

Methanverluste bei der Biogasaufbereitung



Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE)



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Bundesamt für Energie BFE

Wädenswil, November 2008

ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften
IBT Institut für Biotechnologie
Fachstelle Umweltbiotechnologie

Autoren:

Sebastian Baum & Urs Baier (Kapitel 1, 2, 4)
ZHAW, Wädenswil
Johannes Judex & Serge Biollaz (Kapitel 3)
PSI, Villigen

Messkampagne & Messkoordination:

Serge Biollaz, Johannes Judex, Jörg Schneebeili
PSI, Villigen

Unterstützung Messkoordination:

Martin Seifert
SVGW, Schwerzenbach

Projektgruppe:

Prof. Dr. Urs Baier, ZHAW, Wädenswil
Dr. Sebastian Baum, ZHAW, Wädenswil
Dr. Serge Biollaz, PSI, Villigen
Jürg Brenn, EMPA, Dübendorf
Daniel Kern, Kompogas AG, Opfikon
Martin Seifert, SVGW, Schwerzenbach
Mathias Spicher, Genesys, Frauenfeld

Begleitgruppe:

Dr. Brigitte Buchmann, EMPA, Dübendorf
Felix Schmid, Energie in Infrastrukturanlagen, Zürich
Dr. Jean-Claude Weber, Erdgas Zürich, Zürich
Dr. Arthur Wellinger, Nova Energie, Aardorf

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie
Sektion Erneuerbare Energien
CH-3003 Bern

Bruno Guggisberg
Tel. +41 31 322 56 40
bruno.guggisberg@bfe.admin.ch

Projektleitung:

Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften
Dep. Life Sciences und Facility Management
IBT Institut für Biotechnologie
Fachgruppe Umweltbiotechnologie
Campus Reidbach
CH – 8820 Wädenswil

Urs Baier
Tel. +41 58 934 5714
urs.baier@zhaw.ch

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	5
Danksagung.....	7
Glossar	8
Formelzeichen	9
Kapitel 1: Einordnung und Bewertung.....	10
1.1. Ökonomie	10
1.2. Klimarelevanz.....	10
1.3. Technik	12
1.4. Regelwerke und Gesetze.....	12
Kapitel 2: Stand der Technik	13
2.1 Zusammenfassung Stand der Technik.....	13
2.2 Charakterisierung von Biogas	14
2.2.1 Zusammensetzung und Inhaltsstoffe von Biogas	14
2.2.2 Relevanz der Inhaltsstoffe bei der Biogasverwertung.....	14
2.2.3 Einflüsse auf die Biogasqualität	15
2.2.4 Analysemethoden	15
2.2.5 Schlussfolgerungen	16
2.3 Anforderungen an die Aufbereitung von Biogas	16
2.3.1 Minimalanforderungen an aufbereitetes Biogas für die Verwertung.....	16
2.3.2 Trends.....	17
2.4 Übersicht über Biogas-Aufbereitungsverfahren	18
2.4.1 Prozessinterne Massnahmen und Verfahren zur Beeinflussung der Biogasqualität....	18
2.4.2 Massnahmen und Verfahren zur Entfernung von Störkomponenten	19
2.4.3 Entwicklung neuer Aufbereitungsverfahren.....	24
2.4.4 Heutige Aufbereitungsanlagen	25
2.4.5 Einsatzbereich und Kennzahlen.....	29
2.5 Methanemissionen & deren Vermeidung	32
2.5.1 Methanemissionen von Biogasaufbereitungsanlagen	32
2.5.2 Restliche Methanverluste bei Betrieb und Lagerung	32
2.5.3 Massnahmen zur Vermeidung von Methanemissionen.....	33
2.5.4 Forschungsbedarf.....	34
Kapitel 3: Erfolgskontrolle des Methanverlustes einer Biogasaufbereitungsanlage	35
3.1 Problemstellung.....	35
3.2 Zielsetzung bei der Erfolgskontrolle	35
3.3 Messmethodik für die Bilanzierung einer Biogas-aufbereitungsanlage	36
3.3.1 Herausforderung bei der Bilanzierung einer PSA Aufbereitungsanlage	36
3.3.2 Die Messverfahren für die Gaskonzentrationsmessungen.....	36

3.3.3 Die Messverfahren für die Volumenstrommessung	38
3.3.4 Beispiel einer Ausführung für den Messaufbau für die Erfolgskontrolle	39
3.4 Bestimmung des Methanverlustes bei einer PSA-Anlage.....	40
3.4.1 Anlagenbeschreibung	40
3.4.2 Bilanzierung der PSA der ARA Luzern im Produktionsbetrieb	46
3.4.3 Bestimmung des An- und Ausfahrverhalten der PSA in Luzern.....	51
3.5 Diskussion und Zusammenfassung der Ergebnisse.....	56
3.5.1 Messmethodik zur Methanverlustbestimmung	56
3.5.2 Ermittelter Methanverluste der PSA der ARA Luzern	57
Kapitel 4: GALU - Auswertung der Prozessdaten 2007	58
4.1 Hintergrund	58
4.2 Datenaufbereitung.....	58
4.3 Prozessdatenauswertung	60
4.4 Abschätzungen Gesamtjahr	62
4.5 Diskussion Prozessdatenauswertung	63
5. Literatur	65
6. Anhang	68

Zusammenfassung

Methan ist neben Kohlendioxid und Lachgas eines der bedeutendsten Klimagase. Zunehmend geraten daher anthropogene Prozesse, welche Methan in die Atmosphäre frei setzen können, ins Kreuzfeuer der Kritik. Dies ist auch der Fall, wenn das Freisetzungspotenzial für Methan ein rein theoretisches ist und die tatsächlichen Methanemissionen nicht nachgewiesen sind. Biogasanlagen, inklusive ihrer vorgelagerten und nachgelagerten Prozessschritte, gehören mit zu den Verfahren, welche dieser Kritik ausgesetzt sind.

Die Aufbereitung von Biogas zu Erdgasqualität und die Einspeisung von aufbereitetem Methan in bestehende Verteilernetze haben sich in letzter Zeit stark verbreitet. Die Prozesskette der Aufbereitung steht teilweise unter dem Verdacht, prozess- oder betriebsbedingt Methan in die Atmosphäre frei zu setzen (Methanschupf; Restmethan). Übersteigen diese Methanverluste ein kritisches Mass, so ist die Klimaneutralität der gesamten Biogasprozesskette in Frage gestellt. In bisher in Betrieb stehenden grosstechnischen Anlagen zur Aufbereitung von Biogas wird der Methanverlust selten mit ausreichender Genauigkeit gemessen. Bilanzierungen über längere Betriebsperioden fehlen. Die verfügbare Datenlage ist daher unsicher, die Methanverluste grosstechnischer Anlagen werden mit 2% - 13% angegeben.

Vor diesem Hintergrund initiierte das Schweizerische Bundesamt für Energie BFE 2007 ein Projekt zur Bilanzierung der Methanverluste der Biogasaufbereitungsanlage der GALU in Emmen, Luzern. Mit der Projektleitung wurde die Fachgruppe Umweltbiotechnologie des Instituts für Biotechnologie der ZHAW beauftragt. Die analytischen Messungen erfolgten durch die Gruppe für Thermische Verfahrenstechnik des PSI. Die vorliegende Studie dokumentiert den aktuellen Stand der Technik der Biogasaufbereitung (Kapitel 2), beschreibt die durchgeführten Messkampagnen auf der grosstechnischen Anlage (Kapitel 3) und interpretiert die Resultate im Rahmen des Betriebes (Kapitel 4). Zusätzlich erfolgt eine Einordnung der bilanzierten Methanverluste im lokalen sowie im nationalen Umfeld (Kapitel 1).

Führend in der Installation und im Betrieb von Anlagen zur Biogasaufbereitung für die Gasnetzeinspeisung sind in Europa Schweden (über 30 Anlagen), Deutschland (ca. 12 Anlagen) und die Schweiz (ca. 15 Anlagen). Für die Netzeinspeisung gelten gegenüber der direkten Verbrennung und Verstromung von Biogas generell erhöhte Anforderungen. Die Schweiz regelt diese Anforderungen in der SVGW Richtlinie G13 [42]. Neben einem tiefen Sauerstoffgehalt unter 0.5 Vol.-% O_2 und einer maximalen Konzentration an Schwefelwasserstoff von 5 mg H_2S/m^3_N wird dabei ein minimaler Methangehalt von 96 Vol.-% CH_4 an der Einspeisestelle gefordert.

Die Abtrennung von Kohlendioxid stellt bei der Biogasaufbereitung klar den aufwändigsten Reinigungsschritt dar. Als Stand der Technik werden für diese Aufgabe sowohl trockene Druckwechseladsorptionsverfahren (PSA = Pressure Swing Adsorption) als auch nasse Absorptionsverfahren auf Wasser- oder Glykolbasis eingesetzt. In Entwicklung oder im technischen Vorstadium befinden sich zudem trockene und nasse Membrantrennverfahren, chemische Waschverfahren sowie kryogene Trennverfahren.

Die vorliegende Studie vermass die Methanfrachten der Druckwechseladsorptionsanlage der ARA Region Luzern (GALU) und bilanziert die Methanverluste im Bilanzzeitraum 2007. Die PSA-Anlage bereitet Biogas aus der anaeroben Faulung kommunaler Schlämme für die Einspeisung in das Erdgasnetz auf. Die Anlage ist für einen Volllastbetrieb von 90 m^3_N/h Reingas ausgelegt, sie verarbeitete während des Bilanzzeitraumes unter Teillast einen Reingastrom von ca. 70 m^3_N/h . Von der im 2007 insgesamt aufbereiteten Methanfracht von 260'000 m^3_N fallen 2.6% (6740 m^3_N) als Methanverlust an. Von dieser Menge fallen 88 % während der normalen Produktionsphase der PSA Anlage an. Lediglich 2 % resp. 10 % des Methanverlustes sind auf Anfahr- resp. Ausfahrprozesse zurück zu führen.

Im Vergleich zu den jährlichen Stromkosten der PSA Anlage von CHF 18'000.- schlägt dieser Methanverlust mit einer Gewinneinbusse von CHF 4'200.- zu Buche. Eine Minimierung der Methanverluste auf 0 – 1 % der Reingasafracht ist durch betriebliche und technische Massnahmen möglich, stösst jedoch an die Grenzen des ökonomisch Tragbaren.

Hochgerechnet auf die in der Schweiz aktuell pro Jahr aufbereitete und ins Gasnetz eingespiesene oder als Treibstoff genutzte Menge an Methan aus Biogas resultiert ein extrapolierte Methanschlupf von 2.6% in einer Gesamtemission von ca. 26 Tonnen CH₄. Angewendet auf eine hypothetische vollumfängliche Aufbereitung und Einspeisung allen schweizweit produzierten Biogases ergibt dieser Verlustfaktor eine theoretische Gesamtemission von 1'300 Tonnen CH₄ pro Jahr. Dies entspricht 0.49 % der anthropogenen Methanemissionen der Schweiz oder der kumulierten jährlichen Methanemission von ca. 16'000 Grossvieheinheiten (DGVE).

Danksagung

Unser Dank gilt der Leitung und Belegschaft der ARA Region Luzern, speziell Alex Kleiner und seinen Mitarbeitern für die kooperative Zusammenarbeit und vielfältige Unterstützung.

Des Weiteren bedanken wir uns bei den Mitgliedern der Begleitgruppe für die jeweils kritischen und konstruktiven Rückmeldungen während der Messkampagnen und deren Auswertungen.

Beim BFE Bundesamt für Energie bedanken wir uns für die finanzielle Unterstützung des Projekts und für das spürbare Engagement.

Glossar

Abgas:	Abluft aus den Adsorptionseinheiten der PSA Anlagen, die in die Atmosphäre freigesetzt wird. Das Abgas enthält neben Kohlendioxid auch Methananteile.
Amu:	atom mass unit (Masseinheit des MS)
ARA:	Abwasser Reinigungs-Anlage
DWW:	Abkürzung für Druckwasserwäsche, der weltweit neben dem PSA-Verfahren am häufigsten eingesetzten Aufbereitungstechnik.
Feedgas:	bereits vorgereinigtes (getrocknetes, entschwefeltes) Biogas, wie es in die Adsorptionskolonnen der PSA-Anlage geleitet wird.
Methanverlust:	Die Begriffe Methanverlust, Methanschupf und Methanemission werden in dieser Studie synonym verwendet. Alle drei Begriffe beziehen sich (wenn nicht anders erwähnt) auf das Freisetzen von Methan in die Atmosphäre während des Aufbereitungsprozesses. Der Methanverlust (in Prozent) bezieht sich auf den Methangehalt im Rohbiogas. Gemäß der neuen Sprachregelung der Schweizer Gaswirtschaft, fallen diese Emissionen unter den Begriff Restmethan.
MS:	Massenspektrometer (Konzentrationsmessgerät)
NawaRo:	Abkürzung für Nachwachsende Rohstoffe. Darunter versteht man gezielt zur Energiegewinnung angebaute Pflanzen, bspw. Mais, Pappelholz etc.
NDIR:	Nicht Dispersives Infra Rot (Konzentrationsmessgerät)
ppmV:	parts per million (volumetrisch) (Konzentrationsseinheit)
PSA:	Abkürzung für Pressure Swing Adsorption oder deutsch: Druckwechsel-adsorption, neben DWW die derzeit bedeutendste Aufbereitungstechnik von Biogas.
Reingas:	veredeltes Biogas wie es, nach abgeschlossener CO ₂ -Abtrennung im Aufbereitungsprozess (Methananreicherung), ins Erdgasnetz eingespeist oder in Druckbehälter abgefüllt wird.
Restmethan:	In der neuen Version der G13-Richtlinie des SVGW (Schweizerischer Verein des Gas- und Wasserfaches) wird Restmethan als Begriff festgelegt, welcher die Methanemissionen bei der Biogasaufbereitung und der Einspeisung ins Erdgasnetz umfasst. In dieser Studie findet noch die alte Sprachregelung Anwendung (siehe Methanverluste).
Rohgas:	unbehandeltes Biogas bevor es in den Aufbereitungsprozess (z.B. PSA-Anlage) gelangt.
Schlupf:	Teil eines Stromes der unbeobachtet aus einem Pfad entweicht.
S1...S4:	Messstellen/ Spikestellen im System der Aufbereitungsanlage
Überschussgas:	Biogas, das in der PSA-Anlage bereits einen oder mehrere Methan-anreicherungsschritte durchlaufen hat, aber noch nicht den Reingas-Anforderungen genügt und deshalb wieder in den Rohgasstrom zurückgeführt wird.
Volumenstrom:	Gasmenge pro Zeiteinheit, dient der Vergleichbarkeit von Gasmengen unter unterschiedlichen Druck- und Temperatur-Bedingungen. Der Volumenstrom wird gewöhnlich in Normkubikmeter (m ³ N) angegeben.
WF:	Wiederfindungsrate
µGC:	Micro Gas Chromatograph (Konzentrationsmessgerät)

Formelzeichen

$\dot{N}$:	Molenstrom
p :	Druck, bar
σ :	Standardabweichung
T :	Temperatur, K
ϑ :	Temperatur, °C
V_N :	Volumen, m ³ _N
$\dot{V}$:	Volumenstrom
x :	Molanteil
x_i :	Molanteil der Komponente i

Kapitel 1: Einordnung und Bewertung

Ende 2007 wurden detaillierte Untersuchungen zu Methanverlusten bei der Biogasaufbereitung an einer Druckwechseladsorptionsanlage (PSA) in Emmen bei Luzern durchgeführt (Kapitel 3). Verknüpft mit den Betriebsdaten für das Jahr 2007 (Kapitel 4), die ein Aufreinigungsvolumen von gut 260'000 m³ reinem Methan ausweisen, errechnet sich daraus ein Gesamtschlupf von 2.6%. Dieser Verlust setzt sich zu 88% aus Methanemissionen während des normalen Produktionsprozesses und zu 10% bzw. 2% aus Methanverlusten in Folge von Aus- und Anfahrvorgängen der Anlage zusammen.

Um die Höhe dieses Methanverlustes bewerten zu können, scheint es sinnvoll, die Ergebnisse in einen grösseren Zusammenhang einzuordnen. In den folgenden vier Unterpunkten Ökonomie, Klimarelevanz, Technik und Regelwerke & Gesetze soll dies aus unterschiedlichen Perspektiven geschehen:

1.1. Ökonomie

Die berechneten gut 6'700 m³ Methanverlust der Aufbereitungsanlage entsprechen etwa 7'000 m³ 96%igem Biomethan. Bei einem Erdgaspreis von 6 Rp/kWh und einer Energieausbeute um 10 kWh pro m³ sorgt der Schlupf für einen entgangenen Gewinn von etwa 4'200 CHF.

Zum Vergleich: Der spezifische Strombedarf der Gasaufbereitung beträgt etwa 0.6 - 0.7 kWh/m³ Rohgas, das sind für die vermessene PSA-Anlage 2007 etwa 300'000 kWh oder 18'000 CHF. Die jährlichen Stromkosten stehen zu den Kosten der Methanverluste demnach in einem Verhältnis von etwa 4.4 zu 1.

1.2. Klimarelevanz

Aus ökologischer Sicht steht derzeit der Ausstoss bzw. die Vermeidung von klimawirksamen Gasen im Vordergrund des Interesses. Als Referenzgrösse dient das Kohlendioxid, zu dem die Klimawirksamkeit anderer Gase in Bezug gesetzt wird: Methan, Hauptbestandteil des Biogas, hat demnach bezogen auf die Masse eine dreiundzwanzig Mal höhere Klimarelevanz als CO₂ [27]. Im Idealfall wird das Methan im Biogas aber nicht in die Atmosphäre abgegeben, sondern unter Freisetzung von Kohlendioxid vollständig verbrannt. Dem erneuerbaren Energieträger Biogas wird eine weitgehende Klimaneutralität attestiert, da das bei der Nutzung freigesetzte Kohlendioxid nicht aus fossilen Quellen stammt, sondern zuvor von Pflanzen gebunden wurde. Insbesondere wenn Biogas (wie in der Schweiz üblicher Weise praktiziert) aus Abfällen und nicht aus nachwachsenden Rohstoffen gewonnen wird, fällt bei der Produktion wenig zusätzliches Kohlendioxid an. Zudem kann bei der Vergärung von bestimmten Substraten wie Hofdünger (bei richtiger Konfiguration) durch die Verminderung unkontrollierter Methanfreisetzung zusätzlich zur positiven CO₂-Bilanz beigetragen werden.

Vergleich der Methanemissionen während der Biogasaufbereitung mit denen der gesamten Biogasproduktion und den Gesamt-Methanemissionen der Schweiz

Der gemessene Methanschlupf von 2.6% bei der Gasaufbereitung verschlechtert die positive Bilanz von Biogas. Man muss allerdings bei der Bewertung dieses Verlustes berücksichtigen, dass die Biogasproduktion aus Klimagesichtspunkten ohnehin selten so ideal wie oben skizziert verläuft und es eine Reihe von weiteren möglichen Emissionen von Treibhausgasen gibt bis die erneuerbare Energie tatsächlich genutzt werden kann. Von offenen Gärrestelagern und undichten Gassäcken über diffuse Methanemissionen durch das Foliendach oder aus Sicherheitsgründen eingebaute Überdrucksicherungen bis hin zu unverbranntem Methan im Abgas während der Verstromung können sich die Verluste im ungünstigen Falle erheblich

aufsummieren. Eine gesamthafte quantitative Abschätzung aller klimarelevanten Emissionen während der Biogasproduktion existiert bisher nicht: die Anlagen unterscheiden sich in Technik, Substrat, Betrieb etc. sehr stark.

Welche Grössenordnung die bei der Aufbereitung von Biogas entstehenden Methanemissionen gesamthafte haben, lässt sich jedoch durch einen Vergleich mit den anderen in der Schweiz emittierten Methanmengen zeigen: Eine detaillierte Auflistung, 1995 durch das BUWAL durchgeführt [12], ergab menschenverursachte Methanemissionen von damals 313'000 t/a. Die in derselben Studie vorgenommenen Schätzungen für das Jahr 2010, welche technische Verbesserungen und den Rückgang der Rinderhaltung berücksichtigen, beliefen sich auf 266'000 t/a [12]. Hauptverursacher bleibt die Landwirtschaft mit etwa 219'000 t [12]: Überschlägt man mit Hilfe der Kennwerte für Verdauung und Hofdünger und den heutigen Bestandeszahlen [8] die aktuellen Methanemission, dann summieren sich diese alleine für die Rindviehhaltung auf 127'000 t/a. Zweitgrösster Emittent ist der Bereich Industrie & Gewerbe mit rund 60'000 t/a.

Bei den natürlichen Methan-Emissionen fallen vor allem Ausscheidungen von Pflanzen, insbesondere von Nadelwäldern (50 kg/ha/a) ins Gewicht [13]. Mit den aktuell verfügbaren Zahlen des Landesforstinventars [19] errechnet sich für die Gesamtwaldfläche der Schweiz eine jährliche Freisetzung von mehr als 50'000 t Methan. Zusammen mit mikrobiellen und chemischen Prozessen in Böden und Gewässern, Emissionen aus Feuchtgebieten und Grasflächen sowie aus Verdauung und Ausscheidung von Wildtieren summieren sich die natürlichen Gesamtemissionen auf jährlich etwa 55'000 t Methan [13].

Setzt man für das schweizweit pro Jahr aufbereitete Biogas (Energieinhalt 2006 knapp 14 GWh [31], das entspricht in etwa 1000 t Methan) einen durchschnittlichen Schlupf von 2.6 % an, so errechnet sich eine Gesamtemission alleine durch die Aufbereitung von 26 t.

Wäre man dazu in der Lage, sämtliches in der Schweiz produzierte Biogas (Energieinhalt 2006 knapp 700 GWh [31], das entspricht etwa 50'000 t Methan) aufzubereiten und verursacht dabei im Schnitt ebenfalls 2.6 % Methanverlust, würde das eine jährliche Emission durch die Gasreinigung (zusätzlich zu den Methanverlusten während der Biogasproduktion) von 1'300 t Methan bedeuten. Das sind weniger als 0.5 % der emittierten Methan-Gesamtmenge der Schweiz.

Aufbereitung als Alternative zur Verstromung vor Ort

Entscheidende Gründe für die Aufbereitung von Biogas sind erstens die Möglichkeit einer Einspeisung ins Erdgasnetz und damit eine effizientere Nutzung des Energieträgers insbesondere der Verbrennungswärme und zweitens eine Nutzung als Treibstoff in den Erdgas-motorfahrzeugen. Um zu beurteilen, ob die erwähnten Vorteile die Nachteile einer Freisetzung von 2.6 % des Biogas-Methans bezüglich der Treibhausgasrelevanz übertreffen oder zumindest aufwiegen, bieten sich zwei vergleichende Rechnungen an: die Gegenüberstellung von direkt verstromtem Biogas mit geringer Wärmenutzung und einem ans Gasnetz angeschlossenen BHKW mit sehr guter Wärmeabnahme einerseits und der Vergleich der beiden Treibstoffalternativen Biogas nach Aufbereitung und fossiles Erdgas andererseits.

Folgende Beispielrechnung soll die Direktverstromung mit der Nutzung von aufbereitetem und eingespeistem Biogas vergleichen: Ein Methanschlupf von 2.6 % bedeutet bei einem Methananteil von 60 % im Rohgas eine Freisetzung von 0.26 kg CO₂-Äquivalenten pro m³ Rohgas¹. Nimmt man an, das eingespeiste Biogas wird in einem Blockheizkraftwerk mit einem sehr guten Gesamtwirkungsgrad von 85 % statt vor Ort mit geringer Wärmenutzung und einem entsprechend niedrigeren Gesamtwirkungsgrad von nur 50% verstromt, so errechnet sich eine CO₂-Gutschrift für die bessere Energieausnutzung von 0.39 kg CO₂-Äquivalenten². Die Verrechnung der beiden Grössen ergibt ein um 0.13 kg CO₂-Äquivalente pro m³ Rohgas günstigeres Ergebnis für Aufbereitung und Einspeisung - trotz des Methanverlustes. Mit den hier beispielhaft

¹ Berechnung: 0.026 (prozent. Methanverlust) * 0.60 (Gasanteil Methan) * 44.615 (Faktor Umrechnung in Mol) * 0.016 (Gewicht pro Mol Methan in kg) * 23 (Faktor für Umrechnung in CO₂-Äquivalente) = 0.26 kg/m³

² Nutzung eingespeistes Biogas: 0.6 m³ (Methananteil) * 0.974 (1- 0.026 Schlupf) * 0.85 (Gesamtwirkungsgrad) = 0.497 m³ Methan; Verstromung vor Ort: 0.6 m³ (Methananteil) * 0.5 (Gesamtwirkungsgrad) = 0.300 m³ Methan. Differenz: 0.197 m³ (Methan) * 44.615 (Umrechnung in Mol) * 44 (Mol-Gewicht CO₂, da Methan 1:1 umgewandelt) = 0.39 kg CO₂-Äquivalente

verwendeten Wirkungsgraden würde die Gasaufbereitung in Bezug auf die Klimarelevanz erst ab einem Schlupf von 3.8 % schlechter als die herkömmliche Verstromung bewertet werden. Je nach Gesamtwirkungsgrad der beiden verglichenen Anlagen, kann das Ergebnis jedoch variieren. In der Berechnung sind Emissionen und Energieverbrauch für die Aufbereitung des Gases und den Betrieb der Kraftwerke nicht enthalten (keine Ökobilanz).

Biogas als Substitut für fossilen Treibstoff

Möchte man Biogas bevorzugt als Treibstoff verwenden, vergleicht man sinnvoller Weise das eingespeiste Biogas mit fossilem Erdgas. Nun sieht die Bilanz folgendermassen aus: Den aus dem Methanschluß resultierenden 0.26 kg CO₂ Äquivalenten pro m³ Rohgas stehen 1.15 kg eingespartes CO₂ gegenüber, welches sonst aus fossilen Quellen bezogen und die Umwelt belasten würde³. Daraus errechnet sich eine positive Bilanz von 0.89 kg CO₂/m³ für den regenerativ erzeugten Treibstoff. Erst ab einem Methanverlust von 10.7 % würde die Substitution von Erdgas durch aufbereitetes Biogas in Bezug auf die Klimarelevanz negativ.

Auch diese Rechnung hat nicht den Charakter einer Ökobilanz, denn wiederum sind keine Emissionen und Energieträger berücksichtigt, die bei Produktion und Aufbereitung des Biogases bzw. bei Förderung und Transport des Erdgases anfallen.

1.3. Technik

Der ausgewiesene Methanschluß von 2.6 % gilt nur für die Aufbereitungsanlage, in der die Messungen durchgeführt wurden. Andere PSA-Anlagen dürften in einem ähnlichen Bereich liegen, können aber je nach Alter, Ausführung und Betrieb der Anlage auch erheblich davon abweichen. Modernere Anlagen des Herstellers CarboTech, der die vermessene Anlage 2005 nach Emmen lieferte, verfügen über sechs (statt vier) Adsorptionseinheiten und sind dank zusätzlicher Druckausgleiche und veränderter Zykluszeiten nach Herstelleraussage dazu in der Lage, die Methanemissionen im Vergleich zur Anlage Emmen in etwa zu halbieren. Methanverluste in der An- und Ausfahrphase, die zusammen 12 % der Emmer Emissionen ausmachen, könnten durch Rückführung in den Gasspeicher komplett eliminiert werden, jedoch würde dies erhebliche monetäre Belastungen bedeuten. Die Verbrennung des Methans aus dem Abluftstrom und die damit verbundene nahezu komplette Methanemissionsfreiheit bei der Gasaufbereitung sind grundsätzlich möglich. Hier kommen die Techniken der Schwachgasverbrennung und der katalytischen Nachverbrennung in Frage. In jedem Falle ist ein Mindestmethangehalt von 4 % oder deutlich mehr erforderlich, was ein Zuschliessen von Erdgas bzw. Rohbiogas nötig macht. Diese teure Alternative dürfte nur dann sinnvoll sein, wenn die entstehende Wärme auch genutzt werden kann.

1.4. Regelwerke und Gesetze

Das Schweizer Regelwerk G13 des SVGW bestimmt die Richtlinien für das Einspeisen von Biogas ins Erdgasnetz. Die G13, welche in der Mineralölsteuer-Verordnung (MinöStV) verankert ist, legt unter anderem fest, dass ein Grenzwert von 5 % Restmethan (Methanverlust) aus Aufbereitung und Einspeisung einzuhalten ist [42].

In Deutschland fordert die Gasnetzzugangsverordnung eine maximale Methanemission während der Aufbereitung von 1 %, von 2010 an von maximal 0.5 %. Diese strengen Werte einzuhalten, dürfte technisch nur mit grenzwertig hohem Aufwand erreichbar und für eine ökologisch und ökonomisch optimale Gesamtbilanz nicht in jedem Falle sinnvoll sein.

³ Berechnung: $0.6 \cdot 0.974$ (Methanmenge in m³, welche 1 m³ Rohgas nach Aufbereitung entspricht) $\cdot 44.615$ (Faktor Umrechnung in Mol) $\cdot 0.044$ (Gewicht pro Mol CO₂ in kg) = 1.15 kg CO₂

Kapitel 2: Stand der Technik

2.1 Zusammenfassung Stand der Technik

Typischerweise erfolgt die Verstromung von Biogas in einem Blockheizkraftwerk in unmittelbarer Nähe der Biogasanlage und resultiert nicht selten, da oftmals ausreichend Wärmeabnehmer fehlen, in einer wenig effizienten Gesamtenergienutzung. Die Einspeisung und Verteilung von Biogas über das Erdgasnetz sowie seine Nutzung als Treibstoff sind Alternativen zur dezentralen Verstromung des regenerativen Energieträgers und können zu einer besseren Energieausnutzung beitragen. Zusammensetzung und Inhaltsstoffe des Biogases sowie technische und gesetzliche Vorgaben machen für diese Fälle jedoch Aufbereitungsschritte nötig: Das Reingas muss insbesondere trocken und schwefelfrei sein und über einen Methananteil von über 96% verfügen. In ganz Europa und insbesondere in der Schweiz, welche neben Schweden sowie neuerdings auch Deutschland eine führende Rolle bei der Installation von Biogasaufbereitungsanlagen spielt, werden derzeit eine Reihe solcher Anlagen geplant und realisiert. Der aufwändigste und komplexeste Reinigungsschritt ist die Kohlendioxidabtrennung, welche zum überwiegenden Teil über Druckwechseladsorption, Druckwasserwäsche oder anderen Waschverfahren beispielsweise auf Glykolbasis erfolgt.

Alle Kohlendioxid-Abtrennverfahren nach Stand der Technik beinhalten eine Regeneration des Adsorbers bzw. Waschmittels, bei der Methan entweichen kann. Über die Höhe dieser Verluste existieren sehr unterschiedliche Angaben. Wahrscheinlich ist eine Abhängigkeit der Methanverluste von Verfahrensart und Betriebsregime. Ein hoher Methanschlupf ist nicht nur ökonomisch ein Problem, sondern kann vor allem die weitgehend klimaneutrale Bilanz der Biogasnutzung massiv verschlechtern oder im Extremfall sogar ins Negative verkehren. Methan, welches nicht der Verbrennung zugeführt werden kann und entweicht, ist wegen seiner im Vergleich zu Kohlendioxid 23 Mal höheren Treibhauswirksamkeit stark klimarelevant.

