



Biomethan

**Aufbereitung von Biogas zur Einspeisung
in das Salzburger Gasnetz**

J. Bergmair

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

8/2006

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>
oder bei:

Projektfabrik Waldhör
Währingerstraße 121/3
1180 Wien

Aufbereitung von Biogas zur Einspeisung in das Salzburger Erdgasnetz

DI Johann Bergmair

PROFACTOR Produktionsforschungs GmbH



Wien, März 2006

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

Inhalt

1.	Einleitung.....	1
1.1	Problembeschreibung.....	1
1.2	Allgemeine Einführung in die Thematik.....	1
1.3	Beschreibung der Vorarbeiten zum Thema.....	4
1.4	Zielsetzung und Schwerpunkte	6
1.5	Einpassung in die Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“.....	7
1.6	Kurzbeschreibung des Aufbaus des Endberichts.....	8
2.	Ziele des Projektes	10
3.	Inhalte und Ergebnisse des Projektes	12
3.1	Verwendete Methoden und Daten.....	12
3.2	Beschreibung des Standes der Technik.....	17
3.3	Innovationen des Projekts BioMethan	18
3.4	Projektergebnisse.....	20
3.5	Weiterverwendung der Ergebnisse	57
4.	Detailangaben zu den Zielen der „Energiesysteme der Zukunft“	57
4.1	Beitrag zum Gesamtziel und den sieben Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung	57
4.2	Einbeziehung der Zielgruppen.....	58
4.3	Beschreibung der Potenziale.....	59
5.	Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen	60
5.1	Gewonnene Erkenntnisse für das Projektteam	60
5.2	Weiterarbeit des Projektteams	62
5.3	Zielgruppe mit Interesse an den Projektergebnissen	62
6.	Ausblick und Empfehlungen	63
6.1	Chancen und Risiken für das geplante Demonstrationsprojekt	63
6.2	Empfehlungen für den weiteren Forschungsbedarf.....	63
7.	Literaturverzeichnis	65
8.	Abbildungsverzeichnis.....	67
9.	Tabellenverzeichnis.....	68

Kurzfassung 1 deutsch

Die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz bietet eine nachhaltige energieeffiziente Energieversorgung, da das Gas an den Orten verstromt werden kann, wo auch eine dauerhafte Wärmeabnahme gegeben ist. Derzeitige dezentral eingesetzte Blockheizkraftwerke erreichen in dünn besiedelten ländlichen Gebieten oft nur eine geringe Wärmenutzung. Zusätzliche Einsatzmöglichkeiten für Biogas eröffnen sich mit dieser örtlichen Trennung der Erzeugung und der Nutzung von Biogas, beispielsweise Treibstoffproduktion oder Einsatz in zentralen Kraft Wärme Kopplungen mit Gasturbinen.

Die Aufbereitung des Biogases auf die erforderliche Qualität stellt eine technische und betriebswirtschaftliche Herausforderung dar. Die Erarbeitung der nötigen Rahmenbedingungen zur Errichtung einer Demonstrationsanlage zur Einspeisung von Biogas ins Salzburger Hochdruck-Erdgasnetz sowie die Weiterentwicklung einer kostengünstigen und abfallfreien Reinigungseinheit sind Gegenstand des Projekts BioMethan.

Standort

Aus mehreren Alternativen wurde als Standort für die Biogas- und Kompostieranlage Wals ausgewählt.

Für diese Region wurde eine Liste von Substraten und Kosubstraten zusammengestellt, welche sich für eine Anlagengröße von ca. 150 m³ Biogas pro Stunde, gut eignen.

Einspeisung

Bei der Formulierung der Einspeisekriterien wurde auf die ÖVGW Richtlinien G 31 „Erdgas in Österreich“ sowie G 177 „thermische Abrechnung“ zurückgegriffen. Netz und Betriebschädliche Stoffe welche in der Richtlinie G 31 nicht namentlich genannt sind aber im Biogas befinden können müssen noch definiert werden.

In der Planung der Demonstrationsanlage geht man derzeit nicht von einer Vollaufreinigung auf Erdgasqualität sondern von einer Teilaufreinigung aus.

Ziel ist es ein Mischungsverhältnis von 1:25 (Biogas/Erdgas) zu realisieren. In den Sommermonaten kommt es innerhalb des Erdgas- Versorgungssystems sporadisch zu geringeren Gasdurchflüssen in der Hochdruckleitung. Weil der gewünschte Verdünnungseffekt nicht erreicht werden kann, wird darauf bedacht genommen, dass nicht 100% des erzeugten Biogases in das Erdgashochdrucknetz eingespeist werden kann. Das überproduzierte Biogas wird zur Eigenwärmeerzeugung verwendet.

Biogasreinigung

Die im Projekt BioMethan entwickelte Testanlage der biologischen Entschwefelung konnte optimiert werden. Die Realisierung von halbindustriellen Anlagen steht unmittelbar bevor. Der Test eines alternativen Adsorbens (Amin) zur CO₂-Abtrennung zeigte positive Ansätze zur Effizienzsteigerung der Druckwechseladsorption, die mögliche technische Umsetzung ist noch zu prüfen.

Wirtschaftlichkeit

Nach Berechnungen der Gesamtwirtschaftlichkeit auf Basis der derzeit vorliegenden Struktur und der Erdgaspreise von 2003 ist eine wirtschaftliche Realisierbarkeit nicht möglich. Neben den Investitionskosten wirken sich auch die laufenden Betriebskosten (Aufreinigung, Kompression für Hochdrucknetz) und die in Salzburg hohen Substratkosten negativ auf die Anlage aus.

Die spezifischen Gasgestehungskosten bei vollständiger Biogasaufbereitung als Kombination der biologischen Entschwefelung und einer Druckwechseladsorption steigen bei kleinen Anlagen unter 150 Nm³/h (~ 1,5 MW Brennwertleistung Reingas) stark an. Bei größeren Anlagen ist mit Austauschgas-Gestehungskosten zwischen 50 und 55 c€/Nm³ (4,3-5,2 c€/kWh Brennwertleistung Reingas) zu rechnen.

Im Vergleich zu anderen Aufbereitungsverfahren, z.B. Wäscher liegen die errechneten Werte im gleichen Bereich und sind somit konkurrenzfähig.

Ausblick

Ein Folgeprojekt zur Realisierung einer Demonstrationsanlage zur Biogaseinspeisung wurde im Programm Energiesysteme der Zukunft genehmigt.

Summary 1 english

Injection of Biogas to the natural gas grid offers a sustainable energy efficient supply of energy, because the power conversion can be managed at locations with permanent heat demand. Actually the most common systems run at decentralised combined heat and power units (CHP) units in rather sparsely populated regions with low heat usage. Additional advanced applications of biogas can be achieved separating the location of the production and the usage of biogas, e.g. production of vehicle fuel or utilisation as fuel for large scale CHP units with gas turbines.

The purification of biogas reaching the required quality is a challenging technical and economic task in the project BioMethan, especially the development of a cost-effective and free of waste-products process. The second main task in BioMethan is the elaboration of all relevant boundary conditions for the building of an industrial demonstration unit injecting biogas to the high pressured natural gas grid of Salzburg.

Location

Evaluating several possible locations the site of Wals was chosen for the planned biogas and composting demonstration plant. A comprehensive list of available substrates shows, that a plant size of approx. 150 m³/h biogas can be reached.

Injection to the grid

Based on the technical directives ÖVGW G 31 "Erdgas in Österreich" and ÖVGW G 177 "thermische Abrechnung" the injection criteria of biogas are defined. Biogas components, which are not listed in the directive G 31 but are harmful for the network and its operation, have to be listed.

Due to economical benefits the current planning sticks to a partial purification of biogas and not to a total cleaning to natural gas quality. Mixing the pre-cleaned biogas with natural gas in a ratio of 1:25 (biogas:natural gas) the required gas quality can be reached.

During summer the high pressure pipeline reaches some flow rate minima, because of the lack of heating demand. The flow rate of the natural gas is on several days too low to reach the desired dilution effect with 100% injection of biogas. During this period a part load operation will be performed, the rest of the biogas produced is used for internal heat production.

Biogas purification

Operating the developed test unit of the biological desulphurisation an optimisation of the cleaning capacity could be reached. The realisation of a half-industrial application will be done in nearest future. The investigation of an alternative adsorbent (amine) for the CO₂ removal showed positive effects to lower the energy demand in pressure swing adsorptions. The technical application has to be proved.

Economics

Following the performed total economic calculation based on the described structure with pre-cleaning and mixing with natural gas and on natural gas prices of 2003 the injection of biogas to the grid is not economical feasible. Besides the investment costs, the operational costs for cleaning and compression to the high pressure grid have main influence. Additionally rather high substrate costs in the region of Flachgau have negative influence on the economic efficiency.

The specific production costs of totally upgraded biogas were calculated by simulation using the biological desulphurisation in combination with the pressure swing adsorption. For plants with less than 150 Nm³/h (~ 1,5 MW energy performance in the upgraded biogas) the specific production costs rise strongly. For bigger plants costs of 50-55 c€/Nm³ (4,3-5,2 c€/kWh) were calculated. In comparison to other cleaning systems like strippers the costs are in the same range and therefore competitive.

Outlook

A follow-up project in the programme "Energiesysteme der Zukunft" for support of the planned industrial demonstration plant for biogas injection to the natural gas grid was granted.

Kurzfassung 2 deutsch

Die Einführung eines gesetzlich geregelten Einspeisetarifs für Strom aus Erneuerbaren Energiequellen ermöglicht einen weitgehend wirtschaftlichen Betrieb von Biogasanlagen. Die behördlichen Auflagen einer nachweislichen Wärmenutzung aus den eingesetzten Blockheizkraftwerken erweist sich in vielen Fällen als schwierig, weil sich die Standorte vor allem in dünn besiedelten ländlichen Gebieten befinden.

Eine nachhaltige Lösung dieser Problematik ist die Einspeisung des Biogases in das Erdgasnetz, da das Gas an den Orten verstromt werden kann, wo auch eine dauerhafte Wärmeabnahme gegeben ist. Zusätzliche Einsatzmöglichkeiten für Biogas eröffnen sich mit dieser örtlichen Trennung der Erzeugung und der Nutzung von Biogas, beispielsweise Treibstoffproduktion oder Einsatz in zentralen Kraft Wärme Kopplungen mit Gasturbinen.

Die Aufbereitung des Biogases auf die erforderliche Qualität stellt eine technische und betriebswirtschaftliche Herausforderung dar. Die Weiterentwicklung einer kostengünstigen und abfallfreien Reinigungseinheit ist Gegenstand des Projekts BioMethan.

Im Folgenden werden die zwei wesentlichen Themenbereiche des Projekts BioMethan beschrieben:

1. Rahmenbedingungen für eine Demonstrationsanlage im Flachgau zur Biogas-Einspeisung ins Erdgasnetz
2. Entwicklung und Bewertung einer abfallfreien und kostengünstigen Aufbereitungstechnologie

1. Rahmenbedingungen für eine Demonstrationsanlage im Flachgau zur Biogas-Einspeisung ins Erdgasnetz

Als erster Planungsschritt zur Realisierung der Demonstrationsanlage für die Einspeisung von Biogas in das Salzburger Erdgashochdrucknetz durch die Salzburg AG wurden als potenzielle Standorte die Regionen Seekirchen-Nussbaum, Elixhausen und Wals ausgewählt.

Nach Prüfung der einzelnen Standorte hinsichtlich der Substrat- Verfügbarkeit bietet sich folgende Situation:

Seekirchen und Elixhausen:

Der Großteil der Landwirte im nördlichen Flachgau betreibt Milchwirtschaft.

Brachflächen, welche sich für den Anbau von Silomais eignen würden sind im Salzburger Flachgau derzeit kaum vorhanden.

Eine Ausweitung der Ackerflächen ist durch Förderbestimmungen (Verbot von Grünlandumbruch) untersagt bzw. nur im geringen Maße gestattet.

Der Einsatz von Mais- und/oder Grassilage aus den bereits bewirtschafteten landwirtschaftlichen Flächen in einer Biogasanlage ist auf Basis der derzeitigen Erzeugungskosten wirtschaftlich nicht vertretbar. Silagewirtschaft ist derzeit kaum vorhanden.

Der Anteil an Biobetrieben in dieser Region liegt mit einem Anteil von ca. 25% über dem österreichischen Durchschnitt. Biobetriebe dürfen vergorenes Substrat welches auch Substrate (wie Gülle oder Mist) von konventionell betriebenen Landwirtschaften enthält, nicht auf Ihre Felder ausbringen.

Wals:

Die Region Wals bietet in Relation zu den übrigen Regionen weniger, für das Vorhaben der Salzburg AG dennoch ausreichend landwirtschaftliche Substrate. Die landwirtschaftlichen Betriebe in Wals sind weitestgehend nicht durch Fördermaßnahmen gebunden. Silagewirtschaft ist in dieser Region verbreitet im Einsatz. Sinnvoll kann der Einsatz von Silage in einer Biogasanlage sein wenn es sich hierbei um Überschuss oder Material 2. Wahl handelt.

Der Anteil an Biobetrieben ist klein. In Wals wird Gemüseanbau, Ackerbau sowie Milchwirtschaft betrieben. Der Anteil der Ackerflächen beträgt ca. 50%. Die Düngung dieser Flächen erfolgt derzeit mit Dünger aus dem Handel. Dieser Dünger könnte durch den Gärückstand aus der Biogasanlage substituiert werden.

Ein weiterer Vorteil des Standortes Wals liegt in dessen Nähe zur Stadt Salzburg einerseits sowie den unmittelbar vorhandenen Autobahnanschlüssen andererseits. Dadurch ist es verkehrsgeographisch einfacher die für den Betrieb der Anlage nötigen Kosubstrate zur Biogasanlage zu transportieren.

Der Einsatz von Kosubstraten für die Biogas- und Kompostieranlage der Salzburg AG ist aus wirtschaftlichen Gründen erforderlich.

Die Basis der Kofermentation bilden Gülle und Mist um Stabilität im Gärprozess zu erreichen. Die spezifischen Transportkosten der Gülle stellen einen beträchtlichen Anteil der Betriebskosten dar. Diese liegen laut Maschinenring Salzburg bei 4,5 €/Tonne für Transportwege von 5-10 km. Basierend auf diesem Preis zeigten Berechnungen, dass der Verkaufspreis für Biogas aus Rindergülle doppelt so hoch sein müsste, wie das übliche Erdgasenergiepreisniveau um Gülle kostenneutral in einer zentralen Biogasanlage einsetzen zu können.

In einer weiteren Modellrechnung wurde ein fiktiver maximaler Güllepreis errechnet. Verglichen mit Erdgas und angenommen, dass der Endkunde für Biogas 10% mehr bezahlen würde, dürfte der Transport für die Gülle max. 1,70 Euro/Tonne betragen.

Ausgewählter Standort zur Realisierung der Anlage

Als Standort für die Biogas- und Kompostieranlage wurde Wals ausgewählt.

Für diese Region wurde eine Liste von Substraten und Kosubstraten zusammengestellt, welche sich für eine Anlagengröße von ca. 150 m³ Biogas pro Stunde, gut eignen.

Bei der Auswahl der Kosubstrate wurde auf die EU -Hygienerichtlinie bezüglich der grundsätzlich zugelassenen Stoffe (tierische Nebenprodukte) und die Richtlinie „Der sachgerechte Einsatz von Biogasgülle und Gärückständen im Acker und Grünland“ des Institutes für Bodenwirtschaft zurückgegriffen.

Einspeisung:

Bei der Formulierung der Einspeisekriterien wurde auf die ÖVGW Richtlinien G 31 „Erdgas in Österreich“ sowie G 177 „thermische Abrechnung“ zurückgegriffen. Netz und Betriebschädliche Stoffe welche in der Richtlinie G 31 nicht namentlich genannt sind aber im Biogas befinden können müssen noch definiert werden.

In der Planung der Demonstrationsanlage geht man derzeit nicht von einer Vollaufreinigung auf Erdgasqualität sondern von einer Teilaufreinigung aus um die Reinigungskosten gering zu halten.

Ziel ist es ein Mischungsverhältnis von 1:25 (Biogas/Erdgas) zu realisieren. In den Sommermonaten kommt es innerhalb des Erdgas- Versorgungssystems sporadisch zu geringeren Gasdurchflüssen in der Hochdruckleitung. Weil der gewünschte Verdünnungseffekt nicht erreicht werden kann, wird darauf bedacht genommen, dass nicht 100% des erzeugten Biogases in das Erdgashochdrucknetz eingespeist werden kann. Das überproduzierte Biogas wird zur Eigenwärmeerzeugung verwendet.

2. Entwicklung und Bewertung einer abfallfreien und kostengünstigen Biogas-Aufbereitungstechnologie

Die Einspeisekriterien in österreichische Erdgasnetze gemäß der ÖVGW Richtlinie G31 erfordern für Austauschgase (direkter Erdgasersatz ohne Mischungsnotwendigkeit) eine Abtrennung von im Rohbiogas enthaltenem H₂S auf weniger als 5 mg/Nm³ sowie, um den geforderten Mindestbrennwert zu erreichen, die Anreicherung von Methan auf > 97 vol%. Dies bedingt neben der Abtrennung des enthaltenen CO₂ auch die Eliminierung von je nach

Betriebsweise des Fermenters enthaltenen Begleitbestandteilen (N_2 , O_2) auf einen Gesamt-Inertgasgehalt (CO_2 + Luftbestandteile) von $< 2-3$ vol%.

Biologische H_2S Reinigung

Vorteile des im Projekt BioMethan eingesetzten von Profactor patentierten biologischen Reinigungsverfahrens im Vergleich zu verfügbaren Biofiltersystemen, wie Wäscher mit anschließendem biologischem Abbau oder Biotropfkörper:

- das verwendete System integriert ein patentiertes Sauerstoffeinbringungsverfahren über die Flüssigphase im Gegensatz zur herkömmlichen Luftzudosierung zum Biogasstrom, was die Verdünnung mit Luftstickstoff entscheidend verringert
- durch die Einbringung von Sauerstoff in der Flüssigphase vermeidet dieses System das auftreten von Restsauerstoff im gereinigten Biogas, wodurch die Entstehung von explosionsfähigen Gemischen von vornherein vermieden wird (verbesserte Betriebssicherheit)
- das sauerstofffreie Biogas kann für hochwertigere Verwendungszwecke eingesetzt werden wie z.B. als Brenngas für Brennstoffzellen.

Die errichtete Versuchsanlage erreicht im Testbetrieb die H_2S -Anforderungen zur Einspeisung in ein Erdgasnetz und konnte in der Reinigungsleistung optimiert werden.

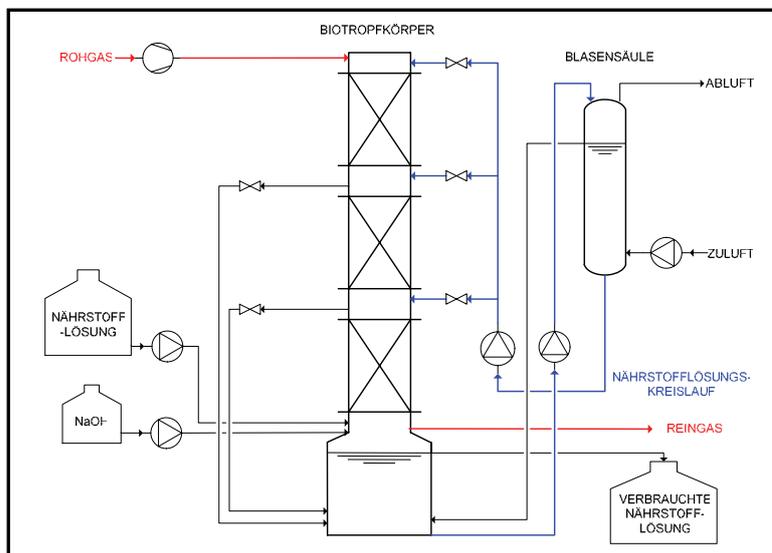


Abbildung 1: Fließbild der 3-stufigen Biotropfkörperanlage zur H_2S -Reinigung von Biogas nach Profactor

Abbildung 2: Foto der 3-stufigen Biotropfkörperanlage zur H_2S -Reinigung von $1m^3/h$ Biogas

Adsorptive CO_2 Abtrennung

Soll das Biogas nicht nur in geringen Mengen dem Erdgas zudosiert (Zusatzgas) sondern vollständig eingespeist werden (Austauschgas), hat nach einer Gastrocknung, Entschwefelung und Entfernung sonstiger Spurenelemente, eine Entfernung des Kohlendioxids zu erfolgen, damit lokale Spezifikationen wie der Heizwerte und der Wobbe-Index eingehalten werden können.

Um die Wirtschaftlichkeit dieser Abtrennung zu gewährleisten, ist es notwendig, die in Frage kommenden Verfahren hinsichtlich deren erreichbarer Reinheiten und Ausbeuten an Methan zu optimieren. Neben den bereits großtechnisch in Anwendung befindlichen Absorptions-Verfahren verfügen adsorptive Verfahren über ein großes Entwicklungspotential hinsichtlich dieser geforderten Eigenschaften.

Als Adsorptionsmittel für eine Druckwechseladsorption wurde im Projekt BioMethan anstatt der üblicherweise verwendeten Adsorbentien auf Kohlebasis ein spezielles mit Diethylentriamin modifiziertes Polymer eingesetzt, welches Kohlendioxid besonders selektiv aufnimmt. Darüber hinaus konnte festgestellt werden, dass das Adsorptionsverhalten dieses Adsorbens von der Feuchte im Biogas nahezu unbeeinträchtigt bleibt und dessen Aufnahmekapazität für CO₂ im Wesentlichen beibehält.

Angesichts der verhältnismäßig starken „chemischen“ Bindung des CO₂ an das Polymer kann eine Abtrennung aus Biogasen bereits bei Umgebungsdruck durchgeführt werden, mit dem Vorteil, dass lediglich das Produktgas auf den jeweiligen Übernahmepressur komprimiert werden muss, was eine Kosteneinsparung zur Folge hat. Andererseits hat die Regeneration dabei durch Evakuieren oder durch Temperaturerhöhung zu erfolgen.

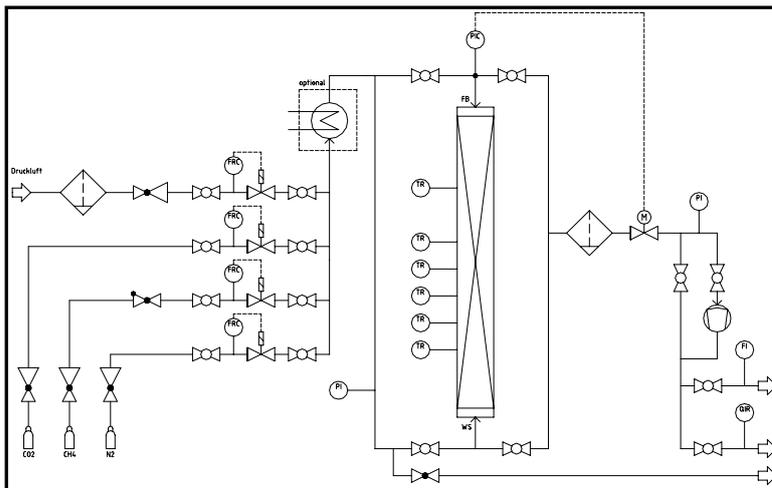


Abbildung 3: Verfahrensfliessbild der entwickelten Druckwechselapparatur

Abbildung 4: Zur Untersuchung der Druckwechseladsorption aufgebaute Versuchsanlage

Zum Vergleich unterschiedlicher Technologien bei gleichen Rahmenbedingungen wurde eine Simulation mit einem einfachen Modellansatz der TU Wien durchgeführt, die den Aufbereitungsschritt in einer so genannten Black Box zusammenfasst. Das Modell enthält die für den Vergleich unterschiedlicher Anlagen notwendigen Kennzahlen.

Auf Basis des technologischen Vergleiches der derzeit eingesetzten Aufbereitungstechnologien wird eine Kombination aus extern belüftetem Bio-Tropfkörper, der von Profactor entwickelt wurde, zur selektiven H₂S-Oxidation in Kombination mit einer Methananreicherung durch Druckwechseladsorption an Kohlenstoffmolekularsieben als technisch und ökonomisch sinnvolles Gesamtkonzept für die Bereitstellung von direkt erdgasnetzfähigem Reingas (Austauschgas) vorgeschlagen.

Der elektrische Energieaufwand für die Biogasaufbereitung liegt bei rund 4 % der im Reingas enthaltenen Energie (Basis Brennwert). Die Methanverluste im Abgas der Druckwechseladsorption betragen 4 %, womit 96 % der Rohgasenergie im Reingas erhalten bleibt.

Bei größeren Anlagen ist mit Austauschgas-Gestehungskosten zwischen 50 und 55 c€/Nm³ (4,3-5,2 c€/kWh Brennwertleistung Reingas) zu rechnen. Die spezifischen Kosten für die Biogasaufbereitung steigen bei kleinen Anlagen unter 150 Nm³/h (~ 1,5 MW Brennwertleistung Reingas) stark an.

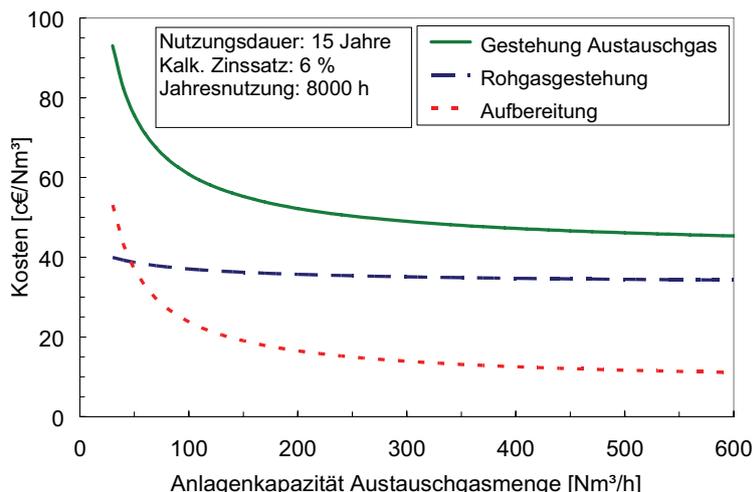


Abbildung 5: Spezifische Aufbereitungs- und Gastgestehungskosten bezogen auf die Gasmenge in Abhängigkeit der Anlagenkapazität

3. Schlussfolgerungen und Ausblick

Am Einspeisepunkt müssen die bereits ausformulierten Kriterien der ÖVGW Richtlinie G 31 bzw. G 33 (Gasbeschaffenheit), sowie die ÖVGW Richtlinie G 177 (thermische Abrechnung) eingehalten werden. Zwei unterschiedliche Szenarien sind möglich:

- Vorreinigung und Mischung mit Erdgas in einer Mischstation, um die notwendigen Spezifikationen einzuhalten.
- vollständige Reinigung auf Erdgasqualität mit Entfernung von H₂S, H₂O sowie CO₂.

Allfällige Schädigungen des Erdgasverteilnetzes (Stahlrohre und PE-Rohre) durch Begleitstoffe im Biogas, welche auch über die in der ÖVGW Richtlinie G 31 bzw. G 33 genannten Stoffe hinausgehen, müssen zusätzlich ausgeschlossen werden können.

Auf Basis der derzeit vorliegenden Struktur einer Vorreinigung des Biogases und einer Mischung mit einer entsprechenden Menge an Erdgas und der Erdgaspreise von 2003 ist eine wirtschaftliche Realisierbarkeit nicht möglich. Neben den Investitionskosten wirken sich auch die laufenden Betriebskosten (Aufreinigung, Kompression für Hochdrucknetz) und die in Salzburg hohen Substratkosten negativ auf die Anlage aus.

Im Vergleich zu anderen Aufbereitungsverfahren, z.B. Wäscher liegen die errechneten Reinigungskosten aus der Kombination der biologischen Entschwefelung und der Druckwechseladsorption im ähnlichen Bereich und sind somit konkurrenzfähig.

Die im Projekt BioMethan entwickelte Testanlage der biologischen Entschwefelung konnte optimiert werden. Die Realisierung von halbindustriellen Anlagen steht unmittelbar bevor. Der Test des alternativen Adsorbens (Amin) zur CO₂-Abtrennung zeigte positive Ansätze zur Effizienzsteigerung der Druckwechseladsorption, die mögliche technische Umsetzung ist noch zu prüfen.

Ein Folgeprojekt zur Realisierung einer Demonstrationsanlage zur Biogaseinspeisung wurde im Programm Energiesysteme der Zukunft genehmigt.

Summary 2 english

With the coming into force of the Austrian law for fixed tariffs of electrical power produced with renewable energy sources the basis for economical feasibility of decentralized biogas plants was created. Actually the most common systems run at decentralised combined heat and power units (CHP) units in rather sparsely populated regions with low heat usage, which can cause problems due to the governmental requirements to fulfill a high level of heat usage.

Injection of Biogas to the natural gas grid offers a sustainable energy efficient supply of energy, because the power conversion can be managed at locations with permanent heat demand. Additional advanced applications of biogas can be achieved separating the location of the production and the usage of biogas, e.g. production of vehicle fuel or utilisation as fuel for large scale CHP units with gas turbines.

The purification of biogas reaching the required quality and injection to the natural gas grid are challenging technical and economic tasks in the project BioMethan. The following two main tasks are performed in the project:

1. Elaboration of all relevant boundary conditions for the building of an industrial demonstration unit injecting biogas to the natural gas grid of Salzburg.
2. Development and evaluation of a cost-effective and free of waste-products biogas upgrading process.

1. Boundary conditions for the building of an industrial demonstration unit in Flachgau injecting biogas to the natural gas grid

The first step for the planning of the demonstration unit for the injection of biogas to the high pressure natural gas grid of the Salzburg AG was the selection of the most appropriate location. The regions Seekirchen-Nussbaum, Elixhausen and Wals were investigated. A summary of the conditions is given below.

Seekirchen und Elixhausen:

Most of the farmers in the northern region of Flachgau run a dairy farms. Agricultural fallow land suited for production of energy plants is rarely available.

In this region the extension of agricultural crop land is widely forbidden, because most of the farmers get long term subsidies keeping green land. In combination with the biological milk production maize and grass silage is practically not used. So it would be hard to get enough co-substrates to a reasonable price.

Approximately 25 % of the farmers operate a biodynamic agriculture, which is higher than the average in Austria. It is not allowed to spread digestate of the biogas plant with the origin of conventional agriculture on fields of biodynamic agriculture.

These facts would cause difficulties in the operation of a commercial biogas plant.

Wals:

In the region Wals there are less agricultural substrates (manure, energy crops) available than in the northern Flachgau, but still enough to run the planned size of the demonstration biogas plant. The farms are mostly not bound to long term subsidies with hindering obligations. Silage production is widely used. Most economical effective is the use of silage with too low quality for animal food or waste.

There is a low share of biodynamic agriculture in Wals. There are crop land farms with a reasonable amount of vegetable cultivation and dairy farms. Agricultural crop land reaches approx. 50% and is mainly fertilised with conventional fertiliser, which can be partially substituted by the digestate of the biogas plant.

An advantage of the site in Wals is the good connection to the highway and the close city of Salzburg. Co-substrates are therefore easy to transport to the biogas plant. This point

turned out to be important, because the economic feasibility is worse without any co-substrates.

