

Wirtschaftliche Chancen der Biogas- Versorgung netzferner Gas-Tank- stellen gegenüber konventioneller Erdgas-Versorgung

D. Hornbachner, V. Kryvoruchko, C. Gikopoulos,
M. Dos Santos, L. Targyik-Kumer, R. Adler, E. Klein

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

54/2009

Impressum:

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Bestellmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter <http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

Wirtschaftliche Chancen der Biogas- Versorgung netzferner Gas-Tank- stellen gegenüber konventioneller Erdgas-Versorgung

DI Dr. Dieter Hornbachner, DI Dr. Vitaliy Kryvoruchko,
Diana Köbrunner, Alexander Bomatter,
Mag. Cornelia Schierer
HEI Consulting GmbH

Ing. Robert Adler, DI Ekkehardt Klein
Linde Gas GmbH

Ing. Christian Gikopoulos, DI Dr. Maria Dos Santos
HPC Austria GmbH

Dr.phil. Ing. Ludwig Targyik-Kumer
Ingenieurkonsulent für Technische Physik

Wien, Oktober 2009

Ein Projektbericht im Rahmen der Programmlinie



Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften

Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus der Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT. Sie wurde 2003 vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie im Rahmen des Impulsprogramms Nachhaltig Wirtschaften als mehrjährige Forschungs- und Technologieinitiative gestartet. Mit der Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT soll durch Forschung und Technologieentwicklung die Gesamteffizienz von zukünftigen Energiesystemen deutlich verbessert und eine Basis zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energieträger geschaffen werden.

Dank des überdurchschnittlichen Engagements und der großen Kooperationsbereitschaft der beteiligten Forschungseinrichtungen und involvierten Betriebe konnten bereits richtungsweisende und auch international anerkannte Ergebnisse erzielt werden. Die Qualität der erarbeiteten Ergebnisse liegt über den hohen Erwartungen und ist eine gute Grundlage für erfolgreiche Umsetzungsstrategien. Mehrfache Anfragen bezüglich internationaler Kooperationen bestätigen die in ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT verfolgte Strategie.

Ein wichtiges Anliegen des Programms ist, die Projektergebnisse – sei es Grundlagenarbeiten, Konzepte oder Technologieentwicklungen – erfolgreich umzusetzen und zu verbreiten. Dies soll nach Möglichkeit durch konkrete Demonstrationsprojekte unterstützt werden. Deshalb ist es auch ein spezielles Anliegen die aktuellen Ergebnisse der interessierten Fachöffentlichkeit leicht zugänglich zu machen, was durch die Homepage www.ENERGIESYSTEMEderZukunft.at und die Schriftenreihe gewährleistet wird.

Dipl. Ing. Michael Paula

Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Inhaltsverzeichnis

KURZFASSUNG	VII
PROJEKTABRISS	IX
ABSTRACT	IX
1. ZIELE DES PROJEKTES	1
2. ERGEBNISSE DES PROJEKTES UND SCHLUSSFOLGERUNGEN	1
3. KOSTEN EINER NETZFERNEN GASTANKSTELLE (AP1)	6
3.1 METHODEN	6
3.1.1 <i>Anlagenbeschreibung</i>	6
3.2 ERGEBNISSE	8
3.2.1 <i>Detaillierte Kostenstruktur einer netzfernen Erdgas-Tankstelle</i>	8
3.2.2 <i>Kostenabhängigkeit einer netzfernen Erdgas-Tankstelle von Anlagenkapazität und Entfernung zum stationären Gasnetz</i>	12
3.2.2.1 <i>Kosten der Belieferung mittels Trailern bzw. neugebauten Gasleitungen abhängig von der Transportstrecke</i>	13
3.2.2.2 <i>Kosten und technische Anforderungen an die elektrische Energieversorgung.</i>	15
3.2.2.3 <i>Gesetzliche Anforderungen an Gastankstellen und Gastransport</i>	15
3.3 CONCLUSIO	24
4. VERSORGUNGSVARIANTEN VON BIOGAS-TANKSTELLEN (AP2)	26
4.1 METHODEN	26
4.1.1 <i>Eckdaten des AP2</i>	26
4.2 ÜBERSICHT ÜBER INTERNATIONALE BEISPIELE VON BIOGAS- TANKSTELLEN UND VERSORGUNGSVARIANTEN	26
4.3 KOSTENSTRUKTUR VON BIOGAS-TANKSTELLEN ANHAND INTERNATIONALER BEISPIELE	46
4.4 VERSORGUNGSVARIANTEN EINER BIOGAS-TANKSTELLE UND MÖGLICHE VERTRIEBSWEGE FÜR BIO-CNG	46
4.5 ÖKONOMISCHE UND ÖKOLOGISCHE GEGENÜBERSTELLUNG VON TANKSTELLENKONZEPTEN	50
4.6 CONCLUSIO	51
5. TECHNISCHE OPTIMIERUNG (AP3)	53
5.1 WIRTSCHAFTLICHE KENNDATEN DER VARIANTEN	54
5.2 ECKDATEN FÜR DIE TECHNISCHE OPTIMIERUNG	55
5.3 BERECHNUNGEN	64
5.3.1 <i>Annahmen zu den Varianten</i>	64
5.3.1.1 <i>Kosten der Gasversorgung mit konstanten Parametern</i>	70
5.3.1.2 <i>Kosten mit variablen Parametern</i>	72
5.3.1.3 <i>Kostenstruktur der Varianten</i>	76
5.3.1.4 <i>Grenzen der Wirtschaftlichkeit des Trailertransports</i>	77

5.4	ERGEBNISSE	79
5.5	CONCLUSIO	82
6.	GASQUALITÄT (AP4)	83
6.1	METHODEN	83
6.2	ANFORDERUNGEN AN DIE GASQUALITÄT NACH GÜLTIGEN RICHTLINIEN	84
6.3	ERGEBNISSE	86
6.3.1	<i>Qualitätsanforderungen an Biogas im KFZ-Antrieb (technische Anforderungen, Herstellerangaben)</i>	86
6.3.2	<i>Optimierungspotenziale</i>	87
6.3.3	<i>Kosteneinsparung durch die Optimierung des Methangehalts</i>	88
6.4	CONCLUSIO	91
7.	LASTMANAGEMENT, VERSORGUNGSSICHERHEIT (AP5)	92
7.1	METHODEN	92
7.2	ECKDATEN DES LASTMANAGEMENTS	93
7.3	ERGEBNISSE	95
7.3.1	<i>Lösungen für das Lastmanagement und die Sicherung der Gasversorgung ...</i>	95
7.3.2	<i>Ökologische Bewertung der möglichen Gasversorgungsvarianten</i>	104
7.3.3	<i>Ökologischer Vergleich der Versorgungsvarianten</i>	108
7.3.4	<i>Vor- und Nachteile der Versorgungsvarianten</i>	110
7.4	CONCLUSIO	111
8.	WIRTSCHAFTLICHKEIT (AP6)	112
8.1	METHODE DER WIRTSCHAFTLICHKEITSOPTIMIERUNG	112
8.1.1	<i>Kostenbetrachtung</i>	112
8.2	INPUTDATEN	114
8.2.1	<i>Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsberechnung</i>	114
8.3	GASBEREITSTELLUNGSKOSTEN VON NETZFERNEN BIOGAS-TANKSTELLEN	121
8.3.1	<i>Optimierung der Betriebskosten von typischen netzfernen Biogas-Tankstellen...</i>	123
8.4	CONCLUSIO	127
9.	STANDORTENTWICKLUNG PILOTANLAGE (AP7)	129
9.1	VORBEMERKUNG	129
9.2	STANDORTBESCHREIBUNG/ UMFELDDANALYSE	129
9.2.1	<i>Struktur des Wirtschaftsparks</i>	129
9.2.2	<i>Fahrzeugbestand und Entwicklungsvorschau bis 2020 in der Region Mattersburg</i>	130
9.2.3	<i>Gasverbrauch</i>	132
9.2.4	<i>Biogasversorgung</i>	133
9.2.5	<i>Rohstoffversorgung</i>	134
9.3	AUSLASTUNG DER GASTANKSTELLEN	134
9.3.1	<i>Lastmanagement</i>	138
9.4	KOSTENSTRUKTUR UND WIRTSCHAFTLICHKEIT	140
9.5	CONCLUSIO	142
10.	KNOW-HOW- UND TECHNOLOGIETRANSFER (AP8)	144

11.	PROJEKTMANAGEMENT, QUALITÄTSSICHERUNG (AP9)	146
12.	AUSBLICK AUF DIE WEITEREN ZIELSETZUNGEN	146
13.	FÖRDER- UND REGULIERUNGSBEDARF	147
14.	LITERATURVERZEICHNIS	149
15.	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	153
16.	TABELLENVERZEICHNIS	156

Danksagung

An dieser Stelle möchten wir uns für fachliche Beiträge bei:

- Dipl.-Ing. Dr. Michael Harasek (TU-Wien),
 - Dipl.-Ing. Harald Bala (TBB Consulting),
- bedanken.

Unser Dank gilt auch Unternehmen und Geschäftspartnern, die uns bei der Ermittlung von anlagenspezifischen technischen Informationen und Kosten tatkräftig unterstützt haben:

- Ing. Johannes Kraus und Elmar Krennmayr (Erdgas Oberösterreich GmbH & Co KG),
- Ing. Nikolaus Dewald Rohöl-Aufsuchungs AG (RAG),
- Dipl.-Ing. Robert Hinterberger (NEW ENERGY Capital Invest GmbH),
- Ing. Jürgen A. Lang, MBA (IPS Orbital Schweißtechnik GmbH),
- Mag. Cornelia Krajcsir (EAA Erdgas Mobil GmbH),
- Osvaldo Sorci (GNC Galileo, Argentinien).

Kurzfassung

Österreich ist gemäß dem Klima- und Energiepaket der Europäischen Union verpflichtet, den Anteil erneuerbarer Energieträger am Bruttoenergieverbrauch bis 2020 auf 34 % zu erhöhen (davon auf 10 % im Verkehr)¹ und die Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um 33 % zu reduzieren. Die größten Verursacher von CO₂-Emissionen außerhalb des Emissionshandels sind Verkehr (+70 % seit 1990) und Raumwärme (inkl. Warmwasser).

Der Einsatz von Biogas als Treibstoff kann zur Reduktion von klimarelevanten Emissionen wesentlich beitragen, zumal die in Österreich verfügbaren Biogaspotentiale rund 27 % des Treibstoffbedarfs im Verkehr substituieren können (UBA, 2008). Derzeit gibt es in Österreich nur 144 CNG-Tankstellen im Vergleich zu 2.800 konventionellen Tankstellen². Für die Akzeptanz von mit Erdgas betriebenen KFZ ist aber ein flächendeckendes Tankstellennetz in allen Regionen eine wichtige Voraussetzung. Einige Regionen Österreichs besitzen jedoch kein Erdgasnetz. Zu Gastankstellen in diesen Regionen müssten entweder lange Erdgasleitungen gelegt werden oder das Erdgas müsste teilweise über weite Strecken mit Trailern (LKW) angeliefert werden. Beide Versorgungsvarianten sind ökologisch und ökonomisch problematisch.

Die nun vorliegende Studie präsentiert innovative Möglichkeiten für einen flächendeckenden Ausbau von kostengünstigen Biomethan-Tankstellen, die in Folge höhere Biomethananteile im Kraftstoffmix und eine sichere Versorgung mit Treibstoff ermöglichen sollen. Die Ergebnisse der Literaturrecherche, der technischen und wirtschaftlichen Optimierung sowie der Standortentwicklung zeigen, dass ein wirtschaftlicher Betrieb von netzfernen Biogas-Tankstellen unter günstigen Rahmenbedingungen (hohe Tankstellenauslastung, geringe Kosten für Rohstoffe und Kombination mit anderen Verwertungswegen für aufbereitetes Biogas) möglich ist. Die Erweiterung des Gastankstellennetzes kann rasch und kostengünstig mit den am Weltmarkt verfügbaren Technologien für Gastransport erreicht werden. Für die Biogasanlagenbetreiber eröffnen sich dadurch völlig neue wirtschaftlich attraktive Verwertungswege und Geschäftsmodelle.

Die Kombination von Gastankstellen mit Einrichtungen zum Füllen der Gasflaschen bzw. mit Biogas-Mikronetzen ermöglicht die Auslastungsgrade von Verdichtungs- und Aufbereitungsanlagen zu verbessern und die Gasbereitstellungskosten zu reduzieren. In solchen Systemen können Gasgestehungskosten von rund 0,75 €/m³ bzw. 1,01 €/kg Biomethan (exkl. USt) erzielt werden. Durch den Einsatz von kostengünstigeren Rohstoffen (Abfälle, Reststoffe) können die Gasgestehungskosten zusätzlich um bis zu 0,1 €/kg reduziert werden. Dennoch sind Biogas-Tankstellen aufgrund von um rund 0,3 €/m³ höheren Gaskosten im Vergleich zu Erdgas-Tankstellen nur bei entsprechender Investitions- bzw. Tarifförderung wettbewerbsfähig.

¹ EU-Klimaschutzpaket 2020: Richtlinie über Erneuerbare Energie <http://www.europarl.europa.eu>.

² Daten der <http://www.erdgasautos.at/> Stand: 09.06.2009

Abstract

Austria has committed itself to the EU goals 20-20-20 till 2020 as well as the increase of the share of renewable energies up to 34 % (thereof 10 % in traffic) of the gross energy consumption¹. The biggest sources of CO₂-emissions in Austria are traffic (+70 % since 1990) and heating (incl. hot water).

Biogas as a renewable energy sources could contribute to an essential reduction of greenhouse gases in traffic and to the achievement of the Austrian bio-fuel aims (10 % of energy consumption by traffic up to 2008). The potential biogas volume could substitute approximately 27 % of consumed conventional fuel (UBA, 2008).

The main obstacles for the mass-usage of biogas in the traffic sector are the insufficient infrastructure of biogas filling stations and the low number of vehicles capable of running on compressed natural gas (CNG). Currently there are only 140 CNG filling stations in Austria compared to 2,800-petrol filling stations². To receive a wide acceptance of CNG vehicles the number of biogas or CNG filling stations in rural areas must be increased substantially.

However, some regions in Austria are not connected to the natural gas grid. To supply CNG filling stations in these regions with natural gas, the set-up of long gas pipelines would be necessary or the natural gas would have to be delivered over long distances by trailers (trucks). For ecological and economical purposes both supplying strategies are disadvantageous.

This study presents innovative ways for the increase of the number of cost-effective biogas filling stations, the biogas share in the fuel mix as well as a secure supply of gas filling stations. The results of the literature search, the technical and economic optimisation and the development of a pilot project show that a cost-effective operation of off-grid gas filling stations is possible in case of favourable economic conditions (high loading rate of gas filling stations, low costs for raw materials and combination with other commercial use of biogas). The increase of the number of gas filling stations can be reached quickly with new technologies for gas transport which are already available in the world market. These gas transporting technologies offer new economically attractive ways and business models for biogas utilisation.

The combination of gas filling stations with facilities for biogas distribution in gas cylinders to other consumers or with biogas-micro-grids allows the increase of loading degrees of compressing and processing equipment and reduces the gas supplying costs. In such systems biogas costs of about 0.75 €/m³ or 1.01 €/kg (excl. VAT) can be achieved. In combination with the usage of cheaper raw materials (rubbish, rest materials) the biogas costs can be reduced by another 0.1 €/kg and more. However, the biogas costs are about 0.3 €/m³ higher than those of natural gas. Thus, biogas filling stations can be competitive to CNG-filling station only if subsidies for the investments or production costs of biogas as fuel are available.

Projektabriss

Ausgangssituation

Laut dem österreichischen Klimaschutzbericht 2009 lagen die THG-Emissionen der Sektoren außerhalb des Emissionshandels im Jahr 2007 um rund 19 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalente über dem sektoralen Ziel der Klimastrategie und müssten zur Zielerreichung um etwa 33 % verringert werden (UBA, 2009). Die größten Verursacher von Emissionen außerhalb des Emissionshandels sind Verkehr und Raumwärme (inkl. Warmwasser).

Biogas stellt mit seinen Eigenschaften (höchste Energieausbeute pro Hektar aus Biomasse, geringe Emissionen, vielfältige Speicher- und Einsatzmöglichkeiten) sowie der guten Rohstoffverfügbarkeit eine kostengünstige und zukunftsträchtige Alternative zu Erdgas dar und vermindert die klimaschädlichen Emissionen sowohl in den Bereichen Verkehr und Raumwärme als auch in den Bereichen Landwirtschaft, Abfallentsorgung und Reststoffverwertung.

Österreich ist gemäß dem Klima- und Energiepaket der Europäischen Union verpflichtet, den Anteil erneuerbarer Energieträger am Bruttoenergieverbrauch bis 2020 auf 34 % zu erhöhen und die Treibhausemissionen in Sektoren, die nicht dem Emissionshandel unterliegen, um 16 % gegenüber 2005 zu reduzieren (UBA 2009). Die internationalen Rahmenbedingungen setzen weitere Ziele, wie die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energiequellen auf 10% der im Verkehr eingesetzten Kraftstoffe durch biogenen Treibstoffe und Elektromobilität, die EU-weite Reduktion der Treibhausgase um 20 % gegenüber 2005 sowie die Steigerung der Energieeffizienz bis 2020 um 20% (EU-Klimaschutzpaket 2020). Ein weiteres erklärtes Ziel der österreichischen Bundesregierung ist es, den Einsatz von Erdgas/Biogas als Treibstoff zu forcieren. Im Regierungsübereinkommen von Jänner 2007 wurde festgelegt, bis 2010 die Zahl der Erdgas-Tankstellen auf 200 zu erhöhen. Derzeit gibt es in Österreich 144 Erdgas-Tankstellen und rund 4.500 mit Erdgas betriebene KFZ (www.erdgasautos.at Stand: 06.2009).

Für die Akzeptanz von Erdgas-KFZ ist ein flächendeckendes Tankstellennetz eine wichtige Voraussetzung. Einige Regionen Österreichs besitzen jedoch kein Erdgasnetz. Zu Gastankstellen in diesen Regionen müssten entweder Erdgasleitungen gelegt werden oder das Erdgas müsste teilweise über weite Strecken mit Trailern (LKW) angeliefert werden. Beide Versorgungsvarianten sind ökologisch und ökonomisch problematisch.

Die konventionelle Versorgung von netzfernen Gas-Tankstellen, insbesondere von Autobahntankstellen, durch lange Gasleitungen ist oft sehr teuer oder sogar unmöglich. Hier öffnet sich eventuell eine Marktnische für regional verfügbare erneuerbare Energiequellen. Die Versorgung von netzfernen Gas-Tankstellen mit Biogas könnte eine ökologisch wie ökonomisch interessante Alternative zum Erdgas werden. Die Transportkosten des Biogases wären geringer als die des Erdgases, so dass die höheren Gasgestehungskosten ganz oder zumindest teilweise ausgeglichen werden könnten. Eine solche lokale Versorgung wäre nicht nur im Sinne einer ökologisch nachhaltigen Energieversorgung, sondern würde auch zu ei-

ner erheblichen Akzeptanzsteigerung von Gasfahrzeugen und Biogasanlagen in der jeweiligen Region führen. Die Wertschöpfung bliebe in der ländlichen Region und man würde „krisensicher“ mit eigenem Treibstoff fahren. Der regionale Bezug würde voraussichtlich sogar zu einer geringfügigen Mehrzahlungsbereitschaft führen, womit sich die Wirtschaftlichkeit einer solchen Biogas-Versorgung weiter erhöhen ließe.

Inhalte und Zielsetzungen

Ziel des Projektes war die Entwicklung und Prüfung unterschiedlicher Möglichkeiten alternativer Versorgungsvarianten von netzfernen Tankstellen mit Biogas. Hierfür wurden verschiedene Versorgungsvarianten (Errichtung von Rohbiogasleitungen, Belieferung mit Trailern, etc.) untersucht und bewertet.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Der breite Einsatz von Erdgas und Biogas als Kraftstoff hängt in Österreich vor allem von der Betankungsinfrastruktur und den im Handel verfügbaren Fahrzeugen ab. Die nun vorliegende Studie präsentiert innovative Möglichkeiten für einen flächendeckenden Ausbau von kostengünstigen Biogas-Tankstellen, die in Folge höhere Biogasanteile im Kraftstoffmix ermöglichen sollen.

Im Laufe des Projektes wurden durch Recherche und Bewertung internationaler Beispiele Möglichkeiten für eine wirtschaftliche Versorgung netzferner Gastankstellen ermittelt. Es wurden Kosten der netzgebundenen Tankstellen erhoben und hinsichtlich des Bedarfs von netzfernen Gastankstellen optimiert. Auch ökonomische und energetische Synergiepotentiale zwischen Gasaufbereitung, Gaskompression und der Anlagenleistung wurden eruiert.

Im vorliegenden Projekt wird unter den Begriffen „Biogas“ bzw. „Biomethan“ ein auf die Erdgasqualität aufbereitetes biogenes Gas mit mind. 95 % CH₄ verstanden. Das nicht aufbereitete Biogas wird als Roh-Biogas bezeichnet. Alle Gasgestehungskosten werden exkl. Umsatzsteuer (Ust.) angeführt.

Optimierung der Gasversorgung: Es gibt weltweit bereits umfangreiche Erfahrungen zur Versorgung von netzfernen Gastankstellen. I.d.R. erfolgt die Gasversorgung durch Belieferung mit Flaschenbündeln, in denen sich bereits auf 200 - 250 bar verdichtetes Gas befindet. Das hydraulische Volumen eines Flaschenbündels beträgt je nach Hersteller zwischen 800 und 5.400 Liter. Die Recherchen zeigten, dass vor allem Argentinien eine lange Erfolgsgeschichte in Bezug auf off-grid Erdgastransport besitzt. Das dort angewandte System Virtual Pipeline® (GNC GALILEO SA, Abbildung 1) erlaubt in Modulbauweise einen schnellen, einfachen und sparsamen Bau sowie Erweiterung von Gastankstellen.

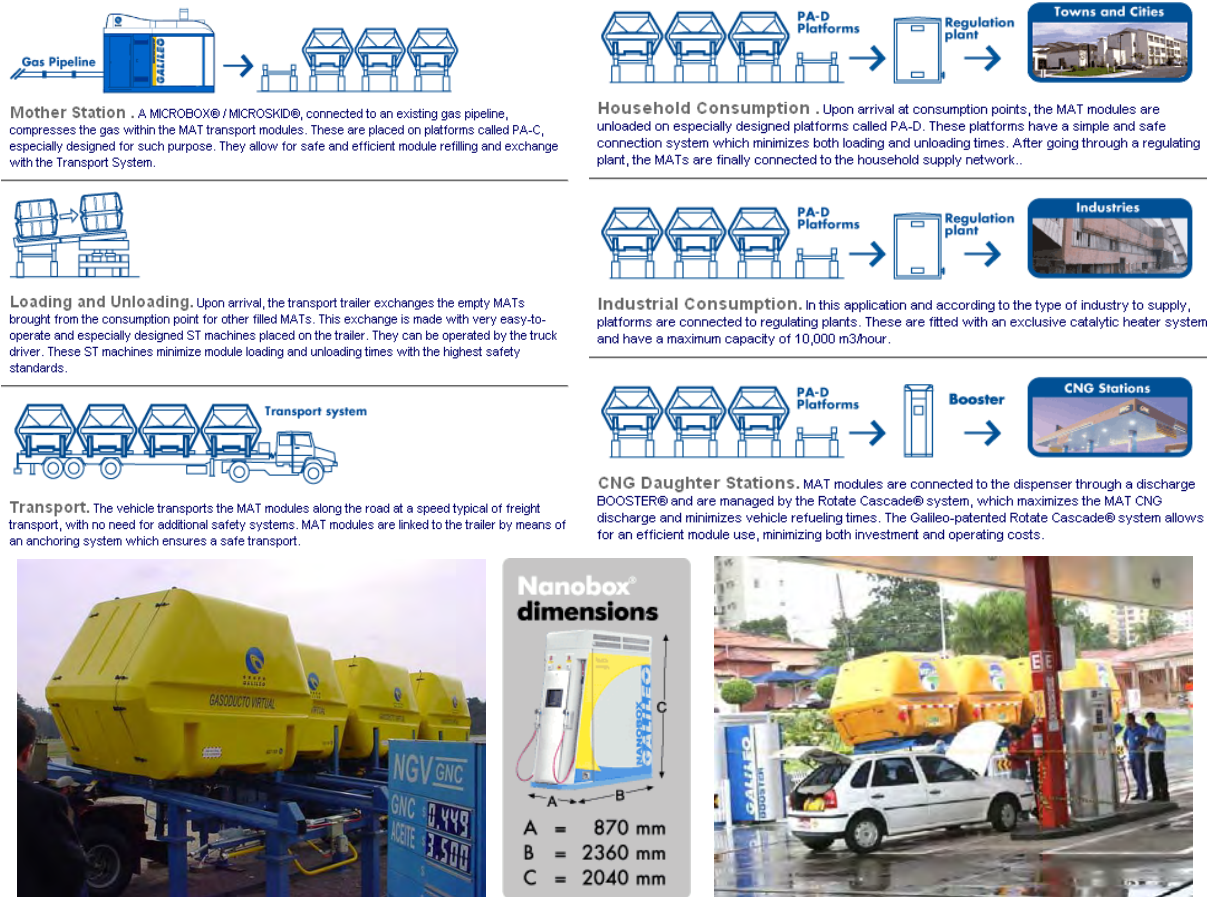


Abbildung 1: Trailertransport, Nanobox und Gastankstelle (GNC GALILEO SA)

Die Belieferung von Gastankstellen nach diesem System stellt bereits bei Leitungslängen von über 2 km und einem Gasverbrauch von unter 130.000 m³/Jahr eine wirtschaftlich sinnvolle Alternative zur Gasversorgung via Gasleitung dar. Die Transportkosten für Biogas unter österreichischen Bedingungen betragen bei angenommener Transportentfernung von max. 100 km 0,15 €/m³, was um 0,01 €/m³ günstiger ist, als die aktuellen Gasnetzgebühren für private Endkunden (vergleiche Netzgebühren Wienenergie Vertrieb GmbH & Co KG, 2008).

Die Optimierung der Gasversorgung wurde über Modellrechnungen unterschiedlicher Gasbereitstellungs-, Vertriebs- und Lieferszenarien durchgeführt. Die Modellrechnungen zeigen, dass die Kombination von Gastankstellen mit Einrichtungen zum Füllen der Gasflaschen oder mit Biogas-Mikronetzen die Auslastungsgrade von Verdichtungs- und Aufbereitungsanlagen verbessert und die Gasbereitstellungskosten reduziert. In solchen Systemen können Gasgestehungskosten von rund 0,75 €/m³ bzw. 1,01 €/kg Biomethan erzielt werden.

Von den untersuchten Versorgungsvarianten scheint die Variante 3 (Biogas-Mikronetz mit zentraler Aufbereitung und Verdichtung bei einer Mutterstation) wirtschaftlich besonders attraktiv zu sein. Diese Variante ermöglicht einerseits eine nahezu 100%-ige Auslastung der Gasaufbereitung und der Verdichtungsanlagen, andererseits stehen dem Betreiber von Biogasanlage, Biogas-Mikronetz und Biogas-Tankstelle eine breite Palette an Geschäftsmög-

lichkeiten, inklusive dem „Zuhause Kraftwerk“ (LICHTBLICK AG, 2009), offen. Dabei können hohe Gasvolumina verarbeitet und die Kosten der Gasversorgung dementsprechend gering bei unter $0,75 \text{ €/m}^3$ Biomethan (Erdgasequivalent) gehalten werden. Der Mehraufwand für die Versorgungssicherheit von Kunden ist hier am geringsten, da das Versorgungssystem der Tochterstationen in sich bereits nahezu vollständig redundant ist.

Aus der Sicht des Lastmanagements sind die Varianten 3 (Biogas-Mikronetz mit zentraler Aufbereitung und Verdichtung bei einer Mutterstation) und 4 (Vor-Ort-Aufbereitung und Verdichtung, Vertrieb über ein zentrales Zwischenlager) am besten geeignet. Die Varianten ermöglichen eine kostengünstige Versorgung von Gastankstellen mit verdichtetem Biomethan, bei gleichzeitiger Reduktion der Tankstellenkosten und schaffen einen Lastausgleich bei Biogasanlagen.

Die Grenzen der wirtschaftlichen Gasversorgung von Gastankstellen via Gasleitung hängen hauptsächlich von den zu befördernden Gasmengen und der Grabungskosten bzw. den Kosten für Wiederherstellung der Oberflächen ab. Bei heutigen Auslastungsgraden der Gastankstellen und nur langsam steigenden Zulassungen von Gasfahrzeugen, sind in den nächsten 10 Jahren durchschnittliche Auslastungsgrade von rund 15 % zu erwarten. Betrachtet man eine durchschnittliche Gastankstelle (Verdichterleistung ca. $150 \text{ m}^3/\text{h}$), so liegt die Grenze der wirtschaftlichen Gasversorgung via Gasleitung bei max. 3 km Entfernung.

Bei größeren Entfernungen ist die Versorgung von Gastankstellen mit komprimiertem Gas via Trailer kostengünstiger als die Verlegung von Gasleitungen. Werden z.B. für die Versorgung von Erdgas-Tankstellen bei Auslastungsgraden von rund 15 % (Zielwert 2020) Gasleitungen von über 5 km gelegt, so sind die Kosten der Gasbereitstellung an den netzfernen Biogas-Tankstellen mit $1,27 \text{ €/kg}$ geringer als die des Erdgases von $1,41 \text{ €/kg}$ an den netzgebundenen Erdgas-Tankstellen (Abbildung 2).

Optimierung der Gasaufbereitung: Die Optimierung des Gesamtsystems betrifft auch die Optimierung der erforderlichen Qualität von Biogas als Treibstoff (Bio-CNG). Die gesetzliche Mindestqualität für Bio-CNG ist in Österreich im Rahmen der Kraftstoffverordnung BGBl 417/04 und bei virtueller Verwendung über Netzeinspeisung in den Richtlinien ÖVGW G31 und G33 geregelt. Der Vergleich dieser Regelungen zeigt, dass hinsichtlich der Gasqualität hohe Abweichungen zulässig sind. Die Gasaufbereitungsanlagen liefern verfahrensbedingt mit einem Methangehalt zwischen 95 und 99%, eine höhere Gasqualität als die gültige Kraftstoffverordnung BGBl 417/04 verlangt. Allerdings ist in manchen Fällen zur Erreichung des nach ÖVGW G31 notwendigen Brennwertes eine Flüssiggaszudosierung erforderlich.

Zur Senkung der Gasaufbereitungskosten wäre es empfehlenswert auf die Flüssiggaszudosierung sowie eine ständige Gasüberwachung nach ÖVGW G31 zu verzichten, da es von der Kraftstoffverordnung BGBl 417/04 nicht gefordert wird. Dadurch wird die Gasqualität kaum beeinflusst, da der Methangehalt ohnehin hoch ist. Die Kosten der Gasaufbereitung können damit um 9 % bei kleinen Anlagen und um bis zu 18 % bei großen Anlagen reduziert werden (AG WI/IE/FhG-UMSICHT/ GWI, 2007).

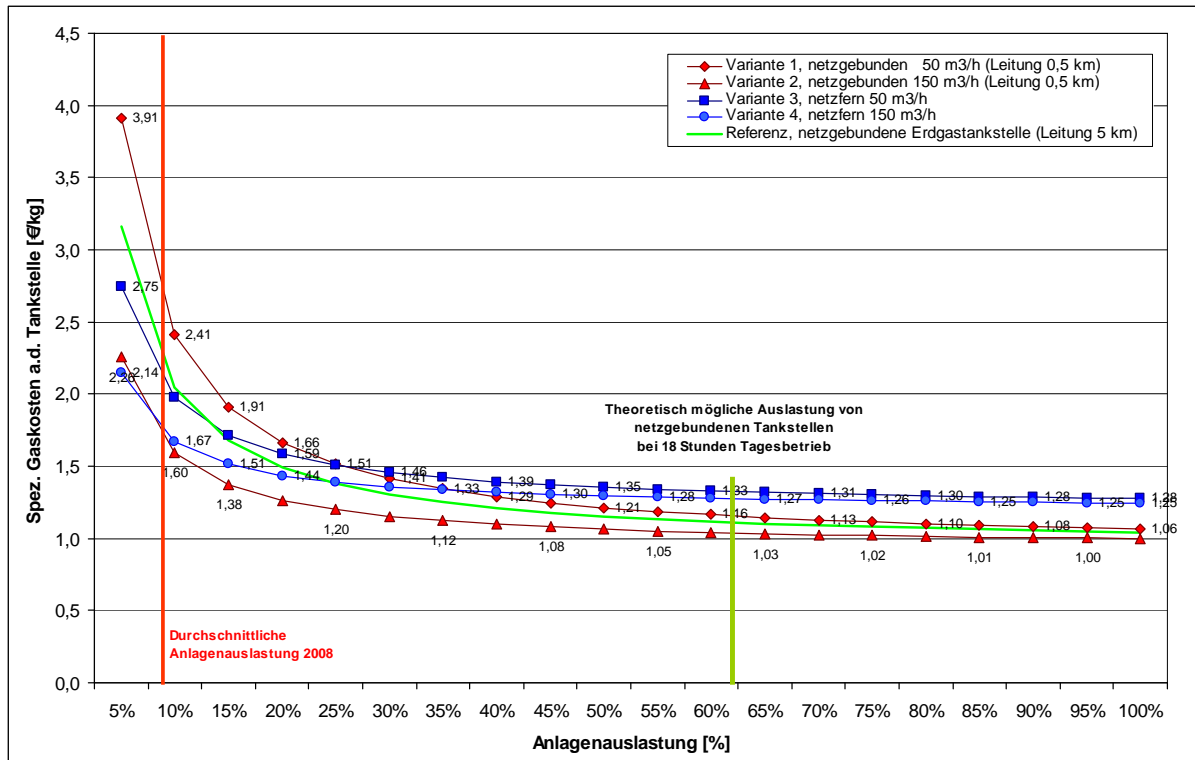


Abbildung 2: Gasbereitstellungskosten von netzgebunden und netzfernen Gastankstellen in Abhängigkeit von der Anlagenauslastung

Wirtschaftlichkeit von Gastankstellen: Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen zeigen, dass Biogas-Tankstellen aufgrund von um rund 0,3 €/m³ höheren Gasgestehungskosten im Vergleich zu Erdgas-Tankstellen nur unter folgenden Bedingungen am Markt bestehen können:

- Das Biogas wird aus Anlagen mit geringen Rohstoffkosten gewonnen (Abfallanlagen).
- Es wird bereits abgeschriebene BGA-Technik (z.B. nach Ablauf der 13-jährigen Fördertarife für Stromeinspeisung) verwendet.
- Bei bestehenden Fördertarifen für Stromeinspeisung wird nur der Gasüberschuss als Treibstoff aufbereitet (bei Mehrheit der existierenden BGA ist eine Steigerung der Gas-erzeugung ohne Umbaumaßnahmen um bis zu 30 % möglich). Dabei können die anteiligen Abschreibungskosten der BGA wesentlich reduziert werden.
- Die Auslastung der Gastankstellen beträgt mindestens 60 bis 70 %.
- Für Biogasaufbereitung und Biogas-Tankstellen wird eine Investitions- oder Tarifförderung gewährt.

Die Gasbereitstellungskosten an der Biogas-Tankstelle liegen unter optimalen Bedingungen zwischen 1,10 €/kg Biomethan (Versorgung über Biogasleitung) bis 1,27 €/kg Biomethan (Versorgung via Trailer). Das liegt daran, dass insbesondere bei neuen Biogasanlagen, und BGA die kostenintensive NAWAROS als Rohstoffe verwenden, sind die Kosten der Gasbe-

reitstellung um rund 0,3 €/kg höher als die des Erdgases. Zum Vergleich betragen die Erdgaspreise an den Gastankstellen derzeit (Nov. 2009) rund 0,89 €/kg.

Um Biogas zu marktüblichen Preisen anbieten zu können, benötigen Biogasanlagen bzw. Biogas-Tankstellen, neben dem Verzicht auf Erdgasabgaben, eine substratabhängige Förderung, die an die Abgabemengen gekoppelt ist.

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse hat außerdem gezeigt, dass die gegenwärtige geringe Tankstellenauslastung (7 – 10 % der Verdichterleistung) in Verbindung mit den aktuellen Abgabepreisen von Erdgas auch keinen wirtschaftlichen Betrieb von netzgebundenen Erdgas-Tankstellen ermöglicht. Um die Gastankstellen wirtschaftlich zu betreiben, müssten die Abgabepreise für Erdgas oder die Tankstellenauslastung um 20 bis 30 % höher sein, als dies derzeit der Fall ist.

Entwicklung Pilotprojekt: Die Entwicklung eines Pilotstandortes für eine netzferne Biogas-Tankstelle findet gemeinsam mit der Entwicklung eines Biogas-Mikronetzes im Gewerbepark Pöttelsdorf/Burgenland statt. Der Pilotstandort bietet optimale Bedingungen vor allem hinsichtlich des Lastmanagements: der Gasbedarf des Wirtschaftsparks und der Tankstelle entspricht der Gasproduktion von vorhandenen Biogasanlagen und das Backup-System kann kostengünstig über einen Anschluss an das Erdgasnetz gewährleistet werden.

Damit lassen sich die Kosten, sowohl bei der Gastankstelle als auch im Mikronetz, optimieren. Die erwarteten Gestehungskosten von Biomethan betragen rund 0,75 €/m³ im Mikronetz und 1,05 €/kg an der Gastankstelle. Aufgrund der Nähe zum Wirtschaftspark, einer Siedlung und der Bundesstrasse B50 ist zu erwarten, dass die Gastankstelle eine hohe Auslastung erreichen wird. Allerdings wurde die Realisierung des Pilotstandortes durch beteiligte Parteien aufgrund der aktuellen Wirtschaftssituation auf das Jahr 2010 verschoben.

Die Versorgung von netzfernen Kunden (Gastankstellen, Hotels, Schulen, Krankenhäuser etc.) mit Biogas ermöglicht den Biogasanlagenbetreibern bisher ungekannte Flexibilität im Biogasvertrieb und bei der Gestaltung von marktgerechten Geschäftsmodellen, die insbesondere in netzfernen Regionen im Wettbewerb zu Heizöl und Flüssiggas durchaus wirtschaftlich attraktiv sind.

Conclusio: Zusammenfassend kann angeführt werden, dass Biogas ein regenerativer, CO₂-neutraler und nachhaltiger Treibstoff der Zukunft ist. Aufgrund der in den Regionen vorhandenen Rohstoffe schafft Biogas in Verbindung mit anderen erneuerbaren Energiequellen eine wichtige Grundlage für eine nachhaltige, sichere und CO₂-neutrale Energieversorgung und leistet einen Beitrag zur Ausweitung von energieautarken Regionen.

1. Ziele des Projektes

Im Zentrum des Projektes standen Überlegungen zu einer möglichst wirtschaftlichen und ökologisch vorteilhaften Versorgung von Gastankstellen mit Biogas in Regionen, die nicht durch ein Erdgasnetz erschlossen sind.

Ziel des Projektes war es, ein ökonomisch attraktives, technologie- und kostenoptimiertes Versorgungssystem für diese netzfernen Tankstellen auf der Basis von Biogas zu entwickeln.

Dieses Ziel wurde mit Hilfe der Wirtschaftlichkeitsanalyse und technischen Optimierungen über folgende Schritte erreicht.

- Ermittlung der Kosten einer konventionellen Lösung (Referenzszenario).
- Ermittlung des Standes der Technik und der Kosten für die Versorgung von Gastankstellen mittels Trailern.
- Entwicklung der Optionen für Gasbeschaffung, Transport und Logistik.
- Lastmanagement von Biogasanlagen bei der Versorgung von Gastankstellen.
- Energetische Bilanzierung von Gastransporten mittels Trailern.
- Auslegung und Optimierung der Gasaufbereitungs- und Gasverdichtungsanlagen.
- Analyse der Wirtschaftlichkeit und zusätzlicher Geschäftsmodelle für Biogasanlagenbetreiber.
- Modellierung eines Praxisbeispiels.

2. Ergebnisse des Projektes und Schlussfolgerungen

Im Laufe des Projektes wurden durch Recherche der internationalen Beispiele verschiedene Versorgungsmöglichkeiten für netzferne Gastankstellen analysiert und Optimierungspotentiale aufgezeigt. Ebenfalls wurden Kosten der netzfernen Gastankstellen und deren Gasversorgung optimiert und ökonomische bzw. energetische Synergiepotentiale zwischen Gasaufbereitung, Gaskompression und der Anlagenleistung aufgezeigt. Auf Basis dieser Informationen wurde ein Pilotstandort konzipiert an dem eine Biogas-Tankstelle und ein Biogas-Mikronetz wirtschaftlich betrieben werden können.

Gasversorgung - Gasleitung versus Trailertransport

Der breite Einsatz von Erdgas und Biomethan als Kraftstoff hängt in Österreich vor allem von der Betankungsinfrastruktur und den im Handel verfügbaren Fahrzeugen ab. Die nun vorliegende Studie präsentiert innovative Möglichkeiten für einen flächendeckenden Ausbau von kostengünstigen Biomethan-Tankstellen, die in Folge höhere Biomethananteile im Kraftstoffmix ermöglichen sollen.

Im Laufe des Projektes wurden durch Recherche und Bewertung internationaler Beispiele Möglichkeiten für eine wirtschaftliche Versorgung netzferner Gastankstellen ermittelt. Es wurden Kosten der netzgebunden Tankstellen erhoben und hinsichtlich des Bedarfs von netzfernen Gastankstellen optimiert. Auch ökonomische und energetische Synergiepotentiale zwischen Gasaufbereitung, Gaskompression und der Anlagenleistung wurden eruiert.

Gasversorgung - Gasleitung versus Trailertransport

Es gibt weltweit bereits umfangreiche Erfahrungen zur Versorgung von netzfernen Gastankstellen. I.d.R. erfolgt die Gasversorgung durch Belieferung mit Flaschenbündeln, in denen sich bereits auf 200 - 250 bar verdichtetes Gas befindet. Das hydraulische Volumen eines Flaschenbündels beträgt je nach Hersteller zwischen 800 und 5.400 Liter. Die Recherchen zeigen, dass vor allem Argentinien eine lange Erfolgsgeschichte in Bezug auf off-grid Erdgastransport besitzt. Das dort angewandte System Virtual Pipeline® (GNC GALILEO SA, Abbildung 1) erlaubt in Modulbauweise einen schnellen, einfachen und sparsamen Bau sowie die Erweiterung von Gastankstellen.

Optimierung der Gasversorgung

Die Belieferung von Gastankstellen nach diesem System stellt bereits bei Leitungslängen von über 2 km und einem Gasverbrauch von unter 130.000 m³/Jahr eine wirtschaftlich sinnvolle Alternative zur Gasversorgung via Gasleitung dar. Die Transportkosten für Biogas unter österreichischen Bedingungen betragen bei angenommener Transportentfernung von max. 100 km rund 0,15 €/m³, was um 0,01 €/m³ günstiger ist, als die aktuellen Gasnetzgebühren für private Endkunden (Wienenergie 2008).

Die Optimierung der Gasversorgung wurde über Modellrechnungen unterschiedlicher Gasbereitstellungs-, Vertriebs- und Lieferszenarien durchgeführt. Die Modellrechnungen zeigen, dass die Kombination von Gastankstellen mit Einrichtungen zum Füllen der Gasflaschen oder mit Biogas-Mikronetzen die Auslastungsgrade von Verdichtungs- und Aufbereitungsanlagen verbessert und die Gasbereitstellungskosten reduziert. In solchen Systemen können Gasgestehungskosten von rund 0,75 €/m³ bzw. 1,01 €/kg Biomethan erzielt werden.

Von den untersuchten Versorgungsvarianten scheint die Variante 3 (Biogas-Mikronetz mit zentraler Aufbereitung und Verdichtung bei einer Mutterstation) wirtschaftlich besonders attraktiv zu sein. Diese Variante ermöglicht einerseits eine nahezu 100%-ige Auslastung der Gasaufbereitung und Verdichtungsanlagen, andererseits stehen dem Betreiber von Biogasanlage, Biogas-Mikronetz und Biogas-Tankstelle eine breite Palette an Geschäftsmöglichkei-

ten, inklusive dem „Zuhause Kraftwerk“ (LICHTBLICK AG, 2009), offen. Dabei können hohe Gasvolumina verarbeitet und die Kosten der Gasversorgung dementsprechend gering bei unter $0,75 \text{ €/m}^3$ Biomethan (Erdgasequivalent), gehalten werden. Der Mehraufwand für die Versorgungssicherheit von Kunden ist hier am geringsten, da das Versorgungssystem der Tochterstationen in sich bereits nahezu vollständig redundant ist.

Aus der Sicht des Lastmanagements sind die Varianten 3 (Biogas-Mikronetz mit zentraler Aufbereitung und Verdichtung bei einer Mutterstation) und 4 (Vor-Ort-Aufbereitung und Verdichtung, Vertrieb über ein zentrales Zwischenlager) am besten geeignet. Die Varianten ermöglichen eine kostengünstige Versorgung von Gastankstellen mit verdichtetem Biomethan, bei gleichzeitiger Reduktion der Tankstellenkosten und schaffen einen Lastausgleich bei Biogasanlagen.

Die Grenzen der wirtschaftlichen Gasversorgung von Gastankstellen via Gasleitung hängen hauptsächlich von den zu befördernden Gasmengen und den Grabungskosten bzw. den Kosten für die Wiederherstellung der Oberflächen ab. Bei heutigen Auslastungsgraden der Gastankstellen und nur langsam steigenden Zulassungen von Gasfahrzeugen, sind in den nächsten 10 Jahren durchschnittliche Auslastungsgrade von rund 15 % zu erwarten. Betrachtet man die durchschnittliche Gastankstelle (Verdichterleistung ca. $150 \text{ m}^3/\text{h}$), so liegt die Grenze der wirtschaftlichen Gasversorgung via Gasleitung bei max. 3 km Entfernung.

Bei größeren Entfernungen ist die Versorgung von Gastankstellen mit komprimiertem Gas via Trailer kostengünstiger als die Verlegung von Gasleitungen. Werden z.B. für die Versorgung von Erdgas-Tankstellen bei Auslastungsgraden von rund 15 % (Zielwert 2020) Gasleitungen von über 5 km gelegt, so sind die Kosten der Gasbereitstellung an den netzfernen Biogas-Tankstellen mit $1,27 \text{ €/kg}$ geringer, als die des Erdgases von $1,41 \text{ €/kg}$ an den netzgebundenen Erdgas-Tankstellen.

Optimierung der Gasaufbereitung

Die Optimierung des Gesamtsystems betrifft auch die Optimierung der erforderlichen Qualität von Biogas als Treibstoff (Bio-CNG). Die gesetzliche Mindestqualität für Bio-CNG ist in Österreich im Rahmen der Kraftstoffverordnung BGBL 417/04 und bei virtueller Verwendung über Netzeinspeisung in den Richtlinien ÖVGW G31 und G33 geregelt. Der Vergleich diesen Regelungen zeigt, dass hinsichtlich der Gasqualität hohe Abweichungen zulässig sind. Die Gasaufbereitungsanlagen liefern verfahrensbedingt mit einem Methangehalt zwischen 95 und 99%, eine höhere Gasqualität als die gültige Kraftstoffverordnung BGBL 417/04 verlangt. Allerdings ist in manchen Fällen zur Erreichung des nach ÖVGW G31 notwendigen Brennwertes eine Flüssiggaszudosierung erforderlich.

Zur Senkung der Gasaufbereitungskosten wäre es empfehlenswert auf die Flüssiggaszudosierung sowie eine ständige Gasüberwachung nach ÖVGW G31 zu verzichten, da es von der Kraftstoffverordnung BGBL 417/04 nicht gefordert wird. Dadurch wird die Gasqualität kaum beeinflusst, da der Methangehalt ohnehin hoch ist. Die Kosten der Gas-

aufbereitung können damit um 9 % bei kleinen Anlagen und um bis zu 18 % bei großen Anlagen reduziert werden (AG WI/IE/FhG-UMSICHT/ GWI, 2007).

Wirtschaftlichkeit von Gastankstellen

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen zeigen, dass Biogas-Tankstellen aufgrund von um bis zu 0,3 €/m³ höheren Gasgestehungskosten im Vergleich zu Erdgas-Tankstellen nur unter folgenden Bedingungen am Markt bestehen können:

- Das Biogas wird aus Anlagen mit geringen Rohstoffkosten gewonnen (Abfallanlagen).
- Es wird bereits abgeschriebene BGA-Technik (z.B. nach Ablauf der 13-jährigen Förder-
tarife für Stromeinspeisung) verwendet.
- Bei bestehenden Fördertarifen für Stromeinspeisung wird nur der Gasüberschuss als
Treibstoff aufbereitet (bei Mehrheit der existierenden BGA ist eine Steigerung der Gas-
erzeugung ohne Umbaumaßnahmen um bis zu 30 % möglich). Dabei können die anteil-
igen Abschreibungskosten der BGA wesentlich reduziert werden.
- Die Auslastung der Gastankstellen beträgt mindestens 60 bis 70 %.
- Für Biogasaufbereitung und Biogas-Tankstellen wird eine Investitions- oder Tarifför-
derung gewährt.

Die Bereitstellungskosten von Biogas an der Tankstelle liegen unter optimalen Bedingungen zwischen 1,10 €/kg Biomethan (Versorgung über Biogasleitung) bis 1,27 €/kg Biomethan (Versorgung via Trailer). Insbesondere bei neuen Biogasanlagen, die kostenintensive NA-
WAROS als Rohstoffe verwenden, sind die Kosten der Gasbereitstellung um rund 0,3 €/kg
höher als die des Erdgases. Zum Vergleich betragen die Erdgasgestehungskosten an den
Gastankstellen rund 0,85 €/kg Erdgas und die Erdgaspreise rund 0,89 €/kg.

Um Biogas zu marktüblichen Preisen anbieten zu können, benötigen Biogasanlagen bzw.
Biogas-Tankstellen, neben dem Verzicht auf Erdgasabgaben, eine substratabhängige Förde-
rung, die an die Abgabemengen gekoppelt ist.

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse hat außerdem gezeigt, dass die gegenwärtige geringe Tank-
stellenauslastung (7 – 10 % der Verdichterleistung) in Verbindung mit den aktuellen Abgabe-
preisen von Erdgas auch keinen wirtschaftlichen Betrieb netzgebundener Erdgas-
Tankstellen ermöglicht. Um die Gastankstellen wirtschaftlich zu betreiben, müssten die Ab-
gabepreise für Erdgas oder die Auslastung der Tankstellen um 20 bis 30 % höher sein, als
dies derzeit der Fall ist.

Entwicklung Pilotprojekt

Die Entwicklung eines Pilotstandortes für eine netzferne Biogas-Tankstelle findet gemeinsam
mit der Entwicklung eines Biogas-Mikronetzes im Gewerbepark Pöttelsdorf/Burgenland statt.

Der Pilotstandort bietet optimale Bedingungen vor allem hinsichtlich des Lastmanagements: der Gasbedarf des Wirtschaftsparks und der Tankstelle entspricht der Gasproduktion von vorhandenen Biogasanlagen und das Backup-System kann kostengünstig über einen Anschluss an das Erdgasnetz gewährleistet werden.

Damit lassen sich die Kosten, sowohl bei der Gastankstelle, als auch im Mikronetz, optimieren. Die erwarteten Gestehungskosten von Biomethan betragen rund 0,75 €/m³ im Mikronetz und 1,05 €/kg an der Gastankstelle. Aufgrund der Nähe zum Wirtschaftspark, einer Siedlung und der Bundesstrasse B50 ist zu erwarten, dass die Gastankstelle eine hohe Auslastung erreichen wird. Allerdings wurde die Realisierung des Pilotstandortes durch beteiligte Parteien aufgrund der aktuellen Wirtschaftssituation auf das Jahr 2010 verschoben.

Die Versorgung von netzfernen Kunden (Gastankstellen, Hotels, Schulen, Krankenhäuser etc.) mit Biogas ermöglicht den Biogasanlagenbetreibern bisher ungekannte Flexibilität im Biogasvertrieb und bei der Gestaltung von marktgerechten Geschäftsmodellen, die insbesondere in netzfernen Regionen im Wettbewerb zu Heizöl und Flüssiggas durchaus wirtschaftlich attraktiv sind.

Als Schlussfolgerung kann angeführt werden, dass Biogas ein regenerativer, CO₂-neutraler und nachhaltiger Treibstoff der Zukunft ist. Aufgrund der in den Regionen vorhandenen Rohstoffe schafft Biogas in Verbindung mit anderen erneuerbaren Energiequellen eine wichtige Grundlage für eine nachhaltige, sichere und CO₂-neutrale Energieversorgung und leistet einen Beitrag zur Ausweitung von energieautarken Regionen.

3. Kosten einer netzfernen Gastankstelle (AP1)

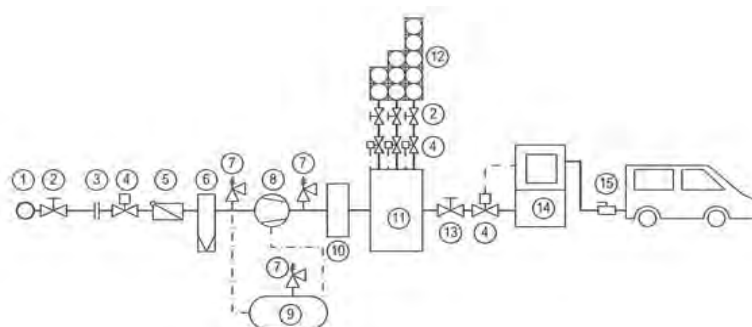
3.1 METHODEN

Im Zuge dieses Arbeitspaketes wurden detaillierte Kostenanalysen von netzgebundenen Erdgas-Tankstellen und netzfernen Biogas-Tankstellen durchgeführt. Die Unterschiede zwischen netzgebundenen und netzfernen Gastankstellen wurden identifiziert und deren Kosten erhoben. Die Kostenstruktur einer netzgebundenen Erdgas-Tankstelle dient in weiterer Folge zum Vergleich mit Alternativlösungen auf der Treibstoffbasis Biogas.

Im Zuge der Kostenanalyse wurden in erster Linie die Investitions- und Betriebskosten einer konventionellen, netzgebunden Erdgas-Tankstelle, abhängig von Kapazität und Auslastung, ermittelt (Tabelle 1). Des Weiteren wurden die Kosten der Erdgasversorgung der Tankstelle mittels Trailer bzw. neu zu errichtender Gasleitungen dargestellt.

3.1.1 Anlagenbeschreibung

Im Folgenden werden einzelne Bestandteile einer Gastankstelle und deren Funktionen dargestellt (Abbildung 3). Eine detaillierte Kostenstruktur der angeführten Anlagenteile ist in weiterer Folge dargestellt.



1	Eingangsleitung	6	GASTROCKNER	11	Steuer- und Regelanlage
2	Handbetätigte Absperreinrichtung	7	SICHERHEITSVENTIL	12	GASSPEICHER
3	EINGANGSFLÄNSCH	8	VERDICHTER bzw. VERDICHTEREINHEIT	13	Handbetätigte Absperreinrichtung (gegebenenfalls)
4	automatische Absperreinrichtung (energielos geschlossen)	9	AUSGLEICHSBEHÄLTER	14	CNG-ZAPFSAULE
5	Rückschlagsystem	10	ABSCHIEDER	15	FÜLLKUPPLUNG

Abbildung 3: Schema einer Erdgas(CNG)-Betankungsanlage (ÖVGW G97, 2008)

Die Versorgung der Erdgas-Tankstelle mit Erdgas erfolgt in der Regel aus dem Netz der öffentlichen Gasversorgung (1). Der Gasdruck im Gasnetz ist standortabhängig: Je höher der Gasdruck im vorgeschalteten Netz ist, desto geringer ist der Energieaufwand für die Verdichtung des Erdgases.

Das Gas aus dem Gasnetz gelangt über die automatische Absperreinrichtung (4) und das Rückschlagsystem (5) zur Gasaufbereitungsanlage der Tankstelle. Diese besteht üblicherweise aus einem Erdgastrockner (6) mit nachgeschaltetem Gasfilter. Der Erdgastrockner hat die Aufgabe, dem Erdgas Feuchtigkeit zu entziehen, sodass der für die Betankung vorgeschriebene Taupunkt von -20 °C bei 200 bar erreicht wird.

Nach der Gasaufbereitung gelangt das Gas in den Verdichter (8). Im Verdichter wird das Gas auf den zulässigen Enddruck der Gastankstelle verdichtet. Je nach anliegendem Saugdruck in der Gasleitung vor dem Verdichter kommen dazu zwei-, drei-, vier- oder fünfstufige Verdichter zur Anwendung.

Nach dem Verdichter gelangt das Gas über den Abscheider (10) und die Steueranlage (11) in den Hochdruck-Multifunktionsblock (12). Dieser Block regelt das Befüllprozedere der Gasspeicherbänke in der Verdichteranlage und der Entnahmesteuerung aus diesen Bänken bei der Betankung. Ferner sind hier die erforderlichen Sicherheitssysteme zur Absicherung des Verdichter-Enddrucks integriert.

Im Gasspeicher (12) wird das Gas für die Betankung vorgehalten. Üblicherweise besteht der Gasspeicher aus mehreren Gasbehältern, die zu drei Bänken zusammengeschlossen sind. Der Gasspeicher hat im Wesentlichen zwei Aufgaben: zum einen speichert er das Gas auf hohem Druckniveau, um es dann bei der Betankung schnell in das Fahrzeug abgeben zu können. Ferner dient der Speicher als Puffer bzw. Vorratsspeicher für Spitzenlast-Betankungen.

Die Abgabe des Erdgases an das Fahrzeug erfolgt an der Erdgaszapfsäule (14). Die Zapfsäule steuert die Abgabe an das Fahrzeug. Der vom Gesetzgeber vorgeschriebene Fülldruck im Fahrzeug ist 200 bar bei 15 °C. Mit Ausnahme der Zapfsäule ist das gesamte technische Equipment meist in einem kompakten Beton- oder Stahlgehäuse untergebracht.

Bei der Auslegung der Tankstellenleistung ist darauf zu achten, dass der Verdichter eine tägliche Mindestlaufzeit von etwa 8-12 Stunden aufweisen sollte, da sowohl aus technischer als auch betriebswirtschaftlicher Sicht lange Stillstandszeiten zu vermeiden sind.

Der Unterschied zwischen netzgebundenen und netzfernen Gastankstellen liegt in der Art der Gasversorgung und dem Volumen des Gasspeichers, der an den Gasverbrauch der Tankstelle angepasst werden soll. Außerdem hängt die Abgabeleistung von netzfernen Gastankstellen nicht von der Verdichterleistung wie bei netzgebundenen Gastankstellen, sondern von der Anzahl an Abgabestellen und Abrechnungsvorgängen.



Abbildung 4: Transport von komprimiertem Erdgas in Flaschenbündeln (GALILEO (links), NEOGAS (Mitte), RAG (rechts))

Die Versorgung von netzfernen Erdgas-Tankstellen erfolgt durch Belieferung mit Flaschenbündeln, in denen sich bereits auf 200-250 bar verdichtetes Erdgas befindet. Das Volumen eines Flaschenbündels beträgt je nach Hersteller zwischen 1.200 bis 5.400 Normliter. Die Befüllung von Flaschenbündeln findet in netzgebundenen Verdichterstationen statt. Deshalb sind bei netzfernen Tankstellen die Anlagenteile 1 bis 10 (Abbildung 3) nicht erforderlich. Der Transport von Flaschenbündeln erfolgt mit speziellen Fahrzeugen (Galileo, 2008).

3.2 ERGEBNISSE

3.2.1 Detaillierte Kostenstruktur einer netzfernen Erdgas-Tankstelle

In diesem Kapitel wurden auf Basis der in Abbildung 3 dargestellten Tankstellenstruktur einzelne Anlagenteile bzw. Arbeitsschritte identifiziert und dazu Angebote bzw. Referenzwerte von realisierten Erdgas-Tankstellen eingeholt. Die Kosten einer Erdgas-Tankstelle ergeben sich aus den Kosten der entsprechenden Genehmigungen, baulichen Maßnahmen, Installationen des Gasanschlusses (im Falle einer netzgebundenen Gastankstelle) und der Tankstellenanlage. Diese Kosten können in entsprechende Kostenblöcke aufgeteilt werden und sind in Tabelle 1 dargestellt.

Die Kostenblöcke einer Gastankstelle lassen sich wie folgt aufgliedern:

1. Genehmigungskosten, Planung und Bauarbeiten
2. Elektroanschluss und –installationen
3. Netzanschluss (bei netzgebundenen Anlagen sind die Kosten des Erdgasanschlusses zu berücksichtigen)
4. TÜV-Prüfung
5. Betankungsanlage

Tabelle 1: Investitions- und Betriebskosten einer Gastankstelle (netto in Euro)

Investitionsübersicht	Netzgebundene Erdgastankstelle (Beispiele aus der Praxis)				Netzferne Tankstelle	Biogas- Tankstelle
	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3	Anlage 4	Anlage 5	Anlage 6
Kostenposition/ Leistung	50 m³/h	300 m³/h	440 m³/h	940 m³/h	50 m³/h	50 m³/h
Kosten Baugenehmigung	1.143	1.300	1.200	1.143	1.143	1.143
Entwurf und Genehmigungsplanung	5.703	5.860	5.391	5.703	5.703	5.703
Erstellung Leistungsverzeichnis	1) --	2.716	1.851	2.415	1) --	1) --
Örtliche Bauaufsicht	1) --	9.346	8.146	8.824	1) --	1) --
Baukoordination	1) --	1.029	2.716	1.861	1) --	1) --
Baumeisterarbeit (Fundament, Verrohrung, Schacht)	1) --	26.510	27.704	28.071	1) --	1) --
Anfahrerschutz	383	383	383	383	383	383
Stahlbau - Überdachung	17.500	17.500	17.500	17.500	PV-Dach	17.500
<u>Genehmigung Planung, Bauarbeiten²⁾</u>	<u>24.729</u>	<u>64.644</u>	<u>64.891</u>	<u>65.903</u>	<u>7.229</u>	<u>24.729</u>
Stromanschluss inkl. Wandlermessung	2.754	7.028	5.681	6.657	PV-Anlage 3,0 kWp	5.682
Elektroinstallation (Kabelziehen, Verdrahtung, usw.)	11.608	9.666	9.000	11.608		11.608
<u>El.Anschluss und -installationen</u>	<u>14.362</u>	<u>16.694</u>	<u>14.681</u>	<u>18.266</u>	<u>20.000</u>	<u>17.290</u>
<u>Erdgasanschluss</u>	<u>17.033</u>	<u>19.978</u>	<u>29.400</u>	<u>13.500</u>	<u>0</u>	<u>0</u>
Eichung	2.006	2.787	1.543	2.006	2.006	2.006
TÜV - Betriebsprüfung Druckgeräte	3.698	4.114	3.716	3.698	3.698	3.698
Feuerlöscher mit Gehäuse	104	104	104	104	104	104
<u>TÜV - Prüfung</u>	<u>5.808</u>	<u>7.005</u>	<u>5.363</u>	<u>5.809</u>	<u>5.808</u>	<u>5.808</u>
Gasaufbereitung	--	--	--	--	--	300.000
Kompressor inkl. Gas-trockner	79.000	192.800	154.000	189.000	--	79.000
HD Gasspeicher	25.000	19.000	25.000	33.000	25.000	25.000
Zapfsäule und Zuleitung	13.000 ³⁾	38.000	28.000	28.000	13.000	13.000
Tankautomat	24.470	24.470	24.470	24.470	24.470	24.470
<u>Betankungsanlage⁴⁾</u>	<u>141.470</u>	<u>274.270</u>	<u>231.470</u>	<u>274.470</u>	<u>62.470</u>	<u>441.470</u>
<u>Summe</u>	<u>203.402</u>	<u>382.591</u>	<u>345.805</u>	<u>377.949</u>	<u>95.507</u>	<u>498.297</u>

¹⁾ Keine Ausgaben für Containeranlage.

²⁾ Kostenbeispiele der Tankstellen in Österreich.

