NACHHALTIGwirtschaften

Energiesysteme der Zukunft

eine Initiative des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT)

Endbericht

erstellt im
September 2008

Technologie, Logistik und Wirtschaftlichkeit von Biogas-Großanlagen auf Basis industrieller biogener Abfälle

Projektnummer 812785

Auftragnehmer:

HEI Consulting GmbH

Autoren:
J. Bärnthaler, H. Bergmann, B. Drosg, D. Hornbachner,
R. Kirchmayr, G. Konrad, Ch. Resch

2. Ausschreibung der Programmlinie Energiesysteme der Zukunft

ENERGIE SYSTEME der Zukunft

Technologie, Logistik und Wirtschaftlichkeit von Biogas-Großanlagen auf Basis industrieller biogener Abfälle

Projektnummer 812785

Prüfung der logistischen, technologischen und wirtschaftlichen Machbarkeit von Biogas-Großanlagen. Entwicklung von Lösungen zur Substratbeschaffung, Anlagentechnologie, Verwertung der Fermenterrückstände und Polygeneration im Verbund mit Industrieanlagen.

Examination of the logistic, technological and economic feasibility of large-scale fermentation gas facilities. Development of solutions for substrate procurement, plant technology, utilization of the organic remainders of the facilities and poly generation in combination with industrial plants.

Projektleiter:
DI Dr. Dieter Hornbachner, HEIc Hornbachner Energie Innovation Consulting GmbH

Projektmitarbeiter:
DI Josef Bärnthaler, Energieagentur Obersteiermark
DI (FH) Harald Bergmann, Energieagentur Obersteiermark
DI Bernhard Drosg, IFA Tulln
DI Roland Kirchmayr, IFA Tulln
DI Georg Konrad, HEIc Hornbachner Energie Innovation Consulting GmbH
DI Christoph Resch, IFA Tulln (bis 31.07.2007)

Projektsupport:
Diana Köbrunner, HEIc Hornbachner Energie Innovation Consulting GmbH

Wien, im September 2008

Ausschreibung	2. Ausschreibung der Programmlinie Energiesysteme der Zukunft
Projektstart	1. März 2007
Projektende	30. Juni 2008
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	16 Monate
Redaktionsschluss Endbericht	1. September 2008
Auftragnehmer (Institution)	HEIc Hornbachner Energie Innovation Consulting GmbH
Ansprechpartner	Dieter Hornbachner
Postadresse	Ameisgasse 65, 1140 Wien
Telefon	+43/1/91 21 351-0
Fax	+43/1/91 21 351-22
E-mail	dieter.hornbachner@hei.at
Website	www.hei.at

Inhaltsverzeichnis

KURZFASSUNG X

ABSTRACT XII

PROJEKTABRISS 2

1 EINLEITUNG 7

2 ZIELE DES PROJEKTS 9

3 INHALTE UND ERGEBNISSE DES PROJEKTS 9

3.1 VERWENDETE METHODEN UND DATEN 9

3.2 BESCHREIBUNG DES STANDES DER TECHNIK 10

3.3 INNOVATIONSGEHALT DES PROJEKTES 10

3.4 PROJEKTERGEBNISSE 11

4 BRANCHENANALYSEN 14

4.1 ÜBERSICHT DER BESCHRIEBENEN UNTERNEHMEN 16

4.1.1 Brauereien 18

4.1.2 Keltereien 29

4.1.3 Brennereien 32

4.1.4 Zuckerindustrie 34

4.1.5 Stärkeerzeugung 40

4.1.6 Fruchtsaftindustrie 42

4.1.7 Molkereien 50

4.1.8 Tierkörperverwertung 57

4.1.9 Andere Branchen 65

4.1.10 Theoretische Anlagengrößen der analysierten Unternehmen 66

4.1.11 Zusammenfassung alternativer Verwertungsoptionen im Vergleich zu Biogas-Großanlagen 68

4.1.12 Vertragsvereinbarungen in der Abfallbranche 69

4.1.13 Conclusio der Branchenanalyse 71

4.2 ANALYSE UND AUSWERTUNG DER ABFALLWIRTSCHAFTLICHEN FRAGEBÖGEN 72

5 VERWERTUNG VON FERMENTATIONSRÜCKSTÄNDEN 75

5.1 GÄRRESTBEHANDLUNGSOPTIONEN VON BIOGAS-GROßANLAGEN 75

5.2 VERFAHREN ZUR GÄRRESTAUFBEREITUNG 79

5.3 GEGENÜBERSTELLUNG VON GÄRRESTBEHANDLUNGSOPTIONEN EINER BIOGAS-GROßANLAGE 82
5.3.1 Gärrestausbringung 82
5.3.2 Gärrestaufbereitung 88
5.3.3 Aerobe Abwasserbehandlung in einer Betriebskläranlage 90
5.3.4 Geeignete Absatzmärkte für Gärrest bzw. Gärrestaufbereitungsprodukte 96
5.3.5 Conclusio der Verwertung von Fermentationsrückständen 98

6 STANDORTKONZEPTE 100

6.1 POLYGENERATION UND ERDGASSUBSTITUTION 100
6.1.1 Poly- und Cogeneration sowie Erdgassubstitution 100

6.2 BIOETHANOLANLAGE PISCHELSDORF 103
6.2.1 Allgemeines 103
6.2.2 Bioethanolanlage Pischelsdorf 105
6.2.3 Beurteilung der am Standort anfallenden Fraktionen 106
6.2.4 Methanausbeuten unterschiedlicher Fraktionen 107
6.2.5 Dezentrale Schlempevergärung in umliegenden Biogasanlagen („Biogas dezentral“) 111
6.2.6 Verwertung als Futtermittel (DDGS-Produktion) 114
6.2.7 Szenarien für eine zentrale Biogas-Großanlage 116
6.2.8 Szenario 100% Schlempeverwertung in einer zentralen Biogas-Großanlage („Biogas zentral“) 118
6.2.9 Einfluss der Energiepreise auf die Wettbewerbsfähigkeit einer zentralen Biogas-Großanlage 123
6.2.10 Diskussion der Wasserrückführung 124
6.2.11 Conclusio des Standortkonzepts Pischelsdorf 125
6.2.12 Verbesserungsvorschläge für Biogas-Großanlagen 126

6.3 BRAUEREI #4 127
6.3.1 Allgemeine Verwertungsmöglichkeiten von Treber 129
6.3.2 Praxisbeispiele der Treberverwertung zu Biogas 131
6.3.3 Praxisbeispiele von Biogasanlagen im bebauten Gebiet 132
6.3.4 Genehmigungen für Biogasanlagen 137
6.3.5 Conclusio für eine Biogasanlage für Biertreber in bebautem Gebiet 137

6.4 BRAUEREI #5 137
6.4.1 Einleitung 137
6.4.2 Energiepotentiale von biogenen Restprodukten aus Brauereien 138
6.4.3 Zusammenfassung der biogenen Reststoffe aus dem Brauprozess 143
6.4.4 Energieertragspotential und Biogasertrag aus biogenen Abfallstoffen für die Brauerei #5 144
6.4.5 Energieverbrauch der Brauerei #5 147
6.4.6 Substitution von Erdgas und zugekaufter Energie 148

6.4.7 Schlussfolgerungen für die Brauerei #5 150
6.4.8 Allgemeine Schlussfolgerungen für Brauereien 151

7 INNOVATIVE GASVERWERTUNG 152

7.1 STOFFLICHE VERWERTUNG 152
7.1.1 Kohlendioxid (CO_2) 152
7.1.2 Methan (CH_4) 154
7.1.3 Conclusio der stofflichen Verwertung 157

7.2 ENERGETISCHE VERWERTUNG 158
7.2.1 Gasbetriebene Wärmepumpen 158
7.2.2 Conclusio energetische Verwertung 170
7.2.3 Biogas als Treibstoff 170
7.2.4 Allgemeines 170
7.2.5 Anforderung an die Gasqualität 171
7.2.6 Anforderungen an die Verdichtung 172
7.2.7 Emissionsvergleich fossiler Treibstoffe im Verkehrssektor 173
7.2.8 Conclusio der innovativen Gasverwertung 175

8 TECHNOLOGIEENTWICKLUNGSBEDARF 176

8.1 REALISIERBARE GRÖßEN VON BIOGAS-GROßANLAGEN 176

8.2 RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DIE TECHNOLOGIEENTWICKLUNG FÜR BIOGAS-GROßANLAGEN 177

8.3 ÖKONOMISCHE SINNHAFTIGKEIT VON INDUSTRIELLEN BIOGAS-GROßANLAGEN IM VERGLEICH ZU DEZENTRALEN BIOGASANLAGEN 178

8.4 DISKUSSION DES TECHNOLOGIEENTWICKLUNGSBEDARFS ANHAND DER VERFAHRENSSTUFEN EINER BIOGASANLAGE 178
8.4.1 Substrathandling (I) 179
8.4.1.1 Rohstofftransport 179
8.4.1.2 Substrataufbereitung 181
8.4.2 Fermentation (II) 183
8.4.3 Gärrest-Verwertung (III) 185
8.4.4 Verwertung Biogas (IV) 187

8.5 ALTERNATIVE KONZEPTE 188

8.6 DISKUSSION TECHNOLOGIEENTWICKLUNGSBEDARF 189

8.7 CONCLUSIO TECHNOLOGIEENTWICKLUNGSBEDARF 193

9 ÖKONOMISCHE SKALENEFFEKTE 194

9.1 INVESTITIONSKOSTEN UNTERSCHIEDLICHER BIOGASANLAGENGRÖßEN 194
9.1.1 Energetische Verwertungsmöglichkeiten von Biogas 197

9.1.2 Biogasanlagen mit mindestens 1 MW_{el} 198
9.1.3 Kostendegression bei Blockheizkraftwerken für Biogasanlagen 201

9.2 VARIABLE KOSTEN UNTERSCHIEDLICHER BIOGASANLAGENGRÖßEN 203
9.2.1 Arbeitszeitbedarf bei unterschiedlichen Biogasanlagengrößen 203
9.2.2 Variable spezifische Kosten unterschiedlicher Biogasanlagengrößen 206
9.2.3 Substratkosten 207
9.2.4 Gärrestkosten 208
9.2.5 Entwicklung der Treibstoffpreise 209

9.3 DISKUSSION DER ÖKONOMISCHEN SKALENEFFEKTE 210

9.4 CONCLUSIO DER ÖKONOMISCHEN SKALENEFFEKTE 213

10 DETAILANGABEN IN BEZUG AUF DIE ZIELE DER PROGRAMMLINIE 214

11 SCHLUSSFOLGERUNGEN 217

11.1 GEWONNENE ERKENNTNISSE 223

11.2 WEITERARBEIT DES PROJEKTTEAMS 224

11.3 RELEVANZ DER PROJEKTERGEBNISSE FÜR WELCHE ZIELGRUPPEN 225

12 AUSBLICK/EMPFEHLUNGEN 227

13 VERZEICHNISSE 228

13.1 LITERATURVERZEICHNIS 228

13.2 ABBILDUNGSVERZEICHNIS 244

13.3 TABELLENVERZEICHNIS 248

14 ANHANG 252

14.1 FRAGEBOGEN „ERHEBUNG DES BIOGENEN ABFALLAUFKOMMENS“ 252

14.2 KONTAKTIERTE UNTERNEHMEN „ERHEBUNG DES BIOGENEN ABFALLAUFKOMMENS“ .256

14.3 FACT SHEET „ERHEBUNG DES BIOGENEN ABFALLAUFKOMMENS“ 259

14.4 BEGLEITSCHREIBEN „ERHEBUNG DES BIOGENEN ABFALLAUFKOMMENS“ 260

14.5 ABFÄLLE DER AGRAR- UND ERNÄHRUNGSINDUSTRIE (BAWP 2006) 261

14.6 FEEDBACK ÜBERSICHT „ERHEBUNG DES BIOGENEN ABFALLAUFKOMMENS“ 265

14.7 BAU- UND ERRICHTUNGSKOSTEN FÜR GÄRRESTLAGER DER LEHNERBAU GMBH & COKG (2007) 268

14.8 BAU- UND ERRICHTUNGSKOSTEN FÜR GÄRRESTLAGER DER WOLF SYSTEMBAU GESMBH (2007) 269

14.9 GRÜNLANDFLÄCHEN IN NIEDERÖSTERREICH (INVEKOS 2005) 270
14.10 ACKERFLÄCHEN IN NIEDERÖSTERREICH (INVEKOS 2005) 271
14.11 SPEZIFISCHE TRANSPORTKOSTEN 272
14.12 WIRTSCHAFTLICHKEITSBERECHNUNG EINER 500 kW_{EL} BOGASANLAGE 273
14.13 ERFORDERLICHE GENEHMIGUNGSUNTERLAGEN FÜR EINE BIOGASANLAGE (BMWA 2003) 274
14.14 KATEGORIEN GEMÄß VERORDNUNG (EG) NR. 1774/2002 275
14.15 INVESTITIONSKOSTEN FÜR CONTAINER-BHKW (ETAONE HOLDING GMBH 2008) 282
14.16 VARIABLE KOSTEN FÜR BIOGAS-GROßANLAGEN 282

Kurzfassung

In Österreich existieren 340 Biogasanlagen mit einer elektrischen Leistung bis zu 1 MW (E-CONTROL 2008). International, etwa in Deutschland, ist ein Trend zu größeren Anlagenleistungen beobachtbar. Der Preisanstieg der Substrate in der jüngeren Vergangenheit hat die Wirtschaftlichkeit vieler Anlagen in Österreich jedoch zum Teil erheblich beeinträchtigt und den Ausbau der Biogasanlagen praktisch zum Erliegen gebracht.

Ziel der Studie war es, zu klären, ob Biogas-Großanlagen im Verbund mit Industrieanlagen wirtschaftlich betrieben werden können und auf diese Weise ein neues Marktsegment für die Biogastechnologie entstehen kann. Inhalt der Studie war daher die Prüfung der logistischen, technologischen und wirtschaftlichen Machbarkeit von Biogas-Großanlagen, die auf Basis biogener industrieller Abfälle betrieben werden. Es wurden Lösungen zur Substratbeschaffung, Anlagentechnologie, Verwertung der Fermentationsrückstände und Polygeneration im Verbund mit Industrieanlagen entwickelt. Es wurden die in Industrieanlagen anfallenden biogenen Abfallmengen erhoben.

Im Zuge der Branchenanalyse der Abfallsituation in der österreichischen Lebensmittelindustrie wurden 63 ausgewählte Unternehmen kontaktiert. Es zeigte sich, dass die Lebensmittelindustrie fast ausschließlich „abfallfrei“ produziert. Größere Mengen (>1000 t/a) stehen österreichweit nur an vier Standorten zur Verfügung. Die für Biogas-Großanlagen (ab 500 kW_{el}) zur Verfügung stehenden biogenen Abfallmengen sind somit relativ niedrig und beschränken sich auf wenige Standorte.

Die Studie zeigte, dass die Verwertung der Fermentationsrückstände von entscheidender Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit einer Biogas-Großanlage ist. Aufgrund der großen Stoffströme sind im unmittelbaren Umfeld der Industrieanlagen große landwirtschaftliche Flächen für die Gärrest- bzw. Düngerausbringung erforderlich. Alternativ kann der Gärrest zu Düngerkonzentrat aufbereitet werden, was zwar Transportkosten senkt, aber eine kostenintensive Aufbereitung erfordert.

Es wurden drei mögliche Standorte - davon zwei Brauereien und die Bioethanolanlage Pischelsdorf - bezüglich ihrer Eignung für einen Verbundbetrieb mit einer Biogas-Großanlage analysiert. Die Vergärung der biogenen Reststoffe in dezentralen Biogas-Kleinanlagen wäre aufgrund der hohen Transportkosten deutlich teurere als in einer Biogas-Großanlage.

Die Berechnungen unterschiedlicher Verwertungsvarianten der Fermentationsrückstände für den Standort Pischelsdorf zeigten, dass die aerobe Abwasserreinigung in einem ähnlichen Kostenbereich wie die Gärrestaufbereitung mit Feststofftrennung, anschließender Filtration und Umkehrosmose liegt.

Für Biogas-Großanlagen ist eine Gärrestaufbereitung z.B. zu Düngerkonzentrat jedenfalls sinnvoll, sofern nicht große landwirtschaftliche Flächen in unmittelbarer Nähe der Anlage zur Verfügung stehen. Hinsichtlich der Gärrestaufbereitung, des Reststoffmanagements und der Wertstoffrückgewinnung besteht jedoch noch ein erheblicher Technologieentwicklungsbedarf.

Abstract

There are about 340 biogas plants in Austria with an electrical power up to 1 MW (E-CONTROL 2008). Internationally, e.g. in Germany, a tendency towards larger biogas plants can be observed. However, increasing substrate prices impair the economy of many biogas plants in Austria as well as the development of the whole biogas sector.

Aim of the study was to verify the economic efficiency of large-scale biogas plants in context with industrial facilities as substrate suppliers. The main point of this study was to investigate transport logistics as well as technological and economical feasibility of large-scale biogas plants, operated on basis of biogenous industrial wastes.

Different solutions for raw material supply, plant technology and utilization of digestate by polygeneration were verified. The potential quantities of biogenous waste from various industrial facilities were investigated.

In the course of the branch analysis of the waste situation in the Austrian food industry, 63 selected enterprises were contacted. It was noted, that the food industry produces almost „waste-free“. Significant amounts of biogenous waste (>1000 t/a) are only available at four industrial enterprises in Austria. Thus, the required amounts for large-scale biogas plants (>500 kWel) are rather low and only available at very few sites.

Moreover, the study showed, that the utilization of digestate has significant influence on the economic efficiency of biogas plants. Due to the high amount of material flow, large-scale biogas plants require huge agricultural areas for spreading of digestate. A reduction of spreading costs can be achieved by the production of concentrated fertilizer, although this technology requires high investment and operating costs.

Three possible locations - two breweries and the bioethanol plant in Pischelsdorf - were analyzed concerning their suitability for a large-scale biogas plant. The comparative study showed, that due to high transport costs, the fermentation of the biogene residuals in decentralized (small-scale) biogas plants would be clearly more expensive, than in a large-scale biogas plants.

Calculations of various utilization strategies of digestate for the location Pischelsdorf showed that the aerobe treatment of digestate has a similar cost range as the production of biological fertilizer including solid separation, filtration and reverse osmosis.

The treatment of digestate to concentrated fertilizer is an ecologically worthwhile solution for large-scale biogas plants, particularly if there are no large agricultural areas for direct spreading of digestate available. However, the treatment of digestate, the slurry management as well as the recuperation of nutrients are still substantial technology development areas.

Projektabriss

Ausgangssituation

Die durchschnittliche elektrische Leistung der in Österreich in Betrieb befindlichen 340 Biogasanlagen (Stand August 2008; ENERGIE-CONTROL GMBH 2008) liegt bei 297 kW während sie beispielsweise in Deutschland bei über 300 kW liegt (Stand 2007). Die damals größte Biogasanlage Europas wurde im Jahr 2004 in St. Veit an der Glan, Kärnten, mit 1 MW_{el} errichtet und wird primär mit Mais betrieben. Die Gründe für diese „kleinere" österreichische Anlagenstruktur liegen unter anderem in der typischen Größe landwirtschaftlicher Einheiten und der bei größeren Anlagen zunehmend aufwendiger werdenden Transportlogistik. Viele Biogasanlagen setzen industrielle biogene Abfälle nur ergänzend als Substrate ein. Es sind nur zwei Biogasanlagen bekannt, die ausschließlich mit biogenen Abfällen betrieben werden. Bislang ist es Praxis, industrielle organische Abfälle überwiegend stofflich – z.B. als Futtermittel – zu verwerten.

International, etwa in Deutschland, ist ein Trend zu größeren Anlagenleistungen beobachtbar. Der Preisanstieg der Substrate in der jüngeren Vergangenheit hat die Wirtschaftlichkeit vieler Anlagen in Österreich jedoch zum Teil erheblich beeinträchtigt und den Ausbau der Biogasanlagen praktisch zum Erliegen gebracht.

Inhalte und Zielsetzung

Ziel der Studie war es, zu klären, ob Biogas-Großanlagen im Verbund mit Industrieanlagen wirtschaftlich betrieben werden können und auf diese Weise ein neues Marktsegment für die Biogastechnologie entstehen kann. Inhalt der Studie war daher die Prüfung der logistischen, technologischen und wirtschaftlichen Machbarkeit von Biogas-Großanlagen, die auf Basis biogener industrieller Abfälle betrieben werden. Es wurden Lösungen zur Substrat-beschaffung, Anlagentechnologie, Verwertung der Fermenterrückstände und Polygeneration im Verbund mit Industrieanlagen entwickelt. Es wurden die in Industrieanlagen anfallenden biogenen Abfallmengen erhoben.

Die Studie soll eine Aussage gestatten, ob und unter welchen Voraussetzungen die Errichtung von Biogas-Großanlagen auf Basis industrieller biogener Abfälle sinnvoll ist und welchen Beitrag diese Anlagen zu einer nachhaltigen Energieversorgung Österreichs leisten können.

Die Inhalte des Projekts waren anfänglich in acht Arbeitspaketen (AP) strukturiert. Im Zuge der Projektrealisierung wurde das AP4 „Polygeneration und Erdgassubstitution" vollinhaltlich in das AP7 „Vergleich Standortkonzepte" integriert. Die ursprüngliche Nummerierung der Arbeitspakete wurde beibehalten.

AP1: Branchenanalyse Abfallsituation

In Österreich gibt es keine konsistente Datengrundlage zum Aufkommen industrieller biogener Abfälle, den vorherrschenden Preisstrukturen für Verwertung und Entsorgung, sowie ihrer Verfügbarkeit für die Biogaserzeugung und dem sich daraus ergebenden Biogaspotenzial. Die Branchenanalysen sollte daher die absoluten Mengen der biogenen Abfälle, die Verteilung auf die Standorte der untersuchten Branchen sowie die erzielten Erlöse bzw. die anfallenden Kosten darstellen.

AP2: Verwertung Fermentationsrückstände

Die Möglichkeiten der Entsorgung von Fermentationsrückständen abseits naher landwirtschaftlicher Flächen und die damit verbundenen Kosten sollen unter Berücksichtigung der ökologischen Bilanz geprüft werden.

AP3: Technologieentwicklungsbedarf

Im Zuge des Arbeitspakets sollte aufgezeigt werden, bis zu welcher maximalen Größe Biogasanlagen sinnvoll verwirklichbar sind und in welchen Prozessschritten die verfügbare Technologie noch nicht weit genug fortgeschritten oder zu teuer ist.

AP4: Polygeneration und Erdgassubstitution, AP7: Vergleich Standortkonzepte

Mit Schwerpunkt auf die ökonomische Machbarkeit und eine hohe Gesamtenergieeffizienz sollten anhand von drei Industriestandorten mit hohem biogenen Abfallaufkommen die Möglichkeiten einer energetisch effizienten Verwertung des erzeugten Biogases diskutiert werden. Als Ergebnis des AP4/AP7 sollten eine detaillierte Beurteilung eines Großanlagenprojekts und gegebenenfalls Verbesserungsvorschläge vorliegen.

AP5: Nicht-energetische, stoffliche Verwertung des Biogases

Dieses Arbeitspaket sollte klären, ob eine stoffliche Verwertung des Biogases möglich und ökonomisch sinnvoll ist.

AP6: Ökonomische Skaleneffekte

Im Rahmen des AP6 sollte abgeschätzt werden, in welchem Ausmaß die Kosten der Biogas-Produktion in Großanlagen gegenüber typischen Kleinanlagen gesenkt werden können.

AP8: Projektmanagement und Qualitätssicherung

Das AP8 umfasste die organisatorische Gesamtleitung, die Qualitätssicherung, die Durchführung der internen Workshops sowie die Verfassung der Projektberichte.

Methodische Vorgehensweise

Die methodische Vorgehensweise zur Durchführung der jeweiligen Arbeitspakete unterscheidet sich nur geringfügig und besteht im Wesentlichen aus:

- Literaturrecherche und Fachgespräche mit ExpertInnen,
- Sammlung und Diskussion von z.B. Entsorgungsstrategien,
- Identifizierung von z.B. günstigen Technologiekonzepten,
- Gegenüberstellung und vertiefende Prüfung der Lösungsansätze,
- Bewertung (Evaluierung) der Ergebnisse.

Im Zuge der Projektdurchführung wurden 8 Workshops mit den Projektteilnehmern abgehalten. Zeitpunkt und inhaltliche Schwerpunkte der Workshops sind in nachfolgender Tabelle 1 aufgelistet.

Tabelle 1: Abgehaltene Workshops und Schwerpunkte

Workshop	Datum	Schwerpunkte
1.	13.03.2007	Kick-Off-Meeting; Arbeitspakete diskutiert, Zielsetzungen festgelegt
2.	22.05.2007	Branchenanalyse, Polygeneration, stoffliche Verwertung
3.	11.07.2007	Branchenanalyse, Standortkonzept Pischelsdorf, stoffliche Verwertung
4.	21.09.2007	Branchenanalyse, Standortkonzept Pischelsdorf, stoffliche Verwertung
5.	31.10.2007	Fermentationsrückstände, Standortkonzepte Brauerei #4 und #5, Wirtschaftlichkeit, Projektmanagement
6.	14.01.2008	Fermentationsrückstände, Standortkonzept Pischelsdorf, Brauerei #4 und #5, Wirtschaftlichkeit, Projektmanagement
7.	10.04.2008	Fermentationsrückstände, Standortkonzept Pischelsdorf, Brauerei #4 und #5, Technologieentwicklungsbedarf, Polygeneration und Erdgassubstitution,
8.	05.05.2008	Technologieentwicklungsbedarf, Standortkonzept Pischelsdorf, Polygeneration und Erdgassubstitution und Brauerei#5, Wirtschaftlichkeit und Projektmanagement

Für das Kapitel 4 (Branchenanalyse Abfallsituation) wurde eine Datenerhebung zur biogenen Abfallsituation mittels Fragebogen durchgeführt. Der Fragebogen wurde gemeinsam mit einem „Fact Sheet“ und einem Begleitbrief an zuvor telefonisch kontaktierte InterviewpartnerInnen in ausgewählten Unternehmen versandt. Die erstellten Branchenanalysen wurden den namentlich beschriebenen Unternehmen zur Verfügung gestellt.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Im Zuge der Branchenanalyse über die Abfallsituation in der österreichischen Lebensmittelbranche wurden 63 ausgewählte Unternehmen kontaktiert. 24 dieser Unternehmen aus 10 Branchen nahmen an der Datenerhebung mittels Fragebogen teil. Es zeigte sich, dass die Lebensmittelindustrie fast ausschließlich „abfallfrei“ produziert. So wird z.B. das Ketchup der Firma S.Spitz GmbH aus angeliefertem Tomatenmark produziert. Als biogene Abfälle fallen hierbei nur geringe Mengen von Fehlproduktionen, oder ähnlichem an.

Bei der Verwertung der Fermentationsrückstände sind drei Verwertungsvarianten – Gärrestausbringung auf landwirtschaftliche Flächen, aerobe Abwasserreinigung sowie die Gärrestaufbereitung – denkbar. Bei der Gärrestausbringung sind große landwirtschaftliche Flächen mit hohem Nährstoff- bzw. Düngebedarf notwendig, die in der Praxis nur an den wenigsten Standorten verfügbar sein werden. Zusätzlich sind hohe Transportkosten zu berücksichtigen. Bei der aeroben Abwasserreinigung ist das Vorhandensein von Kohlenstoffquellen entscheidend. Die Berechnungen für dem Standort Bioethanolanlage Pischelsdorf zeigten aber auch, dass die aerobe Abwasserreinigung mit geschätzten Kosten von rund 5,2 Mio. € bis 9,4 Mio. € pro Jahr am in einem ähnlichen Kostenbereich wie die Gärrestaufbereitung mit rund 6,3 Mio. €/a liegt. Die Gärrestaufbereitung sieht zuerst eine

Feststoffabtrennung vor. Anschließend werden die Kolloide und Schwebeteilchen durch Ultrafiltration abgetrennt, und schließlich die Ionen (bzw. Salze) und kleineren Kolloide durch Umkehrosmose entfernt. Die Gärrestaufbereitungstechnologie ist jedoch noch nicht wirklich ausgereift und wurde erst in wenigen Anlagen installiert. Dementsprechend ist auch die Kostenrechnung nicht einfach und es musste hier auf die Herstellerangaben vertraut werden. Am Standort Pischelsdorf wurde eine weitere Variante der Vergärung in dezentralen Anlagen („Biogas dezentral“) berechnet, welche jedoch kein wirtschaftlich attraktives Modell darstellte. Die hohen Transportkosten waren hierbei der ausschlaggebende Faktor für die Unwirtschaftlichkeit dieser Variante. Eine zentrale Vergärung in einer Biogas-Großanlage bzw. die Futtermittelproduktion sind wesentlich wirtschaftlicher. Letztere ist zurzeit die wirtschaftlich profitabelste Variante am Standort Pischelsdorf.

