

# **Gewinnung von Methanol aus Biomasse**

**Expertise im Auftrag der Union zur Förderung von Oel- und  
Proteinpflanzen e.V., UFOP**

August 2004

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung  
Baden-Württemberg



Dr. Andreas Bandi  
Dr. Michael Specht

## Fazit

- Es existiert zurzeit keine kommerziell betriebene Anlage zur Erzeugung von Methanol aus Biomasse.
- Die Technologie zur Vergasung von Biomasse in kleinen Einheiten (10-100 MW<sub>th</sub>) ist z.Zt. noch nicht Stand der Technik sondern befindet sich im Versuchs- bzw. Prototypenstadium.
- Die Technologie zur Erzeugung von Methanol in kleinen Einheiten (z.B. 100.000 t MeOH/a) ist zwar prinzipiell Stand der Technik, die spezifischen Investitionskosten liegen aber um ein Mehrfaches über denen konventioneller Methanolanlagen.
- Die Erzeugung von Methanol aus festen Brennstoffen (Kohle) und Reststoffen ist in der Leistungsklasse ab 250 t/Tag Stand der Technik. (Liquid Phase Methanol Synthesis, LPMEOH<sup>TM</sup>, Kingsport, USA)
- Der Preis am Amsterdamer Spotmarkt lag im Jahr 2003 im Bereich von 130 bis 210 EUR/t (siehe Abb. 6). Im August 2004 lag der Preis bei 230 EUR/t.
- Methanol wird heute auf Basis von Erdgas zu Kosten von 80 bis 95 EUR/t hergestellt.
- Die Methanolkosten auf Kohlebasis belaufen sich auf 110 bis 120 EUR/t.
- Die geschätzten Kosten für Methanol auf der Basis von Biomasse liegen zwischen 320 und 400 EUR/t. Wird Methanol auf Basis von Biogas hergestellt, variieren die Kosten zwischen 150 und 500 EUR/t.

## **I Motivation**

Eine signifikante Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Verkehr ist langfristig nur durch die Einführung regenerativer Kraftstoffe möglich. Die Richtlinie der Europäischen Kommission zu Kraftstoffen hat zum Ziel bis zum Jahr 2010 einen Anteil von 5,75% regenerativ bereitzustellen. Bis 2020 soll der Anteil regenerativer Kraftstoffe auf über 8% steigen.

Die Biodieselbranche kann auf eine positive Entwicklung in den vergangenen Jahren zurückblicken. Durch die Änderung des Mineralölsteuergesetzes, wonach seit dem 01.01.2004 auch Kraftstoffmischungen in Höhe des Biokraftstoff-Anteils steuerbefreit sind, ist der Vertriebsweg über eine Zumischung zu Diesekraftstoff (bis 5 Vol.% Rapsmethylester, RME) freigegeben. Die Herstellung von Biodiesel erfolgt in Deutschland hauptsächlich durch Umesterung von Rapsöl mit Methanol zu RME. Dieses Methanol wird bislang aus fossilen Energieträgern gewonnen. Trotz des fossilen Methanolanteils wird Biodiesel vom Gesetzgeber vollständig als regenerativer Kraftstoff eingestuft. Es ist damit zu rechnen, dass die Herkunft des Methanols vom Gesetzgeber neu bewertet wird und eine vollständige Steuerbefreiung eventuell nur mit Biomethanol möglich sein wird. Eine Teilbesteuerung hätte eine Verschlechterung der Wettbewerbssituation des Biodiesels auf dem Kraftstoffmarkt zur Folge.

Im Rahmen der vorliegenden Expertise wird der Stand der Technik der Methanolsynthese aus Biomasse evaluiert. Ferner wird eine Bestandsaufnahme der Vergasungstechnologien im Hinblick auf eine Konversion des erzeugten Produktgases zu Methanol durchgeführt, potentielle Anbieter am Markt identifiziert sowie Effizienz und Wirtschaftlichkeit analysiert.

## **II Aufgabenstellung/Vorgehensweise**

Das Screening von Vergasungsverfahren wurde anhand eines Kriterienkatalogs mit folgenden Eckpunkten durchgeführt:

- Verfahrensbeschreibung
- Vergasungsmittel
- O<sub>2</sub>-Bedarf
- Anlagengröße
- Kaltgaswirkungsgrad
- Geschätzte Kosten
- Einsatzstoffe
- Unterer Heizwert des erzeugten Gases
- Gaszusammensetzung
- Produktgasverunreinigungen
- Eingesetzte Abgasreinigungsverfahren
- Entsorgung/Reststoffe
- Erfahrung (z.B. Anlagen, Betriebsstunden)
- Eignung zur Methanolsynthese

In einer Vorauswahl wurden 7 Vergasungsverfahren analysiert und bewertet. Die Verfahren wurden hinsichtlich der prinzipiellen Eignung zur Kombination mit einer Methanolsyntheseanlage geprüft. Als wichtigste Kriterien kamen u.a. die Produktgaszusammensetzung, Verfügbarkeit des Verfahrens, Erfahrung mit der Vergasungsanlage, mögliche Einsatzstoffe, Erfahrung mit der Kopplung Vergasung-Methanolsynthese und Marktnähe in Betracht. Die recherchierten Daten und eine kurze Charakterisierung der Verfahren sowie Informationen über bestehende Anlagen wurden in einer Übersichtstabelle zusammengefasst (siehe Anhang Vergaser-Tabelle). Von dieser Vorauswahl wurden 3 Verfahren favorisiert, die für die Methanolsynthese geeignet erscheinen und die (teilweise) über Erfahrungen in Kopplung mit einer Methanolsyntheseanlage verfügen. Anbieter von Komplettanlagen Biomassevergasung/Methanolsynthese gibt es auf dem Markt derzeit nicht.

Für die Abschätzung der Anlagekosten, Anlagegrößen, Wirkungsgrade, etc. wurden Informationen von den Anlageherstellern-/Betreibern eingeholt. Die Informationen konzentrierten sich im Wesentlichen auf die folgenden Fragestellungen:

- Geschätzte kommerzielle Anlagengröße für die jeweilige Technologie
- Verfügbarkeit einer kommerziellen Anlage
- Wann wird die Technologie für die Realisierung einer kommerziellen Anlage verfügbar sein?
- Energetischer Wirkungsgrad der Methanolherstellung  
[ $Hu_{\text{Methanol}} / (Hu_{\text{Biomasse}} + \text{Hilfsenergie})$ ]
- Anlagekosten
- Betriebskosten
- Geschätzte Methanolerzeugungskosten

### III Verfahren zur Vergasung von Biomasse

Eine ganze Reihe von Biomasse-Vergasungsverfahren mit nachgeschalteten Gasaufbereitungsanlagen (zur Reinigung des Rohgases und zur Einstellung des Stöchiometriefaktors) befinden sich in der Entwicklung. Unter Vergasung versteht man die thermochemische Umwandlung von kohlenstoffhaltigen festen oder flüssigen Brennstoffen bei Temperaturen zwischen 600 und 1500°C in einen gasförmigen Energieträger (Produktgas bzw. Synthesegas) unter Zugabe eines Vergasungsmittels wie Luft, Sauerstoff oder Wasserdampf. Wird Luft oder Sauerstoff eingesetzt, kann die partielle Oxidation des Einsatzmaterials die notwendige Wärme für die endothermen Reaktionsschritte liefern, sodass eine Energiezufuhr von außen nicht erforderlich ist (autotherme Vergasung). Wird Luft als Vergasungsmittel eingesetzt, verdünnt der Luftstickstoff das Produktgas, was sich auf die nachfolgende Synthese ungünstig auswirkt. Wird dagegen Wärme durch Wärmeträger oder Beheizung von außen zugeführt, liegt eine allotherme Vergasung vor. Für die Synthesegasherstellung mit nachfolgender Methanolsynthese eignen sich daher allotherme oder autotherme Vergaser mit Sauerstoff als Vergasungsmittel.

Bei der Vergasung von Biomasse wird ein Gasgemisch erzeugt, das sich im Wesentlichen aus den Komponenten CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, CH<sub>4</sub> und höheren Kohlenwasserstoffen sowie kondensierbaren aromatischen Verbindungen (Teere)

zusammensetzt. Die Teere können unter 300-400°C auskondensieren und verursachen schwerwiegende Schäden in den "Downstream"-Prozessen. Darüber hinaus enthält das Produktgas geringe Mengen von unerwünschten Begleitstoffen (Verunreinigungen), wie z.B. Staub, Schwefelverbindungen, Ammoniak, Halogene, etc., die zum Teil als Katalysatorgifte gelten und die die Syntheseprozesse beeinträchtigen.

Der Vorteil der autothermen Vergasung ist die niedrige Teerkonzentration im Produktgas aufgrund der im Vergleich zur allothermen Vergasung hohen Temperaturen (900-1300°C). Nachteil dieser Technik ist, dass eine Luftzerlegungsanlage die Investitionskosten erhöht. Die allothermen Vergaser arbeiten dagegen bei niedrigeren Temperaturen (700-850°C) und der Wasserstoffgehalt im Produktgas ist höher als bei autothermen Vergasern (Vorteil für die Synthese). Nachteilig sind die höhere Teerkonzentration im Produktgas und der hohe Energieverbrauch für die Dampferzeugung. Mehrere Vergasungsanlagen haben Pilotniveau erreicht, einige wenige sind bereits im nahekommerziellen Stadium, inklusive der Methanolsynthese (z.B. SVZ Schwarze Pumpe).

Die entwickelten Vergasungsverfahren lassen sich anhand der Bauart in Festbett-, Wirbelschicht-, Flugstrom-, Drehrohrvergasung, etc. einteilen. Am weitesten verbreitet sind die Wirbelschicht- und Festbettvergaser. Die Anwendung der Festbettvergasung liegt im eher kleinen Leistungsbereich (bis zu einigen MW<sub>th</sub>), die von Wirbelschichtanlagen im Bereich über 5 MW<sub>th</sub>. Wirbelschichtvergaser werden anhand der Fluidisierung des Bettes als stationäre bzw. zirkulierende Wirbelschicht ausgeführt. Weiterhin werden druckaufgeladene und atmosphärische Anlagen unterschieden. Flugstromvergaser werden im Leistungsbereich oberhalb 20 MW<sub>th</sub> eingesetzt.

### III.1 Anforderungen an ein biomassestämmiges Synthesegas

Die Verunreinigungen im Synthesegas beeinflussen die Standzeiten der zur Synthese erforderlichen Prozessschritte, insbesondere die katalytischen Prozesse und die mechanische Verdichtung. In Tabelle 1 sind die Reinheitsanforderungen an die Produktgase für verschiedene Anwendungen aufgeführt. Vergasungstechnisch bedingt können in Produktgasen sehr unterschiedliche Verunreinigungs-Konzentrationen auftreten, z.B. entstehen in einem Gleichstromfestbettvergaser weniger Teere und Partikel wie in einem Wirbelschichtreaktor. In Tabelle 1 sind auch die Konzentrationsbereiche typischer Verunreinigungen im Rohgas aus der Biomassevergasung aufgelistet.