³⁾ Die Angaben beziehen sich auf eine Zapfsäule für gleichzeitige Betankung von zwei Fahrzeugen.

⁴⁾ Die Kosten für Betankungsanlagen stammen von unterschiedlichen Herstellern.

Kostenblock 1: Genehmigungskosten, Planung und Bauarbeiten

Die Genehmigungskosten waren bei allen sechs in Tabelle 1 beschriebenen Anlagen nahezu gleich, da alle dargestellten Anlagen unter die Regelung für CNG-Betankungsanlagen fallen. Die Regelungen für die Erdgas-Kleintankstellen gelten nur für Tankstellen mit einer maximalen Verdichtungsleistung von 15 m³/h. Auch bei den baulichen Maßnahmen konnten keine bedeutenden Kostenunterschiede nachgewiesen werden. Die Genehmigungs- und Baukosten betragen abhängig von der Leistung der Anlage rund 12 bis 17 % der Investitionskosten.

Die Containeranlagen haben gegenüber der Standardausführung einen Kostenvorteil von über 40.000 Euro, da bei diesen Anlagen wesentlich weniger Bau- und Grabungsarbeiten erforderlich sind.

Wenn auf eine Überdachung verzichtet wird, was laut ÖVGW Richtlinie G97 (CNG-Betankungsanlagen) möglich ist, oder wenn die Überdachung optimiert wird (z.B. PV-Dach), sinken die Kosten im Kostenblock 1 um rund 25 %. Eine Überdachung der Betankungs- und Abrechnungsanlage kann z.B. bei Containeranlagen durch ein herausragendes Containerdach ersetzt werden. Eine geringe Bauzeit und die schlüsselfertige Anlagenausführung im Container sind sowohl beim Bau als auch bei der Inbetriebnahme von Tankstellen von Vorteil.

Kostenblock 2: Elektroanschluss und Installationen

Diese Kosten hängen im Wesentlichen von der Entfernung der Anlage zum nächstgelegenen geeigneten Stromanschluss sowie der Anlagenleistung ab und betragen ca. 7 % der Gesamtkosten. Für die netzfernen Gastankstellen ohne Verdichtungskompressoren oder mit einem Boosterkompressor wäre der Einsatz einer Insel-PV-Anlage zur Stromversorgung bereits kostengünstiger als der Anschluss an das öffentliche Stromnetz. Die Einsparung an Stromkosten während der Lebensdauer der Anlage würden zusätzlich über 10.000 Euro betragen.

Kostenblock 3: Gasanschluss

Auch die Kosten des Gasanschlusses hängen im Wesentlichen von der Entfernung der Anlage zum nächst gelegenen geeigneten Gasanschluss und der Anlagenleistung ab. Das Verlegen von Gasleitungen wird mit Kosten von ca. 74 € bis 180 € pro lfm Gasleitung mit einem Durchmesser von 125-200 mm veranschlagt (HORNBACHNER, 2008). Diese Kosten berücksichtigen die erforderlichen Bau- und Grabungsarbeiten, aber keine Kosten für Wiederherstellung von aufwendigen Bodenoberflächen. Somit können die Kosten des Gasanschlusses je nach Entfernung zum nächst geeigneten Gasanschluss und der Bodenoberflächen zwischen 5 und > 50 % der gesamten Investitionskosten einer Gastankstelle betragen. Ab welcher Anlagenleistung und welchen Kosten der Gaszuleitung eine Gasversorgung mittels Flaschenbündel rentabler ist, wird in Kapitel 8 (Wirtschaftlichkeit (AP6)) analysiert.

Kostenblock 4: TÜV-Prüfung

Die Kosten der technischen Überprüfung der Anlage liegen zwischen 5.000 und 7.000 Euro und stellen somit rund 2 bis 3 % der Anlagenkosten dar. Der Einfluss der Anlagenleistung auf die TÜV-Kosten kann als gering bewertet werden.

Kostenblock 5: Betankungsanlage

Die Betankungsanlage ist mit über 70 % der Gesamtkosten der teuerste Kostenblock. Die Angaben von unterschiedlichen Herstellern zu den Betankungsanlagen der Tankstellen 1, 2, 3 und 4 sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Die Betankungsanlagen 5 und 6 sind vom selben Hersteller wie Anlage 1. Die Investitionskosten wachsen mit steigender Leistung der Anlagen, wobei jedoch kein linearer Zusammenhang besteht (Tabelle 1). Die Anlagenkosten weisen in Abhängigkeit vom Hersteller teils erheblich höhere Differenzen als in Abhängigkeit von der Anlagenleistung auf (z.B. Anlage 2 und 3).

Die gesamten Investitionskosten einer Gastankstelle liegen somit je nach Anlagenleistung und Anlagenhersteller zwischen 95.000 und 380.000 Euro. Wobei eine Tankstelle mit 95.000 Euro Investitionskosten über keine eigene Kompressionsanlage verfügt und somit eine typische netzferne Erdgas- oder Biogas-Tankstelle darstellt. Soll eine Biogas-Tankstelle über eine eigene Gasaufbereitungs- und Kompressionsanlage verfügen, steigen die Gesamtkosten auf rund 500.000 Euro an (BALA 2007).

In Abbildung 5 sind durchschnittliche Kosten einzelner Kostenblöcke einer typischen netzgebundenen Erdgas-Tankstelle dargestellt.

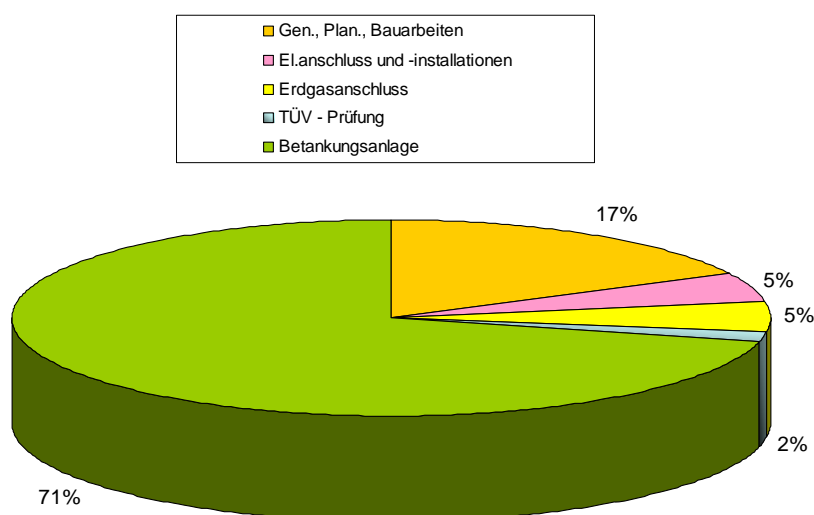


Abbildung 5: Investitionskosten einer netzgebundenen Gastankstelle

3.2.2 Kostenabhängigkeit einer netzfernen Erdgas-Tankstelle von Anlagenkapazität und Entfernung zum stationären Gasnetz

Wie in Kapitel 3.2.1 (Detaillierte Kostenstruktur einer netzfernen Erdgas-Tankstelle) dargestellt, können erhebliche Abweichungen bei Kosten für Baumaßnahmen, Anschlüsse und Installationen in Abhängigkeit vom Standort, der ausführenden Firma und dem Anlagenhersteller auftreten. Die Kosten der Betankungsanlagen hängen hauptsächlich von der Leistung der Anlage ab, weisen aber je nach Hersteller hohe Abweichungen auf. Um die Kostenfaktoren Hersteller, Standort und ausführende Firma auszuschließen, wurden im vorliegenden Kapitel verschiedene Leistungsklassen der Betankungsanlagen eines Herstellers (BAUER-POSSEIDON GMBH, 2008) verglichen, wobei durchschnittliche Kosten für Bauarbeiten, Strom- und Gasanschluss, ausgehend von den Angaben in Tabelle 1, angenommen wurden.

Die Investitionskosten von Gastankstellen in Abhängigkeit der Anlagenleistung und Entfernung zum Gasnetz (Tabelle 2) stellen die Grundlage für die Modellierung der optimalen Anlagenkapazität und Gasversorgung ausgehend von Verdichterleistung, Anlagenauslastung und Entfernung zum Gasnetz oder zur Biogasanlage dar.

Tabelle 2: Investitionskosten der Gastankstellen in Abhängigkeit von Anlagenleistung und Entfernung zum Gasnetz (Auskunft FA. BAUER-POSSEIDON. 2008)

Investitionsübersicht	Netzgebundene Tankstelle ¹⁾				Netzferne Tankstelle ²⁾	
	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3	Anlage 4	Anlage 5	Anlage 6
Kostenposition/ Leistung	50 m ³ /h	150 m ³ /h	300 m ³ /h	500 m ³ /h	50 m ³ /h	150 m ³ /h
Kompressionsanlage	79.000	143.000	164.000	250.000	--	113.000
Zapfsäulen	30.000	35.000	70.000	105.000	18.000	37.000
Gasspeicher	18.000	36.000	72.000	144.000	65.000	131.000
Sonstige (Bau, Anschlüsse, Abrechnungsanlage)	100.000	100.000	100.000	100.000	71.000	88.000
Investitionskosten Tankstelle	227.000	314.000	406.000	599.000	154.000	369.000
Leitungskosten (0,5km)	40.000	60.000	100.000	112.000		
Leitungskosten (1,0km)	75.000	120.000	185.000	225.000		
Leitungskosten (3,0km)	225.000	360.000	555.000	675.000		
Leitungskosten (5,0km)	375.000	600.000	925.000	1125.000		
∑ Investitionskosten (0-0,1km)	267.000	374.000	506.000	711.000	154.000	369.000
∑ Investitionskosten (1,0km)	302.000	434.000	591.000	824.000		
∑ Investitionskosten (3,0km)	452.000	674.000	961.000	1.274.000		
∑ Investitionskosten (5,0km)	602.000	914.000	1.331.000	1.724.000		

1) Anlagen verfügen über einen fest installierten 3-Bank Gasspeicher mit Volumen ab 320 m³.

2) Netzferne Anlage - keine Leitungs- und Verdichterkosten, allerdings mobile Speicheranlagen ab 1.350 m³.

Die Anlagen 1 bis 4 repräsentieren netzgebundene Anlagen mit unterschiedlicher Leistung, Anzahl an Zapfsäulen und Gasspeicherkapazitäten. Die Anlagen 5 und 6 sind netzferne Tankstellen mit 50 und 150 m³/h Verdichterleistung. Die Tankstelle mit 150 m³/h Verdichterleistung stellt eine typische Tankstellenanlage in Österreich dar. Bei diesen Anlagen wurde der Anteil an Baukosten, Stromanschluss, EDV-Anbindung, Abrechnungseinheit und Inbetriebnahme mit durchschnittlich 100.000 Euro, ausgehend von den Daten in Tabelle 1, angenommen.

Zwischen den Investitionskosten verschiedener Gastankstellen und der Verdichterleistung besteht ein deutlicher, jedoch kein linearer, Zusammenhang. So betragen die Investitionskosten einer Betankungsanlage mit nur 50 m³/h Verdichterleistung ca. 227.000 Euro. Eine sechsfache Steigerung der Verdichterleistung auf 300 m³/h hat nur eine 30 % Steigerung der Investitionskosten zur Folge. Ein weiterer, nahezu 100 %-tiger Anstieg der Verdichterleistung bewirkt nur noch eine 15 %-ige Steigerung der Investitionskosten. In diesen Darstellungen wurde entsprechend der Verdichterleistung auch die höhere Anzahl an Zapfsäulen und Gasspeichern berücksichtigt.

Die Leitungskosten für den Gasanschluss einer netzgebundenen Tankstelle wurden für jeweils 0,5; 1, 3 und 5 km berechnet. Der Einfluss der Kosten der Gasleitungen auf die Investitionskosten der Gastankstellen ist nicht unerheblich. Ab einer Leitungslänge von über 3 km können die Kosten der Gasleitungen bei über 50 % der Investitionskosten einer Gastankstelle liegen. Dazu kommen noch die Kosten für eine Gasübergabestation, die je nach Vordruck in der Gasleitung zwischen € 50.000 und € 150.000 liegen können.

Die Anlagen 5 und 6 repräsentieren netzferne CNG-Tankstellen mit einer Leistung von 50 und 150 m³/h. Die Kosten dieser Tankstellen wurden anhand des Angebotes der Firma „Galileo“ (Tabelle 3) berechnet. Die Tankstelle mit 150m³/h verfügt zusätzlich über einen Boosterkompressor, um die vorhandenen Gasspeicherkapazitäten (zwei Speichermodule zu je 1350 m³) besser nutzen zu können.

3.2.2.1 Kosten der Belieferung mittels Trailern bzw. neugebauten Gasleitungen abhängig von der Transportstrecke

Der Einfluss der Leitungslänge auf die Gaskosten an der Zapfsäule ist nicht zu vernachlässigen und liegt je nach Verdichterleistung bzw. tatsächlichem Gasverbrauch zwischen 1 und 25 Cent pro m³ Gas. (vgl. Kap 3, Abbildung 30).

So hat eine Tankstelle mit einer Verdichterleistung von rund 50 m³/h bei einer Auslastung von 30 % und einer Leitungslänge von 3 km spezifische Leitungskosten von rund 0,25 €/m³. Die spezifischen Leitungskosten einer Gastankstelle mit Verdichterleistung von 300 m³/h liegen bei gleicher Leitungslänge und Auslastung dementsprechend bei nur 0,04 €/m³. Wird eine geringere Auslastung als 30 % angenommen, steigen die Leitungskosten in beiden Varianten dementsprechend linear an. (Kap 3, Abbildung 30).

Tatsächlich liegt die derzeitige Auslastung von Gastankstellen in den Städten mit einer Verdichterleistung von rund 300 m³/h zwischen 3 und 10 % bzw. 90.000 bis 240.000 m³/Jahr (HPC, 2008). Wodurch die Betriebskosten der Erdgastankstellen entsprechen höher und die derzeitigen Abgabepreise nicht kostendeckend sind.

Die Kosten der Belieferung von Gastankstellen mit bereits verdichtetem Biogas in Flaschenbündeln können anhand der Investitionskosten, Kosten der Gasverdichtung sowie Personal-, Logistik- und variablen Transportkosten berechnet werden.

Für diese Berechnung wurden die Angaben der Firma „Galileo“ zu Investitions- und Betriebskosten für eine Logistikkette „Virtuelle Pipeline“ zur Verdichtung, Lagerung und zum Transport von Erdgas genutzt, wie sie in Tabelle 3 aufgeführt sind.

Anhand dieser Angaben lassen sich die Gasbelieferungskosten von rund 0,148 €/m³ bei angenommen 100 km Lieferentfernung inkl. Zuschlag für Autobahnmaut errechnen. Ohne Autobahnmaut betragen die spezifische Gasbelieferungskosten nur 0,10 € pro m³ und 100 km Lieferentfernung.

Tabelle 3: Kostenübersicht für ein Gasbelieferungssystem für drei netzfernen Biomethan-Tankstellen (GALILEO 2008)

Anlage/Kostenstelle	Investition [€]*	Stk.	Investition für 3 CNG Tankstellen [€]	Jährliche Kosten [€]
Aufladeplattform	6.115	4	24.462	3.349
Transporttrailer	79.908	1	79.908	10.941
Gasflaschenbündel	65.638	6	393.831	53.925
Abladeplattform	6.115	6	36.692	5.024
Lagermodul	10.192	3	30.577	4.187
Dekompression	112.523	3	337.569	46.221
Zapfsäule	18.346	3	55.038	7.536
Summe			958.077	131.183

* Umrechnung der Kosten in Euro bei einem Dollar-Euro Wechselkurs 1,3\$/€.

Stellt man nun die Kosten der Gasbelieferung von netzfernen Gastankstellen mittels Flaschenbündeln den Investitionskosten für die Verlegung von neuen Gasleitungen gegenüber, kommt man zu dem Ergebnis, dass ab einer Leitungslänge von ca. 2 km und einem Gasverbrauch von unter 130.000 m³/Jahr die Verlegung von Gasleitungen gegenüber der Belieferung mit Flaschenbündeln mit höheren Kosten verbunden ist. Der Unterschied kann bis zu 0,10 € pro m³ Gas zugunsten der Gasbelieferung mittels Flaschenbündeln betragen (vgl. Kapitel 5 „Technische Optimierung“).

3.2.2.2 Kosten und technische Anforderungen an die elektrische Energieversorgung

Die elektrischen Anlagen der Erdgas(CNG)-Betankungsanlagen sind entsprechend den geltenden Bestimmungen für Elektrotechnik zu errichten (ÖVGW G97). Die Installation und der Betrieb elektrischer Anlagen unterliegen nationalen gesetzlichen Bestimmungen (Elektrotechnikgesetz 1992-ETG 1992) und den dazu erlassenen Verordnungen. In der Elektrotechnikverordnung-ETV sind die verbindlich einzuhaltende Bestimmungen und Normen angeführt (z.B. ÖVE/ÖNORM E8001-1, etc.).

Die Anforderungen an die Stromversorgung der Erdgas(CNG)-Betankungsanlagen richten sich nach der erforderlichen Anschlussleistung. Die Kosten der elektrischen Energieversorgung werden von der erforderlichen Anschlussleistung maßgeblich beeinflusst und hängen wiederum hauptsächlich von der Leistung des Verdichters ab. Netzferne Biomethan-Tankstellen, die in der Regel über keinen Verdichter oder nur einen Boosterkompressor verfügen, stellen daher wesentlich geringere Anforderungen an die Stromversorgung als die netzgebundenen Tankstellen mit eigenen Verdichteranlagen.

Die Kosten der Stromversorgung bestehen i.d.R. aus Stromanschlussgebühr, Grabungsarbeiten und Elektroinstallationen (Tabelle 1) und betragen je nach Anschlussleistung der Betankungsanlage, Kabellänge und Aufwendungen für die Grabungsarbeiten sowie die Oberflächenwiederherstellung zwischen € 14.000 und € 23.000 (PRAXISBEISPIELE, HPC, 2008).

Da die netzfernen Gastankstellen nur eine geringe Anschlussleistung benötigen, sind die Kosten für die Herstellung der Stromversorgung entsprechend niedriger. Die Möglichkeiten alternativer Stromversorgung z.B. über PV-Anlagen sollte im Falle langer Anschlussleitungen eingehend betrachtet werden.

Die ersten Recherchen zeigen, dass sich die Kosten einer PV-Insulanlage mit einer Leistung von 3 kWp zwischen € 15.000 und € 20.000 belaufen. Wenn die PV-Module zur Tankstellenüberdachung genutzt werden, können dadurch entsprechende Investitionskosten für die Tankstellenüberdachung in der Höhe von mehreren tausend Euro eingespart werden. Damit würde die Wirtschaftlichkeit des PV-Daches steigen, ganz abgesehen von potentiellen Ersparnissen durch die stetig steigenden Stromkosten. Bei derartigen PV-Anlagen muss allerdings auf eine explosionsgeschützte Ausführung geachtet werden. (ÖVGW G97).

Eine weitere Optimierung der Investitions- und Betriebskosten einer netzfernen Gastankstelle wird im Kapitel 8 (Wirtschaftlichkeit (AP6)) durchgeführt.

3.2.2.3 Gesetzliche Anforderungen an Gastankstellen und Gastransport

In diesem Kapitel werden rechtliche Rahmenbedingungen für den Bau und den Betrieb einer Biogas-Tankstelle sowie für den Transport von CNG dargestellt. Diesen Ausführungen liegen die in Österreich gültigen Vorschriften für den Bau und Betrieb von Gastankstellen zugrunde.

Das Errichten einer Biogas-Tankstelle ist in Österreich nach ÖVGW-Richtlinie G96 oder G97 geregelt. Diese Richtlinien stützen sich auf über 50 ÖNORMEN, Richtlinien und Bundesgesetze.

Die Richtlinien ÖVGW G96 und G97 unterscheiden die Tankstellen abhängig von Verdichterleistung und Betriebsdruck in Kleintankstellen und CNG-Betankungsanlagen. Bei den Kleintankstellen wird außerdem zwischen Langsambetankung und Schnellbetankung mit Gasspeicher sowie zwischen öffentlichen und nicht öffentlichen (betrieblichen) Gastankstellen unterschieden.

Erdgas-Kleintankstellen (ÖVGW G96)

Die Richtlinie G96 ist für die Planung, Aufstellung und den Betrieb von Erdgaskleintankstellen anzuwenden, welche die Aufgabe haben, Erdgas zu verdichten und als Kraftstoff in Erdgastanks abzugeben.

Die Anlage muss folgende Kriterien erfüllen:

- Eingangsdruck für den Kompaktverdichter maximal 100 mbar
- Geschlossene Motor/Verdichtereinheit (Kompaktverdichter)
- Maximale Verdichtungsleistung 15 Nm³/h und Betriebsdruck bis 200 bar

Werden Erdgas-Kleintankstellen als Schnellbetankungsanlagen verwendet (Abbildung 6), sind zusätzlich die Richtlinien für die Gasspeicherung zu beachten (DGÜW-V, 2004).

In der Regel kommen bei Gastankstellen Schnellbetankungsanlagen (Fast-fill, Abbildung 6) zum Einsatz. Bei „Fast-fill-Anlagen“ befüllen die Kompressoren einen Zwischenspeicher mit einem Druck von bis zu 200 bar, aus welchem dann das komprimierte Erdgas in das Fahrzeug fließen kann. Diese Technik ermöglicht kurze Tankzeiten von zwei bis fünf Minuten (DATACOMM, 2008).

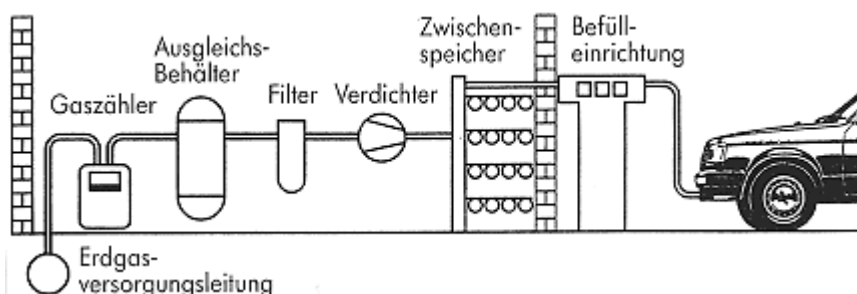


Abbildung 6: Erdgaskleintankstelle, (Fast-fill-Anlage) schematische Darstellung, (DATACOMM, 2008)

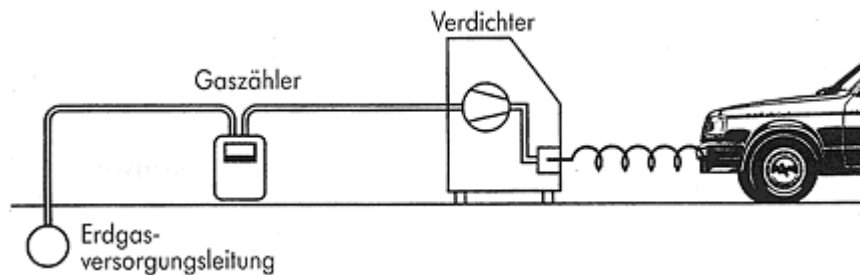


Abbildung 7: Erdgaskleintankstelle, (Slow-fill-Anlage) schematische Darstellung (DATACOMM, 2008)

Wenn die Tankgeschwindigkeit von geringerer Relevanz ist, können auch „Slow-fill-Anlagen“ (Abbildung 7) betrieben werden. Dabei wird das Gas direkt aus der Versorgungsleitung genommen und von einem Kompressor in den Fahrzeugtank gedrückt. Dadurch verlängert sich die Füllzeit auf fünf bis sieben Stunden. Angesichts der Fülldauer sind die Slow-fill-Anlagen hauptsächlich nur für Privat- oder Betriebstankstellen geeignet.

CNG-Betankungsanlagen (ÖVGW G97)

Für die Erdgas-Kleintankstellen, welche die o.a. Kriterien nicht erfüllen, ist die ÖVGW-Richtlinie G97 „Erdgas (CNG)-Betankungsanlagen“ anzuwenden. Der Anwendungsbereich umfasst die gesamte Anlage von der Hauptabsperreinrichtung der Anschlussleitung bis zum Kraftgastankanschluss (Zapfkupplung).

Die Biogas-Tankstellen unterliegen ebenfalls den oben genannten Richtlinien. Zum Betanken muss Biogas vor dem Eingangsflansch der Tankstelle auf die Erdgasqualität gemäß Kraftstoffverordnung BGBL 417/04 oder ÖVGW-Richtlinie G31 und G33 (Gasqualität H) aufbereitet werden.

Allgemeine Anforderungen (ÖVGW G97)

Die Erdgas(CNG)-Betankungsanlage ist eine Baugruppe im Sinne der Druckgeräteverordnung – DGVO, beginnend beim Eingangsflansch bis einschließlich der Füllkupplung.

Die Erdgas(CNG)-Betankungsanlage und deren technische Einrichtung sind entsprechend den jeweils zutreffenden Rechtsvorschriften (z.B. Kesselgesetz und den dazu erlassenen Verordnungen, Maschinensicherheitsverordnung – MSV, Explosionsschutzverordnung 1996 – ExSV 1996, Niederspannungsgeräteverordnung 1995 – NspGV 1995, etc.) zu konstruieren, herzustellen und auszurüsten.

Die Erdgas(CNG)-Betankungsanlage ist weiters entsprechend dieser ÖVGW-Richtlinie auszuführen. Dies ist vom jeweiligen Hersteller oder von einer Prüfstelle zu bestätigen.

Alle Anlagenbauteile müssen für ihren vorgesehenen Einsatzzweck geeignet sein.

Die Anlagenbauteile müssen weiters für Einflüsse, die sich bei Herstellung, Montage und Betrieb ergeben, wie z.B. Temperaturänderungen, auftretende Kräfte und Schwingungen, ausgelegt sein. Ist ein Korrosionsschutz erforderlich, sind alle Bauteile mittels geeigneter Verfahren wie z.B. Farbanstrich, Umhüllung oder kathodischem Schutz zu schützen.

Kann der Eingangsdruck den Auslegungsdruck der Erdgas(CNG)-Betankungsanlage übersteigen, so ist diese gegen zu hohen Eingangsdruck mittels Sicherheitsabsperrentilen (SAV) entsprechend ÖVGW-Richtlinien G 73/1 bzw. G 73/2 abzusichern.

Die gesamte Erdgas(CNG)-Betankungsanlage ist technisch dicht im Sinne der Druckbehälter-Aufstellungs-Verordnung DBA-VO auszuführen (siehe dazu ÖNORM M 7323, Anhang D).

Der Ein- bzw. Zusammenbau von Anlagenbauteilen in bzw. zu eine(r) Erdgas(CNG)-Betankungsanlage ist entsprechend den Vorgaben der jeweiligen Hersteller vorzunehmen und zu dokumentieren.

Anlagenbauteile und Bedienungselemente, die bei Bedienung, Betrieb und Wartung eventuell einzustellen oder zu ersetzen sind, müssen leicht zugänglich angeordnet sein.

Die Erdgas(CNG)-Betankungsanlage ist mit MSR-Schutzeinrichtungen auszurüsten, die unzulässige Betriebszustände in der Anlage und unzulässige Drücke in den Kraftgastanks der zu betankenden Erdgas(CNG) betriebenen Fahrzeuge verhindern.

Die Auswirkungen des Betriebes der Verdichtereinheit bzw. des Verdichters auf die örtliche Gasversorgung sind zu berücksichtigen.

Für die Baugruppe ist eine Konformitätserklärung zu erstellen, wobei bei der Konformitätsbewertung zumindest folgende Richtlinien (Richtlinien des Rates) zu berücksichtigen sind:

- Druckgeräte-Richtlinie
- Maschinen-Richtlinie
- ATEX-Richtlinie
- EMV-Richtlinie
- Niederspannungsgeräte-Richtlinie

Weitere Details der ausrüstungstechnischen Anforderungen, Anforderungen an die Rohrleitungen, explosionsschutztechnische Anforderungen, elektrotechnische Anforderungen und Anforderungen an die Bauausführung können der ÖVGW-Richtlinie G97 entnommen werden.

Anforderungen an Standort und Aufstellung (ÖVGW G97)

Bei öffentlichen Tankstellen sind die CNG-Abgabeeinrichtungen bzw. die CNG-Zapfsäulen im Freien, die übrigen Anlagenbauteile, wie z.B. Verdichter und Gasspeicher, in einer eigenen allseitig geschlossenen Baulichkeit aufzustellen.

Bei der Errichtung von Erdgas(CNG)-Betankungsanlagen sind die im Anhang C der ÖVGW Richtlinie G97 festgelegte Schutzabstände einzuhalten.

Erdgas(CNG)-Betankungsanlagen dürfen sich innerhalb des Betriebsbereiches von Tankstellen für Flüssigkraftstoff(e) befinden; ihre Schutzabstände und explosionsgefährdeten Bereiche dürfen sich überschneiden.

Verdichtereinheiten bzw. Verdichter, Gasspeicher und CNG-Abgabeeinrichtungen dürfen innerhalb der jeweiligen explosionsgefährdeten Bereiche aufgestellt werden, wenn sie für die entsprechenden Ex-Zonen geeignet sind. (Anmerkung: Für Benzin und Erdgas gelten unterschiedliche Temperaturklassen etc.).

Werden Erdgas(CNG)-Betankungsanlagen im Bereich von nichtöffentliche(n) Tankstellen im Freien errichtet, sind Verdichtereinheit bzw. Verdichter gegen Witterungseinflüsse entsprechend zu schützen, um einen sicheren und zuverlässigen Betrieb sicherzustellen.

Nichtöffentliche Tankstellen dürfen nicht allgemein zugänglich sein. Eine Zufahrtmöglichkeit für Einsatzfahrzeuge ist vorzusehen.

Gasspeicher

Die höchst zulässigen Betriebsdrücke und Arbeitsdrücke in Gasspeichern (=Nenndruck) sind durch Typengenehmigung geregelt. Nach DIN 4664 ist der Prüfdruck für nahtlose Flaschen aus Stahl zwischen 60 und 450 bar angegeben. Die derzeit in Österreich zugelassenen nahtlosen Flaschen aus Stahl haben einen Betriebsdruck von 200 bar (Prüfdruck 300 bar). Andere Flaschen sind nicht genormt und daher zurzeit nicht zugelassen.

Wenn eine Typengenehmigung für höhere Drücke erfolgen würde, könnten auch Flaschen mit höherem Prüf- und Betriebsdruck genehmigt werden.

Die Typengenehmigung wird nach den Verordnungen: Nr. 420. Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit über sicherheitstechnische Bestimmungen für Prüfungen bei der Inbetriebnahme und während des Betriebes von Druckgeräten (Druckgeräteüberwachungsverordnung - DGÜW-V) zum BGBl. II – ausgegeben am 4. November 2004 und Nr. 420 2 von 47 und Nr. 291. Ortsbeweglichen Druckgeräteverordnung – ODGVO [CELEX-Nr.: 399L0036] zum BGBl. II – ausgegeben am 10. August 2001 – Nr. 291 geregelt.

CNG-Abgabeeinrichtungen (ÖVGW G97)

Bei CNG-Abgabeeinrichtungen ist für die zu betankenden Fahrzeuge ausreichend Platz vorzusehen. Stellplätze für die zu betankenden Fahrzeuge müssen fest und eben sein.

CNG-Abgabeeinrichtungen sind auf erhöhten Aufstellungsflächen zu errichten, die mindestens 12 cm höher sind als die angrenzenden Verkehrsflächen. Der Sockel der CNG-Abgabeeinrichtung muss von den Rändern dieser Aufstellungsfläche mindestens 30 cm entfernt sein. Um die CNG-Abgabeeinrichtung muss in einem Umkreis von mindestens 80 cm

jener Bereich ungehindert zugänglich sein, der für Kontroll-, Wartungs- und Reparaturarbeiten an der CNG-Abgabeeinrichtung erforderlich ist. In besonderen Fällen kann ein zusätzlicher Anfahrerschutz erforderlich sein.

CNG-Abgabeeinrichtungen dürfen nicht innerhalb der Ex-Zonen der Verdichtereinheit bzw. des Verdichters und des Gasspeichers aufgestellt werden und sind weiters so zu errichten, dass die zu betankenden Fahrzeuge nicht durch die Ex-Zone der Verdichtereinheit bzw. des Verdichters und des Gasspeichers fahren müssen.

CNG-Abgabeeinrichtungen müssen von Gebäuden aus brennbaren Baustoffen und von oberirdischen Lagerbehältern mindestens 8 m entfernt sein. CNG-Abgabeeinrichtungen müssen von Öffnungen zu Gebäuden aus nichtbrennbaren Baustoffen, die nicht der Unterbringung von Anlagenbauteilen der Erdgas(CNG)-Betankungsanlage dienen, mindestens 5 m entfernt sein.

Es muss ein für die Brandklassen ABC zugelassener Feuerlöscher zur Verfügung stehen.

Anfahrerschutz (ÖVGW G97)

Die Anlagenbauteile sind gegen vorhersehbare mechanische Beschädigungen durch Fahrzeuge zu schützen (Abbildung 8).



Abbildung 8: CNG-Abgabeeinrichtung nach ÖVGW G97 mit Anfahrerschutz (Bild: ARAL AG)

Beleuchtung (ÖVGW G97)

Erdgas(CNG)-Betankungsanlagen müssen während der Öffnungszeiten der Tankstelle bei Dunkelheit so beleuchtet sein, dass die ordnungsgemäße Bedienung der CNG-Abgabeeinrichtung(en) möglich ist. Es muss vorgesehen werden, dass bei Ausfall der Beleuchtung die Abgabe von CNG automatisch unterbrochen und ein selbsttätiges Wiedereinschalten der CNG-Abgabeeinrichtung(en) verhindert wird (analog zu §111 Verordnung über brennbare Flüssigkeiten - VbF).

Anforderungen an die Gasbeschaffenheit (ÖVGW G97)

Das für Erdgas(CNG)-Betankungsanlagen bestimmte Erdgas muss eine Zusammensetzung gemäß ÖVGW-Richtlinie G31 aufweisen und frei von Verunreinigung wie Staub und Flüssigkeit sein. Es darf nur odoriertes Gas verwendet werden.

Wartungs- oder Bedienungsvorgänge an der Erdgas(CNG)-Betankungsanlage dürfen die Zusammensetzung des abzugebenden CNG nicht nachteilig beeinflussen.

Das von einer Erdgas(CNG)-Betankungsanlage abgegebene CNG muss den in der Kraftstoffverordnung BGBl 417/04 von 1999 angegebenen Spezifikationen entsprechen und odoriert sein.

Der Ölgehalt im abgegebenen CNG darf maximal 10mg/kg betragen. Dies kann z.B. durch Einbau von entsprechenden Filtern im Bereich der CNG-Abgabeeinrichtungen erfolgen.

Erstprüfungen und Dokumentationen der Baugruppe (ÖVGW G97)

Die Erdgas(CNG)-Betankungsanlage und deren technische Einrichtungen sind entsprechend den jeweils zutreffenden gesetzlichen Bestimmungen (z.B. Kesselgesetz und den dazu erlassenen Verordnungen, Maschinensicherheitsverordnung – MSV, Explosionsschutzverordnung 1996 – ExSV 1996, Niederspannungsgeräteverordnung 1995 – NspGV 1995, etc) zu prüfen. Nach erfolgter positiver Konformitätsbewertung ist die Erdgas(CNG)-Betankungsanlage zu kennzeichnen (CE-Kennzeichnung).

Genehmigung, Prüfungen und Inbetriebnahme (ÖVGW G97)

Für die Errichtung und den Betrieb einer Erdgas(CNG)-Betankungsanlage ist bei der jeweils zuständigen Behörde um eine gasrechtliche und/oder gewerberechtliche, gegebenenfalls auch um eine baurechtliche Genehmigung anzusuchen.

Im Falle der Errichtung einer Erdgas(CNG)-Betankungsanlage:

- Als nicht öffentliche Tankstelle im Bereich eines Erdgasunternehmens und der ausschließlichen Abgabe von CNG für dessen Eigenbedarf, ist für die gesamte Erdgas(CNG)-Betankungsanlage um eine gasrechtliche Genehmigung gemäß den Bestimmungen des Gaswirtschaftsgesetzes (GWG) anzusuchen.
- Als nicht öffentliche Tankstelle im Bereich eines Gewerbebetriebes (auch Erdgasunternehmen) und der Abgabe von CNG für dessen Eigenbedarf und/oder für Dritte, ist hinsichtlich des in Gasflussrichtung vor der Hauptabsperreinrichtung gelegenen Anlagenteils mit einem MOP > 6 bar um eine gasrechtliche Genehmigung gemäß den Be-

stimmungen des Gaswirtschaftsgesetzes (GWG) und hinsichtlich des in Gasflussrichtung nach der Hauptabsperreinrichtung gelegenen Anlagenteiles um eine gewerberechtliche Genehmigung gemäß den Bestimmungen der Gewerbeordnung 1994 (GewO 1994) anzusuchen.

- Als öffentliche Tankstelle ist hinsichtlich des in Gasflussrichtung vor der Hauptabsperreinrichtung gelegenen Anlagenteiles mit einem MOP > 6 bar um eine gasrechtliche Genehmigung gemäß den Bestimmungen des Gaswirtschaftsgesetzes (GWG) und hinsichtlich des in Gasflussrichtung nach der Hauptabsperreinrichtung gelegenen Anlagenteiles um eine gewerberechtliche Genehmigung gemäß den Bestimmungen der Gewerbeordnung 1994 (GewO 1994) anzusuchen.

Im Falle eines Ansuchens um eine gewerberechtliche Genehmigung sind zumindest die in Anhang angeführten Unterlagen anzuschließen.

Prüfungen und Dokumentation (ÖVGW G97)

Die Prüfungen sind unter Einhaltung entsprechender Sicherheitsmaßnahmen, insbesondere der im ArbeitnehmerInnenschutzgesetz (AschG), im Kesselgesetz und in den in Anhang „E“ der ÖVGW G97 angeführten Sicherheitsmaßnahmen durchzuführen.

Betrieb (ÖVGW G97)

Die Erdgas(CNG)-Betankungsanlage ist fachkundig, entsprechend den Angaben des Herstellers und gemäß den entsprechenden gesetzlichen Bestimmungen (z.B. Gaswirtschaftsgesetz (GWG), Gewerbeordnung 1994, Kesselgesetz, usw. zu betreiben; für den Betrieb erforderliche Sicherheitsmaßnahmen sind zu setzen.

Erdgas(CNG)-Betankungsanlagen von öffentlichen Tankstellen dürfen grundsätzlich nur in Anwesenheit von einen Unterwiesenen betrieben werden. Sie dürfen aber auch unter Überwachung durch eine geeignete Person betrieben werden, wobei sich eine unterwiesene Person an Orten aufhalten muss, an denen sie jederzeit verfügbar, über eine Rufanlage erreichbar ist und innerhalb von 30 Minuten an der Erdgas(CNG)-Betankungsanlagen anwesend sein kann.

Somit können **öffentliche** CNG-Tankstellen **im Selbstbedienungsbetrieb** betrieben werden.

Ohne Überwachung durch eine unterwiesene oder eine geeignete Person ist der Selbstbedienungsbetrieb bei Erdgas(CNG)-Betankungsanlagen nur dann zulässig, wenn ausschließlich mit der Bedienung und den möglichen Gefahren der CNG-Abgabereinrichtung vertraute und diesbezüglich nachweislich eingeschulte Personen Betankungen durchführen. Es han-

delt sich hierbei um so genannte nicht öffentliche Tankstellen (wie z.B. MethaPUR in Margareten am Moos NÖ).

Einreichunterlagen für die Genehmigung einer Erdgas(CNG)-Betankungsanlage (ÖVGW G97)

Nachfolgend sind die für die behördliche Genehmigung einer Erdgas (CNG)-Betankungsanlagen erforderlichen Unterlagen angeführt. Die erforderliche Ausfertigungszahl der Unterlagen wird von der jeweils zuständigen Behörde vorgegeben.

- Technische Beschreibung (Baubeschreibung, Betriebsbeschreibung)
- Angabe über die Betriebsform (Bedienungsbetrieb, Selbstbedienungsbetrieb)
- Angabe über die Öffnungszeiten der Tankstelle
- Grund- und Aufrissplan der Erdgas(CNG)-Betankungsanlage
- Maßstabgetreuer Übersichts- und Lageplan (Aufstellungsplan) inkl. nächstgelegener Nachbargebäude, schutzwürdiger Objekte, Straßen sowie Zu- und Abfahrten zur Erdgas(CNG)-Betankungsanlagen mit eindeutiger Unterscheidung des bisher genehmigten Standes zum Bauvorhaben
- Grundstückseigentümer- und Anrainerverzeichnis
- Anlagenschema
- Verrohrungsplan
- Angabe von Durchmesser, Nenndruck, Material, Verbindungstechnik und Lage sowie Darstellung der Rohrleitung zwischen Gasspeicher und CNG-Zapfsäule
- Schnitt durch den Zapfsäulenschacht
- Schnitt durch den Rohrgraben
- Ex-Schutz-Konzept für die gesamte Tankstelle mit grafischer Darstellung und Beschreibung der Ex-Zoneneinteilung
- Verzeichnis der Maschinen und sonstigen Betriebseinrichtungen
- Auflistung der MSR-Schutzeinrichtungen
- Sicherheitsbetrachtungen (bezogen auf den Aufstellungsort) mit Maßnahmen zur Abwehr der erkannten Gefahren
- Angabe der Schutzabstände (durch eine Prüfstelle)
- Beschreibung über die Behandlung von Alarmmeldungen
- Auflistung der Maßnahmen für den vorbeugenden Brandschutz (z.B. Brandschutzplan)
- Aufstellung bzgl. Art und Menge von Emissionen aus dem Betrieb (Schadstoffe und Lärm), hinsichtlich der Lärmemission unter Angabe des A-bewerteten Schalldruckpegels in definiertem Abstand oder Schalleistungspegel in Form eines Messberichtes oder einer Prognoseberechnung.
- Auflistung der Maßnahmen zur Vermeidung bzw. Verminderung und Überwachung der Emissionen aus dem Betrieb

- Sicherheitsdatenblätter aller an der Erdgas(CNG)-Betankungsanlage verwendeten Betriebsstoffe
- Abfallwirtschaftskonzept

Gastransport (ÖVGW G97)

Die Beförderung von verdichtetem Erd- bzw. Biogas erfolgt unter Einhaltung folgender Vorschriften:

- Bundesgesetz über die Beförderung gefährlicher Güter (Gefahrgutbeförderungsgesetz - GGBG) BGBl. I Nr. 145/1998 i.d.F. BGBl. I Nr. 63/2007
- Schriftliche Weisung ADR
- Sicherheitsdatenblatt gem. Verordnung (EG) Nr. 1907/2006
- Beförderung gefährlicher Güter gem. Kraftfahrzeuggesetz 1967 - KFG 1967, Straßenverkehrsordnung 1960 BGBl.145/1998, Schieß- und Sprengmittelgesetz, Schieß- und Sprengmittelmonopolsverordnung BGBl 86/2002.

Die oben dargestellten Regelungen für Gastransporte regeln im Wesentlichen nur die Transportkennzeichnung gemäß EG-Richtlinien 67/548/EWG und/oder 1999/45/EG. Bezüglich der zu befördernden Gasmengen sind darin keine Grenzwerte enthalten. Der Druck in den Transportbehältern soll den jeweiligen Zulassungen für Transportbehälter entsprechen.

3.3 CONCLUSIO

Im Zuge dieses Arbeitspaketes wurden detaillierte Kostenanalysen von netzgebundenen und netzfernen Biogas-Tankstellen durchgeführt. Der Unterschied zwischen netzgebundenen und netzfernen Gastankstellen liegt in der Art der Gasversorgung. Es wurden demgemäß einzelne Bestandteile der Gastankstelle dargestellt und der notwendige Umfang der Anlagenelemente für eine netzferne Biogas-Tankstelle bestimmt.

Die Versorgung von netzfernen Gastankstellen erfolgt durch Belieferung mit Flaschenbündeln, in denen sich bereits auf 200 - 250 bar verdichtetes Gas befindet. Das hydraulische Volumen eines Flaschenbündels beträgt je nach Hersteller zwischen 800 und 5.400 Liter. Die Befüllung der Flaschenbündel findet in netzgebundenen Verdichterstationen oder direkt bei den Biogasanlagen statt. Deshalb sind bei netzfernen Gastankstellen die Anlagenteile 1 bis 10 (Abbildung 3) nicht erforderlich.

Die Kosten einer Gastankstelle ergeben sich aus den Kosten der entsprechenden Genehmigungen, baulichen Maßnahmen, Installationen, des Gasanschlusses (im Falle einer netzgebundenen Gastankstelle) und der Tankstellenanlagen. Diese Kosten variieren je nach Hersteller und Anlagenleistung sehr stark (Tabelle 1). Zwischen den Tankstellenanlagen mit

gleicher Verdichterleistung wurde ein Kostenunterschied von bis zu 90.000 Euro ermittelt. Zwischen netzfernen und netzgebundenen Tankstellen können Kostenunterschiede von über 100.000 Euro liegen. Dabei sind die Kosten für den Gasnetzanschluss besonders relevant.

Die Kosten der Gasversorgung von netzfernen Gastankstellen hängen im Wesentlichen von den Leitungslängen und vom Gasabsatz ab. Die Belieferung von Gastankstellen mit Biogas in Flaschenbündeln stellt bei Leistungslängen von über 2 km und einem Gasverbrauch von unter 130.000 m³/Jahr eine wirtschaftlich sinnvolle Alternative für die Gasversorgung dar.

Das Errichten einer Biogas-Tankstelle ist in Österreich nach ÖVGW-Richtlinie G96 (Erdgas-Kleintankstellen) bzw. G97 (CNG-Betankungsanlagen) geregelt, wobei die Bauordnungen und gewerberechtliche Genehmigungen jedes Bundeslandes explizit berücksichtigt werden müssen (PODINGBAUER ÖVGW, 2008). Der Unterschied zwischen Erdgas-Kleintankstellen und CNG-Betankungsanlagen besteht in der Verdichterleistung, die bei Kleintankstellen 25 m³/h nicht überschreiten darf. Laut der ÖVGW-Richtlinie G96 ist für Kleintankstellen ein vereinfachtes Genehmigungsverfahren möglich. Somit könnte auch bei netzfernen Gastankstellen (wenn kein Verdichter installiert ist) ein vereinfachtes Genehmigungsverfahren angewandt werden.

Die ÖVGW-Richtlinie G97 unterscheidet außerdem zwischen öffentlichen und nicht öffentlichen CNG-Betankungsanlagen. Bei öffentlichen CNG-Betankungsanlagen oder wenn CNG an Dritte abgegeben wird, muss um eine gasrechtliche und eine gewerberechtliche Genehmigung angesucht werden.

Der Gastransport erfolgt nach dem Gefahrgutbeförderungsgesetz – GGBG, BGBl. I Nr. 145/1998 i.d.F. BGBl. I Nr. 63/2007 und BGBl. I Nr. 291/2001. In diesem Gesetz sind für Gastransporte weder Druck noch Gasmenge geregelt. Diese Parameter müssen lediglich den Typengenehmigungen für die jeweiligen Gasflaschen und Transportfahrzeuge entsprechen.

4. Versorgungsvarianten von Biogas-Tankstellen (AP2)

4.1 METHODEN

Zur Konzeption der verschiedenen Versorgungsvarianten von netzunabhängigen Gastankstellen wurden andere, bereits umgesetzte Projekte, analysiert. Weiters wurde auch mit Vertretern aus der Gasindustrie und von Anlagenbaufirmen Interviews (persönlich und telefonisch) durchgeführt.

Um Informationen über bereits international umgesetzte ähnliche Projekte zu erhalten, wurden Internetrecherchen durchgeführt bzw. wurde auf die internationalen Kontakte unserer Partner zurückgegriffen. Nachdem die Kontakte zu den Projektbetreibern bzw. deren Projektpartnern erhoben werden konnten, wurden diese per Email angeschrieben und anschließend auch telefonisch kontaktiert.

4.1.1 Eckdaten des AP2

Im Rahmen unserer Recherchen mussten wir zur Kenntnis nehmen, dass für die meisten Projekte zwar technische Daten und auch Angaben über das Investitionsvolumen vorhanden waren, jedoch wurden uns keine Betriebsdaten und Angaben zur Wirtschaftlichkeit mitgeteilt. Auch gab es zu den einzelnen Projekten keine gerechneten Ökobilanzen bzw. Angaben bezüglich der Ökobilanz konnten nicht verifiziert werden.

Insgesamt konnte festgestellt werden, dass es vor allem in Südamerika interessante Beispiele zur Umsetzung dezentraler netzunabhängiger Versorgung von Gastankstellen gibt.

4.2 ÜBERSICHT ÜBER INTERNATIONALE BEISPIELE VON BIOGAS-TANKSTELLEN UND VERSORGUNGSVARIANTEN

Spanien

Coll Cardus Deponie/ Barcelona, Fa. Hera Holding

Mit Hilfe spezieller Filter und Verfahren gewinnen die spanischen Techniker aus jedem Biogas – auch Deponiegas – einen brauchbaren, siloxanbefreiten Kraftstoff mit 90 Prozent Methan, der vor der Betankung von Autos lediglich noch komprimiert werden muss. Das System arbeitet seit Februar 2005 als Containereinheit auf der Coll Cardus-Deponie nahe Barcelona.

Die Pilotanlage verfügt über eine Kapazität von 200 Nm³/h Rohgas. Mit dieser Menge könnte man laut Hera Holding täglich 80 Autos mit Treibstoff für jeweils 300 Kilometer Fahrstrecke betanken. Es lässt sich mit dieser Technik auch das unkontrollierte Entweichen des Treibhausgases Methan aus der Deponie verhindern. Die Investitionskosten beziffert das Unternehmen aus Barcelona mit 850.000 Euro. Beim Verkaufspreis des Brennstoffes geht es von etwas mehr als acht Cent pro kWh aus (UMWELTMAGAZIN, 2005).

Als Vorlaufzeit (Planung und Konstruktion) für die Errichtung ihrer Anlagen benötigte Hera rd. vier Monate, der Platzbedarf für die Anlage beträgt rd. 72 m² (6x12m). Als Verdichter für die Herstellung von Bio-CNG wird ein 15 kW-Verdichter (3-stufig) eingesetzt. Dieser Verdichter erreicht bei einer 75%-igen Auslastung eine Verdichtungsleistung von 33 Nm³/h. Nachstehend sind in Tabelle 4 die erhobenen wirtschaftlichen Kennzahlen zusammen gestellt.

Tabelle 4: Planungs-, Konstruktions- und Betriebskosten einer Biomethantankstelle (FA. HERA HOLDING, 2008)

Position	Gasaufbereitungsanlage 150m ³ /h
Investition	800.000 €
Betriebskosten (Material)	60.000 €/a
Personalkosten	30.000 €/a
Verdichterredundanz	18.000 €/a
Energiebedarf f. Aufbereitung	0,320 kWh/m ³
Energiebedarf f. Verdichtung	0,341 kWh/m ³
Biogasbereitstellungskosten	0,58 €/kg
gesamte Bio-CNG-Kosten	0,85 €/kg

Schweden (TRETTER, 2008a)

Das Biogas (~ 1.400 GWh/a) wird überwiegend in kommunalen Klär- und Bioabfallverwertungs-Anlagen erzeugt. Da das schwedische Erdgasnetz v. a. im südlichen und im westlichen Raum (bis Göteborg) zusammenhängend ausgebaut ist, gibt es schon seit längerer Zeit Erfahrungen, Biogas dezentral in separat verlegten Gasleitungen zu größeren Verbrauchergruppen (gemeindenaher Heiz(kraft)werke, Haushalte, Gewerbe und Industrie) zu leiten und dort zu verwerten.

In den späten 80er-Jahren begann man erstmals damit, aus Biogas KFZ-Kraftstoff zu erzeugen. Neben der Weiterentwicklung geeigneter Aufbereitungsverfahren gelang in Schweden die Erarbeitung eines eigenen Standards (SS 15 54 38) für Biogas als Treibstoff. Der Standard stellt sicher, dass die Betankungs- und Fahrzeugumrüstungs-Technologie für Erdgas auch für Biogas verwendet werden kann.

Hochverdichtetes Biogas kann problemlos in Kraftfahrzeugen eingesetzt werden, wenn es einen Methangehalt von mindestens 96 Vol.-% aufweist. Nach erfolgter Aufbereitung wird das Biogas (in Erdgas-, bzw. eigens verlegten Leitungen) zu Hochdruckverdichtern transpor-

tiert. Dort wird es auf ~ 200 bis 300 bar verdichtet und in Druckgasflaschenbündeln bis zur Betankung zwischengespeichert oder per LKW weitertransportiert. Für die Aufbereitung und Hochdruckverdichtung werden ca. 5 – 7 % der Energie im Biogas benötigt.

Mittlerweile gibt es in Schweden 34 öffentlich zugängliche Biogas-Tankstellen (Abbildung 9), die zumeist von Erdgasversorgungs- bzw. Mineralölfirmen betrieben werden. In acht Städten gibt es keinen Zugang zum Erdgasnetz. Hier kommt Biogas in Hochdruckbehältern (engl. Compressed Biogas – CBG) oder verflüssigtes Erdgas (engl. Liquefied Natural Gas – LNG) bzw. hochdruckverdichtetes Erdgas (engl. Compressed Natural Gas – CNG) zum Einsatz, damit die Fahrzeuge rund um die Uhr sicher versorgt sind.

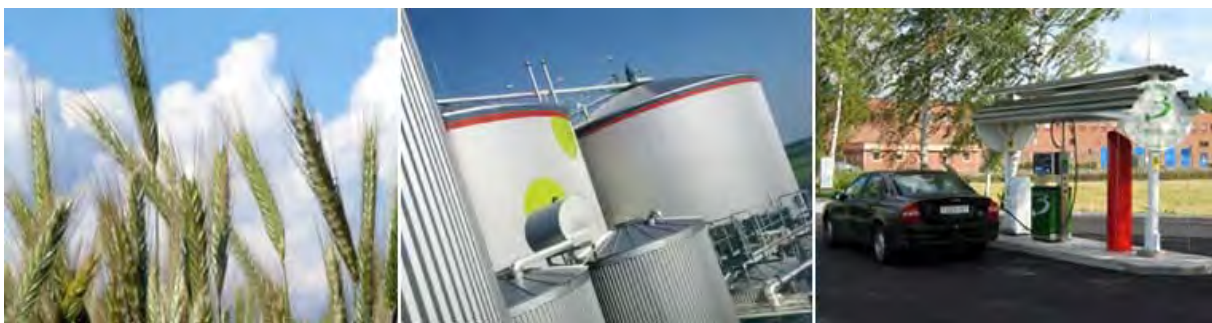


Abbildung 9: Biogaserzeugung und Biogas-Tankstelle in Schweden (SVENSKBIOGAS, 2008)

Biogas wird heute überwiegend an Busse des öffentlichen Verkehrs und an städtische LKWs abgegeben (Betankung über Nacht – Slow-fill-Anlagen), darüber hinaus auch an Privatautos (per Schnellbetankung – Fast-fill-Anlagen).

Biogasbetriebene Busse können mit einer Biogas-Tankfüllung 300 – 400 km weit fahren, was für den Tagesbetrieb genügt. Pkws werden häufig mit zwei Tanks ausgestattet (Benzin und Erdgas bzw. Biogas), die Reichweite liegt dann bei ca. 200 km für jeden Tank. Neuere Fahrzeuge dürften mittlerweile weit höhere Reichweiten erzielen. Bei Derzeit sind mehr als 2.000 gasbetriebene Fahrzeuge in ganz Mittel-, West- und Südschweden im Einsatz.

Der wohl wichtigste Anreiz in Schweden mit Biogas zu fahren, besteht darin, dass Biogas (bis auf die Mehrwertsteuer) nicht besteuert wird. Der Verkaufspreis für Biogas-Kraftstoff liegt bei 0,5 bis 0,8 €/m³, die Produktionskosten liegen bei 0,17 bis 0,5 €/m³.

Laholm, Biogas als Austauschgas (TRETTER, 2008a)

Ein gänzlich anderes Biogas-Konzept wird seit 1999 im an der Westküste Schwedens gelegenen Laholm verfolgt. Dort wird Biogas als Austauschgas in ein 4 bar Erdgasnetz eingespeist. Die Anlage versorgt über eine 3 km lange Leitung eine kleine Ortschaft (mit ca. 1.000 Familien) mit Biogas. In den Sommermonaten wird die Ortschaft fast ausschließlich von der

Biogasanlage Laholm versorgt. Im Winter wird der steigende Mehrbedarf mit Erdgas abgedeckt. In Laholm muss das Biogas nach der Aufbereitung zusätzlich mit Propan versetzt werden, nur so kann die hohe Erdgasqualität (v. a. Brennwert und Wobbe-Index) erreicht werden. Trotz dieser Zusatzkosten wird die eingespeiste Menge bald auf 500 m³/h Produktgas verdoppelt werden.

Die geschilderte Dynamik beim Absatz von Biogas-Kraftstoff ist auch deshalb bemerkenswert, da Pkws, die für den Biogasbetrieb umgerüstet werden, in ihrer Anschaffung um ca. 2.600 bis 4.100 Euro teurer sind. In Abbildung 10 ist eine typische Biogas-Tankstelle in Laholm dargestellt.



Abbildung 10: Biogas-Tankstelle in Laholm (TRETTER, 2008a)

Kristianstad (HOFFMAN ET AL., 2006)

Die Biogasanlage Kristianstadt-Karpalund erzeugt seit 1998 Biogas aus industriellen organischen Abfällen (Schlachtereiabfälle, kommunaler Bioabfall, Gemüseverarbeitungsrückstände, Fettabscheiderreste, Kartoffelindustrierückstände u. a.). Damit wird eine sehr hohe Rohgasqualität von bis zu 80 % Methan erzeugt.

Dieses Rohgas wird zum größten Teil in einer Fernwärmeerzeugungsanlage in ca. 4 km Entfernung verwendet. Überschüssiges Gas wird gemeinsam mit Klärgas der kommunalen Kläranlage seit 1999 zu Fahrzeugtreibstoff in einer Anlage zur Aufbereitung von bis zu 175 m³/h Rohgas in einer Druckwasserwäsche aufbereitet. Das Reingas wird in einer Tankstelle am Betriebsgelände und einer Tankstelle des kommunalen Busunternehmens vertrieben. Der Gaspreis an der Zapfsäule beträgt 0,84 €/l Benzinäquivalent.

Norrköping (HOFFMAN ET AL., 2006)

Die Aufbereitungsanlage in Norrköping soll zukünftig nach Ausbau des Erdgasnetzes einer Stützung des Gasbedarfes dienen. Das Biogas wird auch hier aus der Klärschlammfäulung der Kläranlage für 105.000 Einwohnergleichwerte gewonnen, welches vor Installation der Gasaufbereitungsanlage 2004 in einem Blockheizkraftwerk genutzt wurde. Die damit entfallene Fermenterbeheizung wird nun mit Fernwärme realisiert.

Es werden ca. 250 m³/h Rohgas mit einer Druckwasserwäsche eine Tankstelle im ca. 4 km entfernten Busdepot eingesetzt.



Abbildung 11: Slow-fill-Bustankstelle in Norrköping

Helsingborg-Filborna (HOFFMAN ET AL., 2006)

An der Biogasanlage Helsingborg-Filborna wird seit 1996 (Versuchsanlage 15 Nm³/h) bzw. 2003 (Großanlage) eine Druckwechsel-Adsorptions-Anlage zur Biogasaufbereitung betrieben. Das Biogas wird ausschließlich aus industriellen Reststoffen (Kartoffelindustrie, Schlachtabfälle, Fettabfälle etc.) erzeugt. Daraus resultiert ein Biogas mit knapp 80 % Methananteil. Das Biogas wird zu einem Teil (350 Nm³/h Rohgas) in der Druckwechsel-

Adsorptionsanlage auf rund 98 % Methananteil aufbereitet. Ein noch größerer Anteil des Rohbiogases wird gemeinsam mit dem vorhandenen Deponiegas genutzt, um in einer kombinierten Biogas- und Dampfturbine (0,8MW_{el}, 1,5MW_{th}), zwei BHKW (1,2MW_{el}, 1,6MW_{th}) sowie einem Kessel (4 MW_{th}) Strom und Fernwärme zu erzeugen. Das aufbereitete Biogas wird an der neben dem Abfallverwertungsbetrieb gelegenen Biogas-Tankstelle für 20 Abfallsammelfahrzeuge, vier LKW und rund 70 Pkw angeboten. Der überschüssige Anteil des aufbereiteten Gases wird – vorwiegend nachts – nach Odorierung und Zudosierung von ca. 6 % Flüssiggas seit Mitte 2004 in das Erdgasnetz in die Mitteldruckstufe eingespeist. Falls das Biogas für die Fahrzeugbetankung nicht ausreichen sollte, besteht auch die Möglichkeit das Erdgas direkt zur Druckerhöhung und zur Tankstelle zu leiten.

Linköping (WELLINGER, 2005)

Jährliche Aufbereitungsleistung der Anlage: 100.000 t, Herstellung von 4,7 Million m³ Biogas (97% CH₄), das in 64 Bussen sowie in einigen leichten und schweren Nutzfahrzeugen eingesetzt wird. Seit 2002 finden sich ausschließlich biogasbetriebene Busse im Stadtverkehr. Die CO₂-Emissionen wurden dadurch um mehr als 9.000 t/Jahr reduziert.

Das aufbereitete Gas wird per PE-Niedrigdruckpipeline zur Bustankstelle und zwei Schnelltankstellen gepumpt. Es wird an den Tankstellen auf 250 bar gepresst, bevor es in die Fahrzeuge gefüllt wird. Jährliche Biogasproduktion der Aufbereitungsanlage ca. 5 Mio. Nm³.

Alle Busse nutzen das langsame Befüllsystem (Slow-fill-Anlage) mit Befüllung in der Nacht (Abbildung 11). Diese Strategie erlaubt eine Verringerung der Gaslagerung bis auf ein Minimum und reduziert die Anforderungen an die Gaskompressoren. Svensk Biogas besitzt und betreibt 12 öffentliche Tankstellen in Linköping und Umgebung. Die Tankstellen werden auch durch Privatfahrzeuge, Taxis und Verteilerfahrzeuge verschiedener Unternehmen genutzt. In Linköping gibt es zwei verschiedene Arten von Tankstellen: Tankstellen, die an die Niedrigdruck-Pipeline angeschlossen sind und Tankstellen, zu denen das Gas per Containersystem angeliefert wird.

Henriksdals, Stockholm (WELLINGER, 2005)

Die Kläranlage von Henriksdal behandelt Abwässer der Innenstadt und südlicher Stadtteile Stockholms. Die jährliche Produktion an unbehandeltem Biogas beläuft sich auf ca. 9 Mio. Nm³. 2001 erfolgte der Bau einer Gasaufbereitungsanlage, die das Gas nun als Treibstoff für Fahrzeuge sowie zu Koch- und Heizzwecken in einem Wohnkomplex, Hammarby Sjöstad, nahe der Kläranlage bereit stellt.

Die Aufbereitungsanlage hat eine Leistung von rund 1400 Nm³ Rohgas/h, bzw. eine Produktionskapazität von ca. 6 Millionen Nm³/Jahr aufbereitetem Gas. Das aufbereitete Gas, wird

bei einem Druck von 350 bar gelagert. Die gesamte Lagerkapazität beträgt rund 7000 Nm³. Henriksdal besitzt auch eine Lagerstätte für Flüssigerdgas mit einer Kapazität von rund 66.000 Nm³ die als Reserve bei Instandhaltung oder Produktionsausfällen dient.

Schweiz (TRETTER, 2008B)

In der Schweiz wird schon seit Jahren intensiv an der Aufbereitung von Biogas gearbeitet. Zahlreiche Projekte wurden seit 1995 realisiert. Im Jahr 2009 waren in der Schweiz insgesamt neuen Biogas-Aufbereitungsanlagen mit einer Leistung von jeweils ca. 35 m³/h Reingas in Betrieb (DVGW TECHNOLOGIE REPORT 2009). Da die meisten Betriebe in der Nähe von Ortsverteilungsnetzen lokalisiert sind, ergeben sich geringe Anforderungen an die Gasverdichtung.

