

Aufbau eines lokalen Biogasnetzes in Güssing

Technisches und wirtschaftliches Konzept zur Realisierung

R. Koch

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

9/2010

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>

Aufbau eines lokalen Biogasnetzes in Güssing

Technisches und wirtschaftliches
Konzept zur Realisierung

Ing. Reinhard Koch, DI (FH) Markus Koch,
DI Hartmut Haaf, Michaela Vankova
Biomassekraftwerk Güssing GmbH & Co KG

Günther Glatter
Güssinger Fernwärme GmbH

DI Dr. Hermann Hofbauer,
DI Dr. Reinhard Rauch, DI Michael Url
TU Wien

DI Dr. Richard Zweiler, DI (FH) Gerald Peischl,
Güssing Energy Technologies GmbH

Ing. Joachim Hacker, DI Manfred Hotwagner, DI Katalin Bödi
EEE

Güssing, Dezember 2009

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:

1.	Kurzfassung / Abstract	7
2.	Projektabriss.....	11
2.1.	Ausgangssituation/Motivation.....	11
2.2.	Inhalte und Zielsetzungen	12
2.3.	Methodische Vorgehensweise.....	13
2.4.	Ergebnisse und Schlussfolgerungen	14
2.5.	Ausblick	15
3.	Einleitung.....	16
3.1.	Allgemeine Einführung in die Thematik	16
3.2.	Beschreibung der Vorarbeiten zum Thema.....	18
3.3.	Fokus/Schwerpunkte der Arbeit.....	19
3.4.	Einpassung in die Programmlinie	20
3.5.	Kurzbeschreibung des Aufbaus des Endberichtes	21
4.	Ziele des Projektes	22
5.	Inhalte und Ergebnisse des Projektes	24
5.1.	Projektmanagement (Öffentlichkeitsarbeit).....	24
5.2.	Technische Realisierbarkeit eines lokalen Biogasnetzes	25
5.2.1.	Technische Komponenten	25
5.2.2.	Trassenfindung am Beispiel Güssing	38
5.2.3.	Qualitätsanforderungen an das Produkt Biogas	45
5.2.4.	Verfügbarkeit und Speicherung	49
5.2.5.	Anforderungen an Endverbrauchergeräte (Gaskessel und Gasthermen)	54
5.3.	Wirtschaftlichkeitsberechnungen von Biogasnetzen	58
5.3.1.	Wirtschaftlichkeit eines lokalen Biogasnetzes am Beispiel Güssing	58
5.4.	Vergleich Biogasnetz - Fernwärmenetz.....	70
5.5.	Rechtliche und sozioökonomische Gesichtspunkte.....	72
5.5.1.	Bestehende Richtlinien und künftige Entwicklungen	72
5.5.2.	Betreibermodelle.....	79
5.5.3.	Synergieeffekte.....	100
6.	Detailangaben in Bezug auf die Ziele der Programmlinie	106
6.1.	Beitrag zum Gesamtziel der Programmlinie und den sieben Leitprinzipien	106
6.2.	Einbeziehung der Zielgruppen.....	107

6.3.	Beschreibung der Umsetzungspotentiale	108
6.4.	Potential für Demonstrationsvorhaben	108
7.	Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen	109
8.	Ausblick/Empfehlungen	111
9.	Abbildungsverzeichnis.....	117
10.	Tabellenverzeichnis.....	117
11.	Anhang	121

1. Kurzfassung / Abstract

In der Stadt Güssing wurde die Energieversorgung bereits auf erneuerbare Rohstoffe umgestellt. Dieses Modellsystem baut vor allem auf dezentrale Energieversorgung und wird nun auf den Bezirk ausgeweitet. Durch einen Mix verschiedener Technologien soll die Energieversorgung möglichst effizient und an lokale Gegebenheiten angepasst erfolgen. Vorgegangene Studien in dieser Programmlinie haben ergeben, dass sich für die dezentrale Energieversorgung einer ländlichen Region nicht zuletzt aufgrund der vorhandenen landwirtschaftlichen Produkte insbesondere Biogasanlagen anbieten. Es hat sich aber auch gezeigt, dass Biogasanlagen bei nicht gegebener Wärmeabnahme bald an die Grenzen ihrer Effizienz und somit auch ihrer Wirtschaftlichkeit stoßen. Vor allem in ländlichen, dünn besiedelten Gebieten wird der Einsatz der Biogastechnologie und letztlich auch die Energieversorgung auf Basis erneuerbarer Energieträger dadurch stark limitiert.

Ziel dieses Projektes ist es daher die Biogastechnologien auch im ländlichen Raum noch effizienter einsetzen zu können. Durch die Einspeisung von Biogas in ein lokales Gasnetz werden Biogasanlagen unabhängiger von den Faktoren Wärmeabnahme und Transport – die vor allem in peripheren Gebieten kritisch sind - und Wirkungsgrad, Wirtschaftlichkeit und Effizienz von Biogasanlagen können dadurch erhöht werden. Ebenso könnte durch die Nutzung von überschüssigem Gas die Effizienz bestehender Biogasanlagen gesteigert werden.

Im Rahmen des vorliegenden Konzeptes wurden daher neue Alternativen für dezentrale Regionen entwickelt, um lokale Ressourcen in ein Energiesystem einbinden und die Wertschöpfung dadurch in der Region belassen zu können. Die technische Umsetzbarkeit eines lokalen Biogasnetzes wurde untersucht. Auch das Zusammenwirken der technischen Komponenten wurde analysiert. Weiters wurden Berechnungen der wirtschaftlichen Umsetzbarkeit des Güssinger Biogasnetzes durchgeführt und die rechtliche Umsetzbarkeit geprüft, zusätzlich wurde ein Vergleich zwischen Biogasnetzen und Fernwärmenetzen angestellt.

Die Untersuchung des lokalen Biogasnetzes erfolgt in vier Arbeitspaketen: Neben dem Arbeitspaket Projektmanagement und Öffentlichkeitsarbeit, das über die ganze Projektdauer von 18 Monaten gelaufen ist, wurden in den ersten Projektmonaten die technische Realisierbarkeit eines solchen Biogasnetzes hinsichtlich technischer Komponenten, möglicher Trassen, Qualitätsanforderungen an das Biogas, Verfügbarkeit und Anforderungen an Endverbrauchergeräte untersucht. In einem weiteren Arbeitspaket wurde im zweiten Drittel der Projektlaufzeit die Wirtschaftlichkeit von Biogasnetzen generell und eines Biogasnetzes in Güssing im speziellen berechnet und mit der Wirtschaftlichkeit herkömmlicher Fernwärmenetze verglichen. Ebenso wurden gegen Ende des Projektes rechtliche und sozioökonomische Gesichtspunkte analysiert.

Als Ergebnis liegen die erforderliche Komponenten, Trassen- und Qualitätsanforderungen sowie Anforderungen an Endgeräte für lokale Biogasnetze vor. Ebenso liegen Aussagen

über die Wirtschaftlichkeit von Biogasnetzen sowie ein Vergleich zur Wirtschaftlichkeit von Fernwärmenetzen vor. Relevante Richtlinien und künftigen Entwicklungen, mögliche Betreibermodelle und Synergieeffekte sind ebenfalls Ergebnisse des Projektes. Nicht zuletzt ist ein konkretes Beispielkonzept für ein lokales Biogasnetz in Güssing zur Erweiterung des bestehenden Energiesystems ein Ergebnis des Projektes.

Ein lokales Biogasnetz in Güssing würde aber nicht nur Vorteile in der Versorgung dezentraler Lagen bieten. Für die Ansiedlung von Betrieben ist das Bereitstellen von Energieinfrastruktur entscheidend, der Ausbau des in Güssing bestehenden Fernwärmenetzes ist aber oft sehr kostspielig und mit Verlusten verbunden. Die Erschließung von neuen Betrieben könnte also mittels eines lokalen Biogasnetzes vergleichsweise kostengünstig und effizient gestaltet werden.

Durch den Einsatz von landwirtschaftlichen Produkten in Biogasanlagen könnten außerdem Arbeitsplätze im Bereich der Landwirtschaft gesichert und ein Beitrag zur regionalen Wertschöpfung und Landschaftspflege geleistet werden.

The energy supply of the city Güssing has already changed over to renewable resources. This model system is based on decentralized energy supply and is to be extended to the whole district of Güssing. By a mix of different technologies the energy supply shall be carried out as efficient as possible and it shall be adapted to the local conditions. Previous studies within this programme have already shown that biogas plants are very suitable for the local energy supply in a rural region, since there are agricultural products available. However, the studies also showed that the efficiency and the profitability of biogas plants is very limited if heat consumption at the site is not given. Therefore, the application of biogas plants and thereby the energy supply based on renewable resources is especially limited in rural, sparsely populated regions.

Hence, the aim of this project is to find possibilities in order to use the biogas technology in a more efficient way, also in rural regions. Due to the feed-in of biogas in a local gas grid, the biogas plants become more independent from factors as heat consumption and transport - that are crucial especially in peripheral regions – and the efficiency and profitability of biogas plants could be increased. By the use of surplus gas the efficiency of existing biogas plants could be increased as well.

In the course of the concept on hand, new alternatives for peripheral regions shall be developed, in order to be able to integrate local resources in the energy system. Thereby, added value can be achieved in the region. The practicability of a local biogas grid is investigated from a technical, economical and judicial point of view. The concurrence of the technic components was analysed. The calculations of the economic feasibility and also the judicial feasibility of the local biogas grid are checked and now presented in this report. Additionally, a comparison of biogas grids and district heating grids had been carried out.

The investigation of a local biogas grid is carried out within four work packages: Besides the work package project management and public relations – which lasts for the whole project time of 18 months – in the first months of the project the technical feasibility of a local biogas grid was investigated. This analysis is done under the consideration of technical components, possible sections, quality requirements regarding biogas, availability and requirements regarding end-user units. In a further work package the profitability of a biogas grid is studied in the second third of the project. The profitability of a biogas grid in Güssing is investigated in general and will also be compared with the profitability of common district heating grids. Towards the end of the project judicial and socio-economical factors had been analysed as well.

At the end of the project essential components, section and quality requirements as well as requirements regarding end-user units for local biogas grids can be considered as results on hand. Conclusions regarding profitability of biogas grids as well as a comparison with the profitability of district heating grids are also available. Relevant guidelines and future developments, possible structures for the operation and synergetic effects are also results of the project. At last a concrete example for a local biogas grid in Güssing for the extension of the existing energy system is a result of the project.

A local biogas grid in Güssing would not only result in advantages regarding the supply of peripheral regions. The provision of energy infrastructure is crucial for the settlement of companies. But the extension of the local district heating grid often involves high costs and energy losses. Thus, by a local biogas grid the site development of new companies could be carried out comparatively cheap and efficient.

Moreover, by the use of agricultural resources in biogas plants jobs in the area of agriculture could be safeguarded which would also result in a contribution to the creation of added value in the region and the conservation of landscape.

2. Projektabriss

2.1. Ausgangssituation/Motivation

Die Stadt Güssing hat vor rund 15 Jahren begonnen, ihr Energiesystem auf heimische, nachwachsende Rohstoffe umzustellen. Der im Jahr 1990 eingeleitete Prozess in Richtung „Energieautarke Stadt“, der von der Stadtgemeinde Güssing eigentlich aus einer regionalwirtschaftlichen Not heraus gestartet wurde, hat bis heute Modellcharakter und soll auch weiterhin stetig ausgebaut werden.

Das Modellsystem Güssing baut vor allem auf die lokale, dezentrale Energieversorgung auf und versucht deren Vorteile gegenüber herkömmlichen Systemen sowohl technisch als auch wirtschaftlich darzustellen. Zentrale und dezentrale Energiesysteme schließen einander aber nicht aus, sondern sollen sich ergänzen.

Begonnen haben die Entwicklungen in Güssing mit kleinen dezentralen Anlagen zur Produktion von Wärme aus Biomasse, so genannte Nahwärmeanlagen. Aufgebaut auf die Erfahrungen bei der Umsetzung derartiger Systeme hat man sich im Jahr 1996 entschlossen, auch die Stadt Güssing mit Wärme aus erneuerbaren Energieträgern zu versorgen. Die zum damaligen Zeitpunkt größte Anlage in Österreich wurde gemeinsam mit der Stadtgemeinde Güssing errichtet und versorgt mittlerweile nicht nur einen Großteil der privaten Haushalte in der Stadt, sondern auch alle größeren Firmen und Produktionsbetriebe im Industriegebiet auf der Nordseite des Ortsgebietes. Eine, in den Jahren zuvor eigentlich ständig benachteiligte Region, hatte aufgrund dieser Entwicklungen nun die Möglichkeit, günstig Wärmeenergie anbieten zu können und Betriebe anzusiedeln. Vor allem für die Holzverarbeitende Industrie war und ist dies ein wesentlicher Faktor für die Standortwahl, und so haben sich trotz der Nachteile im Bereich der Infrastruktur (kein Eisenbahn- und Autobahnanschluss im gesamten Bezirk Güssing) Produktionsbetriebe in Güssing niedergelassen. Vor allem der Vorteil, Reststoffe wieder an die Wärmeversorger verkaufen zu können, und im Gegenzug günstig Wärmeenergie zukaufen zu können, konnte die Firmen vom Standort Güssing überzeugen.

Trotz dieser sehr positiven Entwicklungen in der Stadtgemeinde Güssing wollte man die Energieeffizienz bei der Produktion von Energie weiter steigern und entschloss sich, eine Kraft-Wärme-Kopplung in Güssing zu errichten, die neben der Wärmeversorgung auch für die Stromversorgung sorgen sollte. Gemeinsam mit Wissenschaftlern hat man den Schritt gewagt, eine Wirbelschicht Vergasung mit einer elektrischen Leistung von 2 MW umzusetzen. Die Demonstrationsanlage wurde im Jahr 2002 in Betrieb genommen und seither stetig durch begleitende Forschungsprogramme wie z.B. dem Knet Bioenergy 2020+ Austria begleitet.

Aus dem im Verfahren erzeugten Holzgas können aber nicht nur Strom und Wärme hergestellt werden. Durch die positiven Eigenschaften des Holzgases ist es weiters möglich,

BioSNG (synthetisches Erdgas) sowie flüssige Bio-Treibstoffe durch die Fischer Tropsch Synthese zu erzeugen und für Endverbraucher bereitzustellen.

Vor allem aufgrund dieser Möglichkeiten, der in Güssing angesiedelten "Polygeneration" Anlage, gibt es sowohl national als auch international ein enormes Interesse an den Anlagen und Systemen in Güssing. Weitere KWK Anlagen und Heizwerke erweitern das Angebot an Energieerzeugungsanlagen in Güssing, die im Zuge des eigens ins Leben gerufenen ÖkoenergieTourismus von Interessierten besichtigt werden können.

Im Zuge von laufenden Weiterentwicklungen an neuen Systemen, aber auch beim Konzept der Ausweitung des "Modells Güssing" auf den Bezirk Güssing, wurde auch das Potential von Biogasanlagen auf Basis von biogenen Roh- und Reststoffen untersucht. Zu diesem Zweck wurde im nur rund 5 km von Güssing entfernten Ortsteil Strem eine Anlage auf Basis von NAWAROS errichtet. Auch diese Anlage wird im Zuge der Knet Initiative von Bioenergy 2020+ begleitet und optimiert. Der Betrieb dieser Anlage hat aber gezeigt, dass für den wirtschaftlichen Betrieb auf die Auskopplung der Wärmeenergie nicht verzichtet werden kann. Im Fall der Anlage in Strem wird die anfallende Wärmeenergie der Anlage daher in das örtliche Fernwärmenetz der Öko Energie Strem eingespeist.

Im Zuge von Untersuchungen der Anlage hat man aber gesehen, dass diese zwar durch den Strommotor in ihrer Produktion von Strom und Wärme begrenzt ist, sehr wohl aber noch überschüssiges Gas zur Verfügung steht, das derzeit jedoch nicht verwendet wird. Aus diesem Ansatz heraus ist die Idee des gegenständlichen Projektes heraus entstanden, dieses Potential der Biogasanlage Strem und vieler anderer Anlagen in Österreich zu nutzen, um so eine weitere Steigerung der Energieeffizienz erreichen zu können.

Aufgrund der bereits im Zuge der Arbeiten zum EdZ-Projekt „Energieautarker Bezirk Güssing“ festgestellten Potentiale für die Region ist es den Projektpartnern daher ein Anliegen, dieses Potential im gegenständlichen Projekt konkret zu untersuchen, um diese Ergebnisse in weiterer Folge bereits bei der Umsetzung des energieautarken Bezirks Güssing verwerten zu können.

2.2. Inhalte und Zielsetzungen

Wie im Zuge der Ausweitung des Modells Güssing ersichtlich wurde, haben vor allem Biogasanlagen in ländlichen Regionen ein sehr großes Potential. Gibt es jedoch keine Möglichkeit, die anfallende Wärmeenergie z.B. in ein bestehendes Fernwärmenetz einzuspeisen und entsprechend zu verwerten, ist die Wirtschaftlichkeit und Effizienz solcher Anlagen nicht mehr gegeben und man stößt sehr schnell an die Grenzen des Systems. Ein weiteres Problem liegt bei der Versorgung mit Wärmeenergie darin, dass nur dicht besiedelte Gebiete mit Fernwärmeleitungen erschlossen werden können, da die Leitungsverluste bei einem derartigen System nicht zu vernachlässigen sind, und auch die Rahmenbedingungen eine dementsprechende Auslastung des Systems vorschreiben.

Deshalb hat man dann kaum Möglichkeiten, Regionen die dünn besiedelt sind, dezentral mit Energie zu versorgen. Längere Transportwege für die Rohstoffe werden notwendig und verhindern eine Eigenversorgung, von dünn besiedelten Gebieten.

Aufgrund der Möglichkeit der Abgabe von Wärmeenergie an das Netz der Güssinger Fernwärme ist es nun aber auch in der Stadt Güssing geplant, eine Biogasanlage zu errichten, um auch die landwirtschaftlichen Produkte zur Gewinnung von Energie heranziehen zu können. Weiters soll die geplante Biogasanlage die technologische Bandbreite in Güssing ausweiten und einen weiteren Schritt in Richtung Energieautarker Bezirk Güssing sein. Kurze Transportwege ermöglichen eine wirtschaftliche Bereitstellung von Rohstoffen und sorgen gleichzeitig für weitere regionale Wertschöpfung in der Region.

Ein weiterer Grund für die Planung einer Biogasanlage in Güssing ist aber auch die Ambition, ein lokales Gasnetz aufzubauen und Haushalte und / oder Betriebe nach der Umwandlung des Gases in einer Gastherme bzw. einem Gaskessel dementsprechend mit Wärmeenergie zu versorgen.

Vor allem der Vorteil gegenüber dem Fernwärmenetz keine Verluste beim Transport zu den Endverbrauchern in Kauf nehmen zu müssen, macht große Hoffnungen, auch entlegene Gebiete mit Wärmeenergie versorgen zu können. Zwar soll bei Biogasanlagen weiterhin die Produktion von Strom im Vordergrund stehen, überschüssiges Gas, das derzeit aber noch nicht verwendet wird, könnte sehr wohl für die Produktion von Wärme herangezogen werden, und zu einer weiteren Steigerung des Wirkungsgrades von Biogasanlagen beitragen.

Aber auch der Vorteil gegenüber der Einspeisung von Biogas ins „öffentliche“ Erdgasnetz, das Biogas nicht aufwendigen Reinigungs- und Anreicherungsverfahren unterziehen zu müssen, lässt ein mitunter großes Potential an Umsetzungsmöglichkeiten erwarten. Vor allem Regionen ohne bestehendes Erdgasnetz würden sich für den Aufbau von lokalen Biogasnetzen eignen.

2.3. Methodische Vorgehensweise

Für die Entwicklung des technischen und wirtschaftlichen Konzeptes eines lokalen Biogasnetzes in Güssing wurden in erster Linie Literatur- und Datenrecherchen und Informationsgespräche mit Herstellern bzw. Betreibern aus dem Biogassektor und mit den potentiellen Großverbrauchern durchgeführt. Des Weiteren wurden technische Informationen bezüglich der erforderlichen Gasbeschaffenheit bei verschiedenen Gaskessel- bzw. Gasbrennerherstellern eingeholt.

Am Beispiel Güssing wurden die technischen Komponenten, Trassenvarianten, Qualitätsanforderungen, Speichermöglichkeiten und Anforderungen an Endverbrauchergeräte hinsichtlich eines Biogasnetzes untersucht und mit bestehenden Technologien bzw. Anforderungen verglichen. Dieser Vergleich wurde und wird auch in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit eines Biogasnetzes und bestehender Technologien angestellt.

Es waren auch die Erfahrungen der Güssinger Fernwärme GmbH bei den Untersuchungen sehr hilfreich. Bei der Güssinger Fernwärme erfolgt die Versorgung der Kunden mit Wärme zwar durch ein Fernwärmenetz, die Betriebserfahrungen kann man aber auch bei einem lokalen Biogasnetz gut verwerten.

2.4. Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Ausgehend von einer bereits erprobten Biogasanlage für NAWARO zur Strom- und Wärmeproduktion ist für die weitere Nutzung des Biogases in einem Netz ein Auskondensieren von Wasser in den nachgeschalteten Apparaten und Rohrleitungen zu verhindern. Dazu muss der Taupunkt des Biogases von üblichen 30-40°C auf unter 5°C abgesenkt werden.

Das Rohbiogas sollte außerdem weitgehend von H₂S (Schwefelwasserstoff) befreit werden, in Anlehnung an die ÖVGW-Richtlinie G 31 sollte für H₂S ein durchschnittlicher Grenzwert von 5mg/Nm³ angestrebt werden, der Grenzwert für den Gesamtschwefel sollte auf Dauer unter 10mg/Nm³ und bei Störfällen unter 150mg/Nm³ liegen. Schwefelwasserstoff wird vom Menschen schon ab wenigen ppm als „faule-Eier-Geruch“ wahrgenommen, dadurch können schon kleinste Gasleckagen erkannt werden, ohne dass man ein zusätzliches Odorierungsmittel zudosieren muss.

Beide Fermentoren und auch die Endlager sollen mit einem Doppelmembranspeicher ausgerüstet werden und somit eine ausreichende Speichermöglichkeit für das Rohgas aufweisen. Eine zusätzliche Reingasspeicherung für eine kurzfristige Pufferung erscheint nicht wirtschaftlich, zudem verhält sich ein entsprechend dimensioniertes Rohrleitungsnetz aufgrund des Gasvolumens als kleiner Pufferspeicher, der kurzfristige Schwankungen ausgleichen bzw. abfangen kann. Um im Falle eines technischen Defektes in der Gasreinigung Lieferprobleme zu vermeiden, ist eine redundante Ausführung der Gasreinigung vorzusehen.

Bezüglich der Planung des Rohrleitungsnetzes sind aufgrund des geringen Leitungsdruckes kostengünstige PE-Rohre gegenüber Stahlrohren ausreichend. Ausgehend von einem maximal notwendigen Enddruck eines Verbrauchers von 100mbar, wird ein Netzdruck von 150-250mbar angestrebt. Die notwendige Biogasanlage ist bereits standortmässig fixiert, bezüglich BHKW ist aufgrund der ganzjährigen Wärmebedarfs auf geringem Temperaturniveau eine Aufstellung in der Nähe des bestehenden Fernheizwerkes die sinnvollste Variante. Zwei potentielle Großverbraucher und eine Gastankstelle bestimmen im wesentlichen die Trassenfindung des Netzes.

Biogas unterliegt einer natürlichen Schwankung im Bezug auf die Gaszusammensetzung, im Mittel können 52% CH₄, 40% CO₂, 8% N₂ sowie geringe Anteile von O₂, H₂O, H₂S, NH₃ angenommen werden. Moderne geregelte Gebläsebrenner kommen mit kleineren Gasschwankungen in einem bestimmten Bereich gut zurecht, einige renommierte Brennerhersteller bieten speziellen Gasbrenner für den Einsatz von Biogas an.

Zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurden die Anlagenerrichtungskosten und die jährlichen Betriebskosten der Biogasanlage Heiligenkreuz sowie verschiedenste Herstellerangaben zusammengetragen. Wie die Untersuchungen zeigen, kann zur Steigerung der Biogasmenge gegenüber einer reinen Ökostromanlage eine erhebliche zusätzliche Investition getätigt werden oder ein deutlich höherer Substratpreis in Kauf genommen werden, um trotzdem zu wirtschaftlichen Konditionen Gaskunden beliefern zu können.

2.5. Ausblick

Nachdem die zulässigen Kosten für die zusätzlichen, für ein Biogasnetz erforderlichen Komponenten (zusätzliche Aufbereitung, Speicher, Verdichter und Netz) bekannt sind, kann, sobald die Rahmenbedingungen durch die angekündigte neue Ökostromförderung gegeben sind, die Planung der Biogasanlage Güssing weitergeführt werden.

Auf die Untersuchung der Lastkurven und der Redundanz der Versorgung der Abnehmer wurde besonderes Augenmerk gelegt, dabei wird auch auf die damit verbundene unterschiedliche Netzbelegung Rücksicht genommen. Für zukünftige Versorgungs- bzw. Netzerweiterungsbetrachtungen kann man die gewonnen Erkenntnisse jederzeit implementieren.

Auch der Vergleich eines Kundenanschlusses aus dem Biogasnetz und dem Fernwärmenetz zeigt die Vor- und Nachteile der jeweiligen Technologie aufgrund der Abnahmeleistung und der Entfernung zur Haupttrasse auf und ist auf zukünftige Problemstellungen anwendbar.

Durch die spezielle Konstellation in Güssing mit wenigen Großverbrauchern, welche ein Temperaturniveau benötigen, das mit der Fernwärme nicht mehr bewältigt werden kann, wird somit eine interessante Lösungsmöglichkeit dieses Problems in Regionen, die nicht mit einem öffentlichen Gasnetz versorgt werden, aufgezeigt.

In Abstimmung mit dem Gasgerätemarkt könnte in Zukunft eine Aufbereitung auf Erdgasqualität für Biogas generell entfallen.

Die Analyse der bestehenden Richtlinien hinsichtlich Biogaseinspeisung, -qualität und sonstiger relevanter Richtlinien für lokale Biogasnetze erstreckt sich auch auf die künftigen energiepolitischen Entwicklungen hinsichtlich des Biogases.

Die Untersuchung möglicher Betreibermodelle für ein lokales Biogasnetz unter Berücksichtigung bestehender Netze, Netzinhaber und –betreiber erleichtert der „Betreiber-Zielgruppe“ die Verwirklichung des Modells.

Mit der Aufzeichnung der positiven Auswirkungen der Infrastrukturkomponente „Biogasnetz“, also der Synergieeffekte, wird die verstärkte Nutzung der erneuerbaren Energie, die CO₂-Reduktion und der Erhalt der Landschaft und Lebensqualität forciert.

3. Einleitung

3.1. Allgemeine Einführung in die Thematik

Basistechnologie für die Untersuchungen im Zuge des vorliegenden Projektes sind Biogasanlagen, die die regional anfallenden Rohstoffe – vorwiegend landwirtschaftliche Produkte bzw. Reststoffe - verwerten und zur Abdeckung des Strom- und Wärmebedarfs der Region beitragen. Diese Technologie ist vor allem für die dezentrale Versorgung im Bezirk Güssing aber auch in vielen anderen Regionen von Österreich von großer Bedeutung. Dort fallen große Mengen an verwertbaren NAWAROS an, wobei die Wärmeabnehmer meist relativ weit davon entfernt situiert sind.

Konkret wurden bei der Auslegung des Gasnetzes zwei regionale Firmenpartner einbezogen, die Interesse an der Versorgung mit Wärmeenergie interessiert sind und auch für die dementsprechende Auslastung des geplanten Netzes sorgen würden. Bereits bei den Vorgesprächen wurde sehr großes Interesse von den Firmen gezeigt, da es derzeit nicht möglich ist, diese Firmen mit Wärme zu versorgen. Vor allem aber auch im Hinblick auf den Preis der Wärmeenergie und der Möglichkeit vielleicht eine billigere und effizientere Versorgung durchführen zu können, machen das Vorhaben höchst interessant.

Die erforderliche Gasqualität zur Einspeisung in das Gasnetz und zur Nutzung und zum Betrieb von Endgeräten bei den Endverbrauchern wurde natürlich ebenfalls im Zuge des Projektes evaluiert, um eine reibungslose Versorgung von Endabnehmern gewährleisten zu können.

Abnahmeseitig ist insbesondere die Wärmeabnahme entscheidend für eine effiziente und wirtschaftliche Energieversorgung. Bei einer zentralen Verstromung des erzeugten Biogases in einem Gasmotor bei der Anlage muss die Wärmeenergie oft über lange Leitungen zu den Verbrauchern transportiert werden. Durch die untersuchte Einspeisung in ein Gasnetz wird dieser kritische Faktor entschärft, sodass auch die Versorgung von dünn besiedelten, entlegenen Gebieten möglich wird und die Leitungsverluste damit drastisch verringert werden.

Die bereits im bestehenden Energiesystem vorhandenen Technologien (z.B. Kraft-Wärmekopplung, Fernwärmanlagen und -netze) wurden bei den Untersuchungen eines lokalen Biogasnetzes natürlich berücksichtigt und etwaige Synergien in Betracht gezogen.

Eine Verfügbarkeits- und Bedarfsanalyse lieferte die Grundlage für die Ermittlung der erforderlichen Speicherkapazitäten und der dementsprechenden Lastprofile. Grundsätzlich wird einigermassen konstant und vorhersehbar in das Gasnetz eingespeist. Zusätzlich sind aber auch regelbare Abnehmer wie z.B. Gasmotoren vorhanden, bzw. vorgesehen, um das lokale Gasnetz möglichst rasche mit mehr Biogas versorgen zu können (Motor wird zurück gefahren). Weiters können Gasspeicher kleinere Lastschwankungen ausgleichen und einen konstanten Betrieb des Netzes ermöglichen.

Weiters kann durch die langjährige Betriebserfahrung an den Anlagen zur Biogaserzeugung die Ausfallwahrscheinlichkeit der Biogasquellen vorausgesagt werden. Für die potentiellen Klein- und Großabnehmer wurden Lastkurven anhand des derzeitigen Bedarfs erstellt. All diese Eingangsdaten dienen zur Berechnung der Redundanz der Biogasversorgung, um die Versorgung der Abnehmer mit Gas sicherzustellen.

3.2. Beschreibung der Vorarbeiten zum Thema

Koch et.al., 2006: „Energieautarker Bezirk Güssing“

Aufgrund der Ergebnisse dieses EdZ-Projektes werden bei allgemeiner Betrachtung für die Deckung des Energiebedarfs im Bereich Wärme und Strom in den Gemeinden des Bezirks Güssing großteils Biogasanlagen empfohlen, die insbesondere zur Deckung der Grundlast im Bereich der Stromversorgung herangezogen werden können. Dies ist vor allem wegen des hohen elektrischen Wirkungsgrades und der Einfachheit des Verfahrens sowie des vorhandenen Ressourcenpotenzials im Bereich Landwirtschaft nahe liegend. Außerdem kann dabei auch der Wärmebedarf des entsprechenden Standortes abgedeckt werden.

Die Entscheidung für eine Biogasanlage fällt dann, wenn bei Abdeckung des Strombedarfs der Gemeinde, auch die dabei anfallende Wärme am entsprechenden Standort abgenommen werden kann (auch aus wirtschaftlicher Sicht ist dies aufgrund des derzeitigen Ökostromgesetzes Voraussetzung), um die Energieeffizienz so hoch als möglich zu halten.

Eine Alternative zu Biogasanlagen im Bereich der Stromproduktion wären auch Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen auf Basis Holz. Biogasanlagen bieten aber Vorteile im Bereich der Ressourcen – landwirtschaftliche Ressourcen können oft ohnehin nicht mehr verwertet werden und im Bereich Holz treten aufgrund der geringen Mobilisierung des Kleinwaldes und Anlagen sehr großen Maßstabes, die in der Region im Entstehen sind, bereits Engpässe auf, was wiederum zu starken Preissteigerungen des Rohstoffes Holz geführt hat.

Biogasanlagen können zudem auch in kleinen Größen effizient eingesetzt werden, was in Hinblick auf Energieeffizienz in einer ländlich geprägten Region von besonderer Bedeutung ist.

Durch die Umsetzung eines lokalen Biogasnetzes könnten die angeführten kritischen Faktoren hinsichtlich Effizienz und Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage, nämlich Wärmeabnahme und demzufolge Anlagengröße, entschärft und deren Effizienz weiter erhöht werden.

3.3. Fokus/Schwerpunkte der Arbeit

Die Schwerpunkte der Studie liegen bei der Untersuchung der technischen Realisierbarkeit, bei der Wirtschaftlichkeit und bei der rechtlichen und sozioökonomischen Gesichtspunkten eines lokalen Biogasnetzes.

Die technischen Komponenten wurden als erster Schritt bei der Untersuchung eines lokalen Biogasnetzes aus technischen Gesichtspunkten betrachtet. Die notwendigen Komponenten wurden zusammengestellt und deren Zusammenwirkung untersucht. Die wichtigsten Themen dabei waren die Gasreinigung, die Gasspeicherung und Verdichtung, die Übergabestation (bestehend aus Filter, Messeinrichtung und Odorierung), bzw. das Rohrleitungsnetz und Übergabestellen an die Endverbraucher.

Bei der Gasreinigung wurden die technischen Möglichkeiten der Entfeuchtung (Gastrocknung), Entschwefelung (Grob- und Feinentschwefelung) analysiert.

Bei den Möglichkeiten der Gewährleistung der Versorgungssicherheit wurden die Rohgas-, und die Reingasspeicherung, eine redundante Gasreinigung und Verdichtung, bzw. ein großzügig dimensioniertes Rohrleitungsnetz in Betracht gezogen.

Die Möglichkeiten der Trassenfindung am Beispiel Güssing wurden mit mehreren Szenarien untersucht.

Ein wichtiger Teil der Studie ist die Analyse der Lastkurven und Redundanz der möglichen Abnehmer, der möglichen Diversifikation und der Qualitätsanforderungen des Biogases.

Auf Basis der technischen Auslegung des Biogasnetzes wurde die Wirtschaftlichkeit eines lokalen Biogasnetzes in Güssing berechnet und im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit wurde das Biogasnetz mit dem Fernwärmenetz verglichen und die Unterschiede, bzw. die Vor- und Nachteile aufgezeigt.

Im Zuge der Untersuchung der rechtlichen Gesichtspunkten wurden die relevanten Gesetze analysiert und die Genehmigungsaufwand eines lokalen Biogasnetzes erläutert. Es wurden weiters einige mögliche Betreibermodelle ausgearbeitet im Hinblick auf eventuelle Synergien und Kostenersparnis und diese positive Auswirkungen bei dem Teil der Analyse der sozioökonomischen Aspekten mit parallelen Effekten wie z.B. Arbeitsplatzschaffung und –erhaltung, Umweltschutz, erhöhte Wertschöpfung, Ergänzung der Palette der Forschung und Entwicklung vorgestellt.

3.4. Einpassung in die Programmlinie

Grundsätzlich kann ein hohes Potenzial hinsichtlich Umsetzung- und Übertragbarkeitsmöglichkeiten erwartet werden, da die Einspeisung von Biogas in ein lokales Netz den Vorteil gegenüber einer Einspeisung in ein öffentliches Netz hat, dass aufwendige Reinigungs- und Anreicherungsverfahren voraussichtlich nicht erforderlich sind.

Aber auch bereits bestehende Anlagen, könnten theoretisch von einer Weiterentwicklung in diesem Bereich profitieren, da die bisherige Biogasanlagen vor allem durch die Gasmotoren in ihrer Leistungsfähigkeiten begrenzt sind, obwohl mehr Biogas produziert werden könnte. Da ein derartiges System technisch und wirtschaftlich als auch rechtlich in dieser Studie untersucht und mit einem positiven Ergebnis abgeschlossen wurde, wurde die Möglichkeit einer Umsetzung geschaffen. So kann man eine Alternative für sehr viele Anlagen in Österreich aufzeigen und diese zu einem ähnlichen Vorhaben animieren. Aber auch neue Anlagen können durch diese Untersuchung einen Aufschwung erhalten und ihre Energieeffizienz steigern und weitere Modellregionen mit verschiedenen Voraussetzungen könnten neben Güssing mit Hilfe dieser Erkenntnisse entstehen.

Generell würde ein lokales Biogasnetz neue Möglichkeiten vor allem für dezentrale Lagen bieten, die bis jetzt aus wirtschaftlichen Gründen noch nicht mit Wärme aus erneuerbarer Energie (Fernwärme) versorgt werden konnten. Damit könnte ein weiterer Beitrag zur Erhöhung des Anteiles der erneuerbaren Energien und zum Ziel der CO₂-Reduktion geleistet werden.

3.5. Kurzbeschreibung des Aufbaus des Endberichtes

Im ersten Teil der Studie wird die technische Realisierbarkeit eines lokalen Biogasnetzes beschrieben. Dabei werden die technischen Komponenten, die Trassenfindung am Beispiel Güssing, die Qualitätsanforderungen an das Produkt Biogas, die Verfügbarkeit und Speicherung und die Anforderungen an Endverbrauchergeräte detailliert behandelt. Es folgen dann eine Analyse der Wirtschaftlichkeit eines lokalen Biogasnetzes am Standort Güssing und ein Vergleich zwischen einem Biogasnetz und einem Fernwärmenetz. Anschließend wird ein Überblick über die gesetzlichen Richtlinien gegeben. Danach werden die Möglichkeiten verschiedener Betreibermodellen vorgestellt. Im Anschluss daran werden die sozioökonomischen Gesichtspunkte analysiert und mögliche Synergieeffekte aufgezeigt. Die Studie wird mit den Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen bzw. mit einem Ausblick und Empfehlungen für die Zukunft abgeschlossen.

4. Ziele des Projektes

Im Bereich der Stromerzeugung können durch Biogasanlagen auch die landwirtschaftlichen Produkte einer Region genutzt und dementsprechend regionale Wertschöpfung erzielt werden sowie dezentrale Stromproduktion ermöglicht werden. Strom kann nach wie vor in das öffentliche Netz eingespeist werden, was ein Beitrag zur Abdeckung des Strombedarfs der Region wäre.

Hinsichtlich der Wärmeversorgung der Region kann ein lokales Biogasnetz die bestehenden Fernwärmenetze ergänzen. Bei einer Wärmeversorgung von Betrieben mit Gas kann etwa das Temperaturniveau frei gewählt werden, der Wirkungsgrad steigt und die Kosten für das Verteilnetz werden verringert. Somit kann das Energieversorgungssystem betreffend Rohstoffeinsatz, Standort und Energieabnahme flexibler und effizienter gestaltet werden.

Auch im Bereich der Treibstoffversorgung kann ein lokales Biogasnetz das bestehende System ergänzen bzw. neben einem Ersatz für fossilen Treibstoff und auch den Treibstoff Biodiesel, der hinsichtlich des Rohstoffaufkommens eher problematisch ist, durch Biogastankstellen substituieren.

Das dann immer noch überschüssige Gas könnte in ein lokales Biogasnetz eingespeist und aufgrund der geringen Verluste auch zur Wärmeversorgung von entlegenen Gebieten herangezogen werden. Damit kann die Energieversorgung dieser neu erschlossenen Abnehmer auf erneuerbare Energieträger umgestellt und die Überschüsse aus der Biogasproduktion verwertet werden.

Ziele des gegenständlichen Projektes sind daher:

- Entwicklung einer neuen Alternative für dezentrale Regionen, um lokale Ressourcen in ein Energiesystem einzubinden und die Wertschöpfung dadurch in der Region zu belassen
- Darstellung der technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Umsetzbarkeit eines Biogasnetzes
- Wirtschaftlicher Vergleich zwischen Biogasnetz und Fernwärmenetz
- Effizienzsteigerungen bei einzelnen Biogasanlagen durch die Nutzung von überschüssigem Gas

Wie das Beispiel Güssing zeigt, muss aufgrund von Betriebsansiedlungen sehr oft das Netzwerk der Güssinger Fernwärme ausgebaut werden. Diese Erweiterungen sind sehr kostspielig und mit Verlusten verbunden.

Zudem sind die Prozessparameter bei den potentiellen industriellen Abnehmern zumeist bereits definiert und harmonisieren nicht immer mit den vorhandenen Temperaturniveaus. Grundsätzlich wird bei betrieblichen Prozessen ein höheres Temperaturniveau gefordert. Die Erschließung von Betrieben könnte aber auch über lokal geführte Gasnetze erfolgen, was eine neue Alternative in Energiesystemen der Zukunft bedeuten würde. Ziel dieses Projektes

ist es daher, Möglichkeiten für die Errichtung eines lokalen Biogasnetzes in Güssing – sowohl in technischer als auch in wirtschaftlicher und rechtlicher Hinsicht – zu untersuchen. Beispiel dafür werden zwei neu in Güssing angesiedelte Unternehmen sein, die Interesse an der Wärmeversorgung haben. Da es für den Fernwärmeversorger in Güssing aber nicht immer wirtschaftlich ist, sein Fernwärmenetz zu erweitern, wurde dieser neue Ansatz gewählt.

Da bei einer Versorgung von Endverbrauchern mit Biogas auch für eine konstante Lieferung von Biogas gesorgt werden muss, spielen natürlich auch Lastkurven eine wesentliche Rolle bei der Auslegung von Biogasnetzen. Zuerst werden daher die Lastprofile der zu versorgenden Unternehmen untersucht, um eine erste Einschätzung des Wärmebedarfs zu erhalten. Diese Lastkurven sind Basis für die Untersuchungen in technischer als auch in wirtschaftlicher Sicht. Da aber auch in Zukunft Biogasanlagen nicht mehr nur für die Versorgung von lokalen Biogasnetzen geplant werden sollen, sondern die Stromproduktion nach wie vor im Vordergrund steht, sind derzeit auch bei Lastschwankungen keine gravierende Probleme zu erwarten. Vor allem aufgrund der Tatsache, dass die Produktion von Strom jederzeit reduziert werden kann, und sowohl Gasspeicher als auch Gastankstellen für einen weiteren Lastausgleich sorgen können befürchtet man keine unlösbaren Schwierigkeiten bei der Auslegung des Netzes.

Es wird auch zum Ziel gesetzt, die vorhandenen rechtlichen Rahmenbedingungen zu untersuchen und die eventuellen Schwierigkeiten auf diesem Gebiet vorzustellen. Die Problematik bei dem Thema „lokales Biogasnetz“ besteht darin, dass dieses Gebiet Neuland ist und deshalb die relevanten Regelungen und die eventuellen „Graubereiche“ der Regelungen festzulegen sind.

Aus diesem Grund ist es auch eine Zielsetzung, die geeigneten Betreibermodelle zu finden, da es in der Praxis so ein Modell noch nicht gibt. In Güssing werden schon ein Fernwärmenetz und die Stromherstellung durch das Biomasse-Kraftwerk erfolgreich betrieben, und diese Betriebe werden als mögliche Betreiber des zukünftigen lokalen Biogasnetzes untersucht.

Die möglichen sozioökonomischen Auswirkungen sollen auch aufgezeigt werden, damit alle Vor- und Nachteile eines derartigen Systems vorgestellt werden können.

Das vorliegende Projekt hat diese Aspekte analysiert und dazu beigetragen eine Möglichkeit zur Ausweitung und sowohl in- als auch outputseitigen Flexibilisierung des bestehenden Energiesystems aufzuzeigen. Bereits durchgeführte Studien haben ergeben, dass dies vor allem für die Energieversorgung von ländlichen dünn besiedelten Regionen entscheidend sein wird.

5. Inhalte und Ergebnisse des Projektes

5.1. Projektmanagement (Öffentlichkeitsarbeit)

Das Europäische Zentrum für Erneuerbare Energie Güssing GmbH (EEE) war der Hauptverantwortliche für das Gesamtmanagement und für die Öffentlichkeitsarbeit des Projektes. In dem Kick-Off-Meeting wurden die Arbeitspakete mit den ProjektmitarbeiterInnen durchdiskutiert, die Zielsetzungen erläutert sowie die Arbeitsmethoden festgelegt. Bei den darauffolgenden Meetings wurden die Teilnehmer von den vorläufigen Ergebnissen durch die Arbeitspaketverantwortlichen informiert, die offenen Fragen diskutiert und die nächsten Projektschritte festgelegt. Bei den Abschlussbesprechungen wurden von den Mitarbeitern die Ergebnisse analysiert und die Ziele und Empfehlungen für die Zukunft festgelegt.

Im Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit wurden die Medien laufend über das Projekt informiert, Pressemitteilungen sind in diversen Zeitungen erschienen (BVZ, Energiespektrum), bzw. Informationen wurden durch die Newsletter des EEE, durch den ORF Radio Burgenland und die Internetseite des ORF (<http://burgenland.orf.at/>) verbreitet.

Die Ergebnisse des Projektes werden auch an Entscheidungsträger im Land Burgenland weitergeleitet und sollen für innovative Ansätze bei der Entwicklung und Umsetzung von neuen Rahmenbedingungen sorgen. Laufende Vorstandssitzungen im Verein EEE, bei denen auch einige Mitglieder der Burgenländischen Landesregierung anwesend sind, dienen zur Weitergabe der Informationen.

Im Zuge des erfolgreichen Ökoenergetourismus in Güssing wird die Stadt von mehr als 10.000 Interessierten im Jahr besucht. Sie werden laufend über die Neuigkeiten und Ergebnisse der laufenden Projekte, darunter auch über das lokale Biogasnetz, informiert.

Durch verschiedene Veranstaltungen werden die Erfahrungen in der Zukunft weitergereicht, z. B. im April 2010 wird eine Tagung mit der Thematik „Biogas“ durch das EEE und das BMVIT organisiert.

Repräsentanten des Modells Güssing – Techniker, Gemeindevertreter, Regionalführer – verbreiten das Know How von Güssing fortlaufend durch Vorträge im In- und Ausland. Im Zuge dieser Tätigkeit kann man die Ergebnisse dieser Studie auch weitergeben.

Ein Geschäftsbereich des EEE ist die Erstellung von Energiekonzepten für Gemeinden oder Regionen, welche sich in der Zukunft mit der Thematik des lokalen Biogasnetzes auch auseinandersetzen werden.

Das Netzwerk EEE dient schon seit Jahren dazu, dass man die neuesten Technologien und Lösungen im Bereich der erneuerbaren Energie verbreitet. So wird das lokale Biogasnetz als Möglichkeit der Zukunft aufgezeigt.

5.2. Technische Realisierbarkeit eines lokalen Biogasnetzes

5.2.1. Technische Komponenten

Allgemeine Literatur zu diesem Kapitel: [2],[28],[3],[57],[49],[35]

Die technische Realisierbarkeit des lokalen Biogasnetzes geht von einer bestehenden Biogasanlage für NAWARO¹ zur Strom- und Wärmeproduktion (KWK) aus, in der bereits eine Grobentschwefelung integriert ist. Auf den Aufbau der Biogasanlage selbst bzw. auf den Prozess der Biogasgastehung wird in dieser Studie nicht bzw. nur teilweise eingegangen und es wird auf die Fachliteratur [5], [34] und [33] verwiesen.

