbetracht der derzeitigen Netzauslastung und des Baufortschritts des Netzausbaukonzeptes unterstellt die vorliegende Studie, dass alle Arbeiten im Rahmen des Netzausbaukonzeptes bereits abgeschlossen sind.

Das folgende Bild 6-8 gibt einen schematischen Überblick über das Netzgebiet in der Altmark nach Abschluss des 380/110-kV-Netzausbaukonzeptes. Es sind lediglich die Umspannwerke und Leitungssysteme dargestellt, welche von dieser Studie betroffen sind. Weiterhin wurde den Leitungen und Umspannwerken jeweils die Größenordnung an in Betrieb befindlicher und geplanter und EEG-Einspeiseleistung zugeordnet.

Bild 6-8: Überblick über das 110 kV-Netz der Altmark nach Abschluss des Netzausbaukonzeptes

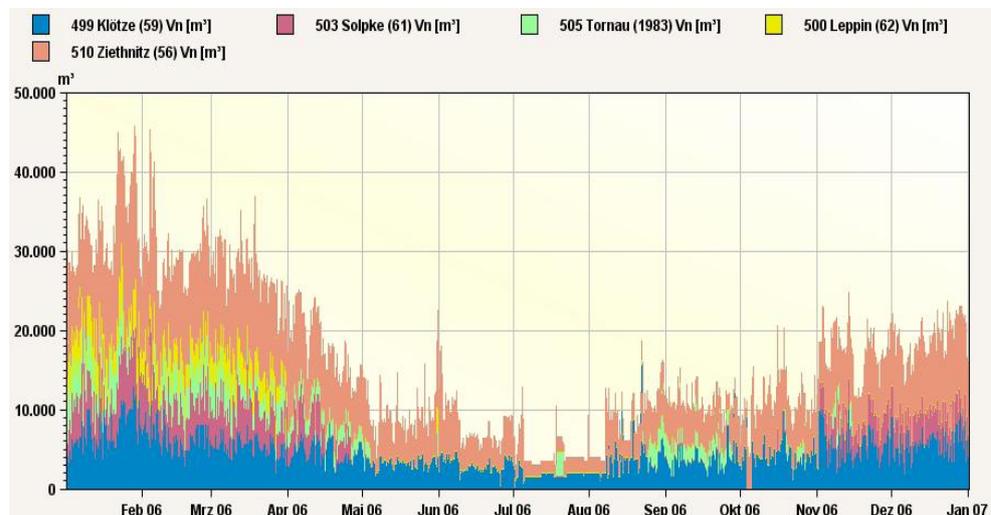


6.6 Untersuchte Varianten

Die Abnahme des Gases aus dem Netz in der Region Altmark ist vor allem durch den im Jahres-/Tagesverlauf schwankenden Wärmebedarf der Kunden gesteuert. Industriekunden mit einem stetigen Bedarf an (Prozess-)Wärme sind im Altmarknetz nur selten angesiedelt.

Im folgenden Bild 6-9 wird die Einspeiseleistung derjenigen Bezugsstationen dargestellt, die derzeit in das Altmarknetz einspeisen.

Bild 6-9: Stundenganglinie der Einspeiseleistung in das Altmarknetz für das Jahr 2006 in Nm³

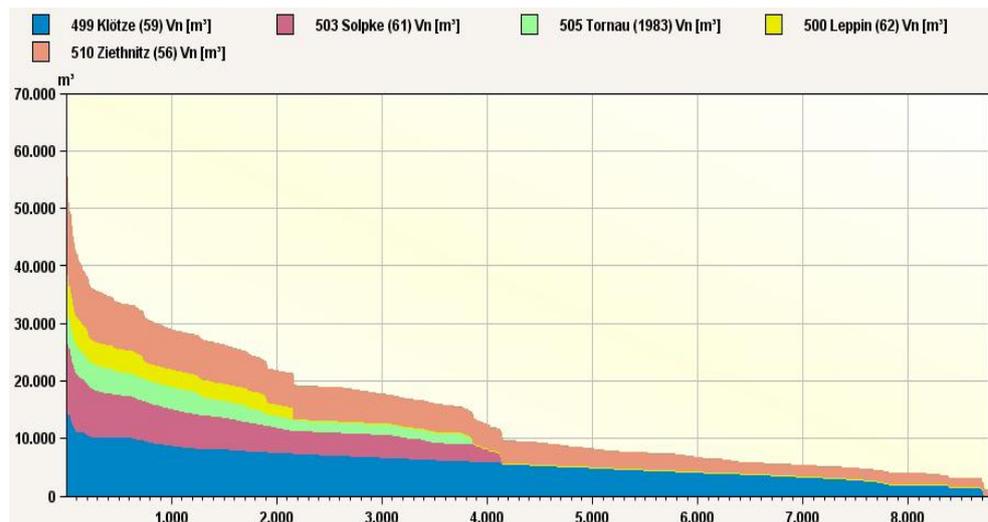


Die im obigen Bild 6-9 aufgeführten Stundenwerte können mit Biogasanlagen nicht deckungsgleich abgeleitet werden. Biogasanlagen sind in ihrer Steuerung sehr schwerfällig, da die Einsatzstoffe zwischen 40 und 60 Tagen in den Anlagen verweilen. Anlagenbetreiber sind darüber hinaus aus wirtschaftlichen Zwängen bestrebt, ihre Biogasanlagen möglichst über 8.000 h/a unter Volllast zu betreiben.

Die Nutzung des Leitungsnetzes als Speicher (dynamische Netzführung) erlaubt zwar den Tagesausgleich zwischen den unterschiedlichen Stundenwerten, so dass über den Tag konstante Stundenwerte in den Netzbe-rechnungen angenommen werden können. Die kontrollierte Be- und Entspeicherung des Netzes ist allerdings nicht in der Lage, den Sommer-/Winteraustausch zu bewerkstelligen.

Aus dem folgenden Bild 6-10 wird ersichtlich, an wie vielen Stunden im Jahr 2006 welche Gasmenge von den Bezugsstationen bezogen wurde.

Bild 6-10: Stunden-dauerlinie der Einspei-seleistung für das Jahr 2006 in Nm³/h



Resultierend aus der Differenz zwischen konstanter Gaserzeugung und schwankendem Gasverbrauch stellte sich in dieser Studie die zentrale Frage, welche Einspeisesituationen mit den zu installierenden Biomethan-Bezugsstationen (im Folgenden Biomethan-BZ) abgedeckt werden sollten.

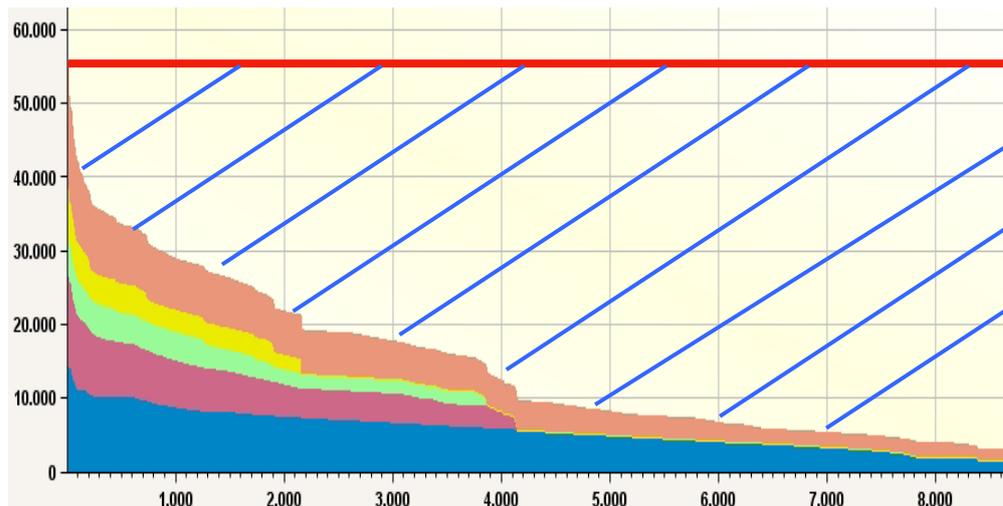
Nachfolgend werden 3 Varianten beschrieben, die der Aufgabenstellung am besten entsprechen. Die Vorgabe der 100-prozentigen Substitution von Erdgas durch Biomethan kann leistungsorientiert, arbeitsorientiert bzw. als Schwachlastbetrachtung erfolgen.

6.6.1 Variante I: Leistungsbetrachtung

Bei der leitungsmäßigen Betrachtung müssen die Biogas-/Biomethan-anlagen in der Lage sein, die Gas-Jahreshöchstlast bei Auslegungstemperatur sicher zu erzeugen. Da diese Leistung rechnerisch nur an wenigen Stunden im Jahr (und wegen der Wahl der Auslegungstemperatur statistisch nur einmal in mehreren Jahren) benötigt wird, wird arbeitsseitig bei dauerhaftem Betrieb der Biogas-/Biomethananlagen wesentlich mehr Gas erzeugt, als in der Region benötigt wird. Entsprechend dem Ziel des autarken Betriebes des Altmarknetzes wird bei dieser Variante von einer Verstromung der erheblichen Überschussmengen ausgegangen.

Die Einspeiseleistung der Biomethan-BZ bei der Leistungsbetrachtung wird im nachfolgenden Bild 6-11 dargestellt.