Anyway the basis of the fermentation is manure and possibly solid dung to provide a stable digestion process. The specific transport costs for manure from the farmers to the biogas plant have a rather big influence, caused by the huge amount of liquid transported. Relating to a local farmer association the price is around 4,5 €/t manure within 5-10 km distance. Based on the price calculations showed, that the selling price of biogas has to be twice higher than actual natural gas price in order to produce at a cost neutral operation.

In an additional calculation a theoretical manure price resulted in max.1,70 €/t. In this case the biogas selling price of biogas was set 10% higher than the actual natural gas price.

Chosen site for the realisation of the demonstration plant

After an intensive evaluation process Wals was chosen as site for the composting and biogas plant. A comprehensive list of available substrates shows, that a plant size of approx. 150 m³/h biogas can be reached.

Selecting the appropriate co-substrates the EU-directive 1774/2002 of health rules concerning animal by products and the Austrian regulation of the Institut für Bodenkultur, Wien for fertilizing crop land and grassland with digestate of the biogas plant were taken into consideration.

Injection to the grid

Based on the technical directives ÖVGW G 31 "Erdgas in Österreich" and ÖVGW G 177 "thermische Abrechnung" the injection criteria of biogas are defined. Biogas components, which are not listed in the directive G 31 but are harmful for the network and its operation, have to be listed.

Due to economical benefits (lower costs for the cleaning) the current planning sticks to a partial cleaning of biogas and not to a total cleaning to natural gas quality. Mixing the pre-cleaned biogas with natural gas in a ratio of 1:25 (biogas:natural gas) the required gas quality can be reached.

During summer the high pressure pipeline reaches some flow rate minima, because of the lack of heating demand. The flow rate of the natural gas is on several days too low to reach the desired dilution effect with 100% injection of biogas. During this period a part load operation will be performed, the rest of the biogas produced is used for internal heat production.

2. Development and evaluation of a cost-effective and free of waste-products biogas upgrading process

The requirements for totally upgraded biogas to natural gas quality are based on the technical directive ÖVGW G 31. The two major components to remove are H₂S to a concentration of < 5 mg/Nm³ and the CO₂ content. Reaching the required heating value the CH₄ content should be >97 vol%. Besides the CO₂ also all other possible gases have to be reduced or even avoided during the fermentation process. The total inert gas share (CO₂, N₂) and also O₂ has to be < 2-3 vol%.

Biological H₂S Cleaning

In the project BioMethan the biological desulphurisation system, patented by Profactor was tested. There are several advantages in comparison to other biological systems:

- The system uses a patented oxygen enrichment of the liquid nutrient medium to supply the bacteria sufficiently. The dilution of the biogas with nitrogen is reduced significantly in comparison to conventional air dosing systems to the gas phase.
- Caused by the oxygen supply directly in the liquid phase there is no danger to get an explosive mixture of biogas and oxygen (better operational safety)
- The oxygen free biogas is appropriate for advanced energy usage like in fuel cells. The constructed filter unit reached in the test phase the H₂S requirements and was optimised to a higher cleaning capacity.

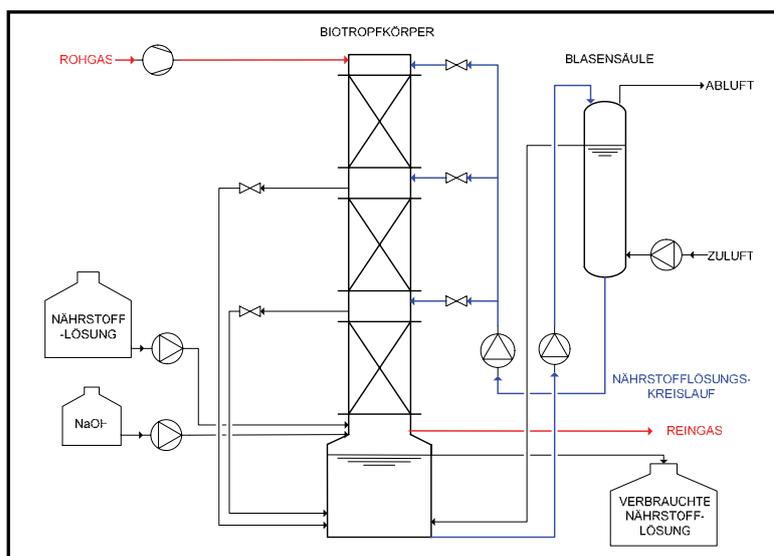


Figure 1: P&I scheme of the 3 step biotrickling filter for H₂S-removal of biogas by Profactor

Figure 2: photo of the 3 step biotrickling filter for H₂S-removal cleaning 1 m³/h biogas

Adsorptive CO₂ removal

In case of total upgrading of the biogas to achieve a substitute with the same quality as natural gas the CO₂ removal has to be performed. Drying and removal of other trace gases are additional cleaning steps. The CO₂ removal aims in the reaching of the required heating value and Wobbe index.

Optimising the operation conditions will lead to higher removal efficiencies and more selective adsorption properties with the effect of a higher economical feasibility. The potential for optimisation is given.

In the project BioMethan a special polymer modified by diethylentriamin was used instead of the conventional activated carbon for a pressure swing adsorption. Its selectivity to CO₂ is proved. Several test series showed the constant adsorption behavior varying the moisture content in the gas, which proves the applicability for biogas treatment.

The polymer shows a relatively strong chemical binding of CO₂ and adsorbs carbon dioxide at low pressure, even at atmospheric conditions. The biogas has not to be compressed entering the pressure swing adsorption which leads to lower operational costs. On the other hand the desorption has to be operated at vacuum or additionally with temperature rising.

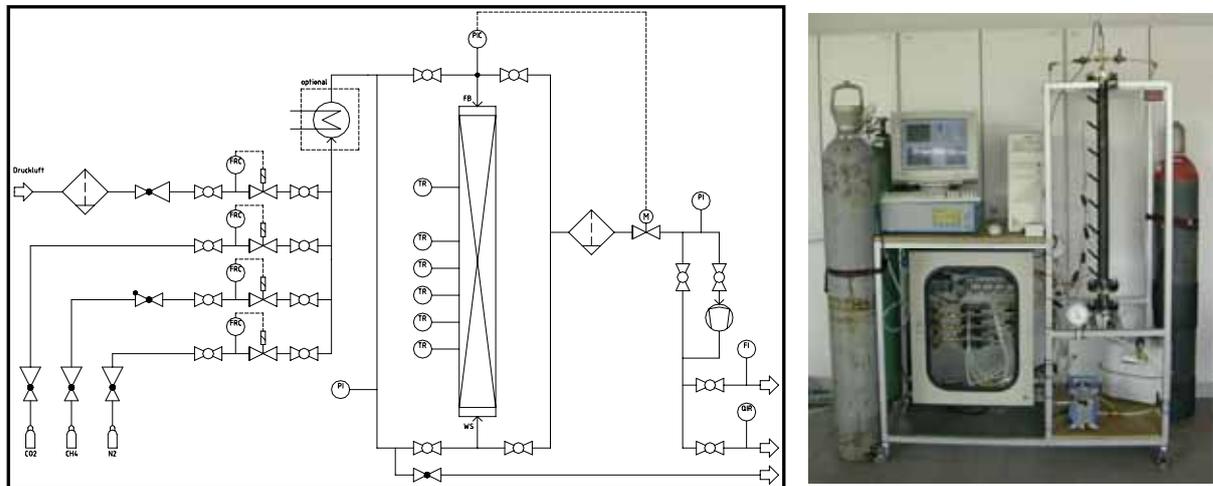


Figure 3: P&I diagram of the developed pressure swing adsorption

Figure 4: Photo of the developed pressure swing adsorption test unit

For comparison of different cleaning technologies at the same boundary conditions a simulation with a simple model of the TU Wien was performed and the cleaning unit in a so called black box summarized. The model contains the necessary data of the different systems.

On basis of this model the combination of the above described biological desulphurisation developed by Profactor and a pressure swing adsorption using carbon molecular sieves was implemented to achieve upgraded biogas with natural gas quality.

As a result the electrical energy effort for the upgrading unit is about 4% of the energy (based on the upper heating value) contained in the clean gas. The methane losses in the CO₂ rich off gas is at 4 vol%, consequently 96 % of the primary energy of the biogas can be kept in the clean gas.

For plants with less than 150 Nm³/h (~ 1,5 MW energy performance in the upgraded biogas) the specific production costs rise strongly. For bigger plants costs of 50-55 c€/Nm³ (4,3-5,2 c€/kWh) were calculated.

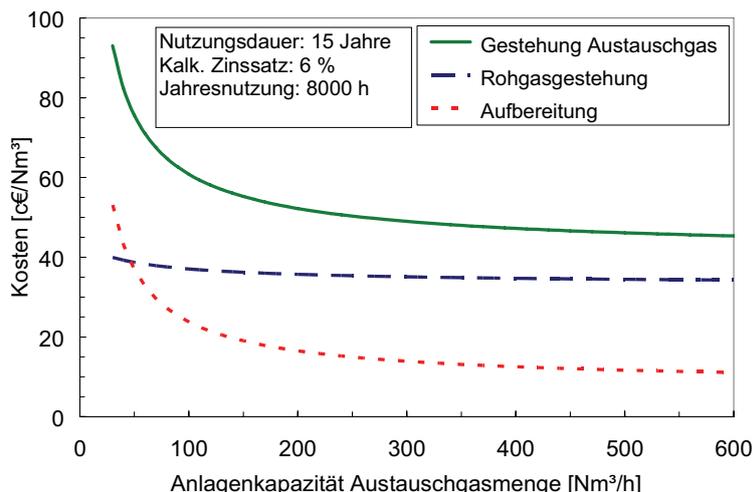


Figure 5: Specific cleaning and production costs related to the capacity of the biogas plant

3. Conclusions and outlook

At the point of injection the defined requirements and gas qualities of the directive ÖVGW G 31 and G 33 (conditions of natural gas) as well as ÖVGW G 177 (thermal accounting) have to be fulfilled. Two different scenarios are possible:

- Pre-cleaning and mixing with natural gas in a mixing chamber to reach the required quality
- Upgrading of the biogas or natural gas quality with removal of H₂S, H₂O and CO₂. Possible harms of the grid (steel pipelines and PE-tubes) caused by other trace components, which are not considered in the directives ÖVGW G 31 and G 33 have to be excluded additionally.

Following the performed total economic calculation based on the described structure and on natural gas prices of 2003 the injection of biogas to the grid is not economical feasible. Besides the investment costs, the operational costs for cleaning and compression to the high pressure grid have main influence. Additionally rather high substrate costs in the region of Flachgau have negative influence on the economic efficiency.

In comparison to other cleaning systems like strippers the calculated upgrading costs of the combination of the biological cleaning and the pressure swing adsorption are in the same range and therefore competitive.

Operating the developed test unit of the biological desulphurisation an optimisation of the cleaning capacity could be reached. The realisation of a half-industrial application will be done in nearest future. The investigation of an alternative adsorbent (amine) for the CO₂ removal showed positive effects to lower the energy demand in pressure swing adsorptions. The technical application has to be proved.

A follow-up project in the programme "Energiesysteme der Zukunft" for support of the planned industrial demonstration plant for biogas injection to the natural gas grid was granted.

1. Einleitung

1.1 Problembeschreibung

Die Einführung eines gesetzlich geregelten Einspeisetarifs für Strom aus Erneuerbaren Energiequellen ermöglicht einen weitgehend wirtschaftlichen Betrieb von Biogasanlagen. Die behördlichen Auflagen einer nachweislichen Wärmenutzung aus den eingesetzten Blockheizkraftwerken (BHKW) erweist sich in vielen Fällen als schwierig, weil sich die Standorte vor allem in dünn besiedelten ländlichen Gebieten befinden.

Eine nachhaltige Lösung dieser Problematik ist die Einspeisung des Biogases in das Erdgasnetz, da das Gas an den Orten verstromt werden kann, wo auch eine dauerhafte Wärmeabnahme gegeben ist. Zusätzliche Einsatzmöglichkeiten für Biogas eröffnen sich mit dieser örtlichen Trennung der Erzeugung und der Nutzung von Biogas.

Die Aufbereitung des Biogases auf die erforderliche Qualität stellt eine technische und betriebswirtschaftliche Herausforderung dar. Die Weiterentwicklung einer kostengünstigen und abfallfreien Reinigungseinheit ist Gegenstand des Projekts BioMethan.

1.2 Allgemeine Einführung in die Thematik

Die Erzeugung von Biogas mittels anaerober Vergärung von nachwachsenden Rohstoffen (Nawaros) stellt eine zukunftsweisende Technologie zur Bereitstellung von erneuerbarer Energie in Österreich dar. Dabei wird heute das Biogas am Ort der Produktion zumeist in einem Blockheizkraftwerk zu Strom und Wärme umgewandelt. Dabei ist es häufig nicht möglich die Wärmeenergie am Standort der Biogasanlage (dünn besiedeltes ländliches Gebiet) einer geeigneten Nutzung zuzuführen.

Die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz stellt eine interessante alternative Möglichkeit der Biogasnutzung dar. Damit ergeben sich folgende Vorteile:

Örtliche Trennung von Biogasanlage und Wärmeabnehmer: Es ergibt sich eine einfache Möglichkeit das Biogas an Orten zu verstromen, an denen auch die dabei entstehende Abwärme genutzt werden kann. Daraus resultiert ein deutlich höherer Gesamtnutzungsgrad der Anlage.

Höherer Wirkungsgrad bei der Verstromung möglich: Biogasanlagen dienen der dezentralen Energiebereitstellung. Durch die relativ geringe Energiedichte der Substrate ist die Anlagenkapazität nach oben begrenzt, um den Aufwand des Transportes der Substrate zur Biogasanlage in einem vernünftigen Aufwand zu halten. Die Einspeisung des Biogases in das Erdgasnetz erlaubt einen einfachen Transport der Energie. So kann man das Biogas mehrerer Anlagen an einem zentralen Ort verstromen. Damit ist es zum Beispiel möglich Gasturbinen einzusetzen, die einen höheren elektrischen Wirkungsgrad aufweisen als übliche Blockheizkraftwerke kleiner Leistung.

Nutzung als Treibstoff möglich: Das aufbereitete Biogas kann auch als Treibstoff für gasbetriebene Fahrzeuge eingesetzt werden. 30% des Endenergieaufwandes in der EU entfallen auf den Verkehrssektor und dieser expandiert weiter. Durch den Einsatz von Biogas aus Nawaros im Verkehrsbereich kann ein Beitrag zur EU-Richtlinie 2003/30/EG "Biokraftstoffe" geliefert werden [EU-Richtlinie Biokraftstoffe, 2003]. Der darin geforderte Anteil von 5,75% für biogene Treibstoffe bis 2010 entsprechen für Österreich 17,7 PJ oder etwa 800 Mio Nm³ Biogas.

Flexibler Einsatz möglich: Durch die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas erhält man einen flexiblen und einfach leitungsgebunden transportierbaren Energieträger der unabhängig vom Ort der Produktion anderen Orts für verschiedenste Zwecke (Stromerzeugung, Wärmebereitstellung, Prozessenergie, Treibstoff) eingesetzt werden kann. Damit steigt das Nachfragepotenzial für den erneuerbaren Energieträger Biogas enorm.

Biogas besteht im Wesentlichen aus CH_4 (etwa 60 vol%) und CO_2 (etwa 40 vol%). Darüber hinaus enthält Biogas auch noch Schwefelwasserstoff (H_2S) und Wasserdampf (H_2O). Der Heizwert H_U von Biogas beträgt etwa 6 kWh/Nm³. Damit ergibt sich die Notwendigkeit das Biogas zu reinigen und aufzubereiten, bevor es in das Erdgasnetz eingespeist werden kann. Als Grundlage für die notwendige Gasqualität können die DVGW Richtlinien [DVGW G260, 1983, DVGW G262, 2004] herangezogen werden. Diese fordert einen Taupunkt unter der minimalen Bodentemperatur und einen H_2S -Gehalt von unter 5 mg/Nm³. Der Heizwert darf nach dieser Richtlinie in einem Bereich von 3% schwanken. Für Österreichische Verhältnisse gilt derzeit die Parallelrichtlinie des ÖVGW [ÖVGW G 31, 2001]. Daraus ergeben sich zwei prinzipielle Möglichkeiten - siehe auch [Hornbachner, 2005]:

- Man reinigt das Biogas vor und mischt es in einer Mischstation mit dem Erdgas soweit, dass die notwendigen Spezifikationen eingehalten werden.
- Oder man bereitet das Biogas auf die geforderte Qualität auf und entfernt neben H_2S und H_2O auch das CO_2 .

Im ersteren Fall ist die Kapazität der Einspeisung nach oben begrenzt, womit sich aber der notwendige Aufwand für die Aufbereitung des Biogases deutlich reduziert. In der Schweiz dürfen bis zu 5 vol% Biogas in das Erdgasnetz eingespeist werden, ohne dass eine CO_2 Entfernung notwendig ist. Für größere Biogasmengen wird ein minimaler CH_4 -Gehalt von 96 vol% gefordert [SVGW G13/d, 2004].

Damit ergeben sich aus der Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz aber auch folgende Nachteile gegenüber einer konventionellen Nutzung in einem BHKW vor Ort:

- Erhöhte Investitionskosten für die Gasreinigung und -aufbereitung.
- Zusätzlicher Energieaufwand für Gasreinigung und Kompression zur Einspeisung.
- Mögliche zusätzliche Betriebsmittel und Abfallstoffe durch die Gasreinigung und -aufbereitung.
- Energiebedarf für den Betrieb der Biogasanlage ist vor Ort zu decken.

Tabelle 1: Gegenüberstellung von Gaszusammensetzung und wichtiger brenntechnischer Größen von Roh-Biogas, Erdgas und den Anforderungen der ÖVGW-Richtlinie G 31.

		Roh-Biogas ^{a)} (trocken)	Erdgas ^{b)}	ÖVGW G 31
Zusammensetzung:				
C _x H _y	vol%(tr)	---	0.4	k.A.
CH ₄	vol%(tr)	50...66	99	k.A.
CO ₂	vol%(tr)	29...43	0.1	≤ 2
H ₂	vol%(tr)	---	---	≤ 4
N ₂	vol%(tr)	0.3...20	0.4	≤ 5
O ₂	vol%(tr)	0.1...6.3	---	≤ 0.5
H ₂ S	mg/m ³ _N (tr)	17...2470	---	≤ 5
R-SH	mg S/m ³ _N (tr)	0...90	---	≤ 6
NH ₃	mg/m ³ _N (tr)	0.6...50	---	0
Siloxane	mg/m ³ _N (tr)	0...0.9	---	0
Brenntechnische Kennwerte:				
Wobbe-Index	MJ/m ³ _N (tr)	22.7...33.3	52.9	47.7...56.5
	kWh/m ³ _N (tr)	6.3...9.3	14.7	13.3...15.7
Brennwert	MJ/m ³ _N (tr)	22...28	39.6	38.5...46.0
	kWh/m ³ _N (tr)	6.1...7.8	11.0	10.7...12.8
rel. Dichte	---	0.84...0.97	0.56	0.55...0.65

^{a)} Profactor Produktionsforschungs GmbH, Biogasanalysen von landwirtschaftlichen Kofermentationsanlagen und Kläranlagen in Oberösterreich und in der Slowakei 2002

^{b)} Analyse Salzburg AG, Österreich, Jänner 2003

1.3 Beschreibung der Vorarbeiten zum Thema

Unzählige Arbeiten werden derzeit am Gebiet der Biogaserzeugung und –nutzung erarbeitet. Im Folgenden ist eine Auswahl an Arbeiten angeführt, die zu Beginn des Projekts BioMethan als Grundlage verwendet wurde.

Adding Gas from Biomass to the Gas Grid

(Asger Myken, Jan Jensen (DGC), Martin Hagen, Erik Polman (GASTEC NV), Owe Jönsson, Anders Dahl (Swedish Gas Center), Juli 2001, R0105)

In diesem Bericht wird der Stand der Technik für die Aufbereitung von Synthesegas aus der Biomassevergasung beziehungsweise Biogas gezeigt. Dabei wurde versucht die Investitions- und Betriebskosten der verschiedenen Technologien zu erheben. Es zeigt sich, dass vor allem die Betriebskosten in unzureichendem Maße bekannt sind.

Biogas Upgrading and Utilisation (IEA Bioenergy), Adding Gas from Biomass to the Gas Grid (Asger Myken, Jan Jensen (DGC), Martin Hagen, Erik Polman (GASTEC NV), Owe Jönsson, Anders Dahl (Swedish Gas Center), Juli 2001, R0105)

In diesem Bericht wird durch die IEA Bioenergy der Stand der Technik der Biogasaufbereitung dargestellt und die potenziellen "neuen" Verwertungsmöglichkeiten und die dafür notwendigen Gasspezifikationen diskutiert.

Außerdem gibt dieser Bericht einen Überblick über weltweit ausgeführte Anlagen zur Reinigung und Aufbereitung von Biogas und Deponiegas.

EU Forschungsprojekt EFFECTIVE – “Holistic Integration of MCFC technology towards a most effective systems compound using Biogas as a renewable source of energy”

(ERK5–CT–1999-00007; Antragsteller ist Koordinator und inhaltlicher Mitarbeiter)

Brennstoffzellen haben neben den hohen Wirkungsgraden sehr niedrige Emissionen. Besonders hohes Reduktionspotential von klimarelevanten Emissionen besteht bei Verwendung von Biogas als Brennstoff.

Die Ziele des Projektes sind:

- Entwicklung und Bau zweier verschiedener Gasaufbereitungseinheiten um Biogas in Hochtemperaturbrennstoffzellen zu nutzen. Dabei soll Biogas auf annähernd Erdgasqualität (Ausnahme CH₄, CO₂, CO) gebracht werden. Die Anforderungen der Brennstoffzelle an die Schwefelwasserstoffkonzentration liegen unter 10 ppm.
- Bau zweier Teststände um sechs 300 W MCFC Stacks zu testen.
- Sechs Versuche an vier verschiedenen Standorten mit unterschiedlichen Gasqualitäten.
- Erfahrungen mit dem Betrieb von Biogas in Brennstoffzellen.
- Integration der Biogas – Brennstoffzellentechnologie am Beispiel von Spanien und der Slowakei.

Die biologische Reinigungseinheit (Kapazität: 200 l/h Biogas, vom Antragsteller entwickelt) wurde stationär in der Slowakei mit einem der MCFC Teststände aufgestellt und ist seit Anfang 2002 durchgehend in Betrieb.

Studie: „Machbarkeitsstudie zur Aufbereitung von Biogas für die Einspeisung in das Erdgasnetz“ (2003)

Im Rahmen dieser Studie wurde u.a. eine Erhebung möglicher Substrate für eine Biogasanlage in der Region der geplanten Biogasanlage durchgeführt. Dabei konnte die Problematik der regional unterschiedlichen Verfügbarkeit von Substraten gezeigt werden. Die Machbarkeit einer Biogasaufbereitung auf Erdgasqualität konnte gezeigt werden, wobei die Wirtschaftlichkeit eines solchen Konzeptes – auch bedingt durch rechtliche Rahmenbedingungen – noch ungewiss ist.

Patent Biologischer Filter: A532/2002

Titel: Verfahren zur Abtrennung einer Komponente aus einem Gasgemisch

Dieses Patent des Antragstellers liegt dem Verfahren der biologischen H₂S-Reinigung zugrunde. Die Neuerung der einfachen aber sicherheitstechnisch relevanten Sauerstoffeinbringung zur Versorgung der Bakterien eignet sich besonders bei der Einspeisung des gereinigten Biogases in ein Erdgasnetz bzw. zum Einsatz in Brennstoffzellen.

PROBAT Marie Curie Industry Host Fellowship

(ENK5-CT-2002-50521; Antragsteller ist Betreuungsinstitut)

In diesem Projekt wurde die biologische Reinigungseinheit zu einer mehrstufigen Laboranlage ausgebaut. Die Verwendung von entsprechenden Bakterien zur Reinigung von H₂S und VOCs aus Biogasen wird getestet. Es werden Simulationsberechnungen zur Optimierung durchgeführt.

CO₂-Adsorption aus Raumluft (Grundlagen-Forschungsprojekt 1995 – 1999)

Für geschlossene Schutzräume ist es erforderlich CO₂ aus der Raumluft zu entfernen. Dazu wurden vom Werkvertragsnehmer W1 Grundlagenuntersuchungen durchgeführt wobei sowohl ein Festbett- als auch ein Wirbelschichtadsorber untersucht wurden. Als Adsorbens wurde hochselektives festes Amin eingesetzt. Die Desorption erfolgte durch TSA und mit Dampf als Strippmedium. CO₂ wurde nach Kondensation des Dampfes als Reinsubstanz gewonnen und nicht in die Umgebung abgegeben.

Rechtliche, wirtschaftliche und technische Voraussetzungen für die Biogas-Netzeinspeisung in Österreich, 2005

Diese Studie wurde im Programm Energiesysteme der Zukunft von HEI Hornbacher Energie Innovation erarbeitet (Hornbacher D., Hutter G., Moor D). Diese Studie wurde parallel zum Projekt BioMethan erstellt und enthält eine Fülle von Informationen, die auch teilweise in BioMethan bestätigt werden können.

1.4 Zielsetzung und Schwerpunkte

Ziel dieses Projektes ist es, die Grundlagen für ein Demonstrationsprojekt einer Biogaseinspeisung in das Salzburger Erdgasnetz zu erarbeiten. Dabei soll ein kostengünstiges Verfahren zur Reinigung und Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität entwickelt werden. Besonderes Augenmerk wird darauf gelegt, die Aufbereitung energetisch effizient und mit möglichst geringem zusätzlichem Betriebsmitteleinsatz darzustellen. Damit soll der Grundsatz einer nachhaltigen und effizienten Energiebereitstellung unter optimaler Schließung der Stoffkreisläufe und Nutzung von Nebenprodukten (Polygeneration) erfüllt werden.

Dazu werden zum einen die rechtlichen, wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen der Biogaseinspeisung geklärt, wobei besonderes Augenmerk auf die Region Flachgau gelegt wird, wo eine Realisierung geplant ist.

Hierbei soll die optimale wirtschaftliche Anlagengröße im Hinblick auf Anlagen- und Betriebskosten, Substrataufbringung und Absatzpotenziale gefunden werden.

Dazu soll zum einen erhoben werden welches Substrat, in welchen Mengen, zu welchem Preis in dieser Region zur Verfügung stehen und wie sowohl die Kosten als auch eine mögliche Logistik für den Antransport des Substrates und die Ausbringung des Gärrestes aussehen.

Zum anderen sollen die möglichen Absatzpotenziale des aufgereinigten Biogases und die daraus lukrierbaren Erlöse untersucht werden. Dabei werden die möglichen Verwertungsschienen eines direkten Verkaufs des "Ökogases" als zum Beispiel Treibstoff für erdgasbetriebene Fahrzeuge oder Verstromung zu Ökostrom bei gleichzeitiger Nutzung der Abwärme in einem vorhandenen Fernwärmenetz betrachtet.

Vor allem die wenig zuverlässigen oder unbekanntenen Betriebskosten der Aufbereitungsanlage sind ein Unsicherheitsfaktor für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Aus diesem Grund werden die verschiedenen möglichen Szenarien einer Gesamtwirtschaftlichkeit erarbeitet und evaluiert.

Vorarbeiten (siehe Punkt 1.3) und andere Publikationen zeigen, dass die Prozesskette der H₂S-Abtrennung mittels Biofilter und die CO₂-Abtrennung mittels Adsorption vielversprechend ist. Diese Verfahrenskette erlaubt den Schwefel als Nährstoff gemeinsam mit dem vergorenen Substrat wieder auf die Böden zurückzuführen und CO₂ zu gewinnen. Es soll geprüft werden, ob dieses in der Lagerhaltung von Obst oder Gemüse zur Konservierung oder in Aquakulturen und Treibhäusern als CO₂-Düngung eingesetzt werden kann. Darüber hinaus sind auch technische Anwendungen des CO₂ denkbar (Trockeneis, Polykarbonate, o.ä.). Damit können Stoffkreisläufe geschlossen und abfallfrei neue Produkte neben gereinigtem Biogas erzeugt werden. Allerdings besteht noch Optimierungsbedarf um diese Verfahren für Biogas unter maximaler Energieeffizienz und minimalen Betriebskosten anzuwenden. Aus diesem Grund werden mittels Laborversuche auf dem Gebiet der H₂S-Abscheidung in Biofiltern und der CO₂-Abtrennung mittels Adsorption die wichtigsten Betriebsparameter optimiert und Grundlagen für ein Scale-up entwickelt. Damit soll ein technologischer Entwicklungsvorsprung für österreichische Betriebe erarbeitet werden.

1.5 Einpassung in die Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“

Bei energieeffizienten Energiesystemen, die auf erneuerbare Energieträger aufbauen, wird in Zukunft qualitativ hochwertiges Biogas aus Biogasfermentationsanlagen eine bedeutende Rolle spielen. In der Studie „Strategien zur weiteren Forcierung erneuerbarer Energieträger in Österreich unter besonderer Berücksichtigung des EU-Weißbuches für erneuerbare Energien und der Campaign for Take-off“, beauftragt von BMWA und BMLFFUW, wird das größte Potential im Voralpenraum gesehen. Dies wird in dem Projekt insofern berücksichtigt, dass die Mehrzahl der Projektpartner in diesem Raum ansässig sind und die Verfügbarkeit von Energiepflanzen im Projekt BioMethan, hier detailliert im Flachgau, untersucht wird. Neben der bekannten Bedeutung von Biogas als Brennstoff in Kraft-Wärme-Kälte-Kopplungsanlagen, welche als eine besonders energieeffiziente Anwendung gilt, stehen bei der Einspeisung von aufbereitetem Biogas in das Erdgasnetz zahlreiche weitere innovative Verwendungsmöglichkeiten offen, beispielsweise Treibstoffproduktion oder Einsatz in zentralen Kraft Wärme Kopplungen mit Gasturbinen. Aufbauend auf die österreichischen Stärken im Biogasbereich wird im Projekt BioMethan an einer innovativen Weiterentwicklung der Biogastechnologie gearbeitet.

Das Konzept des Projekts BioMethan basiert auf einer stufenweisen Weiterentwicklung der Biogasaufbereitung für die zwei wesentlichen Störstoffe im Biogas CO_2 und H_2S . Grundlage für das Projekt ist einerseits das EU Projekt EFFECTIVE hinsichtlich der Entwicklung einer innovativen biologischen Entschwefelung für den Einsatz in Brennstoffzellen. Aufbauend auf die in diesem Projekt erzielten Ergebnisse wird in BioMethan der Scale-up des Biotropfkörpers mit spezieller Sauerstoffversorgungseinheit zum Technikumsmaßstab durchgeführt.