Hinsichtlich der stofflichen Verwertung von Biogas zeigten die durchgeführten Recherchen, dass vor allem die Methanolerzeugung aus Methan sowie die Düngung von Gewächshäusern mit CO_2 (aus Abscheidung oder durch Verwendung des Abgases aus BHKWs oder der Verbrennung) interessante Optionen sind. Bei herkömmlichen BHKWs kann durch Nutzung der Abgase die Effizienz weiter gesteigert werden. Anzustreben sind Synergien mit landwirtschaftlichen Betrieben (Gärtnereien, Algenproduktion etc.), um eine vor Ort-Nutzung des anfallenden CO_2 zu realisieren. Weitere innovative Verwertungsmöglichkeiten sind mit Biogas bzw. Biomethan betriebene Gaswärmepumpen sowie Biogastankstellen. Aktuell sind zwei Biogastankstellen – jeweils eine in Niederösterreich sowie in Salzburg – in Betrieb. Gaswärmepumpen könnten wiederum aufgrund der zukünftigen klimatischen Veränderungen und ständig steigenden Anforderungen an das Innenklima in Gebäuden eine wichtige Rolle spielen. Zusätzlich weisen Gaswärmepumpen auch volkswirtschaftlich betrachtet Vorteile gegenüber konventionellen Heiz- und Kühlsystemen hinsichtlich Primärenergieeinsatz und Emissionsbilanz auf.

Eine besonders attraktive Verwertungsmöglichkeit für Biogas stellt die direkte Vermarktung von Biogas an die Endverbrauchern dar. Es besteht auf diese Weise die Chance, bei relativ geringen Kosten deutlich höhere Erträge zu erwirtschaften, als bei der Stromerzeugung zu staatlich vorgegebenen, oft nicht kostendeckenden Fixtarifen (HEI Consulting GmbH 2008).

Als Schwerpunkte des Technologieentwicklungsbedarfs für Biogas-Großanlagen kristallisierten sich die Gärrestaufbereitung, das Reststoffmanagement, sowie die Wertstoffrückgewinnung heraus. Im Bereich der Substratausnützung ist – wie Untersuchungen der aktuell funktionstüchtigen Biogasanlagen zeigen - noch ein gewisses Potential vorhanden. Hier sind im Besonderen die Hydrolyse-Vorstufe und die weitere Entwicklung von Hochleistungsfermentern zur Verringerung der Aufenthaltszeit zu nennen. Neben dem Technologieentwicklungsbedarf sind jedoch auch Logistikkonzepte für Transport - von Substrat oder Gärrest – sowie deren Lagerung sehr wichtig.

Biogas-Großanlagen benötigen in der Regel große landwirtschaftliche Flächen. Einerseits für die Gärrest- bzw. Düngerausbringung, andererseits zum Anbau für die hohen Substratmengen für den Fall, dass in den Anlagen auch nachwachsende Rohstoffe z.B. Energiemais

eingesetzt werden. Dieser Flächenbedarf für die Substratproduktion wäre beim reinen Einsatz von biogenen Abfällen aus Industrieanlagen nicht gegeben. Für die Gärrestausbringung wären dennoch große landwirtschaftliche Flächen benötigt. Wenn eine Gärrestaufbereitung Anwendung findet, so werden nur mehr Düngerkonzentrate auf den landwirtschaftlichen Flächen ausgebracht, was die Transportkosten deutlich reduzieren würde, bzw. größere Transportstrecken ermöglicht.

Biogas-Großanlagen benötigen hohe Personal- und Entsorgungskapazitäten. Dies steht im Widerspruch zur kleinstrukturierten, österreichischen Landwirtschaft. Daher sind Biogas-Großanlagen nur von entsprechend großen Unternehmen betreibbar, die über die notwendigen personellen sowie finanziellen Ressourcen verfügen. Aufgrund niedriger Ökostrom-Tarife bzw. des Fehlens eines „Ökogasgesetzes“ für die Biogas-Netzeinspeisung, sind derzeit die wirtschaftlichen Bedingungen für Biogas-Großanlagen in Österreich unattraktiv. In direktem Verbund mit Industrieunternehmen, die biogenen Reststoffe produzieren, aber auch Strom, Wärme und/oder Gas aus der Biogas-Anlage zu attraktiven Bedingungen abnehmen, können diese Anlagen dennoch bereits heute wirtschaftlich Sinn machen. Die Branchenanalyse und die berechneten Fallstudien zeigten, dass die derzeit angewandten Verwertungswege für die biogenen Abfälle in der Regel (noch) wirtschaftlich lukrativer sind. Dies wird sich jedoch durch weiter steigende Energiepreise möglicherweise sehr rasch ändern. Schlechtere Marktchancen für die konventionellen Verwertungswege der biogenen Abfälle (z.B. Preisverfall bei Futtermitteln) können ebenfalls dazu beitragen, dass Biogas-Großanlagen an wirtschaftlicher Attraktivität gewinnen.

Ausblick

Biogas-Großanlagen können unter bestimmten Rahmenbedingungen ein wirtschaftlich attraktives Geschäftsmodell darstellen. Da in Österreich jedoch nur an wenigen Standorten hohe biogene Abfallaufkommen zur Verwertung zur Verfügung stehen, ist auch in den nächsten Jahren mit keiner größeren Anlagenzahl zu rechnen. Für Staaten mit hoher landwirtschaftlicher Produktion und entsprechend großen Produktionseinheiten können Biogas-Großanlagen jedoch sehr attraktiv sein. Da es insbesondere im Bereich der Gärrestaufbereitung noch erheblichen Forschungs- und Technologieentwicklungsbedarf gibt, könnte sich hier der heimische Anlagenbau, die Chancen nutzen und einen Wettbewerbsvorteil erarbeiten.

1 Einleitung

Einführung in die Thematik

In Österreich fielen im Jahr 2004 biogene Abfälle in der Größenordnung von etwa 546.300 t an (BUNDESABFALLWIRTSCHAFTSPLAN 2006). Das sind etwa 67 kg pro Einwohner. Diese biogenen Abfälle wurden primär in aeroben, biotechnischen Behandlungsanlagen (Kompostierungsanlagen) behandelt. Meist werden diese danach als Kompost, also nicht energetisch genutzt, in den natürlichen Stoffkreislauf zurückgeführt. In Österreich existieren 539 dieser Anlagen mit einer Gesamtkapazität von ca. 1,3 Mio. t/a. Zusätzlich wurden etwa 50.000 - 60.000 t biogener Abfälle in vier großen Verbandsanlagen vergoren. Die restlichen Mengen wurden in landwirtschaftlichen Biogasanlagen behandelt (LEBENSMINISTERIUM 2006a).

Tabelle 2 stellt das bundesweite Aufkommen biogener Abfälle dar. Der größte Anteil mit fast 45% (836.000 t) entfällt auf die Nahrungs- und Genussmittelabfälle. Darunter fallen beispielsweise Rübenschnitzel, Hopfentreber, Getreideschlempe und Trester. Fettabfälle (299.000 t), Abfälle aus Tierhaltung und Schlachtung (331.000 t) und „andere Abfälle“ (302.000 t) stellen jeweils zwischen etwa 15% und 18% des Aufkommens dar (LEBENSMINISTERIUM 2006a). Eine detaillierte Beschreibung der Abfälle der Agrar- und Ernährungsindustrie ist in Kapitel 4 wiedergegeben.

Tabelle 2: Bundesweites Aufkommen an Abfällen 2004 nach ÖNORM S2100 (LEBENSMINISTERIUM 2006a)

Nr.	Gruppenbezeichnung	Aufkommen gesamt [in 1.000 t]
11	Nahrungs- und Genussmittelabfälle	836
12	Abfälle pflanzlicher und tierischer Fetterzeugnisse	299
13	Abfälle aus der Tierhaltung und Schlachtung	331
14	Häute und Lederabfälle	119
19	Andere Abfälle aus der Verarbeitung und Veredelung tierischer und pflanzlicher Produkte	302
	Gesamt	**1.887**

Vorarbeiten zum Thema

Während des EdZ-Projekts „Rechtliche, wirtschaftliche und technische Voraussetzungen für die Biogas-Netzeinspeisung in Österreich“ - EdZ-Projektnummer 807712 - wurde die Biogasnetzeinspeisung in Österreich beschrieben. Daraus entstammt auch die Projektidee zu dieser Studie. Denn im Zuge dieses Projektes wurde die Frage aufgeworfen, ob bei

großen Industriebetrieben in Österreich, welche landwirtschaftliche Produkte in einer große Menge weiterverarbeiten, nicht auch große Mengen an biogenen Reststoffen bzw. Abfällen vor Ort anfallen. Dies sind zum Beispiel Brauereien, Molkereien, etc.

Schwerpunkte der Arbeit

Die Schwerpunkte der Arbeit in diesem EdZ-Projekt können in drei große Gruppen unterteilt werden.

- Erhebung der anfallenden biogenen Reststoffmengen in den ausgewählten Branchen
- Beschreibung der Verwertung von Fermentationsrückständen
- Beschreibung des zukünftigen Technologieentwicklungsbedarfs

Gleichsam wurden nicht-energetische, stoffliche Verwertungsmöglichkeiten für Biogas näher beschrieben. Im Rahmen der Standortkonzepte wurde auch die Polygeneration und Erdgassubstitution diskutiert. Abschließend wurde ein wirtschaftlicher Vergleich von Biogasanlagen unterschiedlicher Größe, bezogen auf die elektrische Leistung, durchgeführt.

Einpassung in die Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“

In der Programmlinie des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie spielt die Verbindung der „Energiesysteme der Zukunft“ mit dem Begriff Nachhaltigkeit eine zentrale Rolle. Die Nachhaltigkeit, mit Ihren drei Säulen - Ökologie, Ökonomie und Soziales - wird vor allem im Bereich der erneuerbaren Energie sichtbar. Die Ökologie wird durch die Substitution fossiler Energie, z.B. Erdöl und Erdgas, durch erneuerbare Energie, hier Biogas, erfüllt. Der Bereich Ökonomie wird dadurch abgedeckt, dass zukünftig die Wertschöpfung in der Region bleibt, bzw. deren Abfluss sehr stark eingedämmt wird. Und hier knüpft auch der Begriff Soziales an. Denn durch die steigende regionale Wertschöpfung kommt es wiederum zu mehr Investitionen und dadurch zu einer zusätzlichen Beschäftigung.
Die Biogasnutzung verbindet diese drei Wertvorstellungen in außerordentlichem Maße und kann daher klar eine hohe Nachhaltigkeit für sich in Anspruch nehmen.

Aufbau des Endberichts

Der Inhalt und Aufbau des Endberichts spiegelt die im Laufe des Projekts bearbeiteten Arbeitspakete wieder. So werden zu Beginn Informationen zu den verwendeten Methoden und Daten gegeben. Danach folgen die Branchenanalyse und eine Beschreibung des Standes des Wissens bei der Verwertung der Fermentationsrückstände. Daran anschließend sind Standortkonzepte von Unternehmen, welche im Rahmen dieser Studie erhoben werden konnten, dargestellt. Die innovative Gasverwertung, sowie der Technologieentwicklungs-bedarf, befinden sich anschließend. Die ökonomischen Skaleneffekte Bezug nehmend auf Biogas-Großanlagen wurden danach formuliert. Schlussfolgerungen und Empfehlungen schließen diese Studie inhaltlich.

2 Ziele des Projekts

Ziel des Projektes war es, die Realisierungsmöglichkeiten von Biogas-Großanlagen im Verbund oder Nahbereich von Betrieben mit theoretisch hohem biogenen Abfallaufkommen umfassend zu untersuchen. Es sollte vor allem die Substratverfügbarkeit geprüft, der spezifische Technologieentwicklungsbedarf ermittelt, und die besonderen Anforderungen an die Entsorgungslogistik der Fermentationsrückstände untersucht und die Wirtschaftlichkeit derartiger Großanlagen abgeschätzt werden. Die Studie sollte eine klare Aussage ermöglichen, ob und unter welchen Voraussetzungen die Errichtung von Biogas-Großanlagen auf Basis industrieller biogener Abfälle sinnvoll ist und welchen Beitrag diese Anlagen zu einer nachhaltigen Energieversorgung Österreichs leisten können.

3 Inhalte und Ergebnisse des Projekts

Das Projekt hatte im Wesentlichen folgende Themen zum Inhalt:

- Identifikation der Branchen und Unternehmen mit hohem biogenem Abfallaufkommen. Auswertung der branchenspezifischen Möglichkeiten der Biogaserzeugung und Ermittlung der Struktur des Abfallaufkommens.
- Ermittlung der konkurrenzierenden Verwertungswege für biogene Abfälle, der typischen Preisniveaus für die Abfälle und der tatsächlichen anteiligen Verwertungsmöglichkeiten für die Biogaserzeugung.
- Diskussion der Entsorgungsmöglichkeiten, -logistik und –kosten bei industriellen Biogasanlagen und der gesteigerten Anforderungen bei Biogas-Großanlagen.
- Darstellung der technologischen Anforderungen an Biogas-Großanlagen und Diskussion möglicher Entwicklungsoptionen. Beschreibung des Technologieentwicklungsbedarfs.
- Darstellung von Standortkonzepten und branchenspezifische Beschreibung der Poly-generation und Erdgassubstitution. Sowie Beschreibung der nicht-energetischen, stofflichen Verwertung des Biogases.
- Skaleneffekte und erhöhte Wirtschaftlichkeit bei der Errichtung von Biogas-Großanlagen.
- Diskussion unterschiedlicher Standortkonzepte einer Biogas-Großanlage am Beispiel der Schlempen-Entsorgung einer Bioethanolanlage.

3.1 Verwendete Methoden und Daten

Die in diesem Projekt verwendeten Methoden und Daten können in drei große Teilbereiche eingeteilt werden, und zwar sind dies:

- Fragebogenanalyse zum Thema Abfallaufkommen
- Expertengespräche und Firmenfeedback
- Literatur- und Datenrecherche

Fragebogenanalyse zum Thema Abfallaufkommen

Elementar für diese Studie bzw. für die Erhebung theoretischer Abfallmengen an biogenen Reststoffen bzw. Abfällen in den beschriebenen Unternehmen war die Erstellung und Auswertung eines eigens dafür geschaffenen Fragebogens. Dieser ist in Anhang 14.1 im Original wiedergegeben. (Wir möchten uns hierbei bei den kooperierenden Unternehmen sehr herzlich für Ihre Unterstützung bedanken.)

Expertengespräche und Firmenfeedback

Im Zuge des Projektes konnten auch wichtige Informationen von externen Experten eingeholt werden, bei welchen wir uns hierfür noch einmal bedanken möchten. Dies sind:

- DI Dr. Josef Dörfler, MBA
- DI Carsten Meiss (Wolf Systembau GmbH)
- Prof. Walter Graf
- DI Martin Schildböck (Niederösterreichische Landwirtschaftskammer)

Literatur- und Datenrecherche

Alle weiteren Informationen wurden aus bestehendem Datenmaterial, welches im Literatur- und Quellenverzeichnis wiedergegeben wurde, bezogen.

3.2 Beschreibung des Standes der Technik

Die Einteilung von Biogas-Großanlagen kann theoretisch nach zwei Kriterien unterschieden werden. Entweder können diese nach der Menge der eingesetzten biogenen Rohstoffe, oder nach deren elektrischer Leistung eingeteilt werden. Das bedeutet also, dass z.B. eine Biogas-Großanlage rund 50.000 Molke einsetzt, jedoch die elektrische Leistung nur rund 500 kW beträgt (z.B. Landfrisch Molkerei Wels). Es kann jedoch die Menge des biogenen Inputs geringer, aber deren energetisches Produktionspotenzial hoch sein, wie dies z.B. beim Einsatz von Fetten der Fall ist. Diese Arbeit beschäftigt sich jedoch grundsätzlich nur mit der theoretischen Inputmenge von biogenen Abfällen in eine Biogas-Großanlage. Damit werden Anlagen, in welchen hauptsächlich Energiepflanzen eingesetzt werden, wie dies z.B. in Penkun bzw. Güstrow mit umgerechnet jeweils rund 20 MW_{el} (letztere sieht jedoch Gaseinspeisung vor) der Fall ist, nicht berücksichtigt.

3.3 Innovationsgehalt des Projektes

Das gegenständliche Projekt gibt Aufschluss über die Realisierungsmöglichkeiten von Biogas-Großanlagen auf Basis industrieller biogener Abfälle und alle damit zusammenhängenden Aspekte. Es zeigte sich, dass aktuell die in Österreich anfallenden Mengen an biogenen Reststoffen entweder stofflich oder energetisch verwertet werden. Die Analyse ergab, dass einige untersuchte Unternehmen ihre Produktion bezüglich der Abfälle schon optimiert haben. Und zwar insofern, dass Sie nahezu abfallfreie produzieren, wie z.B. die Firma S.Spitz GmbH. Dies bedeutet, dass durch das gegenständliche Projekt eine

aktualisierte und übersichtliche Darstellung von branchenspezifischen biogenen Abfallmengen vorliegt. Weiters wurden drei Standortkonzepte zweier unterschiedlicher Branchen (der Bioethanolproduktion und der Brauereien) untersucht. Hierbei wurde deren aktueller Verwertungsweg beschrieben, sowie alternative Möglichkeiten (z.B. der innovativen Treberverwertung im innerstädtischen Bereich) dargestellt.

3.4 Projektergebnisse

Im Zuge der Branchenanalyse über die Abfallsituation in der österreichischen Lebensmittelbranche wurden 63 ausgewählte Unternehmen kontaktiert. 24 dieser Unternehmen aus zehn Branchen nahmen an der Datenerhebung mittels Fragebogen teil. Es zeigte sich, dass die Lebensmittelindustrie fast ausschließlich „abfallfrei“ produziert. So wird z.B. das Ketchup der Firma S.Spitz GmbH aus angeliefertem Tomatenmark produziert. Als biogene Abfälle fallen hierbei nur geringe Mengen von Fehlproduktionen, oder ähnlichem an.

Bei der Verwertung der Fermentationsrückstände sind drei Verwertungsvarianten – Gärrestausbringung auf landwirtschaftliche Flächen, aerobe Abwasserreinigung sowie die Gärrestaufbereitung – denkbar. Bei der Gärrestausbringung sind große landwirtschaftliche Flächen mit hohem Nährstoff- bzw. Düngebedarf notwendig, die in der Praxis nur an den wenigsten Standorten verfügbar sein werden. Zusätzlich sind hohe Transportkosten zu berücksichtigen. Bei der aeroben Abwasserreinigung ist das Vorhandensein von Kohlenstoffquellen entscheidend. Die Berechnungen für dem Standort Bioethanolanlage Pischelsdorf zeigten aber auch, dass die aerobe Abwasserreinigung mit geschätzten Kosten von rund 5,2 Mio. € bis 9,4 Mio. € pro Jahr am in einem ähnlichen Kostenbereich wie die Gärrestaufbereitung mit rund 6,3 Mio. €/a liegt. Die Gärrestaufbereitung sieht zuerst eine Feststoffabtrennung vor. Anschließend werden die Kolloide und Schwebeteilchen durch Ultrafiltration abgetrennt, und schließlich die Ionen (bzw. Salze) und kleineren Kolloide durch Umkehrosmose entfernt. Die Gärrestaufbereitungstechnologie ist jedoch noch nicht wirklich ausgereift, und wurde erst in wenigen Anlagen installiert. Dementsprechend ist auch die Kostenrechnung nicht einfach, und es musste hier auf die Herstellerangaben vertraut werden. Am Standort Pischelsdorf wurde eine weitere Variante der Vergärung in dezentralen Anlagen („Biogas dezentral“) berechnet, welche jedoch kein wirtschaftlich attraktives Modell darstellte. Die hohen Transportkosten waren hierbei der ausschlaggebende Faktor für die Unwirtschaftlichkeit dieser Variante. Eine zentrale Vergärung in einer Biogas-Großanlage bzw. die Futtermittelproduktion sind wesentlich wirtschaftlicher. Letztere ist zurzeit die wirtschaftlich profitabelste Variante am Standort Pischelsdorf.

Hinsichtlich der stofflichen Verwertung von Biogas zeigten die durchgeführten Recherchen, dass vor allem die Methanolerzeugung aus Methan sowie die Düngung von Gewächshäusern mit CO_2 (aus Abscheidung oder durch Verwendung des Abgases aus BHKWs oder der Verbrennung) interessante Optionen sind. Bei herkömmlichen BHKWs kann durch Nutzung der Abgase die Effizienz weiter gesteigert werden. Anzustreben sind Synergien mit

landwirtschaftlichen Betrieben (Gärtnereien, Algenproduktion etc.), um eine vor Ort-Nutzung des anfallenden CO_2 zu realisieren. Weitere innovative Verwertungsmöglichkeiten sind mit Biogas bzw. Biomethan betriebene Gaswärmepumpen sowie Biogastankstellen. Aktuell sind zwei Biogastankstellen – jeweils eine in Niederösterreich und Salzburg – in Betrieb. Gaswärmepumpen könnten wiederum aufgrund der zukünftigen klimatischen Veränderungen und ständig steigender Anforderungen an das Innenklima in Gebäuden eine wichtige Rolle spielen. Zusätzlich weisen Gaswärmepumpen auch volkswirtschaftlich betrachtet Vorteile gegenüber konventionellen Heiz- und Kühlsystemen hinsichtlich Primärenergieeinsatz und Emissionsbilanz auf. Eine besonders attraktive Verwertungsmöglichkeit für Biogas stellt die direkte Vermarktung von Biogas an die Endverbrauchern dar. Es besteht auf diese Weise die Chance, bei relativ geringen Kosten deutlich höhere Erträge zu erwirtschaften, als bei der Stromerzeugung zu staatlich vorgegebenen, oft nicht kostendeckenden Fixtarifen (HEI Consulting GmbH 2008).

Als Schwerpunkte des Technologieentwicklungsbedarfs für Biogas-Großanlagen kristallisierten sich die Gärrestaufbereitung, das Reststoffmanagement, sowie die Wertstoffrückgewinnung heraus. Im Bereich der Substratausnützung ist – wie Untersuchungen der aktuell funktionstüchtigen Biogasanlagen zeigen - noch ein gewisses Potential vorhanden. Hier sind im Besonderen die Hydrolyse-Vorstufe und die weitere Entwicklung von Hochleistungsfermentern zur Verringerung der Aufenthaltszeit zu nennen. Neben dem Technologieentwicklungsbedarf sind jedoch auch Logistikkonzepte für Transport von Substrat oder Gärrest, sowie deren Lagerung sehr wichtig.

Biogas-Großanlagen benötigen in der Regel große landwirtschaftliche Flächen. Einerseits für die Gärrest- bzw. Düngerausbringung, andererseits zum Anbau für die hohen Substratmengen für den Fall, dass in den Anlagen auch nachwachsende Rohstoffe z.B. Energiemais eingesetzt werden. Dieser Flächenbedarf für die Substratproduktion wäre beim reinen Einsatz von biogenen Abfällen aus Industrieanlagen nicht gegeben. Für die Gärrestausbringung wären dennoch große landwirtschaftliche Flächen benötigt. Wenn eine Gärrestaufbereitung Anwendung findet, so werden nur mehr Düngerkonzentrate auf den landwirtschaftlichen Flächen ausgebracht, was die Transportkosten deutlich reduzieren würde, bzw. größere Transportstrecken ermöglicht.

Biogas-Großanlagen benötigen hohe Personal- und Entsorgungskapazitäten. Dies steht im Widerspruch zur kleinstrukturierten, österreichischen Landwirtschaft. Daher sind Biogas-Großanlagen nur von entsprechend großen Unternehmen betreibbar, die über die notwendigen personellen, sowie finanziellen Ressourcen verfügen. Aufgrund niedriger Ökostrom-Tarife bzw. des Fehlens eines „Ökogasgesetzes“ für die Biogas-Netzeinspeisung, sind derzeit die wirtschaftlichen Bedingungen für Biogas-Großanlagen in Österreich unattraktiv. In direktem Verbund mit Industrieunternehmen, die biogene Reststoffe produzieren, aber auch Strom, Wärme und/oder Gas aus der Biogas-Anlage zu attraktiven Bedingungen abnehmen, können diese Anlagen dennoch bereits heute wirtschaftlich Sinn machen. Die Branchenanalyse und die berechneten Fallstudien zeigten, dass die derzeit

angewandten Verwertungswege für die biogenen Abfälle in der Regel (noch) wirtschaftlich lukrativer sind. Dies wird sich jedoch durch weiter steigende Energiepreise möglicherweise sehr rasch ändern. Schlechtere Marktchancen für die konventionellen Verwertungswege der biogenen Abfälle (z.B. Preisverfall bei Futtermitteln) können ebenfalls dazu beitragen, dass Biogas-Großanlagen an wirtschaftlicher Attraktivität gewinnen.

4 Branchenanalysen

Im Rahmen dieser Studie wurde versucht, möglichst konkrete Bilder über die biogene Abfallsituation in relevanten Branchen der österreichischen, biogenen Rohstoffverarbeiter zu zeichnen. Es wurden hiezu so genannte „Branchenanalysen“ der Abfallsituation erarbeitet. Diese Branchenanalysen bilden neben den absoluten Mengen biogener Abfälle vor allem die Mengenverteilung der Abfälle auf den Standorten ab. Damit sollte vor allem die Frage geklärt werden, welche Abfallmengen an „guten“ Standorten verfügbar sind. Als „gut“ wird ein Standort mit hohen verwertbaren Abfallmengen eingestuft, an dem die Errichtung einer Biogas-Großanlage möglich wäre.

Ausgangssituation
Die öffentlich zugänglichen, statistischen Daten zu den Abfallaufkommen und -arten der Branchen sind diesbezüglich leider wenig aussagekräftig, da sie nur eine Schätzung der Gesamtmengen biogener Abfallarten darstellen. Es handelt sich dabei um aggregierte Daten, die nur geringe oder keine Rückschlüsse auf Branche, regionale Verfügbarkeit, die Unternehmen und die Abfallmengen je Standort zulassen.

Methodik
Um aussagekräftigere, abfallrelevante Daten zu erheben, wurde zunächst ein Fragebogen zur „Erhebung des biogenen Abfallaufkommens“ erstellt, siehe Anhang 14.1. Eine parallel dazu recherchierte Liste mit rund 100 Unternehmen wurde auf 63 Unternehmen aus 12 Branchen (z.B. Brauerei oder Fruchtsaftindustrie) eingegrenzt, siehe Anhang 14.2. Als Kriterium der Eingrenzung wurde vor allem die Betriebsgröße verwendet, da größere Produktionsmengen im Normalfall auch größere Reststoffmengen bedingen. Die Unternehmen wurden nach einem ersten persönlichen Gespräch mithilfe eines „Fact Sheet“, siehe Anhang 14.3 , über das Projekt informiert.

Jenen Unternehmen, die sich für eine Teilnahme interessierten, wurden der Fragebogen und ein Begleitbrief (siehe Anhang 14.4) zugesandt. Der Fragebogen bat neben Eckdaten wie „Anzahl der Beschäftigten“ oder „Jahresumsatz“ um Angaben betreffend

- die Menge der verarbeiteten biogenen Roh- und Reststoffe (t/a),
- Verarbeitung der Rohstoffe bzw. Verwertung der Reststoffe (z.B. zu Düngemittel),
- den durchschnittlichen Einstandspreis der Rohstoffe (€/t),
- durchschnittliche Verwertungserlöse bzw. Entsorgungskosten der Reststoffe (€/t).

Weiters wurden die Unternehmen befragt, ob sie an einer verstärkten energetischen Verwertung grundsätzlich interessiert sind und ob diese bereits geprüft wurde. Als (offene) Abschlussfrage wurde erhoben, ob das betreffende Unternehmen noch weitere Punkte hinsichtlich Abfallaufkommen und energetischer Verwertung mitteilen möchte.

Die Beantwortung der Fragebögen sah vor, dass die Daten entweder im Rahmen der Studie, anonym oder nicht veröffentlicht werden durften. Die Daten, welche nicht veröffentlicht werden durften, sind daher nur im „nicht öffentlichen Bericht“ für die Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) enthalten. Daten, welche nur in anonymisierter Form veröffentlicht werden durften, sind mit Branche und Nummer gekennzeichnet (z.B. Brauerei #1, Zuckerfabrik #2, etc.).

Die erstellten Branchenanalysen wurden jenen sieben Unternehmen deren Daten im Rahmen der Studie verwendet werden dürfen vor der Finalisierung des Zwischenberichts zur Verfügung gestellt. Drei Unternehmen gaben Feedback.

Die Branchenanalysen, resultierend aus den beantworteten Fragebögen und weiterführender Recherche, beschreiben 30 Unternehmen aus 9 Branchen und wurden folgendermaßen aufgebaut:

- Überblicksartige Beschreibung der jeweiligen Branche,
- aktuelle Verwertung der biogenen Reststoffe,
- Standortbeschreibungen, die die Ergebnisse der Datenerhebung beinhalten.

