

Energiezentrale Güssing

Energiezentrale zur Umwandlung von biogenen Roh-
und Reststoffen einer Region in Wärme, Strom,
BioSNG und flüssige Kraftstoffe

H. Hofbauer, R. Rauch, S. Fürnsinn, Ch. Aichernig

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

79/2006

Impressum:

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Bestellmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter <http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

Energiezentrale Güssing

Energiezentrale zur Umwandlung von biogenen Roh-
und Reststoffen einer Region in Wärme, Strom,
BioSNG und flüssige Kraftstoffe

Univ. Prof. Dr. Hermann Hofbauer,
DI Dr. Reinhard Rauch, DI Mag. Stefan Fürnsinn,
Technische Universität Wien

DI Christian Aichernig
Repotec

Wien, September 2005

Ein Projektbericht im Rahmen der Programmlinie



Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften

Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus der Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT. Sie wurde 2003 vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie im Rahmen des Impulsprogramms Nachhaltig Wirtschaften als mehrjährige Forschungs- und Technologieinitiative gestartet. Mit der Programmlinie ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT soll durch Forschung und Technologieentwicklung die Gesamteffizienz von zukünftigen Energiesystemen deutlich verbessert und eine Basis zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energieträger geschaffen werden.

Dank des überdurchschnittlichen Engagements und der großen Kooperationsbereitschaft der beteiligten Forschungseinrichtungen und involvierten Betriebe konnten bereits richtungsweisende und auch international anerkannte Ergebnisse erzielt werden. Die Qualität der erarbeiteten Ergebnisse liegt über den hohen Erwartungen und ist eine gute Grundlage für erfolgreiche Umsetzungsstrategien. Mehrfache Anfragen bezüglich internationaler Kooperationen bestätigen die in ENERGIESYSTEME DER ZUKUNFT verfolgte Strategie.

Ein wichtiges Anliegen des Programms ist, die Projektergebnisse – sei es Grundlagenarbeiten, Konzepte oder Technologieentwicklungen – erfolgreich umzusetzen und zu verbreiten. Dies soll nach Möglichkeit durch konkrete Demonstrationsprojekte unterstützt werden. Deshalb ist es auch ein spezielles Anliegen die aktuellen Ergebnisse der interessierten Fachöffentlichkeit leicht zugänglich zu machen, was durch die Homepage www.ENERGIESYSTEMEderZukunft.at und die Schriftenreihe gewährleistet wird.

Dipl. Ing. Michael Paula

Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Inhaltsverzeichnis

I	Kurzfassung	1
II	Abstract	2
III	Zusammenfassung	3
IV	Summary	8
1	Einleitung	13
1.1	Motivation	13
1.2	Vorarbeiten zum Thema	14
2	Ziele des Projekts	16
3	Inhalte und Ergebnisse des Projekts	18
3.1	Verfahrenstechnische Darstellung und Simulation (AP 1)	18
3.1.1	Zielsetzung.....	19
3.1.2	Allgemeine Prozessschritte der Produktherstellung	19
3.1.2.1	Biomassevergasung.....	19
3.1.2.2	Gasreinigung	21
3.1.2.3	Nutzung der Prozesswärme	21
3.1.3	Beschreibung der evaluierten Anlagenkonzepte	22
3.1.3.1	Ausbaustufe – Strom und Wärme	22
3.1.3.2	Ausbaustufe – Flüssige Kraftstoffe, Strom, Wärme	23
3.1.3.3	Ausbaustufe – Gasförmige Brennstoffe, Strom, Wärme	24
3.1.4	Das Computersimulationsprogramm IPSEpro.....	25
3.1.4.1	Grundstruktur.....	25
3.1.4.2	Das Process Simulation Environment (PSE)	26
3.1.4.3	Das Model Development Kit (MDK)	26
3.1.4.4	Allgemeine Parameter und Einstellungen	27
3.1.5	Ergebnisse	29
3.1.5.1	Strom- und Wärmeproduktion	29
3.1.5.2	Produktion flüssiger Kraftstoffe, Strom- und Wärmebereitstellung (Dampfvergasung) .	30
3.1.5.3	Produktion flüssiger Kraftstoffe, Strom- und Wärmebereitstellung (Luft-Druckvergasung)	32
3.1.5.4	Produktion gasförmiger Brennstoffe, Strom- und Wärmebereitstellung (Dampfvergasung).....	33
3.1.5.5	Zusammenfassung der Ergebnisse und Diskussion	34
3.1.5.6	Ausblick	36
3.2	Planung der Demonstrationslinie (AP 2)	36
3.2.1	Zielsetzung.....	36
3.2.2	Synthetisches Erdgas (BioSNG).....	37
3.2.2.1	Versuchsanlage im Teilstrom der Anlage in Güssing	37
3.2.2.2	Demonstrationsanlage für synthetisches Erdgas.....	38
3.2.3	Synthetischer Kraftstoff (BioFiT).....	41
3.2.3.1	Versuchsanlage im Teilstrom der Anlage in Güssing	41
3.2.3.2	Demonstrationsanlage für Fischer-Tropsch-Synthese.....	42

3.3	Ökonomische Abschätzung der spezifischen Kosten der produzierten Energieträger für einige Referenzfälle (AP 3)	42
3.3.1	Festlegung der Anlagenschaltungen	42
3.3.1.1	Anlagengröße	43
3.3.1.2	Anlagenschaltungen	43
3.3.2	Festlegung der Rahmenbedingungen	43
3.3.3	Abschätzungen der Investitionskosten	43
3.3.4	Ermittlung der Kraftstoffkosten	44
3.3.5	Vergleich mit Literaturwerten	47
3.4	Erforderliche theoretische und experimentelle Untersuchungen im Labormaßstab (AP 4)	49
3.4.1	Gasreinigung/Gaskonditionierung	49
3.4.1.1	Synthesegaswäscher	51
3.4.1.2	Adsorptions-Reaktor	52
3.4.1.3	HCl Entfernung	53
3.4.1.4	Entfernung von organischen Schwefelverbindungen	53
3.4.1.5	H ₂ S Entfernung	54
3.4.2	Untersuchungen zur BioSNG-Synthese	54
3.4.2.1	Grundlagen	54
3.4.2.2	BioSNG-Versuchsanlage	54
3.4.3	Flüssige Kraftstoffe (Fischer-Tropsch, FT)	56
3.4.3.1	Grundlagen	56
3.4.3.2	Fischer-Tropsch-Versuchsanlage	58
3.4.3.2.1	Kompressionsstufe 1	62
3.4.3.2.2	Kompressionsstufe 2	63
3.4.3.2.3	Fischer-Tropsch-Reaktor	64
4	Detailangaben zu den Zielen der "Energiesysteme der Zukunft"	69
5	Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen	72
6	Ausblick/Empfehlungen	74
7	Literatur	75
7.1	Referenzen	75
7.2	Im Rahmen des Projekts erstellte Publikationen	76

I Kurzfassung

In vielen Regionen fallen eine Fülle von biogenen Roh- und Reststoffen in unterschiedlicher Menge und Qualität an. Diese zumeist energiereichen Stoffe könnten zur Energiebereitstellung genutzt werden, sofern geeignete Technologien zum Einsatz kommen. Die Biomasse-Vergasung stellt eine geeignete Möglichkeit dar, aus Biomasse eine Reihe von heute wichtigen Produkten herzustellen. Das Projekt hat sich daher das Ziel gesetzt, eine Energiezentrale für den regionalen Bedarf (z.B. Gemeinde, Stadtteil, etc.) zu entwickeln, die in der Lage ist, aus den diversen energiereichen biogenen Roh- und Reststoffen Wärme, Strom, gasförmige und/oder flüssige Energieträger zu produzieren. Wie viel von welcher Art produziert wird, hängt vom Bedarf und der Größe der jeweiligen Region ab. Die Variation der Verhältnisse dieser Koppelprodukte ist sicherlich nicht beliebig, Ziel des Projekts ist es aber, eine möglichst breite Variation der Produkte innerhalb einer Anlage zuzulassen.

Der vorliegende Projektbericht beinhaltet die Ergebnisse der ersten Stufe der Entwicklung einer Energiezentrale mit Polygeneration. Dabei wurden zunächst mögliche Anlagenkonfigurationen evaluiert und auf ihre Effektivität und Realisierbarkeit überprüft. Neben Energie- und Massenbilanzen wurde auch bereits die apparative Ausführung der wichtigsten Prozessstufen mit in die Betrachtungen einbezogen. Eine auf Basis der Ergebnisse der technischen Ausarbeitungen durchgeführte Kostenschätzung ergab für die Produktion von synthetischem Erdgas (BioSNG) 0,68–0,86 €/m³ und die Produktion von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen (BioFiT) ca. 1 €/l. Unter Berücksichtigung von Biomasse als Rohstoff wurde diese Kalkulation für eine Anlagengröße von 30 MW Brennstoffwärmeleistung durchgeführt.

Vor dem Hintergrund der äußerst viel versprechenden techno-ökonomischen Evaluierungen wurden umfangreiche Grundlagenuntersuchungen durchgeführt. Diese bezogen sich überwiegend auf die Produktion von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen, da hier der Wissensstand noch am niedrigsten ist. Im Rahmen des Projekts wurde eine Versuchsanlage bestehend aus Feingasreinigung, Gaskompression und Fischer-Tropsch-Synthese errichtet und im Bypassstrom beim Biomasse-Kraftwerk in Güssing betrieben. Die Ergebnisse waren hinsichtlich der Produktverteilung sehr viel versprechend, es müssen aber noch eine Reihe von Optimierungsschritten und Komponentenentwicklungen durchgeführt werden. Darüber hinaus wurde auch im Bypassstrom der Anlage in Güssing eine Versuchsanlage zur BioSNG-Herstellung erfolgreich einem Langzeittest unterzogen und dabei wertvolle Erkenntnisse für den Bau einer Demonstrationsanlage gewonnen.

Die Ergebnisse der ersten Projektstufe können in allen Bereichen als äußerst erfolgreich eingestuft werden. Daher wird die Entwicklung im vorgesehenen Umfang und Zeitrahmen, wie zu Beginn des Projekts festgelegt, weitergeführt.

II Abstract

In many regions various types and qualities of biogeneous raw and waste materials are available in substantial amounts. More often than not, these materials are rich in energy and can thus be used for energy supply. However, appropriate technologies are yet to be developed. To this end, biomass gasification represents one key measure, as it is possible to convert solid biomass into a synthesis gas, which can subsequently be converted to valuable synthesis products such as fuels or other chemicals, following different reaction paths. In this project, the focus was placed on the development of a new kind of regional energy centre (e.g., for municipalities, parts of cities), being able to produce electricity, district heat, as well as liquid and/or gaseous fuels. While most plants are optimized for single-product operation, polygeneration plants allow to adjust the production of these energy carriers to the demand of the respective region.

This project report contains the results of the first stage of the development of such an energy centre with polygeneration of heat, electricity, gaseous and/or liquid fuels. Firstly, possible plant configurations were evaluated with respect to efficiencies and feasibility. Besides energy and mass balances, the design of the apparatuses of the main conversion stages was taken into consideration as well. Based on these technical evaluations, an economical assessment was carried out. The results show that synthetic natural gas (BioSNG) can be produced at 0,68–0,86 €/m³, while Fischer-Tropsch fuels (BioFiT fuels) show production costs of approximately 1 €/l. These costs were calculated for a plant size of 30 MW biomass feed, which appears reasonable for Austria.

Based on these very promising results, substantial fundamental research was carried out, focusing mainly on the production of Fischer-Tropsch liquids, since knowledge on the synthesis was lowest. In the course of this project, a research unit consisting of trace component removal, gas compression and Fischer-Tropsch-synthesis was set up and operated in a side-stream of the biomass power plant in Güssing. The results concerning product distributions are especially promising. However, a lot of optimization work and further component development are still required. In addition to BioFiT-fuels, BioSNG production was analyzed in long term duration tests, also using a slip stream of the Güssing plant. Valuable experience was thus gained for the design and construction of a prospective demonstration plant.

The overall results of the first stage of the development of an energy centre with polygeneration can certainly be summarized as both successful and promising in all respects. Hence, research and development will be continued as outlined at the beginning of the project.

III Zusammenfassung

Biomasse wird in einem zukünftigen, auf Nachhaltigkeit beruhenden Energiesystem eine besondere Rolle einnehmen. Aufgrund der chemischen Verwandtschaft von Biomasse zu den heute etablierten Energieträgern (Erdöl, Erdgas und Kohle) können aus Biomasse grundsätzlich die gleichen Produkte hergestellt werden wie aus den fossilen Energieträgern. Anstelle der heutigen Erdöl-, Erdgas- und Kohlechemie wird künftig eine Biomassechemie treten. Daher wird bereits seit ca. 10 Jahren am Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften der TU Wien gemeinsam mit Partnern aus der Wirtschaft an den Grundlagen einer derartigen „sanften“ Umstellung unseres Energiesystems geforscht.

In vielen Regionen fallen eine Fülle von biogenen Roh- und Reststoffen in unterschiedlicher Menge und Qualität an. Diese zumeist energiereichen Stoffe könnten zur Energiebereitstellung genutzt werden, wenn geeignete Technologien entwickelt und angewendet werden. Die Biomasse-Vergasung stellt eine Möglichkeit dar, aus Biomasse ein Synthesegas und daraus wieder eine Reihe von heute wichtigen Produkten herzustellen.

Ziel des Projekts ist die Entwicklung einer Energiezentrale für den regionalen Bedarf (z.B. Gemeinde, Stadtteil, etc.), die in der Lage ist, aus den diversen energiereichen biogenen Roh- und Reststoffen Wärme, Strom, gasförmige und/oder flüssige Energieträger zu produzieren. Wie viel von welcher Art produziert wird, hängt vom Bedarf und der Größe der jeweiligen Region ab. Die Variation der Verhältnisse dieser Koppelprodukte ist sicherlich nicht beliebig, Ziel des Projekts ist es aber, eine möglichst breite Variation der Produkte innerhalb einer Anlage zuzulassen.

Das Projekt befasst sich mit der Erzeugung eines Synthesegases aus biogenen Roh- und Reststoffen mittels Wasserdampfvergasung. Weiters mit der Nutzung des Gases zur Strom- und Wärmeerzeugung, zur Erzeugung von gasförmigen Energieträgern und/oder flüssigen Brenn- oder Kraftstoffen. Die zu entwickelnde regionale Energiezentrale (EZ) wird somit vier wesentliche Produkte (P4) unseres Energiesystems auf nachhaltiger Basis herstellen. Daraus leitet sich auch die Kurzbezeichnung für das gegenständliche Projekt EZ-P4 ab. Durch die Nutzung von vorhandenen Infrastrukturen (Wärmenetz, Stromnetz, Gasnetz, Tankstellensystem für flüssige Kraftstoffe) wird deren Einführung wesentlich erleichtert.

In Güssing wurde im Jahr 2001 eine Biomassevergasungsanlage zur Erzeugung eines hochwertigen Produktgases (Synthesegases) errichtet. Bei dieser Anlage wird aus dem Synthesegas Ökostrom und Wärme erzeugt. Wärme wird in ein Fernwärmenetz und Strom in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Zur Erzeugung von Synthesegas wird eine an der TU Wien entwickelte neuartige Wirbelschicht-Dampfvergasung eingesetzt, die ein stickstofffreies Produktgas erzeugen kann. Nach der erfolgreichen Inbetriebnahme und einigen Verbesserungen aufgrund der nun schon vorhandenen Betriebserfahrungen werden heute im Jahr ca. 7000 Betriebsstunden erreicht und die Verfügbarkeit liegt bereits über 90 %.

Die Erzeugung von Brenngas aus Biomasse über den Weg der Vergasung und die Nutzung in einem Gasmotor bzw. Gasturbine stellt daher heute schon den Stand der Technik dar. Alle anderen Anwendungen befinden sich jedoch noch in der Entwicklungsphase, wobei manche am Sprung zur Demonstration (z.B. BioSNG, FT-Kraftstoff, hier bezeichnet als BioFiT) sind, andere werden noch im Labor- oder Technikumsmaßstab untersucht (z.B. Herstellung von Wasserstoff).

Das vorliegende Projekt wurde zweckmäßiger Weise in 4 Arbeitspakete gegliedert, wobei der unterschiedliche Stand der Entwicklung im Hinblick auf die angestrebten Produkte berücksichtigt wurde.

Im **Arbeitspaket 1** wurden unterschiedliche Anlagenfließbilder für eine derartige Energiezentrale mit Polygeneration entworfen und hinsichtlich wichtiger Kenngrößen (z.B. Wirkungsgrade) evaluiert. Als Anlagengröße wurde 30 MW Brennstoff-wärmeleistung festgelegt, da dies für die österreichischen Verhältnisse als sinnvolle Größe erachtet werden kann. Aus einer Vielzahl von Anlagenvarianten wurden zwei ausgewählt (BioFiT/Strom/Wärme und BioSNG/Strom/Wärme) und mit der Situation einer gekoppelten Strom- und Wärmeproduktion (zweistufige Stromerzeugung: Gasmotor und ORC) gegenübergestellt. Die zusammengefassten Ergebnisse sind in der Tabelle 0-1: dargestellt.

Man erkennt, dass mittels Polygeneration eine äußerst hohe Biomasseausnutzung erreicht werden kann. Der Bruttowirkungsgrad liegt je nach Variante zwischen 81 und 91 %. Weiters sieht man, dass mittels der Dampfvergasung höhere Kraftstoff-ausbeuten erreicht werden können, dass hingegen aber die elektrischen Wirkungsgrade sinken, bedingt vor allem durch den hohen zusätzlichen Eigenverbrauch durch die Kompression des Produktgases. Hier gilt es in weiterer Folge noch Optimierungspotenziale zu finden.

Die in Tabelle 0-1: angeführten Ergebnisse entsprechen jenen Anlagenschaltungen, die auf Basis der als Stand der Technik angenommenen Dampfvergasungstechnologie mit angeschlossener Strom- und Wärmeproduktion in Gasmotor und ORC abgeleitet wurden. Es konnte gezeigt werden, dass sich auf diesem Konzept aufbauend bereits viel versprechende Ergebnisse für eine Energiezentrale mit Polygeneration erwarten lassen. Allerdings bestehen in einigen Bereichen noch teils bedeutende Optimierungspotenziale, die sich durch zusätzliche Forschungsanstrengungen ausnützen lassen.

Tabelle 0-1: Zusammenfassende Darstellung der evaluierten Anlagenkonzepte (thermische Kraftwerksleistung: 30 MW)

Anlagenkonzept		Strom/Wärme	BioFiT/Strom/Wärme		BioSNG/Strom/Wärme
		Dampf- vergasung	Dampf- vergasung	Luft-Druck- vergasung	Dampfvergasung
Elektrische Bruttoleistung	kW	9964	5690	10087	5712
Elektrischer Eigenverbrauch	kW	1200	2914	1593	2914
Elektrische Nettoleistung	kW	8764	2776	8494	2798
Elektrischer Bruttowirkungsgrad	%	33,2	19,0	33,6	19,0
Elektrischer Nettowirkungsgrad	%	29,2	9,3	28,3	9,3
CO-Umsatz (H ₂ - Umsatz = 98 %)	%	-	68,4	32,8	-
Kraftstoffproduktion	t/a	-	4217	2746	736 Nm ³ /h
Energetischer Wirkungsgrad Kraftstoffe	%	-	26,3	17,1	27,3
Thermischer Wirkungsgrad	%	49,6	35,8	40,3	40,8
Gesamtwirkungsgrad brutto	%	82,8	81,1	91,0	87,1
Gesamtwirkungsgrad netto	%	78,8	71,4	85,7	77,4

Im **Arbeitspaket 2** wurden die Anlagenschaltungen weiter konkretisiert und die einzelnen Stufen mit entsprechenden Apparaten versehen. Dies erfolgte sowohl für den Fall der Produktion von synthetischem Erdgas als auch für die Kraftstoffproduktion mittels Fischer-Tropsch-Synthese. Dabei wurden sowohl Versuchsanlagen als auch Demonstrationsanlagen konzipiert und im Detail ausgelegt.

Im Falle von **synthetischem Erdgas** sind die Grundlagenarbeiten schon sehr weit gediehen, sodass neben der Versuchsanlage im Teilstrom in Güssing eine großtechnische Demonstrationsanlage (1–2 MW, 100–200 m³ BioSNG) weitgehend im Planungsstadium vorliegt. Diese Planung wurde im Rahmen der zu errichtenden Wirbelschichtdampfvergasung in Oberwart durchgeführt.

Für die **Fischer-Tropsch-Synthese** wurde der Aufbau der Versuchsanlage im Teilstrom in Güssing im Juni 2005 abgeschlossen und die Anlage in Betrieb genommen. Hier kann über die Tauglichkeit der Nebenanlagen (z.B. Kompressor, Automatisierung) noch keine endgülti-

ge Aussage gemacht werden. Für den FT-Reaktor selbst ist bereits genügend Wissen vorhanden, um diesen für eine Demonstrationsanlage auszulegen.

Das **Arbeitspaket 3** hatte ökonomische Abschätzungen zum Inhalt. Dabei wurden für die obigen Anlagenschaltungen Erzeugungskosten für synthetisches Erdgas (BioSNG) und Fischer-Tropsch-Kraftstoff (BioFiT) gemeinsam mit der im Projekt beteiligten Anlagenbaufirma (Repotec Umwelttechnik GmbH) ermittelt. Für die Investitionskosten, Betriebskosten und den Kapitaldienst wurden österreichische Verhältnisse zugrunde gelegt. Ebenso wurde für den Stromverkauf der Einspeisetarif für Ökostrom angesetzt. In der Tabelle 0-2 sind die bei der Abschätzung im Rahmen dieses Projekts errechneten Kraftstoffkosten angeführt. Im Fall von BioSNG wurden zwei unterschiedliche Fälle betrachtet.

Tabelle 0-2: Erzeugungskosten von BioFiT und BioSNG im Fall von Polygeneration

	BioFiT	BioSNG	BioSNG
Kraftstoffkosten	1,03 [€/l]	0,68 [€/m ³]	0,86 [€/m ³]

Obwohl die Investitions- und Betriebskosten bei den Anlagen sehr konservativ (hoch) angenommen wurden, liegen die Kraftstoff- und Gaskosten auf einem akzeptablen niedrigen Niveau. Die Erzeugungskosten für BioFiT betragen ca. 1 €/l und für BioSNG liegen sie zwischen 0,68 und 0,86 €/m³.

Vergleicht man die Kraftstoffkosten mit anderen Studien, so erkennt man, dass andere Systeme einen derart niedrigen Preis nur bei Anlagengrößen über 100 MW Brennstoffwärmeleistung erreichen können. Der Grund liegt einerseits darin, dass die gewählte Technologie (Wirbelschichtdampfvergasung) sehr kostengünstig ein Synthesegas erzeugen kann, und andererseits darin, dass das Konzept der Polygeneration (gleichzeitige Erzeugung von Strom, Wärme und Kraftstoffen) einen wesentlichen Kostenvorteil bringt.

Vor dem Hintergrund dieser ermutigenden Kostenschätzung wurden im **Arbeitspaket 4** umfangreiche Grundlagenuntersuchungen durchgeführt. Diese konzentrierten sich primär auf die Erzeugung von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen, da hier bislang der geringste Entwicklungsstand vorliegt.

Daher wurde für einen Teilstrom des Synthesegases der Anlage Güssing eine Feingasreinigung und eine **Versuchsanlage zur Fischer-Tropsch-Synthese** konzipiert, ausgelegt und aufgebaut. Bei der Inbetriebnahme trat eine Reihe von Hürden auf, die allesamt erfolgreich gemeistert wurden. Die Versuchsanlage konnte im Juni 2005 den Betrieb aufnehmen, erste Chargen BioFiT wurden bereits vor Abschluss der ersten Projektphase erzeugt. Die Produktverteilung ist schon viel versprechend, wiewohl noch eine Reihe von Komponenten der Anlage verbessert werden müssen und auch die Prozessbedingungen inklusive Katalysator noch einer Optimierung bedürfen.

Gleichzeitig wurde eine **Versuchsanlage zur BioSNG-Erzeugung**, die vom Paul Scherrer Institut konzipiert und gebaut wurde, ebenfalls an der Anlage in Güssing einem Langzeittest

unterzogen. Dabei konnte die Methanierung konstant über 200 Stunden mit guten Produkt-
ausbeuten betrieben werden. Nach 200 Stunden trat eine Deaktivierung des Katalysators
auf, die auf eine Schwefelvergiftung zurückzuführen ist. Nach einer Verbesserung der
Schwefelabscheidung sollte einer Demonstrations-anlage für die BioSNG-Produktion aus
Biomasse nichts im Wege stehen.

Aufgrund der viel versprechenden Ergebnisse dieses Projekts soll die Entwicklung einer E-
nergiezentrale mit Polygeneration (EZ-P4) zügig weiter vorangetrieben werden. Als nächster
Schritt sind die Optimierung und die Ertüchtigung einzelner Komponenten, insbesondere bei
der Fischer-Tropsch-Synthese erforderlich. Danach sollte die Errichtung einer Demonst-
rationsanlage ohne größere Risiken möglich sein. Diese drei Stufen, wie sie auch schon im Pro-
jektantrag skizziert wurden und auch der Vorgangsweise von Projekten im Rahmen von „E-
nergiesysteme der Zukunft“ voll entsprechen, sollen hier nochmals dargestellt werden
(Tabelle 0-3).

Tabelle 0-3: Durchführung des Projekts bis hin zur Demonstration

1. Stufe	Technisch-ökonomische Verfahrensevaluierung, Erarbeitung von fehlenden Grundlagen im Labor- maßstab	Dieses Projekt 2004/2005
2. Stufe	Weitere Grundlagenuntersuchungen, Entwicklung und Test wichtiger Komponenten für eine Demonst- rationsanlage	Folgeprojekt 2006/2007
3. Stufe	Demonstration der Energiezentrale mit vier Produk- ten (EZ-P4) in Güssing oder an einem anderen ge- eigneten Standort	Folgeprojekt 2008/2010

IV Summary

In a future sustainable energy system biomass will play an important role. Due to similar chemical structures it is possible to generate quite similar products from biomass as from fossil fuels such as coal, crude oil and natural gas. The current established oil, gas, or coal chemistry will be substituted in future by a so called “biomass chemistry”. For this reason the Institute of Chemical Engineering at the Vienna University of Technology together with partners from industry has been successfully working on the fundamentals of such a “smooth” change of our energy system since about 10 years.

In many regions of Austria a lot of biogene materials and wastes are available in various qualities and amounts. These materials are mostly rich in energy and, therefore, can be used for energy supply if suitable technologies will be developed and applied. Biomass gasification will be one key component, as it is possible to produce a synthesis gas from solid biomass which subsequently can be converted to valuable products used today.

Main aim of this project is the development of a new kind of regional energy centre (e.g. municipalities, parts of cities) which is able to produce heat, electricity, gaseous, and/or liquid energy carriers from various energy rich biogene materials and wastes. Which kind and how much of these energy carriers will be produced is dependent on the size and need of the respective region. The variation of the products in one plant is not unlimited but it is also an aim to make it possible to vary the production of the four products within one plant in certain limits.

Therefore, the project deals with the production of a synthesis gas from biogene materials and wastes through steam gasification. This synthesis gas will be used for heat and power production, furthermore for the production of gaseous energy carriers and/or liquid fuels. Thus the future regional energy centre (EZ) will produce four major energy products (P4) on a sustainable basis (confer the project title EZ-P4). The utilization of the already existing infrastructure (district heating grid, electricity grid, natural gas grid, and fuel stations for liquid fuels) will facilitate the introduction of the renewable energies produced by the regional energy centre.

In the year 2001 a new kind of biomass gasification plant was built in Güssing in order to produce a high-grade synthesis gas serving as energy source for the production of heat and power. The heat produced in this plant goes into a local district heating system and the electricity is fed into the public electricity grid. To produce a high grade synthesis gas free of nitrogen a steam gasification technology is used which has been developed by Vienna University of Technology. After start up of the plant in Güssing several improvements had been carried out and a lot of operating experience could be gained during the last years. Today 7000 hours of operation during a year are possible which lead to availabilities of over 90 %.

Today, the production of a fuel gas from biomass via gasification and the utilization of such a gas in a gas engine or a gas turbine can be considered as state of the art. Further applica-

tions of the producer gas are still under development. Some of these applications are near to demonstration such as the production of synthetic natural gas (BioSNG) or Fischer-Tropsch-fuels (called BioFiT), others are still in the phase of laboratory investigations (e.g. production of hydrogen from biomass).

To carry out the project in an effective way, four work packages were defined. This project structure corresponds well with the different state of the art and the current needs of the considered products.