Die Aufbereitung des Biogases mittels Adsorption stellt eine erprobte Technologie (v.a. in der Erdgasaufbereitung) dar. Sie ist kostengünstig und energieeffizient und bietet die Möglichkeit, das abgeschiedene CO_2 zu nützen und nicht in die Umgebung abzugeben. Es besteht auch das Potenzial die eingesetzten Betriebsmittel (Adsorbens) aus "Erneuerbaren" herzustellen, die nach Einsatz der Biogasanlage zuzuführen, und somit einen geschlossenen Stoffkreislauf herzustellen. Durch Erhöhung der Aufnahmekapazität und der Selektivität durch Einsatz eines optimierten Adsorbens kann die Methanausbeute und damit die Energieeffizienz des Prozesses erhöht werden. Zum anderen soll eine mögliche Unterstützung (oder gar Ersatz) der Druckwechseladsorption durch eine Temperaturwechseladsorption (TSA, mit Niedertemperaturwärme) und die Unterstützung der Desorption mittels eines Strippgases untersucht werden. Dies würde auch die Möglichkeit ergeben die diskontinuierliche Druckwechseladsorption durch einen kostengünstigeren, kontinuierlichen zirkulierenden Wirbelschichtadsorber zu ersetzen.

Für zukünftige Ausschreibungen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ ist ein Antrag zur Komponentenentwicklung für eine Demonstrationsanlage vorgesehen.

Es ist Grundsatz des Projektes BioMethan, dass die Schließung von Stoffkreisläufen und die Ausnutzung von Energiekaskaden neben ökologischen auch wirtschaftliche Vorteile bieten. Das Verfahren zur biologischen Entschwefelung ist abfallfrei, da verbrauchte Nährlösungen wieder in den Biogasfermenter zurückgeführt werden können. Das abgetrennte Sulfat bzw. der elementare Schwefel erfüllt Düngeeigenschaften im vergorenen Substrat. Das abgetrennte CO_2 kann bei entsprechender Qualität als Wertstoff verwendet werden. Biogasanlagen leisten auch einen Beitrag zur regionalen Energieversorgung. Es kommt zur CO_2 -Emissionsminderung durch Einsatz von Biogas statt fossilen Energieträgern und auch eine verminderte Geruchsbelastung durch Einsatz von Biogasgärsubstrat aus den Biogasanlagen.

1.6 Kurzbeschreibung des Aufbaus des Endberichts

Das Projekt BioMethan ist in sieben Arbeitspakete (AP1-7) gegliedert, die teilweise aufeinander aufbauen oder parallel ablaufen.

Insbesondere die Punkte Methoden (Punkt 3.1) und Ergebnisse (Punkt 3.4) sind nach Arbeitspaketen gegliedert.

AP1 Rechtliche, technische und betriebswirtschaftliche Rahmenbedingungen für die Biogaseinspeisung

Anteil am Projekt als Arbeitszeit: 18%

Die Ergebnisse aus AP1 und AP3 sind hier zusammengefasst:

- Standortwahl und Substratverfügbarkeit
- Einspeisung und Produkte aus der Biogaseinspeisung
- Investitions- und Betriebskosten für die Biogasanlage
- Kriterien für die Einspeisung ins Erdgasnetz der Salzburg AG
- Technische Realisierung der Biogaseinspeisung in die Erdgas Hochdruckleitung
- Gesamt-Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

AP2 Technisch, ökologisch, ökonomische Evaluierung der verfügbaren Reinigungs- und Aufbereitungsverfahren

Anteil am Projekt als Arbeitszeit: 18%

- Bestimmen der Kenngrößen der Technologien
- Simulationsmodell
- Wirtschaftliche Bewertung

AP3 Potenzial und Optimierung der Biogasproduktion aus nachwachsenden Rohstoffen in Österreich (Salzburg - Flachgau)

Anteil am Projekt als Arbeitszeit: 7%

Die Ergebnisse sind gemeinsam mit AP1 dargestellt

AP4 Entwicklung einer biologischen H₂S-Reinigung im Technikumsmaßstab

Anteil am Projekt als Arbeitszeit: 22%

- Konzeption und Bau der Versuchsanlage
- Auswertungen und Ergebnisse
 - Ermittlung der Reinigungsleistung
 - Vergleich einstufiger- und mehrstufiger Betrieb
 - Betriebsmittelverbrauch

AP5 Untersuchung und Optimierung der CO₂ Abtrennung mittels Adsorption

Anteil am Projekt als Arbeitszeit: 17%

- Bestehende Anlage zur Temperaturwechseladsorption
- Vergleichsmessungen an der TSA-Apparatur
- Konzeption und Aufbau der Druckwechselapparatur
- Durchgeführte Messungen und Ergebnisse

AP6 Wirtschaftlichkeit und Einsatzmöglichkeiten des entwickelten Biogasreinigungssystems

Die Ergebnisse sind teilweise auch im AP1 dargestellt

Anteil am Projekt als Arbeitszeit: 12%

- Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zur CO₂-Abtrennung
- Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zur H₂S-Reinigung

(AP7 Koordination)

Anteil am Projekt als Arbeitszeit: 5%

2. Ziele des Projektes

Die Erzeugung von Biogas mittels anaerober Vergärung von nachwachsenden Rohstoffen (NAWAROS) stellt eine zukunftsweisende Technologie zur Bereitstellung von erneuerbarer Energie in Österreich dar. Dabei wird heute das Biogas am Ort der Produktion zumeist in einem Blockheizkraftwerk zu Strom und Wärme umgewandelt. Es häufig nicht möglich, die Wärmeenergie am Standort der Biogasanlage (dünn besiedeltes ländliches Gebiet) einer geeigneten Nutzung zuzuführen. Die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz stellt eine interessante, alternative Möglichkeit der Biogasnutzung dar.

- ⇒ Vorbereitung für eine Demo-Biogasanlage mit Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in das Salzburger Erdgasnetz.

Mit der erstellten Wirtschaftlichkeitsberechnung für eine 100 m³/h Biogasanlage konnten Variationsrechnungen und Szenarien errechnet und verglichen werden. Das ist eine wertvolle Grundlage zur Planung und Entscheidung welche Einspeisungsstrategie weiter verfolgt wird. Letztendlich dient dieses Instrument zur Investitionsentscheidung der geplanten Demonstrationsanlage.

- ⇒ Ermittlung von Energiegestehungskosten bei Einsatz von Kofermentation mit NAWAROS, Gasaufbereitung und Einspeisung.

Mit der o.e. Wirtschaftlichkeitsberechnung wurden Gestehungskosten von ca. 60 Cent/Nm³ CH₄ errechnet.

- ⇒ Erreichung eines höheren Gesamtnutzungsgrads der Biogasanlage.

Unter Berücksichtigung der Richtlinien für die notwendige Gasqualität lt. ÖVGW Richtlinie G 31 [ÖVGW G 31, 2001] ergeben sich zwei prinzipielle Möglichkeiten:

- 1) man reinigt das Biogas vor und mischt es in einer Mischstation mit dem Erdgas soweit, dass die notwendigen Spezifikationen eingehalten werden
- 2) man bereitet das Biogas auf die geforderte Qualität auf und entfernt neben H₂S und H₂O auch das CO₂

In beiden Fällen ist die beim Verbraucher zu Verfügung gestellte Energiemenge höher als bei einer herkömmlichen dezentralen Verstromung mit geringer Abwärmenutzung. Die Wirtschaftlichkeit ist im Fall 1) eher gegeben, da die Aufbereitungskosten geringer sind, aber derzeit gibt es keine allgemeine Regelung dafür. Die Auseinandersetzung mit dieser Thematik u.a. aus dem Projekt BioMethan führten zur Bildung einer Arbeitsgruppe zur Ausarbeitung einer diesbezüglichen Richtlinie.

- ⇒ Flexibler Einsatz des Biogases

Mögliche Varianten wie z.B. Zumischung zu Gasturbinen mit angeschlossener Fernwärme, Abgabe an Erdgastankstellen wurden in die Planung der Demonstrationsanlage einbezogen. Der Einfluss der Leitungsnetzgebühr und der derzeitigen Vergütungen für Ökostrom wurden berücksichtigt. Die mögliche Verwendung von Nebenprodukten aus der Biogasaufbereitung wurde aufgelistet.

- ⇒ Entwicklung eines kostengünstigen Verfahrens zur Reinigung und Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität

Für die notwendige Entschwefelung wurde ein biologisches Verfahren vom Labormaßstab auf Technikumsgröße weiterentwickelt. Im Testbetrieb an einer

bestehenden Biogasanlage konnte die Eignung zum Einsatz für diesen Zweck getestet werden. Die geforderten Grenzwerte der ÖVGW G31 können erreicht werden, ein Sicherheitsfilter zum Kompensieren von plötzlichen H₂S-Konzentrationsänderungen ist notwendig (z.B. Aktivkohle). Es wurden Scale up Faktoren für die weitere Entwicklung erarbeitet. Eine Hochrechnung zeigt den wirtschaftlichen Vorteil des biologischen Verfahrens bei höheren Gasdurchsätzen.

Die CO₂ Abtrennung mittels Druck- bzw. Temperaturwechselverfahren konnte mit alternativen Adsorbentien im Labormaßstab getestet werden. Dabei stellte sich eine vielversprechende Möglichkeit bei Verwendung von Aminen als Adsorptionsmaterial heraus. Aufgrund der guten Adsorptionseigenschaften im niedrigen Partialdruckbereich kann der Druck in der Adsorptionsphase verringert und somit Energie eingespart werden.

⇒ geringen Betriebsmitteleinsatz, Schließung der Stoffkreisläufe und Nutzung von Nebenprodukten

Insbesondere an der biologischen Entschwefelung, die in einem fortgeschrittenen Entwicklungsstadium ist, konnten die Betriebsmittelverbräuche minimiert werden. Die anfallende Nährstofflösung, welche mit Sulfat und Schwefel angereichert ist, wird als Dünger in den Nährstoffkreislauf zurückgeführt.

⇒ Erhebung der rechtlichen, wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen der Biogaseinspeisung mit Augenmerk auf die Region Flachgau

Es wurde die Erhebung von verfügbaren Substraten wie Gülle, Maissilage, Grassilage, Grünschnitt, sowie organische Abfälle durchgeführt, und die besondere Situation des hohen Anteils an biologischer Landwirtschaft im Flachgau berücksichtigt.

⇒ Schaffung einer Basis zur Errichtung einer Demonstrationsanlage zur Einspeisung von Biogas in das Salzburger Erdgasnetz

Unter dem Aspekt, dass die Anlage im Betrieb kostendeckend arbeiten soll, werden noch zusätzliche Förderungen gesucht. Es wurde ein Antrag im Rahmen der 2. Ausschreibung Energiesysteme der Zukunft eingereicht.

3. Inhalte und Ergebnisse des Projektes

3.1 Verwendete Methoden und Daten

3.1.1 AP1 Rahmenbedingungen und AP3 Potenzial (Substrate Flachgau)

Entlang der Erdgashochdruckleitungen der Salzburg AG werden mögliche Standorte für die Errichtung einer Biogasanlage ausgewählt, wobei hier für die Auswahl vorrangig erdgastechnisch günstige Bedingungen, wie bestehende Druckregelstationen sowie Armaturengruppen, ausschlaggebend sind. Für diese ausgewählten Standorte werden die regional verfügbaren Substrate erhoben.

Nach Erhebung dieser Daten werden die Standorte einer Punktebewertung unterzogen und so der technisch und wirtschaftlich interessanteste Standort ausgewählt. In Folge wird eine Liste jener Substrate erstellt, welche in der geplanten Biogasanlage zum Einsatz kommen. Unter Bedachtnahme auf die differenzierte Verfügbarkeit der Substrate (landwirtschaftliche oder gewerbliche Substrate) wird eine Substratlogistik erarbeitet, welche Schlüsse auf die Frequentierung der Straßen und Anrainer zulässt.

Aus dem zur Verfügung stehenden Substratmix soll die chemische Zusammensetzung des Biogases abgeleitet werden und Eingangsgrößen für die Gasaufreinigung ermittelt werden.

Die erforderliche Gasaufreinigung beschränkt sich auf eine Teilaufreinigung und Aufmischung mit reinem Erdgas auf Erdgasqualität.

Die vergorenen Substrate sollen als Kompost und Flüssigdünger wieder in den Pflanzenkreislauf eingebracht werden.

Für den ausgewählten Anlagenstandort werden die zu erwartenden Investitionskosten für den Bau der Biogasanlage, der Aufschließung des Standortes sowie der Gaseinspeisung in das Hochdrucknetz (HD-Netz) ermittelt.

Für den laufenden Betrieb werden die Kosten für die Substrate, den Betrieb der Biogasanlage sowie der Einspeisung ins HD-Netz errechnet und erste Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen angestellt.

3.1.2 AP2 Evaluierung der Reinigungs- und Aufbereitungsverfahren

3.1.2.1 Allgemeines Fließbild der Gasaufbereitung

Für einen technischen Vergleich der verschiedenen Aufbereitungstechnologien ist eine einheitliche Definition des betrachteten Bereiches (System) notwendig. Da die verschiedenen Methananreicherungsverfahren unterschiedliche Vor- und Nachbehandlung des Gases erfordern (z.B. Trocknung/Entschwefelung des Rohgases bei Waschverfahren nicht notwendig, dafür Trocknung des Reingases, etc.), muss für eine faire Bewertung der gesamte Gasweg zwischen Fermenter und Übergabestation betrachtet werden. Eine Strukturierung des Gasaufbereitungsprozesses bildet die Grundlage für eine Darstellung durch Prozesssimulation. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** stellt mögliche Prozessbereiche im Gasweg schematisch dar. Die eigentliche Anreicherung von Methan erfolgt im Schritt CO₂-Abtrennung, der für alle

Technologien einheitlich durch ein Black-Box-Modell beschrieben werden kann. Die Modellparameter des Anreicherungs-schrittes werden eingesetzt. Daneben sind je nach Anreicherungstechnologie zusätzlich Verdichtungs-, Reinigungs- und Trocknungsschritte notwendig, die hier nicht in die Black-Box integriert sind, sondern als optionale Prozessbereiche in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** aufscheinen.

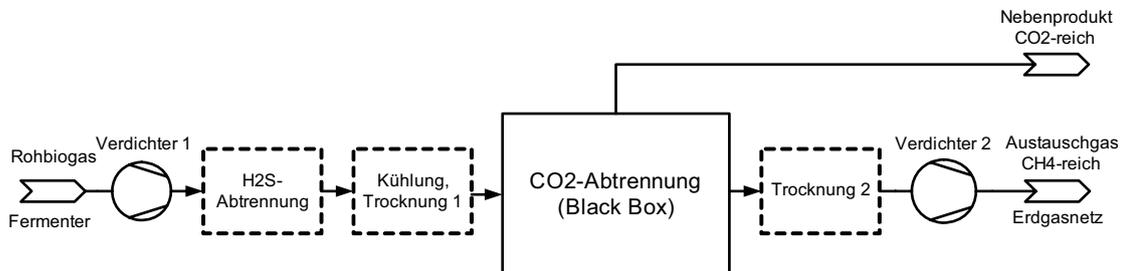


Abbildung 1: Basis-Blockschaltbild Biogasaufbereitung.

3.1.2.2 Fließbildsimulation mit IPSEpro

Ein grundsätzliches Problem beim Vergleich unterschiedlicher Technologien für eine bestimmte verfahrenstechnische Aufgabe ist, dass die Daten zur Bewertung von unterschiedlichen Anlagen (unterschiedliche Standortbedingungen, Anlagenbauer, etc.) stammen und daher die direkte Gegenüberstellung von Werten wenig Aussagekraft besitzt. Als Lösungsansatz kann hier ein auf Basis von Referenzanlagen entwickeltes Simulationsmodell erstellt werden, welches in einem gewissen Bereich die Variation von Betriebsgrößen erlaubt. So können die unterschiedlichen Technologien unter jeweils gleichen Rahmenbedingungen dargestellt werden, was dem Vergleich von Kennwerten Aussagekraft verleiht. Weiters sind bei hinreichender Detaillierung der Modelle Betrachtungen über eine Variation ausgewählter Prozessgrößen in der Simulation möglich. Die Ergebnisse der Prozesssimulation können als Grundlage für die Bewertung variabler Prozesskosten herangezogen werden (Betriebsmittel- und Stromverbrauch, Abscheidegrade, Verluste, etc.).

Als Werkzeug zur Simulation der Gasaufbereitung wird das stationäre, gleichungsorientierte Fließbildsimulationsprogramm IPSEpro verwendet, für das am Institut für Verfahrenstechnik der TU Wien im Zuge vorangegangener Arbeiten bereits eine umfangreiche Modellbibliothek zur Beschreibung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf Biomassebasis erstellt wurde. Die Software IPSEpro wurde ursprünglich für die Kraftwerkstechnik entwickelt. Es handelt sich dabei um ein aus mehreren funktionellen Einheiten bestehendes Programmpaket, dessen Struktur in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** skizziert ist.

Der Programmteil PSE verfügt über die graphische Oberfläche zur Darstellung des Simulationsfließbildes. Die Struktur des Fließbildes, die Simulationsparameter und die Startwerte der Variablen sind in Projektdateien abgelegt. Die Modellgleichungen der einzelnen Prozesskomponenten stehen in einer Modellbibliothek. Zusammen mit den Strukturinformationen und Prozessparametern des Fließbildes kann ein Gleichungssystem aufgestellt werden. Das Gesamtsystem wird erst in kleinstmögliche autonome Gruppen zerlegt (Analyse), die dann nacheinander bearbeitet werden. Zur Lösung der Teilsysteme wird ein mehrdimensionales Newton-Raphson-Verfahren verwendet. Essentiell für die Konvergenz nichtlinearer Modelle sind daher gute Startwerte. Im Zuge der Berechnung können externe Funktionen (z.B. Stoffwerte) aus Dynamic Link Libraries (DLL's) aufgerufen werden. Die Einbindung solcher Funktionen

in die Modellgleichungen wird bereits bei der Modellerstellung im Modell-Editor (MDK) definiert.

Der Programmteil MDK stellt ein eigenständiges Programm dar, in dem die Basismodelle der Prozesskomponenten erstellt und verändert werden können. Die Modellbibliotheken (Model Libraries) werden kompiliert und auf dem Datenträger abgelegt. PSE greift nur auf die kompilierten Bibliotheken zu. Die externen Dynamic Link Libraries (DLLs) werden in einer C-Programmierungsumgebung entwickelt und kompiliert.

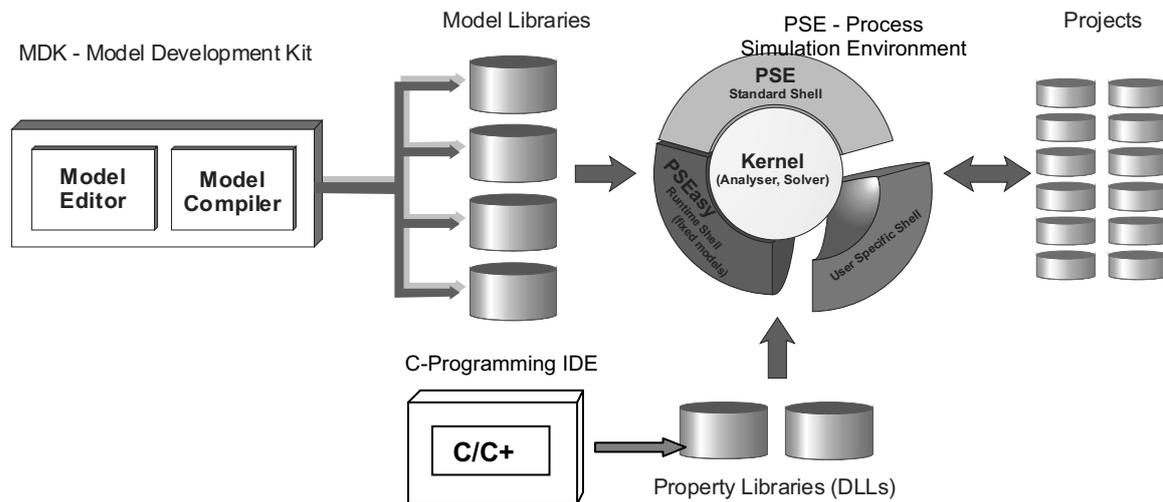


Abbildung 2: Struktur von IPSEpro (nach [Pröll, 2004]).

3.1.2.3 Struktur der Modellbibliothek

IPSEpro unterscheidet generell drei unterschiedliche Klassen von Modellen: Globals, Units und Connections.

Globals sind nicht graphisch im Fließbild dargestellt. Sie sind im Hintergrund vorhanden und können von den beiden anderen Modellklassen referenziert, d.h. direkt angesprochen werden. Eine typische Anwendung für Globals sind chemische Zusammensetzungen von Stoffströmen. Der Vorteil der Verwendung von Globals liegt in der wesentlich geringeren Anzahl an Variablen, sobald mehrere Ströme mit gleicher Zusammensetzung im Prozess auftreten.

Units entsprechen den Apparaten und werden durch spezifische Icons im Fließbild repräsentiert. Die Modellgleichungen einer Unit können Variablen aus referenzierten Globals und anliegenden Connections direkt verwenden. In den Unit-Modellen sind die fundamentalen Erhaltungssätze für Masse und Energie enthalten.

Connections übertragen Information von Unit zu Unit und entsprechen praktisch meist Stoffströmen, mechanischen Wellen, oder Informationsleitungen. Connections können Variablen aus referenzierten Globals direkt verwenden. In den Stoffströmen sind die thermodynamischen Zustandsgleichungen implementiert.

Allen drei Modellklassen ist gemein, dass Variablen von anderen Instanzen der gleichen Klasse nicht direkt angesprochen werden können. Um Informationen von Unit zu Unit zu übertragen, bedarf es einer Connection (oder einem gemeinsam referenzierten Global).

Globals können keine anderen Globals einbinden und Connections nicht direkt mit anderen Connections verbunden werden. Die dadurch erzwungene Strukturierung des Informationsflusses im Gesamtsystem entspricht weitgehend den gegenseitigen Beeinflussungen der Prozesskomponenten in der realen Anlage.

Im Rahmen dieser Arbeit wird die am Institut für Verfahrenstechnik entwickelte Modellbibliothek BG-Lib (Biomass Gasification Library) verwendet und um spezifische Modelle erweitert. Für eine grundlegende Beschreibung der den Modellen zu Grunde liegenden Konzepte sowie der Standard-Modelle (Pumpen, Verdichter, Wärmeüberträger, etc.) sei auf [Pröll, 2004] verwiesen. Im folgenden Abschnitt wird auf die Struktur des im Rahmen dieses Projektes erarbeiteten Black-Box-Modells zur Beschreibung des Methananreicherungsschrittes eingegangen.

3.1.2.4 Black-Box Modell zum Vergleich der Technologien

Die Systemgrenze für die Beschreibung des CO₂-Abtrennungsschrittes wird so gewählt, dass alle untersuchten Trennverfahren durch ein einheitliches Modell beschrieben werden können. Das heißt, dass beispielsweise die zyklische Abfolge von Adsorption und Regeneration bei der Druckwechseladsorption zur Gänze innerhalb der Systemgrenze der Black-Box liegen und sich der Prozess nach außen stationär verhält.

3.1.3 AP4 Entwicklung einer biologischen H₂S-Reinigung

3.1.3.1 Grundlagen

Grundlage ist ein von Profactor patentiertes biologisches H₂S-Reinigungsverfahren mittels Biotropfkörper, welches über eine alternative Sauerstoffeinbringung in die Flüssigphase verfügt und in kleineren Laboranlagen bereits verwirklicht wurde.

Basierend auf Laborversuchen über die H₂S-Reinigung von Biogas wurde eine Biotropfkörperkolonne und eine Blasensäule dimensioniert. Dazu wurden vorhandene Systemparameter einer Laboranlage und Ergebnisse experimenteller Untersuchungen herangezogen. Die verwendeten Laborparameter sind die Eliminationsleistung, die Sauerstoffsättigung und der Sauerstoffverbrauch. In Laborversuchen wurde der Einfluss der flächenbezogenen Flüssigkeitsdurchflussrate auf die Auswaschung des Biofilms untersucht. Die ausgewaschene Menge an Biofilm wurde photometrisch durch Messung der optischen Dichte bestimmt. Zusätzlich wurden Proben der Auswaschflüssigkeit auf Agar-Nährböden kultiviert, um anhand der Anzahl wachsender Bakterienkulturen auf die ausgewaschene Biofilmmenge zu schließen.

Die gewonnenen Erkenntnisse über das Auswaschverhalten des Biofilms bei hohen Durchflussraten waren für die Dimensionierung der Biotropfkörperkolonne von entscheidender Bedeutung.

3.1.3.2 Verfahrensfestlegung und Dimensionierung

Bei der Entwicklung des Verfahrensschemas wurde hinsichtlich der zu verifizierenden Auslegungsdaten darauf geachtet, vielseitige Testreihen und Systemvarianten zu ermöglichen. Die Biotropfkörperkolonne wurde dreistufig aufgebaut. Da für jedes Filtersegment eine Zu- und Ableitung für das Nährmedium, eine Gasanalysestelle und eine Sauerstoffmessung realisiert werden, kann eine genaue Bestimmung der Scale-up-Faktoren erfolgen. Die Stoffströme können variiert werden um den minimalen Verbrauch

der Betriebsmittel auszuloten. Dazu wurden Messstellen für Sauerstoff, Druck, pH-Wert, Temperatur und Leitfähigkeit entsprechend in den Verfahrensverlauf eingebunden. Die Versuchsanlage soll in Räumlichkeiten an einer Biogasanlage betrieben werden. Deshalb wurden Sicherheitsvorkehrungen, vor allem gegen Gas- und Mediumsaustritt, getroffen um die Gefährdung von Personen und Anlagenteilen zu verhindern.

Zur Dimensionierung der Biotropfkörperkolonne wurde eine Berechnungsmatrix in Excel erstellt. Mit deren Hilfe können bis zu fünf verschiedene Systemvarianten gleichzeitig berechnet werden. Dadurch war es möglich den Einfluss unterschiedlicher Parameter auf die Form und Größe der Kolonne darzustellen.

Diese Parameter sind der Biogasstrom, H₂S-Konzentration, Sauerstoffverbrauch, Eliminationsleistung und die Anzahl der Filterbetten.

Kenn- bzw. Richtwerte zur Dimensionierung von Biotropfkörperkolonnen, wie der empfohlene Bereich der flächenbezogenen Flüssigkeitsdurchflussrate von 5 – 20 m³/(m² h) und das Verhältnis von Höhe zu Durchmesser H/D = 1,5, wurden der entsprechenden Richtlinie [VDI 3478, 1996] S. 25-31 entnommen. Der Stoffübergang in der Blasensäule wurde nach der Zweifilmtheorie berechnet.

Die Anlagen- und Rohrleitungskomponenten wurden so gewählt, dass sie den industriellen Ansprüchen genügen und mit den Möglichkeiten und Ressourcen der Profactor GmbH aufgebaut werden können.

3.1.3.3 Testbetrieb

Ziel des Testbetriebs ist die Untersuchung zweier unterschiedlicher Betriebsweisen: einstufiger bzw. mehrstufiger Betrieb. Als Kriterium wird die spezifische Reinigungsleistung bei gleichen Randbedingungen herangezogen.

Die Bestimmung der Gaszusammensetzung wurde mit Sensoren vor Ort und mittels Gaschromatograph im Labor durchgeführt.

3.1.4 AP5 Untersuchung und Optimierung der CO₂-Abtrennung mittels Adsorption

Um Biogas als Austauschgas in bestehende Erdgasnetze einspeisen zu können, bedarf es neben einer Abtrennung von Spurengasen wie H₂S oder NH₃ ebenso einer umfassenden Entfernung von Kohlendioxid, welches einen großen Anteil im Rohgas ausmacht. Aus der Vielzahl der verfügbaren Verfahrensmöglichkeiten zur Aufbereitung des Biogases wird in dieser Arbeit die Abtrennung von CO₂ mit Hilfe der Adsorption näher untersucht.

Im Hinblick auf einen wirtschaftlichen, sicheren und umweltfreundlichen Betrieb von großtechnischen Adsorptionsanlagen spielt dabei das verwendete Regenerationsprinzip eine entscheidende Rolle. Neben dem heute in der Adsorptionstechnik weit verbreiteten und weitgehend untersuchten Temperaturwechselverfahren (Druckwechseladsorption, DWA bzw. Temperature Swing Adsorption, TSA) ist für den Fall der CO₂-Abtrennung das Druckwechselverfahren (Druckwechseladsorption, DWA bzw. Pressure Swing Adsorption, PSA) vielversprechend. Dieses Regenerationsverfahren wird heute schon erfolgreich in mehreren Bereichen eingesetzt. Als Beispiel sei hier die Dämpferückgewinnung bei der Kraftstoffbefüllung von Tankfahrzeugen genannt.

Neben der Bestimmung von Gleichgewichtsbeladung, Adsorptionsenthalpie und Adsorptionsisotherme unter Verwendung der bereits am Institut bestehenden TSA-Versuchsapparatur wurde weiters ein PSA-Anlagenkonzept im Labormaßstab entworfen, um unter anderem die in Frage kommenden Adsorbentien unter möglichst realen Bedingungen bewerten und in späterer Folge die optimalen Auslegungs- bzw. Betriebsparameter für ein Verfahren im industriellen Maßstab ermitteln zu können.

3.2 Beschreibung des Standes der Technik

H₂S Reinigungsverfahren sind:

- Lufteindüsung in Nachgärbehälter (biologische Oxidation)
- Biotropfkörper bzw. -wäscher (biologische Oxidation)
- Eisenchloridzugabe zu Gärsubstrat (Sulfidfällung)
- Imprägnierte Aktivkohle (katalytische Oxidation)
- Eisenoxid auf Stahlwolle (Chemisorption)
- Eisenoxid Pellets (Chemisorption)

CO₂ Abtrennungsverfahren sind:

- Wäscher mit Wasser, organischem Lösemittel oder Natronlauge (Absorption)
- Druckwasserwäsche ohne Regeneration
- Druckwasserwäsche mit Regeneration
- Physikalische Wäsche mit Polyethylenglykol (SELEXOL)
- Druckwechseladsorption
- Membranverfahren – Gaspermeation
- Niederdruck-Membranabsorption

Da diese Verfahren in diversen Veröffentlichungen bereits ausführlich beschrieben sind, wird hier auf eine nähere Erläuterung verzichtet. Literatur z.B. [Tretter, 2003], [IEA Bioenergy, 2001]. Es wird im Folgenden auf die beiden Verfahren, die in diesem Projekt untersucht werden, eingegangen.

Abscheidung von H₂S im Biofilter:

Die mikrobiologische Reaktion in einem Biofilter erfolgt ähnlich wie im voraus-gehenden Punkt beschrieben. Es wird 4 bis 6% Luft zum Biogasvolumenstrom zudosiert. Die mikrobiologische Oxidation kann in 2 unterschiedlichen Verfahren erreicht werden.

1. Wäscher (Absorption von H₂S) und Reaktor in 2 Behältern hintereinander:

Das Biogas wird über einen Wäscher geführt, wo der Schwefelwasserstoff in der Flüssigkeit gelöst wird. Die Waschflüssigkeit, in der Bakterien und Nährstoffe bereits enthalten sind wird in einen zweiten Reaktor geführt, wo Luft zudosiert wird und das H₂S zu Schwefel und Sulfat mikrobiologisch umgesetzt wird.

2. Biotropfkörper (Absorption und mikrobiologischer Abbau in einem Behälter):

Das Biogas verlässt den Fermenter und Luft wird zudosiert. Das Gas wird in einen Reaktor geführt, das mit Füllkörpern von großer Oberfläche befüllt ist. An dieser Oberfläche sind Bakterien angesiedelt, die ständig mit Nährstofflösung besiedelt werden. H₂S-Absorption an die Flüssigkeit und mikrobiologische Oxidation finden am gleichen Ort statt.