Tab. 1: *Typische Verunreinigungen in den Rohgasen von Biomassevergasern und Qualitätsanforderungen für verschiedene Anwendungen /1-7/*

		Gasturbine	Kraftstoffsynthese (MeOH)	Brennstoffzellen (MCFC)	Verunreinigungen
Partikel	mg/Nm <sup>3</sup>	< 1	< 0,2	< 10	10.000-100.000
Teere		< 5	< 1	< 0,1	2.000-20.000
Alkalimetalle		< 0,2	< 0,2	< 0,1	0,5-5
NH <sub>3</sub>		-	< 0,1	-	200-2.000
H <sub>2</sub> S, COS		< 1	< 0,1	< 0,1	5-100
Halogene		< 1	< 0,1	< 0,1	0-300
HCN		< 1	< 1	< 1	0-300

Die Angaben in Tabelle 1 sind als Anhaltswerte zu interpretieren und können in der Praxis stark variieren. Bis jetzt gibt es hierzu wenig Betriebserfahrung, mit Ausnahme von CHOREN und Schwarze Pumpe, bei denen biogene Feststoffe vergast bzw. mitvergast werden und die mit einem Synthesereaktor gekoppelt sind. Bislang werden Produktgase vorwiegend nach entsprechender Reinigung motorisch genutzt. Die Produktgase von heutigen Biomassevergasungsanlagen erreichen, mit wenigen Ausnahmen trotz Gasreinigung die erforderlichen Grenzwerte für die Kraftstoffsynthese nicht.

Die Reinigung der Produktgase kann mit nassen (Niedertemperatur) und trockenen Verfahren (Hochtemperatur- und Niedertemperaturverfahren) erfolgen. Die nassen Verfahren sind Stand der Technik und es kann mit diesen die für die Synthese erforderliche Reinheit erreicht werden. Die Anwendung der nassen Verfahren ist jedoch kostenintensiv, da effiziente Wäscher (z.B. Venturiwäscher) teuer sind und zudem das entstehende Abwasser eine Nachbehandlung (Entsorgung) erfordert. Nasse Filter (z.B. Nass-Elektrofilter) sind effizient, die Reinigung ist wiederum mit hohem Aufwand und Kosten verbunden.

Die Hochtemperatur-Trockengasreinigung wird seit mehr als 20 Jahren entwickelt und kann heute entscheidende Durchbrüche aufweisen [8]. Die Partikelfiltration, wichtigster Bestandteil der Trockenreinigung, muss oberhalb der Kondensations-temperatur der Teere (> 300-400°C) durchgeführt werden. Eine Hochtemperaturfiltration macht auch dann Sinn, wenn die Gase nachfolgend in einem Wäscher gereinigt werden, weil die abgeschiedenen Feststoffe die Wärmetauschfläche und die Waschflüssigkeit nicht belasten. Zu den Teereinigungsmethoden gehören *mechanische*, *thermische* oder *thermokatalytische* Verfahren. Bei den mechanischen Verfahren werden die Teere auskondensiert und aus dem System entfernt. Bei den zwei anderen Verfahren werden die Teere thermisch oder katalytisch gespalten, sodass deren Energiegehalt im Produktgas erhalten bleibt.

### **III. 2 Ausgewählte Anlagen**

Zu den 3 ausgewählten Anlagen zählt die Anlage SVZ Schwarze Pumpe in Spreetal, die schon seit mehreren Jahren aus der Co-Prozessierung von Braunkohle und organischen Abfällen Methanol produziert. Weiterhin wurden die CHOREN-Anlage in Freiberg und die FICFB-Anlage (Fast Internally Circulating Fluidised Bed) in Güssing, Österreich ausgewählt. Der CHOREN-Prozess wird im Rahmen von verschiedenen F&E-Projekten sowohl für die Herstellung von Methanol als auch für die Fischer-Tropsch-Synthese (Erzeugung von Kohlenwasserstoffen) eingesetzt. Die Anlage in Güssing wurde bis jetzt nur mit der Methansynthese (Herstellung eines Erdgas-Substitutes) getestet, jedoch ist in mehreren F&E-Projekten der Einsatz einer Fischer-Tropsch-Synthese geplant. Daher erfüllt die Anlage auch die Voraussetzungen für die Methanolsynthese. Im Folgenden werden diese drei Anlagen näher beschrieben, analysiert und bewertet.

## IV Beschreibung der ausgewählten Anlagen

### IV. 1 FICFB- Anlage in Güssing

#### Verfahrensbeschreibung

Die Grundidee des Verfahrens besteht in der Trennung des fluidisierten Betts einer Wirbelschicht in eine Vergasungs- und Verbrennungszone. Das Bettmaterial zirkuliert im Kreislauf zwischen diesen beiden Zonen, Produkt- und Verbrennungsgase bleiben jedoch getrennt. Das Bettmaterial dient als Wärmeträger von der Verbrennungszone in die Vergasung. Die kompakte Konstruktion und der Einsatz von Dampf als Vergasungsmittel führen zu einem nahezu inertgasfreien Produktgas mit einem mittleren Heizwert von ca. 13 MJ/m<sup>3</sup>.

Der Prozess wurde an der TU Wien in Zusammenarbeit mit AE-Energietechnik entwickelt. Zu Beginn gab es eine Testanlage mit 10 kW<sub>th</sub>, später dann noch 2 Versuchsanlagen mit je 100 kW<sub>th</sub>. In Jahr 2000 wurde innerhalb eines EU-Projektes eine Versuchsanlage mit 500 kW<sub>th</sub> aufgebaut. 2001 wurde in Güssing eine Demonstrationsanlage mit 8 MW<sub>th</sub> erfolgreich in Betrieb genommen. Die Anlage dient zur Strom- und Wärmeversorgung und ist an ein Fernwärmenetz angeschlossen. Mit einem Teilstrom des Produktgases dieser Anlage wurden Versuche zur Methansynthese durchgeführt (Zusammenarbeit mit PSI, Schweiz). Ein Verfahrensfliessbild ist in Abb. 1 dargestellt.

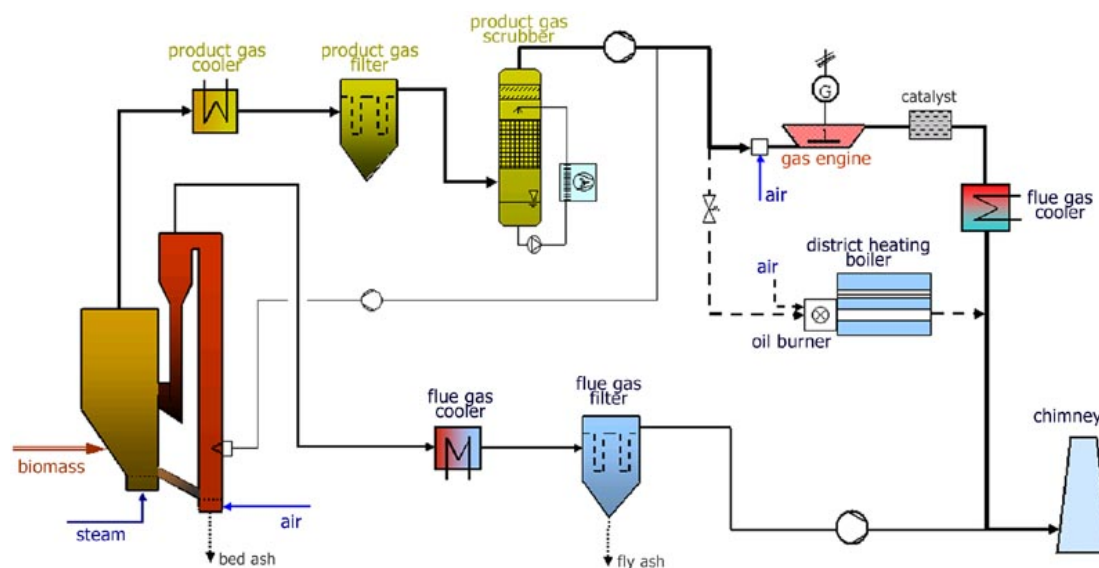


Abb. 1. Fließbilddiagramm FICFB-Anlage

Als Bettmaterial wird Olivin eingesetzt, das kontinuierlich durch die Zugabe von 80 kg/h erneuert werden muss. Verbrauchtes Olivin wird mit der Asche ausgeschleust. Die thermische Kapazität der Demoanlage in Güssing beträgt 8 MW<sub>th</sub>, was mit einem Holzverbrauch von ca. 2 t/h korrespondiert. Gasmotorisch werden aus dem Produktgas 2 MW<sub>el</sub> gewonnen und 4,5 MW<sub>th</sub> in das Fernwärmenetz eingespeist.



Das Produktgas wird zunächst im Wärmetauscher auf ca. 150°C abgekühlt, im Gewebefilter (Precoat-Filter) gereinigt und gelangt anschließend in einen Wäscher, der mit RME betrieben wird. Die NH<sub>3</sub>-Konzentration im Rohgas liegt bei 800-1500 mg/Nm<sup>3</sup>. 70 % werden mit der Gaswäsche entfernt, womit ca. 300 mg/Nm<sup>3</sup> auf den Motor gelangen, was bislang keine Störungen verursachte. Für die Methanolsynthese könnte diese NH<sub>3</sub>-Konzentration ein Problem darstellen. Die H<sub>2</sub>S-Konzentration im gereinigten Produktgas ist mit 30-40 mg/Nm<sup>3</sup> für die Synthese ebenfalls noch zu hoch. Die HCl-Konzentration mit < 1mg/Nm<sup>3</sup> erfüllt die Synthesegasanforderung. Die Teer-Konzentration im gereinigten Gas liegt bei 20-50 mg/Nm<sup>3</sup>, zu hoch für eine nachgeschaltete Synthese. Die Hauptkomponente ist Naphthalin. Durch eine zusätzliche Gaswäsche kann die gewünschte Synthesegasqualität erreicht werden. Durch das Abkühlen des Produktgases kondensieren Teere auf den Staubpartikeln und können bei der Filtration mit abgeschieden werden. Die im Gewebefilter abgeschiedenen Stäube enthalten bis zu 80% organisches Material und werden dem Brennraum zugeführt. Für die Anwendung des Produktgases zur Methanolsynthese ist eine weitere Reinigung des Gases erforderlich. Eine typische Zusammensetzung des trockenen Produktgases in Vol.% ist: H<sub>2</sub> 30-45%; CO 20-30%; CO<sub>2</sub> 15-25%; CH<sub>4</sub> 8-12%; N<sub>2</sub> 1-3%.