Im folgenden werden die zusätzlichen Komponenten angeführt, die für den Betrieb eines lokalen Biogasnetzes notwendig bzw. erforderlich sind (vgl. Abbildung 1):

Gasreinigung bestehend aus einer Entfeuchtung und einer Feinentschwefelung

Gasspeicherung und Verdichtung

Übergabestation, bestehend aus Filter, Messeinrichtung und Odorierung

Rohrleitungsnetz und Übergabestellen an die Endverbraucher

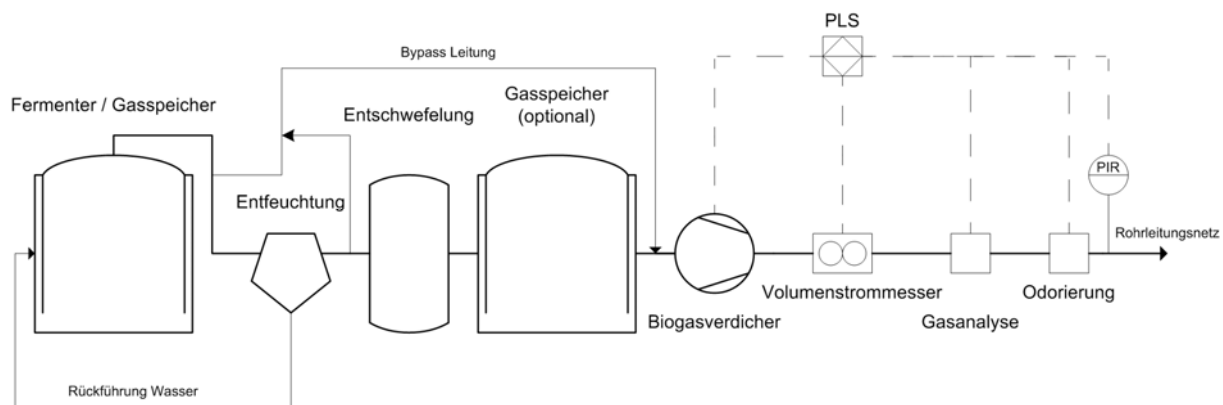


Abbildung 1: Schematische Übersicht der notwendigen Komponenten eines Biogasnetzes

5.2.1.1. Gasreinigung

Entfeuchtung

Ein wesentlicher Schritt der Gasreinigung stellt die Abtrennung von Wasser dar, um ein Auskondensieren von Wasser in den nachgeschalteten Apparaten und Rohrleitungen zu verhindern. Das Biogas verlässt die Gasspeicher bzw. Fermenter mit einer Temperatur von ungefähr 40°C, wobei das Gas mit Wasserdampf gesättigt ist, was einem Taupunkt von rund 40°C entspricht. Der Taupunkt des Biogases sollte durch eine Gastrocknung auf unter 5°C abgesenkt werden. In der ÖVGW²-Richtlinie G31 wird ein Taupunkt für ein aufbereitetes

¹ Nachwachsende Rohstoffe

² Österreichischen Vereinigung für das Gas-und Wasserfach

Biogas für die Verwendung als Erdgasäquivalent von -8 C bei 40bar verlangt [47], was einer Taupunkttemperatur bei Atmosphärendruck von knapp -50 C entspricht. Die Taupunkttemperatur ist abhängig vom Sättigungsdampfdruck (vgl. Abbildung 2). Eine durch den vorherrschenden Systemdruck hervorgerufene Veränderung des Wasserdampfpartialdrucks wirkt sich dementsprechend auf den Taupunkt des Gases aus. Das bedeutet, dass bei einem höheren Druck die Taupunkttemperatur zunimmt. Da das Biogas in einem lokalen Gasnetz jedoch nicht so hoch verdichtet wird, muss das Gas auch keinen so niedrigen Taupunkt aufweisen, sondern die Taupunkttemperatur muss nur unterhalb der minimalen Bodentemperatur liegen [35]. Ein zu feuchtes Gas kann mit anderen Begleitstoffen im Biogas zu schwerer Korrosion führen, weshalb eine relative Feuchte im gereinigten Gas von ca. 60-70% angestrebt werden sollte, was bei einer minimalen Bodentemperatur von 5-6°C einem Taupunkt von ungefähr 3-4°C entspricht. Zur Vortrocknung des Gases hat sich bei den bisher gebauten Biogas-BHKWs eine längere Gasleitung (korrosionsresistent) im Erdreich bewährt, wobei am tiefsten Punkt ein Kondensatabscheider mit Kondensatauffangbehälter installiert wird. Dadurch kann der Taupunkt je nach Rohrleitungslänge und Bodentemperatur um 5-10°C abgesenkt werden.

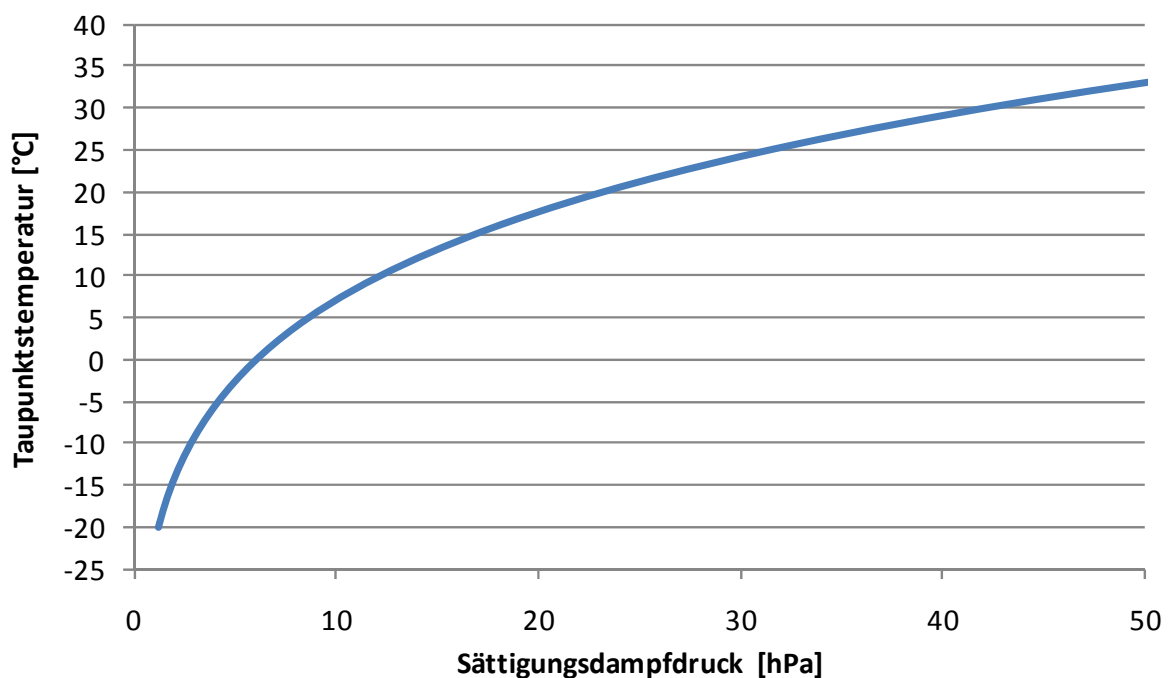


Abbildung 2: Sättigungsdampfdruck von Wasser in Luft in Abhängigkeit der Temperatur bei 1bar

Zur Gastrocknung stehen nach dem derzeitigen Stand der Technik und je nach Volumenstrom und gewünschtem Taupunkt folgende Verfahren zur Verfügung:

- **Kältetrocknung**, diese ist einfach zu realisieren und besteht im Prinzip aus einem Kaltwassersatz und einem Wärmetauscher mit Kondensatabscheidung. Zusammen mit dem Kondensatwasser wird zusätzlich noch ein Teil des Ammoniaks abgeschieden, falls dieses im Biogas enthalten ist. Praktisch bzw. ökonomisch sind bei einer Kältetrocknung nur Taupunkte über 3°C zu erreichen, da ansonsten Vereisung des Wärmetauschers auftreten kann, wodurch die Anlagenverfügbarkeit abnimmt. Die Betriebskosten für die

Kältetrocknung verhalten sich annähernd linear zum Gasvolumenstrom. Es stehen grundsätzlich zwei Typen von Kältemaschinen zur Verfügung:

- Kompressionskältemaschine (selbe Arbeitsweise wie ein Kühlschrank), dabei wird das Arbeitsmittel mit einem Kompressor (meist elektrisch) verdichtet, die Wärme des Kondensators wird meist in die Umgebung mittels eines Luftwärmeaustauschers abgeführt und im Verdampfer wird das Kühlmittel (Wasser/Glykol) für den Gastrocknungsprozess gekühlt. Höhere Temperaturen im Verdampfer und niedrigere Temperaturen im Kondensator begünstigen den Wirkungsgrad der Kompressionskältemaschine.
- Absorptionskältemaschine, im Gegensatz zur Kompressionskältemaschine erfolgt die Verdichtung durch eine temperaturbeeinflusste Lösung des Kältemittels. Anstatt elektrischer Energie für den Betrieb des Verdichters wird eine Wärmequelle benötigt, die je nach Absorbtionsmittel und Anforderungen eine Temperatur zwischen 80-170 C aufweisen muss. Das Kältemittel wird in einem Lösungsmittelkreislauf bei geringer Temperatur in einem zweiten Stoff absorbiert und bei höheren Temperaturen desorbiert. Häufig verwendete Stoffpaare (Kältemittel/Lösungsmittel) sind Ammoniak/Wasser oder Wasser/Litiumbromid, wobei mit einer Ammoniak/Wasser-Absorptionskältemaschine (unter Druck) Kühlmitteltemperaturen von rund -50 C erreicht werden können, während mit einer Wasser/Litiumbromid-Absorptionskältemaschine üblicherweise Kaltwassertemperaturen um rund 5°C erreicht werden können. Für eine Trocknung des Gases auf rund 3°C kommen daher nur Absorptionskältemaschinen mit dem Stoffpaar Ammoniak/Wasser in Frage, die aber erst ab einer Kälteleistung von mehreren hundert kW wirtschaftlich arbeitet, da der apparative Aufwand groß ist und somit die Investitionskosten höher als bei einer Kompressionskältemaschine liegen. Wenn allerdings die Kosten für die erforderliche Prozesswärme gering sind, bzw. Abfallwärme zur Verfügung steht, kann eine Absorptionskältemaschine schon auch in kleineren Leistungsbereichen wirtschaftlich werden.
- Entfeuchtung mit **Triethylenglykol (TEG)**, diese wird häufig in der Erdgasaufbereitung verwendet, allerdings wird in einem einstufigen Prozess nur ein Taupunkt von ca. 10°C erreicht; d.h. der Prozess muss mehrstufig ausgeführt werden, wodurch sich sowohl die Investitionskosten als auch die Betriebskosten erhöhen, da das Lösungsmittel bei Temperaturen bis zu 200°C wieder aufbereitet (verdampft) werden muss. Auch fällt bei dieser Regeneration ein Verlust an TEG an, weshalb dieses immer wieder zudosiert werden muss. Da dieses Verfahren sehr aufwendig ist, wird es erst bei sehr großen Anlagen wirtschaftlich, d.h. bei Gasdurchsätzen von mehreren Tausend Kubikmeter pro Stunde.
- Trocknung mittels **Adsorption** (Kieselgel oder Zeolith). Diese Trocknungsmethode hat den Nachteil, dass die Regeneration je nach Adsorbens bei Temperaturen zwischen 120-250°C erfolgen muss. Durch den ständigen Temperaturwechsel wird vor allem das Adsorbens stark beansprucht wodurch die Lebensdauer bei häufiger Regeneration reduziert wird. Eine weitere Möglichkeit der Regeneration besteht, den Behälter mittels

Vakuum zu evakuieren, dadurch kann der Prozess einfach gehalten werden und die Investitionskosten bleiben geringer, allerdings entsteht ein nicht zu vernachlässigender Gasverlust beim Evakuieren (Spülgas), womit dieses Verfahren nur für kleine Anlagen bzw. Gasvolumenströme sinnvoll erscheint. Der Spülgasverlust kann je nach Anlagengröße bis zu 25% vom Gesamtgasstrom betragen. Der große Vorteil beider Verfahren sind die niedrigen Taupunkte von bis zu -40°C und weniger, wenn die Adsorption unter Druck ausgeführt wird [28],[35]. Laut verschiedener Hersteller empfiehlt sich eine Adsorptionstrocknung nur bei einem kleinen Eingangs-Wassergehalt, also als Feintrocknung nach einer Primärtrocknung z.B. Kältetrocknung, wenn ein sehr niedriger Taupunkt erreicht werden muss [58],[40].

Ein mehrstufiger Trocknungsprozess aus beispielsweise einer Kältetrocknung und einer Adsorptionstrocknung wirkt sich günstig auf die Betriebskosten aus. Dieses gestufte Szenario wurde auch schon von verschiedenen Gastrocknungsherstellern bzw. Adsorbentienherstellern als eine optimale Variante bezeichnet, wenn eine Taupunkttemperatur von weit unter 3°C gefordert ist [58],[40]. Zusätzlich sollten, im Falle eines Versagens der Gastrocknung, vor sensiblen Aggregaten (z.B. Ventile, Druckregler usw.) Kondensatabscheider installiert werden, um Schäden weitgehend zu vermeiden. Des Weiteren empfiehlt es sich, die Temperatur des Gases nach dem Trocknen, vor allem bei einer Kältetrocknung, wieder um $10-15^{\circ}\text{C}$ anzuheben, um die relative Feuchte im Gasnetz zu senken, wodurch die Gefahr einer Unterschreitung der Taupunkttemperatur geringer wird.

Entschwefelung

Das Rohbiogas sollte je nach Rohgaszusammensetzung und Endkundenanforderung außerdem noch gründlicher vom gesundheitsschädlichen H_2S (Schwefelwasserstoff) befreit werden, welcher auch schon in geringen Mengen zu Korrosion führen kann bzw. bei der Verbrennung zu Schwefeldioxid (SO_2) reagiert, das wiederum zu Umwelt- und Korrosionsproblemen führen kann. Bei einer motorischen Gasnutzung kann der Schwefel im Gas ebenfalls zu Korrosionsproblemen führen, da vor allem das Motoröl versauert und dadurch bestimmte Eigenschaften, die zum Schutz des Motors dienen, verloren gehen. Aus diesem Grund sollte eine Entschwefelung der gesamten Biogasmenge (BHKW und lokales Gasnetz) in Betracht gezogen werden. Außerdem stellt der Schwefelwasserstoff im Biogas für eine nachgeschaltete Abgasnachbehandlung (Katalysator) ein Problem dar, da der Schwefel die Aktivität vieler Katalysatoren herabsetzt, wodurch die mögliche Einsatzdauer eines Katalysators drastisch reduziert wird.

In Anlehnung an die ÖVGW-Richtlinie G 31 sollte für H_2S ein durchschnittlicher Grenzwert von $5\text{mg}/\text{Nm}^3$ angestrebt werden, was ungefähr 3ppm entspricht [47]. In der Richtlinie wird des Weiteren ein Grenzwert für den Gesamtschwefel im Gas definiert. Dieser sollte auf Dauer unter $10\text{mg}/\text{Nm}^3$ und bei Störfällen unter $150\text{mg}/\text{Nm}^3$ liegen. Schwefelwasserstoff hat auch einen gewissen „Vorteil“ im Gas, da es vom Menschen schon ab wenigen ppm als „faule-Eier-Geruch“ wahrgenommen wird. Dadurch können schon kleinste Gasleckagen

erkannt werden, ohne dass man ein zusätzliches Odorierungsmittel zudosieren muss.³ Nachfolgend werden einige Verfahren zur Entschwefelung von Biogas angeführt, die für eine Aufbereitung Verwendung finden.

- **Biologische Entschwefelung**, eine solche Entschwefelung kann entweder im Fermenter oder extern erfolgen. Es sind durchschnittliche Endreinheiten je nach verwendeter Methode und Eingangskonzentrationen praktisch bis 5-150mg/Nm³ erreichbar, wobei auch kurzfristig höhere Peaks (Schwankungen) auftreten können.
 - Bei einer internen biologischen Entschwefelung wird in den Fermenter Luft eingeblasen, wodurch der Schwefelwasserstoff durch Mikroorganismen (Thiobazillen) auf aerobem Weg zu elementarem Schwefel umgewandelt wird. Damit die Umwandlung im gewünschten Ausmaß stattfindet, muss die Luftzugabe im leichten Überschuss erfolgen, wodurch allerdings das Biogas mit Sauerstoff (<1vol-%) und Stickstoff (<5vol-%) verdünnt wird. Durch das Sauerstoffüberangebot wird allerdings der elementare Schwefel zu Schwefelsäure bzw. in Sulfat umgewandelt, was zu einer Versauerung (pH-Wert Absenkung) führt und in den meisten Fällen unerwünscht ist.

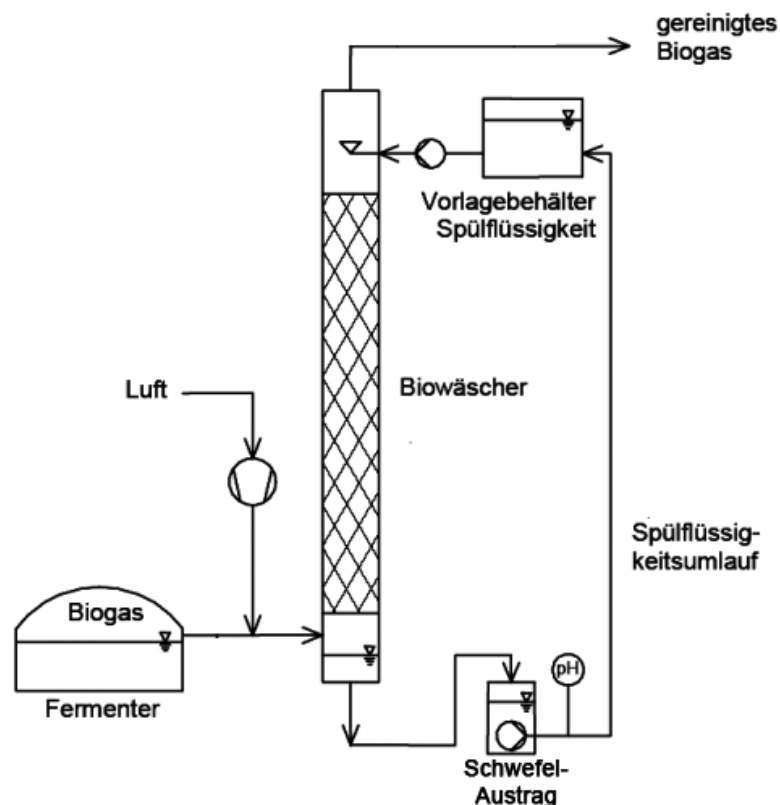


Abbildung 3: Externe biologische Entschwefelung

- Mit einer externen biologischen Entschwefelung können im allgemeinen niedrigere Endreinheiten als bei einer internen erreicht werden, da der Prozess in

³ Ist noch zu prüfen ob dies gesetzlich notwendig bzw. erlaubt ist.

der externen (getrennten) Verschaltung besser gesteuert werden kann. Das Funktionsprinzip ist dabei gleich wie der internen biologischen Entschwefelung, jedoch wird Luft nicht in den Fermenter eingebracht, sondern erst unmittelbar vor dem sogenannten Biowäscher (vgl. Abbildung 3). Dabei befinden sich die für die Umwandlung des Schwefelwasserstoffs notwendigen Mikroorganismen auf einem Trägermaterial im Biowäscher. Diese müssen zusätzlich noch mit einer Nährstofflösung (Spülflüssigkeit) versorgt werden, in der ebenfalls diese Thiobazillen suspensiert sind. Auch bei dieser Anordnung muss Sauerstoff (Luft) im leicht überstöchiometrischen Bereich zudosiert werden, wodurch allerdings, analog zur internen biologischen Entschwefelung, der Biogas mit Sauerstoff und Stickstoff verdünnt wird. Die Zudosierung der Luft kann allerdings genauer geregelt werden, da durch Wäschereinbauten die Kontaktfläche erhöht wird und somit eine bessere Umsetzung erfolgen kann. Bei einer Regelung der zudosierten Luft über eine Restsauerstoffkonzentration am Austritt, können niedrige Sauerstoff- und Stickstoffkonzentrationen im Biogas erreicht werden.

- Eine Weiterentwicklung der externen biologischen Entschwefelung stellt der sogenannte Biowäscher dar, der dem Fermenter ebenfalls nachgeschaltet ist. Das Biogas durchströmt im Gegenstrom eine Füllkörperkolonne, in der der Schwefelwasserstoff an ein Absorptionsmedium (meist leicht alkalisches Wasser) absorbiert wird. Die beladene Waschflüssigkeit wird im eigentlichen Bioreaktor mit Luft wiederum mikrobiologisch (wie bei der internen biologischen Entschwefelung bereits beschrieben) regeneriert und der entstehende Elementarschwefel wird kontinuierlich abgetrennt. Die benötigten Mikroorganismen sind sowohl an einem Trägermaterial im Bioreaktor gebunden als auch in der Waschflüssigkeit suspendiert, die nach der Regenerierung im Bioreaktor wieder dem Füllkörperwäscher zurückgeführt wird (vgl. Abbildung 4). Dabei wird darauf geachtet nur eine bestimmte Menge an Luft zuzugeben, um den Elementarschwefel nicht weiter zu Schwefelsäure zu oxidieren, wodurch sich durch eine Versauerung ein erhöhter Waschmittelverbrauch einstellen würde. Ein großer Vorteil der externen biologischen Entschwefelung ist, dass das Biogas nicht mit Luft verdünnt wird, wodurch der Methangehalt bzw. auch der Heizwert des Biogases höher liegt.

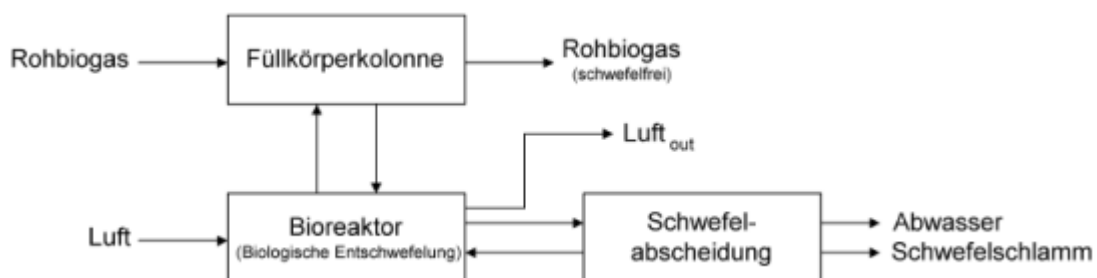


Abbildung 4: Prozessschema eines Biowäschers

- Der Vorteil einer internen biologischen Entschwefelung liegt in den niedrigen Kosten einer Grobentschwefelung, da weder die Investitions-, noch die Betriebskosten hoch sind. Im einfachsten Fall wird nur ein Luftgebläse mit einer Dosiereinrichtung benötigt.
- Eine externe biologische Entschwefelung mit einem getrennten Biowäscher kann laut diversen Herstellern bessere Endreinheiten (im Labor bis unter 10mg/Nm³ [28]) erreichen, da der Prozess besser kontrolliert werden kann. Der Nachteil sind aber die etwas höheren Investitionskosten (zusätzliche Behälter, Pumpen usw.) und auch geringfügig höhere Betriebskosten als bei einer internen biologischen Entschwefelung. Mit Hilfe einer optimal geregelten erweiterten externen biologischen Entschwefelung kann die Schwefelwasserstoffkonzentration im Biogas im Durchschnitt soweit reduziert werden, sodass eine weitere Feinentschwefelung für die meisten Anwendungen nicht notwendig ist, sondern eine solche Feinreinigung nur mehr für Spezialanwendungen vorzusehen ist.
- Als Nachteil beider biologischen Entschwefelungen sind die natürlichen Schwankungen des Schwefelwasserstoffs im Biogas, die vor allem durch unterschiedliche Substrate hervorgerufen werden. Diese Schwankungen können durch dieses Verfahren nichtvollständig abgefangen werden, wodurch es kurzfristig zu Konzentrationsspitzen kommen kann. Falls solche Spitzen erwartet werden, muss durch weitere Maßnahmen eine niedrige Schwefelwasserstoffkonzentration im Biogas sichergestellt werden.
- **Chemische Verfahren zur Grobentschwefelung**, durch eine Zugabe von Eisenverbindungen (Eisensalze) im Fermenter kann durch Fällungsreaktionen ein Teil des Schwefelwasserstoffs aus der flüssigen Phase abgetrennt werden. Dadurch kann das Löslichkeitsgleichgewicht zwischen Flüssig- und Gasphase verschoben werden, wodurch weniger Schwefelwasserstoff in der Gasphase verbleibt. Dabei stellt der pH-Wert einen wichtigen Prozessparameter dar.

Dieses Verfahren wird bevorzugt bei kleinen Biogasanlagen verwendet, bzw. wird bei großen Anlagen hauptsächlich als Zwischenlösung bei Spitzenbelastungen eingesetzt, falls höhere Schwefelfrachten in den Fermenter eingebracht werden, da die eingesetzten Chemikalien (z.B.: Eisenchlorid) teuer sind und dadurch die Betriebskosten und somit die Biogasgestehungskosten stark ansteigen. Als Vorteil des Verfahrens sind die niedrigen Investitionskosten, da die Chemikalien in der Regel einfach dosiert werden können und nur ein Chemikaliertank mit einer Dosierpumpe benötigt wird.

- **Adsorptive Feinentschwefelung**, eine Adsorption des Schwefelwasserstoffs an eine Eisenmasse (Eisenoxide oder Eisenhydroxide), stellt den Stand der Technik bei Kläranlagen dar, wo es auch gute und teilweise lange Erfahrungen gibt, allerdings ergeben sich abhängig von der Schwefelfracht hohe Investitions- und Betriebskosten. Der Schwefel wird in diesem Verfahren als Eisensulfid (FeS) gebunden. Das Adsorbens kann größtenteils mit Luft, jedoch meist aufwendig, regeneriert werden. Es können Endreinheiten bis <10ppm H₂S erreicht werden.

Ein bei Biogasanlagen häufig eingesetztes Feinentschwefelungsverfahren stellt eine Adsorption des Schwefelwasserstoffs an Aktivkohle dar. Je nach Rohgasbeladung ist dieses Verfahren empfehlenswert, da dieses meist niedrige Investitionskosten aufweist, der im einfachsten Fall nur einen Behälter darstellt und niedrige Endkonzentrationen an Schwefelwasserstoff (<5ppm) erreicht werden können. Bei einer zu hoher Schwefelbeladung ist durch den Verbrauch der Aktivkohle allerdings mit höheren Betriebskosten zu rechnen, da die Aktivkohle nur mit großem Aufwand (Dampf bei ca. 450°C) regeneriert werden kann, weshalb diese auch in den meisten Fällen nur einmal verwendet wird. Für die H₂S-Abtrennung im Biogas werden größtenteils Kaliumjodid (KI) und Kaliumcarbonat (K₂CO₃) imprägnierte Aktivkohlen eingesetzt, die eine leicht überstöchiometrische Sauerstoff-Menge für die Oxidation des H₂S benötigen. Bei der Luft eindüsung für der internen oder einfachen externen biologischen Entschwefelung im Allgemeinen mehr Sauerstoff eingebracht, weshalb sich ein O₂-Überschuss von einigen zehntel Prozent ergibt. Dieser O₂-Überschuss ist laut einem Hersteller [44] für eine Adsorption an Aktivkohle ausreichend und man kann somit Massenbeladung je nach Aktivkohle und Betriebsbedingungen von 50-100% erreichen [1]. Die beladene Aktivkohle kann als schwefelhaltiger Dünger auf die landwirtschaftlichen Flächen ausgebracht oder muss in speziellen Einrichtungen entsorgt werden.

Mit Hilfe von dotierten Aktivkohlen können höhere Massebeladungen und niedrigere Endreinheiten erreicht werden, wobei ein stöchiometrisches Sauerstoffangebot zur Schwefelwasserstoffabtrennung ausreichend ist [57]. Allgemein gilt jedoch, dass die maximale Beldung der Aktivkohle stark von der relativen Feuchtigkeit, der Gastemperatur, vom Sauerstoffgehalt und von der Verweilzeit abhängt.

- **Gaswäsche**, stellt vor allem bei einer Erdgasreinigung den Stand der Technik dar, jedoch ist diese mit hohen Investitionskosten und mit großem apparativem Aufwand verbunden, weshalb die Gaswäsche für eine Biogasentschwefelung nicht verwendet wird und höchstens in Kombination mit einer CO₂-Abtrennung sinnvoll erscheint und hier nicht weiter darauf eingegangen wird.

Zusammenfassung Gasreinigung

Die in der Studie betrachtete Biogasanlage soll mit einer externen biologischen Entschwefelung ausgestattet werden, wobei die Endkonzentrationen an Schwefelwasserstoff im Biogas durchschnittlich 5-10ppm beträgt. Diese Reinheit ist für alle betrachteten Verbraucher ausreichend, weshalb auf eine weitere Abtrennung des H₂S verzichtet wird.

Die Gastrocknung erfolgt mit Hilfe eine Kältetrocknung, wobei ein Taupunkt des Biogases von 4-5°C angestrebt wird. Das dafür notwendige Kühlmedium wird mit einer elektrisch betriebenen Kompressionskältemaschine zur Verfügung gestellt. Mittels eines Platten- bzw. Rohrbündelwärmeaustauschers wird das Biogas abgekühlt und das anfallende Kondensat abgeführt. Zusätzlich wird empfohlen, dass Tropfenabscheider vor sensiblen Armaturen und Apparaten werden sollten.

Die anfallenden Kosten der Gasreinigung sind in einer Wirtschaftlichkeitsrechnung in Kapitel 5.3 dargestellt. Es wird vorweggenommen, dass die Investitionskosten im Vergleich zu den Betriebskosten (Strom für Kompressionskältemaschine) niedrig ausfallen.

5.2.1.2. Gasspeicher und Verdichtung

Je nach dem zeitlichen Gasbedarf der einzelnen Verbraucher werden dementsprechend große Gasspeicher benötigt, um eine eventuell anfallende Spitzenlast abdecken zu können, bzw. bei geringer Last muss das überschüssige Gas zwischengespeichert werden können.

In dieser Studie wird davon ausgegangen, dass sowohl die Fermenter als auch die Endlager mit Doppelmembranspeicher ausgerüstet sind und somit eine ausreichende Speichermöglichkeit für das Rohgas aufweisen. Diese Rohgasspeicher sind drucklos, bzw. im leichten Überdruck (wenige mbar) ausgeführt (vgl. Abbildung 5).

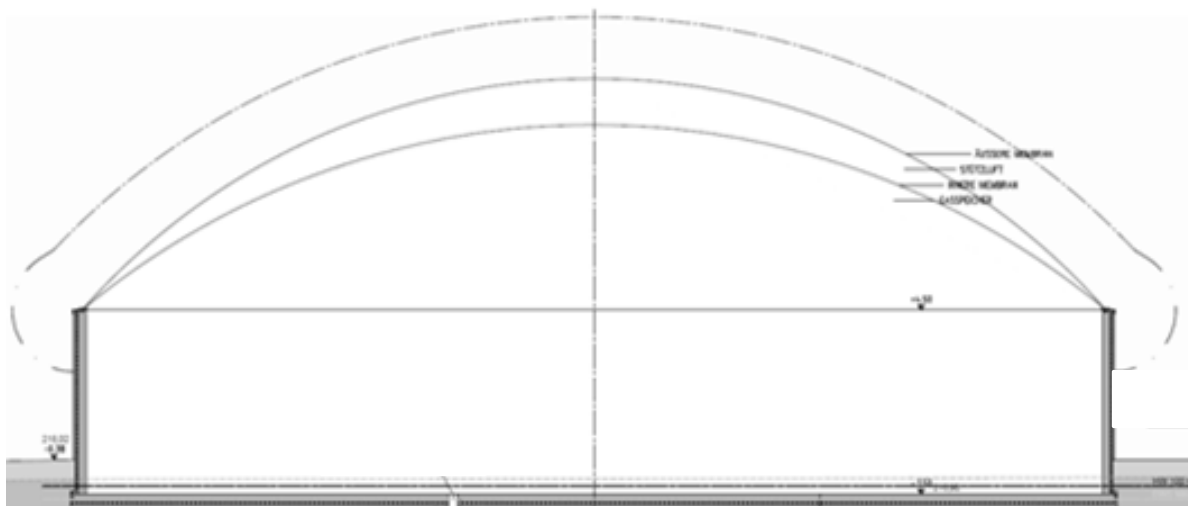


Abbildung 5: Doppelmembranspeicher auf Fermenter

Eine Reingasspeicherung für eine kurzfristige Pufferung, besonders für die Versorgungssicherheit, sollte in Betracht gezogen werden, diese kann dann auch auf den Betriebsdruck ausgelegt werden. Um die Anlagenverfügbarkeit bei Problemen, z.B. mit der Gasreinigung, zu erhöhen, sollte sich mindestens ein Speicher nach der Gasreinigung befinden (vgl. Abbildung 1).

Eine weitere Möglichkeit die Versorgungssicherheit zu erhöhen, stellt eine redundante, ausreichend groß dimensionierte Gasreinigung und Verdichtung dar.

Ein großzügig dimensioniertes Rohrleitungsnetz verhält sich ebenfalls je nach Größe bzw. Länge aufgrund des Gasvolumens als keiner Pufferspeicher, der kurzfristige Schwankungen (z.B. Start/Stop von Feuerungen) ausgleichen bzw. abfangen kann.

Nähere Informationen bezüglich weiterer Speichermöglichkeiten von Biogas bzw. aufbereitetes Biogas finden sich beispielsweise in [2] und [35]. Ein oder mehrere (redundante) Biogasverdichter werden benötigt um einen entsprechenden Netzdruck liefern zu können. Hier sollte einerseits ein Optimum zwischen Verdichtungs- und

Rohrleitungskosten gefunden werden, um vor allem die Betriebskosten niedrig halten zu können. Andererseits muss eventuell auch auf die Anforderungen der verschiedenen Verbraucher Rücksicht genommen werden. Prinzipiell sollte der Netzdruck aber möglichst niedrig gehalten werden. Je nach Aufstellungsort des BKHWS und je nach Netzdruck sollte in Betracht gezogen werden, ob die Verdichtung zweistufig und getrennt aufgebaut werden soll, um die Betriebskosten niedrig zu halten, da diese im Vergleich zu den Investitionskosten eines Verdichters bei niedrigen Drücken höher ausfallen. Ein Beispiel für eine gestufte Verdichtung wäre folgende:

- **Erste Stufe:** Vorverdichtung des gesamten Biogases auf ca. 100-200mbar, danach erfolgt die Gasreinigung. Der Teilstrom für die BHKW-Nutzung muss nicht weiter verdichtet werden.
- **Zweite Stufe:** Der zweite Teilstrom (für die Netzversorgung) muss auf den nötigen Leitungsdruck (z.B.: 300mbar) weiter verdichtet werden.

Für die Verdichtung in einem Niederdruck-Erdgasnetz (ab 6bar) werden je nach notwendigen Druck und Volumenstrom üblicherweise Turbo-, Schrauben- oder Kolbenkompressoren verwendet. Da das Druckniveau in einem lokalen Biogasnetz aus wirtschaftlichen Gründen möglichst niedrig gehalten werden sollte (vgl. Kapitel 5.2.1.4), kommen für die Verdichtung in einem Druckbereich von weniger als 6bar andere Verdichterbauarten in Frage, die in Tabelle 1 aufgelistet sind.

Im konkreten Fall wird der Netzdruck sowohl aus wirtschaftlichen als auch rechtlichen Gründen unter 1,5bar liegen. Entsprechend der in Tabelle 1 aufgelisteten Verdichter kommen für den vorherrschenden Netzdruck entweder Seitenkanal- oder Drehkolbenverdichter in Frage.

<i>Bauart</i>	<i>Förderbereich</i> <i>[m³/h]</i>	<i>Überdruck</i> <i>[bar]</i>	<i>Eigenschaften</i>
Rotationsverdichter	100–5.000	1–2,5	ölgeschmiert Restölgehalte 1–5mg/m³
(Vielzellenverdichter)	150–3.000	3–10	Ölgeschmiert Restölgehalte 1–5mg/m³
Seitenkanalverdichter	4–1.900	0,1–1	pulsationsfrei, ölfrei, leiser als Drehkolbengebläse
Drehkolbenverdichter	20–10.000	0,1–1,4	ölfrei, nicht druckstoßfest

Tabelle 1: Überblick über Verdichter im unteren Druckbereich (<6bar), [31]

Da der voraussichtliche Biogasfördervolumenstrom im Mittel unter 1000m³/h betragen wird und Seitenkanalverdichter eine hohe Lebensdauer bei sehr niedrigem Wartungsaufwand aufweisen, werden ausschließlich solche in dieser Studie betrachtet [23].

In Abbildung 6 ist ein Beispiel eines aufgebauten Seitenkanalverdichters mit direkt angeflanschem Elektromotor zu sehen, in dem schematisch der Gasweg eingezeichnet ist.



Abbildung 6: Beispielbild einer Seitenkanalverdichters mit Gasweg, [25]

Zum besseren Verständnis ist in Abbildung 7 schematisch das Funktionsprinzip eines Seitenkanalverdichters gezeigt, zusätzlich dazu, ist in Abbildung 8 ein geöffneter Gehäusedeckel eines Seitenkanalverdichters mit Laufrad zu sehen. Durch die Drehung des Laufrades strömt das Gas dabei spiralförmig durch den Seitenkanal. Durch diese Gasströmung entsteht auch die Verdichtung des Gases.

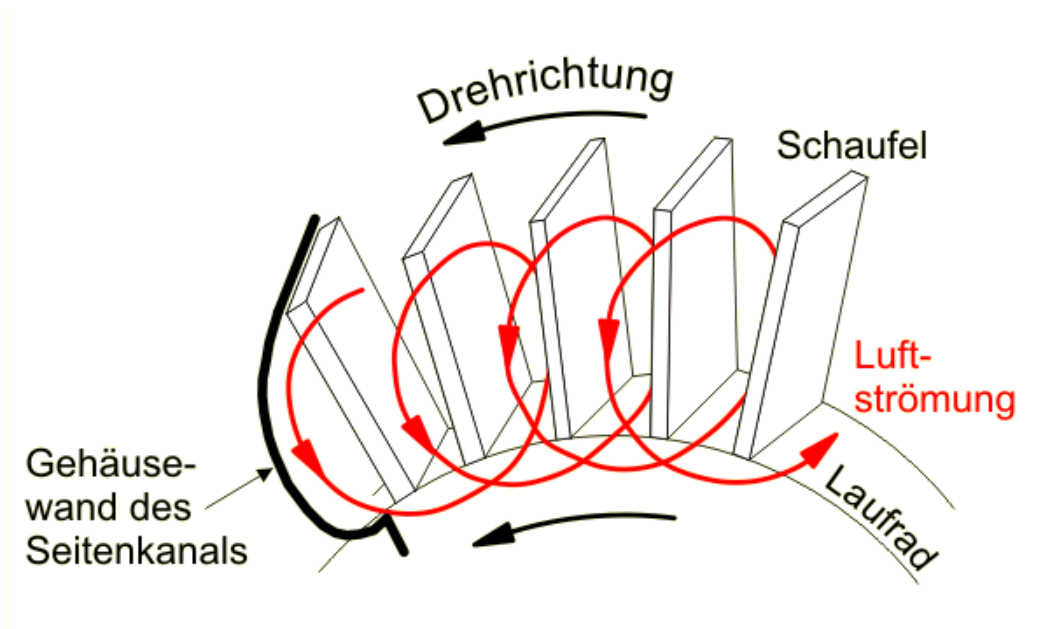


Abbildung 7: Funktionsschema eines Seitenkanalverdichters, [25]



Abbildung 8: Geöffneter Seitenkanalverdichter; mit Laufrad (links) und Seitenkanal (rechts), [25]

Prinzipiell werden Seitenkanalverdichter im einstufigen Bauweise bis zu Differenzdrücken von 400-500mbar verwendet, in zwei- oder mehrstufiger Bauweise werden Differenzdrücke bis zu 1bar erreicht. Die dazugehörigen Verdichterkennlinien (Druck/Volumenstrom) sind im Anhang angeführt.

Die Investitionskosten für einen Seitenkanalverdichter für einen Volumenstrom von 1000Nm³/h bei einem Differenzdruck von 300mbar belaufen sich auf rund 10.000€ [23].

5.2.1.3. Übergabestation

Für eine Übergabe des vorgereinigten Biogases muss ein Feinfilter installiert werden um etwaige Partikel aus der Gasreinigung abzutrennen, die ansonsten zu Problemen in verschiedenen Armaturen führen würden. Außerdem wird eine Messeinrichtung für den Gasvolumenstrom und für die Gaszusammensetzung benötigt, um eine Abrechnung der verkauften Biogasmenge zu bestimmen. Folgende Komponenten sollten mindestens alle 15 Minuten gemessen werden: CH₄, H₂S, H₂O und O₂. Da zwar nur CH₄ in die Heizwertberechnung eingeht, dient die Messung der anderen Komponenten hauptsächlich zur Überwachung des Prozesses, im speziellen der Gasreinigung. Die Möglichkeiten von verschiedenen Messsystemen zur Volumenstrommessung bzw. Gasanalyse finden sich in [2] und [28].

Die Kosten für eine kontinuierliche Gasanalyse, abhängig von der Messgenauigkeit und Anzahl der Messkomponenten, liegen zwischen 4.000 und 10.000€. Zusätzlich liegen die Kosten für eine Gasdurchflussmessung, je nach Messgenauigkeit und Messbereich, zwischen rund 1.000 und 5.000€ [2], [56], [50], [52], [38], [18].

Eine Installation einer Druckregeleinrichtung sorgt für einen konstanten Leitungsdruck. Außerdem muss je nach Bedarf ein (oder mehrere) Sicherheitsabsperrventil(e) installiert werden. Optional kann/muss (je nach rechtlicher Gegebenheit) eine Odorierungseinrichtung eingebaut werden, damit das austretende Gas im Falle einer Leckage wahrgenommen werden kann. Die Kosten dafür liegen im Bereich von mehreren Tausend Euro.

5.2.1.4. Rohrleitungsnetz und Übergabestellen

Für die Planung des Rohrleitungsnetzes stellt sich die Frage des Werkstoffes (Stahl- oder PE⁴-Rohre), wobei bei einem geringen Leitungsdruck PE-Rohre kostengünstiger bei der Anschaffung sind, bei der Verlegung der Rohre entstehen keine unterschiedlichen Kosten [2]. Außerdem haben sich PE-Rohre in der letzten Zeit für Erdgas im Niederdrucknetz bewährt und können auch für Biogas verwendet werden [19]. Ausgehend von einem annähernd konstanten kg-Preis eines PE-Rohres von ca. 5,5€/kg [19] und von durchschnittlichen Grabungs- bzw. Verlegekosten von 40€/m [2] können die Rohrleitungskosten bestimmt werden. In Tabelle 2 sind die verfügbaren Rohre der Fa. Rehau dargestellt. Um einen wirtschaftlicher Rohrdurchmesser zu ermitteln stehen die Verdichtungskosten den Rohrleitungskosten gegenüber.

In Abbildung 9 ist ein Beispiel einer Ermittlung eines wirtschaftlichen Rohrdurchmesser dargestellt. Als Beispiel wird die Rohrleitung zum BHKW (vgl. Kapitel 5.2.2) herangezogen. Ausgehend von einem maximal notwendigen Enddruck des Verbrauchers (BHKW) von 100mbar, stellt ein Netzdruck bzw. Enddruck des Verdichters von rund 200mbar ein Optimum dar.

<i>DA [mm]</i>	<i>s [mm]</i>	<i>DI [mm]</i>	<i>m [kg/lfm]</i>	<i>Preis [EUR/lfm]</i>
63	3,8	55,4	0,728	3,98
75	4,5	66	1,03	5,63
90	5,4	79,2	1,47	8,04
110	6,6	96,8	2,19	11,98
125	7,4	110,2	2,79	15,26
140	8,3	123,4	3,5	19,15
160	9,5	141	4,57	25,00

Tabelle 2: Abmessungen PE-Rohre inkl. abgeschätzter Kosten, [19]

⁴ Polyethylen

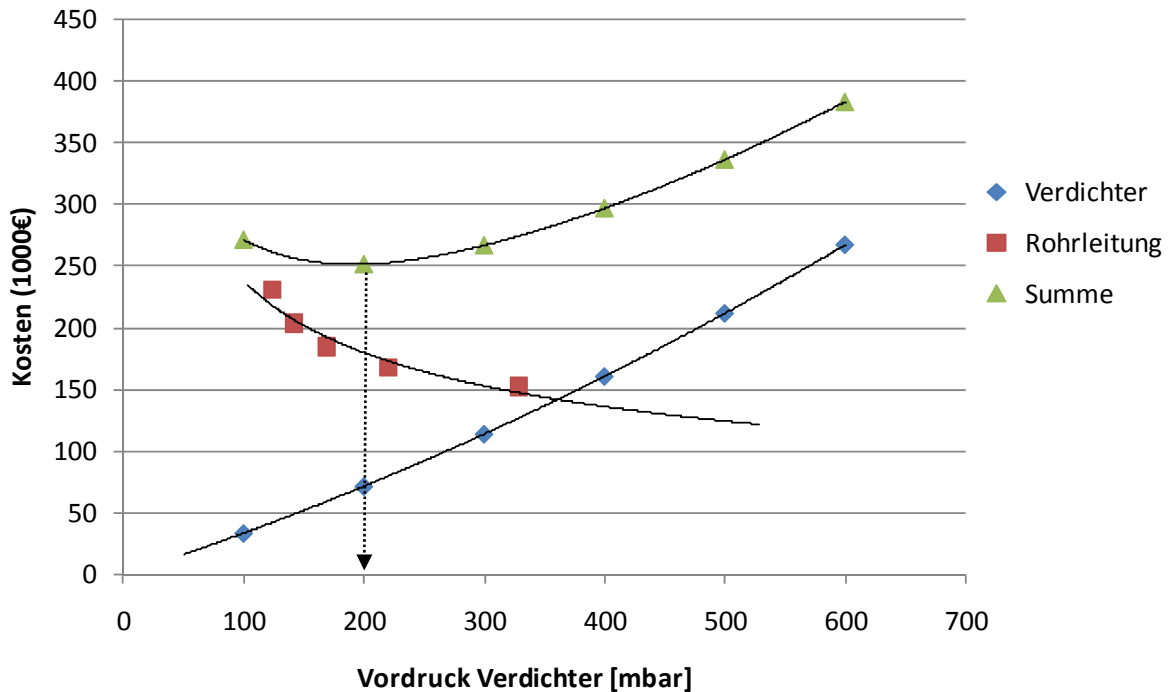


Abbildung 9: Beispiel einer Ermittlung eines wirtschaftlichen Rohrdurchmessers (Länge ca. 2,5km, 460 Nm³/h)

Analog zum obigen Beispiel wird für jeden Netzabschnitt ein wirtschaftlicher Rohrlungsdurchmesser berechnet.