In beiden Verfahren kann die benötigte Flüssigkeit (gleichzeitig Nährstofflösung) aus dem vergorenen Substrat der Biogasanlage gewonnen werden, indem die Feststoffe abgepresst werden. Die Flüssigkeit wird im Kreislauf geführt, wobei permanent ein Teilstrom abgezogen und mit frischem Medium wieder aufgefüllt wird. Der abgeschiedene Schwefel steht dabei elementar als Nährstoff zur Verfügung und wird mit dem vergorenen Substrat wieder auf den landwirtschaftlichen Flächen aufgebracht.

Abscheidung von CO₂ mittels Adsorption:

Molekularsiebe (Aktivkohle oder Zeolithe) eignen sich sehr gut zur Abtrennung von verschiedenen Komponenten aus dem Biogas. Bei bestimmten (Druck-)Verhältnissen werden die Moleküle selektiv an der Oberfläche des Molekularsiebes adsorbiert. Die Selektivität wird dabei über die Einstellung der Porengröße des Adsorbens erreicht. Ist die Oberfläche beladen, wird in einem zweiten Schritt der Zustand geändert (Druckerniedrigung), wobei die adsorbierten Moleküle wieder in die Gasphase übergehen. Beispielsweise wird bei 6 bar adsorbiert und bei Unterdruck (0,1 bar) wieder desorbiert. Daher nennt man dieses Verfahren Druckwechseladsorption oder PSA (Pressure Swing Adsorption).

Um eine kontinuierliche Biogasreinigung zu gewährleisten, benötigt man mindestens 2 wechselweise betriebene Behälter. Um Energiebedarf für die Gaskomprimierung zu verringern, werden mehrere verbundene Behälter verwendet. Der Druck beim Entspannen des beladenen Molekularsiebes dient zum Aufbau eines Vordruckes für einen bereits desorbierten Behälter. Der beladene Behälter wird weiter auf 1 bar entspannt, wobei das Gas in den Gasvorratstank zurückfließt. Anschließend wird auf 0,1 bar evakuiert. Das desorbierte Gas besteht hauptsächlich aus CO₂ und etwas Methan, das in die Atmosphäre ausgeblasen wird.

3.3 Innovationen des Projekts BioMethan

Das Konzept des Projekts BioMethan basiert auf einer stufenweisen Weiterentwicklung der Biogasaufbereitung für die zwei wesentlichen Störstoffe im Biogas CO₂ und H₂S. Grundlage für das Projekt ist einerseits das EU Projekt EFFECTIVE hinsichtlich der Entwicklung einer innovativen biologischen Entschwefelung für den Einsatz in Brennstoffzellen. Aufbauend auf die in diesem Projekt erzielten Ergebnisse wird in BioMethan der Scale-up des Biotropfkörpers mit spezieller Sauerstoffversorgungseinheit zum Technikumsmaßstab durchgeführt. Herkömmliche externe biologische Entschwefelungen mischen ca. 3 vol% Luft zum Biogasstrom, was zur Einspeisung ins Erdgasnetz nicht erwünscht ist. Dadurch würde der Stickstoff- sowie der Sauerstoffgehalt die Grenzwerte der ÖVGW G 31 überschritten werden.

Vorteile der biologischen H₂S-Reinigung gegenüber chemischen/physikalischen Reinigungsverfahren, wie Sulfidfällung an Eisenchlorid, katalytische Oxidation an Aktivkohle oder Chemiesorption an Stahlwolle bzw. Pellets, oder Wäscher mit Wasser, organischem Lösungsmittel oder Natronlauge:

- im Vergleich zu chemischen oder physikalischen Reinigungsverfahren weisen biologische Reinigungssysteme keine Abfälle auf, da die Nährlösung aus dem vergorenen Substrat der Biogasanlage gewonnen werden, indem die Feststoffe abgepresst werden und anschließend wieder in die Biogasanlage zum Gärgut zurückgeführt wird.

- biologische Entschwefelung ist im Betrieb kostengünstiger, weil außer Medien zur pH-Wert Einstellung im Biotropfkörper keine Betriebsstoffe benötigt werden

Vorteile des im Projekt BioMethan eingesetzten biologischen Reinigungsverfahrens im Vergleich zu verfügbaren Biofiltersystemen, wie Wäscher mit anschließendem biologischem Abbau oder Biotropfkörper:

- das verwendete System integriert ein patentiertes Sauerstoffeinbringungsverfahren über die Flüssigphase im Gegensatz zur herkömmlichen Luftzudosierung zum Biogasstrom, was die Verdünnung mit Luftstickstoff entscheidend verringert

- durch die Einbringung von Sauerstoff in der Flüssigphase vermeidet dieses System das auftreten von Restsauerstoff im gereinigten Biogas, wodurch die Entstehung von explosionsfähigen Gemischen von vornherein vermieden wird (verbesserte Betriebssicherheit)

- das sauerstofffreie Biogas kann für hochwertigere Verwendungszwecke eingesetzt werden wie z.B. als Brenngas für Brennstoffzellen, und entspricht den H₂S Anforderungen zur Einspeisung in ein Erdgasnetz

- durch automatische Regelung der auf optimale Milieubedingungen für die Bakterien im Biotropfkörper können wesentlich bessere Reinigungsgrade erreicht werden (< 5 ppm) als bei herkömmlichen biologischen Verfahren

Die Aufbereitung des Biogases mittels Adsorption stellt eine erprobte Technologie (v.a. in der Erdgasaufbereitung) dar. Sie ist kostengünstig und energieeffizient und bietet die Möglichkeit, das abgeschiedene CO₂ zu nützen und nicht in die Umgebung abzugeben. Es besteht auch das Potenzial die eingesetzten Betriebsmittel (Adsorbens) aus "Erneuerbaren" herzustellen, die nach Einsatz der Biogasanlage zuzuführen, und somit einen geschlossenen Stoffkreislauf herzustellen. Durch Erhöhung der Aufnahmekapazität und der Selektivität durch Einsatz eines optimierten Adsorbens kann die Methanausbeute und damit die Energieeffizienz des Prozesses erhöht werden. Zum anderen soll eine mögliche Unterstützung (oder gar Ersatz) der Druckwechseladsorption durch eine Temperaturwechseladsorption (TSA, mit Niedertemperaturwärme) und die Unterstützung der Desorption mittels eines Strippgases untersucht werden. Dies würde auch die Möglichkeit ergeben die diskontinuierliche Druckwechseladsorption durch einen kostengünstigeren, kontinuierlichen zirkulierenden Wirbelschichtadsorber zu ersetzen.

Es ist Grundsatz des Projektes BioMethan, dass die Schließung von Stoffkreisläufen und die Ausnutzung von Energiekaskaden neben ökologischen auch wirtschaftliche Vorteile bieten. Das Verfahren zur biologischen Entschwefelung ist abfallfrei, da verbrauchte Nährlösungen wieder in den Biogasermenter zurückgeführt werden können. Das abgetrennte Sulfat bzw. der elementare Schwefel erfüllt Düngeeigenschaften im vergorenen Substrat. Das abgetrennte CO₂ kann bei entsprechender Qualität als Wertstoff verwendet werden. Biogasanlagen leisten auch einen Beitrag zur regionalen Energieversorgung. Es kommt zur CO₂-Emissionsminderung durch Einsatz von Biogas statt fossilen Energieträgern und auch eine verminderte Geruchsbelastung durch Einsatz von Biogasgärsubstrat aus den Biogasanlagen.

3.4 Projektergebnisse

3.4.1 **AP1 Rahmenbedingungen und AP3 Potenzial (Substrate Flachgau)**

3.4.1.1 Standortwahl und Substratverfügbarkeit

Als potentielle Standorte für die Einspeisung von Biogas in das Salzburger Erdgashochdrucknetz wurden die Regionen Seekirchen-Nussbaum, Elixhausen und Wals ausgewählt.

Die Verfügbarkeit der Substrate sowie die Nachnutzung des vergorenen Materiales ist von entscheidender Bedeutung.

Produkte aus der fermentativen Biogaserzeugung als Kofermentation von Gülle mit Nawaros und der Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität zur Einspeisung in das Erdgasnetz sind:

Vergorenes Substrat und Biogas, das in mehreren Fraktionen vorliegt bzw. weiter aufgetrennt werden kann, wie in Methan (=Biogas auf Erdgasqualität gereinigt), CO₂, Schwefel und Ammoniak.

Der Einsatz dieser Stoffe ist z.T. ausreichend bekannt.

Vergorenes Substrat kann als guter Dünger auf die landwirtschaftlichen Flächen ausgebracht werden, besondere Berücksichtigung bedarf der maximal erlaubte Stickstoffeintrag der Flächen.

Aus dem Biogas abgetrennter Schwefel eignet sich besonders als Zusatz zum vergorenen Substrat mit guter Düngewirkung. Die Verwendung von Schwefel als Sekundärrohstoff ist wegen der geringen Mengen weniger sinnvoll.

CO₂ aus der Biogasreinigung ist geringfügig mit anderen Stoffen (Methan) verunreinigt. Um eine Verwertung zu schaffen, müssen die Qualitätsanforderungen des jeweiligen Einsatzgebietes erfüllt werden. Dazu ist aus heutiger Sicht eine weitere Reinigungsstufe notwendig. Z.B. CO₂-reiches Gas aus der Druckwechseladsorption hat einen CH₄ Restgehalt von 3-5 vol-%.

Ammoniak kann aus dem Gärsubstrat und aus Biogas gewonnen werden und dann z.B. als Ammonnitrat als Dünger eingesetzt werden. Der wirtschaftliche Betrieb dieser Produktion ist noch nicht nachgewiesen.

Im ersten Schritt wird auf diesem Weg die Auswahl potentieller Standorte vorgenommen.

Landwirtschaftliche Substrate:

Allgemein:

Salzburg und insbesondere der nördliche Flachgau hat derzeit wenig bis keine brachliegenden Flächen auf denen landwirtschaftliche Substrate zum Einsatz in einer Biogasanlage angebaut werden könnten.

Gras und Maissilage ist zum Teil vorhanden kann aber zu den derzeitigen Preisen nicht wirtschaftlich in einer Biogasanlage eingesetzt werden.

Viele Landwirte sind durch Fördermaßnahmen gebunden.

Eine Ausnahme bildet die Gemeinde Wals. Hier wird vorwiegend Ackerbau betrieben. Der Großteil der Milchwirtschaftshöfe ist nicht an Fördermaßnahmen gebunden.

Fördermaßnahmen:

Eine Einschränkung des Einsatzes von Mais- und Grassilage in einer Biogasanlage liegt im freiwilligen Silageverzicht von Landwirten, welche sich am ÖPUL Förderprogramm beteiligen.

Des Weiteren gilt für viele landwirtschaftliche Betriebe ein Grünlandumbruchverbot.

<http://www.umweltbundesamt.at/umwelt/landwirtschaft/oepul2>

Biologischer Landbau:

Wesentliche Zielsetzung im biologischen Landbau ist das Wirtschaften in Stoffkreisläufen. Dabei erwirtschaftet der landwirtschaftliche Betrieb Erträge und tierische Erzeugnisse, obwohl er so wenig wie möglich Hilfsstoffe und Energie von außen zuführt (zukaft). Es sollen so viele Tiere gehalten werden, dass mit dem anfallenden Dünger die Böden mit organischem Material und Nährstoffen versorgt werden können. Das auf eigenen Flächen gewachsene Futter ist wiederum die Voraussetzung für eine gesunde Nutztierhaltung. Durch die Erhaltung bzw. Steigerung der Bodenfruchtbarkeit können Erträge erzielt werden, die dem Standort entsprechen. Getreide, Gemüse, Fleisch, Milch etc. werden verkauft. Verboten ist der Einsatz chemisch-synthetischer Pflanzenschutzmittel und leicht-löslicher Mineraldünger. Zudem ist der Zukauf an Futtermitteln beschränkt.

Kosubstrate:

Hauptkriterien für den Einsatz von Kosubstraten sind die Genehmigung der Vergärung dieser in einer Biogas oder Kompostieranlage und die Aufbringbarkeit des vergorenen Substrates auf landwirtschaftliche Nutzflächen sowie Äcker.

Die zur Vergärung zugelassenen Substrate sind in der Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 3. Oktober 2002 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte [[Hygienerichtlinie](#)] zu finden. Erläuterungen hierzu findet man unter [Erläuterungen zu EG 1774/2002](#) (nach dem öffnen Recht anklicken)

Die EU Hygieneverordnung (EG 1774/2002) bzw. die dazu abgegebenen Protokollerklärung trifft unter anderem folgende Aussagen:

Gemäß Artikel 22 ist das Ausbringen tierischer Nebenprodukte nur für Gülle (Wirtschaftsdünger) erlaubt. Sinngemäß gilt dies auch für Kompost oder Biogastrückstände, wenn in den betreffenden Anlagen keine anderen tierischen Nebenprodukte als Gülle verwendet werden. Alle anderen tierischen Nebenprodukte oder daraus gewonnenen Erzeugnisse dürfen gemäß TNP-VO daher grundsätzlich nur auf andere Flächen als Weideland ausgebracht werden, wobei neben Gülle auch Magen und Darminhalte, (genussuntaugliche) Milch und Milchprodukte in unbehandelter Form ausgebracht werden dürfen.

Im Rahmen des Regelungsausschuss-Verfahrens der EU- Kommission sollen für diesen Bereich noch nähere Bestimmungen ausgearbeitet werden.

Seit ca. einem Jahr befasst sich ein wissenschaftliches Gremium mit dieser Problematik. Die in diesem Gremium gewonnenen Erkenntnisse werden für die Ausarbeitung näherer Bestimmungen herangezogen und einer neuerlichen Abstimmung in der EU Unterzogen.

Die momentan geltende Rechtslage kann auf Basis einer von der Kommission im Zuge der Verabschiedung der Durchführungsbestimmungen zur TNP-VO abgegebenen Protokollerklärung wie folgt zusammengefasst werden:

Bis zur Festlegung der o.g. näheren Bestimmungen dürfen Fermentationsrückstände aus Biogasanlagen und Kompost (aus anderen zulässigen tierischen Nebenprodukten als Gülle!) auch auf Weideland ausgebracht werden. Durch entsprechende Kontrollmaßnahmen ist zu gewährleisten, dass eine Beweidung dieser Flächen erst nach Einhaltung einer Wartefrist von 3 Wochen ermöglicht wird.

Eingrenzung:

Es ist davon auszugehen, dass nicht sämtliche zur Vergärung fähigen Kosubstrate auf Dauer auch auf Weideland und Äcker wieder aufgebracht werden dürfen.

Eine Eingrenzung der Kosubstrate, welche in der Biogasanlage der Salzburg AG zum Einsatz kommen, wurde mit Hilfe der Richtlinie „Der Sachgerechte Einsatz von Biogasgülle und Gärrückständen im Acker und Grünland“ durchgeführt.

Aufbringbarkeit von Gärrückständen auf LW-Flächen

Die Ausgangsmaterialien, wurden mit folgenden Ausnahmen als zum Einsatz in Frage kommend eingestuft.

Abfälle aus der Nahrungs-Genuss- und Lebensmittelindustrie:

Ausnahme: Gelatinerückstände, Bakterienbiomasse und Pilzmycele, sowie Proteinabfälle aus der pharmazeutischen Industrie aus Akzeptanzgründen bei der Wiederaufbringung auf landwirtschaftliche Flächen.

Küchen- und Kantinenabfälle, Bioabfall aus Haushalten:

Ausnahmen: Ländliches Siedlungsabwasser, und Senkgrubeninhalte. Auf Speisereste aus Flughäfen sowie aus Krankenhäusern wird verzichtet. Biotonnenabfall wird nur dann eingesetzt wenn die Substratstruktur in diesem nachvollziehbar und dauerhaft dieselbe ist.

Nach Prüfung der einzelnen Standorte hinsichtlich der Substrat-Verfügbarkeit bietet sich folgende Situation:

Seekirchen und Elixhausen:

Der Großteil der Landwirte im nördlichen Flachgau betreibt Milchwirtschaft.

Brachflächen, welche sich für den Anbau von Silomais eignen würden sind im Salzburger Flachgau derzeit kaum vorhanden.

Eine Ausweitung der Ackerflächen ist durch Förderbestimmungen (Verbot von Grünlandumbruch) untersagt bzw. nur im geringen Maße gestattet.

Der Einsatz von Mais- und/oder Grassilage aus den bereits bewirtschafteten landwirtschaftlichen Flächen in einer Biogasanlage ist auf Basis der derzeitigen Erzeugungskosten wirtschaftlich nicht vertretbar.

Der Anteil an Biobetrieben in dieser Region liegt mit einem Anteil von ca. 25% über dem österreichischen Durchschnitt. Biobetriebe dürfen vergorenes Substrat, welches auch Substrate (wie Gülle oder Mist) von konventionell betriebenen Landwirtschaften enthält, nicht auf Ihre Felder ausbringen.

Wals:

Die Region Wals bietet in Relation zu den übrigen Regionen geringere, für das Vorhaben der Salzburg AG dennoch ausreichend, landwirtschaftliche Substrate. Die landwirtschaftlichen Betriebe in Wals sind weitestgehend nicht durch Fördermaßnahmen gebunden. Silagewirtschaft ist in dieser Region bereits verbreitet im Einsatz. Sinnvoll kann der Einsatz von Silage in einer Biogasanlage sein wenn es sich hierbei um Überschuss oder Material zweiter Wahl handelt.

Der Anteil an Biobetrieben ist klein. In Wals wird Gemüseanbau, Ackerbau sowie Milchwirtschaft betrieben. Der Anteil der Ackerflächen beträgt ca. 50%. Die Düngung

dieser Flächen erfolgt derzeit mit Dünger aus dem Handel. Dieser Dünger könnte durch den Gärückstand aus der Biogasanlage substituiert werden.

Ein weiterer Vorteil des Standortes Wals liegt in dessen Nähe zur Stadt Salzburg einerseits und den unmittelbar vorhandenen Autobahnanschlüssen andererseits. Dadurch ist es verkehrsgeographisch einfacher die für den Betrieb der Anlage nötigen Kosubstrate zur Biogasanlage zu transportieren.

Der Einsatz von Kosubstraten für die Biogas- und Kompostieranlage der Salzburg AG ist aus wirtschaftlichen Gründen erforderlich.

Landwirtschaftliche Substrate wie Gülle und Mist an einem dezentralen Ort zu vergären ist nur in geringem Maße sinnvoll. Der Grund hierfür liegt in den abzugeltenden Transportkosten. Diese liegen laut Maschinenring Salzburg bei 4,5 €/Tonne.

Um Gülle kostenneutral in einer dezentralen Biogasanlage einsetzen zu können müsste der Verkaufspreis für Biogas aus Rindergülle doppelt so hoch sein wie das übliche Erdgasenergiepreisniveau.

Verglichen mit Erdgas und unter der Annahme, dass der Endkunde für Biogas 10% mehr bezahlen würde, dürfte der Transport für die Gülle max. 1,70 €/Tonne betragen. Bei einem Preis von 1,70 €/Tonne kann Gülle kostenneutral in der Biogasanlage eingesetzt werden. Auf Gülle gänzlich zu verzichten bringt Stabilitätseinbußen im Gärprozess.

Ausgewählter Standort zur Realisierung der Anlage

Als Standort für die Biogas- und Kompostieranlage wurde Wals ausgewählt.

Für diese Region wurde eine Liste von Substraten und Kosubstraten zusammengestellt, welche sich für eine Anlagengröße von ca. 150 m³ Biogas pro Stunde gut eignen.

Bei der Auswahl der Kosubstrate wurde auf die EU-Hygienerichtlinie [EU-Hygienerichtlinie, 2002] bezüglich der grundsätzlich zugelassenen Stoffe (tierische Nebenprodukte) und die Richtlinie „Der sachgerechte Einsatz von Biogasgülle und Gärückständen im Acker und Grünland“ des Institutes für Bodenwirtschaft [BFL, 2001] zurückgegriffen.

3.4.1.2 Kriterien für die Einspeisung ins Erdgasnetz der Salzburg AG

Rahmenbedingungen

Am favorisierten Standort Wals, nahe an der Hochdruckleitung DN 300 PN 70 (derzeitiger Betriebsdruck 16 – 20 bar) ist eine Mindestdurchflussmenge von ca. 3.500 m³/h Erdgas (in den Sommermonaten) gegeben. Die geplante Biogasproduktion beläuft sich auf eine Rohgasmenge von ca. 150 m³/h.

Die nachfolgenden Berechnungen stützen sich auf eine Erdgasanalyse der Salzburg AG vom 14.01.2003

Der Österreichische Verein des Gas- und Wasserfaches erarbeitet derzeit eine Richtlinie, in welcher die technischen Voraussetzungen für die Einspeisung von regenerativen Gasen in Erdgasnetze festgelegt wird. Weiters sind die sonstigen Marktregeln des liberalisierten Gasmarktes zu beachten (siehe dazu E-Control Homepage [<http://www.e-control.at>]).

Diese Marktregeln sind für alle Marktteilnehmer verbindlich. Um einen möglichst störungsfreien und sicheren Betrieb sowie klare Abrechnungskriterien zu gewährleisten, ist es erforderlich sich an ein „Technisches Regelwerk“ zu halten.

In Österreich sind die ÖVGW-Richtlinien gemäß Gaswirtschaftsgesetz (GWG) als technisches Regelwerk, neben ÖNORM, CEN, CENELEC, DIN, ISO genannt.

ÖVGW G31 Gasbeschaffenheit - Gasqualität:

Zur Spezifikation der Gasbeschaffenheit ist jedenfalls die ÖVGW Richtlinie G 31, Ausgabe Mai 2001, anzuwenden.

Im Wesentlichen sind drei brenntechnische Kenndaten anzuführen: Wobbe-Index W_s , Brennwert H_s (oberer Heizwert), relative Dichte d .

Der Wobbe-Index wird üblicherweise als Qualitätsmerkmal herangezogen.

$$W_s = H_s / \sqrt{d} \quad [\text{kWh/m}^3 \text{ bzw. MJ/m}^3]$$

Folgende Werte sind angegeben:

W_s von 13,3 bis 15,7 kWh/m³ bzw. 47,7 bis 56,5 MJ/m³

H_s von 10,7 bis 12,8 kWh/m³ bzw. 38,5 bis 46,0 MJ/m³

d von 0,55 bis 0,56 (d...Verhältnis der Dichte des trockenen Gases zur Dichte der trockenen Luft unter gleichen Zustandsbedingungen)

Weitere Grenzwerte von Gasbegleitstoffen sind in der ÖVGW G31 aufgelistet. Darin ist auch der H₂S-Gehalt von < 5 mg/m³ angegeben.

Grundsätzlich dürfen keine Bestandteile im Gas enthalten sein welche die Betriebssicherheit und den Bestand des Gasnetzes gefährden könnten.

Die Methanzahl:

Sofern Erdgas als Motorentreibstoff eingesetzt wird ist die Einhaltung eines weiteren Faktors, nämlich der Methanzahl, erforderlich. Dieser Wert ist in der G31 nicht festgehalten.

Die Methanzahl (MZ) ist die Maßzahl für Klopfestigkeit des Gases beim Einsatz in Gasmotoren, Analog zur Oktanzahl für flüssige Kraftstoffe.

Üblicherweise benötigen marktübliche Gasmotoren eine Methanzahl von minimal 60 bis hin zu 90. Methan ist ein klopfester Bestandteil des Erdgases (100% Methananteil im Gas entsprechen MZ= 100). Wasserstoff dagegen besitzt eine sehr klopfreudige Eigenschaft. Das bedeutet, dass schwere Kohlenwasserstoffe zu einer Verringerung der Methanzahl führen. Insbesondere die Zumischung von Flüssiggas zur Erhöhung des Brennwertes führt somit zu einer Senkung der Methanzahl.

Richtlinie zur thermischen Gasabrechnung, ÖVGW G 177:

Die Ermittlung der Daten zur thermischen Abrechnung von Gasen bei Endkunden bestimmt sich nach den technischen Methoden der ÖVGW Richtlinie G 177 Ausgabe November 2002.

Bei der Salzburg AG wird bereits ein regionaler geodätischer Höhenfaktor bei der Umwandlung von am Zähler gemessenen Betriebskubikmetern in Normkubikmetern berücksichtigt.

In der Richtlinie G 177 ist eine Schwankungsbreite des Verrechnungsbrennwertes von +/- 3% festgelegt. Als Verrechnungsbrennwert in der Salzburg AG wird derzeit 11,07 kWh /m³ angesetzt.

Die Bestimmung des Verrechnungsbrennwertes erfolgt durch den Regelzonenführer der jeweiligen Regelzone an Hand von Gasanalyseergebnissen der transportierten Gase.

Grundsätzlich besteht die Möglichkeit am Standort Wals das Biogas ohne Abtrennung von CO₂ in das Erdgasnetz einzuspeisen.

Laut ÖVGW G 31 ist für den Wobbe-Index W_s eine Bandbreite von 47.7-56,5 MJ/m³ angegeben, der Brennwert H wird mit 38,5-46,0 MJ/m³ angegeben, d.h. als erstes zu erfüllendes Kriterium, gilt es diese Richtwerte am Einspeisepunkt einzuhalten. Dies soll in diesem Fall durch Teilaufreinigung des Rohgases ohne Abtrennung von CO₂ und Zumischung von 100 bis ca. 150 m³/h Biogas zu 3.750 m³/h Erdgas erreicht werden. Siehe auch [Hornbachner, 2005]

Neben dem Wobbe-Index und Brennwert wurde die Einhaltung folgender Grenzwerte für die Zumischung geprüft und müssen eingehalten werden:

CO₂ Gehalt:

ÖVGW G 31 ≤ 2 % Mol-Anteil;

Keine Aufbereitung nötig

H₂S Konzentration

ÖVGW G 31 ≤ 5 mg/m³;

Vorreinigung auf < 100 mg/m³ notwendig

H₂O Taupunkt

ÖVGW G 31 $\leq -8^\circ\text{C}$ bei 40 bar;

Kondensation/Entfeuchtung notwendig

Biogaszusammensetzung:

Teilaufgereinigtes Biogas setzt sich aus den Hauptbestandteilen Methan und Kohlendioxid zusammen. Stickstoff und Sauerstoff stammt aus dem Fermenter und der vorgeschalteten biologischen Entschwefelung in der der H₂S-Gehalt des Rohbiogases von max. 2 – 3000 ppm auf 50 -100 ppm v (max. 500ppm) reduziert wird.

Komponenten		Biogas
Methan	CH ₄	50 – 75 %
Kohlendioxid	CO ₂	
Stickstoff	N ₂	$< 2\%$
Sauerstoff	O ₂	$< 0,5\%$
Schwefelwasserstoff	H ₂ S	< 500 ppm v
Kohlenwasserstoffe	CXHY	< 100 ppm v
Wasser	H ₂ O	gesättigt
Brennwert	HS.M	5,5 – 8,0 kWh/m ³
Dichte		1,05 – 1,2 kg/m ³

Tabelle 2: Vorgereinigtes Biogas zur Mischung mit Erdgas im Verhältnis 1:25

3.4.1.3 Technische Realisierung der Biogaseinspeisung in die Erdgas-Hochdruckleitung der Salzburg AG

Wie im vorhergehenden Punkt angeführt, ist es durch Zumischung von geringen Mengen an Biogas möglich, auf eine vollständige Aufbereitung auf Erdgasqualität zu verzichten und den gewünschten Effekt über Mischung mit großen Mengen an Erdgas zu erreichen (Mischungsverhältnis hier: ca. 1:25). Damit kann man Kosten für die Reinigung einsparen. Andererseits steigen die Kompressionskosten des Produktgases, um es in die Hochdruckleitung einzuspeisen.

Für die **Sicherheit des Erdgasnetzes** ist es notwendig die Grenzwerte und Gefahrenstoffe zu kontrollieren und zu dokumentieren.

In den Sommermonaten kommt es vereinzelt zu Unterschreitungen des erforderlichen Mindesterdgasvolumenstromes. Um jedes Risiko einer Grenzwertüberschreitung hintanzuhalten, werden die von uns einzuhaltenden Grenzwerte strenger gefasst als nach G 31 gefordert.

Wird ein Grenzwert erreicht, so hat sich die Menge des zu vermischenden, teilaufgereinigten Biogases zu verringern.

Geeignete Analysegeräte prüfen permanent die Gaszusammensetzung des Mischgases und geben Regelsignale an die Regelungssoftware ab.

Durch regelungstechnische Anlagenkomponenten (motorisch betriebene Regel- und Absperrarmaturen) wird sichergestellt, dass vorgegebene Sollwerte für die Gaszusammensetzung, Feuchtigkeit, Druck etc. für das einzuspeisende Gasgemisch konstant eingehalten werden. Die Biogaszumischmenge ändert sich weiters automatisch in Abhängigkeit des momentan zur Verfügung stehenden Erdgasvolumenstromes.

Sollte der Erdgasvolumenstrom zur Beimischung des permanent produzierten Biogases zu gering sein, wird die nicht einspeisbare Menge an Biogas zur Wärmeerzeugung für die Biogasanlage verwendet. Diese relativ geringe Menge (lt. „Jahresganglinie“) eignet sich aus wirtschaftlichen Gründen nicht zur Verstromung. Mit den Herstellern der Aufreinigungsanlage werden Garantiewerte für die einzuhaltenden Parameter (z.B. der Entschwefelung und der Trocknung) verbindlich vereinbart.

3.4.1.4 Investitions- und Betriebskosten für die Biogasanlage

Investitionskosten:

Die Investitionskosten für die Biogasanlage der Salzburg AG betragen ca. 1,1 Mio. Euro. Für die Aufbereitungsanlage incl. anteilige Planungs- und Grundstückskosten werden 0,760 Mio. Euro veranschlagt.

In diesem Kostenansatz sind neben der Biogasanlage incl. Hygienisierungsanlage, ein Fahrсило und eine Halle für die zu lagernden Substrate enthalten.

Zusatzkosten in Höhe von ca. 0,30 Mio. Euro entstehen durch die nötigen Infrastrukturaufschließungsarbeiten, sowie ein an der Biogasanlage bereitzustellendes Fahrzeug zur Substratmanipulation.

Schätzung der Gesamtinvestition: **2,16- Mio. Euro.**

Anschätzung der laufenden jährlichen Betriebskosten:

Löhne und Gehälter: Als Ansatz gilt der Einsatz von 0,7 VZK in den ersten drei Jahren. Die VZK verringern sich hiernach auf 0,5 und bleiben auf diesem Wert.

Personal (Löhne u. Gehälter):	25.000 Euro/a
Pacht des Grundstückes:	16.000 Euro/a
Sonstiges:	28.000 Euro/a
Instandhaltungstätigkeiten:	27.000 Euro/a
Substratkosten:	28.000 Euro/a
Aufbereitung:	27.000 Euro/a
Energie:	45.000 Euro/a
Summe:	196.000 Euro/a

Das für den Betrieb benötigte Wasser soll aus einem zur Anlage gehörenden Brunnen gewonnen werden.