Bild 6-11: Einspeiseleistung der Biomethan-BZ bei Variante I »Leistungsbetrachtung«



Legende:

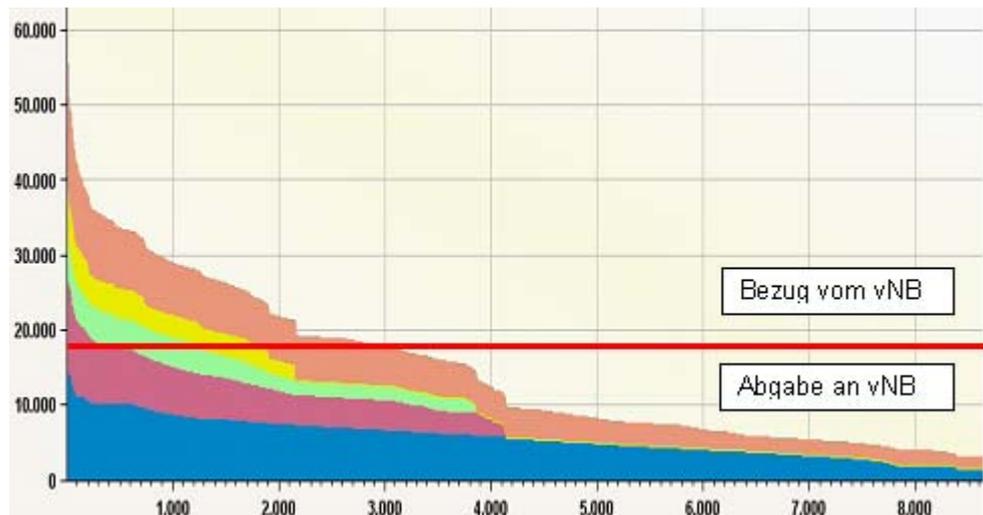
-  Biogas Einspeiseleistung (56.000 m³/h)
-  Überschussmenge zur Verstromung
-  Gasbedarf

6.6.2 Variante II: Arbeitsbetrachtung

Bei arbeitsmäßiger Betrachtung speisen die Biogas-/Biomethananlagen die Menge des durchschnittlichen Erdgas-Jahresbedarfs in das Leitungsnetz ein. Hier können die Produktionskapazitäten wesentlich geringer ausfallen. Erforderlich ist hier eine Kopplung zum Vorlieferanten. Dieser verfügt über Zugang zu Gasspeichern bzw. stellt über zeitungleiche Durchleitung den Ausgleich der Jahresbilanz sicher. Bei dieser Betrachtung werden also permanent Gasmengen vom Vorlieferanten bezogen oder an ihn zurückgespeist, wobei aber die Jahresbilanz definitionsgemäß Null sein soll. Eine Verstromung erfolgt hier nicht.

Das folgende Bild 6-12 zeigt die Einspeiseleistung der Biomethan-BZ bei dieser Variante auf.

Bild 6-12: Einspeiseleistung der Biomethan-BZ bei Variante II »Arbeitsbetrachtung«



Legende:

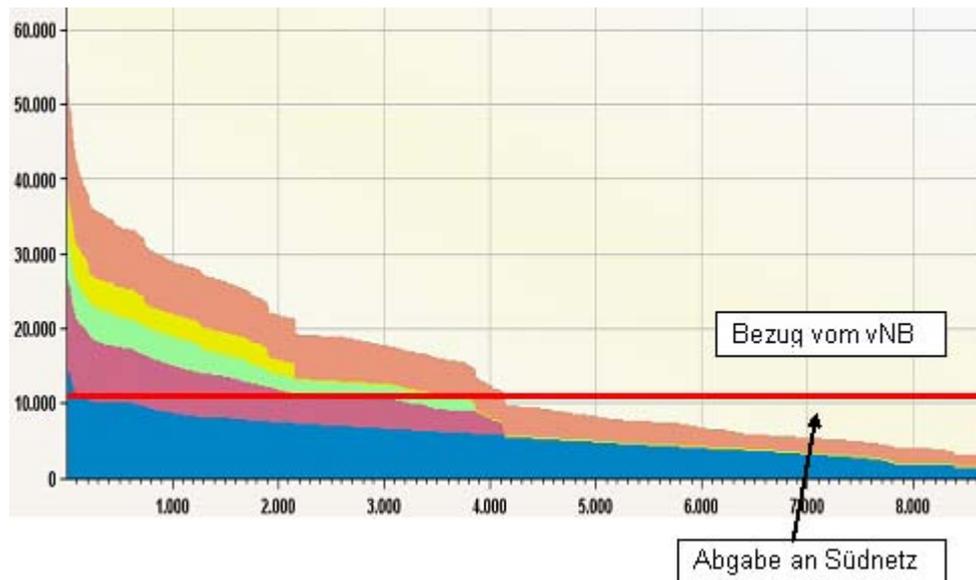
-  Biogas Einspeiseleistung (18.000 m³/h)
-  Gasbedarf

6.6.3 Variante III: Schwachlastbetrachtung

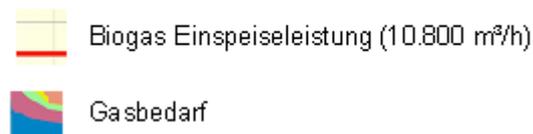
Eine dritte Betrachtungsmöglichkeit zielt auf die Sommerschwachlast des gesamten technisch zusammenhängenden 16 bar-Netzes der E.ON Avaccon Netz in Sachsen-Anhalt. Dieses Gesamtnetz umfasst neben der Altmark auch das Südnetz, welches die südlich und östlich von der Altmark liegenden Regionen wie Teile der Magdeburger Börde und des ostelbischen Jerichower Landes umfasst. Bei der Schwachlastbetrachtung wird unter Verzicht auf Verstromung und Rückspeisungen zum Vorlieferanten die maximal aufnehmbare Schwachlast des gesamthaft betrachteten Raumes durch Biogas-/Biomethananlagen erzeugt.

Im nachfolgenden Bild 6-13 wird die Einspeiseleistung der Biomethan-BZ bei der Schwachlastbetrachtung aufgeführt.

Bild 6-13: Einspeiseleistung der Biomethan-BZ bei Variante III »Schwachlastbetrachtung«



Legende:



Die drei oben beschriebenen Szenarien werden in der vorliegenden Studie in der oben dargestellten Reihenfolge betrachtet. Die Reihenfolge ergibt sich aus der Logik absteigender Produktionskapazitäten und damit von Variante I nach III sinkendem Investitions- und Flächenbedarf.

Während der Untersuchungen wurde erkannt, dass bei den Varianten I – III Optimierungspotenzial bezüglich Einspeisemenge, Netztopologie sowie Ein- und Ausspeisestandorten vorhanden ist. Diesbezügliche Ergebnisse werden im Abschnitt »Optimierungspotenzial« bei den entsprechenden Varianten aufgeführt.

An dieser Stelle soll lediglich die Zielsetzungen der einzelnen Optimierungsuntersuchungen erwähnt werden:

- Ziel Optimierung Variante »Leistungsbetrachtung«
Optimierung der Verstromungsstandorte gemäß der freien Kapazitäten der 110 kV-Hochspannungsnetze bei leistungsorientierter Biogaseinspeisung.
- Ziel Optimierung Variante »Arbeitsbetrachtung«
Verbindung der Vorteile einer möglichst großen Einspeisemenge (arbeitsorientierte Biogaseinspeisung) mit möglichst geringem Aufwand zur Speicherung des Gases.
- Ziel Optimierung Variante »Schwachlastbetrachtung«
Gleichverteilung der Einspeisestandorte für den Fall, dass die minimale Sommerschwachlast ins Netz eingespeist wird.

In der nachstehenden Tabelle 6-2 sind die Merkmale der Varianten I – III zusammengefasst dargestellt.

Tabelle 6-2: Übersicht über die Merkmale der untersuchten Varianten I - III

	Variante I »Leistungsbetrachtung«	Variante II »Arbeitsbetrachtung«	Variante III »Schwachlastbetrachtung«
Ziele	(Winter-)Spitzenlast abdecken	Durchschnittliche Jahresmenge abdecken	Minimale (Sommer-) Schwachlast abdecken
Erzeugungskapazität	56.000 Nm ³ /h	18.000 Nm ³ /h	10.800 Nm ³ /h
Einspeisung durch vNB	-	x	x
Rückspeisung zum vNB	-	x	-
Einspeisung durch Südnetz	-	-	-
Rückspeisung zum Südnetz	-	-	x
Verstromung	X	-	-

6.7 Variante I: Leistungsbetrachtung

Spezifika der Variante

Das Ziel dieser Variante besteht im autarken Betrieb des Altmarknetzes in der Winterspitzenlast. Die Biogas-/Biomethananlagen produzieren bei dieser Variante die maximale Abnahmemenge, also die Jahreshöchstleistung. Für den über weite Strecken vorherrschenden Fall, dass für die Versorgung nicht das gesamte erzeugte Biomethan benötigt wird, wird dieses ausschließlich (EEG-wirksam) verstromt. Es wird folglich auf Kopplungspunkte zum vorgelagerten Netzbetreiber oder zum Südnetz verzichtet.

Die Maximalleistung des Altmarknetzes beträgt bei einer Auslegungstemperatur von -15 °C ca. 48.000 m³/h. Unter der Annahme einer 90-prozentigen Verfügbarkeit der Biomethananlagen¹⁴ speisen im (angenommenen) ungünstigsten Fall 28 Biomethan-Bezugsstationen mit einer Leistung von je 2.000 m³/h insgesamt 56.000 m³/h in das Altmarknetz ein. Bei 8.000 Betriebsstunden pro Jahr werden also 448 Mio. m³ Biomethan produziert¹⁵. Dafür sind 104.548 ha Anbaufläche erforderlich¹⁶, was 59 % der für den Ackerbau zur Verfügung stehenden landwirtschaftlichen Fläche oder 22 % der gesamten Fläche der Region entspricht.