Eine allgemeine Auswertung der Fragebögen – Anzahl der teilnehmenden Unternehmen, nach Branchen gegliedert etc. – findet sich in Kapitel 4.2.

Mit den verfügbaren Angaben zu Reststoffarten und -mengen wurden im nächsten Schritt für jeden genannten biogenen Reststoff folgende Kennwerte erhoben:

- Durchschnittlicher Methangehalt (Vol.%),
- durchschnittlicher zu erwartender Biogasertrag (m^3/tFM),
- theoretische Anlagengröße [kW_{el}].

Mit den Kennwerten wurde für jedes der beschriebenen Unternehmen eine theoretisch mögliche Größe [$kW_{el.}$] einer Biogasanlage berechnet. Bei diesen Berechnungen (Tabelle 25) wurde davon ausgegangen, dass die gesamte Menge der biogenen Reststoffe zur Biogaserzeugung genutzt wird. Tatsächlich steht jedoch derzeit nur ein Teil des an den Standorten anfallenden, biogenen Abfallaufkommens für die Biogaserzeugung zur Verfügung, da sich in der Vergangenheit zahlreiche, mehr oder weniger ökonomisch attraktive Verwertungswege für die biogenen Abfälle ausgebildet haben. So wird derzeit ein Großteil des Abfallaufkommens für die Futtermittelproduktion (z.B.: DDGS[1]) und die Düngemittelproduktion eingesetzt.
Neben verfügbaren Reststoffarten und -mengen sind Angaben zu Vertragsvereinbarungen in der Abfallbranche ein weiterer wichtiger Informationsbaustein zur Identifizierung möglicher

[1] DDGS: Dried Distillers Grains with Solubles (=getrocknete Getreideschlempe mit Feinbestandteilen).

Standorte von Biogas-Großanlagen. Hierzu wurden neben der Sichtung von Literatur fachlich versierte Ansprechpersonen recherchiert und befragt, siehe Kapitel 4.1.12.

4.1 Übersicht der beschriebenen Unternehmen

Eine Aufstellung der beschriebenen Unternehmen aus neun unterschiedlichen Branchen, nach Bundesland geordnet, bietet nachfolgende Tabelle 3.

Tabelle 3: Übersicht der beschriebenen Unternehmen nach Bundesland

Bundesland	Unternehmen	Branche	Ort
Bgld.	Burgenländische Tierkörperverwertung GmbH	Tierkörperverarbeitung	7321 Unterfrauenhaid
Kärnten	PAGO International GesmbH	Fruchtsaftindustrie	9021 Klagenfurt
NÖ	Winzergenossenschaft Krems	Kelterei	3500 Krems
	NÖM AG	Molkerei	2500 Baden
	Maisstärkefabrik Aschach (AGRANA)	Stärkeproduktion	4082 Aschach
	Kartoffelstärkeproduktion Gmünd (AGRANA)	Stärkeproduktion	3950 Gmünd
	Zuckerfabrik Leopoldsdorf (AGRANA)	Zuckerindustrie	2285 Leopoldsdorf
	Zuckerfabrik Tulln (AGRANA)	Zuckerindustrie	3430 Tulln
	Frisch & Frost Nahrungsmittel-Gesellschaft m.b.H.	Kartoffelverwertung	2020 Hollabrunn
OÖ	Landfrisch Molkerei	Molkerei	4600 Wels
	AVE Österreich GmbH, Teilbetrieb Tierkörperverwertung	Tierkörperverarbeitung	4844 Regau
Stmk.	Brauerei GÖSS	Brauerei	8700 Leoben
	Brauerei Puntigamer	Brauerei	8055 Graz
	1. Obermurtaler Brauereigenossenschaft reg.Gen.m.b.H.	Brauerei	8850 Murau
	Weingut Polz	Kelterei	8471 Spielfeld
	Steirische Tierkörperverwertung GmbH	Tierkörperverarbeitung	8461 Ehrenhausen
Sbg.	Alpenmilch Salzburg Ges.m.b.H.	Molkerei	5022 Salzburg
Vbg.	Hermann Pfanner Getränke GmbH	Fruchtsaftindustrie	6923 Lauterach
	Rauch Fruchtsäfte GmbH & Co	Fruchtsaftindustrie	6830 Rankweil
	VWG Vorarlberger Wiederverwertungsges.mbH.	Tierkörperverarbeitung	6842 Koblach

Im Rahmen dieser Studie wurden zusätzlich zehn weitere Unternehmen beschrieben, welche jedoch anonymisiert dargestellt werden müssen. Hierbei handelt es sich wieder um die besagten zehn Unternehmen aus vier unterschiedlichen Branchen. Eine weitere Branche, die Bioethanolproduktion, wurde im Standortkonzept (Kapitel 6.2) detailliert beschrieben. Einen Überblick über die Unternehmen nach ihrer Verteilung in den jeweiligen Branchen gibt nachfolgende Abbildung 1.

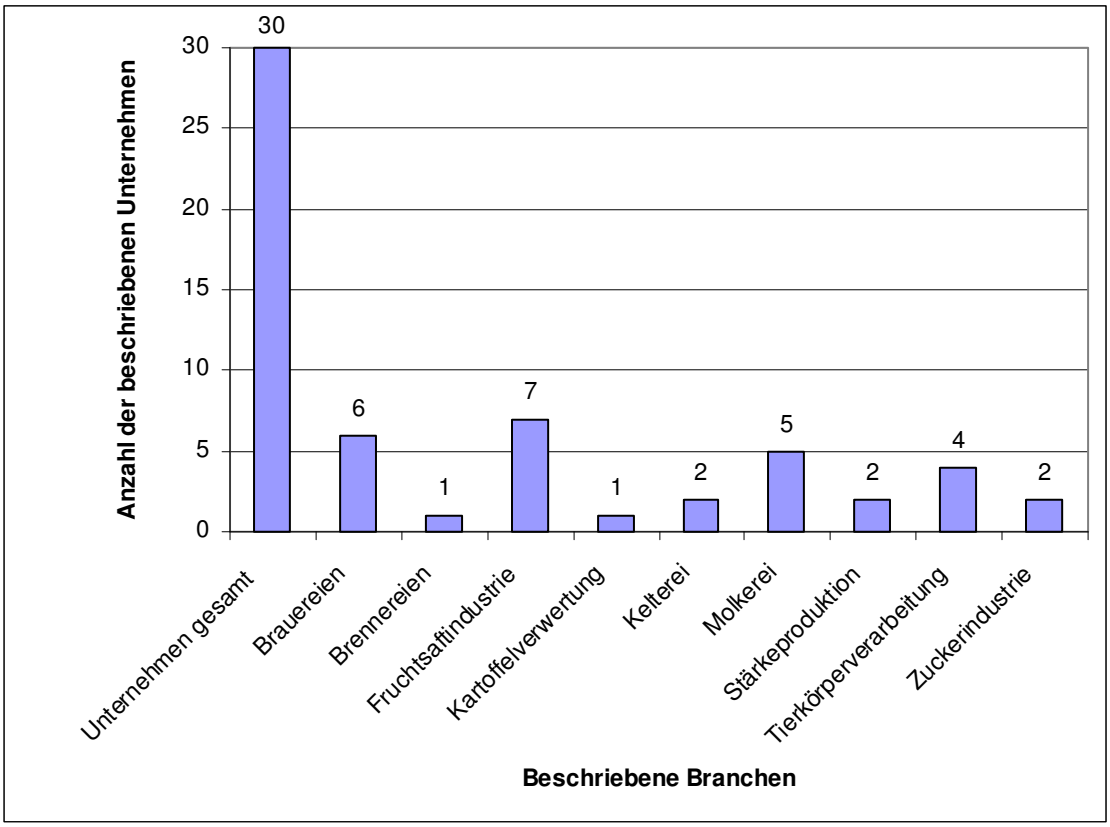

Abbildung 1: Beschriebene Unternehmen, nach Branchen aufgelistet

Im Bereich der Lebensmittel- bzw. der Nahrungs- und Genussmittelindustrie sind betreffend ihrer Mengen biogener Abfälle vor allem folgende Branchen relevant:

- Brauereien
- Brennereien
- Keltereien
- Zucker-, Stärke-, Fruchtsaftindustrie
- Tierkörperverwertung

Diese Branchen werden im Folgenden einzeln detailliert beschrieben. Es wird zunächst die genannte Branche umrissen, danach werden die wichtigsten österreichischen Produktionsstandorte einzeln beschrieben.

4.1.1 Brauereien

Brauwirtschaft: Gesamtausstoß und Betriebsstruktur

Die österreichischen Brauereien erzielten 2006 einen Bier-Gesamtausstoß[2] von rund 8,82 Mio. hl. Der Bier-Gesamtausstoß stieg von 7,606 Mio. hl im Jahre 1980 kontinuierlich, dargestellt in Tabelle 4. Der Inlandsausstoß[3] betrug 2006 8,349 Mio. hl (VERBAND DER BRAUEREIEN ÖSTERREICHS 2007).

Tabelle 4: Gesamtausstoß in Österreich (eigene Darstellung, Daten: VERBAND DER BRAUEREIEN ÖSTERREICHS 2007)

Jahr	Gesamtausstoß [in 1.000 hl/a]	Jahr	Gesamtausstoß [in 1.000 hl/a]
1980	7.606	1998	8.830
1985	8.677	1999	8.869
1990	9.593	2000	8.750
1991	10.184	2001	8.588
1992	10.014	2002	8.731
1993	9.823	2003	8.891
1994	10.144	2004	8.670
1995	9.662	2005	8.785
1996	9.547	2006	8.818
1997	9.366		

Die Brau Union Österreich AG, kurz Brau Union, ist mit fast 60% des Bierausstoßes Marktführer. Die Top 3 Brau Union (59%), Stiegl (10,2%) und Ottakringer (6,7%) zusammen produzieren rund 76% des österreichischen Bieres, dargestellt in Tabelle 5.

[2] Gesamtausstoß: Jene Menge, die die Brauereien in abgefülltem Gebinde verlässt (GESELLSCHAFT FÜR ÖFFENTLICHKEITSARBEIT DER ÖSTERREICHISCHEN BRAUWIRTSCHAFT 2007)

[3] Der Inlandsausstoß bezeichnet den Gesamtausstoß exklusive Exportmenge (GESELLSCHAFT FÜR ÖFFENTLICHKEITSARBEIT DER ÖSTERREICHISCHEN BRAUWIRTSCHAFT 2007)

Tabelle 5: Marktanteil und Ausstoß der Brauereien in Österreich 2004 (eigene Darstellung, Daten: Unger, Köchelhuber 2005)

Rang	Brauerei	Marktanteil	Ausstoß [Thl]
1.	Brau Union	59,0%	5.115
2.	Stiegl	10,2%	887
3.	Ottakringer	6,7%	583
4.	Egger	3,7%	320
5.	Villacher	3,5%	300
6.	Murauer	2,8%	240
7.	Fohrenburger	2,8%	240
8.	Zwettler	2,3%	200
9.	Mohrenbräu	1,9%	166
10.	Eggenberg	1,9%	162

In Tabelle 6 wird ersichtlich, dass 16 Betriebe, welche jeweils mehr als 100.000 hl produzieren ca. 91,2% des Marktes abdecken (VERBAND DER BRAUEREIEN ÖSTERREICHS 2007). Sieben Betriebe, die jeweils über 500.000 hl produzieren, haben einen Anteil von fast 68% am Gesamtausstoß, ebenfalls dargestellt in Tabelle 6.

Tabelle 6: Betriebsstruktur der Österreichischen Brauwirtschaft 2005 (Verband der Brauereien Österreichs 2007)

Betriebsstruktur der Österreichischen Brauwirtschaft 2005			
Größenklasse nach hl	**Anzahl der Betriebe**		**Anteil am Gesamtausstoß [%]**
> 500.000	7		67,6
100.000 bis 500.000	9		23,6
50.000 bis 100.000	5		3,1
20.000 bis 50.000	10		3,9
< 20.000	116		1,8
Summe	**147**		**100**

Bierproduktion

Der Ablauf der Bierproduktion ist in Abbildung 2 dargestellt (HEISS nach BÖCHZELT ET AL. 2002). Für die Herstellung von 1 Hektoliter (hl) Bier werden zwischen 16 - 20 kg Malz benötigt. Der Einstandspreis von Gerstenmalz bewegt sich laut Angaben der Befragten Brauereien zwischen 271 und 300 €/t.

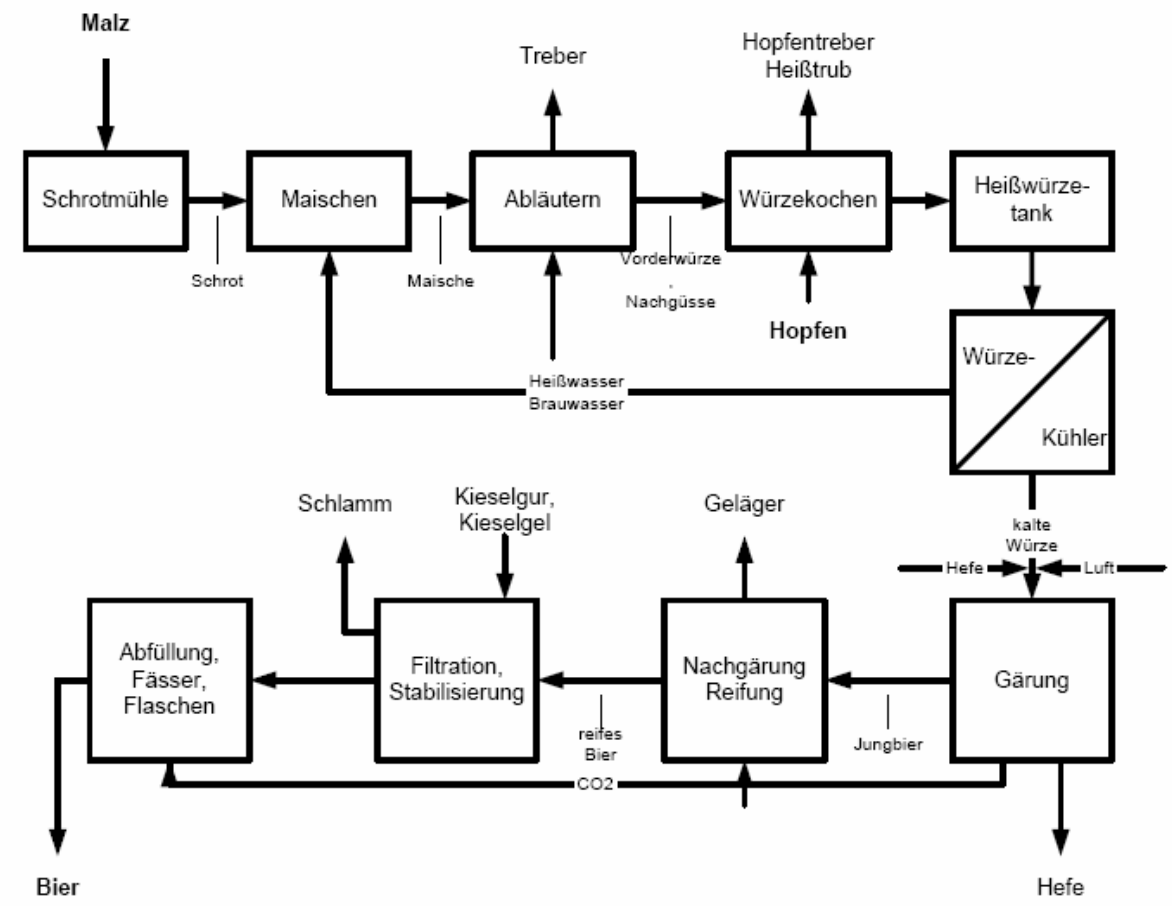

Abbildung 2: Prozessdarstellung der Bierproduktion (HEISS nach BÖCHZELT ET AL. 2002)

Biogene Reststoffe

Eine prozentuale Darstellung der entstehenden organischen Abfälle bzw. Reststoffe einer Brauerei gibt Abbildung 3 wieder. Biertreber stellen mit 78,2% den mengenmäßig größten Anteil der produktionsspezifischen Abfälle dar und sind aufgrund ihrer chemischen Zusammensetzung die energiereichste Fraktion (HERFELLNER ET AL. 2006).

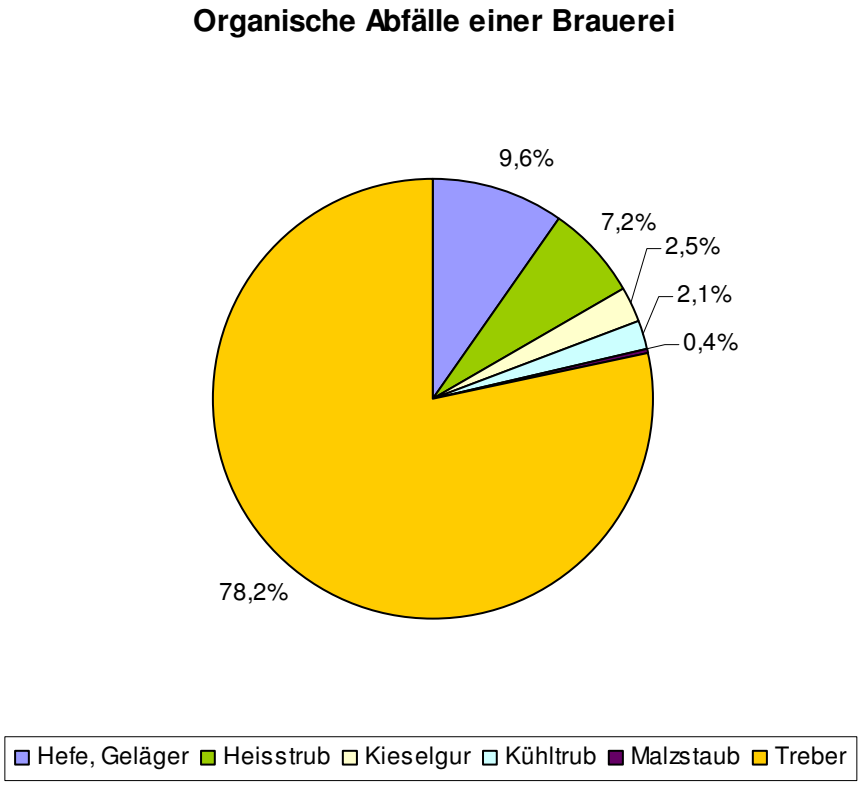

Abbildung 3: Organische Abfälle einer Brauerei (eigene Darstellung, Daten: HERFELLNER ET AL. 2006)

Die Umweltbilanz der Brau Union, auszugsweise dargestellt in Tabelle 7, gibt einen Überblick betreffend der Mengen (t/a) biogener Reststoffe. Aufgrund fehlender Daten wurden die verbleibenden ca. 42,27% der Bierproduktion für Österreich des Produktionsjahres 2005 gemäß FEHRINGER ET AL. (2003) hochgerechnet. Die Brau Union verwertet fast 93% der Abfälle direkt in der Landwirtschaft, 6,6% werden einer Wiederverwertung zugeführt und nur 0,5% müssen als Gewerbemüll oder gefährlicher Abfall entsorgt werden (BRAU UNION 2007a).

Tabelle 7: Produktion, Rohstoffe und verwertbare Altstoffe der Brau Union (eigene Berechnung, Quelle: VERBAND DER BRAUEREIEN ÖSTERREICHS 2007)

Bezugsjahr: 2005		**Brau Union**	**Österreich**
Produktion			
Bier	[hl]	5.071.740	8.785.000
Rohstoffe			
Malz	[t]	80.777	139.920
Rohfrucht	[t]	940	1.628
Hopfen	[t]	32	56
Summe	**[t]**	**81.749**	**141.604**
Verwertbare Altstoffe			
Trebern	[t]	80.132	138.802
Trockentrebern	[t]	0	0
Malzstaub	[t]	151	262
Hefe/Geläger	[t]	6.013	10.416
Summe	**[t]**	**86.296**	**149.480**

Im Jahr 2004 fielen insgesamt rund 150.000 t Malztreber, Malzkeime und Malzstaub an, Hefe und hefeähnliche Rückstände etwa 12.000 t. Im BAWP 2006 sind diese Abfälle dem neuen Abfallcode der Abfallverzeichnisverordnung der Nummer 921 zugeordnet, siehe Tabelle 8 (FEHRINGER ET AL. 2003 und UBA 2007a). Diese Abfälle werden beinahe zu 100% verwertet. Im Jahr 2004 wurden nur etwa 300 t auf Deponien abgelagert (LEBENSMINISTERIUM 2006a).

Tabelle 8: Anfall von Abfällen aus der Genussmittelproduktion, Malz und Hefe gemäß Bundesabfallwirtschaftsplan (FEHRINGER ET AL. 2003, LEBENSMINISTERIUM 2006a und UBA 2007a)

BAWP / **[to/a]**	**SN 11404: Malztreber, Malzkeime, Malzstaub**	**SN 11419: Hefe oder hefeähnliche Rückstände**
1992	66.500	18.000
1995	66.500	18.000
1998	185.000	11.400
2001	185.000	11.400
2006	150.000	12.000

Aktuelle Verwertung der biogenen Reststoffe

Beinahe das gesamte Aufkommen an biogenen Reststoffen aus den Brauereibetrieben wird an die Futtermittelindustrie bzw. an die Landwirtschaft weitergegeben. Die erzielten Erlöse sind hierbei recht niedrig.

Pro Hektoliter Bier fallen nach FNR (2006) circa folgende biogene Reststoffe an:

- 20 kg Treber,
- 2,4 kg Hefe und Geläger,
- 2,4 kg Trub,
- 0,5 kg Kieselgur(schlamm),
- 0,1 kg Malzstaub.

Treber stellen mit Abstand den mengenmäßig größten Anteil an biogenen Reststoffen dar und sind somit als Substrat einer Biogas-Großanlage das relevante Substrat. Der Vollständigkeit halber werden jedoch auch die Verwertungsformen von Hefe, Geläger, Kieselgur und Abwasser beschrieben.

Treber

Jene fünf Brauereien, die an der Datenerhebung teilnahmen, gaben an, ihre Treber als Futtermittel in der Landwirtschaft zu verwerten. Die jährlich anfallenden Trebermengen bewegen sich zwischen 450 t und 18.095 t pro Standort. Die erzielten Erlöse liegen zwischen 7,80 und 12 €/t. Dies entspricht auch den Informationen des ersten steirischen Treber-vertriebs, der einen Erlös von ca. 10 €/t angibt (ERSTER STEIRISCHER TREBERVERTRIEB 2007).

Die Vorteile der Verwendung der Biertreber als Futtermittel sind:

- Höhere Grundfutterleistung durch höhere Trockensubstanz-Aufnahme
- Geringe Stoffwechselbelastung durch pansenstabiles Eiweiß
- Gesundheitsfördernd und milchtreibend
- Wirtschaftlichkeit

Daher finden Treber als Futtermittel Anwendung bei Milchkühen, Mastrindern und Schweinen. Weiters wird Biertreber erfolgreich bei der Wildfütterung, Schafhaltung und bei Pferden eingesetzt (ERSTER STEIRISCHER TREBERVERTRIEB 2007).

Biertreber sind zwar prinzipiell ein sehr nährstoffreiches, jedoch schwer verdauliches Viehfutter. Deshalb würden alternative Nutzungsmöglichkeiten, z.B. die Nutzung als Substrat zur Pilzzucht, durchaus Sinn machen. Die Einsatzmengen zur Nutzung in Mehlen können als durchwegs gering eingeschätzt werden. Die erzielbaren Preise können jedoch bei 5,- bis 10,- Eurocent angesetzt werden, das ist der 5- bis 10-fache Erlös des derzeitigen Entsor-gungsweges (BÖCHZELT ET AL. 2002).
Frische Biertreber sind ein eiweißreiches und schmackhaftes Saftfutter, solange sie nicht mehr als etwa 6% ausgebrauten Hopfens enthalten. Gute Biertreber riechen brotartig, sind

jedoch nur kurze Zeit haltbar, denn nach wenigen Tagen setzt bereits Schimmelpilzwachstum ein. Als Notlösung kann man frische Biertreber wenige Tage unter Wasser lagern, dann entsteht aber vorwiegend Milchsäure. Günstiger ist jedoch die Silierung (LEITGEB 2001).

Aufgrund der stofflichen Zusammensetzung sind Biertreber grundsätzlich für die Kompostierung geeignet. Wegen langer Verweilzeiten und erheblicher Emissionsprobleme ist die Kompostierung jedoch nicht sinnvoll. Die Verwertung von Biertrebern als Futtermittel ist derzeit noch weitgehend gesichert. Die stoffliche Verwertung von Trebern in der Baustoff- oder Backwarenindustrie ist ebenfalls möglich. Eine weitere stoffliche Verwertungsmöglichkeit von Biertrebern stellt das Verfahren der Treberfraktionierung von Heineken dar. Hierbei werden die Fraktionen Fasern (Spelzen), Proteine und Flüssigkeit voneinander getrennt und einzeln verwertet. Die Wirtschaftlichkeit soll neben der Bereitstellung von thermischer Energie bei der Verbrennung der Fasern auch durch den Verkauf von Treberprotein gegeben sein. Die Marktpreise dafür orientieren sich jedoch an jenen von Sojamehl, welches auf dem Weltmarkt kostengünstig zur Verfügung steht. Die höheren Erzeugungskosten für Treberprotein können damit nicht abgedeckt werden (HERFELLNER ET AL. 2006).

Die Entsorgung bzw. stoffliche Verwertung organischer Reststoffe stellt für Brauereien aufgrund hoher Entsorgungskosten bzw. Schwankungen an möglichen Absatzmärkten ein zunehmendes Problem dar. Steigende Transport- und Energiekosten sowie der hohe Energiegehalt der organischen Brauereiabfälle lassen energetische Verwertungsmöglichkeiten von Brauereireststoffen immer interessanter werden. (HERFELLNER ET AL. 2006).

Hefe, Geläger

Hefe wird mit einem Preis von ca. 7 €/t an die Futtermittelhersteller abgegeben. Die Obermurtaler Brauereigenossenschaft verwertet ihre Gelägerabfuhr (267,3 t/a) teilweise in der Kompostierung und teilweise als Viehfutter. Laut eigenen Angaben entstehen der Brauereigenossenschaft dadurch jährliche Transportkosten von rund 10.000 €. Die Brauerei #2[4] verwertet ca. 2.250 t/a Gelägerhefe als Futtermittel und in einer Biogasanlage. Der Verkaufspreis für Gelägerhefe wurde mit 1,50 €/t angegeben.

Eine weitere zukünftige Verwertungsmöglichkeit von Hefe ist die Beschichtung von z.B. Tabletten. Dies wird derzeit vorwiegend in der Pharmaindustrie genutzt. Das Material besitzt vorteilhafte Eigenschaften, wie z.B. eine vollständige Suspendierbarkeit in Wasser und eine geringe Durchlässigkeit von Sauerstoff. Eine weitere Einsatzmöglichkeit besteht als Zusatz bei Würzmitteln, z.B. Suppenwürze etc., und als Substrat für die Zuchtbeete von Pilzen (BÖCHZELT ET AL. 2002).

Kieselgur

[4] Brauerei #2: Daten dürfen gemäß den Angaben der Unternehmen nur anonymisiert veröffentlicht werden.

Kieselgur ist ein natürlich vorkommender mineralischer Rohstoff, der als Filterhilfsmittel eingesetzt wird. Kieselgur als Reststoff wird derzeit kompostiert, was Kosten in der Höhe von etwa 50 bis 60 €/t verursacht. Der Obermurtaler Brauereigenossenschaft entstehen jährliche Abfuhrkosten in der Höhe von rund 8.000 € für 110,5 t Kieselgur, also rund 72 €/t.

Abwasser

In der Brauerei #1 fielen 2006 etwa 36,8 t Abwasser mit Hefe und Bierresten an, die in den Kanal eingeleitet wurden. Angaben zur Zusammensetzung des Abwassers (z.B. TS-Gehalt) liegen nicht vor. Die Brauerei #3 verfügt über eine eigene Biogasanlage, in welcher das Abwasser vergoren wird. Der tägliche Gasertrag beträgt rund 140 m³. Ein Blockheizkraftwerk (BHKW), das zur Stromgewinnung und Wärmenutzung installiert wurde, musste aufgrund technischer Probleme außer Betrieb genommen werden. Die Gasverwertung wurde umgebaut und das Biogas wird nun direkt über einen Kombibrenner genutzt.

Standortbeschreibungen

Im Zuge der Datenerhebung zur biogenen Abfallsituation wurden 10 Brauereien kontaktiert, fünf nahmen an der Erhebung teil. Die Obermurtaler Brauereigenossenschaft gab ihre Erlaubnis zur Veröffentlichung der Daten im Rahmen der Studie. Drei Brauereien gestatteten die anonymisierte Veröffentlichung ihrer Daten und werden in weiterer Folge als „Brauerei #1“, „Brauerei #2“ etc. bezeichnet. Die vorgestellten Brauereien sind nach ihrer jährlich anfallenden Trebermenge absteigend geordnet. Eine Aufstellung über die beschriebenen Brauereien und die jährlich anfallenden Trebermengen gibt folgende Tabelle 9.