Ein Großteil des aufbereiteten Biogases wird als Kraftstoff für Fahrzeuge verwendet. Derzeit (Stand Februar 2009) gibt es in der Schweiz etwa 7.100 Bio- /Erdgasfahrzeuge, die an 110 Tankstellen betankt werden können. Die Tendenz ist stark steigend (<http://www.erdgasfahren.ch/69.html>). Die Anforderungen für Erdgas bzw. Biogas als Kraftstoff werden in der Schweiz durch die Richtlinie 13G des Schweizerischen Vereins des Gas- und Wasserfaches geregelt. Sie trat am 1.1. 2004 in Kraft. In folgender Abbildung 12 ist das Netz von Erd- und Naturgastankstellen in der Schweiz im Jahr 2009 dargestellt.



Abbildung 12: Bestehende und geplante Biogas-Tankstellen in der Schweiz (<http://www.erdgasfahren.ch/60.html> 2009)

Das aufbereitete Biogas wird zum Großteil als KFZ-Kraftstoff verwertet und stammt überwiegend aus kommunalen Bioabfallvergärungsanlagen nach einem von der W. Schmid AG entwickelten Verfahren. Dabei wird der Gärrückstand zu hochwertiger keimfreier Komposterde weiterverarbeitet. Biogasanlagen dieses Verfahrens werden heute von der Kompogas AG vertrieben.

Um die Wirtschaftlichkeit der Kraftstofferzeugung zu erhöhen, hat man 1997 begonnen aufbereitetes Biogas in Erdgasnetze einzuspeisen. Dies geschah erstmals an den Standorten der Kompogas-Anlagen. In Erdgasnetze eingespeistes Biogas wird unter dem Markennamen „Naturgas“ oder auch „Kompogas“ gehandelt.

Der Bezug von Biogas über das Erdgasnetz erfolgt – analog zum Ökostrom – virtuell. Es kann am Ort des Bedarfs entnommen und vom Druck im Verteilnetz (6 oder 10 bar) auf 250 bar verdichtet und einer Schnellbetankungsanlage zugeführt werden.

Ein nicht unerheblicher Teil der Erzeugungs- und Aufbereitungskosten des Biogases wird durch die kostenpflichtige Übernahme von Bioabfällen gedeckt. Pro Tonne Biomüll sind von den Gemeinden ca. € 100 an Entsorgungsgebühren zu bezahlen. Der günstige Rohstoff

„aufbereitetes Biogas“ kann deshalb auch von den bisher noch relativ kleinen Tankstellen, bzw. Hochverdichteranlagen, wirtschaftlich abgegeben werden.

Otelfingen, Schweiz (HOFFMAN ET AL., 2006)

Am Beispiel der Biogasanlage Otelfingen wird eine Anlage exemplarisch eingehender dargestellt. In der Anlage werden jährlich 10.000 t Grüngut (ähnlich der Biotonne) sowie Speiseabfälle verwendet. In einem liegenden Fermenter mit einer Verweilzeit von ca. 15 Tagen werden ca. 5.000 – 6.000 m³ Biogas täglich produziert. Über eine Druckwechsel-Adsorptionsanlage, mit einer Kapazität von 50 m³/h, wird ein Teil des Biogases zum Betrieb einer Gastankstelle aufbereitet. Da an diesem Standort nicht die gesamte Biogasproduktion als Treibstoff vertrieben werden kann, wird ein Teil der Biogasproduktion in zwei BHKW mit einer elektrischen installierten Leistung von 190 kW_{el} bzw. 90 kW_{el} ohne Gasaufbereitung verstromt.

Kompo-Mobil I & II (PÖLZ UND SALCHENEGGER, 2005)

Im Rahmen des Kompo-Mobil I Projektes wurden Gasreinigungsanlagen, die Kompression und die Lagerungsmöglichkeit von Biogas untersucht. Das Projekt startete im Herbst 1995, das gereinigte Biogas wurde als Treibstoff für umgebaute Benzinfahrzeuge verwendet. Der Schwefelwasserstoff wurde mittels Adsorption an Aktivkohle entfernt, eine Druckwasserwäsche zur CO₂-Abscheidung und ein Molekularsiebtrockner zur Gastrocknung wurden verwendet. Damit ließ sich der Methangehalt auf konstant 93 % erhöhen, mit einem Wasserdampf- und H₂S-Anteil von unter 5 ppm (Abbildung 13).



Abbildung 13: Kompogas Horizontal-Biogasreaktor, (PÖLZ UND SALCHENEGGER, 2005)

Direkt im Anschluss an Kompo-Mobil I wurde das Kompo-Mobil II Projekt in Angriff genommen. Der Methangehalt wurde auf über 96 % erhöht und die Anlage mit einem Energieeinsatz für die Aufbereitung von etwa 10 % des gereinigten Biogases wirtschaftlicher gemacht. Durch die modifizierten Reinigungsverfahren konnte der Taupunkt des aufbereiteten Gases auf minus 65°C gesenkt werden, es wurden keine Spuren von Schwefelwasserstoff gemessen. Die Verstromung in einem BHKW hatte allerdings zum Zeitpunkt der Untersuchung wesentliche wirtschaftliche Vorteile gegenüber dem Kraftstoffeinsatz in Fahrzeugen.

Erdgas Zürich (PÖLZ UND SALCHENEGGER, 2005)

Im Großraum Zürich wird das aufbereitete Biogas unter dem Markennamen „Kompogas“ vertrieben. Es wird zu einem Teil in das öffentliche Erdgasnetz eingespeist, zum anderen Teil direkt an Tankstellen als Treibstoff für KFZ zur Verfügung gestellt. Das Biogas wird mit den üblichen Reinigungsverfahren aufbereitet: Entschwefelung, Gastrocknung und CO₂-Abscheidung durch Druckwechseladsorption. (SCHULZ 2003 VON PÖLZ UND SALCHENEGGER, 2005 zitiert).

Migros Zürich (PÖLZ UND SALCHENEGGER, 2005)

Die Grünabfälle der Produktionsbetriebe und Restaurants der Genossenschaft Migros Zürich werden seit Anfang 2001 vollständig zu Anlagen der Kompogas AG gebracht und dort zu Biogas vergärt. Das Biogas wird entweder in einer KWK-Anlage (Kraft-Wärme-Kopplung) verstromt oder aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist bzw. als Kraftstoff eingesetzt. Acht LKW der Firma Migros fahren ausschließlich mit Biogas.

Mit den 2.500 Tonnen Biomüll, in Biogas umgewandelt, können die acht Migros-LKW etwa 606.000 Kilometer pro Jahr unterwegs sein. Aufgrund dieser positiven Erfahrungen überlegt das Unternehmen weitere Biogasanlagen zu errichten.

Deutschland

Derzeit sind in Deutschland mehr als 1.600 Biogasanlagen in Betrieb. Im Zuge der Novelle des Gesetzes für den Vorrang erneuerbarer Energien, das am 1. Juni 2004 in Kraft trat, wird mit einem starken Anstieg der Zahl von Anlagen in den nächsten Jahren gerechnet.

Jameln (MARKLEWITZ ET AL., 2006)

Am 22.6.2006 wurde in Jameln die erste Biogas-Tankstelle Deutschlands eröffnet. Die Tankstelle wird mit aufbereitetem Biogas aus einer 600 kW_{el}-Nawaro-Biogasanlage versorgt, die

2005 von der Raiffeisen-Warengenossenschaft Jameln e.G. auf ihrem Betriebsgelände in Jameln errichtet wurde. An der Biogasanlage wurde die Aufbereitungsanlage errichtet. Das aufbereitete Biogas wird über eine erdverlegte Gasleitung etwa 1000m bis zur Tankstelle gefördert, wo es auf den Betriebsdruck verdichtet und zur Fahrzeugbetankung gespeichert wird.

Der Anstoß zum Bau einer Biogas-Tankstelle kam im Rahmen einer Studie zu den regionalen Möglichkeiten einer Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz, die vom Verein Region Aktiv Wendland-Elbetal e.V. im Jahr 2004 initiiert und finanziert wurde. Bei den Arbeiten an dieser Studie und den begleitenden Gesprächen mit dem regionalen Gasversorger Eon-Avacon zeigte sich, dass eine Einspeisung zu den damaligen Bedingungen nicht wirtschaftlich darstellbar war.

Gleichzeitig wurde von der Avacon mitgeteilt, dass die Errichtung einer Erdgastankstelle in der Region aufgrund der mangelnden Qualität des Erdgases (Brennwert < 9 kWh/m³) nicht beabsichtigt ist. Eine Biogas-Tankstelle wäre somit ideal geeignet, das Erdgas-Tankstellennetz der Avacon zu ergänzen, ohne in Konkurrenz zum Erdgas als Treibstoff treten zu müssen.

Für die Aufbereitung des Biogases wurde ein Absorptionsverfahren mittels nasser Wäsche gewählt, das seit langem in der Ergasaufbereitung eingesetzt wird und den vorgegebenen Bedingungen am besten entspricht.

Die Aufbereitungsanlage ist auf einen Durchsatz von 150 m³/h Roh-Biogas ausgelegt. Das Biogas wird aus der Zuleitung vom Gasspeicher zum BHKW entnommen und zunächst auf den Betriebsdruck der Aufbereitungsanlage von 7 bar komprimiert. Anschließend wird es über einen Wärmetauscher auf 10-20°C abgekühlt. Das gereinigte Biogas strömt durch die Transportleitung zur Tankstelle. Bei fehlender Abnahme von Biogas an der Tankstelle wird das gereinigte Gas in den Gasspeicher der Biogasanlage zurückgeleitet und den BHKW zur Verstromung zugeführt (Abbildung 14).

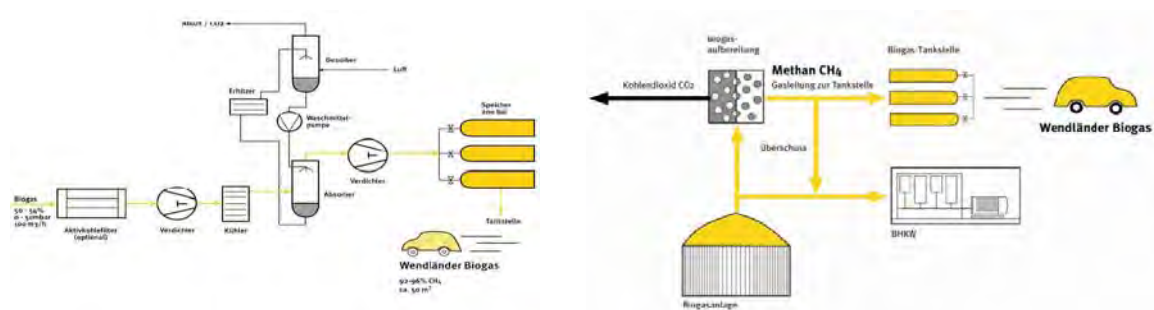


Abbildung 14: Verfahrenschema Biogasaufbereitung Jameln (links) und Biogasanlage (rechts) (HOFFMAN ET AL., 2006)

An der Tankstelle wird das Biomethan auf den Speicherdruck von ca. 300 bar komprimiert und in einem Ein-Bank-Hochdruckspeicher (24 Flaschen zu je 80 l) zur Betankung bereitge-

halten. Die Tankstelle entspricht dem Standard der Erdgastankstellen und wird wie eine solche bedient. Die Aufbereitungsanlage produziert seit der Inbetriebnahme im Juni 2006 durchgängig ein Biomethan mit einem Methangehalt von 95-96 %. Das angebotene Gas unter dem Produktnamen WEGAS entspricht einem Erdgas mit H-Qualität und hat somit hervorragende Kraftstoffeigenschaften (Abbildung 15).

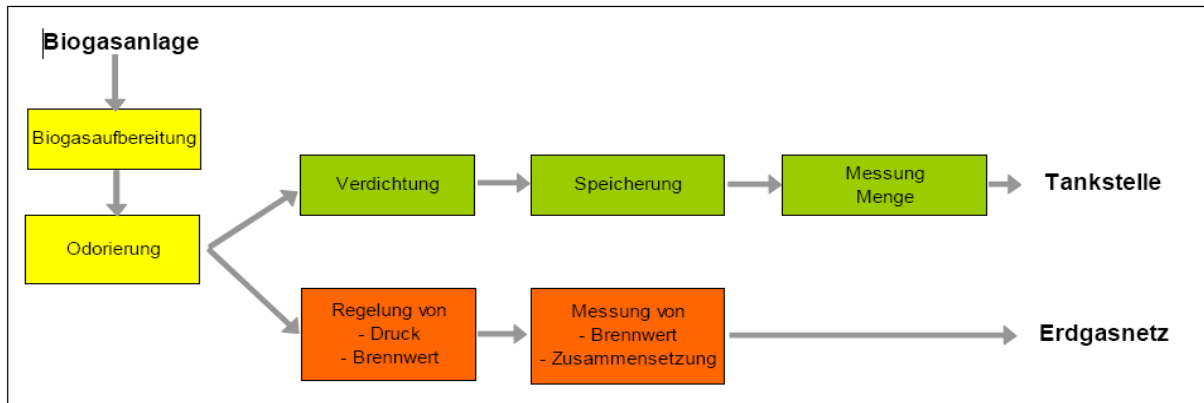


Abbildung 15: Schematische Darstellung der Optionen für die Biogasaufbereitung (HOFFMAN ET AL., 2006)

Klärgasaufbereitung Stuttgart – Mühlhausen (PÖLZ UND SALCHENEGGER, 2005)

Die Anlage in Stuttgart-Mühlhausen dient der Klärgasaufbereitung auf Erdgasqualität. Die Reinigung erfolgt mittels chemischer Absorption in einem MEA-Reaktor (MEA = Monoethanolamin; schwache, organische Base). In der Anlage werden 400 m³/h rohes Klärgas aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist.

Biogasaufbereitung der Kläranlage Mönchengladbach – Neuwerk (PÖLZ UND SALCHENEGGER, 2005)

Dieses Pilotprojekt wurde 1981 begonnen und es wurden bis zum Jahr 1996 insgesamt 19,7 Mio. m³ Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet. Der Höhepunkt der Produktion wurde 1987 mit 1,7 Mio. m³ erreicht. Im Sommer 1996 wurde die Biogasaufbereitungsanlage wegen der Inbetriebnahme einer Klärschlamm Trocknung außer Betrieb genommen, da das Klärgas zur Trocknung eingesetzt wurde.

Biogasanlage Albersdorf, Schleswig – Holstein (PÖLZ UND SALCHENEGGER, 2005)

Die Biogasaufbereitungsanlage in Albersdorf diente als Pilotprojekt um verschiedene Aufbereitungsarten für eine großtechnische Anwendung zu testen. Die Versuchsanlage nahm im Oktober 2002 ihren Betrieb auf. Es wurden 50 m³ Biogas pro Stunde aufbereitet, das gerei-

nigte Gas wurde danach aber nicht ins Erdgasnetz eingespeist, sondern in einem Blockheizkraftwerk verstromt. Im Dezember 2003 wurde der Test beendet. Das am tauglichsten empfundene Verfahren soll in der Biogasanlage Schleswig eingesetzt werden.

Österreich

Margarethen/ Moos (BALA, 2008)

Die Biogasanlage in Margarethen erzeugt pro Jahr ca. 4 Mio. kWh Strom, 3 Mio. kWh Wärme und 225.000 Liter Benzinäquivalent in Form von gereinigtem Biogas (=150.000 kg). Dafür braucht die Biogasanlage in Margarethen 12.000 t Biomasse aus einem Umkreis von <10km. Die Leistung der Gasaufbereitung beträgt ca. 25 kg/h (= ca. 35 Liter Benzin/h).

Das methaPUR-Konzept setzt auf die autarke Energieerzeugung von Strom/ Wärme/ Treibstoff in dem jeweils regional benötigten Ausmaß mit den regional verfügbaren Rohstoffen (Abbildung 16).

methaPUR ist das Markenzeichen aller Produkte und Dienstleistungen die von Biogasanlagen erbracht werden können.

Dank dieses Konzeptes wäre es möglich, Gebiete, die keine überregionale Strom/Wärme/Treibstoffversorgung haben, dank einer regionalen Biogasanlage zu 100 % energieautark zu machen und somit auch 100% der (externen) Kosten für fossile Brennstoffe durch 100 % regionale Wertschöpfung zu ersetzen.

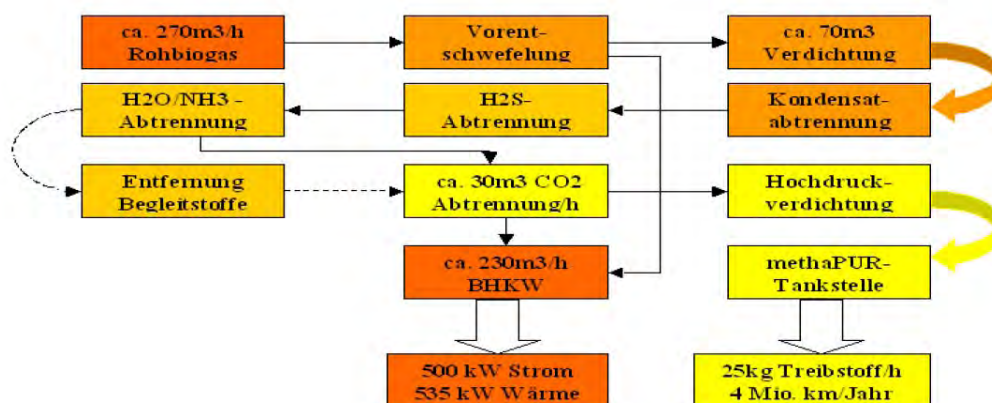


Abbildung 16: Gasaufbereitung einer Biogas/ methaPUR Anlage (TBB CONSULTING BALA, 2008)

Saalbach/Hinterglem, Tweng (SALZBURG AG, 2005)

Die Salzburg AG betreibt derzeit sechs netzferne Tankstellen welche über ein Containersystem mit Erdgas, Biogas oder einem Erdgas-Biogasmisch versorgt werden. Die netzfernen Tankstellen befinden sich in Regionen ohne Gasleitungsanschluss (St. Michael und Wald Pzg.) sowie in alpinen Regionen (Schmittenhöhe, Obersulzbachtal, Tweng). Gemeinsam mit dem adc. Lungau hat die Salzburg AG die ersten erdgasbetriebenen Pistenraupen (CNG OFF Road) und Ski-Doo für den Einsatz im alpinen Bereich in Betrieb. Um diese Schneefahrzeuge mit dem gasförmigen Treibstoff versorgen zu können, war die Entwicklung von mobilen, netzfernen Erdgastankstellen (Container/ Trailersystem) notwendig. Das Speichervolumen ist an den Gasabsatz an jeweiligem Standort angepasst und beträgt zwischen 100 und 3.000 kg.

Frankreich, Lille, (DENYS AND COUTURIER, 2000)

Der Kommunalverband Lille "CUDL" = öffentlicher interkommunaler Kooperationsverband, verbindet 87 Kommunen aus der Nord-Pas-de-Calais Region. CUDL ist verantwortlich für die öffentlichen städtischen Verkehrsnetze und betreibt mehrere Kläranlagen, von denen manche ein Gas mit hohem Methangehalt, als Erzeugnis der Klärschlammbehandlung, produzieren.

Ziel des Pilotprojektes war es, Biogas aus der Marquette-Kläranlage der Vororte Lilles zur Betankung von Bussen im Stadtverkehr zu nutzen. Bis 1990 wurden 80 % der täglich von der Kläranlage produzierten 15.000 m³ Biogas (das entspricht einer täglichen Menge von 6.000 l Benzin) für interne Zwecke genutzt (Heizung und Energie), der Rest wurde abgefackelt. Um diese 3.000 m³ nicht zu vergeuden, beschloss die CUDL, das Gas zu reinigen und somit ein tägliches Volumen von 1.200 m³ an Biogas für die Betankung von Fahrzeugen zu gewinnen. Die Biogas-Reinigungsanlage wurde im Juni 1995 beauftragt und beim Verteilerterminal der Marquette-Anlage installiert. Die Anlage produziert ein hochqualitatives Biogas. Dieses Biogas besitzt ähnliche Eigenschaften, wie das von Gaz de France gelieferte Erdgas.

Die vorläufigen Kosten von rund 900.000 Euro verteilen sich wie folgt:

- 400.000 Euro für Lager- und Verteileranlagen
- 110.000 Euro für Bau- und Ingenieurarbeiten
- 200.000 Euro für Untersuchungs- sowie Überwachungskosten für das Pilotprojekt

Da es sich um ein Pilotprojekt handelt, entstehen zusätzlich Betriebskosten, die teilweise im Zusammenhang mit der räumlichen Entfernung zwischen der Biogas-Anlage und dem Verwendungsort des Gases stehen. Trotz der zusätzlichen Kosten eines Pilotprojekts, sind die Kosten der Herstellung von Biogas-Kraftstoff vergleichbar mit Verkaufspreisen von Erdgas-Kraftstoff. Die Kosten für die Herstellung von einem m³ Biogas aus der Kläranlage liegen bei 0,75 Euro.

Argentinien (GNC GALILEO SA)

Weltweit sind zurzeit ca. 4 Millionen Erdgasfahrzeuge unterwegs, davon 1,7 Millionen allein in Argentinien (Abbildung 17). Argentinien verfügt mit derzeit 1.640 CNG-Tankstellen über das größte CNG-Tankstellennetz weltweit. Das Land ist selbstversorgend, sowohl hinsichtlich Gas, als auch Öl und ist somit von den weltweiten Erdöl- und Gaspreisschwankungen unabhängig.

Durch die Kombination neuester Technologien bei der Erdgaskompression/-dekompression hat das Unternehmen ein Straßengüterverkehrssystem für Verdichtung und Transport von Erdgas (CNG) entwickelt, mit dessen Hilfe Erdgas in netzferne Städte, Industriestandorte oder Tankstellen geliefert werden kann.




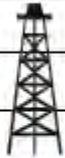

Total vehicles		7,608,744
Total NGVs		1,650,000
NGV market share of total vehicles		22%
CNG public stations		1,640
Vehicles per station		1,006
Vehicle Refueling Appliance		32
Population		40,301,927
GDP per capita (U.S.\$)		\$15,000
Oil production		745,000 bbl/day
Oil consumption		470,000 bbl/day
Oil proven reserves		2.1 billion bbl
Natural gas production		44.8 billion m ³ /year
Natural gas consumption		37.8 billion m ³ /year
Natural gas proven reserves		612.5 billion m ³



Abbildung 17: CNG-Situation in Argentinien, (GNC GALILEO SA)

Dieses Virtual Pipeline® System in Modulbauweise erlaubt einen schnellen, einfachen und sparsamen Bau von Einrichtungen und ihrer Erweiterung bei höherem Bedarf. Die Vielseitigkeit des Virtual Pipeline® Systems basiert auf vier modernen Entwicklungen von Galileo:

- CNG-Kompressionsstationen in Modulbauweise (MICROBOX®, MICROSKID®, BOOSTER®)
- Druckregulierende Anlagen
- Lagersystem in Modulbauweise (MAT®) und Erdgastransportsystem (ST®)



Abbildung 18: Trailer-Transport von CNG, (GNC GALILEO SA)

Dieses einzigartige System stellt einen Meilenstein in Verteilung und Vertrieb von Erdgas dar und setzt allen üblichen Einschränkungen der traditionellen Verteilernetzwerke in Entwicklungsregionen ein Ende. Das System maximiert den Gebrauch des transportierten Gases und reduziert die Betriebskosten per Kubikmeter Erdgas. Durch das einzigartige "ST" Transportsystem werden Module einfach zu verschiedenen Verbrauchsstellen transportiert. Zusätzlich zu dem Verbrauch, auf den das System ausgerichtet ist, kann die Virtual Pipeline „saisonalen Verbrauch“ bedienen und so den Ertrag der Anlage maximieren. Das System erlaubt außerdem eine optimale Größenplanung und erreicht somit ein perfektes Gleichgewicht zwischen Betriebs- und Investitionskosten.

Werden MICROBOX® / MICROSKID® an eine bestehende Pipeline angeschlossen, so wird das Gas innerhalb der MAT-Transportmodule komprimiert. Diese befinden sich auf sogenannten PA-C-Plattformen, die eigens zu diesem Zweck entwickelt wurden. Sie erlauben ein sicheres und effizientes Auffüllen der Module und den Austausch mit dem Transportsystem.

Bei der Ankunft tauscht der Transporter die leeren MATs von den Verbrauchsstellen durch neu befüllte MATs aus (Abbildung 19). Dieser Austausch wird mittels leicht bedienbarer und speziell entworfener ST-Maschinen auf dem Anhänger durchgeführt. Diese können vom LKW-Fahrer bedient werden. Die ST-Maschinen minimieren die Lade- und Entladezeiten der Module unter Anwendung der höchsten Sicherheitsvorschriften. Die Fahrzeuge transportieren die MAT-Module auf der Straße mit einer für Frachten typischen Geschwindigkeit, ohne dass zusätzliche Sicherheitssysteme nötig wären. MAT-Module sind durch ein sicheres Ankersystem mit dem LKW verbunden. Des Weiteren sind sie mit der Auslassvorrichtung durch einen Auslass-BOOSTER® verbunden und werden durch das Rotate Cascade® System kontrolliert, das den MAT-CNG-Auslass maximiert und die Füllzeit für die Fahrzeuge minimiert. Das von Galileo patentierte Rotate Cascade®-System macht einen effizienten Modulgebrauch möglich und reduziert somit Investitions- und Betriebskosten.

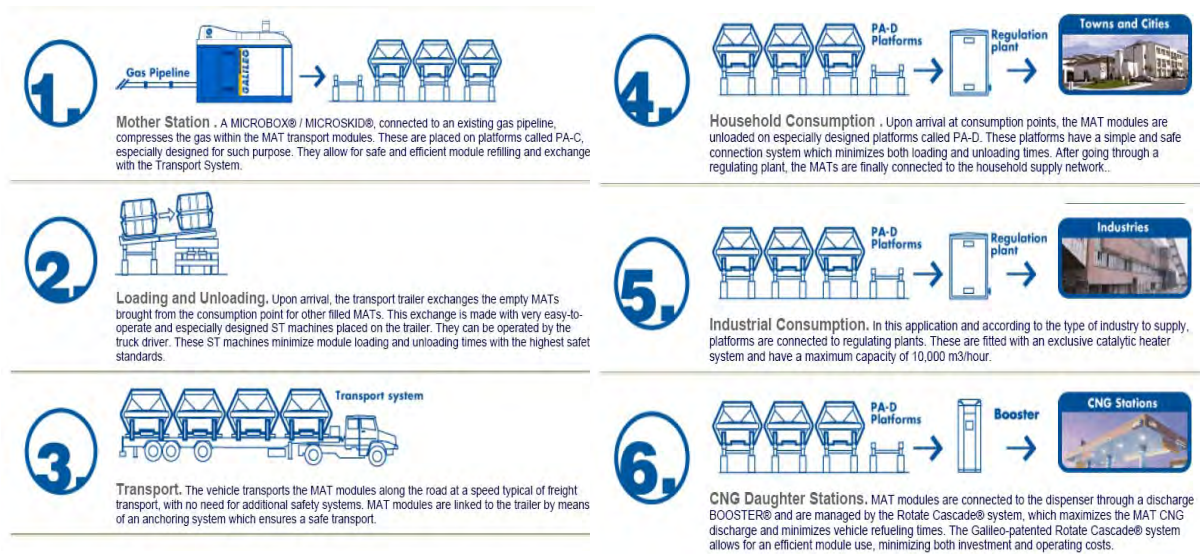


Abbildung 19: Galileo Transportsystem für CNG (GNC GALILEO SA)

Cordoba, Argentinien (GNC GALILEO SA, 2008a)

Argentinien besitzt eine lange Erfolgsgeschichte in Bezug auf Erdgas. Die erste Erdgas-Pipeline, zwischen Comodoro Rivadavia und Buenos Aires, wurde 1949 gebaut. Seitdem ist der Verbrauch von Erdgas dramatisch gestiegen, besonders in den dicht besiedelten Gebieten des Landes. Heute gibt es in Argentinien Gebiete, die in Bezug auf Entfernung und Nachfrage Investitionen in Gas-Pipelines nicht rechtfertigen. Daher waren viele Gebiete aus dem weiten nationalen Verteilernetzwerk ausgeschlossen.

Angesichts dieser Tatsachen wurde nach alternativen Lösungen gesucht, bis jetzt jedoch keine weitere wirtschaftlichere Lösung als GNC GALILEO SA gefunden. Die Hauptanlage wurde in General Levalle errichtet. Zu diesem Zweck wurde eine Fläche von 10.000 m² als Kompressions- und Verteilerzentrum genutzt.

Das Transportsystem besitzt zwei Anhänger, speziell entworfen für den MAT-Transport. Jeder der Anhänger ist mit dem für den Austausch der leeren Module notwendigen Elementen ausgestattet, wodurch ein schneller und sicherer Betrieb gewährleistet wird. Der gesamte Betrieb wird von einem modernvernetzten SCADA-System® kontrolliert. Dies erlaubt eine Online-Überwachung und -Kontrolle des Modulaustauschs in verschiedenen Städten und garantiert ununterbrochene Lieferung. Das System basiert auf einer Modulbauweise, die den schnellen, einfachen und kostensparenden Bau der Anlagen ermöglicht, was wiederum eine mit wachsender Nachfrage proportionale Erweiterung erlaubt.

Minera del Altiplano im Norden Argentiniens (GNC GALILEO SA, 2008b)

Minera del Altiplano befindet sich in der Provinz Salta nahe der Provinz Catamarca, in 4.000 m über dem Meeresspiegel. Es handelt sich um eine trockene Gebirgsregion mit Temperaturen von über 35°C im Sommer und unter -35°C im Winter. Die nächste Stadt liegt 500 km entfernt, wodurch ein hoher Aufwand für die Beschaffung der nötigen Ressourcen entsteht. Das Projekt besteht aus Hauptanlage oder Kompressionsanlage (Salar de Pocitos in der Provinz Salta) und der Nebenanlage („Fénix“, an der Grenze der beiden obigen Provinzen).

In Abbildung 20 sind die geografische Lage der Region und die Schlüsselkomponente des CNG-System in Minera del Altiplano dargestellt.



Abbildung 20: CNG Verdichtungs- und Versorgungsanlage in Minera del Altiplano im Norden Argentiniens (GNC GALILEO SA)

Thailand NGV (CHAI-ANUN UND BOONCHANTA, 2005)

Die CNG-Tankstellen in Thailand sind für schnelle Betankung (Fast-fill) konzipiert. Der Fülldruck beträgt 200 bar. Die Speicheranlagen stellen ein Drei-Bank Lagersystem dar. Derzeit gibt es in Thailand nur fünf konventionelle Tankstellen für alternative Kraftstoffe. Die Verteilernetze für Erdgas in Bangkok sind ziemlich dünn, wodurch die einzigen konventionellen Tankstellen für alternative Kraftstoffe nur dort gebaut werden können, wo die Hauptgasleitungen zu Kraftwerken oder Industriestandorten führen. Es gibt keine Netzwerke für häuslichen Gebrauch, da dies als wirtschaftlich nicht durchführbar erachtet wird. Verteilersysteme

für Erdgas gibt es nur in Bangkok selbst und in ein paar anderen Städten entlang der Hauptpipeline.

Um komprimiertes Erdgas weiträumig verfügbar zu machen, wird die Alternative zur konventionellen Füllstation, die sogenannte "daughter station" (Nebenanlage) genutzt. Die Nebenanlage wird durch die Hauptanlage mit komprimiertem Erdgas versorgt. Eine Hauptanlage versorgt mehrere Stationen durch LKW-Transporte mit verdichtetem Erdgas (Abbildung 21).



Abbildung 21: Transporttrailer für CNG in Thailand, (CHAI-ANUN UND BOONCHANTA, 2005)

Die Hauptanlagen befinden sich normalerweise bei der Gasversorgungsleitung, damit eine große Menge Gas zu niedrigen Kosten komprimiert und an die Nebenstationen geliefert werden kann. Nebenanlagen werden in der Regel dort errichtet, wo CNG-Endverbraucher sind, d.h. Regionen mit hohem Verkehrsaufkommen. In Bangkok gibt es in der ganzen Stadt Nebenanlagen, meist sind sie Teil normaler Tankstellen. Zwei CNG-Transportanhänger werden für jede Nebenanlage eingesetzt. Ein Anhänger kann bei der Station verbleiben, der andere wird an der Hauptstelle mit Druckerdgas befüllt.

Der Anhänger für den Transport von Druckerdgas von einer Haupt- zu einer Nebenanlage ist technisch interessant. Das zulässige Gesamtgewicht der Zugmaschine mit Anhänger ist rechtlich auf 38.4 t für einen zweiachsigen Schlepper begrenzt, d.h. bei einem Fahrzeuggewicht ohne CNG-Container von 12 t, bleibt für die voll gefüllten CNG-Container ein zulässiges Gewicht von nur 27 t. In diesen Containern können bei jeder Fahrt nur ca. vier Tonnen CNG zu 250 bar transportiert werden, sofern kostengünstige Stahlcontainern benutzt werden.

Die Transportkosten können optimiert werden, wenn man leichtere CNG-Container einsetzt. Momentan ist das Gewichtsverhältnis von Container zu CNG ca. 6,75:1 kann jedoch beim Einsatz von teuren Composit-Zylindern bis auf 2,0:1 minimiert werden. Dadurch könnte die CNG-Ladung auf rund neun Tonnen verdoppelt werden. In der Nebenstelle wird der CNG-Transportanhänger als Niederdrucklager des dreigliedrigen Kaskadensystems genutzt. Die

Mittel- und Hochdrucklager befinden sich auf dem Boden und werden vom Anhänger aus mit CNG gespeist.

Lima, Peru (ARMAS, 2008)

Neogas Peru liefert Erdgas in Gebiete, die nicht an Pipelines angeschlossen sind. Das Unternehmen besitzt eine patentierte Technologie für das Füllen der Gasflaschen unter hohem Druck. Das CNG wird zu den Tankstellen transportiert, wo die Fahrzeuge ohne zusätzliche Kompressoren betankt werden können. Nach Einschätzung der Fa. Neogas stellen Gebiete mit einem Gasverbrauch von rund 30.000 m³/Tag und nicht mehr als 300 km Transportentfernung günstige Voraussetzungen für den Transport von CNG.

Das Unternehmen ist derzeit an der Planung von einem Projekt beteiligt, in dem das CNG zu sieben netzfernen Tankstellen in Lima und in die umliegenden Gebiete (ca. 50 bis 300 km von der Hauptstadt entfernt) transportiert wird.

Das Projekt beinhaltet den Bau einer Hauptstation (ca. zwei Millionen Dollar) mit 8 Aspro-Kompressoren (1.500 m³/h). Das CNG wird dann tagsüber mit Hilfe von 15 LKW mit jeweils 5.000 m³ Transportvolumen zu 15 Nebenstationen transportiert. Abends kommen die Fahrzeuge zum Auftanken zurück zur Hauptstation. Bei den Tankstellen befinden sich Hochdruckeinheiten, die CNG von den Tankanhängern in die Fahrzeuge leiten. Das Gas wird dabei nicht rekomprimiert). Das Unternehmen wird 4,5 Mio. US\$ investieren und die Inhaber der Nebenstationen 1,5 Mio. US\$. Abgesehen davon, können die Tankstellen die Fahrzeuge von Mineralölkraftstoffen auf Erdgas umrüsten, um ihre eigenen Märkte zu entwickeln.

Neogas Peru hat ein weiteres Projekt zur täglichen Lieferung von rund 17.000 m³ Erdgas mit drei LKW zu je etwas über 6.000 m³ entwickelt. Die gesamten Projektkosten betragen dabei rund 1 Mio. US\$.



Abbildung 22: Transporttrailer für CNG und Tankstelle mit NEOgas Off-Pipeline Technology

4.3 KOSTENSTRUKTUR VON BIOGAS-TANKSTELLEN ANHAND INTERNATIONALER BEISPIELE

Die Kosten einer Biogas-Tankstelle ergeben sich aus den Investitionskosten für Methan-anreicherungsanlage, Verdichter, Speicher, Zapfsäule, Installationen und Rohrleitungen, wozu auch die baulichen Maßnahmen gehören. Dazu kommen dann noch variable Kosten für die Wartung und den Betrieb (Strom, Personal, Hilfsstoffe etc.). Bei netzunabhängigen Konzepten kommen darüber hinaus noch Kosten für den An- und Abtransport der mobilen Speichereinheiten dazu. Die Beispiele einzelner Anlagen sind im Kapitel 3 dargestellt.

4.4 VERSORGUNGSVARIANTEN EINER BIOGAS-TANKSTELLE UND MÖGLICHE VERTRIEBSWEGE FÜR BIO-CNG

Variante 1: Hoftankstelle

Bei dieser Biogas-Tankstelle wird das Rohbiogas gemäß der Kraftstoffverordnung bzw. der ÖVGW-Richtlinie G31 auf Erdgasqualität aufbereitet und verdichtet. Die Abgabe des verdichteten Biogases erfolgt im Nahbereich der Biogasanlage (Abbildung 23).

Bei dieser Variante muss parallel zur Verwertung des Biogases als Kraftstoff auch eine alternative Nutzung oder Speicherung vorgesehen werden. Dies ist notwendig, da das Biogas weitgehend kontinuierlich produziert wird, wobei der Absatz vom Treibstoff jedoch diskontinuierlich erfolgt. Hier wird es erforderlich die Tagesspitzen mit einem Gastagespeicher abzudecken.

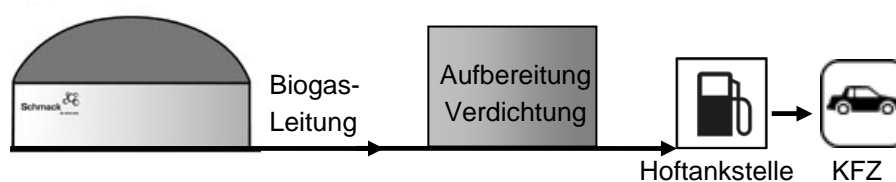


Abbildung 23: Hoftankstelle

Variante 2: Hoftankstelle mit Abfüllstation für Gasflaschen

Diese Variante ist grundsätzlich identisch zur ersten. Hier wird jedoch, als zusätzliche Verwertungsalternative, das aufbereitete Biogas in Flaschen abgefüllt (Mutterstation) und über ein Verteilungssystem den Kunden zur Verfügung gestellt (Abbildung 24). Die Verwertung über dieses Verteilungssystem kann in Form von kleinen Subtankstellen oder zur Versorgung von Haushalten oder Wärmeerzeugungsanlagen (Gasheizungen, Trocknungsanlagen) erfolgen. Hier können die Flaschenbündel den Gasspeicher ersetzen. Die Aufbereitung des

Biogases erfolgt, ebenfalls wie bei Variante 1, direkt bei der Biogasanlage, jedoch entsprechend der ÖVGW-Richtlinie G31, da dieses Gas für Heizzwecke eingesetzt werden soll. Die Verteilung des Biogases muss mittels Flaschenbündeln und entsprechenden Trailern erfolgen.

Der Vorteil dieser Variante gegenüber der ersten liegt darin, dass hier Absatzschwankungen durch geschickte Verteilungslogistik ausgeglichen werden können – das gesamte Verteilungssystem dient als Gasspeicher. Nachteilig ist jedoch, dass ein lokales Transportsystem aufgebaut werden muss.

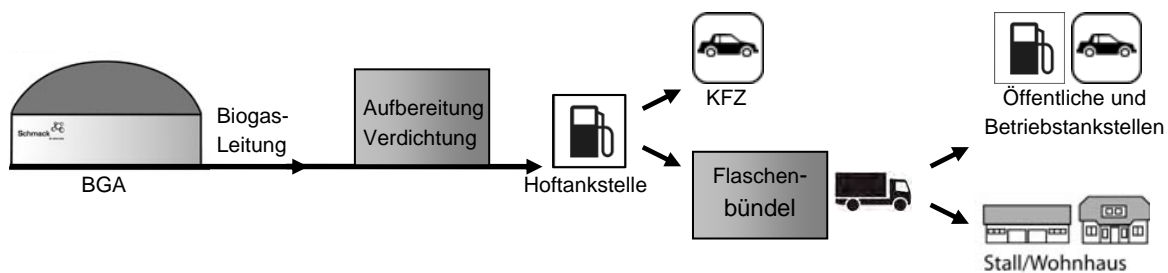


Abbildung 24: Hoftankstelle mit Abfüllstation für Gasflaschen

Variante 3: Biogas-Mikronetz mit zentraler Aufbereitung und Verdichtung bei einer Mutterstation

Bei dieser Variante wird mittels eines Biogas-Mikronetzes Rohbiogas von lokal/regional nahe beieinander liegenden Biogasanlagen gesammelt und einer zentralen Aufbereitungsanlage zugeführt. Der Aufbereitungsanlage ist ein Niederdruckverteilungsnetz nachgelagert, welches Biogas für konventionelle Anwendung zur Verfügung stellt. Aus diesem Verteilungsnetz heraus wird auch eine zentrale Verdichter- bzw. s.g. Mutterstation versorgt.

An die Mutterstation angebunden ist auch eine Flaschenbündel/trailer-Abfüllanlage. Von hier können abseits gelegene Kunden mit Gas zur Wärmeversorgung beliefert und auch dezentrale Betankungsanlagen versorgt werden (Abbildung 25).

Diese Variante bietet den Vorzug einer sichereren Biogasversorgung durch mehrere Biogasanlagen. Zudem besteht die Möglichkeit, Absatzschwankung über das Mikronetz und ein Verteilungslogistiksystem noch besser ausgleichen zu können.

Mit dieser Variante könnten ländliche Gemeinden Energieautarkie erreichen.

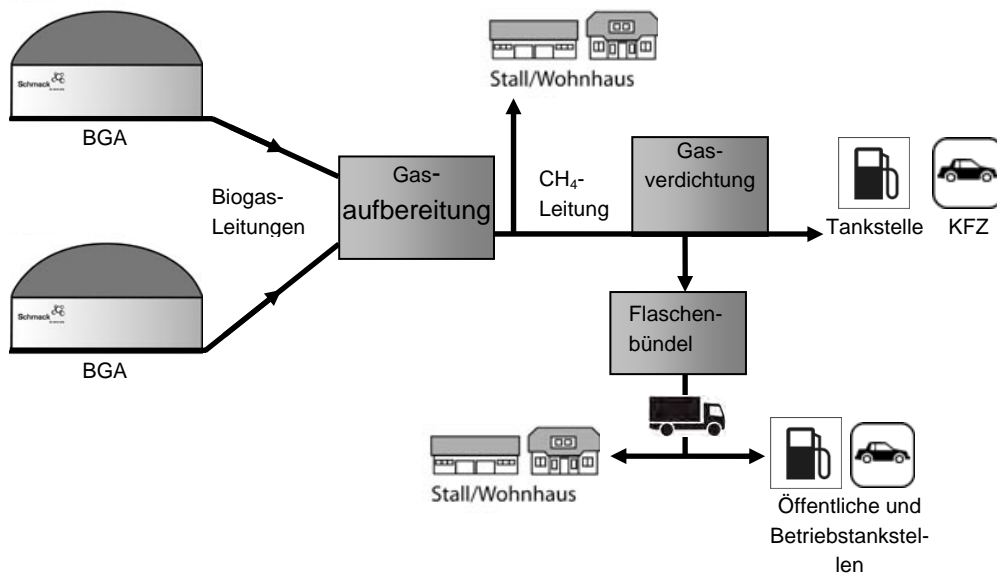


Abbildung 25: Biogas-Mikronetz mit zentraler Aufbereitung und Verdichtung bei einer Mutterstation

Als Nachteil muss der hohe Aufwand für die Schaffung der notwendigen Infrastruktur gesehen werden. Diese soll nach dem § 74 Gewerbeordnung errichtet werden. Nicht klar ist, ob ein solches Mikronetz dem Gaswirtschaftsgesetz unterworfen ist. D.h., es ist ungewiss, ob die Spielregeln des liberalisierten Gasmarktes einzuhalten sind (z.B. durch E-Control verordnete Netznutzungsgebühren) und somit auch den Spielregeln des „liberalisierten Gasmarktes“ unterliegt.

Variante 4: Biogas als Treibstoff – Vertrieb über ein zentrales Zwischenlager

Bei dieser Variante sind die Anlagen weit von einander entfernt und können nicht über ein Rohgassammelnetz mit einander verbunden werden. Es muss daher jede Biogasanlage an eine separate Aufbereitungs- und Verdichtungsanlage angeschlossen werden. Mittels eines Flaschenbündel-/Trailersammelsystems wird das verdichtete Biogas zu einer zentralen Sammelstelle gebracht, von der aus die Versorgung der dezentralen Betankungsanlagen, aber auch der konventionellen Gasanwendungen, erfolgt.

Der Vorteil dieser Variante ist, dass sie bei bereits bestehenden Strukturen eingesetzt werden kann. Auch bietet sie Flexibilität hinsichtlich der Verwertung des erzeugten Produktes – der Versorgungsradius kann nach Bedarf erweitert werden. Der Nachteil besteht darin, dass Biogasanlagen entsprechend ihrer Biogasproduktion mit Aufbereitungstechnologie und Verdichtern ausgestattet werden müssen. Weiters muss als Nachteil gesehen werden, dass hier Sammlung, Verteilung und Vertrieb mittels LKW erfolgen müssen. Als Verbesserungspotential wäre der Einsatz von biogasbetriebenen LKW anzusehen.

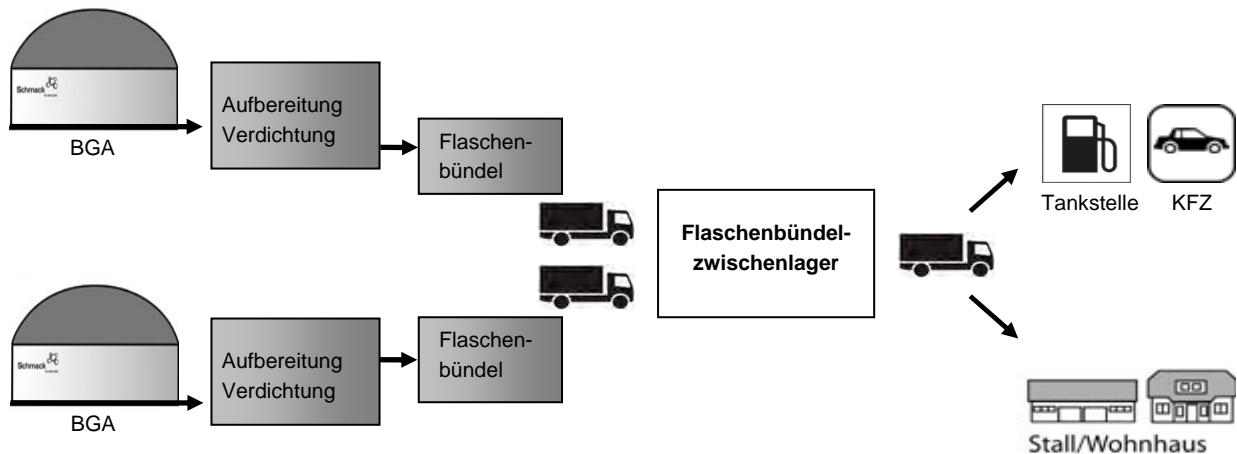


Abbildung 26: Biogas als Treibstoff – Vertrieb über ein zentrales Zwischenlager

Variante 5: Hofsammlungssystem

Diese Variante ist, bezüglich der Ausgangssituation, mit der Variante 4 vergleichbar. Entfernt und verstreut voneinander liegende Biogasanlagen werden von einer mobilen Aufbereitungs- und Verdichtungsanlage (montiert auf einem LKW) mit Traileranhänger angefahren, um das produzierte Biogas in regelmäßigen Abständen abzuholen. Das so gesammelte und aufbereitete Biogas wird zu einem zentralen Sammeldepot gebracht, von wo aus es verteilt wird.

Auch die Vorteile sind mit Variante 4 vergleichbar. Es kommt positiv hinzu, dass die bestehenden Biogasanlagen nicht mit einer Gasaufbereitungsanlage nachgerüstet werden müssen. Nachteil ist einerseits auch hier das aufzubauende Sammelsystem und andererseits der noch notwendige Entwicklungsbedarf für die entsprechenden mobilen Anlagen. Für die Aufbereitungstechnologie scheint, aufgrund der notwendigen kleinen Baugrößen, zurzeit nur die Gaspermeation (Membranaufbereitung) in Frage zu kommen. Laut Auskunft Dr. M. Harasek (Entwickler für Gasaufbereitungsanlagen mit Membran-Trennverfahren) und Fa. Axiom (Anlagenbauer) ist eine solch kompakte Bauweise prinzipiell möglich und entsprechende Konzepte sind derzeit in Vorbereitung (PERS. KOMM., 2008). Gleiches gilt auch für eine mobile Verdichtungsstation. Für den Verdichter ist jedoch zusätzlich noch die Energieversorgung abzuklären. Auch hier wäre ein mit Biogas versorgter Antrieb sinnvoll. Für diese Variante gibt es keine uns bekannten Beispiele.

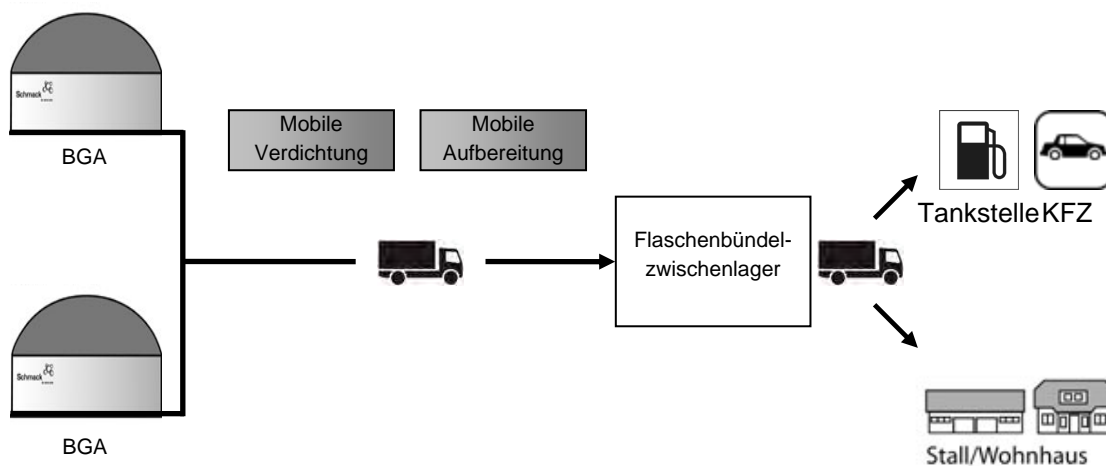


Abbildung 27: Mobiles Aufbereitungs- und -sammelsystem

4.5 ÖKONOMISCHE UND ÖKOLOGISCHE GEGENÜBERSTELLUNG VON TANKSTELLENKONZEPTEN

In folgendem Kapitel werden ökonomische und ökologische Kenndaten jeder Variante dargestellt und verglichen. Der Fokus der wirtschaftlichen und ökologischen Analyse wird auf die erforderlichen Investitionen, Kosten der Gasversorgung, Mindesttreibstoffabsatz sowie die Auslastung der Tankstellenanlagen und das daraus resultierenden CO₂-Vermeidungspotential gelegt.

In Tabelle 5 sind vier Tankstellen-Varianten im Vergleich der wichtigsten Kenndaten dargestellt. Variante 5 stellt eine typische Option für kleine Biogasanlagen dar. Die Machbarkeit dieser Variante wird im Rahmen des bereits genehmigten Forschungsprojektes „Mobiles Biogas - flexible und wirtschaftliche Nutzung von Alternativenergieträgern in einem flächenmäßig erschlossenen Gastankstellennetz“ untersucht und die Kenndaten werden ermittelt. Mangels Referenzdaten können vorerst für die Variante 5 keine Kenndaten dargestellt werden.

Tabelle 5: Gegenüberstellung von Tankstellenkonzepten

Position	Tankstellenkonzepte			
	Variante 1 50 m ³ /h	Variante 2 150 m ³ /h	Variante 3 300m ³ /h	Variante 4 500m ³ /h
Investitionskosten für die Tankstellenkonzepte [€] (exkl. Biogasanlage)*	217.000	319.000	391.000	528.000
Betriebskosten pro Jahr (Hilfsenergie, Personal etc.) [€]	24.500	64.770	45.210	45.090
Notwendiger jährlicher Treibstoffabsatz [m ³]	430.530	907.806	921.165	1.161.139
Notwendige Auslastung für ausgeglichenes Jahresergebnis [%]	98,3%	69,1%	35,1%	19,4%
Kosten der Belieferung [€/Jahr]	0	65.816	100.177	140.304
CO ₂ -Vermeidungspotential gegenüber Benzin [t CO ₂ -Äqu./Jahr]	547	1.153	1.170	1.475

* Gasaufbereitung ist der Biogasanlage zugeordnet.

Eine Gegenüberstellung von Tankstellenkonzepten zeigt, dass bei kleinen Anlagen (Verdichterleistung rund 50 m³/h) ein wirtschaftlicher Betrieb nur bei einer Anlagenauslastung von über 98% möglich ist. Eine so hohe Auslastung des Verdichters ist in der Praxis kaum erreichbar. Auch bei Tankstellenkonzepten mit höherer Verdichterleistung ist eine entsprechende Auslastung nur durch die Diversifizierung von Gasabsatzwegen möglich.

Im Vergleich zu konventionellen Lösungen haben die Biogas-Tankstellen aufgrund der hohen Investitions- und Betriebskosten der Gasaufbereitungsanlagen einen Kostennachteil von rund 20 %.

Es ist jedoch anzumerken, dass bei den gegenwärtigen Auslastungsgraden und Abgabepreisen auch die konventionellen Erdgas-Tankstellen keine Wirtschaftlichkeit erzielen können.

Aufgrund der dargestellten Situation ist es umso wichtiger, bei der Planung von Konzepten zur Biogasverwertung als Treibstoff, auf eine vollständige Anlagenauslastung zu achten. Dafür sollen verschiedenste Vertriebswege für das aufbereitete Biogas in Betracht gezogen werden. Mögliche Vertriebswege für das aufbereitete Biogas werden im Kapitel 7 (Lastmanagement, Versorgungssicherheit (AP5)) genauer betrachtet.

4.6 CONCLUSIO

Es gibt weltweit bereits umfangreiche Erfahrungen mit netzfernen Gastankstellen. Vor allem die südamerikanischen Projekte und deren technische Umsetzungen sollten noch genauer untersucht werden, insbesondere hinsichtlich der technischen Spezifikationen und ob diese auch im EU-Raum zur Anwendung gebracht werden können (Sicherheitsstandards etc.).

Schon jetzt kann aber festgestellt werden, dass man in Südamerika um einige Jahre an Entwicklung voraus ist.

Sollte der Einsatz dieser Technologie in der EU möglich sein, könnte man nicht nur an den Erfahrungen partizipieren, sondern auch durch die Erhöhung des Wettbewerbs bei den Anlagenherstellern eine Preissenkung erzielen. In den von uns vorgeschlagenen Varianten wurden bereits die gewonnenen Erkenntnisse aus den internationalen Projekten berücksichtigt.

Eine Gegenüberstellung von vergleichbaren Biogas-Tankstellenkonzepten zeigt, dass insbesondere bei Anlagen mit geringer Verdichterleistung möglichst hohe Auslastungsgrade erreicht werden müssen, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu erzielen. Dies ist nur bei nahezu 100%iger Verdichterauslastung oder ausreichenden Hochdruckspeicherkapazitäten möglich.

5. Technische Optimierung (AP3)

In diesem Kapitel wird untersucht, ob bei den verschiedenen Biogas-Versorgungsvarianten technische und energetische Optimierungspotenziale hinsichtlich der Gesamtkosten für Gasaufbereitung, -kompression und -transport bestehen.

Optimierung der Energieversorgungssysteme

Die Optimierung der Energieversorgungssysteme kann nach folgenden Zielen und Zielerreichungsstrategien erfolgen:

- Minimierung der Kosten des Energieverbrauchs
- Maximierung des sozioökonomischen Nutzens
- Minimierung der Umweltbelastung des Energieversorgungssystems
- Minimierung klimarelevanter Emissionen, etc.

Bei der Standortauswahl werden zudem auch die erreichbare Substitution fossiler Energieträger und die Verminderung der Umweltbelastung maßgeblich sein. Für die wirtschaftliche Realisierung eines Projektes sind allerdings die ökonomischen Aspekte vorrangig.

Methoden der klassischen Optimierung

Optimiert wird eine Variable (z.B. die Kosten der Investition und des Betriebs der Anlage über einen definierten Zeitraum), indem sie (wie im Beispielfall) maximiert oder minimiert wird. Diese abhängige Zielvariable ist im Allgemeinen durch mehrere voneinander unabhängige oder zum Teil voneinander abhängiger Variablen definiert, welche des Weiteren meist durch Randbedingungen in ihren Wertebereichen eingeschränkt sind. Sie beschreiben zusammen mit Konstanten über funktionale Zusammenhänge die Gegebenheiten.

Diese Methode der klassischen Optimierung nach mehreren Variablen kann in konkreten Fällen, in denen hinreichend detaillierte Informationen über das Energieversorgungssystem vorliegen, durchgeführt werden.

Soll, gegebenenfalls, nach mehr als einer Zielvariablen optimiert werden, z.B. ökologische und ökonomische Kriterien der Optimierung, so muss eine Gewichtung dieser zu optimierenden Größen relativ zueinander vorgenommen werden.

Optimierung durch Vergleichsrechnung

In dieser Studie wird durch Vergleich:

- der Kosten von vier unterschiedlichen Versorgungsvarianten mit Biogas festgestellt, welcher der Varianten eine Präferenz aufgrund vergleichsweise niedriger Gesamtkosten zugeschrieben werden kann.

- der einzelnen Teilsysteme (des Transports, der Gasaufbereitung) innerhalb einer Versorgungsvariante die Kostenoptimierung jedes der vier Versorgungssysteme angestrebt.

Im Gegensatz zur „klassischen Optimierung“ kommt die Vergleichsrechnung mit wenigen „Kenngrößen“ des Systems aus und ist damit sowohl stärker an der Praxis orientiert, was die Annahmen betrifft, als auch in der Interpretierbarkeit der Ergebnisse verständlicher.

In diesem Kapitel werden die Investitions- und Betriebskosten der Biogasversorgung, im speziellen des Transports von Biogas (als gereinigtes Rohgas oder als aufbereitetes und verdichtetes Biomethan) in Abhängigkeit der Parameter

- Transportentfernungen
- Menge der Biogaserzeugung, etc.

berechnet, verglichen und Schlussfolgerungen zur quantitativen Beurteilung der vier Systeme formuliert. Sofern Systemgrenzen gegeben sind, werden sie definiert.

5.1 WIRTSCHAFTLICHE KENNDATEN DER VARIANTEN

Methoden

Im vorangegangenen Kapitel 4 „Versorgungsvarianten von Biogas-Tankstellen (AP2)“ wurde von vier unterschiedlichen Varianten der Biogasversorgung von Tankstellen ausgegangen. Die Wahl der Varianten erfolgt so, dass damit möglichst unterschiedliche Versorgungsmöglichkeiten definiert werden. Die Unterscheidung betrifft:

Gasmenge = Netzeinspeisung ($\text{m}^3 \text{BG/h}$; $\text{m}^3 \text{Biomethan/h}$; $\text{m}^3 \text{Biomethan/a}$)

Art der Abnehmer für Biogas, neben der Versorgung von Tankstellen kommt die Versorgung urbaner Gebiete (Wohnhaus, Gewerbe) in Betracht, sowie die

Distanz zwischen der/den Biogas-Erzeugungsanlage/n und den Abnehmern,

Verzweigungen (Aufteilung der Biogasmengen) im Transportweg und mögliche Varianten des Transports von Biogas zu den Verbrauchern mittels (Rohr-)Leitung oder Gasverfüllung in Flaschenbündel und der Trailertransport auf LKW.

Des Weiteren wird festgelegt, dass die Gasaufbereitung gemäß ÖVGW G31 und G33 durchgeführt wird.

Verdichtung wird überall dort eingesetzt, wo die Verfüllung in Flaschenbündel erfolgt und eine Tankstelle bedient wird (in Var. 3 wird eines der urbanen Gebiete mit einer Niederdruck-Gasleitung versorgt).

Die Berechnungen bilden die gegebenen Strukturen ab und ermöglichen eine Veränderung der Annahmen in den vier Varianten, sodass aus den Berechnungsergebnissen:

- die Möglichkeiten der Optimierung jeder Variante,
- ein qualitativer und quantitativer Vergleich aller Varianten und
- die Veränderung der Ergebnisse durch Variation der Annahmen

bestimmt werden kann.

Es werden die Kosten der Gasbereitstellung in € (Euro) pro m³ Biomethan berechnet. Darin enthalten sind die Investitions- und Betriebskosten des Gastransports, der Aufbereitung und der Verdichtung ab Biogasanlage. Somit wurden die Investitions- und Betriebskosten der Erzeugung des Rohgases in der Biogasanlage (BGA) nicht berücksichtigt. Die Kosten der Entschwefelung und Reinigung des Biogases sind den Erzeugungskosten zugerechnet.

Die Kosten ab der Übergabestelle des gereinigten Biogases bei der BGA bis zur „Verrechnungsstelle“ sind daher beim Verbraucher inkludiert.

5.2 ECKDATEN FÜR DIE TECHNISCHE OPTIMIERUNG

Ausgegangen wird von Investitions- und Betriebskosten, die auf Anfragen oder konkreten Angeboten basieren. Aus diesen wurden durch Mittelwertbildung, Überlegungen zur Plausibilität etc. die den Berechnungen zugrunde liegenden Werte bestimmt.

Die Daten werden in Abhängigkeit von der Leistungsgröße der Gastankstelle, respektive dazu korreliert in Abhängigkeit von dem stündlichen Biogasverbrauch (Biomethan) bestimmt.

Die Auswahl der erforderlichen Leistung der Biogasanlagen für die Versorgung der Biogas-Tankstellen erfolgt mit der Annahme, dass der Tagesgasabsatz ungleichmäßig ist, mit Abnahmespitzen, die höhere Dimensionierung der Speicher- und Verdichtungsanlage erfordern.

Wie im Kapitel 4 (Versorgungsvarianten von Biogas-Tankstellen (AP2)) dargestellt, kann die Spitzenleistung einer Gastankstelle etwa dreifach über der durchschnittlichen stündlichen Gasproduktionskapazität der Biogasanlage und dem tatsächlichen Gasabsatz liegen.

Die meisten Biogasanlagen sind außerdem in der Lage ihre täglichen Gasproduktionsmengen kostengünstig und energieeffizient in Niederdruckspeicheranlagen zu speichern und zur Abdeckung der Lastspitzen an der Tankstelle zur Verfügung zu stellen.

Die Überdimensionierung des Verdichters hängt folglich mit ungleichmäßigem Gasabsatz im Tagesverlauf, aber auch mit hohen Kosten für Hochdruckspeichersysteme zusammen.

Ausgangsparameter:

In Tabelle 6 werden die Kosten einzelner Bestandteile der Biogas-Tankstellen verschiedener Leistungsklassen zwischen 50 bis 1.500 m³/h dargestellt.

Tabelle 6: Investitionskosten für Aufbereitungs-, Verdichtungs- und Tankstellenanlage in Abhängigkeit der Durchsatzleistung (Quelle: FA. BAUER 2008, FA. AXIOM 2008).

Durchsatzleistung	m ³ /h	50	150	300	500	1.500
Aufbereitung	10 ³ €	300	400	600	900	1.500
Verdichtung	10 ³ €	79	143	164	250	350
Tankstelle*	10 ³ €	227	314	406	599	679

*Inklusive Verdichtungsanlage

Gasaufbereitung:

Die Kosten der Gasaufbereitung hängen von der Leistung der Gasaufbereitungsanlage, dem Ausgangsgas und den anlagenspezifischen Betriebskosten ab (UMSICHT 2008).