¹⁴ Dieser Sicherheitsfaktor berücksichtigt Stillstandszeiten durch Instandhaltungsmaßnahmen.

¹⁵ 56.000 m³/h * 8.000 h = 448 Mio. m³

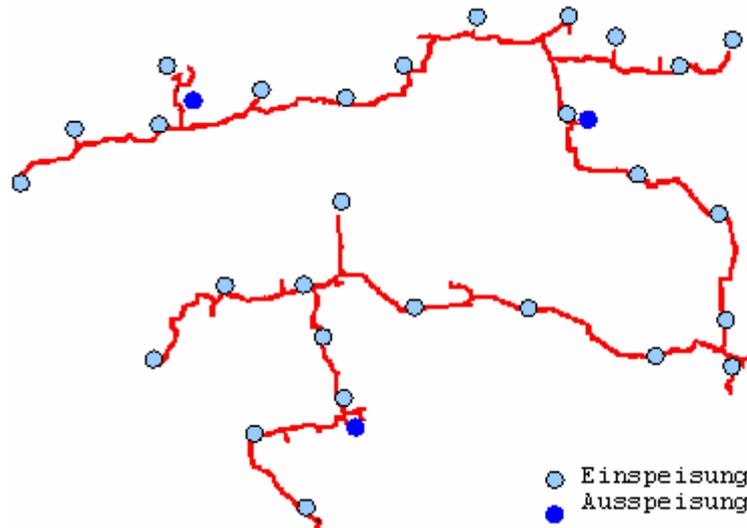
¹⁶ 448Mio. m³/4.090 m³/ha = 104.548 ha.

Von den 448 Mio. m³ Biomethan müssen über 300 Mio. m³ Biomethan in Biomethanverstromungsanlagen¹⁷ (im Folgenden BMVA) verstromt werden.

Räumlich wurden die Biomethan-BZ gleichmäßig im Netz verteilt. Aus Sicht der Rohstoffversorgung stellt dies den günstigsten Fall dar.

Das folgende Bild 6-14 zeigt die Verteilung der Biomethan-BZ.

Bild 6-14: Verteilung der Einspeise- und Ausspeisestandorte bei Leistungsbetrachtung



6.7.1 Berechnungsergebnisse

Gasnetz - Winterfall

Auch im Winter kann es erforderlich sein, überschüssig produziertes Biomethan zu verstromen. Dies trifft genau dann zu, wenn

- in der Spitzenlast mehr als 48.000 m³/h Biomethan produziert werden (keine Instandhaltungsmaßnahmen an den Biogas-/Biomethan-anlagen)
- die Umgebungstemperatur wärmer ist als die Auslegungstemperatur

Zur Verstromung des überschüssigen Biomethans stehen für die dazu erforderlichen BMVA insgesamt 6 Standorte im Netz zur Verfügung (entlang des Netzes, beginnend im Nordwesten): Salzwedel, Osterburg, Stendal, Güssefeld, Gardelegen und Mieste. Merkmale dieser Standorte sind Kontaktstellen des Gasnetzes mit einem Umspannwerk und somit dem 110 kV-Netz.

Erwartungsgemäß sind im Winterfall sowohl die Gasversorgung als auch die Verstromung des überschüssigen Gases sichergestellt.

¹⁷ Produzieren aus Biomethan Strom (und Wärme) und speisen den Strom in das Hochspannungsnetz ein.

Die Verstromung kann in der Spitzenlast auf Grund der relativ geringen Menge von 8.000 m³/h ausschließlich an einem einzigen BMVA-Standort erfolgen. Resultierend aus ihrer Lage an Leitungsenden sind davon jedoch die Standorte Mieste und Güssefeld ausgeschlossen. Diese Standorte kann das Gas auf Grund deren netztechnischen Lage nicht erreichen. Die Festlegung, an welchem Standort die überschüssige Menge ausgespeist wird, kann sich folglich in diesem Fall nach den Berechnungen des weit ungünstigeren »Sommerfalls« richten.

Für den Fall, dass die Umgebungstemperatur wärmer ist als die Auslegungstemperatur muss eine unbestimmte Menge x (> 8.000 m³/h) an einer unbestimmten Anzahl von BMVA verstromt werden. Hier wurde auf genauere Untersuchungen verzichtet, da der weit ungünstigere Sommerfall Anzahl und Ort der BMVA bestimmen wird.

Gasnetz - Sommerfall

Der Sommerfall ist durch eine minimale Abnahmemenge von ca. 3.500 m³/h¹⁸ gekennzeichnet. Unter der (konservativen) Annahme, dass alle Biomethan-BZ einspeisen (keine Instandhaltungsarbeiten an den Biogas-/ Biomethananlagen) ergibt sich eine zu verstromende Gasmenge von ca. 52.500 m³/h.

Die Netzberechnungen ergaben, dass hierfür mindestens drei BMVA erforderlich sind. Zur Berechnung von deren Mindestleistung wurden folgende Annahmen getroffen:

angenommene Abnahmemenge:	10.000 m ³ /h
Nutzungsgrad:	86 %
Ertragsverhältnis Strom/Wärme:	ca. 50/50
Energiegehalt Biomethan:	11,5 kWh/m ³ 11,5 * 10.000 * 0,86 * 0,5 = 49,5 MW aufzunehmende elektrische Leistung je 10.000 m ³ /h Biomethan

Aus den Netzberechnungen und den Annahmen zur elektrischen Leistung ergibt sich folgende Aufteilung der zu verstromenden Gasmenge und folgende elektrischen Mindestleistungen:

BMVA Salzwedel:	15.400 m ³ /h = 76 MW
BMVA Osterburg:	15.400 m ³ /h = 76 MW
BMVA Gardelegen:	22.000 m ³ /h = 109 MW

¹⁸ ohne Berücksichtigung des Gleichzeitigkeitsfaktors bei der Abnahme => Wert liegt in der Praxis wahrscheinlich höher.

Strom

Im ungünstigsten Sommerfall müssen folglich 261 MW elektrische Energie in das 110 kV-Netz der HSN eingespeist werden.

Die Untersuchung durch Lastflussberechnungen im störungsfreien Betrieb hat ergeben, dass die Einspeisung von jeweils 76 MW elektrischer (Bio-masse-)Energie in den Umspannwerken Salzwedel und Osterburg zu Zeiten maximaler Windeinspeisung und schwacher Lastabnahme wie auch bei Spitzenlastzeiten¹⁹ zu einer unzulässigen Belastung von über 100 Prozent auf den 110 kV-Leitungen in Richtung der Umspannwerke Stendal und Gardelegen führt. Somit ist auch eine »n-1«-Sicherheit²⁰ bei einem Ausfall von Leitungen nicht zu gewährleisten. Aus Sicht des Lastflusses ist diese Variante nur durch Leitungsneubau oder Leitungsverstärkung zu realisieren.

Für die berechnete Variante ist außerdem zu beachten, dass der Ausfall einer der derzeit 3 geplanten 380/110-kV-Transformatoren im neuen UW Stendal West zu einer Belastung von mehr als 100 Prozent der übrigen 2 Transformatoren führen kann. Bei der Errichtung des UW Stendal West ist daher ein weiterer Trafo vorzusehen. Weiterhin ist es erforderlich, dass an jedem der betrachteten Einspeisestandorte zur Wahrung der n-1-Sicherheit BMVA mit der doppelten Leistung oder 2 BMVA errichtet werden, um den Ausfall eines Kraftwerkes zu kompensieren. Ferner muss eine möglicherweise unzulässige Erhöhung der Kurzschlussleistung im Netz ausgeschlossen werden.

Aus Sicht des Lastflusses ist diese Variante nur mit höchstem Aufwand für Leitungsneubau oder Leitungsverstärkung zu realisieren.

6.7.2 Optimierungspotenzial

Optimierungspotenzial bezüglich Verstromung

Die Berechnungen des Stromnetzes haben ergeben, dass eine vollständige Verstromung des überschüssigen Gases im Sommerfall wegen der Überlastung des 110 kV-Netzes nicht möglich ist. Der kritische Faktor hierfür sind die bei der Gasnetzberechnung ermittelten (Zwangs-)Punkte der Verstromung.

Die resultierenden Netzüberlastungen könnten vermieden werden, wenn das überschüssige Gas ausschließlich an den Ausspeisepunkten Gardelegen und Stendal verstromt und in das 110 kV-Netz eingespeist werden würde. Hier stehen (nach Abschluss des Netzausbaukonzeptes) Leitungen zur Verfügung, die die Aufnahme und den vollständigen »Abtransport« der

¹⁹ Bei Lastflussrechnungen werden grundsätzlich vier Varianten betrachtet: Schwachlast-Schwachwind – minimaler Strombezug im Netz und minimale bis keine Windenergieerzeugung; Starklast-Starkwind – maximaler Strombezug (Spitzenlast) im Netz und maximale Windenergieerzeugung; Starklast-Schwachwind – maximaler Strombezug im Netz und minimale bis keine Windenergieerzeugung; Schwachlast-Starkwind – minimaler Strombezug im Netz und maximale Windenergieerzeugung = Worst Case (da Leitungsbelastung hier am höchsten)

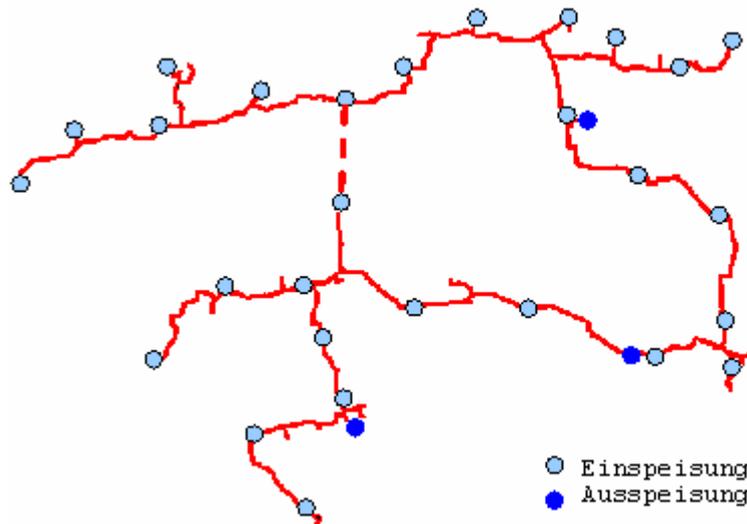
²⁰ »n-1«-Sicherheit bedeutet, dass beim Ausfall einer Leitung noch eine weitere Leitung zur Verfügung steht, um die Versorgung weiterhin zu gewährleisten.

erzeugten elektrischen Leistung zum UW Stendal West und somit ins 380-kV-Netz ermöglichen.