An den einzelnen Übergabestellen wird eine Volumenstrommessung (z.B.: ein Drehkolbenzähler mit optionaler Fernleitung) und je nach Gegebenheit eventuell ein einstufiger oder mehrstufiger Druckregler installiert.

5.2.2. Trassenfindung am Beispiel Güssing

In dieser Studie werden eine geplante Biogasanlage (Abbildung 10), zwei Großverbraucher, die Substituierung von Produktgas und Heizöl bei der Biomasse KWK (Holzvergasung) und ein BHKW für die Trassenfindung in Güssing betrachtet. Zusätzlich wäre ein potentieller Standort für eine Gastankstelle (Abbildung 12) gegeben, welche momentan bei der Biomasse KWK mit Methan aus Holz getestet wird. Abhängig vom Standort des BHKWs und den interessierten Großverbrauchern werden verschiedene Szenarien für die Auslegung des Biogasnetzes untersucht.

5.2.2.1. BHKW bei der Biomasse KWK (Holzvergasung)

Der Standort beim bestehenden Biomasseheizkraftwerk (Abbildung 10) in Güssing hat den Vorteil, dass sich an dem Standort bereits ein Gasmotor und ständig Personal befindet welches im Falle eines Problems sofort auf einen Fehler reagieren kann. Einen weiteren Vorteil stellt die bereits vorhandene Fernwärmeeinbindung dar, die einfach adaptiert werden kann. Allerdings stellt sich das Problem, dass in diesem Bereich der Fernwärme (Güssing

Nord) eine hohe Temperatur benötigt wird, wodurch nur ein Teil der Wärme des BHKW's genutzt werden kann.

Die für den Betrieb der Biogasanlage benötigte Wärme könnte in diesem Fall vom BHKW zur Anlage mittels Fernwärmeleitung zurückgeführt werden, dadurch würde auch die Wärmenutzung verbessert werden.



Abbildung 10: Lageplan Bereich geplante Biogasanlage, Vergasungs-KWK und Vulcolor

5.2.2.2. BHKW beim Biomasseheizwerk

Als zweite Möglichkeit kommt der Standort beim bestehenden Fernheizwerk (Abbildung 11) in Frage. Der wesentlicher Vorteil dieses Standortes wäre ein niedrigeres Temperatur-Niveau in Bereich der Fernwärme (Süd), wodurch die Wärme des BHKWs besser genutzt werden kann und dadurch wirtschaftlicher agieren kann. Des Weiteren wird ein in unmittelbarer Nähe gelegenes Sporthotel umfangreich erweitert, durch den wesentlich höheren Wärmebedarf nach dem Umbau kann die Wärme an Ort und Stelle verwertet werden. Als Nachteil stellt sich die lange Rohrleitung dar, wodurch hauptsächlich die

Investitions-(Rohrleitungskosten) aber auch die Betriebskosten (Verdichtungskosten) steigen.

Die für den Betrieb der Biogasanlage benötigte Wärme könnte in diesem Fall nicht sinnvoll durch das BHKW bereitgestellt werden, die Nutzung von Fernwärme wäre in diesem Fall die sinnvollste Alternative.



Abbildung 11: Lageplan Bereich Ölmühle, Heizwerk und Hotel

5.2.2.3. Lastgang Produktgas-/Ölkessel Biomasse KWK (Holzvergasung)

Der Produktgaskessel des Biomasseheizkraftwerkes muss aus verfahrenstechnischen Gründen ständig im Standby-Betrieb mit hochwertigem Holzgas laufen, dabei könnte eine Brennstoffwärmeleistung von ca. 320kW durch Biogas substituiert werden.

Weiters ist bei jedem Anfahrvorgang des Vergasers eine große Menge an Heizöl erforderlich, welche in Tabelle 3 dokumentiert wird. Auch hier ist ein entsprechendes Substituierungspotential durch Biogas vorhanden.

Gesamtverbrauch an Öl (2008)	133.000 l
Heizwert Heizöl	9,97 kWh/l
Energie Heizöl	1.326.143 kWh
Menge Heizöl pro Anfahrvorgang I	300 l
Menge Heizöl pro Anfahrvorgang II	2.310 l
Energie Heizöl pro Anfahrvorgang I	2.991 kWh
Biogasmenge Anfahrvorgang I	587 Nm ³
Durchschnittliche Biogasmenge I	117 Nm ³ /h
Energie Heizöl pro Anfahrvorgang II	23.033 kWh
Biogasmenge Anfahrvorgang II	4.516 Nm ³
Durchschnittliche Biogasmenge II	411 Nm ³ /h
Anfahrvorgänge_theoretisch	443 -
Annahme 1x wöchentlich	52 -
Energie / Anfahren	25.000 kWh

Tabelle 3: Heizölverbrauch für das Anfahren des Holzvergasers

5.2.2.4. Lastgang Großverbraucher Ölmühle (BAG)

Die Ölmühle (BAG, Abbildung 12) liegt produziert Speiserapsöl, aktuell wird die Produktion wesentlich erweitert, in diesem Zuge wurden 2 Dampfkessel mit einem Verbrauch von 50 bzw. 21Nm³/h Propan geplant. Der Propangastank wäre auch bei einem Betrieb mit Biogas als Backupsystem verwendbar, die Auslastung wird bei ca. 60-70% an 345 Tagen im Jahr, 24h liegen, kurze Revisionsstillstände sind im Frühjahr eingeplant.

Aus wirtschaftlichen Gründen hat sich die Firma statt Propan für den Brennstoff Heizöl entschieden, der bereits bestellte Dampfkessel hat eine Brennstoffwärmeleistung von 1.300kW. Im Falle der Errichtung des Biogasnetzes wird die Anlage mit einem Dualbrenner ausgerüstet. Der zweite Dampfkessel hängt mit der Investition in eine Raffinerie zusammen, je nach Marktentwicklung kann diese Investition in 6 Monaten aber auch erst in 3 Jahren erfolgen.



Abbildung 12: Lageplan Bereich Vergasungs-KWK, Autohaus und Ölmühle

5.2.2.5. Lastgang Gastankstelle, Diversifikation

Die bereits vorhandene Gastankstelle könnte mit entsprechender dezentraler Gasaufbereitung und Vordruckerhöhung beim Autohaus Weber in unmittelbarer Nähe der Ölmühle (BAG) aufgestellt werden:

Ansaugdruck: 2-4barü

Liefermenge: 51,5m³/h

Enddruck: 300bar

Die Gasqualität ist bei der Tankstelle an die Kraftstoffverordnung (BGBl. II Nr. 418/1999) gekoppelt. Der Verbrauch der Gastankstelle ist auch bei hoher Kundenfrequenz jedenfalls vernachlässigbar gegenüber den Großverbrauchern, somit kommt eine dezentrale Membranaufbereitung mit "Standard-Membranen" wie sie für die Luftzerlegung eingesetzt werden, in Frage. Allerdings ist die Haltbarkeit der Membrane noch ungewiss, da keine

langfristigen Anlagentests vorliegen. Es gibt einstufige Verfahren, wobei ein Methangehalt von über 90vol% erreicht wird.

5.2.2.6. Lastkurven Großverbraucher Vulcolor

Die Fa. Vulcolor (Abbildung 10) erzeugt intensive Farbstoffkonzentrate aus Obst und Gemüse. Ein wichtiger Prozess dabei ist der Fallstromverdampfer (Konzentratgewinnung), welcher mit einer gesonderten Fernwärmeleitung ab Dampfturbinenanzapfung der in der Nähe befindlichen Biomasse-Entnahme-Kondensations-Dampfturbinen-KWK mit ca. 125°C Vorlauftemperatur versorgt wird. Die anderen Verbraucher wären problemlos an die übliche Fernwärmeversorgung anschließbar, wozu die bereits verlegte Anbindung herangezogen werden könnte.

Der Bedarf eines Gaskessels besteht zwar nicht akut, durch höhere Temperaturen am Fallstromverdampfer wäre jedoch eine wesentliche Outputsteigerung möglich. Dieser Fallstromverdampfer wurde sekundärseitig vermessen, an diese Stelle könnte ein Heißwasserbiogaskessel mit ca. 140°C Vorlauftemperatur treten. Als Backup wäre die bestehende Fernwärmeleitung ab Dampfturbinenanzapfung reaktivierbar.

Die Messdaten des Fallstromverdampfers zeigen somit das Potential des Biogasbedarfes der Fa. Vulcolor auf (Abbildung 13, Abbildung 14 und Abbildung 15).

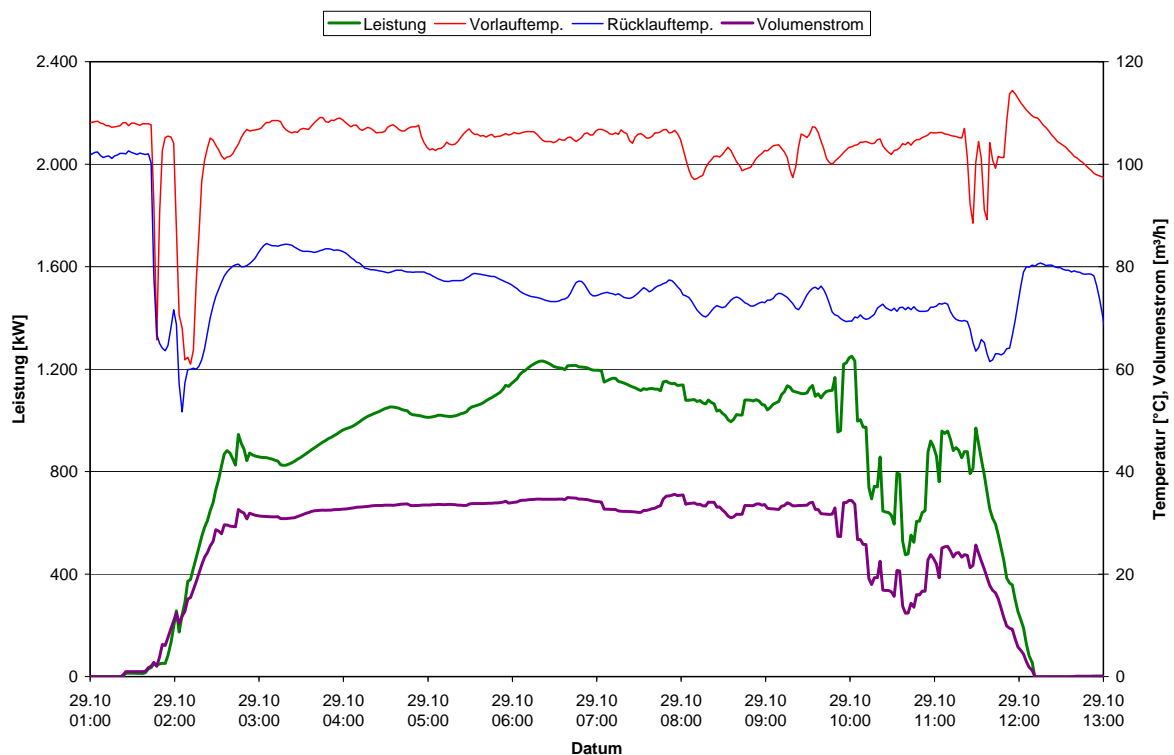


Abbildung 13: Messung Fallstromverdampfer Vulcolor am 29.10.2009

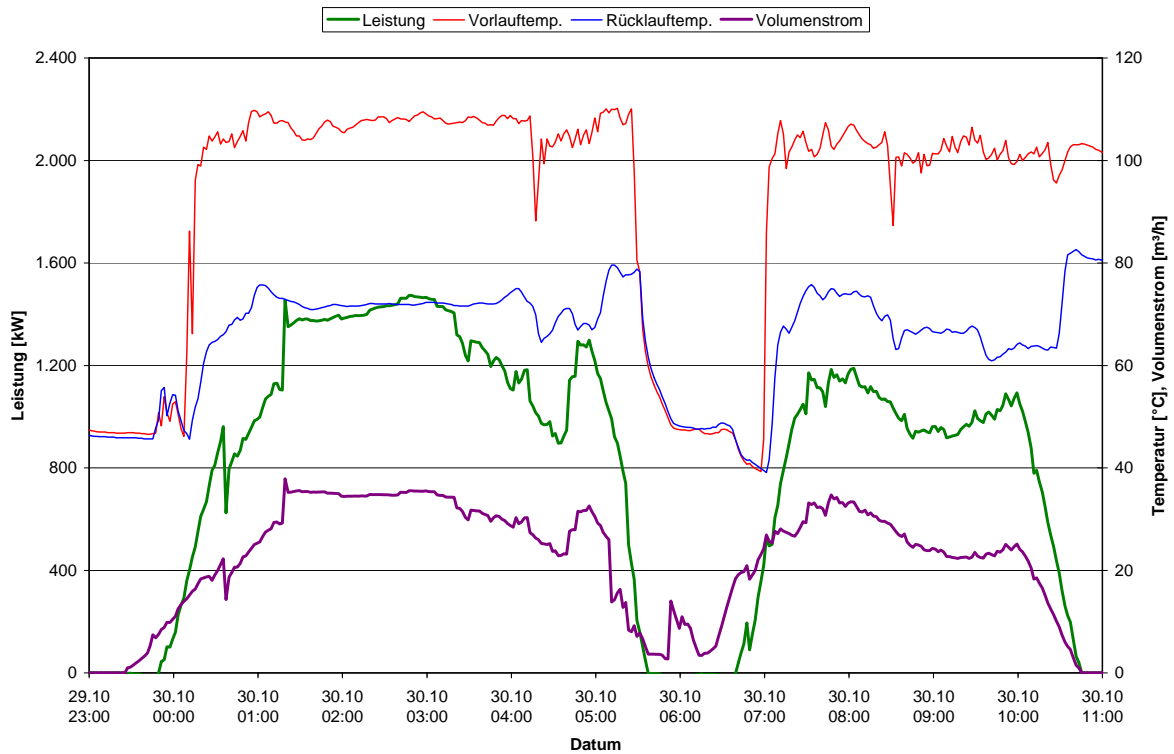


Abbildung 14: Messung Fallstromverdampfer Vulcolor am 30.10.2009

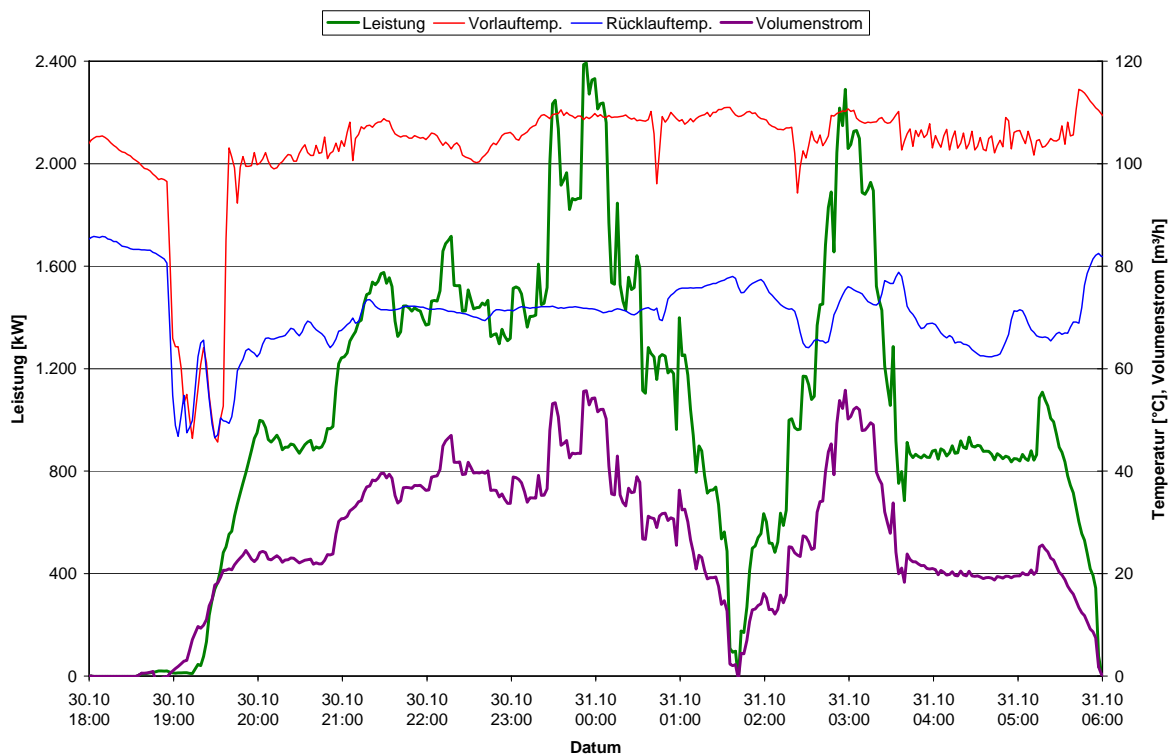


Abbildung 15: Messung Fallstromverdampfer Vulcolor am 30. und 31.10.2009

Die Aufzeichnungen stellen den Normalbetrieb im Wochenprofil dar, in der 2. Augushälfte + September ist ein Betrieb rund um die Uhr, auch Samstag, Sonntag und Feiertag

vorgesehen. Im Rest des Jahres wird angestrebt, auf 1 verlängerte Tagesschicht überzugehen, d.h. Montag bis Donnerstag von ca. 6:00-20:00 jeweils ein längerer Fallstromverdampferzyklus.

Zusammenfassung Trassenfindung am Beispiel Güssing

Aufgrund der örtlichen Lage der Verbraucher wurde die Trassenführung entlang der Bundesstraße gewählt, eine zweite Trasse entlang des Strembaches ist technisch nicht erforderlich. Durch die bessere Nutzungsmöglichkeit für die anfallende Abwärme wird ausschließlich der BHKW-Standort beim Heizwerk 1 berücksichtigt. In Tabelle 4 werden die optimalen Rohrdimensionen anhand der Leitungslängen und der Volumenströme dokumentiert, daraus werden weiters die Druckverluste und Investitionskosten ermittelt, welche auch im Kapitel 5.3 als Basis der Wirtschaftlichkeitsberechnung zur Anwendung kommen.

Leitungsnummer	Abnehmer	Volumenstrom mittel [Nm³/h]	Volumenstrom - max [Nm³/h]	Leitungslänge [m]	Dimension	DI [m]	v-mittel [m/s]	v-max [m/s]	Druckverlust - mittel [mbar]	Druckverlust - max [mbar]	Kosten Rohrleitung
1	Vulcolor	100	270	660	DN140	0,12	2,0	5,4	3,9	22,6	€ 12.637
2	Ölmühle	260	330	100	DN160	0,14	4,0	5,1	1,7	2,7	€ 2.500
3	Autohaus Weber, Variante Gastankstelle	20	95	25	DN200	0,18	0,2	0,9	0,0	0,0	€ 974
4	Ölmühle, Autohaus Weber, Variante Gastankstelle, Gasmotor Nähe Heizwerk 1	740	425	690	DN225	0,20	5,8	3,3	14,9	5,5	€ 34.085
5	Biomassekraftwerk 1	70	500	20	DN110	0,10	2,3	16,3	0,2	7,6	€ 240
6	Ölmühle, Autohaus Weber, Variante Gastankstelle, Biomassekraftwerk 1, Gasmotor Nähe Heizwerk 1	810	925	470	DN225	0,20	6,3	7,2	12,0	15,2	€ 23.217
7	Ölmühle, Autohaus Weber, Variante Gastankstelle, Biomassekraftwerk 1, Vulcolor, Gasmotor Nähe Heizwerk 1	910	1195	430	DN225	0,20	7,1	9,3	13,5	22,1	€ 21.241
8	Gasmotor Nähe Heizwerk 1	460	480	760	DN160	0,14	7,1	7,4	35,6	38,4	€ 19.000
gesamt				3155							€ 113.893

Tabelle 4: Leitungslängen, optimale Rohrdimensionen, Druckverluste und Investitionskosten

5.2.3. Qualitätsanforderungen an das Produkt Biogas

Prinzipiell unterliegt jedes Biogas einer natürlichen Schwankung im Bezug auf die Gaszusammensetzung, was hauptsächlich durch Unterschiede des Substrats bedingt wird. Die Schwankungen können einerseits durch eine möglichst gleichbleibende Substratzusammensetzung und andererseits durch eine möglichst genau geregelte Prozessführung niedrig gehalten werden.

Die Gaszusammensetzung einer Biogasanlage mit Substraten aus NAWARO ist im Mittel nach einer Vortrocknung mit 52% CH₄, 44% CO₂, 3% N₂ sowie geringen Anteilen von O₂, H₂O, H₂S, NH₃ anzunehmen [46].

Ein typischer Verlauf der Methan- und Schwefelwasserstoffkonzentration einer solchen Biogasanlage mit einer internen biologischen Entschwefelung ist in Abbildung 16 zu sehen. Dabei fallen vor allem die Sprünge der Schwefelwasserstoffkonzentration innerhalb weniger Stunden bzw. Tage auf. Des Weiteren ist zu sehen, dass die Methankonzentration über das Jahr gesehen auch um einigevol-% schwanken kann, was vor allem durch die Außentemperatur beeinflusst wird, da im Winter höhere CH₄-Konzentrationen bzw. niedrigere CO₂-Konzentrationen auftreten.

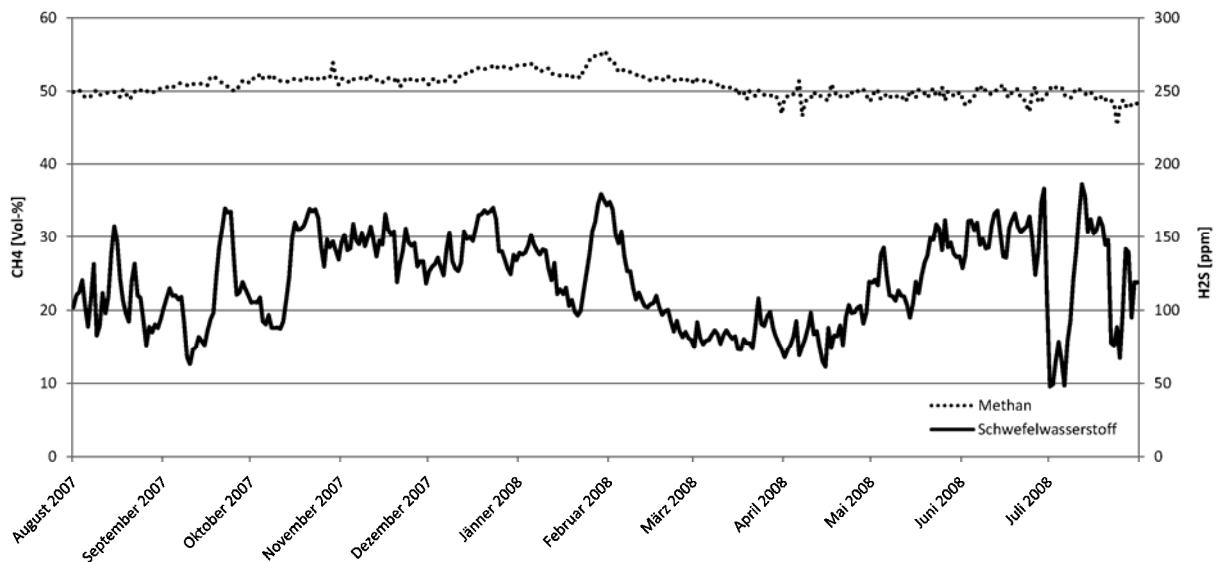


Abbildung 16: Verlauf der Gaszusammensetzung einer Biogasanlage mit einer internen biologischen Entschwefelung in einem Zeitraum eines Jahres, Strem 2008, [46]

Der Verlauf einer Gaszusammensetzung einer Biogasanlage mit einer externen biologischen Entschwefelung ist in Abbildung 17 dargestellt. Im Unterschied zur Abbildung 16 fällt der sehr niedrige, quasi vernachlässigbare, Schwefelwasserstoffanteil der externen biologischen Entschwefelung auf. Da die Zudosierung der Luft besser geregelt werden kann, liegt auch die Sauerstoffkonzentration im Biogas niedrig.

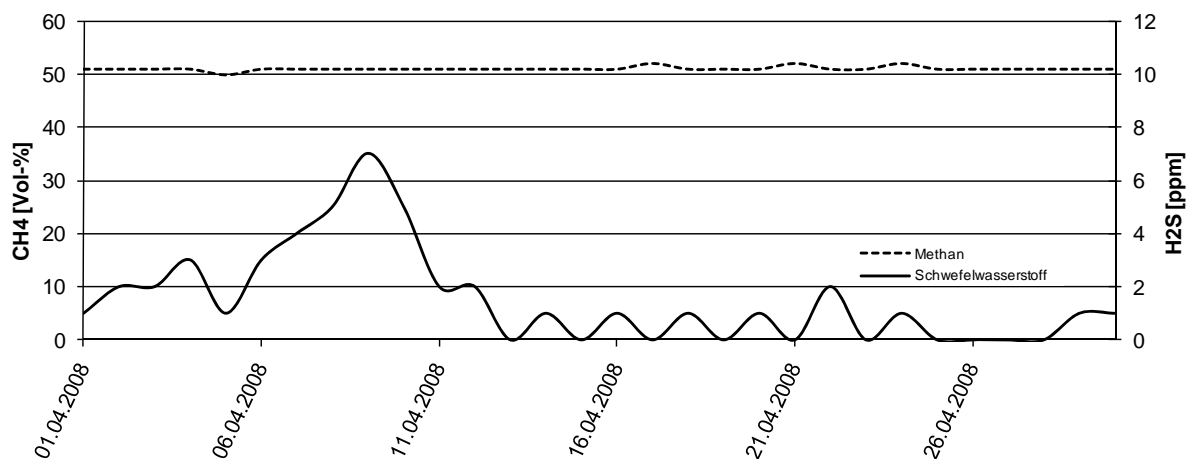


Abbildung 17: Verlauf der Gaszusammensetzung einer Biogasanlage mit einer externen biologischen Entschwefelung, Heiligenkreuz 2008, [7]

Moderne geregelte Gebläsebrenner kommen mit kleineren Gasschwankungen in einem bestimmten Bereich (5-10% bezogen auf den Heizwert) gut zurecht [42]. Ein Problem stellen atmosphärische Gasbrenner (Gasthermen) dar, wie sie bei kleineren Leistungen vor allem im privaten Hausgebrauch eingesetzt werden. Durch die einfache Bauweise besitzen diese Brenner meistens keine Regelung, die auf den unterschiedlichen Heizwert des Gases

reagieren können, sondern werden für eine Gasqualität (Erdgas L oder H) gebaut und auch so eingestellt [2]. Eine gleichbleibende Gasqualität ist in diesem Fall als eine Voraussetzung anzusehen, um einen stabilen Brennerbetrieb zu ermöglichen [42],[53]. Des Weiteren finden sich zum Zeitpunkt dieser Studie keine Hersteller, die Gasthermen für einen Biogaseinsatz anbieten. Der Hauptgrund dafür ist, dass noch kein Markt für diese vorhanden ist. Vom technischen Standpunkt her steht einer Nutzung von Biogas in Gasthermen nichts im Wege.

Bei stark schwankenden Gaszusammensetzungen, z.B. infolge häufiger Substratwechsel, oder schwierig vergärbare Substrate, kann es von Vorteil sein eine konstante Gasqualität mit Hilfe einer (teilweisen) CO₂-Abtrennung (z.B.: Druckwasserwäsche, Aminwäsche, oder Membranabtrennung) zu gewährleisten, wodurch jedoch sowohl die Investitionskosten als auch der Betriebskosten stark ansteigen.

Um eine konstante Methankonzentration im Biogas zu erlangen stehen prinzipiell zwei möglichen Prozessweisen zur Verfügung. Die erste Möglichkeit besteht in der Aufbereitung des gesamten Gasstromen auf die gewünschte Endkonzentration, die vor allem bei hohen Endmethankonzentrationen im Gas (<70%) angewendet werden kann, da durch den hohen Gasvolumenstrom die Investitionskosten nahezu gleich hoch sind wie bei einervollaufbereitung.

Wird hingegen eine Methankonzentration von beispielsweise 60vol-% angestrebt, bietet sich an, einen variablen Teilstromvollständig aufzubereiten und anschließend dem restlichen Biogasstrom wieder beizumischen, um eine konstante Methankonzentration zu erlangen. Der Vorteil darin liegt, dass aufgrund des kleineren Volumenstromes auch die Investitionskosten einer solchen Aufbereitung niedriger liegen.

Momentan werden keine marktreifen Produkte zur Teilentfernung von CO₂ angeboten, wodurch auch der Kosteneinfluss nur sehr schwierig und unsicher abgeschätzt werden kann.

Aus technoökonomischer Sicht stellt eine sowohl teilweise als auch vollständige CO₂-Abtrennung aus dem Biogas, wie sie bei der Aufbereitung von Biogas zur Einspeisung in ein Erdgasnetz verwendet wird, keinen Nutzen dar. Im Gegenteil sogar, denn durch eine CO₂-Abtrennung aus dem Biogas wird, je nach verwendeter Aufbereitungsmethode, zwischen 10-15% der im Biogas steckenden Energie (bezogen auf den Heizwert) für die Methananreicherung benötigt (Energieaufwand aus [57], einbezogen wurde auch ein elektrischer Wirkungsgrad von 40%).

Der Vorteil eines auf Erdgasqualität aufbereiteten Biogases ist jedoch die große Verfügbarkeit von Endgeräten, die in den meisten Fällen nicht für herkömmliches Biogas zugelassen sind. Daher ist es derzeit sinnvoll das Biogas auf Erdgasqualität aufzubereiten, wenn viele Kleinabnehmer am Netz angeschlossen sind, da es für diese momentan keine am Markt erhältlichen Endgeräte für Biogas gibt.

Im dieser Studie hingegen, werden in erster Linie wenige Großabnehmer betrachtet, wo auch Endgeräte (Brenner) für Biogas am Markt verfügbar sind.

Das Biogas sollte nach einer Aufreinigung (Trocknung) innerhalb einer vorher spezifizierten Bandbreite für folgende Parameter liegen, um einen möglichst konstanten Betrieb der Endgeräte (Gasbrenner) gewährleisten zu können:

- **CH₄-Gehalt.** Dieser liefert den Haupteinflussfaktor auf den Heizwert des Gases. Hier sollte ein Minimumwert von 50vol-% definiert werden [42], um eine Zündung des Gasgemisches gewährleisten zu können. Je nach Gasbrennerhersteller ist allerdings auch ein Mindestmethangehalt von bis zu 55vol-% gefordert [29]. Neben dem Mindestgehalt an Methan, müssen auch die zeitlichen Schwankungen innerhalb einer Bandbreite liegen (siehe Heizwert bzw. Wobbe-Index).
- **N₂-Gehalt.** Dieser senkt zwar den Heizwert des Gases, wirkt sich ansonsten nicht negativ auf die Gasqualität aus, daher werden keine Grenzen definiert. Wenn keine interne biologische Entschwefelung verwendet wird kann dieser sehr niedrig gehalten werden, wenn allerdings Luft im großen Überschuss zudosiert wird, können bis zu 5vol-% an Stickstoff im Biogas enthalten sein, wodurch sich ein entsprechend niedriger Heizwert des Gases einstellt.
- **CO₂-Gehalt.** Der CO₂-Gehalt stellt mit bis zu 45vol-% neben dem CH₄-Gehalt den zweitgrößten Anteil im Biogas und senkt ebenfalls den Heizwert. Auch hier muss kein Grenzwert definiert werden, solange das Gas nicht feucht ist, da CO₂ zusammen mit Wasser ansonsten korrodierend wirken kann.
- **O₂-Gehalt.** Ein zu hoher Sauerstoffgehalt kann bei einem feuchten Gas ebenfalls eine Korrosion hervorrufen bzw. beschleunigen, allerdings sollte dieser im Normalbetrieb nicht über 1vol-% liegen, was auch als Grenzwert betrachtet werden sollte. Analog zum N₂-Gehalt hängt der O₂-Gehalt davon ab, ob eine interne biologische Entschwefelung mit einem hohen Luftüberschuss verwendet wird.
- **H₂O-Gehalt bzw. Taupunkttemperatur.** Der Taupunkt des Biogases sollte niedriger als die minimale Bodentemperatur liegen, damit das Gas an den Rohren bzw. Armaturen nicht kondensieren kann. Des Weiteren soll eine relative Feuchte in den Rohren von max. 70vol-% vorliegen, wodurch sich bei einer minimalen Bodentemperatur von 5°C eine Taupunkttemperatur von ungefähr 3-4°C ergibt.
- **H₂S.** Schwefelwasserstoff sollte aus umwelttechnischen Gründen ein Grenzwert wie bei Erdgas von 5mg/Nm³ angestrebt werden und um Korrosionsprobleme bei der Verbrennung zu verhindern und die SO₂-Emission zu reduzieren. Bezüglich der Grenzwerte für eine motorische Nutzung bei Verwendung eines Abgaskatalysators wird ein Maximalwert von ungefähr 100mg/Nm³ vorgegeben. Allerdings gilt je niedriger der Schwefelwasserstoffanteil ist, desto länger ist die Standzeit der Motorbetriebsstoffe (Motoröl-Versauerung, usw.) und des Abgaskatalysators. Momentan stellen die Formaldehyd-Grenzwerte viel diskutiertes Thema bei Gasmotorenemissionen dar [45]. Für einen geeigneten Katalysator darf das Gas max. 15-30mg/Nm³ H₂S enthalten. In Deutschland gibt es bereits einen Ökostrombonus von 1€-cent/kWh für diejenigen, die unter diesen neuen Grenzwert von 40mg/Nm³ kommen. Dahingehend und in Anlehnung an die ÖVGW G31 wäre ein

H₂S Gehalt von 5mg/Nm³ anzustreben, dies ist in der Wirtschaftlichkeitsrechnung zu berücksichtigen. In Bezug auf die Motorstandzeit gibt es diesbezüglich derzeit noch keine Langzeittests. Bei der Verwendung in einem Gasbrenner geben die Hersteller einen Maximalwert von 1500mg/Nm³ an [42],[29], der mittels einer Grobentschwefelung auf jeden Fall eingehalten werden kann.

- **Heizwert.** Der Heizwert des Biogases wird wie schon erwähnt hauptsächlich durch den Anteil von CH₄ bestimmt, da dieses, neben geringen Konzentrationen an Wasserstoff, das einzige brennbare Gas im Biogas darstellen. Der Heizwert sollte je nach Anforderungen der Endgeräte in einem gewissen Bereich liegen, z.B.: zwischen 19-21 MJ/Nm³ bzw. zwischen 5,3-5,8 kWh/Nm³. Relativ gesehen soll der Heizwert nicht mehr als 3-4% von dem spezifizierten Wert abweichen. Auch eine maximale (zeitliche) Schwankung sollte geringer als 2%/min liegen [22].
- **Wobbe-Index** (auf den Heizwert bezogen). Der Wobbe-Index ist ein beliebter Kennwert der die Qualität von Brenngasen beschreibt und mit Hilfe dessen die Austauschbarkeit von Gasen in Gasbrenner beurteilt werden kann. Dieser ist wie folgt definiert [16]:

$$W_i = \frac{H_i}{\sqrt{\frac{\rho_g}{\rho_l}}} \left[\frac{MJ}{Nm^3} \right]$$

Ähnliche Wobbe-Indizes können in ein und demselben Brenner ohne Veränderung des Brenners verwendet werden. Das bedeutet wiederum, dass bei ähnlichen Wobbe-Indizes die Wärmeleistung des Brenners ebenfalls ähnlich ist, obwohl die Gaszusammensetzung unterschiedlich sein kann. Auch hier gilt analog zum Heizwert, dass ein bestimmter Bereich für den Wobbe-Index definiert werden soll. Außerdem wird von Gasbrennerherstellern ein maximaler Schwankungsbereich von 5% vorgegeben [42],[53],[29], was ungefähr einer CH₄-Schwankung von 2vol-% entspricht (bei einem Methananteil im Biogas von 60vol-%). Mit Hilfe eines konstanten Wobbe-Index kann gewährleistet werden, dass sich der Brenner immer in einem optimalen Betriebsfeld befindet. Aufgrund der höheren Dichte des Kohlendioxids im Vergleich zu Methan, sinkt der Wobbe-Index mit sinkendem CH₄- und steigendem CO₂-Gehalt stärker ab als der Heizwert des Gases.

Die Gasbegleitstoffe N₂ und CO₂ senken zwar den Heizwert des Gases im Vergleich zu reinem Methan bzw. Erdgas, aber ihr Vorhandensein senkt auch die adiabate Flammentemperatur, was wiederum eine niedrigere NO_x-Emission, unter Umständen aber auch eine etwas höhere CO-Emission mit sich bringt.

5.2.4. Verfügbarkeit und Speicherung

Wie schon erwähnt, sind ausreichend große Gasspeicher notwendig, um einerseits Spitzenlasten der Verbraucher abdecken zu können, andererseits aber auch um die Versorgung im Falle eines technischen Problems gewährleisten zu können. Eine

ausführliche Untersuchung bezüglich der Möglichkeit zur Speicherung kann im Bericht "Gasversorgung mittels lokaler Biogas-Mikronetze" [2] nachgelesen werden. Zu den Speichermöglichkeiten von Biogas gibt es Unterschiede im Druck (Atmosphäre oder Überdruck) und ob dieser ober- bzw. unterirdisch angelegt wird. Abhängig von den örtlichen Gegebenheiten muss ein passender Speicher gewählt werden.

In dieser Studie werden nur atmosphärische oberirdische Speicher betrachtet, im konkreten werden nur Membranspeicher behandelt. Diese Membranspeicher befinden sich an Haupt- und Nebenfermenter sowie an den Endlagern und bieten ein Gasspeichervolumen je nach Behälter- und Membranabmessungen von mehreren tausend Kubikmetern. Auch die Mehrkosten solcher Speicher halten sich in Grenzen, da die einzelnen Behälter ohnedies eine Begrenzung nach oben benötigen [39]. Durch eine Vergrößerung der Höhe des Kugelkalotte (Kugelhaube) (vgl. Abbildung 5) können nahezu beliebig große Membranspeicher realisiert werden.

Das in dieser Studie betrachtete Gesamtspeichervolumen beläuft sich rund 15.000 m³ und ist wie schon beschrieben oberhalb von Fermenter und Endlager angeordnet. Dieses Speicherkonzept bietet zwar ausreichend Speichervolumen für das Rohgas, jedoch keinen Speicher für das gereinigte Biogas, wodurch es im Falle eines technischen Defektes in der Gasreinigung zu Lieferproblemen kommen kann. Eine Möglichkeit dies zu umgehen bestünde in der redundanten Ausführung der Gasreinigung, was allerdings zu einem Anstieg der Investitionskosten führen würde. Auch ein Reingasspeicher in einer entsprechend großen Dimension würde die Investitionskosten stark erhöhen.

5.2.4.1. Lastkurven und Redundanzen Biogasnetz, Diversifikation

In der Abbildung 18 bzw. Abbildung 19 wurde mit Hilfe der Lastgänge (siehe Kapitel 5.2.2.3 und 5.2.2.5) sowie Lastkurven (siehe Kapitel 5.2.2.6) der Biogasverbrauch des Netzes auf ein gesamtes Jahr hochgerechnet. Des Weiteren wurde angenommen, dass das BHKW (1.000kW_{el}) nahezu das ganze Jahr betrieben wird, da zwei Gasmotoren vorhanden sind, die redundant arbeiten.

Bei allen Verbrauchern kann das benötigte hohe Temperaturniveau nur durch fossile Kessel oder das gegenständlich angestrebte Biogasnetz bereitgestellt werden, insofern werden Redundanzen mit der bestehenden Fernwärme bzw. den vorhandenen Biomassefeuerungen vermieden.

In den Abbildungen sind starke Lastspitzen zu erkennen, die durch die diskontinuierliche Betriebsweise eines Abnehmers entstehen. Die Ausnahme besteht in der „Hochsaison“, in den Monaten August und September, wo der Prozess nahezu kontinuierlich betrieben wird. Hierbei müsste entschieden werden, ob man in dieser Zeit die Biogasproduktion erhöht bzw. anderen Methoden arbeitet, um die fehlende Biogasmenge bereitstellen zu können.

Folgende Großabnehmer werden, wie schon vorhin kurz dargestellt, in der Studie betrachtet:

- BHKW (redundante Gasmotoren) mit 1MW_{el} und ca. 1MW_{th},
- Ölmühle (Ölpresse), Nennleistung. 1,7 MW_{th}

- Vulcolor (Naturfarbenherstellung), Nennleistung 1,5MW_{th}
- Gaskessel Biomassekraftwerk Güssing, Nennleistung 320kW_{th}
- Anfahrbrönnner Biomassekraftwerk Güssing, Nennleistung 2MW_{th}

Zusätzlich zu den angeführten Großabnehmern wird noch eine CNG-Tankstelle betrachtet, die jedoch von der benötigten Biogasmenge eine untergeordnete Rolle spielt und in das Lastverhalten nicht einbezogen wird.

Da ein potentieller Gasabnehmer (Vulcolor) ein sehr stark schwankendes Lastprofil hat und eine Biogasnutzung nicht sichergestellt ist, werden zwei Szenarien unterschieden und in weiterer Folge näher betrachtet:

1. BHKW, Ölmühle, Biomassekraftwerk und Vulcolor (vgl. Abbildung 18)
2. BHKW, Biomassekraftwerk und Ölmühle (vgl. Abbildung 19)

Aufgrund der fehlenden Rechtsgrundlage einer Ökostromverordnung zum aktuellen Ökostromgesetz ist die Errichtung einer Biogasanlage in der aufgezeigten Größe vorläufig noch in Frage zu stellen, erst darauf aufbauend können alle weiteren Untersuchungen durchgeführt werden, die auch Auswirkungen auf die weiteren Untersuchungen der vorgenannten Versorgungsvarianten hat.

Zusätzlich zur im Kapitel 5.2.2.5 angeführten Diversifikation mittels einer Gastankstelle ist die mögliche Verdichtung der Biogashauptrassen durch Anbindung zur Fernwärme ungünstig liegender zusätzlicher Verbraucher in Betracht zu ziehen, auch dies hängt wesentlich von der optimalen Anlagengröße aus den vorgenannten Bedingungen ab.

Eine kurz- bzw. auch teilweise längerfristige leichte Erhöhung der Biogasproduktion kann durch den Einsatz von höherwertigeren Substraten, wie z.B. Körnermais anstatt von Grünschnitt erfolgen, wodurch solche saisonalen Spitzen (teilweise) ausgeglichen werden können. Durch den Einsatz solcher Substrate kann die produzierte Biogasmenge um ungefähr 30% angehoben werden [39].

Die Tages bzw. teilweise auch Wochenschwankungen können mit dem dimensionierten Speichervolumen von 15.000m³ gut ausgeglichen werden, selbst wenn aus Sicherheitsgründen (Reserven nach oben) die Speicher zu max. 80% gefüllt sein sollten. In Abbildung 20 ist ein simulierter Verlauf des Speicherfüllvolumens für das oben genannte 2. Szenario dargestellt, wobei je nach Speicherfüllstand zusätzlich die Biogasproduktion um +/- 10% variiert wurde.