Trotz der guten mechanischen Eigenschaften nutzt sich das Bettmaterial ab und muss kontinuierlich erneuert werden. Verbrauchtes Bettmaterial wird mit der Asche ausgeschleust. Der natürliche Ni-Gehalt im Olivin führt aufgrund der starken Zerkleinerung des Olivins dazu, dass die ausgeschleuste Mischung aus Olivin und Asche aufgrund der Eluierbarkeit des Ni als Sondermüll deponiert werden muss. Die Rückstände aus der RME Wäsche werden in organische und wässrige Fraktionen separiert. Die brennbaren Bestandteile werden der Koksverbrennung zugeführt, die wässrigen Bestandteile werden zur Dampferzeugung genutzt.

Der Kaltgaswirkungsgrad (bezogen auf H<sub>U</sub>) der Demoanlage in Güssing wird mit ca. 70% angegeben /9/.

Die Turn-Key-Errichtung der Demonstrationsanlage in Güssing mit 3-jähriger Optimierungsphase kann mit 10 Mio. € veranschlagt werden. Eine neue Anlage dieser Größenordnung würde 8-9 Mio. € kosten. Die Anlage in Güssing wurde mit 50% gefördert, muss aber mit Gewinnen betrieben werden, um Bankkredite abzubauen. Die Betriebskosten liegen pro Jahr bei 10-15% der Investitionskosten. Ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlage ist mit 6000 Betriebsstunden pro Jahr erreichbar.

#### Erfahrungen mit der Vergasungsanlage: Betriebszeiten, Verfügbarkeit

Die Demonstrationsanlage in Güssing wurde seit Anfang 2002 rund 7000 h betrieben, davon ca. 720 h im Dauerbetrieb. Die Anlage ist professionell aufgebaut und wird wissenschaftlich durch Herrn Prof. Hofbauer und Mitarbeiter betreut. Anfängliche Schwierigkeiten gab es mit Korrosion und Verstopfungen im Bereich des Wärmetauschers.



## IV.2 CHOREN, Carbo-V Verfahren

### Verfahrensbeschreibung

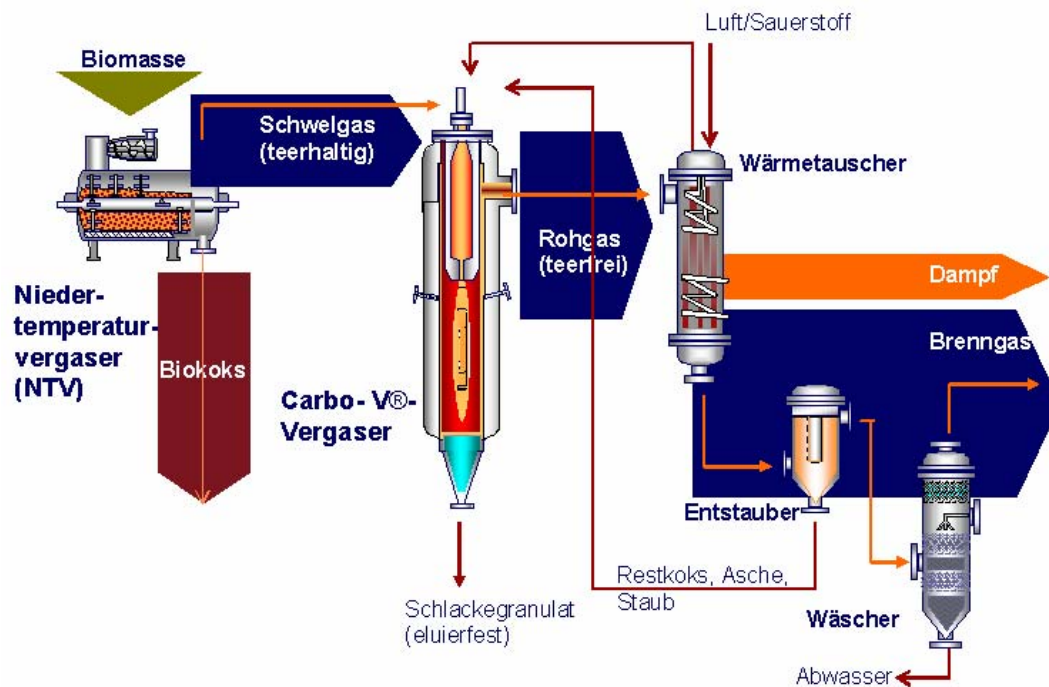


Abb. 2: Fließbilddiagramm CHOREN-Verfahren

Im Carbo-V<sup>®</sup>-Verfahren von CHOREN [10] wird eine autotherme Niedertemperaturvergasung mit einer autothermen Flugstromvergasung, in der die in der Niedertemperaturstufe erzeugten Produkte Pyrolysegas und -koks umgesetzt werden, gekoppelt. Dieses zweistufige Verfahren benötigt zum Betrieb Sauerstoff als Vergasungsmittel, um Synthesegas herstellen zu können. Das erzeugte, fast teer- und methanfreie Produktgas wird (nach CO<sub>2</sub>-Abtrennung) in einem Syntheseschritt zu Methanol bzw. Fischer-Tropsch-Kohlenwasserstoffen konvertiert. Abb. 2 zeigt das Fließbilddiagramm des Verfahrens. In der ersten Stufe wird die getrocknete Biomasse (Wassergehalt 15 bis 25%) in einem Niedertemperaturvergaser (NTV) durch partielle Oxidation mit Sauerstoff bei 400-600°C in Holzkohle und Schwelgas umgesetzt. Im nachgeschalteten Hochtemperaturvergaser (HTV) wird das Schwelgas bei 1400-1500°C in dem oberen Teil des Reaktors mit Sauerstoff verbrannt. Die produzierten Gase dienen als Vergasungsmittel für die Koksvergasung im unteren Abschnitt des Reaktors. Die Asche fällt als flüssige Schlacke an und wird im unteren Teil des HTV-Reaktors aus dem System entfernt. Die Produktgase werden gekühlt, entstaubt und in einer Wäsche gereinigt. Nach der Wäsche und CO<sub>2</sub>-Abtrennung werden die Gase der Methanolsynthese zugeführt.

Nach Angaben von CHOREN [11] liegt der BTL (Biomass-To-Liquids)-Wirkungsgrad der Methanolherstellung bei 50% (Wirkungsgrad = Unterer Heizwert, H<sub>u</sub>, von Methanol / [H<sub>u</sub> der eingesetzten Biomasseinput + Hilfsenergie]).

Die berechneten Methanolerzeugungskosten liegen für eine Anlage in der Größenordnung von 500 MW<sub>th</sub> und einem Holzpreis von 70 EUR/t bei ca.

400 EUR/t<sub>MeOH</sub>. Eine von CHOREN durchgeführte Studie hat gezeigt, dass die Biomasselogistik und die Anlagengröße die Herstellungskosten stark beeinflussen.

#### Erfahrung mit der Anlage: Betriebszeiten, Verfügbarkeit,

Im Jahre 1998 wurde eine 1 MW<sub>th</sub> Pilotanlage in Freiberg in Betrieb genommen. In einem Zeitraum über 3 Jahre wurden laut CHOREN unterschiedliche Einsatzstoffe erprobt /13/. Das produzierte Synthesegas wurde zur Methanol- bzw. Fischer-Tropsch-Synthese eingesetzt. Mitte 2003 wurden 1 t Methanol mit einer Reinheit von 99,95 produziert und an Daimler-Chrysler geliefert. In Planung befinden sich Industrieanlagen mit einer thermischen Leistung von 500 MW<sub>th</sub>. Ein Nachteil der Anlage besteht darin, dass die erforderliche Luftzerlegungsanlage mit hohen Kapitalkosten verbunden ist.

### **IV.3 Schwarze Pumpe**

#### Verfahrensbeschreibung

Im Sekundärrohstoff-Verwertungszentrum (SVZ) Schwarze Pumpe werden feste, flüssige und pastöse organische Abfälle zusammen mit Kohle zu Methanol verarbeitet bzw. verstromt. Für die Verwertung der festen und flüssigen Abfälle verfügt das SVZ über Festbett-, Flugstrom- und Schlackebadvergasungsreaktoren (siehe Abb. 3). Unter definierten Verfahrensbedingungen werden in diesen Reaktoren die Reststoffe zu Synthesegas umgewandelt. In den Anlagen zur Gasverwertung (Gas- und Dampfturbinenkraftwerk und Methanolanlage) erfolgt die Umwandlung des Synthesegases in Dampf, Strom und Methanol. Die Reststoffe werden mit Kohle co-prozessiert. Laut SVZ könnte die Anlage auch auf reinen Biomassebetrieb adaptiert werden.

#### *Festbettvergaser*

Für die Verwertung der festen Abfälle wird das Verfahren der Festbett-druckvergasung genutzt. Dabei werden die Abfälle im Gemisch mit Kohle über Schleusensysteme in den Reaktor eingetragen. Der Reaktor arbeitet bei einem Druck von 25 bar, als Vergasungsmittel dienen Dampf und Sauerstoff. Der Vergasungsprozess findet bei Temperaturen von 800°C – 1300°C statt. Die nicht vergasbaren Rückstände werden in Form von Schlacke aus dem Reaktor entfernt.

#### *Flugstromvergaser*

Für die Verwertung der flüssigen Abfälle wird das Verfahren der Flugstromvergasung angewendet. Dabei werden die kontaminierten Öle, Teere und Slurries mit Dampf und Sauerstoff über ein Brennersystem in den Reaktor eingetragen und im Flugstrom bei 1600°C – 1800°C in Synthesegas umgewandelt. Bei diesen hohen Temperaturen werden organische Schadstoffe sicher zerstört und bei der nachfolgenden schockartigen Kühlung des Gases unerwünschte Folgereaktionen verhindert. Die Schwermetalle sind eluatfest in die verglaste Schlacke eingebunden.

## *Schlackebadvergaser*

Die Verfahrensentwicklung fand in den 80-iger Jahren bei British Gas und Lurgi (BGL) als Kohlevergasungsverfahren statt. Die Anlage im SVZ Schwarze Pumpe stellt eine Prototyplösung für die Gaserzeugung aus Abfällen mit diesem Verfahren dar. Die Anlage wurde 2002 durch das SVZ übernommen. Eine sich anschließende einjährige Demo-Phase (EU-Förderprojekt) zum Erreichen erhöhter Durchsatzleistungen und verbesserter Kennziffern war erfolgreich. Seit Februar 2003 befindet sich der neue Vergaser im kommerziellen Betrieb /14/.