Mögliche Massnahmen zur Verringerung der Emissionen fokussieren auf einer stetigen Verbesserung der derzeit eingesetzten Aufbereitungstechniken sowie der Nutzung der methanhaltigen Abluft durch einen nachgeschalteten Verbrennungsprozess. Daneben arbeitet man daran, alternative Aufbereitungsverfahren wie Membrantrennverfahren, kryogene Gastrennung, nasse Membrantechnik oder drucklose Gaswäsche, die deutlich geringere Methanverluste versprechen, zur Marktreife zu bringen,

2.2 Charakterisierung von Biogas

2.2.1 Zusammensetzung und Inhaltsstoffe von Biogas

Trockenes Biogas enthält zu 45 bis 75 Vol.-% die brennbare Komponente Methan. Der Durchschnitt liegt bei etwa 60 %. Der Kohlendioxid-Anteil schwankt zwischen 25 und 55 % (Durchschnitt 35 %), der des Stickstoffs zwischen 0.01 und 5% (Durchschnitt 1 %). Der Sauerstoff kann Volumenanteile von 0.01 – 2 % einnehmen (Durchschnitt 0.3%). Schwefelwasserstoff findet sich in Mengen von 10 bis 30'000 mg/m³, im Schnitt sind es etwa 500 mg. Andere organische Schwefelverbindungen können in Ausnahmefällen in Mengen kleiner als 0.1 mg/m³ anzutreffen sein. Ammoniak weist Werte zwischen 0.01 und 2.5 mg/m³, im Durchschnitt 0.7 mg/m³ auf. Weitere Störstoffe wie BTX oder Siloxane treten allenfalls in geringeren Mengen als 0.1 mg/m³ auf [20].

Andere Quellen (z.B. [17] [34] [38]) nennen Zusammensetzungen für Biogas, die mit den oben aufgeführten Werten nahezu übereinstimmen, sich in der Bandbreite einiger Komponenten jedoch von den obigen Angaben unterscheiden.

2.2.2 Relevanz der Inhaltsstoffe bei der Biogasverwertung

Technik

Kohlendioxid und Wasserdampf im Biogas sind leicht korrosionsfördernd [35]. Organische Siliziumverbindungen (Siloxane) beeinträchtigen die Gasnutzung erheblich und machen den Betrieb von Verbrennungsmaschinen unwirtschaftlich. Schwefelwasserstoff ist in Wasser gelöst korrosiv. Er verursacht in Gasmotoren einen erhöhten Wartungsaufwand, schädigt Abgaskatalysatoren und führt zu erhöhten Abgasemissionen. Gemäss des Schwedischen Instituts für Veterinär-Medizin (Uppsala) verfügt eingespeistes Biogas über die gleiche niedrige Belastung an Mikroorganismen wie Erdgas; es konnten weder Viren noch pathogene Mikroorganismen festgestellt werden [40] [44].

Energie

Der alleinig brennbare Anteil des Biogases ist das Methan. Der Brennwert (oberer Heizwert) von reinem Methangas beträgt 36.3 MJ/m³_N, der untere Heizwert liegt bei 33,7 MJ/m³_N. Je höher die Anteile von Kohlendioxid und Stickstoff, desto stärker vermindert sich der Brennwert des Gases [35].

Klimawirksamkeit

In der Erdatmosphäre bewirken zusätzlich freigesetzte Treibhausgase wie Kohlendioxid oder Methan einen Temperatur erhöhenden Effekt (Klimawirksamkeit). Das im Biogas enthaltene Kohlendioxid stammt allerdings nicht aus fossilen, sondern aus regenerativen Quellen. Eine Freisetzung bedeutet somit keine zusätzliche Belastung der Umwelt mit Kohlendioxid (Klimaneutralität). Das durch die Vergärungsprozesse entstehende Methan ist, wenn es in die Atmosphäre gelangt, bezogen auf einen Zeitraum von 100 Jahren etwa 23-mal klimawirksamer als Kohlendioxid [27]. Beim Verbrennen des Biogases entsteht aus dem darin enthaltenen Methan wiederum (klimaneutrales) Kohlendioxid. Bei der Produktion des Biogases, bei Aufbereitung und Einspeisung und schliesslich bei der Nutzung kann ein Teil des im Biogas enthaltenen Methans in die Atmosphäre entweichen. Dieser Methanschupf ist klimarelevant.

2.2.3 Einflüsse auf die Biogasqualität

Biomassezusammensetzung

Grundsätzlich beeinflussen Abbaubarkeit, Rohfaseranteil oder C-N-Verhältnis des Ausgangssubstrats die Ausbeute und die Volumenanteile des Gases [21]. So zeigt ein Vergleich, dass Rinder- oder Schweinegülle (59 % bzw. 58 % Methan) höhere brennbare Gasanteile liefern als beispielsweise Grassilagen, Futterrüben oder Getreideausschutt (alle 53 % Methan) [46]. Das hängt damit zusammen, dass die Anteile verschiedener Stoffgruppen am Gärsubstrat direkte Auswirkungen auf den Methangehalt haben: reine Kohlenhydrate werden zu Gasen mit einem Methananteil von nur 50 % vergärt, Fette (68 %) und Proteine (71 %) erhöhen den Methananteil massiv [46]. Durch eine Studie zum Vergleich verschiedener Energiepflanzen (NawaRo) liessen sich die Auswirkungen sogar auf Sortenebene konkret nachweisen: die Vergärung von Getreidesorten lieferte einen höheren Methangehalt (ca. 55 %) im Biogas als Hirsesorten (ca. 49 %) [1]. Aber auch die Anteile an Schwefelwasserstoff waren bei den Getreidesorten höher, wenn auch auf niedrigem Niveau. Dieselbe Studie bestätigte, dass sich ein hoher Ligningehalt des Gärsubstrats negativ auf die Methanbildung auswirkt [1]. Andere Untersuchungen wiesen nach, dass das Eiweiss-zu-Energiepflanzen-Verhältnis im Gärgut den Gehalt an Methan, Schwefelwasserstoff und Ammoniak im Biogas, und damit die Biogasqualität, beeinflusst. Praktische Tests an Biogasanlagen zeigten ausserdem, dass mit ausgewogenen Gärrohstoffmischungen die besten Erfolge in der Gasausbeute und der Biogasqualität erzielt werden [24].

Substratzuschlagstoffe

Die Verwendung von Zuschlagstoffen dient dazu, die Fermentierungsprozesse bei der Biogasherstellung sowie die Qualität des gewonnenen Gases zu verbessern. So werden die Eisenverbindungen Eisenchlorid oder Eisensulfat in den Fermenter gegeben, um die vorhandenen Schwefelionen zu binden und dadurch den Anteil von Schwefelwasserstoff im Biogas zu reduzieren (siehe auch 2.4.1).

Prozessführung

Je nach technischer Ausführung des Fermenters können abweichende Volumenanteile der einzelnen Biogaskomponenten erzielt werden [20]. Untersuchungen im Rheinland (D) mit Einblasen von Luft zur biologischen Entschwefelung ergaben beispielsweise eine durchschnittliche Minderung der Methananteile von 58.5 auf 52.7 Vol.-%, während die Schwefelwasserstoffmengen von 494 ppm auf 140 ppm abgesenkt werden konnten [7].

Auch die Rührwerklaufzeiten wirken sich auf den Schwefelwasserstoffgehalt im Biogas aus. Lange Laufzeiten führen zu einer Zerstörung der Schwimmschichten, wodurch der Schwefelwasserstoff ungehindert nach oben entweichen kann und sich im Gas anreichert [7].

Auf Grund der höheren Löslichkeit von CO₂ in kälteren Medien, kann die Wahl einer mesophilen (um 36 °C) statt einer thermophilen (um 55 °C) Reaktortemperatur den Methananteil im Biogas maximieren (siehe auch 2.4.1).

2.2.4 Analysemethoden

Die zur Charakterisierung und Messung der Biogasanteile und -ströme in Frage kommenden Analysemethoden, der Einsatz von Messgeräten sowie die Genauigkeit und Reproduzierbarkeit der gewonnenen Daten werden im Kapitel 3, welches die projekteigene Methodenevaluierung behandelt, beschrieben und diskutiert [30].

2.2.5 Schlussfolgerungen

Ziel bei der Biogasproduktion muss ein methanreiches Gas mit möglichst geringem Anteil an Störstoffen sein. Was die Art und Menge der zugegebenen Substrate betrifft, empfiehlt es sich, Biogasanlagen konstant zu betreiben. Durch Substratzuschlagstoffe und Variationen in der Prozessführung kann die Biogasanlage bis hin zu einem möglichst idealen Betriebsregime verbessert und individuell angepasst werden. So erreicht man mit sinnvollem Arbeitseinsatz eine dauerhaft hohe Gasqualität.

2.3 Anforderungen an die Aufbereitung von Biogas

2.3.1 Minimalanforderungen an aufbereitetes Biogas für die Verwertung

Heizkessel

Für die rein thermische Nutzung von Biogas in Heizkesseln sind keine aufwändigen Aufbereitungsschritte nötig. Lediglich die Gasfeuchte und der Anteil an Schwefelwasserstoff muss reduziert werden, um Korrosion zu verhindern.

Blockheizkraftwerk

In mit Biogas betriebenen Blockheizkraftwerken (BHKW) kommen überwiegend Zündstrahlmotoren und Gas-Ottomotoren alternativ aber auch Gasturbinen oder (in Pilotprojekten) Brennstoffzellen zum Einsatz. Biogase sind bei Methangehalten oberhalb von 40 Vol.-% sehr gut für den Dieselzündstrahlmotor nutzbar und unterliegen keinen weiteren Anforderungen oder Einschränkungen [23]. Gas-Ottomotoren benötigen in der Regel Methananteile von über 50 %. Für beide Motortypen wird das Biogas jedoch vorgängig entfeuchtet und entschwefelt, um Korrosionen zu vermeiden.

Die Anforderungen an die Biogasqualität für den Betrieb von (Mikro-) Gasturbinen sind je nach Turbinentyp unterschiedlich, eine gesetzliche Vorschrift besteht nicht. Entscheidend sind Methan- und Wassergehalt. Beispielsweise benötigt die speziell für den Biogasbetrieb modifizierte C330 L/DG Mikrogasturbine des US-amerikanischen Herstellers Capstone einen oberen Heizwert des Gases zwischen 13.75 und 29.86 MJ/m³_N mit Heizwertvariationen von ±10 %. Dementsprechend kann Biogas mit einem Methangehalt von 34.6 bis 75.2 Vol.-% und einer Variation des Methangehaltes von ca. ±5 % verwertet werden [16]. Die Schweizer Verdesis vertreibt für den Biogasbetrieb die ebenfalls von Capstone stammende Mikrogasturbine CR 30 und gibt hier einen oberen Heizwert von 12.8 bis 42.1 MJ/m³_N an. Das Biogas darf in beiden Fällen einen maximalen Wasseranteil von 5 Vol.-% haben, der als Wasserdampf vorliegen muss, und einen Taupunktabstand von mindestens 10 K. Da der Taupunktabstand in diesem Temperaturbereich den begrenzenden Faktor für den Wassergehalt des Biogases darstellt, ist ein maximaler Wasseranteil von ca. 1.6 Vol.-% möglich (T=50 °C, 70 % CH₄) [16]. Der CO₂-Gehalt ist auf maximal 50 Vol.-% begrenzt. Weitere Grenzwerte existieren für Schwefelwasserstoffe und für Siloxane, die maximal 24'000 ppm Vol. bzw. max. 5 ppb Vol. erreichen dürfen. Das Gas darf ausserdem keine Partikel >10 µm sowie einen maximalen Ölanteil von 2 ppm Gew. enthalten. Andere Kontaminationen dürfen einen Betrag von 0.5 ppm Gew. nicht überschreiten [16] [14].

Einspeisung ins Erdgasnetz

Seit Januar 2004 ist die SVGW-Richtlinie G13 [42] in Kraft, die das Einspeisen von Biogas ins Schweizer Erdgasnetz regelt. 2008 wurde die Richtlinie überarbeitet und für alle Gase aus Biomasse erweitert. Das eingespeiste Gas muss dem Erdgas chemisch gleichen, um für alle Anwendungen uneingeschränkt verwendbar zu sein. Von Bedeutung für die Austauschbarkeit von Brenngasen ist dabei der Wobbeindex, der das Verhältnis Gas zu Luft und die

Brenneigenschaften in Form der Wärmelieferung an den Brenner charakterisiert. Er errechnet sich aus dem Quotient von Heizwert und der Quadratwurzel der relativen Dichte. Unter anderem müssen folgende Eigenschaften für eine unbeschränkte Einspeisung erfüllt sein [45] [42]:

- Methangehalt ≥ 96 Vol.-%
- Sauerstoffgehalt < 0.5 Vol.-%
- Schwefelwasserstoff < 5 mg/m³_N
- Wasserdampf-Taupunkt: unterhalb Bodentemperatur des Verteilnetzes bei maximal zulässigem Druck
- Zumischung des Odoriermittels Tetrahydrothiophen (THT) in Mengen zwischen 15 und 25 mg/m³_N

Die Qualitätsanforderungen des G13 unterscheiden eine beschränkte Zumischung in eine Transportleitung von der oben beschriebenen Einspeisung ins Erdgasverteilnetz. Abweichend darf der Methangehalt bei der Zumischung in eine Erdgastransportleitung auch etwas geringer sein, wenn eine gute Durchmischung gewährleistet ist und die obigen Anforderungen an der Übergabestelle ins Erdgasnetz bzw. bei der Versorgung des Gasgeräts erfüllt sind.

Treibstoff

In der Mineralölsteuerverordnung (MinöStV) wird festgelegt, wann Biogas als Treibstoff gilt [39]. Hier sind die Bestimmungen der G13 verankert. Die Anforderungen an die Verwendung von Biogas als Treibstoff entsprechen im Wesentlichen der für die Einspeisung ins Erdgasnetz geltenden Richtlinie (G13) [42], auch wenn die Abgabe teilweise direkt (also ohne den Zwischenschritt Erdgasnetz) erfolgt. In Absprache mit der SVGW wird bei der Direktabgabe lediglich auf die Zugabe eines Odoriermittels verzichtet, da das aufbereitete Biogas über einen charakteristischen Eigengeruch verfügt und Leckagen so problemlos erkannt werden. Eine THT-Zugabe, die im Erdgasnetz sinnvoll ist, um einen einheitlichen Geruch des Gasgemischs zu erzielen, ist deshalb bei der direkten Verwendung als Treibstoff nicht erforderlich.

2.3.2 Trends

Der Trend bei der Biogasnutzung zeigt derzeit in Richtung einer vermehrten Aufbereitung auf Erdgasqualität. Politische Unabhängigkeitsbestrebungen weg vom Import fossiler Energieträger und hin zu einheimischer Energieproduktion und der umweltpolitische Wille zu klimafreundlichen Technologien, die sich sowohl in der Schweiz als auch in der EU in Gesetzesinitiativen und Zielvorgaben äussern, schaffen entsprechende Voraussetzungen. Auch lässt sich gerade bei der Vermarktung als Treibstoff unter den momentanen Marktbedingungen eine hohe Wertschöpfung erzielen. Das Schweizerische Parlament hat in der Frühlingssession 2007 eine Mineralölsteuer-Gesetzesrevision zwecks Förderung alternativer Treibstoffe beschlossen. Durch Änderungen in der MinöStV können seit Juli 2008 Steuererleichterungen für Treibstoffe aus erneuerbaren Rohstoffen gewährt werden, wenn der Nachweis der positiven ökologischen Gesamtbilanz erbracht wird (Art. 19) [39]. Als positiv wird die Gesamtbilanz dann bewertet, wenn vom Anbau bis zum Verbrauch mindestens 40 % weniger Treibhausgase emittiert werden und gleichzeitig andere Umweltbelastungen nicht grösser sind als beim Verbrauch von fossilem Benzin (Art. 19b) [39]. Gemäss einer kontrovers diskutierten Studie der EMPA [48], können nur wenige biogene Rohstoffe und Verfahren diese Anforderungen erfüllen. Bioabfälle, Gülle und Klärschlamm – allesamt Hauptsubstrate der Biogasherstellung in der Schweiz – gehören aber zu den Rohstoffen, die diesen Zielkorridor mit passenden Verfahren gut erreichen können [48]. Mittelfristig rechnet der Bundesrat mit einem Angebot von 70 Millionen Liter Biotreibstoffen, das entspricht einem Prozent des gesamten Treibstoffverbrauchs in der Schweiz.

Die Europäische Union hat in ihrer Biokraftstoff-Richtlinie festgelegt, dass in allen Mitgliedsstaaten bis zum Jahr 2010 5,75 % des Kraftstoffverbrauchs durch Biokraftstoffe ersetzt werden sollen. Bis 2020 will man sogar einen zehnprozentigen Anteil aus biogenen Quellen erreichen. Dies kann durch Nutzung der Biotreibstoffe in Rein-Form oder als Beimischung erfolgen. Der Trend geht

derzeit weg von Agrodiesel, das jedoch den europäischen Biotreibstoff-Sektor weiterhin stark dominiert, hin zur Verwendung von Biogas. Deutschland, welches führend in der Agrodieselproduktion ist, hat seine Steuererleichterungen für Agrodiesel bereits stark zurückgefahren. Gleichzeitig sind seit 2006 Aufbereitungsanlagen für Biogas mit grossen Kapazitäten entstanden. Da Biogas in Deutschland vielfach mittels nachwachsender Rohstoffe erzeugt wird, wird auf Grund steigender Lebensmittelpreise und ethischer Überlegungen ein weiterer Ausbau der Biogasproduktion kontrovers diskutiert.

2.4 Übersicht über Biogas-Aufbereitungsverfahren

2.4.1 Prozessinterne Massnahmen und Verfahren zur Beeinflussung der Biogasqualität

Schwefelwasserstoff (H_2S) ist ein Nebenprodukt der Vergasung im Fermenter. Es ist nicht nur giftig, sondern auch stark korrosiv (Leitungen und andere Anlagenteile) und wird bei der Verbrennung zu Schwefeldioxid umgewandelt [35]. Es gibt prozessinterne Verfahren, die schon im Fermenter den Anteil von Schwefelwasserstoff stark herabsetzen:

Biologische Entschwefelung im Fermenter: Schwefelwasserstoff kann von Mikroorganismen, den Thiobazillen, welche ohnehin im Reaktor vorhanden sind, abgebaut werden. Die Thiobazillen setzen H_2S auf aerobem Weg zu Schwefelsäure und elementarem Schwefel um. Neben Schwefelwasserstoff benötigen die Bakterien auch Kohlenstoff, anorganische Salze (N, P, K) sowie Spurenelemente (Fe, Co, Ni), die im Fermenter in ausreichendem Masse vorliegen. Sauerstoff muss für den Abbau in den Gasraum eingeblasen werden [9]. Eine detaillierte Untersuchung landwirtschaftlicher Biogasanlagen im Rheinland (D) zeigte ein deutliches Absinken der Schwefelwasserstoff-Mengen im Rohgas durch die biologische Entschwefelung von im Schnitt 494 ppm auf 140 ppm. Gleichzeitig verminderte sich aber auch der Methananteil durch die eingeblasene Luft von 58,5 auf 52,7 Vol.-% [7].

Sulfidfällung: Nach Zugabe einer fertig vorgemischten Salzlösung aus Eisenchlorid oder Eisensulfat in den Fermenter, binden sich die Fe^{2+} -Ionen an die vorhandenen S^{2-} -Ionen und bilden das unlösliche Eisen(II)sulfid, das sich als Salz in der Vergärungsmasse ansammelt.

Biogasanlagen die thermophil (ca. 55 °C) statt mesophil (ca. 35 °C) betrieben werden, um beispielsweise den hydraulischen Durchsatz zu erhöhen, erzeugen durch die erhöhte Temperatur den Nebeneffekt einer geringeren CO_2 -Löslichkeit im Substrat. Das wiederum führt zu höheren Kohlendioxid-Anteilen im erzeugten Biogas, mindert also dessen Qualität. Ein weiterer Qualitätsparameter, nämlich eine im Zeitverlauf möglichst gleich bleibende Gasqualität, lässt sich durch unterschiedliche Betriebstechnik ebenfalls beeinflussen. Eine über den Tag verteilte, regelmässige Beschickung und Umwälzung dürfte zu homogenen Gasqualitäten führen als etwa die nur einmal tägliche Beschickung, die lange Umwälzzeiten zur Folge hat und damit beispielsweise die Schwimmschichten zerstört, was wiederum erhöhte Schwefelwasserstoff-Anteile im Gas zur Folge hat (siehe A3.3). Bei Anlagen mit einer Gaszwischen-speicherung kann der Nachteil einer heterogenen Gaszusammensetzung aufgefangen werden, da sich das Gas dort im Idealfall gut durchmischt. Anlagen mit keiner oder nur kleiner Zwischen-speicherungsmöglichkeit geben die schwankende Gaszusammensetzung direkt an den Brenner oder die Aufbereitungsanlage weiter.

In den meisten Fällen ist eine Grobentfeuchtung und Grobreinigung des Rohgases standardmässig in die Biogasproduktion integriert. Das aus dem Fermenter kommende warme Biogas trifft auf eine kühlere Umgebung z.B. im Erdreich. Die Unterschreitung der Taupunkttemperatur des Wasserdampfes lässt das Wasser kondensieren. Dazu werden Kondensatabscheider und Schmutzfilter (gegen mitgerissene Feststoffe) verwendet.

2.4.2 Massnahmen und Verfahren zur Entfernung von Störkomponenten

Für die Verwendung in Erdgasleitungen oder zur Betankung von Fahrzeugen ist Rohbiogas auch nach prozessinternen Massnahmen (siehe Abschnitt 2.4.1) noch zu feucht, enthält zu viele Schwefelverbindungen und besitzt durch den hohen CO₂-Gehalt zu wenig Energieinhalt. Die Reinigung des Biogases erfolgt in der Regel in den Schritten Entschwefelung, Trocknung und Abtrennung von CO₂. Soll das Reingas in das Erdgasnetz eingespeist werden, sind zusätzlich eine Verdichtung sowie eine Odorierung mit THT (15-25 mg/m³) nötig.

Entschwefelung

Ob eine Entschwefelung der Kohlendioxidabscheidung vorgeschaltet werden muss, ist verfahrensabhängig. Bei der Gaswäsche und dem PSA-Verfahren ist sie obligatorisch, da sich Schwefelwasserstoff irreversibel an die Adsorberoberflächen bzw. an die Böden der Trennkolonnen bindet [40]. Für die Druckwasserwäsche ist sie dagegen nicht nötig, da die Feinent Schwefelung gleichzeitig mit der Methananreicherung stattfindet [20].

Neben den genannten prozessinternen Massnahmen sind folgende Verfahren zur Entschwefelung üblich und Stand der Technik [6] [40]:

Aktivkohle: Durch eine katalytische Oxidation wird der an der Aktivkohleoberfläche adsorbierte Schwefelwasserstoff entfernt. Durch eine Imprägnierung der Aktivkohle kann man eine Erhöhung der Reaktionsgeschwindigkeit erreichen. Als Imprägnierung eignen sich Kaliumjodid (bei Vorhandensein von Sauerstoff und Wasser), Kaliumcarbonat (bei Temperaturen über 50 °C und Vorhandensein von Wasserdampf und Sauerstoff) oder Kaliumpermanganat (zur Feinent Schwefelung) [20] [9].

Chemische Fällung (Adsorption an eisenhaltiger Masse): Bei diesem Verfahren werden Eisenoxide oder Eisenhydroxide eingesetzt, an die sich H₂S unter Bildung von Eisensulfiden bindet. Die Eisenmassen, die bei diesem Vorgang verbraucht werden, müssen periodisch durch Luftfeinblasung regeneriert werden. Bei kontinuierlichem Betrieb sind also zwei parallel geschaltete Reinigungseinheiten nötig [20] [9].

Trocknung

Für Trocknungsschritte, die über die Grobentfeuchtung hinausgehen, kommen mehrere Verfahren in Frage. Meist haben sie als positiven Nebeneffekt auch ein weiteres Absinken des Ammoniakgehalts zur Folge [40]:

Kondensation: Durch Einsatz von Kühlenergie wird das im Gas vorhandene Wasser kondensiert und über Zentrifugalkräfte abgeschieden. Die Temperaturen können auf max. 0.5 °C abgesenkt werden (sonst droht ein Vereisen des Kondensats), womit eine Trocknung auf einen Taupunkt von 5 °C erreicht wird. Dem Vorteil nicht benötigter Absorptions- oder Adsorptionsmittel steht der Nachteil eines energieaufwändigen Kühlprozesses gegenüber, der den nachgelagerten optimalen Aufbereitungsschritten entgegenläuft [35].

Adsorption: Für die Adsorptionsvorgänge sind möglichst grosse Kontaktflächen von Vorteil. Der Bindungseffekt von Wasserdampf kann auf der Struktur von Aktivkohle, Silicagel, Aluminiumoxid oder Molekularsieben basieren, die von Zeit zu Zeit regeneriert werden müssen (Einsatz von mindestens zwei Adsorbern im kontinuierlichen Betrieb). Auf diese Weise können im Gegensatz zur Kondensation Taupunkte von -60 °C erreicht werden, allerdings auch zu erheblich höheren Kosten [35].

Absorption: Bei dem vor allem in der Erdgasindustrie verbreiteten System der Glykolwäsche wird Monoethylenglykol (MEG) oder Triethylenglykol (TEG) als Absorber eingesetzt. Das Glykol muss anschliessend bei ca. 200°C regeneriert werden. Von Nachteil sind zusätzliche Kosten durch den

Glykolkreislauf und die Giftigkeit des Absorbermittels, vorteilhaft ist das Erreichen von Taupunkten von etwa -15 °C [35].

CO₂-Abtrennung

Von den zurzeit angewandten Verfahren zur Kohlendioxid-Abtrennung entfällt der Grossteil auf die Druckwasserwäsche (in Schweden ca. 80-90 % [20]) und die Druckwechseladsorption. Andere Waschverfahren, vor allem auf Basis Glykol, sind ebenfalls verbreitet und Stand der Technik [6] [3]:

Druckwechseladsorption (PSA): Bei diesem Trocken-Anreicherungsverfahren wird die unterschiedlich starke Adsorption von CH₄ und CO₂ bei erhöhtem Druck an einem Kohlenstoffmolekularsieb (oder Zeolith) ausgenutzt. Das Rohgas wird auf ca. 5-10 bar verdichtet und dann in den Adsorber geführt. Die vier Zyklen Adsorption, Entspannung, Evakuierung und Druckaufbau finden in der Regel parallel also in mindestens vier, heute meist sechs Adsorbern statt. Durch die Einführung weiterer Gleichstrom- oder Gegenstrom-Spülzyklen sowie durch Teilrückführung des Abgases lässt sich die Methanausbeute steigern. Der Energiebedarf ist im Vergleich zu anderen Verfahren eher gering, der Betrieb unproblematisch, der Wartungsaufwand gering und die Standzeiten sind nahezu unbegrenzt [20]. Die Methanausbeute ist höher als bei Membrantrennanlagen, aber geringer als bei kryogenen und absorptiven Verfahren [20]. Von Vorteil ist, dass neben Kohlendioxid auch andere Komponenten verringert werden: Wasser wird bis zu einem Taupunkt von -70 °C (so dass keine weitere Trocknung nachgeschaltet werden muss [40]), Stickstoff und Sauerstoff zumindest teilweise entfernt. Auch FCKWs, flüchtige organische Bestandteile und Siliziumverbindungen werden beseitigt [37]. Eine Besonderheit bei den PSA-Anlagen stellt die QuestAir-Technologie dar, welche mit rotierenden Ventilen arbeitet. Dadurch sind sehr kurze Adsorptionszyklen möglich, die eine hohe Gasreinheit gewährleisten.

Druckwasserwäsche: Das Verfahren beruht auf der unterschiedlichen Löslichkeit von Methan und Kohlendioxid in Wasser. Zur Aufbereitung auf Erdgasqualität ist ein Druck von ca. 9 bar erforderlich. Die Aufnahme des CO₂ erfolgt im Allgemeinen über eine Gegenstrom-Kolonne, die durch ungeordnete Schüttung möglichst grosse Kontaktfläche bietet. Die Regenerierung des Waschwassers erfolgt durch Druckabsenkung. Eine grössere Reinheit des Reingases lässt sich erreichen, wenn stets frisches Wasser verwendet wird, falls dieses günstig zur Verfügung steht. Daher eignet sich dieses Verfahren besonders für Kläranlagen und ist in Schweden, wo die Biogasaufbereitung häufig an Kläranlagen angeschlossen ist, entsprechend dominant vertreten. Eine in situ Vorentschwefelung ist nicht nötig. Vorteile des Verfahrens sind ausserdem seine grosse Flexibilität bezüglich der zu verarbeitenden Gasmenge, leichte Wartung, Zuverlässigkeit, Praxiserprobung sowie die geringen Kapital- und Betriebskosten. Nachteilig ist der grosse Energiebedarf für die Umwälzung der üblicherweise grossen Waschwassermengen [20].

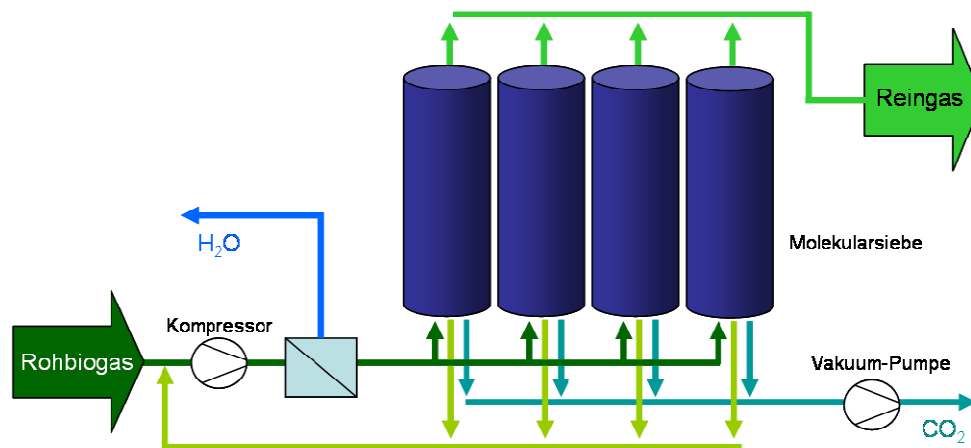
Andere Absorptive Verfahren: neben der häufig eingesetzten Druckwasserwäsche gibt es weitere Waschverfahren mit anderen Absorptiven. Bei diesen Trennverfahren wird das Biogas mit geeigneten Flüssigkeiten in Kontakt gebracht, in welche Teilkomponenten (im Falle von Biogas: Schwefelverbindungen, Kohlendioxid) absorbiert werden. Man unterscheidet je nach Bindungstyp der Gasteilchen an die Flüssigkeit zwischen Verfahren, die physikalisch wirken (z.B. Polyethylenglykoldimethylether als Absorptiv wie bei den Markennamen Selexol oder Genosorb) und solche die chemisch wirken (Monoethanolamin, Pottasche-Wäsche usw.). Als nachteilig werden die bei einigen Lösungsmitteln sehr hohen Betriebskosten (Lösungsmittelverbrauch) genannt, die erst bei sehr grossen Durchsätzen Wirtschaftlichkeit erlauben sowie ein hoher Wartungsaufwand und eine geringe Flexibilität gegenüber schwankenden Rohgasmengen [40]. Vorteilhaft ist ein kontinuierlicher Betrieb [20] und die bei der chemischen Absorption sehr hohe Ausbeute bei äusserst geringem Methanschleupf [20] [40]. Im Vergleich zur Druckwasserwäsche erreicht man auch mit dem physikalisch wirkenden Absorbens Polyglykoether (Selexol) eine etwa drei mal höhere Bindung von CO₂, was einen geringeren Waschmittelbedarf und durch den geringeren Umwälzungsaufwand auch einen deutlich reduzierten Energieverbrauch zur Folge hat [38].