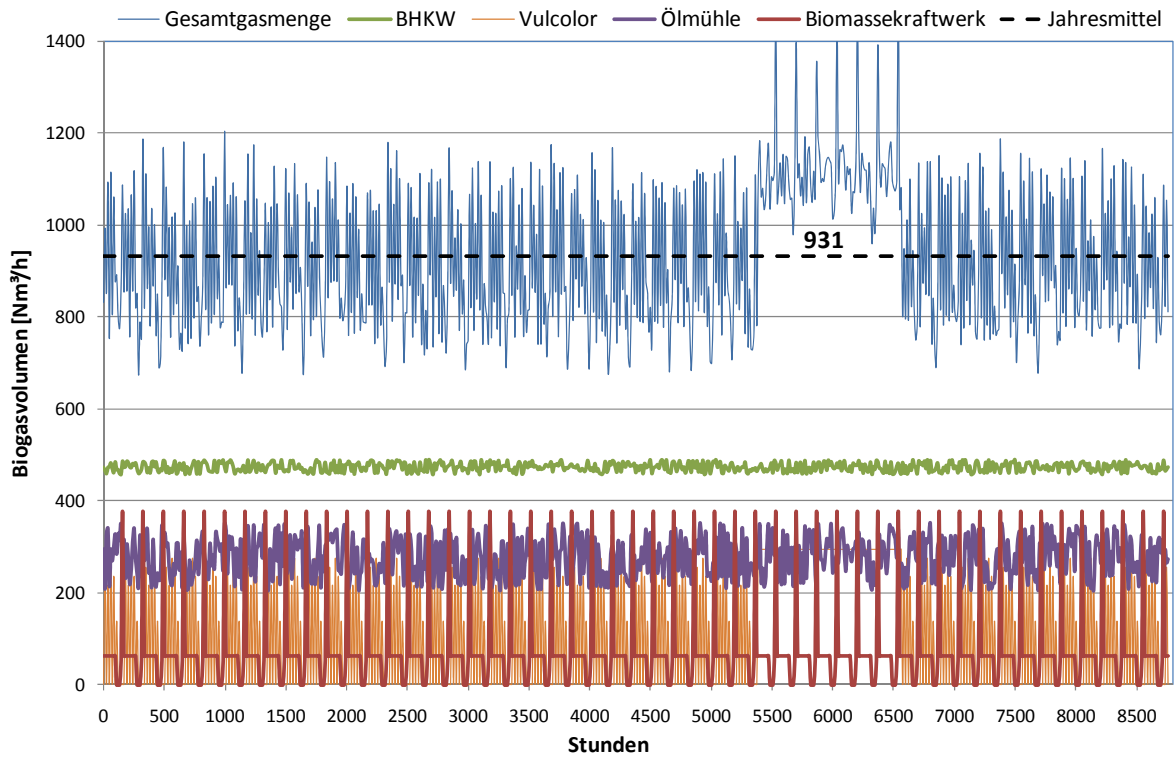


Abbildung 18: Theoretischer Biogasbedarf mit BHKW (1 MWe) und drei gewerblichen Großabnehmern über den Zeitraum eines Jahres, (CH_4 -Gehalt=55%)

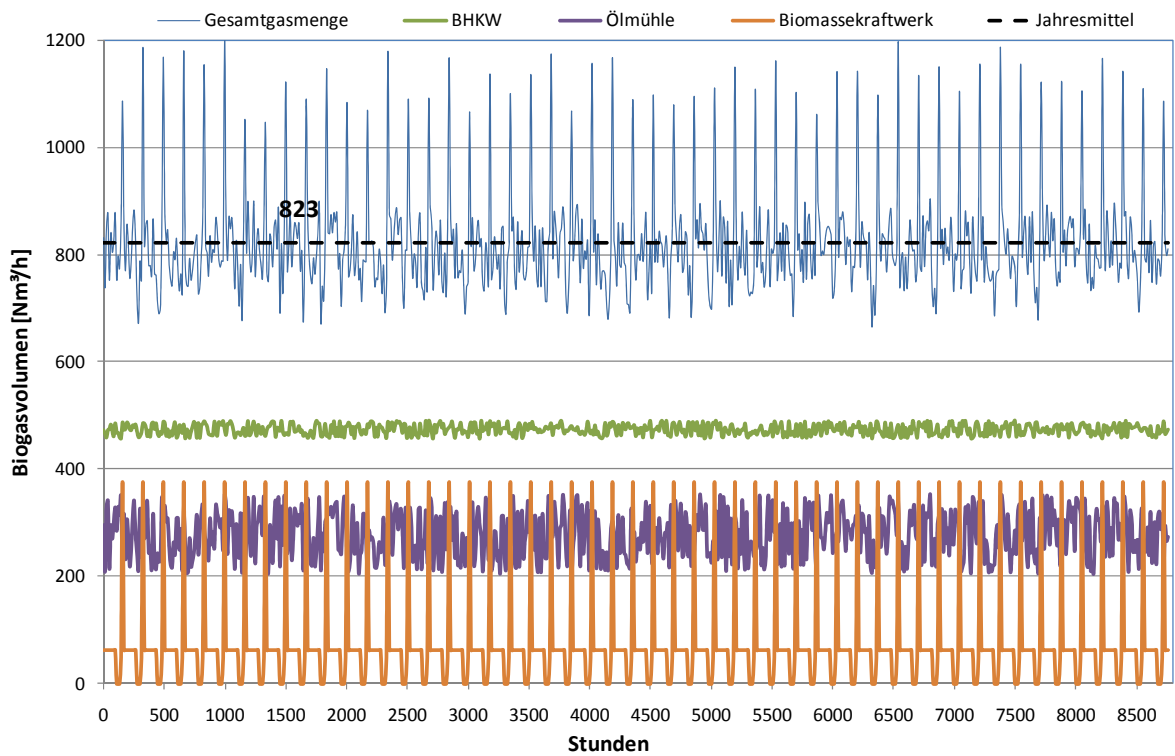


Abbildung 19: Theoretischer Biogasbedarf mit BHKW (1 MWe) und zwei gewerblichen Großabnehmern über den Zeitraum eines Jahres, (CH_4 -Gehalt=55%)

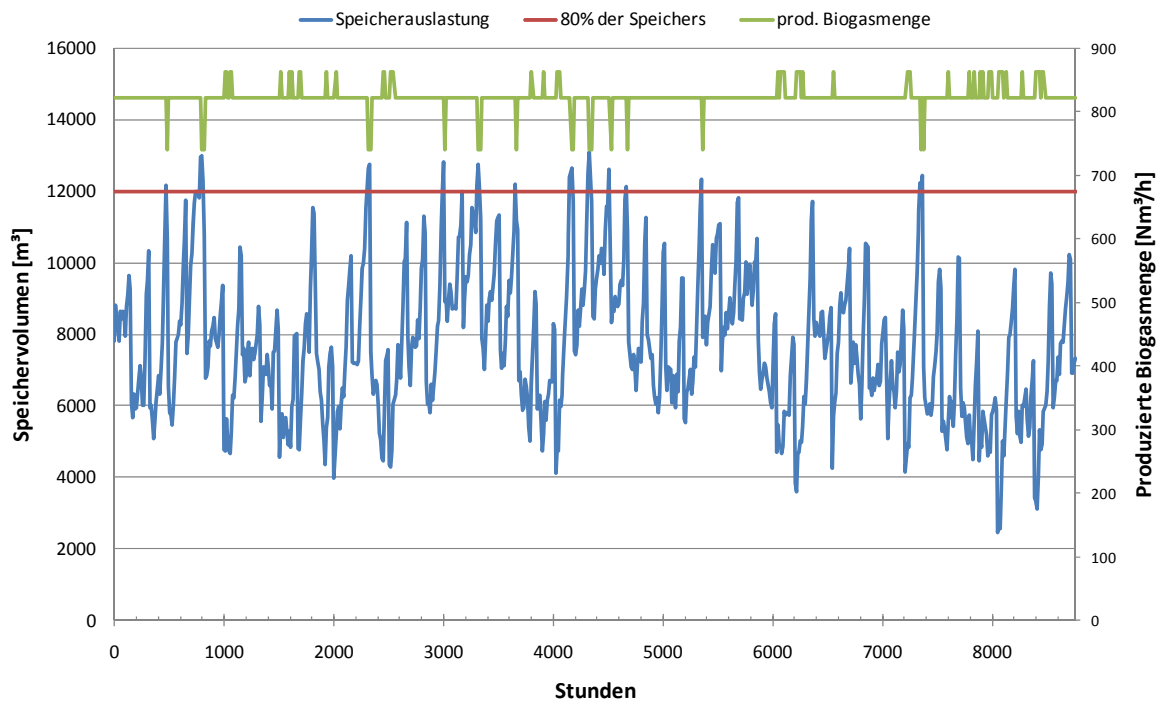


Abbildung 20: Simulation des Speicherfüllvolumen bei einer variablen Biogasproduktion (+/- 10%) für Szenario 2

Eine weitere Möglichkeit des Lastmanagements, um vor allem vorhersehbare saisonale Lastspitzen ausgleichen zu können, stellen Backup-Lösungen dar, die z.B. vor Ort der jeweiligen Verbraucher installiert sind. Solche Backup-Lösungen können als kombinierte Brenner ausgeführt werden, die zusätzlich zum Biogas auch mit Alternativbrennstoff, wie z.B. Heizöl Extraleicht oder Flüssiggas (LPG), betrieben werden können. Diese Backup-Lösungen können des Weiteren auch im Falle von Lieferausfällen die Prozesswärmeversorgung des jeweiligen Abnehmers sicherstellen.

Somit kann entweder die benötigte Mehrleistung mittels eines Alternativbrennstoffs zur Verfügung gestellt werden, oder das Biogas wird sogar vollständig durch diesen ersetzt, wodurch den anderen Verbraucher das nicht benutzte Biogas zur Verfügung stehen würde und somit ebenfalls Lastspitzen ausgeglichen werden können. Eine solche Art von Lastmanagement setzt jedoch eine oder mehrere gut integrierte Backup-Lösungen voraus, wobei auch die Anzahl der Großverbraucher begrenzt ist. Deswegen kann ein solch gesteuertes Lastmanagement nur bei wenigen Verbrauchern angewendet werden, oder auch wo eventuell auftretende Verbrauchspitzen schon vorher relativ genau abgeschätzt werden können.

Ein weiteres Beispiel eines gesteuerten Verbrauchers stellt das BHKW dar, da die Leistung des Gasmotors im Falle eines Biogasengpases einfach bzw. auch automatisch reduziert werden kann. Dadurch kann das BHKW jedoch weniger Strom bzw. Wärme einspeisen, womit auch die Einnahmen des BHKW reduziert werden. Dieser Verlust ist jedoch in den meisten Fällen geringer als ein Stillstand eines Prozesses, bedingt durch

Biogaslieferschwierigkeiten, weshalb diese Möglichkeit vor allem für unvorhergesehene Lastspitzen kurzfristig verwendet werden kann.

Es existieren weitere Methoden des Lastmanagements und Backup-Lösungen für ein lokales Biogasnetz, die in „Gasversorgung mittels lokaler Biogas-Mikronetze“ [2] betrachtet und analysiert wurden, auf diese wird aber in dieser Studie nicht weiter eingegangen, da sie im gegebenen Fall (Güssing) allerdings keine praktische Bedeutung haben.

5.2.5. Anforderungen an Endverbrauchergeräte (Gaskessel und Gasthermen)

Bei einer Abtrennung von korrosionsbeschleunigenden Begleitstoffen im Biogas (vor allem Schwefelverbindungen und Wasser), sind keine besonderen Anforderungen bezüglich der eingesetzten Werkstoffe in den Endverbrauchergeräten im Vergleich zum Erdgasbetrieb zu setzen [42]. Vor allem wenn eine (biologische) Grobentschwefelung verwendet wird, liegt eine niedrige Schwefelbelastung im Biogas vor. Falls dennoch mit höheren Schwefelfrachten zu rechnen ist, müssen vor allem die Rauchgasseite und alle Bereiche in denen Kondensat auftreten kann, aus korrosionsfestem Material gefertigt sein. Bei den angefragten Gasbrennerherstellern wurde ein Grenzwert für H₂S von 0,1vol-% genannt, wobei das Gas trocken sein muss und keinesfalls an irgendwelchen Stellen kondensieren darf [42],[53],[29].

Wie schon mehrmals erwähnt, werden in dieser Studie hauptsächlich gewerbliche Kunden betrachtet. Die Wärmebereitstellung geschieht in diesem Leistungsbereich (>500kW) häufig mit modernen (geregelten) Gebläsebrenner, die je nach Ausführung mit unterschiedlichsten Gasen betrieben werden können. Anders sieht die Situation bei atmosphärischen Gasbrennern aus, wie sie häufig bei kleinen Gasthermen zu finden sind. Diese können nur mit bestimmten Gasen, Erdgas bzw. Flüssiggas, betrieben werden und besitzen im Allgemeinen keine Regelung, um leichte Veränderungen der Gaszusammensetzung ausgleichen zu können. Momentan existieren am Markt noch keine Endgeräte (Gasthermen) im kleinen Leistungsbereich [2], obwohl es technisch möglich wäre auch Kleingeräte (nach entsprechenden Umbauten) mit Biogas zu betreiben.

Der Wobbe-Index gilt bei Gasbrenner als Kennwert der Wärmeleistung. Gleiche Wobbe-Indizes bei verschiedener Gaszusammensetzung liefern dieselbe Wärmeleistung des Brenners. In der nachfolgenden Tabelle 5 sind die Unterschiede von Biogas, Erdgas und Flüssiggas im Bezug auf deren Verbrennungseigenschaften angeführt.

		Biogas (60/40)	Erdgas	Flüssiggas (95/5)
Heizwert	[MJ/Nm ³]	21,5	35,9	95,1
Brennwert	[MJ/Nm ³]	23,9	39,9	103,4
unterer Wobbe-Index	[MJ/Nm ³]	22,2	47,1	75,6
oberer Wobbe-Index	[MJ/Nm ³]	24,6	47,1	82,2
Dichte	[kg/Nv]	1,22	0,75	2,0
relative Dichte (zu Luft)	[-]	0,94	0,58	1,58
Zündtemperatur	[°C]	ca. 700	595	510
Zündgrenze in Luft	[vol-%]	6-21	5-15	1,5-10,5
Flammgeschwindigkeit	[cm/s]	ca. 25	43,4	45,6
Luft-/Brennstoffverhältnis	[Nm ³ /Nm ³]	5,71	9,52	24,14

Tabelle 5: Brenngaseigenschaften im Vergleich: Biogas (60% CH₄ u. 40% CO₂), Erdgas und Flüssiggas (95% C₃H₈ u. 5% C₄H₁₀)

Wie man aus dem Vergleich der Brennstoffe entnehmen kann liegt vor allem der Heizwert und Wobbe-Index des Biogases weit unter den Werten der anderen angeführten Brenngasen. Aus diesem Grund müssen bei einem bestehenden Gaskessel für Erdgas bei einem Biogasbetrieb die Brennerdüsen umgerüstet werden, um dieselbe Heizleistung erzielen zu können [53]. Die Betrachtung des Wobbe-Index wird von einem konstanten Fließdruck ausgegangen, ist dieser allerdings variabel, so erhält man den sogenannten erweiterten Wobbe-Index:

$$W_i = \frac{H_i}{\sqrt{p_e \frac{\rho_g}{\rho_l}}}$$

Dadurch kann der Wobbe-Index durch eine Veränderung des Fließdrucks angepasst werden. Allerdings ist der veränderliche Bereich sehr gering, da auch der der Luftbedarf bezogen auf denvolumenstrom je nach Gas unterschiedlich ist. Durch eine Veränderung des Fließdruckes verändert sich so bei vorgemischten Brennern auch die Primärluftansaugung, weshalb es unter Umständen zu einer unvollständigen Verbrennung bzw. zu einem Brennerausfall kommen kann.

Als Beispiel für die Auswirkungen auf einen vorgemischten Gasbrenner sind in Abbildung 21 verschiedene Szenarien bei einer Veränderung der Methankonzentration im Biogas dargestellt, wobei wir ein konstanter Fließdruck angenommen wird:

1. Betriebsfall (im Diagramm rot dargestellt): Der Brenner wird bei einer CH₄ Konzentration von 45vol-% bei einem Lambda von 1,2 und eine Leistung von 55kW eingestellt und betrieben. Bei gleichbleibenden Luft- und Gasdrücken ändert sich nun der CH₄ Gehalt auf 55vol-%. Da der Heizwert und das minimale Luftverhältnis ansteigen, die Luftmenge jedoch konstant bleibt, wird der Brenner nun nur mehr mit einem Lambda von 0,9 und einer Leistung von 74kW betrieben, was einen unterstöchiometrischen Bereich darstellt. Im schlimmsten Fall kann dies zu einer Verpuffung und somit zu einem Ausfall der Anlage führen.

2. Betriebsfall (im Diagramm blau dargestellt): Der Brenner wird bei einer CH₄ Konzentration von 65vol-% bei einem Lambda von 1,4 und einer Leistung von 70kW betrieben. Wieder bei gleichbleibenden Luft- und Gasdrücken ändert sich der CH₄ Gehalt auf 55vol-%. Das führt dazu, dass der Brenner nun mit einer Leistung von 54kW und einem Lambda von 1,8 betrieben würde. Dieser Betriebspunkt liegt außerhalb des Arbeitsbereiches, weshalb es sehr wahrscheinlich ist, dass es zu einer Brennerstörung bzw. -ausfall kommt.

3. Betriebsfall (im Diagramm grün dargestellt): Der Brenner wird bei einer CH₄ Konzentration von 45vol-% bei einem Lambda von 1,4 und einer Leistung von 45kW betrieben. Bei gleichbleibenden Luft- und Gasdrücken ändert sich der CH₄ Gehalt auf 55vol-%. Der Brenner wird nun mit einer Leistung von 60kW und einem Lambda von 1,05 betrieben. Beide Betriebspunkt liegen innerhalb des Arbeitsbereiches, d.h. der Brenner kann weiter betrieben

werden. Es wird jedoch sowohl die Leistung um mehr als 30% erhöht, als auch das Lambda auf knapp über eins abgesenkt, was einen Anstieg der adiabaten Flammentemperatur bewirkt und es deshalb zu einer Überhitzung des Brennraumes kommen kann.

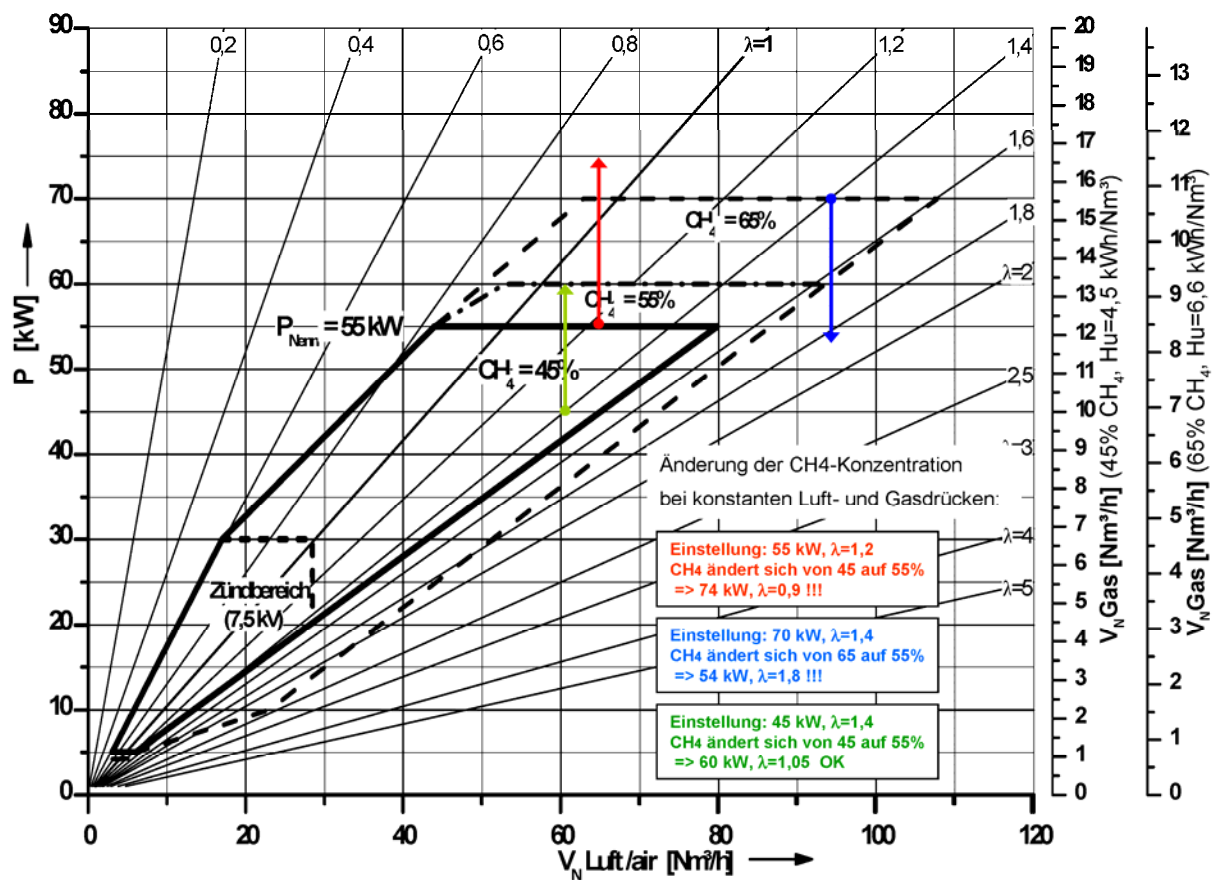


Abbildung 21: Auswirkungen der Methankonzentrationsänderung auf den Brenner, [53]

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass bei einer (einfachen) Brennerreglung mit konstantem Druck Schwankungen im Methangehalt schnell dazu führen können, dass der Brenner aus dem Arbeitsbereich "läuft". Besonders bei stark schwankenden Biogasqualitäten sollte eine angepasste Regelung implementiert werden (z.B. den Luft- oder Gasdruck als Funktion der CH_4 -Konzentration anpassen).

Als weiterer wichtiger Punkt sollte die laminare Flammgeschwindigkeit betrachtet werden (vgl. Tabelle 5), die beim Biogas durch das Vorhandensein von CO_2 ebenfalls niedriger liegt. Dadurch kann es vorkommen, dass die Flamme leichter abhebt und es so zu Problemen bei der Verbrennung kommen kann. Durch entsprechende Düsendurchmesser bzw. -geometrien und Brennereinbauten (Flammenhalter) kann eine stabile Flamme erreicht werden. Einige Brennerhersteller bieten speziellen Gasbrenner für den Einsatz von Biogas an.

Von verschiedenen Gasbrennerherstellern wurden wegen der Einsatzmöglichkeit bzw. wegen der Anforderungen an das Biogas Informationen für verschiedene Leistungsbereiche (50 – 3000 kW) eingeholt. Vor allem im größeren Leistungsbereich (ab 500 kW) werden Brenner für verschiedene Gase angeboten, da diese im Allgemeinen Einzelanfertigungen sind, wodurch auch auf das jeweilige Gasmisch des Kunden eingegangen werden kann.

Die Fa. Elster [53] bietet drei Brennerköpfe für Biogasbrenner zwischen 55 – 320kW standardmäßig an. Auch die Fa. Weishaupt [42] bietet Brenner für Biogas bis zu mehreren MW an.

Eine H₂S-Belastung unter 0,1vol-% bzw. 1500mg/Nm³ stellt demnach kein Problem für den Brenner dar, solange das Gas trocken ist. Bei reinem Biogasbetrieb haben Brennerhersteller mit ca. 50vol-% CH₄ kein Problem, sogar 45vol-% sind teilweise noch handhabbar. Ein Problem ist der maximale Schwankungsbereich des Heiz- bzw. Wobbe-Indexes von 5%, was nur ca. ±2vol% CH₄ entspricht [42],[53],[29]. Deshalb muss bei stärker schwankender Gaszusammensetzung mit Hilfe von verschiedenen Regelungen, wie z.B. Lambda-Sonde, eingegriffen werden, wodurch allerdings auch die Investitionskosten eines solchen Brennersystems ansteigen.

Analog zu erdgasbetriebenen Gasgeräten muss abhängig vom benötigten Systemdruck und vorherrschenden Netzdruck ein Druckregler installiert werden, um mögliche Netzdruckschwankungen auszugleichen. Zusätzlich wird empfohlen vor sämtlichen Armaturen einen Wasserabscheider zu installieren, falls durch eine Störung in der Gastrocknung Kondensat anfallen sollte.

5.3. Wirtschaftlichkeitsberechnungen von Biogasnetzen

5.3.1. Wirtschaftlichkeit eines lokalen Biogasnetzes am Beispiel Güssing

Bezüglich Gasgestehungskosten wurden die Anlagenerrichtungskosten [9] und die jährlichen Betriebskosten [8] der Biogasanlage Heiligenkreuz zusammengetragen, diese ist von der Größe mit 1MWeI mit den Anforderungen in Güssing vergleichbar (Abbildung 22 zeigt die zugrunde liegende Energie- und Stoffbilanz [55]).

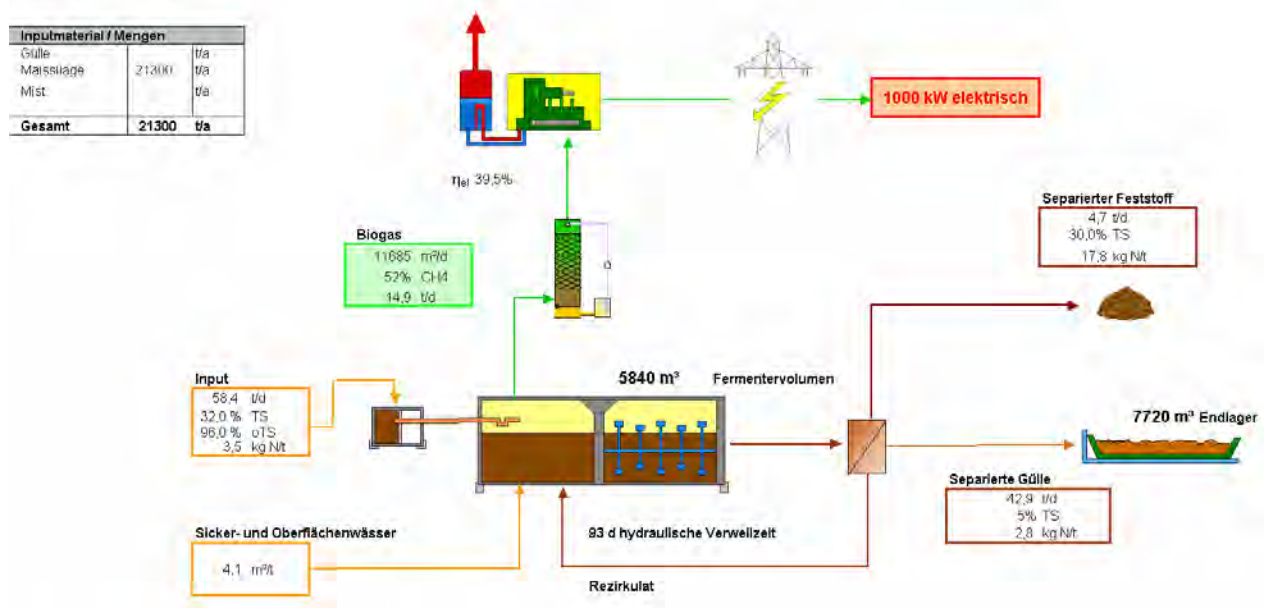


Abbildung 22: Energie- und Stoffbilanz Biogasanlage Heiligenkreuz [55]

Zur Ermittlung der Biogasgestehungskosten mit flexibler Abschreibungsdauer der Anlage (je nach Entwicklung in der aktuellen Ökostromgesetzgebung) wurde ein Leasingmodell entwickelt, welches die Verzinsung (100% Fremdfinanzierung) und die Kosten- und Erlösindexierungen berücksichtigt. In dieses Modell wurden die Rahmenbedingungen der Biogasanlage Heiligenkreuz implementiert.

Die Berechnung der Biogasanlage, Biogasnetz und Verstromung mit BHKW erfolgt für den Auslegungsfall nach Tabelle 6. Kostenmäßig wurden die zuvor genannten Bereiche getrennt, um die Wirtschaftlichkeit, bzw. Gestehungskosten der einzelnen Komponenten festzustellen. Die Abschreibungsdauer wurde mit 10 Jahren festgesetzt, da lt. Ökostromgesetz im 11. und 12. Betriebsjahr mit Abschlägen der Ökostromvergütung zu rechnen ist. Die Kostenrechnung erfolgt dynamisch, unter Berücksichtigung der Preisindexierung. Zur Vergleichbarkeit mit anderen Anlagen, werden die spezifischen Substratkosten in €/MWh Biogas angegeben, um unterschiedliche Heizwerte des Biogases zu berücksichtigen. Der kalkulatorische Wärmepreis wird mit 26 €/MWh (lt. Ökostromgesetz) festgelegt, wobei dieser für Wärmebezug und Wärmelieferung (ab Flansch) in die Berechnung eingeht. Mit der produzierten Biogasmenge (7.077.800m³/a) wird über das Biogasnetz einerseits das BHKW

zur Verstromung (4.265.025m³/a), andererseits die restlichen Verbraucher im Biogasnetz (Biogasverkauf 2.812.775m³/a) versorgt. Für die Durchführung der Wirtschaftlichkeitsberechnung wurde der Ansatz Berechnung des Break-Even Points der spezifischen Substratkosten gewählt. Das heißt, es wird ermittelt, wie hoch die Kosten für das Substrat sein dürften (höchst möglicher Substratpreis), damit die Anlage (Biogasproduktion, Verstromung und Biogasverkauf) kostenneutral (Differenz der abgezinsten Erlöse und Kosten bezogen auf jetzt ergeben Null) betrieben werden kann. Zur Wirtschaftlichkeitsberechnung werden die Erlöse aus Ökostromeinspeisung, Fernwärmeeinspeisung und Biogasverkauf den einzelnen Kosten gegenüber gestellt. Als Erlös für den Biogasverkauf wird davon ausgegangen, dass das Biogasnetz ölgefeuerte Heizungen ersetzt und daher ein Ölpreis von 47,87€/MWh (Preisindex 8,286%/a) als Verkaufserlös erwirtschaftet wird. Für den in Tabelle 6 beschriebene Standardauslegung, beträgt der Break-Even-Point der Substratkosten 37 €/MWh Biogas. Das heißt bei Substratkosten kleiner 37 €/MWh Biogas ist ein wirtschaftlicher Betrieb gegeben. Es wird davon ausgegangen, dass die thermischen und elektrischen Volllaststunden des BHKWs 8600h/a betragen.

Allgemeine Daten:		
Leasingzinssatz	5,5%	
Abschreibungsdauer	10	Jahre
Betriebsstunden	8.600	h/a
Elektrischer Bezugspreis	108	€/MWh
Indexierung Wärme	3,05%	
Indexierung Strom	1,54%	
Indexierung Personal	2,90%	
Indexierung Wartung	2,29%	
Indexierung Versicherung	2,86%	

Biogasproduktion:		
Investitionskosten Biogasproduktion	€3.623.887	
Produzierte Biogasmenge	7.077.800	m ³ /a
Mittlere thermische Anschlussleistung	332	kW
kalkulatorischer Wärmepreis	26	€/MWh
Mittlere elektrische Anschlussleistung	41	kW
spezifische Substratkosten	0,19220	€/m ³ Biogas
spezifische Substratkosten	37,0	€/MWh Biogas
Indexierung Substrat	1,50%	/a
Wartungskosten inkl. Instandhaltung	€11.788	/a
Personalkosten inkl. Administration	€66.296	/a
Versicherungskosten	€3.536	/a
Leasingrate	€471.944	/a

Heizkosten	€ 74.213	/a
Substratkosten inkl. Betriebsmittel	€ 1.360.361	/a
Stromkosten	€ 38.321	/a

Verstromung mit BHKW:		
Investition BHKW und anteilig Biogasnetz und Trocknung	€ 2.011.772	
UFI	15%	
UFI Vergärung	€ 543.583	
Investition BHKW abzüglich UFI	€ 1.166.423	
Mittlere elektrische Anschlussleistung	29	kW
Thermische Abgabeleistung	1.200	kW
Kalkulatorischer Wärmepreis	26	€/MWh
Elektrische Abgabeleistung	1.070	kW
Vollbetriebsstunden Wärme	8.600	h/a
Vollbetriebsstunden elektrisch	8.600	h/a
Elektrische Energieabgabe	9.202	MWh/a
Biogasmenge für BHKW	4.265.025	m³/a
Ökostromtarif	123,8	€/MWh
Leasingrate	€ 151.905	/a
Stromkosten	€ 48.122	/a
Biogaskosten	€ 1.221.128	/a
Wartungskosten	€ 8.212	/a
Personalkosten	€ 46.184	/a
Versicherungskosten	€ 2.464	/a
Wärmeerlös	€ 268.320	/a

Biogasverkauf:		
Investition anteilig Biogasnetz inkl. Trocknung	€ 121.286	
Mittlere Brennstoffabgabeleistung	1.667	kW
Biogasverkaufsmenge nur Netz, exkl. BHKW	2.812.775	m³/a
jährliche Brennstoffwärmemenge Biogas	14.600	MWh/a
Heizwert Biogas	5,19	kWh/m³
Methangehalt Biogas	52	%
Leasingrate	€ 15.795	/a
Stromkosten	€ 14.131	/a
Biogaskosten	€ 805.331	/a
Wartungskosten	€ 2.426	/a
Personalkosten	€ 0	/a
Versicherungskosten	€ 343	/a

Biogasverkaufspreis entsprechend Heizöl EL	47,87	€/MWh
Preisindex Biogas entsprechend Heizöl EL	8,286	%/a

Biogasnetz, Verdichter, Trocknung:		
Alle nachstehenden Kosten sind anteilig bereits bei Biogasverkauf und Verstromung mit BHKW berücksichtigt.		
Gesamtleitungslänge Biogasnetz	3155	m
maximale Dimension Biogasnetz	DN225	
Investitionskosten Rohrleitungsnetz	€ 240.093	
Instandhaltung Netz	€ 1.000	/a
Investitionskosten Verdichter inkl. Gasmessung	€ 30.000	
elektrische Leistung Verdichter	13,31	kW
Betriebskosten Verdichter	€ 12.362	/a
Investitionskosten Biogastrocknung	€ 35.100	
elektrische Leistung Trockner	21,4	kW
Betriebskosten Trockner	€ 23.195	/a

Tabelle 6: Standardauslegung [54],[17]

Die Variation der Investitionskosten der Biogasproduktion, ausgehend von €3.623.877,- wird in Abbildung 23 dargestellt. Es zeigt sich, dass die Investitionskosten, verglichen zu den Betriebskosten, verhältnismäßig geringe Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit haben. Eine Mehrinvestition der Anlage von etwa €1.000.000,- würde bedeuten, dass die Substratkosten um etwa 2,8 €/MWh_{Biogas} geringer sein müssten, um kostendeckend zu sein. Die jährlichen Gesamtkosten der Biogasproduktion setzen sich zusammen aus 23,3% Leasingrate der Investitionskosten, 67,1% Substratkosten und 9,6% restliche Kosten für Heizung, Strom, Wartung, Personal und Versicherung.

Da die Substratkosten der Biogasproduktion sich zu 67,1% auf die jährlichen Kosten niederschlagen, nimmt auch die Preisindexierung der Substratkosten einen wirtschaftlichen entscheidenden Anteil ein. In Abbildung 24 ist ersichtlich, dass je Prozent Erhöhung des Preisindex der Break-Even-Point des Substrats um etwa 1,3 €/MWh_{Biogas} abnimmt.

Als Erlös für den Biogasverkauf wird davon ausgegangen, dass das Biogasnetz ölgefeuerte Heizungen ersetzt und daher ein Ölpreis von 47,87€/MWh (Preisindex 8,286%/a) als Verkaufserlös erwirtschaftet wird. Zur Berücksichtigung der zukünftigen Entwicklung des Heizölpreises, wird in Abbildung 25 der Preisindex des Heizöl Extraleicht variiert. Je höher der Preisindex sich zukünftig entwickelt, desto höher dürften die Substratkosten sein. Analog dazu wird in Abbildung 26 der Heizölpreis variiert.

Die verkaufte Wärmemenge mit 26 €/MWh fließt ebenfalls stark in die Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage ein, wie Abbildung 27 zeigt. Im Fall dass keine Wärmemenge des BHKWs verkauft werden könnte, müsste der Break-Even-Point der Substratkosten um etwa 7,8 €/MWh_{Biogas} geringer sein.

Die verkaufte Biogasmenge (Abbildung 28) mittels Biogasnetz exkl. BHKW, wirkt sich geringfügiger aus als der Wärmeverkauf. So liegt die Differenz des Break-Even-Points der Substratkosten zwischen voller und keiner jährlich verkauften Biogasmenge bei etwa $4,6 \text{ €/MWh}_{\text{Biogas}}$.

Der kalkulatorische Wärmepreis berücksichtigt Wärmebezug und Wärmelieferung der Biogasanlage mit einem einheitlichen Tarif von 26 €/MWh ab/bis Flansch. Die Variation des Wärmepreises ist dabei in Abbildung 29 dargestellt. Eine Verteuerung des Wärmepreises um 5€ hätte einen um etwa $1,1 \text{ €/MWh}_{\text{Biogas}}$ höheren Break-Even-Point der Substratkosten zu Folge.

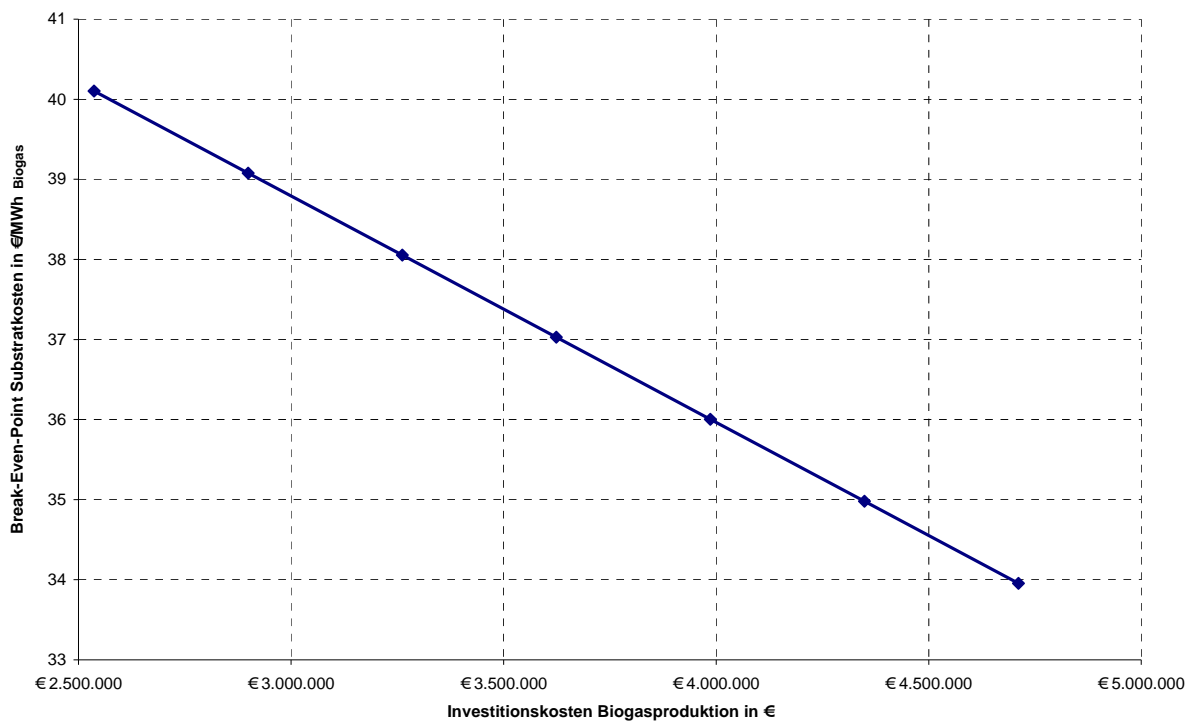


Abbildung 23: Break Even Point der Substratkosten in Abhängigkeit der Investitionskosten

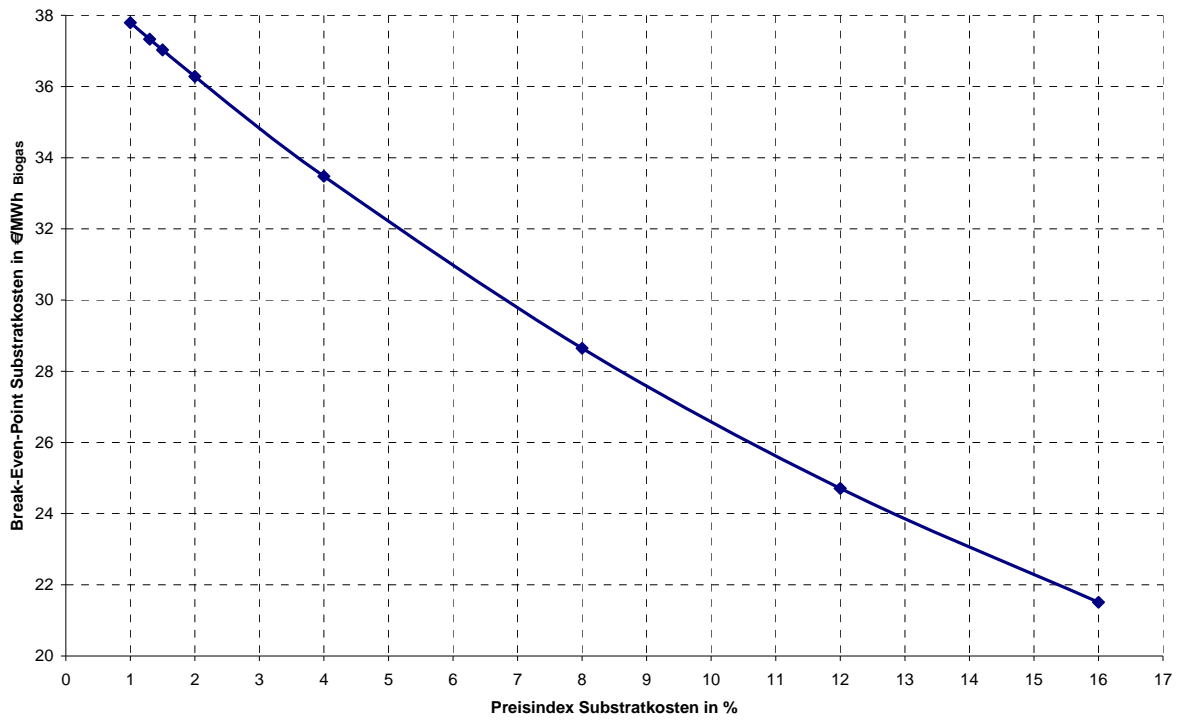


Abbildung 24: Break Even Point der Substratk. in Abhängigkeit des Preisindex der Substratkosten

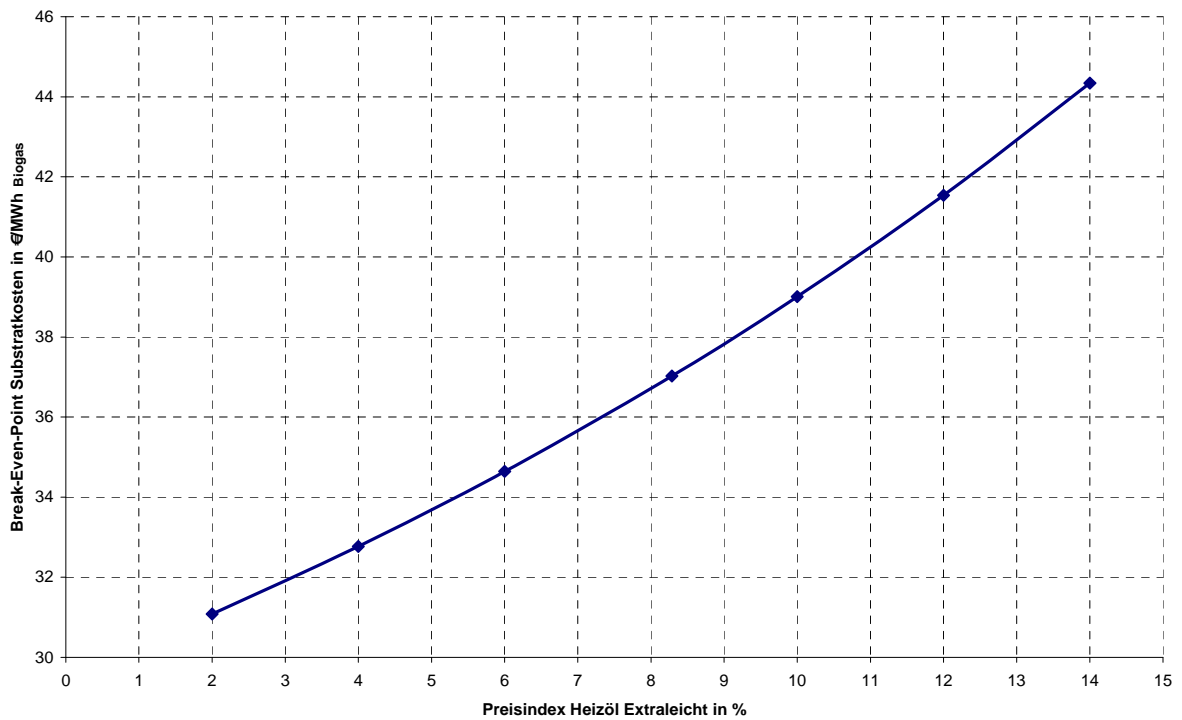


Abbildung 25: Break Even Point der Substratkosten bei unterschiedlichen Preisindizes Heizöl

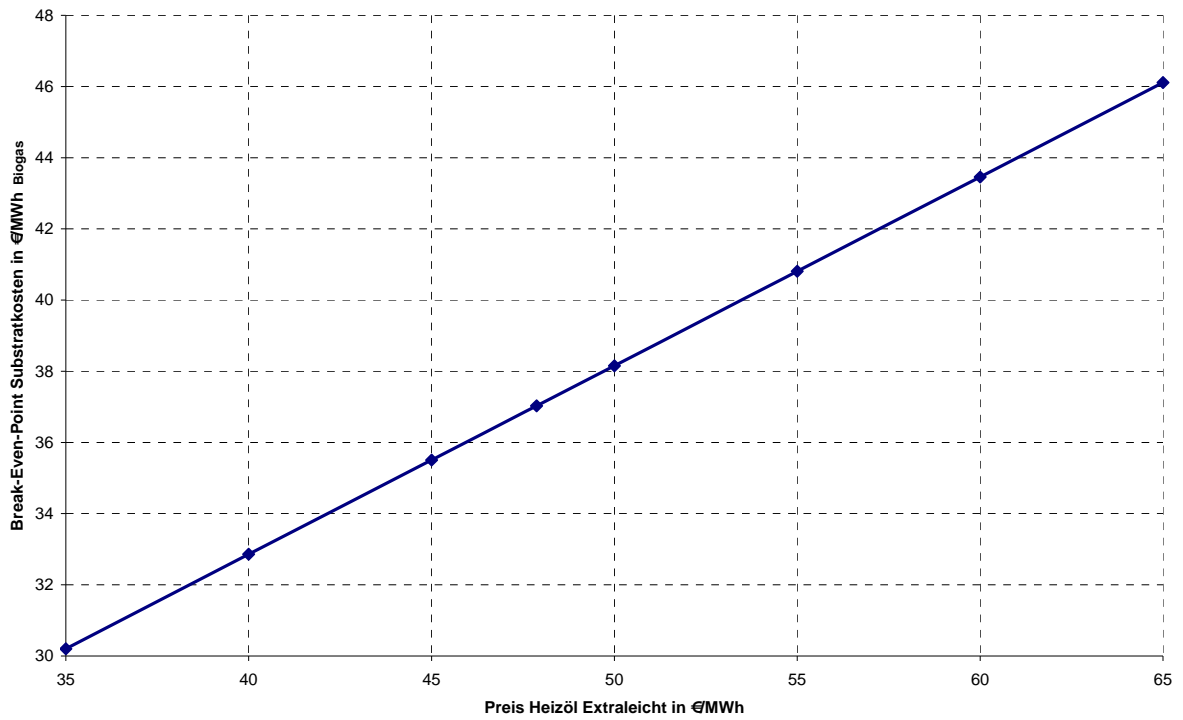


Abbildung 26: Break Even Point der Substratkosten in Abhängigkeit des Heizölpreises

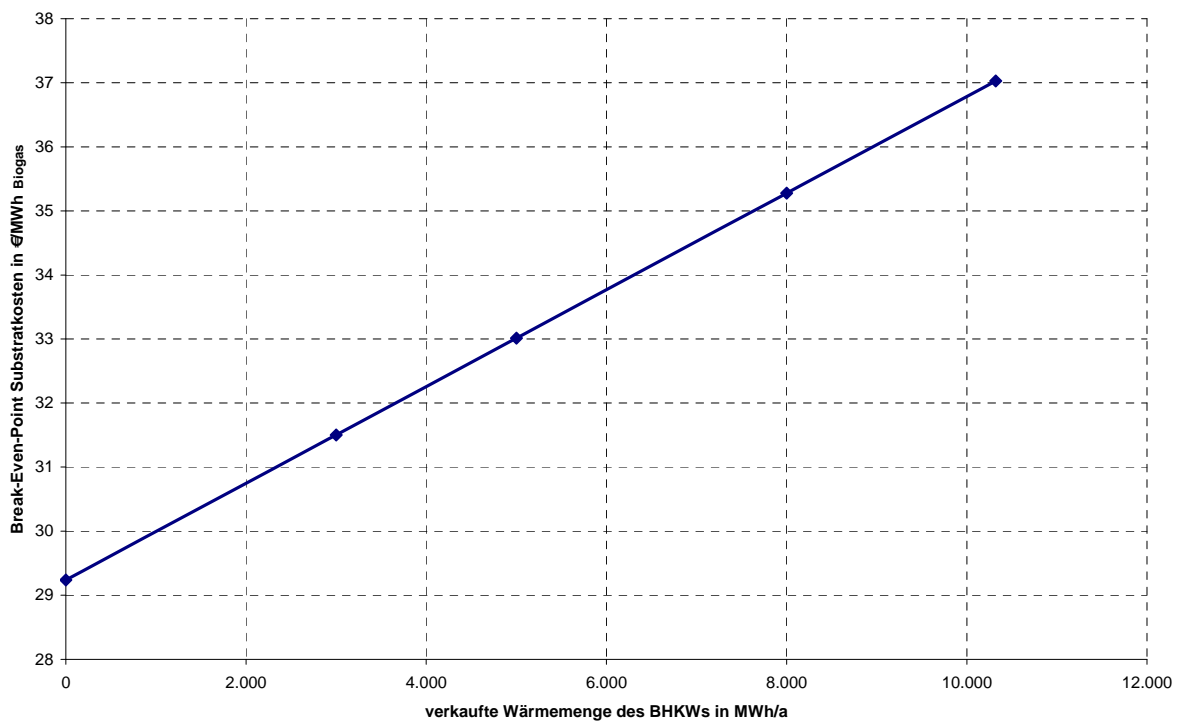


Abbildung 27: Break Even Point Substratkosten in Abhängigkeit der verkauften Wärmemenge