In **work package 1** different flow sheets for such regional energy centres with polygeneration were designed and evaluated with respect to various quality numbers (e.g. efficiencies). The plant size for this evaluation was fixed with 30 MW fuel capacity which was considered well suited to the Austrian situation. Out of a number of different possibilities two essential configurations were selected (fuel/electricity/heat and BioSNG/electricity/heat) and compared with the situation of a combined heat and power plant (two-stage electricity production: gas engine and ORC-process). The results of this evaluation are summarized and shown in Table 0-1.

The table shows that polygeneration allows high biomass utilization, with overall efficiency ranges between 81 and 91 %. Obviously, using steam gasification allows much higher fuel outputs than O₂-gasification. On the other hand the electrical efficiencies are lower due to the consumption of energy for the compression of the synthesis gas. Here, high potentials for further optimization are obvious.

The results shown in Table 0-1 were deduced from plant configurations which are current state of the art for steam gasification and combined heat and power production with a gas engine combined with an ORC process. It could be shown that based on this technology and an expansion to BioSNG or BioFiT promising results for an energy centre with polygeneration can be expected. Beginning with these preliminary results, a high potential for further optimization seems to be still available.

Table 0-1: Overview of the results for the evaluated most promising concepts (plant fuel capacity: 30 MW)

		electricity/heat	BioFiT/electricity/heat		BioSNG/electricity/heat
		steam gasification	steam gasification	air-pressure gasification	steam gasification
electrical power (brutto)	kW	9964	5690	10087	5712
electrical consumption	kW	1200	2914	1593	2914
electrical power (netto)	kW	8764	2776	8494	2798
electrical efficiency (brutto)	%	33,2	19,0	33,6	19,0
electrical efficiency (netto)	%	29,2	9,3	28,3	9,3
CO-conversion (H ₂ -conversion = 98 %)	%	-	68,4	32,8	-
fuel production	t/a	-	4217	2746	736 Nm ³ /h
energetic efficiency for fuel production	%	-	26,3	17,1	27,3
thermal efficiency	%	49,6	35,8	40,3	40,8
overall efficiency (brutto)	%	82,8	81,1	91,0	87,1
overall efficiency (netto)	%	78,8	71,4	85,7	77,4

In **work package 2** the plant configurations were further detailed and specific apparatuses were defined for each plant step. This was carried out for the production of BioSNG as well as for the production of BioFiT and for research plants as well as for demonstration plants.

Concerning **synthetic natural gas** a lot of information is already available. Therefore, a research plant working with a slip stream of the Güssing plant as well as a demonstration plant with a capacity of about 1–2MW which is equivalent to 100–200 m³ BioSNG could be planned in detail. The planning of the demonstration plant for BioSNG was carried out together with the detailed planning of a new combined heat and power plant (10 MWth) which is foreseen to be erected in Oberwart.

Concerning **Fischer-Tropsch-synthesis** there is still a lack of fundamental knowledge. Therefore, the intention of the work was drawn mainly to a research plant which was intended to work with a slip stream of the Güssing plant. This research plant was designed in detail, constructed and operated since June 2005. With this installation the functionality of

the whole infrastructure including gas cleaning can be tested. Further work is necessary to collect all the know-how for the construction of a demonstration plant for the production of BioFiT.

Economic evaluations were carried out in **work package 3**. Production costs of BioSNG and for BioFiT for the above discussed plant configurations were calculated together with a company which intends to build such plants in the future (Repotec Umwelttechnik GmbH). The costs (investment costs, operation costs, etc.) were taken typically for the current Austrian situation. Furthermore, for the incomes of the heat and electricity selling the Austrian prices were applied (e.g. feed-in tariff according to the green electricity act). Table 0-2 shows the production costs of the BioSNG and BioFiT that were calculated for polygeneration with the above assumptions. In case of BioSNG two options are shown in Table 0-2.

Table 0-2: Production costs for BioFiT and BioSNG in case of polygeneration

	BioFiT	BioSNG	BioSNG
fuel costs	1,03 [€/l]	0,68 [€/m ³]	0,86 [€/m ³]

Although the investment and the operation costs of the assessment were assumed very conservative (high) nevertheless the costs for the fuels are acceptably low. The production costs for BioFiT are about 1 €/l and for BioSNG in the range of 0,68 and 0,86 €/m³.

These low production costs obtained here are comparable also with other studies, but only, if much higher plant capacities e.g. above 100 MW fuel input are considered. The reason for this is on the one hand that the fluidized bed steam gasification technology can produce the synthesis gas cheaper than other technologies and on the other hand it is evident that the concept polygeneration (combined production of heat, electricity and fuels) has essential and clear economic advantages.

In **work package 4** fundamental research has been carried out to close the open gaps of knowledge. This fundamental work was primarily focussed on the production of BioFiT as in this field the lowest development status was identified.

A **research unit for Fischer-Tropsch-synthesis** taking a slip stream of synthesis gas from the Güssing plant was designed and constructed. This unit consists not only of the synthesis reactor but also of several steps for synthesis gas cleaning. After the start up some problems occurred but all of them could be solved within a reasonable time. In June 2005 the first successful runs could be carried out and the first charges of BioFiT were produced. The product distribution of BioFiT is already very promising although several components of the unit have to be improved and also the catalyst and the process condition have to be optimized during the next research period.

Parallel to the research work on FT-liquids also a **research plant for the production of BioSNG** was designed and constructed by Paul Scherrer Institute (Switzerland) and operated with a slip stream at the Güssing plant. The aim was to carry out a long duration test

run. Over a period of 200 hours an operation without any problems and excellent conversion rates could be obtained. After that time deactivation of the catalyst occurred. The reason for this deactivation was identified as sulphur poisoning of the catalyst. After improving the sulphur separation of the synthesis gas the detailed engineering and construction of a demonstration plant for methanation is considered to be possible.

Based on the very promising results of this project the development of an energy centre with polygeneration (EZ-P4) is intended to continue with high engagement. The next step will be an optimization of single steps or components of the processes especially focussed on Fischer-Tropsch-synthesis. Afterwards a demonstration of such a process with polygeneration should be possible without high risks. These three steps of the development were already outlined in the first application and will be shown here once more.

Table 0-3: Project steps until demonstration

stage 1	techno-economic assessment, fundamental research in laboratory scale	this project 2004/2005
stage 2	Further fundamental research, development and optimisation of critical components of the PT-	further application 2006/2007
stage 3	demonstration of the energy centre EZ-P4	further application 2008/2010

1 Einleitung

1.1 Motivation

Die weltweite Energieversorgung beruht heute zu mehr als 80 % auf fossiler Basis. Die wichtigsten Energieträger sind Erdöl, Erdgas und Kohle, die aufgrund von endlichen Reserven bzw. Ressourcen ein Ablaufdatum besitzen, das nicht in allzuferner Zukunft liegen wird. Die vielerorts geforderte Nachhaltigkeit unseres Handelns steht im krassen Widerspruch zur Realität der derzeitigen Energieversorgung auf dieser fossilen Basis.

Die Auswirkungen dieses nicht auf nachhaltigen Prinzipien aufgebauten Energiesystems werden immer stärker spürbar. Unabhängig davon, ob man

- den gemessenen Anstieg der Treibhausgase in der Atmosphäre,
- die weltweit zu beobachtende Klimaveränderung,
- die zunehmende Heftigkeit und Frequenz von wetterbedingten Katastrophen oder
- den Anstieg der Preise unserer wichtigsten Energieträger

damit in Zusammenhang bringt oder nicht, so ist doch unbestritten, dass es das Ziel sein muss, ein auf Nachhaltigkeit beruhendes Energiesystem möglichst rasch zu entwickeln und zu implementieren.

Dafür stehen eine Reihe alternativer Energieformen zur Verfügung. Aus heutiger Sicht ist es sinnvoll, mehrere dieser Formen soweit zu entwickeln, dass sie einen wesentlichen Beitrag zu einem zukünftigen und nachhaltigen Energiesystem zu leisten im Stande sind.

Biomasse wird in einem zukünftigen, auf Nachhaltigkeit beruhenden Energiesystem eine besondere Rolle einnehmen. Aufgrund der chemischen Verwandtschaft von Biomasse zu den heute etablierten Energieträgern (Erdöl, Erdgas und Kohle) können aus Biomasse grundsätzlich die gleichen Produkte hergestellt werden. Anstelle der heutigen Erdöl-, Erdgas- und Kohlechemie wird künftig eine Biomassechemie treten. Daher wird bereits seit ca. 10 Jahren am Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften der TU Wien gemeinsam mit Partnern aus der Wirtschaft an den Grundlagen einer derartigen „sanften“ Umstellung unseres Energiesystems geforscht.

In vielen Regionen fallen eine Fülle von biogenen Roh- und Reststoffen in unterschiedlicher Menge und Qualität an. Diese zumeist energiereichen Stoffe könnten zur Energiebereitstellung genutzt werden, wenn geeignete Technologien angewendet werden. Die Biomasse-Vergasung stellt eine geeignete Möglichkeit dar, aus Biomasse eine Reihe von heute wichtigen Produkten herzustellen.

Abbildung 1-1 zeigt einige mögliche Wege, aus Synthesegas der Biomassevergasung heute vielfach benötigte Produkte herzustellen.

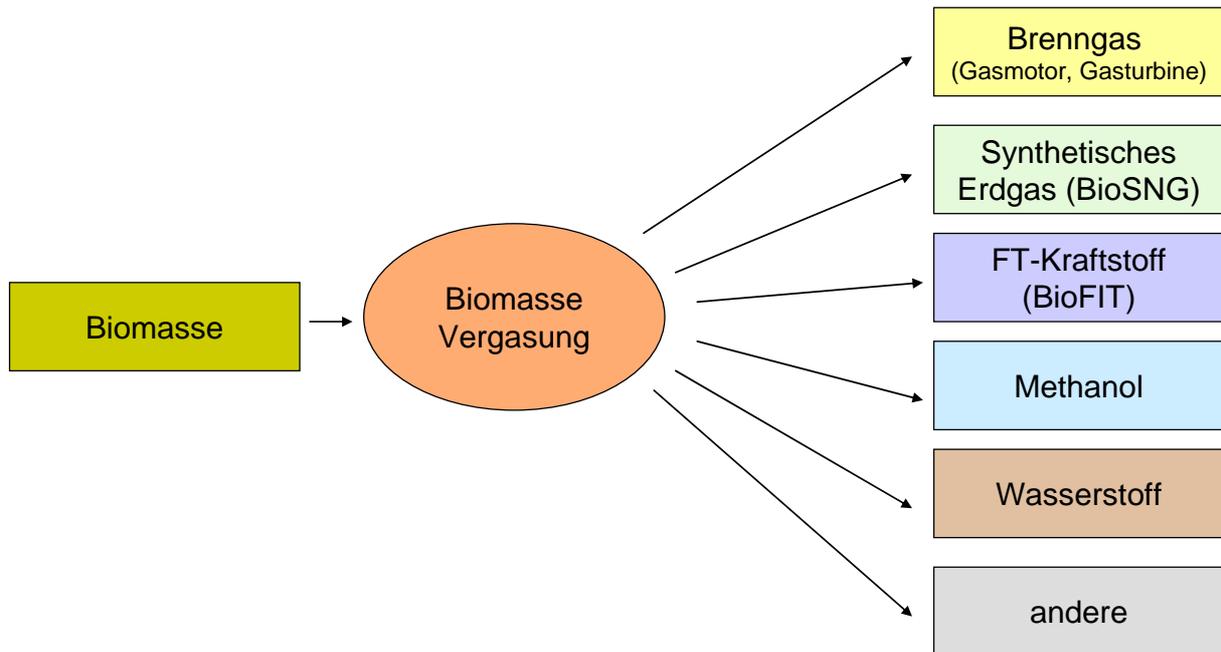


Abbildung 1-1: Anwendungsmöglichkeiten für das Produktgas aus der Biomasse-vergasung

Die Erzeugung von Brenngas aus Biomasse über den Weg der Vergasung und die Nutzung in einem Gasmotor bzw. Gasturbine stellt heute den Stand der Technik dar. Alle anderen Anwendungen befinden sich noch in der Entwicklungsphase, wobei manche am Sprung zur Demonstration sind (z.B. Synthetisches Erdgas = BioSNG, Fischer-Tropsch-Kraftstoff = BioFIT); andere werden noch im Labor- oder Technikumsmaßstab (z.B. Wasserstoffherzeugung aus Biomasse) untersucht.

1.2 Vorarbeiten zum Thema

In Güssing wurde im Jahr 2001 eine Biomassevergasungsanlage zur Erzeugung eines hochwertigen Produktgases (Synthesegas) errichtet. Bei dieser Anlage wird aus dem Synthesegas Ökostrom und Wärme erzeugt. Wärme wird in ein Fernwärmenetz und Strom in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Zur Erzeugung von Synthesegas wird eine an der TU Wien entwickelte neuartige Wirbelschicht-Dampfvergasung eingesetzt, die ein stickstoffreies Produktgas erzeugen kann.

Abbildung 1-2 zeigt ein vereinfachtes Fließschema der Demonstrationsanlage in Güssing. Nach der erfolgreichen Inbetriebnahme und einigen Verbesserungen aufgrund von dreijährigen Betriebserfahrungen werden heute im Jahr ca. 7000 Betriebsstunden erreicht.

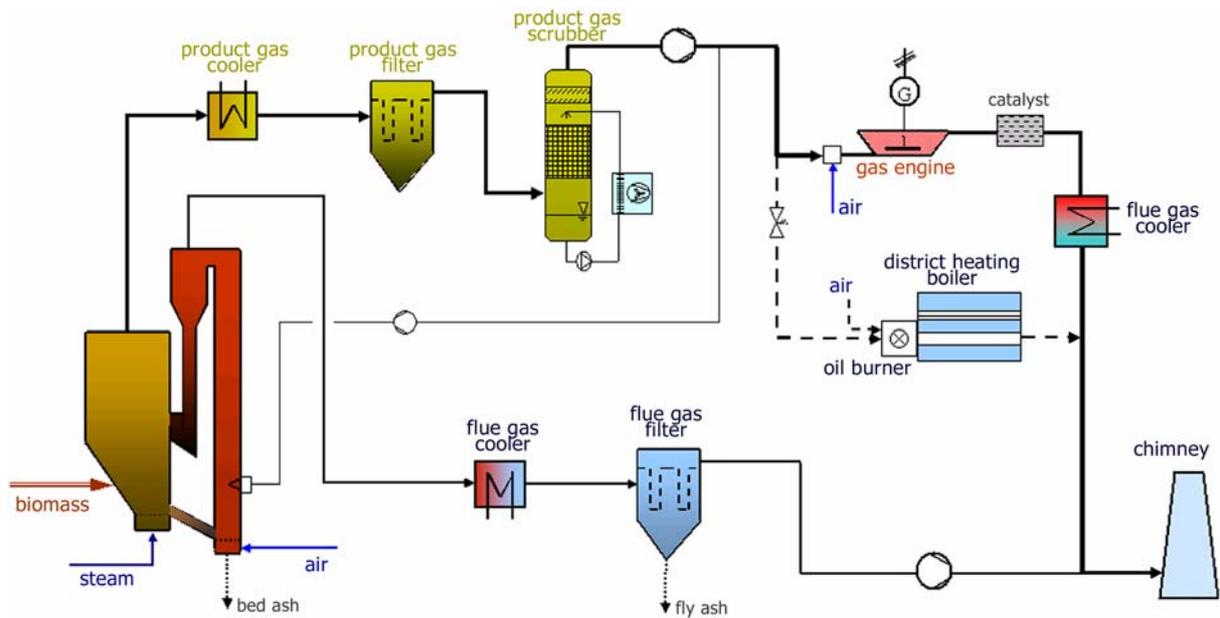


Abbildung 1-2: Fließschema der Demonstrationsanlage in Güssing

Die wichtigsten Eckdaten der KWK-Anlage in Güssing sind:

- Leistung: 8 MW
- Brennstoff: ca. 2,2 to/h (Hackgut, 20 % Wassergehalt)
- Elektrische Leistung 2 MW_{el}
- Thermische Leistung 4,5 MW_{th}

Das in der Anlage in Güssing erzeugte Produktgas eignet sich in idealer Weise für die Herstellung der in der

Abbildung 1-1 dargestellten Produkte. Da es sich um eine Dampfvergasung handelt, enthält das Produktgas (Synthesegas) praktisch keinen Stickstoff und einen vergleichsweise hohen Gehalt an Wasserstoff, was günstig für die Herstellung einer Reihe von Syntheseprodukten ist.

2 Ziele des Projekts

Biomasse wird als zukünftig bedeutender regenerativer Energieträger angesehen. In vielen Regionen fallen eine Fülle von biogenen Roh- und Reststoffen in unterschiedlicher Menge und Qualität an. Diese zumeist energiereichen Stoffe könnten zur Energiebereitstellung genutzt werden, wenn geeignete Technologien entwickelt und angewendet werden.

Ziel des Projekts ist die Entwicklung von Energiezentralen für den regionalen Bedarf (z.B. Gemeinde, Stadtteil, etc.), die in der Lage sind, aus den diversen energiereichen biogenen Roh- und Reststoffen Wärme, Strom, gasförmige und flüssige Energieträger zu produzieren. Wie viel von welcher Art produziert wird, hängt vom Bedarf und der Größe der jeweiligen Region ab. Die Variation der Verhältnisse dieser Koppelprodukte ist sicherlich nicht beliebig, sollte aber durchaus in bestimmten Grenzen verändert werden können.

Das Projekt befasst sich zunächst mit der Erzeugung eines Synthesegases aus biogenen Roh- und Reststoffen mittels Wasserdampfvergasung. Weiters mit der Nutzung des Gases zur Strom- und Wärmeerzeugung, zur Erzeugung von gasförmigen Energieträgern und/oder flüssigen Brenn- oder Kraftstoffen. Damit wird eine regionale Energiezentrale zur Herstellung von vier wesentlichen Energieträgern (EZ-P4) unseres Energiesystems auf nachhaltiger Basis geschaffen. Durch die Nutzung von vorhandenen Infrastrukturen (Wärmenetz, Stromnetz, Gasnetz, Tankstellensystem für flüssige Kraftstoffe) wird deren Einführung wesentlich erleichtert.

Das Verfahren EZ-P4

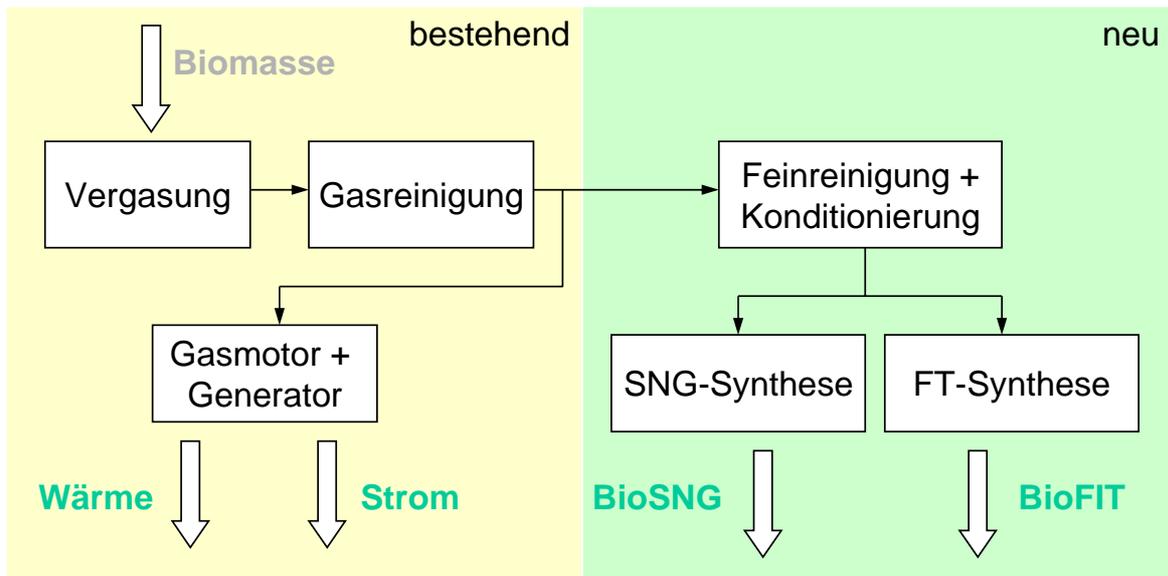


Abbildung 2-1: Die Grundidee des Verfahrens

Die Entwicklung des Verfahrens soll in drei Stufen durchgeführt werden, die in der Tabelle 2-1 kurz charakterisiert sind.

Tabelle 2-1 : Durchführung des Projekts bis zur Demonstration

1. Stufe	Technisch-ökonomische Verfahrensevaluierung, Erarbeitung von fehlenden Grundlagen im Labormaßstab	Dieses Projekt 2004/2005
2. Stufe	Entwicklung und Test wichtiger Komponenten für eine Demonstrationsanlage	Folgeprojekt 2006/2007
3. Stufe	Demonstration der Energiezentrale mit vier Produkten (EZ-P4) in Güssing oder an einem weiteren geeigneten Standort	Folgeprojekt 2008/2010

Die Arbeiten im Rahmen des vorliegenden Projekts beinhalten die Stufe 1 der Tabelle 2-1. Sämtliche Arbeiten wurden innerhalb des vorgesehenen Zeitrahmens durchgeführt und abgeschlossen, dabei konnten auch alle wesentlichen im Antrag genannten Ziele erreicht werden.

Im Folgenden Abschnitt dieses Projektberichts werden die Ergebnisse der Forschungsarbeiten dargestellt. Die Darstellung erfolgt anhand und auch in der Abfolge der Arbeitspakete, wie sie im Antrag formuliert wurden. Zur besseren Darstellung der Zielerreichung werden zunächst die geplanten Punkte gemäß Antrag kurz angeführt (kursiv geschrieben), anschließend die durchgeführten Arbeiten mit den wichtigsten Ergebnissen.

3 Inhalte und Ergebnisse des Projekts

Im Rahmen des Projekts wurde auf den bereits in Güssing vorhandenen Erkenntnissen aufgebaut. An diesem Standort wird seit 2001 eine Wirbelschicht-Dampfvergasung und eine Wärme- und Stromerzeugung großtechnisch erfolgreich demonstriert. Die stofflichen Verwertungslinien (Erzeugung von synthetischem Erdgas und Fischer-Tropsch-Synthese) wurden im Rahmen dieses Projekts näher untersucht.

Zunächst wurden mögliche Anlagenfließbilder entworfen und die dazugehörigen Stoff- und Energiebilanzen aufgestellt (AP 1). Für die am meisten Erfolg versprechenden Anlagenkonfigurationen wurden anschließend die wichtigsten Verfahrensstufen näher charakterisiert und mögliche Apparate spezifiziert (AP 2). Darauf aufbauend konnte eine ökonomische Evaluierung der Verfahren in Angriff genommen werden (AP 3). Ergänzend zu diesen techno-ökonomischen Studien wurden in Form von Teilströmen mit realem Synthesegas an der Anlage noch ausstehende, aber erforderliche Grundlagen für die stofflichen Verwertungslinien erarbeitet (AP 4).

Die Entwicklung der vorgeschlagenen Energiezentrale soll daher am Standort des Biomasse-Heizkraftwerks Güssing weiterverfolgt und in Form einer Demonstrationsanlage dort oder an einem geeigneten anderen Standort realisiert werden.

In der weiteren Folge werden die Ergebnisse in der Abfolge der im Antrag angeführten Arbeitspakete einzeln dargestellt. Dabei werden zunächst die Ziele und Arbeitsschritte laut Antrag aufgelistet und anschließend die durchgeführten Arbeiten und Ergebnisse dargestellt und ausführlich diskutiert.

3.1 Verfahrenstechnische Darstellung und Simulation (AP 1)

Im Antrag waren für das Arbeitspaket 1 die folgenden Schritte vorgesehen:

- Grundsätzliche Darstellung der möglichen Varianten in Form von Fließbildern
- Implementierung der Schaltungen im Simulationsprogramm IPSE_{pro} (Massenbilanzen, Energiebilanzen, Exergiebilanzen)
- Variation der Schaltungen in IPSE_{pro} zur Ermittlung der optimalen Konfiguration mit höchstmöglicher Gesamteffizienz
- Darstellung ausgewählter und für die Praxis wichtiger Anwendungsfälle und deren Anforderungen

3.1.1 Zielsetzung

Ziel dieses Arbeitspakets war die grundsätzliche Verfahrensentwicklung geeigneter Anlagenkonzepte, um eine entsprechende Energiezentrale errichten zu können, in der die vier Produkte Wärme, Strom, flüssige Kraftstoffe (Fischer-Tropsch-Kraftstoffe = BioFiT) und synthetisches Erdgas (Synthetic Natural Gas = BioSNG) großtechnisch hergestellt werden. Dabei sollten Verfahrenswege identifiziert werden, in denen die Produkte sowohl einzeln, aber auch in gekoppelter Form gewonnen werden können.

Nach der allgemeinen Definition geeigneter Prozessvarianten wurden die vielversprechendsten Konzepte unter Nutzung einer stationären Prozesssimulation modelliert und im großen Maßstab abgebildet. Hiernach erfolgte eine energetische Optimierung der Verfahrensketten dahingehend, Verluste gering zu halten und alle auftretenden Energieströme möglichst vollständig für die Erzeugung der gewünschten Produkte – unter Beibehaltung größtmöglicher Flexibilität im Anlagenbetrieb – nutzbar zu machen. Ausgehend von derartigen Simulationsergebnissen lassen sich die energetische Effizienz der Umwandlung sowie die jeweiligen Produktausbeuten ableiten, die als Ergebnis schließlich in diesem Abschnitt vorgestellt werden.

Im Hinblick auf die angestrebte nachhaltige Energiebereitstellung wurde Biomasse als zukunftsweisender, ökologisch vorteilhafter Rohstoff gewählt. Um daraus die gewünschten Produkte herstellen zu können, sind vor den jeweiligen Herstellungsschritten allgemein einige Prozessstufen vorzuschalten, auf die in der Folge kurz eingegangen werden soll.

3.1.2 Allgemeine Prozessschritte der Produktherstellung

3.1.2.1 Biomassevergasung

Im ersten, zentralen Prozessschritt der Produktgewinnung steht die Biomassevergasung, in der der feste Rohstoff in ein hochwertiges Synthesegas umgewandelt wird. Dies ist erforderlich, da für die Gewinnung der gewünschten Produkte (mit Ausnahme der reinen Wärmebereitstellung) eine indirekte Prozessführung vorteilhaft ist, um höchstmögliche Ausbeuten zu erhalten. Im Zuge der Vergasung wird unter Verwendung von Vergasungsmitteln ein Gas gewonnen, das die weiter umwandelbaren Komponenten CO und H₂ enthält. Als Vergasungsmittel stehen grundsätzlich Luft, Sauerstoff und Dampf zur Verfügung. Im Zuge dieser Untersuchung wurde das Schwergewicht auf die Dampfvergasung gelegt, wie sie erfolgreich in der KWK-Anlage in Güssing Verwendung findet.

Dort wird in einem Wirbelschichtreaktor ein praktisch stickstofffreies Produktgas erzeugt, das im Vergleich zur Luftvergasung ca. den 2,5-fachen Heizwert aufweist. Neben den günstigen Verbrennungseigenschaften kann so auch das Gasvolumen gering gehalten werden, was insbesondere für die – für diverse Synthesen unumgängliche – Kompression vorteilhaft ist. Daneben ist der Teergehalt im Produktgas ebenfalls vergleichsweise gering, woraus Vorteile für die weitere Gasaufbereitung und Gasnutzung resultieren. Schließlich entsteht ein hoher

Wasserstoffanteil im Produktgas, der für die Gewinnung aller gewünschten Produkte günstig ist.

Allerdings muss dem Vergasungsreaktor bei Verwendung von Dampf Wärme zugeführt werden, da die Vergasungsreaktionen in diesem Fall überwiegend endotherm sind. In dem am Institut für Verfahrenstechnik entwickelten Verfahren wird Wärme in einer externen Brennkammer erzeugt und dem Vergasungsreaktor über das zirkulierende Bettmaterial zugeführt. Der im Vergaser nicht umgewandelte Kohlenstoff (Koks) wandert mit dem Bettmaterial in die Brennkammer und wird dort mit dem zugeführten Luftsauerstoff verbrannt (exotherme Reaktion). Falls dieser Koks für die notwendige Wärmeproduktion nicht ausreicht, um die angestrebte Vergasungstemperatur von ca. 900 °C konstant zu halten, kann ein Zusatzbrennstoff, der fest, flüssig oder gasförmig sein kann, in die Brennkammer eingebracht werden. Schließlich wird ein Produktgas gewonnen, das im Mittel die in Tabelle 3-1 dargestellte Zusammensetzung aufweist.