Damit bestand auf der Gasseite die Herausforderung, Möglichkeiten zu finden, das Gas bis zu diesen Ausspeisepunkten zu transportieren und auf die BMVA Salzwedel und Osterburg zu verzichten. Die einzige Möglichkeit zur Erreichung dieses Ziels besteht im Neubau einer direkten Rohrverbindung zwischen Kassuhn und Güssefeld.

Das folgende Bild 6-15 zeigt die neue Netztopologie und die Verteilung der Biomethan-BZ.

Bild 6-15: Verteilung der Ein- und Ausspeisestandorte bei Optimierung der Variante I »Leistungsbetrachtung«



Im Ergebnis der Netzberechnungen stellte sich heraus, dass durch die neue Rohrverbindung auf den Ausspeisepunkt Salzwedel verzichtet werden kann. Der Ausspeisepunkt Osterburg ist trotz der Topologieänderung jedoch weiterhin erforderlich. Eine Entlastung konnte dahingehend erreicht werden, dass die erforderliche Ausspeisemenge in Osterburg verringert wurde.

Aus den Simulationen im Gasnetz ergeben sich folgende Abnahmemengen²¹ und somit Mindestleistungen für die benötigten BMVA:

BMVA Osterburg: 9.900 m³/h = 49 MW

BMVA Stendal: 26.400 m³/h = 131 MW

BMVA Gardelegen: 16.500 m³/h = 82 MW

Bei den Lastflussberechnungen im Schwachlast-Starkwind-Fall²² hat sich gezeigt, dass im störungsfreien Betrieb die Einspeisung der ermittelten Energiemengen in das 110-kV-Netz mit einer maximalen Leitungsbelastung von 95 % möglich ist. Überlastungen von Leitungen ergeben sich jedoch auch hier im Falle eines Fehlers auf den Leitungssystemen zwischen

²¹ Angaben gerundet

²² Worst Case-Betrachtung: bei minimaler Lastabnahme und maximaler Windeinspeisung ist die Leitungsbelastung am höchsten.

den Umspannwerken Stendal und Osterburg. Hierbei kann es zu einer Leitungsbelastung von bis zu 137 % kommen.

Somit ist auch bei dieser Variante eine n-1-sichere Abfuhr der Elektroenergie nicht zu gewährleisten. Hier ist eine Verstärkung oder ein Neubau der 110-kV-Leitungen von Stendal nach Osterburg erforderlich.

Auch für diese Variante gilt, dass der Ausfall einer der derzeit 3 geplanten 380/110-kV-Transformatoren im neuen UW Stendal West zu einer Belastung von mehr als 100 Prozent der übrigen 2 Transformatoren führen kann. Ein vierter Transformator muss zum n-1-sicheren »Abtransport« der Energie vorgesehen werden. Um den Ausfall eines BMVA zu kompensieren, ist es weiterhin erforderlich, dass an jedem der betrachteten Einspeisestandorte zur Wahrung der n-1-Sicherheit BMVA mit der doppelten Leistung oder 2 BMVA errichtet werden. Ferner muss eine möglicherweise unzulässige Erhöhung der Kurzschlussleistung im Netz ausgeschlossen werden.

Optimierungspotenzial bezüglich Standorte Biomethan-BZ

Die Annahme der Gleichverteilung der Biomethan-BZ bringt aus netztechnischer Sicht für diejenigen Biomethan-BZ Nachteile mit sich, die sich am Ende von Leitungen befinden. Üblicherweise sind die Leitungsdurchmesser an den Leitungsenden geringer als im Hauptnetz. Dies und die nur einseitig mögliche Strömungsrichtung bewirken, dass hier die Einspeisung je nach Netzzustand nicht hundertprozentig konstant erfolgen kann. Die Folgen wären Probleme im Druckniveau sowie im Abtransport der gewünschten Biogasmengen. Folglich sollte darauf geachtet werden, dass Einspeisestandorte an Leitungsenden möglichst vermieden werden.

In Anbetracht dieser Problemfälle wurde bei den Untersuchungen auch eine Variante erstellt, bei der die Biomethan-BZ maximal 4.000 m³/h einspeisen konnten. Erwartungsgemäß reduzierte sich die Anzahl der erforderlichen Biomethan-BZ bei einer gleichzeitigen Optimierung der Einspeisestandorte. Inwieweit dabei die Verfügbarkeit der Rohstoffe für die Biogas/Biomethananlagen gesichert ist, ist separat zu prüfen. Die deutlich weiteren Anfahrtswege wirken hier negativ auf den Preis aus.

6.7.3 Fazit

Bei der Versorgung des Altmarknetzes zu 100 % mit Biomethan stellt die Verstromung des überschüssigen Gases die entscheidende Schwachstelle dar.

Aus Sicht des Gasnetzes müssen für die Verstromung des überschüssigen Gases mindestens 3 Ausspeisestellen/BMVA zur Verfügung stehen. Aus Sicht des Stromnetzes sind nur 2 Standorte für die Verstromung geeignet, da sonst die produzierten elektrischen Leistungen nicht in das übergelagerte 380 kV-Netz geleitet werden können.

Die aktuelle Netztopologie ist folglich nicht geeignet, das Altmarknetz zu 100% mit Biogas zu versorgen.

Das Hinzufügen einer Leitungsverbindung im Gasnetz kann die Verstromung im störungsfreien Normalbetrieb sicherstellen. Für die geforderte n-1-Sicherheit muss zusätzlich im Stromnetz ein Leitungsneubau zwischen UW Osterburg und dem UW Stendal erfolgen.

6.8 Variante II: Arbeitsbetrachtung

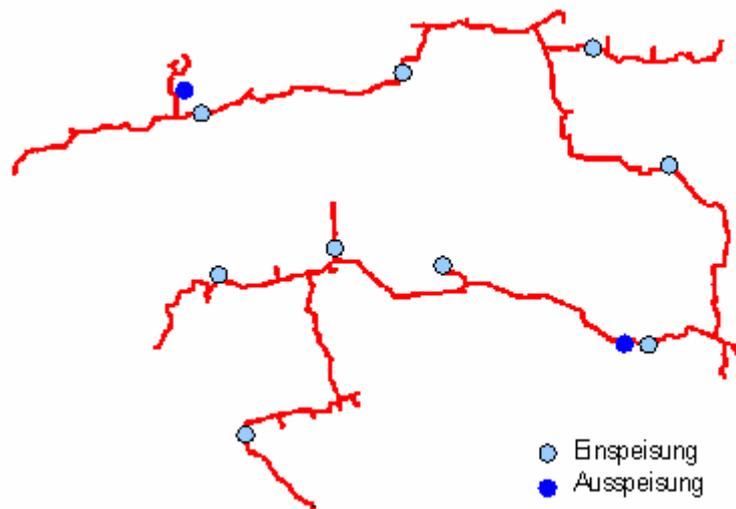
Spezifika der Variante

Bei dieser Variante ist das Ziel eine ausgeglichene Biomethan-Jahresbilanz im Altmarknetz. Die Biogas-/Biomethananlagen produzieren hier die durchschnittliche Jahresmenge, die in der Altmark abgenommen wird. Überschüssig produziertes Biomethan wird vollständig zum vorgelagerten Netzbetreiber zurückgespeist bzw. bei Bedarf von diesem bezogen. Eine Verstromung in BMVA erfolgt hier nicht, ebenso wird auf eine Rückspeisung in das Südnetz verzichtet.

Die durchschnittliche Jahresmenge beträgt im Altmarknetz $18.000 \text{ m}^3/\text{h}^{23}$. Bei einer angenommenen Leistung von $2.000 \text{ m}^3/\text{h}$ je Biomethan-BZ speisen in dieser Variante insgesamt 9 Biomethan-BZ in das Altmarknetz ein²⁴. Bei 8.000 Betriebsstunden pro Jahr werden also 144 Mio. m^3 Biomethan produziert. Dafür sind 30.220 ha Anbaufläche erforderlich²⁵, was 17 % der für den Ackerbau zur Verfügung stehenden landwirtschaftlichen Fläche oder 6 % der gesamten Fläche der Region entspricht.

Räumlich wurden die Stationen gleichförmig auf die Standorte Dambeck, Thielbeer, Falkenberg, Plätz, Tornau, Königde, Kalbe, Klötze und Wernitz verteilt. Aus Sicht der Rohstoffversorgung stellt dies den günstigsten Fall dar. Das folgende Bild 6-16 zeigt die Verteilung der Biomethan-BZ.