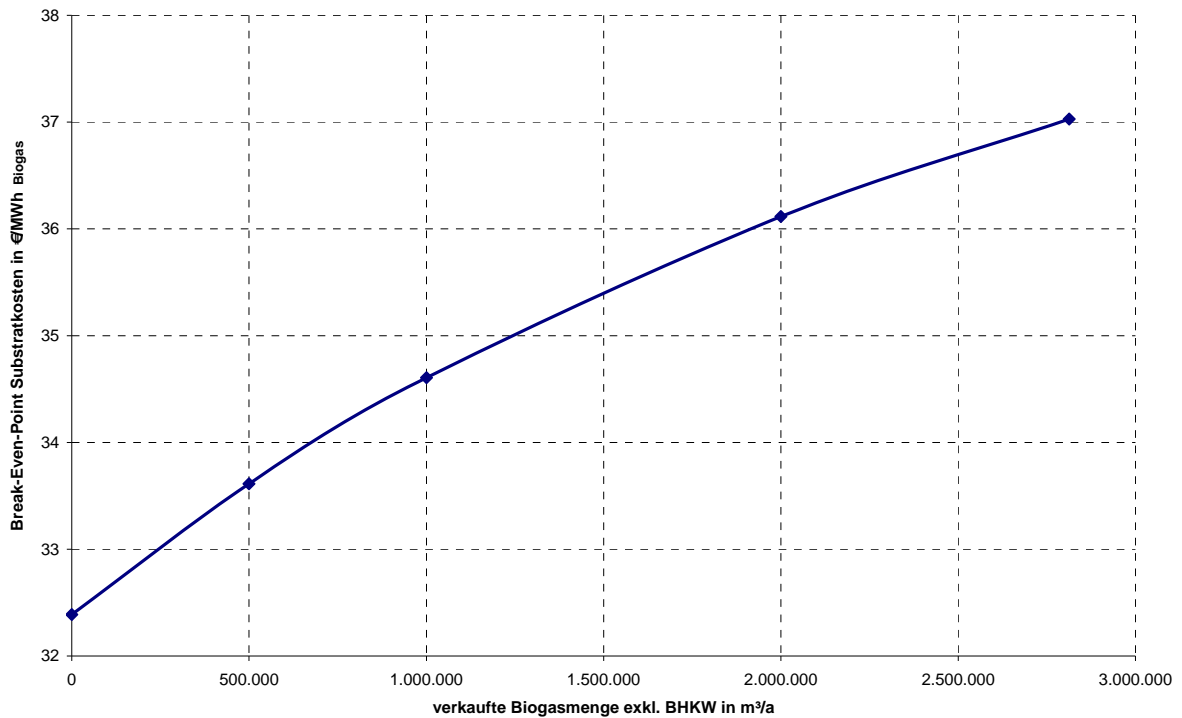


Abbildung 28: Break Even Point Substratk. in Abhängigkeit der verkauften Biogasmenge exkl. BHKW

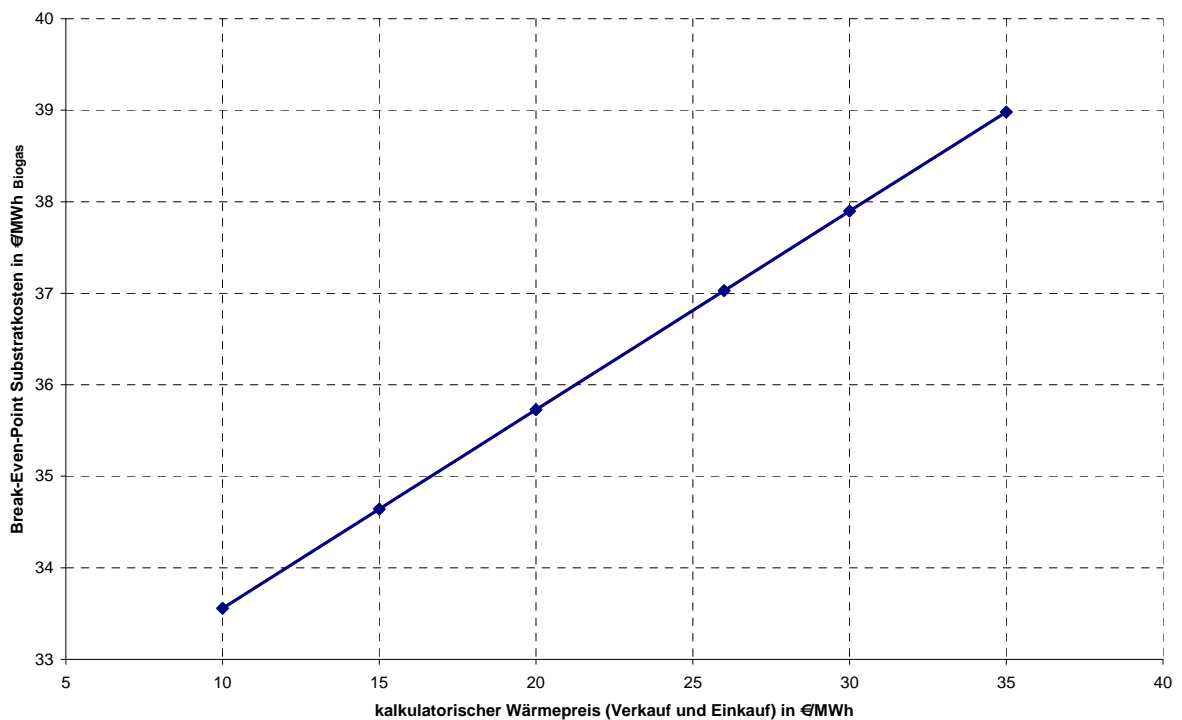


Abbildung 29: Break Even Point Substratkosten in Abhängigkeit des kalkulatorischen Wärmepreises

Die Stromgestehungskosten des BHKWs ergeben sich bei unterschiedlichen Substratkosten lt. Abbildung 30. Der Ökostromeinspeisetarif beträgt lt. Ökostromverordnung 2009 123,8 €/MWh. Der berechnete Preisindex Strom variiert aufgrund der unterschiedlichen Substratkosten.

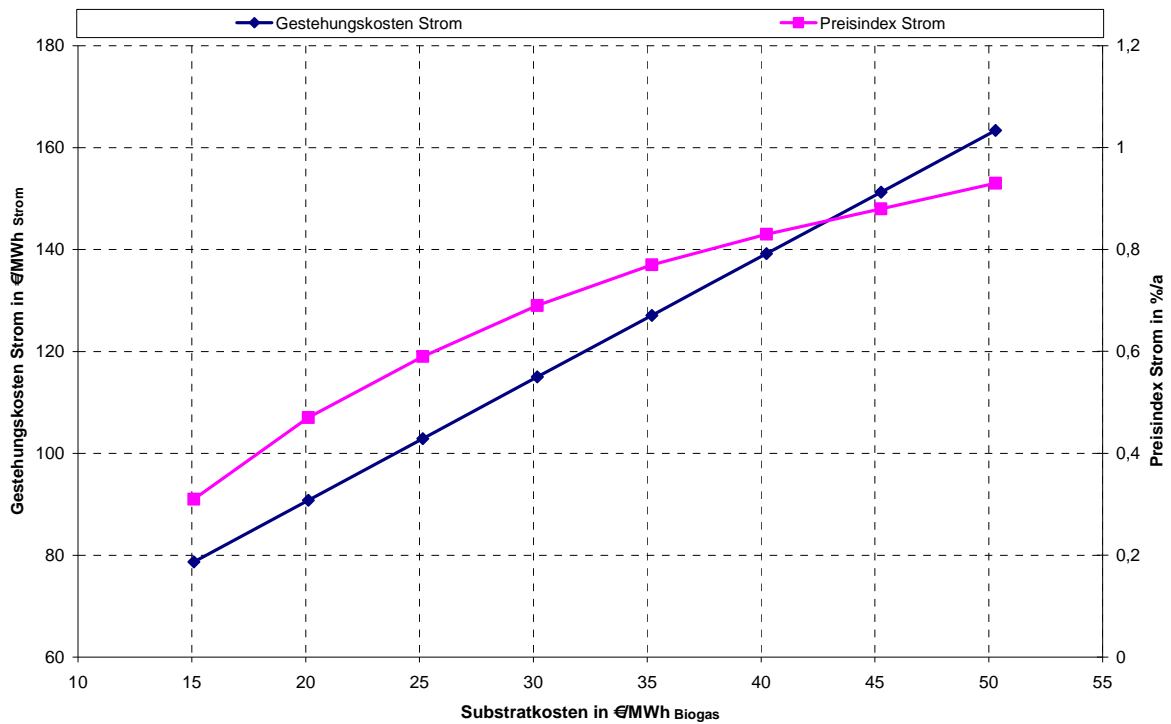


Abbildung 30: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Substratkosten

Die Gestehungskosten bei Biogasverkauf sind in Abbildung 31 dargestellt. Bei Substratkosten von z.B. 25 €/MWh_{Biogas} ergeben sich Gestehungskosten bei Biogasverkauf von etwa 45,5 €/MWh_{Biogas}, bei einem Biogasverkauf-Preisindex von 1,18%/a. Die Gestehungskosten beziehen sich auf den Verkauf von Biogas, Liefergrenze Grundstück Verbraucher. Unter der Annahme, dass Heizöl Extraleicht (Industrieabnehmer) substituiert werden soll, wird von Heizölkosten von 47,87 €/MWh und einem Heizöl-Preisindex von 8,286%/a ausgegangen. Des Weiteren wird vom gleichen Jahresnutzungsgrad der Biogas- bzw. Heizöl-Heizung ausgegangen.

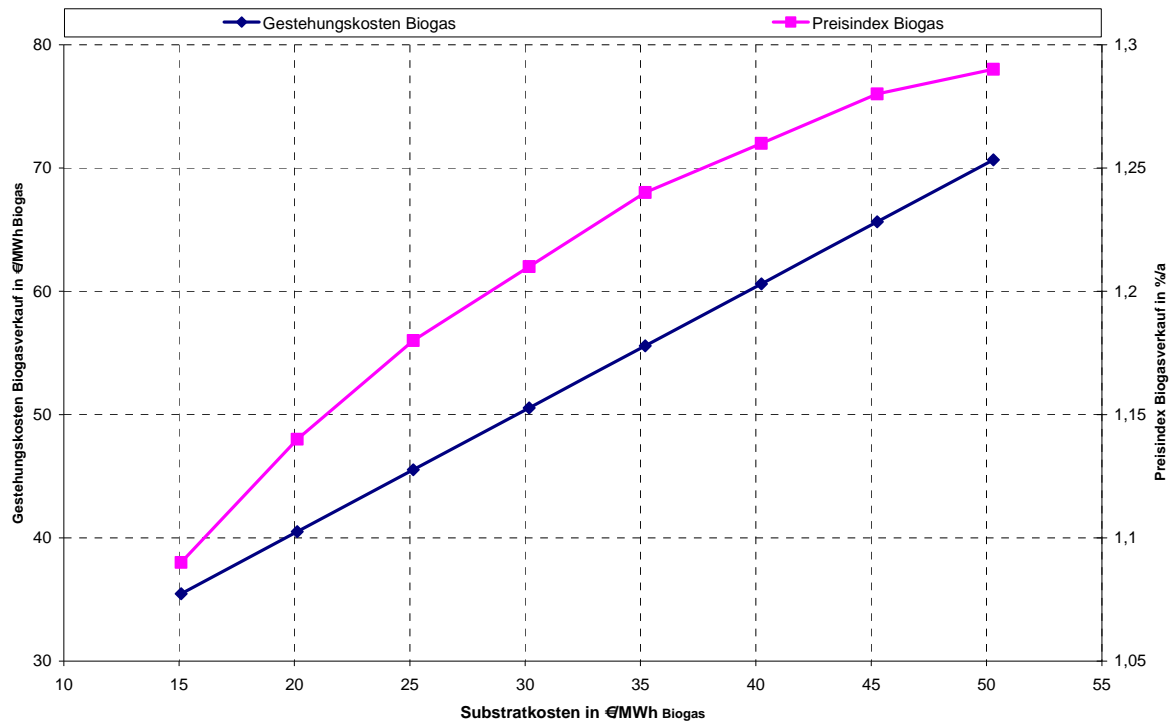


Abbildung 31: Gestehungskosten Biogasverkauf in Abhängigkeit der Substratkosten

Abbildung 32 zeigt die Investitionskosten aufteilung von Biogasproduktion (Vergärung), BHKW und Biogasnetz. Da das BHKW über eine etwa 2.350m lange Biogasleitung versorgt wird, werden die Investitionskosten für das Biogasnetz und Gastrocknung Volumenstromanteil auf BHKW und Biogasnetz (für die restlichen Verbraucher) aufgeteilt.

Es ist ersichtlich, dass die Investitionskosten der Biogasproduktion mehr als die Hälfte aller Kosten ausmachen, das Biogasnetz sich jedoch nur geringfügig niederschlägt.

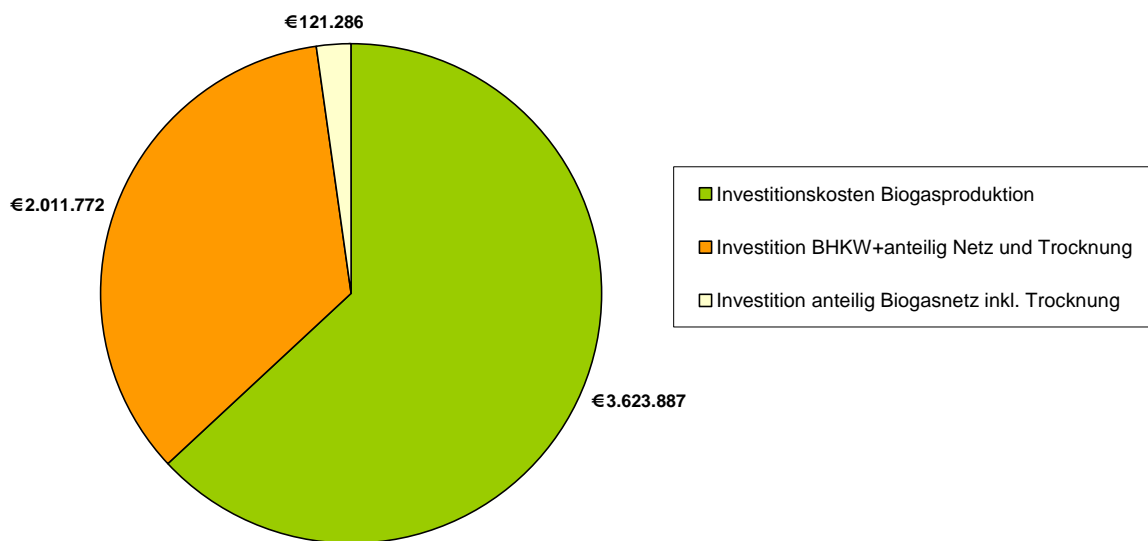


Abbildung 32: Investitionskosten aufteilung der gesamten Anlage

In Abbildung 33 bis Abbildung 35 sind die jährlichen Kosten für Biogasproduktion, Verstromung und Biogasverkauf angeführt. Ersichtlich ist, dass die Substratkosten 67% der gesamten jährlichen Kosten ausmachen und somit entscheidend die Wirtschaftlichkeit beeinflussen. Die Biogaskosten entsprechen den Gesteungskosten der Biogasproduktion.

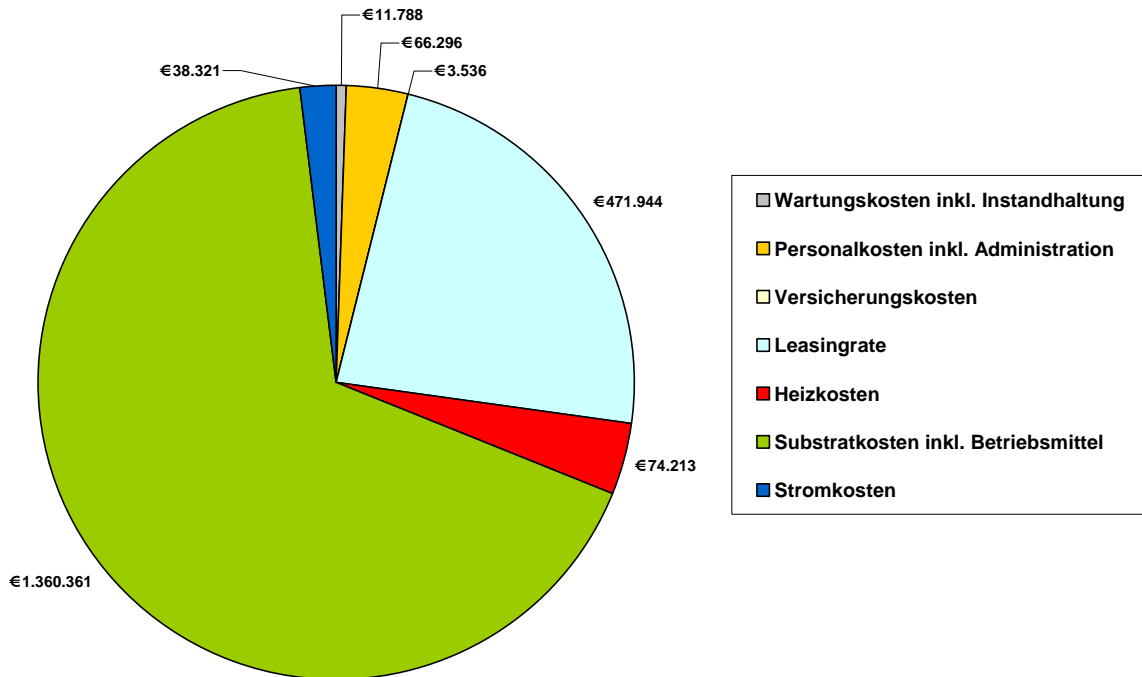


Abbildung 33: Jährliche Kosten der Biogasproduktion

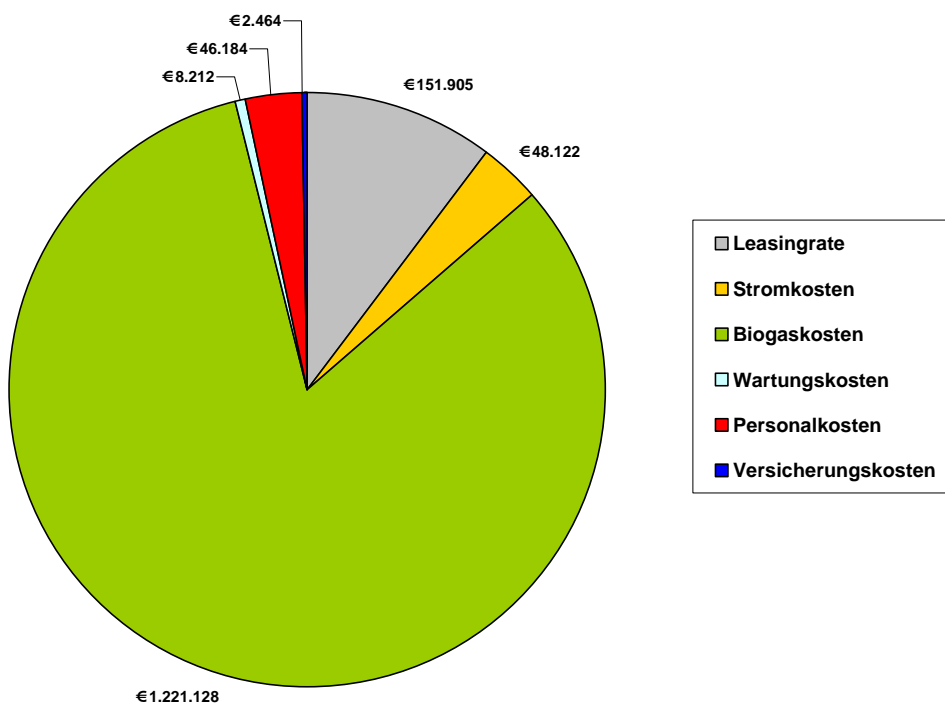


Abbildung 34: Jährliche Kosten der Verstromung im BHKW

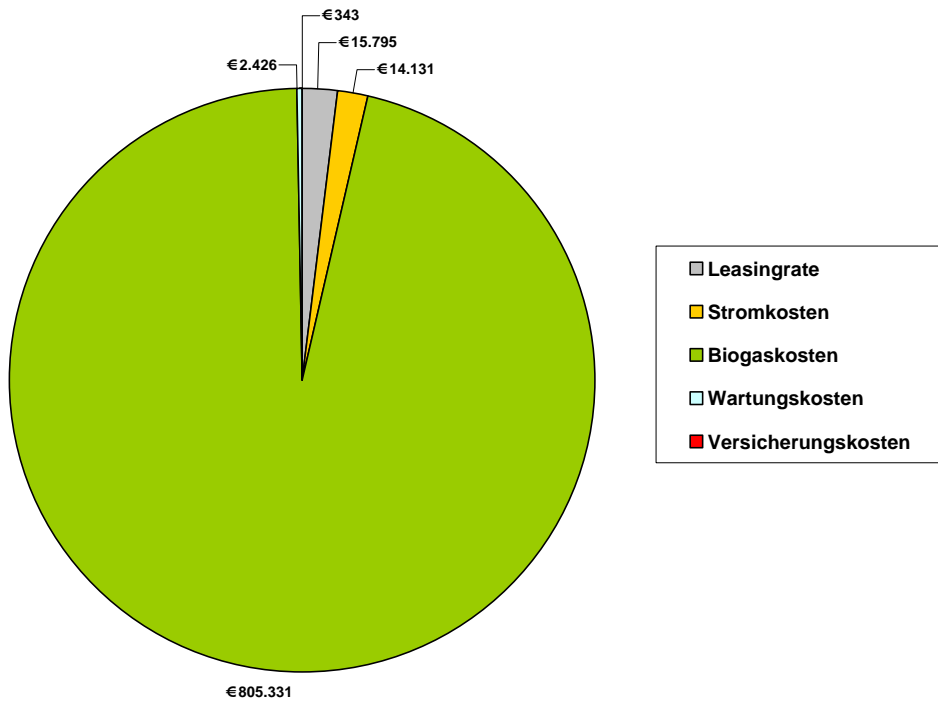


Abbildung 35: Jährliche Kosten Biogasverkauf exkl. BHKW

5.4. Vergleich Biogasnetz - Fernwärmenetz

Den Vergleich Fernwärmenetz und Biogasnetz zeigt Abbildung 36. Dabei werden die Investitionskosten und jährlichen Kosten verglichen. Der Vergleich zeigt ab welcher Trassenlänge die Verwendung einer Biogasleitung wirtschaftlich sinnvoller ist. Ausgegangen wird bei dem Vergleich von einem Wärmeabnehmer rein für Gebäudeheizung, wobei die Investitionskosten für Wärmeübergabestation, als auch Gaskessel auf Grund des kleinen Leistungsbereiches konstant gehalten werden. Zum Beispiel zeigt sich, dass unter den hier dargestellten Randbedingungen (Tabelle 7), bei einer Wärmeanschlussleistung von 25kW, eine Biogasleitung ab 128m wirtschaftlicher ist, eine Fernwärmeleitung unter 128m, bei sinkender Anschlussleistung sinkt dieser Grenzwert deutlich.

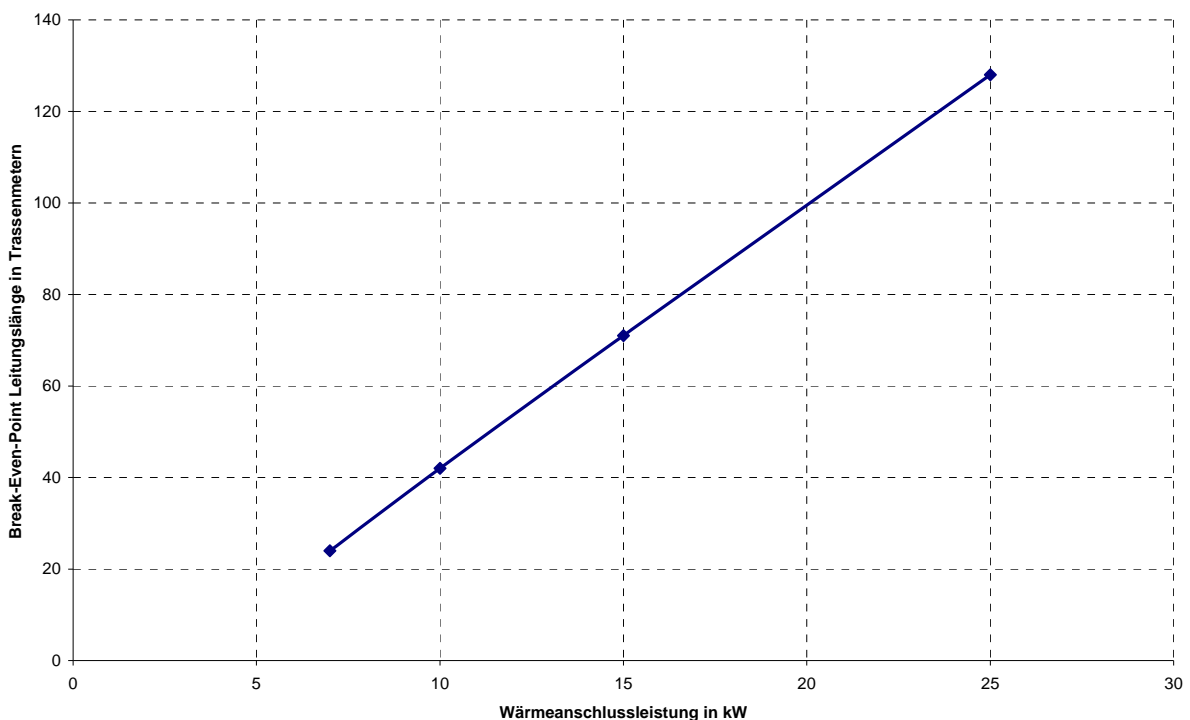


Abbildung 36: Break-Even-Point Trassenlänge in Abhängigkeit der Wärmeanschlussleistung

Wärmeleistung Nutzenergie	25 kW
jährliche Volllaststunden	1.800 h/a
jährlicher Wärmebedarf	45,0 MWh/a
Nutzungsdauer	10 a
Trassenlänge Anschluss	128 trm
Biogas:	
Jahresnutzungsgrad Biogaskessel	0,80
jährlicher Wärmebedarf Biogaslieferung	56,3 MWh/a
Investitionskosten Gaskessel+Installation	4.000 €
Wartungskosten	150 €/a
spezifische Investitionskosten Gasleitung	67,55 €/trm

Investitionskosten Gasleitung	8.671 €
Betriebskosten Biogasverdichtung	25 €/a
Gestehungskosten Biogasverkauf im Netz	45,52 €/MWh Biogas
jährliche Biogasgestehungskosten	2.560 €/a
Summe jährliche Kosten Biogas	3.853 €/a
Fernwärme:	
Jahresnutzungsgrad Fernwärme	0,95
jährlicher Wärmebedarf Fernwärmelieferung	47,4 MWh/a
Investitionskosten FW-Übergabestation	5.500 €
Wartungskosten	20 €/a
spezifische Investitionskosten FW-Leitung	113 €/trm
Investitionskosten FW-Leitung	14.505 €
Betriebskosten FW-Pumpe	15 €/a
spezifische Wärmeleistungsverluste	0,2588 W/trm/K
jährliche spez. Wärmeverluste FW-Leitung	181 kWh/trm/a
jährliche Wärmeverluste FW-Leitung	23,3 MWh/a
Gestehungskosten Wärme im Netz	26 €/MWh
jährliche Gestehungskosten Wärme Fernwärme	1.837 €/a
Summe jährliche Kosten Fernwärme	3.853 €/a

Tabelle 7: Beispielhafter Vergleich Biogasnetz mit Fernwärme

5.5. Rechtliche und sozioökonomische Gesichtspunkte

5.5.1. Bestehende Richtlinien und künftige Entwicklungen

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit den in Österreich geltenden allgemeinen Richtlinien betreffend lokale Biogasnetze unter Berücksichtigung der Eigenheiten des gegebenen Standorts in der Stadt Güssing. In Güssing wurde keine Erdgasversorgung ausgebaut, also vor Ort besteht keine Möglichkeit zur Biogaseinspeisung in ein Erdgasnetz. Aus diesem Grund wird in diesem Kapitel auf die gesetzlichen Rahmenbedingungen hinsichtlich der Biogaseinspeisung in ein bestehendes Erdgasnetz nicht eingegangen, sondern auf die Thematik der Biogaseinspeisung in ein lokales Mikronetz.

In der Stadt Güssing wurde der Bedarf der Flexibilisierung des bestehenden Energiesystems festgestellt, da bestimmte untersuchte Endverbraucher ein höheres Temperaturniveau beanspruchen, als das vom Fernwärmenetz gelieferte Warmwasser mit der maximalen Temperatur von ca. 120°C.

Laut der Rechtsexpertise von Herrn Dr. Reinhard Schanda und Frau Dr. Angelika Heffermann (2008) in der Studie der HEI Consulting GmbH (2008) [2] existiert in Österreich zur Zeit keine rechtliche Definition von lokalem Biogasmikronetz. Mit diesem Begriff beschäftigt sich auch keine Rechtsmaterie in der Europäischen Gemeinschaft. Im Allgemeinen wird unter diesem Begriff eine örtliche Gasversorgung von mehreren Verbrauchern mit vor Ort hergestelltem Biogas verstanden, also die Biogaserzeugung und die Umwandlung des Biogases werden räumlich getrennt. Die Wärmeverbraucher können sich von der Biogasanlage in einiger Entfernung befinden. Für den Standort Güssing werden also nicht die Richtlinien gelten, wo auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas in ein bestehendes Erdgasnetz eingespeist wird, sondern es wird ein entschwefeltes und getrocknetes Biogas mit einem Betriebsdruck von unter 0,5 bar Überdruck in ein neu errichtetes lokales Mikronetz eingespeist und ohne Abscheiden des Kohlendioxidgehaltes zu den Endverbrauchern geführt, wo es in geeigneten Brennern durch Verbrennung in Wärme mit dem erwünschten höheren Temperaturniveau umgewandelt wird. Unter diesen Voraussetzungen wird diese Studie die relevanten rechtlichen Rahmenbedingungen aufarbeiten und den notwendigen Genehmigungsaufwand erläutern.

5.5.1.1. Gaswirtschaftsgesetz

Der Anwendungsbereich des Gaswirtschaftsgesetzes (BGBl. I Nr. 121/2000) [10] beinhaltet ausschließlich die Errichtung, die Erweiterung, die Änderung und den Betrieb von Erdgasleitungsanlagen und er streckt sich nicht auf Biogasleitungsanlagen und verbietet auch nicht die Errichtung von lokalen Biogasnetzen, weil es sie nicht geregelt [2]:

„§ 2. (1) Dieses Bundesgesetz hat

1. die Erlassung von Bestimmungen für die Fernleitung, die Verteilung, den Kauf oder die Versorgung von Erdgas einschließlich des Netzzugangs für Kunden und Versorger sowie des Speicherzugangs für Erdgasunternehmen mit Sitz innerhalb der Europäischen Union;
2. die Regelung des Systemnutzungsentgelts sowie Vorschriften über die Rechnungslegung, die innere Organisation, Entflechtung und Transparenz der Buchführung von Erdgasunternehmen;
3. die Festlegung von sonstigen Rechten und Pflichten für Erdgasunternehmen; sowie
4. die Errichtung, die Erweiterung, die Änderung und den Betrieb von Erdgasleitungsanlagen zum Gegenstand, sofern sich aus Abs. 2 nichts anderes ergibt.

(2) Vom Anwendungsbereich dieses Bundesgesetzes sind ausgenommen:

1. Jene Tätigkeiten, für deren Ausübung eine Gewinnungsberechtigung oder Speicherbewilligung nach den Vorschriften des Mineralrohstoffgesetzes (MinroG), BGBl. I Nr. 38/1999, erforderlich ist;
2. Erdgasleitungsanlagen, die Bestandteil einer gewerblichen Betriebsanlage sind und sich innerhalb des Betriebsgeländes befinden sowie
3. die Errichtung und der Betrieb von Erdgasleitungsanlagen ab dem Ende des Hausanschlusses.”

5.5.1.2. Rohrleitungsgesetz

In der Studie wurde ein System erarbeitet, welches einen Betriebsdruck von unter 0,5 bar Überdruck (ca. 0,2 - 0,3 bar) hat, das bedeutet, dass das Rohrleitungsgesetz (BGBl. Nr. 411/1975) [11] hier nicht anzuwenden ist:

„§ 1. (1) Die Bestimmungen dieses Bundesgesetzes gelten für die gewerbsmäßige Beförderung von Gütern in Rohrleitungen, ausgenommen brennbare Gase mit einem Betriebsdruck von unter 0,5 bar Überdruck und Wasser, sowie für die Errichtung, Erweiterung, Änderung, den Betrieb, die Instandhaltung und die Beseitigung der hierfür erforderlichen Leitungen und Anlagen.”

Weiters weist dieses Gesetz auf die Gewerbeordnung hin, falls das Rohrleitungsgesetz bei der gegenständlichen Anlage nicht relevant wäre:

„§ 1. (4) Soweit im übrigen dieses Bundesgesetz keine Regelungen enthält, gelten für die gewerbsmäßige Beförderung von Gütern in Rohrleitungen die Bestimmungen der Gewerbeordnung 1973.”

5.5.1.3. Abfallwirtschaftsgesetz (AWG)

Es besteht keine Genehmigungspflicht nach dem Abfallwirtschaftsgesetz 2002 (AWG 2002) [12] für die geplante Biogasanlage in Güssing, da hier ausschließlich pflanzliche Rohstoffe aus der Landwirtschaft verwendet werden und das lokale Biogasnetz an keine Abfallbehandlungsanlage angeschlossen wird. Laut § 2 Abs. 3:

„Die Sammlung, Lagerung, Beförderung und Behandlung von Mist, Jauche, Gülle und organisch kompostierbarem Material als Abfall ist dann nicht im öffentlichen Interesse (§ 1 Abs. 3) erforderlich, wenn diese im Rahmen eines land- und forstwirtschaftlichen Betriebs anfallen und im unmittelbaren Bereich eines land- und forstwirtschaftlichen Betriebs einer zulässigen Verwendung zugeführt werden.“

Behandlungsanlagen werden in dem Gesetz auf folgende Weise definiert (§ 2 Abs. 7 Z 1):

„(7) Im Sinne dieses Bundesgesetzes sind

1. „Behandlungsanlagen“ ortsfeste oder mobile Einrichtungen, in denen Abfälle behandelt werden, einschließlich der damit unmittelbar verbundenen, in einem technischen Zusammenhang stehenden Anlagenteile;“

Das AWG beinhaltet keine Definition für „zulässige Verwendung“. Die Rechtsexperten Dr. Schanda und Dr. Heffermann verstehen [2] unter diesem Begriff die ordnungsgemäße Bodennutzung im Rahmen eines land- und forstwirtschaftlichen Betriebes im Sinne des § 32 Abs. 8 Wasserrechtsgesetzes:

„Als ordnungsgemäß (Abs. 1) gilt die land- und forstwirtschaftliche Bodennutzung, wenn sie unter Einhaltung der bezughabenden Rechtsvorschriften, insbesondere betreffend Chemikalien, Pflanzenschutz und Düngemittel, Klärschlamm, Bodenschutz und Waldbehandlung, sowie besonderer wasserrechtlicher Anordnungen erfolgt.“ [13]

Die Rechtsexperten weisen weiters auf eine Ausnahme hin, welche im Falle von der Güssinger Biogasanlage auch relevant wäre und laut welcher keine Genehmigungspflicht nach dem AWG besteht:

„(2) Der Genehmigungspflicht gemäß Abs. 1 unterliegen nicht

1. Behandlungsanlagen zur ausschließlichen stofflichen Verwertung von nicht gefährlichen Abfällen, sofern sie der Genehmigungspflicht gemäß den §§ 74 ff GewO 1994 unterliegen,“

Die „stoffliche Verwertung“ wird im AWG (§ 2 Abs. 5 Z 2) auf folgende Weise definiert:

„2. ist „stoffliche Verwertung“ die ökologisch zweckmäßige Behandlung von Abfällen zur Nutzung der stofflichen Eigenschaften des Ausgangsmaterials mit dem Hauptzweck, die Abfälle oder die aus ihnen gewonnenen Stoffe unmittelbar für die Substitution von Rohstoffen oder von aus Primärrohstoffen erzeugten Produkten zu verwenden, ausgenommen die Abfälle oder die aus ihnen gewonnenen Stoffe werden einer thermischen Verwertung zugeführt.“

5.5.1.4. Gewerbeordnung

Falls bei einem lokalen Biogasnetz das Rohrleitungsgesetz keine Anwendung findet – wie in Güssing wegen des niedrigen Betriebsdruckes – wird der Betrieb nach dem Anlagenrecht der Gewerbeordnung genehmigt.

Zwar werden in GewO verschiedene Ausnahmen beschrieben, diese betreffen jedoch das in Güssing geplante Biogasnetz nicht. Die Land- und Forstwirtschaft, bzw. die Nebengewerbe der Land- und Forstwirtschaft werden aus dem Anwendungsbereich der GewO genommen,

aber in der Liste der Nebengewerbe der Land- und Forstwirtschaft werden die Anlagen, welche sich mit Erzeugung und Herstellung von Biogas beschäftigen, nicht erwähnt. [2] Es wird auch der Betrieb wärmeerzeugender und wärmeliefernde Biomasseanlagen mit einer Brennstoffwärmeleistung bis einschließlich 4 MW aus der Gewerbeordnung genommen, wenn in dem betreffenden keine leitungsgebundenen Energieträger, ausgenommen elektrische Energie, vorhanden sind.

Man sollte bei der Errichtung einer Biogasanlage von der Genehmigung nach der GewO ausgehen, weil bei solchen Anlagen die ungünstigen Auswirkungen auf Personen bzw. Tätigkeits- und Sachbereiche nicht auszuschließen sind [14]:

„§ 74. (2) Gewerbliche Betriebsanlagen dürfen nur mit Genehmigung der Behörde errichtet oder betrieben werden, wenn sie wegen der Verwendung von Maschinen und Geräten, wegen ihrer Betriebsweise, wegen ihrer Ausstattung oder sonst geeignet sind,

1. das Leben oder die Gesundheit des Gewerbetreibenden, der nicht den Bestimmungen des ArbeitnehmerInnenschutzgesetzes, BGBl. Nr. 450/1994, in der jeweils geltenden Fassung, unterliegenden mittätigen Familienangehörigen, der Nachbarn oder der Kunden, die die Betriebsanlage der Art des Betriebes gemäß aufsuchen, oder das Eigentum oder sonstige dingliche Rechte der Nachbarn zu gefährden; als dingliche Rechte im Sinne dieses Bundesgesetzes gelten auch die im § 2 Abs. 1 Z 4 lit. g angeführten Nutzungsrechte,

2. die Nachbarn durch Geruch, Lärm, Rauch, Staub, Erschütterung oder in anderer Weise zu belästigen,“ [2]

Die GewO definiert auf folgende Weise eine gewerbliche Betriebsanlage:

„§ 74. (1) Unter einer gewerblichen Betriebsanlage ist jede örtlich gebundene Einrichtung zu verstehen, die der Entfaltung einer gewerblichen Tätigkeit regelmäßig zu dienen bestimmt ist.“ [14]

Laut Rechtsexperten [2] gilt im Gewerberecht der Grundsatz der „Einheit der Betriebsanlage“. Das bedeutet, dass das Gasleitungsnetz eines Gasversorgungsunternehmens von der Zentralstelle bis zum Letztverbraucher als einheitliche Betriebsanlage anzusehen ist.

Die Anlage 3 der GewO enthält die Auflistung der IPPC-Betriebsanlagen. Die Abkürzung IPPC bedeutet "Integrated Pollution Prevention and Control", auf Deutsch "Integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (IVU)". Bei diesem Anlagentypus ist eine integrierte Anlagengenehmigung, d.h. eine Genehmigung, die sich über alle Umweltmedien erstreckt (Luft, Wasser, Abfall, Boden, Energie), erforderlich. Biogasanlagen und deren Gasnetze gehören nicht zu diesen IPPC-Betriebsanlagen:

Auszug aus der GewO Anlage 3 [14]

Anlagenart	Schwellenwerte
1. Energiewirtschaft	
1.1 Feuerungsanlagen bzw. Dampfkesselanlagen	

oder Gasturbinen mit einer Brennstoffwärmeleistung von mehr als	50 MW
1.2 Mineralöl- und Gasraffinerien	0
1.3 Anlagen zur Trockendestillation von Kohle (Kokereien)	0
1.4 Anlagen zur Vergasung oder Verflüssigung von Kohle	0

Nach der Klärung der gewerberechtlichen Genehmigungspflicht entscheidet die zuständige Bezirkshauptmannschaft über die Art des Verfahrens. Es gibt die Möglichkeit des vereinfachten Verfahrens oder des ordentlichen Verfahrens. Laut Mag. Johann Grandits (Bezirkshauptmann) wird im Bezirk Güssing von der Seite der Bezirkshauptmannschaft das ordentliche Verfahren bevorzugt, da in diesem Falle alle Fragen der Genehmigung bei einem Verfahren geklärt werden. Beim ordentlichen Verfahren werden im Gegensatz zum vereinfachten Verfahren alle betroffenen Parteien verpflichtend eingeladen. Dadurch wird die Planung der Anlage ausreichend ausgeführt, und es gibt auch keine Möglichkeit für eine spätere Anfechtung des Bescheides durch Betroffene. Die Dauer des Amtweges ist in der Praxis bei den zwei Verfahren nahezu gleich.

5.5.1.5. Genehmigungsverfahren einer Biogasanlage

Für das Genehmigungsverfahren einer Biogasanlage sind laut Technischer Grundlage für die Beurteilung von Biogasanlagen (BMW A 2003) [4] folgende Bereiche betroffen: Bautechnik, Brandschutz, Maschinenbautechnik, Elektrotechnik, Explosionsschutz, Grundwasserschutz, Gewässerschutz, Luftreinhaltung, Lärmschutz, Abfallwirtschaft und Hygiene.

Folgende Vorschriften und Richtlinien werden für das Verfahren herangezogen:

Maschinen-Sicherheitsverordnung - MSV, BGBl. Nr.306/1994, i.d.F. BGBl. Nr.503/1994, BGBl. Nr.771/1994, BGBl. Nr.31/1995, BGBl. Nr.301/1995, BGBl. Nr.667/1995, BGBl. Nr.198/1996, BGBl. Nr.199/1996, BGBl. Nr.675/1996, BGBl. Nr.781/1996, BGBl.II Nr.194/1997, BGBl.II Nr.115/1998, BGBl.II Nr.174/1998, BGBl.II Nr.234/1998, BGBl.II Nr.446/1998, BGBl.II Nr.131/1999, BGBl.II Nr.312/1999, BGBl.II Nr.474/1999, BGBl.II Nr.156/2000, BGBl.II Nr.242/2000, BGBl.II Nr.247/2000, BGBl.II Nr. 424/2000, BGBl.II Nr.41/2002, BGBl. II 368/2002, BGBl. II Nr. 205/2003, BGBl. II Nr. 358/2003

Gasgeräte-Sicherheitsverordnung - GSV, BGBl. Nr.430/1994, i.d.F. BGBl. Nr.784/1994, BGBl. Nr.197/1996, BGBl.II Nr.198/1997, BGBl.II Nr.313/1997, BGBl.II Nr.351/1998, BGBl.II Nr.214/1999, BGBl.II Nr.423/2000, BGBl.II Nr.243/2001, BGBl.II Nr.349/2001, BGBl. II Nr. 208/2002, BGBl. II Nr. 470/2002, BGBl. II Nr. 350/2003

Dampfkesselbetriebsgesetz - DKBG BGBl. Nr. 212/1992

Dampfkesselbetriebsverordnung - DKBV BGBl. Nr. 735/1993, i.d.F. BGBl. Nr. 258/1996

Kennzeichnungsverordnung - KennV BGBl. Nr. 101/1997 Verordnung der Bundesministerien für Arbeit, Gesundheit und Soziales über die Sicherheits- und Gesundheitsschutzkennzeichnung

ÖNORM B 8131 Geschlossene Wasserheizungen; Sicherheits-, Ausführungs- und Prüfbestimmungen

ÖNORM EN 12874: 2001 Flammendurchschlagsicherungen – Leistungsanforderungen, Prüfverfahren und Einsatzgrenzen

ÖVGW-Richtlinie G1: 2003 Technische Richtlinien für Errichtung, Änderung, Betrieb- und Instandhaltung von Niederdruck-Gasanlagen

ÖVGW-Richtlinie G 4: 1997 Aufstellung von Gasgeräten über 50 kW - Besondere Bedingungen für die Aufstellung von Gasgeräten für Heizung und Warmwasserbereitung mit einer Gesamtnennwärmebelastung > 50 kW (Heizräume)

ÖVGW-Richtlinie G 43: 1998 Stationäre Gasmotoren - Aufstellung, Anschluss und Betrieb.