3.4.1.5 Gesamt-Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Der Wirtschaftlichkeitsanalyse liegt folgendes Szenario zu Grunde:

Es wird davon ausgegangen dass mit der Produktion von Biogas ein Teil jener Kunden am Netz der Salzburg AG gehalten werden kann die bei fehlender Verfügbarkeit nicht zur Verfügung Stellung von rohrgebundener reiner Bio Energie auf andere CO₂ neutrale Brennstoffe umstellen. In diesem Falle würden die Kunden gänzlich aus dem Erdgasnetz herausfallen. Unter dieser Prämisse wird der Biogasanlage als Erlös jener des Erdgasverkaufes gutgeschrieben.

Dieser Annahme liegt die Zusage des Landes Salzburg zu Grunde, Biogas fördert technisch den derzeit schon als CO₂ neutralen Brennstoffen eingestuftten Energieträgern gleichzustellen.

Allgemeine Parameter:

- Kalk Zinssatz 6%
- Steuersatz 25%
- Fördersatz 15 und 30 %
- Erlösindexierung 1%

Technische Parameter / Auslastung der Anlage:

- „worst case“ 80%
- „real case“ 100%
- „best case“ 120%

Wirtschaftlichkeitsanalyse von Substitution von Erdgas durch Biogas:

Auf Basis der derzeit vorliegenden Struktur ist eine wirtschaftliche Realisierbarkeit nicht möglich. Siehe Abbildung 3. Neben den Investitionskosten wirken sich auch die laufenden Betriebskosten (Aufreinigung, Kompression) und die in Salzburg hohen Substratkosten negativ auf die Anlage aus.

Es kommt lediglich zu einer Verringerung der jährlichen Verluste durch die verlorenen Erdgaskunden im Erdgasnetz der Salzburg AG.

Bei einem Förderansatz von 15% beträgt der Barwert der Anlage nach einem 20 jährigem Betrieb und den oben beschriebenen Ansätzen zwischen - 1,5 Mio Euro/ Jahr und

- 0,5 Mio. Euro/Jahr

Geht man von einer 30%igen Investförderung aus so verringert sich der negative Barwert im „best case“ (120%ige Auslastung der Anlage) auf - 0,15 Mio. Euro/Jahr!

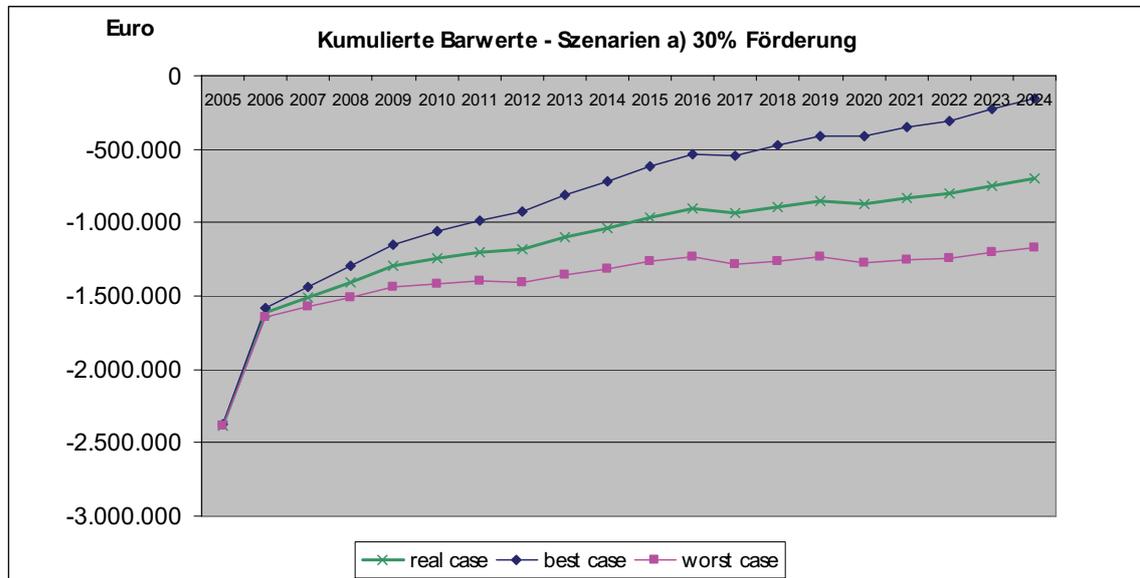


Abbildung 3: Gesamtwirtschaftlichkeit Biogaseinspeisung für Demonstrationsanlage

3.4.1.6 Einspeisung und Produkte aus der Biogaseinspeisung

Bei der Formulierung der Einspeisekriterien wurde auf die ÖVGW Richtlinien G 31 „Erdgas in Österreich“ sowie G 177 „thermische Abrechnung“ [ÖVGW G 177, 2002] zurückgegriffen. Netz und Betriebschädliche Stoffe welche in der Richtlinie G 31 nicht namentlich genannt sind, sich aber im Biogas befinden können, müssen noch definiert werden.

In diesem Projekt geht man nicht von einer Vollaufreinigung auf Erdgasqualität, sondern von einer Teilaufreinigung aus.

Ziel ist es ein Mischungsverhältnis von 1:25 (Biogas/Erdgas) zu realisieren. In den Sommermonaten kommt es innerhalb des Erdgas-Versorgungssystems sporadisch zu Bezugsengpässen. So wird darauf bedacht genommen, dass nicht 100% des erzeugten Biogases in das Erdgashochdrucknetz eingespeist werden kann. Das überproduzierte Biogas wird zur Eigenwärmeerzeugung verwendet.

Hinsichtlich möglicher Korrosionsschäden im Bereich des Einspeisepunktes besteht bei Mischung von Biogas mit Erdgas die Gefahr, dass durch Abkühlung vorhandene Restfeuchte auskondensiert. Wenn keine ausreichende Mischung vor dem Einspeisepunkt erfolgt, kann eine solche Kondensation auch an weiter entfernten undefinierten Stellen im Leitungsnetz auftreten (lokale Feuchtigkeitszonen in laminar durchströmter Leitung). Daher ist aus derzeitiger Sicht eine vollständige Trocknung unbedingt nötig.

Produkte aus der fermentativen Biogaserzeugung aus Kofermentation von Gülle mit Nawaros und der Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität zur Einspeisung in das Erdgasnetz sind:

Vergorenes Substrat und Biogas, das in mehreren Fraktionen vorliegt bzw. weiter aufgetrennt werden kann, wie Methan (=Biogas auf Erdgasqualität gereinigt), CO₂, Schwefel und Ammoniak.

Der Einsatz dieser Stoffe ist z.T. ausreichend bekannt. Vergorenes Substrat kann als guter Dünger auf die landwirtschaftlichen Flächen ausgebracht werden. Besondere Berücksichtigung bedarf der maximal erlaubte Stickstoffeintrag der Flächen.

Aus dem Biogas abgetrennter Schwefel eignet sich besonders als Zusatz zum vergorenen Substrat mit guter Düngewirkung. Die Verwendung von Schwefel als Sekundärrohstoff ist wegen der geringen Mengen weniger sinnvoll.

CO₂ aus der Biogasreinigung ist geringfügig mit anderen Stoffen (Methan) verunreinigt. Um eine Verwertung zu schaffen müssen die Qualitätsanforderungen des jeweiligen Einsatzgebietes erfüllt werden. Dazu ist aus heutiger Sicht eine weitere Reinigungsstufe notwendig. Zum Beispiel CO₂-reiches Gas aus der Druckwechseladsorption hat einen CH₄-Restgehalt von 3-5 vol-%.

Ammoniak kann aus dem Gärsubstrat und aus Biogas gewonnen werden und dann, z.B. als Ammonnitrat, als Dünger eingesetzt werden. Der wirtschaftliche Betrieb dieser Produktion ist noch nicht nachgewiesen. In Tabelle 3 sind Kriterien zum Einsatz möglicher Produkte angegeben.

Produkt	Verwendung und Inhaltsstoffe	Kriterien zur Verwendung	Richtlinien zur Verwendung	Anmerkung
Vergorenes Substrat	Landwirtschaftlicher Dünger	175-210 kg N / ha a (Sonderbewilligung möglich) Schwermetalle, Spurenstoffe Blei 100 mg/kg TS Cadmium 3 mg/kg TS Chrom 100 mg/kg TS Nickel 100 mg/kg TS Kupfer - mg/kg TS Quecksilber 1mg/kg TS Zink - mg/kg TS	Wasserrechtsgesetz (WRG) (BGBl.Nr. 215/1959 idF. BGBl.Nr. 156/2002) Düngemittelverordnung (DMVO) 2004, (BGBL.Nr.100/2004) Werte für ökologischen Landbau	Bei reiner Kofermentation mit Nawaros reicht die landwirtschaftliche Fläche, die zur Erzeugung der der Nawaros verwendet wird zur Ausbringung des Gärrests nicht aus (Überschreitung des N-Gehalts).
Biogas	Wärmeerzeugung/ Verbrennung	---	Für Brennstoff Erdgas werden nur CO und NOx Grenzwerte angegeben	
Biogas	Kraft-Wärme-Kopplung BHKW Brennstoffzelle (MCFC)	Schwefelgehalt Biogas < ca. 660-1200 mg/m ³ < 0,5 ppm (MCFC) Emissionen für Kolbenmotor Staub 5 mg/m ³ CO 500 mg/m ³ NOx Selbstzündung 500 mg/m ³ NOx Fremdentzündung 350 mg/m ³ Biogasmotoren <100 kW CO 1300 mg/m ³ NOx 800 mg/m ³ Biogasmotoren > 100 kW CO 650 mg/m ³ NOx 400 mg/m ³	Herstellerangaben Luftreinhalteverordnung – Kesselanlagen (LRV-K) BGBl Nr. 19/1989 i.d.F. BGBl II Nr. 324/1997 Luftreinhalteverordnung Vorarlberg LGBl 82/1994 idF 57/1998, 25/1999, 27/2000 und 9/2002	Lebensdauer des BHKW und Ölwechselintervall ist von Schwefelgehalt abhängig. H2S ist toxisch für Katalysator in Brennstoffzelle
CH4	Weitere Reinigung/Aufbereitung zur Einspeisung ins Erdgasnetz	Wobbe Index 13,3-15,7 kWh/m ³ Brennwert 10,7-12,8 kWh/m ³ Rel. Dichte 0,55-0,65 Taupunkt max -8°C (40 bar) Gesamt S < 5 mg/m ³ O ₂ ≤ 0,5 vol% CO ₂ ≤ 2,0 vol% N ₂ ≤ 5 vol% H ₂ ≤ 4 vol% Methanzahl	ÖVGW G31, G177	
CO2	Sekundärrohstoff Industrie Neutralisation	Technische Reinheit: 99,8 % Grenzwerte Verunreinigungen: < 72 ppmV H ₂ O < 1 mg/kg Öl Testqualität: 99,995 % Grenzwerte Verunreinigungen: < 1 mg/kg Öl	Chemische Industrie Angaben Air Liquide	Bei kleinen Biogasanlagen kann man nur sehr geringe Mengen an CO2 herstellen.
CO2	MAG-Schutzgasschweißen	CO2 100% CO2 INARC K18 18% CO ₂ in Argon	DIN EN 439 C1 DIN EN 439 M21	

Tabelle 3: Anforderungen an mögliche Produkte aus der Biogaserzeugung

Produkt	Verwendung und Inhaltsstoffe	Kriterien zur Verwendung	Richtlinien zur Verwendung	Anmerkung
CO2	Medizinische Zwecke	Reinheit 99,5 % Grenzwerte Verunreinigungen: < 67 ppmV H ₂ O < 5 ppmV CO < 2 ppmV NO _x < 1 ppmV SO ₂ < 0,5 ppmV H ₂ S < 0,1 ppmV PH ₃	Angaben Air Liquide	
CO2	Trockeneis	Reinheit keine Angabe Temperatur -78,5°C	Quelle PanGas, Schweiz	
CO2	Feuerlöschmittel	Reinheit 99,5 % Grenzwerte Verunreinigungen: 0,015 % H ₂ O 5 ppm Öl 1 ppm Schwefel	ISO 5923	Angaben von MINIMAX, Feuerlöscher Preis von derzeit verwendetem CO ₂ im Tankwagen: ca. 30-50 Cent/kg CO ₂
CO2	Zusatz in Gewächshäusern	MAK Wert H ₂ S: 15 mg/m ³ (Tagesmittel und Kurzzeitwert)	ArbeitnehmerInnen-schutzgesetz (ASchG), Grenzwertverordnung (GKV)	
Schwefel	Dünger im vergorenen Substrat (Sulfate, elementarer S)	---	---	Gute Düngewirkung von Sulfaten und elem. Schwefel
Schwefel	Schwefelpulver, gereinigt	Qualitätsvorgabe: Reagenz RN DAB 9	Angaben Omikron GmbH, Deutschland	Preis im Feinchemikalienhandel ca. 8 EUR/kg
Ammoniak	Dünger im vergorenen Substrat (als Ammonium gelöst)	---	---	
	Dünger als Ammonnitrat	---	---	

Fortsetzung Tabelle 3

3.4.2 **AP2 Evaluierung der Reinigungs- und Aufbereitungsverfahren**

3.4.2.1 Bestimmung der Kenngrößen für die Technologien

In der Praxis der Studiererstellung sind verlässliche Daten, die von im Betrieb befindlichen Anlagen oder Pilotanlagen stammen, zu den einzelnen Verfahren von entscheidender Bedeutung. Bereits im Vorfeld zu diesem Arbeitspaket wurde mit der Arbeit von [Tretter, 2003] eine ausführliche Literaturstudie zum Thema Biogasaufbereitung erstellt.

Biogasaufbereitungsverfahren:

Druckwasserwäsche ohne Regeneration
Druckwasserwäsche mit Regeneration
Physikalische Wäsche mit Polyethylenglykol (SELEXOL)
Druckwechseladsorption
Membranverfahren – Gaspermeation
Niederdruck-Membranabsorption

3.4.2.2 Simulationsmodell

Die eigentliche Reinigungsschritt kann im Modell durch ein Black-Box-Modell beschrieben werden.

Abbildung 4 zeigt die graphische Darstellung des Simulationsmodells für eine Aufbereitung von Biogas nach einem „trockenen“ Verfahren. Die dargestellten Zahlenwerte entsprechen einer Rohgasmenge von 1000 Nm³/h bei einer Zusammensetzung gemäß **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** und Sättigung mit Wasserdampf bei 38 °C. Nach zweistufiger Verdichtung mit Zwischenkühlung/Kondensation auf je 30 °C tritt das Biogas in das Black-Box-Modell ein, in dem die Trennung von CH₄ und CO₂ bis auf 96.56 vol%(tr) CH₄ im Austauschgas erfolgt. Die Bestimmung der Kennwerte ist damit möglich, sobald ausreichend Daten für ein konkretes Verfahren zur Verfügung stehen. Die Datenerhebung ist damit der unmittelbar nächste Schritt.

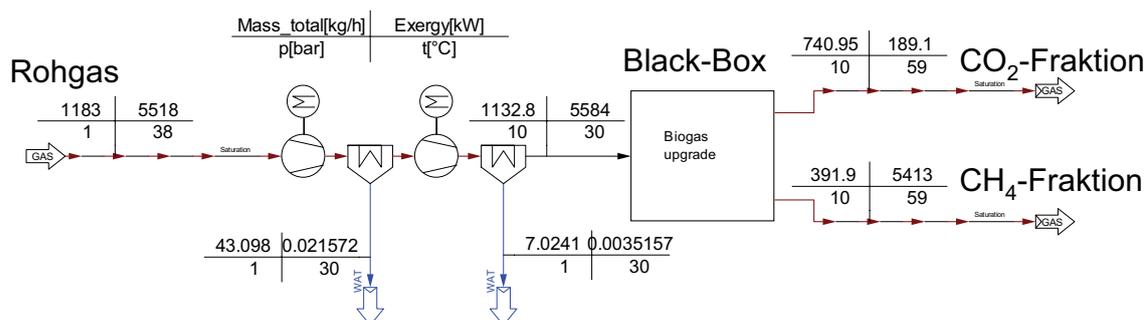


Abbildung 4: Simulationsmodell einer Biogasaufbereitung mit einem „trockenen“ Verfahren (PSA oder Membrantrennung) in IPSEpro – Verdichtung und Black-Box.

Technologievergleich

Das für den technischen Vergleich der unterschiedlichen Aufbereitungsmöglichkeiten verwendete Softwarepaket IPSEpro und das im Zuge dieser Studie erstellte Black-Box Modell sind im Zwischenbericht ausführlich beschrieben. Ebenso enthält der Zwischenbericht eine ausführliche Darstellung der einzelnen Methananreicherungstechnologien, die auf einer umfangreichen Literaturstudie beruht. Auf die Wiederholung der Beschreibung wird im Endbericht verzichtet. Einen Überblick über den typischen spezifischen Strombedarf der Aufbereitung sowie die Methanverluste gibt Tabelle 4.

Tabelle 4: Spezifischer Methanverlust und elektrischer Energiebedarf der untersuchten Technologien zur Aufbereitung von Biogas

Verfahren	CH ₄ -Verluste [%]	El. Verbrauch [% H _{U,ReinG}]
Druckwasserwäsche (Umlaufprinzip)	1-3	3-9
Selexolwäsche	1-2	~ 4
Gaspermeation	2-3	~ 3
Druckwechseladsorption an KMS)	3-4	3-10

Als zusammenfassendes Ergebnis des Technologievergleiches ist die folgende Charakterisierung der untersuchten Technologien möglich:

- Druckwasserwäsche im Umlaufverfahren: einfaches Verfahren für geringere Qualitätsanforderungen, umfangreiche Erfahrungen mit Biogas.
- Physikalische Polyethylenglykolwäsche (Selexol): Erfahrungen in der Synthesegastechnologie und auch bei Biogas, typischerweise für Anlagen größerer Kapazität wirtschaftlich.
- Gaspermeation: bisher nur für Aufbereitung auf rund 90 % CH₄, für hohe CH₄-Endkonzentrationen im Demonstrationsstadium, typischerweise für Anlagen kleiner Kapazität geeignet.
- Druckwechseladsorption (PSA): erprobte Technologie bei Biogas für hohe CH₄-Endkonzentrationen, dafür auch höhere CH₄-Verluste, typischerweise kleine bis mittlere Anlagenkapazität.

Das Erreichen des geforderten Brennwertes ist dann problematisch, wenn Luft im Rohbiogas enthalten ist, da dann neben CO₂ auch N₂ und O₂ abgeschieden werden müssen. Dies wird von den oben genannten Verfahren nur bei der Druckwechseladsorption an Kohlenstoffmolekularsieben erreicht, da sowohl die Gaswäsche (besonders die chemischen Verfahren) als auch die Membranen selektiv saure bzw. polare Gase abscheiden (CO₂, H₂S) wobei die Luftkomponenten in der CH₄-Fraktion aufkonzentriert werden.

Optimierte Verfahrenskette mit Bio-Tropfkörper und PSA

Auf Basis des Technologievergleiches stellt die in Abbildung 5: Schema der optimierten Verfahrenskette zur Biogasaufbereitung auf Austauschgasqualität. dargestellte Kombination von Bio-Tropfkörper zur H₂S-Abscheidung, einer Kompressor/Kühltrockner-Einheit zur Gaskonditionierung und einer Druckwechseladsorptionsanlage (PSA), die mit vier Kohlenstoff-Molekularsieb-Adsorbent (KMS) arbeitet, eine realistische Variante zum Erreichen der ÖVGW G31 Qualität dar. Einen wesentlichen Vorteil dieses Systems stellt die erprobte PSA-Technologie dar, die das Erreichen hoher Methankonzentrationen bei selbst bei schwankender Rohgasqualität erlaubt. Die parallele Anordnung von vier Adsorbent entspricht dem wirtschaftlichen Optimum für quasikontinuierlichen Betrieb [Tretter, 2003].

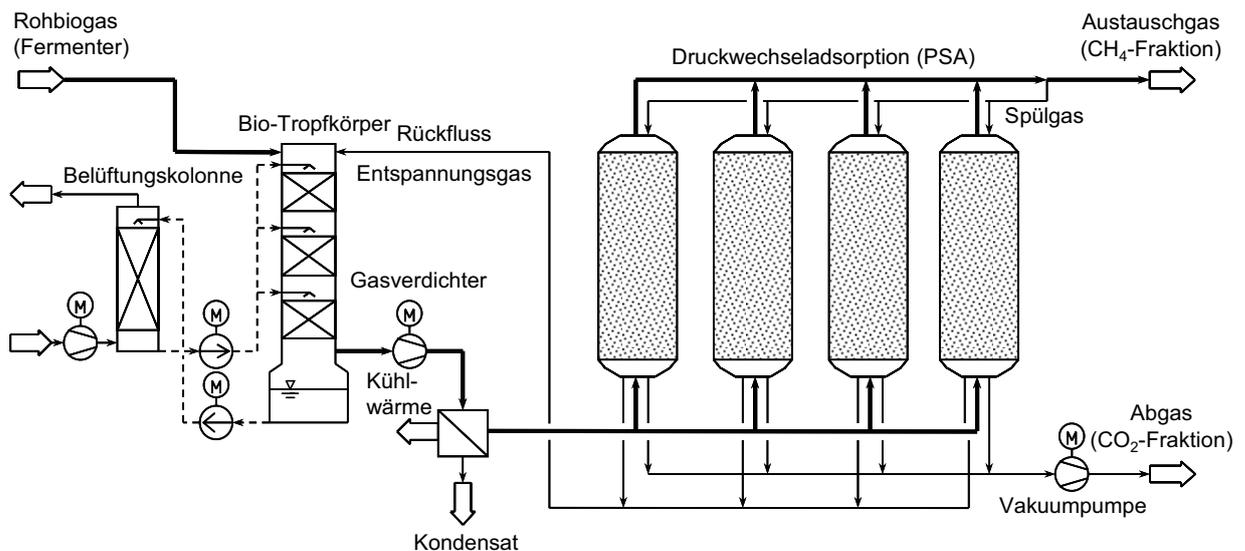


Abbildung 5: Schema der optimierten Verfahrenskette zur Biogasaufbereitung auf Austauschgasqualität.

Die Energiebilanz für Gaskonditionierung (Kompressor, Kühltrockner) und Methananreicherung (PSA an KMS) ist in Abbildung 6: Energiebilanz Aufbereitung normiert auf 100 Nm³/h Roh-Biogas. dargestellt. Die zugrunde liegenden Daten beruhen auf Angaben von [Schulte-Schulze, 2003]. Es zeigt sich, dass der elektrische Energieaufwand zur Aufbereitung etwa 4 % der im Austauschgas gebundenen Energie beträgt. Die im Abgas enthaltene Energie entspricht den Methanverlusten und das bei Umgebungstemperatur anfallende Kondensat enthält gemäß der Definition des Brennwertes keine chemische Energie. Ein Teil der angeführten Abwärme entspricht der

notwendigen Rückkühlung bei mehrstufiger Kompression und kann prinzipiell genutzt werden (Nahwärme, Fermenterbeheizung, etc.), die im Kondensationstrockner anfallende Wärme muss dem Gas über einen Wärmepumpenprozess entzogen werden und sollte nicht über Umgebungstemperatur abgegeben werden. Insgesamt bedeutet die Aufbereitung, dass rund 96 % der Rohgasenergie im Austauschgas erhalten bleiben.

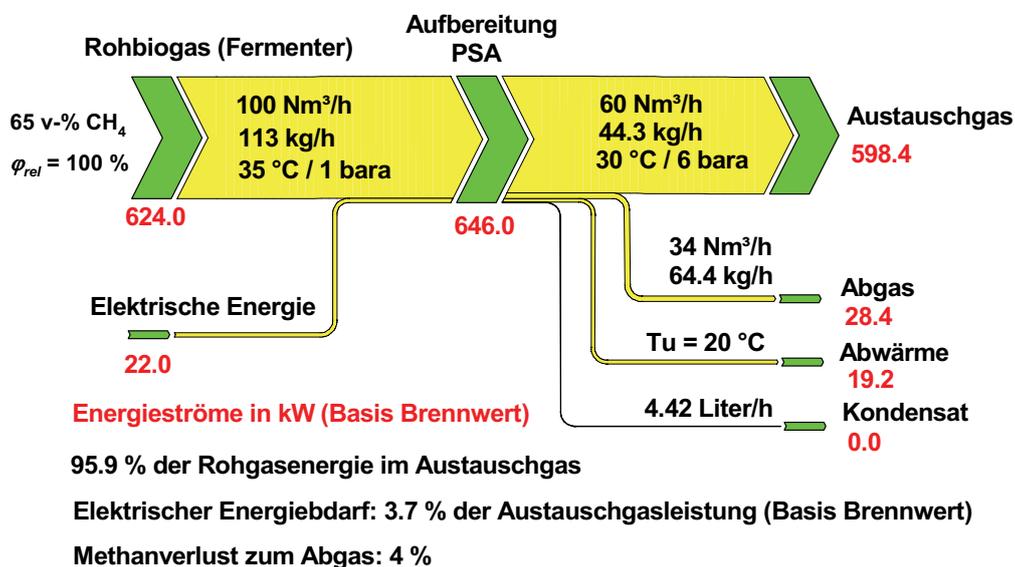


Abbildung 6: Energiebilanz Aufbereitung normiert auf 100 Nm³/h Roh-Biogas.

3.4.2.3 Wirtschaftliche Bewertung

Die wirtschaftliche Bewertung der Biogasaufbereitung, d.h. die Erhebung von Austauschgasgestehungskosten, steht allgemein vor dem Problem, belastbare Daten bezüglich standortkorrigierter Invest- und Betriebskosten der einzelnen Technologien zu erheben. Im Rahmen dieser Studie wird auf die von [Tretter, 2003] bei Technologieanbietern erhobenen Kostendaten und speziell bei der Bewertung der PSA-Technologie auf die Angaben von [Blase, 2001] zurückgegriffen. Das der Betrachtung zugrunde liegende Szenario ist in Tabelle 5 zusammengestellt. Nicht berücksichtigt werden eventuelle Gutschriften durch Vermeidung von fossilen CO₂-Emissionen im Vergleich zur Erdgasnutzung.

Tabelle 5: Rahmenbedingungen der wirtschaftlichen Betrachtung.

Jahresnutzung	8000 Stunden
Kalkulationszeitraum	15 Jahre
Zinssatz	6 %

Die spezifischen Kosten für die Bereitstellung von Rohbiogas, für die Aufbereitung auf Erdgasqualität mit Druckwechseladsorption an Kohlenstoff-Molekularsieben und die Austauschgasgestehungskosten als Summe von Rohgasgestehung und Aufbereitung sind in Abbildung 7 und Abbildung 8 in Abhängigkeit der Anlagenkapazität dargestellt.

Die Kostendegression mit zunehmender Anlagenkapazität beruht auf Hersteller-Angebotsdaten für Anlagen unterschiedlicher Größe nach demselben Verfahren (PSA/KMS), die von [Tretter, 2003] erhoben wurden. Es ergibt sich eine weitgehende

Übereinstimmung mit den Kostenprognosen von [Blase et al, 2001] im Bereich 150 Nm³/h Reingas bzw. 1.5 MW Austauschgasleistung.

Für eine wirtschaftliche Gasaufbereitung ist eine Anlagenkapazität von mindestens 150 Nm³/h bzw. 1,5 MW Austauschgasleistung anzustreben, da bei kleinerer Anlagengröße die Aufbereitungskosten stark ansteigen. Für größere Anlagen liegen die Reingasgestehungskosten zwischen 50 und 55 c€/Nm³ (4.3-5.2 c€/kWh Reingasleistung).

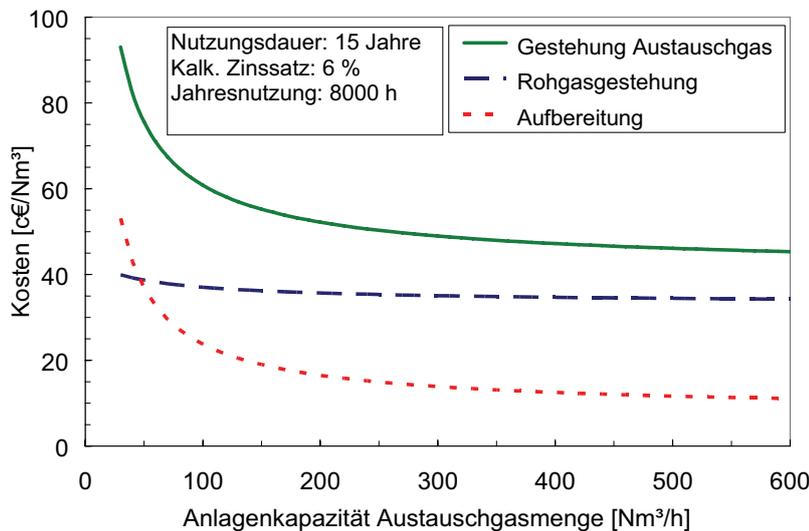


Abbildung 7: Spezifische Aufbereitungs- und Gasgestehungskosten bezogen auf die Gasmenge in Abhängigkeit der Anlagenkapazität.

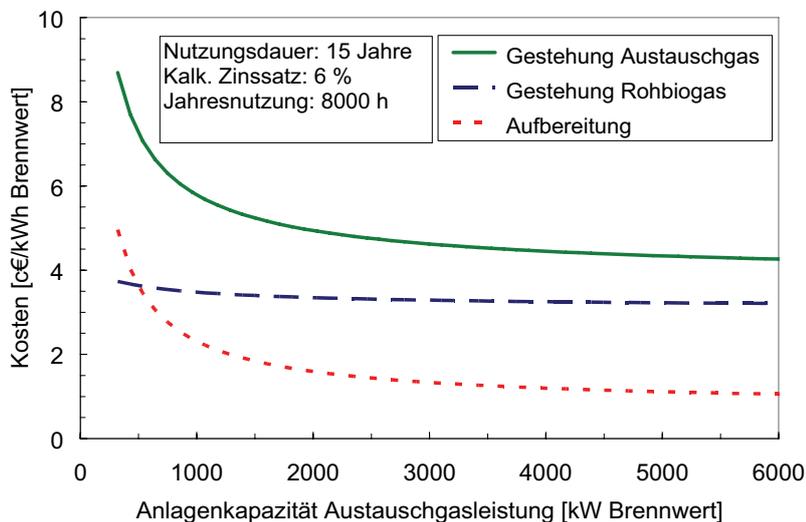


Abbildung 8: Spezifische Aufbereitungs- und Gasgestehungskosten bezogen auf den Energiegehalt des Reingases in Abhängigkeit der Anlagenkapazität.

3.4.3 **AP3 Potenzial und Optimierung der Biogasproduktion**

Die Ergebnisse dieses Arbeitspakets sind im AP 1 integriert und dort dargestellt.

3.4.4 **AP4 Entwicklung einer biologischen H₂S-Reinigung**

3.4.4.1 Konzeption und Bau der Versuchsanlage

Ermittlung der maximalen flächenbezogenen Flüssigkeitsdurchflussrate:

Dazu musste zunächst in ausreichendem Ausmaß ein Biofilm in der Laboranlage angezchtet werden. Ein Teil des bewachsenen Filters wurde dann zur Durchführung des Auswaschtests herangezogen.

Die Ergebnisse der Laborversuche hinsichtlich des Auswaschverhaltens des Biofilms lassen auf keine nennenswerte Auswaschung auch bei höheren flächenbezogenen Flüssigkeitsdurchflussraten schließen. Das heißt, dass bei jener Durchflussrate, welche sich durch die Dimensionierung der Biotropfkörperkolonne ergab und etwa in der Mitte des getesteten Durchflussbereiches liegt, keine Auswaschung des Biofilms zu erwarten ist.

