

über hinaus sind inzwischen auch Eon Bayern und die Eon Edisnatur in Sachen Biogas unterwegs (neue energie 9/2006). Die Eon Bayern AG hat Anfang Januar angekündigt, in diesem Jahr zehn Millionen Euro im Biogasbereich investieren zu wollen.

### Einspeisehemmnisse abbauen

Angesichts dieser Entwicklungen und der Ergebnisse der neuen Studie unterstreicht Claudius da Costa Gomez, Geschäftsführer des Fachverbandes Biogas e.V. in Freising, die Vorreiterrolle Deutschlands und fordert „klare Rahmenbedingungen für einen sinnvollen Ausbau der Biogasnutzung“. Wichtig sei ein diskriminierungsfreier Zugang zum Gasnetz. Einspeisewillige sehen sich im Wesentlichen mit zwei Hindernissen konfrontiert: Nach einer Forderung im Eichgesetz darf der Brennwert des Gases nicht mehr als zwei Prozent schwanken. Eine andere Schwierigkeit liegt in der Brennwertanpassung des Biomethans mit Propan, dessen Anteil in der Zumischung nicht mehr

als fünf Prozent betragen darf. Das Hindernis Brennwerterhöhung könne aufgebrochen werden, sagt Lars Klinkmüller. Das sei möglich, wenn an den Übergabestellen zwischen regionalem Netz und Endverbraucheretz der Brennwert des Gases gemessen würde. „Alternativ müssten Netzsimulationsrechnungen im regionalen Netz vorgenommen und dann nach den ermittelten Werten die Endverbraucherrechnungen erstellt werden“, so der Sprecher des Arbeitskreises Gaseinspeisung im Fachverband Biogas. Neben der nötigen Gasqualität kann der Volumenstrom im Netz begrenzend wirken: Ähnlich wie im Stromnetz haben hier neue Player tendenziell das Nachsehen. Im Winter könnten etwa Probleme auftauchen, wenn die Netzbetreiber – angesichts fester Transportverträge – reklamieren, keine ausreichenden Kapazitäten zu haben. Biomethanproduzenten müssten ihr Gas dann an der Biogasanlage zwischenspeichern. Laut Klinkmüller wäre die Druckerhöhung in regionalen Netzen eine Möglichkeit, mehr

Gas zu transportieren. Vorteil: Viele kleine Druckstufen ließen sich aufheben und eine große, höhere Druckstufe etablieren. Nachteilig wirkt sich auch der gerichtete Erdgasfluss aus. Das heißt, dass das Erdgas immer nur in eine Richtung vom höheren zum niedrigeren Drucknetz strömt. Die Einspeisung von Biomethan in die nächst höhere Druckstufe wäre zudem sinnvoll, wenn bestimmte Netzbereiche voll sind. Das ist bisher allerdings nicht machbar. Bleibt das Problem mit dem L-Gasnetz (siehe Info-Kasten). Das Gas in diesem Netz ist in der Regel qualitativ schlechter als aufbereitetes Biogas. Biomethan lässt sich aber nicht ohne weiteres verschlechtern. Das heißt, die konkreten Einspeisemöglichkeiten sollten vor dem Bau einer Biogasanlage geprüft werden. Unterm Strich bleiben einige Aufgaben, die zu erledigen sind. Fest steht: Die Abhängigkeit von Gasimporten lässt sich nur verringern, wenn Gaswirtschaft und Biogasbranche gemeinsam daran weiter arbeiten, die Einspeisung von Biomethan zu vereinfachen. ◀

## Biomethan - Biogasanlagen für Biomethan nutzen

**"Die Reinigung von Biogas auf Erdgasqualität und seine Einspeisung als Biomethan ins bestehende Erdgasnetz werden die Schlüsselprozesse in der Biogastechnologie werden"**

### Die Zukunft hält mehr Möglichkeiten bereit

Das Problem zahlreicher **Biogasanlagen**, die sich für eine Verstromung vor Ort entscheiden, ist die Suche nach einem optimalen Wärmekonzept, das den Gesamtwirkungsgrad der Biogasanlage entscheidend erhöht.

Nicht jede Biogasanlage hat Ihren Standort direkt neben einem Industriegebiet, in dem sich potentielle Wärmeabnehmer befinden. Eine Verstromung am Ort der Biogasanlage ist daher in vielen Fällen ineffizient. Vorzuziehen ist in dem Fall eine zentrale Verstromung, um Strom und Wärme gleichermaßen optimal nutzen zu können. Da Biogas zu 50-60% aus **Methan** besteht, und Methan auch den Hauptbestandteil von Erdgas ausmacht, bietet sich als Transportmedium das Erdgasnetz an. Um die Qualität des Biogases an die Kriterien von Erdgas anzupassen, ist allerdings eine Aufbereitung notwendig.