Tabelle 9: Beschriebene Brauereien und anfallender Treber

Brauerei	Treber [t/a]
Brauerei Puntigam	19.608
Brauerei #2	18.100
Brauerei Göss	15.000
Brauerei #4	10.080
1. Obermurtaler Brauereigenossenschaft	5.590
Brauerei #1	2.660
Brauerei #3	450

Brau Union Österreich AG

Die Brau Union verfügt über mehrere Produktionsstandorte in Österreich, unter anderem in Göss, Steiermark, Wieselburg und Linz. Die Brau Union beschäftigte im Jahr 2006 insgesamt 2.232 MitarbeiterInnen (BRAU UNION 2007b).

Folgende Brauereien gehören zur Brau Union, graphisch dargestellt in Abbildung 4, wovon die Brauereien Puntigam und Göss näher beschrieben werden:

- Brauerei Zipf
- Brauerei Göss
- Brauerei Puntigam
- Brauerei Schwechat
- Brauerei Wieselburg
- Hofbräu Kaltenhausen
- Brauerei Schladming
- Brauerei Falkenstein

Gelb eingezeichnet sind die Produktionsstandorte. In Linz befindet sich die Konzernzentrale und in Innsbruck und Klagenfurt je ein Verkaufs- bzw. Logistikzentrum (BRAU UNION 2007b).

Abbildung 4: Standorte der Brau Union in Österreich (BRAU UNION 2007b)

Brauerei Puntigamer

Seit 1985 werden jährlich rund 1 Mio. hl Bier am Standort in Graz gebraut (PUNTIGAMER 2007). Am Standort Puntigam waren im Jahr 2006 332 Mitarbeiter beschäftigt (BRAU UNION 2007b). In der Brauerei fielen 2005 etwa 19.608 t an Trebern an, die einen Energieinhalt von etwa 65.769 MWh/a darstellten (LEV 2005).

Brauerei GÖSS

Die Brauerei Göss, nahe Leoben/Stmk. und zur Brau Union gehörend, produziert das gleichnamige Bier „Gösser". 2006 waren an diesem Standort 148 Mitarbeiter beschäftigt (BRAU UNION 2007b). Aufgrund der Jahresproduktion von 1,4 Mio. hl Bier ist Göss die größte Brauerei Österreichs (GRUBER 2007). An diesem Standort fielen 2004 etwa 16.200 t biogener Abfälle an, wovon ca. 15.000 t Treber waren. Diese Mengen werden von Landwirten aus der Umgebung als Dünger oder Futtermittel („Sautrank") verwertet. Der Rest, Hefegeläger und Kieselgur, wird als landwirtschaftlicher Dünger verwendet bzw. in der eigenen Kläranlage entsorgt (LEV 2005). Der anfallende Nasstreber, mit einem TS-Gehalt von 20 - 25%, kann zu einem Verkaufspreis von ca. 20 €/t abgesetzt werden (DÖRFLER 2007).

Die Brauerei Göss betreibt seit 2003 eine Pilotanlage zur Treberverbrennung. Biertreber werden dabei in einem Kessel zur Prozessdampferzeugung verbrannt. Die Vortrocknung der Treber erfolgt mechanisch über eine Bandpresse. Da das restliche Wasser der Treber in der Feuerung verdampft wird und dafür die Verdampfungswärme aufgewendet werden muss, reduziert sich der Heizwert. Die Bandpresse neigt zur Zusetzung, so dass die Treberentwässerung auf den geforderten Wassergehalt von 58% nicht kontinuierlich gewährleistet werden kann. Für den Betrieb der Bandpresse muss zudem elektrische Energie aufgewendet werden. Dadurch verschlechtert sich die Energiebilanz der Treberverbrennung zusätzlich. Problematisch gestaltet sich die Reinigung des Rauchgases. Eine ausreichende Entstickung und Entstaubung des entstehenden Rauchgases ist nur durch eine aufwendige, kosten- und energieintensive, zweistufige Rauchgasreinigung zu erreichen. Ein weiteres Problem der Treberverbrennung besteht darin, dass der Brennvorgang aufgrund der Materialbeschaffenheit und des hohen Wassergehalts technisch schwierig durchführbar ist. Weiters kommt es zu hohem Ascheanfall (HERFELLNER ET AL. 2006). Durch die Treberverbrennungsanlage konnten jedoch im Jahr 2003 rund 350.000 m^3 Erdgas eingespart werden (BRAU UNION 2007a).

Obermurtaler Brauereigenossenschaft

In Murau betreibt die 1. Obermurtaler Brauereigenossenschaft reg.Gen.m.b.H. die zweitgrößte Brauerei der Steiermark, in welcher 2006 rund 285.000 hl Bier ausgestoßen wurden. Mit 160 Beschäftigten erwirtschaftet das Unternehmen einen Jahresumsatz von rund 30 Mio. €. Gerstenmalz als Rohstoff wird in Murau in einer jährlichen Menge von etwa 4.660 t mit einem durchschnittlichen Einstandspreis von ca. 300 €/t verarbeitet. Es fallen hierbei jährlich etwa 5.900 t an Brauereirückständen an. Den größten Teil davon bildet der Nasstreber mit ca. 5.590 t, welcher in der Landwirtschaft verwertet wird. Die aktuellen Verwertungserlöse liegen hiefür bei ca. 8,94 €/t. Weitere 110 t Kieselgur wurden kompostiert und verursachten, wie schon erwähnt, Abfuhrkosten von rund 8.000 €, dies entspricht rund 72 €/t. Der Rest von ca. 267 t ist Gelägerabfuhr, ein Bierhefegemisch. Dieses wird teilweise kompostiert und teilweise zu Viehfutter verarbeitet. Die Transportkosten in der Höhe von 10.000 € bedeuten Kosten von rund 37 €/t (TANNER 2007 UND MURAU 2007).

Die Produktionsmengen der Brauerei Murau sind ständig gestiegen und somit auch der Anfall an biogenen Abfällen. Fielen beispielsweise 1995 56,82 t an biogenen Abfällen und 3,49 t Nasstreber an, waren dies 2005 bereits 289 t biogene Abfälle bzw. 5,13 t Nasstreber. Bezogen auf die produzierte Biermenge bedeutet dies einen Nasstreberanfall von etwa 21,66 kg/hl, Geläger von ca. 0,64 kg/hl und Kieselgur von etwa 0,42 kg/hl. Aus den betrieblichen Abwässern wird Biogas produziert. 1999 wurden ca. 144.661 m^3 und 2005 rund 117.000 m^3 Biogas produziert. Da diese Biogasanlage primär als Heizölersatz verwendet wird, wird dieser Rückgang wiederum mit verstärktem Heizöleinsatz kompensiert. Die Gründe hierfür liegen im teilweisen Ausfall der Bioreaktoren, aber auch im Rückgang der Abwassermenge (OBERMURTALER BRAUEREIGENOSSENSCHAFT 2006).

Der Nasstreber sollte künftig in einen wertvollen Rohstoff umgewandelt und in der pharmazeutischen Industrie abgesetzt werden (LEV 2005). Eine energetische Verwertung bei Nasstrebern wurde geprüft. Das Ergebnis belegt, dass eine Verwertung in der derzeit vorhandenen Größenordnung nicht wirtschaftlich ist. Die Brauerei ist aber weiterhin grundsätzlich an einer verstärkten energetischen Verwertung der biogenen Abfallstoffe interessiert.

Brauerei #1

Mit etwa 66 MitarbeiterInnen wurden in dieser Brauerei 2004 rund 154.000 hl Bier produziert. Dabei wurden rund 2.660 t Malz und 1,29 t Hopfen eingesetzt, wobei rund 2.660 t Treber und 34,4 t Abwasser, inklusive Hefe und Bierresten, anfielen. 2006 wurden rund 2.850 t an Malz und etwa 1,38 t an Hopfen eingesetzt, wovon wiederum rund 2.900 t Treber anfielen. Die Treber dieser Brauerei werden mit einem Erlös von jährlich rund 30.000 bis 40.000 € als Futtermittel an Landwirte verkauft. Die 2006 angefallenen 36,8 t Abwässer mit Hefe und Bierresten wurden in den Kanal eingeleitet.

Brauerei #2

Diese Brauerei erwirtschaftet mit rund 249 MitarbeiterInnen einen jährlichen Umsatz von etwa 100 Mio. €. Die Brauerei verarbeitet jährlich rund 16.270 t Gerstenmalz mit einem durchschnittlichen Einstandspreis von 271 €/t zu Bier. Als Reststoffe bleiben rund 18.100 t/a Malztreber, die mit einem Verkaufspreis von 7,80 €/t als Futtermittel verwertet werden. Für Gelägerhefe mit einer Menge von rund 2,25 t/a wird ein Preis von 1,50 €/t als Futtermittel bzw. Substrat einer Biogasanlage erreicht. Die Brauerei ist an einer verstärkten energetischen Verwertung ihrer Reststoffe nicht interessiert. Eine Prüfung ergab, dass die Verwertung von Trebern nur bei 100% Trebereinsatz und durch Förderungen unterstützt ein wirtschaftlich sinnvolles Ergebnis liefert.

Brauerei #3

Diese Brauerei, bestehend aus acht MitarbeiterInnen, verarbeitet jährlich 450 t Malz und 3 t Hopfen zu Bier. Als biogene Abfallstoffe fallen 450 t Biertreber an, die als Futtermittel in der Landwirtschaft verwertet werden. Brauerei #3 ist nicht an einer verstärkten energetischen Verwertung seiner Reststoffe interessiert.

Brauerei #4

Die Brauerei #4 konnte für ein Standortkonzept im Rahmen dieser Studie gewonnen werden. Daher befinden sich die detaillierten Angaben, inklusive weiterführender Informationen, welche die Brauerei #4 wünschte, in Kapitel 6.3.

Conclusio Brauereien

75% bis 78% der biogenen Reststoffe einer Brauerei sind Treber, die derzeit als Futtermittel verwertet werden. Die erzielten Erlöse liegen zwischen 7,80 und 12 €/t. Pro analysierte Brauerei fallen jährlich zwischen 450 t und 19.600 t Treber an. Das Gesamtaufkommen an Trebern in Österreich (Bezugsjahr 2005) betrug rund 138.800 t. Bei 20% - 25% TS weisen Treber einen Biogasertrag von 105 - 130 m³/tFM auf.

Obwohl sich auch die übrigen Reststoffe (z.B. Hefe) mit Ausnahme des Kieselgurschlamms für die Biogaserzeugung eignen, sind Treber aufgrund ihrer Menge und Zusammensetzung das relevante Substrat einer potenziellen Biogas-Großanlage. In Zusammenarbeit mit mindestens einer der analysierten Brauereien soll in weiterer Folge eine detaillierte Standortanalyse erstellt werden.

4.1.2 Keltereien

Weinproduktion

Die österreichische Weinproduktion belief sich im Jahr 2005 auf etwa 2.734.561 hl, wovon der größte Anteil auf Weißwein entfiel (STATISTIK AUSTRIA 2006a). Der flächenmäßig größte Weinbaubetrieb Österreichs sind die Winzer Krems reg.GenmbH in Krems an der Donau mit insgesamt 990 ha Weingartenfläche, welche von 1.338 Weinbauern betreut werden. Gefolgt von den Freien Weingärten Wachau mit 600 ha Weingartenfläche und etwa 700 Weinbauern. Das Weingut Alfred Fischer, mit ca. 350 ha Fläche[5], ist der drittgrößte Betrieb. Die Winzerkeller Neckenmarkt und die Pannonischen Weingärten Neusiedlersee rangieren mit je rund 300 ha an vierter Stelle (ÖSTERREICHISCHE WEINMARKETINGSERVICEGES.M.B.H 2007). Eine vereinfachte schematische Darstellung der Weinproduktion zeigt Abbildung 5 (BÖCHZELT ET AL. 2002).

[5] Das Weingut Alfred Fischer besitzt in Österreich 14 ha und kauft Rohstoffe von 300 – 350 ha zu (ALFRED FISCHER 2007).

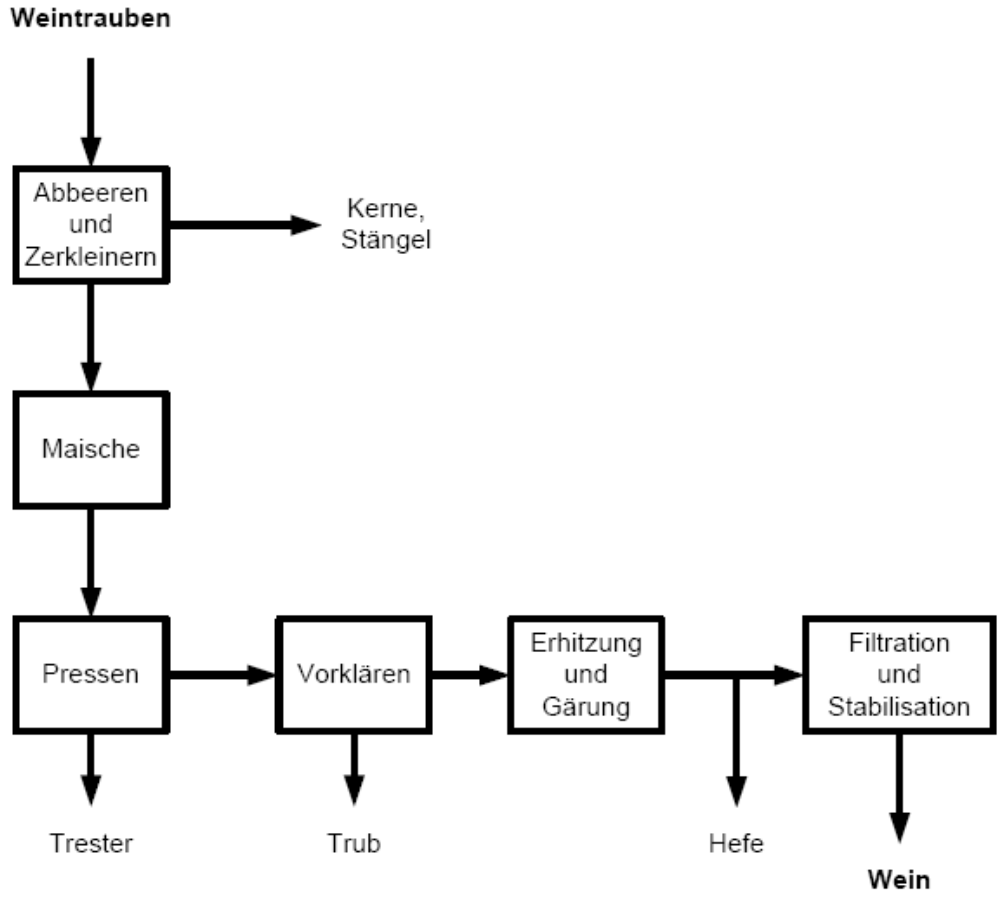

Abbildung 5: Fließbild der Weinproduktion (BÖCHZELT ET AL. 2002)

Die bei der Weinherstellung anfallenden biogenen Reststoffe sind Trester (auch Treber genannt), Trub und Hefe, welche saisonal in der Lese- und Verarbeitungszeit anfallen (BÖCHZELT ET AL. 2002).

Pro Tonne (t) Weintrauben fallen ca.:

- 150 kg Trester mit ca. 20% TS,
- ca. 10 kg Kieselgurschlamm und
- ca. 20 - 30 kg Mosttrub, so genannter "Geläger[6]", an.

Getrockneter Trester ist sehr lange haltbar, da aufgrund des sehr geringen Feuchtigkeitsgehaltes kein mikrobiologischer Verderb gegeben ist. Feuchter Trester, wie er bei einem Pressvorgang anfällt, kann z.B. durch Mischung mit anderen Futtermitteln siliert werden. Dies bedeutet eine Stabilisierung durch die Milchsäuregärung und Erreichung eines niedrigeren pH-Wertes (DÖRFLER 2007).

[6] Als „Geläger" (= Weintrub, Trub) wird ein Gemisch aus Weinstein, Hefe und Alkohol bezeichnet.

In den letzten Jahren fielen durchschnittlich 15.000 – 17.000 t/a Schlamm und Trester an. Die Daten hiezu sind in Tabelle 10 dargestellt. Aufgrund der Umstellung der Nomenklatur vom BAWP 2001 auf den BAWP 2006 heißt die ehemalige Schlüsselnummer (SN) 11413 nun 92110 (z.B. Schlamm aus der Weinbereitung, Geläger etc.) und die ehemalige SN 11415 nun 92106 (UBA 2007a).

Tabelle 10: Abfallaufkommen von Schlamm und Trester aus der Weinbereitung (LEBENSMINISTERIUM 2006a und UBA 2007a)

BAWP [to/a]	SN 11413: Schlamm aus der Weinbereitung	SN 11415: Trester
1992	10.000	55.200
1995	10.000	5.000
1998	10.000	5.000
2001	10.000	5.000
2006	11.600	5.700

Aktuelle Verwertung der biogenen Reststoffe

Trester stellen den Hauptbestandteil der biogenen Reststoffe der Weinproduktion dar. Sie werden größtenteils als Dünger (zumeist auf den betriebseigenen Weinbauflächen) verwendet. Wegen ihrer hohen Zuckergehalte werden sie weiters als Rohstoff zur Alkoholherstellung genutzt. Auch als Viehfutter und als Grundstoff für die Pektinherstellung finden Trester Verwendung (FNR 2006).

Standortbeschreibungen

Drei Weinproduzenten wurden im Zuge der Datenerhebung kontaktiert. Das Weingut Christian Fischer hat an der Befragung teilgenommen, verfügt jedoch jährlich nur über 12 t Trester, die als Düngemittel auf den Weinbaufeldern ausgebracht werden. Der Winzerkeller Neckermarkt gab an, den anfallenden Trester als Düngemittel zu verwerten und über keine Mengenangaben zu verfügen. Die beschriebenen Keltereien sind nach ihrer jährlich anfallenden Menge an Trestern geordnet, wobei die Winzergenossenschaft Krems (1.350 t/a) mit großem Abstand vor dem Weingut Polz (160 t/a) liegt.

Winzergenossenschaft Krems

Die Winzergenossenschaft Krems in Krems an der Donau, Niederösterreich, ist wie erwähnt das flächenmäßig größte Weinbaugebiet Österreichs. Auf insgesamt rund 990 ha Weinbaugebiet, welches von 1.338 Weinbauern betreut wird, werden pro Jahr ca. 9.000 t Weintrauben verarbeitet. Dies sind ca. 150 t pro Tag. Pro Tag fallen daher rund 22 t Trester an, das sind pro Jahr etwa 1.350 t, da die Kampagne rund 60 Tage dauert. Zur Vereinfachung der Logistik werden die Rückstände der Weinproduktion – Trester, Kieselgur und Mosttrub – von den Mitgliedern abgeholt und auf ihre landwirtschaftlichen Flächen aufgebracht. Daher

wäre ein Potenzial für die Biogasproduktion sinnvoller Weise in der Kofermentation gegeben. Jedoch besteht aufgrund des niedrigen pH-Wertes des biogenen Abfalls hoher Neutralisationsmittelbedarf (DÖRFLER 2007).

Weingut Polz

Das Weingut von Erich & Walter Polz befindet sich in Spielfeld in der Steiermark. Etwa 51 ha Weinbaufläche befinden sich im Besitz der Familie Polz. Insgesamt wird auf einer Fläche von ca. 130 ha mit ca. 3.300 Rebstöcken pro ha Weinbau betrieben. Die durchschnittliche Kampagnendauer in der „Lesezeit" beträgt etwa 2 Wochen Vorlese, 4 Wochen Hauptlese und 2 Wochen Nachlese. Die gesamte Kampagnendauer beträgt also etwa 2 Monate bzw. 60 Tage. Täglich werden durchschnittlich 18 t und jährlich etwa 1.069 t Weintrauben verarbeitet. Die mittlere Jahresproduktion beläuft sich auf ca. 728.000 l Classic und rund 156.000 l „Qualitäts- bzw. Lagerweine". Dabei fallen pro t Weintrauben ca. 150 kg Trester mit einem TS-Gehalt von 20% - 25% TS an. Dies sind täglich ca. 2,7 t Treber bzw. 160 t pro Jahr. Etwa 80% des anfallenden Trebers werden als Dünger, die verbleibenden 20% zur Herstellung eines so genannten Treberbrandes „Grappa" verwendet. Anfallender Kieselgurschlamm wird im eigenen Weingarten ausgebracht. Derzeit werden in der Südsteiermark keine Trester bzw. Geläger als Kosubstrat zur Biogasproduktion eingesetzt. Jedoch erscheint die kurze Kampagne von nur 2 Monaten hierfür problematisch (DÖRFLER 2007).

Conclusio Keltereien

Der mit Abstand größte Anteil der biogenen Reststoffe der Weinproduktion sind Trester. 10% bis 15% der eingesetzten Rohstoffe (Trauben) werden zu Trester. Diese fallen jedoch nur während der Kampagnenlaufzeit von rund zwei Monaten an. Selbst wenn für die Winzergenossenschaft Krems, dem flächenmäßig größten Weinbaugebiet Österreichs, eine über das Jahr kontinuierliche Trestermenge angenommen wird, ergibt sich eine berechnete Anlagengröße von nur rund 102 kWh_{el}. Angenommen wurde ein Biogasertrag von 260 m^3/tFM bei einem Methangehalt von 65% (FNR 2006). Wird die kurze zeitliche Verfügbarkeit miteinbezogen, wird deutlich, dass die Trester der Weinproduktion keine Relevanz als (einziges) Substrat einer Biogas-Großanlage besitzen.

4.1.3 Brennereien

Abfallmengen

Eine Brennerei, oft auch Destille oder Destillerie genannt, dient der Herstellung von stark alkoholhaltigen Spirituosen aus nur schwach alkoholhaltigen Ausgangsstoffen. Nach MACKWITZ ET AL. (2006) werden in Österreich jährlich rund 3.900 t an Obst für die Spirituosenherstellung verwendet, dargestellt in Tabelle 11. Als biogener Reststoff fällt, neben den in der Tabelle dargestellten Kernmengen, vor allem Schlempe an.

Tabelle 11: Obst- und Kernmenge der österreichischen Spirituosenproduktion (MACKWITZ ET AL. 2006)

	Kirsche	Zwetschke	Pfirsich	Marille
Obst für die Spirituosen-produktion [to/a]	250	1.000	< 50	2.600
Theoretisch verfügbare Kernmenge	30	75	< 3,5	250
	grob gerundet ~ 350 to Kerne			

Aktuelle Verwertung der biogenen Reststoffe

Schlempe

Schlempe, als Nebenprodukt der Alkoholerzeugung, stellt den größten Teil der biogenen Reststoffe dieser Branche dar. Die Brennerei #1 gab an, aus 1.700 t Früchten eine ebenso große Menge an Schlempe als Reststoff zu produzieren. Je Liter erzeugtem Alkohol fällt etwa die 12-fache Menge Schlempe an. Diese wird derzeit hauptsächlich als Viehfutter oder Düngemittel eingesetzt.

Obstkerne

Wie aus Tabelle 11 ersichtlich, fallen jährlich rund 350 t an Obstkernen an. Aus den Presskuchen dieser Obstkerne können Müsliriegel hergestellt werden und die Kerne selbst können nach vorheriger Zerkleinerung als Feinstrahlmittel in einer Druckstrahlanlage verwendet werden.

Weitere Nutzungsmöglichkeiten für Obstkerne, nach MACKWITZ ET AL. (2006), sind:

- Kernöle für Süßwaren, Salate und z.B. Marillen-, Kirsch- und Pfirsichöl
- Grundstoffe, wie Fettsäuren und Pflanzenwachse
- Natürliche, marzipanähnliche Aromen
- Natürliche Abrasiva als Strahlmittel; diese sind für Aluminium, besonders empfindliche Oberflächen und gegebenenfalls die Dentaltechnik geeignet.

Standortbeschreibungen

Im Zuge der Datenerhebung betreffend das biogene Abfallkommen österreichischer Brennereien wurden elf Spirituosenhersteller kontaktiert. Ein Unternehmen nahm an der Datenerhebung teil und gestattete die Veröffentlichung seiner Daten in anonymisierter Form. Ein Unternehmen, das Fruchtsäfte und Spirituosen produziert, stellte seine Daten ebenfalls in anonymisierter Form zur Verfügung, wurde jedoch den Fruchtsaftproduzenten zugeordnet. Dieses Unternehmen (Fruchtsaftproduzent #2) wird in Kapitel 4.1.6 „Fruchtsaftindustrie“ beschrieben. Die Brüder Unterweger Obstveredelung OHG gab an nur minimal biogene Abfälle zu produzieren. Die Unternehmen Ellinger GmbH & Co KG und Johann Kattus GmbH teilten mit, über keine biogenen Abfälle zu verfügen.

Brennerei #1

Die befragte Brennerei #1 erwirtschaftet mit 30 Beschäftigten einen Jahresumsatz von 12 Mio. Euro. Das Unternehmen verarbeitet jährlich rund 1.700 t Früchte mit einem durchschnittlichen Einstandspreis von ca. 500 €/t zu Destillat. Als Reststoff fallen etwa 1.700 t/a Schlempe an. Zur Verwertungsform und dem durchschnittlichen Verwertungserlös (€/t) machte das Unternehmen keine Angaben. An einer verstärkten energetischen Verwertung seiner Reststoffe ist das Unternehmen nicht interessiert.

Conclusio Brennereien

Der mengenmäßig größte biogene Reststoff in Brennereien ist die Schlempe. Schlempe hat einen niedrigen TS-Gehalt von zwei bis maximal acht Prozent. Der erwartete Biogasertrag pro Tonne Festmeter wird mit 10 bis 50 m³ eingeschätzt (FNR 2006). Da österreichische Brennereien kleine bis mittelständische Unternehmen sind, können aus dieser Branche die für den Betrieb einer größeren Biogasanlage notwendigen Mengen nicht zur Verfügung gestellt werden.

4.1.4 Zuckerindustrie

Zuckerproduktion

In Österreich erfolgt die Zuckerproduktion in Leopoldsdorf und in Tulln (siehe Abbildung 6), beide in Niederösterreich. Beide Produktionsstätten sind Standorte der Agrana Zucker- und Stärke AG.

Abbildung 6: Zuckerfabrik Tulln (AGRANA 2006)

Der Zuckerrübenkampagnenbetrieb dauert zwischen 68 und 99 Tagen. Auf 1 ha Rübenanbaufläche werden ca. 80.000 Rüben angebaut. Der Ertrag pro Hektar liegt zwischen 55

und 65 t. Aus etwa 6 kg Rüben wird, je nach Zuckergehalt, etwa 1 kg Zucker gewonnen. Rund 1.100 kWh Energie werden zur Gewinnung von 1 t Zucker benötigt. Diese Energie wird an beiden österreichischen Standorten aus Erdgas gewonnen (AGRANA 2006 und 2007b). Eine Übersicht über die Zuckerproduktion, nach AGRANA (2006), gibt folgende Abbildung 7. Die dargestellten Stationen der Zuckergewinnung sind:

1. Schnitzelgewinnung,
2. Saftgewinnung,
3. Saftreinigung,
4. Filtration,
5. Safteindickung,
6. Kristallisation,
7. Zentrifugieren,
8. Zucker,
9. Zuckertrocknung und
10. Melasse.