Fact Sheet Druckwechseladsorption (PSA)

Prinzip:

Die Druckwechseladsorption (engl. Pressure Swing Adsorption, PSA) ist ein Trocken-Anreicherungsverfahren, das die schnellere und stärkere Adsorption von Kohlendioxid (im Vergleich zu Methan) an Kohlenstoffmolekularsiebe oder Zeolithe bei erhöhtem Druck (ca. 5-10 bar) ausnutzt. PSA-Anlagen bestehen in der Regel aus vier bis sechs parallel geschalteten Adsorptionseinheiten, die im Wechsel jeweils die Zyklen Adsorption, Entspannung, Evakuierung und Druckaufbau durchlaufen. Durch die Einführung weiterer Gleichstrom- oder Gegenstrom-Spülzyklen sowie durch Teilrückführung des Abgases (Überschussgas) lässt sich die Methanausbeute steigern.

Schema:



Vor- und Nachteile:

- | | |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> + kein Anfall von Abwasser + Eignung für kleine Anlagenkapazitäten + hohe Standzeiten der Adsorbentien + geringer Wartungsaufwand | <ul style="list-style-type: none"> – Entsorgung der Aktivkohle – Vorentschwefelung nötig |
|--|--|

Anlagen in der Schweiz:

Standort	Substrat	Baujahr	Hersteller	Menge Rohbiogas
Bern	Klärschlamm	2007	CarboTech	300 m ³ _N /h
Widnau	Hofdünger, Gemüse, Grüngut, Speiseabfälle	2007	Verdesis (QuestAir)	200 m ³ _N /h
Emmen	Klärschlamm	2005	CarboTech	140 m ³ _N /h
Bachenbülach	Grüngut, Speiseabfälle, u.a.	1998	CarboTech	100 m ³ _N /h
Rümlang	Grüngut, Speiseabfälle, u.a.	1998	CarboTech	20 m ³ _N /h
Otelfingen	Grüngut, Speiseabfälle, u.a.	1998	CarboTech	45 m ³ _N /h
Samstagern	Grüngut, Speiseabfälle, u.a.	1997	CarboTech	100 m ³ _N /h

Lieferanten Schweiz:

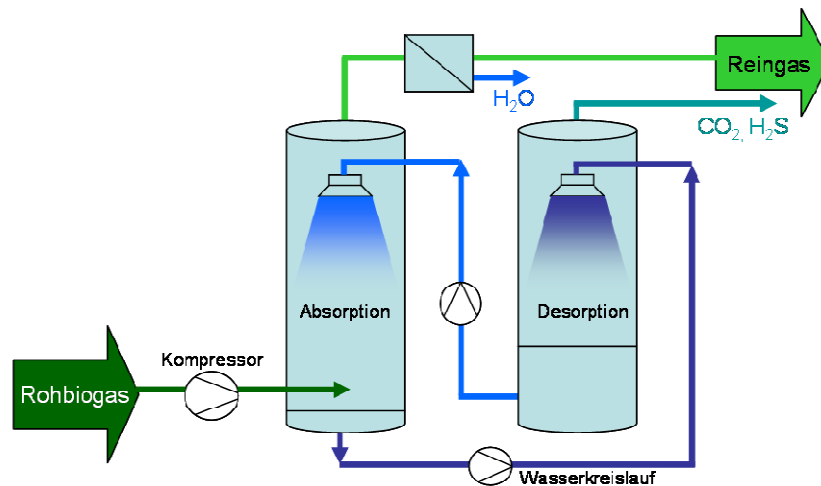
CarboTech Engineering GmbH (D, Essen)
 Verdesis Suisse SA, Aarau (Lizenznehmer QuestAir)
 QuestAir Technologies Inc. (Kanada)

Fact Sheet Druckwasserwäsche (DWW)

Prinzip:

Das Verfahren beruht auf der unter Druck stark unterschiedlichen Löslichkeit von Methan und Kohlendioxid in Wasser. Zur Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität ist ein Druck von ca. 8-12 bar erforderlich. Die Aufnahme des CO_2 geschieht normalerweise über eine Gegenstrom-Kolonne, die durch ungeordnete Schüttung möglichst grosse Kontaktfläche bietet. Die Regenerierung des Waschwassers erfolgt durch Druckabsenkung (siehe Schema). Eine grössere Reinheit des Reingases lässt sich erreichen, wenn statt einer Regenerierung des Waschwassers stets frisches Wasser verwendet wird.

Schema:



Vor- und Nachteile:

- | | |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> + keine Vorentschwefelung + grosse Flexibilität in der Gasmenge + leichte Wartung + Zuverlässigkeit + geringe Kapital- und Betriebskosten | <ul style="list-style-type: none"> – grosser Energiebedarf – erst bei grösseren Anlagen rentabel – hoher Wasserverbrauch |
|---|---|

Anlagen in der Schweiz:

keine

Lieferanten Schweiz:

Keine bekannt

Lieferanten Europa:

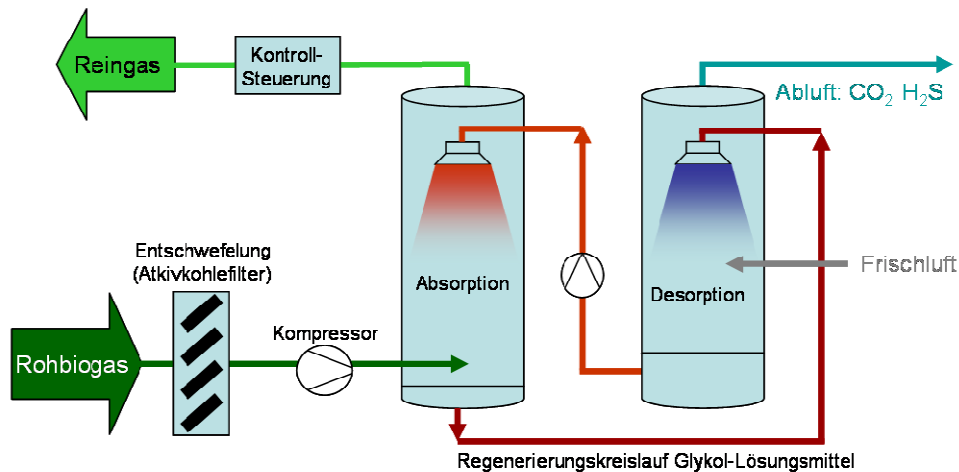
Flotech, Schweden
 Malmberg, Schweden
 RosRoca, Deutschland (Lizenznehmer)

Fact Sheet Glykolwäsche

Prinzip:

Bei diesem Trennverfahren wird das Biogas mit Polyethylenglykoldimethylether (Markennamen Selexol oder Genosorb) in Kontakt gebracht, in welche Kohlendioxid unter Druck (ca. 8 bar) in weitaus höheren Mengen absorbiert wird als Methan (physikochemisorptives Verfahren). So wird das Rohbiogas beim Durchströmen durch die Absorptionskolonne aufgereinigt. Die gesättigte Waschflüssigkeit setzt das gebundene Gas nach Druckentspannung in der Desorptionskolonne wieder frei (Sektflaschenprinzip). Das auf diese Weise regenerierte Lösungsmittel wird nun wieder in die Absorptionskolonne geleitet.

Schema:



Vor- und Nachteile:

- + hohe CO₂-Absorption (3-fach von DWV)
- + geringer Waschmittelbedarf
- + relativ geringe Energiekosten für Umwälzung
- hoher Wartungsaufwand
- geringe Flexibilität bei Gasmenge
- Vorentschwefelung nötig

Anlagen in der Schweiz:

Standort	Substrat	Baujahr	Hersteller	Menge Rohbiogas
Jona	Grünschnitt, Gartenabfälle	2005	Sterling Fluid Systems	60 m ³ _N /h
Pratteln	Grüngut, Speiseabfälle	2006	Sterling Fluid Systems	150 m ³ _N /h

Lieferanten Schweiz:

Sterling Fluid Systems Schweiz (Schaffhausen)

2.4.3 Entwicklung neuer Aufbereitungsverfahren

Membrantrennverfahren: Triebkraft bei Membrantrennprozessen ist ein Druckgefälle bzw. eine unterschiedliche Löslichkeit und Diffusionsgeschwindigkeit von Gasen über der Membran. Die Permeabilität von Kohlendioxid im Vergleich zu Methan ist ca. 20 Mal und die von Schwefelwasserstoff ca. 60 Mal höher. Um den Trennvorgang zu beschleunigen, wird mit einem Druck von 25 bis 40 bar gearbeitet.

Zurzeit wird das Verfahren wenig eingesetzt, da es sich noch in der Testphase befindet. In den Niederlanden wurden in den 90er Jahren in Collendoorn und Vasse Pilotanlagen errichtet. Von Vorteil ist der nahezu wartungsfreie Betrieb [20], nachteilig scheinen geringe Standzeiten der Membranen und eine Wirtschaftlichkeit erst ab Volumenströmen von mehr als 500 m³/h [17]. Dennoch wurde in Österreich, in Bruck a. d. Leitha, nun (2007) eine Membrantrenn-Anlage in Betrieb genommen, die auf eine Aufbereitung von weniger als 200 m³ Rohgas ausgelegt ist.

Niederdruck-Membranabsorption (nasse Membrantrennung): Hierbei handelt es sich um eine Kombination aus Gaswäsche und Membrantrennverfahren. Das Kohlendioxid wird auf Grund unterschiedlicher Permeationsraten von einer mikroporösen, hydrophoben Membran bzw. Membranmodulen abgetrennt und anschliessend von einer Waschflüssigkeit absorbiert. Die Niederdruck-Membranabsorption stellt hinsichtlich der Investitionskosten eine sehr teure Variante dar, liegt aber im Bereich der Betriebskosten (geringer Stromverbrauch, hohe Methanausbeute) in einem günstigeren Bereich als die PSA-Technologie und die Druckwasserwäsche, weshalb die Verfahrenskosten in der Summe etwa gleich hoch sind [9]. Das Verfahren ist im Entwicklungsstadium, wird aber bereits in Pilotanlagen realisiert.

Kryogene Gastrennung: Die kryogene Gastrennung macht sich den Umstand zunutze, dass die einzelnen Komponenten von Biogas unterschiedliche Kondensationstemperaturen besitzen. So wird CO₂ bei einem Druck von 50 bar bei 15 °C flüssig, Methan erst bei -80 °C [35]. Zur Auftrennung von Methan und Kohlendioxid bedient man sich einer kryogenen Trennstufe. Durch Fremdkälte und Entspannungskälte wird das Gasgemisch auf die für die Trennung notwendigen Temperaturen abgekühlt. Die eigentliche Trennung von CH₄ und CO₂ erfolgt mit Hilfe der klassischen Rektifikationstechnik und dem Einsatz von Mikrowärmetauschern [9]. Die kryogene Gastrennung ist im Hinblick auf die Biogasaufbereitung noch nicht praxiserprobt und benötigt einen hohen Energieeinsatz und Kapitalaufwand. Die Produkte fallen in einer sehr hohen Reinheit an [20].

Drucklose Waschverfahren: Neben den etablierten Waschverfahren wurden in jüngster Zeit alternative Wäscher entwickelt, die ohne Druck arbeiten und mit dem Versprechen beworben werden, minimierte Methanverluste von weniger als 0.1 % zu erreichen. Das vorgereinigte Biogas wird in einem Wäscher drucklos z.B. mit einer Amin-Waschlösung (BCM- bzw. BTM-Verfahren) oder dem so genannten BlueSky (Verfahren der Karl-Steiger GmbH) in Kontakt gebracht. Dabei wird das enthaltene CO₂ fast vollständig (<0,5 Vol.-%) entfernt. Die mit CO₂ beladene Waschlösung muss in einer Regenerationseinheit erhitzt werden, um das chemisch gebundene CO₂ in dem Abscheider wieder von der Waschlösung abzutrennen bzw. mit Wasserdampf auszustrippen (BlueSky). Aus der Waschlösung und dem anfallenden CO₂, das auch Spuren von Wasserdampf enthält, kann Wärme zurück gewonnen werden. Erdgas Zürich hat die erste Aminwäsche-Aufbereitungsanlage der Schweiz in Obermeilen im Juli 2008 in Betrieb genommen.

2.4.4 Heutige Aufbereitungsanlagen

Von den oben beschriebenen Anlagen-Typen zur Biogasaufbereitung (nach Stand der Technik) existieren in der Schweiz und in Europa sowie im aussereuropäischen Ausland bereits viele Ausführungen. Im Folgenden werden die Schweizer sowie beispielhaft einige ausländische Anlagen vorgestellt:

Anlagen in der Schweiz

In der Schweiz wurden Ende der 90-er Jahre von der Firma Kompogas in Rümlang, Otelfingen, Samstagen und Bachenbülach Aufbereitungsanlagen installiert, welche Veredlungskapazitäten von bis zu 60 m³_N/h aufweisen. In Samstagen und Bachenbülach wird das Reingas ins Erdgasnetz eingespeist, wohingegen es Rümlang und Otelfingen direkt für Treibstoffzwecke bereitstellen. In einer zweiten Bauwelle seit 2005 entstanden und entstehen Anlagen in Jona, Emmen, Pratteln, Romanshorn, Bischofszell, Obermeilen, Widnau und Bern. Auch die neuen Anlagen weisen im Vergleich zu Schweden und Deutschland moderate Einspeisevolumina von meist nicht mehr als 150 m³_N/h auf. Weitere Biogasprojekte mit Einspeisung ins Erdgasnetz sind in Utzenstorf, Lavigny, Herrenschwanden, Urdorf, Frauenfeld, Littau und Inwil („SwissFarmerPower“) geplant.

Rümlang: In der Biogasanlage der Firma Kompogas werden pro Stunde ca. 100 m³_N/h Rohbiogas mit einem Methangehalt zwischen 55 und 60 % produziert. Ein Teil dieser Gasmenge (ca. 20 m³_N/h) wird in einer Biogasaufbereitungsanlage auf Erdgasqualität (Methangehalt: 98%) veredelt. Bis Ende 1997 arbeitete Rümlang mit Druckwasserwäsche, seit Anfang 1998 mit einer Druckwechseladsorption, allerdings mit nur zwei Adsorbern (Versuchsanlage mit diskontinuierlichem Produktgasstrom). Nach der Aufbereitung wird das Biomethan bis zur weiteren Verwendung (Kraftstoffnutzung) auf 250 bar komprimiert und gelagert.

Otelfingen: In der Anlage werden jährlich 14.000 t Grüngut sowie Speiseabfälle verwertet und täglich ca. 5'000 - 6'000 m³ Biogas produziert. Seit 1998 wird über eine Druckwechseladsorptionsanlage, mit einer Kapazität von 45 m³_N/h, ein Teil des Biogases zum Betrieb einer Gastankstelle [20] aufbereitet. Auch hier erfolgt keine Einspeisung ins Erdgasnetz, da ein naher Leitungszugang fehlt.

Samstagen: Erste Aufbereitungs- und Einspeiseanlage der Schweiz. Seit 1997 werden Grünabfälle in der Kompogasanlage in Samstagen über eine Druckwechseladsorptionsanlage zu Erdgasqualität aufbereitet, ins Leistungsnetz der Erdgas Zürich eingespeist und heute unter dem Markennamen Naturgas als Treibstoff vermarktet [45]. Die Anlage liefert etwa 60 m³_N/h aufbereitetes Biogas.

Bachenbülach: Die Anlage in Bachenbülach ähnelt der in Samstagen und hat etwa die gleiche Grösse (ca. 60 m³_N/h). Sie wurde 1998 in Betrieb genommen.

Emmen (ARA Region Luzern): Teile des in der Kläranlage ARA Region Luzern gewonnenen Biogases werden seit Januar 2005 über eine Druckwechseladsorptionsanlage der Firma CarboTech Engineering GmbH ins Erdgasnetz eingespeist. Pro Stunde kann diese Anlage 140 m³_N Roh-Biogas zu 87 m³_N Reingas aufbereiten. Die Anlage wird allerdings nur Teillast gefahren, so dass sich Einspeisevolumina von etwa 65 m³_N/h ergeben. Die Methanschluß-Messungen dieser Studie wurden in der Emmer Anlage durchgeführt. Details zur Anlage und ihren Besonderheiten finden sich deshalb im Kapitel 3.

Jona („Engelhölzli“): Die Anlage mit dem Funktionsprinzip der Gaswäsche auf Glykolbasis (Genosorb) wurde von der Firma Sterling Fluid Systems Schweiz (Schaffhausen) geliefert und von der Erdgas Zürich AG im Januar 2006 in Betrieb genommen. Die Anlage kann 30-60 m³_N/h Rohbiogas verarbeiten. Die Anlage befindet sich seit November 2006 in einer längeren Umbauphase und wird voraussichtlich im Herbst 2008 wieder ihren Betrieb aufnehmen.

Pratteln: im April 2006 wurde die ebenfalls von Sterling Fluid Systems gelieferte Biopoweranlage eröffnet. Betreiber der Glykolwäsche-Anlage sind die Werke Basel IWB und die Elektra Baselland EBL. Die Anlage, die pro Stunde ca. 100 m³ gereinigtes Biogas ins Erdgasnetz einspeisen kann, hatte in den ersten Monaten mit erheblichen Problemen zu kämpfen, da die geforderte Methanreinheit nicht erreicht werden konnte. Mittlerweile läuft die Anlage, ein Ausbau ist geplant.

Widnau: In Widnau entstand 2007 die erste landwirtschaftliche Biogasanlage der Schweiz, die aufbereitet und ins Erdgasnetz einspeist. Hauptsubstrat ist Hofdünger, ergänzt von Gemüseabfällen, Grüngut und Speiseresten. Die PSA-Anlage der Firma Verdesis wird von der RhyBiogas AG betrieben, welche das aufgereinigte Biogas in das Netz der GRAVAG einspeist. Die Einspeisevolumina schwanken zwischen 30 und 100 m³ Reingas pro Stunde.

Bern: an die ARA Region Bern wurde 2007 von der Firma CarboTech eine PSA-Anlage mit sechs Adsorbereinheiten geliefert. Sie ist seit Anfang 2008 in Betrieb und bereitet bis zu 300 m³_N/h Klärgas auf, das mit zwei parallelen Entschwefelungsanlagen vorgereinigt wird. So werden max. 200 m³_N/h Reingas mit einem Methangehalt von 98 % in das Erdgasnetzes eingespeist. Das Gas wird regional durch die gasbetriebenen Berner Stadtbusse genutzt.

Obermeilen: das Klärgas der ARA Obermeilen wird seit Juli 2008 in der ersten Schweizer Aufbereitungsanlage mittels (druckloser) Aminwäsche veredelt und ins Erdgasnetz eingespeist. Das maximale Aufbereitungsvolumen von 100 m³_N Rohgas pro Stunde wird derzeit nicht voll ausgeschöpft (etwa 60 m³_N/h). Die Anlage der DGE, Wittenberg (D), wird von der Erdgas Zürich AG betrieben. Der bisherige Betrieb zeigte eine flexible, gut funktionierende Technik mit Methananteilen im Reingas, welche stets über 96 % lagen. Die von SVGW und Uni Leipzig durchgeführten Messungen ergaben Methanschlußpfwerte unter 0.5 %.

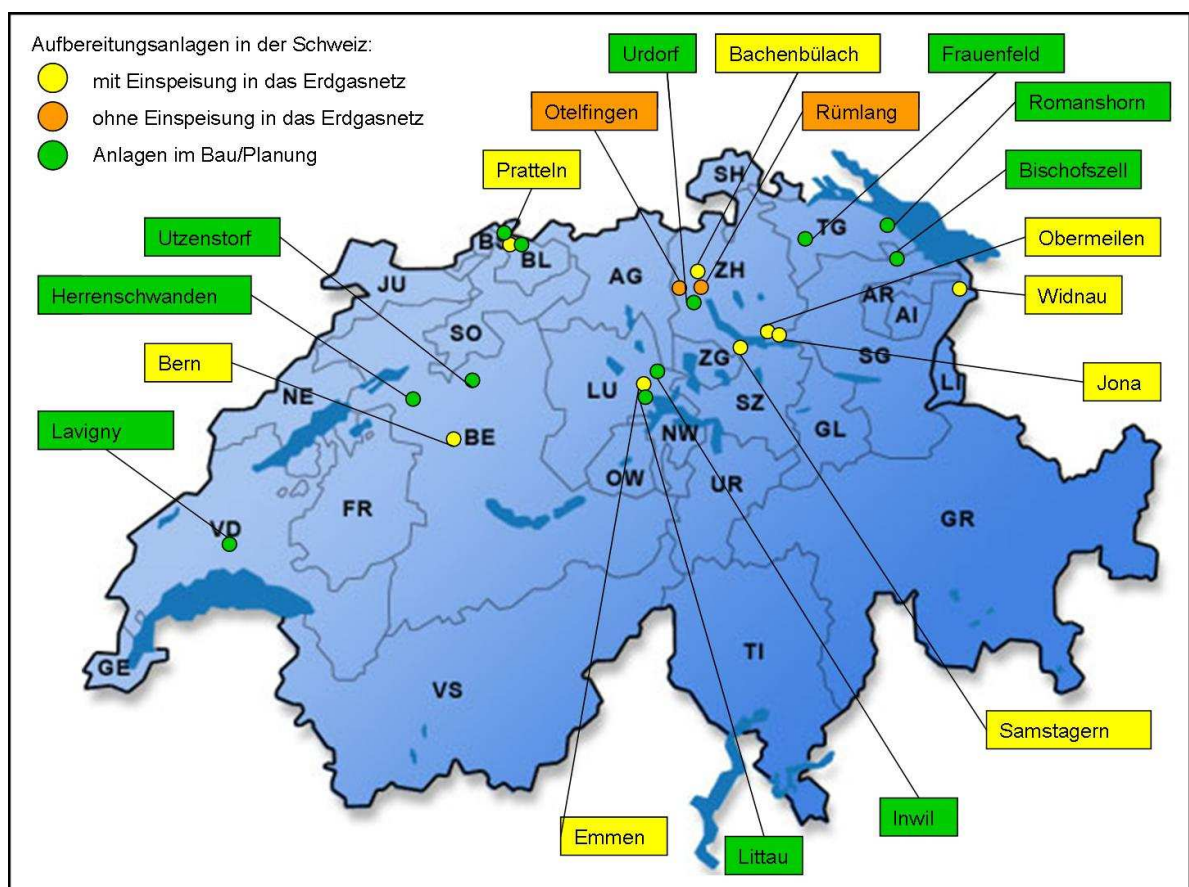


Abbildung 1: Realisierte und geplante Aufbereitungsanlagen in der Schweiz (Stand Mitte 2008)

Anlagen weltweit

In Europa existieren mehr als 70 Anlagen zur Aufbereitung von Biogas mit einer Gesamtleistung von über 125 MW Rohgas-Brennstoffwärmeleistung (Stand Anfang 2006) mit stark steigender Tendenz [32]. Der überwiegende Teil wird als Treibstoff für Kraftfahrzeuge genutzt, jedoch bei weitem nicht alles Reingas wird dazu ins Erdgasnetz eingespeist [20]. Die eingesetzten Verfahren sind in erster Linie Druckwasserwäsche und Druckwechseladsorption, es existieren aber auch einige Anlagen mit Glykolwäsche. Anlagentypen mit Waschverfahren auf Basis Monoethanolamin sind dagegen nicht verbreitet, obwohl die in Stuttgart Mühlhausen (1984 bis 1999) betriebene weltweit erste Anlage auch wirtschaftlich ein Erfolg war: die Investitionskosten von 770'000 Euro bei einer stündlichen Gasproduktion von 500 m³ amortisierten sich bereits nach 10 Jahren [22].

Neben der Schweiz werden vor allem in Schweden und seit kurzem auch in Deutschland Biogasaufbereitungsanlagen betrieben: in Schweden stehen mit 31 Anlagen die meisten europäischen Betriebe [34]. Aber auch in Frankreich, Dänemark, den Niederlanden (teils Biogas, teils Deponiegas) und in Norwegen existieren Anlagen. Seit Juli 2005 hat auch Österreich mit Pucking eine Anlage zur Einspeisung von gereinigtem Biogas. Der Betrieb der in Deutschland Ende der 80er und Anfang der 90er Jahre errichteten (Pilot-)Anlagen wurde fast vollständig wieder eingestellt. In den letzten drei Jahren sind die Aktivitäten zur Biogasaufbereitung aber im Zuge des Erneuerbare-Energien-Gesetzes wieder mit voller Kraft aufgenommen worden. Die erste deutsche Biogastankstelle ist seit Juni 2006 in Jameln in Betrieb. Seit Dezember 2006 speisen die Biogasanlagen in Pliening und Straelen ins Erdgasnetz ein und gaben den Auftakt für zahlreiche weitere Anlagen mit meist sehr grossen Einspeisevolumina. Andere europäische Länder ziehen nach: Davon zeugen die Planungen für Einspeiseanlagen im Liechtensteinischen Balzers und im Luxemburgischen Schiffingen [9]. In Spanien kommt zur Deponiegasanlage Vacarisses bei Barcelona (chemische Absorption) nun eine weitere Aufbereitungsanlage in der Nähe von Madrid (Druckwasserwäsche). Beide Anlagen sind für die Versorgung von Gastankstellen und nicht zur Netzeinspeisung konzipiert [34].

Ausserhalb Europas gibt es derzeit noch wenige Aufbereitungsanlagen für Biogas. In Nordamerika existieren vor allem Anlagen, die Deponiegas aufbereiten wie z.B. im kanadischen Berthierville (Membrantechnik) und an den US-amerikanischen Standorten Los Angeles, Pittsburg (beide Membrantechnik), Houston, Staten Island (beide Selexol), Cincinnati, Dallas (beide PSA), Pittsburg, Shawnee (physik. Absorption) und Dayton (Krysol). Die im Bundesstaat Washington gelegene DWW-Anlage in Renton wird dagegen über Klärgas versorgt [34]. In Vancouver (Kanada) läuft eine Demonstrationsanlage, die mit PSA-Technik arbeitet. Die Schweizer Firma Verdesis ist gemäss eigener Angaben zurzeit dabei, Gesamtanlagen, die auf PSA-Technik der Firma QuestAir beruhen, in den USA anzubieten und zu installieren. In Christchurch (Neuseeland) existiert eine Aufbereitungsanlage (Druckwasserwäsche), die eine Tankstelle versorgt, und auch in Japan hat man eine DWW-Anlagen zur Versorgung von Gasautos errichtet: die 2004 in Kobe in Betrieb genommene Aufbereitungsanlage wurde 2007 erweitert.

Im Folgenden werden einige Beispiele ausgewählter Anlagen vorgestellt:

Laholm Biogas AB (Schweden): die Biogasaufbereitungsanlage mittels Druckwäsche arbeitet mit Polyglykoletherlösung (Selexol) und ist seit 2001 in Betrieb. Nach einer Erweiterung der Anlage 2002 werden 450 m³/h Reingas produziert, zu dem anschliessend 5-10 % Propangas beigemischt werden [1]. Das Reingas wird bei absinkender Wärmelast des BHKW in die lokalen Niederdruckgasleitungen eingespeist [28]. In einer Fallstudie aus dem Jahr 2005 wurde aufgezeigt, dass jährlich Reingas mit einem Energieinhalt von 18'000 MWh in das lokale Gasnetz eingespeist werden kann, womit ein Biogaseanteil von 30 % erreicht wird [26].

Linköping (Schweden): Beim Joint Venture mit Beteiligung landwirtschaftlicher Unternehmen und der Stadtwerke Linköping werden seit Beginn der Biogasaufbereitung (2002) kontinuierlich die Kapazitäten erhöht. Aktuell existieren fünf Anlagen, wovon eine mit Druckwechseladsorption und vier mit Druckwäsche (Selexol) arbeiten. Der Methangehalt im Reingas ist mit 98-99 % sehr hoch

[9]. Insgesamt ist eine jährliche Produktion von 6 Mio. m³ Biomethan anvisiert, mit dem drei öffentliche Tankstellen sowie eine Bustankstelle versorgt werden. Mittlerweile verkehrt auch ein Biogas betriebener Zug zwischen Linköping und Västervik [15].

Stockholm (Schweden): Für die Stockholmer Stadtwerke erstellte die Firma Malmberg Vatten im Jahre 2001 am Gelände der Kläranlage Broma eine Biogasaufbereitungsanlage. In der Kläranlage werden jährlich 400'000 m³ Roh-Biogas (Methangehalt: 65-70 %) gewonnen. Seit 2001 wird das vormals abgefackelte Biogas zu der installierten Biogasaufbereitungsanlage geleitet, wo es mittels Druckwasserwäsche unter Verwendung von gereinigtem Abwasser auf Erdgasqualität (Methangehalt: 98 %) gebracht wird. Die Produktionskapazität der Aufbereitungsanlage liegt bei 400 m³_N pro Stunde. 2004 wurde eine weitere Anlage in Betrieb genommen, die eine Produktionskapazität von 600 m³_N pro Stunde aufweist. Eine zusätzliche Erweiterung (PSA-Anlage) ist im Bau. Mit dem aufbereiteten Gas wird zur Wärme- und Kochgasversorgung eines nahe gelegenen Wohngebiets sowie für Biogastankstellen verwendet.

Neben diesen Betrieben stehen in Schweden unter anderem in Eslöv, Eskilstuna, Jönköping, Kalmar, Kristianstad, Skelleftea, Norrköping, Göteborg, Trolhättan und Uppsala Druckwasserwäsche-Anlagen und in Lilla Edet, Filborna und Helsingborg PSA-Anlagen [22].

Tilburg (Niederlande): Seit 1986 ist auf dem Gelände einer Mülldeponie eine Biogasaufbereitungsanlage betrieben. Bei einer im Normalfall rund 80 %-igen Auslastung der Anlage werden pro Stunde rund 2'100 m³_N Rohgas produziert. In der Gasaufbereitungsanlage werden davon ungefähr 1300 m³_N/h aufgereinigt. Das mittels Druckwasserwäsche aufbereitete Reingas weist mit 88 % Methangehalt eine relativ niedrige Reinheit auf.

Weitere Anlagen in den Niederlanden stehen auf den Deponiestandorten Vasse (bis 1998), Wolvega, Nuenen, Collendoorn und Wijster [38] [9] [22] [10].

Lille (Frankreich): Die Biogasanlage der Kläranlage von Marquette, bei der täglich 15'000 m³ Rohbiogas anfallen, ist seit 1990 in Betrieb. 1995 wurde eine Biogasaufbereitungsanlage der Firma Flotech installiert, um den abgefackelten Überschuss des Rohgases (ca. 3'000 m³ pro Tag) zu nutzen. Die Gasreinigung in dieser Anlage erfolgt über das Verfahren der Druckwasserwäsche, bei der für die Aufbereitung nur vorhandenes, aufbereitetes Abwasser aus der Kläranlage verwendet wird. Die Kapazität der Biogasaufbereitungsanlage beträgt 100 m³ Roh-Biogas pro Stunde, woraus 50 bis 55 m³_N Biogas mit einem Methangehalt von 97.5 % gewonnen werden können [9].