Ermittlung der maximalen flächenbezogenen Flüssigkeitsdurchflussrate:

Am Ende der Aufzucht der Mikroorganismen in der Laboranlage, welche für die Durchführung des Auswaschtests erforderlich war, war ein optisch gut erkennbarer und annähernd gleichmäßig verteilter Biofilm gewachsen (siehe Abbildung 9**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).



Abbildung 9: Biofilm in Laboranlage nach Aufzucht

Mit diesem Biofilm konnte ein Prüfgas mit einer H_2S -Konzentration von $\sigma = 600$ ppm bis zu einer H_2S -Konzentration von $\sigma = 8,23$ ppm gereinigt werden. Die Restkonzentration an Schwefelwasserstoff wurde mittels Titration bestimmt.

Es sollten Daten über das Auswaschverhalten des Biofilms bei hohen Durchflussraten des Mediums ermittelt werden. Diese waren für die Dimensionierung der Biotropfkörperkolonne von Interesse.

Um die maximale flächenbezogene Flüssigkeitsdurchflussrate mit Hilfe des Auswaschtests bestimmen zu können, wurde der Versuchsaufbau (siehe Abbildung 10 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) zunächst bei maximaler Förderleistung der Pumpe auf Dichtheit und Flüssigkeitsrückstau getestet. Dazu wurde das bewachsene Filtersegment der Laboranlage noch nicht eingebaut, um den Biofilm nicht schon vor dem Test auszuwaschen.



Abbildung 10: Versuchsaufbau für den Auswaschtest

Bevor der Auswaschtest beginnen konnte, wurde das Filtersegment bei einer niedrigen Durchflussrate von etwa $V_{L,A} = 6 \text{ m}^3/(\text{m}^2 \text{ h})$ über Nacht gespült. Dadurch sollten lockere Ablagerungen, wie zum Beispiel kristalliner Schwefel, entfernt werden.

Der Verlauf der Auswaschung wurde durch die regelmäßige Entnahme von Proben des umgewälzten Nährmediums und Messung der optischen Dichte dokumentiert. Weiters wurde die Förderstufe der Pumpe erhöht. Insgesamt wurden bei sechs verschiedenen flächenbezogenen Flüssigkeitsdurchflussraten im Bereich von $15,85 - 27,50 \text{ m}^3/(\text{m}^2 \text{ h})$ je drei Proben entnommen. Vor jeder Probenahme wurde das gesamte Medium aus dem Sammelgefäß entnommen und homogenisiert. Davon wurden jeweils etwa 100 ml als Probe entnommen. Ein Teil dieser Proben wurde auf Agar-Nährböden kultiviert, der Rest diente zur photometrischen Bestimmung der optischen Dichte und wurde daher

nochmals mit höherer Drehzahl homogenisiert. Das entnommene Volumen für die Proben wurde jedes Mal mit frischem Medium aufgefüllt.

Die optische Dichte wurde bei einer Wellenlänge von 600 nm gemessen. Es wurden jeweils zwei Messungen durchgeführt. Eine Messung des Absolutwertes mit frischem Starkey-Medium als Blindwert, und eine relative Messung zur vorherigen Probe. Jede Messung wurde in Doppelbestimmung ausgeführt.

Nach Beendigung des Tests wurde am unveränderten Versuchsaufbau die tatsächliche Durchflussrate bei den jeweilig eingestellten Pumpenstufen ermittelt und die entsprechenden flächenbezogenen Flüssigkeitsdurchflussraten des Biofiltersegmentes berechnet. Abbildung 11 zeigt das Ergebnis des Auswaschtests:

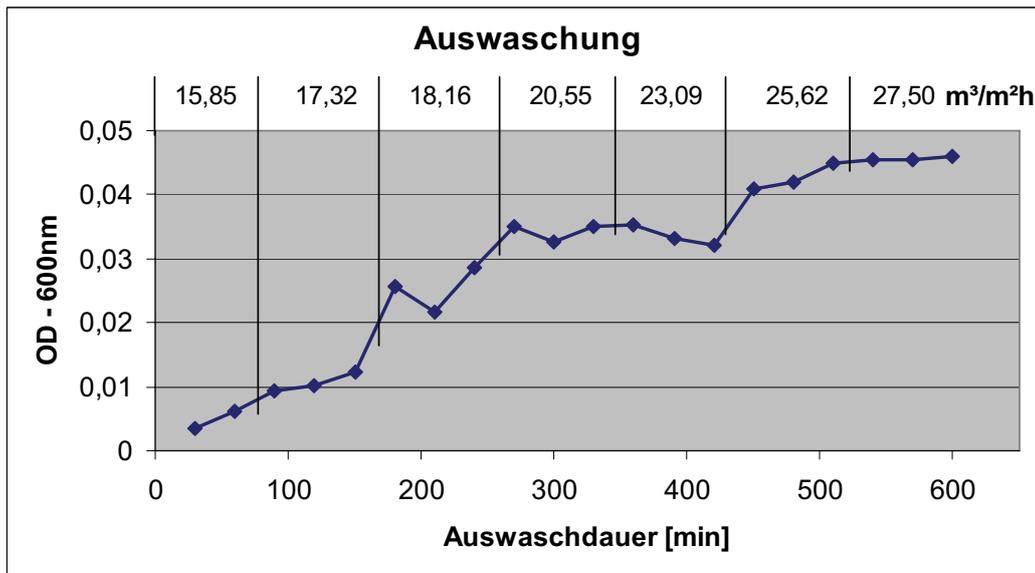


Abbildung 11: Auswaschung über die gesamte Testdauer

Der annähernd lineare Verlauf der optischen Dichte über die gesamte Auswaschdauer zeigt, dass die ausgewaschene Menge an Biofilm proportional mit der Erhöhung der Durchflussrate gestiegen ist. Die Messwerte waren sehr niedrig, und nach dem Auswaschtest war noch immer ein Biofilm auf den Füllkörpern zu erkennen.

Daraus lässt sich schließen, dass keine der getesteten Durchflussraten eine entscheidende Auswaschung des Biofilms verursacht. Zusätzlich ist in der Versuchsanlage mit einer besseren Haftung des Biofilms zu rechnen, da Kunststoff-Füllkörper statt der in der Laboranlage verwendeten Glasringe eingesetzt werden. Die im Zuge der Dimensionierung der Biotropfkörperkolonne gewählte flächenbezogene Flüssigkeitsdurchflussrate liegt mit $19,03 m^3/(m^2 h)$ etwa in der Mitte des getesteten Durchflussbereiches. Für diesen Wert ergab sich eine optische Dichte von 0,03.

Die Auszählung der Bakterienkulturen brachte sehr unterschiedliche Ergebnisse der einzelnen Proben, sodass kein signifikanter Verlauf der ausgewaschenen Bakterien und somit der ausgewaschenen Biofilmmenge zu erkennen war. Als Hauptgrund dafür wird die schlechte Verteilung der ausgewaschenen Biofilmstücke im Testmedium angesehen. Diese waren teilweise relativ groß und konnten aufgrund der Scherkraftempfindlichkeit der Mikroorganismen nicht bei hoher Drehzahl homogenisiert werden. Dadurch war eine repräsentative Probenahme sehr schwierig. Bei der photometrischen Bestimmung konnte sehr wohl eine gute Homogenisierung erzielt werden.

Abbildung 12 Fließbild der 3-stufigen Biotropfkörperanlage zur H₂S-Reinigung von Biogas nach Profactor



Abbildung 13: Foto der 3-stufige Biotropfkörperanlage zur H₂S-Reinigung von 1m³/h Biogas vor der Inbetriebnahme. Detail: Bewuchs auf Füllkörper während der Testreihen

3.4.4.2 Auswertung und Ergebnisse

Vergleich einstufiger – mehrstufiger Betrieb

Die Ergebnisse einzelner Betriebsartenvergleiche sind in folgenden Tabellen angeführt:

1. Vergleich	einstufiger Betrieb	mehrstufiger Betrieb
9.Juni 2005	H ₂ S-Konzentration [ppm]	
Rohgas	770	749
Gas nach 1. FS	38	55
Gas nach 2. FS	2	7
	Reinigungsleistung [g/(m ³ *h)]	
RL des 1. FS	71	67
RL des 2. FS	3	5
gesamte RL	37	36

Tabelle 6: Ergebnisse des ersten Betriebsartenvergleiches

2. Vergleich	einstufiger Betrieb	mehrstufiger Betrieb
14. Juni 2005	H ₂ S-Konzentration [ppm]	
Rohgas	921	867
Gas nach 1. FS	85	113
Gas nach 2. FS	74	24
	Reinigungsleistung [g/(m ³ *h)]	
RL des 1. FS	80	63
RL des 2. FS	1	9
gesamte RL	27	27

Tabelle 7: Ergebnisse des zweiten Betriebsartenvergleiches

3. Vergleich	einstufiger Betrieb	mehrstufiger Betrieb
17. Juni 2005	H ₂ S-Konzentration [ppm]	
Rohgas	872	869
Gas nach 1. FS	45	63
Gas nach 2. FS	1	1
	Reinigungsleistung [g/(m ³ *h)]	
RL des 1. FS	119	115
RL des 2. FS	6	9
gesamte RL	63	63

Tabelle 8: Ergebnisse des dritten Betriebsartenvergleiches

Alle drei Betriebsartenvergleiche zeigten hinsichtlich der Reinigungsleistung keinen wesentlichen Unterschied zwischen einem einstufigen und einem mehrstufigen Betrieb der Biotropfkörperkolonne. Die Reinigungsleistung nach zwei Filterstufen war bei beiden Betriebsarten praktisch identisch.

Der zweite Vergleich lässt allerdings eine Tendenz zum Vorteil des Mehrstufigen Betriebs erkennen. Die Reinigungsleistung der ersten Filterstufe war im einstufigen Betrieb mit $80 \text{ g}/(\text{m}^3\cdot\text{h})$ etwas höher als jene im mehrstufigen Betrieb. Diese betrug $63 \text{ g}/(\text{m}^3\cdot\text{h})$. In der zweiten Filterstufe konnte mit $9 \text{ g}/(\text{m}^3\cdot\text{h})$ eine höhere Reinigungsleistung im mehrstufigen Betrieb festgestellt werden. Dies lässt vermuten, dass die höhere Sauerstoffkonzentration in der Flüssigphase den Abbau in der zweiten Filterstufe verbessert. Für den einstufigen Betrieb ergab sich hier $1 \text{ g}/(\text{m}^3\cdot\text{h})$ (siehe Tabelle 7).

Die übrigen Vergleiche zeigten diese Tendenz nicht. Beide Filterstufen wiesen in beiden Betriebsarten etwa die gleiche Reinigungsleistung auf. Dies ist mit dem Mangel an Schwefelwasserstoff in der zweiten Filterstufe zu begründen. Eine höhere H_2S Belastung war mit dem Testaufbau und dem vorhandenen Biogas nicht möglich. Vor allem im Zuge des dritten Betriebsartenvergleiches wurde nach der zweiten Filterstufe lediglich eine H_2S -Konzentration von $1 \text{ ml}/\text{m}^3$ analysiert (siehe Tabelle 8).

Bei ausreichender Schwefelwasserstoffbelastung der zweiten Filterstufe wäre der Sauerstoffmangel im Nährmedium als limitierender Faktor zum Tragen gekommen. Dies hätte im mehrstufigen Betrieb zu einer höheren Reinigungsleistung der zweiten Filterstufe geführt. Durch eine Anpassung der Nährmediumsverteilung an die H_2S -Fracht könnte die Reinigungsleistung der gesamten Versuchsanlage optimiert werden. Für endgültige Aussagen über den Einfluss eines mehrstufigen Betriebes auf die Reinigungsleistung sind weiterführende Untersuchungen notwendig.

Ermittlung der Reinigungsleistung

Folgende Abbildung 14 zeigt die Schwefelwasserstoffkonzentration im Rohgas.

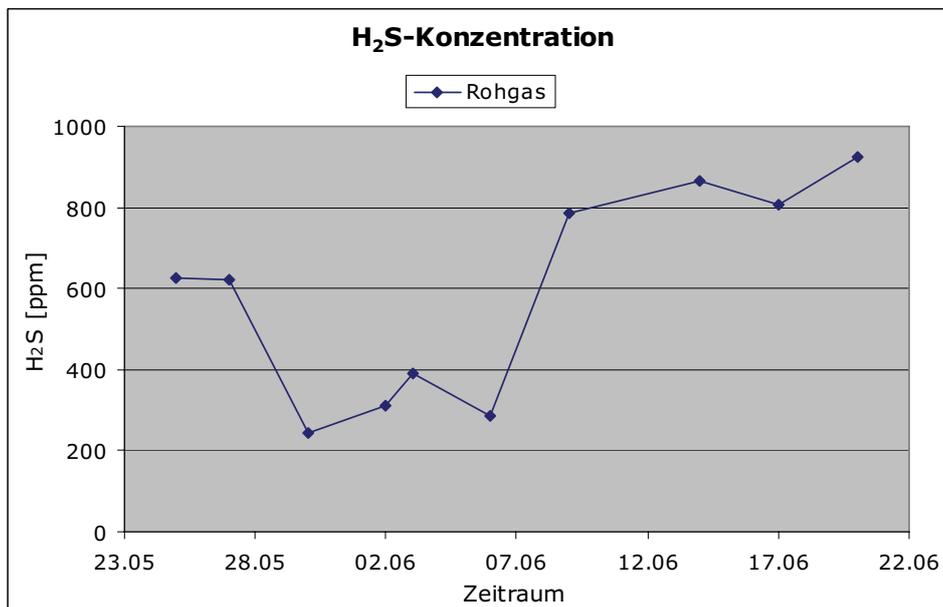


Abbildung 14: H₂S-Konzentration im Rohgas

Weiters sind in Abbildung 15 die H₂S-Konzentrationen nach der ersten, zweiten und der dritten Filterstufe (Reingas) dargestellt.

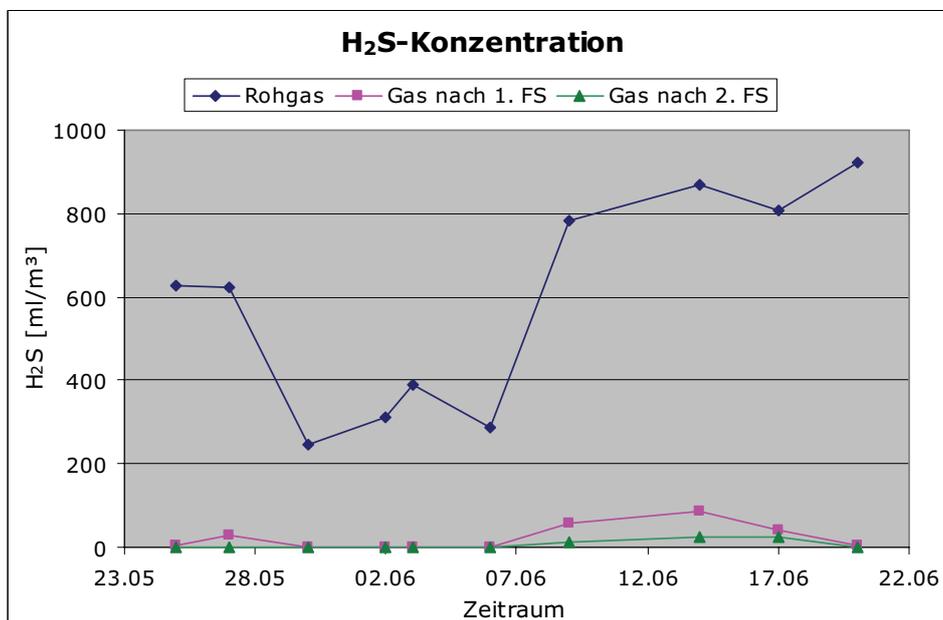


Abbildung 15: H₂S-Konzentration nach verschiedenen Filterstufen

Anhand dieser Daten wurde die Reinigungsleistung der einzelnen Filterstufen berechnet. Die Biotropfkörperanlage wurde bei 1 m³/h Biogas betrieben. Wie aus vorangehender Abbildung 14 ersichtlich, kam es innerhalb des dargestellten Zeitraums zu einem Abfall der H₂S-Konzentration im Rohgas von ca. 600 ppm auf den Bereich von etwa 250 bis 400 ppm. Nach ca. einer Woche stieg der

Schwefelwasserstoffgehalt wieder und pendelte sich bei einer Konzentration von etwa 800-900 ppm ein.

Man kann in Abbildung 15 deutlich erkennen, dass die Biologie auf solche extremen Schwankungen mit etwas Verzögerung reagiert, aber nach kurzer Zeit wieder die erwartete Reingasqualität liefert. Durch die Darstellung der einzelnen Stufen wird klar, dass die H₂S Konzentration nach der dritten Filterstufe (Reingas) nur kurzzeitig > 10 ppm ist. Das Stufenkonzept bietet genügend Pufferkapazität, wobei die erste Filterstufe am aktivsten arbeitet, in der zweiten im Regelfall die Restkonzentration abgebaut wird und die dritte als Puffer dient.

In nachstehender Abbildung 16 ist die spezifische Reinigungsleistung nach jeder Filterstufe dargestellt. Es ist der Schwefelabbau pro m³ Filtervolumen und Stunde angegeben.

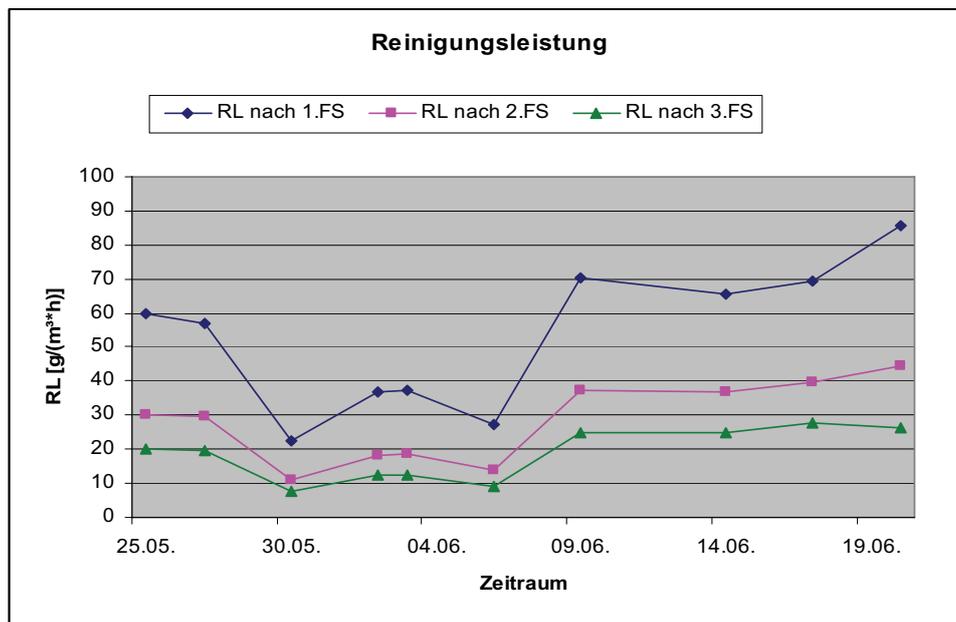


Abbildung 16: Reinigungsleistung nach verschiedenen Filterstufen

Es zeigt sich eine maximale Reinigungsleistung der ersten Filterstufe von 70-85 g/(m³*h). Der gesamte Tropfkörper erreicht ca. 25 g/(m³*h). In einer weiteren Belastungssteigerung konnte eine maximale Reinigungsleistung von 132 g/(m³*h) nach der ersten Filterstufe ermittelt werden.

Betriebsmittelverbrauch

Während des Betrachtungszeitraumes zwischen dem 17. Mai und dem 17. Juni 2005 wurde eine produzierte Schwefelmenge von 595 g ermittelt.

Die in dieser Zeit verbrauchten Betriebsmittelmengen sind in nachstehender Tabelle 9 dargestellt. Weiters enthält diese Tabelle als Verbrauchsparameter den Verbrauch der einzelnen Betriebsmittel, bezogen auf die abgebaute Schwefelmenge.

Betriebsmittel	verbrauchte Menge	Verbrauchsparameter
Frischmedium	75,5 l	127 ml/g Schwefel
Natronlauge	3,5 l	6 ml/g Schwefel

Tabelle 9: Betriebsmittelverbrauch

3.4.5 AP5 Untersuchung und Optimierung der CO₂-Abtrennung mittels Adsorption

Neben der bereits am Institut für Verfahrenstechnik der TU Wien bestehenden Apparatur zur thermischen Regeneration des beladenen Adsorbens (Verfahren der Temperaturwechseladsorption (TSA), ein Schema ist in Abbildung 17 dargestellt), war und ist es für die durchgeführten bzw. die weiters durchzuführenden Versuche notwendig eine Versuchsapparatur zur Regeneration nach dem Verfahren der Druckwechseladsorption zu entwickeln, planen und aufzubauen.

3.4.5.1 Bestehende Anlage zur Temperaturwechseladsorption

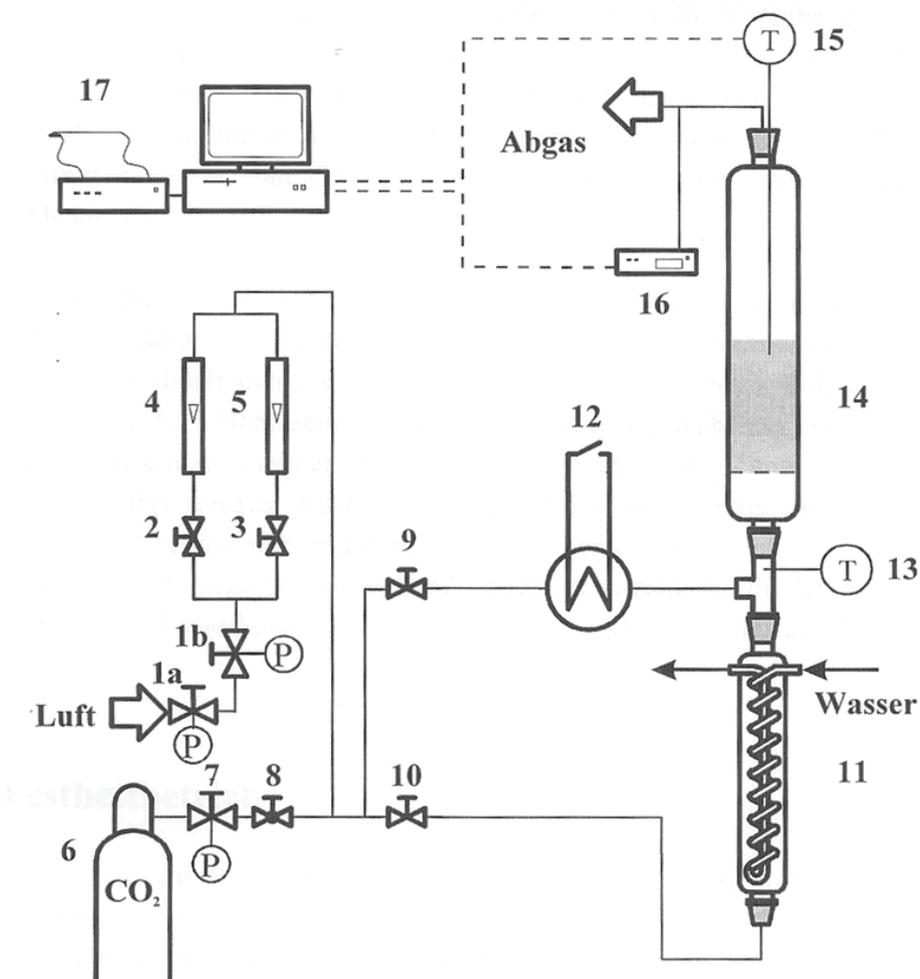


Abbildung 17: Bestehende Temperaturwechselapparatur zur Regeneration durch Temperaturerhöhung (1a/1b/2/3/7/8/9/10...Ventile/ Hähne, 4/5...Schwebekörperdurchflussmesser, 6...CO₂-Gasflasche, 11...Wasserkühler, 12...Gaserhitzer, 13/15...Temperaturmessstellen, 14...Reaktor mit Adsorbensfüllung, 16...CO₂-Anlyasator, 17...Messdatenerfassungssystem)

3.4.5.2 Vergleichsmessungen an der TSA-Apparatur

Wie einleitend erwähnt wurden mit Hilfe der bestehenden TSA-Apparatur Messungen im Hinblick auf höhere CO₂-Anteile im Rohgasstrom vorgenommen. Ein einfaches

Der mit Diethyltriamin in quervernetzter poröser Polystyrolmatrix als Adsorbens befüllte Glasreaktor weist einen Durchmesser von rund 50 mm und eine Schütthöhe von rund 160 mm auf. Als Trägergasstrom wurde dabei Luft aus dem Druckluftnetz verwendet. Um die bei der Adsorption auftretende Adsorptionswärme rasch abführen zu können, wurden die Messungen für die Gleichgewichtsbeladung und der daraus folgenden Adsorptionsisothermen im Wirbelschichtbetrieb bei einem Volumenstrom von etwa 2 m³/h durchgeführt.

Das Temperaturniveau wurde bei den Messungen unter Verwendung eines Wasserkühlers auf etwa 18 °C eingestellt. Zur Berechnung der Adsorptionseenthalpie wurde der mit Dämmmaterial isolierte Reaktor als adiabat angenommen. Für die Desorption des beladenen Adsorbens wurde ein elektrischer Lufterhitzer, der das Bettmaterial bis rund 70 °C erwärmt, verwendet. Danach erfolgte vor dem nächsten Adsorptionsschritt eine Abkühlung auf die ursprüngliche Temperatur. Die aufgezeichneten Konzentrations- bzw. Temperaturverläufe sind in den folgenden Abbildungen dargestellt.

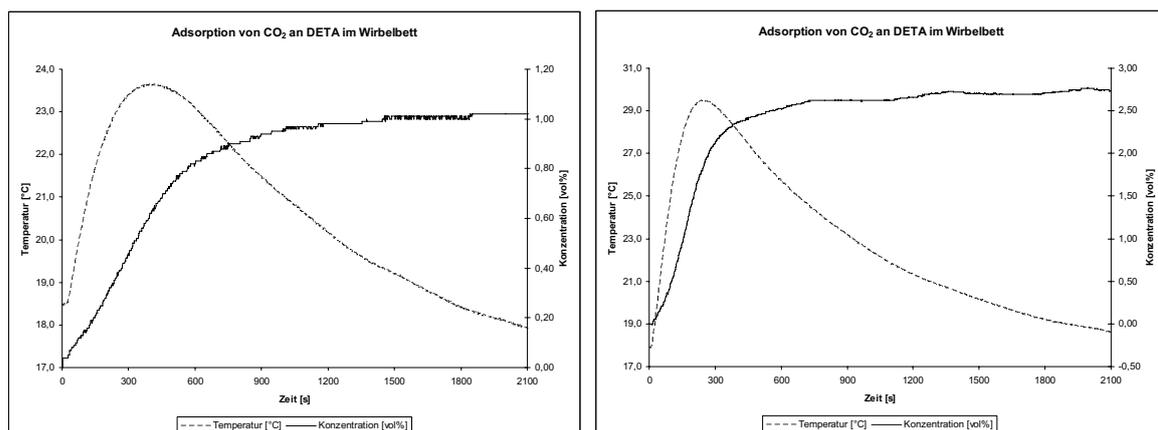


Abbildung 18: Konzentrations- u. Temperaturverlauf bei $c_{CO_2}=1,02 \text{ vol\%}$ und $2,77 \text{ vol\%}$

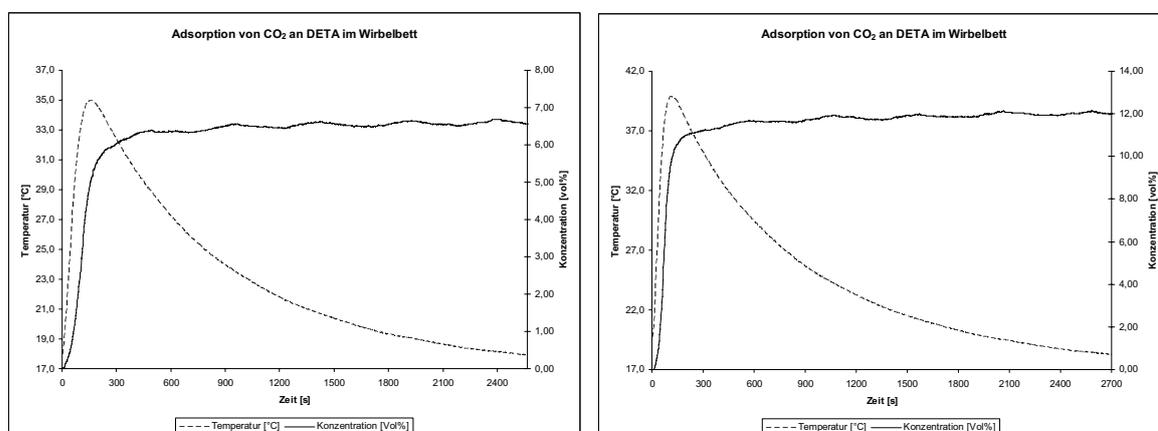


Abbildung 19: Konzentrations- u. Temperaturverlauf bei $c_{CO_2}=6,69 \text{ vol\%}$ und $12,13 \text{ vol\%}$

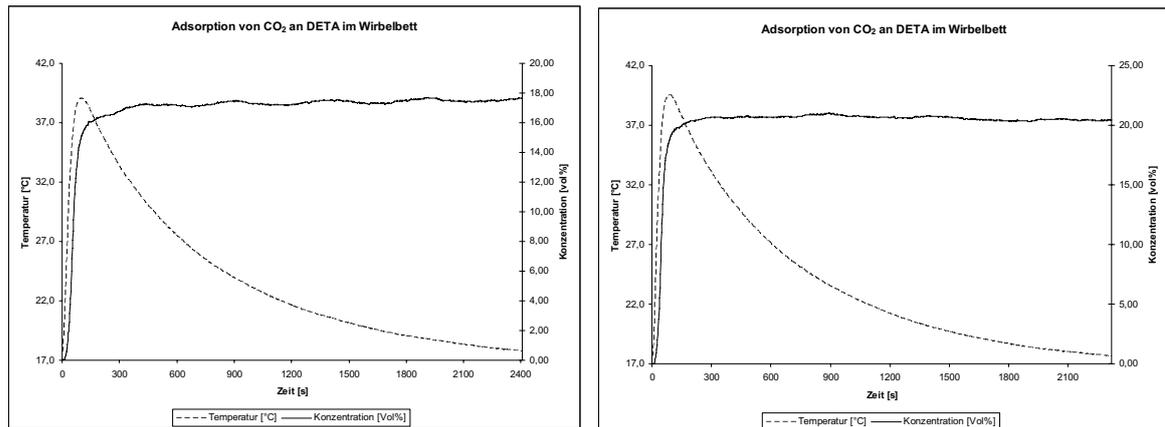


Abbildung 20: Konzentrations- u. Temperaturverlauf bei $c_{CO_2}=17,71 \text{ vol\%}$ u. $21,05 \text{ vol\%}$

Aus diesen Ergebnissen konnte nun die Adsorptionsisotherme für eine Temperatur von rund $18 \text{ }^\circ\text{C}$ abgeleitet werden. Diese Isotherme ist in nachstehender Abbildung 21 mit einer eingetragenen polynomischen Trendlinie dargestellt.