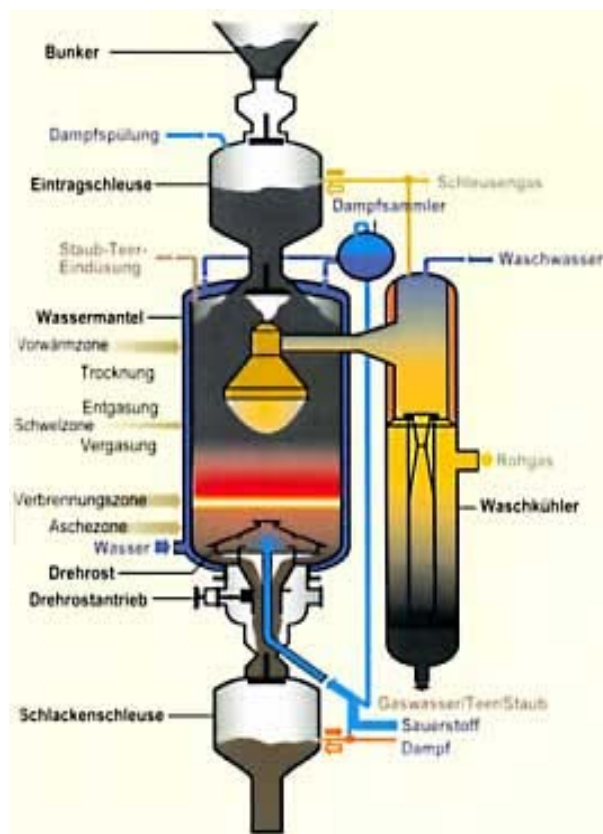
Abb. 4 zeigt die SVZ-Anlage und Abb. 5 die Produktionsbilanz für 2003. Die Methanolanlage hat eine Kapazität von 120.000 t/a. Nach Angaben der SVZ Schwarze Pumpe /21/ könnte die Anlage mit geringem technischen Aufwand für den Einsatz von Biomasse modifiziert werden. Hierfür käme der Schlackebadreaktor zum Einsatz. Die Gasreinigung ist ein aufwändigerer Prozess, die Gase verlassen den Reaktor mit ca. 600°C, durchlaufen mehrere Abkühlungsstufen, Filtersysteme und eine Feinreinigung mit Methanol bei -60°C. Die Anlage arbeitet zurzeit mit 15 Gew.% Kohle + 85 Gew.% Reststoffe. Das Synthesegas wird zur Methanolsynthese und Stromerzeugung genutzt.

Einen energetischen Wirkungsgrad nur für die Methanolherstellung zu bestimmen ist schwierig, er liegt wahrscheinlich bei ca. 50%. Gleichfalls schwierig ist die Berechnung der Methanolherstellungskosten, bezogen auf die Gesamtanlage liegen diese bei ca. 150-180 EUR/t. Das hergestellte Methanol wird zu weltmarktüblichen Preisen verkauft. Betriebsgewinn ist nur durch Entsorgungserlöse möglich.

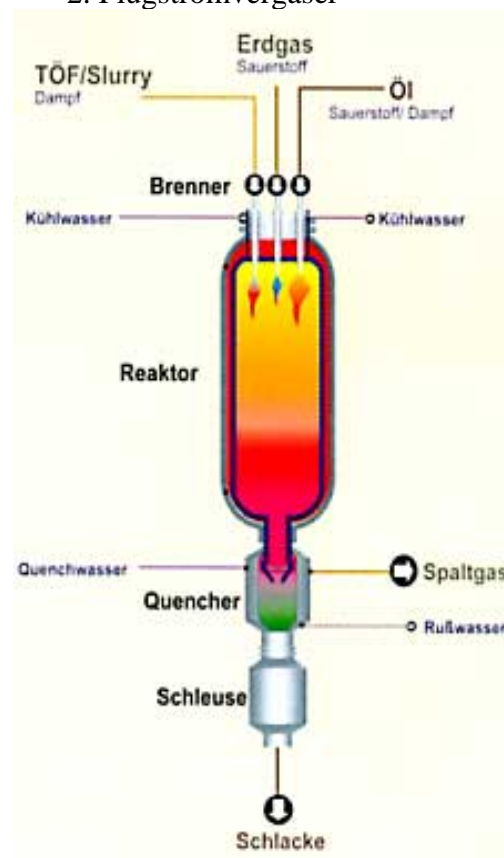
## Erfahrungen mit der Vergasungsanlage: Betriebszeiten, Verfügbarkeit

Ziel der Abfallvergasung ist die Erzeugung eines Synthesegases zur Elektrizität- und Methanolproduktion. Die Rohsynthesegase von Festbettdruckvergasung/ Schlackebadvergasung/Flugstromvergasung werden gemischt, gereinigt und einem Niederdruck-Methanolsynthesereaktor zugeführt. Das bei der Synthese anfallende Purgegas (40% Methangehalt) wird zu einem BHKW geführt. Im kommerziellen Betrieb hat die Anlage im Jahre 2002 300.000 t feste Abfallstoffe verwertet und ca. 100.000 t Methanol produziert. 2003 lag die Methanolproduktion bei 80.000 t. Trotz der sehr verschiedenen Einsatzmaterialien ist die Verfügbarkeit der Anlage sehr hoch. Als Ziel wird eine Auslastung von 98% angestrebt.

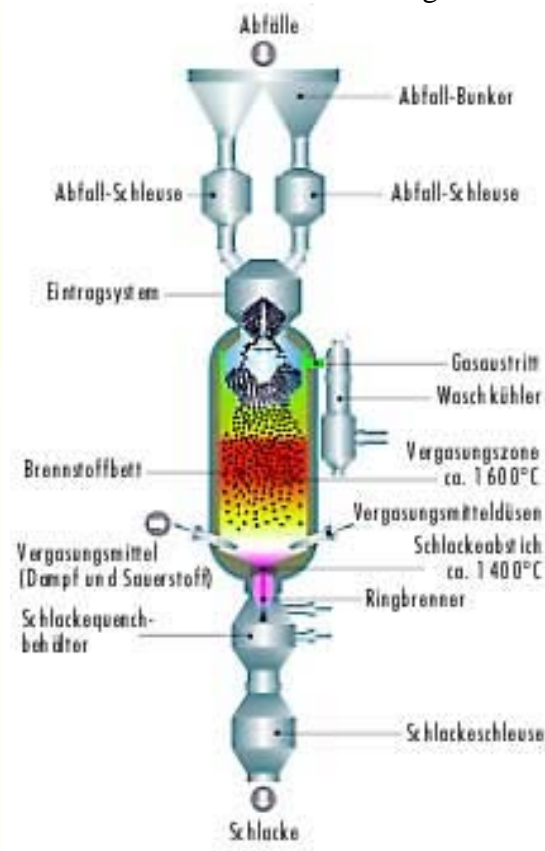
### 1. Festbettdruckvergaser



### 2. Flugstromvergaser



### 3. Schlackebad-Vergaser



Reaktordurchsatz:	11-12 t/h	Reaktordurchsatz:	6-12 t/h	Reaktordurchsatz:	20-30 t/h
Gasmenge:	16000 Nm <sup>3</sup> /h	Gasmenge:	50000 Nm <sup>3</sup> /h	Gasmenge:	35000 Nm <sup>3</sup> /h
Sauerstoffmenge:	3200 Nm <sup>3</sup> /h	Sauerstoffmenge:	12000 Nm <sup>3</sup> /h	Sauerstoffmenge:	4-7000 Nm <sup>3</sup> /h
Dampfmenge:	20-30 t/h	Dampfmenge:	4 t/h	Dampfmenge:	6-9 t/h
Vergasungstemperatur:	1150-1300°C	Vergasungstemperatur:	1800°C	Vergasungstemperatur:	1450°C
Rohgastemperatur:	500-700°C	Rohgastemperatur:	200°C	Rohgastemperatur:	500-700°C

Abb. 3: Vergasertypen bei SVZ /



Abb. 4: SVZ-Anlage für die Herstellung von Methanol aus organischen Abfällen und Kohle

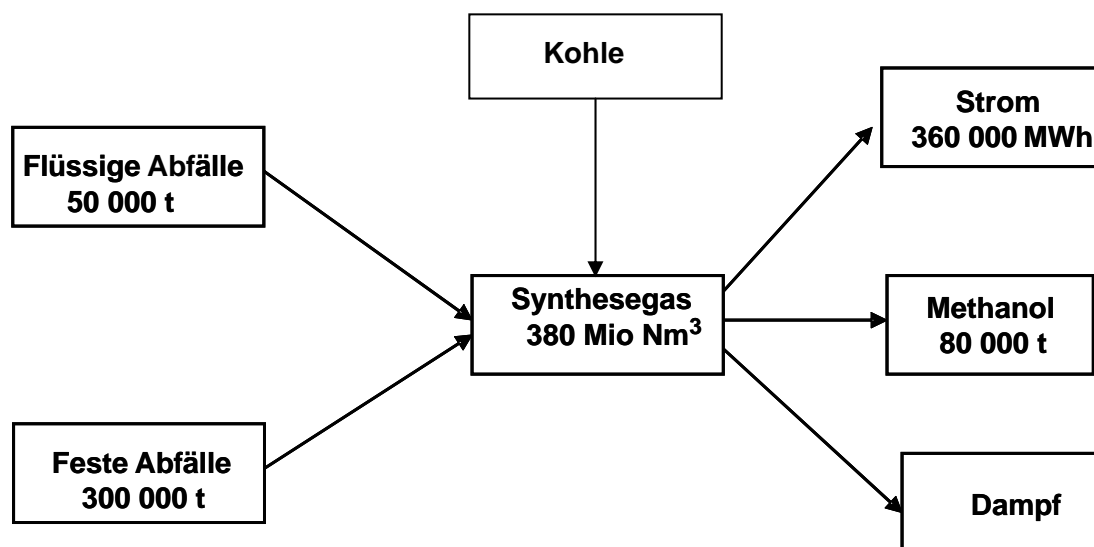


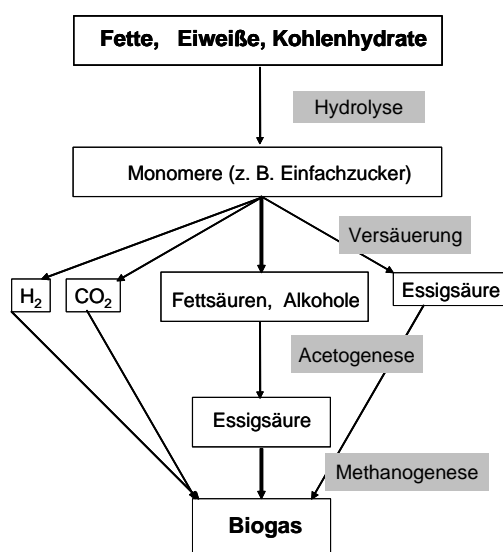
Abb. 5: Produktionsbilanz der SVZ-Anlage in 2003 /15/