Die Recherchen der Literatur- und Herstellerangaben ergaben, dass die Gasaufbereitungsanlagen mit Membran-Trennverfahren für Anlagen im kleinen bis mittleren Maßstab (50 bis 500 m³/h) die niedrigsten Betriebskosten von 0,07 bis 0,18 €/m³ Produktgas aufweisen (HORNBACHNER ET AL. 2008, HARASEK, 2008, BALA 2008). Eine Übersicht über die Gasaufbereitungskosten nach verschiedenen Gasaufbereitungstechnologien ist in Kapitel 6.3.3 (Kosteneinsparung durch die Optimierung des Methangehalts) dargestellt.

Die CO₂-Abtrennung mit Druckwechseladsorption verursacht vergleichbare bis leicht höhere Gasaufbereitungskosten. So betragen etwa die Kosten der Reinigung mit extern belüftetem Bio-Tropfkörper zur selektiven H₂S-Oxidation, in Kombination mit einer Methananreicherung durch Druckwechseladsorption an Kohlenstoffmolekularsieben für den Bereich 100 – 600 Nm³/h, rund 0,2 €/m³ (100 Nm³/h) resp. 0,1 €/m³ (600 Nm³/h) (J. BERGMAIR 2006). Die spezifischen Kosten der Biogasaufbereitung steigen bei kleinen Anlagen unter 150 Nm³/h (~ 1,5 MW Brennwertleistung Reingas) stark an, da die Anschaffungskosten der Anlagen zur Aufbereitung des Biogases bei kleineren Anlagen wesentlich stärker ins Gewicht fallen, als dies bei den leistungsstärkeren Anlagen der Fall ist.

Deshalb wird in weiterer Folge von einer Gasaufbereitungsanlage mit Membran-Trennverfahren ausgegangen. Das Membran-Trennverfahren verwendet eine dichte Polyamid-Membran mit unterschiedlichen Löslichkeiten und Diffusivitäten für die im Biogas enthaltenen Gaskomponenten. Daraus ergibt sich, dass die unterschiedlichen Gaskomponenten eine sehr unterschiedlich starke Tendenz haben, durch die Membran zu diffundieren, wodurch eine quantitative Auftrennung der verschiedenen Spezies möglich wird. Diese Technologie der Gasaufbereitung wurde an der TU Wien weiterentwickelt und von der Fa. AXIOM

bereits in mehreren Anlagen in Österreich eingesetzt. Das Membran-Trennverfahren ermöglicht eine konstante Gasqualität ohne zusätzlichen Betriebsaufwand, sowie auch einen Start/Stopbetrieb.

Basierend auf den oben angeführten Werten der Investitionskosten (Quelle: FA. BAUER 2008, FA. AXIOM 2008) werden Ausgleichskurven wie folgt berechnet:

$$\text{Aufbereitung} \quad y = 38,776x^{0,4944}$$

$$\text{Verdichtung} \quad y = 14,717x^{0,4392}$$

$$\text{Tankstelle} \quad y = 56,995x^{0,3441}$$

Die Exponenten < 1 verdeutlichen die „Economy of Scale“, die Degression der auf die erzeugte Biogasmenge bezogenen Investitionskosten mit der Leistungsgröße der Anlagen. In der folgenden Abbildung 28 sind die vorgegebenen Werte und die jeweiligen Ausgleichskurven grafisch dargestellt.

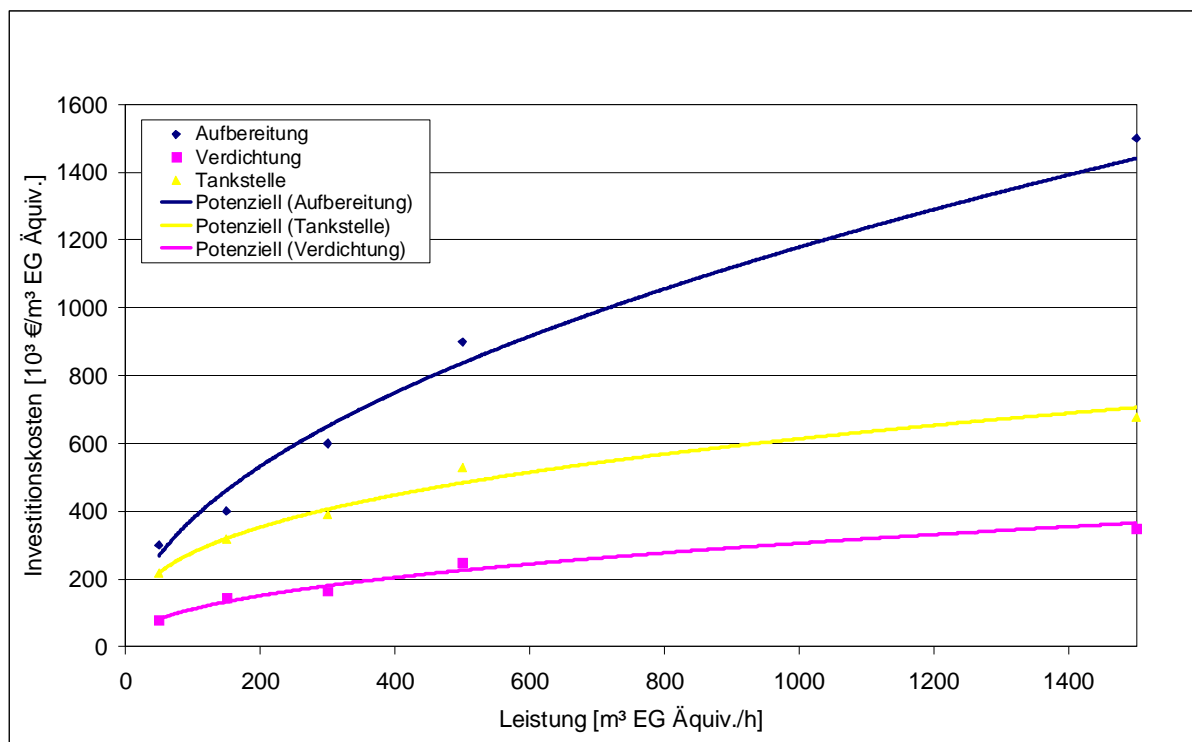


Abbildung 28: Entwicklung der Investitionskosten der BG-Tankstellen mit steigender Leistungsgröße

Die spezifischen Betriebskosten wurden auf Basis von Herstellerangaben (Stromverbrauch und Wartungskosten) berechnet und sind in Tabelle 7 dargestellt.

Tabelle 7: Betriebskosten für Aufbereitungs-, Verdichtungs- und Tankstellenanlage in Abhängigkeit der Durchsatzleistung (Quelle: Fa. Bauer 2008, Fa. Axiom 2008).

Durchsatzleistung	m ³ /h	50	150	300	500	1500
Aufbereitung	€/m ³	0,1230	0,0880	0,0590	0,0500	0,0450
Verdichtung	€/m ³	0,0470	0,0310	0,0240	0,0230	0,0180
Tankstelle	€/m ³	0,0167	0,0084	0,0063	0,0050	0,0022

Auf Basis der in Tabelle 7 angeführten Betriebskosten werden die Ausgleichskurven der spezifischen Betriebskosten wie folgt berechnet:

Aufbereitung $y = 0,4035x^{-0,3166}$

Verdichtung $y = 0,1307x^{-0,2798}$

Tankstelle $y = 0,1586x^{-0,5731}$

Die Exponenten < 0 verdeutlichen auch in diesem Fall die „Economy of Scale“ und die Kostendegression mit steigender Leistungsgröße der Anlagen. Diese sind in Abbildung 29 mit vorgegebenen Werten und jeweiligen Ausgleichskurven grafisch dargestellt.

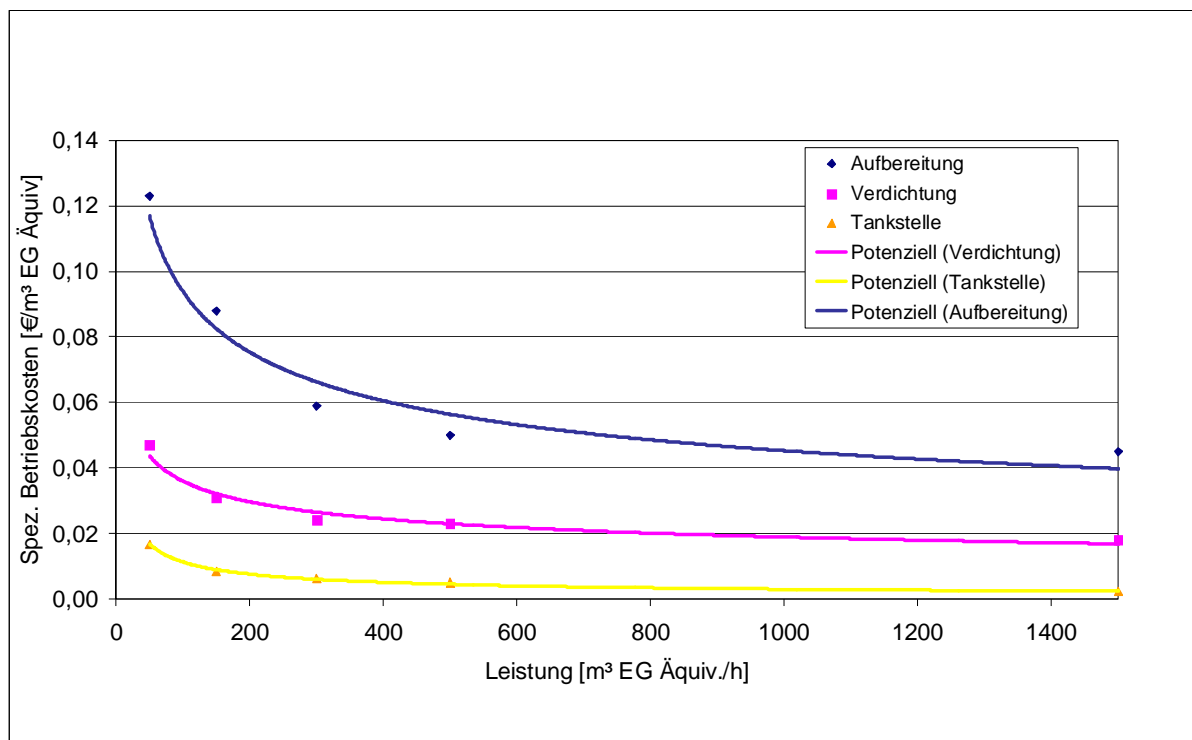


Abbildung 29: Entwicklung der spezifischen Betriebskosten der Aufbereitung, Verdichtung und des Betriebs der Tankstelle

Wie aus Abbildung 29 ersichtlich wird, stellt die Kostendegression der Gasaufbereitung mit rund 0,06 €/m³ Biogas das höchste Optimierungspotential dar. Die Verdichtungs- und die Tankstellenanlage weisen in Abhängigkeit der Anlagenleistung weit geringere Einsparungspotentiale auf.

Die dargestellte Degression der spezifischen Aufbereitungskosten in Abhängigkeit von der Anlagenleistung ist den Ergebnissen der Markterhebung von Gasaufbereitungsanlagen durch UMSICHT (2008) ähnlich.

Gasverdichtung:

Das Bio-/Erdgas wird an Tankstellen mit einem Druck von über 200 bar an die Erdgasfahrzeuge abgegeben. Dieses Druckniveau muss direkt vor Ort oder in Gasflaschenbündeln zur Verfügung gestellt werden. Die für die Druckerhöhung benötigte Energie hängt vom Vordruck am Eingangsflansch in die Kompressionsanlage, der Temperatur und der Zusammensetzung des Gases ab. Der Richtwert für Energieaufwand zur Druckerhöhung vom Umgebungsdruck bis auf 200 bar liegt bei etwa 3 % der im Gas gespeicherten Energie (PÖLZ, 2005, HORNBACHNER ET AL. 2005).

Die in Tabelle 6 in Abhängigkeit von Leistungsklassen dargestellten Investitionskosten der Verdichtungsanlagen wurden durch eigene Marktrecherche ermittelt. Zwischen einzelnen Anbietern konnten innerhalb einer Leistungsklasse Preisunterschiede von bis zu 50 % festgestellt werden. Deshalb empfiehlt sich für definitive Anwendungen eine Marktrecherche mit Angebotsanfragen.

Besonders kostengünstig in der Anschaffung sind die Anlagen aus Südamerika, deren lange Erfahrung mit CNG, die hohen Stückzahlen der Fertigung sowie der Preis in US \$ einen Kostenvorteil bewirken. Deren Serviceleistungen müssen aber in jedem einzelnen Fall geprüft werden.

Die spezifischen Betriebskosten der Gasverdichtung (Tabelle 7) hängen hauptsächlich von der Anlagenleistung ab und liegen zwischen 0,018 und 0,047 €/m³ Gas.

Je nach Einsatzbereich und erforderlichem Enddruck können folgende Anlagentypen genutzt werden (Quelle: UMSICHT 2005):

Hubkolbenverdichter:

Kleine bis mittlere Durchsätze, Enddrücke über 10 bar, günstiger spezifischer Energieverbrauch, geringere Lebensdauer als Turbokompressoren, höherer Wirkungsgrad als Schraubenverdichter.

Drehkolbenverdichter:

Kleine bis große Durchsätze i.d.R. kleine Enddrücke, ggf. zweistufige Ausführung durch Hintereinanderschaltung von zwei Einheiten.

Vielzellenverdichter:

Hohe Zuverlässigkeit und Betriebssicherheit, Verdichtung verunreinigter oder verstaubter Medien möglich, Probleme mit kondensierenden Dämpfen, 1-stufig: mittlere Durchsätze bis zu 5.400 m³/h und Enddruck bis 5,2 bar; 2-stufig: mittlere Durchsätze bis zu 1.800 m³/h und Enddruck bis 11 bar.

Flüssigkeitsringverdichter:

Ölfreie Verdichtung, hohe Zuverlässigkeit, unempfindlich gegenüber Flüssigkeiten und Stäuben, mittlere Durchsätze von 1.400-3.000 m³/h; 1-stufig: Enddruck bis 2,5 bar, 2-stufig: Enddruck bis 200 bar.

Schraubenverdichter:

Ölfrei, geringer Verschleiß, hohe Laufruhe und Lebensdauer (20.000 bis 50.000 Betriebsstunden), hohe Betriebssicherheit, unempfindlich gegenüber Verschmutzungen und aggressiven Medien, mittlere Durchsätze von 540 – 21.600 m³/h; 1-stufig: Enddruck bis 6 bar, 2-stufig: Enddruck bis 14 bar.

Turboverdichter:

Turboverdichter zeichnen sich durch hohe Laufruhe und geringen Verschleiß (Betriebszeiten bis 6 Jahre) aus. Radial- und Axialverdichter sind die beiden Hauptbauarten für Turboverdichter.

Radialverdichter:

Mittlere bis große Durchsätze von 2.000 – 100.000 m³/h, größere Durchsätze möglich, Drücke bis 300 bar.

Axialverdichter:

Kleine bis große Durchsätze von 50 – 70.000 m³/h, größere Durchsätze über 1.000.000 m³/h möglich, Drücke selten über 10 bar, höhere Drücke möglich, höherer Wirkungsgrad und kleinere Abmaße als Radialverdichter.

Eine Übersicht zur groben Bewertung der oben vorgestellten Verdichterbauarten zeigt Tabelle 8. Hierin werden vier verschiedene Eigenschaften mit einer einfachen Bewertungsskala von negativ /schlecht (-), über Mittel (o), bis positiv/gut (+) beurteilt, wobei sich die Beurteilung auf die Eignung hinsichtlich der in dieser Studie betrachteten Biogasdurchsätze (50 m³/h, 250 m³/h und 500 m³/h) und der anschließenden Gasreinigungsverfahren, mit den bereits erwähnten typischen Druckniveaus, bezieht.

Tabelle 8: Bewertung unterschiedlicher Verdichterbauarten nach ausgewählten Kriterien (Quelle: UMSICHT 2005).

Verdichterart	Druck	Durchsatz	Lebensdauer	Anwendung empfohlen?
Hubkolbenverdichter	+	+	o	ja
Flüssigkeitsringverdichter	o	-	+	ja
Schraubenverdichter	o	o	+	nein
Radialverdichter	+	-	+	o
Axialverdichter	-	+	+	ja

Der Inhalt von Tabelle 8 ist als erster Anhaltspunkt für die Vorauswahl der richtigen Verdichtertyps zu verstehen. In der Praxis muss eine sorgfältige Auswahl mit dem Verdichterhersteller erfolgen, da neben den oben beispielhaft genannten Eigenschaften noch eine Reihe weiterer Kriterien (z.B. Gaszusammensetzung, Feuchtegehalt des Gases, Pulsation, Aufstellungsort des Verdichters, Außentemperaturen etc.) für die Auswahl bedeutend sind.

Tankstellenanlagen:

Die Kosten der Tankstellenanlagen weisen in Abhängigkeit vom Hersteller zum Teil erheblich höhere Differenzen auf, als die Kostendegressionen in Abhängigkeit von der Leistung der Anlage (z.B. Anlage 2 und 3, Tabelle 1). Bei den Tankstellen mit rund 50 m³/h Verdichterleistung ist die Kostendegression mit steigender Anlagenleistung weniger stark ausgeprägt als bei Anlagen mit über 150 m³/h, da der Anteil der Fixkosten, unabhängig von der Anlagenleistung, sehr hoch ist. Wie aus Abbildung 28 ersichtlich, hängen die Investitionskosten einer Gastankstelle nicht linear von der Anlagenleistung ab.

Entsprechend der dargestellten Gleichung $y = 56,995x^{0,3441}$ (Kapitel 5.1 Wirtschaftliche Kenndaten der Varianten) verursacht eine Verdoppelung der Anlagenleistung nur rund 30 % mehr an Investitionskosten (Tabelle 6). Somit können durch Vergrößerung der Tankstellenleistung wesentliche Einsparungspotentiale erreicht werden.

Die spezifischen Betriebskosten einer Gastankstelle zeigen eine deutliche Degression mit steigender Durchsatzleistung auf (Tabelle 7). Diese Betriebskostendegression ist aber nur dann gewährleistet, wenn ein entsprechender Gasabsatz vorhanden ist.

Gastransport:

Die Darstellung der Transportkosten erfolgt ausgehend von den im Kapitel 4.2 (Übersicht über internationale Beispiele von Biogas- Tankstellen und Versorgungsvarianten) ermittelten Beispielen für Transportsysteme. Das bevorzugte Transportsystem der Fa. Galileo hat einen sehr hohen Automatisierungsgrad. Der modulare Systemaufbau ermöglicht es, die Investitions- und Betriebskosten gering zu halten, bei gleichzeitiger hoher Versorgungssicherheit und Transporteffizienz. Die MAT-Module zum Gastransport haben ein hydraulisches Volumen von 5.400 l und können bei 250 bar Druck 1350 Nm³ Biomethan speichern. Ein Transporttrailer kann gleichzeitig vier MAT-Module transportieren und damit bis zu vier CNG-Tankstellen mit einem Gasabsatz von jeweils 1.300 m³/Tag oder rund 60 Pkw-Betankungen versorgen.

Die Transportkosten für das Galileo-Transportsystem sind in Tabelle 9 dargestellt und beziehen sich auf einen Jahresdurchsatz von 2,3 Mio. m³ Gas und auf eine durchschnittliche Distanz zum Verbraucher von bis zu 100 km. In der Praxis sollen allerdings lange Verkehrswege vermieden werden, wodurch Betriebskosten und Transportkosten, sowie gegebenenfalls auch Mautgebühren, reduziert werden können. Zur Ermittlung der jährlichen Investitionsgebundene Kosten wurde ein Abschreibungszeitraum von acht Jahren angenommen.

Tabelle 9: Transportkosten zur Versorgung der netzfernen Gastankstellen

Kostenstelle	Inv. Kosten €	Kosten €/Jahr	Spez. Kosten €/m ³ Gas*
Investitionskosten			
Gasflaschenbündel	365.000	67.525**	0,029
Transport Trailer	75.000	13.875**	0,006
Investitionsgebundene Kosten			0,035
Betriebskosten			
Personalkosten (2 Fahrer + 1 Bürokraft)		135.000	0,058
LKW Maut (Euro/ m ³ und 100 km Fahrt)		109.500	0,047
Treibstoffkosten 50l/100km*1€/l		18.250	0,008
Betriebsgebundene Kosten		262.750	0,113
Transportkosten (€100km und m³ Biomethan)			0,148

* Gasverbrauch von drei Gastankstellen = 2.332.800 m³/Jahr. Pro Fahrt können ca. 5.400 m³ Gas transportiert werden. ** Amortisationsdauer 8 Jahre. Bei 15 Jahren Amortisationsdauer sinken die Gesamtkosten um 0.01 €.

Leitungskosten:

Die Investitionskosten einer Biogasleitung in Material PE100 unter Niveau verlegt sind der Studie (HORNBACHNER ET. AL 2008) Tabelle 10 entnommen. Für Leitungsdurchmesser im Bereich zwischen DN 65 bis DN 300 berechnet sich aus der folgenden Tabelle ein funktionaler Zusammenhang:

Tabelle 10: Leitungskosten in Abhängigkeit von der Biogasfördermenge

DN	Q [m ³]	F [m ³ /h]	K1 [10 ³ €/ km]	K2 [10 ³ €/ km]
65	0,0033	14,3	47,6	44,5
80	0,0050	21,7	54,2	53,4
100	0,0079	33,9	63,0	64,9
125	0,0123	53,0	75,0	78,9
150	0,0177	76,3	87,1	92,5
200	0,0314	135,7	119,9	118,9
250	0,0491	212,1	139,2	144,5
300	0,0707	305,4	185	169,4
		50		76,9
		150		124,2
		300		168,1
		500		210,2
		1000		284,5

In obiger Tabelle bedeuten die einzelnen Rubriken:

DN ... Nenndurchmesser im mm

Q ... Rohrquerschnitt in m²

F ... Fördermenge in m³/h im Jahresmittel mit 1,2 m/s Gasgeschwindigkeit

K1 ... Kosten des Leitungsbaus (HORNBACHNER ET AL. 2008)

K2 ... berechnete Kosten auf Basis der Ausgleichskurve

Der funktionelle Zusammenhang der Ausgleichskurve: $y = 13,913x^{0,4369}$

mit $y = 1.000 \text{ €/ km Leitungslänge}$

$x = \text{m}^3 \text{ Biomethan /h.}$

Die Dimensionierung der Leitungen erfolgt mit 4 m/s; der über das Jahr gemittelte Gasdurchsatz wird mit 30 % des Nenndurchsatzes (mittlere Gasgeschwindigkeit von 4 m/s auf 1,2 m/s reduziert) angenommen. Die Werte der Tabelle 10 sind in Abbildung 30 grafisch dargestellt.

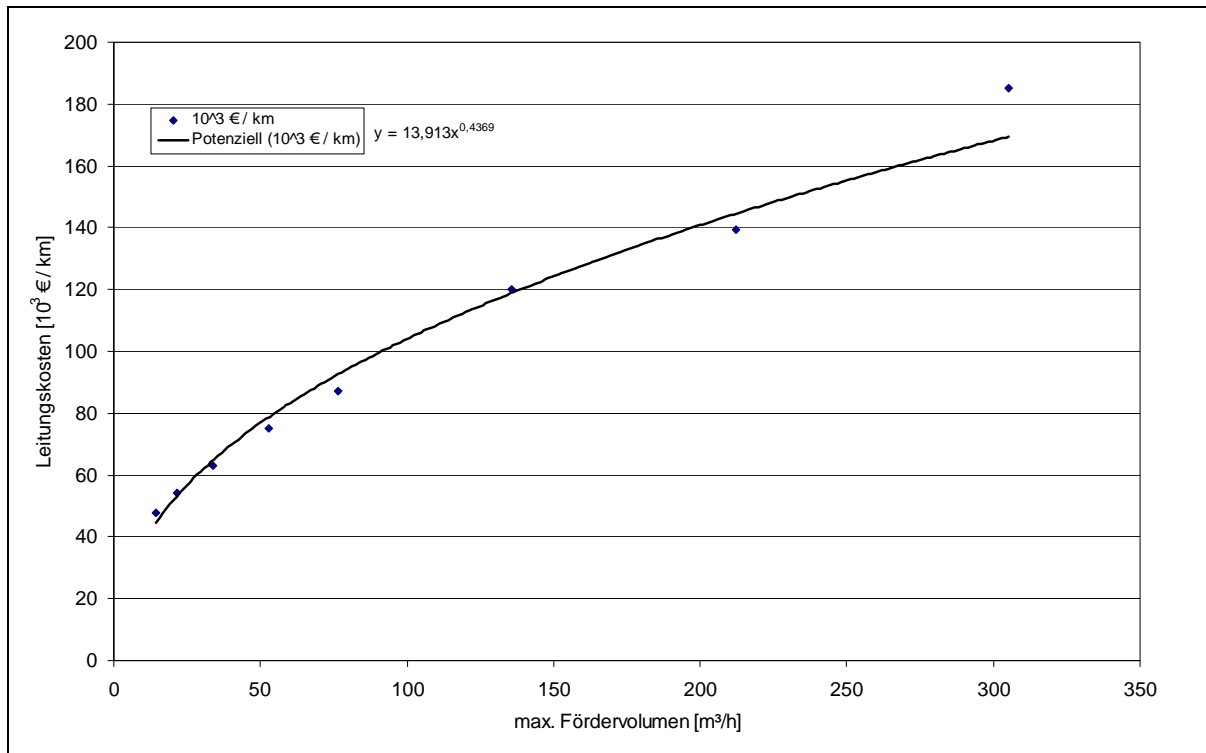


Abbildung 30: Kosten der Biogas-Transportleitung in Abhängigkeit von der stündlich geförderten Gasmenge

Aufgrund der Zunahme des Fördervolumens bei konstanter Gasgeschwindigkeit mit dem Quadrat des Rohr-Innendurchmessers, stehen die Kosten der Leitung annähernd in einem linearen Zusammenhang mit dem Durchmesser. Daraus resultieren die oben dargestellte Kostenstruktur K1 bzw. die Punkte (reale Werte), resp. K2 oder Kurve (Werte der Ausgleichsfunktion).

Die jährlichen Betriebskosten der Gasleitung werden als fester Prozentsatz der Investitionskosten mit 4 % p.a. angesetzt.

5.3 BERECHNUNGEN

5.3.1 Annahmen zu den Varianten

Zum quantitativen Vergleich der Varianten werden plausible Annahmen zu den Strukturen der einzelnen Versorgungsketten gemacht. Diese Annahmen sind:

1. Die Leistung der BGA, respektive die stündliche Menge der Biogaserzeugung. Für die Berechnung der verfügbaren Gasmengen in Abhängigkeit von der Leistungsklasse der BGA wird die Gasproduktionsleistung der BGA mit dem Faktor von 0,2374 m³ Biomethan/h pro kW_{el} berechnet (HORNBACHNER ET AL. 2008) multipliziert. Als diskrete Werte werden 50, 150, 300, 500 und 1.500 kW(el) respektive 12; 35; 71; 118 und

356 m³ Biomethan/h gewählt.

2. Die Länge der Biogasleitung(en) beträgt einen, 5 oder 10 km.
3. Der Faktor der Aufteilung von einem Versorgungsstrang definiert, welcher Anteil des erzeugten Biogases in die Verzweigung weitergegeben wird; dieser Wert wird in allen weiteren Berechnungen mit 0,5 (Gleichverteilung in die weiteren Stränge) angenommen.
4. Die Finanzierung der Anlagen und Leitungen erfolgt mittels eines Darlehens mit einer Laufzeit von 15 Jahren, und einer Verzinsung von 6 % p.a. Die Rückzahlung erfolgt in jährlich gleichen Raten, der Annuitätsfaktor ist demnach 0,103 p.a.
5. Betriebskosten für die Biogasleitung(en) werden mit 4 % p.a. der Investitionskosten der Leitung angesetzt. Darin sind die Pumpstromkosten wie auch die Instandhaltung der Leitung(en) enthalten.

In konkreten Fällen (bei konkreten Standorten) werden die angenommenen Werte von den hier angenommenen Werten abweichen. Oben angeführte Annahmen dienen vorrangig dem Vergleich der vorgestellten Varianten.

Entsprechend der im Folgenden dargestellten Schemata der Anlagenkomponenten und deren funktionaler Verbindungen, werden in folgenden Tabellen die den Berechnungen zugrunde liegenden Parameterwerte angeschrieben.

Variante 1: Hoftankstelle

Bei dieser Variante (Abbildung 31) muss parallel zur Verwertung des Biogases als Kraftstoff auch eine alternative Biogasnutzung oder -speicherung vorgesehen werden. Als Standardoption für die Überschussverwertung wird bei allen Varianten die Verstromung von Biogas in BHKW angenommen.

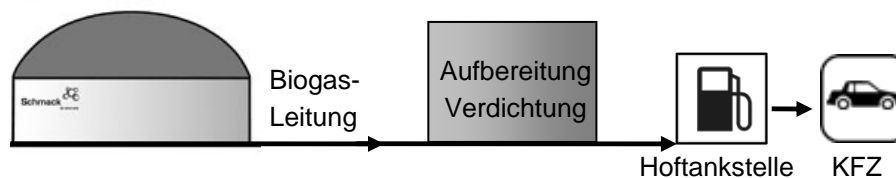


Abbildung 31: Schema der Biogasverwertung, Variante 1 – Hoftankstelle

In Tabelle 11 sind die den Berechnungen zugrunde liegenden Werte, entsprechend der in der Grafik dargestellten Versorgungslinie, angegeben. Die Leistungsklasse der Biogasanlage wird dabei von 50 kW_{el} bis 1.500 kW_{el} simuliert.

Tabelle 11: Kennwerte für Variante 1 - Hoftankstelle

Variante 1				
Spalte	1	2	3	4
	kW _{el}	m ³ Biomethan/h		km
BGA 1	50	12	Biogasleitung	1
	150	35,6		5
	300	71,2		10
	500	118,7		
	1.500	356		

In den Spalten 1 und 2 der Tabelle ist der Wertebereich der Biogasanlage – Leistung und Gaserzeugung – und in der 4. Spalte der Wertebereich der Biogasleitungslängen in km aufgelistet.

Variante 2: Hoftankstelle mit Abfüllstation für Gasflaschen

Diese Variante (Abbildung 32) ist mit der ersten Variante vergleichbar. Hier wird das aufbereitete Biogas, zusätzlich zum Vertrieb, über eine Biogas-Tankstelle in Flaschen abgefüllt und über ein LKW-Verteilungssystem den Kunden zur Verfügung gestellt.

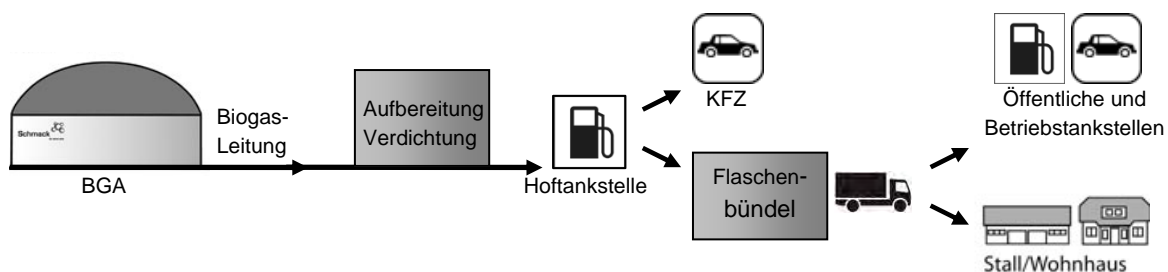


Abbildung 32: Schema der Biogasverwertung, Variante 2 – Hoftankstelle mit Abfüllstation für Gasflaschen

In Tabelle 12 sind die den Berechnungen zugrunde liegenden Werte, entsprechend der in der Grafik dargestellten Versorgungslinie, angegeben.

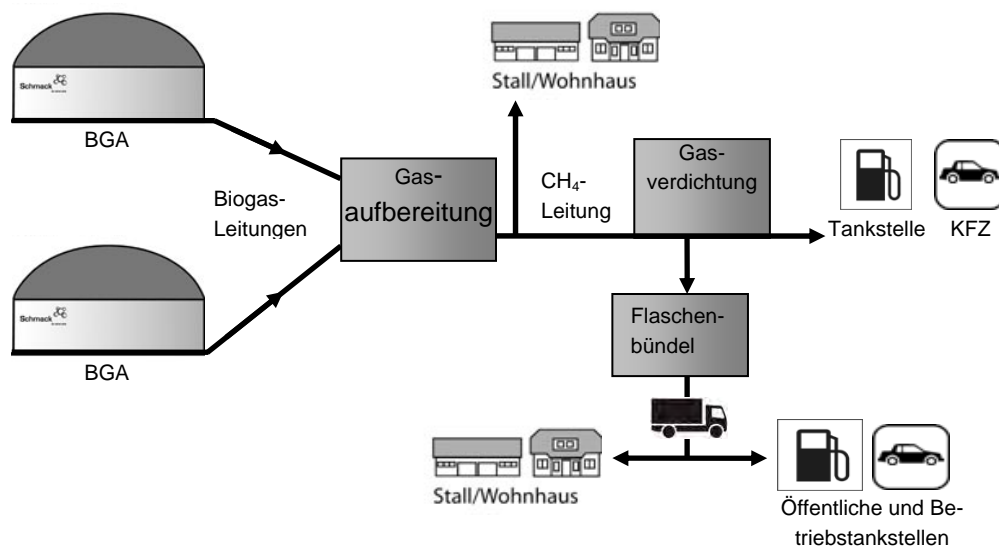
Tabelle 12: Kennwerte für Variante 2 - Hoftankstelle mit Abfüllstation für Gasflaschen

Variante 2						
Spalte	1	2	3	4	5	6
	kW _{el}	m ³ Biomethan/h		km		
BGA 2	50	12	Biogasleitung	1	Aufteilung	0,5
	150	35,6		5		
	300	71,2		10		
	500	118,7				
	1.500	356				

In den Spalten 1 und 2 der Tabelle ist der Wertebereich der Biogasanlage – Leistung und Gaserzeugung – und in der 4. Spalte der Wertebereich der Biogasleitungslängen in km aufgelistet. Der Wert 0,5 in Spalte 6 definiert die (gleiche) Aufteilung der Biogasmengen zur Tankstelle respektive zur Versorgung des urbanen Bereichs (Stall/Wohnhaus).

Variante 3: Biogas-Mikronetz mit zentraler Aufbereitung und Verdichtung bei einer Mutterstation

In dieser Variante (Abbildung 33) wird mittels eines Biogas-Mikronetzes Rohbiogas von lokal/regional nahe beieinander liegenden Biogasanlagen gesammelt und einer zentralen Aufbereitungsanlage zugeführt. Der Anlage zur Gasaufbereitung ist ein Mitteldruckverteilungsnetz nachgelagert, welches Biogas für konventionelle Anwendung zur Verfügung stellt.

**Abbildung 33:** Schema der Biogasverwertung, Variante 3 – Biogas-Mikronetz mit zentraler Aufbereitung und Verdichtung bei einer Mutterstation

In Tabelle 13 (Variante 3) und deren Fortsetzung sind die den Berechnungen zugrunde liegenden Werte, entsprechend der in der Grafik dargestellten Versorgungslinie, angeschrieben.

In den Spalten 1 und 2 der Tabelle Variante 3 ist der Wertebereich der Biogasanlage – Leistung und Gaserzeugung – und in der 4. Spalte der Wertebereich die Biogasleitungslängen in km aufgelistet. Die Summen der Biogasmengen aus BGA 3.1 und BGA 3.2 summieren sich in der Anlage zur Gasaufbereitung (Spalte 5).

Tabelle 13: Kennwerte für Variante 3 – Biogas-Mikronetz mit zentraler Aufbereitung und Verdichtung bei einer Mutterstation

Variante 3							
Spalte	1	2	3	4	5		
	kW _{el}	m ³ Biomethan/h		km			
BGA 3.1	50	12	Biogasleitung 1.1	1			
	150	35,6		5			
	300	71,2		10			
	500	118,7					
	1.500	356					
					Summe		
BGA 3.2	50	12	Biogasleitung 2.1	1			
	150	35,6		5			
	300	71,2		10			
	500	118,7					
	1.500	356					
Variante 3 - Fortsetzung							
Spalte	1	2	3	4	5	6	7
					km		
Aufteilung 3.1	0,5	Aufteilung 3.2	0,5	Biogasleitung 1.2	1		
					5		
					10		
						km	
					Biogasleitung 2.2	1	Aufteilung 3.3
						5	0,5
						10	

Die weitere Struktur der Versorgung weist mehrere (gleiche) Aufteilungen zu diversen Verbrauchern und zur Gasverdichtungsanlage auf, die mit dem Wert in den Spalten 1, 3 und 7 der Tabelle Variante 3 - Fortsetzung definiert sind. In den Spalten 5 und 6 der Tabelle Variante 3 – Fortsetzung sind die Rechenparameter der Leitungslängen angeschrieben.

Variante 4: Biogas als Treibstoff – Vertrieb über ein zentrales Zwischenlager

Bei dieser Variante (Abbildung 34) sind Anlagen weit von einander entfernt und können nicht über ein Rohgassammelnetz miteinander verbunden werden. Daher ergibt sich die Notwendigkeit, dass an jede Biogasanlage eine separate Aufbereitungs- und Verdichtungsanlage angeschlossen wird.

Mittels eines Flaschenbündel-/Trailersammelsystems wird das verdichtete Biogas zu einer zentralen Sammelstelle gebracht, von der aus die Gasversorgung der dezentralen Betankungsanlagen und der konventionellen Gasanwendungen erfolgt. Aus diesem Grund werden in weiter Folge jede die BGA einzeln betrachtet.

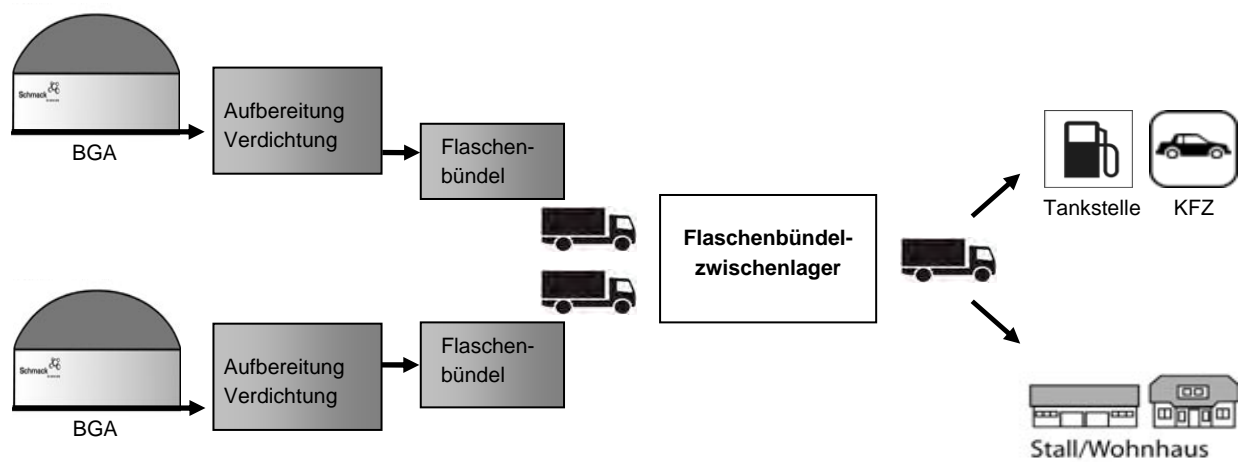


Abbildung 34: Schema der Biogasverwertung, Variante 4 – Vertrieb über ein zentrales Zwischenlager

In der folgenden Tabelle 14 sind die den Berechnungen zugrunde liegenden Werte, entsprechend der in der Grafik dargestellten Versorgungslinie, angegeben.

Tabelle 14: Kennwerte für Variante 4 – Vertrieb über ein zentrales Zwischenlager

Variante 4						
Spalte	1	2	3	4	5	6
	kW _{el}	m ³ Biomethan/h		km		
BGA 4	50	12	LKW Transport Flaschenbündel	20	Aufteilung	0,5
	150	35,6		50		
	300	71,2		100		
	500	118,7				
	1.500	356				

In den Spalten 1 und 2 der Tabelle Variante 4 ist der Wertebereich der Biogasanlage – Leistung und Gaserzeugung – und in der 4. Spalte der Wertebereich der Transportentfernung zu

der Mutterstation in km angegeben, die von der BGA zur Gasaufbereitung führen. Die weiteren Transporte erfolgen mit dem LKW. Die Aufteilung der Gasmengen zu den Verbrauchern Tankstellen und Ställen/Wohnhäusern zu gleichen Teilen wie durch den Wert 0,5 in Spalte 6 definiert.

5.3.1.1 Kosten der Gasversorgung mit konstanten Parametern

Die im Folgenden dargestellten Berechnungsergebnisse der vier Varianten basieren auf den Annahmen:

BGA 500 kW_{el}, Biogaserzeugung = 118 m³ Biomethan / h

Variante 1 – 3: Biogasleitung 5 km Länge

Variante 4: Transport der Flaschenbündel mit LKW - 100 km

Aufteilungsfaktoren 0,5.

Zur Sicherstellung der Vergleichbarkeit der Varianten werden in diesem Abschnitt die variablen Parameter für die vier Varianten, soweit möglich, gleich definiert.

Für die im vorhergehenden Abschnitt getroffenen Annahmen sind die Investitionskosten (Werte in 1.000 €) in der 2. Spalte der Tabelle 15 aufgelistet. In Spalte 3 ist die Annuität der Investition mit 100 % Fremdfinanzierung, somit ohne Förderungsgelder und 15 Jahre Darlehensrückzahlung, bei 6 % p.a. Zinssatz des aushaftenden Darlehens, berechnet.

Das erzeugte Biomethan in m³ pro Stunde wird in Spalte 4 angezeigt und die spezifischen Kosten der Biomethanbereitstellung, exklusive der Erzeugungskosten, finden sich in der letzten Spalte der Tabelle dargestellt.

Tabelle 15: Investment und spezifische Investitionskosten - (exklusive Erzeugung)

Versorgungsvariante	Invest 10 ³ €	Annuität 10 ³ €/p.a.	m ³ Biomethan/h	€/m ³ Biomethan
Variante 1	1.387	142,8	118	0,137
Variante 2	1.431	147,4	118	0,142
Variante 3	2.343	241,3	237	0,116
Variante 4	1.457	150,1	237	0,072

Bei nahe zu zweifacher Menge an bereitgestelltem Biomethan der Varianten 3, gegenüber den anderen Varianten, könnten die niedrigsten spezifischen Investitionskosten für die Variante 3 berechnet werden.

Für die in Abschnitt 5.2 „Eckdaten für die technische Optimierung“ getroffenen Annahmen sind die Betriebskosten (Werte in 1.000 € p.a.) in der 2. Spalte der Tabelle 16 aufgelistet. In Spalte 3 ist die erzeugte Biogasmenge pro Jahr angegeben.

Der Faktor der Umrechnung der Werte aus Spalte 4 (Gaserzeugung pro Stunde) in Tabelle 15 in die Werte der Spalte 3 (jährliche Gasproduktion) in Tabelle 16 entspricht 8.760 h/a, da Perioden mit verminderter Biogaserzeugung oder Stillstand der Biogasanlage bereits in den Erzeugungswerten der Tabelle 15 berücksichtigt sind (siehe dazu Abschnitt 5.2 (Annahmen)). In der letzten Spalte der Tabelle 16 sind sodann die spezifischen Betriebskosten als Quotient von Spalte 2 und 3 angeschrieben.

Tabelle 16: Betriebskosten p.a. und spezifische Biogas-Betriebskosten (excl. Erzeugung)

Versorgungsvariante	Betriebskosten 10 ³ € / a	Menge 10 ³ m ³ Biomethan / a	€/m ³ Biomethan
Variante 1	161	1.040	0,155
Variante 2	177	1.040	0,170
Variante 3	330	2.080	0,159
Variante 4	585	2.080	0,281

Die auf die erzeugte Biogasmenge, umgelegt auf m³ Biomethan, bezogenen Betriebskosten liegen bei den Varianten 1 bis 3 etwa in derselben Größenordnung, während jene der Variante 4 nahezu doppelt so hoch sind.

In der folgenden Tabelle 17 wurden die Investitions- und Betriebskosten zu den Gesamtkosten der Bereitstellung des Biogases addiert.

Tabelle 17: Spezifische Gesamtkosten für Biogas (Investitions- und Betriebskosten exklusive Gaserzeugung, BGA 500 kW_{el}, Biogasleitung 3 km)

Bezeichnung der Variante	Spezifische Gesamtkosten [€/m ³ Biomethan]
Variante 1	0,292
Variante 2	0,312
Variante 3	0,275
Variante 4	0,354

Diese Ergebnisse der Berechnung mit definierten Parametern zeigen, dass die spezifischen Gesamtkosten für die Variante 3 am geringsten, für die Variante 4 mit 0,354 €/m³ Biomethan am höchsten sind.

Eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse ist, wie bereits oben angeführt, durch die Wahl von gleichen Annahmen der BGA-Leistung, respektive Biogaserzeugung, der Länge der Biogasleitung (Variante 1 bis 3) und der Aufteilungsfaktoren gegeben.

5.3.1.2 Kosten mit variablen Parametern

In diesem Abschnitt werden die spezifischen Kosten der Bereitstellung von Biomethan (€/m^3 Biomethan) mit den variablen Parametern:

- BGA-Leistungsgröße resp. Biogaserzeugung / h
- Längen der Transportleitungen

berechnet.

Die Aufteilungskoeffizienten in den Varianten 2 bis 4 bleiben unverändert konstant mit 0,5.

Die Ergebnisse dieser Berechnungen zeigen die Kostendegression mit der Größe der Biogasanlage(n) bei jeder der vier Varianten auf. Andererseits lassen sich, durch Vergleich der Varianten untereinander, gegebenenfalls Präferenzen für die BGA-Größe, respektive der Leitungslängen für die Varianten (1-3) definieren.

Die grafischen Darstellungen der für den gesamten Wertebereich BGA-Leistung von 50 bis 1.500 kW_{el} , Leitungslängen von 1; 5 und 10 km berechneten spezifischen Kosten (Investition und Betrieb) exkl. Gaserzeugung sind in den folgenden Abbildungen 33 bis 36 dargestellt. Die darin enthaltenen potentiellen Ausgleichskurven ermöglichen die Berechnung von Zwischenwerten.

Interpolierte Werte der BGA-Leistungsgrößen berechnen sich aus den angeschriebenen Formeln der Ausgleichskurven. Ergebnisse für unterschiedliche Leitungslängen werden durch lineare Interpolation zwischen den Parametern 1; 5 resp. 10 km berechnet (Variante 1 bis 3).

Die Darstellungen zeigen die Verminderung der spezifischen Kosten mit der Größe der Anlagen (bzw. der Anlagenleistung) aufgrund der „Economy of Scale“. Der Effekt der degressiven spezifischen Kosten ist vor allem auf die Verminderung der Investitionskosten zurückzuführen, weit weniger auf die spezifischen Betriebskosten, die im Wesentlichen mit der Gaserzeugung in einem nahezu linearen Zusammenhang stehen.

Der weitere Vergleich und eine detaillierte Besprechung der in den Abbildungen dargestellten Berechnungsergebnisse erfolgt in Abschnitt 5.4 (Ergebnisse).

Die Bezeichnungen der Kurven in den folgenden Abbildungen 33 bis 36 bedeuten für die mit „1 – I+B“ bezeichnete Grafik: 1 km Leitungslänge und Gesamtkosten als Summe der Investitions- und Betriebskosten (I + B).

Variante 1: Hoftankstelle

Die Abbildung 35 zeigt eine Kostendegression um rund den Faktor 8, wenn der gesamte Wertebereich betrachtet wird.

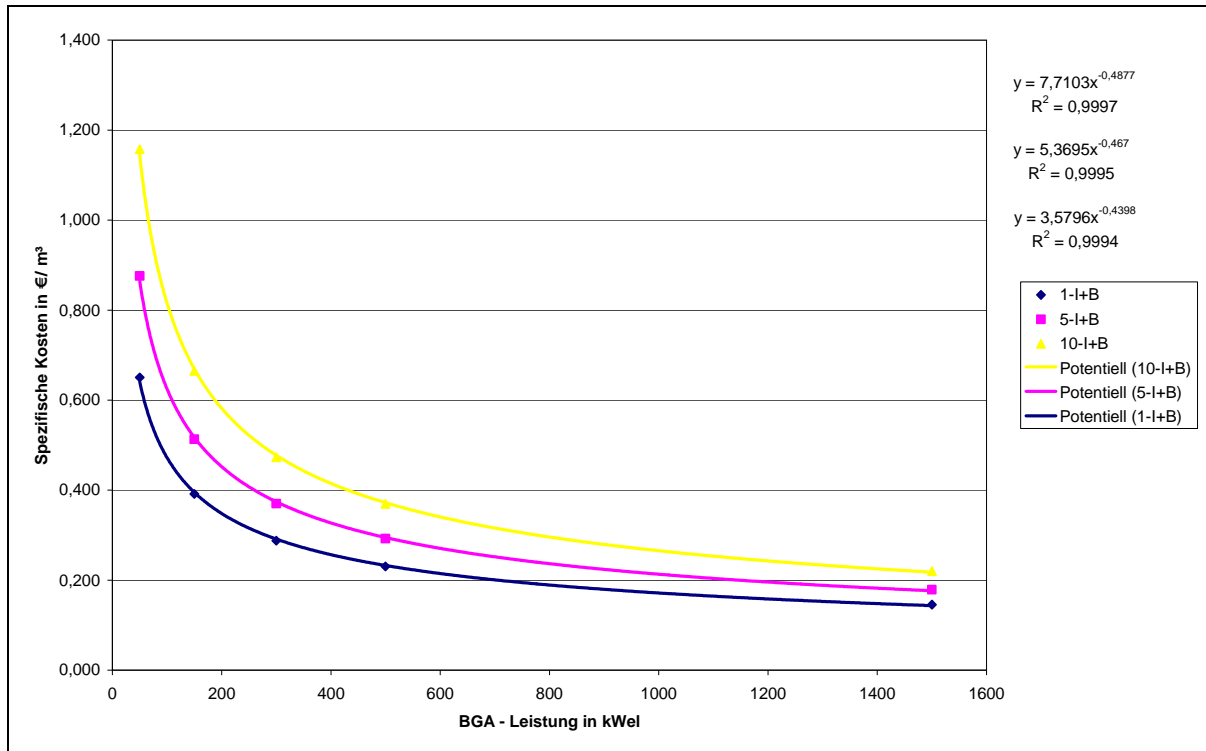


Abbildung 35: Variante 1 – Hoftankstelle

Die in Tabelle 17 errechneten Kosten für 500 kW_{el} und 5 km Leitungslänge zwischen BGA und Gaskonditionierungsanlage von 0,29 €/m³ Biomethan liegen bei etwa einem Drittel des errechneten Kostenbereichs von etwa 0,15 bis zu 1,15 €/m³ Biomethan.

Unter der Annahme von ökonomisch vertretbaren, spezifischen Kosten von z.B. 0,40 €/m³ Biomethan müsste beispielsweise die Entfernung der Aufbereitungs- und Gasverdichtungsanlage von der Biogasanlage (Leitungslänge) maximal 1 km betragen, wenn die Leistungsgröße der BGA größer/gleich 130 kW_{el} ist, oder beispielsweise maximal 10 km für eine BGA größer/gleich 420 kW_{el}. Bei geringeren Leitungslängen und/oder größeren Leistungen der BGA errechnen sich Kosten, die unter 0,40 €/m³ Biomethan liegen.

Variante 2: Hoftankstelle mit Abfüllstation für Gasflaschen

Die Abbildung 36 zeigt eine Kostendegression um den Faktor 6 wenn der gesamte Wertebereich betrachtet wird.

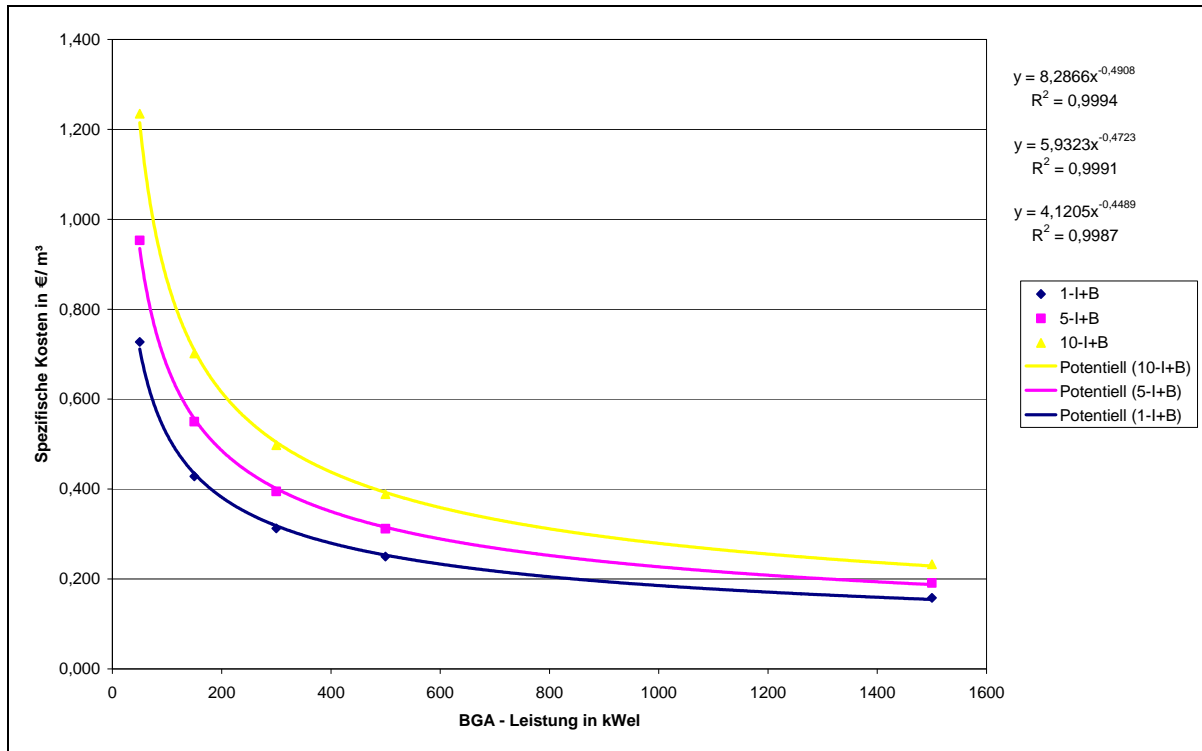


Abbildung 36: Variante 2 – Hoftankstelle mit Befüllungsanlage für Gasflaschen

Die in Kapitel 5.3.1.1 (Kosten der Gasversorgung mit konstanten Parametern) – Tabelle 17 errechneten Kosten für 500 kW_{el} und 5 km Leitungslänge von 0,31 €/m³ Biomethan liegen bei etwa 1/3 des errechneten Kostenbereichs von etwa 0,18 bis zu 1,22 €/m³ Biomethan.

Unter der Annahme von ökonomisch vertretbaren, spezifischen Kosten von z.B. 0,40 €/m³ Biomethan müsste beispielsweise die Leitungslänge maximal 1 km betragen, wenn die Leistungsgröße der BGA größer/gleich ca. 170 kW_{el} ist, oder beispielsweise maximal 10 km für eine BGA größer/gleich 480 kW_{el}. Bei geringeren Leitungslängen oder/und größeren Leistungen der BGA errechnen sich Kosten, die unter 0,40 €/m³ Biomethan liegen.

Variante 3: Biogas-Mikronetz mit zentraler Aufbereitung und Verdichtung bei einer Mutterstation

Die Abbildung 37 zeigt für den gesamten Wertebereich eine Kostendegression um ca. den Faktor 5. Die in Tabelle 17 errechneten Kosten für 500 kW_{el} und 5 km Leitungslänge von 0,28 €/m³ Biomethan liegen bei etwa 1/3 des errechneten Kostenbereichs von etwa 0,17 bis zu 1,12 €/m³ Biomethan.

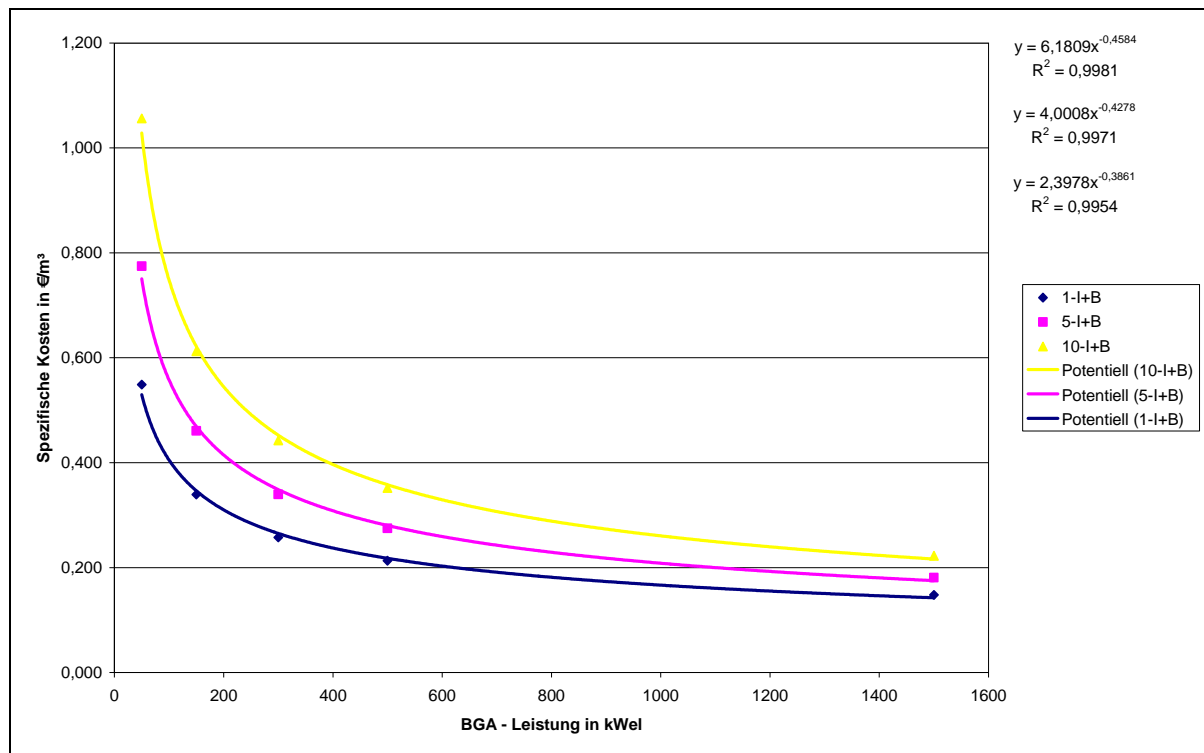


Abbildung 37: Variante 3 – Gaszuleitung mittels Biogas-Mikronetz. Gaskompression an einer Tankstelle in der Ortschaft und Abfüllen von Flaschen an der Tankstelle

Unter der Annahme von ökonomisch vertretbaren, spezifischen Kosten von z.B. 0,40 €/m³ Biomethan müsste beispielsweise die Leitungslänge maximal 1 km betragen, wenn die Leistungsgröße der BGA größer/gleich ca. 100 kW_{el} ist, oder beispielsweise maximal 10 km für eine BGA größer/gleich 400 kW_{el}. Bei geringeren Leitungslängen oder/und größeren Leistungen der BGA errechnen sich Kosten, die unter 0,40 €/m³ Biomethan liegen.

Variante 4: Biogas als Treibstoff – Vertrieb über ein zentrales Zwischenlager

Die Abbildung 38 zeigt eine Kostendegression um den Faktor ca. 2 wenn der gesamte Wertebereich betrachtet wird.

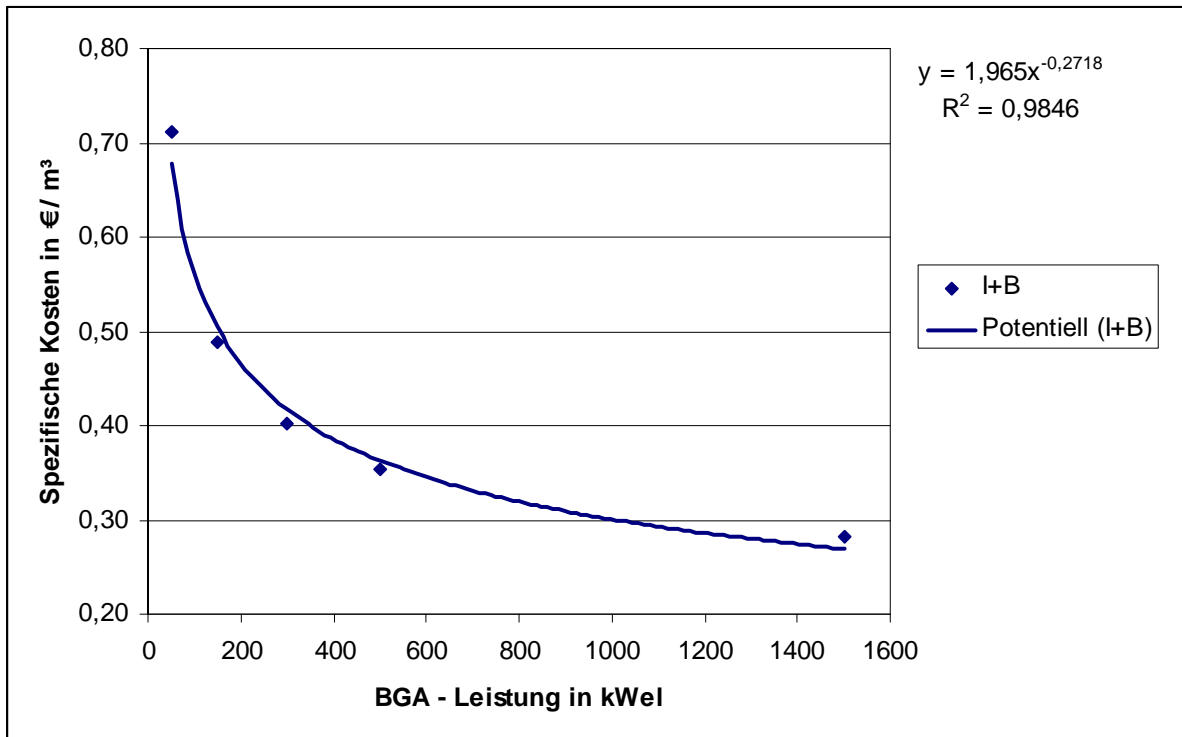


Abbildung 38: Variante 4 – Bio CNG – Vertrieb über Zwischenlager

Die in Abschnitt 5.3.1.1 - (Kosten der Gasversorgung mit konstanten Parametern) – Tabelle 17 errechneten Kosten für 500 kW_{el} und 100 km Transportweg der Flaschenbündel von 0,35 €/m³EG Äquiv. liegen wenig über dem unteren Wert des errechneten Kostenbereichs von etwa 0,28 bis 0,71 €/m³EG Äquiv.

Unter der Annahme von ökonomisch vertretbaren spezifischen Kosten von z.B. 0,40 €/m³EG Äquiv. ergibt sich die Rentabilität bereits für BGA Leistungen ab 300 kW_{el}.

5.3.1.3 Kostenstruktur der Varianten

Die anteiligen Gesamtkosten aus Investition und Betrieb für die in Abschnitt 5.3.1.1 getroffenen Annahmen (500 kW_{el}, Leitungslänge 5 km, 100 km Transport) sind für jede der vier Varianten in der nachfolgenden Tabelle 18 aufgelistet.

Tabelle 18: Anteile an den Gesamtkosten (Investition und Betrieb)

	V1	V2	V3	V4
Leitungen	26,4%	20,4%	28,1%	
Aufbereitung	44,3%	34,3%	36,4%	36,7%
Verdichten und Abfüllen in Flaschenbündel	15,8%	17,6%	12,1%	15,9%
Herstellung und Betrieb der Tankstellen	13,5%	8,1%	9,9%	5,6%
Transport		19,6%	13,5%	41,9%

Wie aus Tabelle 18 ersichtlich, entfällt bei den Varianten 1 bis 3 der größte Anteil mit 34 % bis 44 % der spezifischen Kosten auf die Gasaufbereitung. Die Aufbereitung stellt bei Variante 4 mit 37 % nur den zweitgrößten Kostenanteil dar, der größte Anteil entfällt auf den Transport mit 42 %.