Bild 6-16: Verteilung der Ein- und Ausspeisestandorte bei Variante II »Arbeitsbetrachtung«



²³ Erforderliche Jahresmenge durch Stunden pro Jahr plus Sicherheit: $140.000.000 \text{ m}^3/\text{h} \cdot \text{a} / 8760 \text{ h/a} = 15982 \text{ m}^3/\text{h} \Rightarrow 9$ Anlagen mit je $2000 \text{ m}^3/\text{h}$ (incl. Sicherheit)

²⁴ Instandhaltungszeiten der Biogasanlagen wurden hier durch eine Erhöhung der Abgabemenge berücksichtigt.

6.8.1 Berechnungsergebnisse

Die Berechnungen haben ergeben, dass für den Netzbetrieb neben den 9 Biomethan-BZ zwei zusätzliche Netzkopplungspunkte (im Folgenden NKP) erforderlich sind. Hierfür sind die NKP Ziethnitz und Tornau von den derzeit bestehenden Erdgas-Bezugsstationen (im Folgenden »Erdgas-BZ«) am besten geeignet.

Im Sommer wird an diesen NKP das überschüssig produzierte Biomethan in das Netz des vorgelagerten Netzbetreibers zurückgespeist und von diesem virtuell gespeichert. Im Winter wird über diese NKP das im Altmarknetz fehlende (Biomethan-) Gas dem Netz (wieder) zugeführt.

Auf die Bezugsstationen Leppin, Tornau, Klötze und Solpke kann folglich bei der Arbeitsbetrachtung verzichtet werden.

Winterfall

Bei maximaler Leistung müssen im Winter ca. 30.000 m³/h zusätzlich durch die Bezugsstationen Ziethnitz und Tornau in das Netz eingespeist werden. Dies geschieht annähernd im Verhältnis 1/3 zu 2/3 (11.000 m³/h zu 19.000 m³/h).

Aus Sicht der maximalen Stationskapazität und der Lieferkapazität des vNB ist die Station Ziethnitz schon jetzt in der Lage, die 11.000 m³/h ins Netz einzuspeisen. Deren maximale technische Kapazität liegt bei 20.000 m³/h. Die Station Tornau mit einer derzeitigen technischen Kapazität von 10.000 m³/h müsste ausgebaut werden, um die berechneten 19.000 m³/h ins Altmarknetz einspeisen zu können. Der vNB selbst ist aller Voraussicht nach in der Lage, diese Menge zur Verfügung zu stellen.

Alternativ zum Stationsausbau in Tornau besteht die Möglichkeit, die fehlende (Biomethan-)Gasmenge über derzeit in Betrieb befindliche, angrenzende Erdgas-Bezugsstationen zu beziehen. Die Entscheidung darüber sollte auf Grund anzustellender Wirtschaftlichkeitsberechnungen²⁶ getroffen werden.

Sommerfall

Die im Sommer erforderliche Rückspeisung des überschüssig produzierten Biomethans erfolgt wie bereits erwähnt in den NKP Ziethnitz und Tornau. Hier sind jeweils ca. 15.000 m³/h an den vNB abzugeben.

Voraussetzung dafür ist, dass in diesen NKP Verdichteranlagen errichtet werden.

²⁶ Instandhaltungskosten der bestehenden Bezugsstationen vs. Investitionen zur Anlagenerweiterung in Tornau

6.8.2 Optimierungspotenzial

Die Errichtung einer Verdichterstation in der BZ Tornau würde eine Investitionssumme von ca. 2 Millionen Euro²⁷ erfordern. Diese Investition könnte entfallen, wenn der Fokus der Betrachtungen statt auf der ausgeglichenen Jahresbilanz auf der Minimierung der Investitionskosten bei gleichzeitiger Maximierung der Biomethan-Einspeisemenge liegen würde.

Dieses Ziel könnte mit einer Kombination aus Kopplung zum vNB und Rückspeisung in das technisch angeschlossene Südnetz erreicht werden.

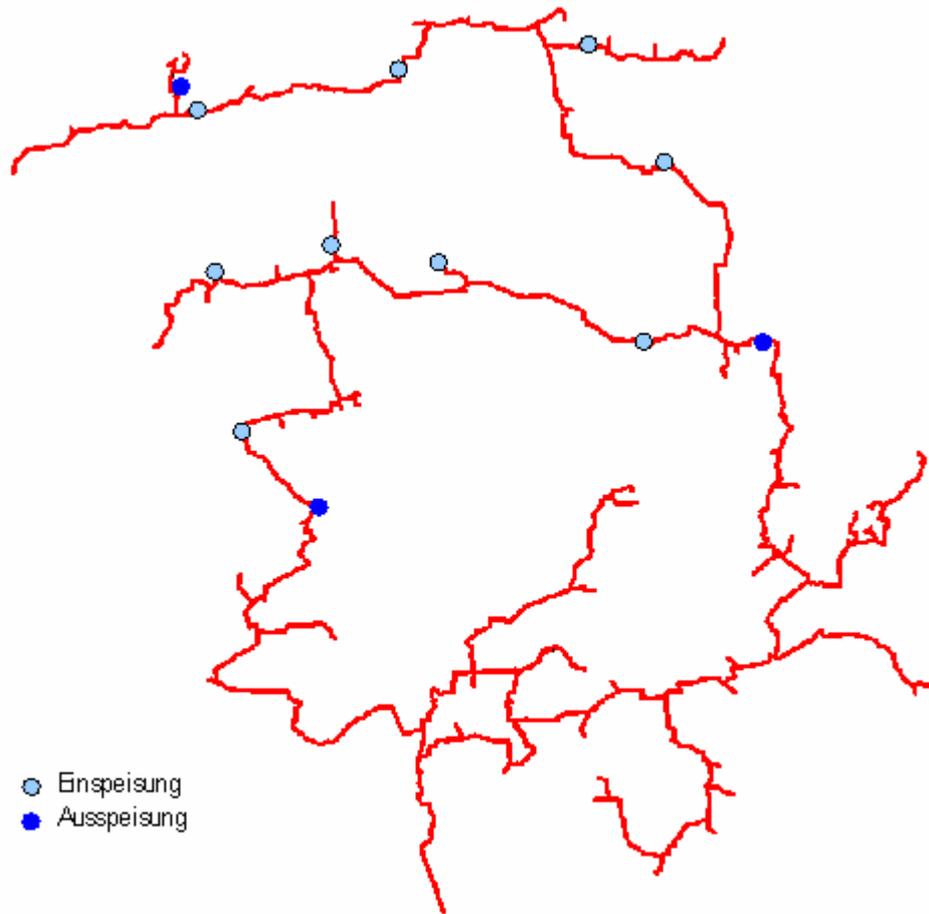
Sommerfall

Statt der Rückspeisung in Tornau kann das im Sommer überschüssige Biomethan des Altmarknetzes nämlich auch zur Versorgung der im südlichen Bereich des Gardelegener Netzes angesiedelten Verbraucher verwendet werden. Die Konstellation 1 »Netzkopplungspunkt und Rückspeisung Südnetz²⁸« ermöglicht es darüber hinaus, die maximale Menge des eingespeisten Biomethans soweit zu erhöhen, bis die Transportkapazität des Netzes nicht mehr ausreicht, um das Biomethan bis zum NKP Ziethnitz zu transportieren. Das folgende Bild 6-17 zeigt die Verteilung der Biomethan-BZ und die Kopplung zum Südnetz.

²⁷ Grobe Schätzung

²⁸ Abzüglich der Leitungsabschnitte »Wefensleben – Osterweddingen« und »Wulkau – Genthin«; nähere Beschreibung siehe auch Kapitel 6.9 »Schwachlastbetrachtung«. In diesem Kapitel wird u. a. das Südnetz genauer beschrieben.

Bild 6-17: Verteilung der Ein- und Ausspeisestandorte bei Optimierung der Variante II »Arbeitsbetrachtung«



Im Resultat der Berechnungen stellte sich heraus, dass bei dieser Konstellation »Kopplung vNB + Südnetz« ca. 10.000 m³/h Biomethan mehr in das vorhandene Gasnetz eingespeist werden können als bei der reinen Arbeitsbetrachtung.

Dabei wurde das Netzmodell so aufgebaut, dass eine aus Sicht der Ressourcenbeschaffung und der Netzverträglichkeit ungünstige Verteilung des eingespeisten Biomethans angenommen wurde. Die zusätzlich eingespeisten Biomethan-Mengen wurden zusätzlich zu den ursprünglich festgesetzten 2.000 m³/h je Biomethan-BZ zu gleichen Teilen von den Stationen Dambeck und Thielbeer²⁹ eingespeist. Ausschlaggebend für diese Konstellation war das Bestreben, die Modelle möglichst einfach darzustellen. Es ergeben sich folglich auch bei dieser Variante insgesamt 9 Biomethan-BZ, die in das Altmarknetz einspeisen. In der Praxis würde sich aller Voraussicht nach eine gleichmäßigere Verteilung und somit eine Erhöhung der Anzahl der Biomethan-BZ einstellen.

²⁹ Biomethan-BZ, die an den NKP Ziethnitz unmittelbar angrenzen

Winterfall

Bezüglich des Winterfalls dieser Optimierungsvariante wird auf das folgende Kapitel »Schwachlastbetrachtung« verwiesen. Dort werden die Versorgungsszenarien umfassend beschrieben³⁰.