Weitere französische Aufbereitungsanlagen, die wie die Anlage in Lille Gas für Motorfahrzeuge zur Verfügung stellen, stehen in Chambéry und Tours [22].

Pucking (Österreich): Das Biogas, das aus der Vergärung einer Tierhaltung stammt, wird durch eine Druckwechseladsorptionsanlage ins oberösterreichische Erdgasnetz eingespeist. Bei einer Leistung von 10 m³_N Biogas pro Stunde speist die Anlage nach dem Reinigungsprozess allerdings nur etwa 6 m³_N veredelter Biogas in das Erdgasnetz ein. Das sind jährlich bis zu 400 MWh.

Bruck an der Leitha (Österreich): 2007 wurde die erste Einspeiseanlage mit Membrantechnik in Betrieb genommen. Die Anlage hat zwar noch Pilotcharakter (u.a. als Forschungsprojekt der TU Wien), aber auch den Anspruch, wirtschaftlich zu arbeiten. Die hier aufbereitete und eingespeiste Menge (200 m³_N Rohgas/h) entspricht etwa der Hälfte des in Österreich getankten Gas-Treibstoffs.

In Österreich sind ausserdem Anlagen in Leoben, Utzenaich und Weitendorf geplant, die jeweils ähnlich geringe Einspeisedimensionen wie die Puckinger Anlage haben sollen.

Pliening (Deutschland): Seit Dezember 2006 wird in Deutschland veredelter Biogas in das Erdgasnetz eingespeist. Mit jährlich etwa 3.9 Millionen m³_N Reingas besitzt die hauptsächlich mit NawaRo betriebene Biogasanlage in Pliening eine der größten Aufbereitungskapazitäten

Europas. Die Druckwechseladsorptionsanlage (PSA) reichert den Methananteil des Gases auf etwa 96% an. Stündlich sollen rund 485 m³_N Biomethan mit Erdgasqualität produziert werden.

Weitere PSA-Anlagen in Deutschland stehen in Schwandorf, Mühlacker, Werlte, Burgrieden und in Straelen am Niederrhein [10]. In Betrieb sind ausserdem zwei Aufbereitungsanlagen mittels Aminwäsche in Godenstedt und Hardeggen, zwei DWW-Anlage in Könnern und Darmstadt-Wixhausen sowie zwei Anlage mittels organischer Wäsche in Ronnenberg und Schwandorf [10]. Es befinden sich noch eine ganze Reihe von weiteren Anlagen zur Erdgasnetzeinspeisung in Planung, die eine Gesamtkapazität von knapp 4'000 m³_N Rohgas pro Stunde haben sollen [37].

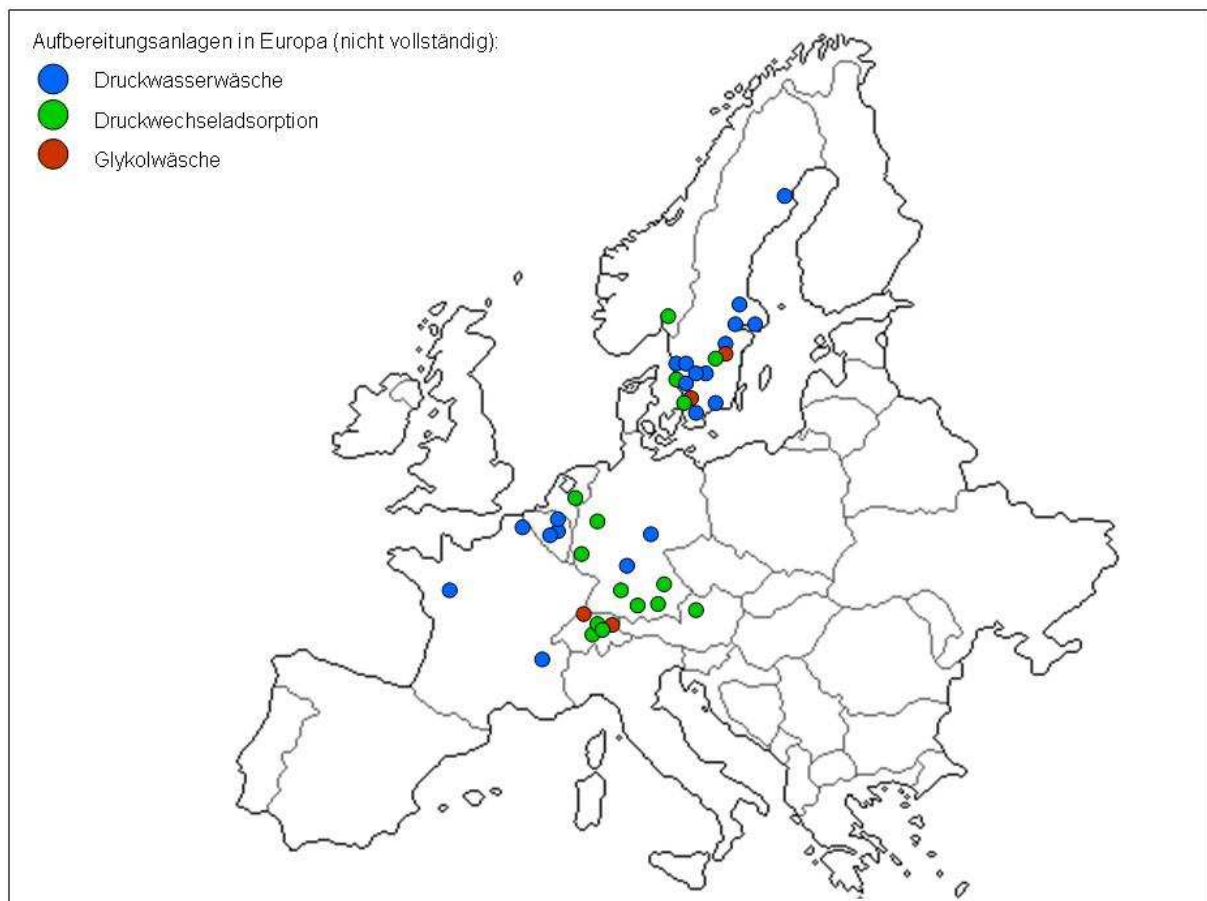


Abbildung 2: Aufbereitungsanlagen in Europa (unvollständig, Stand Anfang 08)

2.4.5 Einsatzbereich und Kennzahlen

Das Verfahren der Druckwasserwäsche wird hauptsächlich dann eingesetzt, wenn Wasser billig und in grossen Mengen zur Verfügung steht. Das ist vor allem bei Kläranlagen der Fall. Druckwechseladsorptionsanlagen werden aus wirtschaftlichen Gründen (geringere Investitionskosten) bei der Verarbeitung von eher kleinen Gasmengen bevorzugt.

Die Größe (Kapazität) der Biogas-Anlage hat wesentlichen Einfluss auf die Gesamtkosten. Bei einer Nutzungsdauer von 15 Jahren und einem Kalkulationszinsfuß von 6 % ergibt sich laut einer deutschen Studie [20] für die beiden Verfahren Druckwasserwäsche (Abbildung 3) und Druckwechseladsorption (Abbildung 4) bei den untersuchten Rohgasströmen von 50, 250 und 500 m³ pro Stunde ein ähnliches Bild. In den dargestellten Kosten sind Aufwendungen für Substratbereitstellung, Lagerung, Transport, Durchleitung etc. nicht enthalten.

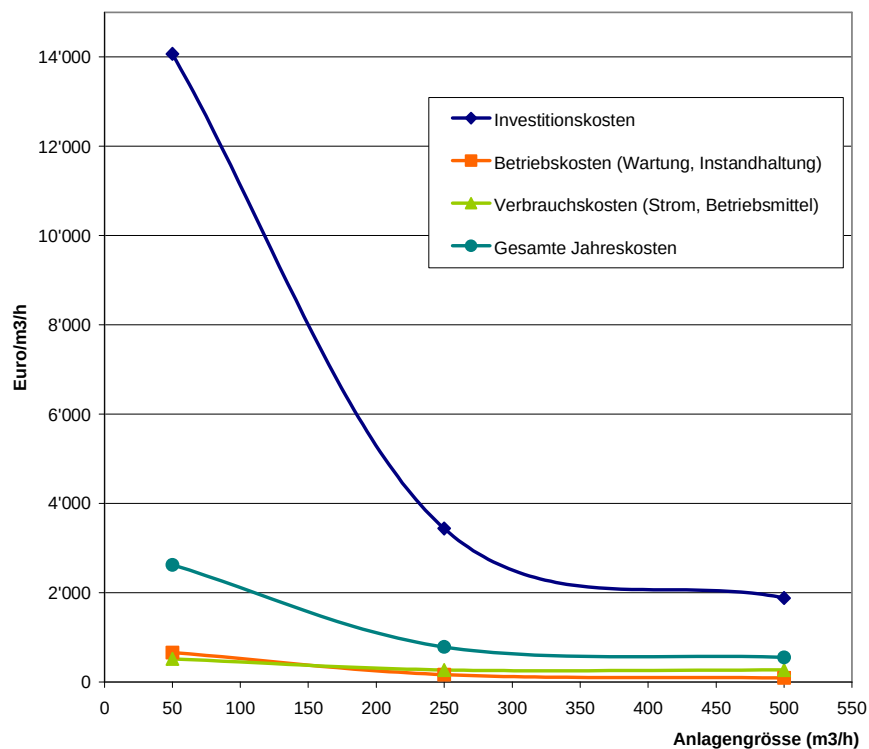


Abbildung 3: Aufbereitungskosten Druckwasserwäsche nach Anlagengröße in Euro (Basis 2006; Datenquelle: [20])

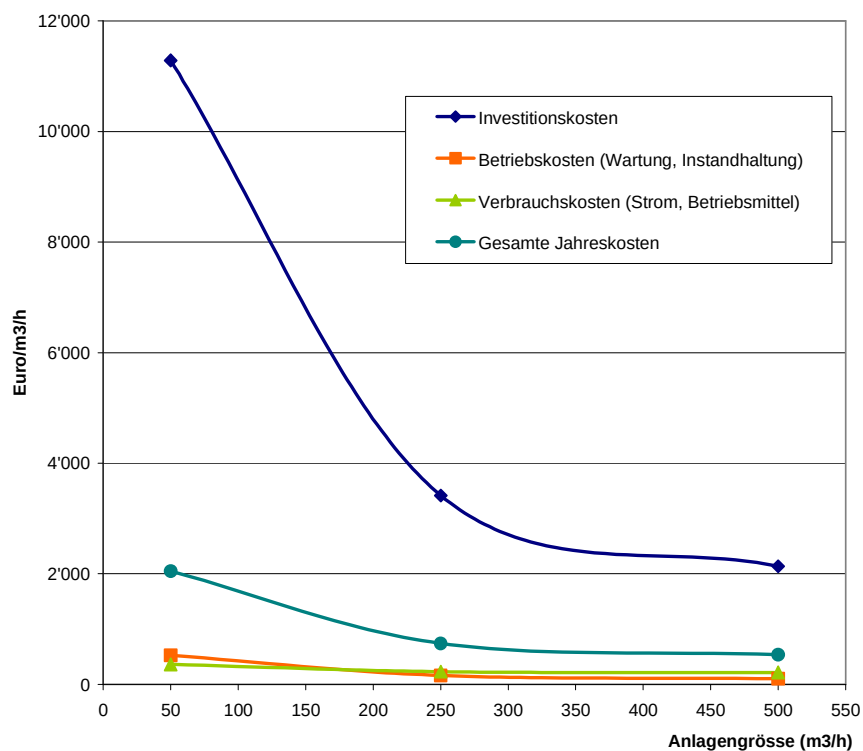


Abbildung 4: Aufbereitungskosten PSA-Anlage nach Anlagengröße in Euro (Basis 2006; Datenquelle: [20])

Eine aktuelle Studie aus dem Jahr 2008 vergleicht ebenfalls Investitions-, Betriebs- und Verbrauchskosten unterschiedlicher Anlagentypen bzw. Anlagenhersteller. Die daraus abgeleiteten spezifischen Kosten sind in Tabelle 1 aufgeführt [49]. Die PSA-Technik der Firma CarboTech schneidet dabei in allen Anlagengrößen am günstigsten ab.

Tabelle 1: Kosten zur Aufbereitung von Biogas in Euro-Cent pro m³ Methan (Datenquelle: [49])

	250 Nm ³ /h	500 Nm ³ /h	1000 Nm ³ /h
Druckwasserwäsche Fa. Malmberg	21.85	15.65	12.46
Druckwasserwäsche Fa. Flotech	25.17	17.83	15.48
PSA Fa. CarboTech	16.34	13.11	11.94
PSA Fa. Cirmac		16.45	
Amminwäsche Fa. Cirmac		17.15	
Amminwäsche MT-Energie	19.54	15.72	13.47

Die nutzbare Reingasmenge bei einer 50 m³ Druckwasserwäsche-Anlage beträgt 229'600 m³_N/a, was 2'224'824 kWh/a entspricht. Bei einer PSA-Anlage derselben Dimensionierung entstehen 224'000 m³_N/a, mit einem Energieinhalt von 2'168'320 kWh/a [20].

Der ungefähre Strombedarf beträgt pro m³ Rohgas bei der Druckwasserwäsche 0.28 kWh, bei der Druckwechseladsorption 0.21 kWh [37]. Bei der Wäsche mit Selexol (Glykolwäsche) liegt er mit 0.32 kWh im Vergleich am höchsten [37]. Nach einer schwedischen Studie liegt der Strombedarf bei diesen drei Verfahren zwischen 0.3 und 0.6 kWh/m³, in diesem Falle aber bezogen auf das aufbereitete Gas [33]. Das entspricht einem Anteil am Energieinhalt des aufbereiteten Gases von 3-6 % [1] [29] [33]. Andere Quellen nennen für die Aufbereitungsprozesse mit 5-8% des Gas-Energieinhalts etwas höhere Werte [40]. Gemäss einer Schweizer Schätzung, die alle Nebenaggregate und sonstige Verbrauchsquellen mitberücksichtigt, kommt man bei Druckwechseladsorptionsanlagen nahe an einen Wert von 10 % der Energie des produzierten Gases [40]. Andere Untersuchungen [5] gehen für grosse Anlagen sogar von einem Energieaufwand für die Aufbereitung von 11 % des Rohgases aus.

2.5 Methanemissionen & deren Vermeidung

2.5.1 Methanemissionen von Biogasaufbereitungsanlagen

In allen derzeit eingesetzten Verfahren kommt es zu Methanemissionen bei der Regenerierung des Adsorbers bzw. Waschmittels. Die Hersteller sprechen in der Regel von geringen Emissionswerten von < 2 %. Die Firma Sterling Fluid Systems (Anlagenbauer in Jona und Pratteln) garantiert etwa eine Methanausbeute von mindestens 98 % [41]. Frühere Untersuchungen an Aufbereitungs-Anlagen haben jedoch Zweifel aufkommen lassen, ob die optimistischen Angaben der Hersteller immer der Realität entsprechen:

In der österreichischen Studie zum Einsatz von Biogas im Verkehrssektor [35] geht man allgemein von derzeitigen Methanverlusten von 5 % aus. Laut anderer Quellen bezieht sich dieser Wert von 5 % lediglich auf die Aufbereitung mittels Druckwechseladsorption, wohingegen man bei Anwendung des Verfahrens der Druckwasserwäsche mit Verlusten von nur 2 % rechnen muss [36]. Das stimmt auch mit der deutschen Studie der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. überein, laut welcher der Methanverlust bei der Druckwasserwäsche auf 2 % reduziert wird, wenn das aus dem Waschwasser entweichende Methan dem Rohgas zur Ausbeutesteigerung wieder zugeführt wird [20]. Auch Untersuchungen bei der grössten Schwedischen Druckwasserwäsche-Anlage in Stockholm ergaben einen Methanverlust bei der Aufbereitung von 2 % [20]. Anders sieht es bei der Druckwechseladsorption aus: Messungen an einer PSA Anlage in Schweden im Jahre 2003 ergaben Methanverluste von 10 %, was dem Fünffachen des vom Hersteller angegebenen maximalen Schlupfs entspricht [33]. Allerdings war dieser hohe Wert nach Aussage der Betreiber auf Lecke in den Ventilen zurückzuführen und nur vorübergehender Natur. Dieselbe Studie erwähnt ausserdem Messungen an einer Anlage mit Selexolwäsche, die Methanverluste von 8-10 % zu Tage brachten, jedoch bevor die Anlage umgebaut wurde [33]. Eine neuere ebenfalls aus Schweden stammende Studie berichtet von je nach Verfahrensvariante typischerweise auftretenden 0.2 – 2 %, im Extremfall aber auch 13 % Methanschlupf in Folge Aufbereitung und Druckregelung [11]. Im Ökozentrum Langenbruck hält man 8 bis 12 % Schlupf für einen „ehrlichen Wert“ bei einer einstufigen PSA-Anlage. Zweistufig sei eine Reduzierung auf 4 % Schlupf machbar. Deutlich positivere Ergebnisse scheinen bei Waschverfahren mit Chemosorption möglich zu sein: Durch die selektive Bindung an CO₂ erhält man äusserst geringe Methanverluste [38]. Erste Messungen in Obermeilen (Aminwäsche) im Sommer 2008 durch den Anlagenbetreiber scheinen den erhofften geringen Schlupf zu bestätigen.

Die aktuellste verfügbare Studie, die die Methanverluste vergleicht und kommentiert stammt vom Fraunhofer-Institut UMSICHT [49]. Als Technik mit dem geringsten Methanverlust wird hier die chemische Wäsche genannt, gefolgt von der Druckwasserwäsche (1-2 %), 6-Bett-PSA-Anlagen (1-3 %) und Glykolwäschern (2-4 %). Deutlich darüber liegen kurzzyklische PSA-Anlagen wie die der Firma QuestAir, die zugunsten sehr hoher Gasreinheit Methanverluste von 4-10 % zulassen [49].

2.5.2 Restliche Methanverluste bei Betrieb und Lagerung

Nicht nur bei der Aufbereitung von Biogas, sondern schon bei der Umwandlung von Biomasse in Rohbiogas, bei der Lagerung der Substrate und Gärreste bis hin zur Verstromung kann Methan entweichen. Typische Emissionsquellen sind offene Gärrestelager, undichte Gassäcke, diffuses Entweichen durch das Foliendach und Überdrucksicherungen. Zur Höhe des Methanverlusts über den gesamten Biogasproduktionsprozess hinweg existieren sehr unterschiedliche Angaben. Allgemein kann festgestellt werden, dass diese Methanverluste stark von Substrat und Technik geprägt sind:

Nach Berechnungen des österreichischen Bundesumweltministeriums ist der Verlust vor der Gasaufkonzentrierung vergleichsweise klein; der Anteil der Aufbereitungsverluste an den Methanemissionen der gesamten Biogas-Prozesskette beträgt demnach etwa 95 % [35]. Laut einer neueren Studie aus Schweden belaufen sich die als „unkontrolliert“ bezeichnenden Methanverluste in der Prozesskette Direktverstromung auf insgesamt etwa 1 % des Biogases [11].

Gemäss Untersuchungen der FAL Braunschweig treten an Biogasanlagen je nach Substratmischung, Verfahrenskonzept und Betriebsweise bei der üblichen Lagertemperatur von ca. 20 °C in Bezug auf die Gasproduktion im Fermenter Methanverluste von teilweise mehr als 20 % auf. Bei über der Hälfte der untersuchten Anlagen betrugen die Verluste zwischen 5 und 15 % der Methanproduktion [1] [47]. Trotzdem weisen nur ein Drittel der seit 2004 gebauten Anlagen eine gasdichte Abdeckung auf [47].

Bei Gärverfahren mit Nachrotte entstehen aus den kompostierten Anteilen erhebliche Methanemissionen. Diese wurden im Zuge einer Schweizer Studie [18] für einige Verfahren gemessen. Bei der thermophilen Vergärung mit Nachrotte (Kompogas, Otelfingen) betrug der Methananteil an den Emissionen 10.3 %. Eine schwedische Studie nennt für die Emissionen bei der Nachrotte Zahlen von 5-10 %, in Einzelfällen sogar von bis zu 20 % des insgesamt in der Biogasanlage produzierten Gases [11].

2.5.3 Massnahmen zur Vermeidung von Methanemissionen

Die Anlagentypen der heute gängigen Aufbereitungsverfahren werden von den Herstellern laufend verbessert und an die Anforderungen und Wünsche der Kunden angepasst. Ein Hauptziel ist dabei die Verringerung der Methanemissionen. Beim PSA-Verfahren können solche Verbesserungen beispielsweise durch veränderte Zykluszeiten oder zusätzliche Adsorptions-einheiten erreicht werden (Kapitel 1.3).

Eine andere Stossrichtung ist, die Methanmengen im Abgas nicht weiter zu verringern, sondern durch Verbrennung zu eliminieren. Hier kommen die Techniken der Schwachgasverbrennung und der katalytischen Nachverbrennung in Frage. Da aber auch für diese Techniken Mindest-Methangehalte von 4 % oder mehr erforderlich sind, führt das teilweise zur paradoxen Situation, dass Erdgas bzw. Biogas zum Abluftstrom zugegeben werden muss. Aus ökonomischen Gründen ist eine solche Lösung nur dann vertretbar, wenn die entstehende Wärme genutzt werden kann. Diese Strategie (höhere Methananteile im Abgas, flammenlose Oxidation) wird beispielsweise bei den PSA-Anlagen der Firma Verdesis verfolgt.

ZETECH4 der Firma CarboTech Engineering GmbH (Essen; D): das Verfahren ist nach Herstellerangaben eine Zero Emission Technology (keine Methan und keine Schwefelwasserstoff Emissionen); die Abluft aus der Aufbereitungsanlage wird über ein Gebläse in ein parallel betriebenes BHKW eingebracht, welches Strom und Abwärme produziert. Die Abwärme kann beispielsweise für den Warmwasservorlauf genutzt werden. Bisher existiert noch keine entsprechende kommerzielle Anlage.

FLOX-Brenner (Flammenlose Oxidation): Die E-Flox GmbH (Stuttgart, D) beschäftigt sich seit 2005 mit der Entwicklung und Vermarktung eines Brenners für Energieumwandlungsprozesse nach dem Prinzip der flammenlosen Oxidation (FLOX). Zurzeit wird mit Partnern am Ökozentrum in Langenbruck (CH) eine solche Nachverbrennung beim Einsatz von Deponiegas erprobt. Der neue Brennertyp soll verstärkt bei der Biomasse-Nutzung zum Einsatz kommen, auch für die Aufbereitung von Biogas zu Erdgasqualität [4]. Für die Nutzung der Abluft von Biogasaufbereitungsanlagen mit geringen Methananteilen durch einen solchen Brenner muss evtl. Gas hinzu gegeben werden, da das Brenngas mindestens 5 % Methan enthalten muss. In Langenbruck propagiert man deshalb Questair-PSA-Anlagen deren Abluft nicht durch Spülgasströme unnötig weiter verdünnt wird und somit für das FLOX-Verbrennungssystem ein verwertbarer Brennstoff bleibt. Die Vorteile des FLOX-Brenners sind seine Unempfindlichkeit gegen Schwankungen der

Gasqualität, die sehr gute Vermischung mit Brennluft sowie die hohe Luftvorwärmung ohne thermische NO_x-Bildung. Laut E-Flox-Manager R. Berger ist auch angedacht, PSA-Anlagen bei Bedarf (z.B. im Winter) so umzustellen, dass höhere Methan-Konzentrationen in der Abluft anfallen. Dann kann über einen einfachen Heizkessel auch noch Wärme für den Fermenter produziert werden, was bei der Oxidation der normalerweise anfallenden Gase mit geringen Methananteilen nicht möglich wäre.

2.5.4 Forschungsbedarf

Gerade weil die derzeitigen Aufbereitungstechniken in Bezug auf die teilweise erheblichen Methanverluste als ökologisch und ökonomisch stark verbesserungsfähig bezeichnet werden müssen, dürfte es nicht lange dauern, bis neuere Verfahren, die derzeit in Pilotanlagen getestet werden, im Industriemassstab umgesetzt werden. Detaillierte und unabhängige Forschungsprojekte werden diese Entwicklung begleiten müssen, um solide Entscheidungshilfen für Wirtschaft und Politik anbieten zu können. Forschungsbedarf besteht auch bei der Entwicklung, Überprüfung und Verbesserung der Techniken zu einer Nachverbrennung der methan-behafteten Abluftströme. Nur so kann sichergestellt werden, dass die bereits in Betrieb befindlichen Aufbereitungsanlagen hohen ökologischen Ansprüchen gerecht werden.

Kapitel 3: Erfolgskontrolle des Methanverlustes einer Biogasaufbereitungsanlage

3.1 Problemstellung

Bei der Erzeugung von Erdgas aus Biomasse kann prinzipiell in der gesamten Produktionskette Methan frei gesetzt werden. Die Produktionskette umfasst die Biomasseproduktion, die Biogaserzeugung und die Aufbereitung des Biogases in ein Gas mit Erdgasqualität. Da Methan von seiner Klimawirksamkeit um ein vielfaches schlimmer ist als Kohlendioxid, wird verständlich warum der Methanschluß für die Beurteilung der Umweltverträglichkeit so wichtig ist. Überschreiten die Methanverluste der gesamten Produktionskette einen bestimmten Schwellenwert, ist die Nutzung von Biomasse über diesen Weg ökologisch bedenklich. Am einfachsten können Methanverluste bei Biogasaufbereitungsanlagen vermieden bzw. minimiert werden. In den vorgelagerten Schritten ist dies z.T. nicht oder nur sehr schwierig möglich.

Grundsätzlich hat jedes Aufbereitungsverfahren für Biogas einen Methanschluß, der durch den Abgaskamin in die Atmosphäre entlassen wird. Die Größe des Schlusses ist jedoch ein Qualitätsmerkmal der Anlage und kann zur Beurteilung der Umweltfreundlichkeit des Verfahrens und der einzelnen Anlage genutzt werden. Der direkte Nachweis des Methanschlusses setzt hohe Anforderungen an die Messstrategie, damit die Methan-Bilanz möglichst schlüssig und mit geringen Fehlern geschlossen werden kann.

Im Frühjahr 2006 lagen kaum belastbaren Daten für den Methanverlust von Biogasaufbereitungsanlagen vor. Zu diesem Zeitpunkt war auch nicht klar, welche Biogasproduktionsverfahren und Biogasaufbereitungsverfahren sich auf dem schweizerischen Markt in Zukunft durchsetzen werden. Wenn immer möglich sollte für die gesamte Branche der Methanverlust abgeschätzt werden.

3.2 Zielsetzung bei der Erfolgskontrolle

Die Motivation für die geplante Erfolgskontrolle an einer repräsentativen Biogasaufbereitungsanlage war die Abschätzung des Methanverlustes für ein gesamtes Betriebsjahr. Dazu mussten alle relevanten Betriebszustände der Aufbereitungsanlage dokumentiert werden, welche für die Methanverluste von Bedeutung sind. Während der Erfolgskontrolle mussten diese Betriebszustände anhand von unabhängigen Messungen überprüft werden. Auf dieser Wissensbasis konnte eine sogenannte Messstrategie erarbeitet und anhand von Tests geprüft werden. Die erste Zielsetzung war somit die Erarbeitung der notwendigen Werkzeuge für die Erfolgskontrolle. Dazu gehört die Festlegung der Messverfahren für die Konzentrations- und Durchflussmessungen, sowie wann, wo und wie oft gemessen werden muss. Bedingt durch die Prozessführungen sind bei der Biogasaufbereitung mittels PSA die Austrittsströme starken Schwankungen unterworfen, sowohl bezüglich des Gasflusses als auch bezüglich der Gaskonzentrationen. Gelingt es somit eine PSA Anlage mit der geforderten Genauigkeit zu bilanzieren, können andere Aufbereitungsverfahren wie die Wäscheverfahren oder Membrantrennverfahren mit der gleichen Messstrategie bilanziert werden.

Aufbauend auf der geprüften Messstrategie, sollte der Methanverlust im Rahmen der Erfolgskontrolle über einen längeren und repräsentativen Zeitraum für die wichtigsten Betriebszustände bestimmt werden (zweite Zielsetzung) sowie allfällige Optimierungspotenziale aufgezeigt werden. Die gemessenen Methanverluste für die wichtigsten Betriebszustände sollten nach Abschluss der Erfolgskontrolle wenn möglich mit dem Anlagenbetreiber und dem Anlagenlieferanten diskutiert werden.

3.3 Messmethodik für die Bilanzierung einer Biogasaufbereitungsanlage

3.3.1 Herausforderung bei der Bilanzierung einer PSA Aufbereitungsanlage

Die Dynamik der Prozessströme

Grundsätzlich kann gesagt werden, dass sich dynamische Systeme schwieriger charakterisieren lassen als stationäre. Dies kann durch die Überlagerung mehrerer dynamischer Systeme wie sie bei PSA-Anlagen zu finden sind noch erschwert werden. Hier sind vier instationäre Adsorber zusammengeschaltet, die aber die gleichen Ein- und Austrittsströme verwenden. Die zeitlich genaue Beschreibung fordert die Analyse aller Gasströme jedes Adsorbers. Bei einer integralen Betrachtung kann man diesem Problem entgehen, indem der Mittelwert der ein- und austretenden Gasströme der gesamten Anlage betrachtet wird. Für die Bewertung spezieller Zustände wie An- und Ausfahrverhalten ist das zeitlich aufgelöste Signal jedoch von zentraler Bedeutung. Die Anforderung an die Messungen ist dann nur durch eine schnelle und genaue Datenerfassung befriedigt.

Die Unsicherheiten der Messgrößen

Messdaten sind grundsätzlich mit gewissen Unsicherheiten belastet. Ein redundanter (voll bestimmter) Messdatensatz liefert dementsprechend nie eine Wiederfindungsrate von 100%. Die Unsicherheiten sind hauptsächlich durch folgende Punkte gegeben.

- Unsicherheit des Kalibrierungsgases
- Unsicherheit des Messgerätes
- Relative Standardabweichung der Messung

Bei der Verwendung von Mittelwerten über einen großen Zeitraum wird der dritte Punkt weitgehend unbedeutend, da sich die Streuung um den Messwert immer besser aufhebt.

Verbessern der Bilanziergenauigkeit

Die Theorie der Data reconciliation also "Datenabstimmung" geht gleichermaßen davon aus, dass Messdaten immer mit Unsicherheiten - und damit Fehler - behaftet sind und dass die Stoffbilanzen aufgrund der Stofferhaltung gleichzeitig geschlossen sein müssen. Diese Art der Datenanpassung wird in der Industrie häufig verwendet, um unsichere Messdaten besser qualifizieren zu können. Bei einem redundanten Messdatensatz ist es möglich, jeweils die überbestimmenden Punkte zu streichen und sie durch basierend auf der Stofferhaltung gerechnete Werte zu ersetzen. Der "echte" Wert wird sich der Annahme entsprechend dazwischen aufhalten. Üblicherweise wird nun der Messwert im Rahmen seiner Unsicherheit derart verändert, dass die Wiederfindungsrate maximiert wird. Damit erhält man auf Basis des Messwertes veränderte Daten, welche den Gesetzen der Massenerhaltung besser gehorchen und damit als realistischer angesehen werden können, als die gemessenen Rohdaten.