## V Herstellung von Methanol aus Biogas

Biogas entsteht beim bakteriellen Abbau von organischem Material bei 30-65°C, z.B. von Pflanzen, Gülle, Mist, Hausmüll oder Klärschlamm. Der Abbau muss unter Luftausschluss erfolgen (anaerobe Gärung). Biogas besteht zu 50 bis 70 Vol.% aus Methan, der Rest setzt sich aus Kohlendioxid und kleinen Mengen von Verunreinigungen, z.B. Schwefelwasserstoff zusammen. Die Gaszusammensetzung und die erzielbare Gasausbeute hängen im Wesentlichen von der zu vergärenden



organischen Substanz und von dem Vergärungsprozessdesign ab. Der Abbau der Biomasse vollzieht sich in mehreren aufeinanderfolgenden Gärungsphasen, die Hydrolyse, die Fettsäurenbildung, die Essigsäurebildung und die Methanbildung, an denen unterschiedliche Mikroorganismen beteiligt sind. Eine schematische Darstellung des Gärungsprozesses ist in Abb. 6. gezeigt. Die Verfahren der anaeroben Fermentation unterscheiden sich hinsichtlich der Prozessführung (1-stufig bzw. 2-3 -stufig) und hinsichtlich des Feststoffwassergehaltes (Nass- und Trockenfermentation). In einer zweistufigen Anlage laufen die Hydrolyse und die Versäuerung von der Methanbildung verfahrenstechnisch getrennt ab. Die Anlagenkapazitäten variieren zwischen 100.000 m<sup>3</sup>/a Biogas und 4-5 Mio. m<sup>3</sup>/a. Der Wirtschaftlichkeitsberechnungen in dieser Studie (siehe Anlage) wurde eine mittelgroße Anlage mit 2 Mio. m<sup>3</sup>/a Biogas zugrunde gelegt.



Für die Methanolsynthese muss das Biogas gereinigt (Entschwefelung, Entfernung von Spurenkomponenten) und CO<sub>2</sub> abgetrennt werden. Nach der Gasreinigung und CO<sub>2</sub>-Abtrennung wird das Biogas bei ca. 800°C zu Synthesegas reformiert. Der Stöchiometriefaktor S (Definition siehe Anhang) des Synthesegases wird hierbei auf 2,0 – 2,1 eingestellt. Aus thermodynamischen Gründen kann das Synthesegas nur bis zu einem bestimmten Grad umgesetzt werden, weshalb ein Großteil des nicht-umgesetzten Gases wieder in den Methanol-Synthesereaktor zurückgeführt wird (Recycle-Loop). So eine Prozessführung ist aufwändig und lohnt sich nur bei großen Anlagen (über

Abb. 6: Fermentationsprozess /22/

1000 t Methanol pro Tag). In einer anderen Prozessführung werden die nicht-umgesetzten Gase in einem BHKW zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt (Trigeneration). Solche einfachen Methanolanlagen in Kapazitätsbereich von 50-300 t Methanol/Tag sind für eine dezentrale Anwendung mit Biogas besser geeignet. Mit dieser Prozessführung, genannt auch „once-through Konzept“, kann auf die CO<sub>2</sub>-Abtrennung verzichtet werden. Da in diesem Fall der Stöchiometriefaktor deutlich unter 2 liegen wird, erfordert die Methanolsynthese spezielle Katalysatoren (kommerziell erhältlich). Das once-through Konzept erhöht die Wirtschaftlichkeit der Anlagen wesentlich.

Eine containerintegrierte Methanolversuchsanlage nach dem once-through Prinzip wurde vom ZSW konzipiert und am Klärwerk in Heidenheim mit Klärgas betrieben /23/. Das Anlagenfließbild ist in Abb. 7 dargestellt. Das Biogas wird zunächst mit einem Gasfilter gereinigt, durch Wärmerückgewinnung erwärmt und mit Zinkoxid bei ca. 400 °C entschwefelt. Dem entschwefelten und vorgewärmtem Feedgas wird in einer Mischkammer Wasserdampf zugesetzt und im Reformier zu Synthesegas konvertiert. Der allotherme Dampfreformer ist in eine Brennkammer integriert, in der die benötigte Reaktionsenthalpie durch flammenlose Oxidation des Brenngases erzeugt wird. Durch das verfahrenstechnisch einfachere "once-through"-Konzept entfallen der Recycle-Loop und die aufwändige Synthesegaseinstellung mit gezielter

Abtrennung von CO<sub>2</sub>. Bei Drücken von 20 - 80 bar und Temperaturen von 250 - 280 °C erfolgt die Umsetzung des Synthesegases zu Rohmethanol. Der Methanolgehalt im Rohmethanol wurde zu ca. 93 Gew. % bestimmt. Der Rest war Wasser und Spuren an Ethanol und Propanol. Weitere höhere Alkohole wurden nicht identifiziert.

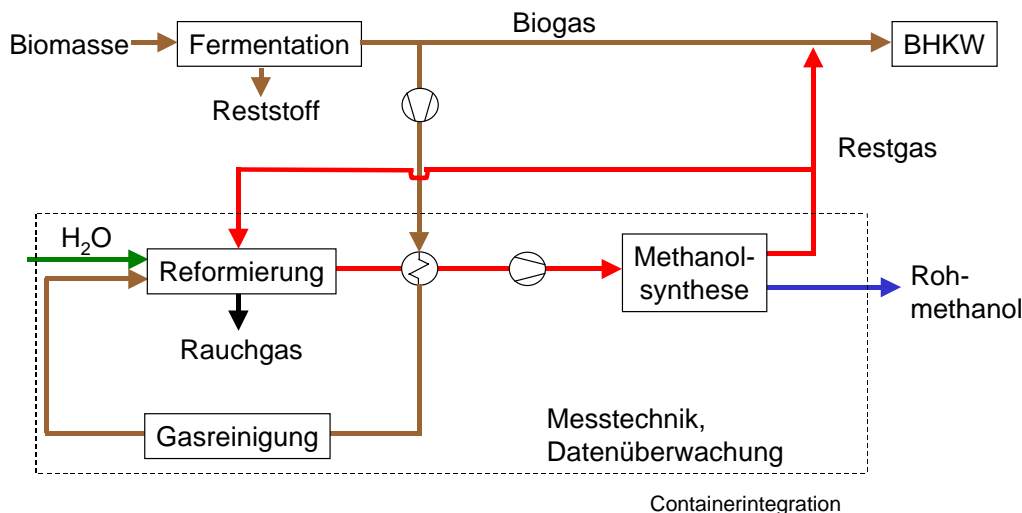


Abb. 7: Anlagefließbild: Methanol aus Biogas - Once-through Konzept

## VI Fazit

Tabelle 3 fasst die vorläufigen Ergebnisse der durchgeführten Recherche zur Methanolsynthese aus Biomasse zusammen. Die Preisentwicklung am Methanolmarkt ist in Abb. 8 dargestellt

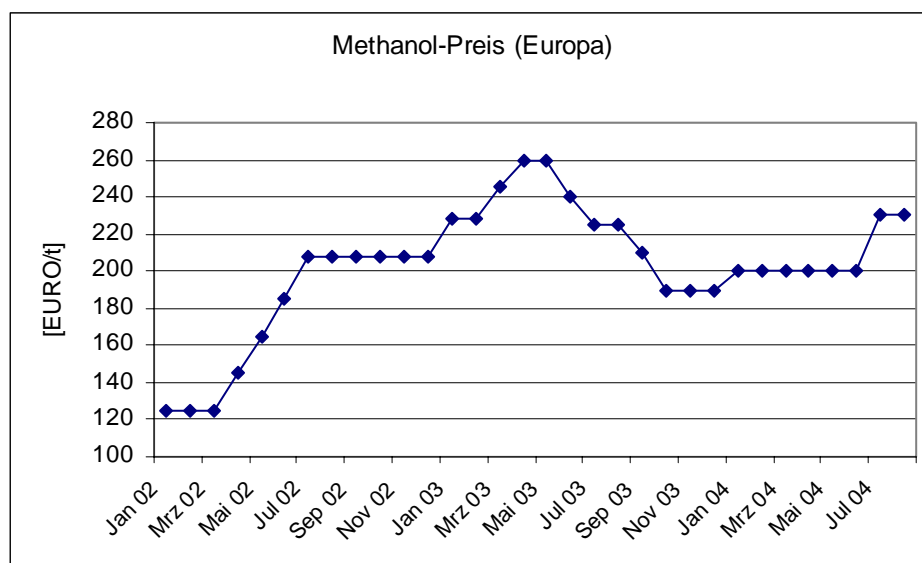


Abb. 8: Entwicklung des Methanolpreises in Europa /Methanex, Juni 2004/



Tab. 3: Zusammenfassung

Verfahren	CHOREN (Biomasse)	Schwarze Pumpe (Abfall+ Kohle)	Güssing (Biomasse)	CHEMREC, Schweden /18/ (black liquor)	LPMEOH™ Air Products (Kohle)	Erdgas	Methanol- Weltmarkt- preis	ZSW- Berechnungen aus Biogas/über thermische Vergasung aus Biomasse
Anlagegröße	400.000 t <sub>MeOH/a</sub> <sup>a)</sup>	120.000 t <sub>MeOH/a</sub>	300	410.000 t <sub>MeOH/a</sub> (Mittelgroße Zellstoffproduktion)	160.000 t <sub>MeOH/a</sub>			
Verfügbarkeit einer kommerziellen Anlage, %	85	85-95	90	90				
Wann wird die Technologie verfügbar sein?	In 2 Jahren möglich bei kleinen Anlagen. Für große Anlagen gibt z.Z. noch keinen Markt	Heute verfügbar	8 MW <sub>th</sub> Vergaser heute verfügbar; nach einer Demonstrationsphase mit Methanolsynthese könnte die Technologie in 5 Jahren verfügbar sein /16/	In 5 Jahren	Co-Produktion Methanol und Elektrizität, die Technologie ist heute verfügbar			
Energetischer Wirkungs- grad der Methanol- herstellung, % <sup>e)</sup>	54 (60) <sup>b)</sup> 80 <sup>d)</sup>	50 (Gesamt- wirkungsgrad)	70-75 <sup>c)</sup> /9/		71 /19/			
Anlagekosten, Mio EUR	45		9 <sup>f)</sup> , 70-100 <sup>g)</sup>	150 (nur für Methanolanlage)	30			
Betriebskosten, % der Anlagekosten/a		Ca. 10	10		10			
Methanolerzeugungs- kosten, EUR/t	<b>400<sup>h)</sup></b>	<b>150-180<sup>i,k)</sup></b>		<b>182<sup>/18/</sup></b>	<b>110-120<sup>i) /19/</sup></b>	<b>80-95<sup>/19, 20/</sup></b>	<b>230</b> (Aug. 2004)	<b>150-520</b> (siehe Anhang)

a) für eine 500 MW<sub>th</sub> Anlage

b) 60% für größere Anlagen

c) Kaltgaswirkungsgrad Vergasungsanlage

d) Vergasungswirkungsgrad (Kaltgas)

e) Wirkungsgrad = Untere Heizwert des Produktes/Untere Heizwert der eingesetzten Biomasseinput

f) Vergasungsanlage 8 MW<sub>th</sub>

g) Vergasungsanlage 300 MW<sub>th</sub>

h) mit Biomassepreis von 70EUR/t; Angaben von CHOREN Juni 2004 (von Kosten 1/3 entfällt auf Biomasse, 1/3 auf Personal und 1/3 auf Betrieb, Wartung/Instandhaltung)

i) Stoff-Kraft-Kopplung

k) heutige Kosten, Angaben von SVZ (Juni 2004)