Die Einsatzmöglichkeiten dieses aufbereiteten, hochreinen Gases sind nahezu unbegrenzt:

Zentrale Nutzung mit dezentraler Erzeugung sind Schlüsselwörter, die **Biomethan** schon heute mit Leben füllt

- In Deutschland werden 50% der Energie als Wärme genutzt. **Biomethan** ist hierfür ein idealer Brennstoff.
- Als Kraftstoff für umgerüstete Fahrzeuge ist **Biomethan** der Ersatzkraftstoff der Zukunft.

### Vom Acker in das Erdgasnetz

Das methanhaltige Roh-Biogas entsteht bei der Vergärung unterschiedlichster Substrate. Es enthält je nach Inputstoff Methangehalte von 50-60%. Der Rest setzt sich hauptsächlich aus Kohlenstoff und Spuren von Schwefel, Stickstoff und Sauerstoff zusammen. Bei der Gasaufbereitung wird das Biogas in Biomethan umgewandelt. Dies geschieht am Standort der Biogasanlage oder am Ort des Energieverbrauches.

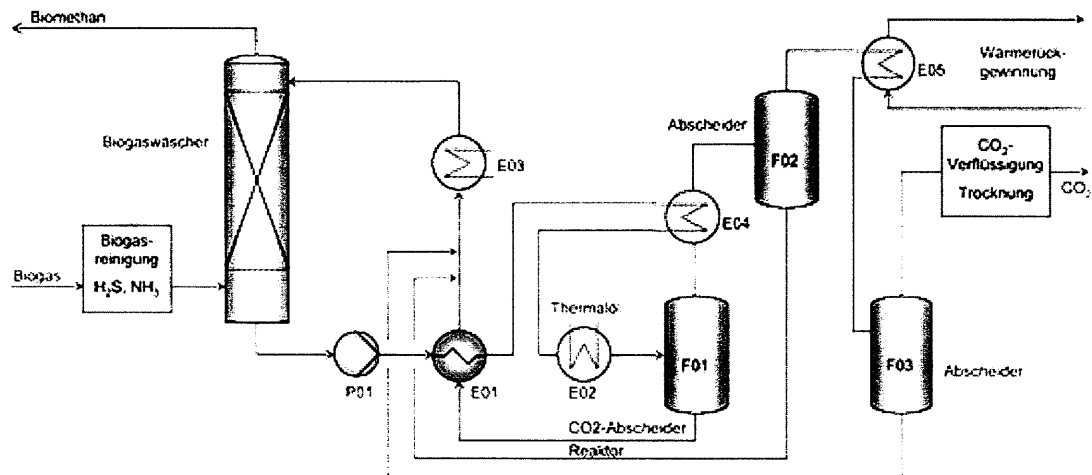
## MT-BIOMETHAN®

### Gasaufbereitungs-Technologie nach dem BCM®-Verfahren der DGE-Wittenberg

#### Funktionsbeschreibung der drucklosen Aminwäsche

Die **Biogas-Aufbereitungs-Technologie MT-Biomethan®** reinigt das bei der Vergärung organischer Substanz entstandene Biogas auf Erdgasqualität. Das dazu verwendete BCM-Verfahren® nach DGE Wittenberg arbeitet mit einer **drucklosen Aminwäsche**. Um energiereiches, reines Methan zu gewinnen, werden verschiedene Reinigungsstufen genutzt. Zuerst wird das Biogas von Schwefelwasserstoff getrennt.

## Verfahrensfließbild:



P= Pumpe, E= Wärmetauscher, F= Abscheider

Das vorgereinigte Gas wird in der Biogaswäsche drucklos mit einer Amin-Waschlösung behandelt. Dabei wird das enthaltene  $\text{CO}_2$  fast vollständig ( $<0,5 \text{ vol}\%$ ) entfernt. Die mit  $\text{CO}_2$  beladene Waschlösung wird in einer Regenerationseinheit erhitzt. Dadurch wird das chemisch gebundene  $\text{CO}_2$  in dem Abscheider wieder von der Amin-Waschlösung abgetrennt.

Die so wieder aufbereitete Waschlösung wird jetzt über eine Wärmerückgewinnung gekühlt und in den Prozess zurückgeführt. Von dem anfallenden gasförmigen Nebenprodukt  $\text{CO}_2$ , das auch Spuren von Wasserdampf enthält, wird ebenfalls die Wärme zurück gewonnen.