ÖVGW-Richtlinie G 52/2: 2001 Bau von Gasrohrleitungen aus Kunststoff Teil 2 – Rohre aus PE

ÖVGW-Richtlinie G 52/3: 1997 Bau von Gasrohrleitungen aus Kunststoff Teil 3 – Ausbildung und Prüfung von Kunststoffrohrlegern

ÖVGW-Richtlinie G 53/1: 1983 Bau von Gasrohrleitungen aus Stahlrohren Teil 1 – Anforderungen; Richtlinie für die Anforderungen an Rohre und Rohrleitungsteile für Gasleitungen aus Stahlrohren für Betriebsdrücke < 100 mbar (Überdruck)

ÖVGW-Richtlinie G 53/2: 1983 Bau von Gasrohrleitungen aus Stahlrohren Teil 2 – Verlegung und Prüfung; Richtlinie für die Verlegung und Prüfung von Gasleitungen aus Stahlrohren für Betriebsdrücke < 100 mbar (Überdruck)

ÖVGW-Richtlinie G 53/4: 1995 Richtlinie für die Verlegung und Prüfung von Gasleitungen aus Stahlrohren für Betriebsdrücke von über 100 mbar bis 16 bar

Elektrotechnikverordnung 2002 (ETV 2002), BGBl. II Nr. 222/2002

Explosionsschutzverordnung 1996, BGBl. Nr.252/1996

Richtlinie 1999/92/EG vom 16.12.1999 über Mindestvorschriften zur Verbesserung des Gesundheitsschutzes und der Sicherheit der Arbeitnehmer, die durch explosionsfähige Atmosphären gefährdet werden können.

ÖVE EN 50110-1:1997-06 (EN 50110-2-100 eingearbeitet) Betrieb von elektrischen Anlagen, Teil 1: Europäische Norm, Teil 2-100: Nationale Ergänzungen

ÖVE/ÖNORM E 8001-6-61: 2001-07-01 Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis ~1000 V und =1500 V - Teil 6-61: Prüfungen – Erstprüfungen

ÖVE/ÖNORM E 8001-6-62: 2003-01-01 Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis ~1000 V und =1500 V - Teil 6-62: Prüfungen – Wiederkehrende Prüfungen und außerordentliche Prüfungen

ÖVE/ÖNORM E 8001-6-63: 2003-01-01 Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis ~1000 V und =1500 V - Teil 6-63: Prüfungen – Anlagenbuch und Prüfbefund

ÖVE/ÖNORM E 8049-1: 2001-05-01 Blitzschutz baulicher Anlagen – Teil 1: Allgemeine Grundsätze

ÖVE-E 49/1988 Blitzschutzanlagen

ÖVE-EX 65/1981 und Nachtrag 65a/1985 Errichtung elektrischer Anlagen in explosionsgefährdeten Bereichen

ÖNORM EN 1127-1: 1997 10 01 Explosionsfähige Atmosphären - Explosionsschutz Teil 1: Grundlagen und Methodik

ÖVE/ÖNORM EN 60079-14: 2002-12-01 Elektrische Betriebsmittel für gasexplosionsgefährdete Bereiche – Teil 14: Elektrische Anlagen in explosionsgefährdeten Bereichen (ausgenommen Grubenbaue)

ÖVE/ÖNORM EN 60079-17: 2001-06-01 Elektrische Betriebsmittel für gasexplosionsgefährdete Bereiche – Teil 17: Prüfung und Instandhaltung elektrischer Anlagen in explosionsgefährdeten Bereichen (ausgenommen Grubenbaue) VDI/VDE 2180 Sicherung von Anlagen der Verfahrenstechnik mit Mitteln der Prozessleittechnik, Teil 1: Einführung, Begriffe, Erklärungen; Dezember 1998 Teil 2: Klassifizierung von PLT-Einrichtungen; Ausführung, Betrieb und Prüfung von PLT-Schutzeinrichtungen; Dezember 1998 Teil 3: Bauliche und installationstechnische Maßnahmen zur Funktionssicherung von PLT-Einrichtungen in Ausnahmeständen; Dezember 1998 Teil 4: Berechnungsmethoden für Zuverlässigkeitskenngrößen von PLT-Schutzeinrichtungen; Dezember 1998 Teil 5: Einsatz von sicherheitsgerichteten speicherprogrammierbaren Steuerungen; November 2000

DIN V 19250: 1994 Grundlegende Sicherheitsbetrachtungen für MSR-Schutzeinrichtungen

BGR 104 Explosionsschutzregeln (EX-RL) Regeln für das Vermeiden der Gefahren durch explosionsfähige Atmosphäre mit Beispielsammlung (bisher ZH 1/10), Hauptverband der gewerblichen Berufsgenossenschaften, Fachausschuss "Chemie"; Carl Heymanns Verlag KG, Luxemburger Str. 449, D 50939 Köln, Deutschland; Juli 2000

ÖWAV-Regelblatt 14 „Sicherheit auf Abwasserreinigungsanlagen (Kläranlagen), Bau und Errichtung; 2000

ÖWAV-Regelblatt 30 „Sicherheitsrichtlinien für den Bau und Betrieb von Faulgasbehältern auf Abwasserreinigungs- und Abfallbehandlungsanlagen“; 2003

ÖNORM EN 3 Tragbare Feuerlöscher

ÖNORM F 1053 Überprüfung, Instandhaltung und Kennzeichnung tragbarer Feuerlöscher sowie Überprüfungsplakette

ÖNORM F 2030 Kennzeichen für den Brandschutz - Anforderungen, Ausführungen, Verwendung und Anbringung

ÖNORM Z 1000-2 Sicherheitskennfarben und -kennzeichen

TRVB A100 87 Brandschutzeinrichtungen - Rechnerischer Nachweis

TRVB B108 91 Baulicher Brandschutz - Brandabschnittsbildungen

TRVB F 124 97 Erste und erweiterte Löschhilfe

Die baubehördliche und brandschutztechnische Genehmigung der Anlage fällt unter die Zuständigkeit der Gemeindeverwaltung, die betriebsanlagenbehördliche Genehmigung der Anlage fällt unter die Zuständigkeit der Bezirkshauptmannschaft. Bei Genehmigungsverfahren solcher Anlagen gibt es öfter sogenannte Grauzonen in der Hinsicht auf die Zuständigkeit bei bestimmten Vorschriften oder Richtlinien, welche nur mit einer einvernehmlichen Einigung der zwei Behörden aufgelöst werden können.

Welche Richtlinien dann tatsächlich beim Genehmigungsverfahren angewendet werden, wird von den zuständigen Sachverständigen, die von der zuständigen Bezirkshauptmannschaft in das Verhandlungsteam eingeladen werden, entschieden. Dem Verhandlungsteam gehören also die Sachverständigen, die Beratungen in speziellen technischen Bereichen durchführen und in Behördenverfahren Amtsgutachten erstellen. Das Arbeitsinspektorat überprüft die Einhaltung der gesetzlichen Bestimmungen zum Schutz des Lebens und der Gesundheit der arbeitenden Menschen im Betrieb und auch ein Mitglied des Verhandlungsteams. Parallel zu den betriebsanlagenbehördlichen Genehmigungsverfahren läuft das bautechnische Genehmigungsverfahren durch die Gemeinde. [24]

5.5.2. Betreibermodelle

Güssing hat vor ca. 15 Jahren damit begonnen, eine dezentrale Energieversorgung auf der Basis von regionalen, erneuerbaren Rohstoffen zu entwickeln. Zum einen um die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern, die natürlich importiert werden müssen zu mindern, zum anderen um rohstoffseitig regionale Wertschöpfung zu lukrieren und energieseitig durch stabile Wärmepreise Betriebe anzulocken. Wodurch wiederum Arbeitsplätze entstehen und eine ganzjährig gute Auslastung der Energieerzeugungsanlagen gewährleistet ist.

Wichtig ist sowohl die Effizienz und damit auch die Wirtschaftlichkeit einzelner Anlagen, wobei die Wirtschaftlichkeit auch in einem hohen Maße von der Verfügbarkeit und dem Preis jenes Rohstoffes abhängig ist, der in der Anlage gebraucht wird. Um sich eine Vorstellung zu machen, betrachtet man in diesem Projekt einzelne Anlagen, die wesentlich zur Strom-, Wärme- und Treibstoffproduktion beitragen.

Seit 15 Jahren profitiert die Stadt Güssing von einer Wertschöpfung in Form von:

- ↪ Betriebsansiedlungen,
- ↪ Ca. 1100 neuen Arbeitsplätzen,
- ↪ Energieumsatz von 13 € Mio./ Jahr,
- ↪ Holzverbrauch 44.000 t / Jahr,
- ↪ Netzwerkaufbau,
- ↪ Forschung und Entwicklung auf nationaler und internationaler Ebene.

Da Güssing Anfang der 90er Jahre weder über ein Erdgasnetz noch über ein Fernwärmenetz verfügte, hat man das Konzept einer dezentralen Energie-Versorgung angedacht, um einen Großteil der privaten Haushalte, die öffentlichen Gebäude (z.B. Krankenhaus, Kaserne, Schulen, etc.) und den wachsenden Sektor Gewerbe und Industrie (als Großabnehmer der Fernwärme) mit Wärme zu versorgen. Mittlerweile versorgt die Fernwärme Güssing mit einer Netzlänge von 30,65 km auch zwei Ortsteile wie St. Nikolaus und Tobaj. Erst nach der Ansiedlung von Betrieben, wie z. B.: Parador, Weitzer Company, Blue Chip Energy, die durch günstige Wärmetarife nach Güssing gelockt werden konnten, hat sich auch die Effizienz erhöht.

Da diese Betriebe das ganze Jahr über viel Prozesswärme benötigen (also auch im Sommer), hingegen der Wärmeverbrauch der privaten Haushalte im Sommer drastisch reduziert ist, verursacht dies bei der Fernwärme ungünstige Verbrauchsverhältnisse.

Mit Hilfe dieses Projektes soll aufgezeigt werden, dass es durch die zusätzliche Implementierung eines lokalen Biogasnetzes möglich wäre, diese ungünstigen Verbrauchsverhältnisse im Sommer zu kompensieren.

Ziel dieses Projektes ist es, neue, alternative Einsatzmöglichkeiten für die Verwendung von Biogas zu finden, um die Verluste bei der Fernwärme zu minimieren. Man sollte somit Möglichkeiten für die Fernwärme suchen, um die Sommermonate, die die meisten Verluste verursachen, zu überbrücken.

Die Untersuchungen in Güssing, bei denen nationale und internationale Experten eng zusammengearbeitet haben, zeigen drei Lösungswege auf: Erstens die Produktion von Strom durch Verbrennung von Biogas in einem Gasmotor, zweitens Einspeisung von Biogas in ein lokales Netz und drittens die Verwendung von Biogas als Treibstoff für Fahrzeuge, wobei hier die Vorteile des Multitalents Biogas als Ausgangsstoff für verschiedene Energieträger deutlich werden.

In diesem Projekt wurde die technische, wirtschaftliche und rechtliche Umsetzbarkeit eines lokalen Biogasnetzes geprüft und zusätzlich auch mit einem Fernwärmenetz verglichen. Im Zuge dieses Projekts wurde die technische Realisierbarkeit eines lokalen Biogasnetzes

hinsichtlich Komponenten, mögliche Trassen, Qualitätsanforderungen an das Biogas wie auch Verfügbarkeit untersucht.

Anlagen die dabei untersucht wurden, sind das Biomasse Kraftwerk Güssing, die Fernwärme Güssing und die geplante Biogasanlage Güssing, wobei letztere das für die Einspeisung in das lokale Biogasnetz nötige Biogas erzeugen soll, hingegen die Fernwärme Güssing GmbH und die Biomassekraftwerk Güssing GmbH&CoKG als Betreiber des lokalen Biogasnetzes auftreten könnten.

5.5.2.1. Die Fernwärme Güssing

Um die Kohlendioxid-Emission drastisch zu verringern, wurde in der Klimabündnisgemeinde Güssing im Jahr 1996 das Biomasse-Fernheizwerk in Betrieb genommen.

Anstatt fossiler Brennstoffe hat man bei der Fernwärme auf heimische, nachwachsende Ressourcen gesetzt. Für dieses Heizwerk eignen sich Waldhackgut, Sägespäne, Rinde und Pellets und vor allem auch Abfallholz von den umliegenden Parkettwerken. Letzteres erzeugt wiederum eine sinnvolle Kreislaufwirtschaft, da mit dem Abfallholz der Parkettwerke, Wärme erzeugt wird, die eben jene Parkettwerke für die Produktion brauchen. Biomasse für das Fernheizwerk Güssing wird ausschließlich bei lokalen und regionalen Waldbesitzern gekauft, was wiederum neben einer hohen regionalen Wertschöpfung die Pflege unserer Wälder sichert. Durch die kontrollierte Verbrennung von Waldhackgut und Restholz und einer anschließenden Abgasreinigung weist das Biomasse-Fernheizwerk Güssing gegenüber einer Vielzahl von bestehenden Einzelheizanlagen nur einen Bruchteil des Ausstoßes an Emissionen auf.



Durch das Verbrennen von Holz wird Wasser im Heizkessel der Zentrale erwärmt, das danach durch gut isolierte Leitungen zum Abnehmer gelangt. Über Wärmetauscher wird die benötigte Wärme in das Hauszentralheizungssystem übernommen. Das abgekühlte Wasser gelangt über Rücklaufleitungen wieder zurück zum Heizwerk. Vom Biomasse-Fernheizwerk aus werden Wärmeerzeugung, Verteilung, Abgabe und Verbrauch elektronisch geregelt und überwacht. Die ausgereifte Technik sorgt für optimalen Heizbetrieb, minimiert Personalaufwand und hilft Kosten sparen.

Neben vielen Vorteilen für die Abnehmer erfüllt das Biomasse-Fernheizwerk Güssing eine große Vorbildwirkung für die gesamte Region.

Abnehmerzahl

Durch den stetigen Ausbau des Heizwerkes und des Fernwärmenetzes, hat sich die Zahl der Abnehmer in den letzten Jahren sukzessive vergrößert. Somit hat Güssing zurzeit 400

private Kleinabnehmer, 14 Betriebe und 41 Großabnehmer (privat, öffentlich und Industrie). Damit die Wärmepreise für den Abnehmer gesichert bleiben, steht im Hintergrund ein gesicherter Ressourcenpreis.[21]

Ressourcenpreise

Die Fernwärme verbraucht in einer Heizperiode 6.000 – 8.000 to an Rohstoff, abhängig von der Strenge des Winters. Für Anlieferung dieser Menge Holz braucht man ungefähr 400 LKW im Jahr.[21]

Art des Holzes	%Ust	Preis €/ to
Hackgut	10%	75 – 110 mit ca.25% H ₂ O
Sägespäne	10%	18 - 55
Spreissl	10%	45 - 55

Tabelle 8: Ressourcenpreise der Fernwärme Güssing GmbH

Kosten für einen Abnehmer

Abnehmer	Anzahl der verbrauchten kWh	Verbrauchspreis pro 1000 kWh	Rechnungsbetrag (inkl. Grundgebühr, %Ust, Zahlermiene)
Einfamilienhaus	11980	49,51	915,77
Wohnhausblock	281.185	45,09	17.615,15
Gewerbe	616.859	40,76	32.887,21
Großabnehmer	1.793.572	39,11	87.388,63

Tabelle 9: Kosten für einen Abnehmer der Fernwärme in der Güssinger Fernwärme

Anschlusskosten

Die Kosten pro Anschluss hängen von der Größe der jeweiligen Anschlussleistung ab und variieren zwischen privatem Haushalt, Gewerbe, oder Großabnehmer.

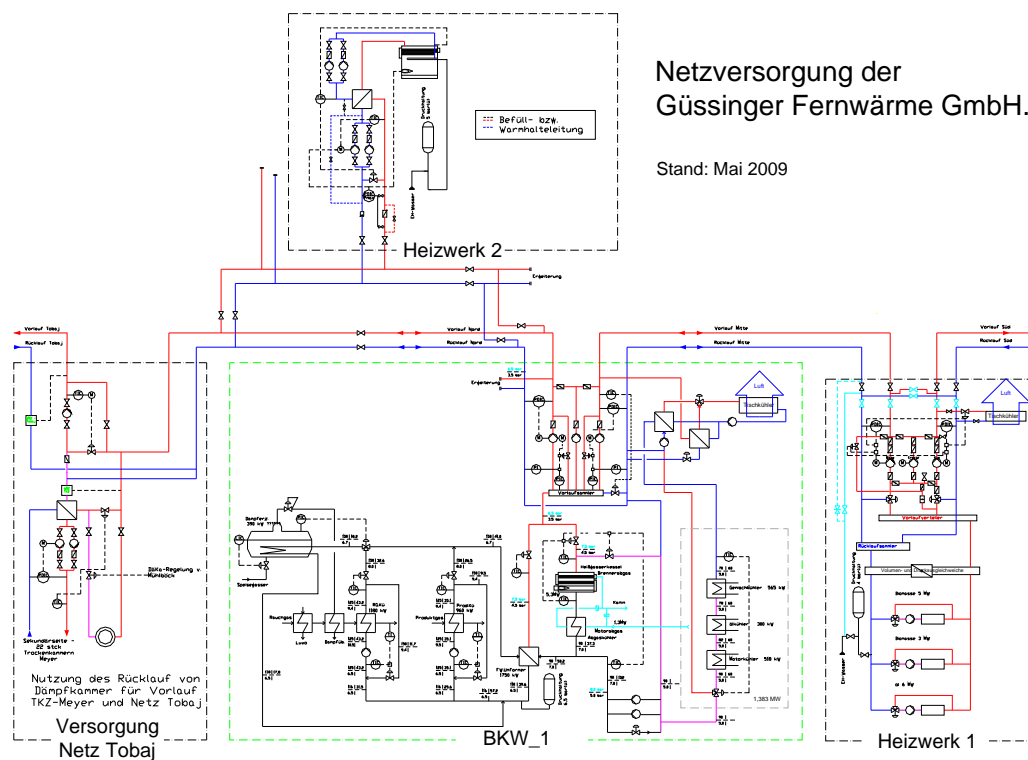
Bei einem Einfamilienhaus betragen die Anschlusskosten ca. 7200 € bis ca. 8400 €, dieser Preis ist an den Energieverbrauch angepasst.[26] Bei einem Neubau sind es ungefähr 50 kW/m²a im Altbau wieder 100 bis sogar 300 kW/m²a. Die Anschlusskosten beziehen sich im Wesentlichen auf die Wärmeübergabestation, die aus folgenden Komponenten besteht:

- Übergabestation

- Fühler
- Wärmetauscher
- Regelung
- Zähler
- Fernwärmeleitung von Übergabestation zu Hauptleitung[21]

Falls die Zuleitung von der Wärmeübergabestation zur Hauptleitung die übliche Distanz überschreitet, muss der Kunde die Kosten für die zusätzliche Leitung in einer Höhe von 300€/lfm übernehmen.[26]

Zu erwähnen ist, dass die Anschlusskosten im Rahmen der Wohnbauförderung (Land Burgenland) mit 30% gefördert werden.



Netzversorgung der Güssinger Fernwärme GmbH.

Stand: Mai 2009

Abbildung 37: Netzversorgung der Güssinger Fernwärme GmbH [36]

Leitungslängen:

1. Süd:	14,653 km
2. Mitte:	8,660 km
3. Nord:	3,646 km
4. Tobaj:	3,692 km
<hr/>	
SUMME	30,651 km ~ 30,65 km

Netztemperaturen:

	Temperatur (Durchschnitt)	Max. Temperatur	Min. Temperatur
Süd	109,67 / 70,05 °	125,1 / 94,1 °	58,8 / 47 °
Mitte	104,17 / 70,53 °	130,82 / 102,2 °	63,8 / 45,5 °

Tabelle 10: Fernwärme Güssing in Zahlen [48]

Das folgende Tarifblatt bietet eine Übersicht bzw. einen Vergleich zw. Anschluss-, Grund-, Arbeits-, und Messpreis:

Anschlusspreise		
0 – 35 kW	€ 50 / kW inkl. Station	€ 7.000,00
36 kW	€ 50 / kW inkl. Station	€ 7.800,00
40 kW	€ 50 / kW inkl. Station	€ 8.000,00
45 kW	€ 50 / kW inkl. Station	€ 8.250,00
55 kW	€ 50 / kW inkl. Station	€ 8.750,00
60 kW	€ 50 / kW inkl. Station	€ 9.000,00
61 kW	€ 50 / kW inkl. Station	€ 9.050,00
70 kW	€ 50 / kW inkl. Station	€ 9.500,00
80 kW	€ 50 / kW inkl. Station	€ 10.000,00
81 kW	€ 50 / kW inkl. Station	€ 10.050,00
90 kW	€ 50 / kW inkl. Station	€ 10.500,00
100 kW	€ 50 / kW inkl. Station	€ 11.000,00
101 kW	€ 50 / kW inkl. Station	€ 11.050,00
110 kW	€ 50 / kW inkl. Station	€ 11.500,00
> 150 kW	€ 50 / kW inkl. Station	Siehe Tabelle extra

Tabelle 11: Anschlusspreise der Fernwärme Güssing GmbH

Grundpreise:

0 – 35 kW	€ 30,00 / kW / a
35,01 kW – 150 kW	€ 35,00 / kW / a
150,01 kW – 450 kW	€ 40,00 / kW / a
> 450 kW	€ 45,00 / kW / a

Tabelle 12: Grundpreise der Fernwärme Güssing GmbH

Arbeitspreise:	
0 – 35 kW	€ 50,92 / MWh
35,01 – 150 kW	€ 49,08 / MWh
150,01 – 450 kW	€ 46,36 / MWh
450 kW	€ 41,83 / MWh

Tabelle 13: Arbeitspreise der Fernwärme Güssing GmbH

Messpreis:	
0 – 35 kW	€ 21,80 / a
35,01 – 150 kW	€ 43,60 / a
150,01 – 450 kW	€ 72,67 / a
> 450 kW	€ 318,31 / a

Tabelle 14: Messpreise der Fernwärme GmbH [21]

5.5.2.2. Leistungsreserven im Fernwärmenetz

Um ein Maß für Leistungsreserven des Fernwärmenetzes bzw. Möglichkeit der Einordnung von zusätzlichen Abnehmern zu haben, wurde die Berechnung der „maximal verfügbaren Netzleistungen“ durchgeführt. Unter dem Begriff der „maximal verfügbaren Netzleistung“ ist jene thermische Leistung zu verstehen, die an einer einzelnen Abnahmeübergabestation unter Ausschöpfung des gesamten Leistungsvermögens des Fernwärmesystems entnommen werden kann.

Dieser Wert wurde errechnet, indem die Abnahmeleistung von einzelnen Übergabestationen und dadurch der Massenstrom soweit gesteigert wurden, bis sich, aufgrund des gestiegenen Druckverlustes, im Netz der größtmögliche Druck von 16 bar einstellt. Durch die „maximal verfügbare Netzleistung“ eines Abnehmers wird demzufolge jene Leistung ausgedrückt, die gerade noch aus dem Fernwärmenetz entnommen werden kann, ohne dass dabei der höchstzulässige Druck in Stahlrohren von 16 bar überschritten wird.

Für die Berechnung wurde angenommen, dass die Leistungssteigerung beim Abnehmer die einzige Veränderung im gesamten Netz darstellt. Auch mögliche Leistungsgrenzen beim Wärmeübergang in den Übergabestationen, Durchflussgrenzen in Regelorganen usw. wurden nicht berücksichtigt.

Neben der Leistungssteigerung bei bereits im Fernwärmenetz integrierten Verbrauchern wurde auch eine mögliche Neueinordnung von zusätzlichen Abnehmern untersucht. Dies geschah durch die Eingliederung von „fiktiven Abnehmern“ an allen Knotenpunkten im Fernwärmesystem und der anschließenden Anwendung der bereits beschriebenen Berechnungsmethode. Die Berechnungsergebnisse wurden anhand von Lageplänen dargestellt. Weiters wurden die „maximal verfügbaren Netzleistungen“ der einzelnen Abnehmer den jeweiligen Vertragsleistungen gegenübergestellt, und basierend darauf die möglichen Steigerungen berechnet.

Abschließend ist noch zu erwähnen, dass sich die Netzverhältnisse bei einer Einordnung von Abnehmern bzw. einer Steigerung der Abnehmerleistung in Heizhausnähe nur bis zum konkreten Berechnungspunkt ändern, das restliche Netz bleibt hingegen unverändert. Dadurch lassen sich auch die sehr großen Werte der „maximal verfügbaren Netzleistung“ in Heizhausnähe (bis zu 300 MW_{th}) erklären, denn die Druckreserve im Netz von 4,55 bar müsste auf sehr kurzen Rohrlängen aufgebraucht werden, was wiederum nur durch eine außergewöhnliche Steigerung des Massenstroms erfolgen kann.

Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurde deshalb in Skalierung nicht zwischen dem Maximal- und Minimalwert aufgetragen, sondern der Spitzenwert der „maximal verfügbaren Netzleistung mit 5000 kW festgelegt. [32]

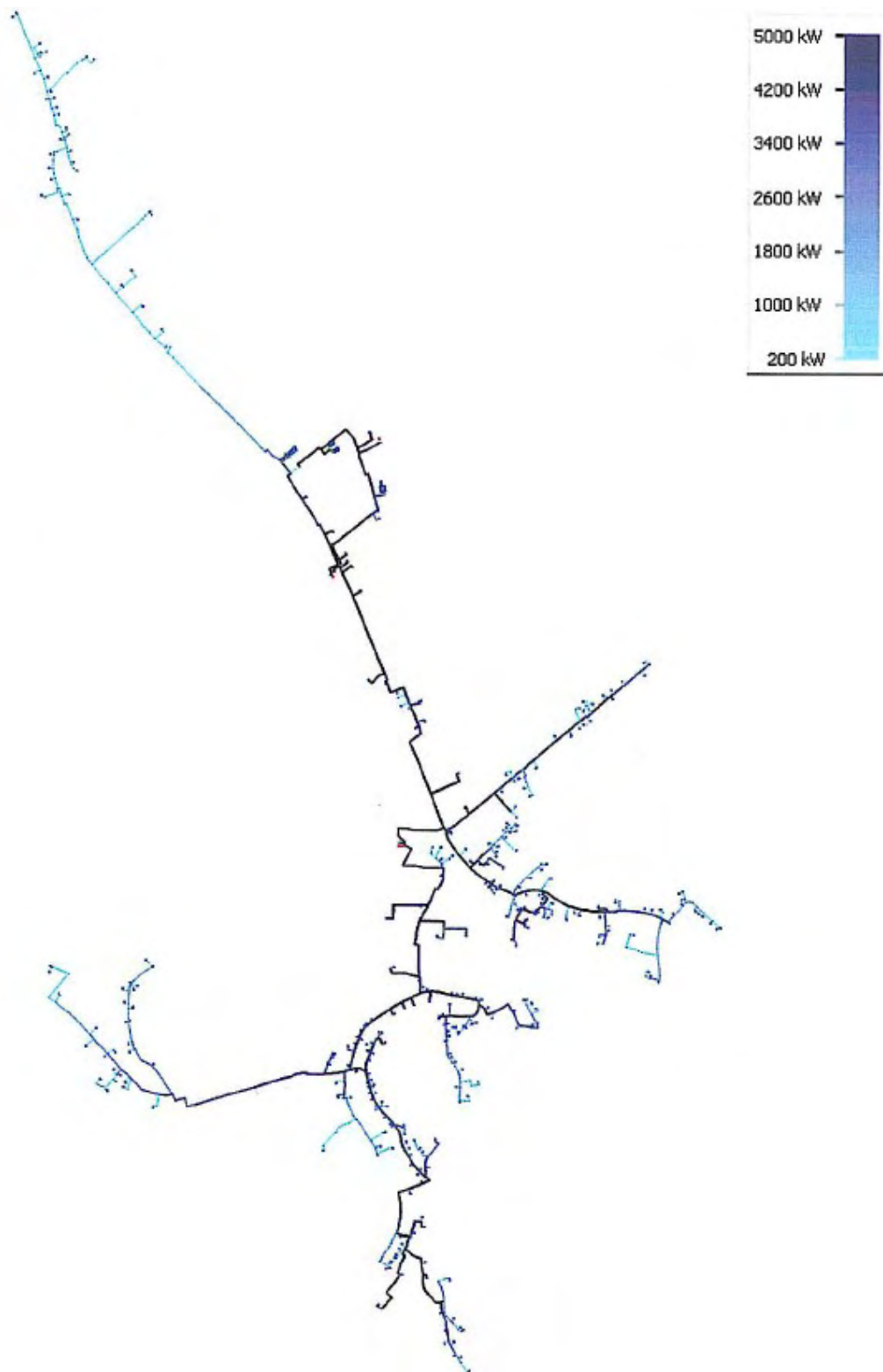


Abbildung 38: Leistungsreserven im Fernwärmenetz ("maximale verfügbare Netzleistung")[32]

5.5.2.3. Biomassekraftwerk Güssing GmbH & CoKG

Das Biomassekraftwerk als bestehende KWK-Anlage erweist sich als ein wesentlicher Faktor in einem künftig geplanten lokalen Biogasnetz. Zum einen soll in unmittelbarer Nähe zum

Biomassekraftwerk die geplante 1MWel Biogasanlage entstehen. Das dort erzeugte Biogas gelangt dann über eine 400m lange Leitung zum Biomassekraftwerk, wo es in einem Blockheizkraftwerk verstromt und ins öffentliche Stromnetz eingespeist wird. Gleichzeitig kann hier aber auch der Einspeisungspunkt des Biogases in das künftig geplante lokale Biogasnetz sein.

Der Bau des Biomassekraftwerkes Güssing begann im Jahre 1999, zwei Jahre später konnte es in Betrieb genommen werden. Die Gesamtinvestitionssumme von ca. 14 Millionen Euro wurde zu 60% von EU, Bund und dem Land Burgenland abgedeckt, die restlichen 40% wurden privat finanziert.

Biomasse gilt als bedeutende erneuerbare Ressource mit großem Potenzial für die Energieerzeugung. In vielen Regionen fallen eine Fülle von biogenen Roh- und Reststoffen in unterschiedlicher Menge und Qualität an. Diese zumeist energiereichen Stoffe könnten zur Erzeugung von Wärme, Strom und Treibstoffen genutzt werden. Abbildung 39 zeigt die vielfältigen Möglichkeiten von Energieträgern, die aus Biomassevergasung (egal ob thermisch oder biologisch) gewonnen werden können.

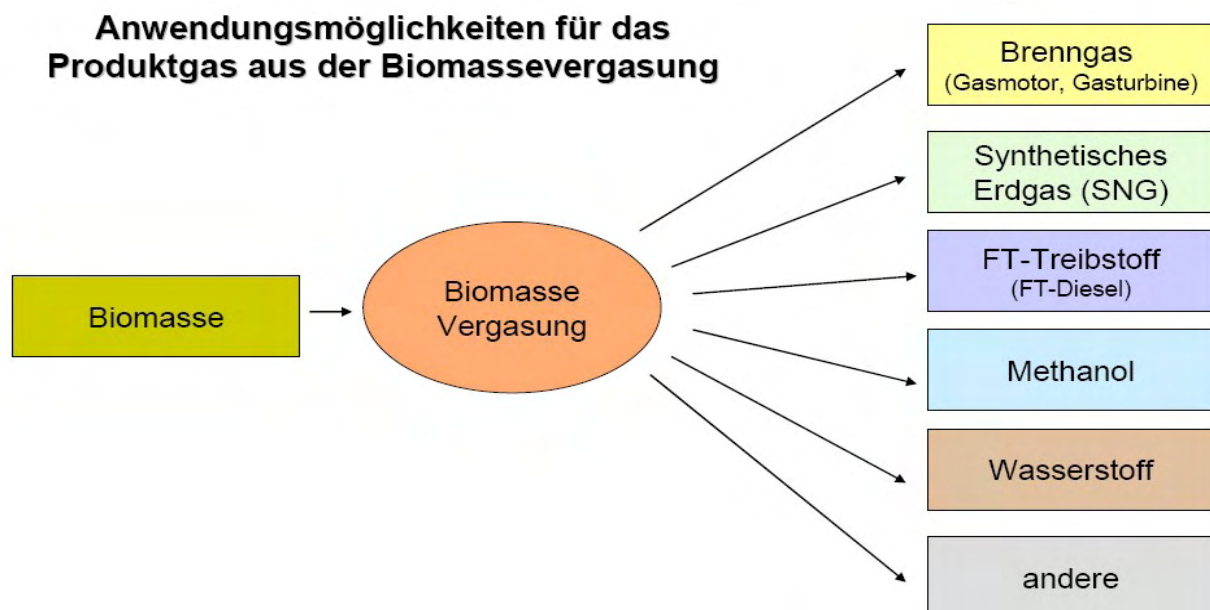


Abbildung 39: Anwendungsmöglichkeiten für das Produktgas aus der Biomassevergasung

Beim Biomassekraftwerk Güssing wird eine an der TU Wien entwickelte neuartige Wirbelschicht-Dampfvergasung eingesetzt, die ein hochwertiges, stickstoffarmes Produktgas erzeugen kann. Abbildung 40 zeigt ein Fließschema der Demonstrationsanlage in Güssing.

Nach der erfolgreichen Inbetriebnahme und ständigen Weiterentwicklungen aufgrund von Betriebserfahrungen werden heute im Jahr ca. 7000 Betriebsstunden erreicht.

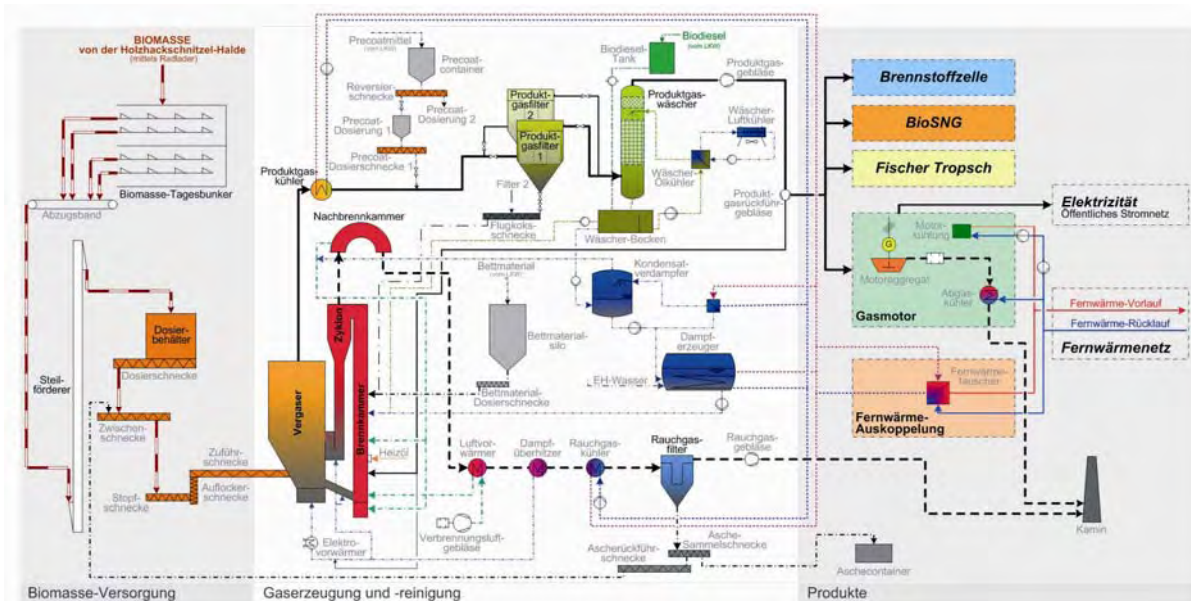


Abbildung 40: Fließbildschema des BMKW's

Das in der Anlage in Güssing erzeugte Produktgas eignet sich in idealer Weise für Herstellung der in der Abbildung 41 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.

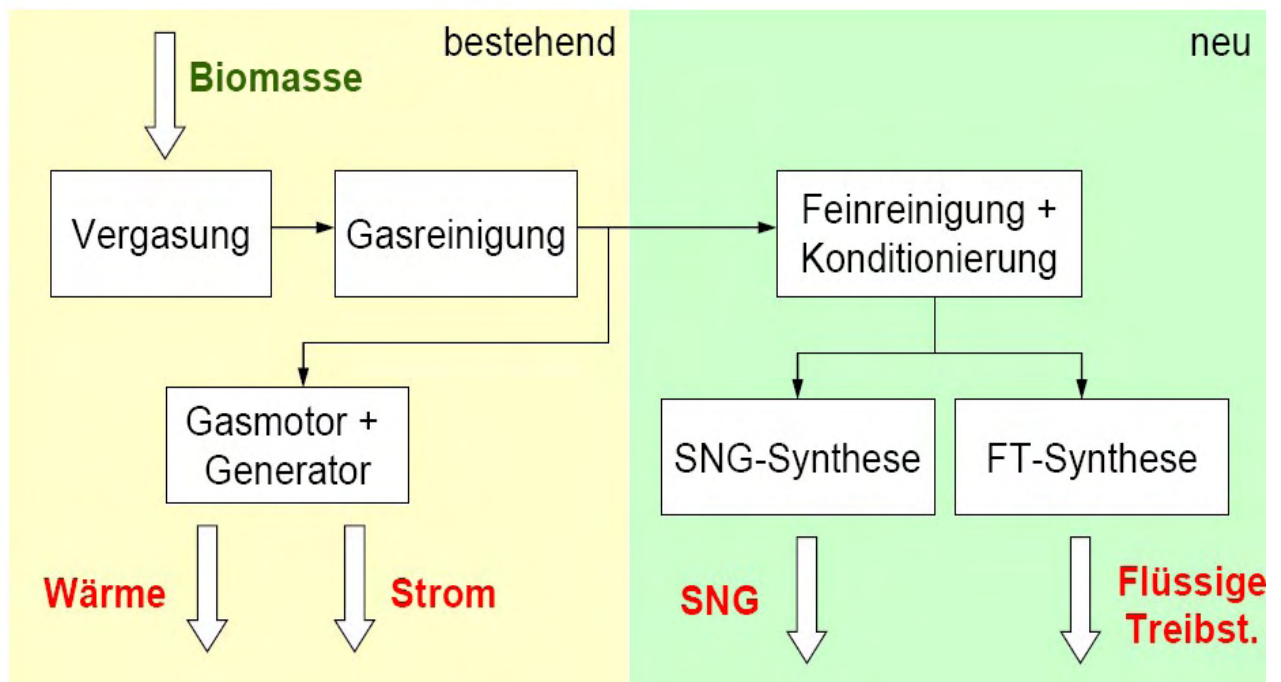
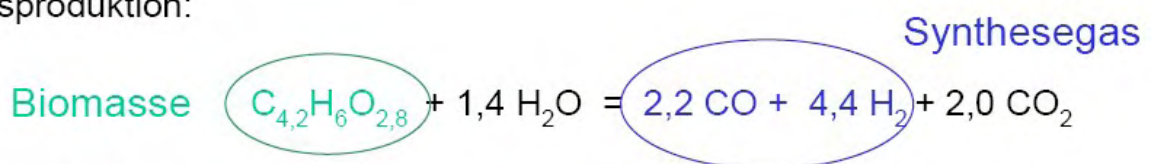


Abbildung 41: Die Grundidee des Verfahrens

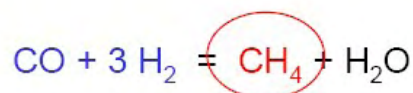
Aufgrund der günstigen Eigenschaften des im Biomassekraftwerk Güssing erzeugten Synthesegases (fast 50% Anteil an Wasserstoff), wird am Standort Güssing der Einsatz von Hochtemperaturbrennstoffzellen beforscht. Ziel dieser Forschungsarbeiten ist es außerdem, ein Produktgas mit einem viel höheren Wasserstoffgehalt (bis zu 80%) zu produzieren.

Die Forschungsarbeiten bezüglich Bio-SNG (Biological Synthetic Natural Gas) wurden gemeinsam mit dem PSI (Paul Scherrer Institut) aus der Schweiz durchgeführt. In einem ersten Schritt wird – wie bereits oben beschrieben - aus Biomasse mittels Wirbelschicht-Dampfvergasung ein Synthesegas (CO + H₂) erzeugt (Gasproduktion). Im zweiten Schritt wird das Synthesegas zu Methan (Bio-SNG) synthetisiert. Dies ist anschaulich in der Abbildung 42 dargestellt.

Gasproduktion:



Methanisierung:



Erneuerbares Erdgas (SNG)

Abbildung 42: Erzeugung von SNG aus Biomasse

Die Abbildung 43 enthält eine Prinzipdarstellung der wesentlichen Verfahrensschritte der Bio-SNG-Erzeugung aus Holz. Das Aufgereinigte Erdgas (im Wesentlichen CO₂ – Abtrennung) kann dabei in Kraftfahrzeugen (Erdgastankstelle) genutzt oder in das existierende Erdgasnetz eingespeist werden.

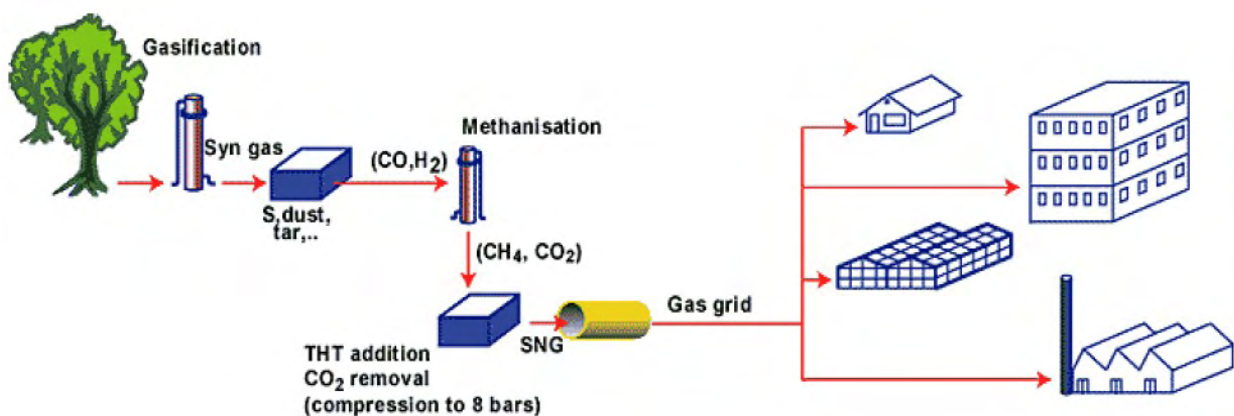


Abbildung 43: Prinzipdarstellung der Erzeugung von Bio-SNG aus Holz

Diese Anlage ist in einem Container untergebracht (Abbildung 44, Bio-SNG-Produktion). Der eigentliche Methanierungsreaktor ist eine stationäre Wirbelschicht, die in einem Druckbereich von 1 bis 10 bar betrieben wird. Die Versuchsanlage hat, je nach verwendetem Druck, eine Leistung von 2 bis 10 kW und einen Volumenstrom von maximal 3 Nm³ / h benötigt.

Versuchsanlagen – Erneuerbares Erdgas (SNG), Erneuerbare Flüssige Kraftstoffe

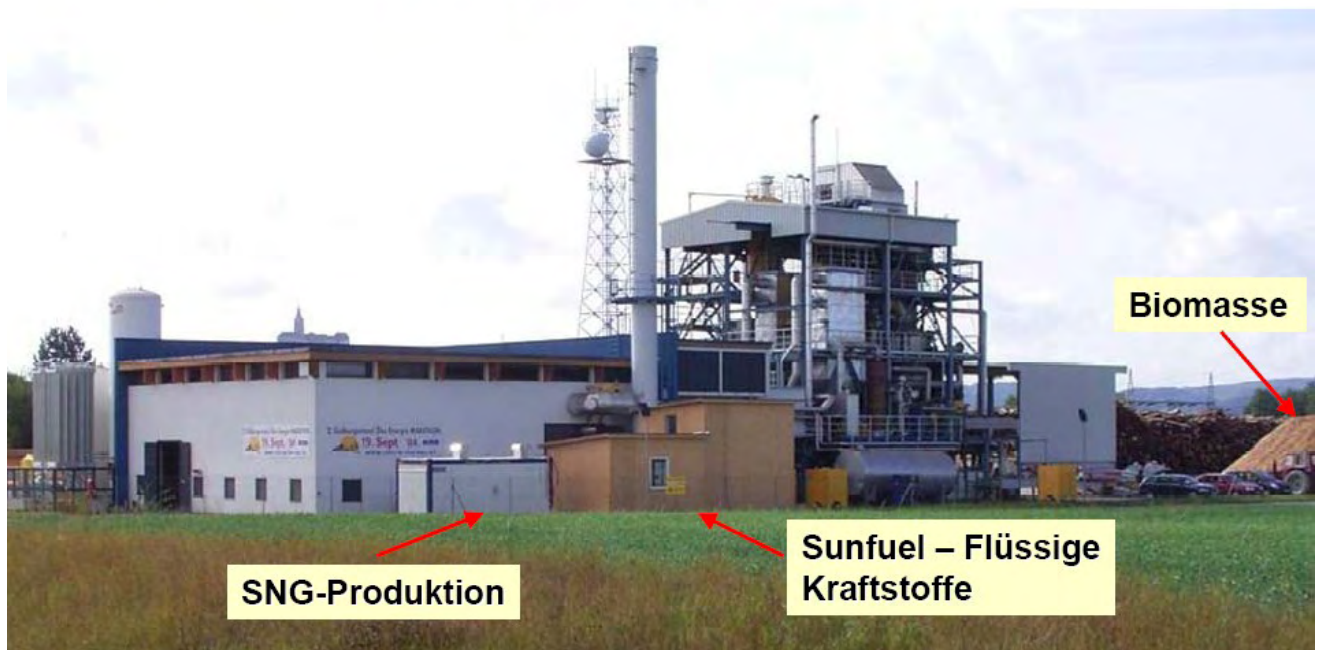


Abbildung 44: Bio-SNG und Sunfuel-Produktion in Güssing in Form von Teilströmen

Die Methanierung besteht aus folgenden Elementen:

- Wäscher zur Ammoniakentfernung
- Aktivkohlefilter zur Entfernung der Teere
- Kompressionseinheit
- Adsorptionsreaktor zur Entfernung von Schwefel- und Chlorkomponenten
- Verdampfer zur Zugabe von Wasserdampf
- Methanierungsreaktor
- Partikelabscheidung
- Festbettmethanierung

- o Gaskühlung und Entspannung

In weiterer Folge wurde eine Bio-SNG Demonstrationsanlage in Güssing geplant und im Jahr 2008 auch realisiert. Dazu wurde eine Anlage zur Erzeugung von ca. 120 – 130 m³ / h errichtet. Das erzeugte Bio-SNG soll zum Betrieb von Kraftfahrzeugen dienen. Das entsprechende Fließschema ist in der Abbildung 45 dargestellt.