3.3.2 Die Messverfahren für die Gaskonzentrationsmessungen

µGC – Gaschromatograph

Die Gaschromatographie ist eine sehr empfindliche Methode zur Analyse von Stoffgemischen. Es lassen sich selbst minimale Substanzmengen nachweisen. Man kann mit ihr komplexe Stoffgemische in die einzelnen Komponenten auftrennen. In vielen Fällen reicht allein die Zeit, die eine Substanz vom Zeitpunkt der Einspritzung bis zum Passieren des Detektors benötigt um eine Substanz zu identifizieren. Gaschromatographen (GC) werden in der Gasindustrie

routinemässig eingesetzt zur Kontrolle der Gaszusammensetzung im Erdgasnetz. GC sind sehr flexible Messgeräte und werden üblicherweise nur im Labor benutzt. Micro-GC (μ GC) sind kompakter aufgebaut und dadurch auf für Feldmessungen geeignet.

Für die im Kapitel 3.4 beschriebene Erfolgskontrolle wird ein μ GC der Firma Varian⁴ mit drei verschiedenen Absorptionssäulen eingesetzt. diesen Säulen lassen sich die folgenden Gase messen.

- He, H₂, O₂, N₂, CH₄, CO, CO₂, C₂H₄, C₂H₆, C₂H₂, H₂S, COS, C₃H₆, Pentan, Hexan, Benzol

Der Hersteller gibt für optimale Bedingungen eine Nachweisgrenze von 10 ppmV. Aus eigenen Erfahrungen liegt die Nachweisgrenze im Bereich von 100 ppmV. Das verwendete Messgerät hat einen einzigen Einlasskanal. Es kann nur ein einzelner Gasstrom zur gleichen Zeit gemessen werden. Für die Berechnung der Komponentenbilanzen CH₄, CO₂, N₂, O₂ wurden deshalb der Rohgasstrom und der Abgasstrom alternierend gemessen (CO₂, CH₄, O₂, N₂), wohingegen der Reingasstrom von dem NDIR der GALU gemessen wurde (CO₂, CH₄, O₂). Damit liegen für die Komponenten CO₂, CH₄ und O₂ über den gesamten Bilanzraum zusammenhängende Daten vor.

Die Verwendeten Kalibrationsgase (Tabelle 2) entsprechen den zu erwartenden Gaszusammensetzungen der einzelnen Ströme.

Tabelle 2 Kalibrationsdaten des μ GC

Komponente	Units	Quantity	Fit	Gas 1	Gas 2	Gas 3
He	mol%	Area	Linear	0.301	0.101	1.04
H ₂	mol%	Area	Linear			
O ₂	mol%	Area	Linear	0.2		
N ₂	mol%	Area	Linear	1.002	3.93	3.12
CH ₄	mol%	Area	Point-to-Point	2.5	94.97	59.03
CO	mol%	Area	Linear			
CO ₂	mol%	Area	Linear	96	0.997	36.81

Mit dem μ GC ist eine zeitliche Auflösung im Bereich von einigen Minuten möglich. Bei der Messkampagne auf der Kläranlage Luzern lag das Messintervall im Bereich von 2.5 Minuten.

Um die Konzentrationen im Abgasstrom mittels μ GC messen zu können, wurde über einen Puffer eine physikalische Mittlung des Messgasstroms durchgeführt. Dies ist notwendig, da das Abgas sehr starken Schwankungen mit einer Periodizität von etwa 3 min unterliegt. Für die Jahresbilanzierung sind jedoch in diesem Fall nur die integralen Werte von Bedeutung.

MS – Massenspektrometer

Prinzipiell kann der Massenspektrometer (MS) im ppm Bereich mit einer hohen zeitlichen Auflösung messen. Dies erfordert aber hohe Aufwendungen an die Kalibration und die Umgebungsbedingungen. Unter normalen Bedingungen sind Messungen ab 100-1000 ppm sinnvoll möglich. Der Detektionsbereich von Massenspektrometern liegt zwischen 1-300 amu (atom mass units). Die Messgenauigkeit beim MS ist geringer als beim μ GC.

Für die im Kapitel 3.4 beschriebene Erfolgskontrolle wird ein MS von der Firma Thermo Onix mit dem Modellnamen ProLab⁵ eingesetzt. Die verwendete Samplingrate betrug ca. 1.5 s. Das Gerät verfügt über einen einzelnen Messkanal, der es erlaubt einen einzelnen Gasstrom zur gleichen Zeit zu analysieren.

⁴ CP-49000 GC manual; available online at www.varianinc.com; 2006

⁵ Thermo ONIX manual; available online at www.thermoOnix.com; 2006

NDIR – Nicht Dispersives Infra-Rot

Das NDIR im Gegensatz zu MS und μ GC ein kontinuierliches Messprinzip. Das Gas durchströmt eine Zelle, durch die ein breitbandiges Infrarotlicht gesendet wird. Am Ende der Zelle wird die verbleibende Strahlung gemessen und gibt damit die Konzentration der Messbaren Komponente wider. Das Messprinzip eignet sich nicht für alle Gase gleichermassen. Jedoch eignet sich das Messprinzip gut für Methan und CO_2 , welche die Hauptbestandteile des Rohgases sind. Die Samplingrate ist sehr hoch. Messgeräte welche mit Nicht-Dispersive Infrarotdetektoren (NDIR) arbeiten, sind üblicherweise Betriebsmessgeräte in der Industrie für die Anlagenüberwachung.

Für die im Kapitel 3.4 beschriebene Erfolgskontrolle werden die beiden Betriebs NDIR der GALU genutzt. Anhand von Parallelmessungen zwischen NDIR und μ GC konnte die Datenqualität der NDIR Geräte verbessert und später in den Berechnungen berücksichtigt werden.

3.3.3 Die Messverfahren für die Volumenstrommessung

Gasuhr

Für die Messung der Gasvolumenströme wurden Drehkolbengaszähler⁶ und Mengenumwerter⁷ zum Einsatz gebracht. Die Genauigkeit beider Geräte ist sehr hoch.

Tracermethode

Für die Komponentenbilanz von CH_4 , CO_2 , N_2 , O_2 müssen die Volumenströme von Biogas, Reingas und Abgas so gut wie möglich bekannt sein. Der Volumenstrom des Reingases wird durch eine fest installierte Volumenstrommessung ermittelt. Die Volumenströme von Klärgas und Abgas sind hingegen nicht bekannt. Die sogenannte Spike-Methode ist ein Ansatz, wie bei zu bilanzierenden Anlage ohne zusätzliche druckerzeugende Einbauten ein Volumenstrom ermittelt werden kann. Da bereits gute Erfahrung mit dieser Methode gesammelt wurde, wurde diese Methode zur Volumenstrombestimmung des Abgases gewählt.

Bei der Spike-Methode wird eine detektierbare Menge eines innerten Gases zugegeben, der weder den Prozess stören noch verändert soll. Für die Durchführung wird ein Spikestutzen, eine Mischstrecke und ein Samplingstutzen benötigt (Abbildung 5). Für die hiesige Messanordnung wurde Helium als Spikeegas verwendet.



Abbildung 5 Prinzip der Spike-Methode zur Bestimmung des Volumenstroms

Über die bekannte Zugabemenge an Helium $\dot{V}_{\text{He}}$ kann mit den gemessenen Konzentrationen x_{He} der Volumenstrom $\dot{V}_{\text{tot}}$ bestimmt werden. Nach der Komponentenbilanz gilt

⁶ Drehkolbengaszähler IRM-3 ; www.elster-instromet.com; 2006

⁷ Elektronischer Mengenumwerter 999 ; www.elster-instromet.com; 2007

$$\dot{V}_{tot} = \frac{\dot{V}_{He}}{x_{He}} \quad 1$$

Aus der Konzentrationsmessung und dem vorgegebenen Heliumstrom kann der Gesamtvolumenstrom $\dot{V}$ bestimmt werden.

$$\dot{V} = \dot{V}_{tot} - \dot{V}_{He} = \dot{V}_{He} \frac{1 - x_{He}}{x_{He}} \quad 2$$

In aller Regel werden sehr geringe Mengen an Spikegas zugegeben. Dies fordert jedoch sehr exaktes Arbeiten, da bei sehr kleinen Zugaben der Fehler schnell sehr groß werden kann.

3.3.4 Beispiel einer Ausführung für den Messaufbau für die Erfolgskontrolle

Für die Ermittlung des Methanschlupfes an der Anlage wurden folgende Geräte verwendet

- μ GC (Micro-Gaschromatograph)
- MS (Massenspektrometer)
- Gasuhr (Volumenzähler)
- Gasaufbereitung zum Schutz der Messgeräte

Zusätzlich zu den eigenen Messdaten wurden die lokal angebrachten Messgeräte (NDIR) überprüft und mit in die Bilanzierung eingeschlossen.

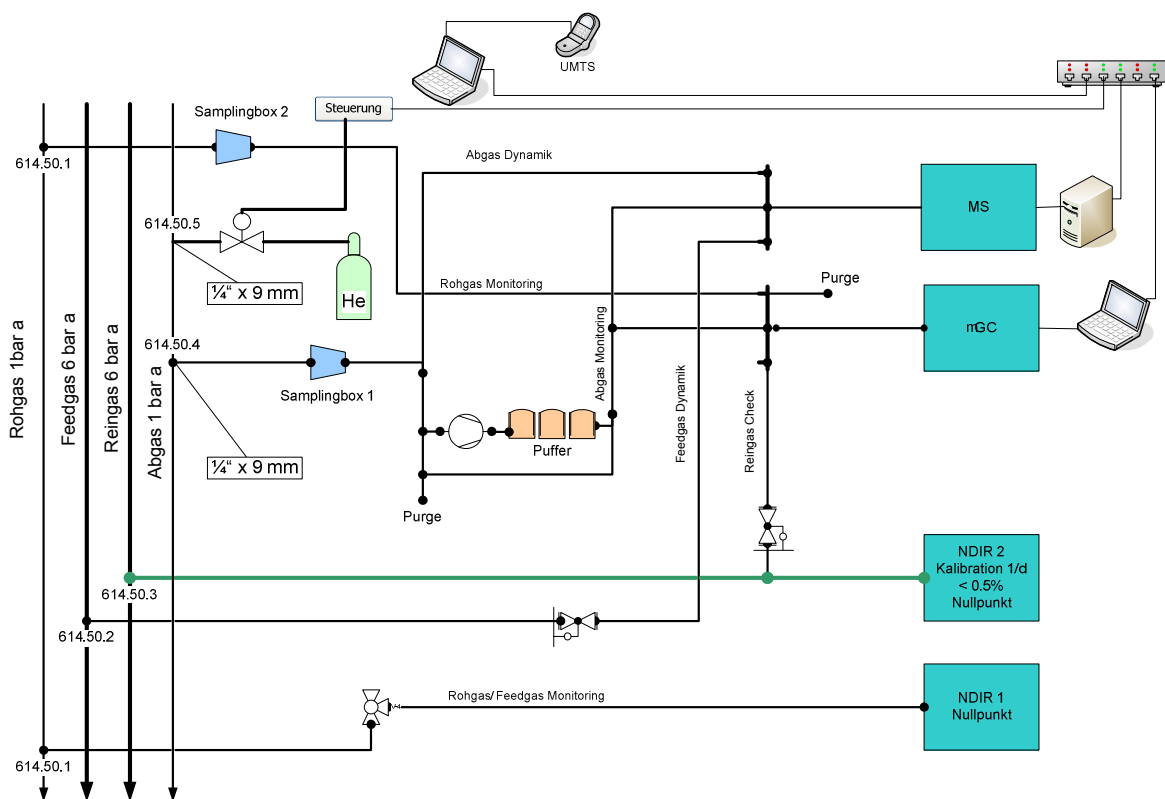


Abbildung 6 Schematischer Messaufbau und Messleitungen

Abbildung 6 zeigt den schematischen Aufbau der Messleitungen und eingesetzten Pumpen wie er realisiert worden ist. Die genauen Emissionsmessungen im Abgas wurden mit dem μGC durchgeführt. Die Schwankungen wurden mittels drei physikalischer Puffer à ein Liter ausgeglichen, um einen schwach schwankenden Mittelwert zu erhalten.

3.4 Bestimmung des Methanverlustes bei einer PSA-Anlage

3.4.1 Anlagenbeschreibung

Kläranlage Luzern (Biogasproduktion)

In Abbildung 7 ist die Kläranlage Region Luzern schematisch dargestellt. Im Faulturm der Abwasserreinigungsanlage wird kontinuierlich Rohgas erzeugt. Dieses Gas kann als Totalstrom oder Teilstrom verschiedenen Apparaten zugeführt werden. Zur Verfügung stehen folgende Anwendungen:

- Fackel (zum Abbrennen des Rohgases)
- BHKW (zur Strom- und Wärmeerzeugung)
- PSA Anlage (zur Aufbereitung des Klärgases und Einspeisung in das Erdgasnetz)

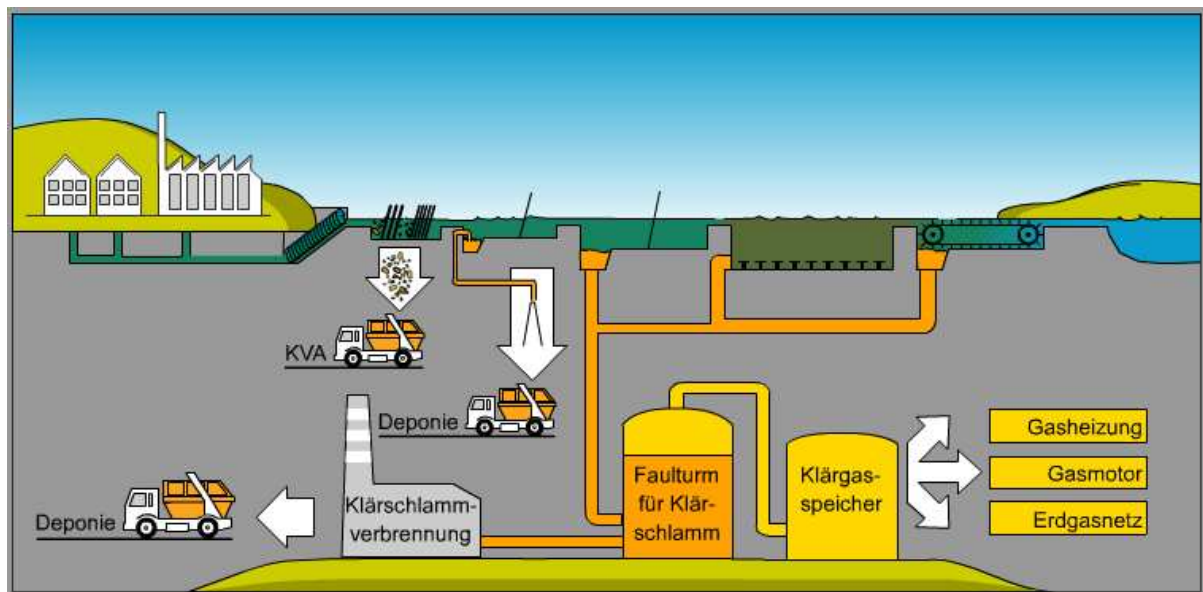


Abbildung 7 Biogasproduktion der Kläranlage Luzern und die Nutzungsmöglichkeiten (©GALU)

Bevor das Rohgas aus dem Faulturm in die PSA Einheit geschickt wird, durchläuft es einen Gasreinigungsschritt. In der Reinigungsstufe wird das Rohgas in einem Klärgasspeicher gepuffert, anschliessend entwässert, entschwefelt und komprimiert. Nach diesen Prozessschritten wird das Rohgas als Feedgas bei ca. 5 bar ü und Umgebungstemperatur der PSA Aufbereitung zugeführt. Gasreinigung und PSA bilden zusammen die Biogas-Aufbereitungsanlage (siehe Abbildung 8).

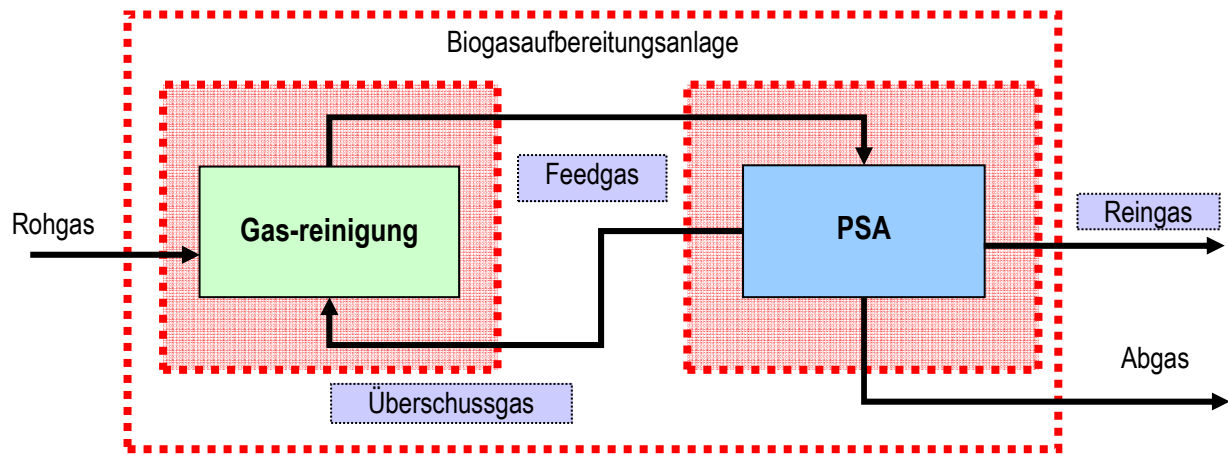


Abbildung 8 Biogas-Aufbereitungsanlage bestehend aus Gasreinigung und PSA

PSA Aufbereitungsanlage

Das Herzstück der PSA Anlage in Luzern sind vier Adsorber⁸ von denen jeweils zwei zusammengeschaltet sind. Alle Adsorber arbeiten im Batch-Betrieb. Sie produzieren periodisch einen Reingasstrom (Aufbereitetes Gas) und werden danach regeneriert. Die vier Adsorber sind so geschaltet, dass ein näherungsweise kontinuierlicher Produktionsstrom möglich ist. In Abbildung 9 ist das Fließschema der Adsorber dargestellt.

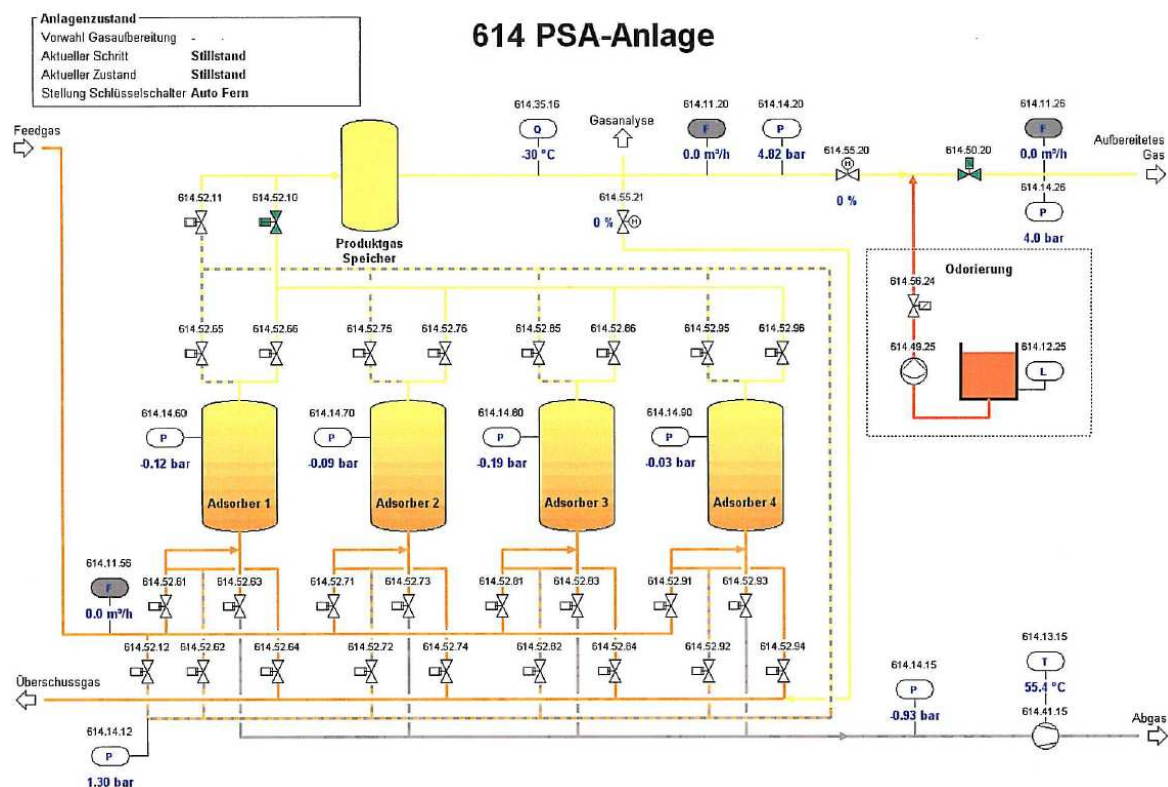


Abbildung 9 Flussschema PSA Aufbereitungsanlage

⁸ Neuanlagen werden in der Regel mit Sechs Adsorbern ausgeliefert

Anhand der Druckverläufe in den Adsorbern Abbildung 10 sieht man sehr schön die Be- und Entladungsvorgänge der Adsorber.

Zu Beginn des Zykluses wird ein Adsorber aus einem anderen Adsorber teilbeladen (Entlastung von ③ in ①). Dann wird der Adsorber ① aus dem Feedstrom vollbeladen und auf 5 bar ü gebracht (Beladung Feed). Jetzt beginnt eine etwa dreiminütige Produktionszeit, in der hauptsächlich CO_2 aber auch O_2 und CH_4 absorbiert wird. Nach etwa 90 s wird aus dem Feed ein Teilstrom abgezweigt und der nächste Adsorber beladen (dadurch entstehen die Volumenstromschwankungen). Am Ende der Produktionszeit wird die Menge Feedgas, die noch im Adsorber enthalten ist (reich an Methan) in den Adsorber ③ bis kurz unter 2 bar teilentlastet um die Druckenergie zurückzugewinnen (Entlastung von ① in ③). Die zweite Teilentspannung bis kurz über Umgebungsdruck wird rezirkuliert, um den Methananteil noch zu nutzen (Rezirkulation zum Feed). Der Rest der Befüllung wird durch eine vor dem Kamin positionierte Vakuumpumpe abgesaugt wobei hier auch der Hauptteil der Desorption des CO_2 stattfindet (Abgas zum Kamin). Die Vorgänge der PSA Anlage sind also komplett instationär.

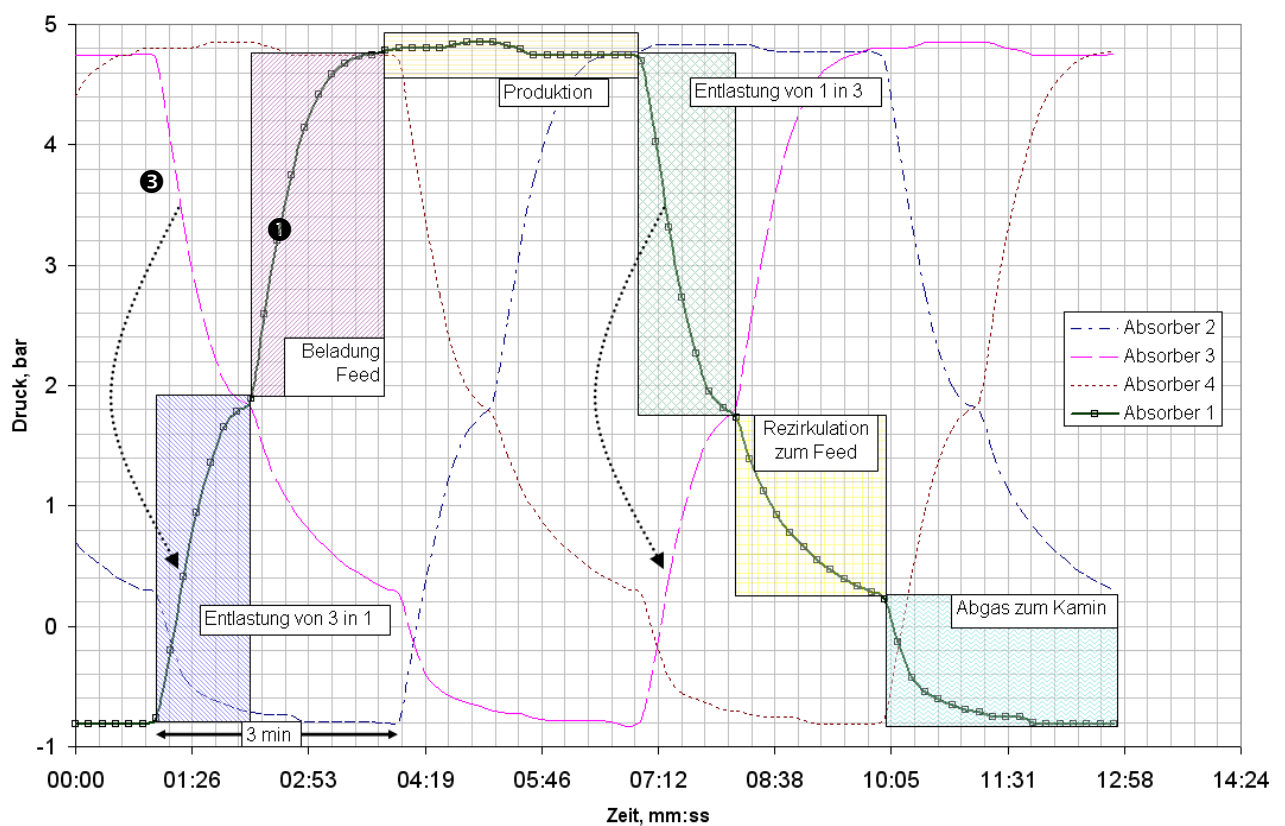


Abbildung 10 Druckverläufe in den einzelnen Adsorbern. Für Adsorber ① ist ein vollständiger Zyklus dargestellt

Die Anlage verfügt über eine Qualitätsmessung (NDIR) des Reingases zur Überprüfung der Freigabe für die Netzeinspeisung. Die Regelung lässt nur Gasqualitäten von mindestens 94% Methananteil für das Erdgasnetz zu. Wird diese Anforderung nicht erreicht schaltet die Anlage auf Rezirkulation bis die Qualität erreicht ist.

Durch die vier Adsorber ist ein quasi kontinuierlicher Betrieb zwar gewährleistet, aber sowohl der Volumenstrom, als auch die Gaszusammensetzung schwanken, was den Umschaltzyklen der vier Adsorbern geschuldet ist.

Insgesamt wurden für die PSI-Messung vier verschiedenen Probenahmestellen vorbereitet (Tabelle 3). 614.50.5 konnten ebenfalls als Einspeisestelle für die Zugabe von Helium verwendet werden.

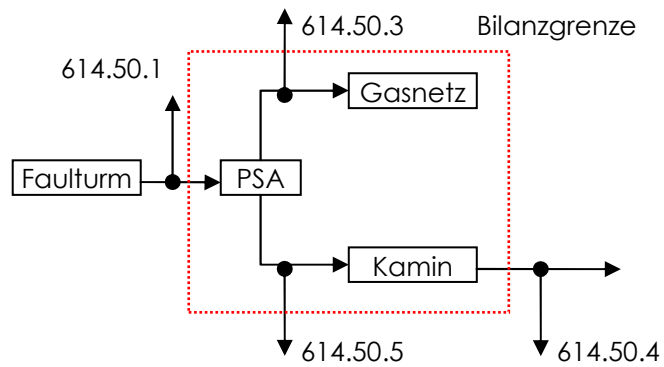


Abbildung 11 Probenahmestellen, Spikestelle 614.50.5 und Bilanzgrenze

Abbildung 11 zeigt schematisch die Samplingpunkte 614.50.1-614.50.1 sowie den Spikepunkt 614.50.5 (Tabelle 3). Die Spikeleitung wurde ca. 3 m vor den Samplingpunkt 614.50.4 gelegt um eine ausreichende Mischstrecke zu gewährleisten.

Tabelle 3 Probenahmestellen

<i>Abkürzung</i>	<i>Bezeichnung</i>
614.50.1	Rohgas
614.50.3	Reingas
614.50.5	Abgas
614.50.4	Kamin

Die GALU eigenen Messgeräte ziehen ihre Proben an den Stellen 614.50.1 und 614.50.3 ab. Damit können die GALU und PSI Geräte miteinander verglichen werden.

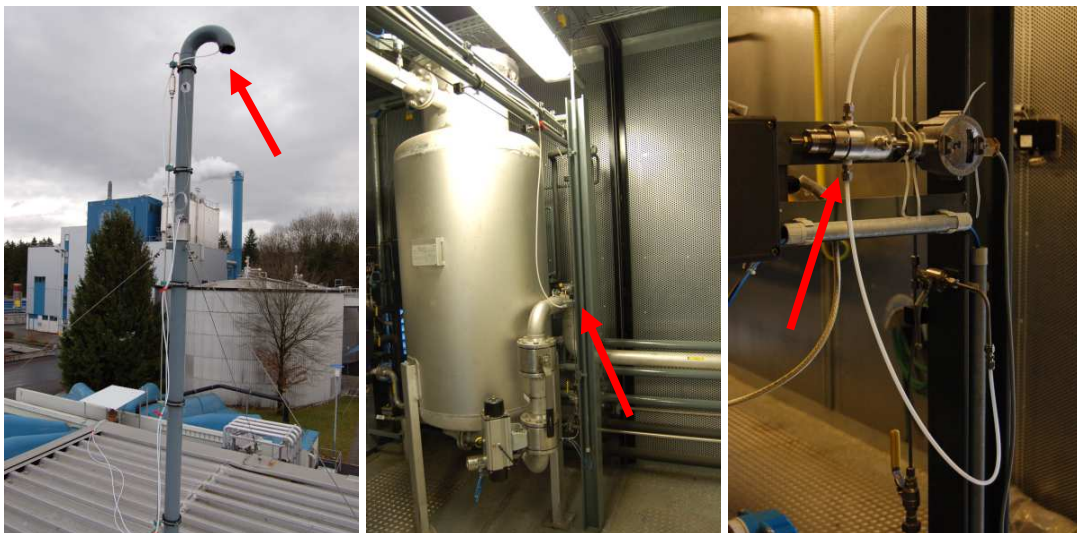


Abbildung 12 Probenahme Abgas(links), Rohgas (mitte) und Reingas (rechts)

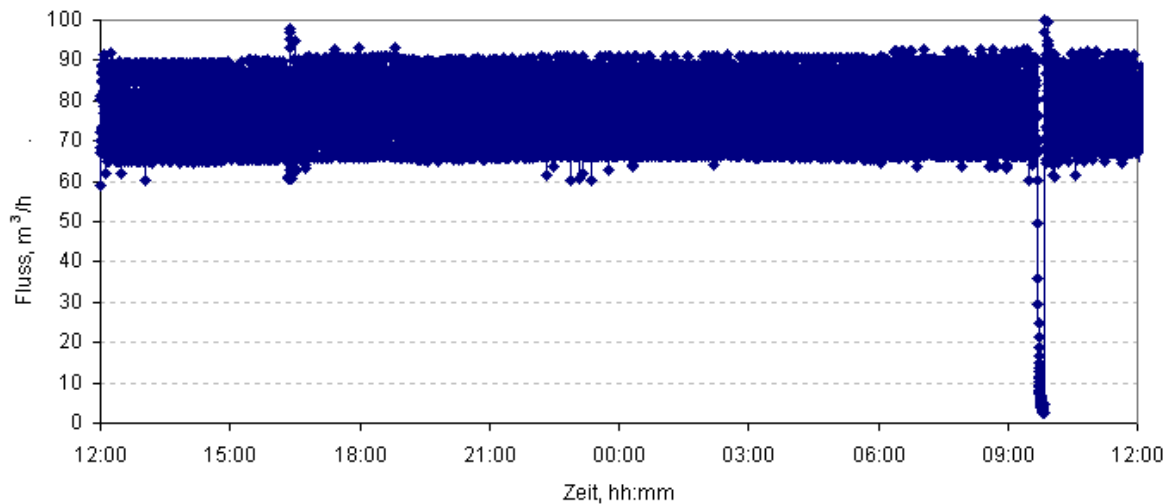


Abbildung 13 Prozessbedingte Volumenstromfluktuation des Reingases

Im Mittel beträgt der Gasdurchsatz in das Erdgasnetz um $77 \text{ m}^3_{\text{N}}/\text{h}$ mit einer Schwankungsbreite von ca. $\pm 12 \text{ m}^3_{\text{N}}/\text{h}$. Die Periode beträgt drei Minuten, was dem Zyklus eines Adsorbers entspricht. Die Anlagenperiode liegt dementsprechend bei 12 min.