## VII Literaturangaben

- /1/ P. Hasler, R. Buehler und Th. Nussbaumer, 10<sup>th</sup> European Conference and Technology Exhibition Biomass for Energy and Industry, Würzburg, 8-11 Juni 1998, pg. 272
- /2/ T. Milne et al, Biomass Gasifier "Tars": Their Nature, Formation and Conversion, DOE Report DE-AC36-83CH10093, 1998
- /3/ I. Vinke, Gölzower Fachgespräche: Energetische Nutzung von Biomasse mit Brennstoffzellenverfahren, 1998, S. 111
- /4/ C. Rösch, Gölzower Fachgespräche: Energetische Nutzung von Biomasse mit Brennstoffzellenverfahren, 1998, S. 7
- /5/ O. Mörsch, Entwicklung einer online Methode zur Bestimmung des Teergehaltes im Gas aus der Vergasung von Biomasse, Fortschr.- Ber. VDI Reihe 8 Nr. 853, Düsseldorf, VDI Verlag 2000, ISBN 3-18-385308-6
- /6/ NREL/MP-510-3298, "Fuel Cell Integration- A Study of the Impacts of Gas Quality and Impurities", June 2001
- /7/ L. Waldheim, M. Berg and T. Nilsson , Final Report 1996, "Gas Cleaning for Advanced Applications", Joule II, Contract JOU2-CT93-0431
- /8/ H. Hendrix, 5<sup>th</sup> International Symposium on Gas Cleaning at High Temperature, September 17-20, 2002, Morgantown, WV, USA, Extended Abstract pg. 1
- /9/ H. Hofbauer, R. Rauch, 7. Holzenergie-Symposium, S. 151-163, 18. Okt. 2002, ETH Zürich
- /10/ B. Wolf, DGMK-Tagungsbericht 2002-2, S. 53 (2002)
- /11/ B. Wolf, DGMK-Tagungsbericht 2004-1, S. 73 (2004)
- /12/ ZSW, Industrieprojekt 1999
- /13/ A. Althapp, „Kraftstoffe aus Biomasse mit dem Carbo-V<sup>®</sup>-Vergasungsverfahren“, Fachtagung „Regenerative Kraftstoffe“, 13/14 November 2003, Stuttgart
- /14/ W. Seifert und B. Buttker, DGMK-Tagungsbericht 2000-1, S.169 (2000)
- /15/ B. Buttker, DGMK-Tagungsbericht 2004-1, 297 (2004)
- /16/ Angaben von TU Wien 2004
- /17/ N. Schmitz, „Bioethanol in Deutschland“, Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“ Band 21, Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster, 2003

- /18/ „Technical and Commercial Feasibility Study of Black Liquor Gasification with Methanol/DME Production as Motor Fuels for Automotive Use-BLGMF“, ALTERNER II, DG-TREN, 2003
- /19/ Final Report “An Investigation of the Feasibility of Coal-Based Methanol for Application in Transportation Fuel Cell System” University of Florida, 2004
- /20/ S. Michel, Linde Reports on Science and Technology, 61, 1999
- /21/ Angaben von SVZ (Juni 2004)
- /22/ Kuhn, E., Kofermentation, KTBL-Arbeitspapier 219, KTBL, Darmstadt, 1995
- /23/ T. Marquard-Möllenstedt, F. Baumgart, M. Specht, DGMK-Fachbereichs-tagung „Energetische Nutzung von Biomasse“, 22-24 April 2002, Velen/Westf., Tagungsbericht 2002-2, S. 189

# Anhang

**1 Stöchiometrieffaktor:**  $S = (p_{H_2} - p_{CO_2}) / (p_{CO_2} + p_{CO})$ ; p bezeichnet den Partialdruck der jeweiligen Gaskomponenten im Synthesegas.

## 2 ZSW- Berechnungen zu Methanolherstellungskosten

Auf der Basis Biomasse (Holz): BV1, BV11

Auf der Basis Biogas: GV1, GV11, GV2 (Gülle),  
NV31, NV32 (nachwachsende Rohstoffe)

## 3 Annahmen bei der Berechnung der Methanolherstellungskosten:

### Herstellung von Methanol aus Biomasse:

- Holzvergaser: 300 MW<sub>th</sub>
- Kapazität der Methanolanlage: 230.000 t MeOH/a
- Kein BHKW
- Holzpreis: 60 EUR/t
- Investitionskosten für die Methanolanlage:  
a) 100 Mio. EUR, b) 50 Mio. EUR

### Herstellung von Methanol aus Biogas:

- Kapazität der Methanolanlage: 100.000 t MeOH/a
- Investitionskosten für die Methanolanlage: a) 100 Mio. EUR,  
b) 50 Mio. EUR
- Kapazität einer Biogasanlage: 2 Mio. Nm<sup>3</sup>/a (mittelgroße Anlage)
- 80 Biogasanlagen sind erforderlich für eine Methanolproduktion von  
100.000 t/a
- Investitionskosten für eine Biogasanlage: 1,5 Mio. EUR
- Gülle ist kostenlos verfügbar
- Das aufbereitete Biogas wird in das Gasnetz eingespeist
- Gasüberleitungskosten werden nicht berücksichtigt
- Nawaros (nachwachsende Rohstoffe) wurden mit Kosten berücksichtigt; für  
eine Biogasanlage mit 2 Mio Nm<sup>3</sup>/a liegen diese Kosten bei 300.000 EUR/a
- Kein BHKW

Der Berechnung der Methanolkosten liegen die unten angeführten ZSW- Studien zugrunde. Weitere Informationen wurden durch Recherchen bei den Anlagenbetreibern, persönlichen Mitteilungen, Gespräche etc., gewonnen.

1. H. Böhnisch, U. Pfenning und M. Nast: "Nahwärmeversorgung und Erneuerbare Energien im Gebäudebestand – Anschlag von Pilotprojekten in Baden-Württemberg, Hemmnisanalyse und Untersuchungen der Einsatzbereiche", 2003-2006 Projektpartner: Universität Stuttgart, DLR - Stuttgart und Universität Kassel
2. Dr. Specht, Dipl.-Ing. D. West und Dr. R. Stülpnagel, „Energetische Nutzung landwirtschaftlicher Biomasse in der Region Ulm/Neu-Ulm“, Studie im Auftrag von der Solarstiftung Ulm/Neu-Ulm, 2004
3. A. Bandi und U. Zuberbühler: "Untersuchung und Bewertung von Vergasungstechnologien zur Kopplung mit einer Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle", Industriauftrag 2002
4. M. Specht, A. Bandi, F. Baumgart, Chr. Linkohr und F. Staiss: "Kombinierte Nutzung von Biomasse und Wasserkraft zur Produktion von Treibstoff, Elektrizität und Wärme", Industriauftrag, 1999
5. M. Specht, A. Bandi und M. Elser: "Herstellung von regenerativem Methanol aus Biomüll", Industriauftrag, 1997

Methanol aus Biogas

Leistungs- und Verbrauchswerte					Bemerkungen	
					<b>GV1</b> 80 Biogasanlagen; Kapazität: 2 Mio. Nm3 Biogas/a Investitionskosten für eine Anlage: 1,5 Mio. EUR Gülle Methanolanlage-Kapazität: 100.000 t MeOH/a Investitionskosten für die Methanolanlage: 100 Mio. EUR	
<b>Rohstoff</b>						
Gülle						
<b>el. Energiebedarf</b>						
Gaskonditionierung						
MeOH-Synthese						
<b>Betriebsmittelströme</b>						
Abwasser						
Wasser						
Asche						
<b>Betriebskostenrechnung</b>						
<b>1. Fixe Betriebskosten</b>						
1.1 Kapitalkosten						
	Zinsen	Nutzung	Annuität	Investitionskosten	Fixe Betriebskosten	
	[%]	[a]	[%]	[eur]	[eur/a]	
<i>Anlagentechnik</i>						
Biogasanlagen 80x1,5 Mio EUR						
Luftzerlegung						
CO <sub>2</sub> -Abtrennung						
Steam-Reformer						
MeOH-Anlage						
Lagerkosten						
<b>Summe 1</b>						
1.2 Sonstige Betriebskosten						
	% von	% von		Betriebskosten	IK: Investitionskosten	
		IK	WK	[eur/a]	WK: Wartungskosten	
<i>Wartung und Instandhaltung</i>						
Biogasanlagen						
Gaskonditionierung						
MeOH-Anlage						
Verwaltungskosten						
Personalkosten						
Steuern, Versicherung						
Miete						
<b>Summe 2</b>						
<b>2. Variable Betriebskosten</b>						
	Verbrauch		spez. Preis pro	Betriebskosten		
			Einheit	[eur/a]		
Hilfsenergiekosten 80x20,000						
<b>Summe 3</b>						
<b>3. Erlöse</b>						
	Menge		spez. Erlös	Erlös [eur/a]		
Altholz						
Sauerstoff						
<b>Summe 4</b>						
<b>Wirtschaftlichkeitsbetrachtung</b>						
eur/a						
Summe 1						
Summe 2						
Summe 3						
Summe 4						
Gesamtsumme (1-4)						
<b>Kosten pro t Methanol in EUR/t<sub>MeOH</sub></b>						
<b>276,-</b>						