Tabelle 3-1: Zusammensetzung des Produktgases der Dampfvergasung (feuchtes Gas)

Komponente	Anteil Vol-%
Wasser	23–25
Wasserstoff	27–29
Kohlenmonoxid	18–20
Kohlendioxid	15–17
Methan	8–9
Stickstoff	1–2
Sonstige	2–4

Trotz ihrer Vorteile wurde neben der Dampfvergasung auch eine technische Umsetzung der Luftvergasung für die Zusammenstellung der Anlagenkonzepte aufgenommen. Gewählt wurde anstelle der bei der Dampfvergasung angewandten atmosphärischen Vergasung das Konzept der Luft-Druckvergasung. Als Vorteil kann hier die bereits im Zuge der Vergasung über die eingebrachte Druckluft erfolgte Herstellung eines komprimierten Gases genannt werden, die sich bei der Kraftstoffsynthese durch den Wegfall der Verdichtung günstig auswirkt. Allerdings bewirkt der hohe Stickstoffgehalt eine Verdünnung des Produktgases (vgl. Tabelle 3-2), und die Produktverteilung weist grundsätzlich einen geringeren Wasserstoffgehalt auf, was für die Synthesen bedeutende Nachteile mit sich bringt.

Tabelle 3-2: Zusammensetzung des Produktgases der Luft-Druckvergasung (feuchtes Gas)

Komponente	Anteil Vol-%
Wasser	11–13
Wasserstoff	9–11
Kohlenmonoxid	13–15
Kohlendioxid	14–16
Methan	7–8
Stickstoff	40–42
Sonstige	1–2

3.1.2.2 Gasreinigung

Die Produktgase der atmosphärischen Dampf- sowie der Luft-Druckvergasung erfordern teils unterschiedliche Gasreinigungsverfahren. Im Bereich der Dampfvergasung wird das Gas zunächst abgekühlt und vom Staub befreit. Danach werden Teere in einem Wäscher abgetrennt, wonach das Gas für die Nutzung zur Strom- und Wärmeproduktion nach leichter Verdichtung bereits verwendet werden kann. Für die Synthese ist eine höhere Gasreinheit erforderlich, weshalb das Gas nochmals gewaschen und getrocknet wird. Nach der mehrstufigen Kompression auf den Betriebsdruck der jeweiligen Reaktion erfolgt eine Feinreinigung hinsichtlich Schwefel- und Chlorkomponenten.

Bei der Druckvergasung ist für die Nutzung des Produktgases zur Strom- und Wärmeerzeugung eine weniger aufwändige Gasreinigung erforderlich, da die Temperatur nicht für den Kompressionsschritt gesenkt werden muss und somit eine Teereinigung entfallen kann. Daher ist in diesem Fall neben der Kühlung des Primärgases auf ca. 400°C nur eine Heißgasentstaubung erforderlich. Für die Synthese müssen die Anforderungen insbesondere hinsichtlich der Schwefelfreiheit hingegen eingehalten werden, sodass hier ebenfalls entsprechende Reinigungsschritte vorzusehen sind.

3.1.2.3 Nutzung der Prozesswärme

Besondere Bedeutung kommt der Nutzung der im Zuge des Prozesses anfallenden Wärmeströme zu. Dies gilt unabhängig vom herzustellenden Produkt, die genauen Schaltungen müssen aber individuell an den Prozess angepasst werden. Ohne auf die Details aller Prozesse einzugehen, sollen einige Gemeinsamkeiten aller Systeme aufgezeigt werden.

Große Mengen an Wärme fallen bei der Kühlung des Produktgases nach dem Vergaser sowie bei der Kühlung des Rauchgases an. Diese können großteils zur Stromerzeugung bzw. zur Deckung des Energiebedarfs endothermer Reaktionsschritte genutzt werden. Ebenso

sind die evaluierten Reaktionsschritte stark exotherm, sodass auch hier eine Nutzung zur Wärmebereitstellung gewählt wurde. Besonderer Wert wurde auf die Gewinnung von Fernwärme gelegt, um diese im technisch sinnvollen Rahmen bereitzustellen.

3.1.3 Beschreibung der evaluierten Anlagenkonzepte

Im Zuge der Projektarbeit wurden aus der Literatur und den Ergebnissen eigener Forschung eine Reihe unterschiedlicher Anlagenkonzepte erarbeitet, die die Herstellung der Produkte Strom, Wärme, Flüssigkraftstoffe, BioSNG sowie Wasserstoff aus Biomasse erlauben.

Dabei wurden für 12 verschiedene Anlagenkonfigurationen mögliche Blockfließbilder erstellt und diese entsprechend den Projektzielen einer eingehenden Bewertung unterzogen. Details zu diesem Arbeitsschritt können dem 1. Zwischenbericht entnommen werden [P1].

Im zweiten Teil der verfahrenstechnischen Bewertung der möglichen Anlagenkonzepte im Arbeitspaket 1 wurden sodann jene Anlagenkonfigurationen ausgewählt, die eine mittelfristig erfolgreiche technische Umsetzung im entsprechend großtechnischen Maßstab erwarten lassen.

Neben dieser Forderung wurden im Zuge der Vorevaluierung auch jene Konzepte ausgeschlossen, die zwar ein entsprechendes Realisierungspotenzial aufweisen, bei denen aber mit zu geringen Wirkungsgraden zu rechnen ist. So wurde beispielsweise für die gekoppelte Strom- und Wärmeproduktion stets eine Sekundärstromerzeugung im ORC- oder Dampfprozess für notwendig erachtet.

Für die Anlagenkonfigurationen, die nunmehr den obigen Kriterien entsprechen, wurde jeweils eine detaillierte Modellierung im Computersimulationsprogramm IPSEpro erstellt und daraus die energetische Effizienz sowie die jeweiligen Ausbeuten errechnet.

Die Vorgehensweise und die angewandte Methodik für die Evaluierung in diesem zweiten Teil des Arbeitspakets 1 werden in der weiteren Folge in diesem Bericht ausführlich dargestellt und die erhaltenen Ergebnisse im Detail diskutiert.

3.1.3.1 Ausbaustufe – Strom und Wärme

Gasmotor mit Sekundärstromerzeugung im ORC

Bei diesem Prozess wird Fernwärme als Koppelprodukt der Stromerzeugung gewonnen. Dazu wird das Produktgas nach der Kühlung und Reinigung im Gasmotor verbrannt und die im Rauchgas enthaltene Energie weiter zur Stromerzeugung in einem ORC-Prozess genutzt. Da dieser Prozess bereits jetzt als technisch gelöstes Konzept bezeichnet werden kann, soll er auch als Benchmark für die anderen Prozesse fungieren.

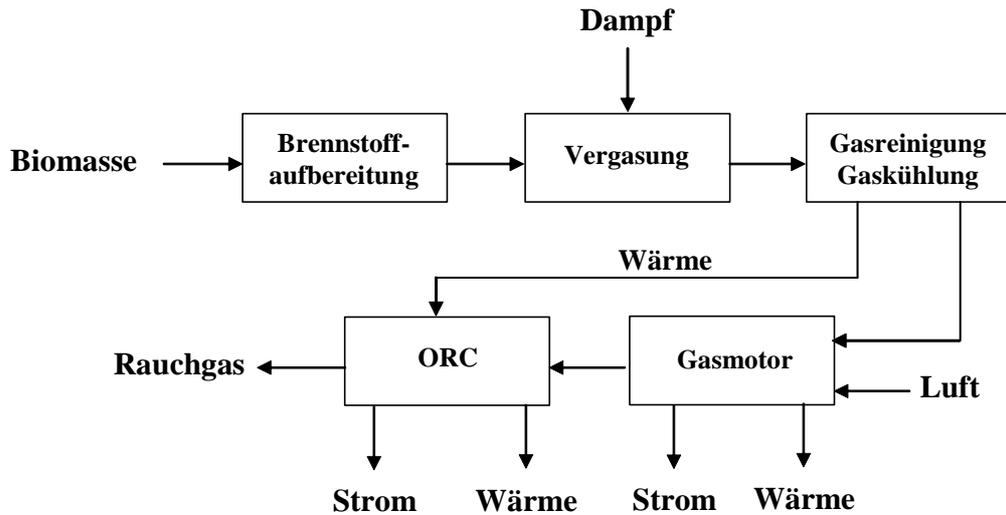


Abbildung 3-1: Blockfließbild des Anlagenkonzepts zur gekoppelten Herstellung von Strom und Wärme mittels Dampfergasung

3.1.3.2 Ausbaustufe – Flüssige Kraftstoffe, Strom, Wärme

Herstellung von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen (BioFiT), Stromerzeugung im Gasmotor

In diesem Fall werden flüssige Kraftstoffe durch Umsetzung des Produktgases im Rahmen der Fischer-Tropsch-Synthese gewonnen. Zusätzlich zur Nutzung der Prozesswärme im ORC können die gasförmigen Anteile der FT-Produkte (Methan, Ethan, Propan, u.a.) sowie nicht umgesetzte Produktgaskomponenten in einem Gasmotor verbrannt werden, wodurch sich die elektrische Ausbeute erhöhen lässt.

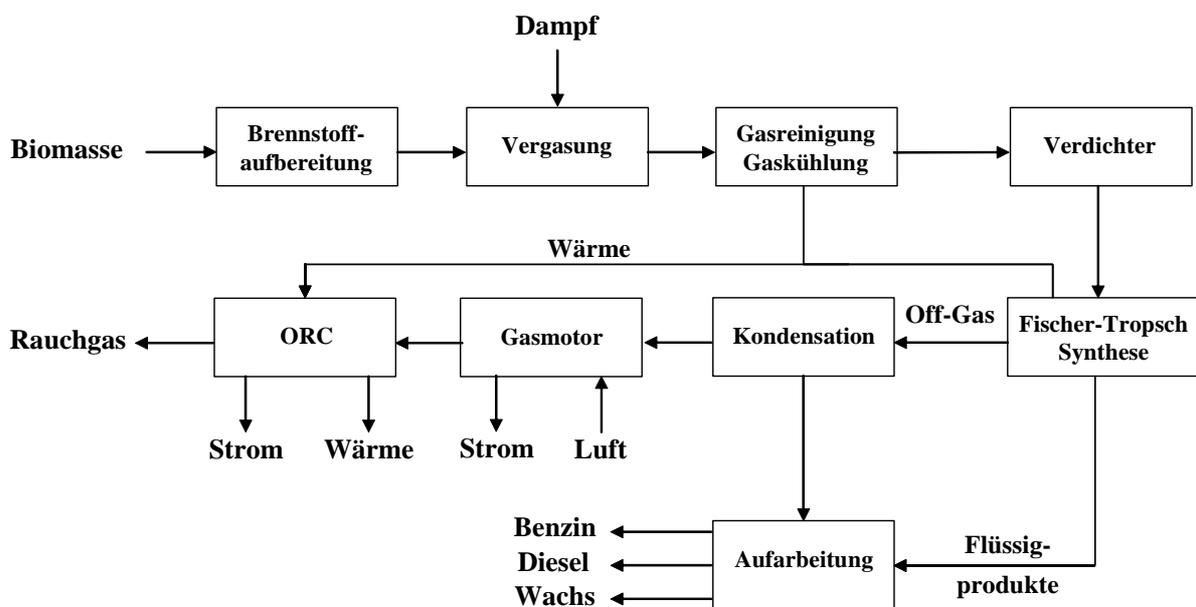


Abbildung 3-2: Anlagenkonzept zur gekoppelten Herstellung von flüssigen Kraftstoffen (BioFiT), Strom und Wärme mittels Dampfergasung

Luft-Druckvergasung, Herstellung von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen (BioFiT), Stromerzeugung in der Gasturbine

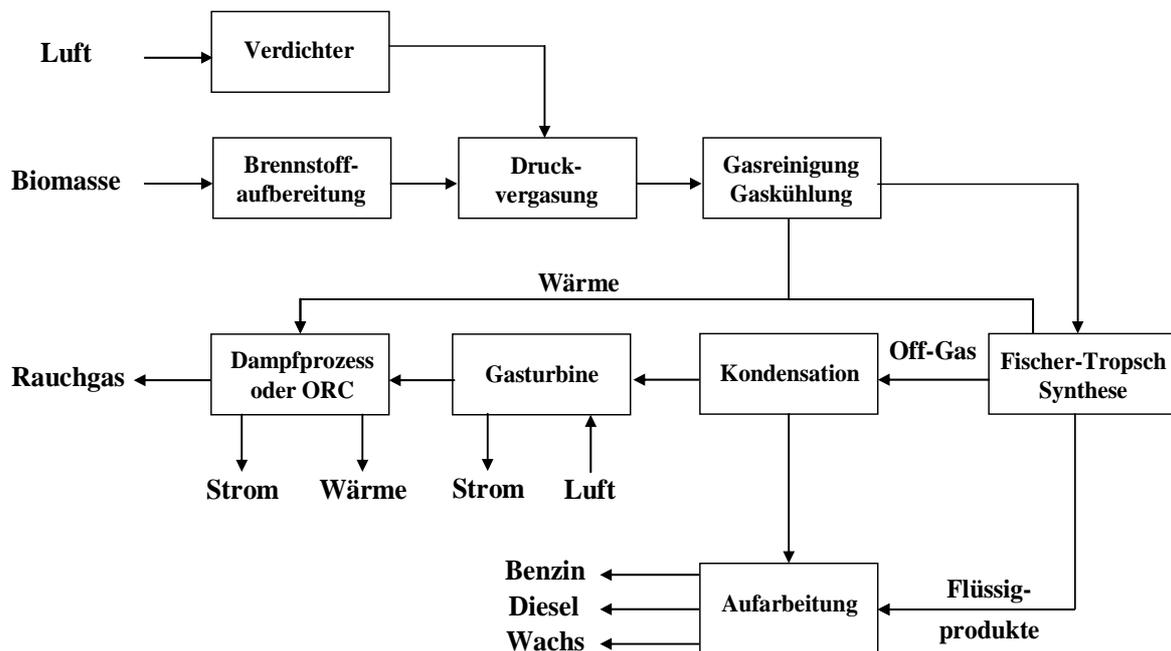


Abbildung 3-3: Anlagenkonzept zur gekoppelten Herstellung von flüssigen Kraftstoffen (BioFiT), Strom und Wärme mittels Luft-Druckvergasung

Als Vergleichskonzept zur Dampfvergasung wurde auch ein Verfahren zur Fischer-Tropsch-Synthese aus einem Produktgas, das mittels Luft-Druckvergasung gewonnen wird, modelliert.

3.1.3.3 Ausbaustufe – Gasförmige Brennstoffe, Strom, Wärme

BioSNG-Produktion mit Stromerzeugung in Gasmotor und ORC

In dieser Variante wird synthetisches Erdgas im Zuge der Methanierung des Produktgases gewonnen. Zusätzlich kann elektrischer Strom durch Verbrennung eines Teils des Synthesegases im Gasmotor sowie durch Nutzung der Abwärmen in einem ORC-Prozess gewonnen sowie Fernwärme bereitgestellt werden.

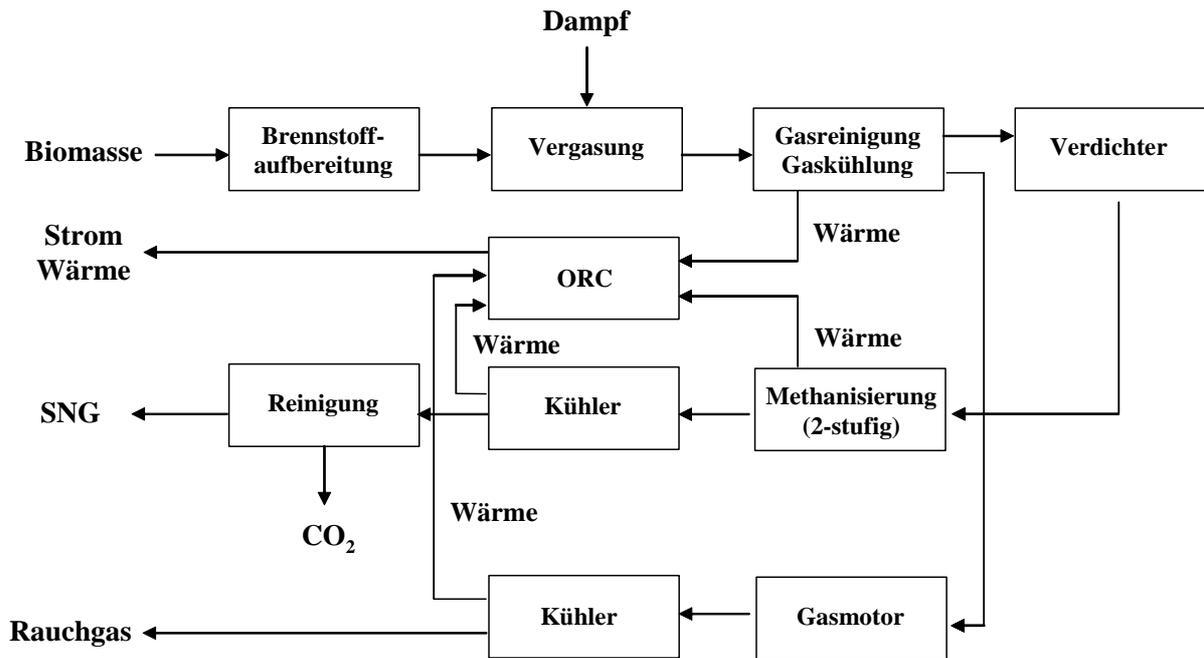


Abbildung 3-4:: Anlagenkonzept zur gekoppelten Herstellung von synthetischem Erdgas (BioSNG), Strom und Wärme mittels Luft-Druckvergasung

3.1.4 Das Computersimulationsprogramm IPSEpro

IPSEpro ist ein gleichungsorientiertes, stationäres Fließbild-Simulationsprogramm, das für die Kraftwerkstechnik konzipiert wurde. Ein wesentlicher Vorteil von IPSEpro ist die hohe Flexibilität durch den modularen Aufbau, sowie die gute Anwenderfreundlichkeit und die kurzen Rechenzeiten.

3.1.4.1 Grundstruktur

Das Programmpaket IPSEpro besteht im Wesentlichen aus zwei für den Benutzer bedeutenden Teilen: einerseits aus dem Process Simulation Environment (PSE) und dem Model Development Kit (MDK). Dazu kommt noch der Kernel, die Recheneinheit des Programms. Diese Grundstruktur ist in der Folge schematisch dargestellt (Abbildung 3-5).

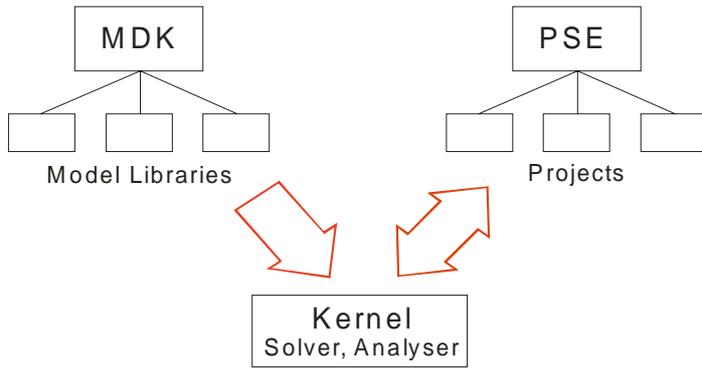


Abbildung 3-5: Schematische Darstellung der Grundstruktur des Computer-Simulationsprogrammes IPSEpro

Zum Berechnen einer Simulation werden Informationen über die Anordnung der Komponenten im Prozess aus der Anwenderoberfläche PSE, sowie gewisse Prozessparameter, Stoff- und Apparatedaten aus der Modellbibliothek geladen und im Kernel mittels eines Lösungsalgorithmus verarbeitet. Die erhaltenen Ergebnisse werden danach wieder im PSE ausgegeben.

3.1.4.2 Das Process Simulation Environment (PSE)

Das PSE umfasst die grafische Windows-Benutzeroberfläche von IPSEpro, in der der Prozess („Project“) nachgebildet wird und sämtliche Informationen eingegeben werden können.

3.1.4.3 Das Model Development Kit (MDK)

Neben der einfachen Abbildung von Prozessen und der Eingabe von Parametern ist eine entsprechende Modellbibliothek erforderlich, in der sämtliche Grundinformationen über die verwendeten Apparate und Ströme festgelegt sind. Diese Modellbibliothek kann vom Anwender in einem eigenen Editor, dem Model Deveolpment Kit (MDK) erstellt bzw. verändert werden.

Das Basispaket des Herstellers beinhaltet eine Standard-Modellbibliothek, die alle wesentlichen Komponenten für die Abbildung konventioneller Kraftwerke umfasst. Damit können Stoffströme entweder aus reinem Wasser (Dampf) oder einem Gasmisch berechnete werden, wobei die Stoffe Ar, CH₄, C₂H₆, C₃H₈, CO, CO₂, N₂, H₂, H₂O, H₂S, O₂ und SO₂ zur Verfügung stehen und mittels der idealen Gastheorie modelliert werden. Für die Stoffe der Standard-Modellbibliothek ist eine passende Stoffdatenbibliothek im Programmpaket enthalten. Bei Erweiterung der Modellbibliothek um zusätzliche Stoffe besteht die Möglichkeit, benutzerdefinierte Stoffdatenbibliotheken anzulegen. Neben der Lösung der Massen- und Energiebilanzen ermöglichen die Modelle der Apparate auch das Definieren von Beziehungen für chemische Umwandlungen und empirische Zusammenhänge.

Am Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften der TU Wien wurde und wird die von IPSEpro bereitgestellte Modellbibliothek durch neu geschaffe-

ne ersetzt, die kontinuierlich überarbeitet und erweitert werden. Mit der für diese Arbeit verfügbaren Bibliothek ist es möglich, Vergasungsprozesse und auch chemische Synthesen wie die Fischer-Tropsch-Synthese oder die Methanierung zu modellieren. Dazu wurden sowohl die notwendigen Komponenten programmiert, wie auch Stoffdaten für gasförmige (HCl) und feste (z.B. CaO) Stoffe sowie organische Stoffgemische (z.B. Teer) hinzugefügt. Eine besondere Herausforderung bestand in der Modellierung der Vielzahl an Produkten (Kohlenwasserstoffe bis C₄₀), die im Zuge der Fischer-Tropsch-Synthese als Primärprodukte erhalten werden. Hintergrund der Adaptionen war und ist die Simulation von Prozessen der Biomassevergasung für die laufende Forschungsarbeit.

3.1.4.4 Allgemeine Parameter und Einstellungen

Die Simulation der oben beschriebenen Anlagenkonzepte erfolgt unter Verwendung gewisser Parameter, die in allen Berechnungen und für alle Verfahren gleich gesetzt wurden. Diese sollen in der Folge aufgelistet werden. Die Werte stammen aus einschlägigen Lehrbüchern, wurden bei Herstellern recherchiert oder basieren auf Erfahrungswerten von Kollegen und Projektpartnern.

Für die Simulation wurden **Umgebungsbedingungen** gewählt, wie sie im Jahresmittel an einem als realistisch befundenen Standort einer möglichen Polygeneration vorliegen. Daher wurden als Referenzwerte 9,8°C, 1,013 bar und eine relative Luftfeuchtigkeit von 75,3% gewählt.

Die **thermische Leistung** wurde jeweils auf 30 MW gesetzt. Die sich dabei ergebenden Fernwärmeleistungen (für die Anlagen mit Fernwärmeauskopplung) und Strom- sowie Produktausbeuten ergeben sich aus der Simulation.

Aufgrund von Korrosionsproblemen wird in der Praxis meist eine **Rauchgastemperatur** von 120°C am Kamin verlangt, sodass dieser Wert auch in der Simulation eingehalten wurde.

Die angegebenen **energetischen Wirkungsgrade** beziehen sich jeweils auf die dem Prozess über die Biomasse zugeführte Brennstoffenergie.

Für die Berechnung der Produktverteilung der **Fischer-Tropsch-Synthese** wurde das in der Literatur sehr verbreitete Anderson-Schultz-Flory (ASF)-Modell verwendet. Obgleich in manchen Fällen Abweichungen von diesem Modell in Experimenten gemessen wurden, stellt es einen Standard für die Beschreibung der FT-Produktverteilung dar und wurde daher für diese Studie herangezogen.

Kritischer Faktor im ASF-Modell ist die Kettenwachstumswahrscheinlichkeit α , die insbesondere die mittlere Kettenlänge der Produkte bestimmt und somit auch die Rentabilität des Verfahrens wesentlich beeinflusst. α hängt von den Betriebsbedingungen, dem Katalysator, etc. ab. In Ermangelung eingehender experimenteller Untersuchungen wurde jedoch auf eine konstante Kettenwachstumswahrscheinlichkeit aus der Literatur zurückgegriffen. Für die Be-

rechnungen wurde ein realistischer Wert von 0,85 gewählt. Klarerweise führen Veränderungen des α -Wertes zu einer Verschiebung der Produktmengen und somit zu unterschiedlichen Wirkungsgraden. Daher werden auch die Ergebnisse für die Werte 0,80 und 0,90 angeführt. Als Synthesebedingungen wurden der Literatur entsprechend typische Prozessparameter der FT-Niedertemperatursynthese gewählt. Demnach wurde ein Druck von 20 bar und eine Temperatur von 200°C verwendet.

Die Vielzahl der im Zuge der Synthese erhaltenen Reaktionsprodukte wird wie in der Erdölchemie in Produktgruppen zusammengefasst. Dementsprechend werden in den Ergebnistabellen keine Einzelsubstanzen, sondern die Produktklassen Benzin, Diesel und Wachse genannt. Diese wurden entsprechend der in der Raffinerietechnik üblichen Einteilung nach Siedebereichen gruppiert. Die angegebenen Massenströme verstehen sich als Rohproduktströme. Wachse können durch gezieltes und selektives Hydrocracken großtechnisch je nach Bedarf in Benzin oder Diesel umgewandelt werden, sodass die Wachsausbeuten ebenfalls als Produkte interpretiert werden können.

Um eine objektive und einfache Bewertung zu gewährleisten, wurde für alle Anlagenkonzepte der gleiche **Brennstoff** verwendet. Modelliert wurde ein an Waldholz angelegter Brennstoff mit einem Wassergehalt von 20 Gew.%, was einen realistischen Mittelwert darstellt. Folgende Elementaranalyse wurde verwendet (Tabelle 3-3):

Tabelle 3-3: Elementare Zusammensetzung des für die Simulation der Anlagenkonzepte verwendeten Brennstoffs (Werte gerundet)
wf ... wasserfrei

Wassergehalt	20 %
Aschegehalt (wf)	1 %
C (wf)	48 %
H (wf)	6 %
O (wf)	45 %
N (wf)	0,20 %
S (wf)	0,0030 %
Cl (wf)	0,0001 %
Heizwert (wf)	17.528 kJ/kg

3.1.5 Ergebnisse

3.1.5.1 Strom- und Wärmeproduktion

Die mittels der Simulation errechneten Ergebnisse sind in

Dampfvergasung, Gasmotor, ORC		
Kettenwachstumswahrscheinlichkeit		
		-
Thermische Leistung	kW	30000
Brennstoffverbrauch	kg/h	7912
H ₂ -Umsatz	% (mol)	-
CO-Umsatz	% (mol)	-
Benzinproduktion	kg/h	-
	t/a	-
Dieselproduktion	kg/h	-
	t/a	-
Waxproduktion	kg/h	-
	t/a	-
Energetischer Wirkungsgrad Kraftstoffe	%	-
Elektrische Bruttoleistung	kW	9964
Elektrischer Eigenverbrauch	kW	1200
Elektrische Nettoleistung	kW	8764
Elektrischer Bruttowirkungsgrad	%	33,2
Elektrischer Nettowirkungsgrad	%	29,2
Wärmeleistung	kW	14887
Thermischer Wirkungsgrad	%	49,6
Gesamtwirkungsgrad brutto	%	82,8
Gesamtwirkungsgrad netto	%	78,8

zusammengefasst. Da es sich dabei um eine bereits verfügbare Technologie handelt, sind diese Werte als Referenzfall anzusehen. Eine Synthese wurde in diesem Fall nicht durchgeführt, daher sind keine Werte hinsichtlich der Kraftstoffproduktion angeführt.

