

4 Ausblick



- 4.1 Weiterentwicklung zum BCM[®]-Plus Verfahren
- 4.2 Technische Lösungen mit dem BCM[®]-Verfahren
- 4.3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

4.1 Weiterentwicklung zum BCM[®]-Plus Verfahren

Die bisherigen Kostenfaktoren des BCM[®]-Verfahrens ohne Erdgaseinspeisung lassen sich wie folgt angeben:

Anlage für 600 Nm³/h Biogas

| | | | |
|------------------------|----------------|---------|---------------------------------|
| Elektroenergie für | Pumpen | 12,5 kW | |
| | Kühlturm | 5,0 kW | |
| | Kaltwassersatz | 7,0 kW | |
| | Summe | 24,5 kW | |
| Wärme für Regeneration | | 250 kW | Thermalöl oder Dampf min. 160°C |
| Abwärme | | 100 kW | Warmwasser 70°C |

Mit dem BCM[®]-Plus-Verfahrens werden vor allem die Energiekosten für die Regeneration gesenkt

| | | | |
|------------------------|----------------|----------|---------------------------------|
| Elektroenergie für | Pumpen | 15,0 kW | |
| | Kühlturm | 8,0 kW | |
| | Kaltwassersatz | 7,0 kW | |
| | Summe | 30 kW | |
| Wärme für Regeneration | | 200 kW | Thermalöl oder Dampf min. 160°C |
| Abwärme | | entfällt | |

Seit 08.05.2007 ist das System im Test in Betrieb.

4.2 Technische Lösungen mit dem BCM[®]-Verfahren

Die Methangasaufbereitung nach dem drucklosen BCM[®]-Verfahren ermöglicht eine neue Ausrichtung der Biogasherstellung und vor allem dessen Verarbeitung. Der bisher wichtige Zweig der Verstromung wird durch die Erdgaseinspeisung ergänzt und ersetzt.

Die Technik zur Herstellung von Erdgas wird bereits als Prototyp für die Versorgung von Gemeinden bis zu 335 Einwohnern mit Erdgas technisch beherrscht. Das Ziel in 2007 noch 10 Anlagen zu realisieren ist realistisch.

Derzeit werden 2 Anlagen für eine Kapazität von 600 Nm³/h Biogas errichtet.

Zu zwei Anlagen für 1.000 und 2.000 Nm³/h laufen die Verhandlungen.

Gegenwärtig erfolgt bereits die Planung für die Biogasaufbereitung für eine Anlage mit einer Kapazität von 4.000 Nm³/h.

Insgesamt liegen weltweit über 250 Anfragen vor. Eine Entwicklung mit hoher Dynamik.

4.2 Technische Lösungen mit dem BCM[®]-Verfahren

Es wurden mit dem BCM[®]-Verfahren neue technische Lösungen für folgende Einsatzgebiete erarbeitet:

Herstellung von LNG mit CO₂-Entspannungskälte

Verfahren zur Einspeisung in L-Gasnetze ohne Brennwerterhöhung

Kombination der Verstromung mit einer Brennstoffzelle

Verfahren zur Herstellung von Synthesegas für die weitere Verarbeitung zu Wasserstoff und flüssigen Treibstoffen

Kernstück bei all diesen Prozessen bleibt das BCM[®]-Verfahren, welches eine Methanreinheit von über 99,5 Vol.% liefert.

An den anderen Aufgabenstellungen der stofflichen Verwertung für Kohlendioxid und Schwefel wird weiter gearbeitet.

Hier werden Ende 2007 bereits die ersten technischen Ergebnisse erwartet.

4.3 Wirtschaftlichkeit

Biogasaufbereitung zu Biomethan

| | | | | |
|----------------------------|------------------------|------------------------------------------|------------------------------------|------|
| Biogasmenge | 250 Nm ³ /h | 51,5 Vol. % 128,75 Nm ³ /h | CH ₄ CH ₄ | |
| Methanverlust | 3 % | 3,86 Nm ³ /h | | |
| Reinigungsverfahren | | DWW | PSA | BCM |
| Elektroenergiebedarf | kWh | 70,5 | 44,6 | 17,3 |
| Verluste an Methan | kWh | 33 | 33 | 0,2 |
| Energiebedarf Regeneration | kWh | 24,7 | 15 | 82,3 |

Verrechnungspreise

| | |
|----------------|---------------|
| Wärme | 2 €cent/kWh |
| Elektroenergie | 8,9 €cent/kWh |
| Erdgas | 4,8 €cent/kWh |

**Biomethan muss beim Endverbraucher in das Niederdrucknetz!
Die ökologische Variante zur Energieeinsparung.
Das BCM[®]-Verfahren schafft Unabhängigkeit vom Netzbetreiber!**

Betriebskosten Biogasaufbereitung

| | | | | |
|----------------|----------|--------|--------|--------|
| Wärme | € cent/h | 49,4 | | 164,6 |
| Elektroenergie | € cent/h | 627,45 | 530,44 | 153,97 |
| Erdgas | € cent/h | 158,4 | 158,4 | 0,96 |
| Summe | € cent/h | 835,25 | 688,84 | 319,53 |

Betriebskosten Entschwefelung

| | | | |
|----------|--------|--------|-------|
| €/a | 25000 | 25000 | 8000 |
| € cent/h | 297,62 | 297,62 | 95,24 |

Betriebskosten gesamt

| | | | |
|----------|----------|--------|--------|
| € cent/h | 1.132,87 | 986,46 | 414,77 |
|----------|----------|--------|--------|