Derart lassen sich für einen konkreten Projektentwurf die Grenzen der Wirtschaftlichkeit aus den Abbildungen 33 bis 35A überschlägig festlegen. Andererseits können für einen Standort mit definierter Größe der Biogasanlage die technischen Randbedingungen der Planung überschlägig festgelegt werden, welche für die Rentabilität des Projektes maßgeblich sind.

5.3.1.4 Grenzen der Wirtschaftlichkeit des Trailertransports

Die Berechnungen haben gezeigt, dass keine der Biogasanlagen in der Lage ist, das Transportsystem vollständig auszulasten. So kann z.B. eine Biogasanlage der Leistungsklasse 500 kW_{el} täglich maximal zwei Flaschenbündel mit einem Gasspeichervolumen von je 1.350 m³ befüllen. Der Transporttrailer kann jedoch bei einer Fahrt vier Flaschenbündel transportieren und zudem mindestens zwei Fahrten pro Tag durchführen.

Daher wird in weiteren Berechnungen davon ausgegangen, dass der Transport von befüllten Gasflaschen über einen Dienstleister erfolgt, der diese Dienstleistung zu fixen Kosten für mehrere Biogasanlagen anbietet.

In Abbildung 39 sind die jährlichen Transportkosten für verdichtetes Biogas via Trailertransport im Vergleich zur Gasbeförderung via erdverlegte Niederdruckgasleitung dargestellt. Die Kosten für Gastransport via Trailer (rote Linie) wurden für jede Biogasanlagegröße konstant angenommen. Da die spezifischen Transportkosten nicht von der Größe der einzelnen Anlagen, sondern von der Entfernung zur Mutterstation bzw. einzelnen Verbraucher abhängig sind, wurde in den vorliegenden Berechnungen ein Wirkradius des Transportsystems von max. 50 km angenommen. Die Kosten für Gastransport via Trailer wurden nach Angaben der Firma Galileo und eigenen Berechnungen mit 0,148 €/m³ pro 100 km angenommen.

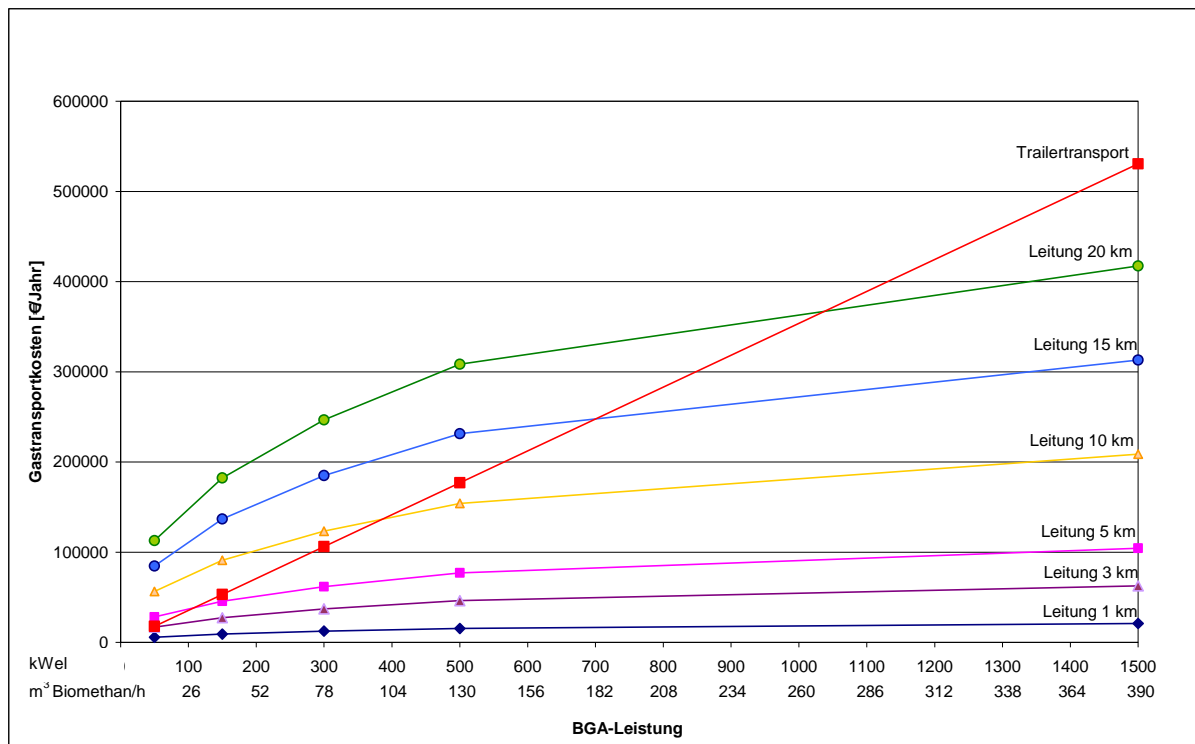


Abbildung 39: Variante 4 – Biogasvertrieb über Trailertransport. Vergleich zur Gasleitung (Abschreibungszeit der Gasleitungen 25 Jahre)

Ausgehend von der in Abbildung 39 dargestellten Szenarien können folgende Grenze der Wirtschaftlichkeit des Trailertransports angeführt werden.

Je nach Anlagengröße (Gasproduktionsvolumen) und Entfernung zum Verbraucher ergeben sich aus Abbildung 36 folgende Empfehlungen:

- Wenn die Entfernung zum Verbraucher maximal 1 bis 3 km beträgt, ist die Verlegung einer Gasleitung für alle Leistungsklassen der Biogasanlagen kostengünstiger als der Trailertransport (Achtung: 100 % Anlagenauslastung ist vorausgesetzt).
- Wenn die Anlagenauslastung unter 30 % liegt bzw. das zu befördernde Gasvolumen weniger als 130.000 m³/Jahr (durchschnittliche Abgabemenge an österreichischen Tankstellen) beträgt, **ist der Trailertransport bereits ab 2 km Entfernung wirtschaftlicher als die Verlegung einer Gasleitung.**
- Ab einer Leitungslänge von 5 km ist es für die Biogasanlagen einer Leistungsklasse von bis zu 130 kW_{el} bereits wirtschaftlicher, den Gastransport via Trailer zu organisieren.
- Wenn die Entfernung zum Verbraucher rund 10 km beträgt, ist der Trailertransport sogar für Biogasanlagen mit einer Leistung von bis zu 400 kW_{el} wirtschaftlicher als die Verlegung einer Gasleitung.

- Für die Biogasanlagen der Leistungsklasse über 1 MW_{el} ist die Verlegung einer Leitung sogar bis zu 20 km wirtschaftlich. Vorausgesetzt ist eine Amortisationszeit der Gasleitungen von 25 Jahren.

Würden die Betriebskosten einer Gasleitung mit gleicher Amortisationszeit wie die der Biogasanlage (13 Jahre) kalkuliert, so wäre die Verlegung der Leitungen nur bis max. 10 km wirtschaftlich darstellbar. Dabei sollte die Leistung der Biogasanlage mind. 750 kW_{el} bzw. über 150 m³ Biomethan pro Stunde betragen. Für kleinere Anlagen und einer Entfernung zum Biogasverbraucher von über 3 km ist der Transport via Trailer wirtschaftlicher.

5.4 ERGEBNISSE

Aus den Abbildungen 33 bis 36 lassen sich die Grenzen der Wirtschaftlichkeit, bei vorgegebenen Grenzkosten der Bereitstellung des Biogases und überschlägigen Annahmen für einen Projektentwurf, festlegen sowie die Rentabilität des Projektes für einen Standort mit definierter Größe der Biogasanlage abschätzen.

Allerdings müssen die Gesamtkosten der Varianten betrachtet werden, da die Kosten der Gasaufbereitung und -kompression wesentliche Kostenfaktoren darstellen (Abbildung 40).

Variante 1 (Hoftankstelle) und Variante 3 (Gaszulieferung mittels Mikronetz, Gaskompression an der Tankstelle) weisen etwa gleiche Gesamtkosten auf, deren spezifische Investitionskosten bei der Variante 1 höher als bei der Variante 3 sind. Die spezifischen Betriebskosten sind im Vergleich zur Variante 3 bei der Variante 1 niedriger. Festgestellt wird, dass die Strukturen dieser Varianten jedoch wesentliche Unterschiede zeigen; bei der kleinräumigen Variante 1 wird nur eine Hoftankstelle versorgt, bei der großräumigen Versorgung der Variante 3 hingegen zwei urbane Gebiete und mehrere Tankstellen von zwei Biogasanlagen. Die Erklärung für die Ergebnisse liegt in der „Economy of Scale“, der deutlichen Kostendegression durch steigende Anlagengröße, wodurch die spezifischen Investitionskosten der Variante 3 vergleichsweise geringer sind. Bei den spezifischen Betriebskosten besteht dieser Effekt in weit geringerem Maß, so dass der Betrieb der Anlagen (Aufbereitung, Verdichtung, etc.) der Variante 1 im Vergleich kostengünstiger ist.

Die spezifischen Gastransportkosten der Variante 2 liegen etwas über den Kosten der Variante 1. Die Wirtschaftlichkeit der Variante 2 und 1 ist in etwa gleich.

Von allen Varianten ist die Variante 3 am kostengünstigsten. Darunter ist zu verstehen, dass die Kosten der Gasbereitstellung die geringsten sind. Die höchsten Kosten pro m³ Biomethan sind bei der Variante 4 (Bio-CNG-Vertrieb über ein Zwischenlager) zu verzeichnen.

In der folgenden Abbildung 40 werden für die Varianten 1 bis 3 mit der Leitungslänge 5 km sowie für die Variante 4 mit 100 km Transportentfernung die spezifischen Kosten der Biogasbereitstellung der vier Varianten vergleichend dargestellt.

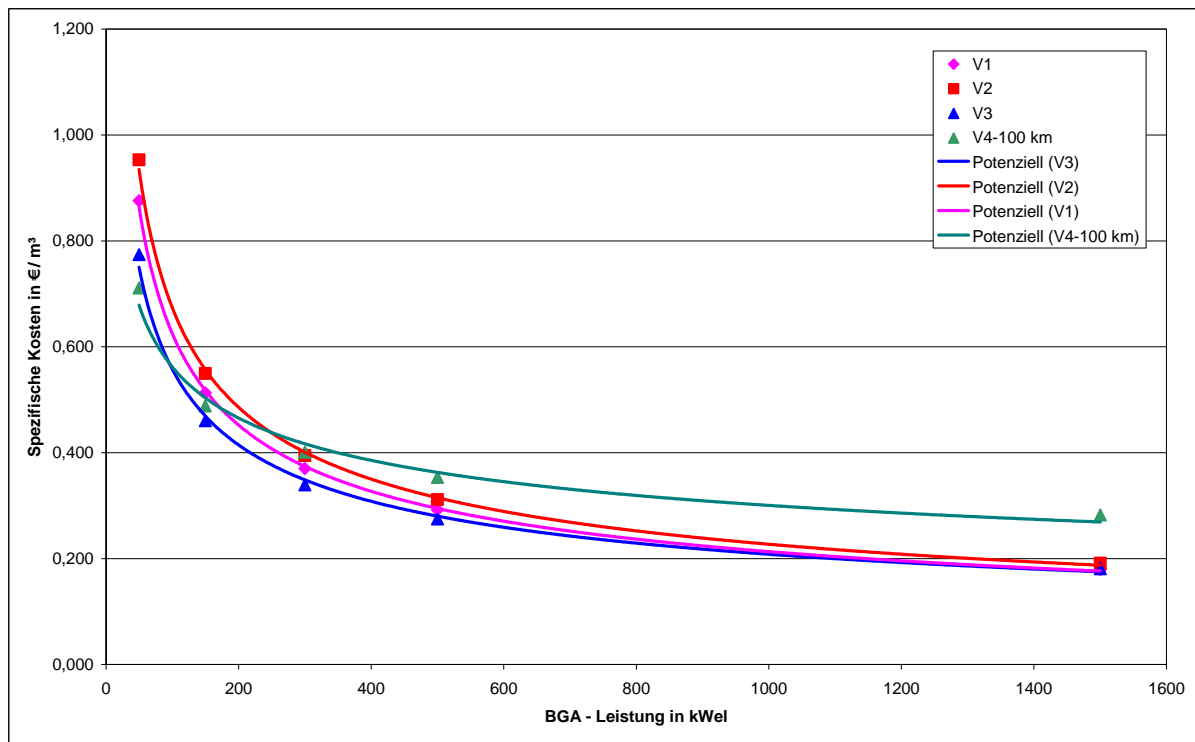


Abbildung 40: Variantenvergleich – Leitungslänge 5 km bzw. Trailertransport für bis zu 100 km Entfernung

Die Ergebnisse der Varianten 1 bis 3 unterscheiden sich nur geringfügig voneinander. Variante 4 hingegen liegt in den Kosten der Gasbereitstellung bis zu einer Leistungsgröße der Biogasanlage von 150 kW_{el} bzw. 35 m³ Biomethan pro Stunde deutlich im Vorteil.

Die Kosten der Gasbereitstellung mit Trailertransport sind um bis zu 25 % geringer als bei der Gasversorgung mittels Gasleitung (Länge 5 km). Im höheren Leistungsbereich über 200 kW_{el} bzw. (50 m³ Biomethan pro Stunde) liegen die Gastransportkosten mittels Trailer deutlich darüber. Dies ist auf folgende Gründe zurückzuführen:

- Die Transportkosten via Trailertransport steigen proportional zur transportierten Gasmenge und unterliegen keiner Degression aufgrund der „Economy of Scale“.
- In den Varianten 2 und 3 wurde angenommen, dass nur die Hälfte des erzeugten Biogases in Flaschenbündeln transportiert wird. In Variante 4 muss hingegen die gesamte Biogasquantität transportiert werden.
- In der Variante 1 fallen keine Transportkosten durch Trailer an.
- Die Kosten für den Transport der Flaschenbündel haben mit 0,15 €/m³ Biomethan (siehe Abschnitt: Transportkosten) einen signifikanten Anteil an den Gesamtkosten.

Die spezifischen Kosten des Biogastransports von der Biogasanlage (den Biogasanlagen) bis zu den Verbrauchern liegen unter den getroffenen Annahmen zwischen 0,03 und 0,22 €/m³ Biomethan je nach Anlagenleistung und Transportentfernung, wobei die maximale Leitungslänge 10 km beträgt. Dem gegenüber stehen beim Trailertransport 0,148 €/m³ Biomethan pauschal für eine Entfernung bis zu 100 km vom Gaserzeuger bis zum Verbraucher.

Insbesondere für kleine Biogasanlagen und lange Transportleitungen ist der Gastransport mittels Trailern eine günstige Vertriebsmöglichkeit.

Im Leistungsbereich der Varianten von ca. 1.000 – 1.500 kW_{el}, bzw. Biogaserzeugung von 240 bis 360 m³ Biomethan/h ergeben sich Kosten der Gasbereitstellung von etwa 0,20 €/m³ Biomethan für die Varianten 1 – 3 und etwa 0,30 €/m³ Biomethan für Variante 4. Bei geringen Leistungen rund 50 kW_{el} bzw. 12 m³ Biomethan pro Stunde steigen die Kosten signifikant an.

Der Transport von aufbereitetem Biogas in Rohrleitungen sollte möglichst kurz sein und die Größenordnung von 3 - 5 km nicht übersteigen. Bei längeren Entfernungen kann der Transport von komprimiertem Biogas mit Trailern wirtschaftlicher sein.

Die spezifischen Netzkosten (Wienenergie-Preise ab 15. Nov. 2008) für die Bereitstellung von Erdgas mit einem Verbrauch von 1.040 m³ Erdgas pro Jahr, entsprechend einer Biogasanlage mit 500 kW_{el} betragen 16,0 ct/m³ Erdgas (Wienenergie 2008).

Vergleicht man nun die Netzgebühren der Energieversorger (für nicht-industrielle Nutzung) mit den Transportkosten via Leitung oder Trailertransport liegt der Vorteil eindeutig bei den beschriebenen Trailern-Transportsystemen.

Unter Berücksichtigung der Nutzung von Erdgasleitungen, die bereits längst kommerziell abgeschrieben sind, scheint dieser Vergleich noch eher zu Gunsten der in dieser Studie entworfenen Varianten der Versorgung mit Biogas auszufallen.

5.5 CONCLUSIO

Durch die Optimierung der Gasversorgung können wesentliche Ersparnisse, sowohl bei Investitionskosten für Gasaufbereitungs- und Verdichtungsanlagen, als auch bei Gastransportkosten erreicht werden.

Durch die Kombination von Gastankstellen mit Gasbefüllungstationen können Verdichtungsanlagen optimal ausgelastet und die Kosten reduziert werden.

Außerdem können durch die Befüllung von Gasflaschen der Vertriebsradius der Biogasanlage erweitert und der Gasabsatz gesteigert werden. Der Betrieb von Tankstellen (ohne eigene Verdichtungsanlagen) kann die Investitionskosten von CNG-Tankstellen reduzieren und dadurch die Wirtschaftlichkeit auch bei geringen Auslastungsgraden ermöglichen.

Bei derzeitigen Biogasgestehungskosten von rund 0,60 €/m³ Biomethan und Gasbereitstellungskosten zwischen 0,15 und 0,60 €/kg Biomethan, können bei den gegenwärtigen Erdgaspreisen nur Biogasanlagen einer Leistungsklasse von über 150 kW_{el}-Leistung oder Biogas-Tankstellen mit über 50 m³/h Verdichterleistung (angenommen 100 % Auslastung) wirtschaftlich betrieben werden.

Bei kleineren Biogasanlagen steigt der Anteil an investitionsbedingten Kosten bedeutsam an, wodurch die Gasgestehungskosten über die ökonomisch vertretbaren, spezifischen Kosten von ca. 0,40 €/m³ Biomethan steigen.

Der Transport von aufbereitetem Biogas in Rohrleitungen sollte möglichst kurz sein und die Größenordnung von 3 - 5 km nicht übersteigen. Ab einer Leitungslänge von 5 km ist es für die Biogasanlagen einer Leistungsklasse von bis zu 130 kW_{el} bereits wirtschaftlicher, den Gastransport via Trailer zu organisieren.

Wenn die Entfernung zum Verbraucher rund 10 km beträgt, ist der Trailertransport sogar für Biogasanlagen mit einer Leistung von bis zu 400 kW_{el} wirtschaftlicher, als die Verlegung einer eigenen Gasleitung.

Die Netzgebühren der Energieversorger (für nicht-industrielle Nutzung) sind eindeutig höher als die Kosten für die Gasfortleitung mittels eigenen Gasleitungen oder via Trailertransport.

6. Gasqualität (AP4)

6.1 METHODEN

Die Optimierung des Gesamtsystems betrifft auch die Optimierung der erforderlichen Qualität von Biogas als Treibstoff (Bio-CNG). Rohbiogas besteht im Wesentlichen aus einer Mischung aus Methan, Kohlendioxid sowie verschiedenen Gasbegleitstoffen (Tabelle 19). Da die gesetzliche Mindestqualität für Bio-CNG in Österreich der gültigen Kraftstoffverordnung BGBL 417/04 entsprechen muss, ist eine Gasaufbereitung inklusive Methananreicherung erforderlich.

In dieser Verordnung werden auf Gesundheits- und Umweltaspekten beruhende technische Spezifikationen für Kraftstoffe zum Betrieb von Kraftfahrzeugen und Anhängern oder deren Einrichtungen mit Fremdzündungsmotor bzw. mit Selbstzündungsmotor sowie Substitutionsregelungen für Biokraftstoffe festgelegt.

Das Biogas fällt in der Kraftstoffverordnung BGBL 417/04 unter § 2 Z 9c: „Biogas, das ist ein aus Biomasse und/oder aus biologisch abbaubaren Teilen von Abfällen mittels Pyrolyse oder Gärung hergestelltes und mit dem Ziel, Erdgasqualität zu erreichen, gereinigtes Gas.“

Im Anhang V der Kraftstoffverordnung BGBL 417/04 sind Kraftstoffspezifikationen für Erdgas (CNG, Compressed Natural Gas), Biogas sowie Mischprodukte aus Erdgas und Biogas festgelegt. Diese Anforderungen sind in Tabelle 19 im Vergleich zu Biogaszusammensetzung, Zusammensetzung von am Markt verfügbaren Treibstoffen und anderen Normen für CNG dargestellt. Darunter wird auch die Europäische Norm ISO/DIS 15403 dargestellt, die bislang als Grundlage für Fahrzeughersteller und –umrüster galt.

Die ÖVGW G31 beschließt die Anforderungen an die Gasqualität für die Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz. Zwischen ÖVGW G31 und der Kraftstoffverordnung BGBL 417/04 bestehen bei den Grenzwerten zum Brennwert und Wobbe-Index erhebliche Unterschiede. Deshalb muss zwischen lokaler und virtueller Gasverwertung als Treibstoff unterschieden werden. In Ergänzung zur ÖVGW G31 werden in ÖVGW G33 (Regenerative Gase) für die Netzeinspeisung von biogenen Gasen zusätzliche Gasqualitätsanforderungen (Methan- und Gasamtsiliziumgehalt) gestellt. Außerdem werden in G33 Anforderungen an die Überwachung der Gasqualität gestellt.

Eine Anpassung der Anforderungen an die Gasqualität für die Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz an jene der Kraftstoffverordnung BGBL 417/04 würde die Biogasverwertung als Treibstoff erleichtern und eine Reduktion des Aufbereitungsaufwandes bewirken.

Im Rahmen dieses Kapitels soll geklärt werden, welcher Methangehalt im Biogas für KFZ-Antriebe derzeit technisch ausreichend wäre, welche weiteren technischen Optimierungs-

möglichkeiten im Antriebsstrang bestehen und welche Kosteneinsparungen bei der Methan-anreicherung von Biogas damit ggf. verbunden wären.

6.2 ANFORDERUNGEN AN DIE GASQUALITÄT NACH GÜLTIGEN RICHTLINIEN

Tabelle 19 stellt die in Österreich, in Deutschland und in der EU gültigen Anforderungen an die Gasqualität laut Kraftstoffverordnung: BGBL 417/04, ÖVGW G31, DIN 51624 und ISO/DIS 15403 im Vergleich mit unaufbereitetem Biogas und Biomethan nach der Aufbereitung mit Membrantrennverfahren (Fa. AXIOM), welches in Österreich derzeit unter der Marke methaPUR vermarktet wird, dar.

Zwischen den einzelnen Normen konnten wesentliche Unterschiede der einzelnen Qualitätsparameter, die offensichtlich mit der Anpassung der Normen an die ortsübliche Erdgasqualität zusammenhängen, festgestellt werden. Die Auskünfte bei einzelnen Automobilherstellern haben ergeben, dass die meisten europäischen Fahrzeughersteller sich in der Mehrheit nach der ISO/DIS 15403 richten, die eine Gasqualität (hinsichtlich Methangehalt) mit mindestens 96 % Methan vorschreibt.

Laut der in Österreich gültigen Kraftstoffverordnung BGBL 417/04 können im Gas als Treibstoff hohe Schwankungen im Brennwert und im Wobbe-Index des Gases toleriert werden. In Deutschland wird mit der neuen DIN Norm 51624, Ausgabe Februar 2008, Erdgas zur Verwendung als Kraftstoff genormt. Mit dieser Norm werden in Deutschland erstmals Qualitätsanforderungen an Erdgas zur Verwendung in Kraftfahrzeugen definiert.

Der Vergleich von verschiedenen Normen (Tabelle 19) zeigt große Unterschiede in der vorgegebener Gasqualität für Gas als Kraftstoff auf. Bei Erdgas/Biogas als Kraftstoff wird zwischen L-Gas und H-Gas unterschieden.

In Österreich wird laut Kraftstoffverordnung BGBL 417/04 der Brennwert des Gases zwischen 30,2 und 47,2 MJ/Nm³ festgelegt. Der Methangehalt wird nach der ÖVGW Richtlinie G33 mit mindestens 96 %CH₄ für Biogas-Netzeinspeisung oder Nutzung als Kraftstoff festgelegt. Die Kraftstoffverordnung BGBL 417/04 und die ÖVGW G31 stellen zum Methangehalt im Gas keine Anforderungen.

Der Wobbe-Index nach der Kraftstoffverordnung BGBL 417/04 liegt bei 12,8 - 15,7 kWh/m³ mit seiner Untergrenze gleich hoch wie die ISO/DIS 15403-1, wobei die ÖVGW G31 mit 13,3 bis 15,7 kWh/m³ wesentlich höhere Anforderungen an Gas als Brennstoff stellt und somit die virtuelle Nutzung von Biomethan als Treibstoff nach BGBL 417/04 verhindert.

Die neue DIN-Norm 51624 setzt ähnlich zu BGBL 417/04 eine große Schwankung der Erdgasqualität voraus. Zudem wird der Propan- und Butangehalt mit 2 % und 6 % entsprechend begrenzt. Deshalb soll bei der Biogasaufbereitung mittels Beimischung von Propan oder Bu-

tan zum Biogas auf deren negativen Einfluss auf die Kloppfestigkeit des Treibstoffes geachtet werden.

Tabelle 19: Qualitätsanforderungen an Erd- und Biogas für Verkehr oder Gasnetz-
speisung

Parameter	Roh-Biogas	Bio-CNG methaPUR	Kraftstoff-VO BGBL 417/04	ÖVGW G31	ISO/DIS 15403-1	DIN 51624
Methan [Vol %]	50 - 70 %	> 95 %	-	- (≥ 96 %**)	≥ 96 %	≥ 80
Methanzahl	-	-	-	-	-	≥ 70
Dichte (relativ)	-	0,5 - 0,7	0,55 - 0,7	0,55-0,65	-	0,60-0,76
Brennwert [MJ/Nm ³]	-	43,2	30,2 - 47,2	38,5 - 46,0	-	31,6 (L-Gas)* 37,3 (H-Gas)*
Wobbe-Index [kWh/Nm ³]	-	13,8	12,8 - 15,7 46,1-56,6 MJ/m ³	13,3-15,7	12,8-15,6	-
Schwefelwasserstoff [mg/Nm ³]	500 - 2000	< 10	-	≤ 5	≤ 120	≤ 7
Wasser [°C, Drucktaupunkt]	gesättigt	trocken	-	max. -8	≤ -10-30	auszuschließen
Stickstoff [Vol %]	< 1 %	< 1 %	-	≤ 5	k. A.	N ₂ +CO ₂ ≤ 15
Kohlendioxid [Vol %]	26 - 5 0%	< 5%	-	≤ 2	≤ 3%	N ₂ +CO ₂ ≤ 15
Sauerstoff [Vol %]	< 3 %	< 1 %	-	≤ 0,5	≤ 0,5%	≤ 3
Ammoniak [ppm]	-	-	-	techn. frei	k. A.	-
Staub [Vol %]	techn. frei	techn. frei	-	techn. frei	techn. frei	-
Öl [ppm]	-	-	-	techn. frei	100 – 200	-
Gesamtsilizium (siloxane, Silane) [mg/m ³]				(≤ 10**)		

- Keine Angabe

* Mindestanforderungen an (L-Gas) und (H-Gas) entsprechend dem Heizwert $H_u = 39$ bzw. 46 MJ/kg Umrechnung ($H_u \cdot 1,11 \cdot 0,73 =$ Brennwert MJ/m³). Dichte von Biomethan und Erdgas = $0,73$ kg/Nm³.

** Anforderungen der Richtlinie G33 für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz.

ISO/DIS 15403-1 Erdgas zur Verwendung als verdichteter Kraftstoff für Fahrzeuge - Teil 1: Bestimmung der Beschaffenheit (ISO 15403-1:2006); Deutsche Fassung: ISO 15403-1:2007.

DIN 51624: Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge- Erdgas- Anforderungen und Prüfverfahren, DIN Deutsches Institut für Normung e.G 02.2008.

Die Schwankungsbreite des unteren Heizwertes ist nach DIN 51624 zwischen 39 und 46 MJ/kg (Brennwert 31,6 -37,3 MJ/m³) festgelegt. Der Methangehalt darf dabei theoretisch zwischen 80 % und 100 % CH₄ betragen. Die Methanzahl von 70 darf laut der DIN-Norm nicht unterschritten werden, da andernfalls die Kloppfestigkeit des Treibstoffes nicht gewähr-

leistet ist. Bei den Biogasen ist dies unproblematisch, da im Originalzustand keine höheren Kohlenwasserstoffe im Biogas vorliegen und die Methanzahl über 100 ist.

Die schwedische Richtlinie SS 1554 28 (SGC 2007) bestimmt die erforderliche Biogasqualität durch den Wobbe-Index (bei einer Oktanzahl von >130) der zwischen 11,94 – 13,05 kWh liegen soll. Die Summe der Beimischung von $\text{CO}_2 + \text{O}_2 + \text{N}_2$ darf nicht über 5 % liegen, dabei ist der Anteil an O_2 mit <1 % festgelegt. Diese Richtlinie dient als Basis für die ISO/DIS 15403, DIN 51624 und die künftige EN Norm.

6.3 ERGEBNISSE

6.3.1 Qualitätsanforderungen an Biogas im KFZ-Antrieb (technische Anforderungen, Herstellerangaben)

In Europa wurde die Richtlinie 2003/30/EG des Europäischen Parlaments und des Europäischen Rates vom 8. Mai 2003 zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor umgesetzt. Die entsprechenden Anforderungen der Fahrzeughersteller in Europa richten sich somit nach dieser Richtlinie bzw. ISO/DIS 15403, da es bis heute keine einheitlichen Qualitätsnormen für Erdgas und Biogas als Treibstoff in Europa gibt.

Die Richtlinie 2003/30/EG des Europäischen Parlaments und des Europäischen Rates vom 8. Mai 2003 definiert lediglich den Begriff „Biogas“-Brenngas, das aus Biomasse und/oder aus dem biologisch abbaubaren Teil von Abfällen hergestellt wird, durch Reinigung Erdgasqualität erreichen kann und für die Verwendung als Biokraftstoff bestimmt ist, und empfiehlt bei der Erstellung von nationalen Richtlinien, die in Schweden verwendete Richtlinie SS 1554 28 zum Beispiel zu nehmen.

Die europäischen Fahrzeughersteller richten sich bislang nach einer Gasqualität entsprechend der ISO Norm 15403 (Tabelle 19) mit mindestens 96 % Methan, wobei die Motoren an die jeweiligen Gasqualitäten der Länder abgestimmt werden.

Fahrzeughersteller in Deutschland richten sich zukünftig nach der neuen DIN-Norm 51624. Laut Auskunft der Firma LuPower (österreichischer Umrüste für CNG, Elektro- und Wasserstofffahrzeuge) hat Biogas dem genormten CNG/Erdgas zu entsprechen (ISO/DIS 15403).

Somit sollen Biogasanlagen in Österreich, die über eigene lokale Gastankstellen aufbereitetes Biogas vermarkten oder mit Gasflaschenbündeln zu benachbarten Tankstellen transportieren, die Gasqualität an die Anforderungen der Kraftstoffverordnung BGBL 417/04 und der ISO/DIS 15403 anpassen.

Bei netzgebundenen Biogasanlagen ist die Gasaufbereitung nach der ÖVGW G31 und G33 (G33 regelt den Gesamtsilizium- und Methangehalt) erforderlich. Die Qualitätsparameter der

ÖVGW G31 übertreffen zwar die in Österreich gültigen Richtlinien für Treibstoff, ermöglichen aber die bestmögliche Flexibilität im virtuellen Gasvertrieb.

6.3.2 Optimierungspotenziale

Der Vergleich zwischen den verschiedenen Normen für Gas als Kraftstoff zeigt, dass in der Gasqualität von gasförmigen Kraftstoffen hohe Abweichungen zulässig sind. So kann laut Kraftstoffverordnung BGBL 417/04 und DIN-Norm 51624 der Methangehalt in Biogas bei mindestens 83,8 % und 86,6 % liegen – das entspricht Gas-L mit Brennwert von 30,2 bzw. 31,6 MJ/m³. Somit gibt es nach BGBL 417/04 und DIN-Norm 51624 einen Spielraum für Gasaufbereitungsanlagen von über 15 % CH₄-Gehalt. Allerdings wird in ISO/DIS 15403-1 der Methangehalt von mindestens 96 % festgelegt. Wie sich diese Unterschiede auf die Gewährleistungsverpflichtungen seitens einzelner Fahrzeughersteller auswirken, ist bislang unklar.

Wird Biogas vor der Verwertung als Treibstoff in das Erdgasnetz eingespeist, ist die Erfüllung von ÖVGW G31 erforderlich. Laut ÖVGW G31 soll bei eingespeistem Gas der untere Brennwert bei mind. 10,7 kWh/m³ bzw. 38,5 MJ/m³ liegen. Dabei ist die Beimischung von Propan oder Butan zu Biogas nicht immer erforderlich, da bereits mit 97 % CH₄ im Biogas diese Anforderungen erfüllt werden können.

Infolgedessen besteht für die netzfernen Biogas-Tankstellen theoretisch die Möglichkeit, durch die geringeren Anforderungen der Kraftstoffverordnung BGBL 417/04 an die Gasqualität, den Aufbreitungs- und den Investitionsaufwand zu reduzieren. Welchen Einfluss die Reduktion der Qualitätsanforderungen auf die Kosten der Gasaufbereitung in Abhängigkeit von verfügbaren Technologien hat, wird in Tabelle 20 dargestellt.

Die Überwachung der Gasqualität erfolgt bei der Verwertung von Biogas als Treibstoff durch regelmäßige Messungen, mind. zweimal jährlich (BGBL 417/04). Die Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz kann aber wesentlich aufwendiger sein, da bei der Netzeinspeisung eine kontinuierliche Überwachung der Gasqualität (mind. viermal pro Stunde) vorgeschrieben werden kann (ÖVGW G31).

Die Gasmessung bei den Biogasanlagen erfolgt i.d.R. mit diskontinuierlichen Gasmessverfahren. Die Genauigkeit der Biogasmessgeräte beträgt i.d.R. ± 2 %. Die Abweichungen der zulässigen Gasqualität müssen gemäß dargestellten Richtlinien ebenfalls innerhalb 2 Vol % liegen. Demzufolge kann auch mit vorhandener Messtechnik die Gasqualität bei den Biogasanlagen nach BGBL 417/04 überwacht werden.

6.3.3 Kosteneinsparung durch die Optimierung des Methangehalts

Die Kosten der Gasaufbereitung hängen von der Leistung der Gasaufbereitungsanlage, dem Ausgangsgas und den anlagenspezifischen Betriebskosten ab (TRETER 2003, UMSICHT 2008). Die durchgeführte Analyse der Biogasaufbereitungskosten von AG WI/IE/FhG-UMSICHT/GWI 2007, UMSICHT 2008 und TRETER 2003 zeigen, dass nicht das Aufbereitungsverfahren oder die Produktgasqualität ausschlaggebend für die Kosten ist, sondern die Durchsatzleistung der Anlage.

Folgende Gasaufbereitungstechnologien werden in Folge näher betrachtet:

- Aminwäsche
- Gaspermeation (Membran-Trennverfahren)
- Druckwechseladsorption (PSA)
- Druckwasserwäsche (DWW)
- Kryogene Trennung
- Selexolwäsche (DEA)

Aminwäsche

Bei druckloser Aminwäsche findet eine chemische Reaktion zwischen Waschflüssigkeit und dem aus einem Gasmisch zu entfernenden Gas statt. Dadurch ist eine nahezu vollständige Abtrennung des CO₂ realisierbar. Für die Aufbereitung von Biogas werden derzeit überwiegend Aminlösungen wie Monoethanolamin oder Diethanolamin als Waschmittel eingesetzt. Bei diesem Reinigungsverfahren werden die Kostenreduktionen durch geringere Zielgasqualität als vernachlässigbar gesehen. Der Stromverbrauch kann um etwa 5 % gesenkt werden, vorausgesetzt dass Hochtemperaturwärme (160°C) als BHKW-Abwärme zur Verfügung steht (DGE GMBH, 2008).

Gaspermeation (Membran-Trennverfahren)

Gaspermeation verwendet für die Gastrennung eine dichte Polyamid-Membran mit unterschiedlichen Löslichkeiten und Diffusivitäten für die im Biogas enthaltenen Gaskomponenten. Dadurch ergibt sich, dass die unterschiedlichen Gaskomponenten eine unterschiedlich starke Tendenz haben durch die Membran zu diffundieren, wodurch eine quantitative Auftrennung der verschiedenen Gase möglich wird. Die Technologie der Gasaufbereitung durch die Gaspermeation wurde an der TU Wien weiterentwickelt und von der Fa. AXIOM bereits in mehreren Anlagen in Österreich in der Praxis eingesetzt. Diese Technologie ermöglicht eine konstante Gasqualität ohne zusätzlichen Betriebsaufwand. Zusätzlich ist ein Start/Stopbetrieb möglich.

Wenn die Entschwefelung ohne Luftbeimengung zu Biogas erfolgt, kann mit Membrantechnologie eine Gasqualität von mind. 95 % CH₄ (einstufige Anlagen) erreicht

werden. Eine Reduktion des Methangehaltes auf die L-Gasqualität ist nur durch die Luftbeimengung (v.a. Stickstoff) zum Biogas möglich (HARASEK, 2008). Bei den Anlagen mit Membran-Trennverfahren können daher keine nennenswerten Einsparungen durch Reduktion des Methangehaltes unter 95 % CH₄ im Biogas erreicht werden (HARASEK, 2008).

Die Kosten der Gasaufbereitung bei derzeit bekannten Anlagen liegen zwischen 0,07 und 0,18 €/m³ Biomethan (HORNBACHNER ET AL. 2008, HARASEK, 2008, BALA 2008). Eine Kosteneinsparung kann durch die Steigerung der Anlagenleistung und Rückführung von abgetrenntem CO₂ erreicht werden. Dadurch werden die spezifischen Kosten (z.B. der Gasmessanlagen) wesentlich reduziert.

Druckwechseladsorption (PSA)

Die Druckwechseladsorption (PSA) ist ein diskontinuierliches Verfahren. Sie nutzt das unterschiedliche Adsorptionsverhalten von Kohlendioxid und Methan an einem Adsorbens wie Aktivkohle oder Kohlenstoffmolekularsieben. Die Trennung des Gasgemisches erfolgt unter erhöhtem Druck (meist 8 bis 10 bar), da sich die Beladbarkeit des Adsorbers so erhöht.

Die Kosten der Gasaufbereitung mit PSA-Verfahren liegen für Anlagen (50 m³/h bis 500 m³/h) zwischen 0,23 - 0,12 €/m³ Biomethan entsprechend der Anlagenleistung (UMSICHT 2008).

Eine geringere CH₄-Konzentration im Produktgas kann durch einen geringeren Druck in den Adsorptionskolonnen erreicht werden. Dies würde den Energiebedarf für die Gasaufbereitung nur geringfügig senken (CARBOTeCH, 2008). Somit liegt das Einsparungspotential eher in der Anlagengröße als in der Verringerung der Gasqualität.

Druckwasserwäsche (DWW)

Das kontinuierlich arbeitende Verfahren der Druckwasserwäsche beruht auf den unterschiedlichen Löslichkeiten von Gasen in Wasser. Die Adsorption ist abhängig vom Druck, (meistens 6-8 bar), der Temperatur und dem Verhältnis von Biogas zu Waschwasser.

Die Kosten der Gasaufbereitung nach dem DWW-Verfahren liegen je nach Anlagengröße (50 m³/h bis 500 m³/h) zwischen 25 und 12 ct/m³ Biomethan und hängen im Wesentlichen von der Anlagenleistung ab (AG WI/IE/FhG-UMSICHT/GWI 2007).

Die Reduktion der Betriebskosten durch eine geringere Gasqualität im Produktgas ist kaum erzielbar, da die Stromkosten für die Komprimierung des Ausgangsgases gleich bleiben (dies betrifft alle Gasreinigungsverfahren mit Vordruck). Eine geringfügige Kostenreduktion scheint nur durch die Reduktion des Wasserverbrauchs bzw. durch Wasserwiederaufbereitung möglich. Wird die Wasseraufbereitung mit überschüssiger Abwärme durchgeführt, ist kein Einsparungspotential vorhanden.

Kryogene Trennung

Die Gasaufbereitung mittels kryogener Trennung wurde in vorliegendem Bericht nicht näher betrachtet, da bislang keine Erfahrungswerte für diese Aufbereitungstechnologie vorliegen.

Selexolwäsche

Die Selexolwäsche ist eine Modifikation der Druckwasserwäsche. Der Unterschied besteht darin, dass anstelle von Wasser Selexol als Waschlösung eingesetzt wird. Methan löst sich in Selexol besser als in Wasser auf. Allerdings erschweren die hygroskopischen Eigenschaften des Selexols den Prozess deutlich. Der Methanverlust liegt bei diesem Verfahren zwischen 1 - 4 % (HAASE Energietechnik AG, 2008). Der große Vorteil dieser Technologie liegt in gleichzeitiger Entschwefelung, Methananreicherung und Trocknung des Biogases. Die Kosten der Gasaufbereitung können durch die Reduktion des Stromverbrauchs nur geringfügig (ca. 5 %) gesenkt werden, da weniger CO₂ aufgenommen werden muss (HAASE ENERGIETECHNIK AG, 2008). Bei der Nutzung der Abwärme zur Selexolaufbereitung ist auch hier kaum Einsparungspotential vorhanden.

Nach der Befragung der Anlagenhersteller sowie einer Literaturrecherche konnten die in Tabelle 20 dargestellten Schätzwerte zu den Gasaufbereitungskosten und der Reduktion des Energieeinsatzes bei der Gasaufbereitung durch Verringerung des Methangehaltes im Produktgas von rund 97 % auf rund 87 % CH₄ ermittelt werden.

Tabelle 20: Kosten der Gasaufbereitung der verschiedenen Aufbereitungstechnologien

Verfahren	Leistung der Anlage [Nm ³ /h]	Kosten der Gas- aufbereitung [€Nm ³]	Energieverbrauch bei 97 % CH ₄ [kWh/Nm ³]	Reduktion des Ener- gieverbrauchs bei 87 % CH ₄ [%]
Gaspermeation	100	0,07-0,18 ¹⁾	0,25	0-10 % ⁽¹⁾
DWW	250	0,12-0,25 ⁶⁾	0,39	5-10 % ⁽²⁾
Selexolwäsche	250	0,17 ⁶⁾	0,51	ca. 5 % ⁽³⁾
Aminwäsche	250	0,12-0,19 ⁶⁾	0,13	ca.5 % ⁽⁴⁾
PSA	250	0,12-0,23 ⁶⁾	0,29	bis10 % ⁽⁵⁾

¹⁾ Telefonische Auskunft a.Prof. Dr. M. Harasek, TU Wien, 15.08.08

²⁾ Tretter 2003, TU Wien, Diplomarbeit. 2003 und AG WI/IE/FhG-UMSICHT/GWI, 2007.

³⁾ Email Auskunft, Roland Kahn, HAASE Energietechnik AG, 19.11. 2008.,

⁴⁾ Email Auskunft, Sabine Theuerkauf, DGE GmbH, 06.03.2008., und DGE Fachtagung WB 2006.

⁵⁾ Telefonische Auskunft Dr. A. Schulte-Schulze Berndt, Fa. CarboTech, 18.11.08.

⁶⁾ (Kosten von – bis, je nach Anlagenleistung), Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008, UMSICHT 2008.

Da das Methan extrem klimaschädlich ist (21 Mal höheres Treibhauspotential als CO₂) soll die Verwertung von abgetrenntem CO₂ mit Methananteilen (Methanschlupf) bei jedem Gasreinigungsverfahren berücksichtigt werden.

6.4 CONCLUSIO

Die Aufbereitung von Biogas entsprechend der Kraftstoffverordnung BGBL 417/04 oder ÖVGW G31 und G33 eröffnet neue Verwertungsmöglichkeiten für Biogas.

Je nachdem, ob Biogasanlagen das Biomethan direkt über eigene lokale Gas-Tankstellen vermarkten oder virtuell durch die Einspeisung in das Erdgasnetz, hat die Gasqualität den Anforderungen der Kraftstoffverordnung BGBL 417/04 oder der ÖVGW G31 und G33 zu entsprechen. Diese Normen weisen erhebliche Unterschiede in den Anforderungen an die Gasqualität auf.

Empfehlenswert scheint daher die Anpassung der Biomethanqualität an die ortsübliche Erdgasqualität bzw. die europäische Norm ISO/DIS 15403. Dadurch würde die Akzeptanz des Biomethans bei den Kunden gefördert und die Reichweite der Fahrzeuge maximiert werden.

Die Verringerung der Gasqualität durch die Anpassung des Biomethans auf die L-Gasqualität (Kraftstoffverordnung BGBL 417/04, 83-87 % CH₄) wird von Herstellern der Gasaufbereitungsanlagen nicht als zielführend angesehen, da die Reichweite der CNG-Fahrzeuge dadurch sinken würde. Eine nahezu vollständige Abtrennung des CO₂ vom Biogas (CH₄-Gehalt über 96 %) wird auch nicht als sinnvoll beurteilt, da dadurch die Anlagenkosten sowie der Mess- und Aufbereitungsaufwand steigen würden.

Nach Meinung der Anlagenhersteller liegt das Potential der Kostensenkung vielmehr in:

- Steigerung der Anlagenleistung bzw. Anlagenauslastung, da hier die spezifischen Kosten der Gasaufbereitung deutlich reduziert werden können (UMSICHT 2008). Dies kann z.B. durch die Errichtung von zentralen Gasreinigungsstationen oder mobilen Biogasreinigungsanlagen (im Falle der Gasaufbereitung ausschließlich für Biogas-Tankstellen) erreicht werden.
- Verzicht auf die Flüssiggaszudosierung zur Anpassung des Brennwertes von Biomethan. Dadurch können zwischen 9 % (bei kleinen Anlagen) und 18 % (bei großen Anlagen) der Kosten der Gasaufbereitung gespart werden (AG WI/IE/FhG-UMSICHT/GWI, 2007).

Weiters würde die Verringerung des Methangehaltes im Produktgas lediglich zur Verringerung der Reichweite der Gasfahrzeuge führen. Zudem sind die in Österreich zugelassenen PKW an die Gasqualität nach ISO/DIS 15403 adaptiert und die Verwendung von Kraftstoffen mit anderer Gasqualität könnte zum Verfall der Herstellergarantie führen.

Überdies bieten Tankstellen ausschließlich hohe Gasqualität (H-Gas) mit rund 96 % Methan an. Die OMV offeriert in Österreich, beispielsweise, ausschließlich H-Gas. Der Großteil der Anlagenhersteller sieht die Anpassung des Biogases an die ortsübliche Erdgasqualität bei der Wahl der erforderlichen Gasqualität als sinnvoll an. Dadurch wird vor allem die Akzeptanz des Biomethans in der Bevölkerung erleichtert.

7. Lastmanagement, Versorgungssicherheit (AP5)

7.1 METHODEN

Um ein Lastmanagement für dezentrale, erdgasnetzunabhängige Gastankstellen entwickeln zu können, war es zuerst notwendig Nutzungsszenarien für die in Kapitel 4.4 (Versorgungsvarianten einer Biogas-Tankstelle und mögliche Vertriebswege für Bio-CNG) dargestellten Versorgungsvarianten, in Abhängigkeit der Situierung (ländlich oder städtisch), zu entwickeln. Da es gegenwärtig keine vergleichbaren Projekte in Österreich gibt und keine Daten von den international recherchierten Projekten zur Verfügung stehen, mussten diese Szenarien auf Basis der Erfahrungen der Projektanten (C. Gikopoulos hat die Unternehmensstrategie für die CNG-Versorgung eines österreichischen Landesgasversorgers mitentwickelt) dargestellt werden.

Die erste Annahme wurde dahin gehend getroffen, dass sich der Bio-CNG-Markt parallel zum bestehenden konventionellen Treibstoffmarkt entwickelt und es daher eine stetige, bis zu einer nahezu vollständigen Auslastung führende Entwicklung geben wird. Daher wird in diesem Kapitel die derzeit geringe Auslastung von Gastankstellen nicht berücksichtigt. Es wird hauptsächlich auf die technische Ausführung (Verdichterleistung, Anzahl der Zapfsäulen, Anzahl der benötigten CNG-Flaschenbündel zur CNG-Speicherung) der entwickelten Varianten eingegangen.

Bei den darauf basierenden Rentabilitätsbetrachtungen werden Jahresgasabgabemengen angenommen, die notwendig sind, um ein ausgeglichenes Jahresergebnis zu erzielen. Der Abgabepreis für CNG in der Stadt wird bei jeder Variante um 0,02 €/m³ niedriger angenommen, um die geringeren Jahresabgabemengen in ländlichen Gebieten auszugleichen. Auf die wirtschaftlichen Notwendigkeiten bzw. die Erfordernisse hinsichtlich der Marktentwicklung wird hier nicht näher Bezug genommen.

In diesem Kapitel werden nur die ersten 4 Versorgungsvarianten betrachtet. Die Variante 5, eine visionäre Variante, wird mangels vorhandener Daten und Erfahrungswerte nicht behandelt. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass zu dieser Variante im Rahmen des A3-plus Förderungsprogramms ein Projekt „Mobiles Biogas - flexible und wirtschaftliche Nutzung von Alternativenergieträgern in einem flächenmäßig erschlossenen Gastankstellennetz“ eingereicht und auch bereits genehmigt wurde.

Als Grundlage für die Ermittlung von Gasabsatzmengen und Darstellung von Entwicklungsszenarien für die einzelnen Versorgungsvarianten deren Entwicklungsszenarien wurden aktuelle Fahrzeugneuanmeldungen in Österreich (VCÖ 2008) angenommen.

7.2 ECKDATEN DES LASTMANAGEMENTS

Hier werden sämtliche Annahmen und Definitionen dokumentiert, welche notwendig waren, um das Lastmanagement darzustellen. Als erste Annahme wurde festgelegt, dass die Abgabe von Treibstoff nur in der Zeit von 05:00 bis 23:00 erfolgt. Daraus ergibt sich eine Gesamt- abgabezeit von 18h (Stunden) täglich. Bei den Betrachtungen wurden die Wochenenden nur vereinfacht berücksichtigt und zwar in der Form, dass der Bedarf um 50 % niedriger (daraus ergibt sich eine Verdichterbetriebszeit von 9 h) ist. In der nachfolgenden Tabelle 21 werden die technischen Rahmenbedingungen der entwickelten Varianten nochmals aufgelistet.

Tabelle 21: Technischen Charakteristika der entwickelten Varianten

	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4
Verdichterleistung	50 m ³ /h	150 m ³ /h	300 m ³ /h	500 m ³ /h
maximale Betriebsstunden [h/a]	5.616	5.616	5.616	5.616
Zapfsäulen [Stk.]	1	2	4	6
Speicher [Flaschenbündel mit je 1.350 m ³]	1	2	3	6
maximale theoretische Abgabemengen [m ³ /a]	280.800	842.400	1.684.800	2.808.000

Bei der Charakterisierung von einer im ländlichen bzw. städtischen Bereich situierten Abgabestelle gingen wir davon aus, dass es während der Abgabezeiten drei ausgeprägte Abgabespitzen (morgens, mittags und abends) mit unterschiedlich hoher Amplitude gibt. Der Unterschied zwischen städtischer und ländlicher Abgabestelle ergibt sich aus der Tagesgesamtabgabemengen und der Tatsache, dass es im städtischen Bereich auch Abgaben untertags – außerhalb der Spitzenzeiten - geben wird und die Spitzen weniger ausgeprägt sein werden. Die nachfolgenden grafischen Darstellungen in Abbildung 41 und Abbildung 42 sind Annahmen für solche Abgabecharakteristika, da es in Österreich hierzu noch keinerlei repräsentative Daten gibt (gegenwärtig sind in Österreich ca. 4.000 CNG Fahrzeuge angemeldet, der überwiegende Teil davon sind Dienstfahrzeuge der Gasindustrie).

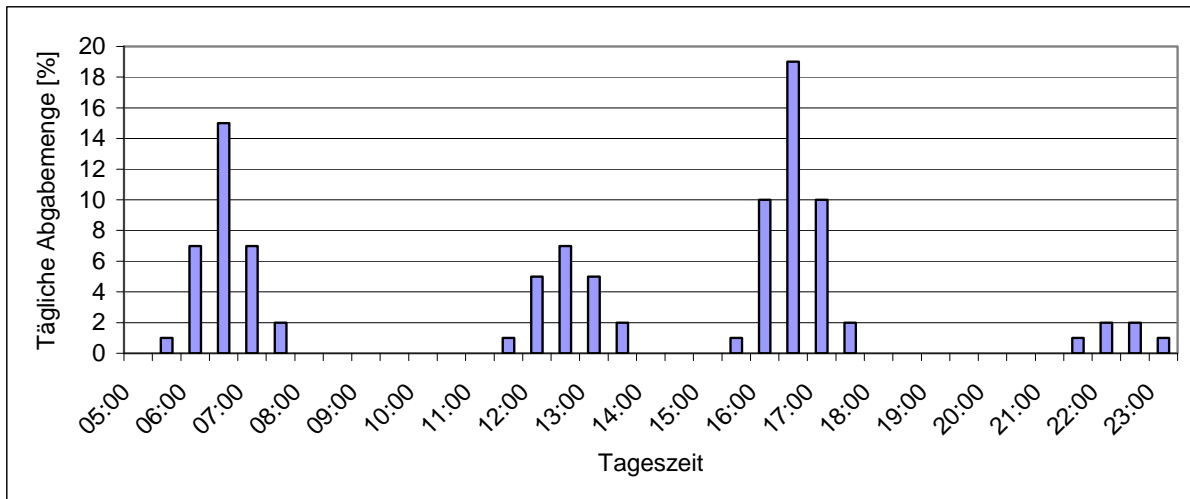


Abbildung 41: Tägliche Abgabecharakteristik einer CNG-Tankstelle im ländlichen Bereich

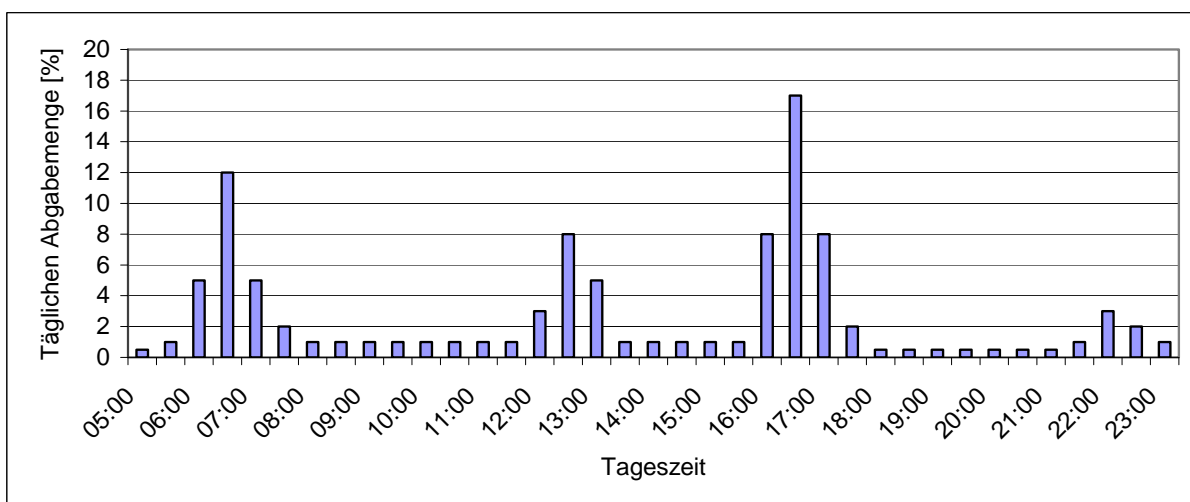


Abbildung 42: Tägliche Abgabecharakteristik eine CNG-Tankstelle im städtischen Bereich

Für das Marktentwicklungspotenzial wurde angenommen, dass ein Teil der Neuzulassungen pro Jahr als gasbetriebene Fahrzeuge angeschafft wird. Aus den Zahlen für neu zugelassene Fahrzeuge im Jahr 2004 (in der Steiermark) geht hervor, dass ca. 5 % aller Neufahrzeuge auch als CNG-Modelle verfügbar wären. Für unsere weiteren Abschätzungen gingen wir von diesem Entwicklungspotential aus und nahmen an, dass derzeit ca. 10 % dieser Neuzulassungen auch als CNG-Fahrzeuge angeschafft werden. Auf Basis dieser Annahmen wurde die jährliche Sollabgabemenge errechnet, welche notwendig ist, um ein ausgeglichenes Jahresergebnis zu erzielen. Mit dieser Jahresabsatzmenge wurden anschließend die Tagesabsatzmengen und die sich daraus ergebenden Betankungen (Fahrzeuge) rückgerechnet. Daraus ergibt sich das Tageslastprofil, welches wiederum für die Festlegung der benötigten Abgabestellen und des Zwischenspeichervolumens dient.

7.3 ERGEBNISSE

Um Szenarien für die täglichen bzw. jährlichen Gasabgabemengen entwickeln zu können, waren weitere Annahmen notwendig. So gingen wir davon aus, dass die Fahrzeuge nicht täglich betankt werden und die Betankung auch an Tankstellen, welche nicht dem betrachteten System angehören (also auch an konventionellen Gastankstellen), betankt werden.

Als Speicher werden Flaschenbündel (MAT-Modul) der Firma Galileo mit je 36 Flaschen mit einem Volumen von je 150 l eingesetzt. Daraus ergibt sich bei einem Fülldruck von 250 bar (Typengenehmigung in Österreich ist erforderlich) ein Gasvolumen von 1.350 m³ (36 x 37,5 m³) je Speicherbündel.

Für den Betrieb bzw. die Abgabe von Bio-CNG ist der Einsatz von Gasspeichern jedenfalls notwendig, da sonst die Verdichterleistung auf die maximalen stündlichen Absatzmengen auszulegen wären und dies zu überdimensionierten Anlagen führen würde. Die Abgabe des Kraftstoffes erfolgt aus dem Speicher und der Verdichter puffert möglichst kontinuierlich das Gas in den Speicher.

7.3.1 Lösungen für das Lastmanagement und die Sicherung der Gasversorgung

Die Versorgungssicherheit von Bio-CNG-Kunden kann durch folgende Gründe gefährdet werden:

1. Kein aufbereitetes Biogas vorhanden – Ausfall der gesamten Biogasanlage oder der Aufbereitungsanlage, regional zu wenig Biogas verfügbar
2. Kein verdichtetes Biogas vorhanden – Ausfall der Verdichteranlagen oder der Abfüllanlagen
3. Kein Bio-CNG wird abgegeben – Ausfall der Zapfinsel

Ad 1. In einem regionalen Versorgungskonzept muss Sorge getragen werden, dass ausreichend Biogaspotential verfügbar ist. Im Konzept muss auch auf zukünftige Entwicklungspotentiale Rücksicht genommen werden.

Ad 2. In diesem Fall sollte das System durch die installierten Speicher eine Notversorgung für die erste Abgabespitze gewährleisten, bis die Reparatur oder der Austausch des Verdichters/der Abfüllanlage möglich ist.

Ad 3. In diesem Fall sollten als Vorkehrungsmaßnahmen mobile Abgabemodule im Versorgungskonzept (wie sie z.B. schon in der Salzburg AG im Einsatz sind) vorgesehen werden.

Um jede Form von Versorgungsengpässen zu vermeiden, sollten gefüllte und transportbereite Reservegasspeicher bereitgestellt werden. Gegebenenfalls könnte mit einer regionalen Gashandelsfirma eine entsprechende Vereinbarung für die Bereithaltung dieser Leistung

getroffen werden. Ansonsten muss bei der Konzeption eines solchen Projektes eine entsprechende Lagerfläche für Flaschenbündel bei jeder Tankstelle mit berücksichtigt werden.

Tageslastprofile

Wie in Kapitel 7.2 beschriebenen, haben beide Abgabecharakteristika (städtisch und ländlich) über den täglichen Abgabeverlauf drei Abgabespitzen, welche durch technische Maßnahmen abgedeckt werden müssen. Dies erfolgt, wie ebenfalls bereits erwähnt, unter Zuhilfenahme von Speichern (Flaschenbündel). Um die Abgabespitzen decken zu können, muss die Summe aus Verdichterleistung pro Stunde und den installierten Speichern der erwarteten maximalen Gasabgabemenge entsprechen. Hier muss jedoch auch berücksichtigt werden, dass die Speicher durch den Verdichter erst bzw. wieder befüllt werden müssen. Daher werden für die Ermittlung der notwendigen Speichervolumina die Abgabemengen für den gesamten Spitzenzeitraum betrachtet – in diesem Fall 3 x 0,5 Stunden.

Versorgungsvariante 1 (Hoftankstelle)

Hier befindet sich die Tankstelle unmittelbar bei der Biogasanlage und wird direkt versorgt. Bei unserer Betrachtungsvariante soll ein Verdichter mit einer Leistung von 50 m³/h betrieben werden.

Für die städtische Versorgung werden folgende Annahmen getroffen:

- Mindestjahresabgabemenge: 430.530 m³
- Mindesttagesabgabemenge: 1.019 m³
- Zu betankende Fahrzeuge pro Tag: ca. 50 Stk.

Die angenommenen Abgabemengen im Tagesverlauf dieser Variante sind in Abbildung 43 und Tabelle 22 dargestellt.

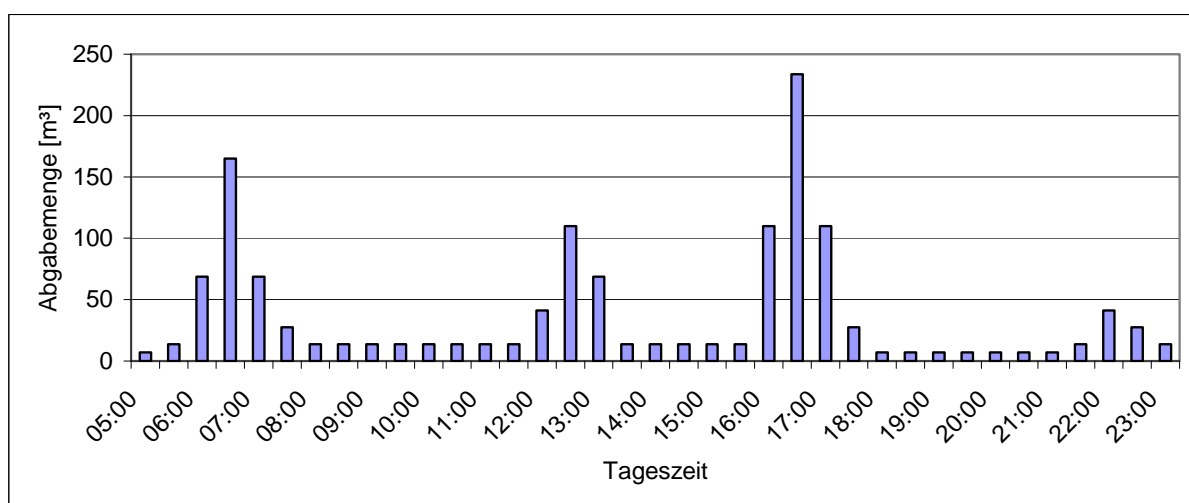


Abbildung 43: Variante 1 (städtischer Bereich) angenommener Tagesverlauf der Abgabemenge

Unter der Annahme, dass pro Betankungsvorgang im Durchschnitt rund 20 kg (ca. 27 m³) Bio-CNG abgegeben werden, ergibt sich, dass in den Spitzenzeiten am Abend 14 Fahrzeuge betankt werden. Bei angenommenen fünf Minuten Zeitbedarf pro Betankungsvorgang (Erfahrungswert von C. Gikopoulos – fährt seit 2004 ein CNG Fahrzeug) wäre ein Abgabepunkt voll ausgelastet. Es sollte daher eine Doppelzapfsäule vorgesehen werden, um Wartezeiten für Kunden minimal zu halten.