Tabelle 3-4: Ergebnisse des Anlagenkonzepts zur gekoppelten Strom- und Wärmeproduktion

Dampfvergasung, Gasmotor, ORC

Kettenwachstumswahrscheinlichkeit		
		-
Thermische Leistung	kW	30000
Brennstoffverbrauch	kg/h	7912
H ₂ -Umsatz	% (mol)	-
CO-Umsatz	% (mol)	-
Benzinproduktion	kg/h	-
	t/a	-
Dieselproduktion	kg/h	-
	t/a	-
Waxproduktion	kg/h	-
	t/a	-
Energetischer Wirkungsgrad Kraftstoffe		
	%	-
Elektrische Bruttoleistung	kW	9964
Elektrischer Eigenverbrauch	kW	1200
Elektrische Nettoleistung	kW	8764
Elektrischer Bruttowirkungsgrad	%	33,2
Elektrischer Nettowirkungsgrad	%	29,2
Wärmeleistung	kW	14887
Thermischer Wirkungsgrad	%	49,6
Gesamtwirkungsgrad brutto	%	82,8
Gesamtwirkungsgrad netto	%	78,8

Für die vorgegebene thermische Leistung ist ein Brennstoffverbrauch von 7912 kg/h erforderlich, wobei das oben definierte Holz verwendet wurde. Daraus kann ein Produktgas erzeugt werden, aus dem in den Gasmotoren eine elektrische Bruttoleistung von knapp 10 MW erzeugt werden kann. Nach Abzug des elektrischen Eigenverbrauchs können dabei etwas unter 9 MW an elektrischer Leistung erhalten werden, was einem Nettowirkungsgrad von 29,2 % entspricht. Neben der Stromerzeugung fallen im Prozess an unterschiedlichen Stellen für die Fernwärmebereitstellung nutzbare Wärmeströme an, die eine Wärmeleistung von knapp 15 MW_{th} ergeben, was einem thermischen Wirkungsgrad von 49,6 % entspricht. Insgesamt beträgt die Netto-Brennstoffnutzung daher 78,8 %.

3.1.5.2 Produktion flüssiger Kraftstoffe, Strom- und Wärmebereitstellung (Dampfvergasung)

Als zukunftsweisende Erweiterung des oben dargestellten Strom- und Wärmebereitstellungsprozesses wird das Synthesegas in diesem Fall zur Herstellung flüssiger Kraftstoffe (Benzin, Diesel sowie die bedarfsabhängig in beide Komponenten umwandelbaren Wachse) genutzt. Tabelle 3-5 zeigt die hierbei erzielten Werte.

Es zeigt sich, dass bei einem vorgegebenen Wasserstoffumsatz von 98 % über 2/3 des Kohlenmonoxids im Synthesegas umgesetzt werden können, woraus hohe Kraftstoffausbeuten erhalten werden und energetische Kraftstoffwirkungsgrade von 23,7 bis 28,1% erzielt werden können. Das angegebene Intervall spiegelt die für die Berechnungen verwendeten Werte der Kettenwachstumswahrscheinlichkeit wider. Wie bereits dargestellt, kann diese durch prozesstechnische Maßnahmen gesteigert werden, um die für den Fall von 0,90 besonders günstigen Kraftstoffausbeuten zu erreichen. Bei der als Referenzfall definierten Kettenwachstumswahrscheinlichkeit von 0,85 können aus der Biomasse pro Jahr ca. 4200 t Kraftstoffe produziert werden. Für einen optimierten Prozess, bei dem die Kettenwachstumswahrscheinlichkeit auf 0,90 gesteigert werden kann, kann mit über 4500 Jahrestonnen an Kraftstoffen gerechnet werden.

Da im Zuge der Synthese brennbare Komponenten wie CO und H₂ in Kraftstoffe umgewandelt und so dem weiteren Prozess entzogen werden, steht nicht mehr die im oberen Fall nutzbare Energiemenge zur Verfügung. Daher kann nur ein Teil der elektrischen Leistung unter Verbrennung der gasförmigen Syntheseprodukte sowie des nicht umgesetzten Synthesegases erzeugt werden. Somit stehen nur 5,5 bis knapp 6 MW (zuvor knapp 10 MW) an elektrischer Bruttoleistung zur Verfügung.

Tabelle 3-5: Ergebnisse des Anlagenkonzepts zur Kraftstoffsynthese sowie zur gekoppelten Strom- und Wärmeproduktion mittels Dampfvergasung

Dampfvergasung, Fischer-Tropsch-Synthese, Gasturbine, Dampfprozess				
Kettenwachstumswahrscheinlichkeit		0,80	0,85	0,90
Thermische Leistung	kW	30000	30000	30000
Brennstoffverbrauch	kg/h	7912	7912	7912
H ₂ Umsatz	% (mol)	98	98	98
CO-Umsatz	% (mol)	66,8	68,4	69,9
Benzinproduktion	kg/h	296	237	151
	t/a	1942	1554	993
Dieselproduktion	kg/h	236	290	281
	t/a	1550	1904	1844
Waxproduktion	kg/h	45	116	257
	t/a	296	759	1690
Energetischer Wirkungsgrad Kraftstoffe		23,7	26,3	28,1
Elektrische Bruttoleistung	kW	5975	5690	5443
Elektrischer Eigenverbrauch	kW	2914	2914	2914
Elektrische Nettoleistung	kW	3061	2776	2529
Elektrischer Bruttowirkungsgrad	%	19,9	19,0	18,1
Elektrischer Nettowirkungsgrad	%	10,2	9,3	8,4
Wärmeleistung	kW	11095	10750	10466
Thermischer Wirkungsgrad	%	37,0	35,8	34,9
Gesamtwirkungsgrad brutto	%	80,6	81,1	81,2
Gesamtwirkungsgrad netto	%	70,9	71,4	71,4

Zudem erfordert die Synthese hohe Drücke von 20 bar, was eine Kompression des Produktgases notwendig macht. Diese steigert den elektrischen Eigenverbrauch stark, sodass letztlich nur eine elektrische Nettoleistung von 2,5 bis 3,1 MW gewonnen werden kann. Eine höhere Kettenwachstumswahrscheinlichkeit bedingt höhere Kraftstoffausbeuten, gleichzeitig sinkt aber die Menge an brennbarem Produktgas, sodass eine proportionale Reduktion der elektrischen Leistung resultiert. Dennoch ergeben sich im Falle der hohen Kettenwachstumswahrscheinlichkeit von 0,90 die höchsten Gesamtwirkungsgrade (elektrisch plus Kraftstoffe) von 36,6 %, wohingegen bei 0,80 nur 33,9 % erreicht werden können.

Um eine möglichst flexible und wirtschaftlich optimale Betriebsweise der Anlage zu gewährleisten, ist vorgesehen, die Synthese zugunsten der Stromproduktion zur Abdeckung der Spitzenlast zurückzunehmen, um von den höheren Einspeisetarifen in diesen Perioden zu profitieren. In diesem Fall können die im obigen Referenzfall angeführten elektrischen Leistungen (knapp 9 MW netto) und Wirkungsgrade (29,2 % netto) erreicht werden.

Die erzielbare thermische Leistung liegt aus demselben Grund wie die Stromproduktion generell unter dem Wert des Referenzfalls (10,5 bis 11 MW_{th} anstelle von knapp 15 MW_{th}) und sinkt ebenfalls mit der Kettenwachstumswahrscheinlichkeit. Dennoch ergeben sich bei diesem Anlagenkonzept hohe Gesamtwirkungsgrade von rund 71 %.

3.1.5.3 Produktion flüssiger Kraftstoffe, Strom- und Wärmebereitstellung (Luft-Druckvergasung)

Im Unterschied zum obigen Konzept wird hier Druckluft als Vergasungsmittel verwendet. Der Vorteil besteht darin, dass das Produktgas für die Synthese nicht mehr komprimiert werden muss, wodurch sich der elektrische Eigenverbrauch erheblich reduziert, wie der Tabelle 3-6 entnommen werden kann.

Bei derselben thermischen Leistung und einem etwas höheren Brennstoffverbrauch werden 8,3 (bei $\alpha = 0,90$) bis 8,7 MW (bei 0,80) an elektrischer Nettoleistung erzielt, was einem elektrischen Nettowirkungsgrad von 27,7 bis 29,0 % entspricht. Allerdings kann bei dem auch im obigen Fall gewählten Wasserstoffumsatz von 98 % nur knapp 1/3 (anstelle 2/3) des im Produktgas erhaltenen Kohlenmonoxids umgesetzt werden, woraus sich deutlich schlechtere Kraftstoffausbeuten und damit auch schlechtere Kraftstoffwirkungsgrade von 15,4 (für 0,80) bis 18,3 % (für 0,90) ergeben. Für die Stromproduktion ist das Konzept daher grundsätzlich günstig, für die Kraftstoffsynthese bestehen jedoch Nachteile.

Der thermische Wirkungsgrad liegt etwas höher, hier können Werte um 40 % erreicht werden. Damit ergibt sich eine Gesamtbrennstoffnutzung von 85 %.

Tabelle 3-6: Ergebnisse des Anlagenkonzepts zur Kraftstoffsynthese sowie zur gekoppelten Strom- und Wärmeproduktion mittels Luft-Druckvergasung

Luft-Druckvergasung, Fischer-Tropsch-Synthese, Gasturbine, Dampfprozess				
Kettenwachstumswahrscheinlichkeit		0.80	0.85	0.90
Thermische Leistung	kW	30000	30000	30000
Brennstoffverbrauch	kg/h	7980	7980	7980
H ₂ -Umsatz	% (mol)	98	98	98
CO-Umsatz	% (mol)	32,0	32,8	33,5
Benzinproduktion	kg/h	192	154	98
	t/a	1264	1012	646
Dieselproduktion	kg/h	154	189	183
	t/a	1009	1239	1200
Waxproduktion	kg/h	29	75	168
	t/a	193	494	1101
Energetischer Wirkungsgrad Kraftstoffe		15,4	17,1	18,3
Elektrische Bruttoleistung	kW	10291	10087	9917
Elektrischer Eigenverbrauch	kW	1589	1593	1597
Elektrische Nettoleistung	kW	8702	8494	8320
Elektrischer Bruttowirkungsgrad	%	34,3	33,6	33,1
Elektrischer Nettowirkungsgrad	%	29,0	28,3	27,7
Wärmeleistung	kW	12263	12086	11960
Thermischer Wirkungsgrad	%	40,9	40,3	39,9
Gesamtwirkungsgrad brutto	%	90,6	91,0	91,2
Gesamtwirkungsgrad netto	%	85,3	85,7	85,9

3.1.5.4 Produktion gasförmiger Brennstoffe, Strom- und Wärmebereitstellung (Dampfvergasung)

Die Ergebnisse für diesen Fall sind in Tabelle 3-7 dargestellt. In diesem Anlagenkonzept wird ein Teil des Produktgases in BioSNG umgewandelt, der andere hingegen im Gasmotor in Strom und Wärme umgewandelt. Insgesamt lässt sich so eine hohe Brutto-Brennstoffausnutzung von 87,1 % erreichen. Die energetische BioSNG-Ausbeute liegt mit 27,3 % hoch, vor allem da nur ein Teilstrom eingesetzt wird. An elektrischer Leistung können 2,8 MW bereitgestellt werden, woraus sich ein Nettowirkungsgrad von 9,3 % ergibt.

Tabelle 3-7: Ergebnisse des Anlagenkonzepts zur Synthese von BioSNG sowie zur gekoppelten Strom- und Wärmeproduktion mittels Dampfvergasung

Dampfvergasung, SNG, Gasmotor, ORC		
Kettenwachstumswahrscheinlichkeit		
		-
Thermische Leistung	kW	30000
Brennstoffverbrauch	kg/h	7912
H ₂ -Umsatz	% (mol)	-
CO-Umsatz	% (mol)	-
SNG-Produktion	Nm ³ /h	736
Energetischer Wirkungsgrad SNG	%	27,3
Elektrische Bruttoleistung	kW	5712
Elektrischer Eigenverbrauch	kW	2914
Elektrische Nettoleistung	kW	2798
Elektrischer Bruttowirkungsgrad	%	19,0
Elektrischer Nettowirkungsgrad	%	9,3
Wärmeleistung	kW	12226
Thermischer Wirkungsgrad	%	40,8
Gesamtwirkungsgrad brutto	%	87,1
Gesamtwirkungsgrad netto	%	77,4

3.1.5.5 Zusammenfassung der Ergebnisse und Diskussion

Vergleicht man die Ergebnisse hinsichtlich der erzielten Wirkungsgrade, so ergeben sich für die jeweiligen Standardfälle (Kettenwachstumswahrscheinlichkeit von 0,85) in Tabelle 3-8 dargestellten Werte.

Tabelle 3-8: Zusammenfassende Darstellung der evaluierten Anlagenkonzepte (thermische Kraftwerksleistung: 30 MW, $\alpha = 0,85$, BioFiT ... Fischer-Tropsch-Kraftstoff, BioSNG ... Synthetisches Erdgas)

Anlagenkonzept		Strom/Wärme	BioFiT/Strom/Wärme		BioSNG/Strom/Wärme
		Dampf- vergasung	Dampf- vergasung	Luft-Druck- vergasung	Dampfvergasung
Elektrische Bruttoleistung	kW	9964	5690	10087	5712
Elektrischer Eigenverbrauch	kW	1200	2914	1593	2914
Elektrische Nettoleistung	kW	8764	2776	8494	2798
Elektrischer Bruttowirkungsgrad	%	33,2	19,0	33,6	19,0
Elektrischer Nettowirkungsgrad	%	29,2	9,3	28,3	9,3
CO-Umsatz (H ₂ -Umsatz = 98 %)	%	-	68,4	32,8	-
Kraftstoffproduktion	t/a	-	4217	2746	736 Nm ³ /h
Energetischer Wirkungsgrad Kraftstoffe	%	-	26,3	17,1	27,3
Thermischer Wirkungsgrad	%	49,6	35,8	40,3	40,8
Gesamtwirkungsgrad brutto	%	82,8	81,1	91,0	87,1
Gesamtwirkungsgrad netto	%	78,8	71,4	85,7	77,4

Man erkennt, dass mittels der Dampfvergasung hohe Kraftstoffausbeuten erreicht werden können, dass die elektrischen Wirkungsgrade hingegen, vor allem bedingt durch den hohen zusätzlichen Eigenverbrauch, durch die Kompression des Produktgases sinken. Hier gilt es, Optimierungspotenziale zu finden.

Unter Berücksichtigung der Vorteile der Druckvergasung, die allerdings im Falle der Verwendung von Luft keine hohen Kraftstoffausbeuten erlaubt, scheint es lohnend, die Dampfvergasung in Richtung druckaufgeladener Dampfvergasung weiterzuentwickeln, ein Vorhaben, an dem am Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften bereits gearbeitet wird. Kann damit der elektrische Eigenverbrauch in den Bereich der Druckvergasung gesenkt werden, so darf erwartet werden, dass die Summe aus elektrischem und kraftstoffbezogenem Wirkungsgrad bei der Dampf- und Luft-Druckvergasung in etwa ähnlich hoch sein werden, dass die Dampfvergasung jedoch höhere Kraftstoffausbeuten und damit die bei weitem größere Flexibilität aufweisen würde.

3.1.5.6 Ausblick

Die oben angeführten Ergebnisse entsprechen jenen Anlagenschaltungen, die auf Basis der als Stand der Technik angenommenen Dampfvergasungstechnologie mit angeschlossener Strom- und Wärmeproduktion in Gasmotor und ORC abgeleitet wurden. Es konnte gezeigt werden, dass sich auf diesem Konzept aufbauend bereits vielversprechende Ergebnisse für eine Energiezentrale mit Polygeneration erwarten lassen. Allerdings bestehen in einigen Bereichen noch teils bedeutende Optimierungspotenziale, die sich durch zusätzliche Forschungsanstrengungen ausnützen lassen.

Betrachtet man beispielsweise den Umsatz an CO im Bereich der Fischer-Tropsch-Synthese, so zeigt sich, dass im günstigsten Fall (der Dampfvergasung) gut 2/3 zur Reaktion gebracht werden können. Dieser Wert ließe sich durch die Implementation einer Shift-Reaktion, in der CO in Wasserstoff umgewandelt wird und so letztlich in die Kraftstoffproduktion fließen kann, weiter steigern. Ebenso scheint ein Steam-Reforming niedermolekularer Kohlenwasserstoffe günstig, da sich daraus wiederum Synthesegas und somit der Feedstock für die Fischer-Tropsch-Synthese erzeugen lässt. Dies würde eine deutliche Steigerung der Ausbeute an flüssigen Kraftstoffen bewirken. Allerdings ist dafür auch eine völlige Neukonzeption der Gasreinigung sowie der wärmetechnischen Verschaltung unabdingbar, was jedoch nur aufgrund weiterer eingehender Untersuchungen möglich ist.

In ähnlicher Weise kann auch eine Rezyklierung eines Teils des gasförmigen Fischer-Tropsch Produkts in den Reformier vorteilhaft sein.

In allen Bereichen kann auch eine Ausdehnung der Anwendungen auf andere Stromerzeugungsprozesse gedacht werden, so beispielsweise in einen GuD-Prozess, wobei auch hierfür noch Forschungsanstrengungen erforderlich sind. Günstig wäre jedenfalls die Untersuchung der Kopplung von druckaufgeladener Dampfvergasung und GuD-Prozess.

3.2 Planung der Demonstrationslinie (AP 2)

Im Antrag sind für das Arbeitspaket 2 die folgenden Schritte vorgesehen:

- Festlegung des notwendigen Teilstromes für die Demonstration
- Auswahl der Apparatetypen für die Gasreinigung, zum Upgrading und zur Synthese des Gases
- Darstellung der wichtigsten Apparate in Form von Konstruktionszeichnungen

3.2.1 Zielsetzung

Die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme aus Biomasse über den Weg der Biomassevergasung wurde mit der Anlage in Güssing mit einer Leistung von ca. 8 MW erfolgreich demonstriert. Im Geschäftsjahr Oktober 2004 bis September 2005 konnte die Anlage mehr als 6500 Betriebsstunden und damit erstmals ein positives Betriebsergebnis erreichen.

Im Rahmen dieses Projekts wird die Erzeugung von BioSNG (synthetischem Erdgas) und BioFiT (flüssiger Kraftstoff aus der Fischer-Tropsch-Synthese) näher untersucht, um das Ziel einer Polygeneration mit Wärme, Strom und gasförmigen bzw. flüssigen Energieträgern als Produkte zu erreichen. Um dieses Ziel sicher zu erreichen, wurde der klassische Weg über eine **Versuchsanlage** hin zu einer **Demonstrationsanlage** gewählt. Die Versuchsanlage wird dabei im Teilstrom der Anlage in Güssing – also mit realem Synthesegas – betrieben (Arbeitspaket 4). Aufbauend auf diesen Ergebnissen wird dann eine Demonstrationsanlage geplant.

Im Falle von **synthetischem Erdgas** sind die Grundlagenarbeiten schon sehr weit gediehen, sodass neben der Demonstration im Teilstrom in Güssing eine großtechnische Demonstrationsanlage (1–2 MW, 100–200 m³ BioSNG) weitgehend im Planungsstadium vorliegt. Diese Planung wurde im Rahmen der zu errichtenden Wirbelschichtdampfvergasung in Oberwart durchgeführt.

Für die **Fischer-Tropsch-Synthese** wurde der Aufbau der Versuchsanlage im Teilstrom in Güssing im Juni 2005 abgeschlossen und die Anlage in Betrieb genommen. Hier kann über die Tauglichkeit der Nebenanlagen (z.B. Kompressor, Automatisierung) noch keine endgültige Aussage gemacht werden. Für den FT-Reaktor selbst ist bereits genügend Wissen vorhanden, um diesen für eine Demonstrationsanlage auszulegen.

3.2.2 Synthetisches Erdgas (BioSNG)

3.2.2.1 Versuchsanlage im Teilstrom der Anlage in Güssing

Die Versuchsanlage für die Erzeugung BioSNG wurde gemeinsam mit dem PSI (Paul Scherrer Institut) aus der Schweiz entwickelt. Der eigentliche Methanierungsreaktor ist eine stationäre Wirbelschicht, der in einem Druckbereich von 1 bis 10 bar betrieben wird.

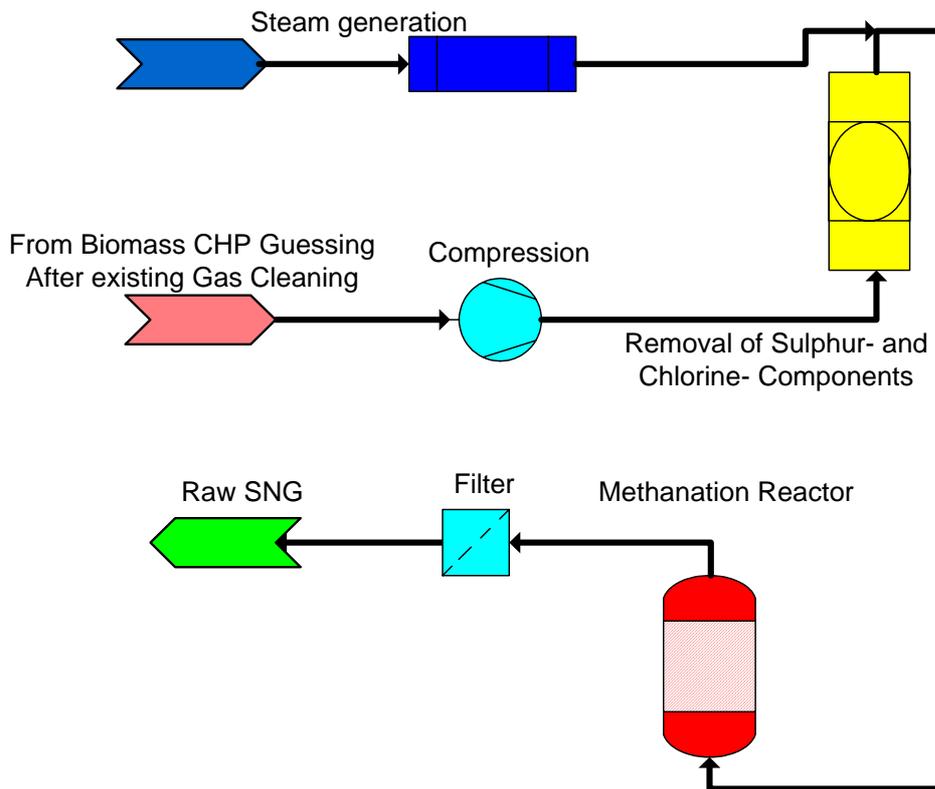


Abbildung 3-6. Blockschaltbild der Methanierungsanlage

Die Methanierungsanlage besteht im Wesentlichen aus folgenden Elementen (siehe Abbildung 3-6):

- Kompressionseinheit
- Adsorptionsreaktor zur Entfernung von Schwefel- und Chlorkomponenten
- Verdampfer zur Zugabe von Wasserdampf für die Einstellung des H₂/CO-Verhältnisses
- Methanierungsreaktor
- Partikelabscheidung
- Gaskühlung und Entspannung

Diese Versuchsanlage wurde im Jahr 2003 gebaut und im Teilstrom der Anlage in Güssing betrieben. Dabei konnten wertvolle Erfahrungen für die Planung der Demonstrationsanlage gewonnen werden.

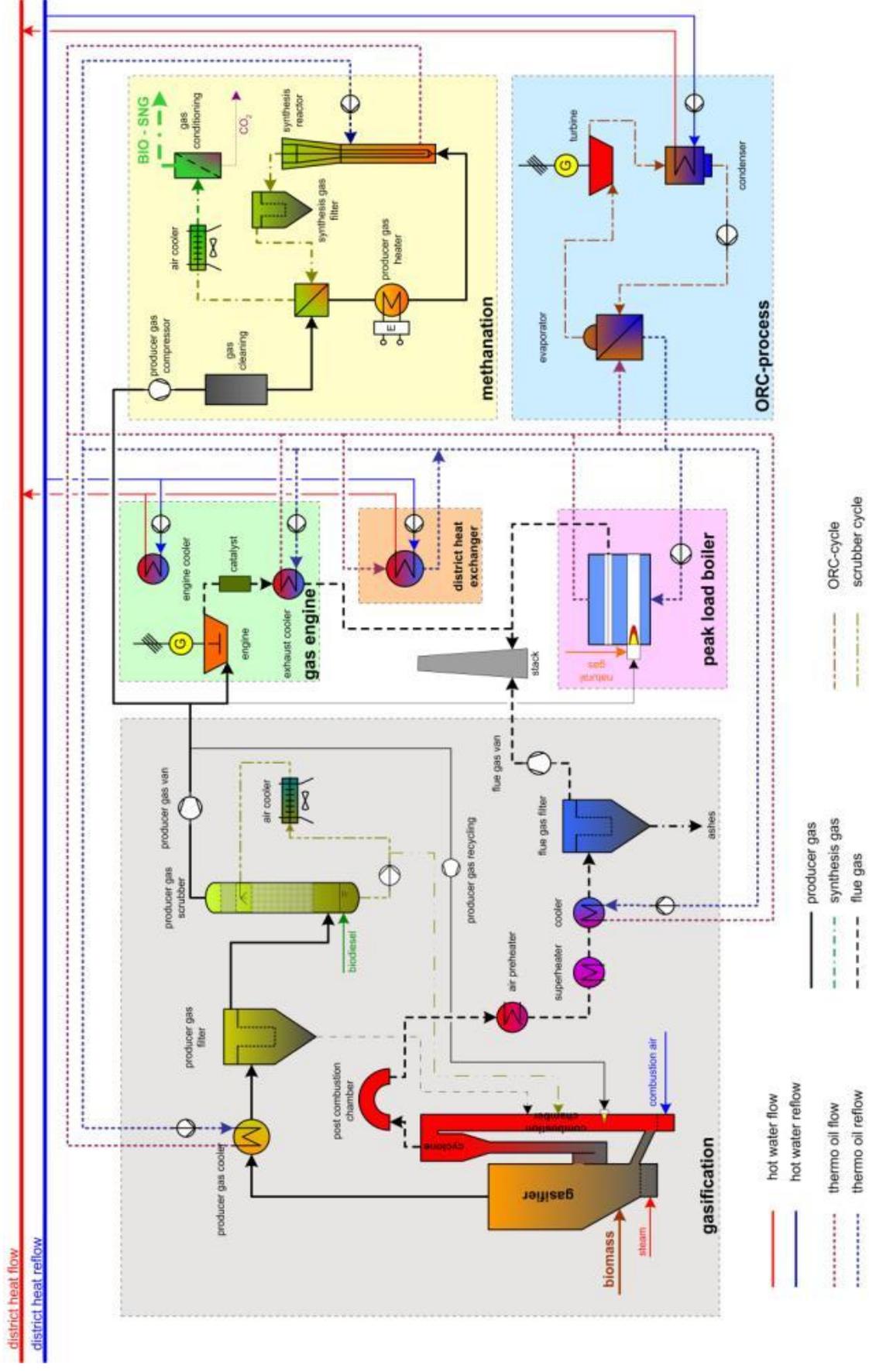
3.2.2.2 Demonstrationsanlage für synthetisches Erdgas

Im Bezug auf die Erzeugung von synthetischem Erdgas liegen bereits ausreichend Erfahrungen vor, um eine Demonstrationsanlage zu planen. Als Größe für die Anlage wurde eine Menge von 100 bis 200 m³/h synthetischem Erdgas festgelegt. Im Rahmen der Planung der

KWK-Anlage Oberwart wurde eine Demonstrationsanlage zur Herstellung von synthetischem Erdgas mitgeplant und im folgenden Fließbild dargestellt.

Die Anlage Oberwart hat ca. 10 MW Brennstoffwärmeleistung für die Produktion von synthetischem Erdgas (BioSNG) im Ausmaß von ca. 1 bis 2 MW ausgelegt. Ein entsprechendes Fließbild ist in der Abbildung 3-7 (Methanierung, gelb hinterlegter Bereich) zu sehen. Die zu planende Demonstrationsanlage besitzt, im Gegensatz zur Versuchsanlage, zusätzlich eine CO₂-Abtrennung aus dem Rohgas. Danach hat das BioSNG die nötige Reinheit und kann in das Erdgasnetz eingespeist werden.

Abbildung 3-7: Fließbild der 10 MW Anlage Oberwart



3.2.3 Synthetischer Kraftstoff (BioFiT)

3.2.3.1 Versuchsanlage im Teilstrom der Anlage in Güssing

Die Fischer-Tropsch-Synthese (FTS) wird gemeinsam mit dem EU-Projekt RENEW durchgeführt (nähere Information unter <http://www.renew-fuel.com>).

Die Größe der Versuchsanlage für die FTS wurde nach folgenden Kriterien festgelegt:

- Die Autoindustrie benötigt eine Mindestmenge von ca. 650–700 Liter an Kraftstoff, um diesen aussagekräftigen Tests zu unterziehen.
- Die FTS sollte mit einem Typ von Katalysator mindestens 1000 Stunden betrieben werden, um Deaktivierungs- und Alterungserscheinungen festzustellen.