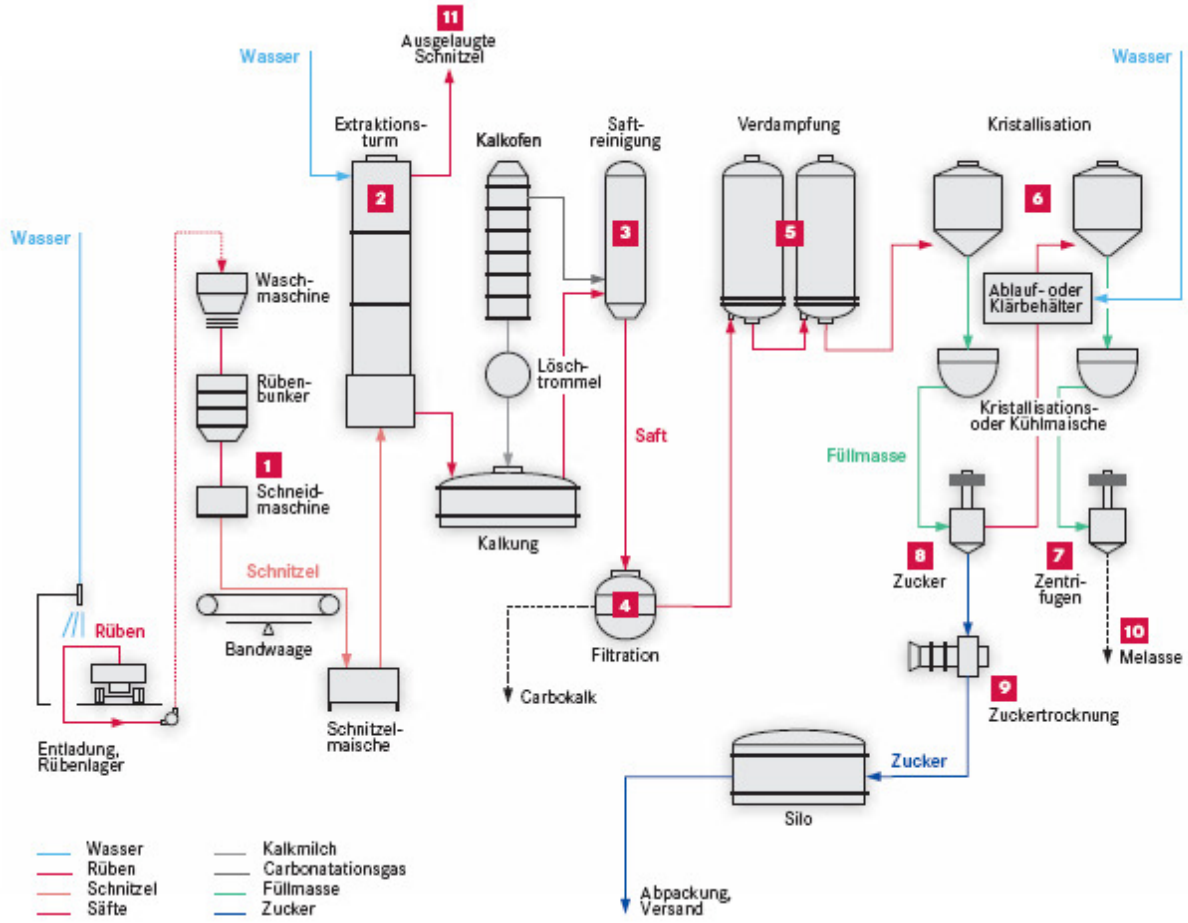

Abbildung 7: Ablauf der Zuckerproduktion (AGRANA 2006)

Die Gesamtzuckerproduktion (in Weißzuckerwert) betrug 2004/2005 rund 460.000 t, der Pro-Kopf-Verbrauch in Österreich liegt bei rund 39 kg (AMA 2007). Einen Überblick über die österreichische Zuckerrübenernte und Zuckerproduktion gibt nachfolgende Tabelle 12.

Tabelle 12: Zuckerrübenernte und Zuckerproduktion (LEBENSMINISTERIUM 2006b, STATISTIK AUSTRIA 2006a und AZAS 2006)

Jahr	Zuckerrübenernte	Zuckerproduktion
	[Mio. t/a]	[t/a]
1990	2,5	416.336
1991		430.133
1994	2,6	
1995	2,9	442.301
1996	3,1	491.767
1997	3,0	483.940
1998	3,3	490.436
1999	3,3	501.102
2000	2,6	411.102
2001	2,7	423.415
2002	3,0	455.826
2003	2,5	386.213
2004	2,9	458.137
2005	3,1	488.932
2006	2,5	395.000

2006 setzten sich die biogenen Abfallstoffe der Zuckerindustrie gemäß eigenen Angaben der Agrana Zucker- und Stärke AG wie folgt zusammen:

- Ca. 30.500 t Rübenblätter bzw. Rübenbruchstücke,
- Ca. 180.000 t Pressschnitzel,
- Ca. 50.000 t Melasse und
- Ca. 8.000 t Betainmelasse.

Tabelle 13 und Tabelle 14 geben eine Input-/Outputanalyse der österreichischen Zuckerproduktion aus dem Jahr 2000 wieder (BÖCHZELT ET AL. 2002).

Tabelle 13: Input-Darstellung bei der Zuckerproduktion (BÖCHZELT ET AL. 2002)

Input		**Menge**	**Einheit**
Zuckerrüben	(inkl. Wasser)	2.633.000	[t]
Rübenerde		230.000	[t]
Erdgas		72.000.000	[Nm³]
Strom		1.700	[MWh]
Kalkstein		70.700	[t]
Koks		5.300	[t]
Wasser	(aus Rüben)	(2.000.000)	[m³]
	aus Vorfluter	2.100.000	[m³]
	aus Grund-wasser	700.000	[m³]
	aus Vorjahr	200.000	[m³]
Summe Input		**5.939.000**	**[t]**

Tabelle 14: Output-Darstellung bei der Zuckerproduktion (BÖCHZELT ET AL. 2002)

Output		**Menge**	**Einheit**
Wasser	als Dampf	250.000	[m³]
Wasserverdunstung		600.000	[m³]
Abwasser	zum Vorfluter	3.900.000	[m³]
Wasser im Produkt		90.000	[m³]
Erd- und Überschussschlamm in Erdkassetten		360.000	[t]
Strom		4.800	[MWh]
Emissionen	Staub	65	[t]
	CO_2	130.000	[t]
	No_x	113	[t]
	CSB	190	[t]
	Stickstoff	24	[t]
Trockenschnitzel		165.000	[t]
Carbokalk		115.000	[t]
Dicksaft		31.000	[t]
Melasse		38.000	[t]
Weißzucker		411.000	[t]
Summe Output		**6.090.392**	**[t]**

Aktuelle Verwertung der biogenen Reststoffe

Melasse

Der interessanteste biogene Reststoff bei der Zuckerproduktion ist die Melasse, welche ca. 25 Masse% der Produktausbeute, dem Zucker, beträgt. Sie stellt einen hochwertigen Rohstoff für die Backhefe- und Futtermittelindustrie sowie für die Alkoholerzeugung dar. Nach Melasse herrscht auch rege Nachfrage, weil diese als Fermentationsrohstoff bzw. für die Bioethanolproduktion herangezogen werden kann (DÖRFLER 2007). Melasse fällt wie alle Reststoffe der Zuckerindustrie saisonal während der Zuckerrübenernte (von Oktober bis Dezember) an.

Rübenschnitzel

Pro Tonne Rüben fallen etwa 50 kg Rübenschnitzel mit 90% TS an. In Zukunft ist jedoch eine Reduzierung der verfügbaren Mengen aufgrund der EU-Zuckermarktordnung[7] zu erwarten (DÖRFLER 2007). Die Rübenschnitzel werden getrocknet, anschließend melassiert, und danach zu Trockenschnitzelpellets agglomeriert. Diese Pellets dienen als Futtermittel und haben Eigenschaften wie gute Verdaulichkeit, hoher Faseranteil etc. Daher herrscht danach eine rege Nachfrage. Weiters wurde auch die thermische Verwertung der Trockenschnitzelpellets überlegt. Diese wird aber wegen der zu geringen Trockensubstanz der erhaltenen Pellets und dem resultierenden, etwa um das Vierfache höheren Preis gegenüber fossilen Brennstoffen, derzeit nicht in Betracht gezogen (BÖCHZELT ET AL. 2002).

Rübenerde, Carbokalk

Die Rübenerde wird zusammen mit dem anfallenden Überschussschlamm getrocknet und kann dann als Ackererde wieder aufgebracht werden. Der Carbokalk, auch als Kalkschlamm bezeichnet, ist ein Gemisch aus Kalk und Nichtzuckerstoffen, welches bei der Saftreinigung anfällt (BÖCHZELT ET AL. 2002). Pro Tonne Rüben fallen etwa 25 bis 30 kg an, dieser Carbokalk wird derzeit primär als Düngerohstoff verwendet, da er zur pH-Anhebung dient (DÖRFLER 2007).

Standortbeschreibungen

Beide Unternehmen der österreichischen Zuckerproduktion nahmen an der Datenerhebung teil, beide wünschten eine anonymisierte Veröffentlichung ihrer Daten.

Zuckerfabrik #1

Am Produktionsstandort sind während des Kampagnenbetriebs 258 MitarbeiterInnen beschäftigt. In der Zuckerfabrik #1 werden jährlich rund 1.304.600 t Zuckerrüben zu Weißzucker, Nass-, Press- und Trockenschnitzel verarbeitet. Die anfallenden biogenen Rest-

[7] EU-Zuckermarktordnung, seit 1. Juli 2006 in Kraft. Wesentliche Elemente der Marktordnung sind die schrittweise Senkung der EU-Zuckerpreise sowie die Reduzierung der EU-Zuckererzeugung (AGRANA).

stoffe, ihre jährlichen Mengen und die Verwertungsform sind in Tabelle 15 aufgelistet. Angaben zu durchschnittlichen Verwertungserlösen wurden nicht bekannt gegeben.

Insgesamt fielen am Standort rund 161.100 t biogener Reststoffe an. Unter der Annahme, dass rund ein Viertel der Rübenblätter und der Pressschnitzel in einer Biogasanlage verwertet werden, ergibt dies Substratmengen von rund 6.200 t/a bzw. 4% der gesamten biogenen Reststoffe.

Tabelle 15: Biogene Abfallstoffe der Zuckerfabrik #1

Biogener Abfallstoff (Bezeichnung)	Jährliche Menge [t]	Verwertungsform
Trockenschnitzel (melassiert)	77.600	Futtermittel
Melasse	50.900	Futtermittel
Rübenblätter, Rübenbruchstücke	19.500	Futtermittel (ungetrocknet), Trocknung zu lagerbarem Futtermittel, Rohstoff für bäuerliche Biogasanlagen
Betainmelasse	8.000	Chemische Industrie
Pressschnitzel	5.100	Futtermittel (ungetrocknet), Trocknung zu lagerbarem Futtermittel, Rohstoff für bäuerliche Biogasanlagen

Zuckerfabrik #2

Aus rund 1.188.500 t Zuckerrüben pro Jahr werden in der Zuckerfabrik #2 ebenfalls Weißzucker, Nass-, Press- und Trockenschnitzel hergestellt. Die biogenen Abfallstoffe der Zuckerfabrik #2 sind in Tabelle 16 beschrieben. Auch dieser Produktionsstandort gab keine Verwertungserlöse bekannt.

Aus beinahe 400.000 t Nassschnitzel (ca. 14% TS) werden durch Weiterverarbeitung rund 66.700 t Trockenschnitzel (89% TS). Gemeinsam mit rund 11.000 t Rübenblättern und 1.000 t Pressschnitzeln entstehen somit 78.700 t biogener Reststoffe. Etwa 8.150 t davon, das sind rund 10% der gesamten Reststoffmenge, werden in einer Biogasanlage weiterverarbeitet.

Tabelle 16: Biogene Abfallstoffe der Zuckerfabrik #2

Biogener Abfallstoff (Bezeichnung)	Jährliche Menge [t]	Verwertungsform
Rübenblätter, Rübenbruchstücke)	11.000	Ca. 5% als Futtermittel, ca. 65% als Rohstoff für Biogasanlage, ca. 30% auf 89% TS getrocknet als Futtermittel
Nassschnitzel (ca. 14% TS)	390.000	Werden abgepresst zu Pressschnitzel
Pressschnitzel	175.000	Ca. 1.000 t als Rohstoff für Biogasanlage, Rest wird getrocknet und zu Trockenschnitzel
Trockenschnitzel (89% TS)	66.700	Futtermittel, ca. 40% Export

Beide Unternehmen gaben an, dass sich für eine verstärkte energetische Nutzung die wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen so ändern müssten, dass sich Investitionen in Energieanlagen in (wirtschaftlich) vertretbaren Zeiträumen amortisieren. Die Prüfung einer energetischen Nutzung ergibt derzeit negative Ergebnisse, da die energetische Nutzung einer Verwertung als Futtermittel entgegensteht, die ausreichend Deckungsbeiträge liefert – die Nebenprodukte müssen hier nicht entsorgt werden. Selbst unter Einbeziehung möglicher Erlöse aus CO_2-Zertifikaten konnte bei der Prüfung einer verstärkten energetischen Nutzung keine (wirtschaftlich) positive Aussage getroffen werden.

Conclusio Zuckerindustrie

Die Zuckerproduktion ist in Österreich stark in einer Hand konzentriert. An beiden Standorten fallen, obwohl die Kampagne der Zuckerrübe nur zwischen rund 70 und 100 Tagen dauert, täglich große Mengen an biogenen Reststoffen, z.B. Rübenschnitzel, an. In Summe produzieren beide Standorte rund 240.000 t biogene Reststoffe, davon werden nur rund 6% (14.350 t) in einer Biogasanlage verwertet. Der Großteil der Reststoffe wird als Futtermittel verwendet.

Im Hinblick auf die Mengen der anfallenden Reststoffe sind beide Zuckerfabriken für eine Standortanalyse einer potenziellen Biogas-Großanlage relevant. Jedoch hat die Agrana Zucker- und Stärke AG im österreichischen Unternehmenssegement Zuckerproduktion bereits eine Prüfung der energetischen Verwertungsmöglichkeiten vorgenommen und hierbei ein wirtschaftlich negatives Ergebnis erhalten.

4.1.5 Stärkeerzeugung

In Österreich gibt es derzeit zwei Standorte mit großindustrieller Stärkeproduktion und zwar die Kartoffelstärkeproduktion in Gmünd/NÖ und die Maisstärkefabrik Aschach/NÖ. Beide Standorte sind Produktionsstätten der Agrana Stärke GmbH. Das Unternehmen Jungbunzlauer AG plant die Errichtung einer Maisstärkeproduktion bei Laa an der

Thaya/NÖ. Die Anlage soll 2008 mit einer Verarbeitungskapazität von 200.000 t/a in Betrieb gehen (HAINFELLNER ET AL. 2007).

Aktuelle Verwertung der biogenen Reststoffe

Die Abfälle der Stärkeindustrie, SN 921, beliefen sich laut BAWP 2006 auf eine Gesamtmenge von 50.000 t (UBA 2007a).

Reststoffe der Kartoffelstärkeproduktion

Aus einer Tonne Kartoffeln entstehen im Zuge der Stärkeerzeugung:

- Pülpe[8], ca. 140 bis 235 kg (je nach TS-Gehalt),
- Kartoffelfruchtwasser, ca. 700 l (4-5% TS) (MÜLLER 2005 und OLSON 2000) und
- Kartoffelschälbrei, ca. 17 kg.

Pülpe findet derzeit hauptsächlich Verwendung als Futtermittel nach vorangegangener Trocknung, die mit hohem energetischem Aufwand verbunden ist (KOMPETENZNETZ 2007). Kartoffelfruchtwasser wird auf etwa 50% TS eingedampft und findet Verwendung als Düngemittel, Futtermittel oder als Nährlösungsbestandteil für die Fermentationsindustrie (LEITGEB 2001). Kartoffelschälbrei wird ebenfalls als Futtermittel verwertet.

Reststoffe der Maisstärkeproduktion

Bei der Maisstärkeproduktion wird rund ein Drittel der eingesetzten Rohstoffe (Mais) zu biogenen Reststoffen. Der größte Anteil entfällt dabei auf Maiskleberfutter, gefolgt von Maiskeimen und Maiskleber. Maiskleberfutter und Maiskleber, die rund 80% der Reststoffe stellen, werden in Österreich derzeit als Futtermittel verwertet. Maiskeime finden in der Lebensmittelindustrie (Ölgewinnung) Verwendung.

Standortbeschreibungen

Beide Standorte der AGRANA Stärke GmbH nahmen an der Datenerhebung teil. Die zur Verfügung gestellten Angaben dürfen jedoch nicht veröffentlicht werden.

Kartoffelstärkeproduktion Gmünd

Die Anbaufläche betrug 2006 rund 6.200 ha, an etwa 116 Kampagnentagen wurden insgesamt ca. 187.400 t Stärkeindustriekartoffeln (1.612 t/Tag) verarbeitet und daraus ca. 41.100 t Kartoffelstärke gewonnen (AGRANA 2007b und DÖRFLER 2007).

Die gemäß EU-Quote limitierte jährliche Kartoffelstärkemenge von knapp 48.000 t wird zum Teil als native Stärke ausgeliefert und zum größeren Teil zu Derivaten und Spezialprodukten (Walzenprodukte) weiterverarbeitet. Das Werk verfügt weiters über eine Verzuckerungsanlage, in der Spezial-Maltodextrine hergestellt werden. Neben den Stärkeproduktions- und

[8] Die Fruchtpülpe oder Pulpe ist der genießbare Teil der ganzen Frucht, der in Stücke geteilt oder zerdrückt, jedoch nicht zu Mark verarbeitet sein kann. Kartoffelpülpe besteht hauptsächlich aus Zellwandbestandteilen und Reststärke. (LEITGEB 2001).

-verarbeitungsanlagen betreibt die Kartoffelstärkefabrik Gmünd eine Anlage zur Herstellung von Kartoffeldauerprodukten aus Speisekartoffeln, hauptsächlich Pürees, sowie eine Anlage zur Erzeugung von Kindernahrungsmitteln (AGRANA 2007C).

Am Standort Gmünd ist mit einem Pülpeanfall von ca. 140 kg/t zu rechnen, das sind jährlich zwischen ca. 34,4 (2005) und 26,2 Mio. t (2006). Seit etwa 3 Jahren werden am Standort Versuche unternommen, aus Pülpe Biogas zu produzieren. Das Problem besteht jedoch im Kampagnenbetrieb, da aufgrund der natürlichen Milchsäuregärung eine Lagerfähigkeit über einen längeren Zeitraum nicht möglich ist. Weiters ist Pülpe maximal 2 m hoch stapelbar. Ein weiteres Problem besteht darin, dass Kartoffelpülpe nicht in der „Positivliste“ der Ökostrom-verordnung aufgelistet ist (DÖRFLER 2007).

Maisstärkefabrik Aschach

In der AGRANA Maisstärkefabrik in Aschach, Niederösterreich, wurden im Jahr 2006/07 rund 84.000 t Nassmais verarbeitet. Im Jahr davor waren dies etwa 86.000 t. Die tägliche Übernahmeleistung wurde durch eine neu errichtete Maisannahme von ca. 1.000 t auf etwa 1.200 t pro Tag erhöht. Dadurch wurde trotz der kürzeren Maisernteperiode eine annähernd gleiche Verarbeitungsmenge im Vergleich zum Vorjahr erzielt. Die Verarbeitung wurde inzwischen von der Nassmaisverarbeitung wieder auf Trockenmais umgestellt (AGRANA 2007b). Trockenmais besteht zu etwa 70% aus Stärke und zu etwa 12% aus Wasser (DÖRFLER 2007).

Conclusio Stärkererzeugung

Die Kartoffelstärkeproduktion in Gmünd unternimmt seit etwa drei Jahren Versuche, aus Pülpe Biogas zu produzieren. Die Probleme bestehen jedoch einerseits durch den Kampagnenbetrieb, andererseits durch die Lagerfähigkeit. Aufgrund der natürlichen Milchsäuergärung ist eine Lagerung über einen längeren Zeitraum nicht möglich. Ein weiteres Problem besteht darin, dass Kartoffelpülpe nicht in der „Positivliste“ der Ökostrom-verordnung aufgelistet ist (DÖRFLER 2007).

Im Zuge der Recherche hat sich herausgestellt, dass es bei der zur Zeit schlechten wirtschaftlichen Situation der BGA sinnvoller ist, die bei der Maisstärkeproduktion anfallenden biogenen Reststoffe als Futtermittel bzw. deren Halberzeugnisse (Maiskeime) in der Lebensmittelindustrie abzusetzen. Das theoretische energetische Nutzungspotential wäre jedoch, im Gegensatz zur Kartoffelstärkeproduktion, sehr hoch.

4.1.6 Fruchtsaftindustrie

Fruchtsaftproduktion

2006 wurden in Österreich insgesamt 2.855.466 hl an Fruchtgetränken abgesetzt (GETRÄNKEVERBAND 2008). Bei den Fruchtsäften wird im Allgemeinen zwischen trinkfertigen, klaren Fruchtsäften und fruchtfleischhaltigen Ganzfruchtsäften unterschieden. Nur mehr sehr selten werden heute so genannte „Direktsäfte“ aus Frischobst hergestellt. Vielmehr steht die Erzeugung aus Halbfabrikaten, wie Fruchtmuttersäfte, klare Saft- und Aromakonzentrate, pulpehaltige Fruchtmarke bzw. Fruchtmarkkonzentrate, im Vordergrund.

Der schematische Ablauf bei der Herstellung von Fruchtmuttersäften ist in Abbildung 8 dargestellt. Der verfahrenstechnische Aufwand der Gewinnung von Fruchtmarkkonzentraten ist oftmals geringer als bei der Herstellung von Fruchtmuttersäften. Deshalb erlangt der Produktionsprozess der Gewinnung von Fruchtmarkkonzentraten immer stärkere Bedeutung. Hier werden vor allem Stein- und Beerenobst, Gemüse (z.B. Tomaten, Karotten) wie auch unterschiedliche tropische Früchte verarbeitet (z.B. Mango) (HEISS nach BÖCHZELT ET AL. 2002).

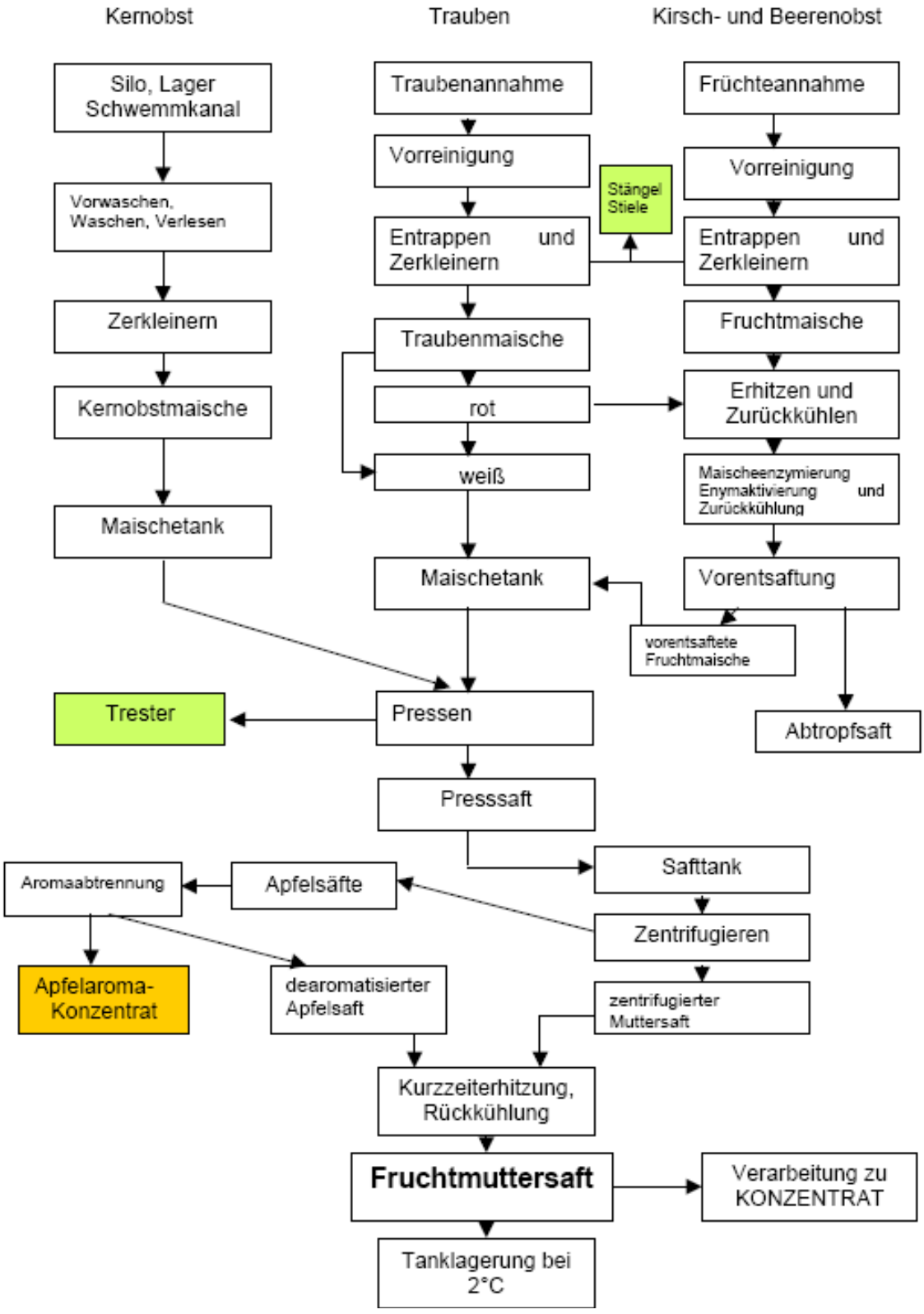

Abbildung 8: Fließbild der Fruchtsaftproduktion (HEISS nach BÖCHZELT ET AL. 2002)

Biogene Reststoffe

Die bei der Fruchtsaftproduktion entstehenden biogenen Reststoffe wie Trester oder Press- und Filterrückstände werden unterschiedlichen Verwertungsformen wie Kompostierung, Verfütterung oder Biogaserzeugung zugeführt. Nach MACKWITZ ET AL. (2006) fallen bei den

großen österreichischen Obstverarbeitern keine Obstkerne an, da diese entkerntes und tiefgefrorenes Fruchtmark aus dem Ausland beziehen.

Tabelle 17 listet die Rückstände aus der Fruchtsaftproduktion gemäß Bundesabfallwirtschaftsplan (BAWP) auf. Die laut Bundesabfallwirtschaftsplan (BAWP) 2001 verwendete SN 11423 heißt nun, im neuen BAWP 2006, 92106 (UBA 2007a). Die jährliche Menge der Rückstände stagniert seit 1998 bei 8.400 t.

Tabelle 17: Anfall von Rückständen und Abfällen aus der Fruchtsaftproduktion gemäß Bundesabfallwirtschaftsplan (LEBENSMINISTERIUM 2006a und UBA 2007a)

BAWP [to/a]	SN 11423: Rückstände und Abfälle aus der Fruchtsaftproduktion
1992	15.000
1995	15.000
1998	8.400
2001	8.400
2006	8.400

Aktuelle Verwertung der biogenen Reststoffe

Im Bereich der Fruchtsaftproduktion ist die Suche nach innovativen Möglichkeiten zur Gesamtnutzung des Rohstoffes Obst bzw. deren biogener Reststoffe sehr verbreitet (siehe auch Tabelle 18). Ebenso dargestellt sind die etwa zu erwartenden Kosten bzw. Erlöse. Weitere zukünftige Verwertungsmöglichkeiten sind z.B. für Apfeltrester die Gewinnung von Pektinen, aus welchen wiederum Gelier- und/oder Stabilisierungsmittel hergestellt werden können. Da Zitrustrockentrester jedoch beinahe die dreifache Menge an Pektinen liefern, ist der Einsatz der Apfeltrester stetig im Sinken begriffen. Eine weitere Nutzungsmöglichkeit liegt in der Verwendung der Trester als diätisches Nahrungsergänzungsmittel. Aufgrund seines hohen Ballaststoffgehaltes wird dem Trester cholesterinsenkende Wirkung bestätigt. Solche Produkte sind bereits am Markt erhältlich. Schließlich kann der getrocknete Trester auch verfeuert werden und ist ein relativ energiereicher Heizstoff (BÖCHZELT ET AL. 2002).

Tabelle 18: Verwertung biogener Reststoffe (BÖCHZELT ET AL. 2002)

Biogener Reststoff	Verwertung	Erlöse/Kosten
Apfeltrester	Futtermittel	E
Pfirsichtrester	Verfeuerung	E (10-15 Cent/kg)
Heidelbeertrester	Farbinhaltsstoffe	E (35-40 Cent/kg)
Himbeerkerne	Aromahersteller	E (35-40 Cent/kg)
Kirschtrester	Futtermittel	E (10-15 Cent/kg)
Apfeltrester	Pektinerzeuger	E (15-22 Cent/kg)
Beerentrester	Kompost	K (5-6 Cent/kg)
Brennereischlempe	Biogas (intern)	Neutral
Obstreste u.a.	Futtermittel	E (3-7 Cent/kg)
versch. Trester	unterschiedl.	E
Fruchtreste	Biogas, Dünger	K
feste biog. Reststoffe	Kompost	K

Die Verarbeitungsmengen von „Industrieobst“ werden durch die Warenverfügbarkeit und den Einkaufspreis bestimmt. Zukünftig ergibt sich dadurch eine verstärkte Konkurrenzsituation mit den Verarbeitern vor Ort. Daher wird z.B. an der Optimierung der Logistikkosten und an verbesserter Rohstoffqualität gearbeitet. Durch den vielfältiger Einsatz als Futtermittel, z.B. für die Rinderzucht oder als Rohfaserkomponente für das Wild, wird es voraussichtlich zu Preissteigerungen kommen (DÖRFLER 2007).

Standortbeschreibungen

Im Zuge der Datenerhebung betreffend die Erhebung des biogenen Abfallaufkommens wurden 10 Unternehmen der Fruchtsaftindustrie kontaktiert. Sechs Unternehmen nahmen an der Umfrage teil. Die Firmen APO Fruchtsäfte GmbH und Hermann Pfanner Getränke GmbH gestatten die Veröffentlichung ihrer Daten im Rahmen der Studie. Vier teilnehmende Unternehmen wünschten eine anonymisierte Veröffentlichung ihrer Angaben (Fruchtsaft-produzent #1, Fruchtsaftproduzent #2 etc.).