6.8.3 Fazit

Aus netztechnischer Sicht ist die Einspeisung der durchschnittlichen Jahresmenge problemlos möglich. Die in diesem Kapitel erfolgte Arbeitsbetrachtung erfordert Investitionen für Verdichteranlagen in den NKP, deren Vergütung derzeit gesetzlich nicht geregelt ist.

Auch bei dieser Variante sind Optimierungen möglich, die eine Verringerung der Investitionskosten, verbunden mit einer Steigerung der möglichen Biomethan-Einspeisemenge bewirken. Dafür ist es erforderlich, das gesamte 16 bar-Netz LSA zur Abnahme des Biomethans im Sommer zu nutzen. In der Folge kann auf die Errichtung eines NKP verzichtet werden und insgesamt 28.000 m³/h (statt 18.000 m³/h) eingespeist werden.

Es soll noch darauf hingewiesen werden, dass eine Rückspeisung zum vNB wegen der teuren Verdichtung (auf bis zu 100 bar) und der damit einhergehenden hohen (Mess-)Kosten für die Sicherstellung der Netzverträglichkeit einer genauen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung unterzogen werden muss.

6.9 Variante III: Schwachlastbetrachtung

Spezifika der Variante

Diese Variante hat das Ziel, so viel Biomethan in das 16 bar-Netz LSA einzuspeisen, dass während der Sommerschwachlast kein Biomethan verstromt oder zum vNB rückgespeist werden muss. Die Biogas-/Biomethananlagen sind hier gleichmäßig im Altmarknetz verteilt und produzieren die Biogasmenge, die im Sommer im gesamten 16 bar-Netz LSA verbraucht wird. Wird das Gas auch die Abnehmer im Süden zuverlässig erreichen?

Im Winter speisen die derzeitigen Erdgas-BZ das dann zusätzlich benötigte Erdgas in das 16 bar-Netz LSA ein.

Gemäß der Zielsetzung sind bei dieser Variante folglich weder die Verstromung von überschüssigem Gas noch eine Rückspeisemöglichkeit zum vNB erforderlich.

Die minimale Abgabemenge im 16 bar-Netz LSA beträgt im Sommer ca. 10.800 m³/h³¹. Bei einer angenommenen Leistung von 2.000 m³/h je Biogas-/Biomethananlage müssen in dieser Variante 5,4 Biomethan-BZ³² in das Altmarknetz einspeisen. Umgesetzt wurde diese rechnerische Vorgabe

³⁰ Anmerkung der Autoren: An dieser Stelle soll dem folgenden Kapitel nicht vorgegriffen werden. Da es sich hier um eine Optimierungsvariante handelt, werden die Informationen beim (Haupt-)Kapitel geliefert.

³¹ Gleichzeitigkeitsfaktor der Abnahme nur im Südnetz berücksichtigt. Wert liegt in der Praxis wahrscheinlich höher.

³² Benutzungsstunden pro Tag sind berücksichtigt.

durch die Installation von 6 Biomethan-BZ, wobei bei einer Biomethan-BZ die Einspeisemenge auf 800 m³/h reduziert wurde³³. Bei 8.000 Betriebsstunden pro Jahr werden also 96 Millionen m³ Biomethan produziert. Dafür sind 18.484 ha Anbaufläche erforderlich, was 10 % der für den Ackerbau zur Verfügung stehenden landwirtschaftlichen Fläche oder 4 % der gesamten Fläche der Region entspricht.

Die Stationen wurden gleichförmig im Netz auf die Standorte Stappenbeck, Leppin, Plätz, Möringen, Kakerbeck und Sachau verteilt³⁴.

Ergänzend sei hier erwähnt, dass bei den Untersuchungen zwei Netzabschnitte des 16 bar-Netzes LSA ausgeklammert wurden: der Abschnitt zwischen Wefensleben und Osterweddingen sowie der zwischen Wulkau und Genthin. Beim Erstgenannten besteht eine vertragliche Verpflichtung bezüglich des Mindestdruckes, welche bei der Biogas-Variante nicht garantiert werden kann. Die Leitung zwischen Wulkau und Genthin ist eine 84 bar-Leitung. Deren Nutzung mit dem im 16 bar-Netz LSA maximal möglichen Druck von 14 bar ist aus Sicht der Versorgungssicherheit technisch zwar möglich, doch erfordern die unterschiedlichen Auslegungsdrücke hohe Investitionssummen für Sicherheitseinrichtungen³⁵. Diese Investitionen wären im Hinblick auf den minimalen zusätzlichen Gasabsatz zutiefst unwirtschaftlich.

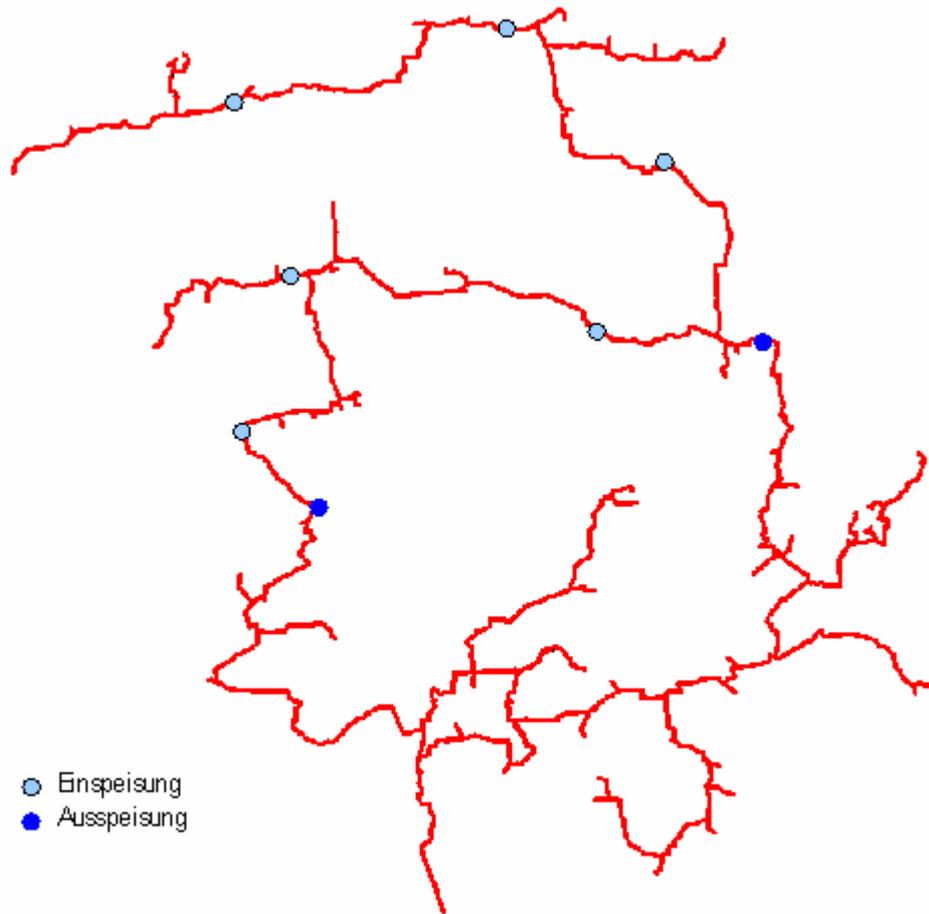
Das folgende Bild 6-18 zeigt die Verteilung der Biomethan-BZ und die Kopplung zum Südnetz.

³³ In den Zeiträumen, in denen Instandhaltungsarbeiten an den Biogasanlagen durchgeführt werden, müssen die im Netz bereits vorhandenen Erdgas-BZ das benötigte Gas zusätzlich einspeisen. Maßgebende Größe bei der Berechnung dieser Variante ist die (maximale) Einspeisemöglichkeit der minimalen Sommerschwachlast.

³⁴ Beginnend im Nordwesten

³⁵ Um zu verhindern, dass z. B. auf Grund von Bedienungsfehlern aus dem 84 bar-Netz mehr als 14 bar in das Gardelegener Netz eingespeist werden.

Bild 6-18: Verteilung der Ein- und Ausspeisestandorte bei Variante III »Schwachlastbetrachtung«



6.9.1 Berechnungsergebnisse

Winterfall

Die Versorgung der Verbraucher im Gardelegener Netz ist im Winter mit den installierten 6 Biomethan-BZ und den bereits vorhandenen Erdgas-BZ sichergestellt.

Sommerfall

Das im Altmarknetz überschüssig produzierte Biomethan kann im Sommer zuverlässig zu den Verbrauchern im südlichen Teil des 16 bar-Netz LSA transportiert werden.

Restriktiv muss bei dieser Variante jedoch darauf geachtet werden, dass sich die Biomethan-BZ mit der verminderten Einspeisemenge³⁶ im Nordwesten des Netzes befindet. Bei der oben beschriebenen lokalen Anordnung der Biomethan-BZ kommt dafür nur die Station Stappenbeck in Frage.

³⁶ 800 m³/h statt 2.000 m³/h

6.9.2 Optimierungspotenzial

Reduzierung Anzahl Erdgas-BZ im Altmarknetz

Während der Untersuchungen wurde (wieder) festgestellt, dass für die Versorgung des Altmarknetzes von den dort angesiedelten derzeitigen 5 Erdgas-BZ³⁷ nur die Station Ziethnitz unbedingt erforderlich ist.