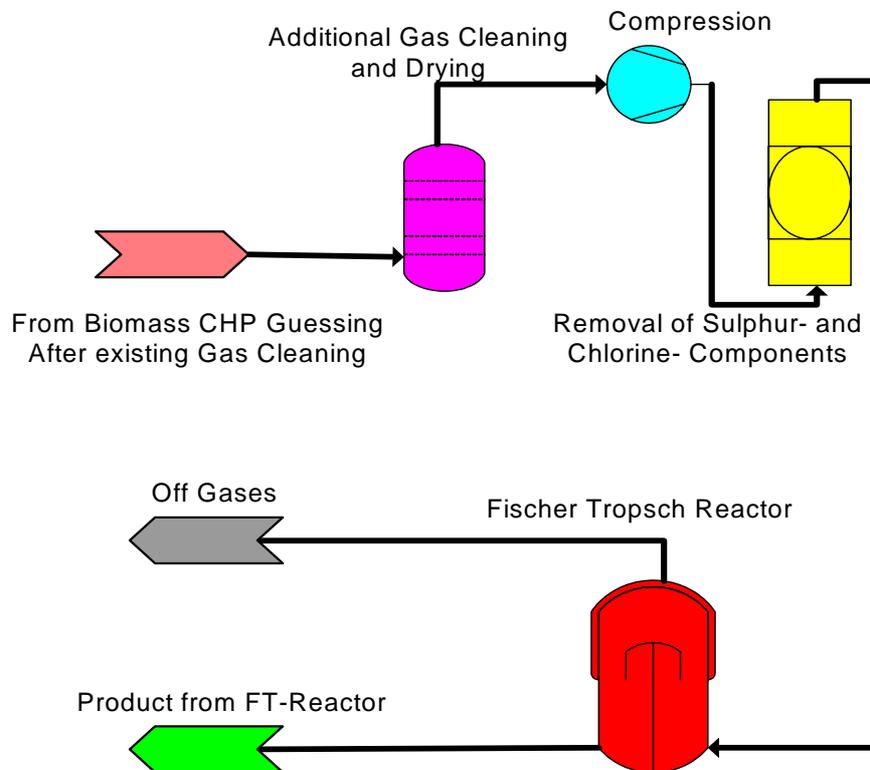


Abbildung 3-8: Verfahrensfließbild der Versuchsanlage der Fischer-Tropsch-Synthese

Aus diesen beiden Kriterien wurde die FTS mit einer Produktionsleistung von ca. 0,5 bis 1 l/h festgelegt und diese Anlage errichtet. Dies entspricht einer Produktgasmenge von ca. 10 Nm³/h.

Die FTS besteht aus folgenden Apparaten (siehe Abbildung 3-8):

Gastrocknung und zusätzliche Reinigung (z.B. Teer)

- Gaskompression (2 stufig)

- Adsorber für Schwefel- und Chlorkomponenten
- Fischer-Tropsch Reaktor

3.2.3.2 Demonstrationsanlage für Fischer-Tropsch-Synthese

Für eine Demonstrationsanlage zur Erzeugung von BioFiT wird eine ähnliche Synthesegasleistung wie bei BioSNG von ca. 1 bis 2 MW angestrebt. Aufgrund der noch teilweise fehlenden Erkenntnisse aus der Versuchsanlage konnte diese Planung noch nicht vollständig durchgeführt werden.

3.3 Ökonomische Abschätzung der spezifischen Kosten der produzierten Energieträger für einige Referenzfälle (AP 3)

Im Antrag sind für das Arbeitspaket 3 die folgenden Schritte vorgesehen:

- Festlegung der Anlagenschaltungen und der Anlagengröße(n)
- Festlegung der weiteren Rahmenbedingungen (Brennstoffpreis, Wärme- und Stromerlöse, ...) für die ökonomische Studie
- Abschätzung der notwendigen Investitions- und Betriebskosten
- Ermittlung der jeweiligen spezifischen Kosten für die produzierten Energieträger (BioSNG und BioFiT)

3.3.1 Festlegung der Anlagenschaltungen

Dieses Arbeitspaket wurde plangemäß begonnen. Dabei wurde zunächst der Schwerpunkt auf die Erzeugung von BioSNG gelegt, da die Forschungsarbeiten für die BioSNG-Erzeugung bereits weiter gediehen sind als für die Fischer-Tropsch-Synthese. Im Zuge der Planung der Anlage Oberwart (ca. 10 MW Brennstoffwärmeleistung), wurde eine Produktion von synthetischem Erdgas (BioSNG) im Ausmaß von ca. 2 MW mit integriert.

Auf Basis der ersten Ergebnisse der FTS wurde auch hier eine erste Kostenabschätzung versucht und durchgeführt.

Da es im Rahmen des Projekts praktisch unmöglich ist, die gesamte Breite zukünftiger Marktchancen, die sich aus den untersuchten Technologien ergeben könnten, zu betrachten, stand am Beginn des Arbeitspakets eine Einschränkung auf eine konkrete Anlagengröße sowie vier Anlagenschaltungen. Die Auswahl erfolgte in enger Zusammenarbeit aller beteiligten Projektpartner. Auswahlkriterien waren ökonomische Attraktivität und technische Realisierbarkeit in den nächsten 5 Jahren.

3.3.1.1 Anlagengröße

Da Biomasse nicht konzentriert, sondern dezentral über größere Regionen verteilt nachwächst, liegt es nahe, die Anlagen zur Verwertung der Biomasse dezentral in überschaubaren Größen zu realisieren. Dadurch können hohe Transportkosten und umweltschädigende Verkehrsemissionen vermieden werden.

Darüber hinaus fallen bei allen untersuchten Verfahrensvarianten erhebliche Wärmemengen an. Zur Erzielung hoher Gesamtwirkungsgrade sollte diese Wärme möglichst ganzjährig genutzt werden. Da die Zahl sehr großer Wärmenetze äußerst gering ist, legt auch das Gebot der Wärmenutzung kleine bis mittlere Leistungsgrößen nahe.

Als Referenzfall wurde somit für alle Varianten eine Brennstoffwärmeleistung von 30 MW festgelegt.

3.3.1.2 Anlagenschaltungen

Basierend auf den Ergebnissen der AP 1 und AP 4 wurden vier Anlagenschaltungen festgelegt.

- KWK Anlage mit Vergasung, Gasmotoren und ORC-Kreislauf (als Referenzfall)
- KWK Anlage mit zusätzlicher Fischer-Tropsch-Synthese (BioFiT)
- KWK Anlage mit teilweiser Synthese von Methan (BioSNG)
- KWK Anlage mit vollständiger Synthese von Methan (BioSNG)

3.3.2 Festlegung der Rahmenbedingungen

Für die weiteren Berechnungen wurden folgende Rahmenbedingungen festgelegt:

- Holzpreis: 16 €/MWh (entspricht ca. 70 €/t)
- Stromerlöse: gem. Ökostromgesetz 2002 sowie Ökostromverordnung 2002 (größenabhängig 130–160 €/MWh)
- Wärmepreis: 20 €/MWh
- Nutzungsdauer der Anlage: 15 Jahre
- Fremdkapitalzinssatz: 5 %

3.3.3 Abschätzungen der Investitionskosten

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Investitionskosten für die vier untersuchten Varianten. Weiters sind charakteristische Leistungen in der Tabelle angeführt, die für die Abschätzungen zugrunde gelegt wurden.

Tabelle 3-9: Übersicht über die Investitionskosten und charakteristische Leistungen

Anlagentyp	KWK	KWK+ FTS	KWK+ teilw. Methanierung	KWK+ voll Methanierung
Investition [€]	25.000.000,-	35.000.000,-	33.000.000,-	35.000.000,-
Brennstoffleistung [MW]	30,0	30,0	30,0	30,0
Kraftstoffleistung [MW]	--	7,9	8,2	16,7
Elektr. Leistung [MW]	10,0	5,7	5,7	1,5
Fernwärmeleistung [MW]	14,9	10,7	12,2	7,2

3.3.4 Ermittlung der Kraftstoffkosten

Auf Basis der Investitions- und der Betriebskosten bzw. der Erlöse für den Wärme- und Stromverkauf können die Gestehungskosten für BioFiT und BioSNG ermittelt werden. Die Ergebnisse sind in der Tabelle 3-10 zusammengefasst.

Tabelle 3-10: Überblick über die Betriebskosten und Erlöse für die vier betrachteten Fälle

Anlagentyp	KWK	KWK+ FTS	KWK+ teilw. Methanierung	KWK+ voll Methanierung
Brennstoffkosten [€/a]	3.360.000,-	3.360.000,-	3.360.000,-	3.360.000,-
Betriebsmittel [€/a]	656.000,-	1.988.000,-	1.494.000,-	2.313.000,-
Eigenstrombezug [€/a]	840.000,-	2.030.000,-	1.750.000,-	2.030.000,-
Personalkosten [€/a]	400.000,-	400.000,-	400.000,-	400.000,-
Wartungskosten [€/a]	688.000,-	572.000,-	552.000,-	350.000,-
Kreditrückzahlung, Zinsen [€/a]	2.409.000,-	3.372.000,-	3.179.000,-	3.372.000,-
Stromerlöse [€/a]	7.140.000,-	5.976.000,-	5.985.000,-	1.680.000,-
Wärmeerlöse [€/a]	2.086.000,-	1.498.000,-	1.708.000,-	1.008.000,-
Kraftstoffenergieerlöse [€/a]	--	5.121.000,-	3.915.000,-	10.010.000,-
Gewinn [€/a]	873.000,-	873.000,-	873.000,-	873.000,-

	BioFiT	BioSNG	BioSNG
Kraftstoffkosten	1,03 [€/l]	0,68 [€/m ³]	0,86 [€/m ³]

Obwohl die Investitions- und Betriebskosten bei den Anlagen sehr konservativ (hoch) angenommen wurden, liegen die Kraftstoff- und Gaskosten auf einem akzeptablen niedrigen Niveau.

Vergleicht man die Kraftstoffkosten mit anderen Anlagen, so erkennt man, dass andere Systeme einen derart niedrigen Preis nur bei Anlagengrößen deutlich über 100 MW Brennstoff-

wärmeleistung erreichen können. Der Grund liegt einerseits darin, dass die gewählte Technologie (Wirbelschichtdampfvergasung) sehr kostengünstig ein Synthesegas erzeugen kann, andererseits das Konzept der Polygeneration (gleichzeitige Erzeugung von Strom, Wärme und Kraftstoffen) einen wesentlichen Kostenvorteil bringt.

Die Abbildungen 3.9a, 3.9b und 3.9c zeigen zum einen die Kostenstruktur und zum anderen auch die Erlösstruktur für die Erzeugung von BioFiT und BioSNG für die in der Tabelle 3-10 dargestellten Fälle. Dabei fällt auf, dass die Kosten sich etwa gleichmäßig auf die Brennstoffkosten, Betriebsmittel und den Kapitaldienst/Zinsen aufteilen. Bei den Kosten für die Betriebsmittel sind vor allem der Aufwand für die Gaskompression und die Katalysatorkosten maßgebend. Die Erlösstruktur ist von Fall zu Fall unterschiedlich. Die Haupterlöse kommen aber immer vom Kraftstoff und vom Ökostrom. Die Erlöse vom Wärmeverkauf bewegen sich nur zwischen 8 und 15 % der Gesamterlöse.

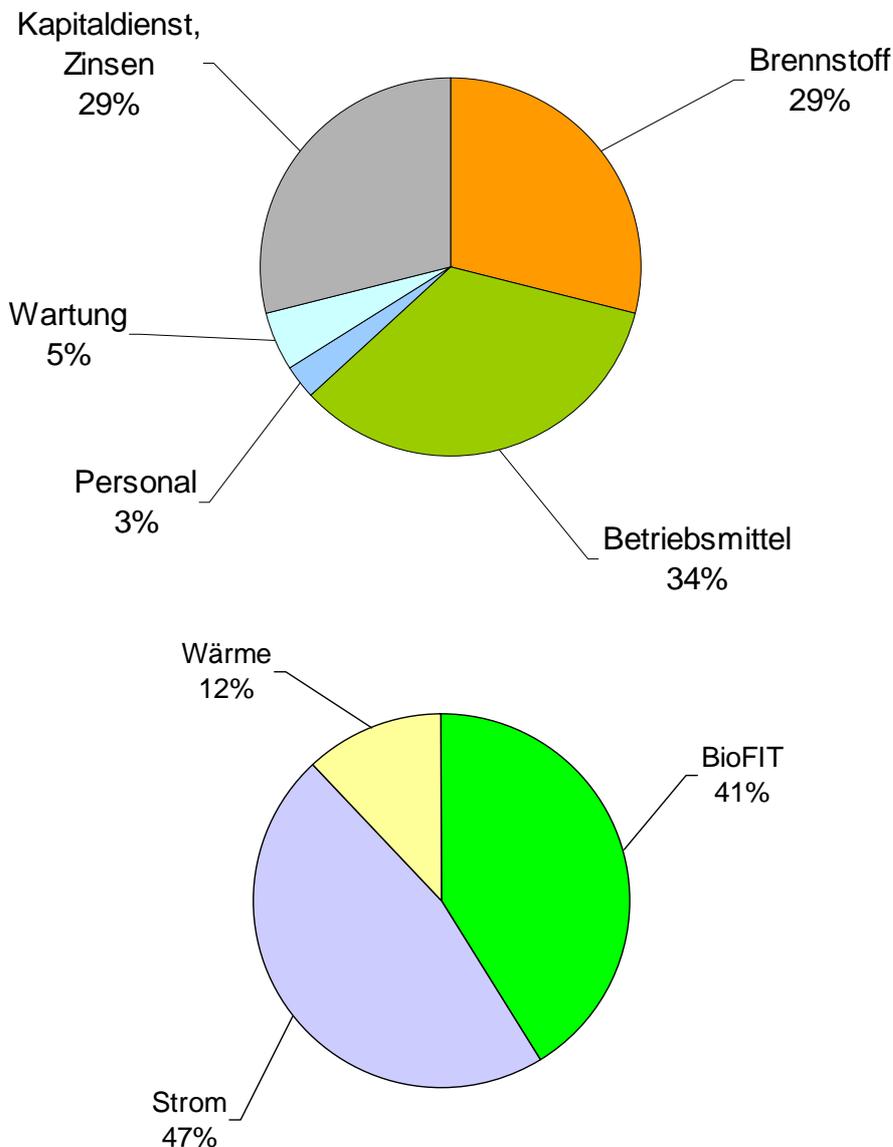


Abbildung 3-9 a: Kosten- (oben) und Erlösstruktur (unten) für die Erzeugung von BioFiT

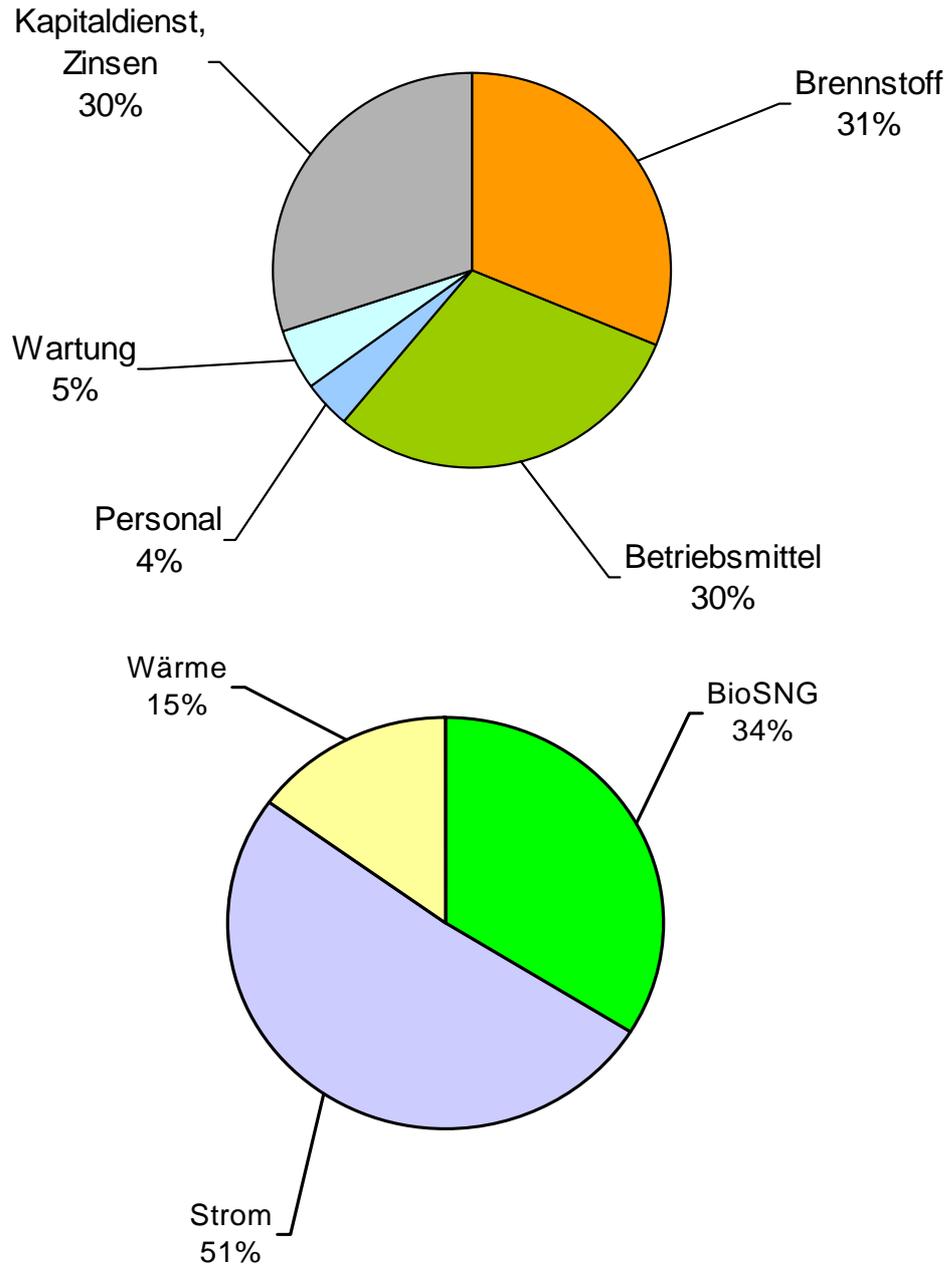


Abbildung 3–9 b: Kosten- (oben) und Erlösstruktur (unten) für die Erzeugung von BioSNG bei teilweiser Methanierung

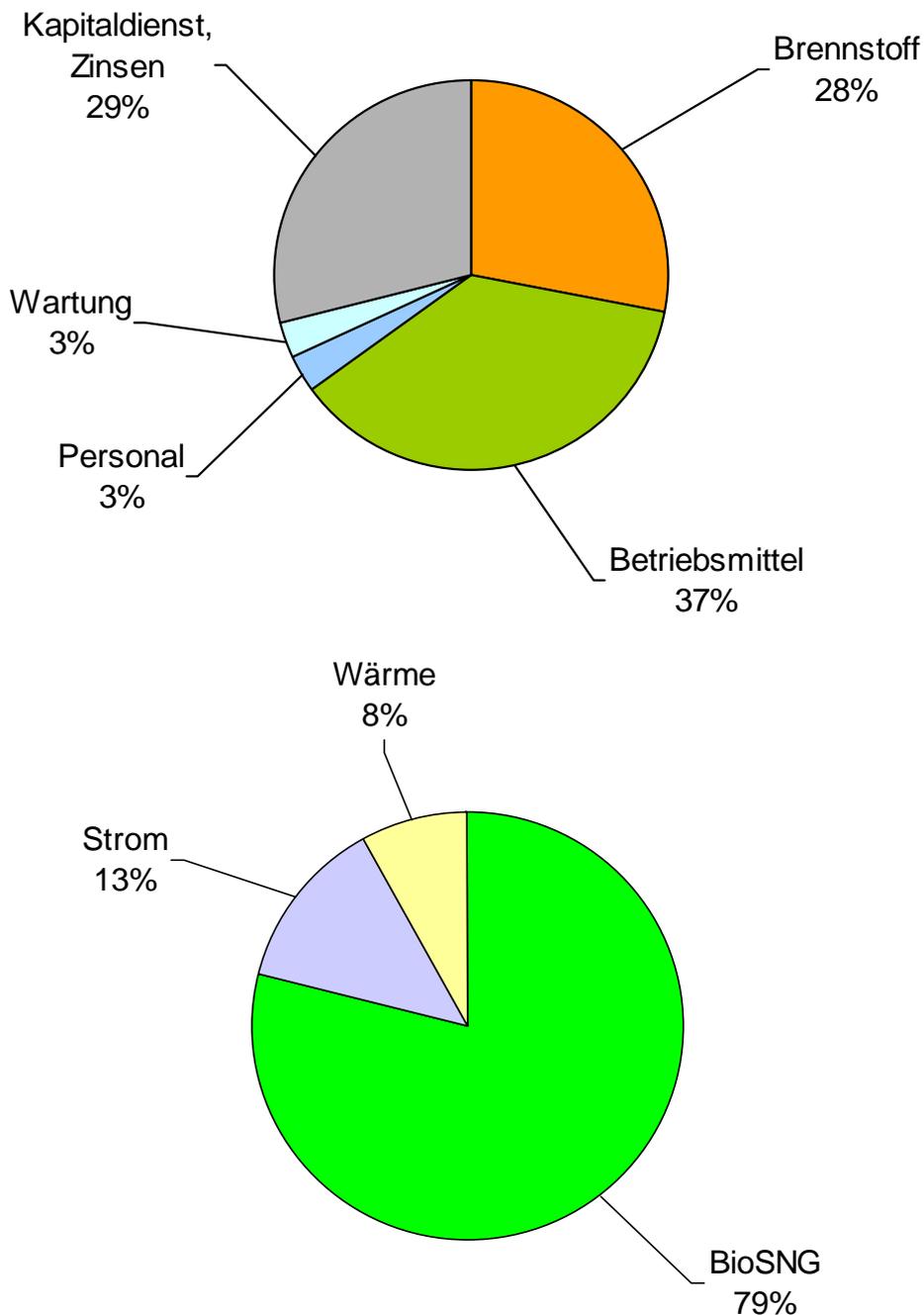


Abbildung 3–9 c: Kosten- (oben) und Erlösstruktur (unten) für die Erzeugung von BioSNG bei vollständiger Methanierung

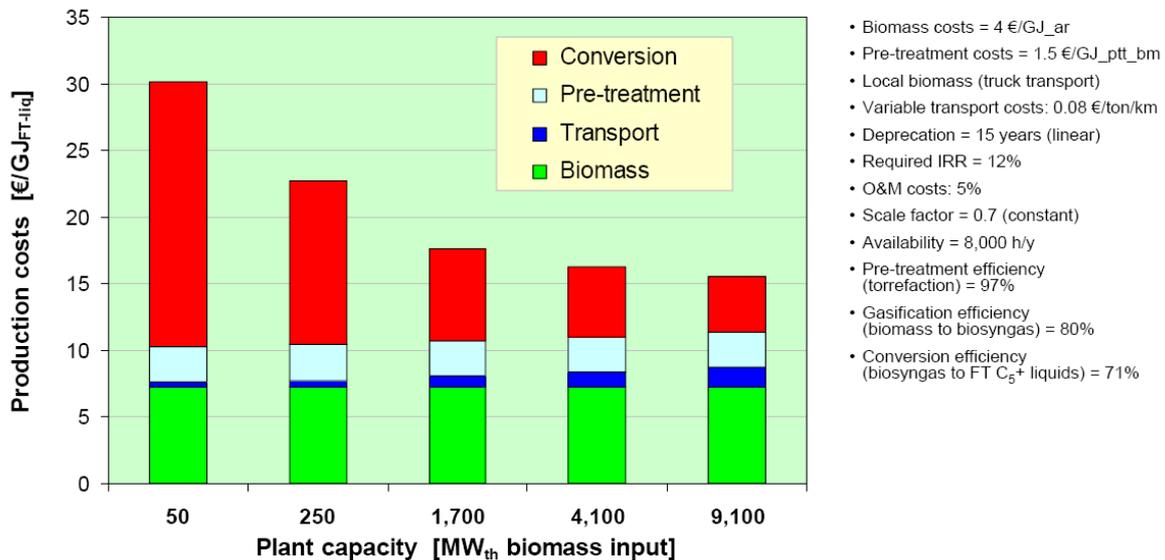
3.3.5 Vergleich mit Literaturwerten

Bislang existieren keine Demonstrationsanlagen für die Produktion von synthetischen Kraftstoffen (BioFiT) oder BioSNG aus Holz. Es gibt zwar vereinzelt Studien darüber, die aber unterschiedlichste Annahmen zugrunde gelegt haben, sodass ein direkter Vergleich kaum möglich ist. Ziel dieses kurzen Kapitels ist es daher nicht, die Ergebnisse aus der Literatur umfassend zu sichten und zu bewerten. Es soll hier bloß beispielhaft ein Vergleich zu den in dieser Studie ermittelten Gestehungskosten für BioFiT Kraftstoff aufgezeigt werden.

Boerringter (2006, ECN, NL) hat umfangreiche Berechnungen für die Gestehungskosten von BtL (Biomass to Liquid) durchgeführt und die in der Abbildung 3-10 dargestellten Ergebnisse publiziert. Da die Niederlande selbst kaum Biomasse im eigenen Land haben, geht man dort von Biomasseimport aus. Daraus leiten sich eher große Anlagen in Hafennähe (bzw. direkt im Hafen) ab, woraus sich die großen Leistungen erklären. Aus der Abbildung 3-10 ist die Abhängigkeit der Gestehungskosten von der Leistung zu sehen (Economy of Scale). Weiters ist zu erkennen, dass die wesentlichen Kostenanteile die Konversionskosten (Investition + Betrieb) und die Brennstoffkosten darstellen. Die Kosten für die Brennstoffaufbereitung (Pre-treatment) und für den Transport sind eher von untergeordneter Bedeutung.

BTL fuel production costs

Scale dependency



For reference: 15 €/GJ = 55 €/tL

Abbildung 3-10: BtL-Gestehungskosten (Fischer-Tropsch Synthese)

In der Abbildung 3-11 sind die Daten aus der Abbildung 3-10 in einem kleineren Leistungsbereich dargestellt (0–250 MW), was für den mitteleuropäischen Raum eher eine sinnvolle Anlagengröße darstellt. Bei der Kostenermittlung in der vorliegenden Studie wurde eine Leistung von 30 MW angenommen. Dieses Ergebnis ist ebenfalls in die Abbildung 3-11 eingetragen. Wie zu sehen ist, ergeben sich bei dem im Rahmen der Studie vorgeschlagenen Polygeneration-Konzept etwas günstigere Gestehungskosten für Kraftstoff aus Holz als aus der Literatur bekannt.

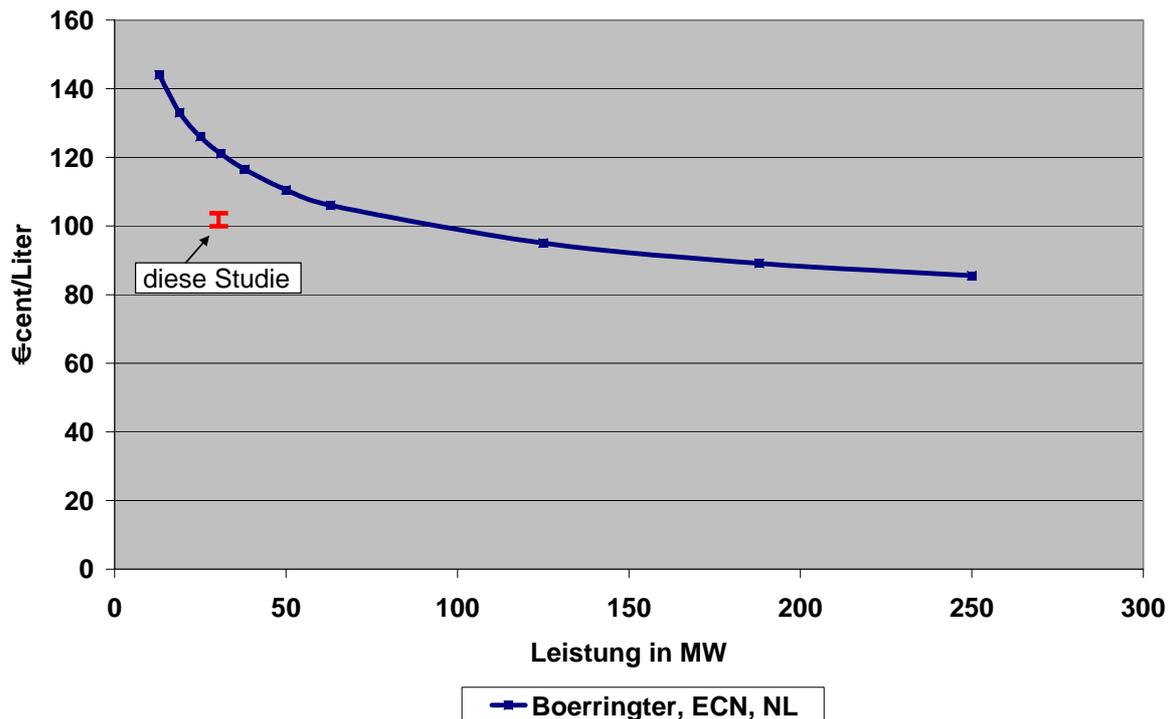


Abbildung 3-11: Vergleich der ermittelten Gestehungskosten für BioFiT mit Literaturwerten

3.4 Erforderliche theoretische und experimentelle Untersuchungen im Labormaßstab (AP 4)

Im Antrag sind für das Arbeitspaket 4 die folgenden Schritte vorgesehen:

- Untersuchungen zur Gasreinigung ausgehend von der Reingasqualität der Anlage in Güssing
- Untersuchungen zur Gaskonditionierung (H_2/CO -Verhältnis)
- Untersuchungen zur Synthese zu BioSNG
- Untersuchungen zur Synthese zu BioFiT

3.4.1 Gasreinigung/Gaskonditionierung

Das Produktgas wird nach der bestehenden Gasreinigung (Partikelabscheidung und Teerwäsche) entnommen und den Synthesen zugeführt. Die Gaszusammensetzung ist in Tabelle 3-11 angegeben. Der Überdruck des Gases beträgt bei der Entnahmestelle ca. 80 mbar und der Wassergehalt liegt bei ca. 10vol%.