Methanproduktion

| | | | |
|---------------------|----------|----------|----------|
| Nm ³ /h | 124,89 | 124,89 | 127,46 |
| kWh/Nm ³ | 11,02 | 11,02 | 11,02 |
| kWh/h | 1.376,26 | 1.376,26 | 1.404,64 |

Betriebskosten/Brennwert

| | | | |
|------------|------|------|------|
| € cent/kWh | 0,82 | 0,72 | 0,30 |
|------------|------|------|------|

Transportkosten für Erdgas

| | | |
|------------------------------------|--------|-----|
| Kosten bei Leitungen über 6.000 km | US\$/t | 150 |
|------------------------------------|--------|-----|

1 t/h Erdgas = 720 Nm³/h
alle 200 km ist eine Druckerhöhung erforderlich

| | | |
|-----------|------------|------------|
| Brennwert | kWh | 7934,4 |
| Transport | US\$/kWh | 0,01890502 |
| | €/kWh | 0,01454232 |
| | € cent/kWh | 1,45 |

4.3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Erdgas-Transportsysteme

— vorhanden

- - - geplant oder in Bau

● Erdgasvorkommen

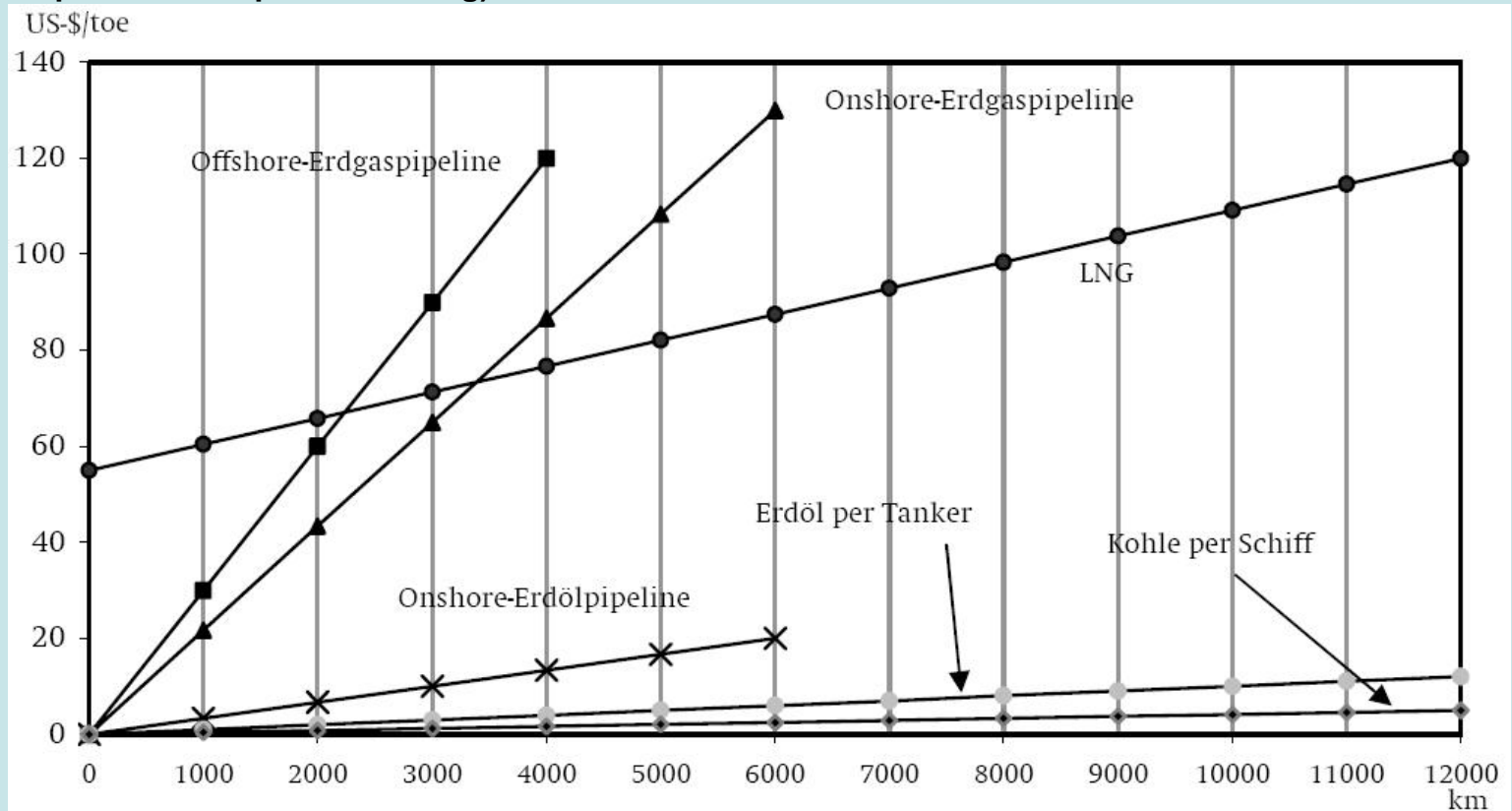
- - - SEL



4.3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Schaubild

Transportkosten bei Transport von Erdgas, Erdöl und Kohle per Pipeline sowie per Schiff
(US Dollar pro km Transportentfernung)



Die Energieträger sind gemäß ihrem Heizwert in toe (tons oil equivalent; Tonnen Öläquivalent) umgerechnet.

Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002, Hannover 2003 (Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien, Heft 28), S.69)

**Vielen Dank
für Ihre
Aufmerksamkeit**