Die derzeit von den übrigen 4 Erdgas-BZ (Leppin, Tornau, Klötze und Solpke) eingespeiste Gasmenge kann alternativ auch von den sich im Südnetz befindlichen BZ Gutenswegen und der Verbundstation Genthin in das Altmarknetz eingespeist werden. Voraussetzung für den Verzicht auf die 4 BZ ist die Erhöhung der Einspeisemenge in den Stationen Ziethnitz, Gutenswegen und Genthin³⁸. Diese Maßnahme kann mit relativ geringem Aufwand durchgeführt werden, da die derzeitigen technischen Stationskapazitäten über den erforderlichen Einspeisemengen liegen³⁹.

Standortoptimierung Biomethan-BZ

Weiteres Optimierungspotenzial besteht beim Standort derjenigen Biomethan-BZ mit der verminderten Einspeisemenge. Die aus den Netzberechnungen resultierende Vorgabe, dass sich der Standort im Nordwesten befinden muss, steht konträr zum hohen Biomassepotenzial in dieser Region.

Auch diesem Widerspruch kann mit dem bereits im Abschnitt »Optimierungspotenzial« erwähnten Neubau einer Leitungsverbindung zwischen Kassuhn und Güssefeld begegnet werden. Ein optimierter Abtransport des Gases vom nördlichen Raum hin zu den südlicher gelegenen Verbrauchern wäre die Folge. Der Standort der Biomethan-BZ mit der verminderten Einspeisemenge wäre dann frei wählbar.

6.9.3 Fazit

Die Aufnahme der Sommerschwachlast ist im 16 bar-Netz LSA problemlos möglich.

Im Winter werden fehlende Mengen von den bisherigen Erdgas-BZ eingespeist. Im Sommer muss lediglich während Instandhaltungszeiten der Biogasanlagen zusätzlich Erdgas eingespeist werden.

Optimierungspotenzial besteht bei der Betrachtung der Sommerschwachlast hinsichtlich der möglichen Reduzierung der derzeitigen Erdgas-BZ und bei der lokalen Anordnung der Biomethan-BZ mit der verringerten Einspeisemenge im Netz.

³⁷ Ziethnitz, Leppin, Tornau, Klötze, Solpke

³⁸ Ziethnitz auf 17.700 m³/h, Gutenswegen auf 38.000 m³/h, Genthin auf 22.200 m³/h

³⁹ Ziethnitz: 20.000 m³/h, Gutenswegen: 40.000 m³/h, Genthin: 40.000 m³/h

6.10 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Der Fokus der Studie liegt gemäß der Aufgabenstellung auf der Untersuchung der technischen Realisierbarkeit einer 100-prozentigen Substitution von Erdgas durch Biomethan.

Den Bearbeitern der Studie erscheint es dennoch sinnvoll, eine grobe Bewertung der wirtschaftlichen Parameter der einzelnen Varianten vorzunehmen⁴⁰. Die dabei gewonnenen Informationen sollen dem Auftraggeber der Studie helfen, Präferenzen bezüglich der untersuchten Varianten zu entwickeln. Insbesondere steht bei den Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen die Frage im Fokus, welche Investitionssummen und welche Erlöse welchen Spielraum zum Ankauf der benötigten Rohstoffe lassen. Umgekehrt wird gefragt, wie hoch ein Biomethan-Ankaufspreis liegen müsste, um einen zu erwartenden Marktpreis für die benötigten Rohstoffe tragen zu können.

Basisannahmen

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen sind von einer Vielzahl von Einflussparametern abhängig. Fundierte Ergebnisse können nur mit umfangreichen Untersuchungen und Marktanalysen erzielt werden. In Anbetracht der Ziele der Studie wurden die Einflussparameter überschlägig abgeschätzt, die wesentlichen Effekte identifiziert, bewertet und auf grundsätzliche Sensitivitäten hin untersucht.

Folgende Faktoren beeinflussen die Wirtschaftlichkeit der Varianten entscheidend:

- Substratkosten
- Investitionen Gas und Strom⁴¹
- Sonstige laufende Kosten (Wartungs- und Instandhaltungsfremdleistungen, Eigenleistungen, Versicherungskosten)

Im Folgenden wurden zur Bestimmung der einzelnen Kostenpositionen folgende Ansätze getroffen:

- Substratkosten
Erfahrungsgemäß sind die Substratkosten der größte Kostenblock bei Biogasanlagen. Bedingt durch die Nutzungskonkurrenz für beschränkte landwirtschaftliche Flächen unterliegen sie nachfragebedingten Preisschwankungen. Diese Nutzungskonkurrenz wird durch die energiearmen Substrate (z. B. Maispflanzen) noch verschärft, da sich ein weiterer Transport nicht lohnt. Eine ortsnahe Erzeugung von Biogas ist hier also zwingend. Berechnet werden die Substratkosten, ausgehend von der variantenbedingt benötigten Erzeugungsleistung, unter der Annahme eines Brennwertes von 11,5 kWh/Nm³, eines spezifischen Energieinhaltes von 1.235 kWh/t Substrat und eines mittleren Substratpreises von

⁴⁰ Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen beschränken sich auf die drei »Hauptvarianten«. Die in den Abschnitten »Optimierungspotenzial« aufgeführten Varianten werden an dieser Stelle nicht auf ihre Wirtschaftlichkeit hin untersucht.

⁴¹ Strom nur bei Variante I

25 EUR/ t. Bezogen auf die Erzeugungsleistung ergeben sich jährliche Substratkosten von ca. 2.000 EUR/((Nm³/h) * a).

- **Investitionskosten Gas**
Für die Investitionen auf der Gasseite ist eine differenzierte, variantenbezogene Betrachtung erforderlich. Grundsätzlich wurden Biogas-/Biomethananlagen mit einer Nennleistung von 2.000 Nm³/h mit einem spezifischen Invest von 25 Millionen EUR/Anlage angesetzt. Verdichteranlagen ins vorgelagerte Netz werden auf 2 Millionen EUR/Stück beziffert. Netzausbauten im Gasnetz sind in den (Haupt-)Varianten nicht erforderlich. Die Investitionskosten für die einzelnen Varianten sind in der folgenden Tabelle 6-3 aufgeführt.

Tabelle 6-3: Investitionskosten Gasnetz

	Einheit	Variante I	Variante II	Variante III
Anzahl Biogas-/Biomethananlagen	Stk.	28	9	6
Anzahl Verdichteranlagen	Stk.	0	2	0
Investitionskosten	Mio. EUR	700	229	135

- **Investitionskosten Strom**
Investitionskosten treten auf der Stromseite nur bei der Leistungsbeurteilung in der Variante I auf. Hier wurde eine notwendige Kraftwerksleistung von 261 MW ermittelt. Mit spezifischen Investkosten von 500 TEUR/MW werden 130,5 Mio. EUR für die Verstromung nötig⁴². Hinzu kommt ein überschlägig abgeschätzter Ausbau des Hochspannungsnetzes von mindestens 15 Mio. EUR (50 km à 300 TEUR/km). Insgesamt wird in der Variante I auf der Stromseite also ein Gesamtinvest von mindestens 145,5 Mio. EUR erforderlich.
- **Sonstige laufende Kosten**
Für die überschlägige Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Varianten wurden die sonstigen laufenden Kosten in ein prozentuales, über die Jahre konstantes Verhältnis zur Investsumme gesetzt. Dabei sind 2,75 %/a Wartungs- und Instandhaltungskosten (Material und Fremdleistungen) angesetzt, 0,50 %/a Versicherungskosten und 0,75 %/a Eigenleistungen. Diese Werte entsprechen gängigen Erfahrungswerten. In Summe betragen die sonstigen laufenden Kosten 4 %/a und stellen somit den deutlich geringsten Kostenanteil über den betrachteten 20-Jahres-Zeitraum dar, nämlich variantenabhängig ca. 12-14 %. Insofern ist eine genaue Betrachtung dieser Kostenblöcke im Rahmen einer groben Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nicht erforderlich.

Zu den Erlösen wird im ersten Schritt gemäß dem heutigen gesetzlichen Rahmen angenommen, dass die Gaseinspeisung keine direkte Vergütung

⁴² An dieser Stelle müsste zur Einhaltung der Redundanz Forderung die doppelte Anzahl/Summe aufgeführt werden. Darauf wurde hier verzichtet.

erfährt. Es wird lediglich Gasbezug aus dem überlagerten Netz verdrängt, wobei im ersten Schritt Kosteneinsparungen von 2 ct/kWh als »Einkaufspreis« für das erzeugte Biogas angesetzt werden.

Stromseitig wird in der Variante I noch gem. EEG 2004 mit einer Vergütung des erzeugten Stromes aus Biogas-Großanlagen (> 5 MW) von 7,75 ct/kWh gerechnet. Dieser Wert fällt sehr niedrig aus, weil die Biogasverstromung in Kleinanlagen erheblich stärker gefördert wird. Es wird gleichzeitig davon ausgegangen, dass die bei der Stromproduktion in erheblichen Mengen und insbesondere in den Sommermonaten anfallende Wärme an den genannten Standorten nicht wirtschaftlich verwertet werden kann. Insofern sind hier keine Erlöse berücksichtigt, praktisch jedoch möglich.

6.10.1 Ergebnisse

Die Wirtschaftlichkeit der Varianten I – III wurde anhand der Umsatzrendite (Szenario A) und der Mindestvergütung des eingespeisten Methans (Szenario B) bestimmt.

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung bei der Fokussierung auf die Umsatzrendite sind in der folgenden Tabelle 6-4 in Form einer stark vereinfachten GuV dargestellt⁴³:

Tabelle 6-4: GuV, Umsatzrendite (Szenario A)

	Einheit	Variante I	Variante II	Variante III
Jährliche Erlöse	Mio. EUR	128	33	20
Jährliche Kosten	Mio. EUR	231	68	40
Jährlicher Gewinn/Verlust	Mio. EUR	-103	- 35	-20
Umsatzrendite	%	-81	-105	-103

Es ist zu erkennen, dass die drei Varianten völlig unwirtschaftlich sind.