Tabelle 3-11: Gaszusammensetzung bei der Entnahmestelle

CO ₂	%	19,3
C ₂ H ₄	%	2,5
C ₂ H ₆	%	0,1
C ₂ H ₂	%	0,4
H ₂	%	37,2
O ₂	%	0,2
N ₂	%	2,5
CH ₄	%	10
CO	%	25,2
C ₆ H ₆	g/m ³	8
C ₇ H ₈	g/m ³	0,5
C ₁₀ H ₈	g/m ³	2
TARS	g/m ³	0,03

Ausgehend von diesen Bedingungen wurde die zusätzliche Gasreinigung und -aufbereitung untersucht. Die in diesem Projekt vorgesehenen Versuchsanlagen zur BioSNG-Erzeugung und zur Fischer-Tropsch-Synthese wurden bei der Anlage in Güssing installiert. Die Abbildung 3.10 zeigt im Vordergrund die beiden Container, die die Laboranlagen beinhalten, und im Hintergrund das Biomassekraftwerk Güssing.

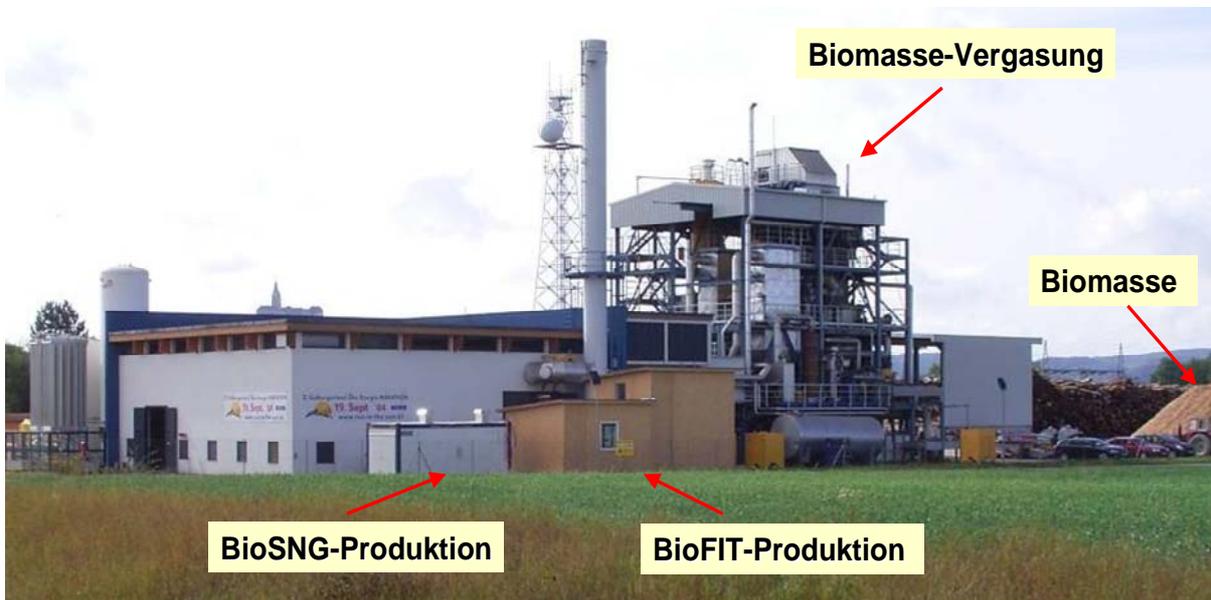


Abbildung 3-12: Biomasse-Heizkraftwerk Güssing mit den beiden Versuchsanlagen zur BioSNG-Erzeugung (Synthetisches Erdgas) und BioFIT (Flüssige Kraftstoffe)

Für den optimalen Betrieb der Versuchsanlagen zur BioSNG Erzeugung wie auch für die BioFIT Herstellung muss das verwendete Synthesegas bestimmten Anforderungen genügen. Die Reinigung des Synthesegases erfolgt in zwei Stufen. In der Reinigungsstufe 1 werden Feuchte, Partikel- und Teerverunreinigungen des Synthesegases durch ein spezielles Wä-

scherkonzept, welches an der TU-Wien entwickelt und erprobt wurde, entfernt. In der Reinigungsstufe 2 wird H_2S , organischer Schwefel und HCl durch Hochtemperaturadsorption in einem ZnO -Reaktor entfernt.

3.4.1.1 Synthesegaswäscher

Von den erprobten Lösungsmitteln wird für die Reinigungsstufe 1 RME (Rapsmethylester, Biodiesel) verwendet. Der Wäscher selbst ist als Packungswäscher ausgeführt. Das Synthesegas wird über eine beheizte 2"-Leitung von unten mit einer Temperatur von $70^\circ C$ in den Wäscher eingebracht. Durch den RME-Sammelbehälter und die Packungskolonnen steigt das Synthesegas im Gegenstrom zum Lösungsmittel nach oben. In Abbildung 3-13 sind ein Schema und die Anordnung des Synthesegaswäschers zu sehen.

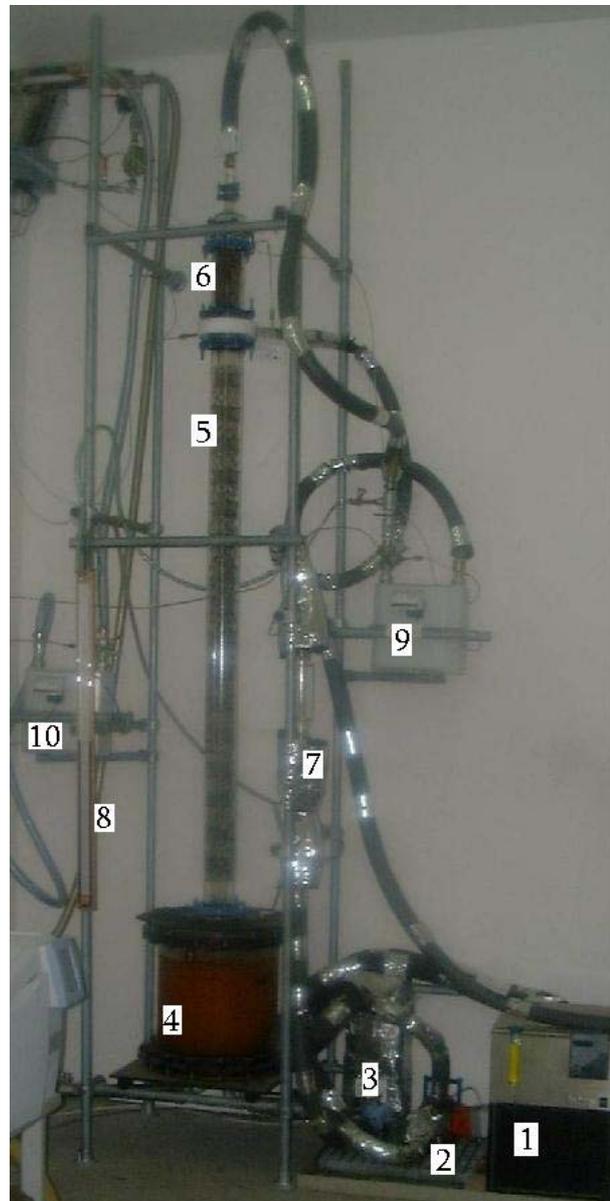
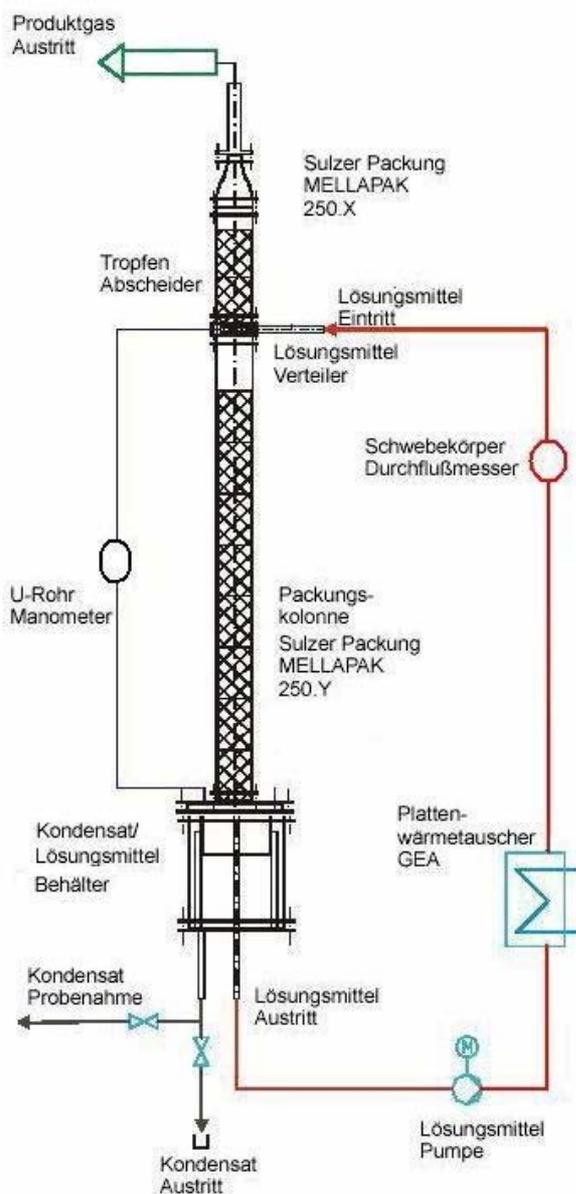


Abbildung 3-13: Schema und Anordnung Synthesegaswäscher

1	Kyrostat Umwälzkühler P2	6	Tropfenabscheider
2	Lösungsmittelpumpe P1	7	Rotameter
3	Plattenwärmetauscher W1	8	U-Rohrmanometer
4	Lösungsmittelbehälter mit RME	9	Gasuhr 1
5	Glaszylinder mit Packungskolonnen	10	Gasuhr 2

Die spezielle Anordnung der Packungslamellen in den Kolonnen sorgt für eine optimale Durchmischung von Synthesegas und Lösungsmittel. Während des Durchmischungsvorganges des heißen Synthesegases mit dem unter 8°C gekühlten Lösungsmittel erfolgt ein Wärmeaustausch. Durch die Abkühlung wird ein Teil des Wassers aus dem Synthesegas auskondensiert und somit entfeuchtet und abgekühlt. Der Tropfenabscheider (oberer Teil des Wäschers) bewirkt, dass sich der noch vorhandene Wasser- und Lösungsmittelnebel im Synthesegas an der Glaswand abscheidet. Das gereinigte Synthesegas wird am obersten Teil des Wäschers entnommen und steht für die Weiterverwendung im BioSNG bzw. BioFiT-Prozess zur Verfügung.

Die Emulsion aus Lösungsmittel und Kondensat gelangt in das unten liegende Sammelbecken. Durch eine genügende Verweilzeit setzt sich das schwere Kondensat am Grund des Behälters ab und kann über eine Leitung abgezogen werden. Das oben schwimmende reine Lösungsmittel wird mit einer Lösungsmittelpumpe abgesaugt, durch einen Plattenwärmetauscher geführt und wieder oben an der Packungskolonnen gekühlt eingebracht. Die Durchflussmenge des Lösungsmittels wird über einen Schwebekörper Durchflussmesser (Rotameter) händisch eingestellt. Die Temperatur des Lösungsmittels wird über den Kühlkreislauf, bestehend aus einem Umwälzkühler, dem Plattenwärmetauscher und einem Kühlmittel (Wasser- Frostschutzgemisch) eingestellt. Sämtliche Leitungen sind gegen übermäßige Wärmeaufnahme durch die Außentemperatur gut isoliert.

3.4.1.2 Adsorptions-Reaktor

Das Synthesegas enthält Schwefel- und Chlorverbindungen (ca. 50–150 ppm H₂S und ca. 1–10 ppm HCl). Für die Entfernung dieser Verunreinigungen werden drei Katalysatoren verwendet:

- Hydrodesulfurization Katalysator (HDS)
- Zinkoxyd Katalysator (ZnO)
- Natriumaluminat (NaAlO₂)

Die Katalysatoren (NaAlO₂, HDS und ZnO) werden nacheinander von unten nach oben getrennt durch ein Metallsieb in den Adsorptions-Reaktor eingebracht (Abbildung 3-14). Das Synthesegas durchströmt die Katalysatoren von unten nach oben. Dabei werden die unerwünschten Verunreinigungen chemisch entfernt.

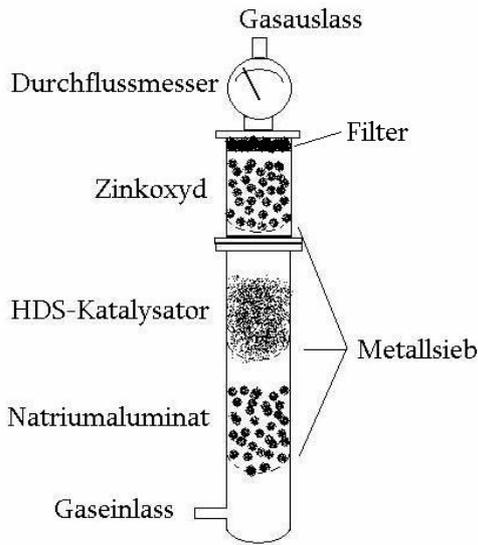
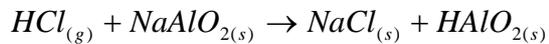


Abbildung 3-14: Schema Adsorptions-Reaktor und eingefülltes NaAlO_2

3.4.1.3 HCl Entfernung

Die Chlorkonzentrationen im Synthesegas des Biomassekraftwerks Güssing betragen ca. 3 ppm. Die HCl-Entfernung erfolgt mit Natriumaluminat (NaAlO_2), welches das gasförmige HCl zu NaCl nach folgender Gleichung umsetzt:



3.4.1.4 Entfernung von organischen Schwefelverbindungen

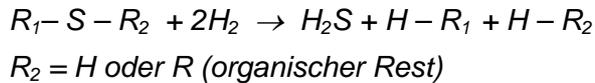
Aus Erfahrungen des Forschungsprojekts Methanierung des PSI geht hervor, dass eingesetzte Katalysatoren auf Grund von Schwefelablagerungen inaktiv wurden. Da zuvor auch eine H_2S -Entfernung des Synthesegases erfolgte, kann man daraus schließen, dass der Schwefel in organischen Verbindungen (Mercaptane) auftritt und den Katalysator zerstört.

Tabelle 3-12: Organische Schwefelverbindungen

Organische Schwefelverbindungen	
Mercaptane (Thiole)	$\text{R} - \text{S} - \text{H}$
Sulfide (Thioether)	$\text{R}_1 - \text{S} - \text{R}_2$
Disulfide	$\text{R}_1 - \text{S} - \text{S} - \text{R}_2$

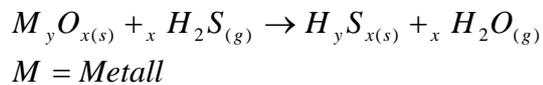
Um die organischen Schwefelverbindungen zu entfernen, wurde der ZnO-Reaktor nach oben hin verlängert, um einen weiteren Katalysator einzubringen. Der Katalysator wandelt den organisch gebundenen Schwefel in H_2S und einen organischen Rest um (Hydrodesulfurization), danach kann wiederum das H_2S mit ZnO in Metallsulfid und Wasser übergeführt und gebunden werden.

Das Hydrieren von Mercaptanen, Disulfiden und zyklischen S-Verbindungen erfolgt nach folgendem Mechanismus:



3.4.1.5 H₂S Entfernung

ZnO wurde für die Hochtemperaturadsorption von H₂S am Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften (TU Wien) als geeignet ermittelt. Die Entschwefelung des Synthesegases erfolgt mit dem Übergangsmetalloxid ZnO. Die Chemisorption zwischen H₂S und dem reaktiven ZnO unter Bildung von Metallsulfid und H₂O erfolgt gemäß der Reaktion:



Dabei sollte die Thermodynamik der Reaktion so ausfallen, dass eine H₂S- und COS-Entfernung auf einen Level von >99% erreicht wird [P5].

3.4.2 Untersuchungen zur BioSNG-Synthese

3.4.2.1 Grundlagen

Die Synthese von Erdgas aus Synthesegas ist eine exotherme Reaktion, das heißt, es muss ständig Wärme abgeführt werden. Die Reaktion läuft günstig unter Anwesenheit von geeigneten Katalysatoren bei Temperaturen von 300 bis 450 °C und Drücken zwischen 1 und 10 bar. In der Folge sind die Methanierungsreaktion und die dabei entstehenden Produkte angeführt.



3.4.2.2 BioSNG-Versuchsanlage

Die Versuchsanlage für BioSNG wurde gemeinsam mit dem PSI (Paul Scherrer Institut) aus der Schweiz geplant. Der eigentliche Methanierungsreaktor ist eine stationäre Wirbelschicht, der in einem Druckbereich von 1 bis 10 bar betrieben wird. Damit ergibt sich, je nach verwendetem Druck, eine Leistung von 2 bis 10 kW und ein benötigter Volumenstrom von maximal 3 Nm³/h. Die Anlage besteht aus den im Fließbild 3.6 dargestellten Komponenten.

Zur Bestimmung der Massen- und Energiebilanzen werden die Gaszusammensetzung vor und nach der Methanierung mittels Gaschromatographen und der Volumenstrom mittels Gasuhr bestimmt. Die gesamte Methanierung wurde in einem Container aufgebaut und ist mittels Fernwartung zu steuern. Die Anlage wurde in der Schweiz aufgebaut und getestet. In der vergangenen Periode wurden ausführliche Tests in einem Teilstrom der Anlage Güssing durchgeführt.

Die Produktion von BioSNG wurde Herbst 2004 gestartet. Es wurden mehrere Versuchsreihen über jeweils 200 Stunden durchgeführt. Die Konzentrationen von CO, CH₄ und CO₂ nach der Methanierung sind in den nächsten Diagrammen (Abbildung 3-15, Abbildung 3-16) dargestellt.

Der Umsatz von CO lag bei allen Testläufen im erwarteten Bereich und war über ca. 200 Stunden sehr konstant. Nach ca. 200 Stunden musste der Testlauf jeweils beendet werden, da der Umsatz an CO stark zurückging. Als Ursache für diese Deaktivierung wurden die organischen Schwefelverbindungen festgestellt. Diese wurden in der vorhandenen Gasreinigung nicht abgeschieden und deaktivierten den Katalysator.

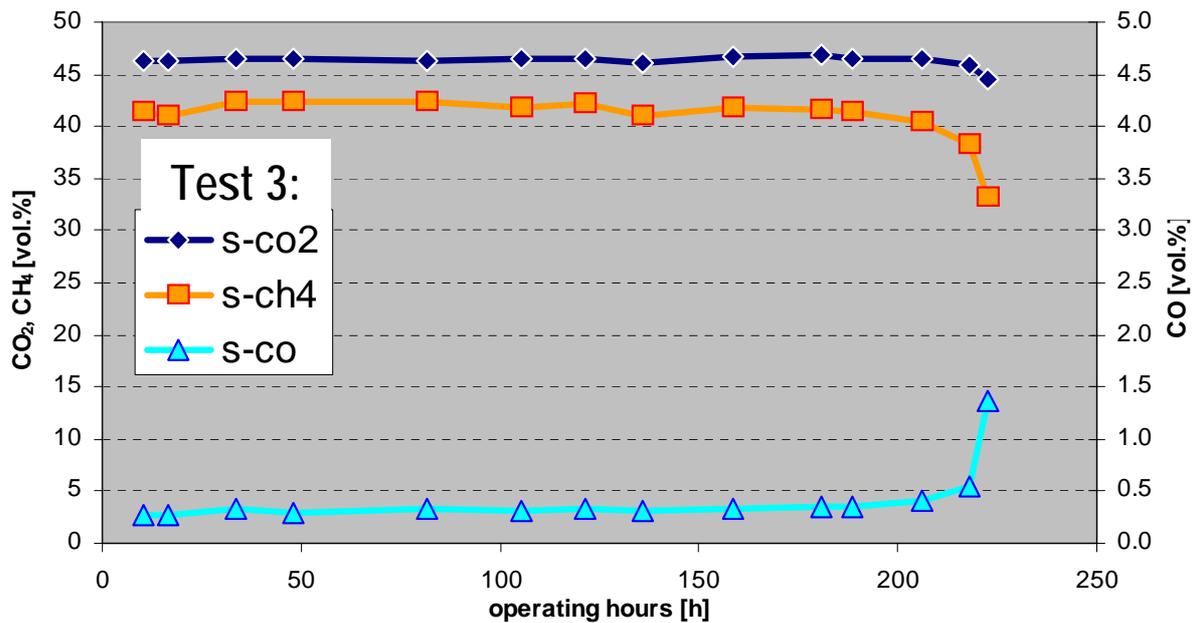


Abbildung 3-15: Konzentrationen bei Versuchslauf 3

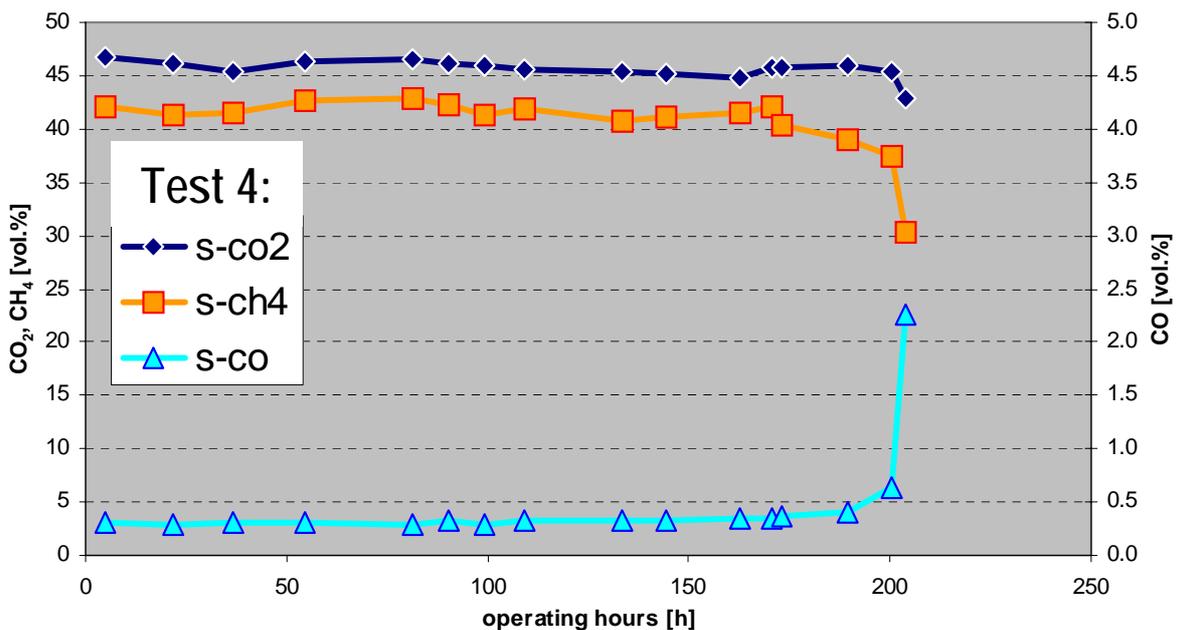


Abbildung 3-16: Konzentrationen bei Versuchslauf 4

Nach diesen Versuchen wurde die Gasreinigung verbessert, dennoch ergab sich immer eine Deaktivierung des Katalysators nach ca. 200 Stunden. Daraufhin wurde dieser Katalysatorverbrauch der Wirtschaftlichkeitsrechnung zugrunde gelegt und in weiteren Projekten wird versucht, den Katalysatorverbrauch zu vermindern.

Bei allen Versuchen lag der Umsatz in derselben Größenordnung. Der Umsatz bezogen auf die aromatischen Kohlenwasserstoffe (X_{BTN}) und auf das Kohlenmonoxid (X_{CO}) ist in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 3-13: Umsätze und Wirkungsgrad bei der Methanierung

H_2/CO	1.46
X_{BTN}	99.2 %
X_{CO}	98.5 %
η_{ch}	84.8 %

Der chemische Wirkungsgrad der Methanierung wurde nach folgender Formel berechnet:

$$\eta_{\text{ch}}^* = \frac{LHV_{\text{Methane out}} \cdot \dot{m}_{\text{Methane out}}}{LHV_{\text{Gas dry, tar loaded in}} \cdot \dot{m}_{\text{Gas dry in}}}$$

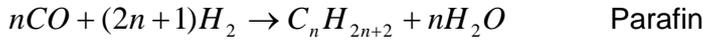
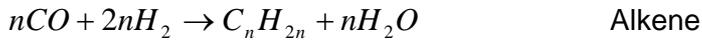
Ein wesentlicher Vorteil der Methanierung liegt darin, dass nicht nur CO zu Methan umgewandelt wird, sondern auch höhere Kohlenwasserstoffe, wie z.B. Benzol oder Naphthalin nahezu vollständig in Methan konvertiert werden. Somit muss die Gasreinigung nur Katalysatorgifte entfernen und die Teere werden, soweit sie andere Anlagenteile nicht stören, in der Methanierung ins gewünschte Produkt umgesetzt.

3.4.3 Flüssige Kraftstoffe (Fischer-Tropsch, FT)

3.4.3.1 Grundlagen

Die Fischer-Tropsch-(FT)Reaktion ist exotherm und die verschiedenen Produkte wie Gasförmige (C_{2-4}), Benzin (C_{5-11}), Diesel (C_{9-25}) und Wachs (C_{35-120}) hängen stark von den verwendeten Verfahren, Reaktortyp, Katalysatoren etc. ab. In der Folge sind die wichtigsten Reaktionen und die dabei entstehenden Produkte angeführt.





Für die FT-Reaktion ist ein H_2/CO Verhältnis von ca. 1,7 bei Eisenkatalysatoren und ca. 2,5 bei Kobaltkatalysatoren nötig. Die H_2/CO Rate des Biomasse-Kraftwerks beträgt ca. 1.5:1 bis 1.75:1. Die Versuche an der FT-Anlage werden zeigen, im welchen Maße die verschiedenen Reaktionen ablaufen.

Grundsätzlich erfolgt am Anfang der Aufbaureaktion zu kettenförmigen Kohlenwasserstoffen die Adsorption der Wasserstoff und Kohlenmonoxyd Moleküle an der Katalysatoroberfläche. Das Kettenwachstum beginnt mit der Spaltung des Kohlenmonoxyds und anschließender Addition des Wasserstoffs an den Kohlenstoff und separat an den Sauerstoff. Das Kettenwachstum erfolgt durch Anlagerungen von weiterem Kohlenmonoxid an der Katalysatoroberfläche mit anschließender Wasserstoffaddition. Anschließend erfolgt ein Kettenbruch und Desorption des Moleküls von der Katalysatoroberfläche.

Bei der ständigen Anfügung der H_2 -Atome an CO -Moleküle an der Katalysatoroberfläche können die H_2 -Atome entweder Methan bilden bzw. das Kettenwachstum beenden oder mit CO weiter reagieren und als Initiatoren für das Kettenwachstum handeln (Abbildung 3-17). Die Wachstumswahrscheinlichkeit α der Kette ist wiederum von der Temperatur, Druck, Katalysator, Synthesegaszusammensetzung etc. abhängig und ist durch das Anderson-Shulz-Flory (ASF) Modell (Abbildung 3-17) dargestellt.