Zur Abdeckung der Spitzenabgabemengen (Tabelle 22) wird es notwendig sein, einen Gasvorrat von etwa 750 m³ vorzusehen. Diese Gasmenge ist erforderlich, um bei einem Ausfall des Verdichters oder einer Unterbrechung eine Notversorgung aufrecht zu erhalten.

Tabelle 22: Variante 1 (städtischer Bereich) Eckdaten

Spitzenzeit	Spitzenbedarf [m ³]	Gasmenge v. Verdichter in 1,5h[m ³]	Notwendiges Speichervol. [m ³]
Frühspitze	302,5	75	227,5
Mittagsspitze	220,0	75	145,0
Abendspitze	453,8	75	378,8

Für die ländliche Versorgung werden folgende Annahmen getroffen:

Mindestjahresabgabemenge: 372.218 m³

Mindesttagesabgabemenge: 883 m³

Zu betankende Fahrzeuge pro Tag: ca. 44 Stk.

Abbildung 44 gibt Einsicht über den angenommenen Tagesverlauf der Abgabemenge.

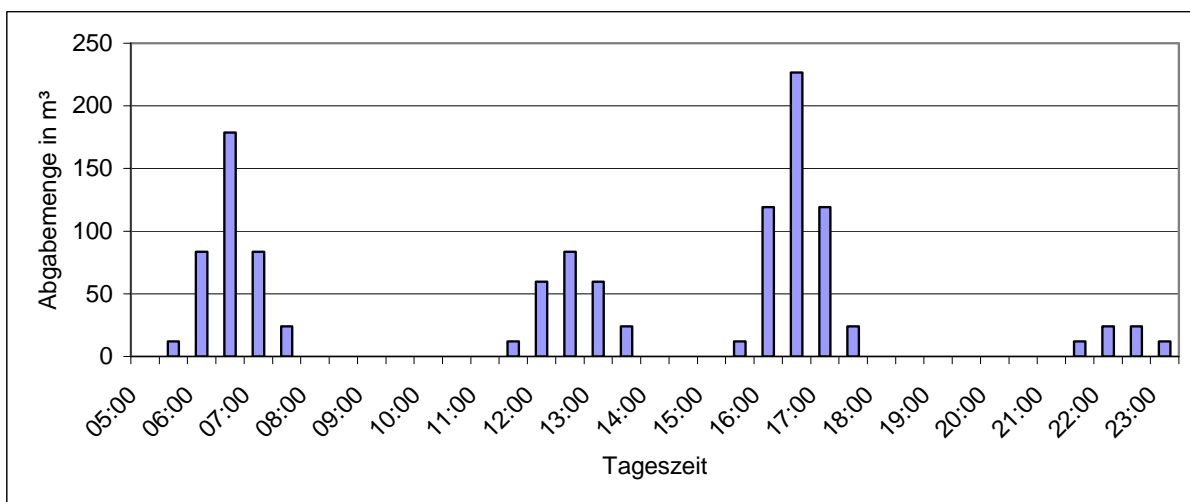


Abbildung 44: Variante 1 (ländlicher Bereich) angenommener Tagesverlauf der Abgabemenge

Zur Abdeckung der Spitzenabgabemengen wird auch hier Gasvorrat von rund 800 m³ benötigt (Tabelle 23). Unter derselben Annahme wie zuvor, sollte ebenfalls eine Doppelzapfinsel

vorgesehen werden, um während der Abendspitze (15 Fahrzeuge) die Wartezeiten der Kunden kurz zu halten.

Tabelle 23: Variante 1 (ländlicher Bereich) Eckdaten

Spitzenzeit	Spitzenbedarf [m ³]	Gasmenge v. Verdichter in 1,5h [m ³]	Notwendiges Speichervol. [m ³]
Frühspitze	345,7	75	270,7
Mittagsspitze	202,6	75	127,6
Abendspitze	464,9	75	389,8

Versorgungsvariante 2

Hier befindet sich die Tankstelle nicht unmittelbar am Areal der Biogasanlage. Sie dient gleichzeitig als Mutterstation für die Befüllung von mobilen Speichern (ebenfalls Flaschenbündel) für den Betrieb einer Tochterstation und die Versorgung von Haushalten mit Biogas zur Wärmeversorgung. Da für das Abdecken von Lastspitzen primär die Treibstoffversorgung verantwortlich sein wird, wurde bei der Betrachtung auch ausschließlich diese berücksichtigt. Bei dieser Variante wird mit einer Verdichterleistung von 150 m³/h und zwei getrennten Abgabestellen (Zapfsäulen) bei der Mutter- wie auch der Tochterstation ausgegangen.

Städtische Versorgung:

Mindestjahresabgabemenge: 907.806 m³

Mindesttagesabgabemenge: 2.148 m³

Zu betankende Fahrzeuge pro Tag: ca. 107 Stk.

Abbildung 45 zeigt die, der Analyse zugrunde gelegten, Abgabemengen im Tagesverlauf.

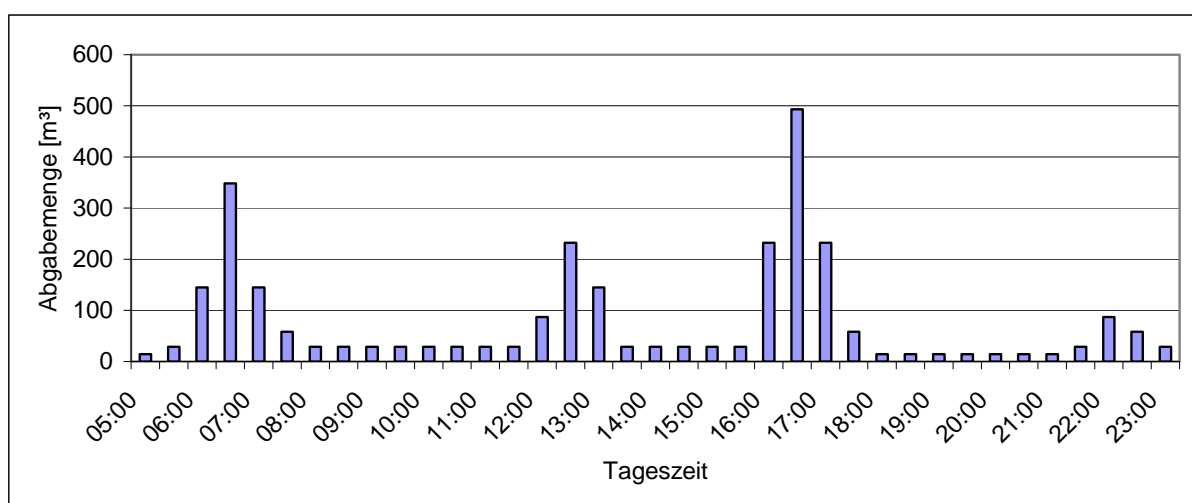


Abbildung 45: Variante 2 (städtischer Bereich) angenommener Tagesverlauf der Abgabemenge

Zur Abdeckung der Spitzenabgabemenge wird es erforderlich sein, ein Speichervolumen von rund 1.400 m³ vorzusehen (Tabelle 24).

Während der Abendabgabespitze müssten bei dieser Variante 36 Fahrzeuge betankt werden, daher sollte abermals eine Doppelzapfinsel vorgesehen werden.

Tabelle 24: Variante 2 (städtischer Bereich) Eckdaten

Spitzenzeit	Spitzenbedarf [m ³]	Gasmenge v. Verdichter in 1,5h[m ³]	Notwendiges Speichervol. [m ³]
Frühspitze	638,0	225	413,0
Mittagsspitze	464,0	225	239,0
Abendspitze	957,0	225	732,0

Ländliche Versorgung:

Mindestjahresabgabemenge: 743.942 m³

Mindesttagesabgabemenge: 1.761 m³

Zu betankende Fahrzeuge pro Tag: ca. 88 Stk.

Abbildung 46 beschreibt die angenommenen Abgabemengen im Verlauf eines Tages.

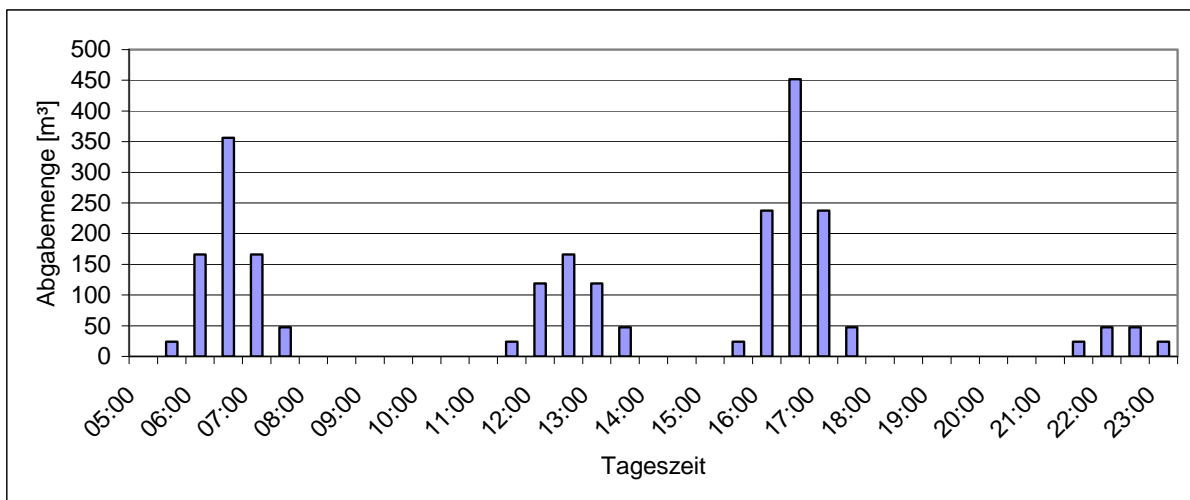


Abbildung 46: Variante 2 (ländlicher Bereich) angenommener Tagesverlauf der Abgabemenge

Zur Abdeckung der Spitzenabgabemenge ist es bei dieser Variante notwendig, mindestens 1.350 m³ Gasvorrat vorzusehen (Tabelle 25).

Tabelle 25: Variante 2 (ländlicher Bereich) Eckdaten

Spitzenzeit	Spitzenbedarf [m ³]	Gasmenge v. Verdichter in 1,5h[m ³]	Notwendiges Speichervol. [m ³]
Frühspitze	689,3	225	464,3
Mittagsspitze	404,1	225	179,1
Abendspitze	927,0	225	702,0

In der Abendabgabespitze ist die Anzahl der zu betankenden Fahrzeuge mit 35 nur unbedeutend geringer als bei der städtischen Variante, daher sind Doppelzapfsäulen ratsam.

Versorgungsvariante 3

Bei dieser Variante werden mehrere Biogasanlagen mittels Mikrogasnetz verbunden. Das Biogas wird zentral aufbereitet und gegebenenfalls auch an Haushalts- und Gewerbekunden zur Wärmeversorgung abgegeben. An einem verkaufstrategisch günstigen Punkt des Mikrogasnetzes wird eine zentrale Mutterverdichterstation situiert und Bio-CNG produziert. Die weitere Verteilung erfolgt gleich wie in Variante 2. Aufgrund der größeren verfügbaren Biogasmengen wird hier mit einer Verdichterleistung von 300 m³/h und vier Abgabestellen gerechnet.

Städtische Versorgung:

Mindestjahresabgabemenge: 921.165 m³

Mindesttagesabgabemenge: 2.180 m³

Zu betankende Fahrzeuge pro Tag: ca. 109 Stk.

Abbildung 47 sind die Annahmen der variablen Abgabemengen in Abhängigkeit der Tageszeit im Verlauf eines Tages zu entnehmen.

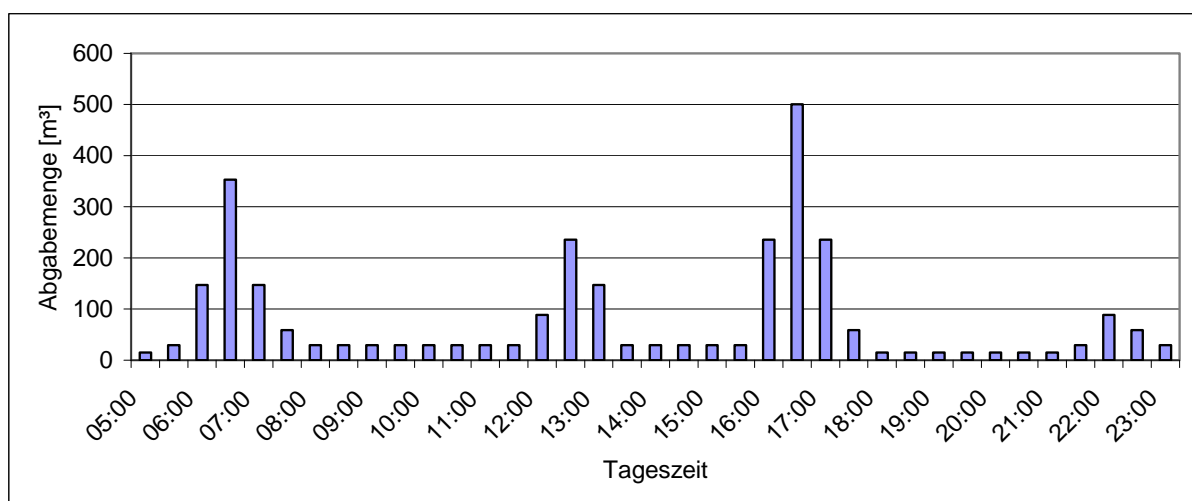


Abbildung 47: Variante 3 (städtischer Bereich) angenommener Tagesverlauf der Abgabemenge

Zur Abdeckung der Spitzenabgabemenge wird es notwendig sein, hier rund 700 m³ Gasvorrat anzulegen (Tabelle 26). Diese Gasmenge sollte für diese Variante ausreichen, um entsprechende Reparaturarbeiten im Falle eines Gebrechens an der Tankstelle durchzuführen und die Gasversorgung wiederherzustellen, oder die Lieferung von zusätzlichen Gasvolumina zu organisieren. Bei gleich bleibender Annahme ergibt sich, dass in den Spitzenzeiten am Abend 36 Fahrzeuge betankt werden müssen. Die vier Abgabepunkte wären voll ausreichend. Doppelzapfsäulen würden hier lediglich den Komfort für die Kunden erhöhen und für eine Redundanz bei den Abgabepunkten sorgen (siehe Versorgungssicherheit).

Tabelle 26: Variante 3 (städtischer Bereich) Eckdaten

Spitzenzeit	Spitzenbedarf [m ³]	Gasmenge v. Verdichter in 1,5h[m ³]	Notwendiges Speichervol. [m ³]
Frühspitze	647,5	450	197,5
Mittagsspitze	464,0	450	- 14 (0)
Abendspitze	957,0	450	507,0

Ländliche Versorgung:

Mindestjahresabgabemenge: 779.098 m³

Mindesttagesabgabemenge: 1.844 m³

Zu betankende Fahrzeuge pro Tag: ca. 92 Stk.

Die dieser Variante entsprechenden Annahmen zur Abgabemenge von Bio-CNG entlang eines Tages beschreibt Abbildung 48.

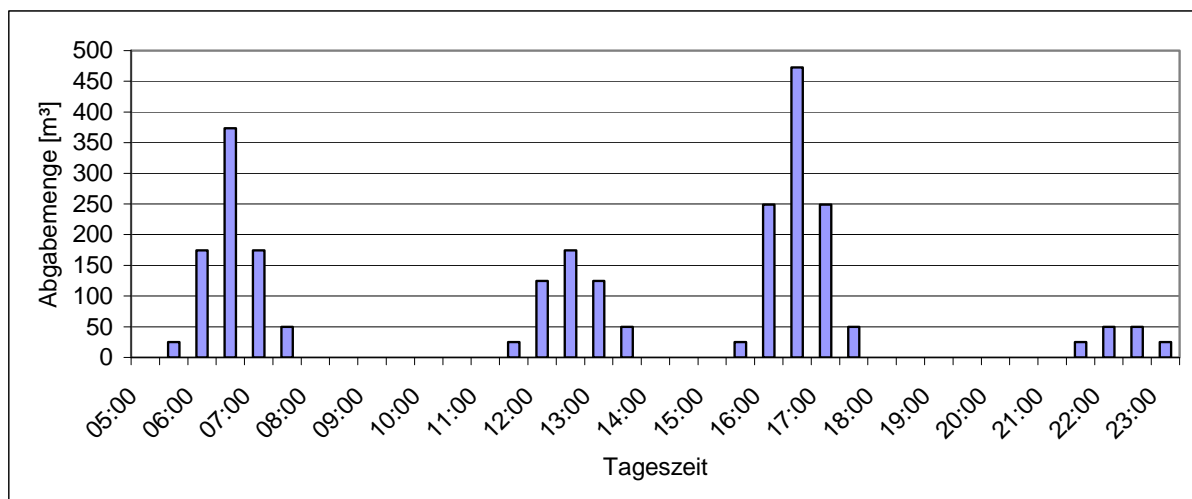


Abbildung 48: Variante 3 (ländlicher Bereich) angenommener Tagesverlauf der Abgabemenge

Zur Abdeckung der Spitzenabgabemenge muss im ländlichen Bereich ebenfalls ein Gasvorrat von rund 800 m³ angelegt werden (Tabelle 27). In der Abendspitze sind hier mindestens

36 Fahrzeuge zu versorgen. Auch hier sind für die Versorgung der Kunden (siehe städtischer Bereich) vier Abgabepunkte ausreichend.

Tabelle 27: Variante 3 (ländlicher Bereich) Eckdaten

Spitzenzeit	Spitzenbedarf [m ³]	Gasmenge v. Verdichter in 1,5h[m ³]	Notwendiges Speichervol. [m ³]
Frühspitze	721,8	450	271,8
Mittagsspitze	423,1	450	- 26,9 (0)
Abendspitze	970,7	450	520,7

Versorgungsvariante 4

Bei dieser Variante tritt an die Stelle eines Mikrogasnetzes ein LKW-Sammelsystem. Die Verdichtung des aufbereiteten Biogases erfolgt dezentral bei den Biogasanlagen in transportable Speicher (Flaschenbündel). Die Verteilung für die Versorgung von Tochterstationen, Gewerbekunden und Haushalte erfolgt über ein zentrales Speicherlager.

Bei dieser Variante gehen wir von einer installierten Verdichterleistung von 500 m³/h und sechs Abgabestellen aus.

Städtische Versorgung:

Mindestjahresabgabemenge: 1.161.139 m³

Mindesttagesabgabemenge: 2.748 m³

Zu betankende Fahrzeuge pro Tag: ca. 137 Stk.

Abbildung 46 gibt Auskunft über den Tagesverlauf der Abgabemenge von Bio-CNG.

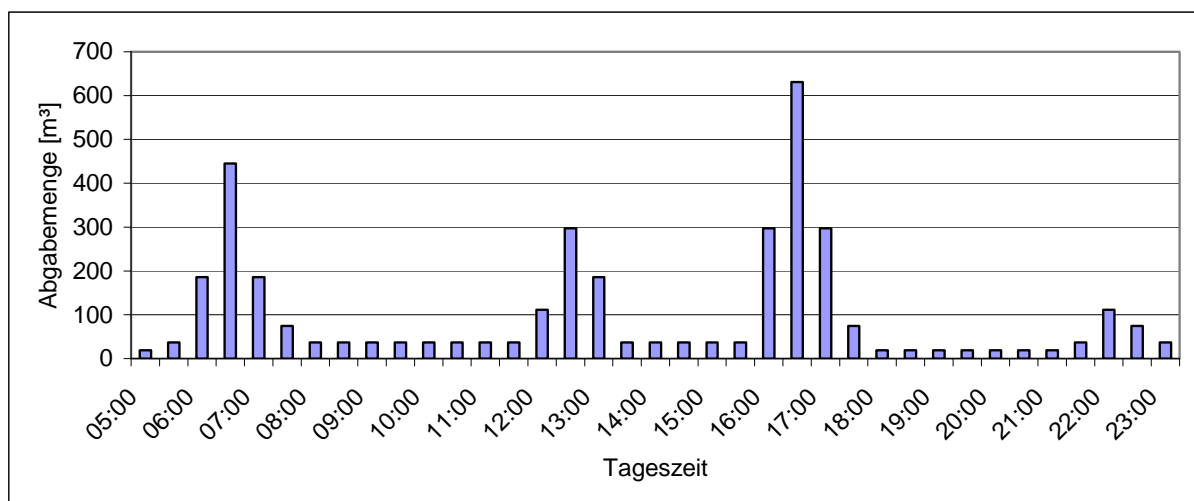


Abbildung 49: Variante 4 (städtischer Bereich) angenommener Tagesverlauf der Abgabemenge

Diese Versorgungsvariante ergibt eine Abgabespitze von 46 zu betankenden Fahrzeugen innerhalb von drei Stunden. Mit den sechs vorgesehen Abgabepunkten sollte die reibungslose Abgabe von Bio-CNG gewährleistet sein. Drei Doppelzapfinseln sind auch hier für den notwendigen Kundenkomfort beim Betanken (geringe oder keine Wartezeiten) und eine Redundanz bei den Abgabepunkten erforderlich.

Rein rechnerisch ergibt sich bei dieser Variante ein geringeres benötigtes Speichervolumen (Tabelle 28). Da die Belieferung der Tankstelle mit Biomethan jedoch nicht wie in den oben beschriebenen Varianten über eine Leitung erfolgt, sondern mit bereits verdichtetem Biome than in Speicherflaschenbündeln, muss der gesamte Tagesbedarf für die Sicherstellungen der Gasversorgung an der Tankstelle verfügbar sein. Somit sollten bei der Variante 4 rund 5.400 m³ Biomethan vor Ort gespeichert werden. Dies ergibt einen Bedarf von vier Speicherflaschenbündeln.

Tabelle 28: Variante 4 (städtischer Bereich) Eckdaten

Spitzenzeit	Spitzenbedarf [m ³]	Gasmenge v. Verdichter in 1,5h[m ³]	Notwendiges Speichervol. [m ³]
Frühspitze	816,2	750	66,2
Mittagsspitze	593,6	750	- 156,4 (0)
Abendspitze	1224,3	750	474,3

Ländliche Versorgung:

Mindestjahresabgabemenge: 992.246 m³

Mindesttagesabgabemenge: 2.348 m³

Zu betankende Fahrzeuge pro Tag: ca. 117 Stk.

Abbildung 50 sind die Annahmen der variablen Abgabemengen in Abhängigkeit der Tageszeit im Verlauf eines Tages zu entnehmen. Ergänzend bietet Tabelle 29 eine erweiterte Übersicht über die Eckdaten der Variante 4 im ländlichen Bereich.

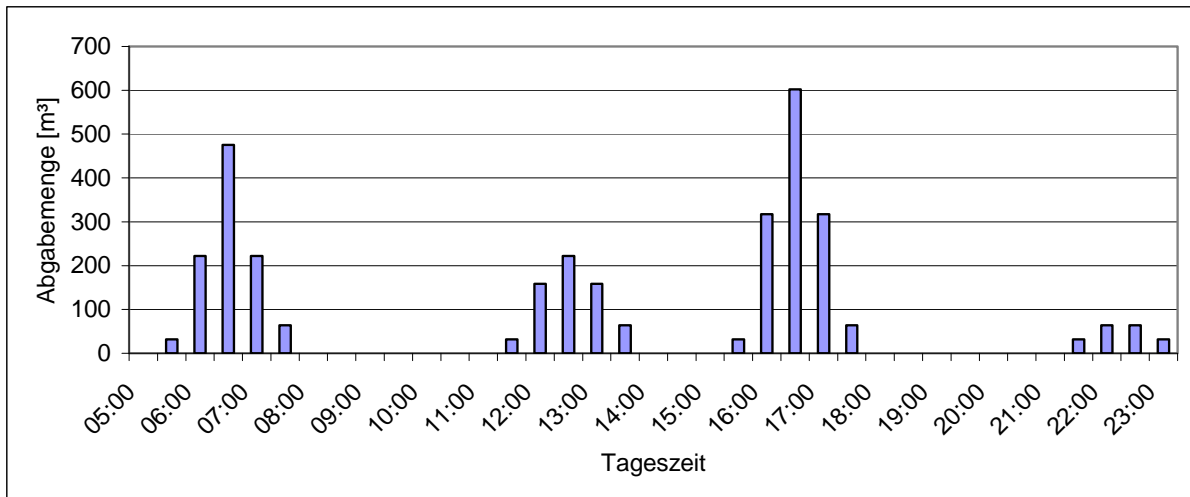


Abbildung 50: Variante 4 (ländlicher Bereich) angenommener Tagesverlauf der Abgabemenge

Auch im ländlichen Bereich wird es notwendig sein zur Abdeckung der Spitzenabgabemenge mindestens 5.400 m³ Gasvorrat (äquivalent dem Tagesgasverbrauch) vorzusehen. Aus den Berechnungen ergibt sich für diese Variante in den Spitzenzeiten eine maximale Anzahl von 46 zu betankenden Fahrzeugen. Drei Doppelzapfinseln sind hier erforderlich.

Tabelle 29: Variante 4 (ländlicher Bereich) Eckdaten

Spitzenzeit	Spitzenbedarf [m ³]	Gasmenge v. Verdichter in 1,5h[m ³]	Notwendiges Speichervol. [m ³]
Frühspitze	919,3	750	169,3
Mittagsspitze	538,9	750	- 211,1 (0)
Abendspitze	1236,3	750	486,3

7.3.2 Ökologische Bewertung der möglichen Gasversorgungsvarianten

Die Bewertung des Beitrages der einzelnen Varianten zum Klimaschutz ist vor allem von den, für die Herstellung von Biogas benötigten, Substraten abhängig. In der Studie von Tretter (TRETTER ET AL. 2007) wurden CO₂-Minderungspotentiale für Treibstoffe in Abhängigkeit der Rohstoffnutzung dargestellt. Das Biogas aus Gülle oder anderen Reststoffen hat bis zu 77 % CO₂-Minderungspotential und ist somit der Vorreiter unter allen biogenen Treibstoffen.

Tabelle 30: CO₂-Minderungspotentiale der Treibstoffe in Abhängigkeit vom Rohstoff (UMWELTBUNDESAMT, 2008)

(Bio-)Kraftstoff	Substrat	TM-Ertrag kg/(ha.a) (netto)	Kraftstoff- Ertrag*	Verbr. /100 km	Kilometer- leistung pro (ha.a)	Fzg/ (ha.a)	ges. THG-Reduktion** Basis neuer Diesel-PkW	THG-Red- Pot./ha
Biodiesel	Raps	2.848 kg	1.200 l/a	6,5 l	18.500	1,4	-26% g CO₂-äq/Pkm	1,0
Pflanzenöl	Raps	2.848 kg	1.200 l/a	6,5 l	18.400	1,4	-53% g CO₂-äq/Pkm	2,0
Fischer-Tropsch Diesel	Wald (Vfm/a)	4.020 kg	820 l/a	6,2 l	13.300	1,0	n. bek	
Fischer-Tropsch Diesel	Pappel	12.000 kg	2.450 l/a	6,2 l	39.800	3,0	-61% g CO₂-äq/Pkm[°]	5,0
Bio-Ethanol	Weizen	4.730 kg	2.110 l/a	10,4 l	20.300	1,5	-0-10% g CO ₂ -äq/Pkm [°]	0,4
Bio-Ethanol	Körnermais	5.888 kg	3.520 l/a	10,4 l	33.900	2,5	-27% g CO ₂ -äq/Pkm [°]	1,9
Bio-Ethanol	Zuckerrübe	14.191 kg	6.620 l/a	10,4 l	63.800	4,8	-30% g CO₂-äq/Pkm[°]	4,0
lignozell. Bio-Ethanol	Getreidestroh	3.440 kg	1.135 l/a	10,4 l	10.900	0,8	-57% g CO₂-äq/Pkm^{°°°}	1,3
lignozell. Bio-Ethanol	Maisstroh	7.740 kg	2.554 l/a	10,4 l	24.600	1,8	n. bek	
Bio-Methan (CNG)	Grünlandgras	7.623 kg	2.120 l/a	5,2 kg	31.000	2,3	n. bek	
Bio-Methan (CNG)	Sonnenblume	14.080 kg	3.020 l/a	5,2 kg	44.100	3,3	n. bek	
Bio-Methan (CNG)	Grünroggen	12.600 kg	3.050 l/a	5,2 kg	44.600	3,3	n. bek	
Bio-Methan (CNG)	Feldfuttergras [^]	12.800 kg	3.140 l/a	5,2 kg	45.800	3,4	n. bek	
Bio-Methan (CNG)	Körnermais	5.888 kg	3.690 l/a	5,2 kg	53.900	4,0	n. bek	
Bio-Methan (CNG)	Sudangras	14.208 kg	4.090 l/a	5,2 kg	59.700	4,5	n. bek	
Bio-Methan (CNG)	Maissilage	14.850 kg	4.630 l/a	5,2 kg	67.700	5,0	-51% g CO₂-äq/Pkm	7,2
Bio-Methan (CNG)	Gülle			5,2 kg			-77% g CO ₂ -äq/Pkm	
Erdgas (CNG)				5,0 kg			-15% g CO ₂ -äq/Pkm	

[^]Klee gras-Anweil silage

^{*}Bio-Methan CNG in Liter Dieseläquivalent

^{**}THG-Reduktionen: Ö Umweltbundesamt 2006 (berücksichtigt wurden direkte und indirekte Emissionen)

[°]Joanneum Research & TU Graz, 2003 (berücksichtigt wurden direkte und indirekte Emissionen)

^{°°}bei teilautarkem Prozess, Choren Industries, 2005

^{°°°}Levelton Engineering Ltd, 2000

Das abgeschätzte Potential ist daher auch nur als Größenordnung zu verstehen. Grundsätzlich kann zu den umwelttechnischen Einsparungspotentialen gesagt werden, dass mit steigendem Biogasabsatz auch die Einsparungspotentiale steigen. Daher sollten aus ökologischer Sicht regionalen, gesamtheitlichen Versorgungskonzepten (Verwendung von regional verfügbaren Ressourcen – Kreislaufwirtschaft) der Vorrang gegeben werden.

Allgemein kann aber im Bezug auf die lokalen, umweltrelevanten Effekte (Abgasemissionen) darauf hingewiesen werden, dass beim Einsatz von Biogas (wie auch beim Einsatz von Erdgas) als Treibstoff im Vergleich zu Benzin und Diesel der Ausstoß von Feinstaub um bis zu 98 %, CO um bis zu 90 % und NO_x nahezu um 90 % reduziert werden kann (Abbildung 51).

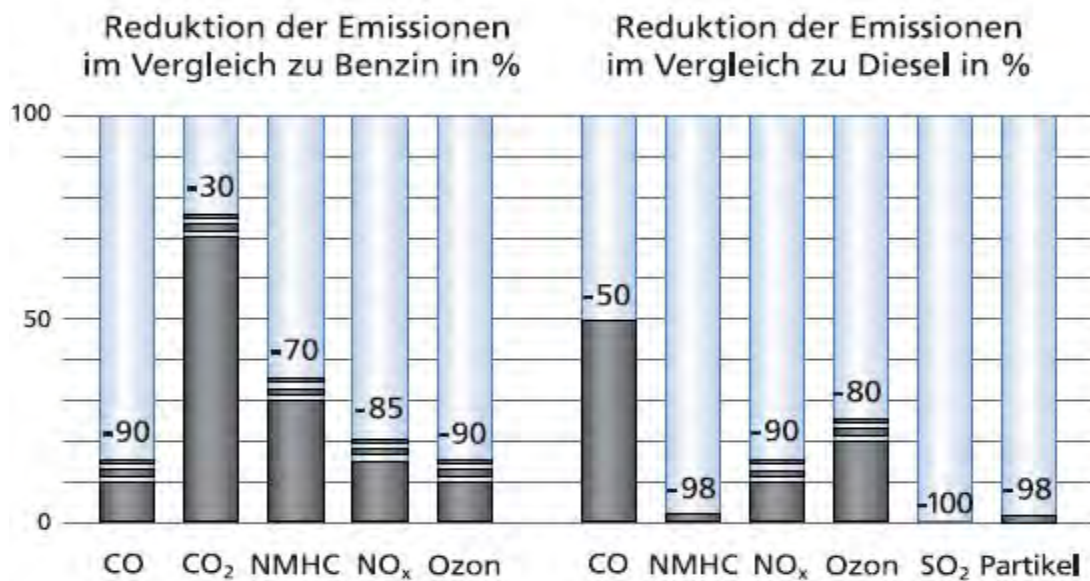


Abbildung 51: Reduktion von Luftschadstoffen beim Einsatz von CNG. Die Angaben sind Höchstwerte aus bisher durchgeführten Messungen (FGW, 2008)

Es ist bereits weithin bekannt, dass Biogas mitunter höchste Effizienzwerte bei der Verwertung von Biomasse in Energie aufweist. Die folgende Abbildung 52 zeigt wie viele Kilometer (km) ein PKW mit den unterschiedlichen, jeweils aus einem Hektar Fläche gewonnenen, Biotreibstoffen, zurücklegen kann. Biogas ist hier mit über 70.000 km der klare Sieger, da bei der Biogaserzeugung die gesamte verfügbare Biomasse verwertet wird. Die Kombination aus Bioethanol und Biogas scheint ebenfalls sehr sinnvoll zu sein. Durch diese Kombination können Treibstoffe sogar für bis zu 90.000 km erzeugt werden.

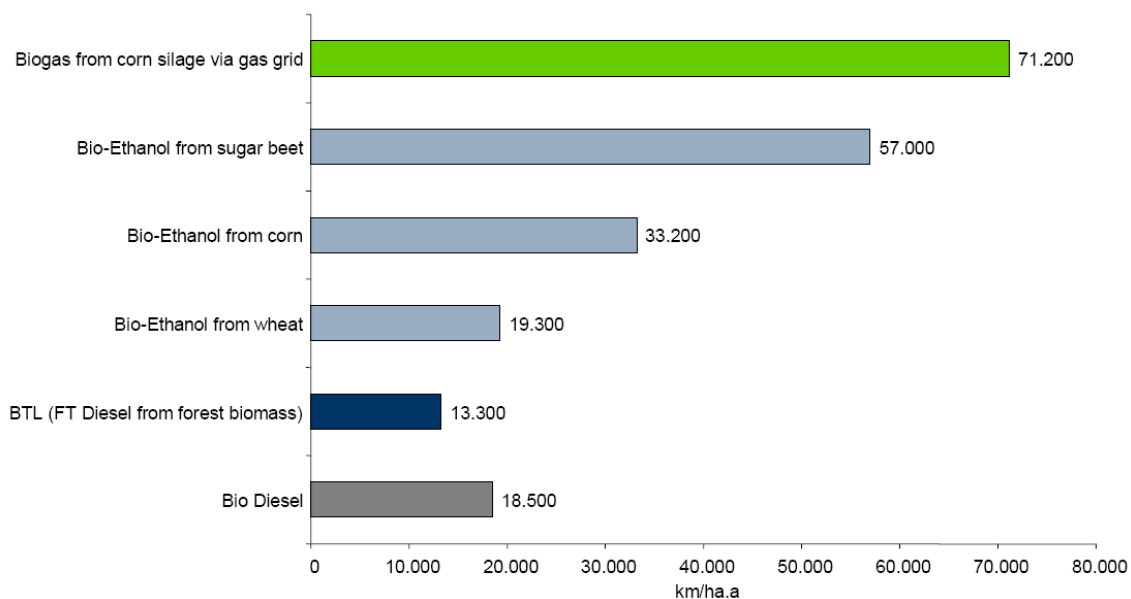


Abbildung 52: PKW-Reichweite mit unterschiedlichen Treibstoffen bei verschiedenen Landnutzungen. (ÖSTERREICHISCHE ENERGIEAGENTUR, 2006)

Die Ermittlung des CO₂-Einsparungspotentials der untersuchten Versorgungsvarianten wurde mittels GEMIS³ errechnet. Die Einsparung beim Biogas beläuft sich auf rd. 40 kg CO₂-Äquivalente pro GJ Bio-CNG, in Bezug auf die Substitution von Vergaserkraftstoff. Weiters wurde auch berücksichtigt, dass durch die Versorgung der Tochterstationen mittels LKW das CO₂-Einsparungspotential um rund 3 % vermindert wird (GEMIS, 2008).

Versorgungsvariante 1

Diese Variante scheint jene zu sein, welche am wenigsten wirtschaftlich darstellbar ist. Der Grund dafür sind die nur eingeschränkten Produktionsmöglichkeiten von Bio-CNG. Aus den Erfahrungen in der Gaswirtschaft wissen wir, dass mit einer Verdichterleistung von 50 m³/h auch Erdgas-Tankstellen nur bei 100 %-igem Verdichterbetrieb (24 Stunden pro Tag) wirtschaftlich darstellbar sind. Eine solche Auslastung ist jedoch unrealistisch.

CO₂-Einsparungspotential bei Sollauslastung (100 %): rd. 547 t/a

Versorgungsvariante 2

Bei dieser Variante lässt sich ein wirtschaftlicher Betrieb bei einer Auslastung von mindestens 80 % erreichen. Jedoch scheint die hier vorgesehene Verdichterleistung für die Produktion von Bio-CNG ein Grenzfall zu sein, da die 80 % Auslastung eine tägliche Mindestbetriebszeit von 19 Stunden pro Tag erfordert. Mit zwei Zapfinseln (eine Mutterstation und eine Tochterstation) sind bei dieser Variante die notwendigen Abgabemengen bereits realistisch, wobei jedoch eine sehr hohe CNG-Fahrzeugdichte im Umfeld der beiden Abgabestellen notwendig ist. Eine regionale flächendeckende Versorgung von Kunden ist mit nur zwei Abgabepunkten allerdings nicht möglich.

Weiters muss angemerkt werden, dass das Wachstumspotential auf Grund der installierten Verdichterleistung nur sehr gering ist. Das angestrebte Absatzwachstum ergibt die Notwendigkeit einen weiteren Verdichter zu installieren. Die Möglichkeiten dazu sind durch die Biogasproduktionskapazität der Biogasanlage begrenzt.

CO₂-Einsparungspotential bei Sollauslastung (80 %): rd. 1.135 t/a.

Versorgungsvariante 3

Bei dieser Versorgungsvariante wird eine große Mutterstation mittels eines Biogas-Mikronetzes versorgt. Durch eine zentrale Biogasaufbereitung und Verdichterstation (Mutterstation) können deren Kosten optimiert werden. Bereits bei einer 40%igen Auslastung kann ein wirtschaftlicher Betrieb erzielt werden. Bei einer installierten Verdichterleistung von 300 m³/h gibt es außerdem noch ausreichend Entwicklungspotential für den Absatz von Bio-CNG. Über die zentrale Mutterstation werden vier Tochterstationen versorgt. Diese Variante

³ GEMIS - Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme

lässt eine lokal flächendeckende Biogasversorgung zu, wodurch auch ein größerer Absatzmarkt gegeben ist (ein Versorgungsradius von 5 -10 km). Das Biogas-Mikronetz und das Versorgungssystem der Tochterstationen mit mobilen Gasspeichern sorgen für eine interne Versorgungssicherheit und technische Redundanz. Auch hier ist über das Biogas-Mikronetz eine ausreichende Versorgung mit Biogas gegeben und die Abgabelastspitzen können durch das System besser kompensiert werden.

CO₂-Einsparungspotential bei Sollauslastung (40 %): rd. 1.142 t/a.

Versorgungsvariante 4

Mit dieser Variante kann man die größte Flächendeckung sowohl bei der Kundenversorgung als auch bei der Versorgung mit Biogas erzielen. Mit der hier kalkulierten Tagesauslastung von ca. 30 % ergibt sich noch ausreichend Entwicklungspotential für den Absatz von Biogas, was die hohen Investitionskosten sowie den hohen logistischen Aufwand bei dieser Variante rechtfertigen würde.

CO₂-Einsparungspotential bei Sollauslastung (30 %): rd. 1.436 t/a.

7.3.3 Ökologischer Vergleich der Versorgungsvarianten

Für eine vergleichende Darstellung der einzelnen Versorgungsvarianten wurde angenommen, dass die Abgabestellen jeder Variante gleich viel Biogas absetzen. Variante 1 wurde als Referenzvariante (keine zusätzlichen Transportaufwendungen, daher keine Verringerung des Einsparungspotentials) betrachtet. Bei allen weiteren Varianten wurde eine Verringerung der Einsparungspotentiale (3 % pro m³ transportiertes Biogas) entsprechend den per LKW transportierten Gasmengen berücksichtigt. Bei der Variante 2 werden rund 50 % der Gasmenge mit LKW transportiert, bei Variante 3 75 % und bei Variante 4 83 %. Dementsprechend wird auch das Einsparungspotential vermindert.

Für die betrachteten Varianten ergeben sich daraus die in Tabelle 31 ersichtlichen spezifischen Einsparungspotentiale.

Tabelle 31: Spezifische CO₂-Einsparungspotentiale der Versorgungsvarianten

Variante	CO ₂ -Äquivalent pro m ³ Biogas
Variante 1	1,27 kg
Variante 2	1,25 kg
Variante 3	1,24 kg
Variante 4	1,23 kg

Die von uns errechneten spezifischen Einsparungspotentiale von 1,23 - 1,27 kg CO₂-Äqu./m³ Biogas sind im Vergleich zu den in der Studie „Kosten und Ökobilanzen von Biokraftstoffen“ (BRAUER ET. AL. 2007) ermittelten Werten (1,5 – 4,0 kg CO₂ Äqu./Kraftstoffäquivalent) geringer, da wir auch das Verteilungssystem (Transport mit konventionellen LKWs) berücksichtigt haben.

Dennoch ist ersichtlich, dass im Bezug auf den globalen und regionalen Klimaschutz ein wesentliches Einsparungspotential durch die Nutzung von Biogas als Treibstoff vorhanden ist. Dieses Potential kann bei entsprechend sorgfältiger Projektkonzeption („vernetztes Planen“) auch nahezu vollständig lukriert werden.

In Abbildung 53 zeigt sich, dass bei den Varianten 3 und 4 noch deutlich höhere Einsparungspotentiale durch die bessere Auslastung der Verdichter möglich sind. Es ist auch erkennbar, dass bei den beiden ersten Varianten kaum mehr Potential zur Steigerung der CO₂-Einsparung besteht.

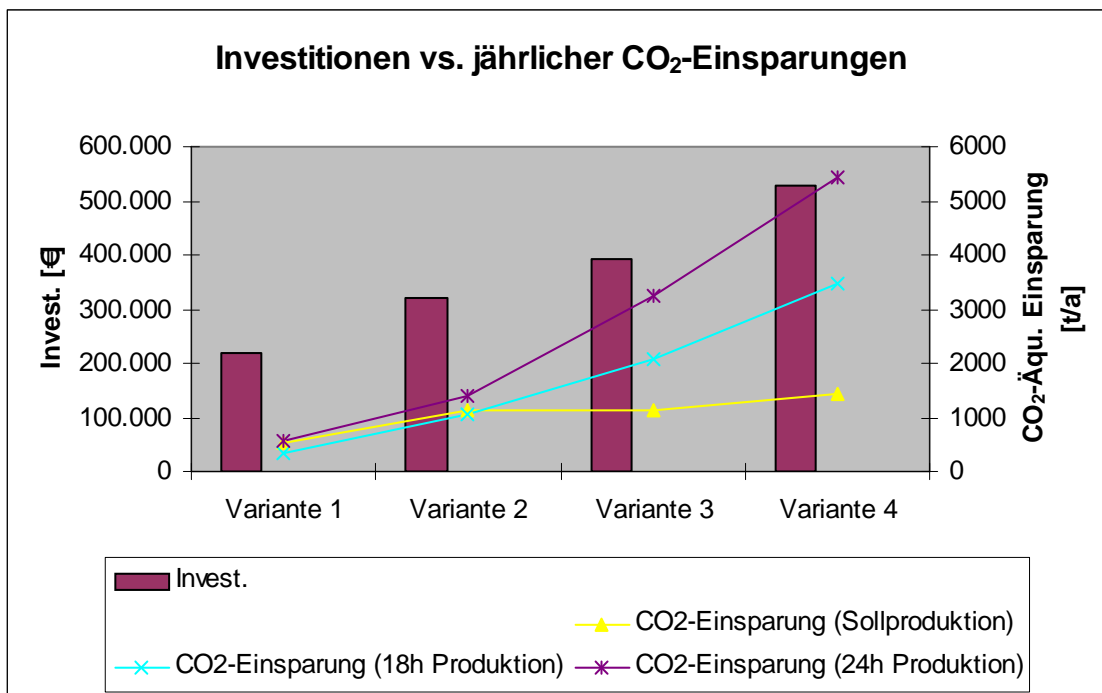


Abbildung 53: Einsparungspotentiale verschiedener Versorgungsvarianten

Es zeigt sich, dass für eine Umsetzung solcher Konzepte regionale Großanlagen von rund 150 m³/h Verdichterleistung mit mehreren Tochtertankstellen oder Verbünde von lokalen Kleinanlagen (Hoftankstellen) zu bevorzugen sind. Bei der Erstellung von regionalen Umsetzungskonzepten könnte man auch eine Kombination aus den beiden Varianten 3 und 4 in Betracht ziehen, um die Vorteile aus beiden Varianten nutzen zu können.

7.3.4 Vor- und Nachteile der Versorgungsvarianten

Variante 1

Vorteile:

- geringer Investitionsaufwand und damit verbunden geringer Finanzierungsaufwand
- höchstes spezifisches CO₂-Einsparungspotential
- Optimierungsmöglichkeit der Betriebskosten durch gemeinsamen Betrieb der Biogasanlage und der Tankstelle

Nachteile:

- Hohe spezifische Biogasaufbereitungskosten
- Wirtschaftlichkeit nur über Förderungen möglich – CNG-Produktion zu gering
- Nur eingeschränkte Versorgungsmöglichkeit – Versorgungsradius gering
- Konzept für Notversorgung bei Anlagenausfall notwendig – Zusatzkosten

Variante 2

Vorteile:

- geringe Gasaufbereitungskosten
- Durch zweite Abgabestelle ist eine bessere Anlagenauslastung und Versorgung der Kunden möglich
- Optimierungsmöglichkeit der Betriebskosten durch gemeinsamen Betrieb der Biogasanlage und der Tankstelle
- Versorgung von Haushalten und dem Gewerbe mit Biogas möglich

Nachteile:

- Aufbau eines Logistiksystems (Speichertransport)
- Wirtschaftlichkeit auch hier nur bedingt darstellbar
- Konzept für Notversorgung bei Anlagenausfall notwendig – Zusatzkosten

Variante 3

Vorteile:

- Große Biogasmengen
- Möglichkeit der Kostenoptimierung bei zentraler Biogasaufbereitung
- Zentrale Gasverdichtung (Optimierung der Verdichtungsanlagen)
- Versorgung von Kunden mit Biogas über Mikrogasnetz
- Nutzung des Biogas-Mikronetzes als Speicher
- Bessere Flächenversorgung von Biogaskunden
- System an sich schafft Versorgungssicherheit (Netz als Speicher, mobile Speicher)

Nachteile:

- Aufbau und Instandhaltung der Netzinfrastruktur
- Aufbau eines Logistiksystems für die Versorgung der Tochterstationen
- Bindung an die Biogasanlagen

Variante 4

Vorteile:

- System ist redundant
- System ist nahezu beliebig erweiterbar (abhängig von den regional vorhandenen Biogasanlagen) – hohe Flächendeckung möglich
- Optimierungsmöglichkeit der Betriebskosten durch gemeinsames Ersatzteillagerhaltung und Personal.

Nachteile:

- Hoher spezifischer Investitionsaufwand durch dezentrale Biogasaufbereitung und dezentrale Verdichtung
- Logistischer Aufwand für die Versorgung der Tochterstationen

7.4 CONCLUSIO

Eine regionale Versorgung mit Biogas scheint durch die Varianten 3 (Biogasanlagen werden mittels eines Biogas-Mikronetzes verbunden) und 4 (LKW-Sammelsystem) am besten umsetzbar zu sein. Der Mehraufwand für die Versorgungssicherheit von Kunden ist hier am geringsten, da das Versorgungssystem der Tochterstationen in sich bereits nahezu vollständig redundant ist.

Empfehlenswert und vor allem für die Speichersysteme und den Gastransport in Betracht zu ziehen, ist die in Südamerika bereits eingesetzte Technologie Virtual Pipeline® der Fa. GNC GALILEO SA. Hierzu ist festzuhalten, dass dort ein Technologievorsprung gegeben ist. Es werden größere Speichervolumina angeboten. Auch zeigte sich, dass die Speicher kostengünstiger in der Anschaffung sind. Eine nähere Betrachtung der eingesetzten Systeme in Südamerika ist auf jeden Fall empfehlenswert.

Die Varianten 1 und 2 sind durch den großen Aufwand für die Versorgungssicherheit nur in Kombination mit den anderen beiden Varianten oder unter der Einbindung eines regional ansässigen Gasversorgers (Lager für technische Gase) technisch bzw. wirtschaftlich umsetzbar. Im Bezug auf die Vermarktung und eine Regionalversorgung sind Variante 3 und 4 am effektivsten.

8. Wirtschaftlichkeit (AP6)

In diesem Kapitel wird, ausgehend von den in vorhergehenden Kapiteln ermittelten Investitionskosten der Gastankstellen sowie der möglichen Versorgungs- und Distributionswege, eine Optimierung der Betriebskosten und der gesamten Wirtschaftlichkeit einer typischen Biogas-Tankstelle vorgenommen.

8.1 METHODE DER WIRTSCHAFTLICHKEITSOPTIMIERUNG

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung besteht aus:

1. Ermittlung und Aufbereitung der technischen und betriebswirtschaftlichen Basisdaten, welche Investitions- und Betriebskosten für die benötigten Anlagen(teile) beinhalten.
2. Berechnung der anfallenden Kosten auf ein Basisjahr. Hierbei kommen VDI-RICHTLINIE 2067/53/, AFA-Tabellen für Land- und Forstwirtschaft, Energie- und Wasserversorgung sowie die Annuitätenmethode nach NAKICENOVIC (2005) zur Anwendung.
3. Optimierung der technischen Parameter einer Biogas-Tankstelle.
4. Optimierung der Distributionslogistik und Anlagenauslastung.

8.1.1 Kostenbetrachtung

Eine Unterteilung der Kosten erfolgt nach VDI 2067 in:

- Verbrauchsgebundene Kosten (z.B. Brennstoffe, Hilfsenergie)
- Betriebsgebundene Kosten (z.B. Personal, Wartung)
- Kapitalgebundene Kosten (z.B. Zinsen, Abschreibung, Instandhaltung)
- Sonstige Kosten (z.B. Versicherung)

Als fixe Kosten sind hier die kapitalgebundenen und sonstigen Kosten zu nennen. Sie werden durch die Investitionen in die Anlage festgelegt. Die verbrauchsgebundenen und betriebsgebundenen Kosten sind variable Kosten. Sie sind abhängig von der Menge erzeugter Energie. Sowohl bei den fixen als auch bei variablen Kosten wurde keine Preisänderung durch Inflation oder Konditionsänderungen vorgesehen. Diese Kosten sind für die gesamte Nutzungsdauer als konstant festgelegt. Es ist schwer abzuschätzen, wie sich die Preise für Güter und Dienstleistungen sowie Gehälter im Laufe der Nutzungsdauer ändern werden. Zur Vereinfachung werden die aktuellen jährlichen Kosten auch für die zukünftige Nutzungsdauer festgesetzt.

Verbrauchsgebundene Kosten

Die verbrauchsgebundenen Kosten beziehen sich auf die erzeugte Treibstoffmenge. Dazu zählen Kosten für Brennstoffe, Substrate und Hilfsenergien wie Wärme und Strom. Die Hilfsenergie Strom ist für den Betrieb der Anlagen notwendig. Die benötigten Mengen werden im Voraus über die geplanten Produktionsmengen festgelegt.

Betriebsgebundene Kosten

Die Personalkosten richten sich nach der Größe der Anlage und dem personellen Aufwand für die Produktion. Es ist nicht immer notwendig eine volle Stelle einzurichten, sondern auch möglich eine Anlage nur stundenweise oder tageweise zu betreuen. Unter diesem Aspekt werden gegebene Richtwerte an personellem Aufwand für die Anlagen verwendet. Bei den Wartungskosten werden nicht die einzelnen Arbeitsstunden und Materialaufwendungen betrachtet, die jährlichen Kosten richten sich nach einem vorgegebenen Prozentsatz der jeweiligen Investitionen. Falls eine Änderung in der Erzeugungsmenge vorliegen sollte, müssten die Wartungskosten der Produktionsmenge angeglichen werden, da durch eine erhöhte Nutzung auch mehr Verschleiß auftritt. Für die vorgestellten Anlagen ist aber eine konstante Nutzung vorgesehen, so dass die Kosten gleichbleibend sind.

Kapitalgebundene Kosten - Annuitätenmethode (NAKICENOVIC, 2005)

Den größten Kostenanteil machen die Investitionen aus. Diese fallen zwar am Anfang der Betrachtung an, werden aber über die Nutzungsdauer aufgeteilt. Bei den Investitionen wird mit einem Kalkulationszins für das eingesetzte Kapital gerechnet. So gibt es unterschiedliche Interpretationsmöglichkeiten. Bei Einsatz von Eigenkapital entspricht der Zins der Rendite, bei Fremdkapitaleinsatz jenem der aufzubringenden Zinsen. Der Kalkulationszins wird für die zu betrachtenden Anlagen mit 6 % p.a. festgelegt.

Bei der Annuitätenmethode werden die durchschnittlichen Jahreskosten ermittelt, die sich für die Nutzungsdauer der Investition unter der Berücksichtigung des Kalkulationszinses und der jeweiligen Preissteigerungsraten ergeben. Bei der Annuitätenmethode werden die folgenden Kostengruppen unterschieden:

Die Abschreibung und Zinsen werden Annuität genannt und als gleichbleibende Zahlung (Annuität der Investition (A)) angesetzt.

$$A = \alpha \cdot I \quad \text{Gl. 1}$$

A: Annuitätenfaktor,
I: Investitionskosten

Zusätzlich werden alle Jahresausgaben (d.h. nicht kapitalabhängige Kosten) zu den Annuitäten hinzugerechnet. Die jährlichen, kapitalunabhängigen Kosten werden wiederum unterteilt in Betriebs- und Energiekosten.

$$K_{\text{jährlich}} = A + K_{\text{Betrieb}} + K_{\text{Energie}} \quad \text{Gl. 2}$$

A: Abschreibung,
K: Kosten

Sonstige Kosten

Es werden die Kosten für Versicherungen, allgemeine Abgaben oder Verwaltungsgebühren erfasst. Dafür werden Pauschalbeträge für die einzelnen Anlagenmodule angenommen. Wie sich diese Beträge ergeben, wird jeweils bei der Kostenermittlung der einzelnen Module angegeben.

8.2 INPUTDATEN

Die Kosten einer Biogas-Tankstelle können in einzelne Bereiche oder in so genannte „Kostenblöcke“ unterteilt werden. Jeder Kostenblock ist ein abgeschlossenes Teilsystem der gesamten Biogas-Tankstelle.

- Biogas (Kostenäquivalent für Biogas nach dem Ökostromgesetz 2006)
- Biogasaufbereitungsanlage (Kosten für Aufbereitung auf Erdgasqualität)
- Biogasleitung oder Gastransport in den Gasflaschen (Kosten für Gaslieferung)
- Tankstellenanlage (Kosten für Gasverdichtung, Gasabgabe und Personalkosten)

8.2.1 Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsberechnung

Die verbrauchsgebundenen Kosten bestehen hauptsächlich aus Kosten für Biogas und Strom. Die Betriebskosten einer Gastankstelle wurden anhand der Angebote von Tankstellenherstellern und deren Angaben zum Energie- und Servicebedarf bestimmt und sind in Tabelle 32 dargestellt.

Tabelle 32: Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsberechnung

Einflussgröße	Einheit	Wert
Strompreis	€/kWh	0,15
Betriebsstunden*	Stunden/Jahr	1.300 bzw. 5.616
Wartungskosten Tankstelle	€ ct/Nm ³	2
Wartungskosten Gasaufbereitung	€ ct/Nm ³	3
Wartungskosten Gasleitung	% der Investition / Jahr	4
Zinsen	% der Investition / Jahr	6
Abschreibungsdauer Tankstelle	Jahre	15
Abschreibungsdauer Gasleitung	Jahre	25

* Bei einer Tankstellenauslastung von 15 % bzw. 64 %. Übliche Abgabezeit (18h) zwischen 05:00 bis 23:00

Ausgehend von den Annahmen aus Tabelle 32 wurden in weiterer Folge die variablen und fixen Kosten der einzelnen Kostenblöcke sowie der gesamten Produktions- und Logistikkette beginnend bei der Biogasanlage bis hin zur Betankungsanlage berechnet.

Auslastung von CNG-Tankstellen

Die durchschnittliche Auslastung von CNG-Tankstellen in Österreich lässt sich aus der Anzahl von CNG-Tankstellen und CNG-Fahrzeugen berechnen. Derzeit gibt es in Österreich rund 140 öffentliche CNG-Tankstellen und rund 4.000 CNG-Fahrzeuge (Wienenergie, 3/2009). Die Mehrheit dieser Fahrzeuge sind Flottenfahrzeuge der Gasindustrie, Kommunen, etc.

Angenommen, dass diese Fahrzeuge an den öffentlichen Tankstellen betankt werden, ergibt sich ausgehend von diesen Angaben ein durchschnittlicher Auslastungsgrad von rund 5 %.

Dieser Berechnung liegt eine durchschnittliche Tankstelle mit 150 m³ Verdichterleistung pro Stunde und ein PKW mit einem Gasverbrauch von 7 m³ pro 100 km bei einer Fahrleistung von 20.000 km pro Jahr zu Grunde.

Geht man davon aus, dass jährlich 1.300 neue CNG-Fahrzeuge in Österreich zugelassen werden, wie es im Jahr 2008 mit bislang höchsten Benzin- und Dieselpreisen der Fall war, ergibt sich für das Jahr 2020 eine mögliche Auslastung von 25 %, wobei die mittlere Auslastung für die 10 Jahre (von 2010 bis 2020) rund 15 % betragen würde.

8.2.2 Kostenblock Biogas

Der Biogaseinstandspreis für Biogas-Tankstellen kann anhand der Einspeisetarife laut der aktuellen Ökostromgesetz-Novelle 2006 vom 27.06.2006 und der technischen Daten der gängigen BHKW berechnet werden. Die Einspeisetarife sind in Tabelle 33 dargestellt.

Tabelle 33: Tarifverordnung, Ökostromgesetz-Novelle 2006

Anlagengröße kW _{el}	Einspeisetarif [Eurocent/kWh _{el}]	
	2006	2007
≤ 100 kW _{el}	17,0	16,95
> 100-250 kW _{el}	15,2	15,15
> 250-500 kW _{el}	14,1	14,0
> 500-1000 kW _{el}	12,6	12,4
> 1000 kW _{el}	11,5	11,3

In den vorliegenden Wirtschaftlichkeitsberechnungen wird von einer Biogasanlage mit 500 kW_{el} Leistung bzw. 130 m³ Biomethan stündlicher Gasproduktionsleistung ausgegangen. Angenommen wird auch, dass diese Biogasanlage keine kommerzielle Wärmenutzung betreibt und somit die gesamte Gasmenge für die Biogas-Tankstelle bereitstellen kann.

Der Biogaspreis kann nach folgender Gleichung berechnet werden:

$$BP = GE_{\text{bio}} \cdot \eta \cdot ET$$

Gl. 3

- BP: Biogaspreis (Euro/m³ Biomethan)
 GE_{bio}: Energiegehalt von aufbereitetem Biogas mit 96 % Methangehalt ca. 9,4⁴ kWh/m³
 η: Wirkungsgrad eines Gasmotors (BHKW) ca. 35 %⁵
 ET: Einspeisetarif in Eurocent pro kWh für eine 500 kW_{el} Biogasanlage

Aufgrund dieser Annahmen kann der Biogaspreis für 1 m³ Biomethanäquivalent (96 % CH₄) berechnet werden und beträgt demnach 0,46 €/m³ Biomethan. In diesem Preis ist allerdings die Gasaufbereitung gemäß ÖVGW-Richtlinie G31 oder BGBL 417/04 noch nicht berücksichtigt. Ebenfalls nicht berücksichtigt wurde der aktuelle Rohstoffzuschlag für Biogasanlagen von 4 Cent pro kWh_{el}.

Berücksichtigt man den Rohstoffzuschlag (0,13 €/m³ Biomethanequivalent) und die Gasaufbereitungskosten, so ist mit einem Biogaspreis von mindestens 0,70 €/m³ zu rechnen.

Die Betrachtung der Produktionskosten für Strom aus Biogas wurde von ARGE Kompost – Biogas anhand der aktuellen Rohstoff-, Anlagen- und Dienstleistungskosten berechnet (ARGE-KOMPOST BIOGAS 2009 Anhang A1).

ARGE errechnete einen erforderlichen Einspeisetarif für neue Biogasanlagen je nach Leistungsklasse zwischen 0,185 und 0,251 €/kWh_{el}. Daraus lassen sich die Kosten für 1 m³ Biomethanequivalent mit 0,61 und 0,83 €/m³ beziffern. Zu diesen Kosten sind zusätzlich die Kosten für die Gasaufbereitung von rund 0,14 €/m³ Biomethan (Harasek 2009) hinzu zu rechnen.

Somit ergibt sich für neue Biogasanlagen ein wirtschaftlich vertretbarer Biomethanpreis von rund 0,75-0,97 €/m³ Erdgasäquivalent.

8.2.3 Kostenblock - Biogasaufbereitung

In Kapitel 6, Tabelle 20 sind unterschiedliche Technologien der Gasaufbereitung und die Gasaufbereitungskosten je nach Technologie und Anlagengröße dargestellt.

Wie in Kapitel 6 bereits beschrieben, hängt die Höhe der Gasaufbereitungskosten hauptsächlich mit der Anlagenleistung zusammen. Für unterschiedliche Biogasanlagengrößen können demzufolge geeignete Technologien der Gasaufbereitung ausgewählt werden.

Für die Biogasanlage mit 500 kW_{el} Leistung bzw. 130 m³/h Gasproduktionsleistung scheint Gaspermeation die kostengünstigste Gasaufbereitungstechnologie zu sein. Die Kosten der Gasaufbereitung wurden mit ca. 0,088 €/m³ angenommen (HORNBACHNER ET AL., 2008). Da-

⁴ Der Heizwert von Methan beträgt 35,89 MJ/m³ (50,0 MJ/kg bei 25 °C) bzw. 9,72 kWh/m³. Daher wird der Heizwert von Biomethan (96 % CH₄) mit 9,4 kWh/m³ angenommen, die Dichte von Biomethan mit 0,73 kg/m³. (oder, wenn es keine Annahme, sondern eine Feststellung ist, dann „die Dichte von Biomethan beträgt 0,73)

⁵ http://www.erdgasooe.at/imperia/md/content/pdf/eo_info_erdgasmotor_bhkw.pdf. Letzter Zugriff 25.03.09
 Wird die ORC-Technologie zur Abwärmenutzung eingesetzt, so kann der el. Wirkungsgrad über 45 % betragen. (das gehört umgedreht! Die Quelle kommt nach der Bemerkung)

rin sind alle Betriebskosten inkl. Stromverbrauch von rund $0,25 \text{ kWh/m}^3$ Produktgas bei einem Strompreis von $0,15 \text{ €/kWh}$ (WIENERERGIE, 2008) bereits berücksichtigt.

Werden nun zum Gaspreis ab Biogasanlage ($0,46 \text{ €/m}^3$ Biomethan) die gerundeten Gasaufbereitungskosten (ca. $0,14 \text{ €/m}^3$ Produktgas (Harasek 2009)) addiert, können die Gasgestehungskosten mit rund $0,60 \text{ €/m}^3$ Biomethan (exkl. Ust) und Erdgasabgaben beziffert werden.