Der Abgasstrom unterliegt ebenfalls einer Fluktuation, die daher kommt, dass alle drei Minuten ein Adsorber Richtung Abgas geöffnet und evakuiert wird. Dies erkennt man anhand des Druckverlaufes der Vakuumpumpe (Abbildung 14).

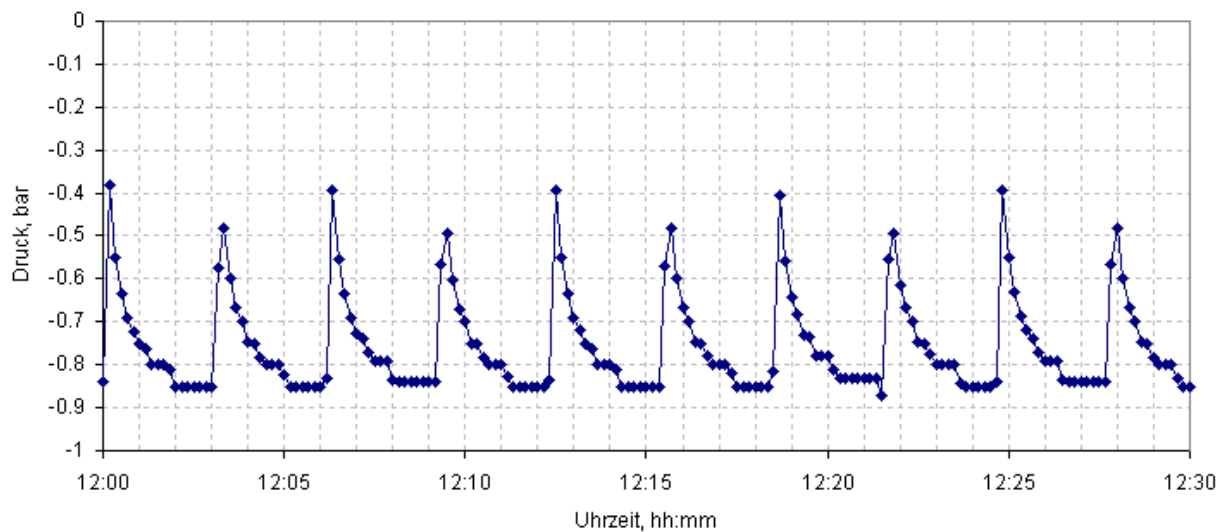


Abbildung 14 Druckverlauf am Eintritt der Vakuumpumpe

Zusätzlich zu dem schwankenden Durchfluss fluktuieren die Konzentrationen im Abgas ebenfalls sehr stark. Abbildung 15 zeigt die qualitativen Konzentrationsverläufe im Abgas, gemessen mit dem MS. Da die Konzentrationsspitzen mit den Durchflüssen zeitlich zusammenfallen, ist die Methanfracht im Abgas noch größer als sie aufgrund des Konzentrationsverlaufs erscheint.

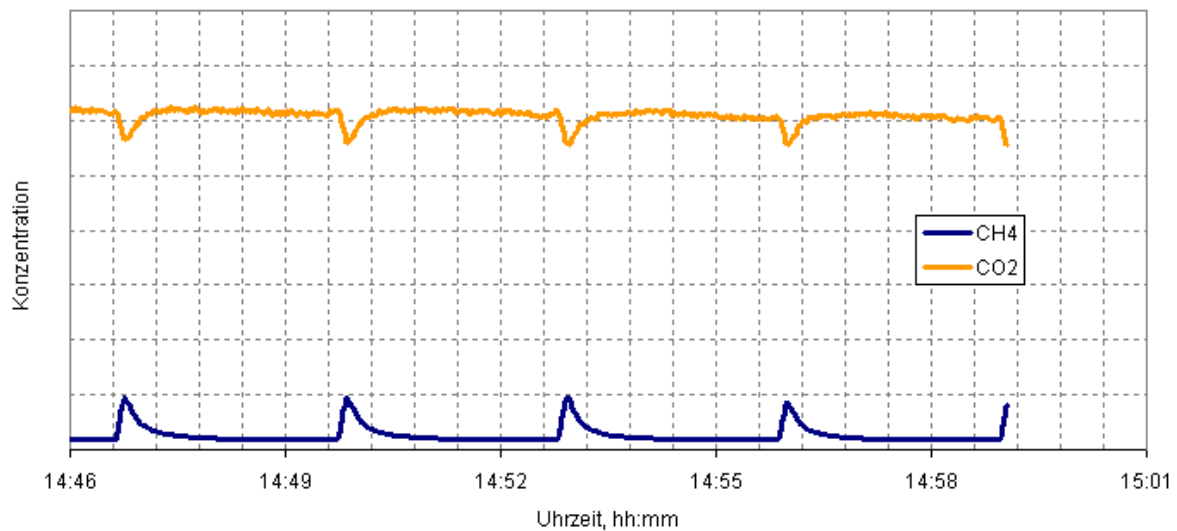


Abbildung 15 Qualitative Abgaskonzentrationen gemessen mit MS über einen Anlagenzklus

In Abbildung 16 und Abbildung 17 sind die Konzentrationsverläufe über 36 h im Rohgas sowie im Abgas der PSA Anlage dargestellt. Die Daten wurden mit dem μ GC erfasst, wobei die Messungen alternierend zwischen Ab- und Rohgas stattgefunden haben.

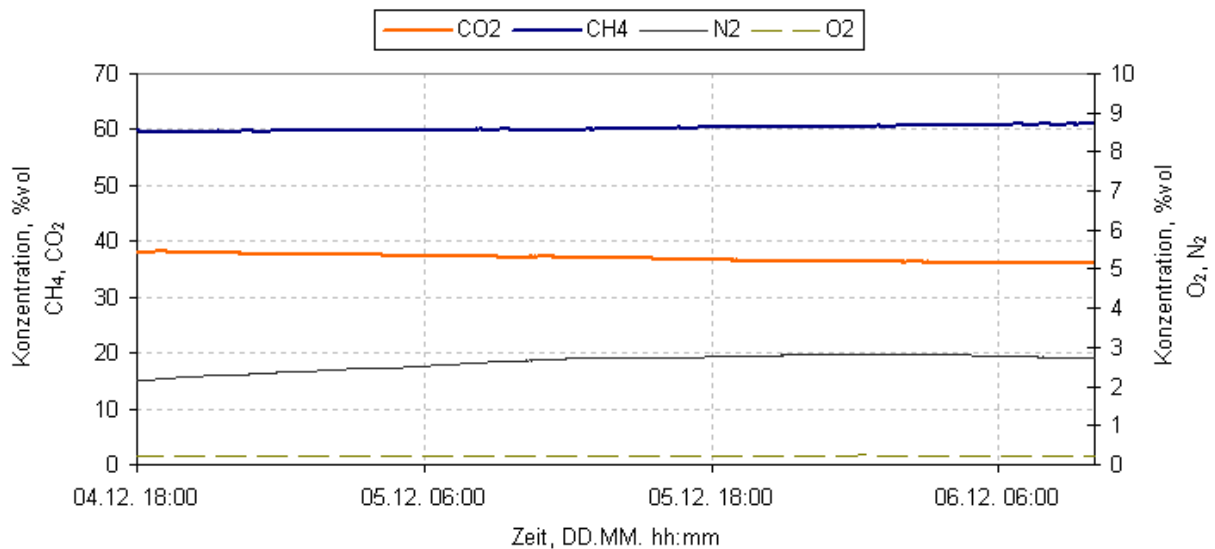


Abbildung 16 Konzentration im Rohgas der PSA Anlage gemessen mit dem μ GC

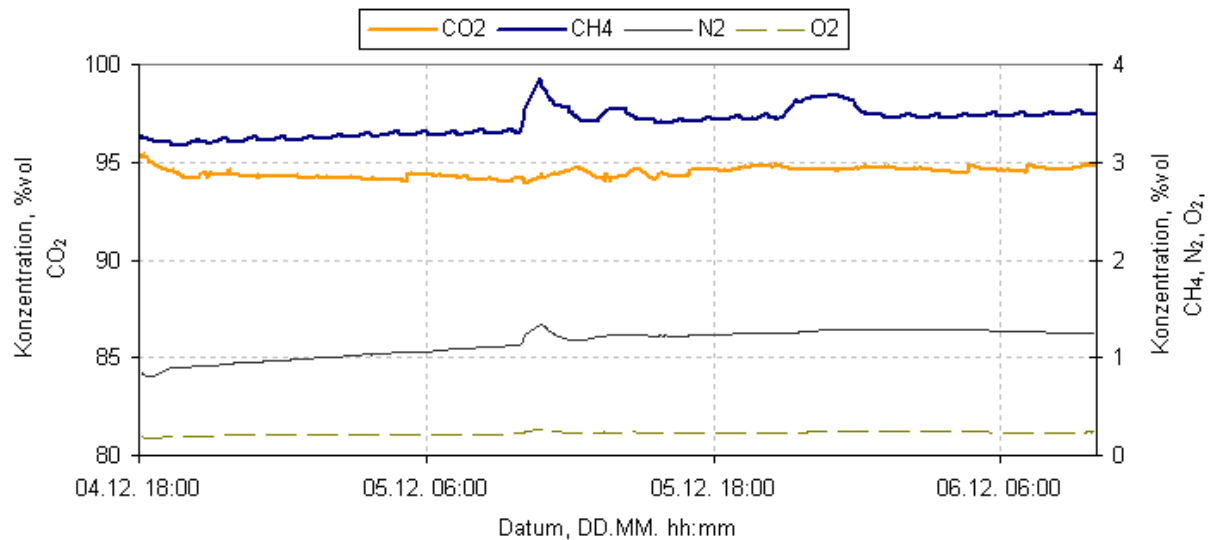


Abbildung 17 Konzentration im Abgas der PSA Anlage gemessen mit dem µGC

Die Konzentrationen im aufbereiteten Gas, welches ins Netz eingespeist wird, sind in Abbildung 18 dargestellt. Die Konzentrationen sind stabil, der Methangehalt liegt bei 95 %vol, was für die Einspeisung ins Erdgasnetz eine genügend hohe Konzentration ist.

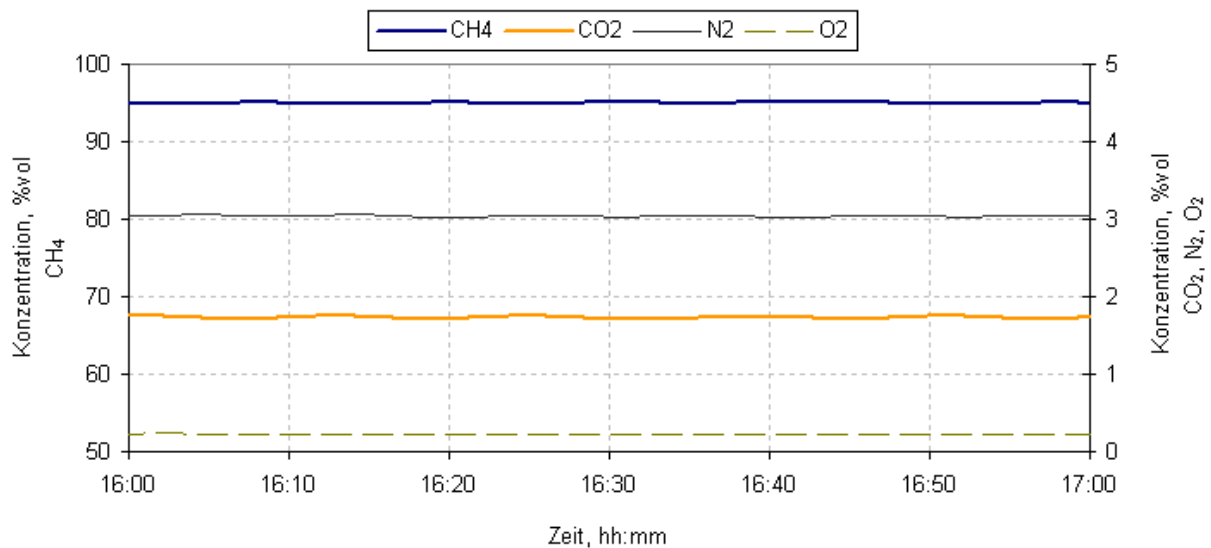


Abbildung 18 Konzentrationen im Reingas gemessen mit dem µGC

3.4.2 Bilanzierung der PSA der ARA Luzern im Produktionsbetrieb

Konzentrationsmessung mit µGC und MS in der Abgasleitung

Mit dem MS können mit einer wesentlich höheren zeitlichen Auflösung Konzentrationsverläufe gemessen werden als mit dem µGC. Solche Messungen sind besonders interessant bei der Konzentrationsmessung im Abgas. Diese Messdaten sollen nicht zur Bilanzierung genutzt werden, helfen aber die Anlage besser zu verstehen. Abbildung 19 zeigt die Methanfluktuation

im Abgas anhand von MS Daten (Achse links). Überlagert aufgetragen sind punktuelle μGC Daten zur visuellen Kalibration (Achse rechts). Man sieht sehr deutlich, dass beim Evakuieren jedes Adsorbers Methanspitzen von bis über 10 %vol auftreten.

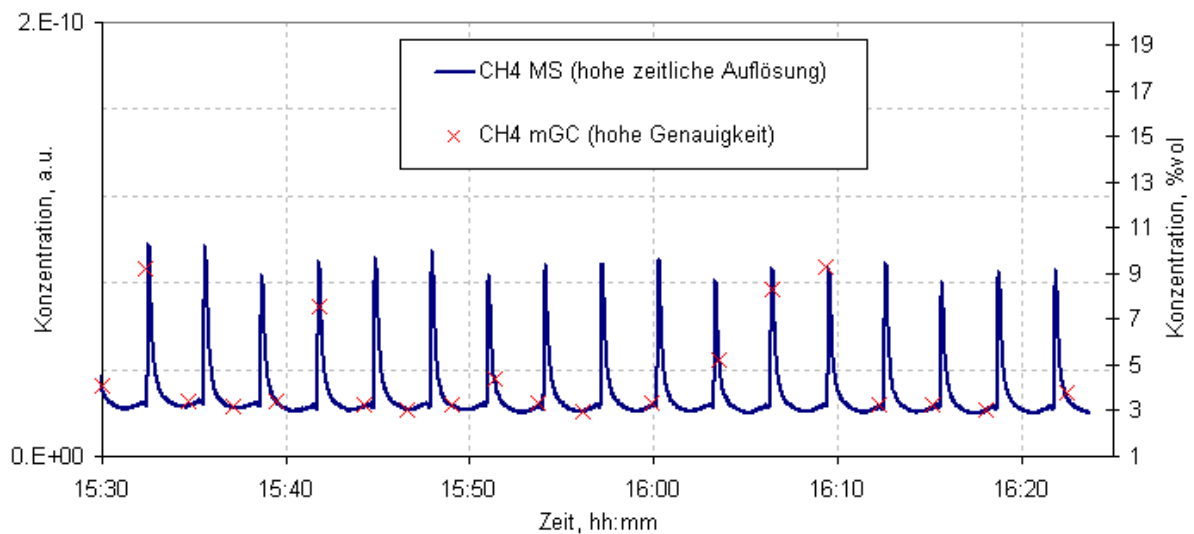


Abbildung 19 Methankonzentration im Abgas (MS: linke Achse, μGC : rechte Achse)

Bilanzen (10h Mittelung)

Der Bilanzzeitraum umfasst Messdaten von einer zusammenhängenden Zeitreihe von ca. zehn Stunden. Dies entspricht 200 Adsorberzyklen oder 50 Anlagenszyklen.

Für die Bilanzierung der Anlage werden folgende Daten verwendet (Tabelle 4).

Tabelle 4 Messgeräteverwendung für die Bilanzierung der Stoffströme

	<i>Rohgas</i>	<i>Abgas</i>	<i>Aufbereitetes Gas</i>
CH₄	$\mu\text{GC(PSI)}$	$\mu\text{GC(PSI)}$	NDIR (GALU)
CO₂	$\mu\text{GC(PSI)}$	$\mu\text{GC(PSI)}$	NDIR (GALU), korrigiert
O₂	$\mu\text{GC(PSI)}$	$\mu\text{GC(PSI)}$	NDIR (GALU), korrigiert
N₂	$\mu\text{GC(PSI)}$	$\mu\text{GC(PSI)}$	berechnet
Volumenstrom	berechnet	berechnet	NDIR (EWL)

Der Vergleich zwischen den Daten des NDIR und des μGC im aufbereiteten Gas ergab eine sehr hohe Übereinstimmung im Methangehalt, jedoch eine weniger gute, was den Gehalt an CO₂ und O₂ betrifft. Aus diesem Grund werden diese Daten mit den genaueren Daten des μGC korrigiert.

Die Berechnungen werden soweit nicht anders bemerkt in m³_N (Normkubikmeter) durchgeführt. Der Normzustand ist definiert mit folgenden Zustandsvariablen

p_N , mbar	1013.25
ϑ_N , °C	0

In den Berechnungstabellen ist die Herkunft der Daten anhand der Hintergrundfarbe der Zelle angegeben. Die Farbcodierung ist wie folgt:

	Gemessen PSI ⁹
	Gerechnet PSI
	Gemessen <i>ewl</i> / GALU ¹⁰

Tabelle 5 Unsicherheiten der Daten aufgrund der verwendeten Messgeräte

	Volumenstrom		NDIR		µGC	
	Messung	Umwandler	Kalibration	Gerät	Kalibration	Gerät
Rohgas	1% rel	-	1% rel	1.1%rel	0.5% rel.	0.5% rel
Feedgas	0.5% rel	0.5% rel	-	-	-	-
Überschussgas	0.5% rel	0.5% rel	-	-	-	-
Aufbereitetes Gas	0.5% rel	0.5% rel	1% rel	1.1%rel	0.5% rel.	0.5% rel
Abgas	1% rel	-	-		0.5% rel.	0.5% rel
Sauerstoff	-	-	1% rel	0.25%rel	-	-

Auf diesen Daten basieren die Unsicherheiten der gerechneten Größen. Als erstes müssen die fehlenden Volumenströme berechnet werden. Diese vererben die Unsicherheiten der Berechnungsgrößen.

$$\dot{V}_{\text{Rohgas}} = \dot{V}_{\text{Feedgas}} - \dot{V}_{\text{Überschussgas}} \quad 3$$

Der Rohgasstrom bekommt also die Summe aller absoluten Unsicherheiten von Feed- und Überschussgas. Die Werte können direkt angegeben werden, da die Unsicherheiten als relative Werte angegeben sind.

$$\dot{V}_{\text{Abgas}} \pm \Delta R = \dot{V}_{\text{Rohgas}} \pm \dot{V}_{\text{Rohgas}} \cdot \Delta r - \dot{V}_{\text{Aufbereitetes Gas}} \pm \dot{V}_{\text{Aufbereitetes Gas}} \cdot \Delta r \quad 4$$

Für den absoluten Fehler des Abgasstromes ergibt sich dann

$$\pm \Delta R = \dot{V}_{\text{Rohgas}} \cdot \Delta r - \dot{V}_{\text{Aufbereitetes Gas}} \cdot \Delta r \quad 5$$

Oder anders formuliert

$$\frac{\pm \Delta R}{\dot{V}_{\text{Rohgas}} - \dot{V}_{\text{Aufbereitetes Gas}}} = \Delta r \quad 6$$

In Worten: der relative Fehler ist in diesem Spezialfall derselbe wie der der Berechnungsgrößen. Weiter wird der Abgasstrom gerechnet

$$\dot{V}_{\text{Abgas}} = \dot{V}_{\text{Rohgas}} - \dot{V}_{\text{Aufbereitetes Gas}} \quad 7$$

⁹ Paul Scherrer Institut

¹⁰ Energie Wasser Luzern Messstelle beim Gemeindeverband für Abwasserreinigung Region Luzern

Auch hier werden die Unsicherheiten von den Berechnungsgrößen vererbt. In diesem Fall müssen die relativen Unsicherheiten aber addiert werden. Die Molenströme werden berechnet aus der Formel

$$\dot{N}_x = 22.4138 \cdot \dot{V} \cdot x \quad 8$$

Die Unsicherheiten werden also durch die Konzentrationsmessung und den Volumenstrom bestimmt. Folgende Tabelle gibt die Unsicherheiten aller zur Bilanzierung relevanten Molenströme wieder.

Tabelle 6 Unsicherheiten der Daten aufgrund der verwendeten Messgeräte

Molenströme	CH ₄	CO ₂	O ₂
Abgas	2%rel	2%rel	2%rel
Rohgas	2%rel	2%rel	2%rel
Produktgas	3.1%rel	3.1%rel	2.25%rel

Mit Hilfe dieser Tabelle können die Messdaten über eine Data reconciliation Routine so angepasst werden, dass sie im Rahmen der Unsicherheiten die Stofferhaltungssätze besser erfüllen.

Ein Lecktest der Leitungen vom Messpunkt zum μ GC ergab folgendes Grundsignal für Stickstoff und Sauerstoff.

Tabelle 7 Grundsignal von O₂ und N₂ in den Messleitungen

O ₂	N ₂
0.050875	0.18595

Komponentenbilanz und Data reconciliation

Aus den aufbereiteten Messdaten ergaben sich im ersten Schritt folgende Werte für die ein- und austretenden Ströme (Tabelle 8, Tabelle 9)

Tabelle 8 Mittlere Konzentrationen in den versch. Strömen der Anlage in %vol

%vol	CH ₄	CO ₂	O ₂	N ₂
Abgas	3.49	94.99	0.19	1.09
Rohgas	60.82	36.15	0.19	2.61
Reingas	93.65	1.57	0.26	

Tabelle 9 Molenströme der verschiedenen Komponenten in mol/h

mol/h	CH ₄	CO ₂	O ₂	N ₂
Abgas	38.67	1053.30	2.09	12.13
Rohgas	1743.62	1036.51	5.39	74.75
Reingas	1646.58	27.59	4.61	-

Aus diesen Messdaten ergeben sich folgende Bilanzlücken

Tabelle 10 Bilanzlücken aufgrund der gemessenen Stoffströme

	CH_4	CO_2	O_2
Strom, mol/h	58.37	-44.37	-1.32
Stromanteil, %	3.3	-4.3	-24.4

Eine einfache Optimierung der Unsicherheiten (proportionale Änderung des Messwertes entsprechend seiner Unsicherheit im gegebenen Bereich) führte zu folgenden verbesserten Bilanzergebnissen.

Tabelle 11 Mit Hilfe der Data reconciliation verbesserte Daten

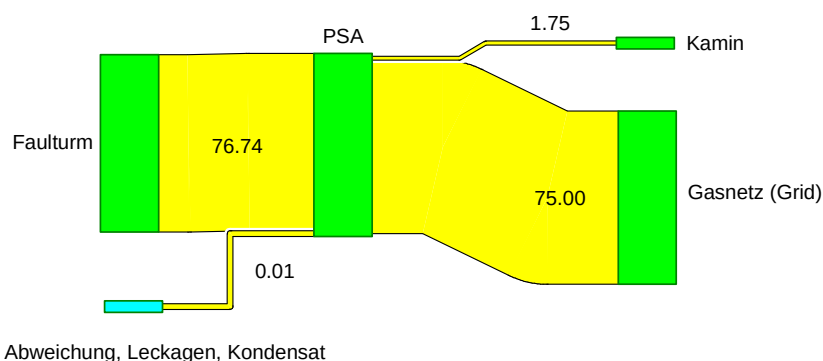
<i>mol/h</i>	CH_4	CO_2	O_2
Abgas	39.19	1032.23	2.05
Rohgas	1720.13	1057.24	5.50
Produktgas	1680.95	26.73	3.64
Abw, %rel	-0.0008	-0.1625	-3.4355
Benutzer Unsicherheitsbereich	67%	100%	100%

Zwar lässt sich die Sauerstoffbilanz auch jetzt nur bedingt schließen. Aber bei den niedrigen Messwerten spielen diverse Nichtlinearitäten der Messgeräte eine große Rolle. Daher ist das Ergebnis absolut akzeptabel. Aus diesen Daten kann jetzt der Methanschupf entnommen werden (Tabelle 12). Die gleiche Information ist nochmals in einem Sankey Diagramm anschaulich dargestellt (Abbildung 20).

Tabelle 12 Ein- und austretende Volumenströme und der Methanschupf durch das Abgas

m^3_N/h	CH_4	CO_2	O_2
Abgas	1.75	46.05	0.09
Rohgas	76.74	47.17	0.25
Produktgas	75.00	1.19	0.16
Schlupf, %	2.28		

Der nicht benannte Rest ist dem Stickstoff zuzuordnen.

**Abbildung 20 Sankey Diagramm von den Methanströmen der PSA Anlage in m^3_N/h**

Vergleich Bilanzierung mit den GALU Daten

Die Messdaten der GALU liefern einen unabhängigen Datensatz über die Stoffströme der Anlage. Daraus lassen sich die restlichen Daten berechnen. Führt man dies aus, erhält man folgende Bilanzwerte:

Tabelle 13 Vergleich Bilanz GALU und PSI

m^3_N/h	<i>CH₄-Bilanz GALU</i>	<i>CH₄-Bilanz PSI</i>
Abgas	4.66	1.75
Rohgas	77.91	76.77
Produktgas	73.25	75.03
Schlupf, %	6.0	2.28

Es zeigt sich also, dass die GALU eigenen Daten nur begrenzt zu einer Qualitätskontrolle hinzugezogen werden können. Der berechnete Schlupf ist um einiges größer als der gemessene. Eine Selbstkontrolle wäre also nur mit einer Abgasmessung sinnvoll durchzuführen.

3.4.3 Bestimmung des An- und Ausfahrverhalten der PSA in Luzern

Zur Bestimmung des An- und Ausfahrverhaltens der PSA ist der zeitlich aufgelöste Abgasvolumenstrom erforderlich. Hierfür wurde die Helium Tracer Methode eingesetzt.

Für die Berechnung benötigt man das original He Signal (Abbildung 21) sowie den mittleren Volumenstrom im Abgas, der sich aus der integralen Bilanz der Anlage ergibt. Über die diskrete Zerlegung des Signals und den Vergleich mit dem dazugehörigen Volumen

$$\dot{V}_A^M \Delta t = \dot{V}_{He} \int \frac{1}{x_{He}(t)} dt \quad 9$$

lässt sich nun jedem Messpunkt ein Volumenelement zuordnen, welches sich wiederum in einen Volumenstrom umrechnen lässt.

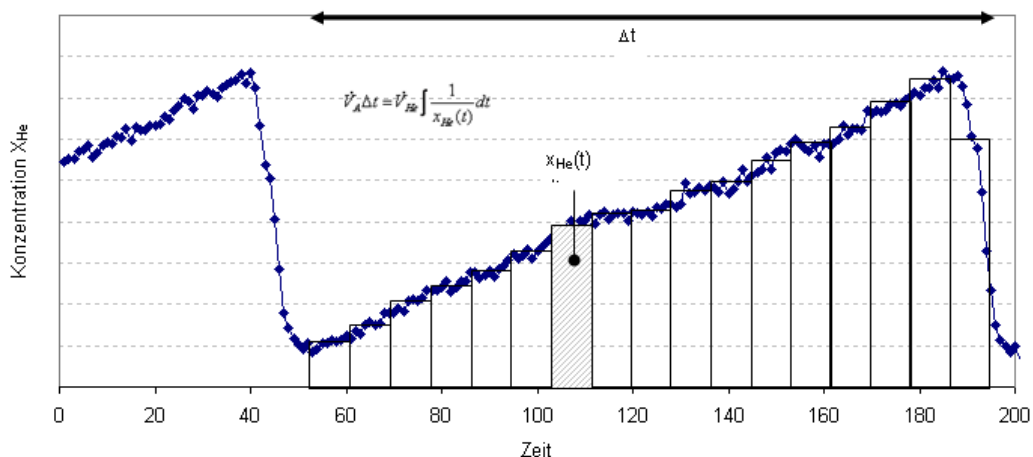


Abbildung 21 He Signal (MS) und Berechnungsweg des zeitlich aufgelösten Volumenstromes

Über diese Berechnung erhält man nun eine Kalibrationskurve (Abbildung 22) die in gleichem Masse korreliert ist, wie die oben angegebene Berechnung aus dem He-Signal (Gleichung 1).

$$\dot{V}_A(MS) = \frac{64.418}{x_{He}^{0.9962}} \quad 10$$

Der Zähler entspricht dabei dem korrigierten Volumenstrom des Helium-Spikes in m³/h. Die Unsicherheit liegt zwischen 1 und 7% relative alleine für die Kalibrationsdaten. Hinzu kommt die nicht quantifizierbare Unsicherheit durch die Verwendung des relativen Helium Signals sowie die Unsicherheit des mittleren Volumenstromes im Abgas mit 1% punkt (Tabelle 5). Die Unsicherheit für diese Kalibration liegt demnach bei 2 bis 8% je nach Höhe des Signals.