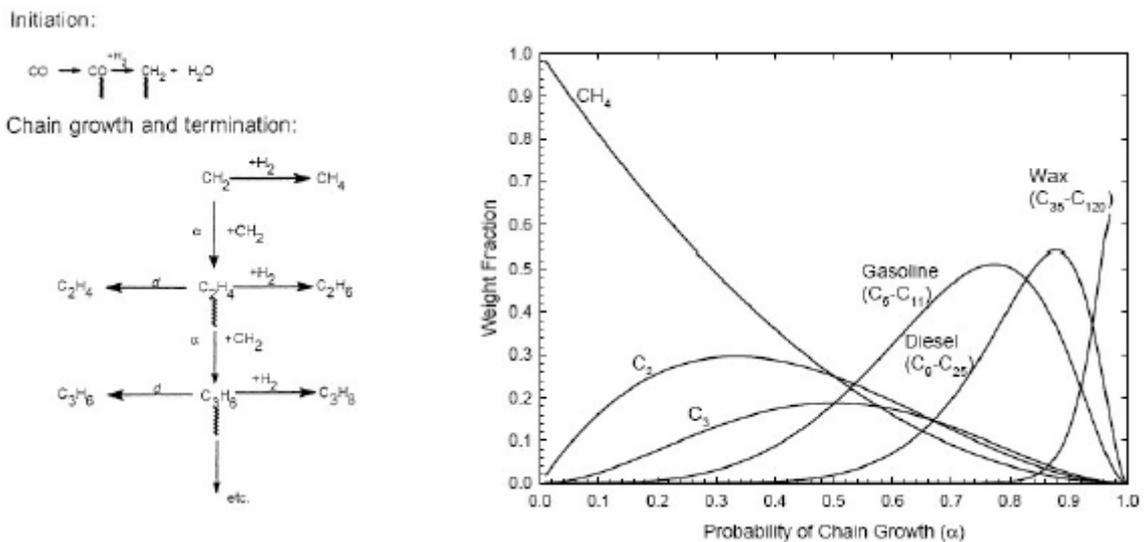


Abbildung 3-17: FT-Kettenwachstum und Anderson-Shulz-Flory (ASF) Modell

3.4.3.2 Fischer-Tropsch-Versuchsanlage

Das vom Biomasse-Kraftwerk Güssing erzeugte Synthesegas wird über eine begleitbeheizte 2"-Leitungen dem FT-Container mit einer Temperatur von ca. 70°C zugeführt. Über ein Magnetventil (MV-SG 1) gelangt das Synthesegas in die Reinigungsstufe 1 (SG-Wäscher). Hier werden Teer und Staubpartikel sowie im Synthesegas vorhandene Feuchte entfernt.

Nach der Entnahme aus dem Wäscher wird das Synthesegas über eine Gasuhr (GZ 1) gemessen und der Komprimierungsstufe 1 zugeführt. Zwei parallel geschaltete Membrankompressoren bringen das Synthesegas in einem Verteiler auf ca. 7 bar.

Über das Reduzierventil (RV-PS 1) wird ein konstanter Druck von ca. 6 bar eingestellt und das Synthesegas dem Pufferspeicher 1 (PS 1) zugeführt. Ein Rückschlagventil (RSV-PS 1) verhindert bei einem Defekt der Membrankompressoren einen Synthesegasaustritt. Danach gelangt das Synthesegas in die Komprimierungsstufe 2. Über ein Magnetventil (MV-MAX) wird der mit Luft betriebene Doppelkolbenkompressor (Maximator®) angesteuert und verdichtet das Synthesegas auf ca. 31 bar.

Flußdiagramm Fischer Tropfch Anlage

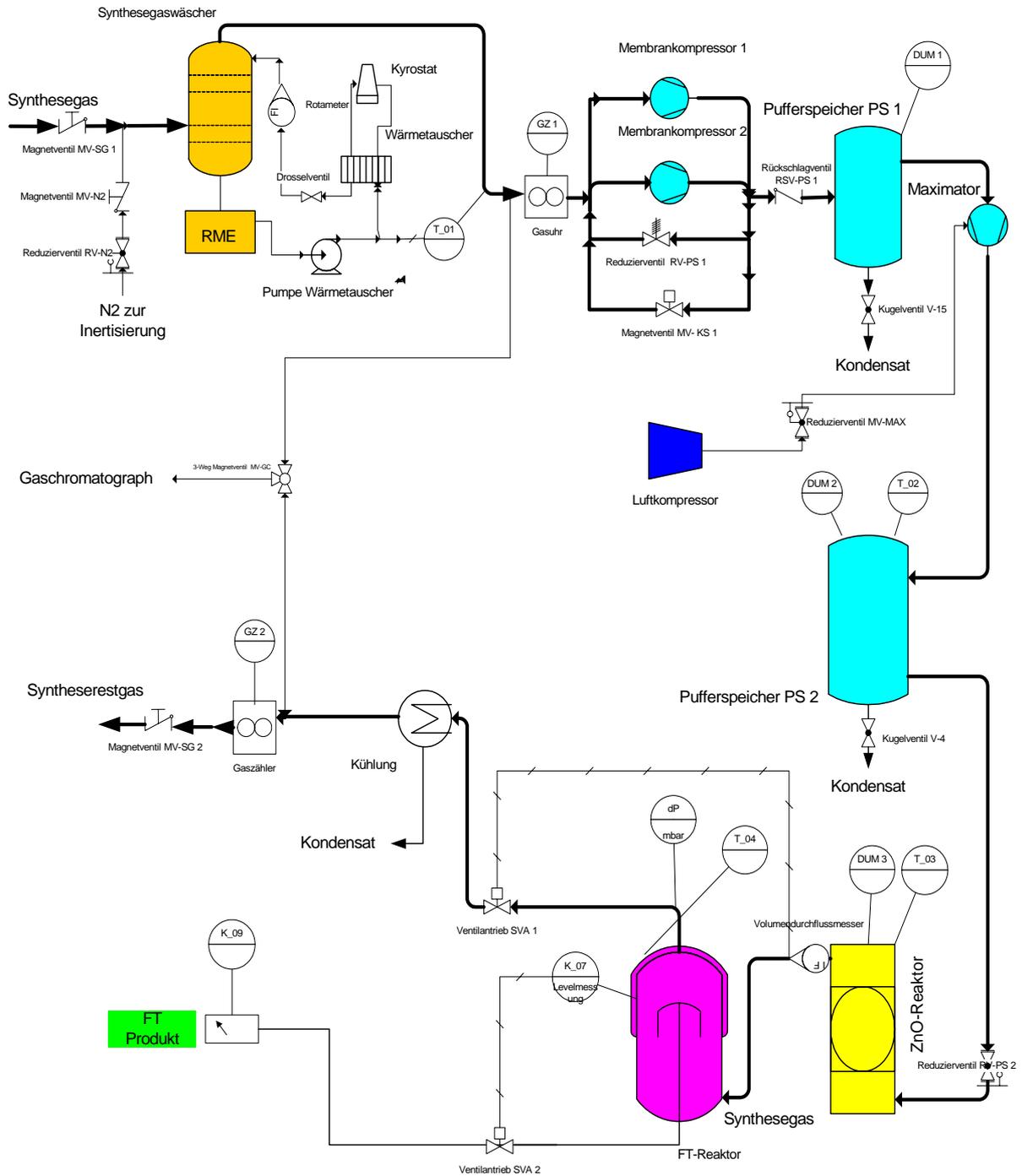
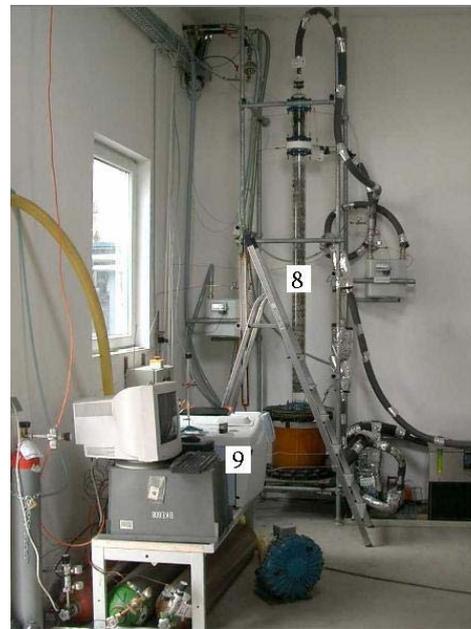
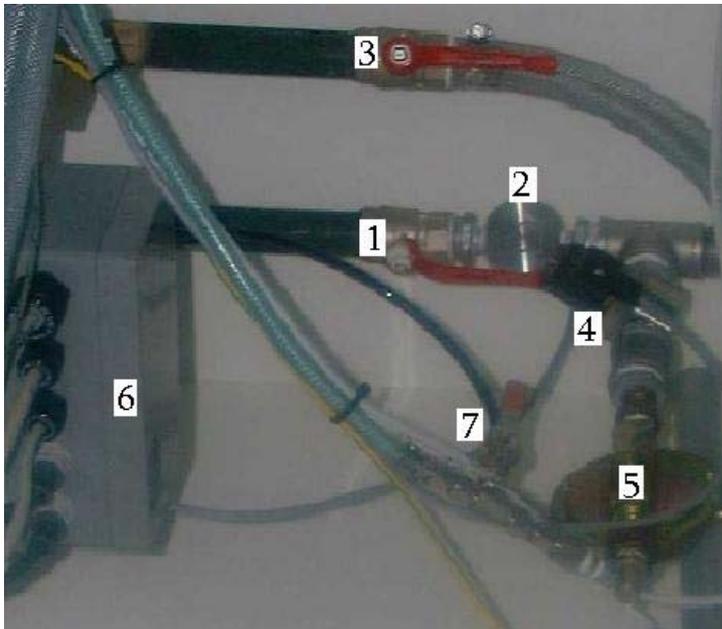


Abbildung 3-18: Fließschema der FT-Versuchsanlage

Mit dem Reduzierventil (RV-PS 2) wird ein Konstantdruck von 26 bar eingestellt und das Synthesegas dem Pufferspeicher 2 (PS 2) zugeführt. Da sich bei der Kompression das Synthesegas erwärmt und bei einer Abkühlung Wasser und Teere auskondensieren, werden sämtliche Leitungen mit einem Begleitheizband auf Temperatur gehalten. Die Begleitheizbänder PS 2 und dem ZnO-Reaktor bringen das Synthesegas annähernd auf die FT-Prozesstemperatur.

Vom PS 2 gelangt das Synthesegas in den ZnO-Reaktor. Dort wird es entschwefelt und strömt danach in den FT-Reaktor. Mit einem Schwebekörper-Durchflussmesser (SDM 1) und dem Ventilantrieb (SVA 1) wird der Volumenstrom für den FT- Prozess annähernd konstant gehalten.



1	Kugelventil Synthesegas Einlass	6	Thermostat Begleitheizung
2	Magnetventil MV-SG 1	7	Kugelventil Stickstoff
3	Kugelventil Synthesegas Auslass	8	Synthesegaswäscher
4	Magnetventil MV-N2	9	Gaschromatograph
5	Reduzierventil RV-N1		

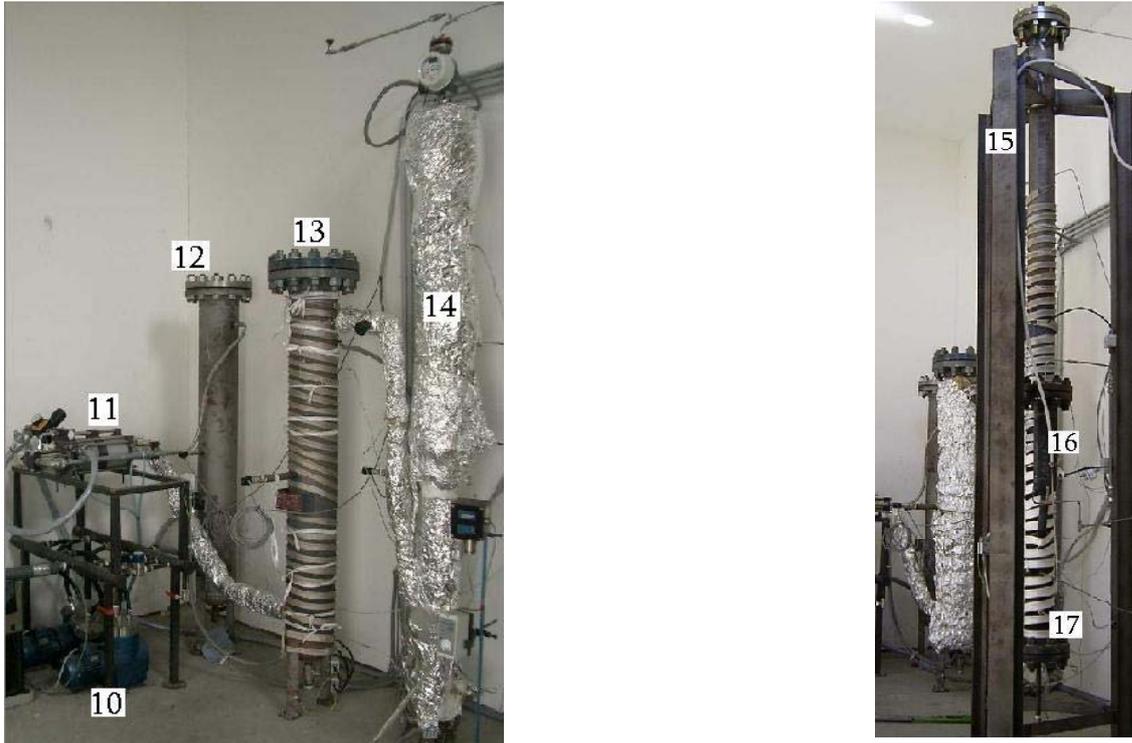


Abbildung 3-19: Bilder von der FT-Versuchsanlage

10	Kompressionsstufe 1	14	ZnO- Reaktor
11	Kompressionsstufe 2	15	FT-Reaktor
12	Pufferspeicher 1 (6 bar)	16	FT-Produkt Behältnis
13	Pufferspeicher 2 (30 bar)	17	Begleitheizband bis 900°C

Das Synthesegas durchströmt den FT-Reaktor und reagiert durch den innen liegenden Katalysator zu Kohlewasserstofffraktionen und Diesel. Über den Differenzdruckmesser (DDM 1) und den Ventilantrieb (SVA 2) wird das Produkt abgezogen. Das nicht reagierte Synthesegas wird abgekühlt und wieder mit einer Gasuhr (GZ 2) gezählt und anschließend über das Magnetventil (MV-SG 2) in die Synthesegastrückleitungen eingespeist.

Um die Synthesegasqualität zu überprüfen wird ein Gaschromatograph eingesetzt (GC). Die Proben werden bei den Gasuhren (nach dem Wäscher und nach dem FT-Prozess) entnommen und über ein Dreiwegeventil (MV-GC) wahlweise dem Gaschromatographen zugeführt.

Für Versuche (definierter Anfangszustand) sowie für die Sicherheit bei Wartungs- und Revisionsarbeiten muss die FT-Anlage frei von brennbarem Synthesegas sein. Dazu wird die FT-Anlage mit gasförmigem Stickstoff, der vom BMK bezogen wird, gespült. Über eine 8 mm Stickstoffleitung, ein Reduzierventil (RV-N1) und das Magnetventil (MV-N2) gelangt der Stickstoff in die FT-Anlage und strömt bei definierten Betrieb durch die FT- Anlage.

Die Steuerung und Regelung, Messwerterfassung und -anzeige der FT- Anlage wird über die FT- SW Version1 (NI LabView) realisiert.

In der Folge werden die Synthesegas-Kompression und der FT-Reaktor genauer dargestellt. Die Gasreinigung wurde bereits im Detail im Kapitel 3.4.1 ausführlich dargestellt und soll hier nicht wiederholt werden.

3.4.3.2.1 Kompressionsstufe 1

Mit zwei parallel geschalteten Membrankompressoren (Typ N1200 E und N1400) wird das Synthesegas in einem Verteiler (Rohrsystem aus 1" und 2" Stahlrohren in Leiterbauweise) eingebracht (Abbildung 3-20).

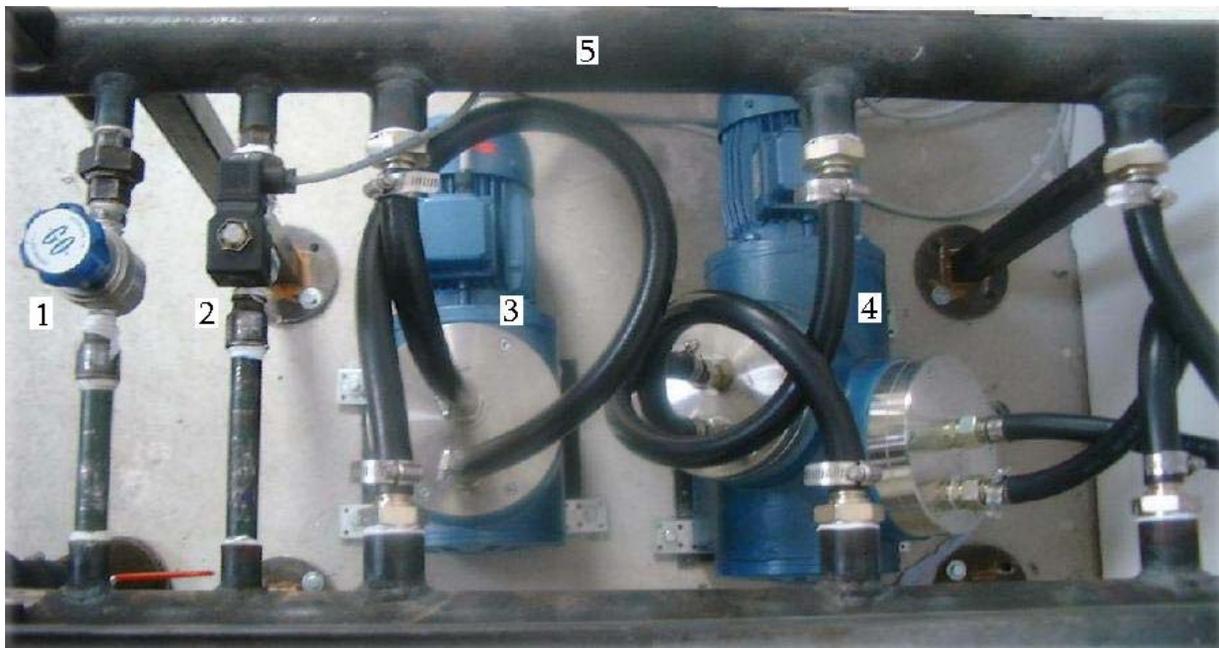


Abbildung 3-20: Membrankompressoren mit Rohrsystem der Kompressionsstufe 1

1	Reduzierventil RV-PS 1	4	Membrankompressor N1400
2	Magnetventil MV-KS 1	5	Leiterrahmen Rohrsystem
3	Membrankompressor N1200_E		

Da die Membrankompressoren nicht gegen einen Druck von ca. 1 bar anlaufen dürfen, wurde ein Magnetventil (MV-KS 1) eingebaut. Beim Einschalten der Kompressoren öffnet es sich und fällt nach 10 Sekunden wieder ab. Über das Reduzierventil (RV-PS 1) wird ein Druck von 6,5 bar für die Kompressionsstufe 2 eingestellt. Das Reduzierventil verhindert auch, dass die Membrankompressoren übermäßig belastet werden. Es öffnet bei mehr als 5,5 bar und das Synthesegas wird im Kreis des Rohrsystems gepumpt. Über eine Druckleitung gelangt das Synthesegas in den Pufferspeicher 2 (PS 2). Das Rückschlagventil mit Federbelastung (RSV-PS 1) am Pufferspeicher verhindert bei einem Defekt einen Druckanstieg im Wäscher, der damit vor Zerstörung gesichert ist.

3.4.3.2.2 Kompressionsstufe 2

Mit einem Maximator® Kompressor (MK 1), der nach dem Prinzip eines Druckübersetzers arbeitet, wird das Synthesegas auf 30 bar komprimiert. Dabei wird ein großer Luftkolben mit geringem Luftdruck beaufschlagt und wirkt auf einen kleinen Kolben mit großem Druck. Der Ausgangsdruck von 31 bar des Synthesegases ergibt sich aus dem über das Reduzierventil (MAX-REG) eingestellten Antriebsdruck von 4 bar (Übersetzungsverhältnis 1:10).

Ein großer Vorteil des Maximators® liegt darin, dass beim Erreichen des statischen Enddrucks ein Kräftegleichgewicht auf der Antriebs- und Hochdruckseite herrscht. Wird der Enddruck erreicht, bleibt der Kompressor stehen und verbraucht keine Druckluft mehr. Die für den Maximator®-Kompressor benötigte Druckluft wird über den stationären Luftkompressor GA 15FF geliefert (Abbildung 3-21). Die auf 6,5 bar komprimierte Luft wird anschließend in dem Druckluftbehälter (DLP 1) eingebracht. Mit dem Magnetventil (MV-MAX) wird der Maximator® über Druckluftleitungen angesteuert.

Über eine 8mm Edelstahlrohleitung wird das Synthesegas vom Maximator® in den Pufferspeicher eingebracht. Vom Pufferspeicher wird das Synthesegas über das Reduzierventil (RV-PS 2) mit 26 bar in den ZnO-Reaktor eingebracht und das H₂S, organischer Schwefel und HCl weitestgehend entfernt (siehe Punkt Adsorptions-Reaktor).

Da bei großen Temperaturunterschieden (starke Abkühlung) die Gefahr eines Auskondensierens von Wasser besteht und das Synthesegas eine hohe Prozesstemperatur benötigt, sind die Leitungen und Pufferspeicher mit Begleitheizbändern versehen. Um die Temperatur möglichst konstant zu halten und eine schnelle Abkühlung zu vermeiden, werden sämtliche Leitungen, Pufferspeicher und Reaktoren mit Glasfassermatten (G2000, 13mm, Textile C-/E-Glasfaser, 500°C/600°C) gut isoliert.



Abbildung 3-21: Maximator (rechts) und Luftkompressor (links)

1	Maximator® MK 1	3	Luftkompressor GA15FF
2	Reduzierventil MAX-REG	4	Druckluftbehälter DLP 1

3.4.3.2.3 Fischer-Tropsch-Reaktor

Im FT-Reaktor (FTR 1) findet die Synthese von Kohlenwasserstofffraktionen statt. Durch die Entstehung von hoher Reaktionswärme muss der FT-Reaktor gekühlt werden. Dafür wurde mit einem Abstand von 8 cm um den FT-Reaktor ein Lüftungskanal aus Stahlblech montiert, in dem von unten mit einem Gebläse (LG 2) Frischluft eingebracht wird. Über einen Abluftkanal, in dem eine Schwerkraftluftklappe (SK 1) eingebaut ist, gelangt die warme Luft nach außen. Die Steuerung des Gebläses erfolgt über einen Frequenzumformer. Der Lüftungskanal ist mit Glasfassermatten (G2000, 13mm, Textile C-/E-Glasfaser, 500°C/600°C) isoliert.

Zur Aufrechterhaltung der FT-Prozesstemperatur und zum Reduzieren der Katalysatoren werden um den FT-Reaktor Begleitheizbänder montiert, welche über einen Thyristorsteller (Typ GEFTRAN GTT 40) betrieben werden.

Das Synthesegas strömt seitlich unten mit einem definierten Volumendurchfluss in den FT-Reaktor ein. Damit sich im FT-Reaktor eine Strömung zwischen Slurry (in Wachs eingebrachter Katalysator) und dem Synthesegas einstellen kann, ist unmittelbar oberhalb des Synthesegaseinlasses ein Düsenboden (Abbildung 3-22) mit konischer Öffnung montiert. Ein konischer Aluminiumring presst die Kupferringdichtung gegen die Innenseite des Reaktors, damit das Synthesegas nur durch die Öffnung mit Filter strömen kann. Seitlich am FT-Reaktor sind insgesamt 15 Ausgänge mit Swagelok® Verschraubungen vorhanden, die wahlweise als Temperatur- oder Katalysatorpartikelmessstelle verwendet werden können.

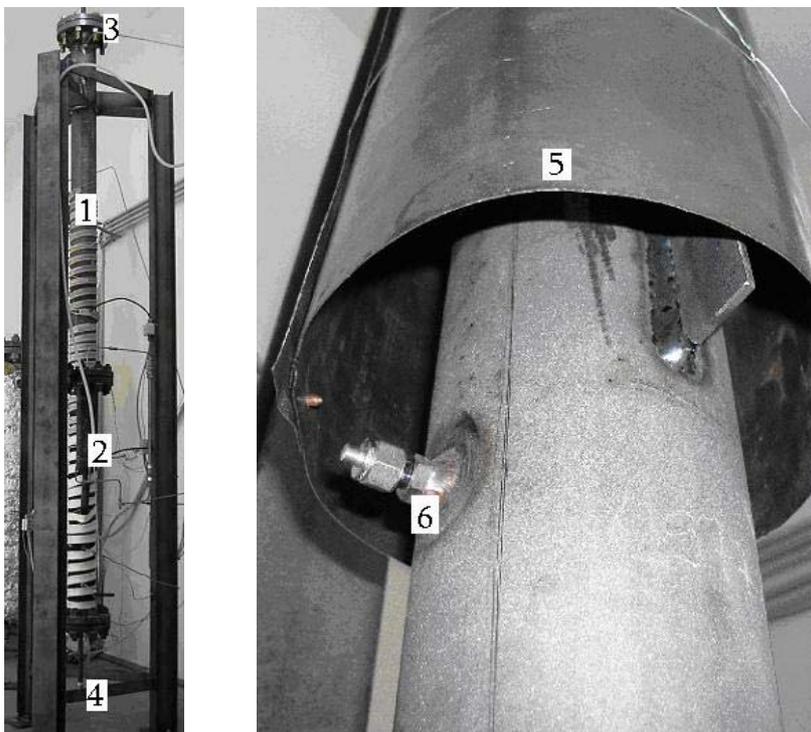


Abbildung 3-22: FT-Reaktor und Teil des Lüftungskanals

1	Begleitheizbänder	4	Kondensatablass
2	FT- Produkt Auslass	5	Teil des Lüftungskanals
3	Oben liegender Prozessflansch	6	Swagelok® Verschraubungen

Der FT-Produkt-Auslass befindet sich 20 cm oberhalb des Düsenbodens und mündet in ein FT-Produkt-Behältnis mit oben liegendem Prozessflansch (Abbildung 3-24). Damit der Katalysator nicht mit den FT-Produkten abgezogen wird, ist ein Filter (Filtereigenschaft $<1\mu\text{m}$) in das Behältnis eingebracht (Abbildung 3-24). Mit dem Differenzdruckmesser (DDM1) und der FT-SW wird der Ventilantrieb (SVA 2) gesteuert, durch den das FT-Produkt abgezogen wird und anschließend in einen Auffangbehälter für weitere Untersuchungen gelangt. Das nicht verbrauchte Synthesegas wird am oberen Ende des FT-Reaktors entnommen, abgekühlt und gelangt mit einer Temperatur von ca. 40°C in den BMK Kreislauf zurück.



Abbildung 3-23: Düsenboden mit Kupferdichtung und Metallfilter

1	Konuscher Aluminium Ring	3	Metallfilter
2	Kupferdichtung	4	Konusche Öffnung des Düsenbodens

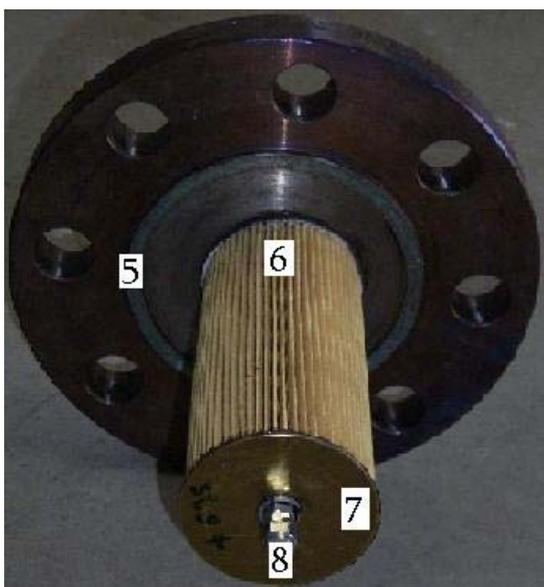


Abbildung 3-24: Partikelfilter für Katalysator und FT-Produkt-Auslass

5	Prozessflansch mit Dichtung	8	Filterverschraubung
6	Katalysatorpartikelfilter	9	FT- Produkt-Auslass
7	Messingabdeckplatte	10	FT-Reaktor mit Heizband

Für die ersten Untersuchungen wurde die FTS mit einer Produktionsleistung von ca. 0,5–1 l/h festgelegt und diese Anlage errichtet. Dies entspricht einer Produktgasmenge von ca. 10 Nm³/h.