Im Rahmen der Studie „Biogas-Mikronetze“ (HORNBACHNER ET AL., 2008) wurden die Gestehungskosten für einen Kubikmeter Biomethan für eine Biogasanlage der Leistungsklasse ca. 500 kW_{el} kalkuliert. Dabei wurde von einer Biogasanlage mit einem Investitionsvolumen von 2,4 Mio. Euro, einer Abschreibungsdauer von 13 Jahren und einer Kapitalzinssatz von 6 % sowie Rohstoffkosten von 30 €/t FM (Maissilage) ausgegangen. Die Gestehungskosten für Biomethan mit 97 % CH_4 -Gehalt inklusive Gasaufbereitung wurden dabei mit $0,591 \text{ €/m}^3$ beziffert (HORNBACHNER ET AL., 2008). Etwaige Förderungen für den Bau von Biogasanlagen wurden dabei nicht berücksichtigt.

Es wird außerdem angenommen, dass die Gasaufbereitung zu 100 % ausgelastet wird, da das Biogas auch anderweitig (z.B. durch Abgabe an Privathaushalte oder Hotels – über ein Biogas-Mikronetz oder Trailertransport) verwertet werden kann (siehe Studie „Biogas-Mikronetze“ (HORNBACHNER ET AL., 2008)).

Daher wird unter Berücksichtigung der tatsächlichen Gasgestehungskosten in den weiteren Berechnungen für das aufbereitete Biogas ein Einstandspreis von $0,6 \text{ €/m}^3$ Biomethan⁶ (Erdgasäquivalent) angenommen. Dabei wurde Anfang 2008 beschlossener Rohstoffzuschlag für NAWARO Biogasanlagen von $0,04 \text{ €/kWh}$ bzw. $0,13 \text{ €/m}^3$ nicht berücksichtigt.

Für Referenzvarianten auf Basis von Erdgas wurde ein Preisbeispiel der Erdgas Oberösterreich GmbH & Co KG (2009) für Erdgas-Tankstellen mit einem Verbrauch von bis zu $100.000 \text{ m}^3/\text{Jahr}$ betrachtet. Demnach kostet das Erdgas, inklusive Steuer und Abgaben sowie 2.500 Euro Netzpauschale, $0,41 \text{ €/m}^3$ (exkl. Ust.) und liegt somit um etwa $0,19$ bis $0,32 \text{ €/m}^3$ unter dem Einstandspreis von Biomethan.

⁶ Der Unterschied zwischen dem Gaspreis berechnet nach dem Ökostromtarif und den tatsächlichen Gasgestehungskosten zeigt, dass die Biogasverstromung ohne Wärmenutzung unrentabel ist.

8.2.4 Kostenblock Gastransport

In diesem Kostenblock werden Transportkosten für Biomethan via Gasleitung und ein Transportsystem für netzferne Gastankstellen dargestellt.

Transport via Gasleitung

In Kapitel 5 (AP3) wurden Simulationen für Investitions- und Betriebskosten des Gastransportes via Gasleitung in Abhängigkeit von Leitungslängen und Anlagenleistungen durchgeführt. Für Varianten mit Anbindung der Biogas-Tankstelle an die Biogasanlage mittels Biogasleitung wurden Leitungskosten, ausgehend von der Leitung (Material PE100 verlegt unter Niveau), aus der Studie von HORNBACHNER (ET AL. 2008, Tabelle 11) angenommen. Diese Kosten sind in Tabelle 10 (Kapitel 5.2 - AP3) für Leitungsdurchmesser im Bereich zwischen DN 65 bis DN 300 angegeben. Zusammenfassend werden diese Kosten in Tabelle 34 und Tabelle 35 dargestellt.

Tabelle 34: Investitionskosten der Gasleitungen

Investitionskosten	Investitionskosten der Gasleitungen	
	Anlage 1	Anlage 2
	50 m ³ /h DN 100	150 m ³ /h DN 200
Leitung 1 km* [€]	75.000	120.000
Leitung 5 km* [€]	375.000	600.000

* Leitungen bis 0,1 km Länge sind in den Anschlusskosten einer netzgebundenen Tankstelle berücksichtigt. Als Bodenbeschaffenheit wurde landwirtschaftliche Nutzfläche angenommen.

Tabelle 35: Spezifische Kosten der Gasleitungen (durchschnittliche und angestrebte Auslastung)

Spezifische Kosten	Spezifische Kosten Auslastung 15 %		Spezifische Kosten Auslastung 45 %	
	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 1	Anlage 2
	50 m ³ /h	150 m ³ /h	50 m ³ /h	150 m ³ /h
Leitung 1 km [€/kg]	0,14	0,08	0,05	0,03
Leitung 5 km [€/kg]	0,70	0,38	0,23	0,13

Angenommen wird eine Amortisationszeit von 25 Jahren und Betriebskosten in der Höhe von 4 % der Investition pro Jahr.

Gastransport mittels Trailer

Die Auswahl der Gasversorgungssysteme für netzferne Gastankstellen erfolgt ausgehend von im Kapitel 4 (Versorgungsvarianten von Biogas-Tankstellen (AP2)) ermittelten Beispielen für LKW-Transportsysteme. In folgender Beispielrechnung wird das Galileo-Transportsystem

angewendet. Die Kosten für den Transport der Flaschenbündel lassen sich anhand der bekannten Investitionskosten für Gaslagermodule, Transporttrailer und Verladesysteme sowie der Betriebs- und Personalkosten berechnen und sind in Kapitel 5 (Technische Optimierung (AP3)) ausführlich dargestellt. Tabelle 36 stellt diese Kosten auszugsweise dar.

Vergleicht man nun die Transportkosten von Biogas via Leitung (unter Berücksichtigung der tatsächlichen Tankstellenauslastung) mit den Kosten für die Belieferung per Trailertransport, so ist festzustellen, dass die Verlegung von Leitungen bereits ab etwa 1,5 km Entfernung mit höheren spezifischen Gas-Transportkosten als die Belieferung via Trailer verbunden ist.

Tabelle 36: Transportkosten zur Versorgung von netzfernen Gastankstellen (Auszug aus Tabelle 9)

Transportkosten	Investition €	Kosten €/Jahr	Spez. Kosten €/m ³ Gas*
Investment (Inv.geb. Kosten)	440.000	81.400	0,035 €/m ³
Betriebskosten (Personal, Wartung etc.)		262.750	0,113 €/m ³
Summe Gastransportkosten mit Trailer			0,15 €/m³ 0,21 €/kg

*Angenommen wird ein jährliches Transportvolumen von 2.332.800 m³. Je Fahrt können ca. 5.400 m³ Gas im Radius von rund 100 km Entfernung transportiert werden. 1 Nm³ Biomethan = 0,73 kg.

8.2.5 Kostenblock – Tankstellenanlage

Die Betriebskosten einer Gastankstelle werden in variable und fixe Kosten aufgegliedert.

Fixkosten

Die Fixkosten bestehen hauptsächlich aus Investitions- und Personalkosten (Tabelle 37). Die Investitionskosten wurden im Kapitel 3, AP 1 detailliert beschrieben und können der Tabelle 2, entnommen werden.

Bei der Planung von Tankstellenanlagen wurde die Zahl an Zapfsäulen und Speicheranlagen entsprechend der Verdichterleistung geplant. Bei den netzgebundenen Tankstellen sind außerdem die Kosten der Gasanschlussleitungen von bis zu 100 m in den Anschlusskosten berücksichtigt.

Bei den netzfernen Tankstellen, die über Trailertransport versorgt werden, wurden zusätzliche Investitionen für Gasspeicheranlagen von €65.000 bis €130.000, entsprechend der Tankstellenleistung, einkalkuliert. In der Praxis werden die Speicheranlagen meistens angemietet, wodurch der Investitionsbedarf für die Biogas-Tankstellen reduziert werden kann.

Die Personalkosten werden anteilig mit €10.000 pro Tankstelle und Jahr angenommen. Es wird davon ausgegangen, dass die netzfernen Biogas-Tankstellen als öffentliche Tankstellen

im Selbstbedienungsbetrieb ohne Anwesenheit, aber unter Überwachung von einer unterwiesenen Person betrieben werden. Die unterwiesene Person soll dabei über eine Rufanlage zu erreichen und innerhalb von 30 Minuten an der CNG-Betankungsanlage anwesend sein können (§6, 6.1.1 ÖVGW G97).

Ausgehend von jährlichen Fixkosten wurden spezifische Fixkosten berechnet. Die spezifischen Fixkosten weisen eine lineare Abhängigkeit von der Anlagenleistung und Tankstellenauslastung auf.

In Tabelle 37 sind die jährlichen und spezifischen Fixkosten für Tankstellen mit einer Leistung von 50 und 150 m³/h und bei einer Auslastung von 15 % und 45 % dargestellt.

Die Varianten 1 und 2 stellen Gas-Tankstellen dar, die via Gasleitung versorgt werden wohingegen es sich bei den Varianten 3 und 4 um netzferne Ausführungen handelt, die keine Verdichtungsanlagen besitzen und daher durch Trailertransport mit bereits komprimiertem Biogas versorgt werden.

Tabelle 37: Spezifische Fixkosten einer netzfernen und einer netzgebundenen Gastankstelle (exkl. Kosten für Gastransport)

Investitionsübersicht	Netzgebundene Gas-Tankstelle		Netzferne Gas-Tankstelle	
	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3	Anlage 4
Kostenposition/ Leistung	50 m ³ /h	150 m ³ /h	50 m ³ /h	150 m ³ /h
Fixkosten				
Investitionskosten Tankstelle [€] (exkl. Gasleitung)	227.000	314.000	154.000	369.000
Kapitalgebundene Kosten [€/a]	31.099	43.018	14.769*	35.387*
Personalkosten (anteilig 10%) [€/a]	10.000	10.000	10.000	10.000
Summe Fixkosten [€/a]	41.099	53.018	24.769	45.387
Spezifische Fixkosten (Auslastung 15 %) [€/kg]	0,86	0,37	0,52	0,32
Spezifische Fixkosten (Auslastung 45 %) [€/kg]	0,29	0,12	0,17	0,11

* Unter Berücksichtigung der 30%-tigen Investitionsförderung für Biogas-Tankstellen

Variablen Kosten

Die variablen Kosten bestehen aus Strom-, Service- und Gasgestehungskosten. Bei den netzfernen Varianten, ohne Verdichter an der Tankstelle, fallen außerdem die Kosten für Gasverdichtung und Gastransport an. Die Kosten für eine externe Gasverdichtung wurden einem Angebot der Fa. RAG (2008) entnommen und betragen rund 0,10 €/m³.

Die spezifischen variablen Kosten zeigen in diesen Leistungsbereichen weder Abhängigkeit von der Anlagengröße, noch von der Anlagenauslastung.

Hingegen weisen die variablen Kosten eine hohe Abhängigkeit von den Versorgungsvarianten ab. Die netzfernen Gas-Tankstellen weisen ca. 0,26 €/kg höhere variable Kosten auf, als netzgebundenen Gas-Tankstellen.

In Tabelle 38 sind spezifische variable Kosten für Tankstellen mit einer Leistung von 50 und 150 m³/h im Vergleich dargestellt.

Wie die Tabelle 38 zeigt, hat das Erdgas gegenüber Biogas einen Kostenvorteil zwischen 0,25 bis 0,68 €/kg ja nach Alter der Biogasanlage und der verwendeten Rohstoffe (Abfall oder NAWARO).

Somit ist bei der Nutzung des Biogases als Treibstoff eine anlagen- und rohstoffbezogene Förderung erforderlich.

Tabelle 38: Variable Kosten einer netzfernen und einer netzgebundenen Gastankstelle in Abhängigkeit von Anlagenleistung und Anlagenauslastung

Investitionsübersicht	Netzgebundene Tankstelle		Netzferne Tankstelle	
	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3	Anlage 4
Kostenposition/ Leistung	50 m³/h	150 m³/h	50 m³/h	150 m³/h
Variable Kosten				
Variable Kosten (Strom, Service) [€/kg]	0,09	0,09	0,37	0,37*
Gestehungskosten Biomethan [€/kg] **	0,82			
Gestehungskosten Biomethan inkl. NAWARO Zuschlag von 0,04 €/kWh _{el} [€/kg]	1,05 -1,25			
Gestehungskosten Erdgas [€/kg]***)	0,57			
Spezifische variable Kosten inkl. Biomethan [€/kg]	0,91	0,91	1,19	1,19
Spezifische variable Kosten inkl. Biomethan mit NAWARO Zuschlag [€/kg]	1,14-1,62			
Spezifische variable Kosten inkl. Erdgas [€/kg]	0,66	0,66	0,94	0,94

* Inklusive Transportkosten

** Der Rohstoffzuschlag für NAWARO Biogasanlagen ist nicht berücksichtigt.

*** Gestehungskosten von Erdgas exkl. MwSt - 0,41 €/m³ Zuzüglich 2.400 €/Jahr Pauschalnetzgebühr. (Quelle: Erdgas Oberösterreich GmbH & Co KG April, 2009).

8.3 GASBEREITSTELLUNGSKOSTEN VON NETZFERNEN BIOGAS-TANKSTELLEN

In nachfolgender Abbildung 54 werden die Gesamtkosten für Biomethan als Treibstoff an der Tankstelle in Abhängigkeit von der Anlagenleistung bei typischen Anlagenauslastungsgraden

und Versorgungswegen (über Leitung oder via Trailertransport) abgebildet. Die kumulierten Gasbereitstellungskosten (grüne Kästchen) umfassen alle Kosten beginnend von der Biogasanlage bis zum Zapfhahn an der CNG-Tankstelle. Die einzelnen spezifischen Fixkosten und die variablen Kosten wurden in Kapitel 8.2 bereits detailliert beschrieben.

Als Basis für die Berechnung wurde eine Biogasanlage angenommen, die älter als 13 Jahre ist und keinen Rohstoffzuschlag erhält.

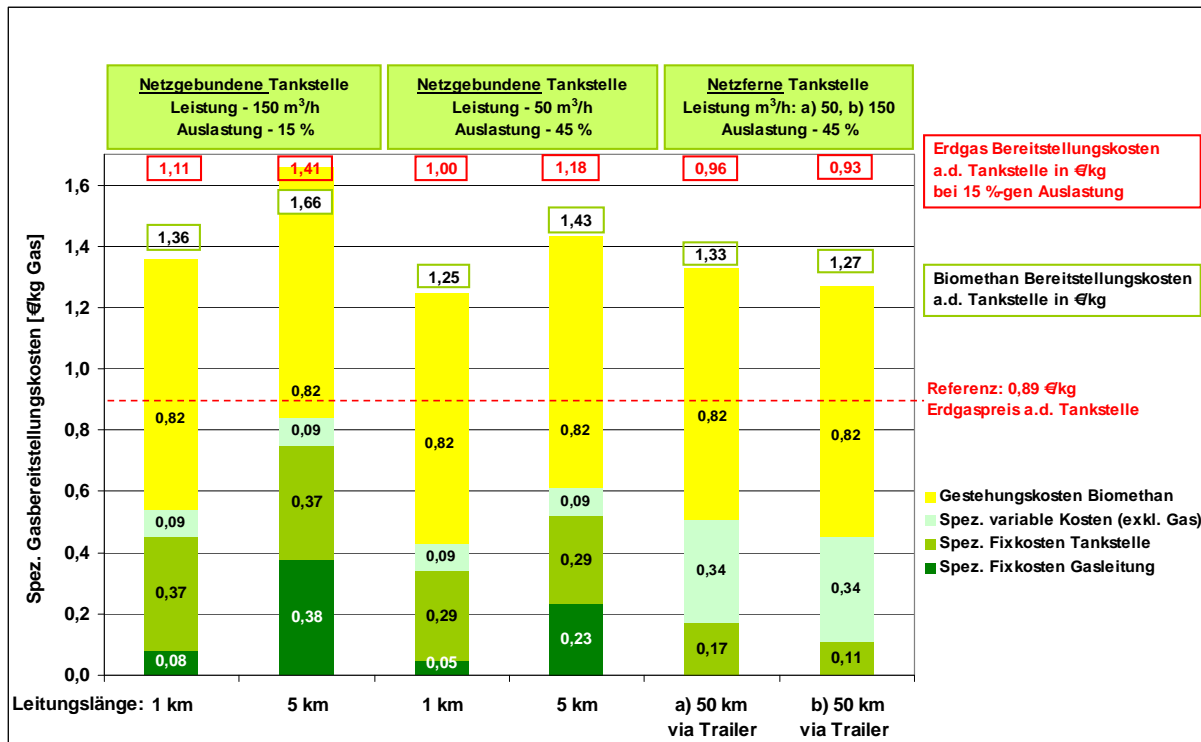


Abbildung 54: Gasbereitstellungskosten von netzgebunden und netzfernen Gastankstellen in Abhängigkeit von der Auslastung und Verdichterleistung

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse zeigte, dass:

- die Gasbereitstellungskosten von Biomethan an den Biogas-Tankstellen stark abhängig von der Tankstellenauslastung und der Entfernung zur Biogasanlage sind – sie liegen mit 1,25 bis 1,66 €/kg deutlich über den Preisen für Erdgas an den konventionellen Erdgas-Tankstellen (Inv. Förderung wurde nicht berücksichtigt).
- die tatsächlichen Gasbereitstellungskosten von Erdgas an den Erdgas-Tankstellen (rote Kästchen in Abbildung 54) mit 0,93 bis 1,41 €/kg um rund 0,10 bis 0,50 €/kg höher und bei Auslastungen unter 15 %, sogar deutlich höher sind, als die derzeitigen Erdgaspreise (0,89 €/kg, Stand Juli 2009).

Daraus ergibt sich eine Wettbewerbsverzerrung, die eine Förderung von Biogas-Tankstellen notwendig macht.

- Biomethantankstellen, die nicht zu 100% ausgelastet sind und keine Förderung erhalten, sind aufgrund der um rd. 0,26 €/kg höheren Gestehungskosten von Biomethan (im Vergleich zu Erdgas) und der nicht kostendeckenden Preisgestaltung an Erdgas-Tankstellen, nicht wettbewerbsfähig sind.

Die Wirtschaftlichkeit von Biogas-Tankstellen kann durch höhere Verkaufspreise auf Autobahn-Tankstellen verbessert werden. Zumal die Belieferung von Autobahn-Tankstellen mit Biogas mittels Trailer wesentlich günstiger wäre, als die Verlegung von langen Erdgasleitungen. Damit ließe sich besonders gut eine bedarfsorientierte und ausfallsichere Versorgung bewerkstelligen.

Weiters werden die Gasbereitstellungskosten bei netzgebundenen Tankstellen maßgeblich von der Leitungslänge beeinflusst:

- Wenn die Länge der Gasleitung 1 km überschreitet, ist die Versorgung der Tankstellen via Trailer sowohl mit Biomethan als auch mit Erdgas bei Auslastungsgraden unter <10 % (heutzutage rd. 5 %) wirtschaftlicher, als über eine Gasleitung (siehe Abbildung 54).
- Bei schwacher Tankstellenauslastung und langen Leitungen ist es wirtschaftlicher Gas-tankstellen mit geringerer Verdichterleistung (50 m³/h) und höheren Speicherkapazitäten zu errichten bzw. die Gasversorgung via Trailer zu bewerkstelligen (Leitung entfällt). Dadurch können an besseren Standorten höhere Auslastungen (über 45 %) und somit um 0,10 bis 0,20 €/kg geringere Gasbereitstellungskosten erreicht werden (vergleiche Varianten 3 und 4, Abbildung 55).

8.3.1 Optimierung der Betriebskosten von typischen netzfernen Biogas-Tankstellen

Die Optimierung der Gasbereitstellungskosten an der Tankstelle kann über die Reduktion der Gasgestehungskosten, der Transportkosten für Biogas, die optimale Dimensionierung der Tankstellenleistung und der Gasspeicherkapazitäten, Längen der Gasleitungen sowie über die Erhöhung der Gasabsatzmengen erfolgen.

In folgender Abbildung 55 sind die Bereitstellungskosten für Biomethan an Biogas-Tankstellen in Abhängigkeit von der Tankstellenleistung, Tankstellenauslastung und Art der Gasversorgung (via Gasleitung oder Trailer) dargestellt. Als Referenz sind die Gasbereitstellungskosten von zwei typischen Erdgas-Tankstellen ebenfalls in Abhängigkeit von der Tankstellenauslastung und der Länge der Gasleitungen dargestellt.

Die vorliegenden Darstellungen berücksichtigen unterschiedliche Gasgestehungskosten von Biogas oder Erdgas, Kosten für Personal, Energiebedarf, Gasbelieferungskosten sowie Abschreibung und Kapitalzins. Als Referenz wurden die Gasbereitstellungskosten an den typischen Erdgas-Tankstellen in Abhängigkeit von der Leitungslänge dargestellt.

Wie Abbildung 55 zeigt hängen die Gasbereitstellungskosten stark von der Anlagenleistung und der Anlagenauslastung ab.

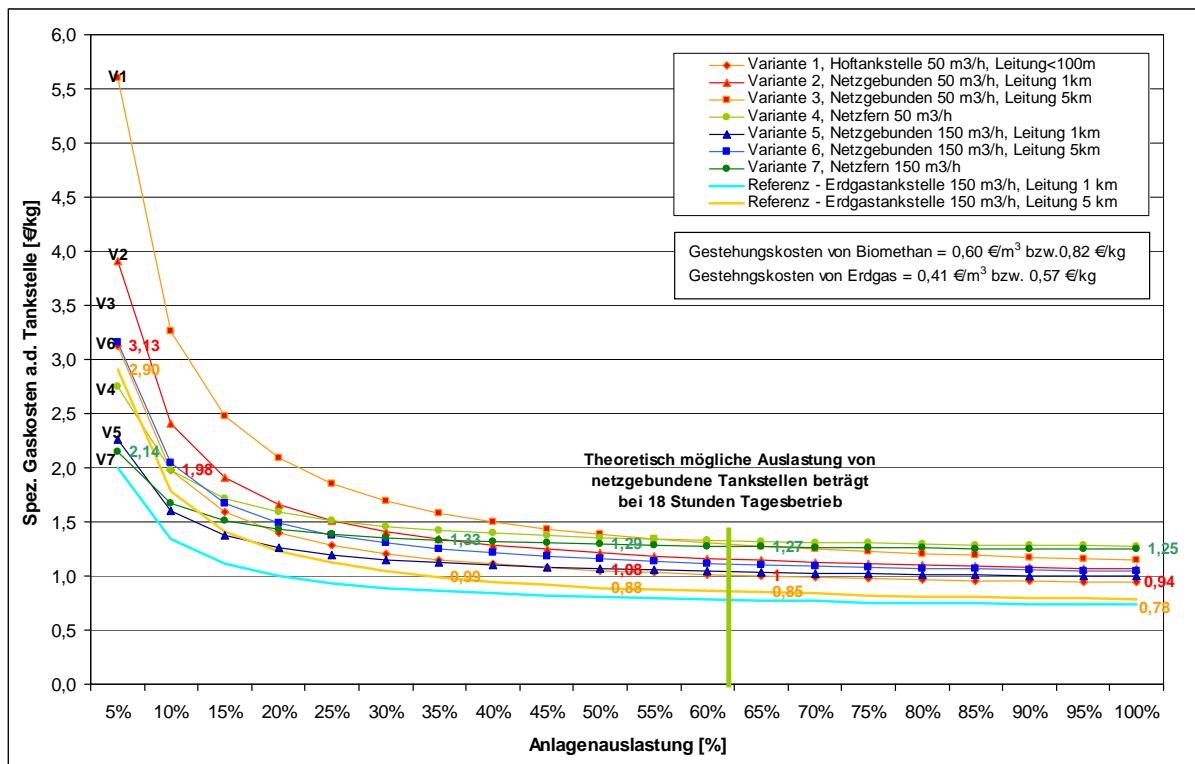


Abbildung 55: Gasbereitstellungskosten von netzgebundenen und netzfernen Gastankstellen in Abhängigkeit von der Auslastung und Verdichterleistung (inkl. 30% Invest. Förderung für Biogas Tankstellen)

Optimierung der Tankstellenleistung

Durch richtige Dimensionierung der Tankstellenleistung können Investitions- und Betriebskosten beträchtlich reduziert werden. Die Varianten 1 bis 4 zeigen die Gasbereitstellungskosten an den Tankstellen mit einer Verdichterleistung von ca. 50 m³/h auf. Die Varianten 5 bis 7 stellen die Gasbereitstellungskosten der Tankstellen mit einer Verdichterleistung von ca. 150 m³/h dar.

Wie aus der Grafik ersichtlich wird, können aufgrund der geringeren Verdichterleistung und des daraus resultierenden geringeren Leistungsquerschnittes, bei ausreichenden Speicherkapazitäten, auch bei den netzgebundenen Tankstellen sowohl Kapital- als auch Betriebskosten um 10 bis 30 % reduziert werden.

Die Tankstellen mit einer Verdichterleistung von ca. 50 m³/h besitzen üblicherweise eine Zapfsäule mit zwei Abgabepunkten. Daher kann effektiv weit mehr Gas an die Kunden abgegeben werden, als es die angenommene Verdichterleistung zulässt. So kann die stündliche Abgabeleistung von einer doppelten Zapfsäule, bei 5 Minuten Betankungsdauer, rund

500 m³/h betragen. Allerdings muss das Gas aus den vorhandenen Hochdruckspeichern entnommen werden. Infolgedessen haben auch die kleinen netzfernen Biogas-Tankstellen ausreichend Kapazitätsreserven für steigenden Gasbedarf bzw. steigende Betankungsfrequenz und können mit lediglich einer Zapfsäule mit zwei Abgabepunkten ausgeführt werden.

Somit können gegenüber konventionellen Lösung (Versorgung vom Verdichter bzw. geringem Gasspeicher und mehreren Zapfsäulen) weitere Abgabestellen eingespart werden und damit die Tankstellenkosten um bis zu 40.000 € pro Abgabepunkt reduziert werden. Um die Wartezeiten an der Zapfsäule zu verkürzen, empfiehlt sich hierfür eine separate Zapfsäule für CNG mit eigenem Abrechnungsmodul.

Die Gasspeicherkapazitäten sind bei den netzfernen Tankstellen modular erweiterbar und können dadurch dem Gasverbrauch angepasst werden. Dadurch können die Investitionskosten für die Tankstellen mit niedrigen Auslastungsgraden (insbesondere am Beginn des Betriebs) gering gehalten werden. Der modulare Aufbau des Galileo Gastransportsystems hat somit wesentliche Vorteile im Vergleich zum Gastransport via Gasleitung oder anderen Gastransportsystemen und ermöglicht eine bedarfsgerechte Einrichtung der Speicherkapazitäten an einer Gastankstelle.

Optimierung der Gasversorgung

Die Variante 1, Hoftankstelle mit einer Leitungslänge von unter 100 m, zeigt unter den leitungsgebundenen Tankstellen mit einer Abgabeleistung von 50 m³/h, die geringsten Gasbereitstellungskosten, die je nach Auslastung zwischen 3,13 und 0,94 €/kg liegen können. Wird eine längere Biogasleitung benötigt, so steigen die Gasbereitstellungskosten dem entsprechend an.

Die leitungsgebundenen Varianten mit einer Verdichterleistung von 150 m³/h zeigen erwartungsgemäß geringere Gasbereitstellungskosten als die vergleichbaren netzfernen Gastankstellen. Vorausgesetzt ist hier allerdings eine Auslastung von über 10 % bei 1 km Gasleitung und über 35 % bei 5 km Gasleitung! Bei geringeren Auslastungsgraden ist die Versorgung via Trailer wesentlich kostengünstiger.

Im Vergleich zu den netzgebundenen Gastankstellen mit einer durchschnittlichen Abgabeleistung von rund 50 m³/h besteht der wirtschaftliche Vorteil von netzfernen Biogas-Tankstellen sogar bis zu einer Auslastung von rund 60 %.

In der Abbildung 55 zeigen die Gastankstellen mit Belieferung via Trailer (Varianten 4 und 7), je nach Tankstellenleistung, Kostenvorteile gegenüber der netzgebundenen Varianten in der Höhe von 0,05 bis 2,5 €/kg Biomethan. Die Höhe der Kostenvorteile hängt im Wesentlichen von der Tankstellenauslastung und der Länge der Gasleitung der Vergleichsvariante ab.

Als Referenz (siehe Abbildung 55) wurden die Kostenverläufe von Erdgas-Tankstellen der

Leistungsklasse 150 m³/h mit der Gasversorgung über eine 1 bzw. 5 km lange Erdgasleitung dargestellt. Bei diesen Leitungslängen ist die Gasversorgung via Leitung bis zu einer Tankstellenauslastung von rund 10 % bzw. unter 131.400 m³/Jahr Gasverbrauch, unwirtschaftlich. In diesem Fall wäre die Trailerversorgung zu bevorzugen.

Reduktion der Biogasgestehungskosten

Die Reduktion der Biogasgestehungskosten ist einer der Schlüsselfaktoren, mit dem der Gaspreis an der Biogas-Tankstelle verringert werden kann. Biogasanlagen, die nach 13 Jahren Biogasverstromung nach dem Ökostromgesetz einen wesentlich geringen Einspeisetarif bekommen, können wirtschaftlich attraktiver das Biogas nach der Gasaufbereitung mittels Biogas-Mikronetze oder Biogas-Tankstellen direkt vermarkten.

Die Nutzung von bereits abgeschriebenen Biogasanlagen oder die Verwendung von Biogasüberschüssen zur Treibstoffproduktion würden zu einer Reduktion der Biogasgestehungskosten von rund 5 Cent pro m³ Biomethan beitragen (Bala, 2008).

Zudem können die Biogasgestehungskosten durch die Nutzung von alternativen Rohstoffen wie Stroh, landw. Reststoffe oder Abfälle, reduziert werden. Das Kostensenkungspotential kann hier mit 5 -10 Cent pro m³ Biomethan bemessen werden.

In Schweden, wo das Biogas meistens aus Abfällen erzeugt wird, sind die Gasgestehungskosten wesentlich geringer. Die Verkaufspreise für Biogas-Kraftstoff betragen in Schweden 0,5 bis 0,8 €/m³ wobei die Produktionskosten bei 0,17 bis 0,5 €/m³ liegen. Außerdem wird das Biogas (bis auf die Ust.) nicht besteuert (TRETTER, 2008A).

Die derzeitigen Gasgestehungskosten aus neuen Biogasanlagen mit Gasaufbereitung belaufen sich je nach Anlagenleistung zwischen 7,65 Cent pro kWh Biomethan (Anlage mit Gasproduktionsleistung von 200m³ CH₄ pro Stunde) bis 9,16 Cent pro kWh Biomethan (BGA mit 40 m³ CH₄/h) bzw. rund 0,77 bis 0,92 € pro m³ Biomethan (ARGE-KOMPOST-BIOGAS 2009).

Bei Berücksichtigung der Förderung für Öko-Anlagen sinken die Gestehungskosten dementsprechend um rund 10 % auf 6,95 bzw. 8,13 Cent pro kWh Biomethan oder 0,7 bis 0,8 € pro m³ Biomethan ab, wobei die Substratkosten mit rund 3,69 Cent pro kWh bzw. 0,37€ pro m³ Biomethan rund 50 % der Gesamtkosten beitragen (ARGE-KOMPOST-BIOGAS 2009). Wie die Erfahrungen aus Schweden und die Modellrechnung in diesem Kapitel zeigen, liegt in der Rohstoffversorgung das größte Einsparungspotential.

Steigerung der Tankstellenauslastung

Wie Abbildung 55 zeigt, können bei heutigen Auslastungsgraden von rund 5 % weder netzgebundene noch netzferne Gastankstellen, wirtschaftlich betrieben werden.

Mit der Optimierung der Tankstellenauslastung kann das höchste Einsparungspotential reali-

sirt werden. Das kann in erster Linie durch günstigere (flottengebundene) Standorte für CNG-Tankstellen erreicht werden. Für solche Tankstellen ist die Versorgung via Trailer, insbesondere bei großen Entfernungen zum Gasnetz, besonders geeignet.

Auf der anderen Seiten müssen durch verschiedene Maßnahmen Fuhrparkumstellungen auf CNG initiiert werden. Andernfalls bleibt nur zu hoffen, dass die Zulassungsstatistik von CNG-Fahrzeugen sich weiterhin wie im Jahr 2008 entwickelt (im Jahr 2008 stiegen die Neuzulassungen von Erdgas-Fahrzeugen gegenüber 2007 um das Dreifache: von 430 auf 1.310 PKW!).

Bleibt die Tendenz der Fahrzeugneuzulassungen erhalten (1.300 neue CNG-Fahrzeuge pro Jahr) und die Zahl an Gastankstellen konstant, so kann bis 2020 schätzungsweise mit einer Steigerung der Tankstellenauslastung um rund 1 % pro Jahr bzw. ca. 16 % bis zum Jahr 2020 gerechnet werden.

Zur Steigerung des Anteils von Erdgasfahrzeugen müssen zusätzliche Maßnahmen getroffen werden, welche Kunden bei der Entscheidung zwischen Gas, Diesel oder Benzin als Treibstoff helfen würden. Die Ökologisierung des Treibstoffes und die Steigerung des Biogasanteils im Bio-CNG bzw. eine Förderung zur Errichtung von reinen Biogas-Tankstellen könnte maßgeblich zur Erhöhung der CNG-Fahrzeugzulassungen beitragen.

8.4 CONCLUSIO

Bei Tankstellen mit geringer Verdichterleistung von ca. 50 m³/h können marktübliche Gaspreise nur bei einer beinahe vollständigen Auslastung erreicht werden. Eine solche Auslastung ist nur denkbar, wenn die Gasspeicherkapazitäten ausreichend dimensioniert sind und die Tankstellen auf stark frequentierten Routen gebaut werden. Die maximale stündliche Abgabeleistung der Tankstellen dieser Leistungsklasse (zwei Abgabepunkte) kann rund 500 m³/h betragen.

Leistungsstärkere, netzgebundene Anlagen (ab 150 m³/h Verdichterleistung) können bereits bei einer Auslastung von rund 45 % das Biogas zur vergleichbaren Preisen bereitstellen, wie derzeit Erdgas an Erdgas-Tankstellen angeboten wird. Allerdings müssen solche Biogas-Tankstellen an stark frequentierten Plätzen aufgestellt werden, was wiederum längere Leitungen und höhere Investitionskosten erfordern würde.

Die Versorgung von Biogas-Tankstellen via Trailer ist in beiden Leistungsklassen bei geringer Auslastung günstiger als die Versorgung via Gasleitung. Dies gilt bis zu einer Tankstellenauslastung von rund 10 % und einer Leitungslänge von mehr als einem Kilometer. Allerdings können mit Trailern netzferne Gas-Tankstellen in einem Umkreis von über 100 km versorgt werden. Dies scheint insbesondere für Autobahntankstellen vorteilhaft zu sein. Außerdem sind Kunden von Autobahntankstellen bereits an höhere Treibstoffpreise gewöhnt und

würden daher vermutlich auch höhere Preise für Biogas als Treibstoff akzeptieren.

Die Kostenoptimierungen bei der Biogasanlage und an der CNG-Tankstelle können mit rund 3,69 Cent pro kWh bzw. 0,37€ pro m³ Biomethan gut 50 % der Gesamtkosten einsparen. Wie die Erfahrungen aus Schweden zeigen, liegt hier das größte Einsparungspotential.

Abschließend soll nochmals angemerkt werden, dass die heutigen Gaspreise an den Erdgas-Tankstellen die tatsächlichen Gasbereitstellungskosten nicht widerspiegeln und in Erwartung steigender Tankstellenauslastung und künftiger Wirtschaftlichkeit unter den Selbstkosten gehalten werden.

Diese Situation trägt zwar positiv zur Erhöhung der Anzahl an CNG-Fahrzeugen bei, führt aber gleichzeitig zu Wettbewerbsverzerrungen, die eine Unterstützung für Biogasanlagen bzw. Biogas-Tankstellen notwendig machen.

9. Standortentwicklung Pilotanlage (AP7)

9.1 VORBEMERKUNG

Die Entwicklung eines Pilotstandortes für eine netzferne Biogas-Tankstelle soll in dem Zusammenhang mit der Entwicklung eines Biogas-Mikronetzes in einem Gewerbepark in Burgenland stattfinden. Obwohl der Gewerbepark bereits über einen Gasanschluss verfügt, wegen die Gewerbetreibenden einen Umstieg auf erneuerbare Energie in Form von Biogas.

Die Biogasversorgung des Gewerbeparks und der Biogas-Tankstelle soll über eine 1,2 km lange Biogasleitung von zwei unmittelbar nebeneinander liegenden Biogasanlagen (Bj 2001) mit einer Leistung von je 250 kW_{el} erfolgen. Aufgrund der geringen Entfernung zu den Biogasanlagen, dem hohen Gasverbrauch des Wirtschaftsparks (rund 1,5 Mio. m³ Biomethan pro Jahr) und der einfachen Oberfläche (landwirtschaftliche Nutzfläche) ist die Gasversorgung über eine Gasleitung wirtschaftlicher als mittels Trailertransport.

Die Biogasüberschüsse, die aufgrund des schwankenden Gasverbrauchs (Winter-Sommer) entstehen, sollen zu einer netzfernen Gastankstelle mittels Trailer transportiert werden. In der Folge wird das geplante Projekt detailliert beschrieben.

9.2 STANDORTBESCHREIBUNG/ UMFELDDANALYSE

Der Wirtschaftspark liegt östlich der Siedlungsgrenze 7023-Pöttelsdorf. Die Bundesstraße B50 verläuft entlang der Grundstücksgrenze. Die umliegenden landwirtschaftlichen Flächen sind durch eine kleinräumige Struktur gekennzeichnet. Ein hoher Anteil davon sind Nebenerwerbsbetriebe mit Schwerpunkt im Ackerbau. Einige Flächen davon gehören unter anderem auch den Biogasanlagenbetreibern und werden für Anbau der Energiepflanzen genutzt.

9.2.1 Struktur des Wirtschaftsparks

Der Wirtschaftspark besteht derzeit aus 14 Betrieben (Domaine Pöttelsdorf, Elektro Schachinger ,Enviral, Hausmann, Heiss Logistic, HLF Heiss, IPS Orbital Schweißtechnik, Internorm Hosiner, LZS-Concept, Habeler, Malerbetrieb Habeler, Pöttelsdorfer Putenspezialitäten, Seal-Maker, Vitaform) und entwickelt sich sehr dynamisch weiter.

In Abbildung 56 ist die Luftaufnahme des geplanten Pilotstandortes dargestellt. Im Anhang befindet sich auch der Katasterplan des Wirtschaftsparks und der umliegenden Flächen mit den jeweiligen Grundstücksgrenzen und der geplanten Biogasleitung.

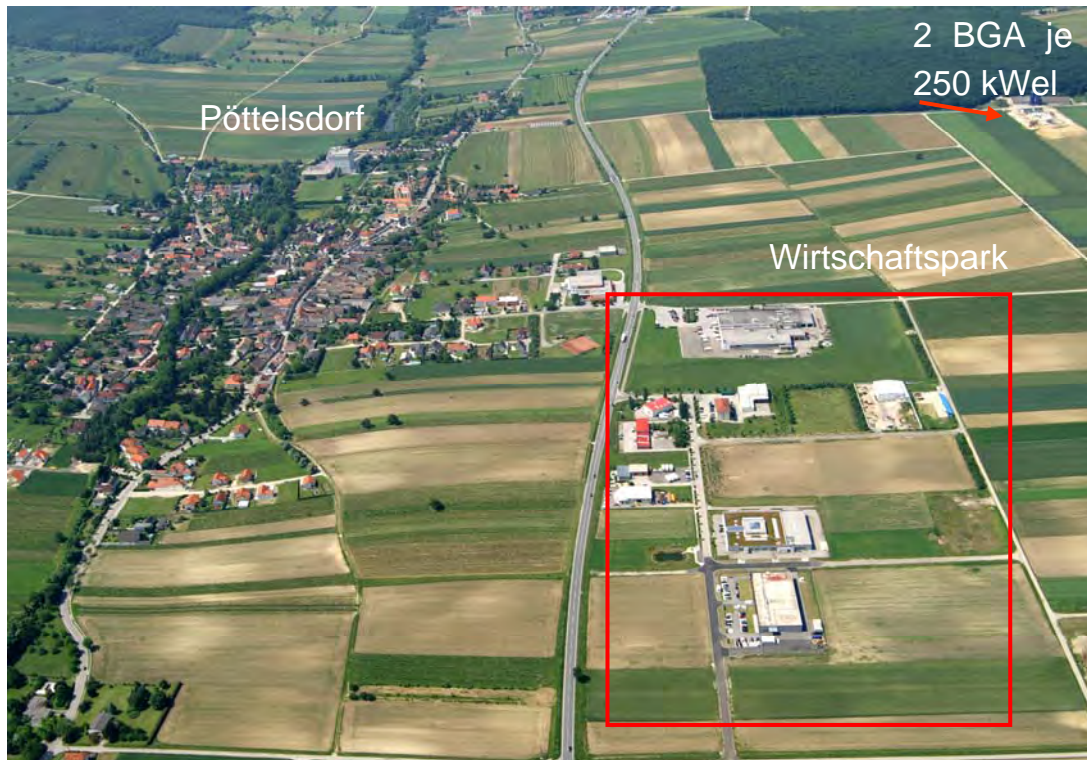


Abbildung 56: Standortübersicht

9.2.2 Fahrzeugbestand und Entwicklungsvorschau bis 2020 in der Region Mattersburg

Um das mögliche Potential an CNG-Fahrzeugen in der Region abschätzen zu können, wurden allgemeine Daten des KFZ-Bestandes im Bezirk Mattersburg ermittelt und mit österreichischen Zulassungsstatistiken verglichen.

Die Analyse des KFZ-Bestandes im Bezirk Mattersburg (und Umgebung) zeigt im Jahr 2008 ein Bestand 14.669 PKW und rund 90 LKW. Angaben zur Verbreitung von Erdgasfahrzeugen in der Region konnten leider keine gefunden werden.

Die österreichweite Zulassungsstatistik zeigt eine stetige Zunahme an Erdgasfahrzeugen. Im Jahr 2006 wurden in Österreich nur 112 Erdgasfahrzeuge neu zugelassen. Im Jahr 2008 waren es bereits 1.310 Neuzulassungen. Insgesamt waren Ende 2008 in Österreich rund 4.000 Erdgasfahrzeuge angemeldet.

Somit wurde bei der Berechnung des Marktentwicklungspotenzials (optimistisches Szenario) davon ausgegangen, dass der Erdgasfahrzeugbestand von derzeit 0,1 % des gesamten Fahrzeugbestandes auf rund 5 % bis 2012 und auf ca. 25 % bis 2020 in der Region Mattersburg ansteigen wird.

Folgende Tabelle 39 schafft einen Überblick über die Anzahl an PKW, LKW und Haushalten im Bezirk Mattersburg, sowie den möglichen Gasverbrauch durch KFZ in 2012 und 2020.

Tabelle 39: KFZ-Bestand im Jahr 2008 und Anteil an CNG-Fahrzeugen in 2012 - 2020

Gemeinde	Anzahl				Potential an CNG-KFZ			Biogasbedarf	
	Haus- halte	PKW	Firmen PKW*	LKW*	PKW 2012 (5 %)	PKW 2020 (25 %)	LKW 2012/ 2020 (25 %)	m ³ Methan 2012	m ³ Methan 2020
Pöttelsdorf	220	378	45	20	18,9	94,5	5	78.900	154.500
Mattersburg	1.750	3.388	180	30	169,4	847	10	289.400	967.000
Marz	830	1.197	75	6	59,85	299,25	2	83.850	323.250
Rohrbach	920	1.357	69	6	67,85	339,25	2	91.850	363.250
Sigleß	453	668	15	6	33,4	167	2	57.400	191.000
Krensdorf	205	357	0	0	17,85	89,25	0	17.850	89.250
Antau	288	444	9	0	22,2	111	0	22.200	111.000
Hirm	317	544	24	0	27,2	136	0	27.200	136.000
Zemendorf	503	738	0	0	36,9	184,5	0	36.900	184.500
Zagersdorf	347	567	0	0	28,35	141,75	0	28.350	141.750
Wulkaprodersdorf	687	1.101	15	12	55,05	275,25	3	91.050	311.250
Pöttsching	1.201	1.654	60	5	82,7	413,5	2	106.700	437.500
Wiesen	1.072	1.656	45	4	82,8	414	1	94.800	426.000
Draßburg	430	620	0	0	31	155	0	31.000	155.000
Summe	9.223	14.669	537	89	733	3.667	27	1.057.450	3.991.250

Wie Tabelle 39 zeigt, sind in der näheren Umgebung von Mattersburg etwa 14.669 PKW, rund 1,6 Fahrzeuge pro Haushalt, vorhanden. Zusätzlich sind rund 500 Firmen-PKW und 90 LKW vorhanden. Aufgrund der Neuzulassungen und Umrüstmaßnahmen (vor allem bei LKW) könnte man davon ausgehen, dass statt derzeit 0,1 %, der Anteil an CNG-Fahrzeugen bis 2012 auf 5 % bei PKW und 25 % bei LKW wachsen wird. Bis 2020 sollte dann auch bei PKW ein Anteil von 25 % erreicht werden.

Bei einem durchschnittlichen Verbrauch von rund 1.000 m³ Biomethan pro PKW und Jahr und 20.000 m³ pro LKW und Jahr, könnte 2012 demnach ein theoretischer Gasverbrauch von ca. 1.057.450 m³ Gas im Bezirk Mattersburg generiert und von einer 500 kW_{el} Biogasanlage gedeckt werden. Im Jahr 2020 wären bei einem 25 %-igen Erdgasfahrzeug-Anteil rund 4 Mio. m³ (bzw. 2.920 Tonnen)⁷ Biomethan erforderlich.

Diese Menge könnte ebenfalls lokal von drei bis vier Biogasanlagen, die in der Region bereits vorhanden sind, erzeugt werden.

Die CO₂-Einsparung⁸, durch die Nutzung des CO₂-neutralen Biomethans, könnte somit rund 10.020 Tonnen CO₂ gegenüber Diesel- und rund 10.000 Tonnen CO₂ gegenüber Benzinfahrzeugen belaufen.

⁷ 1m³ Biomethan = 0,73 kg.

⁸ 1kg Biomethan entspricht - 1.47 Liter Benzin 95 oder 1,3 Liter Diesel. (G2004/ 1 SVGW) Emissionsfaktor [kg CO₂/l Treibstoff]: für Diesel -2,64, für Benzin-2,33.

9.2.3 Gasverbrauch

Der gesamte Gasverbrauch des Wirtschaftsparks beträgt gegenwärtig rund 1.600.000 m³ Erdgas pro Jahr. Davon verbrauchen fünf Firmen rund 1.550.000 m³ und neun weitere Betriebe insgesamt knapp 50.000 m³ pro Jahr. Das Verbrauchsprofil der Betriebe ist in der unterhalb angeführten Abbildung 57 dargestellt. Abbildung 58 zeigt den Gasverbrauch des Wirtschaftsparks im Jahresverlauf. Aufgrund der jahresbedingten Schwankungen im Gasverbrauch liegt der durchschnittliche Verbrauch im Winter bei rund 150 m³/h und im Sommer bei rund 110 m³/h.

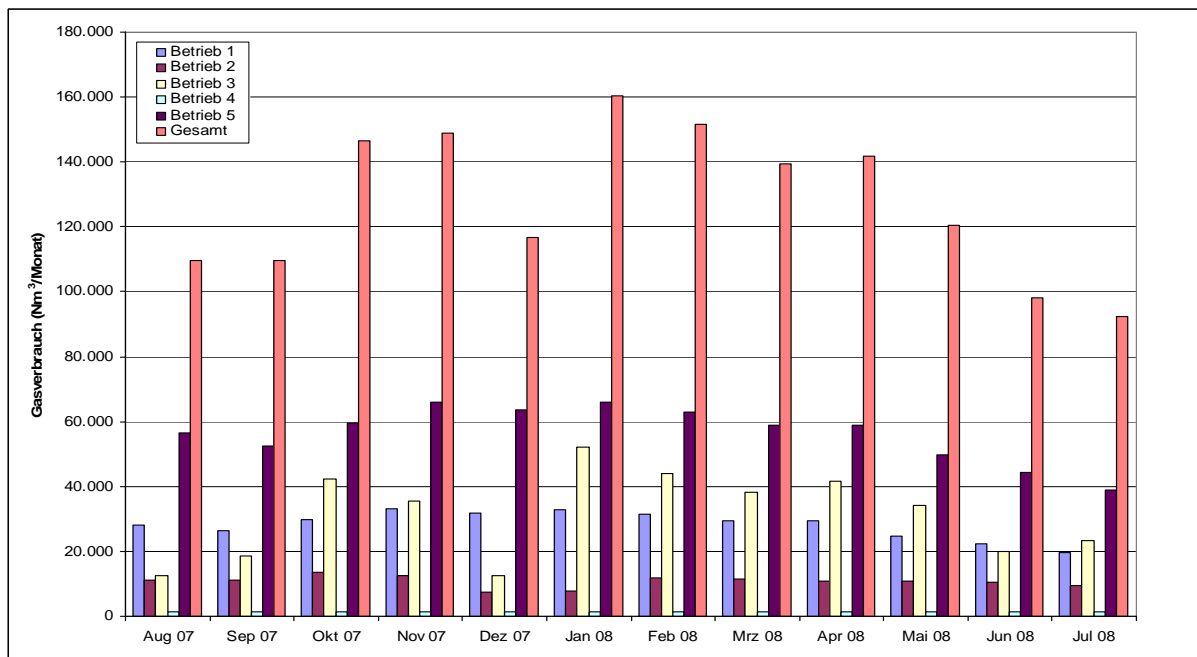


Abbildung 57: Gasverbrauch des Wirtschaftsparks Pöttelsdorf im Jahresverlauf

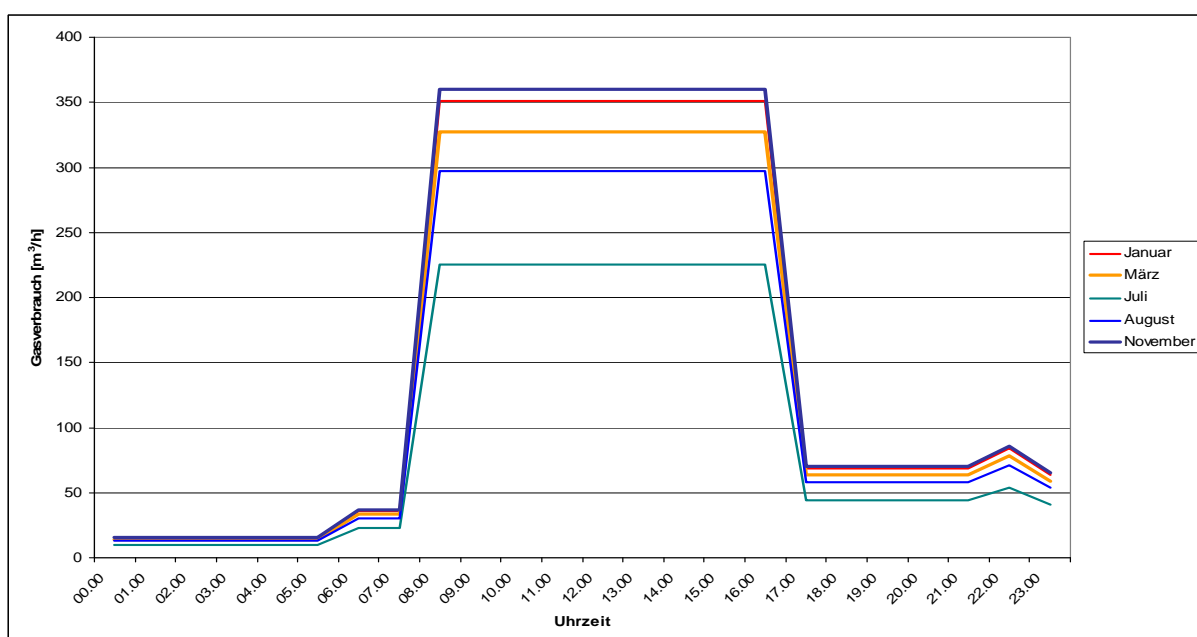


Abbildung 58: Stündlicher Gasverbrauch des Wirtschaftsparks Pöttelsdorf nach Jahreszeit

9.2.4 Biogasversorgung

Die beiden am Standort befindlichen Biogasanlagen wurden im Jahr 2006 gebaut und in Betrieb genommen. Die Leistung jeder Anlage beträgt 250 kW elektrisch und 500 kW thermisch. Pro Jahr werden aus beiden Anlagen insgesamt fast 2.890.000 m³ Rohbiogas bei 8.500 Betriebsstunden gewonnen.

Derzeit wird die gesamte Gasmenge in BHKW in Strom und Wärme umgewandelt, wobei die Wärme nicht kommerziell genutzt wird. Der gegenwärtige Einspeisetarif beträgt 0,145 €/kWh_{el}. Die Anlage erhält einen Rohstoffzuschlag von 0,04 €/kWh_{el}.

In Abbildung 59 ist die kumulierte Aufzeichnung der Gasproduktion von beiden Biogasanlagen, ausgehend von den Aufzeichnungen zur Stromeinspeisung und dem Gasverbrauch, dargestellt. Die beide Biogasanlagen produzieren gemeinsam täglich rund 5.950 m³ Rohbiogas bzw. relativ konstant über den Tag verteilt ca. 245 m³ Rohbiogas pro Stunde (Abbildung 59). Die kurzfristigen Einbrüche in der Gasproduktion sind auf die Stillstände der BHKW (Servicearbeiten) und die damit verbundenen Unterbrechungen in der Aufzeichnung der Stromeinspeisung zurückzuführen.

Es kann also davon ausgegangen werden, dass die Biogasanlage eine Bandleistung erzeugt und für den schwankenden Bedarf der Kunden eine Überschussverwertung bzw. eine Backup-Versorgung mit Gas gewährleistet werden sollte.

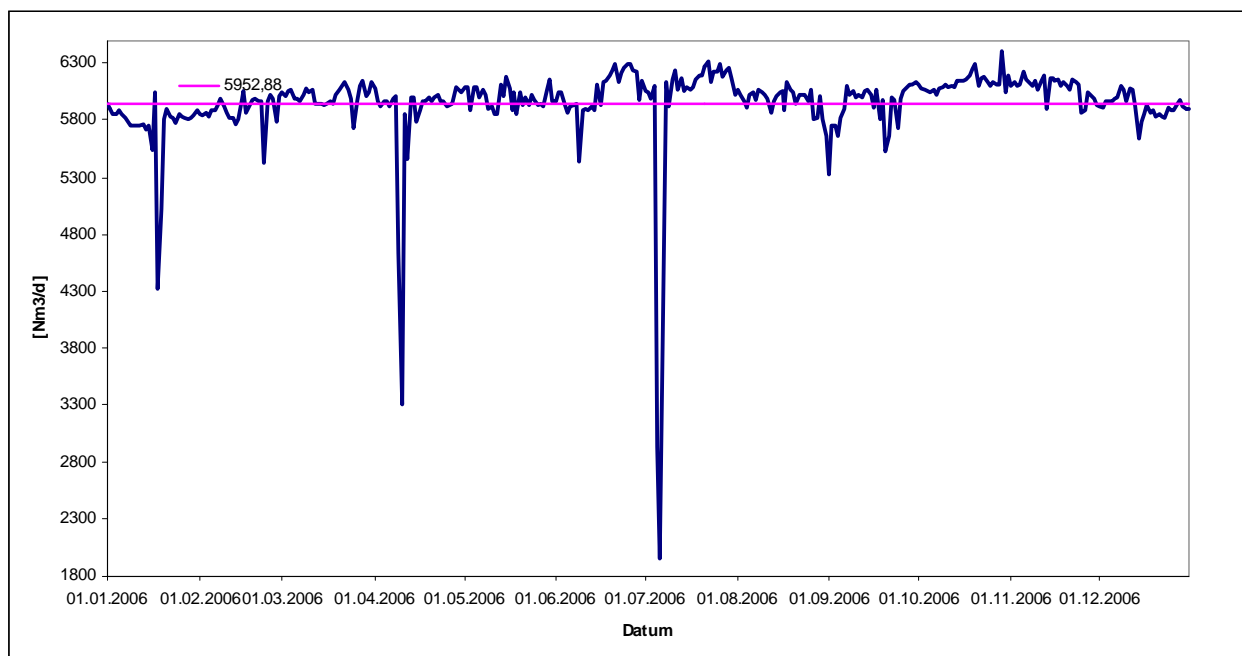


Abbildung 59: Biogasproduktion der Biogasanlagen und Gasverbrauch im Wirtschaftspark

9.2.5 Rohstoffversorgung

Als Rohstoffe werden in gegenständlichen Anlagen ausschließlich Energiepflanzen eingesetzt. Den überwiegenden Anteil stellen dabei Maissilage und Grasschnitt dar. Derzeit werden im Radius von rund 15 km etwa 200 ha Land für den Anbau von Energiepflanzen und die anschließende energetische Verwertung in Biogasanlagen genutzt.

Die Sicherstellung der Rohstoffversorgung zu einem definierten Preis ist beim Betrieb einer Biogasanlage und umso mehr bei der Errichtung eines Mikronetzes, zur direkten Versorgung von Endverbrauchern, von zentraler Bedeutung. Die Erfahrungen aus den Jahren 2007 und 2008 zeigen, dass auch große Biogasanlagen und Unternehmen, die nicht über eine eigene Produktion bzw. ausreichende Rohstoffmengen verfügen, stark von Preisschwankungen am Rohstoffmarkt abhängig sind und bei langfristig steigenden Rohstoffpreisen, die Stilllegung der Produktion nicht verhindern können. Daher muss auf eine langfristige und ausreichende Rohstoffversorgung geachtet werden.

9.3 AUSLASTUNG DER GASTANKSTELLEN

In Österreich stehen für gasbetriebene Fahrzeuge derzeit 140 öffentliche und rund 60 betriebliche Erdgastankstellen zur Verfügung (ERDGASAUTOS 2009).

Die im vorliegenden Beispiel analysierte Gastankstelle befindet sich in Salzburg und ist seit 2003 in Betrieb (HASLINGER 2007). Aus dem Jahreslastgang der Erdgastankstelle, dargestellt in Abbildung 60, kann kein charakteristischer oder typischer Verlauf des Erdgasverkaufs abgelesen werden. Die verkauften Gasmengen sind in Nm^3 , nicht wie üblich in kg, angegeben. Ein Erdgasfahrzeug hat eine Füllmenge von ca. 21 kg bzw. 122 l. Mit einer mittleren Dichte von Erdgas in der Höhe von $0,73 \text{ kg/Nm}^3$ kommt eine Vollbetankung auf ungefähr $28,7 \text{ Nm}^3$ Erdgas (BGBL 417/2004). Eine verkaufte Erdgasmenge in der Höhe von 40 Nm^3 entspricht in etwa einer Vollbetankung von zwei Erdgasfahrzeugen (PKW).

An einigen Tagen des Jahres wurde kein Erdgas verkauft, wie z.B. am 03.01.2006 und am 04.01.2006. Dass in diesem Zeitraum keine Betankung stattfand, lässt sich mit der geringen Anzahl an Erdgasfahrzeugen begründen.

Der monatliche Gasverbrauch, dargestellt in Abbildung 61, zeigt im Jänner ein Minimum von 1.205 Nm^3 und im August ein Maximum von 4.518 Nm^3 mit einem Gesamtjahresverbrauch in der Höhe von 31.185 Nm^3 . Der Tageslastgang, dargestellt in Abbildung 62, spiegelt den unregelmäßigen Verbrauch bzw. Verkauf des Erdgases wider.

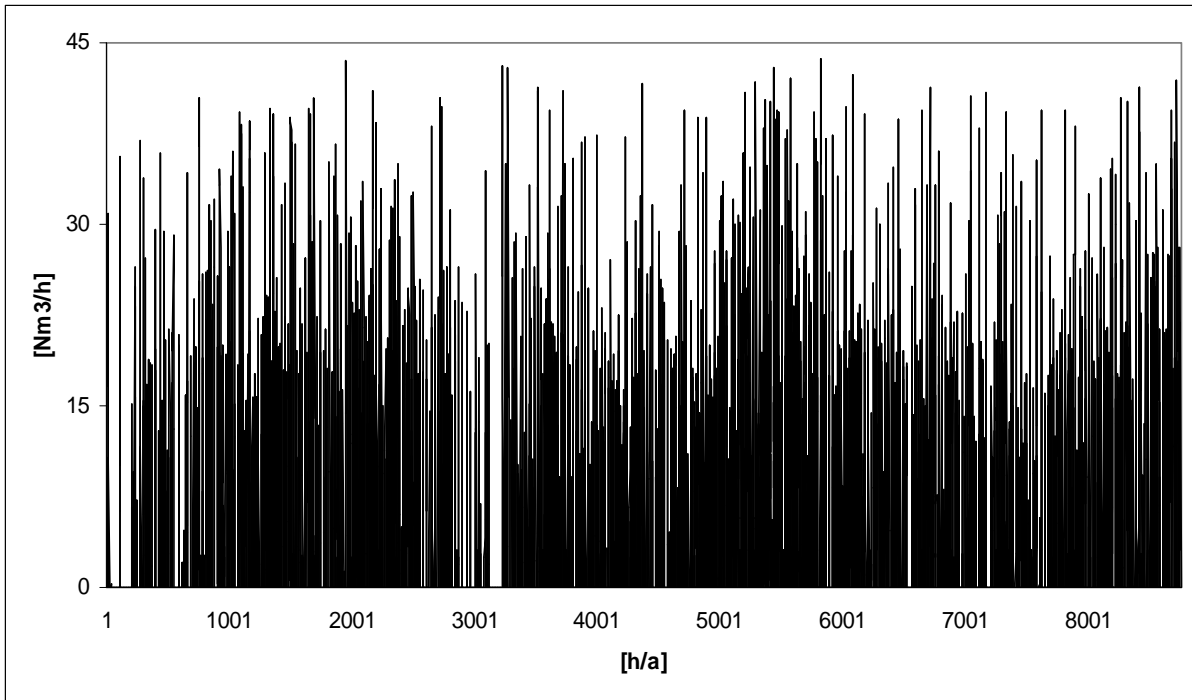


Abbildung 60: Jahreslastgang der Erdgas-Tankstelle (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

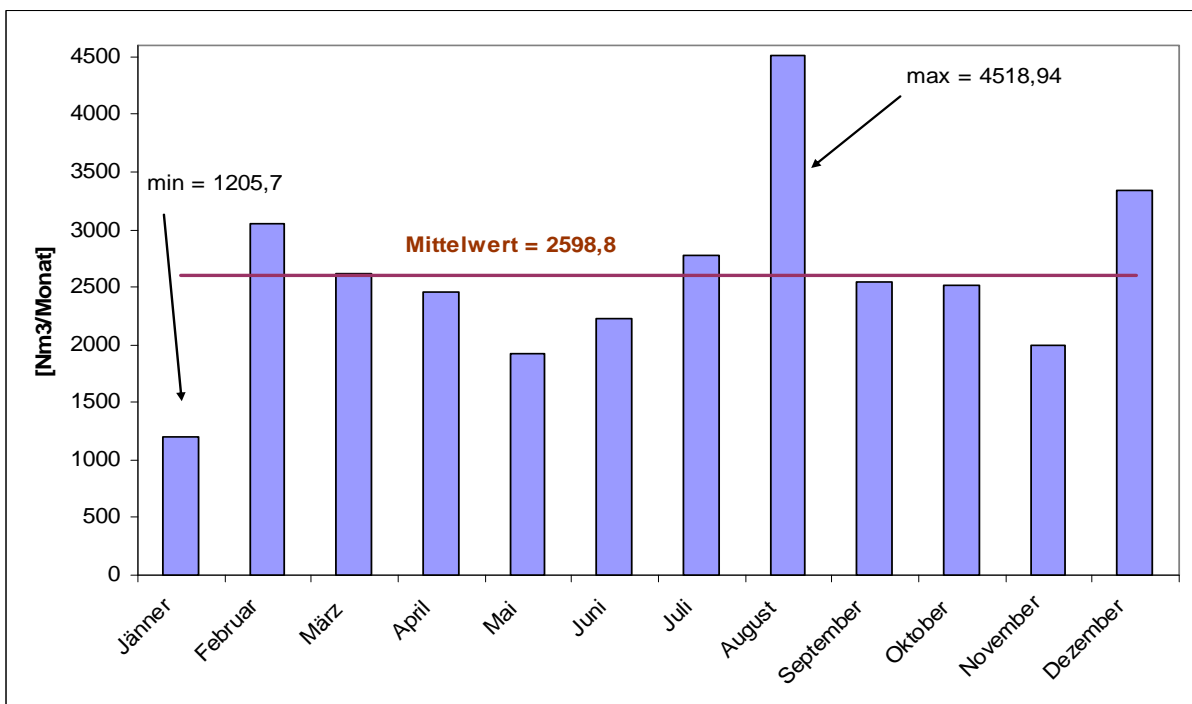


Abbildung 61: Monatsverbrauch der Erdgas-Tankstelle (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

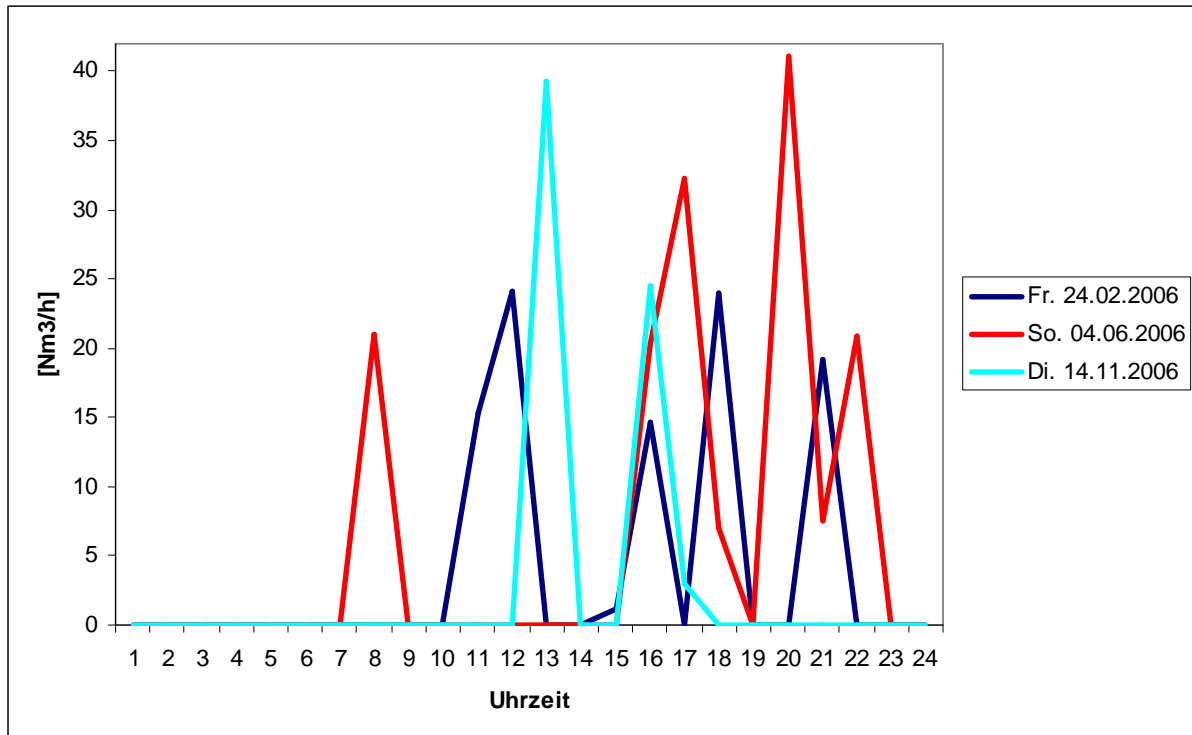


Abbildung 62: Tageslastgang der Erdgas_Tankstelle (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

Aus dem in Abbildung 62 gezeigten Tageslastgang an der Erdgas-Tankstelle ist ersichtlich, dass der Gasverbrauch bzw. -verkauf an der Tankstelle mit den Hauptverkehrszeiten verbunden ist und für die spitzenartige Bedarfsdeckung entweder eine leistungsfähige Kompressionsanlage oder ausreichend dimensionierter Hochdruckspeicher erforderlich ist.