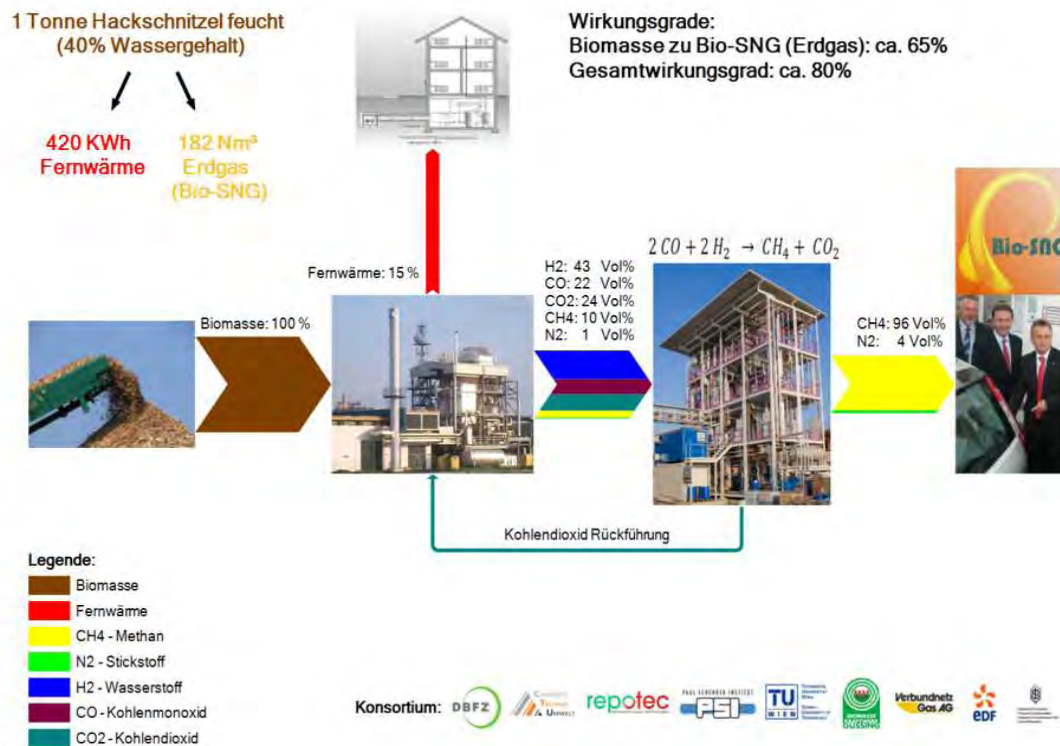


Abbildung 45: Demonstrationsanlage zur Erzeugung von ca. 120 – 130 m³ / h Bio-SNG in Güssing mit angeschlossener Erdgastankstelle (Quelle: Güssing Energy Technologies GmbH)

Die Fischer Tropsch Synthese wird im Rahmen des EU-Projektes RENEW durchgeführt. Zur Erzeugung von FT – Diesel wird das Synthesegas aus dem Biomassekraftwerk herangezogen und anschließend in einer Druck-Synthese unter Verwendung geeigneter Katalysatoren in langkettige Moleküle umgewandelt.

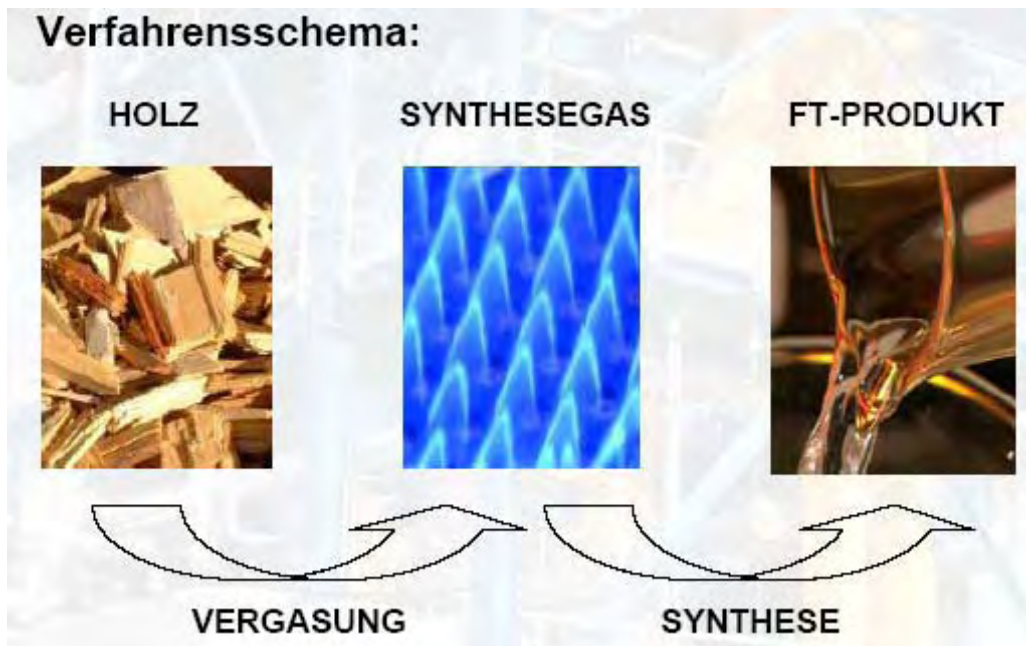


Abbildung 46: Prinzipielle Prozesskette zur Erzeugung von FT - Produkte

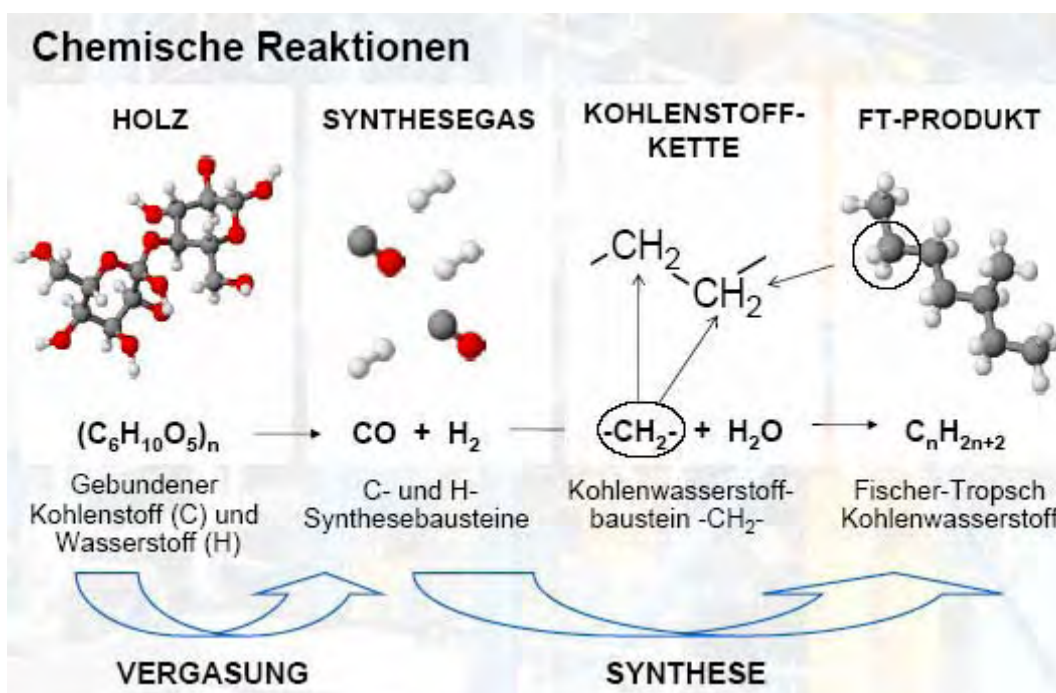


Abbildung 47: Chemische Reaktionen von Holz zum FT - Produkt

Bei der Wirbelschichtvergasung in Güssing wird ein Teilstrom Synthesegas entnommen, weiter aufbereitet und einem FT-Reaktor zugeführt. Dieser Reaktor wurde mit einer Produktionsleistung von ca. 0,5 – 1 l/h festgelegt. Dies entspricht einer Produktgasmenge von ca. 10 Nm³/h.

Die FTS besteht aus folgenden Apparaten:

- Gastrocknung und zusätzliche Reinigung (z.B. Teer)
- Gaskompression (2 stufig)
- Adsorber für Schwefel- und Chlorkomponenten
- Firscher Tropsch Reaktor

Bei der Gasreinigung stellen besonders die organischen Schwefelkomponenten ein Problem dar, da mit gebräuchlichen Katalysatoren oder Adsorbentien diese nicht entfernt werden konnten. Nach intensiver Diskussion mit mehreren Katalysatorherstellern wurde ein HDS-Katalysator gefunden, der die organischen Schwefelkomponenten in H_2S umwandelt und dieses wird mittels ZnO – Adsorbens abgeschieden. Der Fischer – Tropsch Reaktor selbst ist fertig designt, geliefert und wird derzeit aufgebaut.[27]

Gasmotor

Der Gasmotor wandelt die chemische Energie des Produktgases in elektrische um, darüber hinaus wird die Abwärme des Motors ebenfalls zur Erzeugung von Fernwärme herangezogen. Dadurch lassen sich Wirkungsgrade erzielen, die bisher bei der Biomassenutzung unerreichbar waren. Der elektrische Wirkungsgrad liegt bei 25 – 28%, der Gesamtwirkungsgrad (Strom und Wärme) sogar bei über 85%, ohne Fischer-Tropsch Syntese und / oder BioSNG - Verfahren.

5.5.2.4. Vergleich Biogas- und Fernwärmenetz

Der Hauptunterschied liegt darin, dass man ein Fernwärmenetz immer auf einem bestimmten Temperaturniveau halten muss, was bei einem Biogasnetz nicht der Fall ist. Das ist auch der Grund, warum ein Biogasnetz – vor allem im Sommer – effizienter zu betreiben ist als ein Fernwärmenetz.

Bei der Fernwärme gibt es Leistungsverluste und/oder Kesselverluste (20-30% Verluste). In Güssing werden ca. 50.000 MWh/a an Wärme erzeugt, davon werden 46.721 MWh/a verkauft. Die produzierte Wärme wird im Allgemeinen mit einer Temperatur von ca. 120°C Vorlauf unter 8 Bar eingespeist und kommt als Rücklauf mit einer Temperatur von ca. 70°C und einem Druck von 5 Bar retour. Im Sommerzeiten bewegen sich diese Rücklauftemperaturen bei ungefähr 80 – 90°C, [26] weil die Wärmenergie nicht in vollem Ausmaß genutzt werden kann. In diesem Falle zeigt sich wieder der Vorteil für ein lokales Biogasnetz.

Biogas wird in Österreich fast nur in Blockheizkraftwerken (BHKW) zur Stromerzeugung genutzt. Laut Angaben von Herstellerfirmen kann in Anlagen mit einer Leistung von 500

kWel ein elektrischer Wirkungsgrad von 39,2 % und ein thermischer Wirkungsgrad von 45 % erreicht werden. Die anfallende thermische Energie wird jedoch mangels Abnehmer meist nur für den Verarbeitungsprozess, ev. noch für die Deckung des Wärmebedarfs des Betreiberhaushalts eingesetzt. Der Großteil der Wärme wird häufig unge-nutzt an die Umgebung abgeführt.

Als Alternative zur Stromerzeugung könnte Biogas in Erdgasqualität aufbereitet und zur Nutzung als Kraftstoff in das Gasnetz eingespeist werden.[20] Biogas soll in Güssing in einer geplanten 1MWel Biogasanlage produziert werden.

Grundsätzlich stellt sich die Einspeisung von produziertem Biogas in ein lokales Biogasnetz als sehr effizient heraus. Das Biogas wird über das Gasnetz zum Verbraucher geleitet und dort für die Stromerzeugung, Heizzwecke oder als Treibstoff eingesetzt.[6] Das vorhandene Leitungs- und Tankstellennetz könnte verwendet werden, auch die entsprechenden gasbetriebenen Fahrzeuge sind serienmäßig am Markt. Diese Verwertung hätte den Vorteil, die im Biogas enthaltene Energie bis zu ca. 87 % zu nutzen. Für die Beheizung des Fermenters werden etwa 8 % der Gesamtenergie benötigt, bei der Aufbereitung des Biogases entstehen Methanverluste von rund 5 %. [20] Damit ist einerseits eine örtlich flexiblere Nutzung des Biogases mit höherem Wirkungsgrad verbunden, gleichzeitig ersetzt in der Regel Biogas fossiles Erdgas.[6]

Das in Güssing geplante lokale Biogasnetz würde in erster Linie der Wärme- und vor allem der Dampferzeugung dienen, vor allem der Bedarf an Dampf ist in den letzten Jahren massiv gestiegen. In Güssing sind es Großabnehmer wie die Parkettwerke und die BAG Ölmühle, die einen großen Bedarf an Wärmeenergie mit Dampftemperaturen für die unterschiedlichsten Prozesse haben. Am Beispiel BAG Ölmühle (Erzeugung von Speiseölen aus Raps) sieht man sehr gut die Vorteile eines lokalen Biogasnetzes, da die Ölmühle bereits einen Gasbrenner für die Erzeugung von Prozessdampf besitzt. Somit lässt sich das über das lokale Netz transportierte Biogas in Form von thermischer Energie weiterverkaufen, was Vorteile für Netzbetreiber und Abnehmer bringt.

Um Biogas in das Gasnetz einspeisen zu können, muss es eine bestimmte Qualität und einen bestimmten Druck aufweisen. Die Qualität des Biogases wird durch die Aufbereitung des Gases sichergestellt. Die Sicherstellung des vertraglich festgelegten Einspeisedrucks, der Einspeisemenge und der Gasqualität erfolgt in einer Übernahmestation. Zur Einspeisung von Biogas in das Gasnetz sind zusätzlich zur Aufbereitungsanlage noch folgende Einrichtungen notwendig:

- ↪ Verdichtung (optional)
- ↪ Pufferspeicher (optional z.B. Leitungspuffer)
- ↪ Übernahmestation
 - Filter
 - Menge-Messung und Gas-Qualitätskontrolle
 - Odorierung

- Sicherheitseinrichtungen

↳ Anschlussleitung [6]

Bei den vielfältigen Anwendungsmöglichkeiten von Biogas, wurde unter anderem auch die Treibstoffherzeugung in Betracht gezogen. Biogas wird in ein lokales Biogasnetz gespeist und so zu Tankstellen transportiert, die natürlich mit einer entsprechenden Einrichtung zur Gasreinigung ausgestattet sein müssen. An den Tankstellen kann dann Treibstoff in Erdgas-Qualität getankt werden.

Zur Umsetzung dieses Biogas-Treibstoffkonzepts sind laut steirischer Landwirtschaftskammer noch gesetzliche Rahmenbedingungen notwendig. Beispielsweise die garantierte Steuerbefreiung für Biokraftstoff für mindestens 15 Jahre (Deutschland hat bereits eine 20-jährige Steuerbefreiung fixiert), NOVA und KFZ-Steuerbefreiung für biokraftstoffbetriebene Autos und den bevorzugten Einsatz von Biogasfahrzeugen während Immissionswetterlagen, weil Biogasfahrzeuge praktisch keine Feinstabpartikel emittieren. Namhafte europäische Automobilhersteller bieten mittlerweile gasbetriebene Fahrzeuge an. Seit Jahren sind in Italien bereits mehr als eine halbe Million biogastaugliche Fahrzeuge im Einsatz. Die österreichische Erdgaswirtschaft will ebenfalls 2004 noch einige Dutzend Erdgastankstellen anbieten. [43]

Im österreichischen Gaswirtschaftsgesetz (GWG) sind die grundsätzlichen Rahmenbedingungen für die Einspeisung von Biogas in das österreichische Gasnetz geregelt. „Erzeuger von biogenen Gasen“ haben gemäß GWG das Recht auf Netzzugang, das bedeutet, sie haben das Recht auf die Nutzung des österreichischen Netzsystems [GWG II: § 6 Zi 35-36]. Gemäß § 41a können Erzeuger von biogenen Gasen (Bio- und Holzgas) sogar im Namen ihrer Kunden den Netzzugang begehren, sofern hierdurch die Interoperabilität der Netze nicht beeinträchtigt wird. Verteilerunternehmen sind verpflichtet „Allgemeine Verteilernetzbedingungen“ zu erstellen. Diese sind von der E-Control Kommission zu genehmigen. In den Verteilernetzbedingungen sind die für die Einspeisung und für den Transport von biogenen Gasen maßgeblichen Qualitätsanforderungen und mögliche Einspeisepunkte festzulegen.

Werden die festgelegten Qualitätsanforderungen erfüllt, ist der Verteilernetzbetreiber zur Gewährung von Netzanschluss und Netzzugang verpflichtet. Damit wird den Biogas-Erzeugern das Recht auf Netzzugang gewährt, zugleich wird aber auch auf einzuhaltende Qualitätskriterien für die Einspeisung von Biogas verwiesen. Das GWG schreibt vor, dass in den Allgemeinen Verteilernetzbedingungen u.a. die Verpflichtung beider Vertragspartner zur Einhaltung der „sonstigen Marktregeln“ enthalten sein müssen. Diese Sonstigen Marktregeln werden von der E-Control Kommission in Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern erstellt und sind in geeigneter Weise zu veröffentlichen.

Von großer Bedeutung ist, dass sich die Qualitätsanforderungen der Richtlinie G31 ausschließlich auf den Einspeisepunkt des Gases ins Rohrnetz und nicht etwa auf die Gasqualität beim Verbraucher beziehen. Das bedeutet, dass auch das einzuspeisende Biogas am Einspeisepunkt diese Qualitätskriterien vollständig zu erfüllen hat, auch wenn sehr geringe Mengen eingespeist werden sollten.

In einem letzten Schritt ist zu hinterfragen, ob Regelungen bzw. Vorschriften hinsichtlich des Betriebes eines Biogasnetzes vorhanden sind. Das Rohrleitungsgesetz sieht in §15 hierfür vor, dass der Inhaber einer entsprechenden Konzession verpflichtet ist, einen Betriebsleiter zu bestellen, der für die Sicherheit und Ordnung des Betriebes der Rohrleitungsanlage zu sorgen hat. Für diesen Betriebsleiter ist weiters ein Stellvertreter zu bestellen.

Die Gewerbeordnung sieht für den Betrieb einer Rohrleitungsanlage bzw. eines Biogasnetzes keine diesbezüglichen Verpflichtungen vor.

Abschließend soll noch die Frage analysiert werden, unter welchen Voraussetzungen ein Teil (Strang) eines Erdgas-Verteilnetzes vom übrigen Netz getrennt und auf ein Biogasnetz umgestellt werden kann. Hintergrund dieser Frage ist die damit verbundene Möglichkeit, in diesem abgetrennten Netzbereich Biogas mit anderen Qualitätsspezifikationen als Erdgas auf direktem Weg zu Kunden zu transportieren.

Die Trennung eines Teils des Erdgasnetzes und die Umstellung desselben auf ein Biogasnetz sind gesetzlich nicht geregelt. Es ist daher auf allgemeine zivil- und verfahrensrechtliche Vorschriften zurückzugreifen. Zivilrechtlich ist für eine derartige Abtrennung bzw. Umstellung des Netzes jedenfalls die Zustimmung des Eigentümers der Leitungsanlage erforderlich.

Ferner wird bei der Umstellung einer Erdgasleitungsanlage auf eine Biogasleitungsanlage zu beachten sein, dass diese von den ursprünglich erteilten erdgasrechtlichen Genehmigungen nicht gedeckt ist. Bei dieser „Umstellung“ handelt es sich jedoch auch nicht um eine „Änderung einer Erdgasleitungsanlage“ im Sinne des § 45 Abs 1 GWG, sondern vielmehr um eine Auflassung einer Erdgasanlage und (Neu-) Errichtung einer Biogasanlage. In diesem Fall wäre daher die Genehmigungen nach dem Rohrleitungsgesetz bzw. der Gewerbeordnung einzuholen.

Für die Errichtung von Biogasnetzen mit einem Betriebsdruck unter 0,5 bar gelten die Bestimmungen der Gewerbeordnung. Im Gewerberecht gilt der Grundsatz der „Einheit der Betriebsanlage“. Zur Erteilung der Betriebsanlagengenehmigung für die Gasleitung ist daher auch nur eine Behörde zuständig. Die zuständige Behörde ist in der Gewerbeordnung geregelt.

Für den Betreiber eines Biogasnetzes ist nach der Gewerbeordnung kein Befähigungsnachweis vorgeschrieben. Die Tätigkeit der Versorgung anderer mit Gas ist ein freies Gewerbe. Das bedeutet, dass das Gewerbe bereits ab der erfolgten Anmeldung ausgeübt werden darf.

Im Bereich der Gewerbeordnung kann dem Betreiber eines Biogasnetzes die Auflage erteilt werden, eine Haftpflichtversicherung abzuschließen. In der Gewerbeordnung sind darüber hinaus keine Haftungsklauseln enthalten.

Im Verhältnis zum Rohrleitungsgesetz findet die Gewerbeordnung nur insoweit Anwendung, soweit nicht durch das Rohrleitungsgesetz Sonderregelungen getroffen worden sind. Soweit das Rohrleitungsgesetz keine Regelungen enthält, gelten für die gewerbsmäßige Beförderung von Gütern in Rohrleitungen die Bestimmungen der Gewerbeordnung.

Die Bestimmungen der Gewerbeordnung gelten daher nur:

- ↳ für den Betrieb von Rohrleitungen für verbrennbare Gase mit einem Betriebsdruck von unter 0,5 bar Überdruck und
- ↳ für Gasleitungen, die sich innerhalb einer gewerblichen Betriebsstätte befinden.

Für die Errichtung und den Betrieb einer Biogasleitungsanlage mit einem Betriebsdruck von unter 0,5 bar Überdruck sind somit insbesondere die Bestimmungen über die gewerbliche Betriebsanlage der §§ 74 ff Gewerbeordnung zu beachten

Soweit demzufolge die Gewerbeordnung anzuwenden ist, enthalten die §§ 74 ff GewO die Voraussetzungen für die Errichtung und den Betrieb von gewerblichen Betriebsanlagen. Gemäß § 74 Abs 1 Gewerbeordnung ist unter einer „gewerblichen Betriebsanlage“ jede örtlich gebundene Einrichtung zu verstehen, die der Entfaltung einer gewerblichen Tätigkeit regelmäßig zu dienen bestimmt ist. Nach der Judikatur ist etwa das Gasleitungsnetz eines Flüssiggasversorgungsunternehmens von der Zentralstelle bis zum Netzverbraucher als einheitliche gewerbliche Betriebsanlage anzusehen.

Der Gewerbeordnung unterliegende Betriebsanlagen sind nicht automatisch genehmigungspflichtig, sondern nur dann, wenn die in § 74 Abs 2 GewO geregelte Prognosebeurteilung ergibt, dass bestimmte nachteilige Auswirkungen dieser Anlagen nicht auszuschließen sind. Die Verordnung BGBl II 20/1999 ist hier nicht anwendbar, da diese lediglich für Erdgasflächen- und Fernwärmeversorgungsleitungsnetze eine Ausnahme von der Genehmigungspflicht vorsieht.

Soweit eine Anlage gewerberechtlich genehmigungspflichtig ist, ist in einem weiteren Schritt zu prüfen, in welchem Verfahren sie zu behandeln ist. Sind die Voraussetzungen für ein vereinfachtes Verfahren gemäß § 359b GewO nicht gegeben, hat die Behörde das ordentliche Verfahren durchzuführen. § 356b GewO sieht vor, dass auch materiell-rechtliche Genehmigungskriterien nach anderen Bundesgesetzen, soweit sie dem Schutz vor Auswirkungen der Anlage dienen, von der Gewerbebehörde mit anzuwenden sind. Jene Unterlagen, die dem Ansuchen um Genehmigung einer Betriebsanlage anzuschließen sind, sind dem § 353 Gewerbeordnung zu entnehmen.

Im Gewerberecht gilt der Grundsatz der „Einheit der Betriebsanlage“. Zur Erteilung der Betriebsanlagengenehmigung für die Gasleitung (Hauptrohrleitung, Zuleitung und Gaseinleitungen) ist daher auch nur eine Behörde berufen, deren Zuständigkeit sich aus den §§ 333, 334 Z 4 oder § 335 Z 1 GewO ergibt.[6]

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass die rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für ein lokales Biogasnetz, wie in Güssing geplant, noch nicht festgelegt sind. Der Betrieb von lokalen Biogasnetzen ist zurzeit rechtliches Niemandsland, genaue Rahmenbedingungen existieren noch nicht, betreffend Sicherheitsrichtlinien für den Betrieb von lokalen Biogasnetzen, ist in Einzelfällen die Gewerberechtsordnung anzuwenden, deren Anwendung wiederum Auslegung der zuständigen Behörden ist. Das Gaswirtschaftsgesetz kommt für Güssing nicht in Frage, da in diesem Gesetz nur der Begriff Erdgas und Erdgasnetz qualifiziert ist. Beim Rohrleitungsgesetz wiederum handelt sich um

die Errichtung von Biogasnetzen mit einem Druck von über 0,5 bar, was für Güssing nicht relevant ist, und bei der Errichtung von Biogasnetzen mit Drücken unter 0,5 bar wird auf die Gewerbeordnung verwiesen. Einen gewissen rechtlichen Handlungsspielraum würde noch das Abfallwirtschaftsgesetz bringen, da aber bei der geplanten Güssinger Biogasanlage nur Nachwachsende Rohstoffe (NAWAROs) und keine Abfälle eingesetzt werden sollen, kann auch das Abfallwirtschaftsgesetz nicht zum Tragen kommen.

Abschließend stellt sich die Frage, wer der geeignete Betreiber eines solchen lokalen Biogasnetzes sein könnte. Das Biomassekraftwerk Güssing ist als ein möglicher Betreiber auf jeden Fall in Betracht zu ziehen. Zum einen bietet sich durch das Biomassekraftwerk durch die räumliche Nähe zur geplanten Biogasanlage die Möglichkeit, das Biogas in einem Blockheizkraftwerk zu verstromen, die dabei anfallende Wärme kann ebenfalls vom Biomassekraftwerk aus ins Fernwärmenetz eingespeist werden, was zu einer Effizienzsteigerung führt. Das Biomassekraftwerk wäre zudem ein idealer Ausgangspunkt für die Einspeisung des Biogases in ein lokales Biogasnetz. Ein weiterer Vorteil des Biomassekraftwerkes ist, dass hier ausgebildete Angestellte beschäftigt sind, die gleichzeitig als Betriebsleiter und Betriebsleiterstellvertreter des lokalen Biogasnetzes fungieren könnten, wodurch auch wesentliche Bedingungen für den Betrieb eines lokalen Biogasnetzes erfüllt wären. Abbildung 48 zeigt ein mögliches Modell mit dem Biomassekraftwerk als wesentlichen Betreiber.

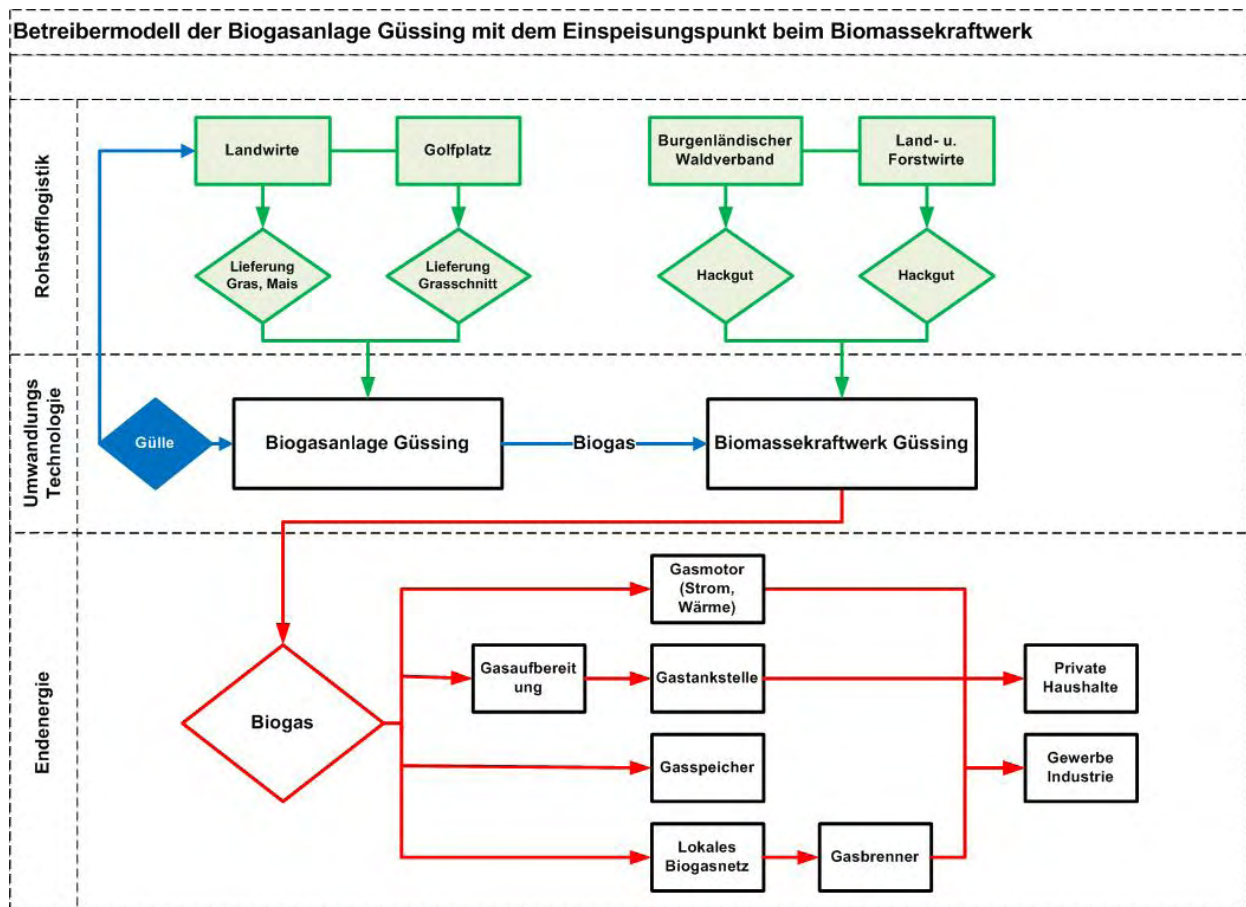


Abbildung 48: Betreibermodell der Biogasanlage Güssing mit einem Einspeisungspunkt beim Biomassekraftwerk

Natürlich ergeben sich auch positive Effekte, wenn die Fernwärme Güssing als Betreiber eines lokalen Biogasnetzes auftritt. Die Fernwärme Güssing verfügt bereits über langjährige Erfahrung in der Fernwärme-Netzbetreuung sowie auch in der Kundenbetreuung, was beim künftigen Betrieb des lokalen Biogasnetzes sicher von Vorteil sein kann. Außerdem entsteht in der Nähe des Fernheizwerkes in den nächsten Jahren ein großes touristisches Projekt – das Sporthotel Aktivpark soll ausgebaut und erweitert werden, wodurch eine beträchtliche Wärmeabnahme künftig gesichert ist. Ein Beispiel dafür entnehmen sie bitte in der Abbildung 49.

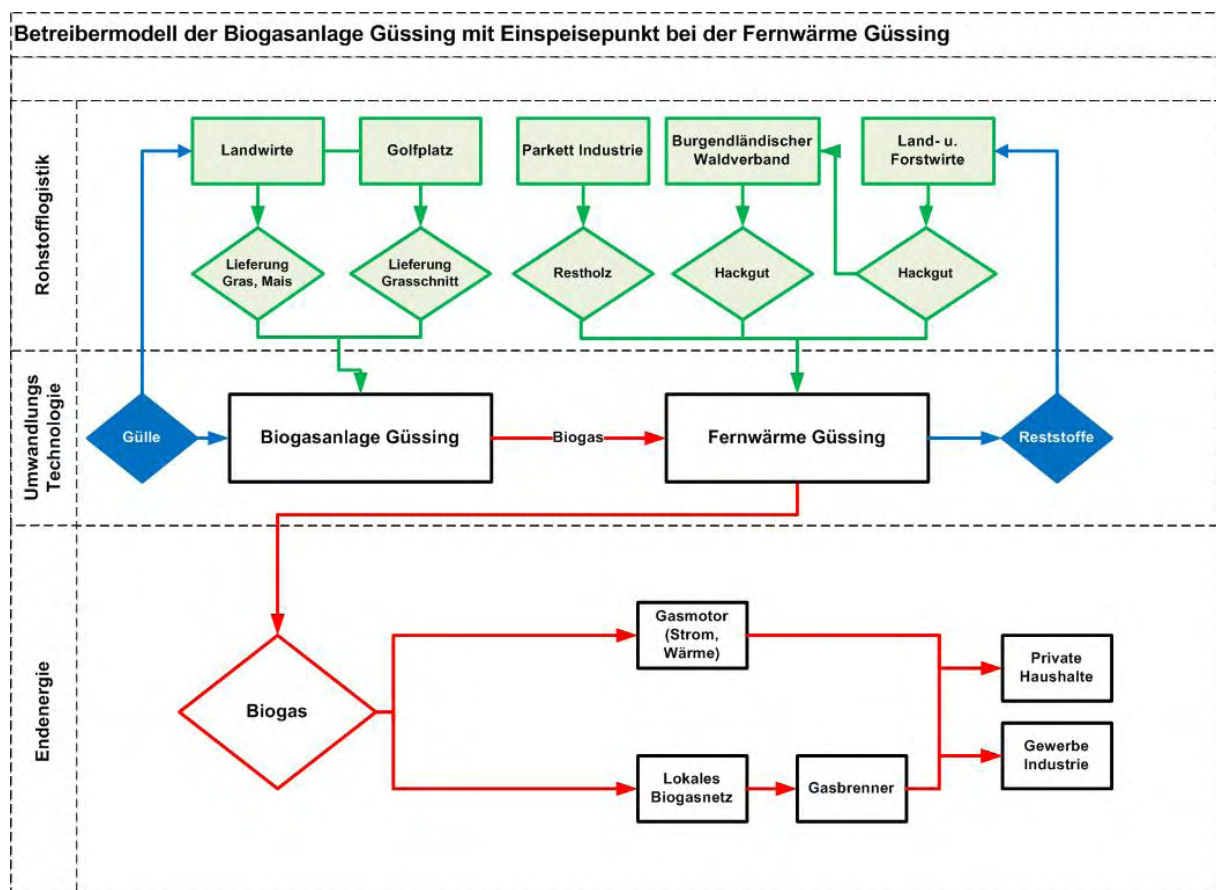


Abbildung 49: Betreibermodell der Biogasanlage Güssing mit dem Einspeisungspunkt bei der Fernwärme Güssing

5.5.3. Synergieeffekte

Die soziokulturelle Entwicklung einer Region ist von verschiedenen, einander beeinflussenden Faktoren abhängig. Viele Gebiete haben unter Nachteilen zu leiden, die von Natur aus gegeben zu sein scheinen. Andere wiederum sind, so hat es auf den ersten Blick den Anschein, auf die Sonnenseite der sozioökonomischen Voraussetzungen gefallen.

Es liegt an der Politik und den verantwortlichen Stellen hier für einen dementsprechenden Ausgleich zu sorgen und zwar über alle Parteigrenzen hinweg. Dass dies der einzig gangbare Weg ist, hat sich inzwischen schon längst bekannt. Nur der gemeinsame Konsens

aller Beteiligten kann zu einer befriedigenden Lösung der anstehenden Probleme, insbesondere im Bereich des Energiesektors, führen.

Die allmähliche, wenn auch schleppende Hinwendung der Energieverantwortlichen weg von fossilen Energieträgern hin zu alternativen Energieformen scheint einem neuen, sich in der Gesellschaft immer breiteren Raum verschaffenden Gedanken, Rechnung zu tragen.

Die Zukunft der Energieversorgung kann nur in eine lokale Kraftanstrengung aller beteiligten Entscheidungsträger münden. Dass hier mitunter auch auf den ersten Blick bislang als unkonventionelle Hirngespinnste verleumdete Ideen weiterverfolgt werden müssen, scheint für den objektiven Betrachter auf der Hand zu liegen. Natürlich bedarf es einiger Überzeugungsarbeit, um die Akzeptanz entsprechender Gedanken unter der Bevölkerung zu erhöhen.

Im konkreten Fall der Idee des energieautarken Bezirkes Güssing sind neben den ökologischen Vorteilen der Nutzung erneuerbarer Energie vor allem auch die regionalwirtschaftlichen Effekte nicht von der Hand zu weisen. Der Umstand, dass die Region 50 Jahre Grenzgebiet zu Ungarn war, hat sich nachhaltig auf die Entwicklung ausgewirkt. Es gibt in vielen Bereichen Aufholbedarf, wenn auch die ärgsten Probleme durch entsprechende Abfederungs- und Aufbaumaßnahmen gelindert wurden.

Aufgrund der toten Grenze war die Region lange Zeit uninteressant für Betriebsansiedelungen. Die schlechte Verkehrsinfrastruktur im öffentlichen Bereich war und ist für eventuelle Investoren ebenfalls kein besonderer Anreiz, sich in der Gegend wirtschaftlich zu betätigen. Noch heute ist der Bezirk Güssing der einzige Bezirk Österreichs, der über keinen eigenen Bahnanschluss verfügt! Dazu kam eine schlechte Arbeitsplatzsituation, wodurch viele, auch besser qualifizierte Menschen, gezwungen waren, aus der Region auszupendeln, oder was noch schlimmer war, abzuwandern. Im Bezirk Güssing gab es Ortschaften mit bis zu 70 % Pendlerraten. Dies stellte für die positive soziokulturelle Entwicklung der Region nicht gerade die besten Voraussetzungen dar. Eine der Hauptaufgaben der politischen Entscheidungsträger musste daher darin liegen, dem Umstand der Abwanderung mit allen zu Gebote stehenden Mitteln Einhalt zu gebieten und die begonnene Entwicklung auch in der Zukunft weiter voranzutreiben. Ansonsten wären die negativen sozialen und wirtschaftlichen Auswirkungen in nächster Zukunft wieder spürbar.

Ein weiteres Problem in der Region sind die vornehmlich klein strukturierten land- und forstwirtschaftlichen Flächen. 80 % der Flächen sind kleiner als 10 ha. Viele Land- oder ForstwirInnen haben daher die Bewirtschaftung des Betriebes aufgegeben oder führen ihn nur noch im Nebenbetrieb. Durch diesen Umstand gingen weitere wertvolle Arbeitsplätze im primären Sektor verloren, was die PendlerInnen- und Abwanderungsproblematik weiter verschlimmert. Diese spezielle Problematik stellt ein Novum der Region dar und hat auch dementsprechende negative Auswirkungen für die Landschaftspflege und Pflege der Wälder.

Durch die Umsetzung des Modells „Energieautarke Stadt Güssing“ konnte diese Entwicklung eingedämmt werden. Seit dem Beginn der Aktivitäten im Bereich erneuerbare Energie sind über 50 Betriebe nach Güssing gekommen und mehr als 1.100 zusätzliche Arbeitsplätze entstanden. Natürlich stehen all diese Betriebsansiedelungen nicht immer in direktem

Zusammenhang mit der erneuerbaren Energie, aber durch die Nutzung derselben ist die Stadt Güssing zu einem dynamisch-innovativen Wirtschaftsstandort geworden. Direkt im Bereich der erneuerbaren Energie und Holzverarbeitung sind rund 300 Personen beschäftigt. Es haben sich unter anderem auch die zwei größten Parketthersteller Österreichs (Firma Weitzer und Firma Parador) aufgrund der durch die Fernwärmeversorgung vorhandenen Infrastruktur in Güssing angesiedelt. Dieser Umstand zeigt, dass der in Güssing zu Beginn oft belächelte, nun aber doch immer mehr akzeptierte Weg der Nutzung erneuerbarer Energieträger zukunftssträftig ist. Darüber hinaus kann der Geldabfluss für extern produzierte Energie gedrosselt werden.

Eine Ausweitung des Energieversorgungsmodells der Stadt Güssing auf den gesamten Bezirk wäre wünschenswert, nicht zuletzt durch die Steigerung der Synergieeffekte. Somit wird zum Beispiel in ökologischer Hinsicht erwartet, dass die Wälder vermehrt bewirtschaftet und daher besser gepflegt werden. Weiters soll die Nutzung von Ressourcen aus der Landwirtschaft zur Landschaftspflege beitragen. Die Erhaltung der Landschaft und der Natur ist auch aus ökonomischer Sicht wesentlich, da ein intaktes Landschafts- und Naturbild ein wichtiges Kapital für den sanften Tourismus darstellen.

Eine lokale Biogasnetzanlage in Güssing würde natürlich zuerst Großabnehmer beliefern und erst in weiterer Folge Kleinverbraucher als Kunden zu gewinnen versuchen. Die Errichtung einer derartigen Anlage würde folgende ökologische Vorteile nach sich ziehen:

- Es käme zu einer deutlichen Reduktion der Emission der Treibhausgase, was eine unmittelbare Verbesserung der Luftqualität damit auch die Lebensqualität der Bevölkerung nach sich ziehen würde.
- Die Synergien zwischen dem Umweltschutz und der Verwendung von erneuerbaren Energiequellen würden in beträchtlichem Maße zunehmen.
- Die Qualität des Grundwassers könnte durch die Verwendung der Rückstände der anaeroben Vergärung der Biogasanlage angehoben werden.

Nicht minder erwähnenswert sind die zu erwartenden ökonomischen Vorteile durch die Errichtung einer Biogasnetzanlage in Güssing:

- Es käme zu einer deutlichen Risikoverminderung im Bereich der Zulieferung und zu reduzierten Importen fossiler Energieträger.
- Der lokale Handel und die lokale Wertschöpfungskette würden expandieren.
- Die Kosten könnten stabilisiert und in weiterer Folge sogar reduziert werden.
- Eine Erhöhung der regionalen Einkommensstruktur würde mit der gesamten positiven Entwicklung wahrscheinlich Hand in Hand gehen.
- Es gäbe gesteigerte Steuereinnahmen für die lokalen und regionalen Gemeinden.
- Der Anreiz für neue Investoren würde steigen.

- Zu erwarten wäre auch die Weiterentwicklung des bestehenden sowie die Schaffung von neuem Gewerbe in der Region (Beschaffung und Aufbereitung der Biomasse, Produktion und Installation von Heizungssystemen mit erneuerbarer Energie).
- Die Möglichkeiten für Forschung und Entwicklung würden weitersteigen.
- Es käme zur Steigerung des Technologieexportes.
- Die Region würde durch die weitere Zunahme des Ökoenergetourismus profitieren.
- Die Erhaltung von bereits bestehenden Arbeitsplätzen wäre gesichert, und die Schaffung von neuen Arbeitsfeldern, unter anderem durch induzierte Entwicklungseffekte, kann als hochgradig wahrscheinlich eingestuft werden. Vor allem im Bereich der Landwirtschaft könnte es zu einer spürbaren Weiterentwicklung in der Arbeitsplatzsituation kommen.

Auch im Bereich der zu erwartenden sozioökonomischen Auswirkungen durch die Errichtung einer Biogasnetzanlage in Güssing kann nur von Vorteilen ausgegangen werden.

- Die Zahl der Arbeitsplätze könnte erhöht werden.
- Die Zahl der qualifizierten Arbeitsplätze mit höherem Einkommensniveau würde eine Korrektur nach oben erfahren.
- Die Entwicklung der örtlichen Gemeinden kann durch die allgemeinen positiven Synergieeffekte nur profitieren.
- Den landwirtschaftlichen Problemen mitsamt den Sorgen und Anliegen der bäuerlichen Bevölkerung könnte prozessorientiert begegnet werden.

Durch die Umsetzung des vorliegenden Konzeptes und die Nutzung regionaler Ressourcen soll vor allem die regionale Wertschöpfung erhöht werden. Den vor allem durch die Abwanderung von qualifiziertem Personal entstehenden Problemen könnte dadurch sicherlich weiter entgegengewirkt werden. Wenn die Schlüsselarbeitskräfte entsprechende Arbeitsmöglichkeiten in der Region vorfinden, werden sie es natürlich vorziehen, hier in der Nähe ihrer Familien zu arbeiten und nicht etwa nach Wien oder in andere Städte auszuwandern. In der Region verbleibendes technisches Know-how würde damit die wirtschaftliche Position der Region entscheidend stärken.

Weitere Arbeitsplätze sind aber auch durch die Steigerung der Forschungsaktivitäten zu erwarten. Schon jetzt konnten durch das große Besucherinteresse aus aller Welt für das „Modell Güssing“ Arbeitsplätze für RegionsführerInnen geschaffen werden. Durch immer weiter steigende Besucherzahlen werden auch in diesem Bereich mehr Arbeitskräfte benötigt, und es kommt, insgesamt gesehen, zu einer immensen Belebung des Ökoenergetourismus, was nicht zuletzt vom Gastgewerbe und den Beherbergungsbetrieben gern gesehen wird.

Die Ansammlung von regionalem Know-how spielt für das Energieversorgungsmodell der Stadt Güssing eine wesentliche Rolle. Die Vorreiterrolle von Güssing als Kompetenzzentrum für erneuerbare Energie kann nur durch das Halten hochqualifizierter Arbeitskräfte in der Region bewerkstelligt werden. Nur dadurch kann die Stadt Güssing ein wichtiger

Kooperationspartner für Firmen aus aller Welt bleiben. Ziel soll sein, die Übertragung des Güssinger Modells mit einem neuen Standbein – das lokale Biogasnetz - in anderen Regionen weiter voranzutreiben.

Darüber hinaus kann durch einen weiteren Ausbau der Energieinfrastruktur mit der Ansiedlung neuer Betriebe mit speziellen Anforderungen – hohes technologisches Temperturniveau - gerechnet werden.

In Anbetracht der energiepolitischen Entwicklungen der letzten Jahre und Monate, stellt vor allem die durch die Umsetzung des Konzepts der erreichbaren Unabhängigkeit von Energieimporten einen ganz entscheidenden Vorteil der Energieautarkie dar. Dies bedeutet eine große Verantwortung und den Mut zu energiepolitisch weitreichenden mutigen Entscheidungen von KommunalpolitikerInnen. Hilfreich bei der richtigen Entscheidung könnte vielleicht die Tatsache sein, dass in Hinkunft Kostenvorteile gegenüber fossiler Energie ein bedeutendes Entscheidungskriterium für KundInnen sein werden.

Für Grenzregionen ist es essentiell, der Abwanderung und insbesondere der hohen qualifizierten Abwanderung mit allen zur Verfügung stehenden Mitteln entgegenzuwirken. Der Schwerpunkt „Erneuerbare Energie“ in all seinen Facetten bietet diesbezüglich gute Chancen. Diese Entwicklung soll durch das Setzen von Aus- und Weiterbildungsschwerpunkten in der Region unterstützt werden. Die konkrete Bedarfsorientierung einer derartigen Aus- und Weiterbildung darf dabei nicht aus den Augen verloren werden, damit die Menschen der Region ihren zukünftigen Arbeitsplatz dann auch tatsächlich „vor der Haustüre“ finden und nicht wieder zum Auspendeln gezwungen werden.

Damit diese Chancen in der Bevölkerung bekannt werden und auf dementsprechende Akzeptanz stoßen, wurden bestimmte Zielgruppen schon während der Erstellung des Konzeptes miteinbezogen. Die angeführten Synergieeffekte und Möglichkeiten für die Region wurden bei Informationsveranstaltungen erläutert. Dies ist umso wichtiger, als bekanntlich der erste Schritt in Richtung Bewusstseinsänderung der schwierigste ist. Trotzdem wird es eine Hauptaufgabe der Initiatoren bleiben, während der weiteren Projektphasen die Motivation der Zusammenarbeit von Interessensgruppen zu heben.