Zur Bestimmung der Massen- und Energiebilanzen werden die Gaszusammensetzung vor und nach der FTS mittels Gaschromatographie und der Volumenstrom mittels Gasuhr gemessen. Die entstehenden flüssigen Produkte werden gewogen und mittels GC-MS auf ihre Bestandteile analysiert.

Alle Anlagenteile wurden ausgelegt, bestellt und aufgebaut. Die einzelnen Komponenten wurden getrennt auf ihre Funktionsfähigkeit getestet und teilweise adaptiert. Die Gastrocknung und Gaskompression auf 30 bar funktioniert wie geplant und absolvierte nach einigen Adaptierungen (z.B. Dichtungsmaterialien) über einen Testzeitraum von 50 Stunden den Betrieb ohne Störungen.

Bei der Gasreinigung stellen besonders die organischen Schwefelkomponenten ein Problem dar, da sie mit gebräuchlichen Katalysatoren oder Adsorbentien nicht entfernt werden konnten. Nach intensiver Diskussion mit mehreren Katalysatorherstellern wurde ein HDS-Katalysator gefunden, der die organischen Schwefelkomponenten in H₂S umwandelt. Dieses wird mittels ZnO-Adsorbens abgeschieden.

Der Fischer-Tropsch-Reaktor selbst wurde fertig designt, geliefert und Anfang Juni 2005 in Betrieb genommen. Nach einigen Änderungen, speziell im Gasverteilerboden und in der Filtration des FT-Produkts wurden bereits die ersten Liter an FT-Produkt erzeugt.

In den ersten 6 Monaten des Projekts wurden 4 FT-Katalysatoren (2 Katalysatoren auf Basis von Eisen und 2 Katalysatoren auf Basis von Kobalt als aktives Element) ausgewählt und in einer kleinen Laboranlage in der Universität Straßburg auf ihre Aktivität in Bezug auf FT-Synthese untersucht. Alle 4 ausgewählten Katalysatoren waren aktiv für die FT-Synthese, wobei die Eisenkatalysatoren eher niedrigere Kohlenwasserstoffe und die Kobaltkatalysatoren eher höhere Kohlenwasserstoffe produzierten. Die Produktverteilung ist in der Abbildung 3-25 dargestellt.

Aufgrund dieser Ergebnisse werden in der Anlage sowohl ein Eisen- als auch ein Kobaltkatalysator eingesetzt. Aufgrund des Preises der Katalysatoren wurde entschieden, dass die ersten Versuche mit dem Eisenkatalysator begonnen werden. Nach erfolgreichem Abschluss wird auch der Kobaltkatalysator in der Anlage in Güssing eingesetzt werden.

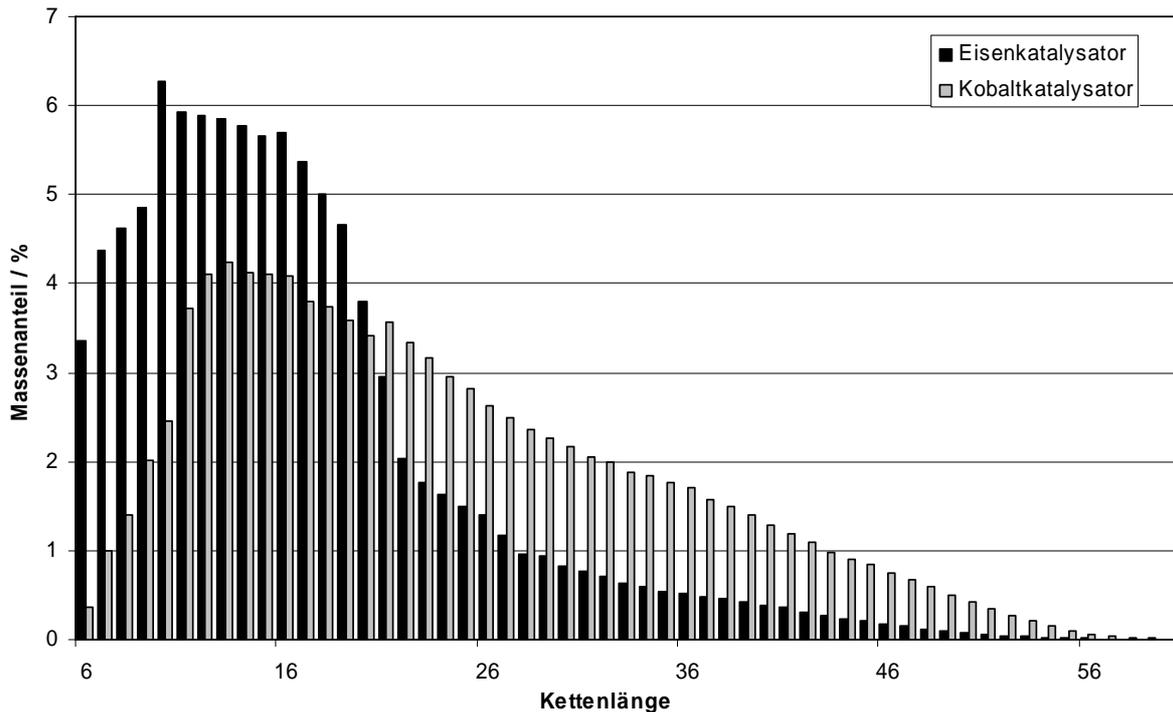


Abbildung 3-25: Produktverteilung im BioFiT in Abhängigkeit vom verwendeten FT-Katalysator

Parallel zu den Katalysatoruntersuchungen wurde die Gasreinigung und Gaskompression aufgebaut und in Betrieb genommen. Hier wurde auf die Ergebnisse der Methanierung Rücksicht genommen und bereits zu Beginn eine Entfernung der organischen Schwefelkomponenten eingebaut. Die Gasreinigung und Kompression funktioniert wie geplant und absolvierte bereits einen Dauerversuch von über 50 Stunden.

Als FT-Reaktor wird ein Slurryreaktor eingesetzt. Dieser hat laut Literatur den Vorteil, dass die Investitionskosten ca. 30 % geringer sind als ein Festbettreaktor. Im Slurryreaktor ist der Katalysator im FT-Produkt suspendiert und das Gas durchströmt den Reaktor von unten nach oben. Zur Auslegung des Reaktors wurde ein Kaltmodell aufgebaut, um die grundlegenden fluiddynamischen Eigenschaften dieses Reaktors zu untersuchen. Zusätzlich musste ein Messsystem entwickelt werden, um die Konzentration des Katalysators abhängig von der Höhe zu messen. Diese Arbeiten sind abgeschlossen und aufgrund der Messergebnisse wurde der Slurryreaktor ausgelegt.

Der FT-Reaktor wurde im Juni 2005 in Betrieb genommen. Nach dem ersten Versuch stellte sich heraus, dass der Gasverteilerboden gebrochen war und somit die Ergebnisse dieses Versuchs nicht verwendet werden können. Beim zweiten Versuch waren die Umsätze höher, aber es sind noch weitere Versuche notwendig, um eine größere FT-Anlage zu planen.

Der Umsatz an CO lag bei diesem Versuch bei 77 %. Die Produktverteilung war nahezu gleich wie bei den Laborversuchen an der Universität Straßburg. Nach der Destillation ergab sich die in Tabelle 3-14 dargestellte Produktverteilung:

Tabelle 3-14: Produktverteilung

Benzin / Kerosin	2 %
Diesel	25 %
Waxes	73 %

Bei den Waxes sind noch Anteile von der Erstbefüllung an Parafin vorhanden, sodass in Zukunft zu erwarten ist, dass sich die Verteilung zugunsten der Dieselfraktion verschiebt.

4 Detailangaben zu den Zielen der “Energiesysteme der Zukunft”

Das vorliegende Projekt erfüllt eine Reihe von Punkten, die sich die Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ zum Ziel gesetzt hat. Das Projekt behandelt die Entwicklung einer regionalen Energiezentrale, die in der Lage ist, eine möglichst breite Palette von biogenen Roh- und Reststoffen nachhaltig zu verwerten und möglichst eine Vielzahl der benötigten Dienstleistungen (Wärme, Strom, gasförmige und flüssige Energieträger) effizient, kostengünstig und zuverlässig zur Verfügung zu stellen.

Beispielhaft können folgende Punkte genannt werden:

- Durch den ausschließlichen Einsatz von erneuerbaren Energieträgern, die regional anfallen, wird ein Prinzip der Programmlinie „Energiesystem der Zukunft“ maßgeblich unterstützt.
- Bei der Realisierung derartiger regionaler Energiezentralen werden Arbeitsplätze in der Region geschaffen und weiters bleibt ein hoher Anteil an Wertschöpfung in der Region.
- Treibhausrelevante Emissionen werden durch den Einsatz regional verfügbarer nachwachsender Roh- und Reststoffe erheblich verringert.
- Die Versorgungssicherheit wird durch eine Vielzahl von dezentralen Anlagen, die den in der Region vorhandenen Brennstoff nutzen, deutlich erhöht.
- Das vorliegende Konzept zeichnet sich durch eine hohe Anpassungsfähigkeit (sowohl hinsichtlich des Einsatzstoffes als auch hinsichtlich der Menge und Art der Produkte) aus und kann daher an den jeweiligen örtlichen Bedarf angepasst werden.
- Es handelt sich hier um ein Modellprojekt, das innerhalb von einem Zeitraum von 5 Jahren (aufbauend in den weiteren Ausschreibungen) in einer vollständigen Demonstration münden wird, da bereits die Bereiche Wärme und Strom vorhanden sind.

Mit dem Projekt EZ-P4 wird in vielerlei Hinsicht den sieben Leitprinzipien für eine nachhaltige Entwicklung entsprochen. In der Folge sollen die sieben Leitprinzipien einzeln kurz angesprochen werden.

Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung

Durch die hohe Flexibilität des Konzepts wird eine hohe Anpassungsfähigkeit und damit eine hohe Nutzerorientierung erreicht. Weiters werden durch die Umwandlung von meist inhomogen in fester Form vorliegenden nachwachsenden Roh- und Reststoffen leitungsgebundene Energieträger mit hoher Energiedichte und gleich bleibender Qualität produziert und geliefert. Dies stellt einen wesentlichen Schritt in Richtung Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung dar.

Prinzip der Nutzung erneuerbarer Ressourcen

Durch den ausschließlichen Einsatz von biogenen nachwachsenden Roh- und Reststoffen ist dieser Punkt weitgehend erfüllt.

Effizienzprinzip

Dieses Prinzip wird auf mehrfache Weise erfüllt. Durch eine Optimierung der Prozesse mittels Prozesssimulation werden Schaltungen ermittelt, die die höchst mögliche energetische Effizienz aufweisen. Die bei der Produktion von gasförmigen und/oder flüssigen Energieträgern anfallenden Reststoffe (gasförmig, flüssig) werden prozessintern energetisch verwertet und möglichst geschlossene Kreisläufe angestrebt. Durch die kombinierte Erzeugung mehrerer Energieträger (Polygeneration) sind hohe Nutzungsgrade möglich. Durch die Nutzung von regional anfallenden nachwachsenden Brennstoffen entfallen Transportwege und die damit verbundenen energetischen Verluste und Umweltbeeinträchtigung.

Prinzip der Rezyklierfähigkeit

Aufgrund der ausschließlichen Verwendung von erneuerbaren Ressourcen ist dieser Punkt von geringerer Bedeutung. Nichtsdestotrotz ist bei der verwendeten Technologie eine kaskadische Nutzung der Biomasse vorgesehen. Es werden nur nachwachsende Rohstoffe verwendet, die keiner anderen als der thermischen Nutzung zugeführt werden können. Hochwertige Biomasse soll zunächst in den stofflichen Kreislauf eintreten (z.B. Möbelindustrie, Zellstoffindustrie) und nur die dabei anfallenden Reststoffe in der Energiezentrale verwertet werden.

Prinzip der Einpassung, Flexibilität, Adaptionfähigkeit und Lernfähigkeit

Die vorgesehene regionale Energiezentrale ist nach dem Prinzip der höchst möglichen Flexibilität und Anpassbarkeit an den jeweiligen Einsatzfall konzipiert. Dies betrifft sowohl die einsetzbaren Brennstoffe als auch die erzeugbaren Produkte. Weiters können nicht bloß die Mengen von gasförmigen und/oder flüssigen Energieträgern variiert werden. So kann beispielsweise anstelle der Fischer-Tropsch-Synthese genauso eine Methanolsynthese vorgesehen werden, wenn der Bedarf gegeben ist. Damit ist auch genug Spielraum vorhanden, um künftigen Entwicklungen folgen zu können.

Prinzip der Fehlertoleranz und Risikovorsorge

Durch die regionale Anordnung und die Verwendung lokal vorhandener Ressourcen ist ein hohes Maß an Versorgungssicherheit gegeben. Weiters handelt es sich bei den produzierten

Energieträgern primär um leitungsgebundene Energieformen (Wärme, Strom, gasförmige Energieträger), die in ein Netz einspeist werden. Durch dieses Versorgungsnetz ergibt sich eine zusätzliche Sicherheit, wodurch die Versorgung auch bei Ausfall einer Anlage weiterhin gegeben ist.

Prinzip der Sicherung von Arbeit, Einkommen und Lebensqualität

Durch das vorliegende Projekt werden in verschiedenen Bereichen (Landwirtschaft, Anlagenbau, Energieversorgung, Forschung, etc.) neue Arbeitsplätze in den Regionen geschaffen. Durch die Verwendung von erneuerbaren Energieträgern wird der Ausstoß von CO₂ verringert. Weiters wird durch die Veredelung fester Energieträger in primär komfortable leitungsgebundene ein Beitrag zur Erhöhung der Lebensqualität der Menschen geleistet.

5 Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen

Die zentrale Idee des Projekts ist die gekoppelte Erzeugung von mehr als zwei Produkten aus biogenen Roh- und Reststoffen in einer Anlage. Im konkreten Fall werden Wärme, Strom, synthetisches Erdgas (BioSNG) und/oder Fischer-Tropsch-Kraftstoff (BioFiT) aus Biomasse betrachtet. Im Rahmen des Projekts wurden Anlagenkonfigurationen entwickelt und sowohl techno-ökonomische Abschätzungen als auch experimentelle Entwicklungsarbeiten durchgeführt.

Die Erzeugung der oben angeführten Produkte hat unterschiedlichen Entwicklungsstand, sodass der Schwerpunkt der Arbeiten primär auf den erforderlichen Entwicklungsbedarf ausgerichtet wurde. Die gekoppelte Erzeugung von Wärme und Strom steht heute bereits kommerziell zur Verfügung, sodass hier der Stand der Technik herangezogen und keine wesentliche Weiterentwicklung durchgeführt wurde. Sowohl die Erzeugung von BioSNG als auch von BioFiT bedarf noch erheblicher Entwicklungsanstrengungen, sodass der Schwerpunkt der experimentellen Untersuchungen auf diese beiden Produkte gerichtet wurde.

Aus den erzielten Projektergebnissen können eine Reihe von Schlussfolgerungen abgeleitet werden, die in der Folge zusammenfassend dargestellt werden.

■ **Polygeneration stellt eine hocheffiziente und flexible Form der thermischen Nutzung von Biomasse dar**

Sowohl für die Erzeugung von Wärme, Strom und BioSNG als auch für den Fall von Wärme, Strom und BioFiT konnten optimierte Anlagenschaltungen entwickelt werden. In allen Fällen ergibt sich eine deutlich höhere Brennstoffausnutzung als dies für eine reine BioSNG- oder reine BioFiT-Erzeugung möglich wäre. Weiters konnte gezeigt werden, dass eine Variation der erzeugten Mengen der Produkte in bestimmten Grenzen möglich ist, wodurch eine in bestimmten Grenzen flexible Produktion im Sinne einer Maximierung des Gewinns möglich sein wird.

■ **Die Erzeugungskosten für die synthetischen Produkte liegen in moderater Höhe auch schon bei Brennstoffwärmeleistungen im Bereich von ca. 30 MW**

Bei der Berechnung der Erzeugungskosten der synthetischen Produkte wurden Österreichische Rahmenbedingungen angenommen. Dies gilt insbesondere für die Brennstoffkosten (Hackgut) als auch für die Investitions-, Betriebskosten und den Kapitaldienst. Für den Wärmeverkauf wurden übliche Marktpreise und für den Stromverkauf die Tarife des Ökostromgesetzes aus dem Jahr 2004 unterstellt. Unter diesen Rahmenbedingungen konnten für BioSNG Erzeugungskosten von ca. 0,7 bis 0,8 €/m³ und für BioFiT ca. 1 €/Liter ermittelt werden.

Die Berechnungen wurden für eine Anlagengröße von 30 MW Brennstoffwärmeleistung durchgeführt, da diese Größe einerseits für die Brennstofflogistik gut realisierbar ist und

andererseits die Wärmeabnahme noch sinnvoll gewährleistet werden kann. Andere Studien, insbesondere für die Produktion von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen, gehen meist von deutlich größeren Anlagenleistungen von bis zu 1 GW aus und kommen auf ähnliche Größenordnungen für die Erzeugungskosten. Jedoch ist dann das Prinzip der Polygeneration kaum noch sinnvoll realisierbar.

■ **Im Bezug auf die Erzeugung von BioSNG ist genügend Know-how für die Errichtung einer Demonstrationsanlage verfügbar.**

Der Entwicklungsstand für die Produktion von BioSNG (Synthetic Natural Gas) aus Biomasse über den Weg der Synthesegaserzeugung ist nach Beendigung dieses Projekts so weit fortgeschritten, dass als nächster Schritt der Bau einer Demonstrationsanlage möglich ist. Im Rahmen dieses Projekts konnten bereits Langzeittests durchgeführt werden, die zwar noch neue Erkenntnisse brachten, aber durchaus als erfolgreich eingestuft werden können.

Daher wurde ein EU-Demonstrationsprojekt eingereicht und auch bereits bewilligt. Dieses EU-Projekt wird voraussichtlich Anfang 2006 gestartet und wird 3 Jahre in Anspruch nehmen. Die Leistung dieser BioSNG-Produktion wird ca. 1 MW (ca. 100 m³/h BioSNG) betragen und mit einem Teilstrom der Anlage in Güssing bzw. der neu zu errichtenden Anlage in Oberwart betrieben werden. Die Nutzung des Gases erfolgt einerseits durch die Errichtung einer Tankstelle im mobilen Bereich und andererseits soll das BioSNG in das existierende Erdgasnetz eingespeist werden.

■ **Bei der Erzeugung von BioFIT sind noch weitere grundlegende Forschungsarbeiten, insbesondere die Entwicklung und Ertüchtigung einzelner Komponenten erforderlich**

Anders sieht die Situation bei der Produktion von Fischer-Tropsch-Kraftstoffen (BioFIT) aus. Hier konnten im Rahmen des Projekts erste Mengen an BioFIT produziert werden, jedoch ist noch nicht genügend Know How vorhanden, um ein Upscale durchführen zu können. Der weitere Entwicklungsbedarf liegt einerseits in der Gasreinigung, insbesondere bei der noch ungenügenden Schwefelabscheidung, und andererseits bei der Fischer-Tropsch-Synthese selbst. Daher sind hier noch weitere grundlegende Forschungsarbeiten notwendig, die zur Entwicklung und Ertüchtigung der genannten Anlagenkomponenten führen werden.

6 Ausblick/Empfehlungen

Aufgrund der viel versprechenden Ergebnisse dieses Projekts sowohl in technischer als auch ökonomischer Sicht soll die Entwicklung einer Energiezentrale mit Polygeneration (EZ-P4) zügig weiter vorangetrieben werden. Als nächster Schritt sind die Optimierung und die Erüchtigung einzelner Komponenten insbesondere bei der Fischer-Tropsch-Synthese erforderlich. Danach sollte die Errichtung einer Demonstrationsanlage unter Einbeziehung von Bio-FiT ohne größere Risiken möglich sein. In dieser Phase ist geplant, auch Firmen mit Know-how im Bereich der Kraftstoffherstellung mit in das Projektteam aufzunehmen.

Diese drei Stufen in der Projektdurchführung, wie sie auch schon im Projektantrag skizziert wurden und auch der Vorgangsweise von Projekten im Rahmen von „Energiesysteme der Zukunft“ voll entsprechen, sollen hier nochmals auf Basis der neuen Ergebnisse des hier durchgeführten Projekts aktualisiert dargestellt werden (Tabelle 6-1).

Tabelle 6-1: Durchführung des Projekts bis hin zur Demonstration

1. Stufe	Technisch-ökonomische Verfahrensevaluierung, Erarbeitung von fehlenden Grundlagen im Labormaßstab	Dieses EdZ Projekt 2004/2005
2. Stufe	Grundlegende Untersuchungen, Entwicklung und Test wichtiger Komponenten für eine Demonstrationsanlage	Folgeprojekt EdZ 2006/2007
3. Stufe	Demonstration der Energiezentrale mit Wärme, Strom und BioSNG Produktion Demonstration der Energiezentrale mit vier Produkten (EZ-P4) in Güssing oder an einem anderen geeigneten Standort	EU-Demo-Projekt 2006/2008 Folgeprojekt EdZ 2008/2010

Bereits in der zweiten Stufe des Projekts ist geplant, das Projektteam so zu erweitern, dass auch im Hinblick auf die Demonstration alle notwendigen Industrie- und Wirtschaftsbereiche im Projekt vertreten sind. Daher wird das Projektteam in jedem Fall mit Firmen mit Know-how im Bereich der Kraftstoffherstellung und Kraftstoffvertrieb erweitert werden.

7 Literatur

7.1 Referenzen

- Adesina, A. A.: *Hydrocarbon Synthesis via Fischer-Tropsch Reaction: Travails and Triumphs*, Applied Catalysis A: General, 138, 1996
- Boerrigter, H.: *ThermalNet, Task 2G – Transportation Fuels*, ECN report C-06-019, Third ThermalNet Meeting, Lille, France, 3–5 April 2006
- Bolhár-Nordenkamp, M., Fürnsinn, S., Hofbauer, H.: *Exergetische Analyse und Bewertung von Gasreinigungsverfahren zur Staub- und Teerabscheidung aus Produktgas der thermo-chemischen Umwandlung*, Energetische Nutzung von Biomasse 'Velen VI', 19.–21. April 2004, Velen/Westfalen, 2004
- Bolhár-Nordenkamp, M.: *Techno-Economic Assessment on the Gasification of Biomass on the Large Scale for Heat and Power Production*, Dissertation, TU Wien, 2004
- Bolhár-Nordenkamp, M., Hofbauer, H.: *Biomass Gasification Combined Cycle Thermodynamic Optimisation using Integrated Drying*, ASME Turbo Expo 2004: Power for Land, Sea, and Air, Wien, 2004
- Bridgwater, A. V.: *The Technical and Economic Feasibility of Biomass Gasification for Power Generation*, Fuel, 74/5, 1995, S. 631–653
- Dry, M. E.: *High Quality Diesel via the Fischer-Tropsch Process – a Review*, Journal of Chemical Technology and Biotechnology, 77, 2001
- Dry, M. E.: *Practical and Theoretical Aspects of the Catalytic Fischer-Tropsch Process*, Applied Catalysis A: General, 138, 1996
- Dry, M. E.: *Present and Future Applications of the Fischer-Tropsch Process*, Applied Catalysis A: General, 276, 2004
- Espinoza, R. L.: Steynberg, A. P., Jager, B., Vosloo, A. C., *Low Temperature Fischer-Tropsch Synthesis from a Sasol Perspective.*, Applied Catalysis, A: General, 186, 1999
- Europäische Kommission (Directorate General Science Research and Development), *Biomass Conversion Technologies: Achievements and Prospects for Heat and Power Generation*, 1998
- Fürnsinn, S.: *Interdisziplinäre Bewertung von Prozessinnovationen – Technische und Wirtschaftliche Bewertungskriterien in der chemischen Energietechnik*, Diplomarbeit, TU Wien, 2004

- Hamelinck, C. N., Faaij, A. P. C., den Uil, H., Boerrigter, H.: *Production of FT Transportation Fuels from Biomass; Technical Options, Process Analysis and Optimisation, and Development Potential.*, Energy, 29, 2004
- Hofbauer, H., Rauch, R., Bosch, K., Koch, R., Aichernig, C.: *Biomass CHP Plant Güssing – A Success Story*, Expert Meeting on Pyrolysis and Gasification of Biomass and Waste, October 2002, Strasbourg, France
- Meshcheryakov, V. D., Kirillov, V. A.: *Analyzing Biomass Conversion into Liquid Hydrocarbons*, Theoretical Foundations of Chemical Engineering (Translation of Teoreticheskie Osnovy Khimicheskoi Tekhnologii), 36/5, 2002, S. 466–471
- Pitcher, K. F., Paterson, B., Weekes, A., Neergaard, M., Stahl, K.: *Progress Achieved in BIGCC Projects and Prospects for the Future*, European RE Conferences 2001/2002, 17.–21. Juni 2002, Amsterdam, 2002, 71–76
- Pröll, T.: *Potenziale der Wirbelschichtdampfvergasung fester Biomasse - Modellierung und Simulation auf Basis der Betriebserfahrungen am Biomassekraftwerk Güssing*, Dissertation, TU Wien, 2004
- Schuster, G.: *Einsatz der Prozesssimulation zur Bewertung umweltrelevanter Entwicklungen in der thermischen Kraftwerkstechnik*, Dissertation, TU Wien, 2000
- SimTech: *IPSEpro User Documentation*, Graz, 2001
- Tijmensen, M. J. A., Faaij, A. P. C., Hamelinck, C. N., van Hardeveld, M. R. M.: *Exploration of the Possibilities for Production of Fischer Tropsch Liquids and Power via Biomass Gasification.*, Biomass and Bioenergy, 23, 2002

7.2 Im Rahmen des Projekts erstellte Publikationen

- [P1] *Energiezentrale zur Umwandlung von biogenen Roh- und Reststoffen einer Region in Wärme, Strom, BioSNG und flüssige Kraftstoffe*, 1. Zwischenbericht, 30/09/2004
- [P2] *Energiezentrale zur Umwandlung von biogenen Roh- und Reststoffen einer Region in Wärme, Strom, BioSNG und flüssige Kraftstoffe*, 2. Zwischenbericht, 31/03/2004
- [P3] Goritschnig, M.: *Aufbau einer Niedertemperatur-Fischer-Tropsch-Demonstrationsanlage unter der Verwendung eines Slurry Reaktors*, Diplomarbeit, Fachhochschule Technikum Kärnten, 2005
- [P4] Stutterecker, W.: *Construction and Start Up of a Slurry Fischer-Tropsch Synthesis*, Diplomarbeit, Fachhochschule Pinkafeld, 2005
- [P5] Kramreiter, R.: *Hochtemperaturadsorption von H₂S und HCl aus dem Produktgas einer Biomassevergasungsanlage für eine Brennstoffzelle*, Diplomarbeit, TU Wien, 2004

- [P6] Faro, C.: *Low Temperature Removal of Chlorine and Sulphur in the FICFB Gasification Process*, Diplomarbeit, TU Wien, 2004
- [P7] Fürnsinn, S., Ripfel, K., Rauch, R., Hofbauer, H.: *Diesel aus Holz – die Fischer-Tropsch Synthese als zukunftsweisende Technologie zur Gewinnung flüssiger Brennstoffe aus Biomasse*, IEWT 2005, Vienna, AT
- [P8] Hofbauer, H.: *Polygeneration*, Vortrag im Rahmen der European Conference and Cooperation Exchange on Sustainable Energy Systems for Buildings and Regions 2005, Wien, 6. Oktober 2005
- [P9] Hofbauer, H.: *Circulating Fluidized Bed Steam Gasification*, Vortrag und Paper in Rahmen der 14th European Biomass Conference and Exhibition, 17–21 October 2005, Paris, France
- [P10] O'Carroll, A-M., Fürnsinn, S., Ripfel, K., Rauch, R., Ward, S.; Hofbauer, H.: *Evaluation of the Biomass-based Production of Synthetic Fuels via Steam Gasification and Fischer-Tropsch Synthesis*, Vortrag und Paper in Rahmen der 14th European Biomass Conference and Exhibition, 17–21 October 2005, Paris, France
- [P11] M. Seemann, S. Biollaz, S. Stucki, M. Schaub, Ch. Aichernig, R. Rauch, H. Hofbauer, R. Koch, *Methanation of Biosyngas and Simultaneous Low-temperature Reforming: First Results of Long Duration Tests at the FICFB Gasifier in Güssing*, Vortrag und Paper in Rahmen der 14th European Biomass Conference and Exhibition, 17–21 October 2005, Paris, France
- [P12] O' Carrol A. M., *Evaluation of the Biomass-based Production of Synthetic Fuels via Steam Gasification and Fischer-Tropsch Synthesis*, Diplomarbeit, TU Wien, 2005
- [P13] O' Brian, N., *Development of Scaling Criteria and Measurement Techniques from a Cold Flow Model to a Slurry Bubble Column Reactor (SBCR)*, Diplomarbeit, TU Wien, 2005