Rauch Fruchtsäfte GmbH & Co

Die Rauch Fruchtsäfte GmbH & Co, kurz Rauch genannt, wurde 1919 gegründet und verfügt über zwei Standorte in Vorarlberg (Rankweil und Nüziders) und weitere Standorte z.B. in Ungarn, Kroatien und Tschechien. Mit einem Umsatz von rund 485 Mio. € im Jahr 2003 ist die Rauch-Gruppe mit Abstand der größte Fruchtsaft- und Teegetränkeproduzent in Österreich und nimmt auch international eine entscheidende Rolle ein. Derzeit beschäftigt das Unternehmen insgesamt über 1.090 Mitarbeiter und exportiert weltweit in 50 Länder (RAUCH FRUCHTSÄFTE GMBH & CO 2007). Nach Angabe des Bereichsleiters Qualitäts-management, Herrn Dr. Schwald, verwertet das Unternehmen einen Großteil seiner biogenen Abfälle in einer Biogasanlage.

PAGO International GesmbH

Der Firmensitz der PAGO International Ges.m.b.H. befindet sich noch immer in Klagenfurt, wo das Unternehmen im Jahr 1888 mit der Herstellung von Sodawasser begann (PAGO 2007). In der Zwischenzeit gehört Pago zur Brau Union und erwirtschaftete 2002 einen Umsatz von 123 Mio. € (TELEKOM AUSTRIA BUSINESS 2007) bei rund 450 Mitarbeitern und einer weltweiten Produktion von ca. 850.000 hl (TRETTER 2003).

Die Firma Pago verwendet als Ausgangsprodukt Konzentrat und verfügt deshalb nur über flüssige biogene Abfälle, die bei Reinigungsvorgängen entstehen. Diese flüssigen biogenen Abfälle sind nicht quantifizierbar, da sie in das Abwasseraufkommen mit einfließen (SCHARF 2007).

Hermann Pfanner Getränke GmbH

Die Hermann Pfanner Getränke GmbH in Lauterach, Vorarlberg, erwirtschaftete im Jahr 2006 mit etwa 340 Mitarbeitern in Österreich einen Umsatz von etwa 205 Mio. €. Die hergestellten Produkte sind: Fruchtsäfte, Nektare, Eistees und Wellness-Tees. Die Produktionsmenge betrug 2006 etwa 400 Mio. l (PFANNER 2007).

Am Standort Enns in Oberösterreich werden pro Jahr etwa 40.000 - 50.000 t Äpfel verarbeitet (ca. 700 - 900 t pro Tag). Die Kampagnendauer beträgt etwa 100 Tage und dauert von August bis November. Daraus werden etwa 6.000 bis 7.000 t Apfelsaftkonzentrat hergestellt.

Als biogene Reststoffe entstehen pro t Apfel:

- Ca. 40 - 50 kg Trockentrester mit einem TS-Gehalt von ca. 95% bzw.
- 150 kg Nasstrester mit einem TS-Gehalt von ca. 30%.

Dies entspricht einer jährlichen Menge von etwa 6.750 t Nass- bzw. rund 2.025 t Trockentrester. Der Trester wird in einer neuen Trocknungsanlage getrocknet und als Trockentrester abgegeben. Der Preis für die Abgabe an Großabnehmer beträgt etwa 170 bis 180 €/t (DÖRFLER 2007).
Nach eigenen Angaben verarbeiten die Hermann Pfanner Getränke GmbH bis zu 90.000 t Früchte (Äpfel, Birnen) und ca. 300 t Tee (verschiedene Sorten) jährlich. Die biogenen Reststoffe setzen sich zusammen aus:

- Ca. 450 t Teereststoffen (20% Trockensubstanz),
- Ca. 250 t Siebgut (20% Trockensubstanz),
- Ca. 50 t Restholz und
- Ca. 2 t Grasschnitt (20% Trockensubstanz).

Das Restholz wird in Form von Holzchips der Restholzverwertung zugeführt, alle anderen biogenen Reststoffe werden kompostiert. Die Reststoffe aus der Fruchtverarbeitung werden als Koppelprodukte verwertet und sind deshalb nicht unter biogenen Reststoffen angeführt.

Fruchtsaftproduzent #1

Das Unternehmen „Fruchtsaftproduzent #1“ erwirtschaftet mit rund 300 Beschäftigten einen Jahresumsatz von 85 Mio. €. Der Fruchtsaftproduzent #1 verwendet folgende Rohstoffe zur Fruchtzubereitung bzw. zur Herstellung von Apfelsaftkonzentrat:

- Ca. 21.500 t/a Äpfel,
- Ca. 17.500 t/a Tiefkühlfrüchte,
- Ca. 12.000 t/a Apfelsaftkonzentrat (Halbfabrikat) und
- aseptische Früchte (keine Mengenangaben vorhanden).

Die Abfälle der Abfallgruppe 921 (Abfälle ausschließlich pflanzlicher Herkunft) wurden mit einer jährlichen Menge von ca. 365 t in einer Biogasanlage verwertet. Die entstandenen Kosten belaufen sich auf etwa 11,70 €/t. Alle weiteren Reststoffe, Press- und Filterrückstände sowie Schlämme, in einer Gesamtmenge von rund 1.450 t/a, wurden einer Kompostieranlage zugeführt. Auch hier entstanden dem Fruchtsaftproduzenten #1 Kosten von durchschnittlich 40 €/t.

Fruchtsaftproduzent #2

Der Fruchtsaftproduzent #2 erwirtschaftet mit rund 690 Beschäftigten einen Jahresumsatz von ca. 220 Mio. €. Das Unternehmen verarbeitete 2006 rund 5.000 t Äpfel sowie etwa 1.000 t unterschiedlicher Beeren zu Konzentrat. Die am Produktionsstandort anfallenden biogenen Reststoffe (t/a) sowie die jeweilige Verwertungsform sind in Tabelle 19 aufgelistet. Jährlich fallen rund 1.390 t biogener Reststoffe an, etwa die Hälfte davon wird in einer Biogasanlage verwertet.

Tabelle 19: Biogene Reststoffe des Fruchtsaftproduzenten #2

Biogener Abfallstoff (Bezeichnung)	Menge [t/a]	Verwertungsform
Press- und Filterrückstände	844	Biogas, Kompost
Fettabscheider	297	Biogas
Trester	234	Weiterverarbeitung Pharmaindustrie bzw. Verfütterung, Biogas, Kompost
Teig	15	Verfütterung
Küchenabfälle	0,8	Biogas

Fruchtsaftproduzent #3

Das Unternehmen „Fruchtsaftproduzent #3“ erwirtschaftet mit 150 Beschäftigten einen Jahresumsatz von rund 90 Mio. €. Am Produktionsstandort des Fruchtsaftproduzenten #3 werden jährlich zwischen 30.000 und 50.000 t Kernobst und rund 6.000 t Beerenfrüchte zu Konzentrat verarbeitet. An biogenen Reststoffen fallen rund 13.000 t/a an (ca. 36 t pro Tag). Nur etwa ein Drittel der Reststoffe wird derzeit als Substrat in Biogasanlagen verwendet. Der Fruchtsaftproduzent #3 ist an keiner verstärkten energetischen Verwertung interessiert. Die biogenen Reststoffe (t/a) sowie die jeweilige Verwertungsform sind in Tabelle 20 aufgelistet.

Tabelle 20: Biogene Reststoffe des Fruchtsaftproduzenten #3

Biogener Abfallstoff (Bezeichnung)	Menge [t/a]	Verwertungsform
Apfeltrester	max. 5.000	Tierfutter
Birnentrester	max. 4.000	Kompostierung, Biogasanlagen
Beerentrester	1.000	Kompostierung
Klärschlamm	1.000	Biogasanlagen
Filtertrub	max. 2.000	Kompostierung

Fruchtsaftproduzent #4

Das Unternehmen, spezialisiert auf Fruchtsirupe und Konfitüren, erwirtschaftet mit rund 280 Mitarbeitern einen Umsatz von rund 87 Mio. €. Der Fruchtsaftproduzent #4 wird von mehreren größeren internationalen Lieferanten mit tiefgefrorenen, bedarfsgerechten (Obst)Stücken beliefert. Biogene Reststoffe fallen somit nur an, wenn ein Kunde nur einen Teil der Lieferung übernimmt. Die retournierte Lieferung wird anschließend von einem

Kompostierunternehmen abgeholt, das neben der Kompostierung einen Teil der Reststoffe in einer Biogasanlage verwertet. Mengenangaben über diese Reststoffe wurden nicht gemacht. Dem Unternehmen entstehen dabei weder Kosten noch erzielt es Erlöse. Reststoffe, die bei der Reinigung der Leitungen anfallen, werden über das Abwasser in eine Kläranlage eingeleitet, wo sie im Faulturm verwertet werden.

Conclusio Fruchtsaftindustrie

Die Fruchtsaftindustrie hat sich primär auf die Verarbeitung von Konzentraten spezialisiert. Hierbei entstehen keine großen Mengen an biogenen Abfällen, die energetisch genutzt werden könnten. Die anfallenden biogenen Abfälle, vor allem Trester, werden entweder der Kompostierung zugeführt, als Futtermittel verwertet oder externen Biogasanlagen zugeführt. Daher sind, wenn überhaupt, nur lokal vereinzelt Biogasanlagen vorstellbar.

4.1.7 Molkereien

Produktion

In 93 Molkerei- und Käsereibetrieben in Österreich sind mit 109 Betriebsstätten 4.086 Beschäftigte tätig. Die gesamte Rohmilcherzeugung betrug 2004 rund 3,14 Mio. t (LEBENSMINISTERIUM 2006c). Der Produktionsverlauf in einer Molkerei ist in folgender Abbildung 9 schematisch dargestellt.

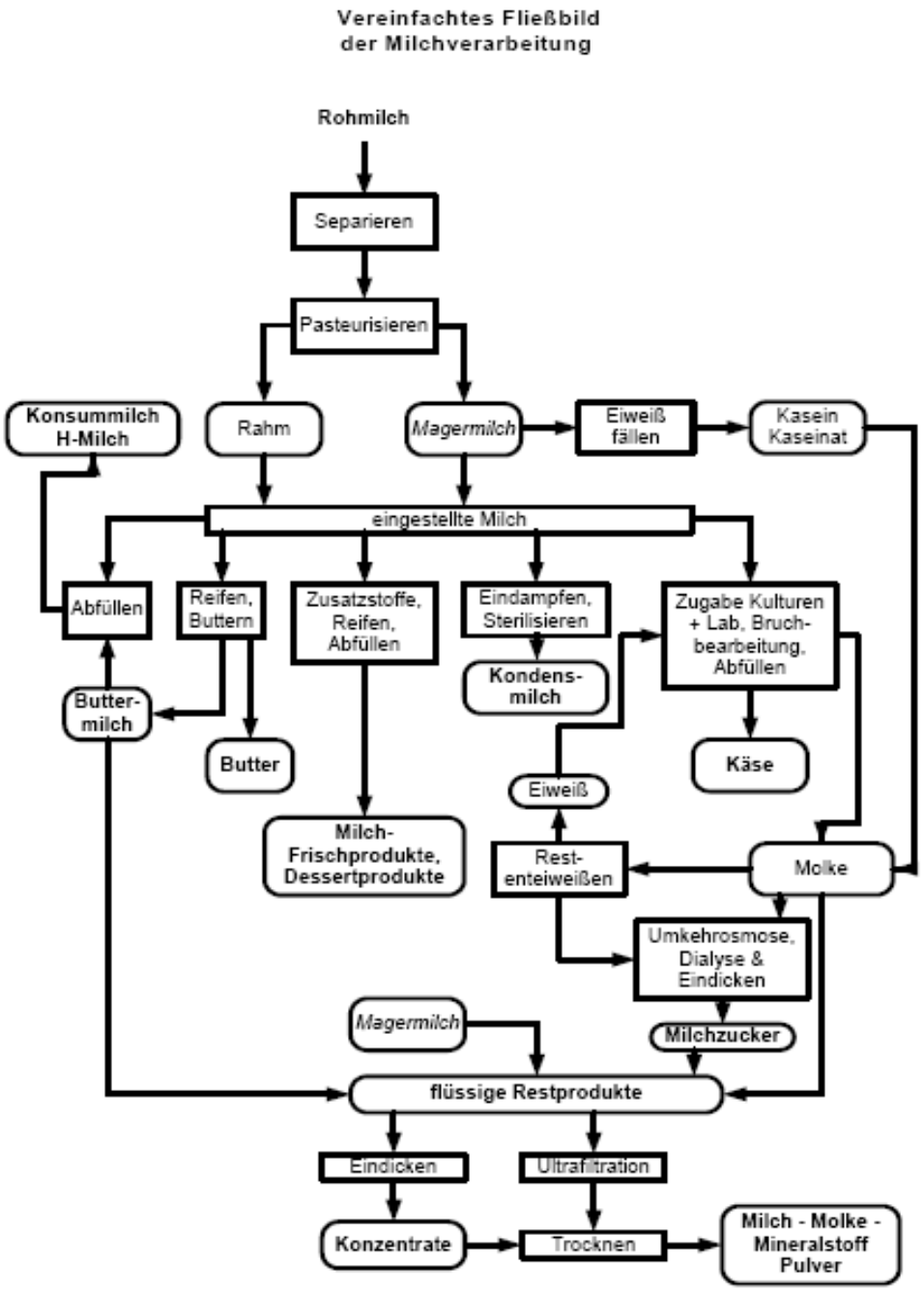

Abbildung 9: Prozessdarstellung der Milchverarbeitung (HEISS nach BÖCHZELT ET AL. 2002)

Zu den nach verarbeiteter Milchmenge größten Milch-Verarbeitungsbetrieben in Österreich zählen die Berglandmilch, Gmundner Milch, NÖM AG und die Tirol Milch, siehe hiezu auch Tabelle 21. Abbildung 10 zeigt die Verteilung der Erzeugung der Milchprodukte 2004.

Tabelle 21: Größte Molkereibetriebe Österreichs (LEBENSMINISTERIUM 2006c)

Molkereibetriebe	verarbeitete Milchmenge 2004 [to/a]
Berglandmilch	823.000
Gmundner Milch	263.000
NÖM AG	258.000
Tirol Milch	220.000

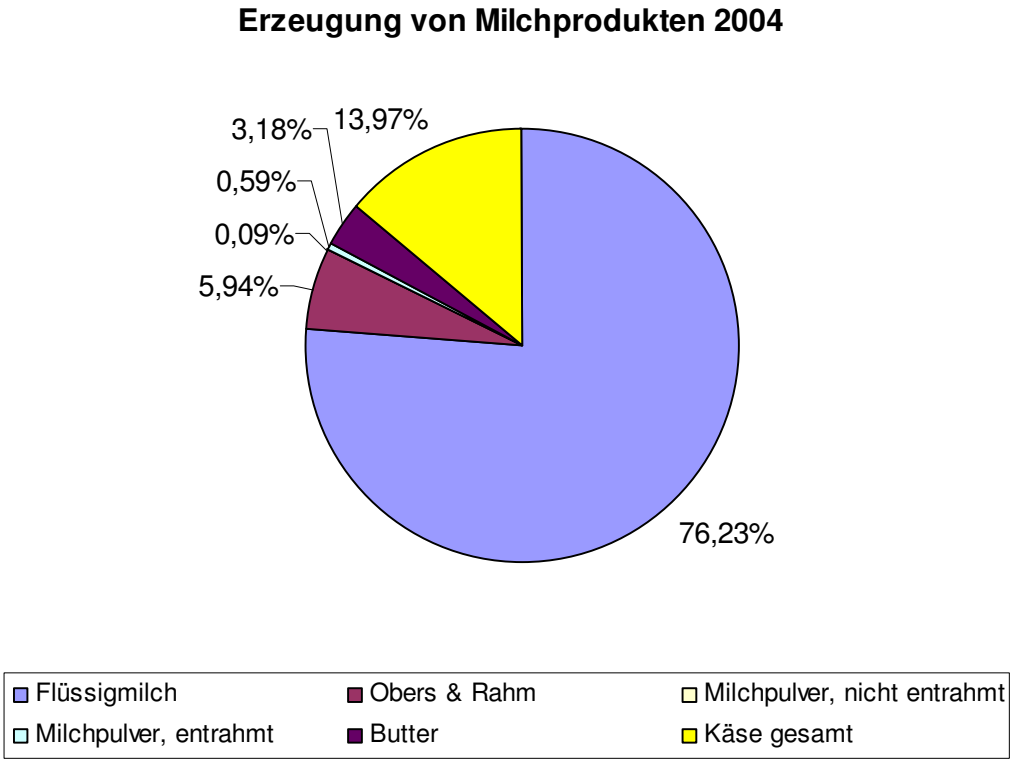

Abbildung 10: Erzeugung von Milchprodukten 2004 (LEBENSMINISTERIUM 2006c)

Biogene Reststoffe

Gemäß Bundesabfallwirtschaftsplan fielen 2004 insgesamt 122.000 t an Molkereiabfällen aus der Milchverarbeitung an (LEBENSMINISTERIUM 2006a). In Molkereien fallen große Mengen überschüssiger Molke an. Diese besteht zum Großteil aus Wasser und zu 4,8% aus Laktose, 0,6% aus Molkenprotein und 0,6% aus Mineralsalzen (ENERGY AGENCY 2007). Für die Produktion von 1 kg Käse mit hohem Trockenmasse-Gehalt werden rund 11 kg Milch benötigt, somit fallen 10 kg Molke als Nebenprodukt an. Dies bedeutet, dass der Großteil des Wassers aus dem Rohstoff als „Reststoff" behandelt werden muss. Molke besitzt die wertvollen Inhaltsstoffe Molkeneiweiß, Zucker und Mineralstoffe (MÜLLER ET AL. 2004).

Aktuelle Verwertung der biogenen Reststoffe

Molke-Getränke sind eine lukrative Verwertungsvariante, jedoch sind die hier absetzbaren Mengen sehr begrenzt. Weiters erfolgt industriell auch die Trocknung zu Molkenpulver als Nahrungsmittelergänzung und die Rückgewinnung des Molkenproteins durch Ultrafiltration. In der Schweiz beispielsweise sind die aktuellen Verwertungswege der Molke (1,26 Mio. t Molke/Jahr) folgende: Schweinemast (71%), Trockenpulver (11%), Getränkeindustrie (3%), andere (14%). Die häufigste Verwertungsvariante ist der Einsatz als Futtermittelergänzung in der Schweinemast, wobei die Molkereien häufig sogar für die Annahme und den Transport zahlen müssen. Laut einer in der Schweiz durchgeführten Studie können sich diese Kosten auf 9 bis 12 €/m³ Molke belaufen (MEMBREZ ET AL. 2007). Eine weitere Möglichkeit ist die Verwendung der Molke als Ausgangsmaterial für die Alkoholsynthese oder verwandte chemische Produkte (BUNDESAMT FÜR ENERGIE 2003).

Neben der Verarbeitung zu Trinkmolke, welche bei der Käseproduktion als „Abfall“ bzw. „Wertstoff“ anfällt, werden auch die Inhaltsstoffe der Molke weiterverwertet. Die Entzuckerung (Laktosegewinnung) der Molke ist Stand der Technik, während die Gewinnung der anderen Inhaltsstoffe, z.B. Molkeneiweiß oder Mineralstoffe, auf neueren Technologien beruht. Die bei der Entzuckerung gewonnene Laktose kann in Lebensmitteln sowie in der Pharmaindustrie verwendet werden, der Bedarf ist jedoch begrenzt.

In laufenden Forschungsprojekten wird an innovativen Molkeverwertungskonzepten gearbeitet. In der Abteilung für Lebensmittelbiotechnologie der Universität für Bodenkultur, Wien, wird in Kooperation mit der Firma Gradient process technology GmbH an einem Konzept für die Rückgewinnung von Calciumphosphat aus Molke geforscht. Eine weitere Dissertation behandelt die enzymatische Zuckertransformation, um das Nebenprodukt Laktose in ein höherwertiges Produkt umzusetzen. Potenzielle Produkte sind unter anderem Lactulose, ein präbiotischer Zucker für medizinische Anwendungen (Verstopfung, Hepatische Enzephalopathie), das Galactose-Isomer Tagatose (ein präbiotischer kalorienarmer Zucker) und Lactobionsäure, das zur Stabilisierung von Transplantationsorganen oder als Waschmittelzusatz eingesetzt werden kann (DISSERTATIONEN UNIVERSITÄT FÜR BODENKULTUR 2007).

Die Studie „Molke-Biogasanlage mit Blockheizkraftwerk für die Molkerei Lataria Engiadinaisa SA, Bever“ des Schweizer Bundesamtes für Energie (BFE) behandelt die alternative Verwertung der Molke als Biogas. Die in der beschriebenen Anlage (LESA) bis jetzt praktizierte Entsorgungsvariante verläuft folgendermaßen: Die Molke wird mit Frischwasser auf eine TS von ca. 4,5% verdünnt. Das Restfett wird abzentrifugiert und die Magermolke in eine Umkehrosmoseanlage gepumpt. Das Konzentrat, ca. 13% Laktose, wird zur Schweinefütterung verwendet und das Permeat in die Kanalisation geleitet. In der Anlage werden jährlich rund 4,3 Mio. kg Molke erzeugt. Die Kosten der aktuellen Molkeentsorgung betragen rund 128.000 €/a. Die größten Kostenverursacher sind dabei die Umkehrosmoseanlage mit Zwischenlagerung, die Abwasserentsorgung und der Transport. Weiters besteht eine

beträchtliche Umweltbelastung durch den hohen Frischwasserverbrauch und die Einleitung von Frischwasser und Permeat in die Kanalisation. Die Studie sieht ein Einsparungspotenzial von etwa 122.000 €/a, wenn die Molke direkt im Faulturm der nebenan stehenden Kläranlage in Kofermentation vergärt wird. Daneben sind weitere zukünftige Einsparungen aufgrund geringerer Zusatzinvestitionen zu erwarten. Die Folgekosten für die Kläranlage könnten durch die Wertschöpfung in der Elektrizitätsproduktion ausgeglichen werden, weiters würde dadurch auch die Reinigungsleistung der Kläranlage erhöht werden (BUNDESAMT FÜR ENERGIE 2003).

Die weiteren biogenen Reststoffe der Käseerzeugung können intern verwertet werden. So wird beispielsweise der Molkenstaub bei der Schmelzkäse-Erzeugung genutzt und der Molkenrahm dient als Fettaufbesserer für Kesselmilch. Die anfallende Restmilch (z.B. Fehlchargen) wird derzeit als Futtermittel kostenneutral abgegeben. An einer Nutzung wird unternehmensintern geforscht (BÖCHZELT ET AL. 2002).

Standortbeschreibungen

Im Zuge der Datenerhebung des biogenen Abfallaufkommens wurden acht Molkereien kontaktiert. Drei Molkereien nahmen an der Erhebung teil. Alpenmilch Salzburg gestattet eine Veröffentlichung ihrer Angaben im Rahmen der Studie. Die beiden anderen Unternehmen wünschten eine anonymisierte Form der Veröffentlichung.

Molkerei #1

Die Molkerei #1 beschäftigt rund 600 MitarbeiterInnen und verarbeitet jährlich ca. 240.000 t Milch zu Milchprodukten. 3.552 t/a der anfallenden Reststoffe werden in der Schweinemast eingesetzt. Das Unternehmen erzielte dadurch keine Erlöse, sondern kommt für die nach eigenen Angaben hohen Transportkosten auf. Weitere 1.800 t/a wurden in einer Biogasanlage verwertet, die Verwertungskosten belaufen sich hier auf rund 13 €/t. Die zusätzlichen Transportkosten wurden als gering angegeben. Das Unternehmen ist grundsätzlich an einer verstärkten energetischen Verwertung seiner Reststoffe interessiert, wenn die Kosten neutral bzw. Erlöse möglich sind.

Molkerei #2

An zwei Standorten der Molkerei werden 125.000 t Milch pro Jahr verarbeitet. Über die Menge der biogenen Abfallstoffe gibt es keine Mengenaufzeichnungen. Sobald die entsprechenden Container voll sind, wird ihr Inhalt zu zwei Biogasanlagen und dem Faulturm der Kläranlage gebracht. Eine Verwertung der Reststoffe als Tierfuttermittel ist gemäß Hygieneverordnung ausgeschlossen. Laut dieser Verordnung dürfen tierische Abfälle, somit auch Milcherzeugnisse, ohne zusätzliche (erneute) Pasteurisierung nicht als Tierfuttermittel verkauft werden. Die Molkerei erwirtschaftet mit ihren Reststoffen keine Erlöse, es fallen jedoch auch keine Kosten an. Gegen eine verstärkte energetische Verwertung spricht für die Molkerei #2 neben Platzgründen, dass die Menge der anfallenden Reststoffe nicht kontinuierlich ist.

Landfrisch Molkerei reg.Gen.m.b.H.

Die Landfrisch Molkerei (reg. Gen.m.b.H.) verfügt in Oberösterreich über zwei Standorte in Wels und Rohrbach. 2.900 Genossenschafter erwirtschafteten zuletzt einen jährlichen Umsatz von ca. 73 Mio. €, mit einem Stand von etwa 163 Mitarbeitern. Die ca. 50.000 t anfallende Molke pro Jahr, das sind mehr als 1.500 LKW-Ladungen, entsorgte das Unternehmen bisher als Schweinefutter. In der im Jahr 2006 errichteten Biogasanlage, siehe Abbildung 11, wird diese nun zu Strom für ca. 1.500 Haushalte und zu Wärme veredelt, von welcher ein Drittel selbst verwendet wird (ENERGY GLOBE 2006).

Das Verfahrenskonzept der Biogasanlage wurde 2006 mit dem „Energy Globe Award“ ausgezeichnet. Die Landfrisch Molkerei entwickelte das Molkevergärungsverfahren in Zusammenarbeit mit der Anlagenbau-Firma AAT und der Beratungsfirma Gradient process technology GmbH. Beim angewandten Verfahrensschema durchläuft die Molke eine Ultrafiltration, wobei die Molkenproteine zurückgewonnen werden. Das Permeat, von welchem täglich 180.000 l entstehen, wird mit gleicher Menge an chemisch nicht belastetem Abwasser gemischt und in die Anlage gespeist (FORUM NEW POWER 2007).

Abbildung 11: Biogasanlage der Molkerei Landfrisch in Wels (AAT – ABWASSER- und ABFALLTECHNIK GMBH & CO 2007)

Die Gesamtinvestition für die Biogasanlage betrug ca. 2 Mio. €. Das BHKW hat eine Leistung von 500 kW_{el} und 580 kW_{therm}, damit werden ca. 40% des Wärmebedarfs der Molkerei abgedeckt. Das ausfermentierte Molke- und Spülwassergemisch wird in die Ortskanalisation geleitet. Das Anlagenschema der Biogasanlage ist in Abbildung 12 zu sehen. Der Biogasteil

der Anlage besteht aus einem Puffertank (500 m³), einem Fermenter (1.200 m³) und dem Biogastank (ca. 500 m³) (FORUM NEW POWER 2007).

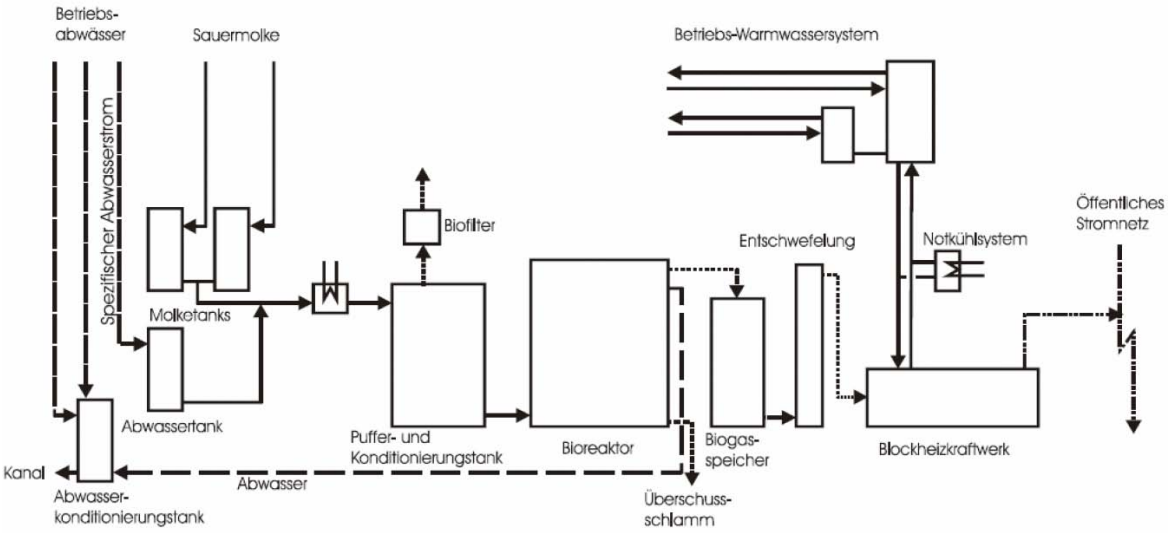

Abbildung 12: Verfahrensschema der anaeroben Molkevergärungsanlage in Wels (ENERGY AGENCY 2007)

Die Vorteile der anaeroben Vergärung von Molke bestehen zum Großteil im Wegfall von Transport- und Entsorgungskosten. Zusätzlich werden durch die energetische Verwertung die Inhaltsstoffe der Milch genutzt und es kommt zu CO_2-Einsparungen (ENERGY AGENCY 2007). Durch die Biogasgewinnung lassen sich aus dem Milchzucker der Molke etwa 20 m³ Biogas pro m³ Molke gewinnen. Die Entsorgung des Bioschlamms erfolgt über eine öffentliche Kläranlage und/oder über die Landwirtschaft (ENERGIE SPARVERBAND OBER-ÖSTERREICH 2007).