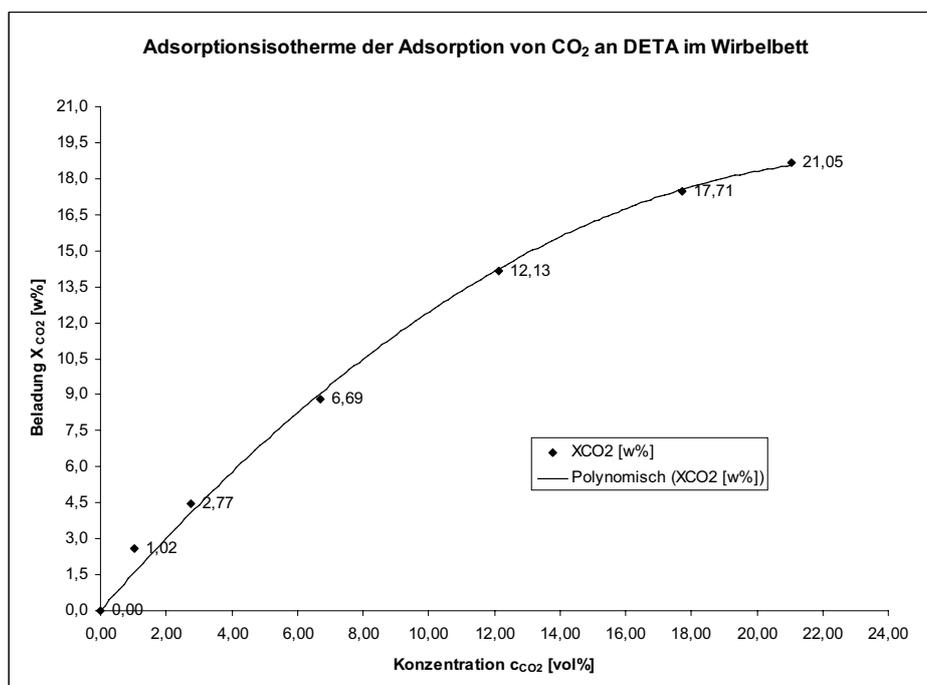


Abbildung 21: Adsorptionsisotherme der durchgeführten CO_2 -Adsorption

Daraus ist ersichtlich, dass sich auch bei höheren CO_2 -Konzentrationen noch eine Steigerung der Adsorbensbeladung ergibt. Durch die geringe Anzahl an Messpunkten und der damit einhergehenden statistischen Unsicherheit sollten die Messwerte in oben dargestellter Adsorptionsisotherme jedoch nur für eine abschätzende Auslegung verwendet werden.

3.4.5.3 Konzeption und Aufbau der Druckwechselapparatur

Ein Verfahrensfließbild der Versuchsanlage ist in Abbildung 22 ersichtlich, die fertig aufgebaute Versuchsanlage in Abbildung 23.

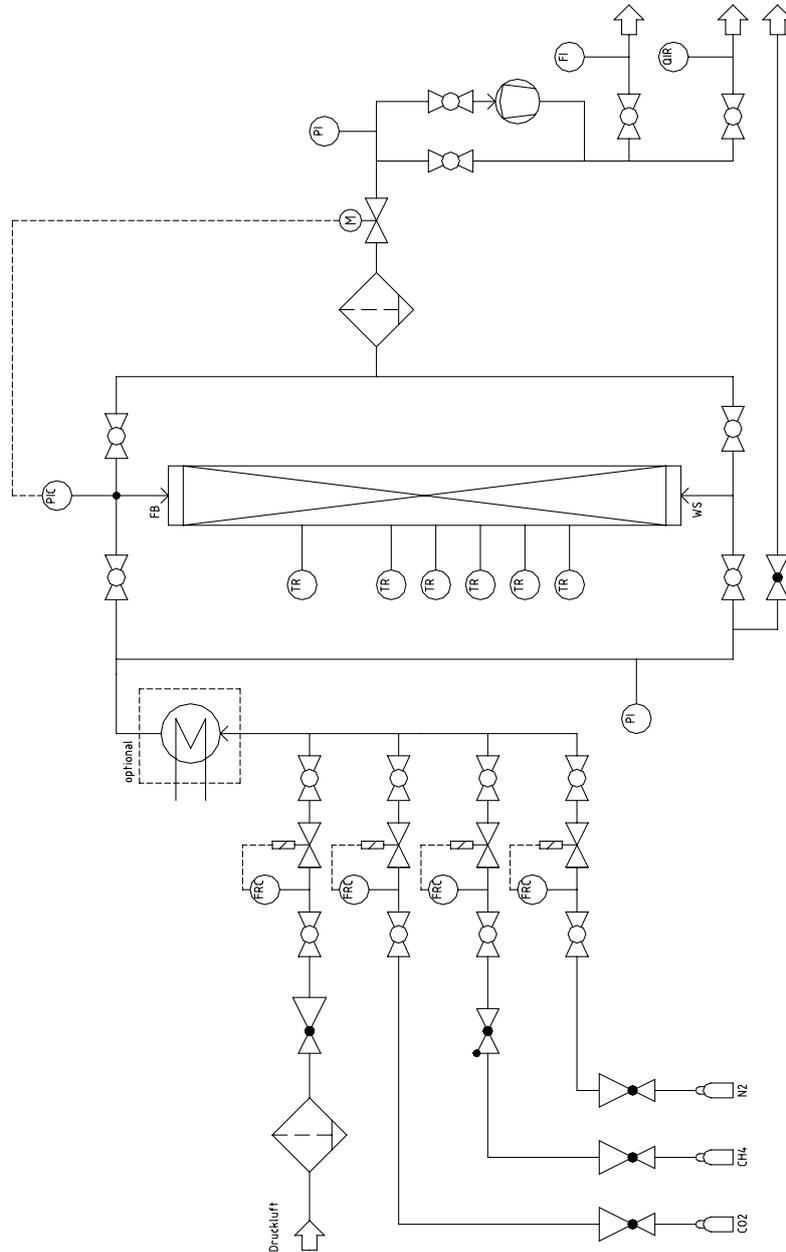


Abbildung 22:Verfahrensfließbild der entwickelten Druckwechselapparatur



Abbildung 23: Zur Untersuchung der Druckwechseladsorption aufgebaute Versuchsanlage

In Abhängigkeit der durchzuführenden Versuche werden mittels vier Massenstromreglern (Mass Flow Controller, MFC) Gemische an Luft, Kohlendioxid, Methan und Stickstoff hergestellt und diese in den Reaktor eingeleitet. Der Reaktor kann dabei je nach Art der Einleitung sowohl als Festbett- als auch als Wirbelschichtreaktor betrieben werden. Nach der Durchleitung des Gemischs durch das Adsorptionsbett wird das Gas über ein Druckregelventil entspannt und dem Abzug zugeführt. Zur Regeneration des Adsorbens kann der Reaktor über eine installierte Membranvakuumpumpe bis auf Enddrücke von etwa 20 mbar evakuiert werden, wobei auch die Möglichkeit einer gleichzeitigen Spülung des Reaktors während der Evakuierung gegeben ist.

Die gesamte Steuerung und Regelung der Prozessparameter wurde mit der Software LabVIEW von National Instruments implementiert. Diese umfasst die Ansteuerung der Massenstromregler, die Messung und Regelung des Reaktordruckes, die Messung der Temperaturverteilung im Reaktor über den Reaktor verteilte Temperaturmessstellen sowie die kontinuierliche Aufzeichnung der Kohlendioxid-Konzentration. Die wesentlichen Betriebsparameter, welche bei der Auslegung als Grundlage angenommen wurden, sind in nachstehender Tabelle dargestellt.

Druckbereich	-1 bis 9 barg
Temperaturbereich	0 bis 100 °C
Durchfluss	0,2 bis 2,0 m ³ /h

Der Reaktor der Druckwechselanlage auf Basis der europäischen Druckbehälternorm ausgelegt bzw. nachgerechnet, ist in Abbildung 24 dargestellt

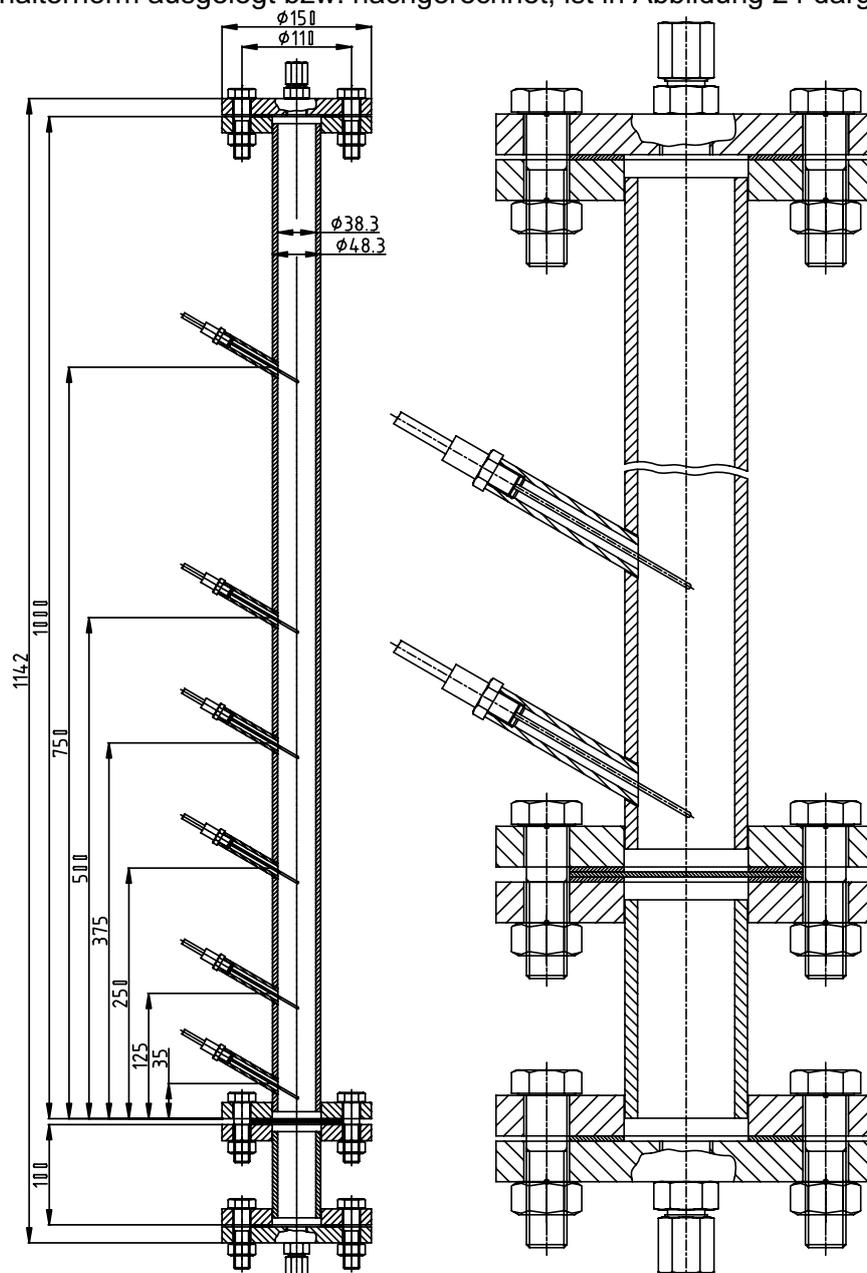


Abbildung 24: Konstruktionszeichnung mit vergrößerter Ansicht des Reaktors

3.4.5.4 Durchgeführte Messungen und Ergebnisse

Zur Bewertung der verschiedenen zur Auswahl stehenden Adsorbentien aber auch Verfahrensweisen zur Adsorption respektive vor allem der Regeneration wurden sowohl Messungen als auch Literaturrecherchen durchgeführt.

Mit der Temperaturwechselapparatur wurden dabei insbesondere die Gleichgewichtsbeladung des aminmodifizierte Polymer (DETA) für Kohlendioxid ermittelt, indem bei bekanntem Luftvolumenstrom die aufgezeichnete Konzentrationskurve über die Zeit integriert wurde. Folgende Gleichung verdeutlicht diesen mathematischen Zusammenhang:

$$m_{Ad} = \dot{V}_L \cdot \rho_{CO_2} \cdot \left(\frac{c_0}{100 - c_0} \cdot (t_e - t_0) - \int_{t_0}^{t_e} \frac{c(t)}{100 - c(t)} dt \right)$$

Neben der volumetrischen Beladungsbestimmung war es für höhere Kohlendioxid-Konzentrationen notwendig gravimetrische Messungen durchzuführen. Neben dieser Notwendigkeit konnte weiters die volumetrische Methode durch die gravimetrische verifiziert werden. Nach der Ermittlung der Gleichgewichtsbeladungen für verschiedene Kohlendioxid-Konzentrationen wurde eine Anpassung an die Gleichgewichtsisotherme nach Langmuir und Freundlich durchgeführt. Zusammenfassend sind in die gemessenen Zusammenhänge sowie die aus der Literatur ermittelten Gleichgewichtsisothermen ersichtlich.

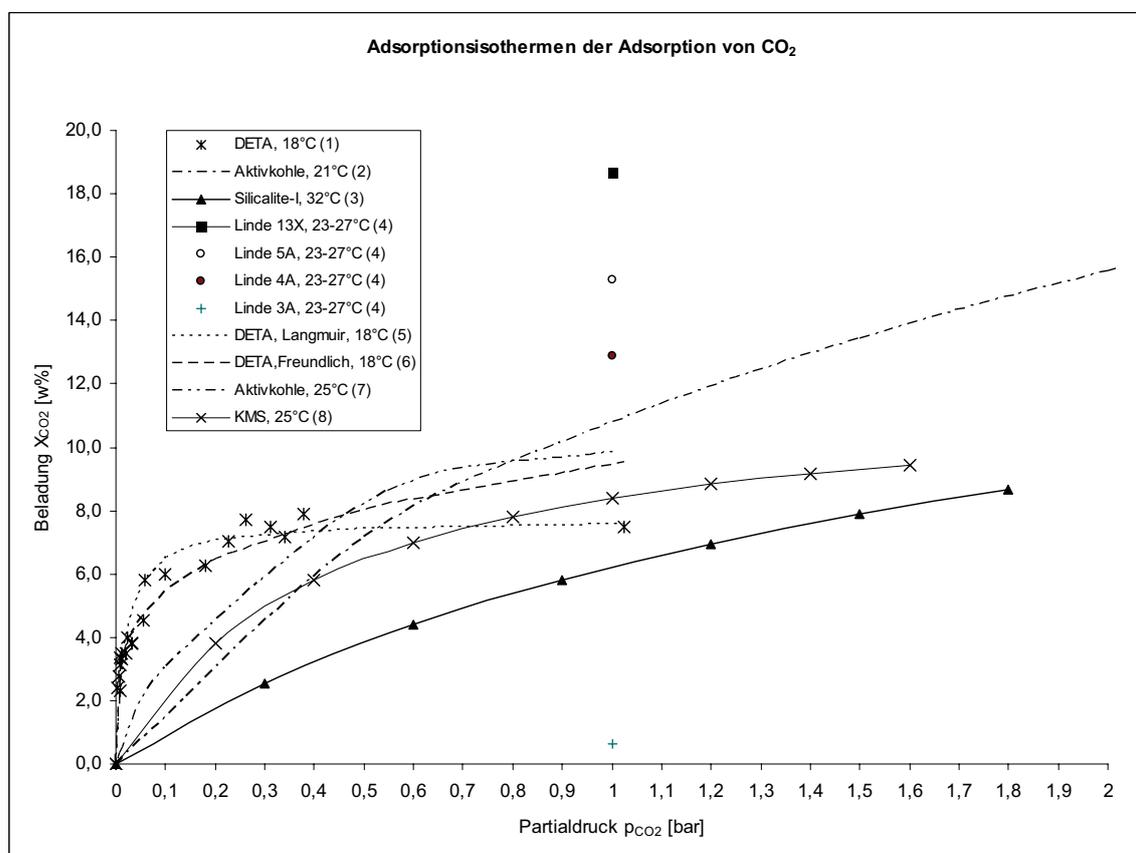


Abbildung 25: Gleichgewichtsisothermen für die Beladung von CO₂ an verschiedenen Adsorbentien

Die in der Legende der Abbildung 25 angegebenen Mess- bzw. Literaturdaten sind wie folgt aufgeschlüsselt:

- (1) Messungen mit DETA
- (2) /Vaar00/
- (3) /Chou96/
- (4) /Majo65/
- (5) DETA - Anpassung an Langmuir
- (6) DETA - Anpassung an Freundlich
- (7) /Majo65/
- (8) /Kapo89/

Ausgehend aus diesen Verläufen für die Adsorptionsisothermen kann bezüglich des Amins gesagt werden, dass aufgrund der „chemischen“ Natur der Adsorption die Isothermengleichung nach Langmuir, welche von einer monomolekularen Beladung ausgeht, treffender ist, als jene nach Freundlich. Weiters ist ersichtlich, dass sich die „optimalen“ Betriebsbedingungen im Vergleich zu den anderen Adsorbentien in Richtung geringe Drücke hin verschiebt. Dies ist für die Adsorption von Vorteil, da das aufgereinigte Biogas erst nach dem Reinigungsschritt komprimiert werden muss, für die Regeneration bedeutet dies jedoch niedrigere Enddrücke für die Evakuierung. Dahingehend besteht folglich noch weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf.

Neben der Bestimmung der Beladungen der unterschiedlichsten Adsorbentien für CO₂ wurde für das Amin auch der Einfluss des Wassergehaltes auf das Adsorptionsverhalten untersucht.

Nach Durchführung der in Abbildung 26 angegebenen Schritte ist ersichtlich, dass das Adsorptionsverhalten durch einen mit Wasser gesättigten Gasstrom nahezu unbeeinträchtigt bleibt. Dieses Resultat kann dahingehend genutzt werden um in weiteren Untersuchungen die simultane Abtrennung von Wasser und Kohlendioxid zu klären.

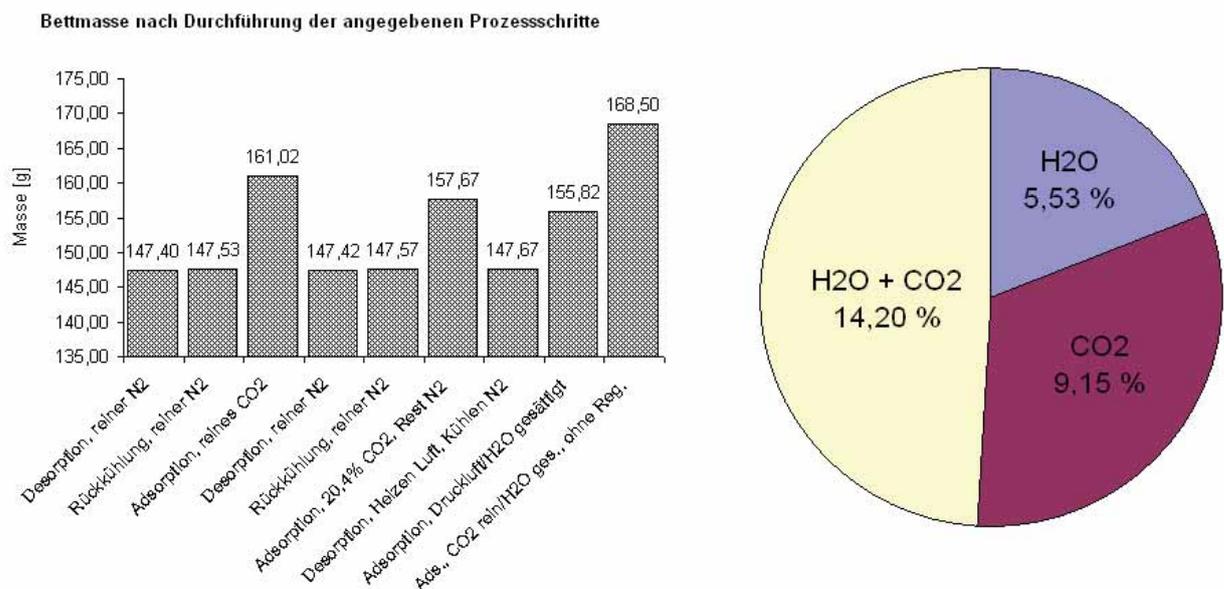


Abbildung 26: Beeinflussung des Adsorptionsverhaltens für CO₂ des Amins vom Wassergehalt

3.4.6 AP6 Wirtschaftlichkeit

3.4.6.1 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zur CO₂-Abtrennung mit Adsorption

Bestehende Verfahrensmöglichkeiten zur Anreicherung von Methan aus Biogasen wurden bereits einleitend erwähnt.

Aus wirtschaftlicher Sicht sind nach [Ruth, 1994] Adsorptionsanlagen eher mit kleineren bzw. mittleren Durchsätzen zu bevorzugen, als solche mit größeren Durchsätzen. Der Grund dafür liegt in der Art der Zunahme der Investitions- und Betriebskosten. Bei Adsorptionsanlagen geht die Größe der Anlage in die Investitionskosten linear ein, während sich hingegen bei anderen Verfahren diese hoch nichtlinear auswirken. Dieser Zusammenhang wird durch Abbildung 27 verdeutlicht.

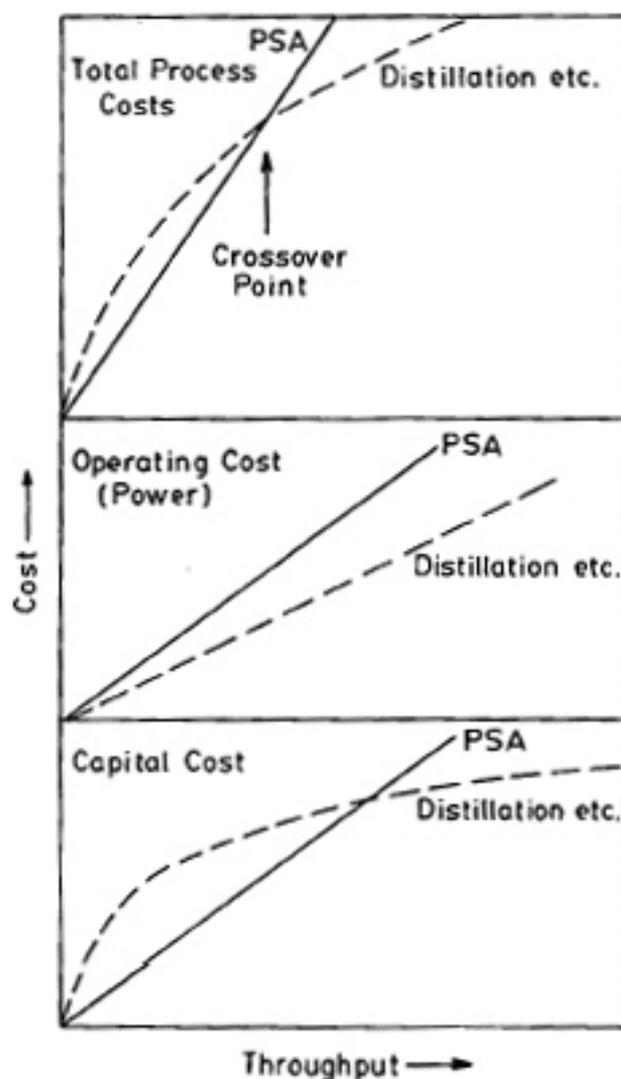


Abbildung 27: Zusammenhang der Anlagenkosten mit dem Durchsatz [Ruth, 1994]

Für größere Durchsätze sind eher Anlagen, die nach der Tieftemperaturzerlegung arbeiten aus wirtschaftlicher Sicht zu bevorzugen.

Aus technischer Sicht unterscheiden sich die Druckwechseladsorption von den Absorptions- und Membranverfahren vor allem durch den verwendeten Druckbereich. Druckwasserwäschen respektive Wäschen mit chemischen Absorbentien arbeiten

gewöhnlich bei Drücken über 10 bar, Membranverfahren bei noch höheren Drücken. Adsorptionsverfahren hingegen können prinzipiell in Abhängigkeit vom verwendeten Adsorbens auch bei Umgebungsdruck respektive leicht erhöhten Drücken arbeiten. Das Reingas muss daher erst nach Abtrennung des Kohlendioxids auf den Abnahmedruck erhöht werden, womit ein großer Teil an mechanischer Energie eingespart werden kann. Der Einfluss des getesteten aminmodifizierten Polymers auf die Wirtschaftlichkeit kann zu diesem Stadium der Entwicklung noch nicht in Zahlen gefasst werden. Weitere Untersuchungen zur technischen Anwendbarkeit sind dazu notwendig.

3.4.6.2 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zur biologischen H₂S Reinigung

Kommerziell erhältliche Entschwefelungsanlagen erreichen unterschiedliche Reinigungsgrade, je nach gewünschtem Einsatzbereich. Trotz dieser unterschiedlichen Reinigungswirkungen wurde eine Gegenüberstellung der biologischen Entschwefelung mit anderen geeigneten Methoden ausgearbeitet und in Tabelle 10 dargestellt. Die Berechnungen wurden aufgrund von Erfahrungswerten, Firmenangeboten und Hochrechnungen durchgeführt.

Das biologische Verfahren weist bei einem Biogasvolumenstrom von 100 m³/h geringere spezifische Reinigungskosten auf, während bei einem geringeren Durchsatz im Demonstrationsmaßstab von 5 m³/h die Adsorption an Aktivkohle am wirtschaftlichsten ist.

Biogasvolumenstrom		5 m³/h Biogas	40000 m³/a Biogas
Gasreinigungsart		Beispiel A	Beispiel B
Reinigungsstufe		H2S	H2S
Verfahren		Eisenoxid Pellets	Biotropfkörper
Entwicklungsstand		erhältlich	in Entwicklung
Arbeitstemperatur		5 - 35 °C	30°C
Arbeitsdruck		max. 100 mbar	atmosphärisch
Wärmebedarf		---	< 1 kW
Kosten		EUR	EUR
Investitionskosten fertig installiert		42670	31000
Abschreibung (10 Jahre)		5526	4015
Betriebskosten		50	570
Wartung jährlich			
Material pro Wartung		833	420
Arbeit pro Wartung		100	200
Wartungskosten gesamt		933	620
Gesamtkosten		6509	5205
Spezifische Kosten (pro m³ Biogas)		0,163	0,130
Reinigungswirkung			
H ₂ S		Reinigung 96%: 20 ppm	< 10 ppm

Biogasvolumenstrom		100 m³/h Biogas	800000 m³/a Biogas
Gasreinigungsart		Beispiel A	Beispiel B
Reinigungsstufe		H2S	H2S
Verfahren		Eisenoxid Pellets	Biotropfkörper
Entwicklungsstand		erhältlich	in Entwicklung
Arbeitstemperatur		5 - 35 °C	30°C
Arbeitsdruck		max. 100 mbar	atmosphärisch
Wärmebedarf		---	< 10 kW
Kosten		EUR	EUR
Investitionskosten fertig installiert		128010	93000
Abschreibung (10 Jahre)		16578	12044
Betriebskosten		250	2850
Wartung jährlich			
Material pro Wartung		2499	1260
Arbeit pro Wartung		1500	3000
Wartungskosten gesamt		3999	4260
Gesamtkosten		20827	19154
Spezifische Kosten (pro m³ Biogas)		0,026	0,024
Reinigungswirkung			
H ₂ S		Reinigung 96%: 20 ppm	< 10 ppm

Tabelle 10: Wirtschaftlichkeitsabschätzung Entschwefelung von Biogas bei 500 ppm H₂S im Rohbiogas

3.5 Weiterverwendung der Ergebnisse

Aufgrund der speziellen Projektform der wirtschaftsbezogenen Grundlagenforschung bleiben die detaillierten Ergebnisse vorläufig den industriellen Projektpartnern vorbehalten, der Großteil wird aber im vorliegenden Bericht nach Freigabe aller Projektpartner veröffentlicht.

Projektpartner Salzburg AG hat mit Beteiligung weiterer Projektpartner einen Antrag zur Förderung eines Demonstrationsprojekts im Rahmen der Energiesysteme der Zukunft eingereicht. Die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit fließen direkt in die Realisierung einer Biogasanlage mit Aufbereitung und Einspeisung ins Salzburger Erdgasnetz ein.

Nicht zuletzt aufgrund des Projekts BioMethan wurde in Österreich die Überarbeitung der ÖVGW Richtlinie G31 und G33 gestartet, die unter Mitwirkung der Salzburg AG stattfindet.

4. Detailangaben zu den Zielen der „Energiesysteme der Zukunft“

4.1 Beitrag zum Gesamtziel und den sieben Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung

Bei energieeffizienten Energiesystemen, die auf erneuerbare Energieträger aufbauen, wird in Zukunft qualitätsvolles Biogas aus Biogasfermentationsanlagen eine bedeutende Rolle spielen.

Neben der bekannten Bedeutung von Biogas als Brennstoff in Kraft-Wärme-Kälte-Kopplungsanlagen, was als eine besonders energieeffiziente Anwendung gilt, stehen bei der Einspeisung von aufbereitetem Biogas in das Erdgasnetz zahlreiche weitere innovative Verwendungsmöglichkeiten offen (siehe Punkt 1.5). Aufbauend auf die österreichischen Stärken im Biogasbereich wird im Projekt BioMethan an einer Weiterentwicklung der innovativen Biogasnutzung gearbeitet.

Den sieben Leitprinzipien der nachhaltigen Technologieentwicklung, die in Umsetzung der allgemeinen Forderung nach nachhaltiger Entwicklung formuliert wurden, wird in vielerlei Hinsicht entsprochen:

Die Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung wird realisiert, weil das Biogas in einem Erdgasnetz im Vergleich zu herkömmlichen nur lokal erzeugtem Biogas die Energie direkt zum Ort des Verbrauchs (Haushalt, Tankstelle, Gasturbine,...) geleitet werden kann. Wird das Gas an dem Ort verstromt, wo auch die Wärme vollständig genutzt werden kann, steigt der Gesamtwirkungsgrad deutlich.

Der Einsatz von nachwachsenden Ressourcen (Energiepflanzen) als Substrat in einer Biogasanlage ist regional sehr unterschiedlich. Die Verfügbarkeit von Energiepflanzen und anderer Substrate wird im Projekt BioMethan detailliert im Flachgau untersucht. Die Verfügbarkeit von Substraten in der Region des Projektpartners 1 wird die Bauweise und die Betriebsführung der geplanten Biogasanlage beeinflussen. Optimierungsszenarien unter Einbindung der Bauernvertreter und Anlagenbauer werden erarbeitet und erhöhen

die Effizienz. Da das vergorene Substrat ein wertvoller Dünger in der Landwirtschaft ist, werden durch die Ausbringung auf die Felder die Stoffkreisläufe gemäß den Kriterien einer nachhaltigen Wirtschaft geschlossen.

→ Aufgrund der verbreiteten biologischen Landwirtschaft im Flachgau wurden die entsprechenden Kriterien der Gärgutausbringung studiert und eingeplant.