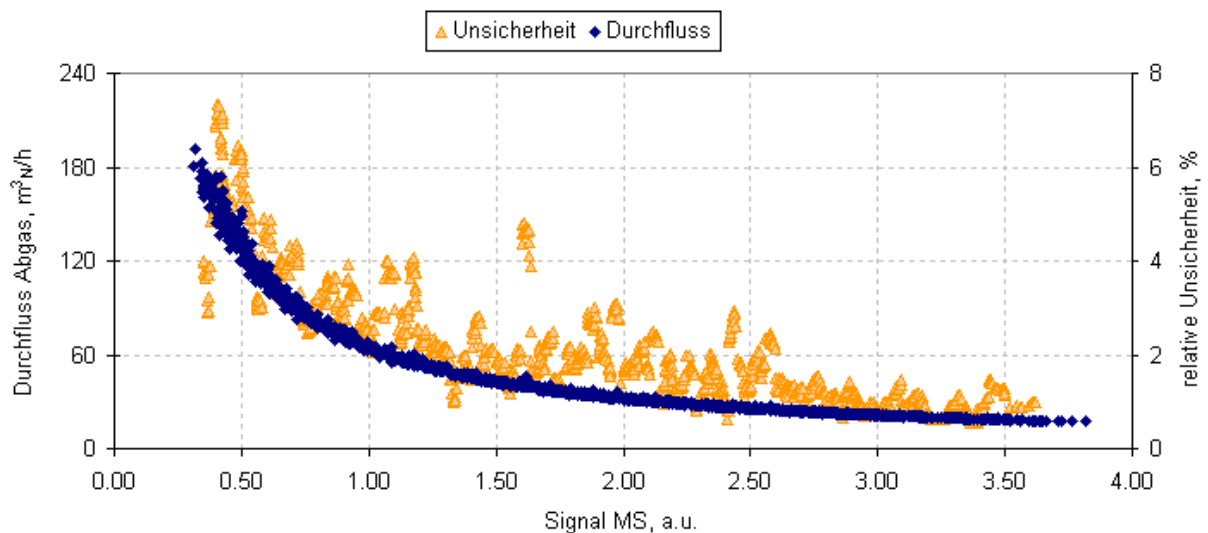


Abbildung 22 Nachkalibration und Unsicherheit des He Spike Signals

An- und Ausfahren

An dieser Stelle soll qualitativ und quantitativ diskutiert werden, ob ein Anfahr- oder Ausfahrvorgang sich wesentlich vom Betrieb der Anlage unterscheidet. Folgende Grafiken zeigen die Konzentrations- und Druckverläufe in den Adsorbern beim Ab- (Abbildung 23) und Anfahren (Abbildung 24) der Anlage. Während der Druckverlauf einen schlichten gesteuerten Prozess abbildet, zeigen die Konzentrationsverläufe erhebliche und unerwartete Schwankungen bei beiden Vorgängen. Speziell unverständlich ist die Art, auf welche der Adsorber 4 in Betrieb genommen wird (rote Linie Abbildung 24). Der zweite hohe Methanausstoss scheint genau von dieser Charakteristik zu stammen.

Nimmt man nun das He Signal als Merkmal zur relativen Bestimmung des Volumenstromes hinzu (Abbildung 25, Abbildung 26), so zeigt sich das manche Methanspitzen mit einem niedrigen Volumenstrom, andere jedoch mit einem hohen Volumenstrom verknüpft sind. Während man bei der Ausfahrcharakteristik einen höheren Methanschupf erwartet, da die Behälter alle entleert werden müssen, trifft dies für den Anfahrvorgang nicht zu.

Vergleicht man diese Vorgänge mit dem normalen Betrieb, so müsste beim An- und Ausfahren jeweils mehr emittiert werden als bei Normallast während dem gleichen Zeitintervall, um einen negativen Effekt zu erzeugen. Da ein Ausfahrprozess jeweils 24 min dauert, müsste also mehr emittiert werden, als bei ca. 1.5 Anlagenzyklen. bei 1.5 m³_N CH₄/h entspricht dies 0.58 m³_N CH₄. Beim Anfahrvorgang der 21 min dauert, beträgt die Grenze 0.29 m³_N CH₄.

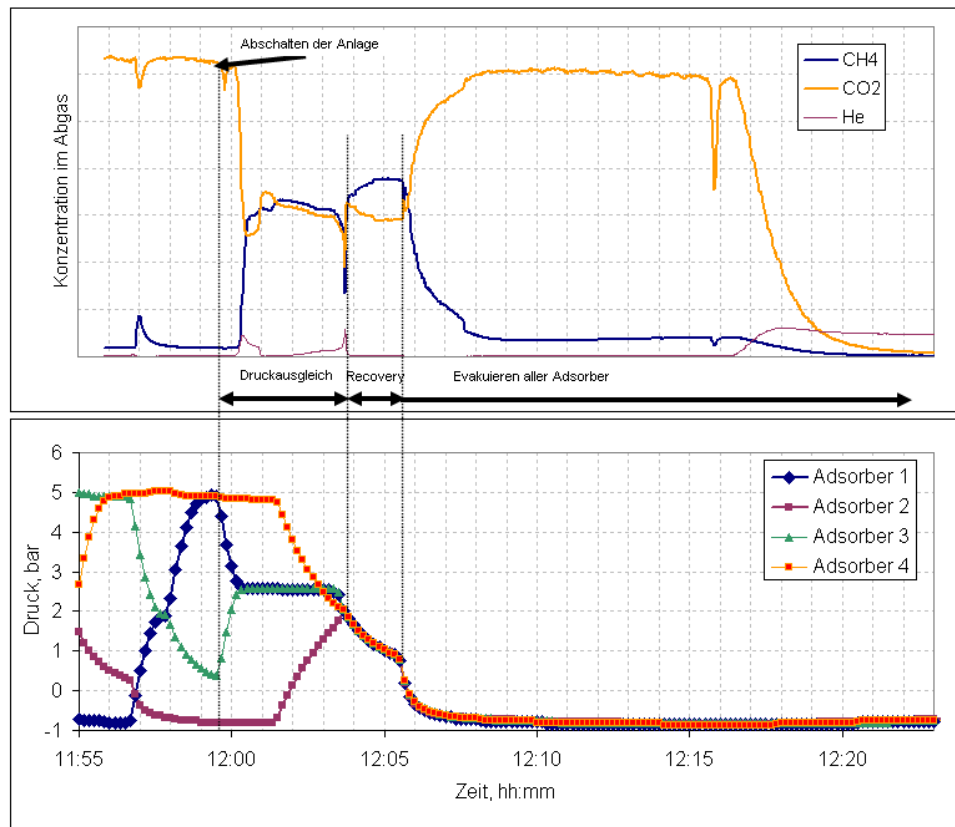


Abbildung 23 Ausfahrcharakteristik der PSA Anlage

Es muss an dieser Stelle erwähnt werden, dass die Anlage bezüglich des Recyclingstromes beim Ausfahren nicht optimal eingestellt werden kann. Dieses Verhalten wird durch die Art der Verschaltung des Recyclingstromes mit dem Faulturm erzwungen.

Das Synchronisieren der MS Daten mit den μ GC Daten führt zu einer anschaulichen und kalibrierten Darstellung in welchem Konzentrationsbereich sich die Methanspitzen im Abgas befinden.

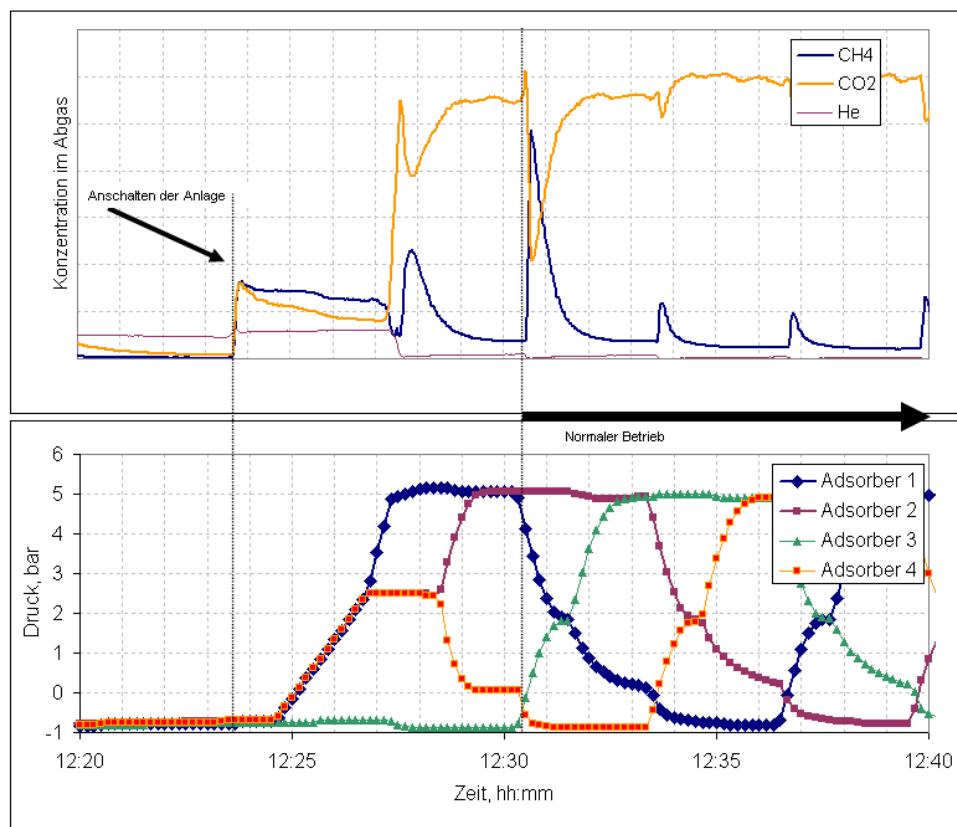


Abbildung 24 Anfahrcharakteristik der PSA Anlage

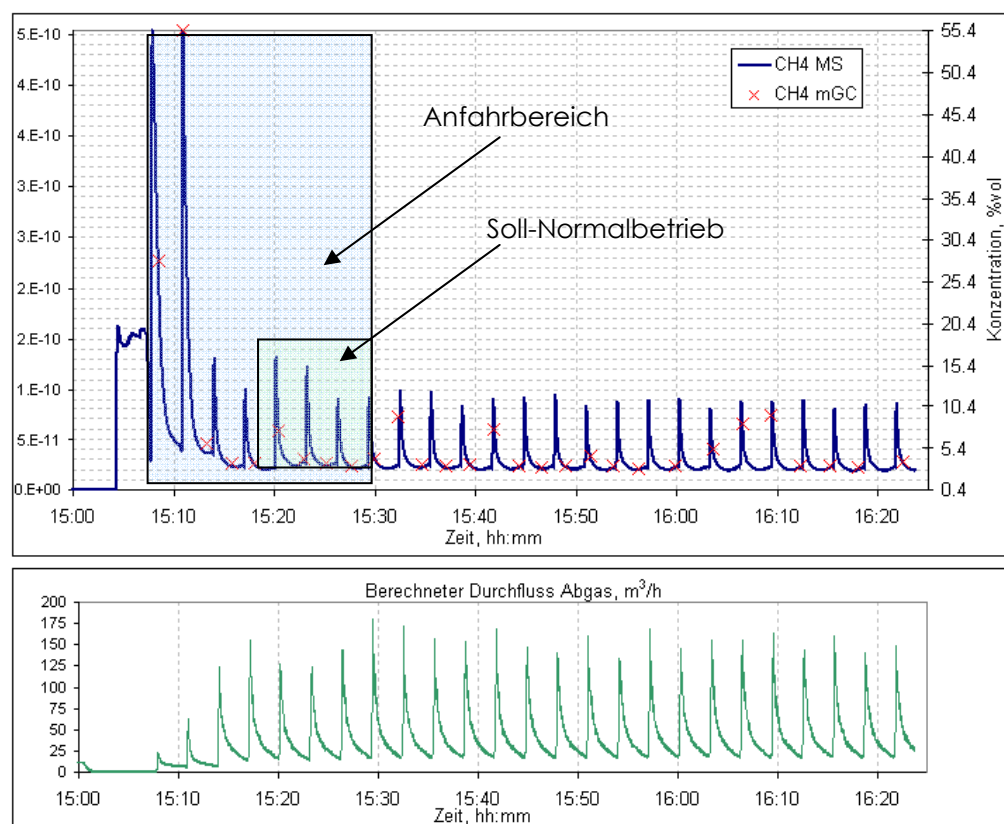


Abbildung 25 Synchronisierte Daten MS/μGC beim Anfahren der Anlage

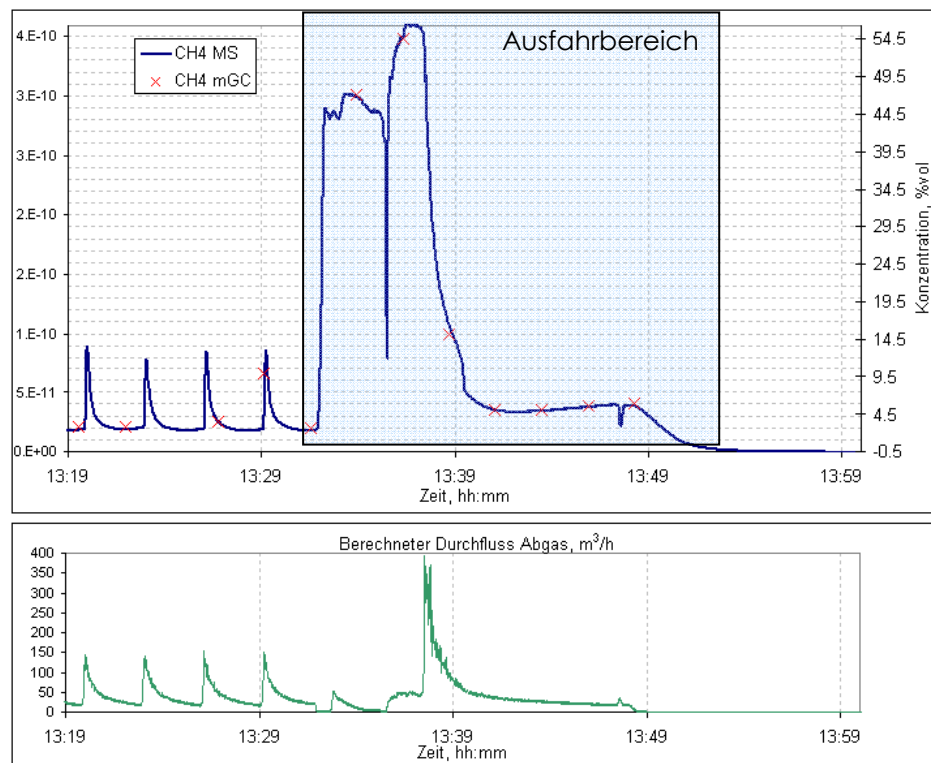


Abbildung 26 Synchronisierte Daten MS/μGC beim Ausfahren der Anlage

Die quantitative Bestimmung der Emission beim An- und Ausfahren kann nur bestimmt werden, wenn ein zeitlich hoch aufgelöster Volumenstrom für den Bereich bestimmt werden kann. Da dies nicht direkt gemessen werden konnte, muss auf eine Abschätzung zurückgegriffen werden. Aus der Synchronisierung der μGC und MS-Daten lässt sich eine lineare Kalibrationskurve für das zeitlich hochaufgelöste Methansignal ableiten. Aus der Kalibration des He-Signals (Abbildung 22) lässt sich ein zeitlich aufgelöster Volumenstrom im Abgas bestimmen. Dieser ist dargestellt in (Abbildung 25 bzw. Abbildung 26). Aus dem gesamt Volumenstrom und der Methan-Konzentration lässt sich der Methanstrom bestimmen. Integriert über die Zeit ergibt sich daraus ein Volumenverlust an Methan pro Ausfahr- und Anfahrprozess.

$$V_{CH_4} = \int \dot{V}_{CH_4}(t) dt$$

11

Die Unsicherheit dieser Daten fügt sich zusammen aus der Unsicherheit der Kalibration des Volumens mit max. 8 %rel sowie der Unsicherheit der Konzentrationsbestimmung. Diese liegt bei 1 %rel bezogen auf die Daten des μGCs sowie zusätzlich der Streuung des MS Signals, die mit 0.6 %rel aus den Messdaten abgeschätzt wird. Zusammen ergibt sich damit eine Unsicherheit für die Bestimmung des Schlupfes beim An- und Ausfahren von 9.6% rel.

Der Einfluss dieser relativ hohen Unsicherheit wird massgeblich bestimmt durch die Anzahl der Anfahr- und Ausfahrvorgänge im Jahr. Bei einem Stundenanteil von 10 % trägt diese Unsicherheit nur noch mit 1 %rel zum Gesamtergebnis bei.

Der spezielle Bereich "Soll Normalbetrieb" beim Anfahrvorgang (Abbildung 25) gehört gemäss Betriebsleitsystem zum normalen Betriebszustand, weist aber eine erhöhte Methankonzentration auf. Aus diesem Grund wird in diesem Bereich nur der zusätzliche Methanschupf bestimmt und dem Anfahrvorgang angerechnet.

Die berechneten Methanemissionen sind absolute Emissionen, die pro Ereignis (An-/Ausfahren) auftreten. Für die Jahresauswertung werden die Daten des Betriebsleitsystems verwendet. Hier treten die An- und Ausfahrvorgänge als Zeitanteil der Betriebszeit auf. Aus diesem Grund werden die Emissionen auf diese Zeit bezogen, wodurch sich ein Flussequivalent ergibt anhand

dessen man bewerten kann, ob und wie stark die Emission dieses Ereignisses von denen im Normalbetrieb abweichen.

Tabelle 14 Emission und Unsicherheit beim Anfahr- und Ausfahrvorgang der PSA Anlage

<i>Prozessschritt</i>	<i>Emission, m³</i>	<i>Unsicherheit, %rel.</i>	<i>Dauer, min</i>	<i>Flussequivalent, m³/h</i>
Anfahrvorgang	0.49	9.6	9.7	3.03
Ausfahrvorgang	2.47	9.6	15.5	9.56

In Tabelle 14 sind die Ergebnisse für An- und Ausfahremission dargestellt. Es wird deutlich sichtbar, dass die Emissionen signifikant grösser sind als die des Normalbetriebs.

3.5 Diskussion und Zusammenfassung der Ergebnisse

3.5.1 Messmethodik zur Methanverlustbestimmung

Konzentrations- und Volumenstrommessung

Anhand der erfolgreichen Bilanzierung der PSA Anlage und der Beschreibung des An- und Ausfahrverhalten ist deutlich geworden, welcher Aufwand betrieben werden muss, um belastbare Daten für die Ermittlung des Methanverlusts zu erhalten. Die gewählte Messstrategie hat sich auch im Langzeitbetrieb einwandfrei bewährt. Sollte der Nachweis erbracht werden, dass der Methanverlust unter einem Prozent liegt, wird der Aufwand an die Messgenauigkeit weiter steigen. Aufbereitungsverfahren wie Wäscheverfahren oder Membrantrennverfahren, welche stationäre Volumenströme und Gaskonzentrationen aufweisen, sind wesentlich einfacher zu bilanzieren. Wünschenswert ist, dass in Zukunft neben CH₄, CO₂ und O₂ auch N₂ bilanziert wird. Ohne GC bzw. µGC ist dies nicht möglich. Dadurch werden die Anforderungen an die Volumenstrommessung etwas entschärft. Die Methode der data reconciliation ist anzuwenden. Die Messungen mit dem MS erlauben auf jeden Fall, zeitlich hoch aufgelöste Messdaten zu erhalten. Bei dynamischen Prozessen oder dem Verdacht, dass schnelle dynamische Prozesse in der Aufbereitungsanlage ablaufen, ist ein MS sehr wertvoll. Alternativ kann dazu auch ein NDIR Messgerät eingesetzt werden, wenn mit der geforderten zeitlichen Auflösung gemessen werden kann. Der im Kapitel 3.3.4 gezeigt Messaufbau ist eine gute Basis für weitere Erfolgskontrollen an weiteren Aufbereitungsverfahren.

Helium Tracer

Eine Anpassung der PSA Anlage zur Anwendung der Tracer Methode für die Bilanzierung im Produktionsbetrieb war betriebstechnisch nicht möglich. Die notwendige Anpassung bezieht sich auf die Mischstrecke des Tracers im Abgaskanal. Bei der vorhandenen Mischstrecke war die Dynamik des Prozesses für die Tracermethode unter diesen Bedingungen zu hoch. Es konnte nicht eindeutig sichergestellt werden, ob das Helium nur durch die Mischstrecke geflossen ist, oder in Perioden langsamer Abgasgeschwindigkeit auch in Richtung Vakuumpumpe rückdiffundiert.

Für eine Abschätzung des zeitlich aufgelösten Volumenstroms kann das Heliumsignal verwendet werden, wenn der mittlere Volumenstrom bekannt ist. Dies wurde für den An- und Ausfahrprozess erfolgreich gezeigt.

3.5.2 Ermittelter Methanverluste der PSA der ARA Luzern

Es gibt verschiedene Mechanismen, aufgrund derer Methan durch den Abgaskanal entweicht. Sicherlich ist als erster Grund zu nennen, dass die Anlage ohne zusätzliche Komponenten niemals ohne Methanschluß laufen wird. Aufgrund der Tatsache, dass die Adsorber zyklisch geleert werden müssen entweicht mit dem CO₂ immer CH₄. An dieser Situation lässt sich also ohne zusätzliche Komponenten wie Membranen oder Abbrand nicht viel optimieren.

Ein weiterer auffälliger Punkt beim Anfahren ist, dass der Adsorber 4 evakuiert wird, bevor er in den Produktionsvorgang geschaltet war. Das bedeutet es wird bei jedem Anfahrvorgang eine komplette Behälterfüllung mit Feedgasmischung von 1 bar auf ca. 300 mbar evakuiert. Eine Situation, dies sich durch das anpassen der Anfahroutine schnell verbessern lassen müsste.

Die Messung an der Anlage wurde mit einer sehr hohen Genauigkeit erfolgreich durchgeführt. Allerdings konnten die nach dem Vorversuch identifizierten Verbesserungen abgesehen von besseren Kalibrationsgasen nicht durchgeführt werden.

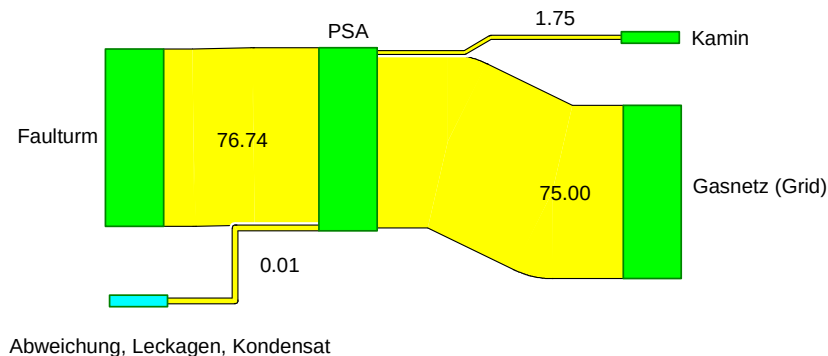


Abbildung 27 Sankey Diagramm von CH₄ durch den Prozess (m³_N/h)

Der Methanschluß beträgt 2.28 % des Methaneingangstromes im Normalbetrieb. Beim An- und Ausfahrbetrieb wird gemäss Tabelle 15 mehr Methan emittiert als beim Normalbetrieb.

Tabelle 15 Zusammenfassung der Methanemission bei verschiedenen Zuständen der Anlage

Prozessschritt	CH ₄ Emission, m ³ /h
Betrieb	1.75
Anfahrvorgang	3.03
Ausfahrvorgang	9.56

Beim Ausfahren bestehen Optimierungsmöglichkeiten in der Revision der Anlagenkopplung mit dem Faulturm. Natürlicherweise sollte jedoch der An- und Ausfahrzyklus auf ein Minimum beschränkt werden. Beim Übergang auf Sechs Adsorber kann der Methanschluß ebenfalls stark gesenkt werden.

Insgesamt ist bei der Bewertung der Emission wichtig, welchen Vergleichsprozess man wählt (Totaloxidation, BHKW, Gasturbine). Die Wahl der Kriterien (Umweltrelevanz, Energieausbeute, Einsparung fossiler Energie) spielt ebenfalls eine wichtige Rolle.

Kapitel 4: GALU - Auswertung der Prozessdaten 2007

4.1 Hintergrund

Die Messresultate in der Emmer Aufbereitungsanlage (ARA Region Luzern), die in Kapitel 3 detailliert beschrieben sind, erlauben Aussagen zu den Methanemissionen während der Produktion und während der An- und Ausfahrvorgänge. Um aus den Messwerten für einzelne Betriebszustände eine Gesamtemission für das Jahr 2007 abschätzen zu können, müssen sie mit detaillierten Betriebsdaten der Aufbereitungsanlage verknüpft werden. Unter diesem Aspekt wurden die Prozessdaten des Jahres 2007, die von der GALU zur Verfügung gestellt wurden, ausgewertet.

4.2 Datenaufbereitung

Das Emmer Prozessleitsystem unterscheidet insgesamt 22 Betriebszustände, die jedoch fünf Hauptgruppen zugeordnet werden können (Tabelle 16). Die Hauptbetriebszustände „Anfahren“, „Produktion“ und „Ausfahren“ sind in mehrere Untergruppen gegliedert, die prozessdefinierte Teilschritte darstellen, welche sich beispielsweise in der Ventilstellung unterscheiden. Da die detaillierten Betriebszustände (Untergruppen) für die Berechnung des Methanschlupf keine Mehrinformation bergen, beschränkte sich die Auswertung auf die Hauptbetriebszustände. Wenn im Folgenden allgemein von Betriebszuständen die Rede ist, handelt es sich um diese Hauptbetriebszustände. Technische Details zu den Betriebszuständen sind im Kapitel 3 beschrieben.

- Startvorbereitung: noch kein Druckaufbau, Start Kühl/Kaltwassersystem
- Anfahren: der Betriebszustand der Anlage, in welchem die Aufbereitung hochgefahren wird (Druckaufbau), jedoch noch nicht im Normalzustand läuft.
- Produktion: die Gasaufbereitung läuft normal.
- Ausfahren: die Produktion wird heruntergefahren, die Adsorptionseinheiten werden entlastet.
- Stillstand: die Aufbereitungsanlage läuft nicht.
- Alarm: kritische Ereignisse (z.B. Betätigung des Notaus-Schalters, Ansprechen der Gasmelder), welche zum sofortigen Ausfahren führen.

Tabelle 16: Erfasste Betriebszustände des Prozessleitsystems der PSA-Anlage Emmen (GALU)

Nummer	Betriebszustände Untergruppen	Hauptbetriebszustände
0	Anfahrschritt 1	Anfahren
1	Anfahrschritt 2	Anfahren
2	Anfahrschritt 3	Anfahren
3	Produktionsschritt 1	Produktion
4	Produktionsschritt 2	Produktion
5	Produktionsschritt 3	Produktion
6	Produktionsschritt 4	Produktion
7	Produktionsschritt 5	Produktion
8	Produktionsschritt 6	Produktion
9	Produktionsschritt 7	Produktion
10	Produktionsschritt 8	Produktion
11	Produktionsschritt 9	Produktion
12	Produktionsschritt 10	Produktion
13	Produktionsschritt 11	Produktion
14	Produktionsschritt 12	Produktion
15	Ausfahrschritt 1	Ausfahren
16	Ausfahrschritt 2	Ausfahren
17	Ausfahrschritt 3	Ausfahren
18	Ausfahrschritt 4	Ausfahren
19	Stillstand	Stillstand
20	Alarm Shutdown	Alarm
22	Startvorbereitung	Startvorbereitung

Die benötigten Betriebsdaten der Aufbereitungsanlage werden über das Prozessleitsystem in Emmen sekundengenau erfasst. Für die Auswertung wurden der ZHAW aus technischen Gründen jedoch Daten in einem gröberen Raster zur Verfügung gestellt: Die jeweiligen Daten in Zeiteinheiten von fünf Minuten erschienen für die gewünschten Ziele ausreichend, da die Betriebsregime jeweils deutlich mehr als fünf Minuten aktiv sind. Lediglich der Betriebszustand „Alarm“ kann eine kürzere Zeitperiode dauern bzw. einen Betriebszustand, der kürzer als fünf Minuten aktiv war, abbrechen. Das Ereignis „Alarm“ wird aber über das Auslesen des Maximalwerts (Betriebszustand mit der höchsten Nummer) des jeweiligen 5-Minuten-Intervalls in der Regel dennoch erfasst (Betriebs-Nummer „20“: die darauf folgenden Ausfahrschritte haben tiefere Nummern). Über die volle Jahresperiode gleichen sich die Ungenauigkeiten des gröberen Zeitrasters aus.