Alpenmilch Salzburg Ges.m.b.H.

Die Alpenmilch Salzburg verarbeitete im Jahr 2006 etwa 156,3 Mio. kg Milch. Der Jahresumsatz 2006, bei einem Mitarbeiterstand in der Stadt Salzburg von rund 170, betrug ca. 100 Mio. €, bei einer Exportquote von rund 35%. Jährlich fallen rund 260 t an Milchabfällen an, welche in der nahe gelegenen Biogasanlage entsorgt werden (GASTEIGER 2007).

Conclusio Molkerei

Der aus energetischer Sicht interessanteste „Rückstand“ der Milchverarbeitung ist die Molke, die jedoch nur in der Käseproduktion anfällt. Deshalb sind für die Biogasproduktion primär Unternehmen interessant, die (auch) Käse produzieren. Die Verwertung von Milch und Milchabfällen in einer Biogasanlage ist nach der (TNP-)Verordnung (EG) 1774/2002 zu Genehmigen.

4.1.8 Tierkörperverwertung

Biogene Reststoffe

Im Jahr 2004 betrug laut LEBENSMINISTERIUM (2006a) das Aufkommen an tierischen Nebenprodukten (TNP), ohne Wirtschaftsdünger, etwa 582.000 t. Der Anteil von Schlachtabfällen aus der Schlachtung betrug etwa 41,6% (242.000 t). Schlachtabfälle aus der Schlachtung und Schlachtabfälle aus anschließender Fleischverarbeitung betrugen rund 60% (347.000 t). Auf Küchen- und Speiseabfälle (51.000 t) und Lebensmittel tierischen Ursprungs (37.000 t) entfallen zusammen etwa 15%, dargestellt in Abbildung 13 (Anmerkung zur Abbildung 13: Falltiere sind Tiere, die nicht durch Schlachtung, sondern aus anderen Gründen, z.B. durch Verkehrsunfälle, verendet sind).

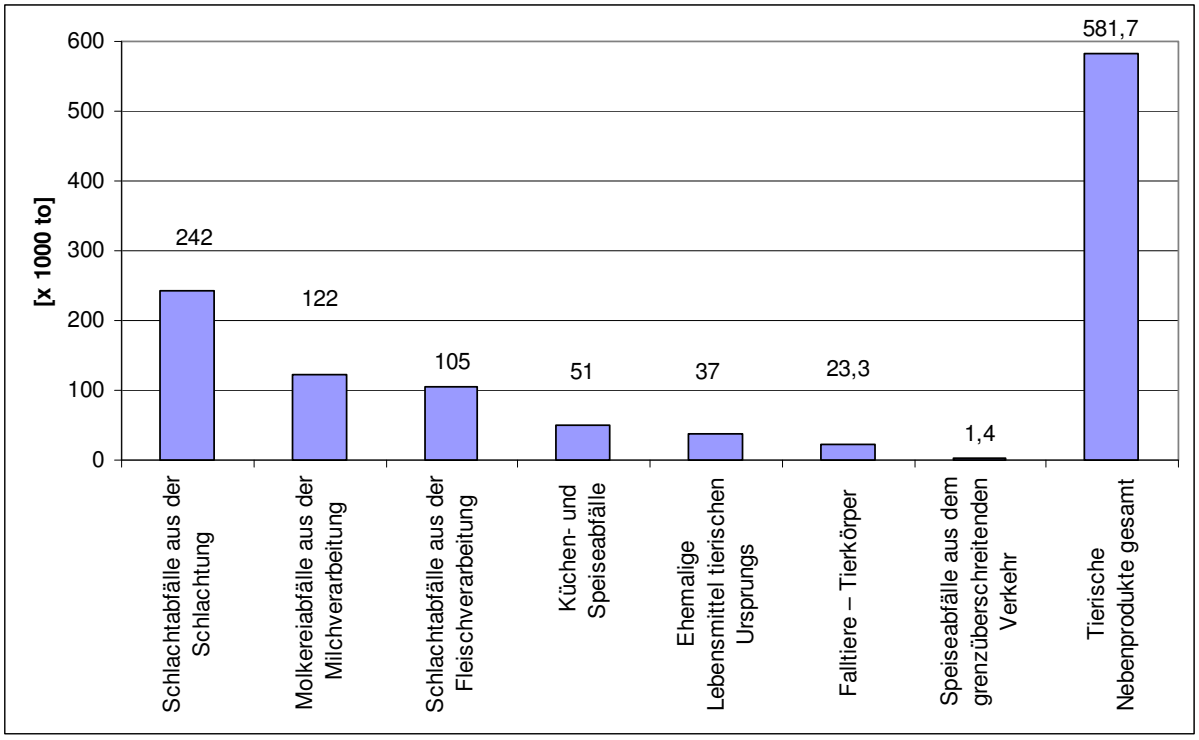

Abbildung 13: Aufkommen an Abfällen der tierischen Nebenprodukte (LEBENSMINISTERIUM 2006a)

Tierische Nebenprodukte (TNP) sind ganze Tierkörper, Tierkörperteile oder Erzeugnisse tierischen Ursprungs gemäß den Artikeln 4, 5 und 6 der Verordnung (EG) Nr. 1774/2002[9], die nicht für den menschlichen Verzehr bestimmt sind. TNP stammen z.B. aus der Schlachtung, der Milchverarbeitung oder der Landwirtschaft. Gemäß der Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 (TNP-VO) werden diese in drei Kategorien (Kategorie 1 bis 3, siehe Anhang 14.14) eingeteilt. Entscheidend ist hier, dass Kategorie 1 nicht für Biogas- und Kompostanlagen in Betracht kommt. Die Kategorien 2 und 3 müssen wie Kategorie 1 als Abfall

[9] Die Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 3. Oktober 2002 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte wurde in Österreich durch das Tiermaterialiengesetz (BGBl. I Nr. 141/2003) in nationales Recht umgesetzt.

entsorgt, können aber unter bestimmten Umständen anders, z.B. in Biogasanlagen, verwertet werden (SCHERZER 2006).

Kategorie 1:
Die Kategorie 1-Materialien stammen alle aus Risikobereichen, welche nicht in Biogasanlagen eingebracht werden dürfen, dazu zählen z.B.:

- Alle Körperteile von TSE[10]-verdächtigen Tieren,
- Heimtiere, Zootiere, Zirkustiere,
- Versuchstiere und Tiere für wissenschaftliche Zwecke.

Kategorie 2:
Diese Materialien stammen nicht aus Risikobereichen, betreffen jedoch sonstige, eventuell tierseuchenrelevante Herkünfte oder mögliche Kontaminationen, oder es handelt sich um tierische Nebenprodukte, die nicht unmittelbar aus der Lebensmittelgewinnung stammen oder Mängel aufweisen, dazu zählen z.B.:

- Magen- und Darminhalte,
- Tiermaterialien aus der Abwasserbehandlung (z.B. von Schlachthöfen),
- Arzneimittel enthaltende tierische Produkte,
- Tiere bzw. Tierteile, die weder als Kategorie 1 gelten noch für den menschlichen Verzehr geschlachtet werden (kranke Tiere, Tierseuche etc.).

Material der Kategorie 2 ist entweder, so wie Kategorie 1-Material, als Abfall zu beseitigen oder kann bestimmten anderen Verwertungswegen zugeführt werden, und zwar:

- Nach der (Vor-)Verarbeitung in einem Tierkörperverarbeitungs-Betrieb (Methode 1 = Drucksterilisierung!):
  - In einer zugelassenen Biogas- oder Kompostieranlage,
  - als organisches Dünge- oder Bodenverbesserungsmittel oder
  - im Falle von Fett auch für bestimmte technische Zwecke.
- Im Falle von Gülle, Magen- und Darminhalt, Milch und Kolostrum, sofern davon keine Gefahr der Verbreitung einer übertragbaren Krankheit ausgeht:
  - Als unverarbeiteter Rohstoff in einer zugelassenen Biogas- oder Kompostieranlage,
  - in einer für diesen Zweck zugelassenen technischen Anlage oder
  - die Materialien sind nach Maßgabe dieser Verordnung auf Böden auszubringen.

Kategorie 3:
Diese Materialien wären grundsätzlich für den menschlichen Verzehr geeignet bzw. stammen aus Verarbeitungsprozessen, die keine Anzeichen einer übertragbaren Krankheit vermuten lassen. Diese sind z.B.:

[10] TSE = Transmissible Spongiforme Enzephalopathie.

- Schlachtkörperteile,
- Küchen- und Speisereste (einschließlich Altspeisefette), die für die Biogasanlage oder die Kompostierung bestimmt sind,
- ehemalige Lebensmittel tierischen Ursprungs,
- Milch- und Milchprodukte sowie Abfälle und Nebenprodukte aus Molkerei- und Käsereibetrieben.

Neben einer unschädlichen Beseitigung, wie bei Kategorie 1- oder 2-Material, ist für Material der Kategorie 3 eine Reihe von unterschiedlichen weiteren Verwendungszwecken möglich und zulässig, diese sind:

- Verarbeitung in einem zugelassenen Verarbeitungsbetrieb zu Produkten für die Futtermittelherstellung (zu beachten ist das „Intraspeziesverbot“ bzw. derzeitige Fütterungsverbot) oder
- Verwendung als Rohstoff zur Herstellung von Heimtierfutter oder Kauspielzeug in einem zugelassenen Betrieb oder
- Aufbereitung in einer zugelassenen technischen Anlage (z.B. Leder, Felle, Wolle, Federn, technische Fette, pharmazeutische/kosmetische Produkte, Laborreagenzien u. dgl.) oder
- Verarbeitung in einer zugelassenen Biogas- oder Kompostieranlage oder
- im Falle von Küchen- und Speiseabfällen Verwendung in einer Biogas- oder Kompostieranlage nach innerstaatlichem Recht (bis zum Erlass gemeinschaftsweiter Vorschriften) (LEBENSMINISTERIUM 2006a und SCHERZER 2006).

Eine Übersicht, welche Materialien der Kategorien 1 bis 3 für Biogasanlagen vorgesehen sind, gibt nachfolgende Tabelle 22.

Tabelle 22: Übersicht der Materialien aus den 3 Kategorien, die für Biogasanlagen vorgesehen sind (KIRCHMAYR ET AL. 2004)

Kategorie	Material
Kategorie 1	Nicht vorgesehen
Kategorie 2 ohne Vorbehandlung	Gülle sowie Magen- und Darminhalte (von Magen und Darm getrennt; sofern keine Gefahr der Verbreitung von schweren übertragbaren Krankheiten besteht), Milch und Kolostrum
Kategorie 2 nach einer Dampfdrucksterilisation[11] und Kennzeichnung (mit Geruch)	Alle Materialien, die als Kategorie 2 eingestuft werden (z.B. verendete oder nicht für den Verzehr geschlachtete Tiere)
KATEGORIE 3 in einer nach Art. 15 der Verordnung zugelassenen Biogasanlage	Alle Materialien, die als Kategorie 3 eingestuft werden (z.B. fleischhaltige Abfälle der Lebensmittelindustrie, Schlachtabfälle schlachttauglicher Tiere)
KATEGORIE 3 in Biogasanlagen, die nach zu erlassenden Vorschriften und Verfahren zu genehmigen bzw. derzeit nach nationalem Recht zugelassen sind	Küchen- und Speiseabfälle (außer aus internationalen Transportmitteln)

Laut Daten des LEBENSMINISTERIUMS (2006a) wurden 2004 fast 50% (280.000 t) der TNP in Tierkörperverwertungsanlagen (TKVA) verwertet. Etwa 15% (90.000 t) wurden in Biogasanlagen und ca. 2,7% (15.500 t) in Kompostanlagen weiter verwertet, dargestellt in Abbildung 14. Tierische Nebenprodukte der Kategorien 1 und 2 werden, wenn Tiermehl[12] und Tierfett erzeugt werden, unter Drucksterilisation verarbeitet. Tiermehl und Tierfett der Kategorie 1 werden in Abfallverbrennungsanlagen, Wärmekraftwerken oder Anlagen der Zementindustrie unter Nutzung der Energieinhalte beseitigt. Tiermehl und Tierfett der Kategorie 3 können neben der Verbrennung auch in Verwertungsanlagen oder in Biogasanlagen verarbeitet werden. Insgesamt fielen 2004 77.000 t an Tiermehl an, davon 46.000 t (59,7%) an Kategorie 1- und 31.000 t (40,3%) an Kategorie 2-Abfällen. Bei Tierfett fielen gesamt etwa 27.900 t an, davon ca. 17.700 t (63,4%) der Kategorie 1 und rund 10.200 t (36,6%) der Kategorie 3. Tierfett und Tiermehl wurden wiederum wie folgt behandelt: 61,9% Verbrennung, 27,6% Ackerland (Dünger), 7,3% Export, 2,9% Technische Industrie und 0,3% in Biogasanlagen.

[11] Dampfdrucksterilisation: Mindestens 20 Minuten lang ununterbrochen auf einer Kerntemperatur von über 133°C bei einem absoluten Dampfdruck von mindestens 3 bar gehalten (KIRCHMAYR ET AL. 2004).

[12] Tiere dürfen nicht mit Tiermehl, das aus Tierkörpern oder Tierkörperteilen derselben Art gewonnen wurde, gefüttert werden. Die Verfütterung von Tiermehl an Nutztiere ist derzeit verboten (KIRCHMAYR ET AL. 2004).

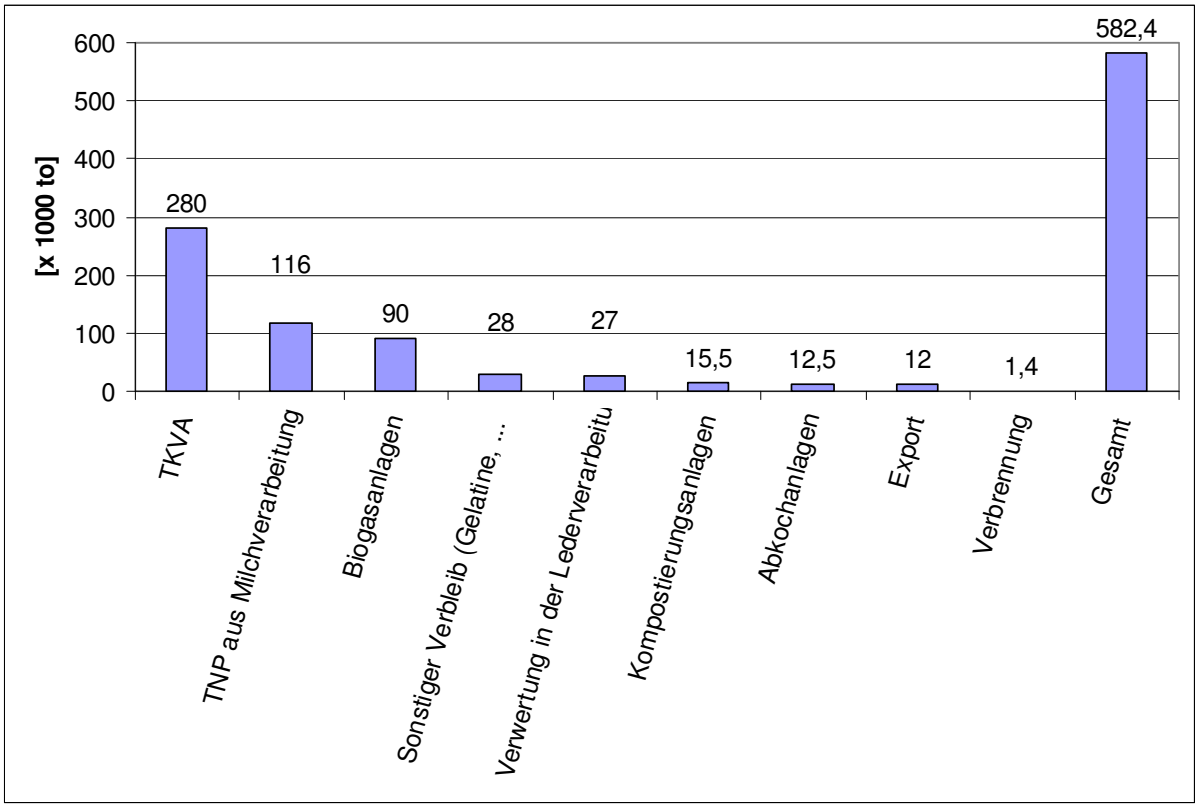

Abbildung 14: Verwertung, Beseitigung und Verbleib von TNP (LEBENSMINISTERIUM 2006a)

Alle Betriebe in der TNP-Kette, von der Sammlung, Behandlung, Verarbeitung, Verwendung bis hin zur Entsorgung, müssen gemäß TNP-VO bzw. § 3 Tiermaterialiengesetz zugelassen werden. Werden tierische Nebenprodukte als Ausgangsmaterial in einer Biogas- bzw. Kompostieranlage verwendet, unterliegen diese Anlagen der Zulassung gemäß den Bestimmungen der TNP-VO und des § 3 TMG (SCHERZER 2006).

Aktuelle Verwertung der biogenen Reststoffe

Es ist verboten, Nutztiere (außer Pelztiere) mit Küchen- und Speiseabfällen oder Futtermittel-Ausgangserzeugnissen zu füttern, die Küchen- und Speiseabfälle enthalten oder daraus hergestellt wurden. Für Österreich und Deutschland war bis 31. Oktober 2006 die Verfütterung von Küchen- und Speiseabfällen als Spültrank an Schweine unter speziellen Voraussetzungen zugelassen. Spültrank muss mindestens 60 Minuten bei 90°C (Korngröße max. 50 mm) erhitzt werden. Die Verarbeitungsbetriebe dürfen sich ferner nicht am selben Ort mit einem Tierhaltungsbetrieb befinden.

Derzeit ist die Verfütterung von tierischem Eiweiß (Tiermehl) an Nutztiere verboten. Allgemeine Ausnahmeregelungen davon gibt es für die Verfütterung an Tiere, die nicht für den menschlichen Verzehr vorgesehen sind, z.B. Haustiere, Pelztiere. Weitere spezifische Ausnahmen erlauben das Verfüttern von speziellen tierischen Proteinen an Nicht-Wiederkäuer (z.B. hydrolysiertes Protein, Fischmehl).

Die Fütterung von Tieren mit TNP (Tiermehl), die aus Tierkörpern oder Tierkörperteilen derselben Art gewonnen wurden, ist verboten.

Fischabfälle (Kategorie 3) können entweder über die Hygienisierungseinrichung in eine Biogasanlage eingebracht oder vorher zu mikrobiologisch stabiler Fischsilage oder Kompost verarbeitet werden. Die Herstellung von Fischmehl oder Fischsilage für Fütterungszwecke an Nutztiere ist unter speziellen Auflagen erlaubt (BRAUN ET AL. 2004).

Zusätzlich zur möglichen Biogasproduktion aus Wirtschaftsdüngern des Viehbestandes ist auch die Tierreststoffverwertung für die Biokraftstoffproduktion von Interesse, da die Schlachtabfälle durch einfache Hydrolyse zu einer fett- und einer aminosäurereichen Fraktion verarbeitet werden können. Die Aminosäurefraktion kann zu biologisch abbaubaren Kunststoffen und die Fettfraktion zu Biodiesel weiter verarbeitet werden. Für Schlachtabfälle, nicht näher erläutert, werden 2005/2006 an die Biogasanlagenbetreiber zwischen 3 und 27 €/t bezahlt (WALLA 2006).

Standortbeschreibungen

Im Zuge der Datenerhebung der biogenen Abfallsituation wurden alle fünf in Österreich registrierten Tierkörperverwertungsanlagen (TKV-Anlagen) kontaktiert. Zwei Unternehmen, die VWG Vorarlberger Wiederverwertungsges.mbH. und die AVE TKV Regau GmbH**,** nahmen an der Erhebung teil.

AVE Österreich GmbH, Teilbetrieb Tierkörperverwertung

In der AVE Österreich GmbH, Teilbetrieb Tierkörperverwertung in Regau, Oberösterreich sind rund 90 MitarbeiterInnen beschäftigt. 2005 wurden 98.811 t tierischer Materialien verarbeitet. Gemessen am Gesamtabfallaufkommen wurden fast 50% Schlachtabfälle (der Kategorie 3) und ca. 46% an Blut, Knochen und gefallenen Tieren verarbeitet (Kategorien 2-1). Die Anlage ist für eine Verarbeitungskapazität von rund 120.000 t pro Jahr ausgelegt (UBA 2007b). Eine Darstellung der verarbeiteten Mengen gibt hiezu Abbildung 15. Die TKV-Anlage in Regau verarbeitet tierische Abfälle der Kategorien 1, 2 und 3.

Mengenaufteilung AVE Tierkörperverwertungs GmbH

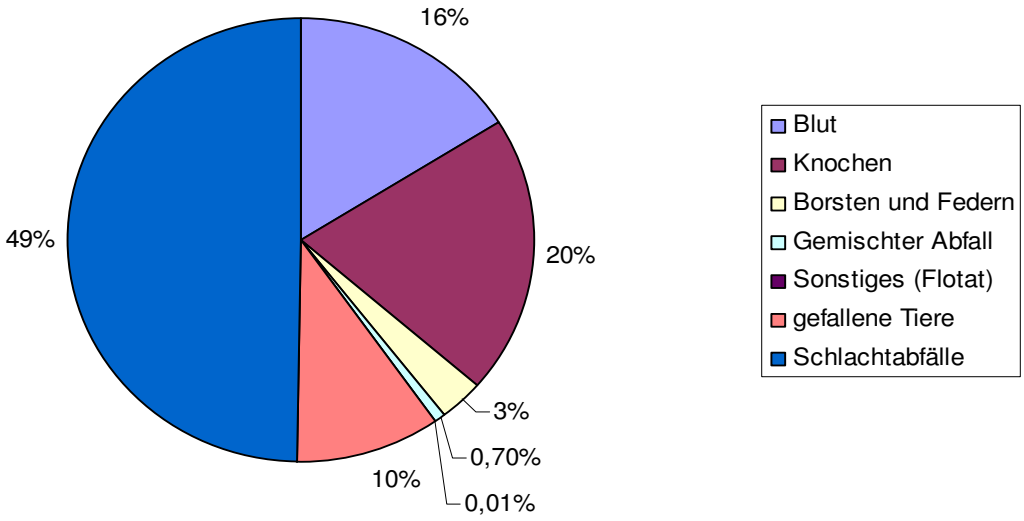

Abbildung 15: Mengenaufteilung AVE Tierkörperverwertungs GmbH (AVE 2006)

Nach eigenen Angaben verarbeitete das Unternehmen im Jahr 2006 rund 20.000 t biogener Rohstoffe der Kategorie 1 (davon 12.000 t Rinderblut) zu Fett und Tiermehl mit Gebühren von 180 €/t. 60.000 t Rohstoffe der Kategorie 2 wurden zu Düngemitteln verarbeitet. Weitere 40.000 t Rohstoffe der Kategorie 3 wurden zu Tiermehl verarbeitet. Darin enthalten sind 12.000 t Schweineblut, 4.000 t Hühnerfedern und 3.500 t Hühnerschlachtabfälle.

Tiermehl, Fett und Ammoniumnitrat (NH_4NO_3) fielen in einer Gesamtmenge von rund 37.000 t als biogene Abfallstoffe an. 28.000 t Tiermehl wurden zu einem Drittel im Ausland und zu zwei Dritteln in Österreich (Kraftwerk Riedersbach) verbrannt. Für das zur Verbrennung bestimmte Tiermehl muss eine Entsorgungsgebühr von 20 bis 30 €/t bezahlt werden. 7.500 t der 9.000 t/a Fett sind für den Eigenverbrauch bestimmt. Die verbleibende Menge wird als Handelsware (Biodiesel, Brennstoff) mit einem Erlös von 75 €/t verwertet. In Deutschland wird für Rindertalg ein Erlös von 190 €/t erzielt. Ammoniumnitrat wird der Kläranlage Lenzing AG zum Zelluloseabbau zugeführt.

Die AVE Österreich GmbH, Teilbetrieb Tierkörperverwertung ist grundsätzlich an einer verstärkten energetischen Verwertung ihrer Abfallstoffe interessiert und hat eine Verwertung bereits geprüft. Eine Wirbelschichttrocknung wäre jedoch mit Investitionskosten von rund 50 Mio. € wirtschaftlich nicht sinnvoll (TKV REGAU 2007).

Steirische Tierkörperverwertung GmbH

Die Steirische Tierkörperverwertung GmbH befindet sich in Ehrenhausen (Bezirk Leibnitz, Stmk.) und beschäftigt etwa 80 Mitarbeiter (AK STMK 2005). Sie ist auf eine Verarbeitungskapazität von rund 120.000 t pro Jahr ausgelegt (UBA 2007b). Im Rahmen der Studie wurden keine abfallrelevanten Daten zur Verfügung gestellt. Es wurde jedoch mitgeteilt, dass nur tierische Nebenprodukte entsorgt werden, welche in Biogasanlagen nicht verwertet werden, da deren Ausbringung ein Problem darstellt (STESSL 2007). In der steirischen Tierkörperverwertung wird das anfallende Kategorie 3-Material zu Tiermehl weiterverarbeitet und Kategorie 1- und 2-Material wird zerkleinert. Danach wird Kategorie 1- und 2-Material ins Burgenland transportiert, zu Tiermehl weiterverarbeitet und in der Zementindustrie verfeuert (BÄRNTHALER 2007a).

Burgenländische Tierkörperverwertungs GesmbH

Die Burgenländische Tierkörperverwertungs GesmbH befindet sich in Unterfrauenhaid im Bezirk Oberpullendorf im Mittelburgenland. Diese TKV-Anlage ist für eine Verarbeitungskapazität von rund 60.000 t pro Jahr ausgelegt (UBA 2007b). Die Burgenländische Tierkörperverwertungs GesmbH teilte ebenso keine abfallrelevanten Daten mit, da sie zusätzliche Verwertungsmöglichkeiten als Konkurrenz sieht.

VWG Vorarlberger Wiederverwertungsges.mbH.

Die Vorarlberger Wiederverwertungsges.mbH. führt im öffentlichen Auftrag, Mehrheitseigentümer ist das Land Vorarlberg, die Sammlung von tierischen Materialien, Falltieren aus der Landwirtschaft sowie Schlachtabfällen aus gewerblichen Betrieben durch. Die Jahresmenge beträgt ca. 1.500 t, wovon ca. 70% dem landwirtschaftlichen Bereich zugeordnet werden können (Falltiere), der Rest entfällt auf den gewerblichen Bereich. Das gesamte Material wird derzeit an die Firma Saria Bio-Industries GmbH nach Tulln zur Weiterverarbeitung geliefert. Da keine Verwertung am Betriebsstandort stattfindet, erwirtschaftet die VWG somit keine Verwertungserlöse. Die von der VWG gesammelten Mengen entsprechen nicht dem Gesamtaufkommen von tierischen Materialien im Land Vorarlberg, da ein zweiter Betrieb in diesem Segment als Sammler tätig ist (VWG/BÖCKLE 2007).

Conclusio Tierkörperverwertung

Das Auftreten von BSE[13] und der Maul- und Klauenseuche hat in der EU zur Schaffung der Verordnung (EG) 177/2002 geführt. Diese regelt sowohl Sammlung, Transport und Behandlungsverfahren als auch die weitere Entsorgung oder Nutzung bzw. den Handel mit den entsprechenden Produkten. Dieser sehr „heikle“ Bereich wird dementsprechend vorsichtig behandelt und ist mit vielen Auflagen verbunden. So muss z.B. Dampfdrucksterilisation für bestimmtes Material der Kategorie 2 gewährleistet sein. Erst danach darf es in eine Biogasanlage eingebracht werden. Material der Kategorie 3 (von genusstauglichen Tieren) muss bei der Verarbeitung in einer Biogasanlage pasteurisiert (60min, 70°C) werden.