### **BCM-Verfahren® im Vergleich zu herkömmlichen Gasreinigungsverfahren**

Druckwäscheverfahren:

Die klassische Amin-Wäsche unter Druck zur Entfernung von  $\text{CO}_2$  und  $\text{H}_2\text{S}$  ist Stand der Technik in der Erdölindustrie. Erst bei dem neuen BCM-Verfahren® durch die optimierten Bedingungen der Absorptionsschritt auch drucklos realisierbar.

Druckwechseladsorptionsverfahren:

Die Druckwechseladsorption (PSA) ist ein diskontinuierliches Verfahren und nutzt die physikalische Bindung von Gasen an porösen Stoffen, wie Aktivkohle. In mehreren Behältern finden parallel die Selektion des  $\text{CO}_2$  unter erhöhtem Druck, der Druckwechsel und die Regeneration im Vakuum statt.

### **Vorteile des BCM-Verfahrens®**

#### **1. Hohe Methankonzentration**

Luft kann mit keinem der genannten Verfahren aus dem Gas entfernt werden. Wenn das Biogas biologisch entschwefelt wird, sind nach der Aufbereitung ca. 3-5% Luft im Biomethan enthalten. Klassische Reinigungsverfahren erreichen unter akzeptablen Bedingungen Restgehalte von mindestens 2%  $\text{CO}_2$ . Daraus ergeben sich typische Methankonzentrationen von 93-96% Methan.

**Mit einem alternativen Entschwefelungsverfahren und anschließender druckloser Aminwäsche nach dem BCM-Verfahren® ist es möglich, ein Gas mit Methangehalten von**

bis zu 99,5% zu erhalten.

Die hohe Methandichte erlaubt es so, in wesentlichen Teilen des Erdgasnetzes ohne die Zugabe von LPG (Propan) auszukommen.

## 2. Geringer Energiebedarf

Als Basis wird eine NaWaRo-Anlage mit einer Kapazität von 250 Nm<sup>3</sup>/h Biogas gewählt.

Verfahren		DWW'	Selexolwäsche einfach	Aminwäsche drucklos	PSA'
Verdichter, 6/10 bar	kW	28,5/33,1	28,5/33,1	2,3 (100 mbar)	29,5/34
Pumpe, 6/10 bar	kW	37/37	15/15	5	
Vakuumpumpe	kW				10
Kaltwassersatz	kW		15	8	
Kühlwasser	kW	0,5	2	2	0,5
Summe	kW	66/70,5	60,5/65,1	17,3	39,5/44,6
Biogas	kWh/Nm <sup>3</sup>	0,273	0,251	0,069	0,168

Von den bisher eingesetzten Verfahren ist die PSA die technisch wirtschaftlichste Lösung. Die drucklose Aminwäsche benötigt jedoch nur ca. 41% der Elektroenergie gegenüber der PSA. Selbst wenn das gereinigte Biomethan nach der Wäsche auf den gleichen Druck angehoben wird, beträgt die Einsparung noch 26% gegenüber der PSA.

## 3. Minimale Methanverluste

Aus verfahrenstechnischer Sicht sind Methanverluste bei der Biogasaufbereitung zu Biomethan bisher schwer zu vermeiden. Ökonomische und ökologische Gründe erfordern jedoch dringend eine Optimierung.

Verfahren		DWW'	Selexolwäsche einfach	Aminwäsche drucklos	PSA'
Methanverluste	%	2,9-6,5	9,5-18	0,03	4-7
Mittelwert	%	4,7	13,75	0,03	5,5
Brennwertverlust	kW	72,7	212,8	0,5	85,1
BHKW-Wirkungsgr.	%	35	35	35	35
Verlust el. Leistung	kWh	25,4	74,48	0,2	29,8
Biogas	kWh/Nm <sup>3</sup>	0,102	0,298	0,001	0,119

Die DWW und die PSA liegen bei den Methanverlusten etwa auf gleicher Höhe. Die Selexolwäsche ist wegen des verwendeten Waschmittels nur durch die Nachschaltung einer zweiten Waschstufe in der Lage die Methanverluste auf ca. 2% zu reduzieren. Dies erfordert aber einen doppelt so großen Regenerationskreislauf für das Waschmittel.

**Erst durch die hohe Selektivität der BCM-Waschlösung wird fast reines Methan bei minimalem Methanverlust erreicht. Dieses ist der entscheidende Vorteil bei der Wirtschaftlichkeit der Biogasaufbereitung zu Biomethan.**

Quelle: Fachtagung „INNOGAS“ vom 27.10.2006, Berechnungen DGE GmbH