Methanol aus Biogas

Leistungs- und Verbrauchswerte					Bemerkungen	
					GV11	
					80 Biogasanlagen; Kapazität: 2 Mio. Nm3 Biogas/a	
					Investitionskosten für eine Anlage: 1,5 Mio. EUR	
					Gülle	
					Methanolanlage-Kapazität: 100.000 t MeOH/a	
					Investitionskosten für die Methanolanlage: 50 Mio. EUR	
<b>Rohstoff</b>						
Gülle						
<b>el. Energiebedarf</b>						
Gaskonditionierung			6	MW		
MeOH-Synthese			24	MW		
<b>Betriebsmittelströme</b>						
Abwasser			4500	kg/h		
Wasser			88470	kg/h		
Asche			3600	kg/h		
<b>Betriebskostenrechnung</b>						
<b>1. Fixe Betriebskosten</b>						
<b>1.1 Kapitalkosten</b>						
	Zinsen	Nutzung	Annuität	Investitionskosten	Fixe Betriebskosten	
	[%]	[a]	[%]	[eur]	[eur/a]	
<i>Anlagentechnik</i>						
Biogasanlagen 80x1,5 Mio EUR	6	15	10,30	120.000.000,-	12.360.000,-	
CO <sub>2</sub> -Abtrennung	6	10	13,59	9.000.000,-	1.222.812,-	
MeOH-Anlage	6	15	10,30	50.000.000,-	5.148.138,-	
Lagerkosten	6	15	10,3	5.000.000,-	515.000,-	
<b>Summe 1</b>				<b>234.000.000,-</b>	<b>19.245.950,-</b>	
<b>1.2 Sonstige Betriebskosten</b>						
		% von	% von	Betriebskosten	IK: Investitionskosten	
		IK	WK	[eur/a]	WK: Wartungskosten	
<i>Wartung und Instandhaltung</i>						
Biogasanlagen				1.200.000,-		3-7%, bei neuen Anlagen 10-20%
Gaskonditionierung		3		270.000,-		
MeOH-Anlage		5		2.500.000,-		
Verwaltungskosten	80x10.000			800.000		
Personalkosten	80x50.000	a		50.000,-	4.000.000,-	
Steuern, Versicherung		1			2.340.000,-	
Miete					480.000,-	10000 m <sup>2</sup> a 4 eur mal 12 Monate
<b>Summe 2</b>						
<b>2. Variable Betriebskosten</b>						
	Verbrauch		spez. Preis pro	Betriebskosten		
			Einheit	[eur/a]		
Hilfsenergiekosten 80x20.000				1.600.000,-		
<b>Summe 3</b>				<b>1.600.000,-</b>		
<b>3. Erlöse</b>						
	Menge		spez. Erlös	Erlös [eur/a]		
Altholz	0	t/a	0,-	0,-		Annahme: keine Entsorgungsgutschrift
<b>Summe 4</b>				<b>0,-</b>		
<b>Wirtschaftlichkeitsbetrachtung</b>						
				eur/a		
Summe 1				19.245.950,-		
Summe 2				1.600.000,-		
Summe 3				1.600.000,-		
Summe 4				0,-		
Gesamtsumme (1-4)				22.445.950,-		
<b>Kosten pro t Methanol in EUR/t<sub>MeOH</sub></b>				<b>224,-</b>		



Methanol aus Biogas

Leistungs- und Verbrauchswerte						Bemerkungen	
						<b>GV2</b>	
						Keine Investitionen für Biogasanlagen	
						Gülle	
						Methanolanlage-Kapazität: 100.000 t MeOH/a	
						Invest. MeOH-Anlage: 100 Mio. EUR	
<b>Rohstoff</b>							
Gülle							
<b>el. Energiebedarf</b>							
Gaskonditionierung						6	MW
MeOH-Synthese						24	MW
<b>Betriebsmittelströme</b>							
Abwasser						4500	kg/h
Wasser						88470	kg/h
Asche						3600	kg/h
<b>Betriebskostenrechnung</b>							
<b>1. Fixe Betriebskosten</b>							
1.1 Kapitalkosten							
	Zinsen	Nutzung	Annuität	Investitionskosten	Fixe Betriebskosten		
	[%]	[a]	[%]	[eur]	[eur/a]		
<i>Anlagentechnik</i>							
Luftzerlegung							
CO <sub>2</sub> -Abtrennung						6	10 13,59 9.000.000,- 1.222.812,-
Steam-Reformer							
MeOH-Anlage						6	15 10,30 100.000.000,- 10.296.276,-
Lagerkosten						6	15 10,3 5.000.000,- 515.000,-
<b>Summe 1</b>						234.000.000,- 12.034.088,-	
1.2 Sonstige Betriebskosten							
	% von	% von			Betriebskosten	IK: Investitionskosten	
	IK	WK			[eur/a]	WK: Wartungskosten	
<i>Wartung und Instandhaltung</i>							
Biogasanlagen						1.200.000,-	
Gaskonditionierung						270.000,-	
MeOH-Anlage						5.000.000,-	
Verwaltungskosten						80x10.000 800.000	
Personalkosten						80x50.000 a 50.000,- 4.000.000,-	
Steuern, Versicherung						1 2.340.000,-	
Miete						480.000,-	
<b>Summe 2</b>							
<b>2. Variable Betriebskosten</b>							
	Verbrauch			spez. Preis pro	Betriebskosten		
				Einheit	[eur/a]		
Hilfsenergiekosten 80x20.000						1.600.000,-	
						Co2-Wäsche ?	
<b>Summe 3</b>						1.600.000,-	
<b>3. Erlöse</b>							
	Menge			spez. Erlös	Erlös [eur/a]		
	0	t/a		0,-	0,-	Annahme: keine Entsorgungsgutschrift	
<b>Summe 4</b>						0,-	
<b>Wirtschaftlichkeitsbetrachtung</b>							
						eur/a	
<b>Summe 1</b>						12.034.088,-	
<b>Summe 2</b>						1.600.000,-	
<b>Summe 3</b>						1.600.000,-	
<b>Summe 4</b>						0,-	
<b>Gesamtsumme (1-4)</b>						15.234.088,-	
<b>Kosten pro t Methanol in EUR/t<sub>MeOH</sub></b>						<b>152,-</b>	

## Methanol aus Biogas

Leistungs- und Verbrauchswerte				Bemerkungen	
				<b>NV31</b>	
				80 Biogasanlagen; Kapazität: 2 Mio. Nm3 Biogas/a	
				Investitionskosten für eine Anlage: 1,5 Mio. EUR	
				Nawaro (300.000 EUR pro Jahr und Biogasanlage)	
				Methanolanlage-Kapazität: 100.000 t MeOH/a	
				Investitionskosten für die Methanolanlage: 100 Mio. EUR	
<b>Rohstoff</b>					
Nawaro, 100.000 t/a.Biogasanlage (80x100.000= 8 Mio t/a)					
<b>el. Energiebedarf</b>					
Gaskonditionierung		6	MW		
MeOH-Synthese		24	MW		
<b>Betriebsmittelströme</b>					
Abwasser		4500	kg/h		
Wasser		88470	kg/h		
Asche		3600	kg/h		
<b>Betriebskostenrechnung</b>					
<b>1. Fixe Betriebskosten</b>					
<b>1.1 Kapitalkosten</b>					
	Zinsen	Nutzung	Annuität	Investitionskosten	Fixe Betriebskosten
	(%)	(a)	(%)	(eur)	(eur/a)
<i>Anlagentechnik</i>					
Biogasanlagen 80x1,5 Mio EUR	6	15	10,30	120.000.000,-	12.360.000,-
Luftzerlegung					
CO <sub>2</sub> -Abtrennung	6	10	13,59	9.000.000,-	1.222.812,-
Steam-Reformer					
MeOH-Anlage	6	15	10,30	100.000.000,-	10.296.276,-
Lagerkosten	6	15	10,3	5.000.000,-	515.000,-
<b>Summe 1</b>				<b>234.000.000,-</b>	<b>24.394.088,-</b>
<b>1.2 Sonstige Betriebskosten</b>					
		% von	% von	Betriebskosten	IK: Investitionskosten
		IK	WK	(eur/a)	WK: Wartungskosten
<i>Wartung und Instandhaltung</i>					
Biogasanlagen				1.200.000,-	
Gaskonditionierung		3		270.000,-	
MeOH-Anlage		5		5.000.000,-	
Verwaltungskosten	80x10.000			800.000	
Personalkosten	80x50.000	a		50.000,-	4.000.000,-
Steuern, Versicherung		1			2.340.000,-
Miete					480.000,-
<b>Summe 2</b>					
<b>2. Variable Betriebskosten</b>					
	Verbrauch		spez. Preis pro	Betriebskosten	
			Einheit	(eur/a)	
Hilfsenergiekosten 80x20.000				1.600.000,-	
Nawaro: 300.000 EUR/a.Biogasanlage (2 Mio Nm3 Biogas/a)	x 80			24.000.000,-	Co2-Wäsche ?
<b>Summe 3</b>				<b>25.600.000,-</b>	
<b>3. Erlöse</b>					
	Menge		spez. Erlös	Erlös (eur/a)	
Altholz	0	t/a	0,-	0,-	Annahme: keine Entsorgungsgutschrift
<b>Summe 4</b>				<b>0,-</b>	
<b>Wirtschaftlichkeitsbetrachtung</b>					
				eur/a	
Summe 1				24.394.088,-	
Summe 2				1.600.000,-	
Summe 3				25.600.000,-	
Summe 4				0,-	
Gesamtsumme (1-4)				51.594.088,-	
<b>Kosten pro t Methanol in EUR/t<sub>MeOH</sub></b>				<b>516,-</b>	