Das Biomassekraftwerk Güssing als möglicher Betreiber eines lokalen Gasnetzes sowie die Güssinger Fernwärme als bestehender Fernwärme-Netzbetreiber vor Ort sind als Partner in das Projekt bereits eingebunden. Beide werden die Konzeption des lokalen Biogasnetzes mitgestalten. Darüber hinaus können sie Erfahrungen aus dem langjährigen Fernwärme-Netzbetrieb einfließen lassen.

Des weiteren sind auch zwei Firmen aus Güssing in das Projekt miteinbezogen. Diese Firmen planen eine Wärmeversorgung ihres Betriebes durch das lokale Biogasnetz, da eine Versorgung mit Fernwärme bisher teilweise nicht möglich war. Diese Firmen würden im Fall einer Umsetzung des Projektes auch für eine dementsprechende Auslastung des Netzes sorgen.

Für die Betreiber-Zielgruppe ergibt sich überdies der Nutzen, dass die bisherige Dienstleistung „Wärmeversorgung“ über ein Fernwärmenetz durch ein lokales Biogasnetz ergänzt werden kann. Damit kann die angebotene Dienstleistung „Wärmeversorgung“

flexibler und vor allem effizienter gestaltet und somit auch einem breiteren Kundenkreis angeboten werden.

Überdies haben bereits bestehende Biogasanlagen-Betreiber die Möglichkeit ihr Dienstleistungsangebot zu erweitern sowie die Effizienz der Anlage zu steigern und wirtschaftlicher zu gestalten.

Durch die Steigerung des Biogaseinsatzes und damit Hand in Hand gehend die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energie wird ein wichtiger Beitrag zur CO₂-Reduktion und damit zum Erhalt der Landschaft und Lebensqualität geleistet. Die Nutzung von Biogas trägt somit zur regionalen Wertschöpfung und zur Sicherung von Arbeitsplätzen vor allem in der Landwirtschaft bei.

Ein lokales Biogasnetz verbessert die Infrastruktur und kann weitere Anreize für Betriebsansiedlungen bieten, wodurch wiederum die ganze Region profitieren würde, weil die Abwanderung qualifizierter Arbeitskräfte gebremst werden könnte. In weiterer Folge wäre ein lokales Biogasnetz auch aus regionalwirtschaftlicher Sicht eine ideale Ergänzung des bestehenden Energiesystems, denn es bietet eine attraktive Alternative zu kostspieligen oder ineffizienten Erweiterungen des bestehenden Fernwärmenetzes bzw. zur Versorgung neuer Betriebe mit fossiler Energie. Durch die Entwicklung eines derartigen Konzeptes könnte auch ein wertvoller Beitrag zum Klimaschutz geleistet werden.

Ein lokales Biogasnetz in Güssing würde auch Vorteile in der Versorgung dezentraler Lagen bieten. Für die Ansiedlung von Betrieben ist das Bereitstellen von Energieinfrastruktur entscheidend, der Ausbau des in Güssing bestehenden Fernwärmenetzes ist oft kostspielig. Die Erschließung von neuen Betrieben könnte also mittels eines lokalen Biogasnetzes vergleichsweise kostengünstig und effizient gestaltet werden. Durch den Einsatz von landwirtschaftlichen Produkten in Biogasanlagen könnten außerdem Arbeitsplätze im Bereich der Landwirtschaft gesichert und ein Beitrag zur regionalen Wertschöpfung und Landschaftspflege geleistet werden.

In der Stadt Güssing wurde die Energieversorgung bereits auf erneuerbare Rohstoffe umgestellt. Durch einen Mix verschiedener Technologien soll die Energieversorgung möglichst effizient und an lokale Gegebenheiten angepasst erfolgen. Vorangegangene Studien haben ergeben, dass sich für die dezentrale Energieversorgung einer ländlichen Region nicht zuletzt aufgrund der vorhandenen landwirtschaftlichen Produkte insbesondere Biogasanlagen anbieten.

Biogasanlagen, Fernwärmanlagen und Kraftwerke können durch Synergieeffekte vorhandene Ressourcen effizienter und ertragreicher nutzen. Forschungen auf diesem Gebiet sollten daher vermehrt vorangetrieben werden, wobei sich vor allem die Region Güssing durch ihre exponierte Lage dafür anbietet. [37][51]

6. Detailangaben in Bezug auf die Ziele der Programmlinie

6.1. Beitrag zum Gesamtziel der Programmlinie und den sieben Leitprinzipien

Ziel des Programms „Energiesysteme der Zukunft“ ist es, Technologien und Konzepte für ein solches, auf der Nutzung erneuerbarer Energieträger aufbauendes, energieeffizientes und flexibles Energiesystem zu entwickeln, das langfristig in der Lage ist, unseren Energiebedarf zu decken. In der vorliegenden Studie wurde vorgestellt, dass durch ein lokales Biogasnetz in Güssing die Nutzung der erneuerbaren Energieträger von einem bereits hohen Niveau weiter gesteigert werden kann. Neben dem Holz aus dem Wald und aus der Holzverarbeitenden Industrie bzw. Sonne kann man in Güssing die Potenziale der Landwirtschaft durch eine Biogasanlage und ein dazugehöriges lokales Biogasnetz noch besser ausnutzen. Die Energieeffizienzsteigerung wurde im Vergleich zu dem bestehenden Fernwärmenetz bewiesen, da beim Biogas keine Verluste bei Transport zu den Endverbrauchern auftreten. Die Lastschwankungen können auch besser ausgeglichen werden, als bei der Fernwärme, da die Biogasanlage durch die Stromproduktion höhere Flexibilität hat.

Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung

Durch ein lokales Biogasnetz in Güssing besteht die Möglichkeit Kunden mit speziellem Wärmebedarf bzw. Kunden aus entlegenen Teilen der Stadt durch eine intelligente, effiziente, kostengünstige und zuverlässige Dienstleistung zu versorgen.

Prinzip der Nutzung erneuerbarer Ressourcen

Die Biogasanlage, welche das Gas für das lokale Biogasnetz bereitstellt, verwendet ausschließlich erneuerbare Rohstoffe aus der Landwirtschaft der Region.

Effizienzprinzip

Die Effizienz wird durch das Wegfallen des beim Fernwärmenetz auftretenden Transportverlustes bzw. durch die Erweiterung des Verbraucherkreises gesteigert. Für dünn besiedelte oder entlegene Teile der Ortschaft bzw. für Kunden, die einen Wärmebedarf mit hohem Temperaturniveau haben, kann das lokale Biogasnetz eine effiziente Versorgungsmöglichkeit bedeuten.

Prinzip der Rezyklierungsfähigkeit

Durch den Kreislauf der Verwendung von landwirtschaftlichen Produkten und der Verwendung des in der Biogasanlage als Reststoff anfallenden ausgegärten Materials als Düngemittel für landwirtschaftliche Ackerflächen ist die Rezyklierung gesichert.

Prinzip der Einpassung, Flexibilität, Adaptionfähigkeit und Lernfähigkeit

Da eine Biogasanlage und ein dazugehörendes lokales Biogasnetz sehr flexibel theoretisch überall aufgebaut werden und an die vor Ort nachhaltig verfügbare Rohstoffe adaptiert werden können, können sie diesem Prinzip auch beitragen.

Prinzip der Fehlertoleranz und Risikovorsorge

Die nachhaltige Entwicklung wird durch die Verwendung von erneuerbaren Rohstoffen und biologischen Düngemitteln im Bereich des Umweltschutzes gesichert.

Prinzip der Sicherung von Arbeit, Einkommen und Lebensqualität

Das aufgebaute Modell Güssing hat schon gezeigt, wie intensiv durch die Verwendung von erneuerbaren Rohstoffen für Energieherstellung der Arbeitsmarkt belebt wird. Die Erweiterung dieses Systems mit einer Biogasanlage und mit einem lokalen Biogasnetz kann wiederum in der Landwirtschaft für die Landwirte als Energielieferanten Arbeitsplätze schaffen bzw. sichern. Weitere Arbeitsplätze werden geschaffen bei der Bedienung der Anlage, im Dienstleistungssektor und durch die günstige Energielieferung in Form von Biogas bei den verschiedensten industriellen Verbrauchern. Das alles erhöht das Einkommen und Lebensqualität in der Stadt und in der Region.

6.2. Einbeziehung der Zielgruppen

Für die Planung und Realisierung der Biogasanlage und des lokalen Biogasnetzes stehen wichtige Anhaltspunkte in der Studie zur Verfügung, wobei der Kompetenzknoten Strem der Bioenergy 2020+ (früher RENET Austria) eine große Unterstützung leistete, der seine mittlerweile jahrelangen Erfahrungen im Bereich Biogas einfließen ließ.

Das Biomasse Kraftwerk Güssing als möglicher Betreiber eines lokalen Gasnetzes bzw. die Güssinger Fernwärme als bestehender Fernwärme-Netzbetreiber vor Ort wurden als Partner in das Projekt eingebunden und haben die Konzeption des lokalen Biogasnetzes mitgestaltet und Erfahrungen aus dem langjährigen Fernwärme - Netzbetrieb zur Verfügung gestellt.

Weiters konnten auch mehrere Firmen aus Güssing in das Projekt miteinbezogen werden. Diese Firmen planen eine Wärmeversorgung ihres Betriebes durch das lokale Biogasnetz, da eine Versorgung mit Fernwärme bisher teilweise nicht möglich war. Unter anderem würden diese Firmen im Fall einer Umsetzung auch für die dementsprechende Auslastung des Netzes sorgen.

Da es sich im Zuge des Projektes herausgestellt hat, dass die Umsetzung des Vorhabens sowohl technisch als auch wirtschaftlich realisiert werden kann, ist es geplant, auch neue Betriebe als künftige Abnehmer über die Möglichkeiten der Biogasnutzung zu informieren und in die Aktivitäten einzubinden.

Für die „Betreiber-Zielgruppe“ ergibt sich der Nutzen, dass die bisherige Dienstleistung, Wärmeversorgung über ein Fernwärmenetz durch ein lokales Biogasnetz ergänzt werden

kann. Damit kann die angebotene Dienstleistung Wärmeversorgung im allgemeinen flexibler und effizienter gestaltet und somit auch einem breiteren bzw. weiter entfernten Kundenkreis angeboten werden.

Künftigen Kunden wie neue Betriebe oder auch entlegene Ortschaften, Siedlungen oder Häuser können an ein lokales Biogasnetz angeschlossen werden und so aus dem Nutzen der erneuerbarer Energie profitieren.

Weiters haben bereits bestehende Biogas Anlagen Betreiber eventuell die Möglichkeit ihr Dienstleistungsangebot zu erweitern bzw. auch die Effizienz der Anlage zu steigern und wirtschaftlicher zu gestalten.

6.3. Beschreibung der Umsetzungspotentiale

Da die technische, wirtschaftliche und rechtliche Realisierbarkeit gegeben sind in Güssing eine Biogasanlage und ein dazu angeschlossenes lokales Biogasnetz zu verwirklichen und der Nutzen eines solchen Systems vorgestellt wurde, kann man hohes Umsetzungspotential für das Vorhaben prognostizieren. Der Nutzen ist vor allem im Bereich der regionalen Wertschöpfung, Arbeitsplatzschaffung und –sicherung, des Umweltschutzes, der kostengünstigen Energieversorgung, bei höheren Umsätzen durch eine flexiblere Versorgungsmöglichkeit für den Betreiber und bei den „Energiewirten“ zu erwarten.

6.4. Potential für Demonstrationsvorhaben

Die Stadt Güssing hat die besten Voraussetzungen als geeigneter Standort für die Demonstration eines lokalen Biogasnetzes zu fungieren. Durch das Fehlen einer Erdgasversorgung entsteht eine Versorgungsmöglichkeitlücke, welche mit einem lokalen Biogasnetzsystem ausgefüllt werden könnte.

Güssing spielt seit Jahren eine Vorreiterrolle im Bereich der Verwendung von lokalen, erneuerbaren Energieträgern, der Entwicklung, Demonstration und Verwendung von neuesten Technologien bei der Energieherstellung und bei der Entwicklung von dezentralen Energieversorgungssystemen. Alle Voraussetzungen sind bei dem stetig weiterentwickelten und aus einer regionalwirtschaftlichen Not herauswachsenden Modellsystem gegeben mit einer neuen Komponente die Energieversorgung der Stadt zu ergänzen. Diese Demonstration eines lokalen Biogasnetzes kann durch den in der Stadt und in der Region schon seit Jahren mit großem Erfolg betriebenen Ökoenergietourismus für einen breiten Interessentenkreis zugänglich zu machen. Jährlich wird die Stadt von vielen tausenden Besuchern aus dem Inland und aus dem Ausland besucht, um Informationen und Erfahrungen über eine funktionierende, dezentrale Energieversorgung auf der Basis von erneuerbaren Energieträgern zu bekommen. So kann man erwarten, dass eine zukünftige, erfolgreiche Demonstration eines lokalen Biogasnetzes bald zu einem weiten Bekanntheitsgrad führt.

Die Versorgung einer zukünftigen Biogasanlage mit pflanzlichen Rohstoffen ist durch das große landwirtschaftliche Potential der Region vollständig gesichert.

Großes Interesse besteht auf der Seite der möglichen örtlichen Betreiber ihr Dienstleistungsangebot zu erweitern und dadurch ihre Flexibilität, Effektivität und Umsätze zu erhöhen.

Für die Demonstration notwendiges Vorhanden des Abnehmerkreises und auch die Bereitschaft dieser in die Studie eingebundenen Firmen sind für eine Verwirklichung gegeben.

7. Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen

Die in der Stadt Güssing aufgebaute dezentrale Energieversorgung wurde in den letzten Jahren immer mehr erweitert. Die ersten Schritten in den 90-er Jahren waren die Errichtung von Nah- und Fernwärmeanlagen, Treibstoffproduktion auf Basis von Biodiesel, später dann auch die Stromproduktion. Es wurde erstmals in Güssing ein neuer Kraftwerkstyp auf Basis von Holz realisiert, wobei ein Vergasungsverfahren mittels Wasserdampf im Wirbelschichtsystem zum Einsatz kommt. Das im Kraftwerk hergestellte hochwertige Holzgas ermöglicht - im Gegensatz zur festen Biomasse - eine vielfältige Einsetzbarkeit zur Erzeugung von Wärme und Strom aber auch von synthetischen Produkten wie synthetisches Erdgas, synthetische flüssige Treibstoffe (z.B: Fischer-Tropsch Kraftstoff) bis hin zum reinen Wasserstoff. Neben der thermischen Vergasung bekommt die biologischen Vergasung immer mehr Bedeutung, da in der ländlichen Region die landwirtschaftlichen Rohstoffe genügend zur Verfügung stehen.

Mit dem Biogas könnte man in der Stadt die Technologievelfalt weiter ergänzen: die bereits aus drei Kraftwerken bestehenden Stromherstellung erweitern und die Gasversorgung durch ein lokales Biogasnetz neu gestalten.

Durch die neue Technologie kann man am Standort Güssing die Wirtschaftlichkeit, die Flexibilität, die Unabhängigkeit weiter erhöhen. Durch das lokale Biogasnetz kann man die Investitionskosten und die Verluste, die bei einem Heißwassernetz einer Fernwärmeanlage entstehen, verringern, durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger die Umwelt schonen und die regionale Wertschöpfung erhöhen.

In dem vorliegenden Projekt wurde zuerst die technische Realisierbarkeit eines lokalen Biogasnetzes untersucht. Ausgehend von einer bereits erprobten Biogasanlage für NAWARO zur Strom- und Wärmeproduktion ist für die weitere Nutzung des Biogases in einem Netz ein Auskondensieren von Wasser in den nachgeschalteten Apparaten und Rohrleitungen zu verhindern. Dazu muss der Taupunkt des Biogases von üblichen 30-40°C auf unter 5°C abgesenkt werden.

Das Rohbiogas sollte außerdem weitgehend von H₂S (Schwefelwasserstoff) befreit werden, in Anlehnung an die ÖVGW-Richtlinie G 31 sollte für H₂S ein durchschnittlicher Grenzwert von 5mg/Nm³ angestrebt werden, der Grenzwert für den Gesamtschwefel sollte auf Dauer unter 10mg/Nm³ und bei Störfällen unter 150mg/Nm³ liegen. Der gesundheitsschädigende Schwefelwasserstoff muss wegen der Korrosionsgefahr und wegen dem Schutz des Motors und des Katalysators abgetrennt werden, für die nachgeschalteten Brenner im Biogasnetz selbst stellt sogar eine Menge von 1500mg/Nm³ kein Problem dar.

Zusätzliches Odorierungsmittel wird nicht benötigt, da der Schwefelwasserstoff vom Menschen schon ab wenigen ppm als „faule-Eier-Geruch“ wahrgenommen wird, dadurch können schon kleinste Gasleckagen erkannt werden.

Beide Fermentoren und auch die Endlager sollen mit einem Doppelmembranspeicher ausgerüstet werden und somit eine ausreichende Speichermöglichkeit für das Rohgas aufweisen. Eine zusätzliche Reingasspeicherung für eine kurzfristige Pufferung erscheint nicht wirtschaftlich, zudem verhält sich ein entsprechend dimensioniertes Rohrleitungsnetz aufgrund des Gasvolumens als kleiner Pufferspeicher, der kurzfristige Schwankungen ausgleichen bzw. abfangen kann. Um im Falle eines technischen Defektes in der Gasreinigung Lieferprobleme zu vermeiden, ist eine redundante Ausführung der Gasreinigung vorzusehen.

Bezüglich der Planung des Rohrleitungsnetzes sind aufgrund des geringen Leitungsdruckes kostengünstige PE-Rohre gegenüber Stahlrohren ausreichend. Ausgehend von einem maximal notwendigen Enddruck eines Verbrauchers von 100mbar, wird ein Netzdruck von 150-250mbar angestrebt. Die notwendige Biogasanlage ist bereits standortmässig fixiert, bezüglich BHKW ist aufgrund der ganzjährigen Wärmebedarfs auf geringem Temperaturniveau eine Aufstellung in der Nähe des bestehenden Fernheizwerkes die sinnvollste Variante. Zwei potentielle Großverbraucher und eine Gastankstelle bestimmen im wesentlichen die Trassenfindung des Netzes.

Biogas unterliegt einer natürlichen Schwankung im Bezug auf die Gaszusammensetzung, im Mittel können 52% CH₄, 40% CO₂, 8% N₂ sowie geringe Anteile von O₂, H₂O, H₂S, NH₃ angenommen werden. Moderne geregelte Gebläseburner kommen mit kleineren Gasschwankungen in einem bestimmten Bereich gut zurecht, einige renommierte Brennerhersteller bieten speziellen Gasburner für den Einsatz von Biogas an.

Zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurden die Anlagenerrichtungskosten und die jährlichen Betriebskosten der Biogasanlage Heiligenkreuz sowie verschiedenste Herstellerangaben zusammengetragen. Wie die Untersuchungen zeigen, kann zur Steigerung der Biogasmenge gegenüber einer reinen Ökostromanlage eine erhebliche zusätzliche Investition getätigt werden oder ein deutlich höherer Substratpreis in Kauf genommen werden, um trotzdem zu wirtschaftlichen Konditionen Gaskunden beliefern zu können.

Das lokale Biogasnetz am Standort Güssing wäre eine geeignete Demonstrationmöglichkeit für ländliche Regionen, wie sie den Anwendungsbereich ihrer erneuerbaren Energieträger erweitern könnten.

8. Ausblick/Empfehlungen

Sobald die Rahmenbedingungen durch die neue Ökostromförderung gegeben sind, kann die Planung der Biogasanlage Güssing weitergeführt werden.

Die Realisierungschancen einer Demonstrationsanlage eines lokalen Biogasnetzes sind in Güssing aus vielen Gründen hervorragend. Güssing wurde in den letzten Jahren zu einem Mittelpunkt der Technologieforschung, Demonstration und Verwendung der erneuerbaren Energien ausgebaut, also es stehen vor Ort genug Erfahrung und Wissen zur Verfügung die neuesten Techniken erfolgreich auszuprobieren. In Güssing gibt es zurzeit noch keine Möglichkeit für Gasversorgung, da es in der Stadt kein Erdgasnetz gibt. Das bedeutet, der Ausbau eines lokalen Gasnetzes wäre keine parallele Investition. Bei bestimmten Wärmeverbrauchern gibt es einen Bedarf für höheres Temperaturniveau, welches mit dem bestehenden Biomasse-Fernwärmenetz auf Basis Heißwasser nicht abgedeckt werden kann und diese Fernwärmekunden diese Wärmemenge mit teurem Propangas oder Heizöl herstellen müssen. NAWAROs stehen in der Region durch die Landwirtschaft genügend zur Verfügung.

Als Risiko muss man die Preisentwicklung des Heizöls und des Erdgases bzw. der Biomasse betrachten, also ein allfälliges Sinken der Preise von fossilen Energieträgern und eine Steigerung der Preise für Biomasse könnten sich bei der Wirtschaftlichkeit negativ auswirken. Änderung bei der Förderungen für Alternativenergieanlagen in Richtung kleinerer Förderbeträge und kürzerer Förderungszeiträume könnten die Preise der alternativen Energieträger ungünstig beeinflussen und so den wirtschaftlichen Betrieb bzw. die Ausweitung der Versorgung auf weitere gewerbliche Kunden oder auf Haushalte von entlegenen Ortsteilen gefährden.

Bei einer größeren Nachfrage an mit Biogas betriebbaren Gasthermen für den privaten Bereich wäre ein Angebot an Geräten mit entsprechender Zulassung durch die gängigen Hersteller möglich und damit eine wesentliche Hemmschwelle zur alternativen Versorgung von der Fernwärme abgelegener Wohngebiete abbaubar. Eine weitere Alternative stellt die Entwicklung entsprechend günstiger und wenig betriebskostenintensiver Aufbereitungsmethoden auf Erdgasqualität dar, somit wären alle mit dem Gasgerätemarkt in Verbindung stehenden Probleme nicht mehr relevant.

Im Zuge des laufenden Projektes OPT-POLYGRID - Optimierung von Mehrsparten-Energienetzen aus der Programmlinie Neue Energien 2020 - 2. Ausschreibung mit der Projektlaufzeit 1. Juni 2009 - 31. Juli 2010 GRID wird eine technische Sondierung für die Optimierung von Mehrsparten-Energienetzen (Poly-Grids), mit verschiedenen Formen von Energie wie Wärme, Strom, Gas durchgeführt. Zunächst soll die Optimierung von Wärme / Strom aus KWK-Anlagen mit mehreren Wärmeerzeugern völlig unterschiedlicher Charakteristik und einer Vielzahl von divergenten Verbrauchern auf Basis erneuerbarer Energieträger untersucht werden. In weiterer Folge werden auch Biogas und Bio-Kraftstoffe

in Betracht gezogen. Der Antragsteller ist die Güssing Energy Technologies GmbH, Projektpartner sind die Güssinger Fernwärme GmbH und Siemens AG Österreich.

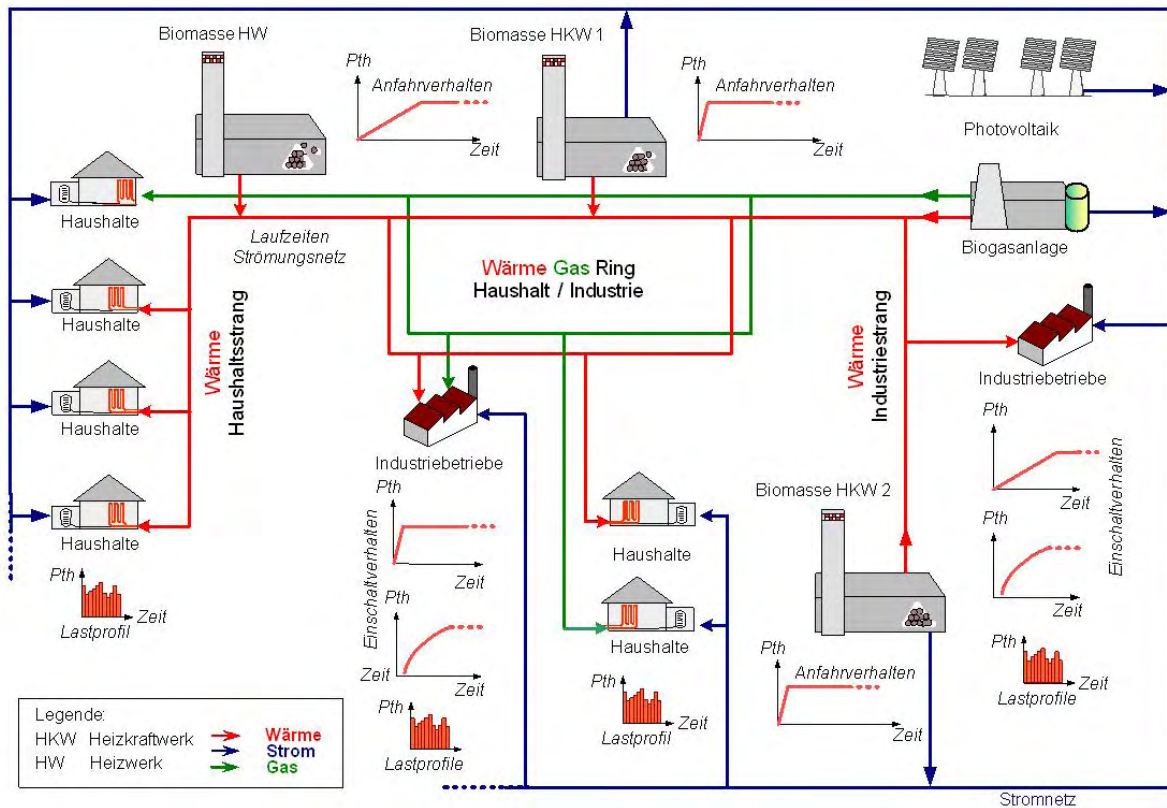


Abbildung 50: Beispielhaftes Schema eines Poly-Grids

Eine Biogasanlage kann im Rohstoffkreislauf sehr nachhaltig dargestellt werden (Ausbringung der Gülle auf die Felder), andererseits ist eine optimale Integration in ein Poly-Grid möglich (Einspeisung von Strom, Wärme und Biogas) und stellt dabei in Verbindung mit der entsprechenden Netz-Infrastruktur (inklusive einem allfälligen Biogasnetz). Somit ist mit dem Projekt Aufbau eines lokalen Biogasnetzes in Güssing - Technisches und wirtschaftliches Konzept zur Realisierung in Verbindung mit den möglichen Symbiosen eines Poly-Grids eine große Hebelwirkung und Multiplizierbarkeit für kommunale Energieversorgungen gegeben.

Literaturverzeichnis

- [1] ATZ Entwicklungszentrum: Grundlegende Untersuchungen zur effektiven, kostengünstigen Entfernung von Schwefelwasserstoff aus Biogas, Ergebnisbericht zum Forschungsvorhaben, Bayerisches Landesamt für Umweltschutz, 2004
- [2] Bärnthaler Josef, Bergmann Harald, Hornbachner Dieter, Konrad Georg, Kryvoruchko Vitaliy, Targyik-Kumer Ludwig, Pinter Christian, Wartha Christian: Gasversorgung mittels lokaler Biogas-Mikronetze, Endbericht der 2. Ausschreibung der Programmlinie Energiesysteme der Zukunft, Wien 20
- [3] BASE TECHNOLOGIES GmbH in Kooperation mit Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (UMSICHT): Biogasaufbereitungssysteme zur Einspeisung in das Erdgasnetz – ein Praxisvergleich, Solarenergieförderverein Bayern, 2008
- [4] Bauherrenmappe Biogas (2003): Hrsg: LandesEnergieVerein Steiermark
- [5] Bayrisches Landesamt für Umwelt (LfU), Biogashandbuch Bayern – Materialienband, 2008
- [6] Biogas Netzeinspeisung: <http://www.biogas-netzeinspeisung.at/index.html>, (Abgerufen 09.09.2009 10:15)
- [7] Biogaskraftwerk Heiligenkreuz Errichtungs- und Betriebs GmbH, Betriebsdaten 2008
- [8] Biogaskraftwerk Heiligenkreuz Errichtungs- und Betriebs GmbH, Budget 2008
- [9] Biogaskraftwerk Heiligenkreuz Errichtungs- und Betriebs GmbH, Förderabrechnung 2008
- [10] Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich (BGBl) (2000): Gaswirtschaftsgesetz (BGBl. I Nr. 121/2000)
- [11] Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich (BGBl) (1975): Bundesgesetz vom 3. Juli 1975 über die gewerbsmäßige Beförderung von Gütern in Rohrleitungen (Rohrleitungsgesetz) (BGBl. Nr. 411/1975)
- [12] Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich (BGBl) (2002): Bundesgesetz über eine nachhaltige Abfallwirtschaft (Abfallwirtschaftsgesetz 2002 – AWG 2002), (BGBl. I Nr. 102)
- [13] Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich (BGBl) (1959): Wasserrechtsgesetz – (WRG 1959, BGBl. Nr. 215/1959 (WV))
- [14] Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich (BGBl) (1994): Bundesgesetz über die Gewerbeordnung (Gewerbeordnung 1994 - GewO 1994), (BGBl. I Nr. 194/1994)
- [15] Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) (2003): Technische Grundlagen für Beurteilung von Biogasanlagen. 2003.

- [16] DIN 51857:1997-03, Gasförmige Brennstoffe und sonstige Gase - Berechnung von Brennwert, Heizwert, Dichte, relativer Dichte und Wobbe-Index von Gasen und Gasgemischen
- [17] E-Control, Einspeisetarife Ökostromanlagen 2009
- [18] Elster-Instromet Vertriebsges.m.b.H., Information zu Durchflussmessungen per E-Mail, 07.08.2009
- [19] Fa. Rehau, Informationen zu PE-Gasrohren per E-Mail 25.06.2009
- [20] Fuel from agricultural biogas plants – an economic alternative to power generation; Strom oder Kraftstoff aus Biogas – ein ökonomischer Vergleich: W. Kriegl, W. Schneeberger und C. Walla
- [21] Garger Petra (2009): Mündliche Mitteilung in Europäischen Zentrum für erneuerbare Energie Güssing GmbH am 28.04.2009
- [22] GE Jenbacher, Technische Anweisung Nr.: 1000-0300 Treibgasqualität (08/2005)
- [23] Gerhard Ochsner GmbH, Angebot und Hinweise zu Biogasverdichter per E-Mail, 01.10.2008
- [24] Grandits Johann (2009): Mündliche Mitteilung an der Bezirkshauptmannschaft Güssing am 06.08.2009
- [25] GUT Gesellschaft für Umwelttechnologie mbH, Informationen zu Seitenkanalverdichter für Biogasbetrieb
- [26] Haaf Hartmut (2009): Mündliche Mitteilung in der Güssinger Fernwärme Ges. m.b.H. am 28.04.2009
- [27] Hofbauer Hermann: Forschung auf dem Gebiet Erneuerbarer Kraftstoffe aus Biomasse am Standort Güssing, Stand Juli 2005
- [28] Hornbachner Dieter, Hutter Gernot, Moor Dieter: Biogas-Netzeinspeisung, Rechtliche, wirtschaftliche und technische Voraussetzungen in Österreich, Projektbericht der Programmlinie Energiesysteme der Zukunft, Wien 2005
- [29] Hornbachner Energie Innovation: <http://www.biogas-netzeinspeisung.at/rechtliche-planung/rechtliche-grundlagen-fuer-die-errichtung-eines-biogasnetzes/anlagenrecht-des-gaswirtschaftsgesetzes.html> (Abgerufen 28.4.2009; 10:50)
- [30] Hr. Schmatelka, LOOS Austria GmbH, Telefonische Auskunft bez. Anforderungen an die Biogasqualität, 03.12.2008
- [31] Institut für Energetik und Umwelt GmbH: Studie – Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 2. Auflage 2006
- [32] Institut für Wärmetechnik TU Graz: Berechnungen für das Fernwärmenetz, Juli 2003

- [33]Kaltschmitt Martin, Hartmann Hans: Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren, 2001
- [34]Kirchmeyr Franz, Brunmayr Werner : Biogas – Energieträger der Zukunft; ARGE Kompost & Biogas Österreich, 2005
- [35]Klinski Stefan, Institut für Energetik und Umwelt gGmbH; DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH: Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, 2. Auflage, Leipzig 2006
- [36]Koch Markus, Reinhard Lehner (2009): Mündliche Mitteilung in Biomassekraftwerk Güssing GmbH am 18.08.2009
- [37]Koch Reinhard, Brunner Christiane, Hacker Joachim, Urschik Andreas, Sabara Daniela, Hotwagner Manfred, Aichernig Christian; Hofbauer Hermann, Rauscher Werner; Fercher Erich: Energieautarker Bezirk Güssing, Berichte aus Energie- und Umweltforschung 82/2006, Programmlinie Energiesysteme der Zukunft, Wien 2006
- [38]Krohne Ges.m.b.H. Austria, Information zu Durchflussmesssystemen per E-Mail, 20.11.2008
- [39]Legath Siegfried, mündl. Auskunft bezüglich Gasspeicher und Steigerung der Biogasproduktion, 01.07.2009
- [40]Linkogel Jens, Oker-Chemie GmbH, Telefonische Auskunft bez. Gastrocknung mittels Silicagel, 30.09.2008
- [41]Mapro Deutschland, Technische Informationen zu Biogas-Seitenkanalverdichter
- [42]Max Weishaupt GmbH: Auskunft bez. Biogas betriebene Gasbrenner per Telefon und E-Mail, 25.11.2008 bzw. 01.12.2008
- [43]Mitglieder – Zeitschrift der Arge Biogas des Naturschutzbundes Österreich: Biogas Gazette, Stand August 2004, http://www.naturschutzbund.at/arge_biogas/72dpi.pdf (Abgerufen 12.09.2009, 10:20)
- [44]Nehrig Helmut, SELECTA Bioenergie GmbH, Telefonische & E-Mail Auskunft bez. Aktivekohle, 14.10.2008
- [45]oekonews.at, Formaldehyd-Ausstoß aus Biogas-BHKW, 15.01.2009
- [46]Ökostrom Biogasanlage Strem, Biogaszusammensetzung 2008
- [47]ÖVGW: Richtlinie G31 „Erdgas in Österreich“ der Österreichischen Vereinigung für das Gas und Wasserfach, 2001
- [48]Peischl Gerald (2009): Mündliche Mitteilung in Biomassekraftwerk Güssing GmbH am 13.03.2009 bzw. 16.03.2009
- [49]Persson Margareta, Jönsson Owe, Wellinger Arthur: Biogas Upgrading to Vehicle Fuel Standards and Grid Injection, IEA Bioenergy Report Task 37, 2006
- [50]PRONOVA Analysetechnik GmbH, Informationen und Angebot zu Biogasanalysatoren per E-Mail, 06.10.2008

- [51] RegEnergy-Network: How to make your community energy intelligent. A guide for municipal and regional policy makers focusing on the heating sector, INTERREG IIC Programm, 2007
URL: http://www.reg-energy.org/data/Dokumente/re14_c3_policy_guidelines_final_draft_140907_50_300ie.pdf (Stand Juni 2009)
- [52] SCHMACHTL GMBH, Angebot zu Biogasanalysatoren per E-Mail, 02.10.2008
- [53] Schröder Lars, Elster GmbH, Auskunft per E-Mail zu Brennköpfe für den Biogasbetrieb, 25.11.2008
- [54] Statistik Austria, Jahresdurchschnittspreise und -steuern für die wichtigsten Energieträger 2003
- [55] Thöni Industriebetriebe GmbH, Energie- und Stoffbilanz Biogasanlage Heiligenkreuz, 2008
- [56] Union-Instruments, Informationen und Angebot zu Biogasanalysatoren per E-Mail und Telefon am 23.10.2008
- [57] Urban Wolfgang, Girod Kai, Lohmann Heiko: Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008, UMSICHT, 2008
- [58] Wutscherk Thomas, UOP Products Germany GmbH, Telefonische Auskunft bez. Gastrocknung mittels Adsorption, 25.09.2008

9. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schematische Übersicht der notwendigen Komponenten eines Biogasnetzes	25
Abbildung 2: Sättigungsdampfdruck von Wasser in Luft in Abhängigkeit der Temperatur bei 1bar	26
Abbildung 3: Externe biologische Entschwefelung.....	29
Abbildung 4: Prozessschema eines Biowäschers.....	30
Abbildung 5: Doppelmembranspeicher auf Fermenter.....	33
Abbildung 6: Beispielbild einer Seitenkanalverdichters mit Gasweg, [25].....	35
Abbildung 7: Funktionsschema eines Seitenkanalverdichters, [25]	35
Abbildung 8: Geöffneter Seitenkanalverdichter; mit Laufrad (links) und Seitenkanal (rechts), [25]	36
Abbildung 9: Beispiel einer Ermittlung eines wirtschaftlichen Rohrdurchmessers (Länge ca. 2,5km, 460 Nm ³ /h).....	38
Abbildung 10: Lageplan Bereich geplante Biogasanlage, Vergasungs-KWK und Vulcolor ...	39
Abbildung 11: Lageplan Bereich Ölmühle, Heizwerk und Hotel.....	40
Abbildung 12: Lageplan Bereich Vergasungs-KWK, Autohaus und Ölmühle	42
Abbildung 13: Messung Fallstromverdampfer Vulcolor am 29.10.2009.....	43
Abbildung 14: Messung Fallstromverdampfer Vulcolor am 30.10.2009.....	44
Abbildung 15: Messung Fallstromverdampfer Vulcolor am 30. und 31.10.2009.....	44
Abbildung 16: Verlauf der Gaszusammensetzung einer Biogasanlage mit einer internen biologischen Entschwefelung in einem Zeitraum eines Jahres, Strem 2008, [46]	46
Abbildung 17: Verlauf der Gaszusammensetzung einer Biogasanlage mit einer externen biologischen Entschwefelung, Heiligenkreuz 2008, [7]	46
Abbildung 18: Theoretischer Biogasbedarf mit BHKW (1 MWel) und drei gewerblichen Großabnehmern über den Zeitraum eines Jahres, (CH ₄ -Gehalt=55%).....	52
Abbildung 19: Theoretischer Biogasbedarf mit BHKW (1 MWel) und zwei gewerblichen Großabnehmern über den Zeitraum eines Jahres, (CH ₄ -Gehalt=55%)	52
Abbildung 20: Simulation des Speicherfüllvolumen bei einer variablen Biogasproduktion (+/- 10%) für Szenario 2.....	53
Abbildung 21: Auswirkungen der Methankonzentrationsänderung auf den Brenner, [53]	56
Abbildung 22: Energie- und Stoffbilanz Biogasanlage Heiligenkreuz [55]	58
Abbildung 23: Break Even Point der Substratkosten in Abhängigkeit der Investitionskosten	62

Abbildung 24: Break Even Point der Substratk. in Abhängigkeit des Preisindex der Substratkosten	63
Abbildung 25: Break Even Point der Substratkosten bei unterschiedlichen Preisindizes Heizöl	63
Abbildung 26: Break Even Point der Substratkosten in Abhängigkeit des Heizölpreises	64
Abbildung 27: Break Even Point Substratkosten in Abhängigkeit der verkauften Wärmemenge.....	64
Abbildung 28: Break Even Point Substratk. in Abhängigkeit der verkauften Biogasmenge exkl. BHKW	65
Abbildung 29: Break Even Point Substratkosten in Abhängigkeit des kalkulatorischen Wärmepreises	65
Abbildung 30: Stromgestehungskosten in Abhängigkeit der Substratkosten.....	66
Abbildung 31: Gestehungskosten Biogasverkauf in Abhängigkeit der Substratkosten.....	67
Abbildung 32: Investitionskostenaufteilung der gesamten Anlage	67
Abbildung 33: Jährliche Kosten der Biogasproduktion.....	68
Abbildung 34: Jährliche Kosten der Verstromung im BHKW	68
Abbildung 35: Jährliche Kosten Biogasverkauf exkl. BHKW.....	69
Abbildung 36: Break-Even-Point Trassenlänge in Abhängigkeit der Wärmeanschlussleistung	70
Abbildung 37: Netzversorgung der Güssinger Fernwärme GmbH [36].....	83
Abbildung 38: Leistungsreserven im Fernwärmenetz ("maximale verfügbare Netzleistung)[32]	87
Abbildung 39: Anwendungsmöglichkeiten für das Produktgas aus der Biomassevergasung	88
Abbildung 40: Fließbildschema des BMKW's.....	89
Abbildung 41: Die Grundidee des Verfahrens.....	89
Abbildung 42: Erzeugung von SNG aus Biomasse.....	90
Abbildung 43: Prinzipdarstellung der Erzeugung von Bio-SNG aus Holz	90
Abbildung 44: Bio-SNG und Sunfuel-Produktion in Güssing in Form von Teilströmen.....	91
Abbildung 45: Demonstrationsanlage zur Erzeugung von ca. 120 – 130 m ³ / h Bio-SNG in Güssing mit angeschlossener Erdgastankstelle (Quelle: Güssing Energy Technologies).....	92
Abbildung 46: Prinzipielle Prozesskette zur Erzeugung von FT - Produkte	93
Abbildung 47: Chemische Reaktionen von Holz zum FT - Produkt	93
Abbildung 48: Betreibermodell der Biogasanlage Güssing mit einem Einspeisungspunkt beim Biomassekraftwerk	99

Abbildung 49: Betreibermodell der Biogasanlage Güssing mit dem Einspeisungspunkt bei der Fernwärme Güssing	100
Abbildung 50: Beispielhaftes Schema eines Poly-Grids	112
Abbildung 51: Verdichterkennlinien Seitenkanalverdichter	122
Abbildung 52: Gesamtübersicht mögliches Biogasnetz Güssing	123

10. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Überblick über Verdichter im unteren Druckbereich (<6bar), [31]	34
Tabelle 2: Abmessungen PE-Rohre inkl. abgeschätzter Kosten, [19].....	37
Tabelle 3: Heizölverbrauch für das Anfahren des Holzvergasers	41
Tabelle 4: Leitungslängen, optimale Rohrdimensionen, Druckverluste und Investitionskosten	45
Tabelle 5: Brenngaseigenschaften im Vergleich: Biogas (60% CH ₄ u. 40% CO ₂), Erdgas und Flüssiggas (95% C ₃ H ₈ u. 5% C ₄ H ₁₀)	55
Tabelle 6: Standardauslegung [54],[17]	61
Tabelle 7: Beispielhafter Vergleich Biogasnetz mit Fernwärme	71
Tabelle 8: Ressourcenpreise der Fernwärme Güssing GmbH.....	82
Tabelle 9: Kosten für einen Abnehmer der Fernwärme in der Güssinger Fernwärme	82
Tabelle 10: Fernwärme Güssing in Zahlen [48].....	84
Tabelle 11: Anschlusspreise der Fernwärme Güssing GmbH	84
Tabelle 12: Grundpreise der Fernwärme Güssing GmbH.....	85
Tabelle 13: Arbeitspreise der Fernwärme Güssing GmbH.....	85
Tabelle 14: Messpreise der Fernwärme GmbH [21]	85

11. Anhang

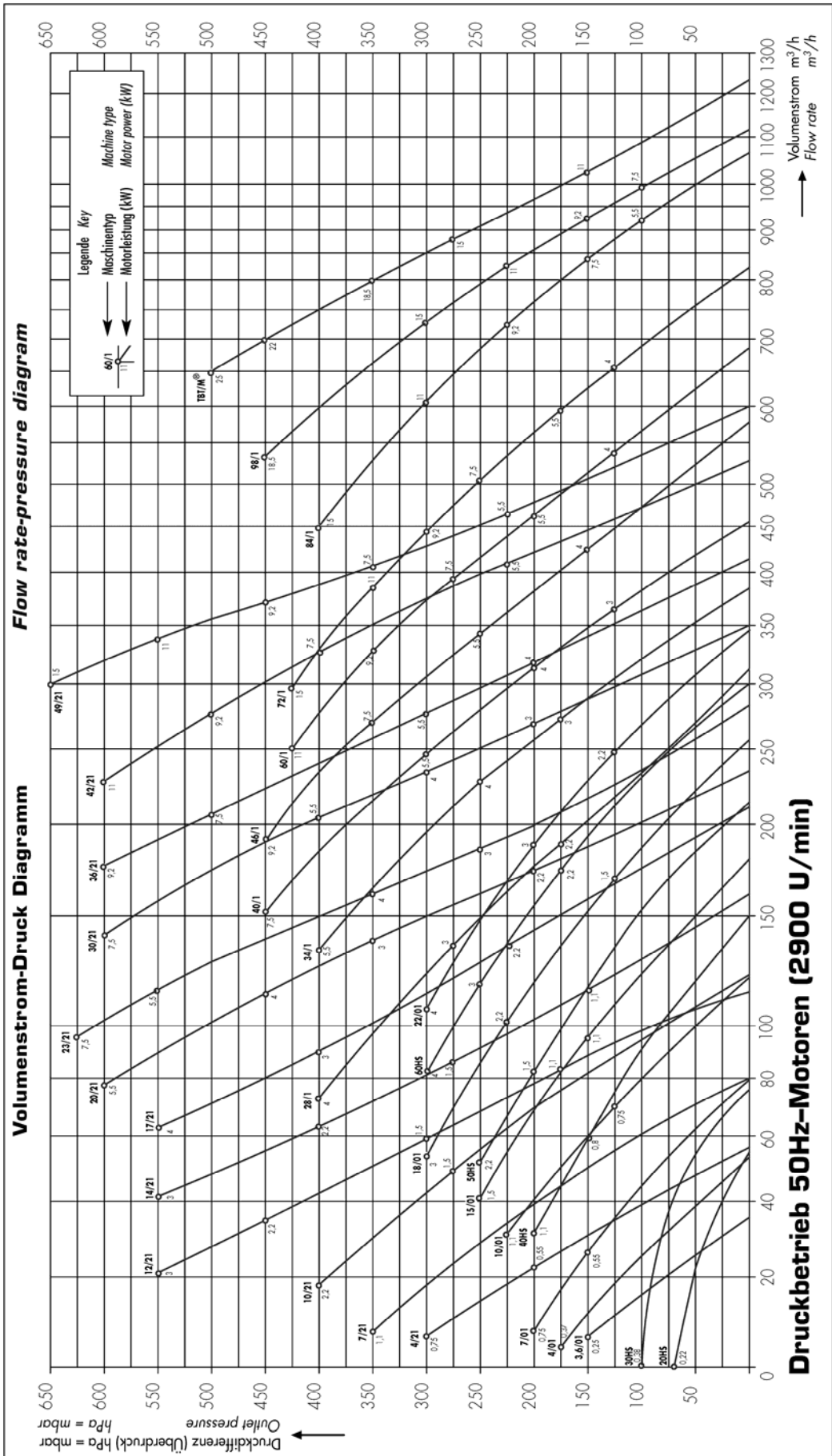


Abbildung 51: Verdichterkennlinien Seitenkanalverdichter