Die Dauerlastlinien für den stündlichen und den täglichen Verbrauch der Erdgas-Tankstelle sind in Abbildung 63 dargestellt. Hieraus lässt sich erkennen, dass an 6.669 Stunden im Jahr kein Absatz ($0 \text{ Nm}^3/\text{h}$) von Erdgas stattfand. Die Dauerlastlinie des Tagesverbrauchs zeigt 14 Tage, an denen gar kein Erdgaskraftstoff verkauft wurde. Die weiteren 6.333 Stunden im Jahr ohne Erdgasverkauf verteilen sich auf die restlichen 351 Tage des Jahres.

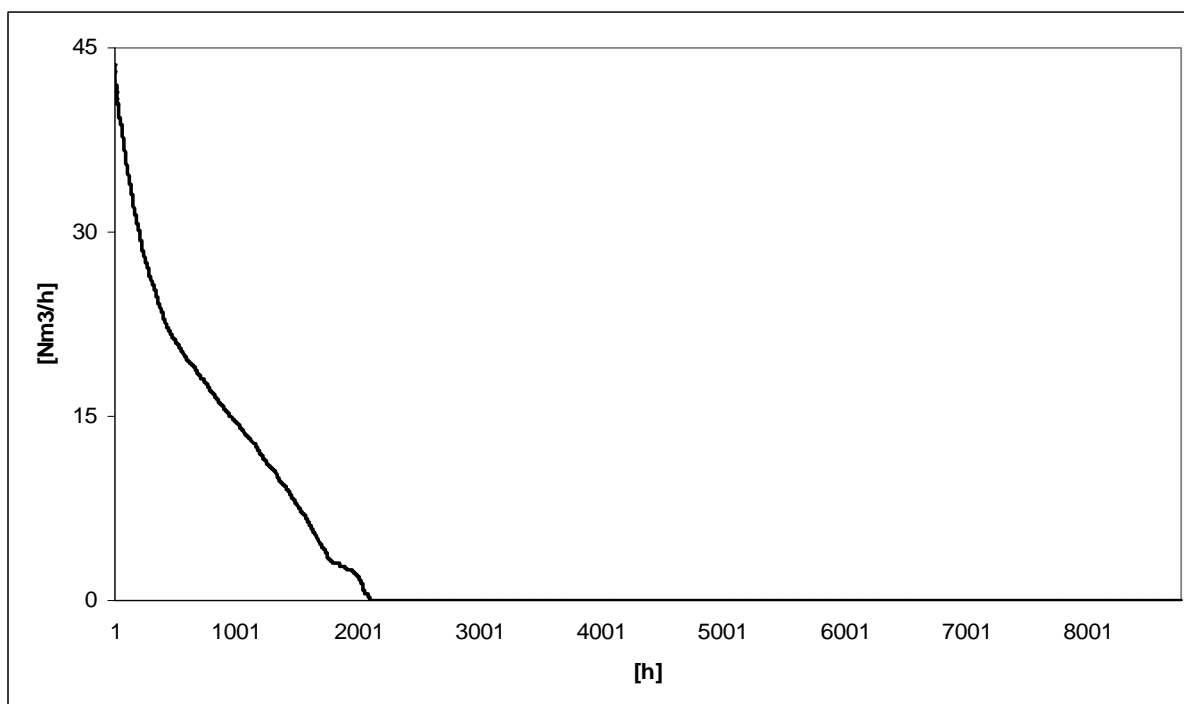


Abbildung 63: Dauerlastlinie der Erdgastankstelle (stündlicher Verbrauch) (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)

Der minimale und der maximale Verbrauch der Erdgas-Tankstelle ist in Tabelle 40 kurz zusammengefasst.

Tabelle 40: Minimaler und maximaler Verbrauch der Erdgas-Tankstelle (eigene Darstellung, Daten: Salzburg Netz GmbH 2007)

	Verbrauch [Nm ³]				Verhältnis Maximum/Minimum
	Datum	Minimum	Datum	Maximum	
Monat	Februar	1.206	August	4.519	3,75
Woche	KW5	52	KW33	1.111	2,13
Tag	31.08.2006 um 09:00 Uhr	0	25.02.2006	256	-
Stunde	Sehr oft und unregelmäßig	0	31.08.2006 um 09:00 Uhr	44	-

Der niedrige Gesamtjahresumsatz der Erdgas-Tankstelle mit einem Verkauf von 31.186 Nm³ ist bedingt durch die geringe Anzahl an Erdgasfahrzeugen in Österreich. Die verkaufbare Menge an Erdgas einer Tankstelle ist stark standortabhängig. Die Anzahl der Erdgasfahrzeuge wird jedoch in Zukunft, unter anderem aufgrund des Fünf-Punkte-Programms der OMV und der österreichischen Bundesregierung, steigen. Erdgas-Tankstellen werden zukünftig das klassische Verbrauchs- bzw. Absatzverhalten von Benzin- oder Dieseltankstellen aufweisen.

9.3.1 Lastmanagement

In Abbildung 64 ist der kumulierte Gasverbrauch von Gewerbepark und der Gastankstelle (blaue Linie) im Vergleich zur kumulierten Biogasproduktion der beiden Biogasanlagen (Grüne Linie) abgebildet.

Aufgrund des im Jahresverlauf schwankenden Gasbedarfs im Gewerbegebiet und dem relativ konstantem Gasabsatz an der Tankstelle (Abbildung 57, Abbildung 61) ergibt sich im Jahreschnitt ein Zusatzgasbedarf von 116.167 m³ im Winter und ein Gasüberschuss von 37.503 m³ im Sommer. Der Zusatzgasbedarf und der Gasüberschuss sind in Abbildung 65 schematisch durch gefärbte Felder dargestellt.

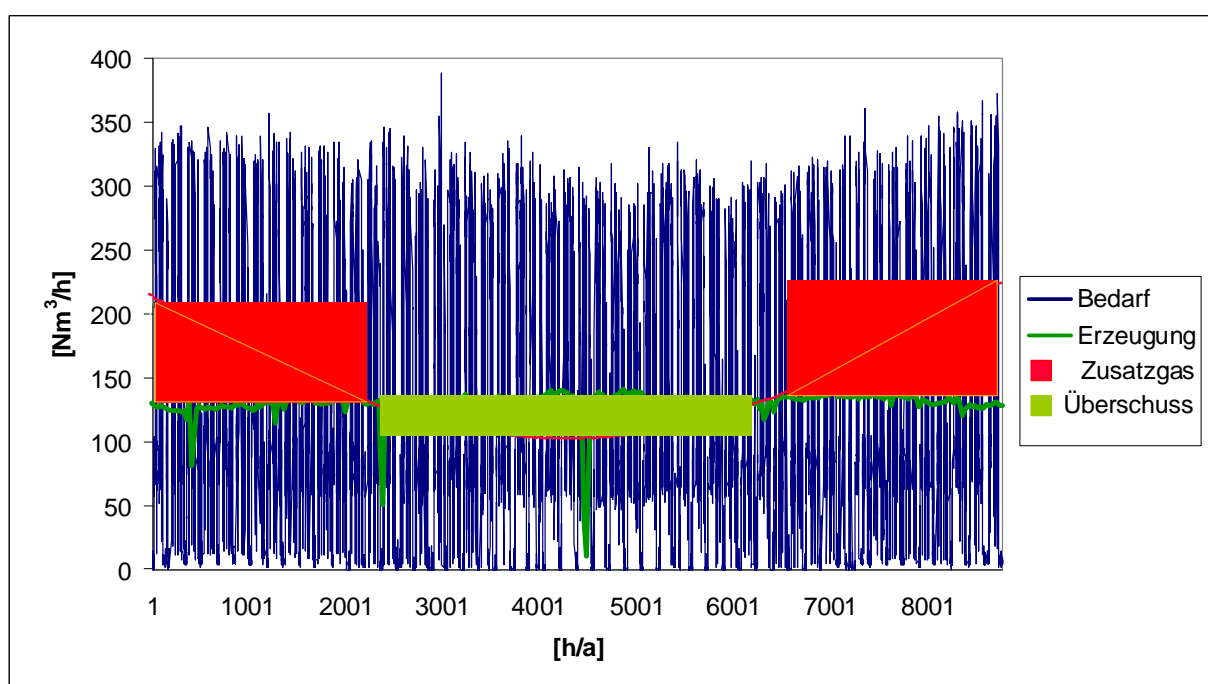


Abbildung 64: Simulation der Biogaserzeugung und des kumulierten stündlichen Gasverbrauchs des Biogas-Mikronetzes und der Biogas-Tankstelle (eigene Darstellung, Daten: Wirtschaftspark Pöttelsdorf)

In folgender Tabelle 41 sind minimale und maximale Grenzen der Auslastung der Biogasanlagen, durch den Gewerbepark und die Gastankstelle, in Korrelation zur Gasproduktion, dargestellt. Als minimal wird der Gasbedarf im Sommer und als maximal jener im Winter dargestellt.

Durch die Variation in der Anlagenfütterung kann die Gasproduktion im Tagesverlauf um etwa 30 % angepasst werden. In Kombination mit einem Niederdruckspeicher können somit Verbrauchsschwankungen von bis zu 1.500 m³ ausgeglichen werden. Das Überschussgas bzw. der Zusatzbedarf müssen dann ins lokale Gasnetz eingespeist bzw. daraus entnommen werden.

Tabelle 41: Minimaler und maximaler Gasverbrauch der Erdgastankstelle und des Mikronetzes (eigene Darstellung, Daten: Wirtschaftspark Pöttelsdorf)

	Verbrauch [m ³]		Produktion [m ³]		Speicher [m ³]	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Nacht (17-7h)	517	652	1.760	1.950	1.298	1.243
Tag (8-16h)	1.950	3.160	1.170	1.360	-1.800	-780
Überschuss/Zusatzgas (Arbeitstag)					-502	463
Woche Nacht	3.619	4.564	12.320	13.650	9.086	8.701
Woche Tag	10.995	17.745	8.190	9.520	-8.226	-2.805
Überschuss/Zusatzgas (Woche gesamt)					860	5.896

Wie die Analyse des Gasverbrauchs und der Gasproduktion zeigt, kann die nächtliche Überproduktion im Niederdruckspeicher der Biogasanlage gespeichert werden und den täglichen Bedarf größtenteils abdecken.

Während des Tages wird i.d.R. mehr Gas verbraucht, als produziert. Im Sommer kann dieser Mehrbedarf aus dem Niederdruckspeicher abgedeckt werden. Im Winter ist hingegen der Zugriff auf das Erdgasnetz erforderlich. Pro Tag entsteht im Sommer ein Überschuss 463 m³, wobei im Winter rund 500 m³ aus dem Erdgasnetz entnommen werden müssen. Pro Jahr ergibt sich dadurch ein Zusatzbedarf von rund 80.000 m³ Erdgas, das sind 5% des Jahresbedarfs.

Die wöchentliche Bilanz ist aufgrund des geringen Gasverbrauchs am Wochenende sowohl im Sommer als auch im Winter positiv. Um das Mikronetz quasi autark zu betreiben, wäre daher ein Niederdruckspeicher von rund 10.000 m³ erforderlich.

Betrachtet man die Gastankstelle als einen möglichen Lastausgleich ist aus Abbildung 62 ersichtlich, dass eine netzgebundene Gastankstelle ohne ausreichende Hochdruckspeicheranlagen keinen Ausgleich im Tages- oder Wochenlastgang leisten kann. Die netzfernen Gastankstellen können, aufgrund der ohnehin vorhandenen Gasspeicher, sehr wohl zum Ausgleich zwischen Tages- und Nachtlast beitragen, vorausgesetzt die Gasspeicher werden über Nacht befüllt.

Aufgrund des im Wirtschaftspark vorhanden Erdgasnetzes und der Aufbereitung des Biogases nach G31 und G33, stellt die Einspeisung des Biogases und die Entnahme des Erdgases aus dem Erdgasnetz die kostengünstigste Option für das Lastmanagement und die Backup-Versorgung dar (HORNBACHNER ET. AL. 2008). Entsprechende Verhandlungen mit dem Netzbetreiber BEGAS werden derzeit geführt.

9.4 KOSTENSTRUKTUR UND WIRTSCHAFTLICHKEIT

In Abbildung 65 ist die Kostenstruktur des Demonstrationsprojekts in Pöttelsdorf dargestellt. Die Biogasanlagen sind, wie erwähnt, bereits vorhanden und können ohne erhebliche Umbaumaßnahmen genutzt werden.

Für die Aufbereitung von rund 2,8 Mio. m³ Rohbiogas bedarf es des Baus einer eigenen Aufbereitungsanlage mit einer Produktionsleistung von rund 130 m³ Produktgas pro Stunde. Des Weiteren müssen die Gasleitungen bis zum Wirtschaftspark (etwa 1,2 km), die Gasübergabestation und die Gastankstelle errichtet werden.

Die Investitionskosten des gesamten Projektes, wenn das vorhandene Leistungsnetz im Wirtschaftspark genutzt wird, betragen rund 1,18 Mio. Euro. In Tabelle 42 sind Wirtschaftlichkeitsberechnungen für dieses Fallbeispiel dargestellt.

Ausgehend von dargestellten Investitionen wurden Gasbereitstellungskosten im Mikronetz Pöttelsdorf berechnet (Tabelle 41). Bei der Berechnung von kapitalgebundenen Kosten, wurde eine mögliche Investitionsförderung von 30 % der Investitionen berücksichtigt. Außerdem wurden Gastankstellen mit unterschiedlicher Verdichterleistung (50 und 150 m³/h) und deren jeweiligen Kosten betrachtet.

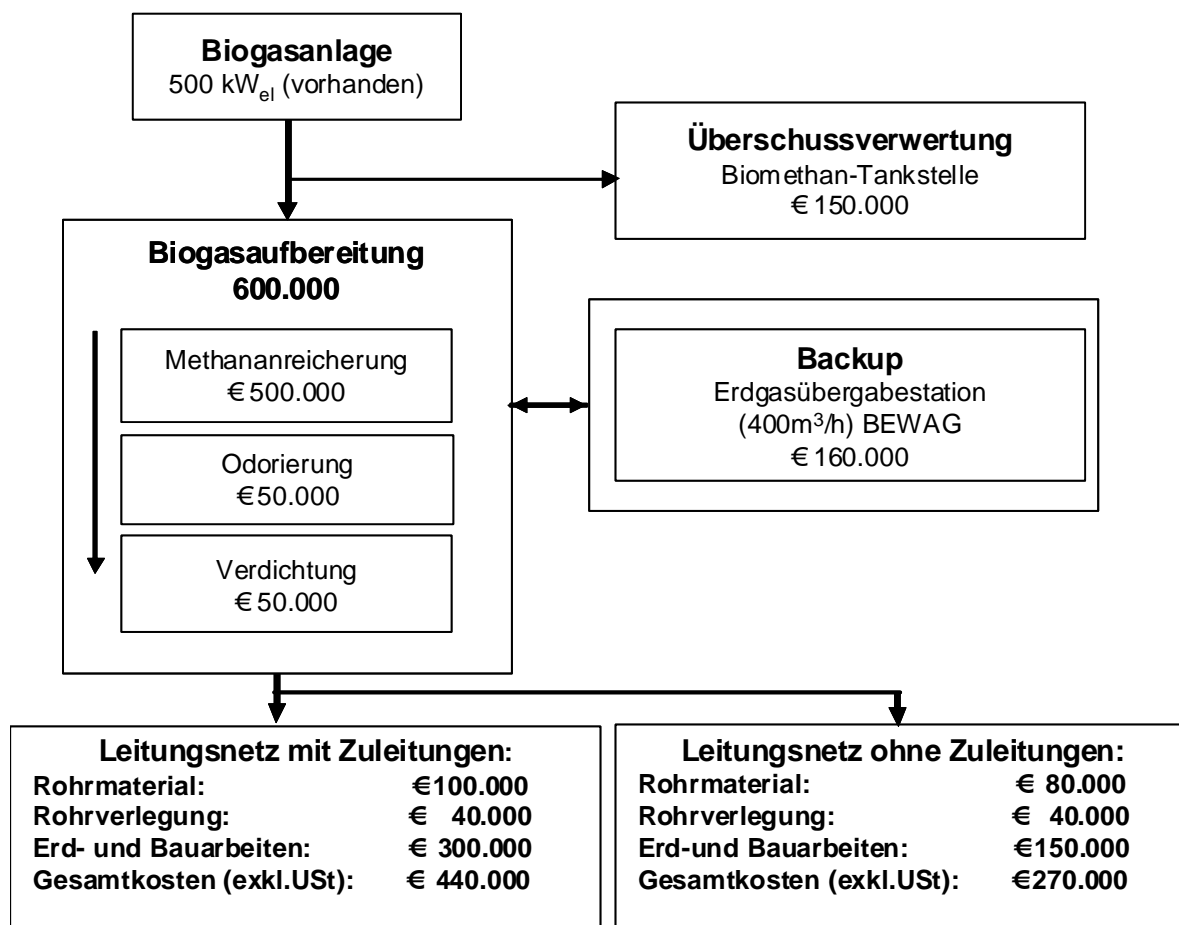


Abbildung 65: Kostenstruktur von Biogas-Mikronetz und -Tankstelle im Wirtschaftspark

Die Fixkosten wurden für das gesamte System berechnet und beziehen sich auf einen jährlichen Absatz von rund 1.6 Mio. m³ Biomethan. Die betriebsgebundenen Kosten wurden separat für die Gastankstelle und das Mikronetz berechnet und in Tabelle 42 in den Einheiten €/kg und €/m³ dargestellt.

In den errechneten Gasbereitstellungskosten für Biomethan im Mikronetz von mind. 0,74 €/m³ bzw. 1,01 €/kg an der Tankstelle sind weder Gewinne noch Ust. sowie eine Erdgasabgabe enthalten.

Vergleicht man nun diese Gasbereitstellungskosten mit jenen aus Kap. 8 Abbildung 54 und Abbildung 55, so kann festgestellt werden, dass aufgrund des wesentlich höheren Gasabsatzes (1,6 Mio. m³ gegenüber 0,4 – 1,1 Mio. m³ je nach Tankstelle), die Gasgestehungskosten an der Tankstelle unabhängig vom Gasabsatz an der Tankstelle im optimalen Bereich gehalten werden können.

Somit empfiehlt sich für Biogas-Tankstellen eine Kombination mit einem Biogas-Mikronetz, wodurch Kostensynergien und höhere Gasverkaufsvolumen erreicht werden können. Dies wirkt sich positiv auf die Gasbereitstellungskosten aus, die sich im vorliegenden Beispiel dem Erdgaspreis nähern.

In Tabelle 42 sind die Gasbereitstellungskosten im Mikronetz und an der Tankstelle in Abhängigkeit von der Verdichterleistung der Tankstelle dargestellt.

Obwohl die Investitionskosten der Tankstellen mit 50 und 150 m³/h Verdichterleistung einen Unterschied von rund € 90.000 aufweisen, unterscheiden sich die Gasgestehungskosten, aufgrund des insgesamt hohen Gasumsatzes (im Mikronetz und an der Tankstelle) nur minimal um 0,02 €/kg.

Tabelle 42: Gasgestehungskosten im System (Biogas-Mikronetz und -Tankstelle) in Abhängigkeit von der Tankstellenleistung (Kostenangebote, 2008 eigene Berechnungen)

Investitionsübersicht		Netzgebundene Biogas-Tankstelle	
Position	Einheit	Anlage 1	Anlage 2
		50 m ³ /ha	150 m ³ /ha
Inv. Kosten Gastankstelle	[€]	227.000	314.000
Inv. Kosten Gasleitung (Mikronetz)	[€]	270.000	270.000
Inv. Kosten Gasübergabestation	[€]	160.000	160.000
Inv. Kosten Gasaufbereitungsanlage	[€]	600.000	600.000
Summe Investition	[€]	1.257.000	1.344.000
Förderung (-30 %)	[%]	377.100	403.200
Kapitalgebundene Kosten	[€/a]	100.336	108.680
Personalkosten (anteilig 10%)	[€/Jahr]	10.000	10.000
Betriebsgebundene Kosten	[€/a]	110.336	118.680
Verdichterleistung der Tankstelle	[m ³ /h]	50	150
Gasumsatz (Tankstelle)	[m ³ /a]	438.000	1.314.000
Gasumsatz (gesamt)	[m ³ /a]	1.600.000	1.600.000
Energiebedarf	[kW/h]	16	60
Service	[€/m ³]	0,02	0,02
Stromkosten	[€/m ³]	0,05	0,06
Gasgestehungskosten (ohne Aufbereitung inkl. Rohstoffzuschlag)	[€/m ³]	0,6	0,6
∑ Verbrauchsgebundene Kosten	[€/Jahr]	908.800	928.000
∑ Betriebskosten inkl. Gasaufbereitung	[€/Jahr]	1.019.136	1.046.680
Spezifische Fixkosten (bez. auf 1.6Mio.m ³)	[€/m ³]	0,07	0,07
Spezifische variable Kosten	[€/m ³]	0,67	0,68
Gestehungskosten im Mikronetz*	[€/m³]	0,74	0,75
Gestehungskosten a.d. Tankstelle*	[€/kg]	1,01	1,03

* exkl. USt und Erdgasabgaben, bei 30 % Investitionsförderung und 1.6 Mio. m³ Gasumsatz.

9.5 CONCLUSIO

Die Analyse des Standortkonzeptes zeigt, dass die Errichtung einer Biogas-Tankstelle in Kombination mit einem Biogas-Mikronetz bei teilweise abbeschriebenen Biogasanlagen und hohem kumulierten Gasumsatz wirtschaftlich interessant ist.

Aufgrund der guten Parität zwischen der Gasproduktion der Biogasanlagen und dem Gasverbrauch im Wirtschaftspark Pöttelsdorf, können die Biogasanlagen und die Gasaufbereitungsanlage zu 100 % ausgelastet werden. Für eine optimale Auslastung der Gastankstelle wären zusätzlich zwischen 60 und 180 PKW-, bzw. 8 bis 20 LKW-Betankungen pro Tag erforderlich.

Das dafür erforderliche Biogasvolumen kann teilweise (ca. 20 %) durch vorhandene Biogasanlagen abgedeckt werden. Mit einer steigenden Auslastung der Gastankstelle (über 20 %) und dem steigendem Gasverbrauch im Wirtschaftspark wäre auch eine Erweiterung der Biogasanlage erforderlich.

Besonders vorteilhaft erscheint an diesem Standort das Lastmanagement über den Anschluss an das Erdgasnetz. Im Winter, zu Hochlastzeiten, kann die erforderliche Gasmenge aus dem Erdgasnetz entnommen werden und Gasüberschüsse können jederzeit ins Erdgasnetz eingespeist werden. Im Jahresmittel ergibt sich dadurch eine ausgeglichene Energiebilanz. D.h. im Jahresdurchschnitt wird nahezu genau so viel Energie von der Biogasanlage zur Verfügung gestellt, wie von den Kunden verbraucht. Durch die Nutzung des Erdgasnetzes als Speicher und Backup-System entfallen sonst erforderliche und sehr aufwendige Speicher- und Backup-Systeme.

Die Gasbereitstellungskosten betragen im Mikronetz rund 0,74 €/m³ (exkl. USt und Erdgasabgabe, bei 30 % Investitionsförderung) und sind somit mit den aktuellen Nettogaspreisen für Privatverbraucher⁹ (01.09 2009) von 0,62 €/m³ vergleichbar.

Vergleicht man nun die Gasgestehungskosten von Biomethan im Mikronetz mit den Erdgaskosten für Industrie und Gewerbe von 0,48 €/m³ Erdgas¹⁰ (exkl. USt, inkl. Erdgasabgabe, beim Verbrauch von ≤ 400.000 kWh/a), so ist Biomethan 0,26 €/m³ teurer als Erdgas.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnungen belegen, dass ein Projekt mit Anschluss an das Erdgasnetz (als Backup-System) im Privatbereich durchaus wettbewerbsfähig, im Vergleich zu einer Erdgas- oder Ölversorgung wäre, jedoch ist der Einsatz von Biomethan im gewerblichen Bereich aufgrund von wesentlich geringeren Erdgaspreisen nur bedingt wirtschaftlich möglich. Eine Einspeiseförderung von ca. 0,26-0,30 € pro m³ Biomethan wäre für einen Übergangszeitraum, bis die Erdgaspreise wieder steigen, erforderlich.

Weiters ist aus der Standortanalyse ersichtlich, dass die Kombination einer Biogas-Tankstelle mit einem Biogas-Mikronetz Synergien ergibt, die in einer höheren Anlagenauslastung und geringeren Gestehungskosten von Bio-CNG resultieren.

⁹ <http://www.e-control.at/de/konsumenten/service-und-beratung/tarifkalkulator> (letzter Zugriff: 25.08.09, 13:40)

¹⁰ <http://www.e-control.at/de/konsumenten/service-und-beratung/tarifkalkulator> (letzter Zugriff: 25.08.09 13:35)

10. Know-how- und Technologietransfer (AP8)

Veröffentlichung der Ergebnisse auf der Website

Nach erfolgreicher Evaluierung der Ergebnisse und Freigabe durch die FFG wird der Projektbericht auf den Homepages <http://www.biogas-netzeinspeisung.at/> und <http://www.hei.at/> veröffentlicht.

Die Website www.biogas-netzeinspeisung.at ist eine kostenlose Informationsplattform, die sich vorrangig an Personen richtet, die eine Anlage zur Biogas-Netzeinspeisung planen und errichten wollen. Diese soll in Zukunft auch für die Planung von Biogas-Tankstellen genutzt werden.

Zuletzt wurde die von HEI betreute Informationsplattform www.biogas-netzeinspeisung.at als eine der besten barrierefreien Websites ausgezeichnet. Diese Website wurde in der Kategorie "Komplexe Recherche - und Serviceangebote" mit dem Biene Award in Bronze (2008) von der Stiftung Digitale Chancen prämiert.

Auf dieser Website sind bereits heute Berichte zu folgenden von HEI betreuten Projekten vorgestellt:

- „Technologie, Logistik und Wirtschaftlichkeit von Biogas-Großanlagen auf Basis industrieller biogener Abfälle“, FFG Projektnummer 812785
- „Biogas Branchenmonitor“, Endbericht 2008, Erhebung von Wirtschaftsdaten und Trends zu Biogas in Österreich, im Auftrag des BMVIT (Konsortialführer Firma „tattwort“)
- „Gasversorgung mittels lokaler Biogas-Mikronetze“, FFG Projektnummer 812786.

Präsentation von Ergebnissen für potentielle Interessenten

Die Ergebnisse des Projektes „Wirtschaftliche Chancen der Biogas-Versorgung netzferner Gastankstellen gegenüber konventioneller Erdgas-Versorgung“ wurden nach der Begutachtung des Zwischenberichtes den Interessenten aus Industrie und Forschung präsentiert.

Es wurden u.a. EAA Erdgas Mobil GmbH (zuständig für Ausbau der CNG-Tankstellen in Burgenland, Wien und NÖ), die Betreiber des Wirtschaftsparks Pöttelsdorf im Burgenland, die BEGAS AG und die ÖMV AG über die Potentiale der netzfernen Biogastankstellen informiert.

In Burgenland wurden bereits konkrete Planungen zur Errichtung eines Mikronetzes und der Biogas-Tankstelle im Wirtschaftspark Pöttelsdorf durchgeführt. Die Möglichkeiten der Um-

stellung des Fuhrparks der ansässigen Unternehmen auf Biomethan wurden ebenfalls geplant. Allerdings wurde die Umsetzung der Projektergebnisse auf Grund der vorläufigen wirtschaftlichen Lage (Finanz- und Wirtschaftskrisis 2008-2009) zeitlich verzögert.

Präsentation der Ergebnisse auf internationalen Kongressen und Workshops

Vorstellung der Studie im Rahmen des von klima:aktiv biogas veranstalteten Biogaskongresses am 25. - 26. November in Wels (Präsentation liegt im Anhang). In weiterer Folge werden die Ergebnisse der Studie in Forschungsforum www.nachhaltigwirtschaften.at/publikation und in der Printausgabe des BMVIT präsentiert.

Darüber hinaus ist in Zusammenarbeit mit lokalen Energieagenturen in ganz Österreich eine Reihe von Veranstaltungen für Biogasanlagenbetreiber, Landwirte und EVUs geplant. Im Rahmen dieser Vortragsreihen werden die Möglichkeiten und wirtschaftliche Vorteile der Lösungen zu dezentraler Energieversorgung mit Biogas aufgezeigt.

Des Weiteren sollen in Kooperation mit Partnern aus Industrie und EVU-Modellregionen Projekte für die dezentrale Biogasnutzung initiiert werden. Das lokale Netz- und Energiemanagement, s.g. „smart grids“, soll insbesondere im Zusammenhang mit Gastankstellen modelliert werden. Dieses Vorhaben soll im Rahmen eines neuen Projektes „Technologie- und Wissens-Transfer zur Initiierung von Pilotprojekten in Bereichen Biogas-Mikronetze und Biogas-Tankstellen“ realisiert werden. Dieses Projekt wurde im Rahmen der dritten Ausschreibung „Neue Energien 2020“ im Oktober 2009 zur Förderung beantragt (FFG Projektnummer 825506).

Bislang wurden Projektergebnisse bei folgenden Konferenzen und Veranstaltungen präsentiert bzw. angeführte Konferenzen von Mitgliedern des Projektteams besucht:

- Biogas Kongress 2008, 27. und 28. November 2008, Graz. (Posterpräsentation)
- ERA-Net Bioenergy, Workshop on Synthetic Natural Gas (SNG); 4. Dezember 2008, Wien.
- „Biogas dezentral erzeugen, regional profitieren, international gewinnen“. 18. Jahrestagung Fachverband Biogas e.V. 3.-5. Februar 2009.
- Highlights der Bioenergieforschung / Nationale und internationale Ergebnisse zu den IEA Schwerpunkten, 28. April 2009.
- IEA Bioenergy „Energy from Biogas“, Biogas Upgrading, 8. Oktober 2009, Tulln, NÖ.
- 1. Internationale Kompost & Biogas Praxistag; Markgrafneusiedel, NÖ.
- Biogas Kongress 2009, 25. und 26. November 2009, Wels. (Vortrag, Präsentation)

11. Projektmanagement, Qualitätssicherung (AP9)

Zur Abstimmung der Vorgehensweise zu den einzelnen Arbeitspaketen wurden seit Beginn des Projektes sechs Projektworkshops abgehalten.

1. Projektworkshop: 16.04.2008 (Kick-off-Meeting)
2. Projektworkshop: 17.06.2008
3. Projektworkshop: 30.07.2008
4. Projektworkshop: 02.10.2008
5. Laufende Telefon-Konferenzgespräche mit Projektteilnehmern
6. Abschließendes Telefon-Konferenzgespräch: 02.10.2009

Die Protokolle zu den einzelnen Workshops wurden den Projektpartnern übermittelt und sind im Anhang angeführt.

12. Ausblick auf die weiteren Zielsetzungen

Die folgenden Fragen und mögliche Zielsetzung für weiterführende Arbeiten ergeben sich aufgrund der bisherigen Ergebnisse:

- Eine wesentliche Zielsetzung für Zukunft ist die Entwicklung von Modellregionen anhand der optimierten Beispiele an Standorten mit existierenden Biogasanlagen und einem schwachen Netz von CNG-Tankstellen.
- Zudem sollen Maßnahmen zur Steigerung der Akzeptanz von Biogas als Treibstoff in der Bevölkerung umgesetzt werden
- Als einer der möglichen Maßnahmen zur Erhöhung der Versorgungsdichte mit Biogas-Tankstellen ist das Projekt „Mobiles Biogas“. Im Rahmen dieses Projektes wird eine mobile Anlage zur Gasaufbereitung und Gasverdichtung konzipiert, die mehreren Biogasanlagen die Möglichkeit gibt, Biogasüberschüsse in Treibstoff umzuwandeln um im eigenen landwirtschaftlichen Betrieb zu nutzen oder zu vermarkten. Durch Einsatz der Gasaufbereitungsanlage bei mehreren Biogasanlagen werden die Auslastung der Anlage optimiert und die Kosten der Gasbereitstellung reduziert.
- Technologietransfer von Wissenschaft in die Praxis. In Zusammenarbeit mit lokalen Energieagenturen soll eine Reihe von Veranstaltungen für Biogasanlagenbetreiber, Landwirte und EVUs durchgeführt werden. Im Rahmen dieser Vortragsreihen sollen die Möglichkeiten und wirtschaftliche Vorteile der Lösungen zu dezentraler Energie-

versorgung mit Biogas aufgezeigt werden. Diese arbeiten sollen im Rahmen eines neuen Projektes „Technologie- und Wissens-Transfer zur Initiierung von Pilotprojekten in Bereichen Biogas-Mikronetze und Biogas-Tankstellen“ realisiert werden.

13. Förder- und Regulierungsbedarf

Für Biogasanlagen, die zum heutigen Zeitpunkt Biogas als Treibstoff aufbereiten oder/und in das öffentliche Netz einspeisen oder über lokale Biogas-Mikronetze die Verbraucher direkt beliefern sollen, besteht ein dringender Förderbedarf.

Biogas-Tankstellen stehen in direktem Wettbewerb zu den Erdgas-Tankstellen und sind aufgrund der höheren Biogastgestehungskosten (0,26-0,68 €/kg teurer als Erdgas) wesentlich benachteiligt. Hierfür ist eine Absatzzabhängige Förderung notwendig!

Für den wirtschaftlichen Betrieb einer (Insel) Biogas-Tankstelle sind außerdem Gasumsätze von mindestens 1,5 Mio. m³ pro Jahr bzw. rund 150 Betankungen pro Tag erforderlich (Vergleiche Abbildung 55). Dies ist aufgrund der geringen Fahrzeugdichte in den nächsten fünf Jahren nur bei Einbindung von lokalen Fahrzeugflotten erreichbar.

Abbildung 54 und Abbildung 55 weisen darauf hin, dass sogar Erdgas-Tankstellen, die das Erdgas um 0,26 €/kg bis 0,68 €/kg günstiger im Vergleich zu Biogas erhalten, können unter heutigen Bedingungen (geringe Auslastung) das Erdgas nicht unter 1,00 €/kg anbieten.

Jedoch wird der Erdgaspreis an den Gastankstellen derzeit künstlich niedrig gehalten und unterhalb der Gestehungskosten angeboten, da die Anbieter darin eine Investition in die Zukunft sehen.

Aus diesem Grunde wäre für Biogas-Tankstellen eine Förderung von rund 0,26-0,68 €/kg (Mehrkosten des Biogases in Abhängigkeit vom Rohstoff) erforderlich.

Wenn Biogas-Tankstellen in Kombination mit Biogaseinspeisung ins Erdgasnetz bzw. mit Biogas-Mikronetzen oder virtuellen Verstromung betrachtet werden, können die Tankstellen wirtschaftlicher betrieben werden (Tabelle 42). Allerdings tragen in diesem Fall andere Gasverbraucher die Fixkosten der Gastankstelle mit.

Der Förderbedarf der Biogasanlagen, die das Gas über ein Mikronetz direkt an die gewerblichen Kunden vertreiben, resultiert aus der Differenz zwischen den Biomethangestehungskosten und den Kosten für Erdgas. Diese beträgt derzeit rund 0,26 €/m³ bzw. 0,027 €/kWh (Heizwert (H_u) des Biomethans 9,4 kWh/m³).

Außerdem sollte Biogas bei Einspeisung in das Gasnetz von den Netzgebühren weitgehend befreit bzw. die Kosten für Gastransport pauschaliert werden. Außerdem sollte der Netzzugang erleichtert werden und die Kosten für den Netzanschluss in einem Verhältnis 50/50

zwischen dem Netzbetreiber und dem Biogasproduzenten aufgeteilt werden (Siehe EEG-Novelle 2008 in BRD)¹¹.

Ferner sollte die Anpassung des Biogases an die übliche Gasqualität im Erdgasnetz vom Netzbetreiber erfolgen, wobei die Mindestanforderungen an das Biogas (Hu) seitens Biogasanlage selbstverständlich eingehalten werden müssen. Dadurch kann z.B. auf Odorierung oder Brennererhöhung bei Einspeisung von Biogas verzichtet werden, so lange der Biogasanteil in diesen Netzen lediglich im Promillebereich liegt.

¹¹ Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) BRD, 2008. Nach § 41c GasNZV sind Netzbetreiber auf allen Druckstufen verpflichtet, Anlagen auf Antrag vorrangig an das Gasnetz anzuschließen. Die Kosten für den Netzanschluss werden zwischen Netzbetreiber und Biogaseinspeiser hälftig geteilt.

14. Literaturverzeichnis

- AG WI/IE/FHG-UMSICHT/GWI, (2007): Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse Untersuchung im Auftrag von BGW und DVGW, Band 2: Biomasepotenziale in Deutschland, Nutzungstechniken und ökonomisch-ökologische Bewertung ausgewählter Nutzungspfade (IE Leipzig) Wuppertal, Leipzig, Oberhausen, Essen, August 2005.
- ARMAS SOLF, J.C. (2008): General Manager von NEOgás Perú S.A. Nextel 51*408*1940 www.neogas.com.pe Persönl. Komm.
- ARGE-KOMPOST BIOGAS (2009): BERECHNUNGSTABELLE für Biogaseinspeisung und Biogasverstromung 2009
- BALA, H. (2008): TBB Consulting, A-4481 Asten. Persönl. Komm.
- BALA, H (2007): Treibstoff aus Biogas „a Hof“. Präsentation im Tagungsband vom Biogas. Fachkongress Biogas07, 28.11 – 29.11.2007 in Wieselburg.
- BALA, H (2008): DI Mag. Manfred Kirtz/AGRAR PLUS, Modellkalkulation für Treibstoffauskopplung ohne Indizierung und exkl. Ust Investitionskosten Neuanlagen.
- BERGMAIR, J. (2006): Aufbereitung von Biogas zur Einspeisung in das Salzburger Gasnetz. Berichte aus Energie- und Umweltforschung. 8/2006. Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. Wien.
- BIOGAS-TANKSTELLEN IN DER SCHWEIZ (2009): <http://www.erdgasfahren.ch/60.html> Letzter Zugriff: 31.09.2009, 16:01.
- BRAUER S., VOGEL, A., MÜLLER-LANGER F. (2007): Kosten und Ökobilanzen von Biokraftstoffen“, IE Institut für Energetik und Umwelt GmbH Torgauer St. 116, 04347 Leipzig, www.ie-leipzig.de.
- BGBl. Nr. 418/1999 (2009): Änderung der Kraftstoffverordnung von 1999, Verordnung des Bundesministers für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Österreich, Ausgegeben am 4. November 2004.
- BGBl Nr. 291/2001 (2001): Ortsbeweglichen Druckgeräteverordnung – ODGVO [CELEX-Nr.: 399L0036] zum BGBl. II – Ausgegeben am 10. August 2001.
- DATAComm, (2008): <http://home.datacomm.ch/biogas/autos.htm#angebot>, Letzter Zugriff: 31.12.2008, 14:32.
- DGE GmbH, (2008): Gasaufbereitung mittels DGE Verfahren (Aminwäsche), Angebot HEIc Consulting GmbH, 07.2008.

- DIN 51624: Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge- Erdgas- Anforderungen und Prüfverfahren, DIN Deutsches Institut für Normung e.G 02.2008.
- DVGW TECHNOLOGIE REPORT 2009 (2009): Biogas-Schwerpunkte in der DVGW-Forschung DVGW http://www.dvgw.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/report/pdf/TR10/tr3_09.pdf Letzter Zugriff: 31.09.2009, 16:00.
- CHAI-ANUN, W.T. UND BOONCHANTA, P. THAILAND, (2005): NGV Updates: Technology, Marketing and Government Policy. Business Development and Marketing Div. Manager, Natural Gas for Vehicle Marketing Dept., Natural Gas Business, PTT Public Company Limited und Faculty of Engineering, Kasetsart University
- DENYS, M.J. AND COUTURIER, M.C. (2000): Biogas – Biofuel, Lille (France). Energie-Cités, Municipality of Lille. Die Studie wurde von ALTENER Programme of DGXVII of the European Commission finanziert.
- GNC Galileo SA, (2008a): Cordoba Project www.galileoar.com
- GNC GALILEO SA, (2008b): The project of "Minera Del Altiplano S.A" in the North of Argentina www.galileoar.com
- GNC GALILEO, (2008): VIRTUAL PIPELINE®, Angebot an HEIc Consulting GmbH, Buenos Aires, August 25, 2008.
- GEMIS Global Emissions-Modell Integrierter Systeme Vers. 4.42, <http://www.oeko.de/service/gemis/de/index.htm>
- HAASE Energietechnik AG, (2008): Gastechnik Dr. Roland Kahn Telefon (04321) 878-260 Telefax 878-29 E-Mail roland.kahn@haase.de
- HERAHOLDING, (2008): <http://www.heraholding.com/> Letzter Zugriff: 05.10.2008, 17:35.
- HOFFMAN, F; PLÄTTNER, A, LULIES, S UND SCHOLWIN, F (2006): Studie Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Gülzow: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.
- HORNBACHNER, D., HUTTER, G., MOOR, D. (2005): Biogas-Netzeinspeisung. Rechtliche, wirtschaftliche und technische Voraussetzungen in Österreich. Forschungsprogramm im Rahmen der Energiesysteme der Zukunft, Projekt-Nr.807712. Jänner 2005.
- HORNBACHNER, D., V. KRYVORUCHKO, J. BÄRNTHALER, H. BERGMANN, G. KONRAD, L. TARGYIK-KUMER, C. PINTER, C. WARTHA. (2008): Gasversorgung mittels lokaler Biogas-Mikronetze. Forschungsprogramm im Rahmen der Energiesysteme der Zukunft, Projekt-Nr. 812786. September 2008.
- HOLZMANN, (2008): Referat zum 16. CARMEN Symposium (im Auftrag des deutschen Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit), www.erneuerbare-energie.de. 16. C.A.R.M.E.N.-Symposium "Zukunft sichern mit

Nachwachsenden Rohstoffen" 07. bis 08. Juli 2008 - Festung Marienberg, Würzburg.

FRAUNHOFER UMSICHT, (2008): Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008, Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (Fraunhofer UMSICHT), Merkstudie 2008.

FORUM GAS WASSER WÄRME, (2005): Reduktion von Luftschadstoffen beim Einsatz von CNG (Quelle: FGW. Die Angaben sind Höchstwerte aus bisher durchgeführten Messungen. FORUM Gas Wasser Wärme 1/2005.

ISO/DIS 15403-1 Erdgas zur Verwendung als verdichteter Kraftstoff für Fahrzeuge - Teil 1: Bestimmung der Beschaffenheit (ISO 15403-1:2006); Deutsche Fassung: ISO 15403-1:2007

MARKLEWITZ, H.V., SCHÖTTLE, E, HECKENKAMP, G. (2002): Die Jamelner Biogas-Tankstelle – ein Alternative für Landwirte unter http://biogastankstelle.de/images/stories/Erste_Biogas-Tankstelle/heckenkamp_beschreibung_vortrag_biogastankstelle.pdf. Letzter Zugriff: 09.07.2008, 12:15.

ÖVGW-RICHTLINIE G 31, (2001): Erdgas in Österreich – Gasbeschaffenheit, Wien, 2001.

ÖVGW-RICHTLINIE G 33, (2006): Regenerative Gase-Biogas, Wien, 2006.

ÖVGW-RICHTLINIE G 95, (2000): Erdgasbetriebene Kraftfahrzeuge, Wien, 2000.

ÖVGW-RICHTLINIE G 96, (1997): Erdgas Kleintankstellen, Wien, 1997.

ÖVGW-RICHTLINIE G 97, (2008): Erdgas(CNG)-Betankungsanlagen, Wien, 2008.

ÖKOSTROMGESETZ-NOVELLE 2006 (2006): Bundesgesetz, mit dem das Ökostromgesetz geändert wird (1. Ökostromgesetz-Novelle 2006)

PÖLZ, W., SALCHENEGGER, S. (2005): Biogas im Verkehrssektor – Beispiele für die Aufbereitung und die Anwendung von Biogas im Verkehrssektor, Technische Möglichkeiten, Potential und Klimarelevanz, Bericht UBA, Wien, 2005.

PODINGBAUER Th., (2008): Auskunft zu Bauordnungen und gewerberechtliche Genehmigungen von Biogas-Tankstellen. Bereichsleiter Gas, ÖVGW, 2008

REGIERUNGSPROGRAMM, (2008): Regierungsprogramm für die XXIV. Gesetzgebungsperiode. Wien, am 23. November 2008.

SVENSKBIOGAS, (2008): <http://www.svenskbiogas.se> Letzter Zugriff: 2008.12.31, 09:30.

TRAGNER F., S. LINS, D. HORNBACHNER, V. KRYVORUCHKO, G. KONRAD, A. BOMATTER (2008): Biogas Branchenmonitor Endbericht. Erhebung von Wirtschaftsdaten und Trends zu Biogas in Österreich, im Auftrag des BMVIT. Wien, November 2008.

- TRETTNER, H. (2003): Neue Optionen für die Nutzung von Biogas - eine technoökonomische Analyse der Aufbereitung von Biogas zur Einspeisung ins österreichische Erdgasversorgungsnetz. Diplomarbeit. Technische Universität Wien. 2003. Tretter, H. (2008a) Schweden – Biogas als leitungsgebundener Energieträger und Kraftstoff für Kraftfahrzeuge unter <http://www.energytech.at/biogas> Innovative Projekte.
- TRETTNER, H. (2008b): Alternative Nutzung von Biogas in der Schweiz unter <http://www.energytech.at/biogas> Innovative Projekte.
- UBA, (2008): <http://www.umweltbundesamt.at/presse/lastnews/newsarchiv2005/news0509281/> Letzter Zugriff: 14.05.08. 16:33.
- UBA, (2009): Klimaschutzbericht 2009. Wien, 2009
- VCÖ-Untersuchung (2008): Prozent der Neuwagen mit alternativen Antrieb Ausgabe: 2008-138 vom 14.10.2008 <http://www.vcoe.at/start.asp?b=92&ID=4211> Letzter Zugriff: 2.10.09. 16:40.
- WELLINGER, A. (2005): Energy from Biogas and Landfill Gas. Technical Report ExCo56. Task 37. Dublin: IEA Bioenergy.
- WKO (2008): Anzahl der Gastankstellen in Österreich: Stand: 19.11.2008 http://wko.at/bsv/Verkehrstelegramm47_08.htm, Letzter Zugriff 29.12.2008, 16:45.
- <http://www.erdgasfahren.ch/69.html> Alle Tankstellen auf einen Blick, Letzter Zugriff: 29.12.2008, 17:05.
- WIENERENERGIE (2009): Gasfahrzeuge und Gastankstellen in Österreich. http://www.wienenergie.at/media/files/2009/serienfahrzeuge%20mai%2009_12486.pdf, Letzter Zugriff: 04.05.2009, 18:30.

15. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Trailertransport, Nanobox und Gastankstelle (GNC GALILEO SA).....	XII
Abbildung 2:	Gasbereitstellungskosten von netzgebunden und netzfernen Gastankstellen in Abhängigkeit von der Anlagenauslastung.....	XIV
Abbildung 3:	Schema einer Erdgas(CNG)-Betankungsanlage (Quelle: ÖVGW G97, 02.2008)	6
Abbildung 4:	Transport von komprimiertem Erdgas in Flaschenbündeln (GALILEO (links), NEOGAS (Mitte), RAG (rechts))	8
Abbildung 5:	Investitionskosten einer netzgebundenen Gastankstelle	11
Abbildung 6:	Erdgaskleintankstelle, (Fast-fill-Anlage) schematische Darstellung, (DATACOMM, 2008).....	16
Abbildung 7:	Erdgaskleintankstelle, (Slow-fill-Anlage) schematische Darstellung (DATACOMM, 2008).....	17
Abbildung 8:	CNG-Abgabeeinrichtung nach ÖVGW G97 mit Anfahrschutz (Bild: ARAL AG)	20
Abbildung 9:	Biogaserzeugung und Biogas-Tankstelle in Schweden (SVENSKBIOGAS, 2008)	28
Abbildung 10:	Biogas-Tankstelle in Laholm (TRETTER, 2008a)	29
Abbildung 11:	Slow-fill-Bustankstelle in Norrköping	30
Abbildung 12:	Bestehende und geplante Biogas-Tankstellen in der Schweiz (http://www.erdgasfahren.ch/60.html 2009).....	33
Abbildung 13:	Kompogas Horizontal-Biogasreaktor, (PÖLZ UND SALCHENEGGER, 2005) .	34
Abbildung 14:	Verfahrenschema Biogasaufbereitung Jameln (links) und Biogasanlage (rechts) (HOFFMAN ET AL., 2006)	36
Abbildung 15:	Schematische Darstellung der Optionen für die Biogasaufbereitung (HOFFMAN ET AL., 2006)	37
Abbildung 16:	Gasaufbereitung einer Biogas/ methaPUR Anlage (TBB CONSULTING BALA, 2008).....	38
Abbildung 17:	CNG-Situation in Argentinien, (GNC GALILEO SA)	40
Abbildung 18:	Trailer-Transport von CNG, (GNC GALILEO SA)	41
Abbildung 19:	Galileo Transportsystem für CNG (Quelle: GNC GALILEO SA)	42
Abbildung 20:	CNG Verdichtungs- und Versorgungsanlage in Minera del Altiplano im Norden Argentiniens (GNC GALILEO SA).....	43
Abbildung 21:	Transporttrailer für CNG in Thailand, (CHAI-ANUN UND BOONCHANTA, 2005)	44
Abbildung 22:	Transporttrailer für CNG und Tankstelle mit NEOgas Off-Pipeline Technology	45
Abbildung 23:	Hoftankstelle.....	46
Abbildung 24:	Hoftankstelle mit Abfüllstation für Gasflaschen	47
Abbildung 25:	Biogas-Mikronetz mit zentraler Aufbereitung und Verdichtung bei einer Mutterstation.....	48
Abbildung 26:	Biogas als Treibstoff – Vertrieb über ein zentrales Zwischenlager.....	49
Abbildung 27:	Mobiles Aufbereitungs- und -sammelsystem.....	50

Abbildung 28:	Entwicklung der Investitionskosten der BG-Tankstellen mit steigender Leistungsgröße.....	57
Abbildung 29:	Entwicklung der spezifischen Betriebskosten der Aufbereitung, Verdichtung und des Betriebs der Tankstelle.....	58
Abbildung 30:	Kosten der Biogas-Transportleitung in Abhängigkeit von der stündlich geförderten Gasmenge.....	64
Abbildung 31:	Schema der Biogasverwertung, Variante 1 – Hof-tankstelle	65
Abbildung 32:	Schema der Biogasverwertung, Variante 2 – Hof-tankstelle mit Abfüllstation für Gasflaschen.....	66
Abbildung 33:	Schema der Biogasverwertung, Variante 3 – Biogas-Mikronetz mit zentraler Aufbereitung und Verdichtung bei einer Mutterstation.....	67
Abbildung 34:	Schema der Biogasverwertung, Variante 4 – Vertrieb über ein zentrales Zwischenlager	69
Abbildung 35:	Variante 1 – Hof-tankstelle	73
Abbildung 36:	Variante 2 – Hof-tankstelle mit Befüllungsanlage für Gasflaschen.....	74
Abbildung 37:	Variante 3 – Gaszuleitung mittels Biogas-Mikronetz. Gaskompression an einer Tankstelle in der Ortschaft und Abfüllen von Flaschen an der Tankstelle	75
Abbildung 38:	Variante 4 – Bio CNG – Vertrieb über Zwischenlager	76
Abbildung 39:	Variante 4 – Biogasvertrieb über Trailertransport. Vergleich zur Gasleitung (Abschreibungszeit der Gasleitungen 25 Jahre).....	78
Abbildung 40:	Variantenvergleich – Leitungslänge 5 km bzw. Trailertransport für bis zu 100 km Entfernung	80
Abbildung 41:	Tägliche Abgabecharakteristik einer CNG-Tankstelle im ländlichen Bereich	94
Abbildung 42:	Tägliche Abgabecharakteristik eine CNG-Tankstelle im städtischen Bereich	94
Abbildung 43:	Variante 1 (städtischer Bereich) angenommener Tagesverlauf der Abgabemenge	96
Abbildung 44:	Variante 1 (ländlicher Bereich) angenommener Tagesverlauf der Abgabemenge	97
Abbildung 45:	Variante 2 (städtischer Bereich) angenommener Tagesverlauf der Abgabemenge	98
Abbildung 46:	Variante 2 (ländlicher Bereich) angenommener Tagesverlauf der Abgabemenge	99
Abbildung 47:	Variante 3 (städtischer Bereich) angenommener Tagesverlauf der Abgabemenge	100
Abbildung 48:	Variante 3 (ländlicher Bereich) angenommener Tagesverlauf der Abgabemenge	101
Abbildung 49:	Variante 4 (städtischer Bereich) angenommener Tagesverlauf der Abgabemenge	102
Abbildung 50:	Variante 4 (ländlicher Bereich) angenommener Tagesverlauf der Abgabemenge	104
Abbildung 51:	Reduktion von Luftschadstoffen beim Einsatz von CNG. Die Angaben sind Höchstwerte aus bisher durchgeführten Messungen (Quelle: FGW)106	

Abbildung 52:	PKW-Reichweite mit unterschiedlichen Treibstoffen bei verschiedenen Landnutzungen. (Quelle: ÖSTERREICHISCHE ENERGIEAGENTUR, 2006)...	106
Abbildung 53:	Einsparungspotentiale verschiedener Versorgungsvarianten	109
Abbildung 54:	Gasbereitstellungskosten von netzgebunden und netzfernen Gastankstellen in Abhängigkeit von der Auslastung und Verdichterleistung.....	122
Abbildung 55:	Gasbereitstellungskosten von netzgebundenen und netzfernen Gastankstellen in Abhängigkeit von der Auslastung und Verdichterleistung (inkl. 30% Invest. Förderung für Biogas Tankstellen)	124
Abbildung 56:	Standortübersicht	130
Abbildung 57:	Gasverbrauch des Wirtschaftsparks Pöttelsdorf im Jahresverlauf	132
Abbildung 58:	Stündlicher Gasverbrauch des Wirtschaftsparks Pöttelsdorf nach Jahreszeit	132
Abbildung 59:	Biogasproduktion der Biogasanlagen und Gasverbrauch im Wirtschaftspark.....	133
Abbildung 60:	Jahreslastgang der Erdgas-Tankstelle (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007).....	135
Abbildung 61:	Monatsverbrauch der Erdgas-Tankstelle (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007).....	135
Abbildung 62:	Tageslastgang der Erdgas_Tankstelle (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007).....	136
Abbildung 63:	Dauerlastlinie der Erdgastankstelle (stündlicher Verbrauch) (eigene Darstellung, Daten: SALZBURG NETZ GMBH 2007)	137
Abbildung 64:	Simulation der Biogaserzeugung und des kumulierten stündlichen Gasverbrauchs des Biogas-Mikronetzes und der Biogas-Tankstelle (eigene Darstellung, Daten: Wirtschaftspark Pöttelsdorf).....	138
Abbildung 65:	Kostenstruktur des Biogas-Mikronetzes und der Biogas-Tankstelle	140

16. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Investitions- und Betriebskosten einer Gastankstelle (netto in Euro).....	9
Tabelle 2:	Investitionskosten der Gastankstellen in Abhängigkeit von Anlagenleistung und Entfernung zum Gasnetz (Auskunft FA. BAUER-POSSEIDON. 2008)	12
Tabelle 3:	Kostenübersicht für ein Gasbelieferungssystem für drei netzfernen Biomethan-Tankstellen (Quelle: GALILEO 2008)	14
Tabelle 4:	Planungs-, Konstruktions- und Betriebskosten einer Biomethantankstelle (Quelle: FA. HERA HOLDING)	27
Tabelle 5:	Gegenüberstellung von Tankstellenkonzepten	51
Tabelle 6:	Investitionskosten für Aufbereitungs-, Verdichtungs- und Tankstellenanlage in Abhängigkeit der Durchsatzleistung (Quelle: FA. BAUER 2008, FA. AXIOM 2008).....	56
Tabelle 7:	Betriebskosten für Aufbereitungs-, Verdichtungs- und Tankstellenanlage in Abhängigkeit der Durchsatzleistung (Quelle: Fa. Bauer 2008, Fa. Axiom 2008).....	58
Tabelle 8:	Bewertung unterschiedlicher Verdichterbauarten nach ausgewählten Kriterien (Quelle: UMSICHT 2005).....	61
Tabelle 9:	Transportkosten zur Versorgung der netzfernen Gastankstellen.....	62
Tabelle 10:	Leitungskosten in Abhängigkeit von der Biogasfördermenge	63
Tabelle 11:	Kennwerte für Variante 1 - Hoftankstelle	66
Tabelle 12:	Kennwerte für Variante 2 - Hoftankstelle mit Abfüllstation für Gasflaschen....	67
Tabelle 13:	Kennwerte für Variante 3 – Biogas-Mikronetz mit zentraler Aufbereitung und Verdichtung bei einer Mutterstation	68
Tabelle 14:	Kennwerte für Variante 4 – Vertrieb über ein zentrales Zwischenlager	69
Tabelle 15:	Investment und spezifische Investitionskosten - (exklusive Erzeugung)	70
Tabelle 16:	Betriebskosten p.a. und spezifische Biogas-Betriebskosten (exkl. Erzeugung)	71
Tabelle 17:	Spezifische Gesamtkosten für Biogas (Investitions- und Betriebskosten exklusive Gaserzeugung, BGA 500 kW _{el} , Biogasleitung 3 km).....	71
Tabelle 18:	Anteile an den Gesamtkosten (Investition und Betrieb)	76
Tabelle 19:	Qualitätsanforderungen an Erd- und Biogas für Verkehr oder Gasnetzeinspeisung.....	85
Tabelle 20:	Kosten der Gasaufbereitung der verschiedenen Aufbereitungstechnologien	90
Tabelle 21:	Technischen Charakteristika der entwickelten Varianten	93
Tabelle 22:	Variante 1 (städtischer Bereich) Eckdaten.....	97
Tabelle 23:	Variante 1 (ländlicher Bereich) Eckdaten.....	98
Tabelle 24:	Variante 2 (städtischer Bereich) Eckdaten.....	99
Tabelle 25:	Variante 2 (ländlicher Bereich) Eckdaten.....	100
Tabelle 26:	Variante 3 (städtischer Bereich) Eckdaten.....	101
Tabelle 27:	Variante 3 (ländlicher Bereich) Eckdaten.....	102
Tabelle 28:	Variante 4 (städtischer Bereich) Eckdaten.....	103
Tabelle 29:	Variante 4 (ländlicher Bereich) Eckdaten.....	104

Tabelle 30:	CO ₂ -Minderungspotentiale der Treibstoffe in Abhängigkeit vom Rohstoff (UMWELTBUNDESAMT 2008)	105
Tabelle 31:	Spezifische CO ₂ -Einsparungspotentiale der Versorgungsvarianten	108
Tabelle 32:	Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsberechnung	114
Tabelle 33:	Tarifverordnung, Ökostromgesetz-Novelle 2006	115
Tabelle 34:	Investitionskosten der Gasleitungen	118
Tabelle 35:	Spezifische Kosten der Gasleitungen (durchschnittliche und angestrebte Auslastung)	118
Tabelle 36:	Transportkosten zur Versorgung von netzfernen Gastankstellen (Auszug aus Tabelle 9)	119
Tabelle 37:	Spezifische Fixkosten einer netzfernen und einer netzgebunden Gastankstelle (exkl. Kosten für Gastransport)	120
Tabelle 38:	Variable Kosten einer netzfernen und einer netzgebunden Gastankstelle in Abhängigkeit von Anlagenleistung und Anlagenauslastung	121
Tabelle 39:	KFZ-Bestand im Jahr 2008 und Anteil an CNG-Fahrzeugen in 2012 - 2020	131
Tabelle 40:	Minimaler und maximaler Verbrauch der Erdgas-Tankstelle (eigene Darstellung, Daten: Salzburg Netz GmbH 2007)	137
Tabelle 41:	Minimaler und maximaler Gasverbrauch der Erdgastankstelle und des Mikronetzes (eigene Darstellung, Daten: Wirtschaftspark Pöttelsdorf)	139
Tabelle 42:	Gasgestehungskosten im System (Biogas-Mikronetz und -Tankstelle) in Abhängigkeit von der Tankstellenleistung (Kostenangebote, 2008 eigene Berechnungen).....	142