## Methanol aus Biogas

Leistungs- und Verbrauchswerte					Bemerkungen	
					NV32	
					80 Biogasanlagen; Kapazität: 2 Mio. Nm3 Biogas/a	
					Investitionskosten für eine Anlage: 1,5 Mio. EUR	
					Nawaro (300.000 EUR pro Jahr und Biogasanlage)	
					Methanolanlage-Kapazität: 100.000 t MeOH/a	
					Investitionskosten für die Methanolanlage: 50 Mio. EUR	
<b>Rohstoff</b>						
Nawaro, 100,000 t/a.Biogasanlage (80x100,000= 8 Mio t/a)						
<b>el. Energiebedarf</b>						
Gaskonditionierung						
			6	MW		
MeOH-Synthese						
			24	MW		
<b>Betriebsmittelströme</b>						
Abwasser						
			4500	kg/h		
Wasser						
			88470	kg/h		
Asche						
			3600	kg/h		
<b>Betriebskostenrechnung</b>						
<b>1. Fixe Betriebskosten</b>						
<b>1.1 Kapitalkosten</b>						
		Zinsen	Nutzung	Annuität	Investitionskosten	Fixe Betriebskosten
		[%]	[a]	[%]	[eur]	[eur/a]
<i>Anlagentechnik</i>						
Biogasanlagen 80x1,5 Mio EUR						
		6	15	10,30	120.000.000,-	12.360.000,-
Luftzerlegung						
		6	10	13,59	9.000.000,-	1.222.812,-
CO <sub>2</sub> -Abtrennung						
Steam-Reformer						
		6	15	10,30	50.000.000,-	5.148.138,-
MeOH-Anlage						
		6	15	10,3	5.000.000,-	515.000,-
Lagerkosten						
		6	15	10,3	5.000.000,-	515.000,-
<b>Summe 1</b>					<b>234.000.000,-</b>	<b>19.245.950,-</b>
<b>1.2 Sonstige Betriebskosten</b>						
		% von	% von		Betriebskosten	IK: Investitionskosten
		IK	WK		[eur/a]	WK: Wartungskosten
<i>Wartung und Instandhaltung</i>						
Biogasanlagen						
						1.200.000,-
Gaskonditionierung						
			3			270.000,-
MeOH-Anlage						
			5			2.500.000,-
Verwaltungskosten						
		80x10,000				800.000
Personalkosten						
		80x50,000	a		50.000,-	4.000.000,-
Steuern, Versicherung						
			1			2.340.000,-
Miete						
						480.000,-
<b>Summe 2</b>						
<b>2. Variable Betriebskosten</b>						
		Verbrauch		spez. Preis pro	Betriebskosten	
				Einheit	[eur/a]	
Hilfsenergiekosten 80x20,000						
						1.600.000,-
Nawaro: 300,000 EUR/a.Biogasanlage (2 Mio Nm3 Biogas/a)						
		x 80				24.000.000,-
<b>Summe 3</b>					<b>25.600.000,-</b>	
<b>3. Erlöse</b>						
		Menge		spez. Erlös	Erlös [eur/a]	
		0	t/a	0,-	0,-	<b>Annahme: keine Entsorgungsgutschrift</b>
<b>Summe 4</b>					<b>0,-</b>	
<b>Wirtschaftlichkeitsbetrachtung</b>						
					eur/a	
<b>Summe 1</b>					<b>19.245.950,-</b>	
<b>Summe 2</b>					<b>1.600.000,-</b>	
<b>Summe 3</b>					<b>25.600.000,-</b>	
<b>Summe 4</b>					<b>0,-</b>	
<b>Gesamtsumme (1-4)</b>					<b>46.445.950,-</b>	
<b>Kosten pro t Methanol in EUR/t<sub>MeOH</sub></b>					<b>464,-</b>	



Methanol aus Biomasse

Leistungs- und Verbrauchswerte				Güssing			
				8000	Betriebsstunden pro Jahr		
<b>Vergasungsrohstoff Anlieferungszustand</b>							
Holz/Altholz		60	t/h				
Form		Hackgut					
Feuchte		15 - 50	%				
<b>Vergasungsrohstoff Vorbehandelt</b>							
Holz/Altholz		60	t/h				
Form		20-30	mm				
Feuchte		15	%				
Heizwert		ca. 4,3	kWh/kg				
Aschegehalt		3	%				
therm.-Input		ca. 258	MW				
<b>el. Energiebedarf</b>							
Brennstoffvorbehandlung		9	MW				
Vergasung und Gasreinigung		8,1	MW				
Gaskonditionierung		6	MW				
MeOH-Synthese		24	MW				
<b>Betriebsmittelströme</b>							
Abwasser		4500	kg/h				
Wasser		88470	kg/h				
Asche		3600	kg/h				
<b>Betriebskostenrechnung</b>							
<b>1. Fixe Betriebskosten</b>							
1.1 Kapitalkosten							
		Zinsen	Nutzung	Annuität	Investitionskosten	Fixe Betriebskosten	
		[%]	[a]	[%]	[eur]	[eur/a]	
<i>Anlagentechnik</i>							
Trocknung und Zerkleinerung		6	15	10,30	4.000.000,-	411.851,-	
Vergasung und Gasreinigung		6	10	13,59	85.000.000,-	11.548.776,-	
CO <sub>2</sub> -Abtrennung		6	10	13,59	9.000.000,-	1.222.812,-	
MeOH-Anlage		6	15	10,30	50.000.000,-	5.148.138,-	
Lagerkosten		6	15	10,98	5.000.000,-	549.000,-	
<b>Summe 1</b>					<b>153.000.000,-</b>	<b>18.880.577,-</b>	
1.2 Sonstige Betriebskosten							
		% von	% von		Betriebskosten	IK: Investitionskosten	
		IK	WK		[eur/a]	WK: Wartungskosten	
<i>Wartung und Instandhaltung</i>							
Brennstoffvorbehandlung			3			120.000,-	
Vergasung und Gasreinigung			2,5			2.125.000,-	
Gaskonditionierung			3			270.000,-	
MeOH-Anlage			5			2.500.000,-	
Personalkosten		25 Mann	a		50.000,-	1.250.000,-	
Steuern, Versicherung			1			1.530.000,-	
Miete						480.000,-	
<b>Summe 2</b>						<b>8.275.000,-</b>	
<b>2. Variable Betriebskosten</b>							
		Verbrauch		spez. Preis pro	Betriebskosten		
				Einheit	[eur/a]		
Strom		310200	MWh/a	0,0500,-	15.510.000,-		
Wasser		707760	m <sup>3</sup> /a	2,-	1.415.520,-		
Abwasser		36000	m <sup>3</sup> /a	15,-	540.000,-		
Asche		28800	t/a	25,-	720.000,-		
Holz		480000	t/a	60,-	28.800.000,-		
<b>Summe 3</b>						<b>46.985.520,-</b>	
<b>3. Erlöse</b>							
		Menge		spez. Erlös	Erlös [eur/a]		
Altholz		0	t/a	0,-	0,-		Annahme: keine Entsorgungsausschift
<b>Summe 4</b>						<b>0,-</b>	
<b>Wirtschaftlichkeitsbetrachtung</b>							
					eur/a		
Summe 1						18.880.577,-	
Summe 2						8.275.000,-	
Summe 3						46.985.520,-	
Summe 4						0,-	
Gesamtsumme (1-4)						74.141.097,-	
<b>Kosten pro t Methanol in eur/t<sub>MeOH</sub></b>						<b>322,-</b>	

Bemerkungen  
**BV11**  
 Vergaser 300 MWth  
 Investitionskosten für den Vergaser:  
 85 Mio. EUR  
 Holz  
 Methanolanlage-Kapazität:  
 230.000 t MeOH/a  
 Investitionskosten für die Methanolanlage:  
 50 Mio EUR



Methanol aus Biomasse

Leistungs- und Verbrauchswerte				Güssing		
				8000	Betriebsstunden pro Jahr	
<b>Vergasungsrohstoff Anlieferungszustand</b>						
Holz/Altholz		60	t/h			
Form		Hackgut				
Feuchte		15 - 50	%			
<b>Vergasungsrohstoff Vorbehandelt</b>						
Holz/Altholz		60	t/h			
Form		20-30	mm			
Feuchte		15	%			
Heizwert		ca. 4,3	kWh/kg			
Aschegehalt		3	%			
therm.-Input		ca. 258	MW			
<b>el. Energiebedarf</b>						
Brennstoffvorbehandlung		9	MW			
Vergasung und Gasreinigung		8,1	MW			
Gaskonditionierung		6	MW			
MeOH-Synthese		24	MW			
<b>Betriebsmittelströme</b>						
Abwasser		4500	kg/h			
Wasser		88470	kg/h			
Asche		3600	kg/h			
<b>Betriebskostenrechnung</b>						
<b>1. Fixe Betriebskosten</b>						
1.1 Kapitalkosten						
	Zinsen	Nutzung	Annuität	Investitionskosten	Fixe Betriebskosten	
	[%]	[a]	[%]	[eur]	[eur/a]	
<i>Anlagentechnik</i>						
Trocknung und Zerkleinerung	6	15	10,30	4.000.000,-	411.851,-	
Vergasung und Gasreinigung	6	10	13,59	85.000.000,-	11.548.776,-	
CO <sub>2</sub> -Abtrennung	6	10	13,59	9.000.000,-	1.222.812,-	
MeOH-Anlage	6	15	10,30	100.000.000,-	10.296.276,-	
Lagerkosten	6	15	10,98	5.000.000,-	549.000,-	
<b>Summe 1</b>				<b>203.000.000,-</b>	<b>24.028.716,-</b>	
1.2 Sonstige Betriebskosten						
		% von	% von	Betriebskosten	IK: Investitionskosten	
		IK	WK	[eur/a]	WK: Wartungskosten	
<i>Wartung und Instandhaltung</i>						
Brennstoffvorbehandlung		3			120.000,-	
Vergasung und Gasreinigung		2,5			2.125.000,-	
Gaskonditionierung		3			270.000,-	
MeOH-Anlage		5			5.000.000,-	
Personalkosten	25 Mann	a		50.000,-	1.250.000,-	
Steuern, Versicherung		1			2.030.000,-	
Miete					480.000,-	
<b>Summe 2</b>					<b>11.275.000,-</b>	
<b>2. Variable Betriebskosten</b>						
	Verbrauch		spez. Preis pro	Betriebskosten		
			Einheit	[eur/a]		
Strom	310200	MWh/a	0,0500,-	15.510.000,-		
Wasser	707760	m <sup>3</sup> /a	2,-	1.415.520,-		
Abwasser	36000	m <sup>3</sup> /a	15,-	540.000,-		
Asche	28800	t/a	25,-	720.000,-		
Holz	480000	t/a	60,-	28.800.000,-		
<b>Summe 3</b>				<b>46.985.520,-</b>		
<b>3. Erlöse</b>						
	Menge		spez. Erlös	Erlös [eur/a]		
Altholz	0	t/a	0,-	0,-	Annahme: keine Entsorgungsabtschrift	
<b>Summe 4</b>				<b>0,-</b>		
<b>Wirtschaftlichkeitsbetrachtung</b>						
				eur/a		
Summe 1				24.028.716,-		
Summe 2				11.275.000,-		
Summe 3				46.985.520,-		
Summe 4				0,-		
Gesamtsumme (1-4)				82.289.236,-		
<b>Kosten pro t Methanol in eur/t<sub>MeOH</sub></b>				<b>358,-</b>		

Bemerkungen  
**BV1**  
 Vergaser 300 MWth  
 Investitionskosten für den Vergaser: 85 Mio. EUR  
 Holz  
 Methanolanlage-Kapazität: 230.000 t MeOH/a  
 Investitionskosten für die Methanolanlage: 100 Mio. EUR