Dieses Ergebnis resultiert aus der sehr geringen Vergütung für das eingespeiste Biomethan (2 ct/kWh). Diese geringe Vergütung wurde wegen der Verdrängung des Erdgases und der damit einhergehenden Konkurrenz in diesem Szenario angesetzt.

In einem zweiten Schritt wurde ermittelt, welche Mindestvergütung für eingespeistes Biomethan nötig wäre, um eine vorgegebene Umsatzrendite von 5,8 % zu erzielen. In der folgenden Tabelle 6-5 werden die Ergebnisse des Szenarios B0 dargestellt.

⁴³ Die Details dazu sind im Anhang 1-5 dargestellt.

Tabelle 6-5: GuV, Mindestvergütung (Szenario B0)

	Einheit	Variante I	Variante II	Variante III
Jährliche Erlöse	Mio. EUR	255	75	45
Jährliche Kosten	Mio. EUR	231	68	40
Jährlicherer Gewinn/Verlust	Mio. EUR	25	7	4
Mindestvergütung	ct/kWh	9,72	4,54	4,50

Die Variante I schneidet bei dieser Betrachtung deutlich schlechter ab als die Varianten II und III. Weitere Argumente gegen die Ausführung der Variante I sind die im Vergleich zu den Varianten II und III höchsten Investitionskosten, der größte Substratbedarf, der erforderliche Ausbau des Stromnetzes, fehlende Wärmeverwertbarkeit und damit ökologische Ineffizienz usw.

Zwischen den Varianten II und III ergibt sich keine eindeutige Aussage. Beide Varianten wären mit 5 ct/kWh Biomethan wirtschaftlich. In wieweit hier eine potenzielle EEG-Vergütung des Biomethans einen Beitrag leisten kann, kann momentan nur spekulativ beantwortet werden. Die 5 ct/kWh stellen aus Sicht der Autoren einen durchaus realistischen Wert dar.

6.10.2 Sensitivitätsanalyse

Die identische Mindestvergütung bei den Varianten II und III brachte die Autoren dazu, diese Varianten mittels einer Sensitivitätsanalyse einer qualitativ verbesserten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zu unterziehen. Welche Unterschiede werden erkennbar?

Diese grobe Wirtschaftlichkeitsbetrachtung basiert auf wenig gesicherten Eingangsdaten. Diese enthalten insbesondere folgende Ungenauigkeiten:

- Die Investitionskosten für alle genannten Anlagen sind nicht gesichert.
- Bei den Substratkosten handelt es sich um eine mikroskopische Momentaufnahme. Hier sind auf jeden Fall makroskopische Aspekte und Zeitaspekte zu berücksichtigen.
- Das Verfahren zur Wirtschaftlichkeitsrechnung ist stark vereinfacht und nicht kozernekonform, eignet sich aber zu einer komprimierten Abschätzung der Effekte.

Um die wirtschaftlichen Ergebnisse etwas verlässlicher zu machen, wurden deshalb im letzten Schritt Sensitivitätsanalysen mit 5 Unterszenarien zum Szenario B0 durchgeführt. Die Unterszenarien unterscheiden sich durch verschiedene Annahmen in den o. g. Eingangsgrößen der Berechnung. Für jedes Unterszenario wird ermittelt, welche EEG-Gas-Vergütung nötig wäre, um 5,8 % Umsatzrendite zu erzielen. Die Szenarien lauten:

- B₀: Ausgangsszenario mit den oben beschriebenen Annahmen
- B₁: 20-prozentige Erhöhung des Substratpreises (auf 30 EUR/t)
- B₂: 20-prozentige Senkung des Substratpreises (auf 20 EUR/t)

- B₃: Dynamisierung des Substratpreises: je größer die benutzte landwirtschaftliche Fläche, desto höher der Preis des landwirtschaftlichen Produktes je Flächeneinheit => abhängig von der Sogwirkung auf den regionalen Markt (Variante I gem. B₁, Variante II gem. B₀, Variante III gem. B₂)
- B₄: 20-prozentige Erhöhung der Investitionskosten
- B₅: 20-prozentige Senkung der Investitionskosten.

Damit ergeben sich, dargestellt in der folgenden Tabelle 6-6, folgende Mindestvergütungssätze für die Szenarien B₀ bis B₅:

Tabelle 6-6: Mindestvergütungssätze bei verschiedenen Annahmen für die Eingangsgrößen der Wirtschaftlichkeitsberechnung

Szenario	Einheit	Mindestvergütung		
		Variante I	Variante II	Variante III
B ₀	ct/kWh	9,72	4,54	4,50
B ₁	ct/kWh	11,12	4,99	4,95
B ₂	ct/kWh	8,33	4,09	4,05
B ₃	ct/kWh	11,12	4,54	4,05
B ₄	ct/kWh	11,42	5,00	4,95
B ₅	ct/kWh	8,03	4,08	4,05

Die Auswertung der Tabelle 6-6 zeigt, dass die Schwankungen bei Substrat- und Investkosten bei den einzelnen Versionen etwa gleichartige Schwankungen in der nötigen Vergütung zur Folge haben. Die Schwankungen sind teilweise sogar erheblich.

6.10.3 Fazit

Im Ergebnis der groben Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen stellt sich heraus, dass von den untersuchten drei (Haupt-)Varianten die Variante III »Sommerschwachlast« am wirtschaftlichsten ist. Dafür sprechen die geringsten Investitionen und die Erkenntnisse des Szenarios B₃, dass sich eine hohe regionale Nachfrage bei wenig transportablen Gütern auf den Substratpreis auswirkt. Da bei dieser Variante die kleinsten Substratmengen benötigt werden, wirkt sich hier der erwartete Anstieg des Substratpreises⁴⁴ am geringsten auf die Wirtschaftlichkeit aus.

Hier ist zu erwähnen, dass die erzielten Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ohne die Effekte eines EEG-Gas ermittelt wurden. Auf die Auswirkungen eines solchen kann hier nur hingewiesen werden.

Über die vorgenommenen Untersuchungen hinaus sollten noch weiterführende Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen insbesondere für die aufgeführten und die weiterhin denkbaren Optimierungsvarianten durchgeführt werden. Gemäß der Aufgabenstellung ist dies in dieser Studie nicht erfolgt.

⁴⁴ Vgl. Wirtschaftswoche vom 30.07.2007, Seiten 20-25, Artikel »Warmer Regen«

6.11 Zusammenfassung

Die Frage, ob es in räumlich begrenzten Strukturen möglich ist, Erdgas zu 100 % durch Biomethan zu ersetzen, kann im Ergebnis dieser Studie eindeutig bejaht werden. Im Laufe der Bearbeitung ist es den Autoren gelungen, verschiedene Varianten einer 100 %-Versorgung zu entwerfen und deren technische Durchführbarkeit zu bestätigen.

Die untersuchten Varianten unterscheiden sich im Wesentlichen durch die erzeugte Biomethanmenge, die Ressourcenverfügbarkeit und die eng an die erforderlichen Investitionen geknüpfte Wirtschaftlichkeit.

Bei Einspeisung der maximalen Biogasmengen besteht erhebliche Rohstoffknappheit. Investitionen in Gas- und Stromnetz rufen durch ihren enormen Umfang eine extrem negative Wirtschaftlichkeit hervor.

Für die Praxis relevanter erwiesen sich die Arbeits- und die Schwachlastbetrachtung. Hier kann davon ausgegangen werden, dass die dafür benötigte Biomasse auch aus der Region stammt. Ebenso senden die jeweiligen Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen positive Signale für eine eventuelle Umsetzung.

Bei der Berechnung von Leistungs-, Arbeits- und Schwachlastbetrachtung wurden verschiedene Möglichkeiten zur Optimierung von Netztopologie, Einspeisemenge, Einspeiseort und Netzfahrweise erkannt. An den verschiedensten Kombinationen wurde erkannt, dass die optimale Implementierung von Biomethan im Erdgasnetz der E.ON Avacon Netz über eine 100-prozentige (Extrem-)Betrachtung hinausgehen muss. Eine intelligente Kombination aus Rückspeisungen zum vorgelagerten Netzbetreiber und in technisch angeschlossene Netze sowie gegebenenfalls auch Verstromung wird in Anbetracht der mit dieser Studie erzielten Ergebnisse den größten wirtschaftlichen Nutzen für die E.ON Avacon Netz liefern.

7 Abkürzungsverzeichnis

16 bar-Netz LSA	16 bar-Netz Land Sachsen-Anhalt
Biomethan-BZ	Biomethan-Bezugsstation(en) speisen Biomethan in das Gasnetz ein
BGA	Biogasanlage(n) erzeugen aus Biomasse Biogas
BGVA	Biogasverstromungsanlage(n) Blockheizkraftwerke, die aus Biogas Strom (und Wärme) erzeugen und den Strom in das Stromnetz einspeisen.
BMA	Biomethananlage(n) bereiten Biogas zu Biomethan auf
BMVA	Biomethanverstromungsanlage(n) Blockheizkraftwerke, die aus Biomethan Strom (und Wärme) erzeugen und den Strom in das Stromnetz ein- speisen.
BZ	Bezugsstation(en)
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
Erdgas-BZ	Erdgas-Bezugsstation(en)
GV	Großvieheinheiten
vNB	vorgelagerter Netzbetreiber
NKP	Netzkopplungspunkt
Nm ³	Normkubikmeter
VB	Verbundstation(en)
WEA	Windenergieanlage(n)