4.3 Prozessdatenauswertung

Die wichtigsten Resultate der Betriebsdatenauswertung sind in Tabelle 17 für die einzelnen Monate und in Tabelle 18, Tabelle 19 und Abbildung 28 für das Gesamtjahr zusammengefasst:

Tabelle 17: Monatsübersicht Prozessdaten der PSA-Anlage Emmen (GALU) für das Jahr 2007

	jan	feb	mär	apr	may	jun
Startvorbereitung (in h)	0.2	64.0	0.0	0.1	0.3	0.6
Anfahren (in h)	7.8	6.5	9.8	1.0	4.1	2.6
Produktion (in h)	311.9	146.7	291.5	673.5	462.4	379.6
Ausfahren (in h)	12.2	10.7	14.2	2.0	6.9	6.5
Stillstand (in h)	398.8	439.8	427.6	43.0	270.3	330.8
Alarm (in h)	13.3	4.4	0.0	0.4	0.0	0.0
Rohgasmenge (in Nm3)	36'742	17'335	34'617	85'049	52'082	41'385
Reingasmenge (in Nm3)	21'398	9'908	19'954	50'418	30'845	24'590
Ereignis Anfahren	48	38	55	6	25	18
Ereignis Ausfahren	48	43	57	6	30	22
Ereignis Alarm	1	4	0	2	0	1

	jul	aug	sep	oct	nov	dec
Startvorbereitung (in h)	0.8	0.0	0.1	0.6	0.0	0.0
Anfahren (in h)	1.9	1.3	2.2	2.1	1.8	1.8
Produktion (in h)	146.6	159.8	272.3	333.3	469.8	276.7
Ausfahren (in h)	3.7	2.3	3.7	3.7	3.4	3.3
Stillstand (in h)	590.9	580.6	441.8	218.8	192.0	462.2
Alarm (in h)	0.2	0.0	0.0	185.6	53.0	0.0
Rohgasmenge (in Nm3)	15'945	17'927	30'852	37'294	54'369	33'307
Reingasmenge (in Nm3)	9'413	10'546	18'108	21'965	32'355	20'088
Ereignis Anfahren	12	8	15	14	12	12
Ereignis Ausfahren	13	8	14	15	12	13
Ereignis Alarm	1	0	0	3	1	0

Tabelle 18: Anzahl der Betriebsstunden der jeweiligen Betriebsregime der GALU Aufbereitungsanlage 2007. Die Prozessdaten (dokumentierte Werte) wurden auf Grund von bekannten Einzelereignissen angepasst (korrigierte Werte)

	dokumentierte Werte		korrigierte Werte	
	Stunden	Prozent	Stunden	Prozent
Startvorbereitung	66.5	0.8	2.5	0.0
Anfahren	42.8	0.5	42.8	0.5
Produktion	3923.8	44.8	3923.8	44.8
Ausfahren	72.5	0.8	72.5	0.8
Stillstand	4396.5	50.2	4699.1	53.6
Alarm	256.8	2.9	18.3	0.2

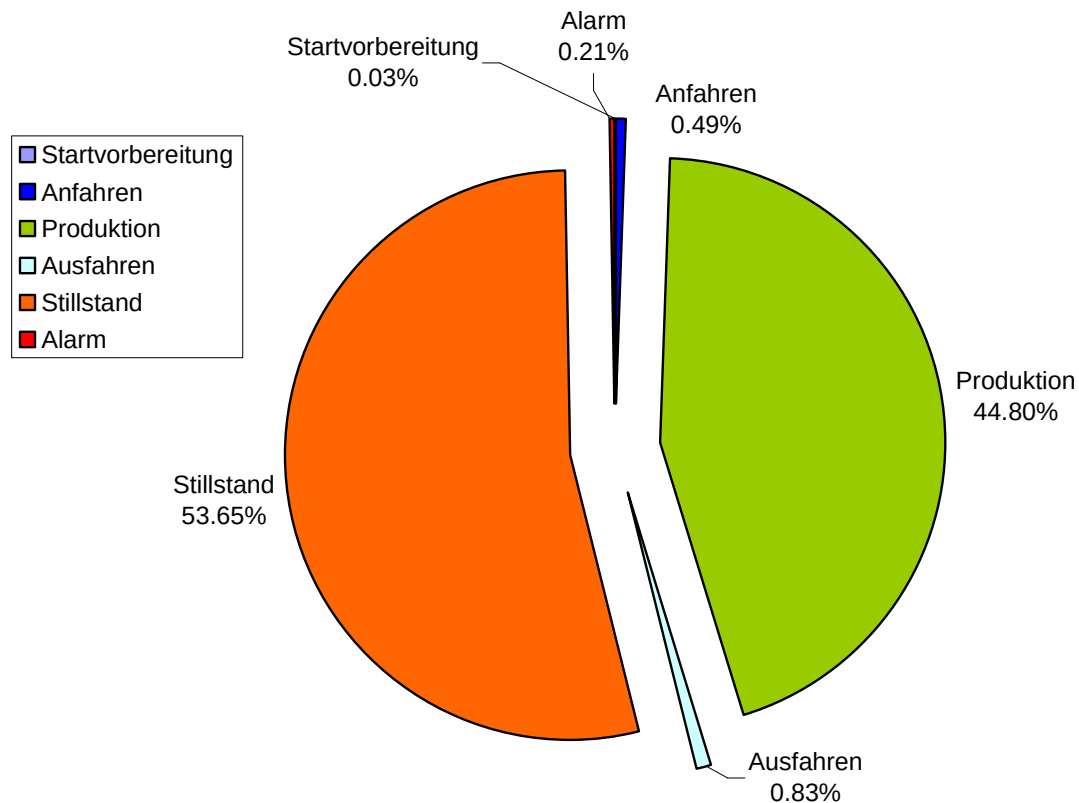


Abbildung 28: Prozentuale Anteile (korrigiert) der Betriebsregime in der PSA Anlage Emmen im Jahr 2007

Für die Berechnung der Methanverluste sind neben der totalen Laufzeit des Betriebsregimes „Produktion“ auch Dauer und Anzahl der Ereignisse „Anfahren“ und „Ausfahren“ von Bedeutung (Tabelle 19). Aus den Reingasmengen für das Gesamtjahr lassen sich ausserdem die mittleren Produktionsmengen errechnen: es sind dies für 2007 67.9 m³_N/h Reingas pro Produktionsstunde oder auf die Gesamtzeit (inkl. Stillstandzeiten) bezogen 30.8 m³_N/h (Tabelle 19). Über das Jahr schwanken die Monatswerte von 64 m³_N/h im Juli bis zu 74 m³_N/h im April (Abbildung 29). Ausgelegt ist die Anlage auf 87 m³_N/h, sie wird also dauerhaft nur Teillast gefahren.

Tabelle 19: wichtige Parameter der PSA-Anlage Emmen (GALU) für das Jahr 2007

Rohgasmenge gesamt	456'905 Nm ³
Reingasmenge gesamt	269'591 Nm ³
mittl. Reingasmenge (Produktion)	67.9 Nm ³ /h
mittl. Reingasmenge (Gesamtzeit)	30.8 Nm ³ /h
Ereignis "Alarm"	13 mal
Ereignis "Anfahren"	263 mal
Ereignis "Ausfahren"	281 mal
Dauer "Anfahren"	9.77 Minuten
Dauer "Ausfahren"	15.48 Minuten

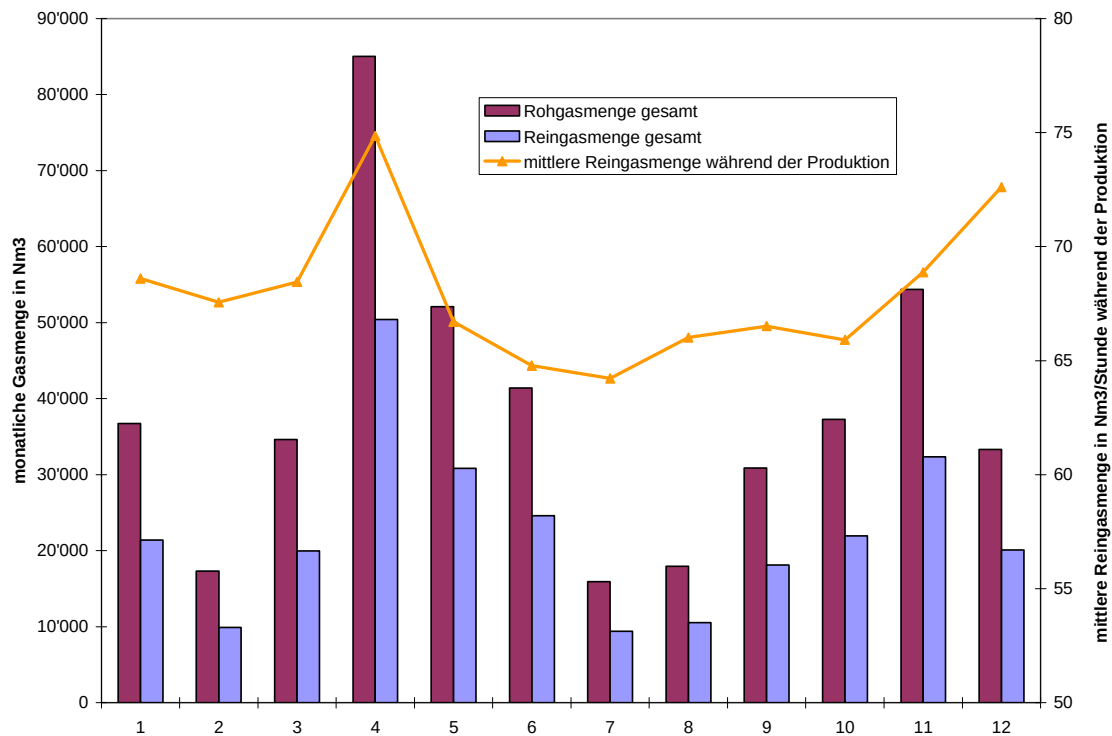


Abbildung 29: monatliche Roh- und Reingasmengen der PSA-Anlage Emmen in m³_N (Y-Achse links). Die mittlere Reingasmenge in m³_N/h (Y-Achse rechts) pendelt über das Jahr um einen Mittelwert von 68.

4.4 Abschätzungen Gesamtjahr

Verknüpft man obige Auswertungsdaten mit den Messresultaten (Kapitel 3) vom Dezember 2007 und dem dabei festgestellten Methangehalt im Reingas von 94 %, kann man die Methanemissionen für das Gesamtjahr folgendermassen abschätzen:

Methanschluß Anfahren:

Anzahl Ereignisse Anfahren * Methanverlust pro Ereignis Anfahren

$$263 * 0.49 \text{ m}^3 = \mathbf{129 \text{ m}^3}$$

Methanschluß Ausfahren:

Anzahl Ereignisse Ausfahren * Methanverlust pro Ereignis Ausfahren

$$281 * 2.47 \text{ m}^3 = \mathbf{694 \text{ m}^3}$$

Methanmenge Rohgas:

$(76.75 / 75.00) * \text{Reingasmenge} * \text{Methananteil Reingas (94\%)} + \text{Methanschluß Anfahren} + \text{Methanschluß Ausfahren}$

$$259'328 \text{ m}^3 + 129 \text{ m}^3 + 694 \text{ m}^3 = \mathbf{260'151 \text{ m}^3}$$

Methanschluß Produktion:

$(\text{Methanmenge Rohgas} - \text{An/Ausfahrverluste}) * \text{prozentualer Verlust (2.28\%)}$

$$259'328 \text{ m}^3 * 0.0228 = \mathbf{5'913 \text{ m}^3}$$

Gesamtmethanschluß:

$$\text{Methanschluß Anfahren} + \text{Methanschluß Ausfahren} + \text{Methanschluß Produktion} = \mathbf{6'736 \text{ m}^3}$$

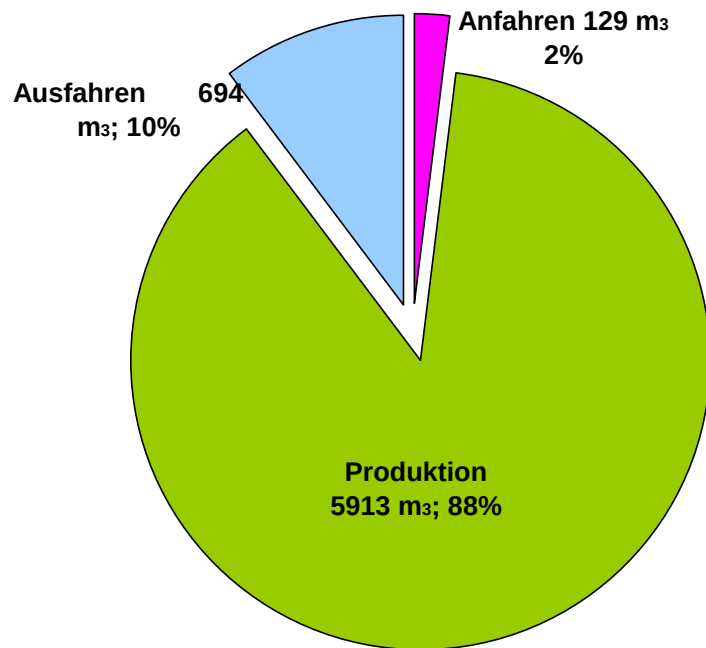


Abbildung 30: Gasmengen und prozentuale Anteile der Betriebszustände „Anfahren“, „Ausfahren“ und „Produktion“ am Gesamtschlupf.

Der Gesamtschlupf für das Jahr 2007, 6'736 m³ reines Methan, beläuft sich demnach auf 2.6 % der im Rohgas vorhandenen CH₄-Menge. Rund 88 % dieses Methanverlusts werden während der normalen Produktion verursacht. Rund 10 % bei Ausfahr- und knapp 2 % bei Anfahrvorgängen.

4.5 Diskussion Prozessdatenauswertung

Bei der Betrachtung der Tabelle 17 fallen die im Vergleich zu den anderen Monaten hohen Stundenwerte für das Ereignis „Startvorbereitung“ im Februar und für das Ereignis „Alarm“ im Oktober und November ins Auge. Dafür konnten folgende Erklärungen gefunden werden: Im Februar war ein Danfoss-Überwachungsventil defekt und da kein Ersatzteil auf Lager war, stand die Anlage fast drei Tage still. Die Prozesssteuerung verharrte während dieser Zeit zufällig im Betriebsregime „Startvorbereitung“.

Eine defekte Komponente, welche den Notaus und die Gasmelder überwacht, war Ende Oktober ausgestiegen und da ebenfalls kein Ersatzteil verfügbar war, verharrte die Anlage in der Phase „Alarm“ für mehrere Tage. Korrekterweise müssten diese Zeiten dem Betriebszustand „Stillstand“ zugeordnet werden. In der rechten Spalte der Tabelle 18 sind diese Korrekturen berücksichtigt.

Die Anzahl Ereignisse „Anfahren“ und „Ausfahren“ stimmen sowohl innerhalb eines Monats als auch im Gesamtjahr nicht exakt überein (Tabelle 17; Tabelle 19). Dies ist dadurch zu erklären, dass Ausfahrvorgänge zum Teil während der Startvorbereitung ausgelöst wurden (manuell oder per Ereignis „Alarm“). Da „Startvorbereitung“ und „Anfahren“ jedoch als zwei unterschiedliche Betriebsregime betrachtet werden, kann auf diese Weise ein Ereignis „Ausfahren“ durchlaufen werden ohne dass der Prozess „Anfahren“ überhaupt gestartet wurde (Abbildung 31).

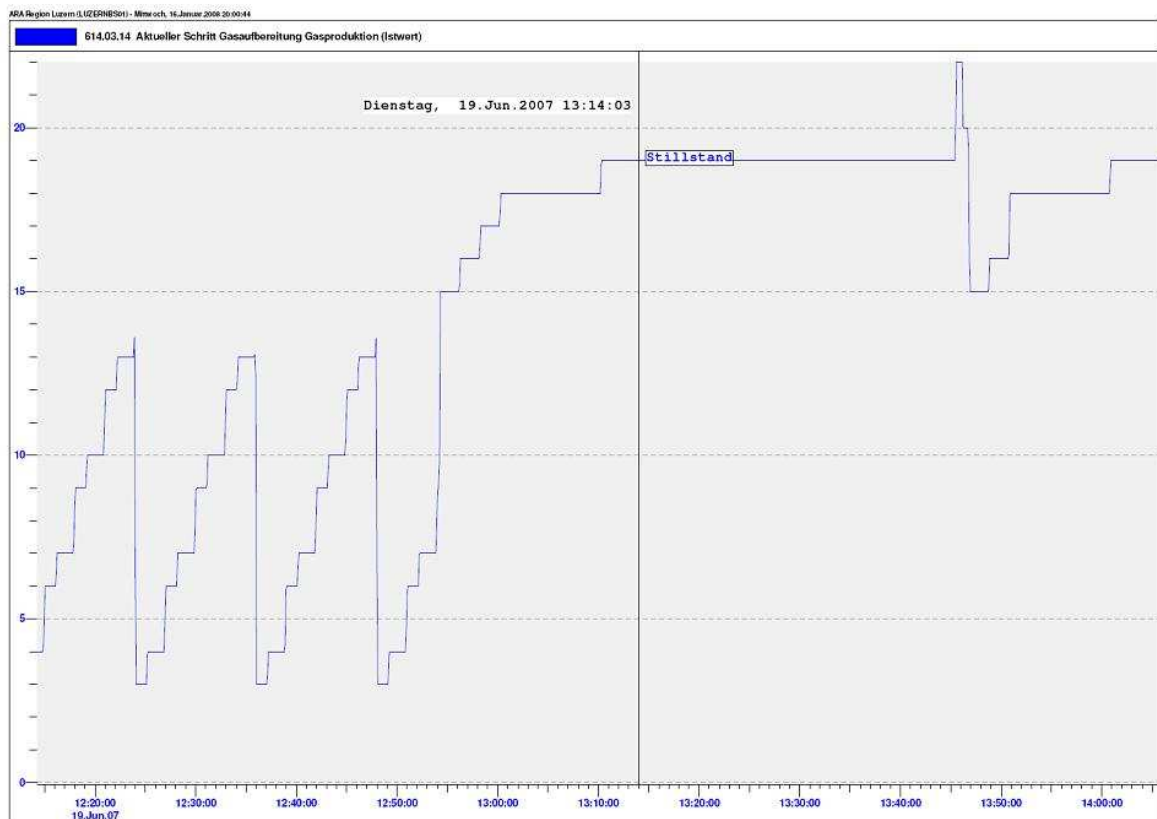


Abbildung 31: Ausschnitt aus dem Protokoll der im Prozessleitsystem dokumentierten Betriebsregime (Untergruppen) vom 19. Juni 2007. Um 13.48 Uhr wird während der „Startvorbereitung“ (22) ein „Alarm“ (20) und dadurch das Ereignis „Ausfahren“ (15-18) ausgelöst.

Methanverlust bei höherem Methangehalt im Reingas: Die gemessenen 94 % Methananteil entsprechen nicht den Anforderungen zur uneingeschränkten Gaseinspeisung gemäss Richtlinie G13 (Kapitel 2.3). Ein höherer Methananteil im Reingas hätte vermutlich auch einen höheren Schlupf zur Folge. Die 2.6 % Methanverlust gelten also nur für die in Emmen vorgefundenen Bedingungen und können nicht ohne weiteres auf andere, selbst baugleiche Anlagen, übertragen werden.

Häufiges An- und Ausfahren: Das häufige Wechseln von Produktion zu Stillstand und zurück und die damit verbundenen hohen Zahlen der Ereignisse An- und Ausfahren sind eine Besonderheit der GALU-Anlage und für andere Aufbereitungsbetriebe eher untypisch. Optimalisiert ist die PSA-Anlage auf Dauerbetrieb. Zu möglichen Verbesserungen siehe Kapitel 1.3.

Teillast / Vollast: Für die Emmer Anlage ist der Teillastbetrieb der Normalzustand. Ein ursprünglich geplanter Vergleich mit dem Vollastbetrieb konnte nicht realisiert werden, da die Anlage grundsätzlich nicht auf Vollast gefahren wird. Es ist möglich, dass sich bei Vollastbetrieb bezüglich des prozentualen Methanschlupfs Abweichungen ergeben.

5. Literatur

- [1] Amon, T. (2005). „Das Methanbildungsvermögen und die Biogasqualität bei der Vergärung von Energiepflanzen“. Forschungsbericht, Universität für Bodenkultur Wien, Department für Nachhaltige Agrarsysteme, Institut für Landtechnik, Wien.
- [2] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (2006): „Erdgas und Biogas - technische und wirtschaftliche Aspekte aus Sicht der Energieversorgungsunternehmen“, Materialien zur ASUE-Fachtagung vom 16. Mai 2006, Augsburg.
- [3] Baum, S., Baier, U., Biollaz, S., Judex, J., Schneebeli, J. (2007): „Methanverluste bei der Biogasaufbereitung“. gwa – Gas Wasser Abwasser, Heft 9:689 – 696.
- [4] Berger, R., Schmid, M. & Wünning J. (2005): „Low-NOX Schwachgasverbrennung mit Flammloser Oxidation“. Fachberichte in GASWÄRME International (54) Nr. 6/2005 S.1-4.
- [5] Berglund, M. & Börjesson, P. (2006): „Assessment of energy performance in the life-cycle of biogas production“. Biomass and Bioenergy 30:254–266.
- [6] Bergmair, J. (2006): „Biomethan. Aufbereitung von Biogas zur Einspeisung in das Salzburger Gasnetz.“ Hrsg: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (Österreich). Berichte aus Energie- und Umweltforschung 8/2006, Wien.
- [7] Besgen, S. (2005): „Energie- und Stoffumsetzung in Biogasanlagen – Ergebnisse messtechnischer Untersuchungen an landwirtschaftlichen Biogasanlagen im Rheinland“. Dissertation Friedrich-Wilhelm-Universität, Bonn.
- [8] BFS (2008): „Statistisches Lexikon der Schweiz“. Bundesamt für Statistik, Landwirtschaftliche Betriebszählungen, landwirtschaftliche Betriebsstrukturerhebungen; online unter <http://www.bfs.admin.ch> (Stand 02.06.08).
- [9] Biogas-Netzeinspeisung: Internetsite (Stand Mai 2007) unter <http://www.biogas-netzeinspeisung.at/index.html>.
- [10] Biogaspartner (2008): Internetsite (Stand 24.07.2008) unter www.biogaspartner.de.
- [11] Börjesson, P. & Berglund, M. (2007): „Environmental systems analysis of biogas systems - Part II: The environmental impact of replacing various reference systems“. Biomass and Bioenergy 31: 5, 326-344.
- [12] BUWAL (1995): „Vom Menschen verursachte Luftschadstoff-Emissionen in der Schweiz von 1900 bis 2010“. Schriftenreihe Umwelt Nr. 256, Bern.
- [13] BUWAL (1996): „Luftschadstoff-Emissionen aus natürlichen Quellen in der Schweiz“. Schriftenreihe Umwelt Nr. 257, Bern.
- [14] Capstone Turbine Corporation (2006): „Technical Reference. Capstone MicroTurbine Fuel Requirements“. Capstone, Chatsworth.
- [15] Carlsson, B. (2002): „Upgrading and biogas utilisation in Linköping“, Agrartechnische Berichte Bornim, Heft 32: Biogas und Energielandwirtschaft, S. 83 ff.
- [16] Credner, M. (2004): „Energetische und wirtschaftliche Analyse des Aufbereitungsverfahrens für Biogas zum Betrieb einer Mikrogasturbine“. Diplomarbeit an der Fachhochschule Trier, Umwelt Campus Birkenfeld.
- [17] Dichtl, N. & Geschwind, S. (2002): „Technische Voraussetzungen zur Einspeisung von Biogas in das Gasnetz“. Beitrag zur 10. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas E. V. vom 09.-12.01.2001 in Borken (D).

- [18] Edelmann, W. & Schleiss, K. (2001): „Ökologischer, energetischer und ökonomischer Vergleich von Vergärung, Kompostierung und Verbrennung fester biogener Abfallstoffe“. Studie im Auftrag von BFE und BUWAL.
- [19] Eidgenössische Forschungsanstalt WSL (2007): Erste Ergebnisse des dritten Landesforstinventars LFI3. Birmensdorf.
- [20] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. [Hrsg.] (2006): „Studie. Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz.“ Erstellt vom Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, Leipzig in Zusammenarbeit mit Prof. S. Klinski, DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, Fraunhofer Institut UMSICHT und Gaswärme Institute e.V., Essen.
- [21] Gottschick, M. (2006): „Biogas – Einkommensalternative für Landwirte? Aus Fehlern lernen. Kurzstudie zu Schwachstellen von Biogasanlagen“, Berlin.
- [22] Hagen, M. et al. (2001): „Adding gas from biomass to the gas grid“. Swedish Gas Centre, Report 118.
- [23] Herdin, G. (2002): „Standesanalyse des Gasmotors im Vergleich zu den Zukunftstechniken (Brennstoffzellen und Mikroturbine) bei der Nutzung von aus Biomasse gewonnenen Kraftstoffen“ Jenbacher AG (A).
- [24] Hopfner-Sixt, K. et al. (2006): „Möglichkeiten zur Verbesserung der Gasausbeute aus Gärrohstoffen“, Internetpublikation (Stand Oktober 2006): http://energytech.at/biogas/portrait_artikel-5.de.html.
- [25] Hunziker, P. (2005): „Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz. Vorreiterrolle der ARA Region Luzern“, gwa 4/2005.
- [26] IEA Bioenergy Task 37 (2005): „Injection of Biogas into the natural gas grid in Laholm, Sweden“, Case study, Laholm.
- [27] IPCC (2001): „Climate Change 2001 – The Scientific Basis“. Chapter 6: Radiative Forcing of Climate Change. Published for the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge.
- [28] Jönsson, O. (2002): „Biogas Feeding to the Natural Gas Grid and digestate use in the Swedish Biogas Plant of Laholm“, Malmö.
- [29] Jonsson, O., Persson, M., Seifert, M. (2006): „European Experience of Upgrading Biogas to Vehicle Fuel and for Gas Grid Injection“. 15. Biomass Conference, 7.- 11. Mai, Berlin.
- [30] Judex, J., Schneebeil, J., Biollaz, S., Stucki, S. (2007): „Methodenüberprüfung zur Bestimmung des „Methan Schlupfes“ am Beispiel der Biogasaufbereitungsanlage (PSA) der ARA Luzern (GALU). Erste Methodenvvalidierung“. Projektinterner Bericht des PSI, Villigen.
- [31] Kaufmann, U. (2007): Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien. Ausgabe 2006. im Auftrag des BFE Bundesamt für Energie (Hrsg.), Bern.
- [32] Landwirtschaftskammer Österreich (2006): „agrarnet.info“. Newsletter vom 26.01.2006.
- [33] Persson, M. (2003): „Evaluation of upgrading techniques for biogas“ (Originaltitel: Utvärdering av uppgraderingstekniker för biogas), Lund University, Swedish Gas Centre, Report SGC 142.
- [34] Persson, M., Jönsson, O., Wellinger A. (2006): „Biogas upgrading to vehicle fuel standards and grid injection“. IEA Bioenergy. Task 37 – Energy from Biogas and Landfill Gas.
- [35] Pölz, W., Salchenegger S. (2005): „Biogas im Verkehrssektor. Technische Möglichkeiten, Potential und Klimarelevanz.“ Hsg: Umweltbundesamt GmbH, Wien. Auftraggeber: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (Österreich).
- [36] Ramesohl, S. & Arnold, K. (2005): „Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse. Band 1: Gesamtergebnisse und Schlussfolgerungen“. Wuppertal Institut, Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, Leipzig, Fraunhofer Institut UMSICHT, Oberhausen, Gaswärme-Institut e.V., Essen.

- [37] Schulte-Schulze Berndt, A. (2006): "GreenGas / Biomethan in Deutschland: Status Quo 2006 der technischen Möglichkeiten und Kosten der Biogasaufbereitung", 2. BBK GreenGas-Kongress, 5.10.2006, Berlin.
- [38] Schulz, W. (2004): „Untersuchung zur Aufbereitung von Biogas zur Erweiterung der Nutzungsmöglichkeiten. Aktualisierung der gleichnamigen Studie Juni 2003.“ Bremer Energie Institut. Auftraggeber: Bremer Energie-Konsens GmbH, Bremen.
- [39] Schweizerischer Bundesrat (2008): „Mineralölsteuerverordnung (MinöStV)“. Gesetzestext 641.611 vom 20. November 1996 (Stand am 1. Juli 2008) gestützt auf das Mineralölsteuergesetz vom 21. Juni 1996.
- [40] Seifert, M. (2006): „Biogas als Treibstoff. Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz der Schweiz“. GWF Gas Erdgas 147 (3), S. 171-183.
- [41] Sterling Fluid Systems Schweiz (2006): Website der Firma (Stand Oktober 2006); http://www.sterling.ch/download/produkteunterlagen/Sterling_bioclean.pdf
- [42] SVGW (2008): Regelwerk G13. Richtlinie für das Einspeisen von Biogas ins Erdgasnetz. Zweite Version. SVGW, Schwerzenbach.
- [43] Ulz, G. (2003): „Bauherrenmappe Biogas“. LandesEnergieVerein Steiermark (A).
- [44] Vinnerås, B., Schönning, C. et al. (2005): „Mikrobiell analys av biogas“. Svenska Biogas-föreningen, Stockholm.
- [45] Weber, J-C. (2005): „Biogas im Schweizer Erdgasnetz – eine Erfolgsgeschichte?“ energy 3/05 - Zeitschrift der österreichischen Energieagentur.
- [46] Weiland, P. (2004): „Biogas – eine neue Einkommensquelle für die Landwirtschaft“, Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft: „Forschungsreport der 1/2004“, S. 16-19, Braunschweig.
- [47] Weiland, P. (2006): „Technische Anforderungen an die Vergärung von Energiepflanzen“. Tagungsbeitrag: Bioenergie - Basis für eine wettbewerbsfähige und nachhaltige Landwirtschaft in Güstrow (D), 8.- 9. März 2006.
- [48] Zah, R., Böni, H., Gauch, M., Hischier, R., Lehmann, M., Wäger, P. (2007): „Ökobilanz von Energieprodukten: ökologische Bewertung von Biotreibstoffen“. Empa, Abteilung Technologie und Gesellschaft, im Auftrag der Bundesämter BFE, BAFU und BLW.
- [49] Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (2008): „Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008.“ UMSICHT, Oberhausen.

6. Anhang

Stellungnahme der Carbotech Engineering GmbH, Essen, Volker Eichenlaub (27.08.2008):

Biogasaufbereitung mittels Druckwechseladsorption (DWA), Optimierungspotential

DWA- Anlagen nach dem Verfahren der CarboTech Engineering wurden bis zum Jahr 2006 weitestgehend als 4- Bett- Anlagen konzipiert, d.h. eine Anlage bestand aus 4 Adsorptionsbehältern, die wechselweise die Phasen Adsorption, Regeneration und Druckaufbau durchliefen. Diesem Stand entspricht auch die Aufbereitungsanlage der ARA Luzern in Emmen. Mit zunehmender Kommerzialisierung der Einspeiseprojekte, die vor allem durch den stark wachsenden Markt für Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland vorangetrieben wurde, erfolgte in den letzten Jahren eine Optimierung der Anlagen hinsichtlich der Reduzierung des Restmethangehaltes im Abgas und der elektrischen Leistungsaufnahme. Dies wurde im Wesentlichen durch den Übergang zu 6- Bett- Anlagen erreicht. Wesentlicher Vorteil der höheren Behälterzahl ist dabei der Umstand, dass während der Regeneration der einzelnen Adsorptionsbehälter, welche durch Druckabsenkung in den Behältern erfolgt, zusätzliche Druckausgleichsschritte erfolgen möglich sind. Dies hat folgende Vorteile:

- Zur Erhöhung der Methanausbeute wird ein Teil des bei der Entspannung der Adsorptionsbehälter anfallenden Abgases auf die Saugseite der Biogasverdichter zurückgeführt. Durch einen weiteren Druckausgleich lässt sich nun das Druckniveau im Adsorber vor der Rückführung des Gases reduzieren, so dass eine kleinere Gasmenge rezirkuliert werden muss. Hierdurch wird die Leistungsaufnahme der Biogasverdichter um 5-7 % reduziert.
- Die vollständige Regeneration der Adsorptionsbehälter erfolgt durch Evakuierung. Etwa die Hälfte des Restmethans im Abgas fallen zu Beginn der Evakuierungsphase an. Durch einen weiteren Druckausgleichsschritt vor der eigentlichen Evakuierung gelingt es nun, das Abgas mit dem höheren Methangehalt in einen zuvor regenerierten Adsorptionsbehälter zu entspannen. Hierdurch konnte eine Reduzierung des Methanschlupfs um bis zu 50 % gegenüber den konventionellen 4-Bett- Anlagen nachgewiesen werden.

Weiterhin werden derzeit neuartige Adsorptionsmittel getestet, die sowohl den Methanschlupf, als auch die Regenerationsenergie reduzieren sollen. Vor dem Hintergrund steigender Energiekosten werden auch Versuche unternommen, den Betriebsdruck, bei dem die Adsorption erfolgt, weiter abzusenken.

Neben der Verbesserung des PSA- Prozesses werden aber derzeit auch verstärkt Bemühungen unternommen, den Gesamtprozess der Biogaserzeugung und –Aufbereitung zu optimieren. Dabei spielt die Nutzung der Verdichtungswärme eine große Rolle. Durch den Einsatz von öleingespritzten Schraubenverdichtern, kann Wärme auf einem vergleichsweise hohen Niveau (ca. 80-90 °C) ausgekoppelt und anschließend dem Fermentationsprozess zur Verfügung gestellt werden. Hierbei können ca. 70 % der zur Verdichtung eingesetzten elektrischen Energie als Wärme genutzt werden. Durch die Wärmenutzung wird gleichzeitig die zur Verdichter Kühlung erforderliche Kühlmenge reduziert, was die elektrische Leistungsaufnahme weiter senkt.

Weiterhin wird das im Abgas enthaltene Methan thermisch oder katalytisch umgesetzt. Die hierbei entstehende Wärme kann ebenfalls dem Fermentationsprozess zugeführt werden. Durch die vorangehend beschriebene Wärmeauskopplung kann die Wärme- Grundlast einer Biogasanlage abgedeckt werden.