Die Sicherheit einer nachhaltigen Nutzung der existierenden Erdgasleitungen steht an erster Stelle.

→ Daher wurden in der Ausarbeitung des Einspeisungskonzepts ausreichende Sicherheitstechnik sowie Qualitätskriterien und -kontrollen berücksichtigt.

Die positiven Auswirkungen auf die Beschäftigungssituation bei den Biogasanlagenplaner, Anlagenbau-Unternehmen und deren Vorlieferanten, aber auch im Bereich der Landwirtschaft als Betreiber von Biogasanlagen dürften einige tausend Arbeitsplätze betreffen, die vor allem regional geschaffen würden. ÖkR Rudolf Schwarzböck [Schwarzböck 2003], Präsident der Präsidentenkonferenz der Landwirtschaftskammern Österreichs, spricht in diesem Zusammenhang von bis zu 6.000 zusätzliche Arbeitsplätze im ländlichen Raum.

→ Durch den Einsatz von heimischen nachwachsenden Energiepflanzen werden regionale Rahmenbedingungen berücksichtigt und die nationale Wertschöpfung erhöht.

Die Aufbereitungstechnologie wurde unter den Kriterien von geringen Abfallaufkommen und Schließung von Stoffkreisläufen ausgewählt und weiterentwickelt.

→ Die Ergebnisse zeigen eine Steigerung der Reinigungsleistung der Entschwefelung und eine mögliche Energieeinsparung durch Einsatz eines alternativen Adsorptionsmittels zur CO₂ Entfernung.

Das Ergebnis des Projektes BioMethan ist eine beispielhafte Technologieentwicklung, die den Einsatz von Biogas aus nachwachsenden Rohstoffen effizient einsetzt, erneuerbare Energie in bestehende Energienetze integriert und somit als Leuchtturm richtungsweisend für weitere Innovationen ist.

→ Die Salzburg AG hat im Rahmen des Projekts BioMethan eine solide Basis zur Errichtung einer Demonstrationsanlage geschaffen, die erstmals in Österreich einen großtechnischen Maßstab erreichen kann (150 m³/h Biogas)

4.2 Einbeziehung der Zielgruppen

Die im Projekt BioMethan angesprochenen Zielgruppen sind alle am Wertschöpfungssystem Biogas aus Energiepflanzen beteiligten Personen. Im wesentlichen sind das Energielandwirte, Biogasanlagenplaner, -bauer und -betreiber, Hersteller von Komponenten, insbesondere von Biogasreinigungsanlagen, Energieversorger und Energieverbraucher.

Für Planer und Hersteller von Biogasanlagen ergibt sich der Nutzen eine neue hochwertige Energieverwertungsmöglichkeit neben der derzeit verbreiteten Verstromung mit BHKW anbieten zu können. Für Anlagenbauer ergibt sich der Nutzen die neue, kostengünstige Anlagenkomponente (Reinigungseinheit) zu verkaufen.

Biogasanlagenbetreiber bzw. Energieversorger können das eingespeiste Biogas direkt an den Ort des Verbrauchers bringen und damit 100% Energieinhalt des Biogases an den Kunden liefern. Bei der Verstromung erhöht sich die energetische Effizienz, da das BHKW oder Gasturbine an einem Standort mit sehr guter Wärmenutzung (z.B. Wärmenetz) errichtet werden kann.

Technologien mit hoher Anforderung an die Gasqualität können mit gereinigtem Biogas versorgt werden (z.B. Brennstoffzelle oder Automobile).

Energielandwirte erhalten die Möglichkeit Energiepflanzen an eine industriell geführte Biogasanlage zu verkaufen bzw. selbst als Biogaslieferant aufzutreten.

Potenziell ist die Reinigungseinheit in weiterer Folge für sämtliche Biogase aus Abfällen, Kläranlagen und Kofermentationsanlagen einsetzbar, womit sich der Nutzerkreis noch erweitert.

Die industriellen Partner des Projekts BioMethan sind als Energieversorger, Biogasanlagenbauer bzw. im Bereich Umwelt- und Anlagentechnik tätig. Die Forschungspartner sind aus der Universität und der Produktionsforschung.

4.3 Beschreibung der Potenziale

Die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz stellt eine interessante, alternative Möglichkeit der Biogasnutzung dar. Damit ergeben sich folgende Vorteile:

Örtliche Trennung von Biogasanlage und Wärmeabnehmer einfach möglich: Es ergibt sich einfach die Möglichkeit, das Biogas an Orten zu verstromen, wo auch die dabei entstehende Abwärme genutzt werden kann. Daraus ergibt sich ein deutlich höherer Gesamtnutzungsgrad für die Anlage.

Höherer Wirkungsgrad bei der Verstromung möglich: Biogasanlagen dienen der dezentralen Energiebereitstellung. Durch die relativ geringe Energiedichte der Substrate ist die Anlagenkapazität nach oben begrenzt, um den Aufwand des Transportes der Substrate zur Biogasanlage in einem vernünftigen Aufwand zu halten. Die Einspeisung des Biogases in das Erdgasnetz erlaubt einen einfachen Transport der Energie. So kann man das Biogas mehrerer Anlagen an einem zentralen Ort verstromen. Damit ist es möglich, zum Beispiel Gasturbinen einzusetzen, die einen höheren elektrischen Wirkungsgrad aufweisen, als übliche Blockheizkraftwerke kleiner Leistung.

Nutzung als Treibstoff möglich: Das aufbereitete Biogas kann auch als Treibstoff für gasbetriebene Fahrzeuge eingesetzt werden. 30% des Endenergieaufwandes in der EU entfallen auf den Verkehrssektor und dieser expandiert weiter. Durch den Einsatz von Biogas aus NAWAROS im Verkehrsbereich kann ein Beitrag zur "Biokraftstoffe" EU-Richtlinie [EU-Richtlinie Biokraftstoffe, 2003] geliefert werden. Der darin geforderte Anteil von 5,75% für biogene Treibstoffe bis 2010 entsprechen für Österreich 17,7 PJ oder etwa 800 Mio Nm³ Biogas.

Flexibler Einsatz möglich: Durch die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas erhält man einen flexiblen und einfach, leitungsgebunden transportierbaren Energieträger der unabhängig vom Ort der Produktion anderen Orts für verschiedenste Zwecke (Stromerzeugung, Wärmebereitstellung, Prozessenergie, Treibstoff) eingesetzt werden kann.

Insbesondere der Einsatz von biogasbetriebenen Fahrzeugen stellt sich als einer der ersten Märkte heraus.

5. Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen

5.1 Gewonnene Erkenntnisse für das Projektteam

G31 bzw. G33 (derzeit in Überarbeitung begriffen)

Am Einspeisepunkt müssen einerseits die bereits ausformulierten Kriterien der ÖVGW Richtlinie G 31 bzw. G33 (Gasbeschaffenheit), sowie die ÖVGW Richtlinie G 177 (thermische Abrechnung) eingehalten werden.

Allfällige Schädigungen des Erdgasverteilnetzes (Stahlrohre und PE-Rohre) durch Begleitstoffe im Biogas, welche auch über die in der ÖVGW Richtlinie G31 bzw. G33 genannten Stoffe hinausgehen, müssen ausgeschlossen werden können.

Ein Störstoffeintrag würde bei Ausfall der Aufreinigungs- bzw. Einspeiseanlage auftreten. Demzufolge sind jedenfalls Sicherheitsvorkehrungen, welche bei Überschreitung von Grenzwerten für Gasbestandteile (H_2O , H_2S , NH_3 , H_2O , Siloxane etc.) eine unmittelbare Abschaltung der Biogaseinspeisung vornehmen, vorzusehen.

Betriebsicherheit und Bestand:

Neben den in der G31 bzw. der G33 vorgegebenen Grenzwerten müssen demzufolge solche auch für allenfalls vorhandene, netzschädliche Bestandteile formuliert werden.

Methanzahl:

Eine Verringerung der Methanzahl unter den für den Betrieb von Gasmotoren nötigen Wert ist zu verhindern.

Ein metallurgisches Gutachten, welches Grenzwerte zur Hintanhaltung von Schädigungen am Stahlrohrnetz definiert, wurde im Auftrag der Salzburg AG ausgearbeitet.

Für das Stahlrohrsystem ist es laut diesem Gutachten unbedingt erforderlich H_2O aus dem Biogas gemäß der ÖVGW Richtlinie G31 bzw. G33 zu entfernen. Der einzuhaltende Taupunkt/Kondensationspunkt liegt in diesem Fall bei 40 bar und einer Temperatur von -8 °Celsius.

G177:

Die Grundaussage der G177 bezüglich des Abrechnungsbrennwertes lautet wie folgt: Grundsätzlich ist der Abrechnungsbrennwert für jeden einzelnen Kunden entsprechend seiner regionalen Lage zu ermitteln. Weichen Einspeisebrennwerte um nicht mehr als 3% vom mengengewogenen Mittelwert ab, so kann letzterer ohne weitere Maßnahme für die Abrechnung verwendet werden, sofern keine weiteren Zumischungen erfolgen.

Die Zumischung von Biogas muss somit so dosiert werden, dass diese Schwankungsbreite sicher eingehalten wird. Die Zuspeisungsmenge muss in Abhängigkeit des Erdgasvolumenstromes am Einspeisepunkt erfolgen.

Schlussfolgerung zum Standort:

Landwirtschaftliche Substrate wie Gülle sind wichtige Substrate für die Stabilität des Gärprozesses. Sie gewährleistet die Pumpfähigkeit des Gärsubstrates. Einschränkend hierzu muss festgehalten werden, dass diese Pumpfähigkeit auch mit anfallenden Abwässern (Dachrinnen, Reinigung von Biotonnen etc.) erzielt werden kann.

Für die Pilotanlage der Salzburg AG sollte nur jene Menge dieser Substrate eingesetzt werden, welche für den Prozess von Vorteil sind. Auch ist darauf zu achten, dass die

Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage dadurch nicht wesentlich in Mitleidenschaft gezogen wird.

Die Herkunft (Transport) der Kosubstrate hat kaum einen Einfluss auf die Standortwahl. Durch ihre Energiedichte aber auch durch die zu erlösenden Entsorgungsbeiträge sind die Auswirkungen der Transportkosten gering. Entscheidend für den Erhalt von solchen Substraten ist ein kostengünstiger Transport für den Entsorger. Dies setzt eine der Biogasanlage möglichst nahe Autobahnanbindung voraus.

Bei Bewertung dieser Auswahlkriterien ist ein Standort in Wals zu bevorzugen

Wirtschaftlichkeit

Auf Basis der derzeit vorliegenden Struktur ist eine wirtschaftliche Realisierbarkeit nicht möglich. Neben den Investitionskosten wirken sich auch die laufenden Betriebskosten (Aufreinigung, Kompression) und die in Salzburg hohen Substratkosten negativ auf die Anlage aus. Es wird davon ausgegangen dass mit der Produktion von Biogas ein Teil jener Kunden am Netz der Salzburg AG gehalten werden kann die bei fehlender Verfügbarkeit nicht zur Verfügung Stellung von rohrgebundener reiner Bio Energie auf andere CO₂ neutrale Brennstoffe umstellten. Daher wird die mögliche Realisierung einer Demonstrationsanlage dennoch weiterverfolgt.

Simulation

Auf Basis der bisherigen Erfahrungen mit Biogasaufbereitung kann für hohe Reingasqualitäten die Druckwechseladsorption empfohlen werden, bei sehr großen Anlagen könnte auch eine kryogene Gastrennung ins wirtschaftliche Interesse rücken.

Im Rahmen der Studie wird auf Basis eines technologischen Vergleiches der derzeit eingesetzten Aufbereitungstechnologien eine Kombination aus extern belüftetem Bio-Tropfkörper zur selektiven H₂S-Oxidation in Kombination mit einer Methananreicherung durch PSA/KMS als technisch und ökonomisch sinnvolles Gesamtkonzept für die Bereitstellung von Austauschgas vorgeschlagen.

Der elektrische Energieaufwand für die Biogasaufbereitung liegt bei rund 4 % der im Reingas enthaltenen Energie (Basis Brennwert). Die Methanverluste zum Abgas betragen 4 %, womit 96 % der Rohgasenergie im Reingas erhalten bleibt.

Die spezifischen Kosten für die Biogasaufbereitung steigen bei kleinen Anlagen unter 150 Nm³/h (~ 1,5 MW Brennwertleistung Reingas) stark an. Bei größeren Anlagen ist mit Austauschgas-Gestehungskosten zwischen 50 und 55 c€/Nm³ (4,3-5,2 c€/kWh Brennwertleistung Reingas) zu rechnen.

Entschwefelung Reinigungsleistung

Der Betrieb der Versuchsanlage hat gezeigt, dass die vollständige Entschwefelung von Biogas, mit einer Schwefelwasserstoffkonzentration von mehr als 900 ppm, mit diesem externen Biotropfkörperverfahren möglich ist. Hinsichtlich des Schwefelwasserstoffgrenzwertes entsprach das gereinigte Biogas den Anforderungen der geltenden ÖVGW Richtlinie G31.

Es ist allerdings zu berücksichtigen, dass größere Schwankungen der Schwefelwasserstoffkonzentration im Rohbiogas, aufgrund der eher niedrigen Anpassungsgeschwindigkeit des biologischen Systems, zu Überschreitungen des H₂S-Grenzwertes führen können. Ein Sicherheitsfilter ist nachzuschalten. Die maximal erreichte spezifische Reinigungsleistung liegt bei 132 g/(m³*h).

Das Entschwefelungsverfahren ist sehr gut für eine kostengünstige Vorreinigung von Biogas geeignet. Bei konstanter Rohgasqualität ist der Einsatz als alleinige Reinigungsstufe zur restlosen Entfernung des Schwefelwasserstoffes machbar. H₂S-Konzentrationen im Reingas von 1 ppm konnte selbst bei niedrigen Sauerstoffkonzentrationen im Nährmedium erreicht werden.

Entschwefelung Variationsversuche

Für den mehrstufigen Betrieb der Anlage mit zusätzlicher Zufuhr von sauerstoffreichem Nährmedium je Stufe konnte in den durchgeführten Betriebsartenvergleichen kein wesentlicher Vorteil des mehrstufigen Betriebes festgestellt werden. Ein leicht positiver Effekt zeichnete sich ab. Für endgültige Aussagen über den Einfluss eines mehrstufigen Betriebes auf die Reinigungsleistung sind weiterführende Untersuchungen notwendig.

CO₂ Adsorption

Aufgrund der durchgeführten Arbeiten auf dem Gebiet der adsorptiven Abtrennung von Kohlendioxid aus Biogasen konnte die Verwendbarkeit eines für diese Anwendung neuartigen Adsorptionsmittels, ein aminmodifiziertes Polymer auf Styrolbasis, nachgewiesen werden.

CO₂ Adsorptionsprozess

Hinsichtlich der Prozessführung ergab sich dabei eine Verschiebung auf niedrigere Druckbereiche im Vergleich zu konventionellen Druckwechselverfahren. Damit kann eine Abtrennung bereits bei Umgebungsbedingungen durchgeführt werden, eine Komprimierung hat erst nach der Kohlendioxid-Abtrennung mit einer einhergehenden Energieersparnis in dieser Stufe zu erfolgen.

Hinsichtlich der Regeneration ergibt sich weiteres Entwicklungspotential, da diese bei sehr geringen Drücken zu erfolgen hat, respektive mit einem Spülstrom zu kombinieren ist. Eine Alternative zum reinen Druckwechselverfahren wäre in Form einer Kombination von Druck- und Temperaturwechselverfahren respektive einer Regeneration mittels reiner Temperaturerhöhung weiter zu untersuchen.

Hervorzuheben ist auch die Eigenschaft dieses Adsorbens, dass der Feuchte-Gehalt im Biogas das Adsorptionsverhalten für Kohlendioxid nur unwesentlich beeinträchtigt.

5.2 Weiterarbeit des Projektteams

Das Projektteam wird großteils im eingereichten Demonstrations-Folgeprojekt zusammenarbeiten und die Entwicklung weiterverfolgen. Jedenfalls werden alle Partner die gewonnenen Erkenntnisse für die F&E im innovativen Einsatz von Biogas anwenden können.

5.3 Zielgruppe mit Interesse an den Projektergebnissen

Insbesondere Energieversorger, die derzeit nach Möglichkeiten der Biogaseinspeisung ins Erdgasnetz suchen können besonders Interesse an den Ergebnissen haben.

6. Ausblick und Empfehlungen

6.1 Chancen und Risiken für das geplante Demonstrationsprojekt

Die Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität ist technisch möglich, wobei die zu erwartenden Gestehungskosten beim drei bis fünffachen des derzeitigen Importpreises für Erdgas liegen. Eine Förderung der Biogaseinspeisung ähnlich der Einspeisung von Ökostrom (Ökostromgesetz 2002 in Österreich) kann einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb ermöglichen und damit die Gasbereitstellung als Alternative zu den bisher favorisierten Blockheizkraftwerken auf Gasmotorbasis interessant sein.

Die Salzburg AG hat einen Antrag zur Förderung eines Demonstrationsprojekts für die 2. Ausschreibung im Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften eingereicht. Das Folgeprojekt zur Realisierung einer Demonstrationsanlage zur Biogaseinspeisung wurde im Programm Energiesysteme der Zukunft genehmigt (Stand 02/2006).

Nach Fertigstellung der ÖVGW Richtlinie G33 (regenerative Gase), werden sich allfällig ergebende Restriktionen, im vorliegenden Konzept berücksichtigt. Die Frage der Teilreinigung mit Zumischung oder der Vollaufreinigung des Biogases bedarf noch weiterer Diskussion und Klärung.

6.2 Empfehlungen für den weiteren Forschungsbedarf

Derzeit wird die Detailplanung für die Biogasanlage der Salzburg AG erstellt. Im Zuge dieser Detailplanung werden Vorgespräche mit den Genehmigungsbehörden geführt, um allfällige zusätzliche Auflagen von vorne herein berücksichtigen zu können. Nach Fertigstellung der Detailplanung, werden Richtofferte eingeholt und die Realisierbarkeit anhand einer dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung geprüft.

Auf Basis der derzeit groben Kostenschätzungen scheint die wirtschaftliche Machbarkeit nicht gegeben. Die Gründe liegen neben der hohen Investitionskosten auch an den laufenden Betriebskosten (Aufreinigung, Kompression) und den in Salzburg hohen Substratkosten.

Die Simulation eignet sich jedenfalls zur Verifikation von Daten über die Massen- und Energiebilanz. Ob ausreichend Daten für variationsfähige Modelle (Korrelationen) zur Verfügung stehen werden die laufenden Erhebungen zeigen. Wichtige Kriterien bei der Beurteilung der Aufbereitungstechnologien zum Erreichen der notwendigen Reingaswerte gemäß ÖVGW G 31 können sein:

- Methanverluste
- spezifischer Energieaufwand
- Abwasseranfall
- spezifische Betriebskosten
- spezifische Investitionskosten

Da die mittels der TSA-Apparatur durchgeführten Messungen im AP5 bis zu dem jetzigen Zeitpunkt nur mit Diethyltriamin als Adsorbens erfolgten, sollten im nächsten

Schritt Messungen mit anderen, für die CO₂-Adsorption in Frage kommenden, Adsorbentien durchgeführt werden.

Um umfangreicheres Datenmaterial im Hinblick auf den Einfluss des Partialdruckes von CO₂ und der Temperatur auf die CO₂-Adsorption zu erhalten, werden außerdem weitere Messungen bei noch höheren CO₂-Konzentrationen bzw. bei anderen Temperaturen als 18 °C ausgeführt und Messergebnisse aus Literaturstellen zusammengestellt.

Um zuverlässige Aussagen über die Eignung dieses Entschwefelungsverfahrens zum Einspeisen von Biogas ins Erdgasnetz treffen zu können, wäre die Erstellung einer Massenbilanz unter Verwendung angemessener Mess- und Analysetechnik erforderlich. Nur so kann der geringfügig eingetragene Stickstoffmassenstrom exakt bestimmt und die Einhaltung des N₂-Grenzwertes bzw. des minimalen Brennwertes festgestellt werden.

Im Laufe des Projekts BioMethan konnte die Anwendbarkeit des aminmodifizierten Harzes zur Entfernung von Kohlendioxid aus Biogasen untersucht und nachgewiesen werden. Damit ist auch in weiterer Folge eine Einbindung nach weiter erfolgter Optimierung der Prozessparameter in eine Demonstrationsanlage realisierbar. Dabei bedürfen noch folgende Punkte einer grundlegenden Untersuchung:

- Einfluss auf die Evakuierungsparameter bei Regeneration mittels Druckwechseltechnik
- Einfluss eines Spülgasstrom auf die Verfahrenseffizienz zur Unterstützung der Regeneration mittels Druckabsenkung
- Entwicklung eines Verfahrens mit Kombination von Temperatur- mit Druckwechselregeneration respektive reiner Temperaturwechselregeneration
- Entwicklung eines Verfahrens mit simultaner Abtrennung von Kohlendioxid und Feuchte im Biogas

Entwicklung eines Verfahrens mit Kombination verschiedener Adsorbentien

Grundsätzlich fehlen in Österreich Erfahrungen im Probetrieb einer Biogas-Einspeisungs-Demonstrationsanlage, die auch dementsprechend dokumentiert ist. Daraus könnte man noch mehr Sicherheit im Umgang und Betrieb solcher Anlagen erreichen.

7. Literaturverzeichnis

- [BFL, 2001] Richtlinie „Der sachgerechte Einsatz von Biogasgülle und Gärrückständen im Acker und Grünland“, Bundesamt und Forschungszentrum für Landwirtschaft, Institutes für Bodenwirtschaft, Wien, 2001
- [Blase, 2001] Blase T., Gerstmayr B., Schmalschläger Th.: „Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz der Stadtwerke München“ (Kurzfassung), Stadtwerke München GmbH, München, 2001
- [Choudhary, 1996] Choudhary, V. R./ Mayadevi, S.: Adsorption of methane, ethane, ethylene and carbon dioxide on silicalite-I, Zeolites, 17, 1996, 501-507
- [DVGW G260, 1983] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (Hrsg.), Arbeitsblatt G260 / Teil 1 Gasbeschaffenheit, Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH Bonn, 1983
- [DVGW G262, 2004] DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (Hrsg.), Arbeitsblatt G262 / Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung, Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH Bonn, 2004
- [EU-Hygienerichtlinie, 2002] Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 3. Oktober 2002 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte
- [EU-Richtlinie Biokraftstoffe, 2003] EU-Richtlinie 2003/30/EG zur "Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor", Europäischen Parlaments und des Rates, 17. Mai 2003
- [Friedrichs, 2003] Friedrichs, G.: Anforderungen und Voraussetzungen an die Einspeisung in das öffentliche Gasnetz; Gülzower Fachgespräche Band 21, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., 2003, 78-83
- [Hornbachner, 2005] Hornbachner D., Hutter G., Moor D., Rechtliche, wirtschaftliche und technische Voraussetzungen für die Biogas-Netzeinspeisung in Österreich, 2005, Online im WWW unter URL: http://energiesystemederzukunft.at/nw_pdf/0519_biogasnetzeinspeisung.pdf [28.06.2005]
- [IEA Bioenergy, 2001] Asger Myken, Jan Jensen (DGC), Martin Hagen, Erik Polman (GASTEC NV), Owe Jönsson, Anders Dahl (Swedish Gas Center), „Biogas Upgrading and Utilisation, Adding Gas from Biomass to the Gas Grid“, IEA Bioenergy, Juli 2001
- [Kapoor, 1989] Kapoor, A./ Yang, R. T.: Kinetic Separation of Methane-Carbon Dioxide Mixture by Adsorption on Molecular Sieve Carbon, Chem. Eng. Sci., Vol. 44, No. 8, 1989, 1723-1733
- [Major, 1965] Major, C. J./ Sollami, B. J./ Kammermeyer, K.: Carbon dioxide removal from air by adsorbents, I&EC Proc. Des. Dev., Vol. 4, No. 3, 1965, 327-333
- [ÖVGW G 31, 2001] „Erdgas in Österreich. Richtlinie G 31 (Gasbeschaffenheit)“, Österreichischer Verein für das Gas- und Wasserfach, 2001.
- [ÖVGW G 177, 2002] „Gasabrechnung. Richtlinie G 177“, Österreichischer Verein für das Gas- und Wasserfach, 2002
- [Pröll, 2004] Pröll T.: "Potenziale d. Wirbelschichtdampfvergasung fester Biomasse-Modelierung u. Simulation auf Basis der Betriebserfahrungen am Biomassekraftwerk

- Güssing"; Begutachter: H. Hofbauer; Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften, 2004.
- [Rieger, 2003] /Rieg03/ Rieger, C./ Ehrmann, T./ Weiland, P.: Ergebnisse des Biogasmessprogramms zur Biogasqualität landwirtschaftlicher Kofermentationsanlagen; Gülzower Fachgespräche Band 21, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., 2003, 24-31
- [Schulte-Schulze, 2003] Schulte-Schulze Berndt, A.: „Gasaufbereitung mittels Druckwechseladsorption“, In: Gülzower Fachgespräche: Workshop „Aufbereitung von Biogas“ 17./18. Juni 2003, FAL Braunschweig.
- [Schwarzböck, 2003] Schwarzböck R., „Strom und Wärme aus Biogas“, der Bauer als Energielieferant, 2003
- [SVGW G13d, 2004] Richtlinien für die Einspeisung von Biogas ins Erdgasverteilnetz, Schweizerischer Verein des Gas- und Wasserfaches SVGW, 2004
- [Tretter, 2003] Tretter, H.: „Neue Optionen für die Nutzung von Biogas – eine technoökonomische Analyse der Aufbereitung von Biogas zur Einspeisung ins österreichische Erdgasversorgungsnetz“, Diplomarbeit, Technische Universität Wien, 2003.
- [Van der Vaart, 2000] Van der Vaart, R./ Huiskes, C./ Bosch, H./ Reith, T.: Single and Mixed Gas Adsorption Equilibria of Carbon Dioxide/ Methane on Activated Carbon, Adsorption, 6, 2000, 311-323
- [VDI 3478, 1996] VDI-Richtlinie VDI 3478 / Biologische Abgasreinigung, Biowäscher und Rieselbettreaktoren, Verein Deutscher Ingenieure (Hrsg.), VDI-Verlag GmbH Düsseldorf, 1996
- [Weiland, 2003] Weiland, P.: Notwendigkeit der Biogasaufbereitung, Ansprüche einzelner Nutzungsrouten und Stand der Technik; Gülzower Fachgespräche Band 21, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., 2003, 7-23

8. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Basis-Blockschaltbild Biogasaufbereitung.	13
Abbildung 2: Struktur von IPSEpro (nach [Pröll, 2004]).	14
Abbildung 3: Gesamtwirtschaftlichkeit Biogaseinspeisung für Demonstrationsanlage ...	28
Abbildung 4: Simulationsmodell einer Biogasaufbereitung mit einem „trockenen“ Verfahren (PSA oder Membrantrennung) in IPSEpro – Verdichtung und Black-Box.	32
Abbildung 5: Schema der optimierten Verfahrenskette zur Biogasaufbereitung auf Austauschgasqualität.	34
Abbildung 6: Energiebilanz Aufbereitung normiert auf 100 Nm ³ /h Roh-Biogas.	35
Abbildung 7: Spezifische Aufbereitungs- und Gasgestehungskosten bezogen auf die Gasmenge in Abhängigkeit der Anlagenkapazität.	36
Abbildung 8: Spezifische Aufbereitungs- und Gasgestehungskosten bezogen auf den Energiegehalt des Reingases in Abhängigkeit der Anlagenkapazität.	36
Abbildung 9: Biofilm in Laboranlage nach Aufzucht.	37
Abbildung 10: Versuchsaufbau für den Auswaschtest.	38
Abbildung 11: Auswaschung über die gesamte Testdauer.	39
Abbildung 12: Fließbild der 3-stufigen Biotropfkörperanlage zur H ₂ S-Reinigung von Biogas nach Profactor.	40
Abbildung 13: Foto der 3-stufige Biotropfkörperanlage zur H ₂ S-Reinigung von 1m ³ /h Biogas vor der Inbetriebnahme. Detail: Bewuchs auf Füllkörper während der Testreihen.	41
Abbildung 14: H ₂ S-Konzentration im Rohgas.	44
Abbildung 15: H ₂ S-Konzentration nach verschiedenen Filterstufen.	44
Abbildung 16: Reinigungsleistung nach verschiedenen Filterstufen.	45
Abbildung 17: Bestehende Temperaturwechselapparatur zur Regeneration durch Temperaturerhöhung (1a/1b/2/3/7/8/9/10...Ventile/ Hähne, 4/5...Schwebekörperdurchflussmesser, 6...CO ₂ -Gasflasche, 11...Wasserkühler, 12...Gaserhitzer, 13/15...Temperaturmessstellen, 14...Reaktor mit Adsorbensfüllung, 16...CO ₂ -Anlyysator, 17...Messdatenerfassungssystem)	46
Abbildung 18: Konzentrations- u. Temperaturverlauf bei c _{CO₂} =1,02 vol% und 2,77 vol%	47
Abbildung 19: Konzentrations- u. Temperaturverlauf bei c _{CO₂} =6,69 vol% und 12,13 vol%	47
Abbildung 20: Konzentrations- u. Temperaturverlauf bei c _{CO₂} =17,71 vol% u. 21,05vol%	48
Abbildung 21: Adsorptionsisotherme der durchgeführten CO ₂ -Adsorption.	48
Abbildung 22:Verfahrensfließbild der entwickelten Druckwechselapparatur.	49
Abbildung 23: Zur Untersuchung der Druckwechseladsorption aufgebaute Versuchsanlage.	50
Abbildung 24:Konstruktionszeichnung mit vergrößerter Ansicht des Reaktors.	51
Abbildung 25:Gleichgewichtsisothermen für die Beladung von CO ₂ an verschiedenen Adsorbentien.	52
Abbildung 26:Beeinflussung des Adsorptionsverhaltens für CO ₂ des Amins vom Wassergehalt.	53
Abbildung 27: Zusammenhang der Anlagenkosten mit dem Durchsatz [Ruth, 1994].	54

9. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Gegenüberstellung von Gaszusammensetzung und wichtiger brenntechnischer Größen von Roh-Biogas, Erdgas und den Anforderungen der ÖVGW-Richtlinie G 31.....	3
Tabelle 2: Vorgereinigtes Biogas zur Mischung mit Erdgas im Verhältnis 1:25.....	25
Tabelle 3: Anforderungen an mögliche Produkte aus der Biogaserzeugung.....	30
Tabelle 4: Spezifischer Methanverlust und elektrischer Energiebedarf der untersuchten Technologien zur Aufbereitung von Biogas	33
Tabelle 5: Rahmenbedingungen der wirtschaftlichen Betrachtung.....	35
Tabelle 6: Ergebnisse des ersten Betriebsartenvergleiches	42
Tabelle 7: Ergebnisse des zweiten Betriebsartenvergleiches	42
Tabelle 8: Ergebnisse des dritten Betriebsartenvergleiches	42
Tabelle 9: Betriebsmittelverbrauch.....	45
Tabelle 10: Wirtschaftlichkeitsabschätzung Entschwefelung von Biogas bei 500 ppm H ₂ S im Rohbiogas.....	56

www.NachhaltigWirtschaften.at