[13] BSE: Bovine spongiforme Enzephalopathie, umgangssprachlich „Rinderwahn“

Weiters besteht ein direktes Verbot der Verwendung für Material der Kategorie 1 in Biogasanlagen. Aufgrund der Komplexität des Themas ist eine genaue Prüfung des Materials, der Vorbehandlung und der Biogasanlage unumgänglich. Im Zuge des Projekts wurde daher von einer weiteren Untersuchung der energetischen Nutzung der biogenen Reststoffe Abstand genommen.

4.1.9 Andere Branchen

Im Zuge der Datenerhebung zum biogenen Abfallaufkommen wurden, wie in Tabelle 23 aufgelistet, 13 weitere Unternehmen aus folgenden fünf Branchen kontaktiert:

Tabelle 23: Kontaktierte Unternehmen nach Branchen

Branche	kontaktierte Unternehmen
Lebensmittelindustrie	6
Gewürzproduktion	3
Fleischproduktion	2
Kartoffelproduktion	1
Brot, Kuchen, Gebäck	1

Vier Unternehmen nahmen an der Erhebung teil:

- Jeweils ein Unternehmen der Branchen „Kartoffelproduktion“ und Lebensmittelindustrie – keine Veröffentlichung der Angaben gestattet.
- Jeweils ein Unternehmen der Branchen „Fleischproduktion“ und Gewürzproduktion – anonymisierte Veröffentlichung der Angaben gewünscht.

Fleischproduktion

Fleischproduktion #1

Das Unternehmen „Fleischproduktion #1“ erwirtschaftet mit 233 Beschäftigten einen Jahresumsatz von rund 54 Mio. €. Als biogene Rohstoffe werden jährlich 8.500 t Fleisch zu Wurst- und Schinkenprodukten, sowie Fertiggerichten, Aufstrichen und Suppen verarbeitet. Zu den dabei verwendeten Gewürzen und Gemüsen wurden keine Mengenangaben gemacht. Weiters werden jährlich 14 t Buchenholzspäne zum Räuchern von Wurst benötigt. Die anfallenden biogenen Reststoffe und ihre Verwertungsform sind in Tabelle 24 aufgelistet. Das Unternehmen ist grundsätzlich an einer verstärkten energetischen Verwertung seiner Reststoffe interessiert.

Tabelle 24: Biogene Reststoffe der Fleischproduktion #1

Biogener Abfallstoff (Bezeichnung)	Menge	Verwertungsform	Durchschnittliche Entsorgungskosten
Produktabfälle, Material der Kategorie 3	74 t/a	Tierkörperverwertung – Gewinnung von Tiermehl	44 €/t
Produktvernichtung, überlagerte Lebensmittel	70 t/a	Tierkörperverwertung	190 - 290 €/t
Fettabscheiderinhalte (Siebreste und Flotatfette)	445 m³	Verwertung in Biogasanlage	47,5 €/m³
Abgebrannte Räucherspäne	12 t/a	Kompostierung	45 €/t

Gewürzproduktion

Gewürzproduktion #1

Das Unternehmen „Gewürzproduktion #1“ erzielt mit rund 400 Mitarbeitern einen Jahresumsatz von ca. 80 Mio. €. Als biogene Rohstoffe werden jährlich verarbeitet:

- 1.250 t Pfeffer
- 800 t Paprika
- 500 t Kümmel
- 450 t Knoblauch
- 150 t Zimt
- 130 t Majoran

Als biogene Reststoffe fallen jährlich rund 65 t Bioabfall und 1 t unbehandeltes Altholz an. Beide Reststoffe werden von der Saubermacher Dienstleistungs AG abgeholt. Für den Bioabfall erhält das Unternehmen einen durchschnittlichen Verwertungserlös von etwa 150 €/t. Die Gewürzproduktion #1 ist an einer verstärkten energetischen Verwertung der Reststoffe grundsätzlich interessiert, eine Prüfung der Verwertungsmöglichkeiten wurde noch nicht durchgeführt.

4.1.10 Theoretische Anlagengrößen der analysierten Unternehmen

Welche der befragten Unternehmen produzieren die notwendige Menge energiereicher biogener Reststoffe zur Belieferung einer Biogas-Großanlage mit (angeschlossenem) BHKW? Um einen Überblick betreffend der möglichen Anlagengrößen der jeweiligen Unternehmen zu erhalten, wurde angenommen, dass 100% der anfallenden biogenen Reststoffe zur Biogasgewinnung genutzt werden. Die real existierenden Verwertungsformen (z.B. als Futtermittel) wurden für diese Berechnung außer Acht gelassen.

Für jeden angegebenen biogenen Reststoff wurde zunächst der durchschnittliche Methangehalt (Vol.%) und der durchschnittlich zu erwartende Biogasertrag (m³/tFM) erhoben.

Folgende Quellen wurden herangezogen:

- Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL),
- Handreichung Biogasgewinnung und –nutzung (FNR 2006),
- Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft.

Die Kombination aus der Quantität (t/a) mit dem zu erwartenden Biogasertrag (m^3/tFM) des jeweiligen Reststoffes zeigt, welche Unternehmen ausreichend Substrate für den Betrieb einer Biogas-Großanlage zur Verfügung stellen könnten. Für die Berechnung der theoretischen Anlagengröße in Tabelle 25 wurden ein elektrischer Wirkungsgrad von 35% und 8.000 jährliche Betriebsstunden angenommen.

Unternehmen, die eine Veröffentlichung ihrer Daten in anonymisierter Form wünschten, sind – wie auch in den Branchenanalysen – mit Branche und Nummer (z.B. Zuckerfabrik #1) gekennzeichnet. Die Brauerei #4 und #5 wurden jeweils in einem eigenen Standortkonzept, in Kapitel 6.3 und 6.4, detailliert beschrieben.

Tabelle 25: Theoretische Anlagengröße [kW_{el}] je Unternehmen

Unternehmen	**theor. Anlagengröße [kW_{el}]**
Zuckerfabrik #1	16.240
Zuckerfabrik #2	8.765
Brauerei #2	716
Fruchtsaftproduzent #3	560
Brauerei #4	360
Frisch & Frost Nahrungsmittel Ges. m. b. H.	342
Fruchtsaftproduzent #2	273
1. Obermurtaler Brauereigenossenschaft reg. Gen. M.b.H.	193
Molkerei #1	164
Fruchtsaftproduzent #1	157
Brauerei # 1	90
Landhof GesmbH & Co. KG	38
Hermann Pfanner Getränke GmbH	11
Alpenmilch Salzburg	8
Brennerei #1	7
APO Fruchtsaft	2
Gewürzproduktion #1	2
Fischer Weingut	0

Die Auflistung der theoretischen Anlagengrößen in obiger Tabelle veranschaulicht, dass Zuckerfabrik #1 und #2 sowie die Brauerei #2 in der Lage wären, alleinige Substratlieferanten einer Biogas-Großanlage zu sein. Alle anderen Unternehmen könnten den Betrieb einer Großanlage nur in Kooperation mit anderen Substratlieferanten realisieren.

4.1.11 Zusammenfassung alternativer Verwertungsoptionen im Vergleich zu Biogas-Großanlagen

Wie schon in den einzelnen Branchen geschildert wurde, gibt es derzeit viele unterschiedliche Verwertungsmöglichkeiten für biogene Reststoffe. Die Wirtschaftlichkeit dieser Optionen müssen jeweils mit der einer Biogas-Großanlage verglichen werden. Die Branchenanalyse ergab folgende in der Praxis angewandte Verwertungswege:

- Verwertung als Futtermittel
- Vergärung in dezentralen Biogasanlagen
- Direkteinleitung in den Kanal / Betriebskläranlage
- Einsatz als Düngemittel in der Landwirtschaft
- Kompostieranlage (bzw. dezentrale Kompostierung)
- Pharmaindustrie
- Lebensmittelindustrie
- Chemische Industrie
- Verbrennung
- Restholzverwertung

Verwertung als Futtermittel
Biogene Reststoffe werden vorwiegend als Futtermittel verwertet. Beispiele dazu sind die Zuckerindustrie, Brauereien, Keltereien, etc. Im Standortkonzept der Bioethanolanlage Pischelsdorf (Kapitel 6.2) wird der Verwertungsweg als Futtermittel mit der Verwertung in einer zentralen Biogas-Großanlage im Detail verglichen. Sollten sich hier die Anforderungen an die Futtermittel, bzw. das Verhältnis des Angebots von Futtermitteln im Vergleich zum Bedarf an Futtermitteln stark ändern, so hat dies auch Auswirkungen auf die Attraktivität der Vergärung in einer Biogas-Großanlage.

Vergärung in dezentralen Biogasanlagen
Anfallende biogene Reststoffe werden oft direkt oder über Entsorgungsunternehmen zu Biogasanlagen geführt. Dies ist vor allem für geringe Mengen anfallender biogener Reststoffe eine sinnvolle Verwertungsoption. Auch für diese Variante wurde eine Detailberechnung im Standortkonzept der Bioethanolanlage durchgeführt (Kapitel 6.2), wo die Verwertung in dezentralen Anlagen mit der in einer zentralen Biogas-Großanlage verglichen wird.

Direkteinleitung in den Kanal / Betriebskläranlage
Die Direkteinleitung biogener Reststoffe in einen Kanal bzw. die Entsorgung in einer Kläranlage macht nur bei geringen anfallenden Mengen Sinn oder aber, wenn die biogenen Reststoffe kein nennenswertes Methanbildungspotenzial besitzen. Bei den für Biogas-Großanlagen in Frage kommenden Substratmengen würde sich sicherlich vor der Einleitung in den Kanal eine Anaerobstufe rentieren. Dies zeigte auch die Realisierung einer Biogasanlage am Standort der Landfrisch Molkerei in Wels. Die schwach belastete

Restmolke wurde vor der Einleitung in den Kanal anaerob vergoren und so kann Strom und Wärme für den Betrieb gewonnen werden, was sich auch rechnet (WÖLLINGER 2007).

Einsatz als Düngemittel in der Landwirtschaft

Wenn man den Einsatz in der Landwirtschaft als Düngemittel betrachtet, so ist ebenso nur bei Reststoffen mit genügend großer Methanausbeute eine zwischengeschaltete, anaerobe Vergärung sinnvoll. Auf diese Option der Ausbringung als Düngung wird später als Variante der Gärrestverwertung im Anschluss an eine Biogas-Großanlage in Kapitel 5 näher eingegangen. Fällt der biogene Rohstoff in großen Mengen an, so sind große Speicherkapazitäten und hohe Transportkosten für die Düngung zu bedenken.

Kompostierung

Hier ist es neben dem Trockensubstanzgehalt vorwiegend eine Frage der Methanausbeute und der Biologie, welche anfallenden Rohstoffe kompostiert werden müssen bzw. welche sich für eine anaerobe Vergärung eignen würden. Eine genaue Gegenüberstellung der Eignung von biogenen Reststoffen für die Kompostierung bzw. die Anaerobtechnologie ist gerade in einer ÖNORM-Arbeitsgruppe in Arbeit und wird voraussichtlich dieses Jahr veröffentlicht (RITZMANN 2007).

Einsatz als Industrierohstoff

Jede Verwertung der biogenen Reststoffe als Wertstoffe in der chemischen, Pharma- oder Lebensmittelindustrie ist auf jeden Fall einer energetischen Verwertung vorzuziehen. Voraussetzung hierbei ist, dass dabei ein entsprechender Gewinn erzielt werden kann und alle anfallenden Mengen verwertet werden können. Letzteres ist bei in großen Mengen anfallenden biogenen Reststoffen eher unwahrscheinlich.

Verbrennung

Auf die Option der thermischen Verwertung durch Verbrennung wird nicht im Detail eingegangen. Generell lässt sich jedoch sagen, dass für hoch wasserhaltige Stoffe die Vergärung zu bevorzugen ist. WELLINGER (2007) führte eine Vergleichsrechnung zur Verwertung von Küchenabfällen in der Schweiz durch. Dabei ergaben sich für Müllverbrennungsanlagen Kosten von umgerechnet 215,- €/t und für Vergärungsanlagen 154,- €/t. Diese Studie belegt somit, dass Vergärung von Küchenabfällen sinnvoll ist. Nach den Ergebnissen der Studie ist es sogar vorteilhafter Grüngut zu vergären, welches einen höheren Trockenmasseanteil besitzt (in der Studie wurde dieser mit 28% angenommen), als dieses thermisch zu verwerten.

4.1.12 Vertragsvereinbarungen in der Abfallbranche

Die Vertragsvereinbarungen in der Abfallbranche sind ein heikles Thema. Deshalb ist es nicht verwunderlich, dass einige Verträge, z.B. mit Molkereien, noch immer mit Handschlagqualität durchgeführt werden. Auch sind oft Vertragsklauseln enthalten, welche die auf Änderungen des Marktes reagieren und Verträge danach diese einschränken oder sogar ungültig machen. Die durchschnittliche Vertragsdauer beträgt etwa drei Jahre (SUETI 2007).

Bei der Kartoffelstärkeproduktion kann es vertraglich zu einer Rücknahmeverpflichtung der entstehenden Pülpe durch die Kartoffellieferanten kommen (DÖRFLER 2007). Ähnlich in der Zucker- und Stärkeproduktion. Hier erfolgt die Beschaffung durch direktes Kontrahieren mit den Bauern. D.h. es gibt hier keinen Markt, auf dem Landwirte anbieten und Stärkeverarbeiter kaufen und sich ein Marktpreis bildet, sondern es bestehen direkte Kontrakte mit den Landwirten, welche eine bestimmte Menge zu einem bestimmten Preis liefern können (ANDENSAM ET AL. 2001).

Langfristige Verträge mit fixen Preisen sind fast nicht möglich, die Laufzeit beträgt meist ein Jahr, in den seltensten Fällen zwei. Ebenso sind große Schwankungen im Preisniveau Realität. Dies primär aufgrund des Futtermittelbedarfs. Diese werden primär mit den Schwankungen am Weltpreismarkt, z.B. für Soja, begründet. Vor allem diese Schwankungen sind für die Darstellung der Wirtschaftlichkeit der Biogasanlagen ein großes Problem. Gute Zusammenarbeit und Potenziale sind jedoch in der Lebensmittelindustrie, z.B. Bäckereien und Schokoladeherstellung, gegeben. Daher ist es zurzeit fraglich, inwieweit mit der „Bioabfallwirtschaft“ zusammengearbeitet werden soll. Ebenso sollte die energetische Nutzung direkt im Bereich der Abfallwirtschaft erfolgen und Energiepflanzennutzung stark forciert werden (GRAF 2007). Einen groben Überblick über verschiedene Inhalte eines Entsorgungsvertrages gibt Tabelle 26 (SCHULZ, EDER 2006).

Tabelle 26: Inhalte eines Entsorgungsvertrages (SCHULZ, EDER 2006)

Anschriften	des Auftraggebers (AG) und des Auftragnehmers (AN)
Vertragsgegenstand	Entsorgung und ggf. Abholung des Abfallstoffes; Festlegung des max. zulässigen Schadstoffgehaltes
Entsorgung	Festlegung der Art und Weise der Abholung und des Transportes
Entgelt und Entgeltsänderung	Festlegung der Zahlungsmodalitäten
Haftung	Haftungen, die der AN übernimmt
Vertragsdauer und Kündigung	Bedingungen, die zur Beendigung des Vertrages führen
Vertragsstörungen	Erfüllt ein Vertragspartner seine Verpflichtungen nicht, so wird die weitere Vorgehensweise geregelt
Vertragsanpassungen	Ändern sich die Rahmenbedingungen, so wird der Vertrag entsprechend angepasst
Unterbeauftragung Dritter	Der Auftragnehmer darf sich Dritter bedienen
Vertraulichkeitsklausel	
Zugangsrechte	Die Zugänglichkeit der Behälter muss gewährleistet sein
Gerichtsstand	Amtsgerichtsort des Auftragnehmers
Schiedsklausel	Einschaltung eines Schiedsgerichtes bei Meinungsverschiedenheiten bezüglich des Vertrages
Änderungsklausel	Änderungen sind schriftlich durchzuführen; werden einzelne Abschnitte ungültig, so müssen rechtlich entsprechende Regelungen gefunden werden

4.1.13 Conclusio der Branchenanalyse

Im Rahmen dieser Studie konnten zwei Branchen ausfindig gemacht werden, in welchen sich theoretisch eine Biogas-Großanlage errichten ließe. Und zwar in der Zucker- sowie der Bierindustrie. Eine weitere Branche, die Bioethanolproduktion, hat erst heuer Ihren Betrieb aufgenommen und hat sich daher noch nicht etabliert. Diese wurde in diesem Bericht im Standortkonzept (Kapitel 6.2) näher beschrieben. Es hat sich weiters herausgestellt, dass einzelne Branchen nahezu „abfallfrei“ produzieren. Die theoretischen Biogas-Großanlagen sind dafür aber in einer sehr großen elektrischen Leistungsklasse, und zwar für rund 8,8 und 16,2 MW_{el}. Wie die Recherche ergab ist daher jede theoretische Biogas-Großanlage einzeln zu bewerten und auch zu beschreiben. Vor allem die branchenspezifische Verarbeitung der „abfallfreien“ Produktion ist sehr stark zu berücksichtigen. Das bedeutet aber auch, dass für Biogas-Großanlagen in den beschriebenen Branchen keine nennenswerten Mengen an Substraten anfallen. Falls also nun eine Biogas-Großanlage errichtet werden soll, müssen die Substrate - z.B. Energiemais - vom Weltmarkt eingekauft werden.

4.2 Analyse und Auswertung der abfallwirtschaftlichen Fragebögen

Im Zuge des Arbeitspakets 1 wurde eine recherchierte Liste mit rund 100 Unternehmen auf 63 Unternehmen aus 12 Branchen eingegrenzt. Es wurden hiezu einerseits die Netzwerke des Projektteams sowie andererseits verschiedene Branchenvertreter kontaktiert, etwa der Fachverband der Lebensmittelindustrie. Diese eingegrenzte Liste kompetenter und voraussichtlich interessierter Gesprächspartner ist komplett in Anhang 14.2 dargestellt. Zum leichteren Verständnis des Projekts wurde ein „Fact Sheet“ erstellt, wiedergegeben in Anhang 14.3. Dieses wurde den Ansprechpersonen, meist Umwelt- bzw. Abfallberatern der jeweiligen Unternehmen, nach telefonischer Erstkontaktaufnahme zugestellt. Ebenso wurden ihnen ein Fragebogen „Erhebung des biogenen Abfallaufkommens“ und ein Begleitschreiben (siehe Anhang 14.1 und Anhang 14.4) übermittelt.

Eine Darstellung der 63 kontaktierten Unternehmen nach ihrer Verteilung in den jeweiligen Branchen gibt Abbildung 16. So wurden z.B. 14 Unternehmen aus dem Bereich Spirituosen, jeweils zehn Brauereien und Fruchtsaftproduzenten sowie acht Molkereien kontaktiert.

25 Unternehmen nahmen nicht an der Datenerhebung teil, mehrheitlich wurde als Grund für ihre Absage „Zeit- und Personalmangel“ angegeben. Sieben Unternehmen gaben trotz mehrfacher Kontakte kein Feedback. Weitere sieben Unternehmen gaben an, über keine (nennenswerten) biogenen Reststoffe zu verfügen, z.B. PAGO Fruchtsäfte GmbH, die als Ausgangsprodukt Konzentrate verwenden und daher nur geringe Mengen an biogenen Abfällen in flüssiger Form produzieren.

24 Unternehmen aus 10 Branchen nahmen an der Erhebung teil und retournierten 26 Fragebögen. AGRANA Zucker GmbH und AGRANA Stärke GmbH übermittelten jeweils zwei Fragebögen für verschiedene Standorte. Das Feedback der kontaktierten Unternehmen betreffend die Erhebung zur Abfallsituation ist in Abbildung 17 dargestellt. Eine Auflistung der teilnehmenden Unternehmen nach Branchen gibt Abbildung 18.

Von den erhaltenen 26 Fragebögen dürfen von sieben Unternehmen die Daten im Rahmen der Studie veröffentlicht werden. Diesen sieben Unternehmen wurden die Branchenanalysen vor der Fertigstellung des Zwischenberichts zur Verfügung gestellt. Etwaige Änderungswünsche in der Darstellung des Unternehmens konnten so noch berücksichtigt werden. Feedback kam von drei Firmen: der Alpenmilch Salzburg Ges.m.b.H., der VWG Vbg. WiederverwertungsgesmbH und der Hermann Pfanner Getränke GmbH. Alpenmilch und VWG befanden die Branchenanalysen und Unternehmensdarstellungen als korrekt. Die Anregungen und geringfügigen Korrekturwünsche der Firma Pfanner wurden – da sie erst nach Abschluss des Zwischenberichts vorlagen – für den Endbericht eingearbeitet.
Von 14 Unternehmen wurden Daten mit der Bitte um Anonymisierung übermittelt. fünf Unternehmen haben generell die Veröffentlichung der Daten untersagt, dargestellt in

Abbildung 19. Eine Aufstellung der unternehmensspezifischen Datenverwendung ist in Kapitel 14.5 wiedergegeben.

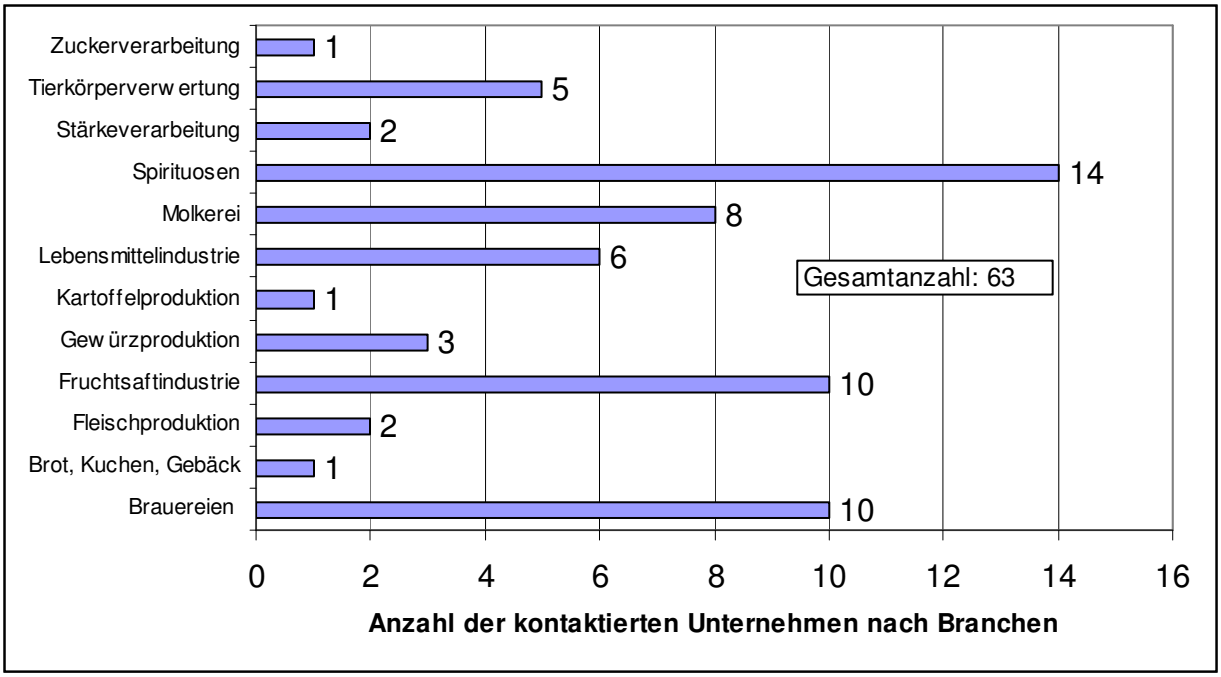

Abbildung 16: Übersicht der mittels Fragebögen kontaktierten Unternehmen nach Branchen

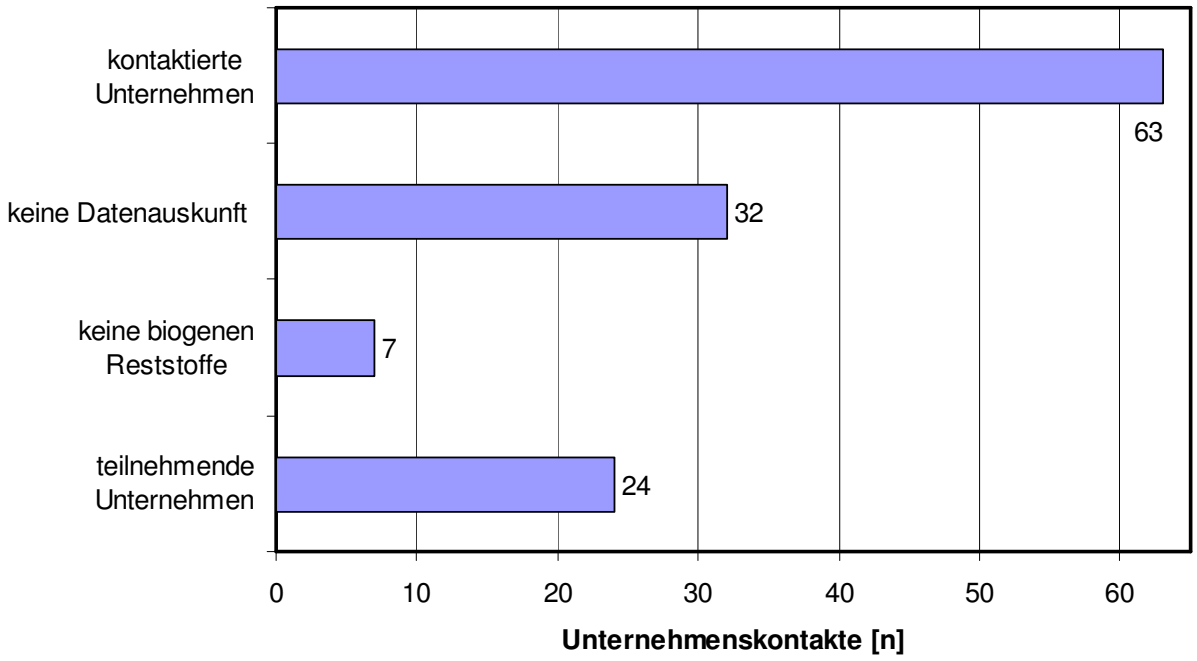

Abbildung 17: Feedback der kontaktierten Unternehmen betreffend Fragebogen zur Abfallsituation

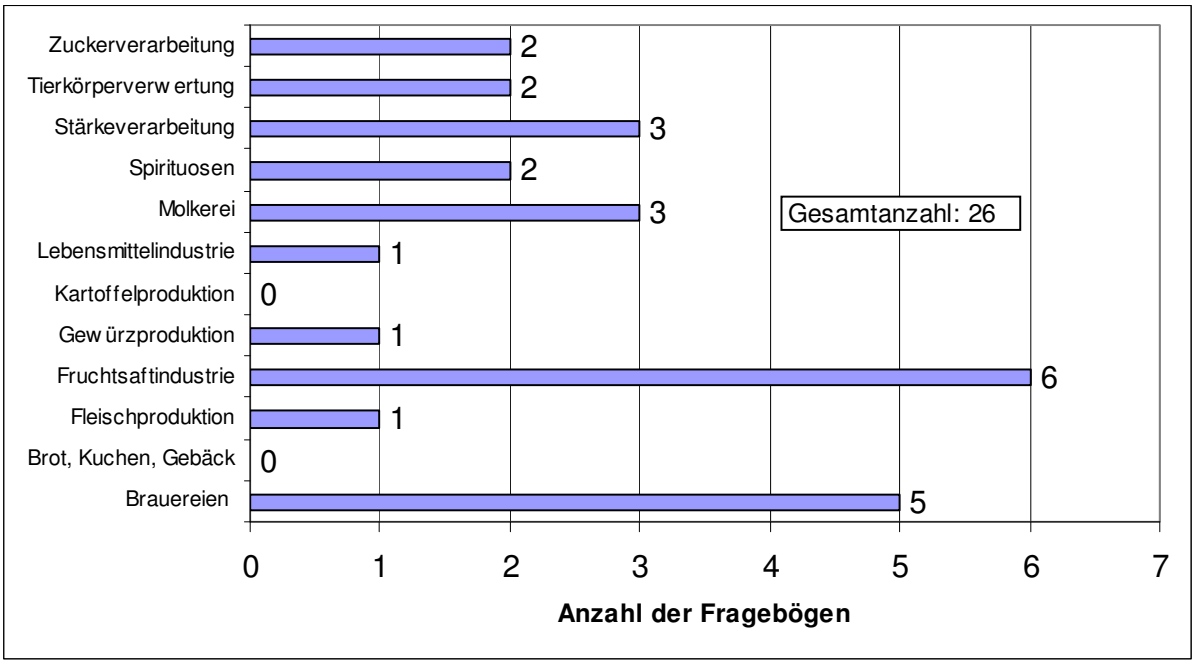

Abbildung 18: Retournierte Fragebögen der teilnehmenden Unternehmen nach Branchen

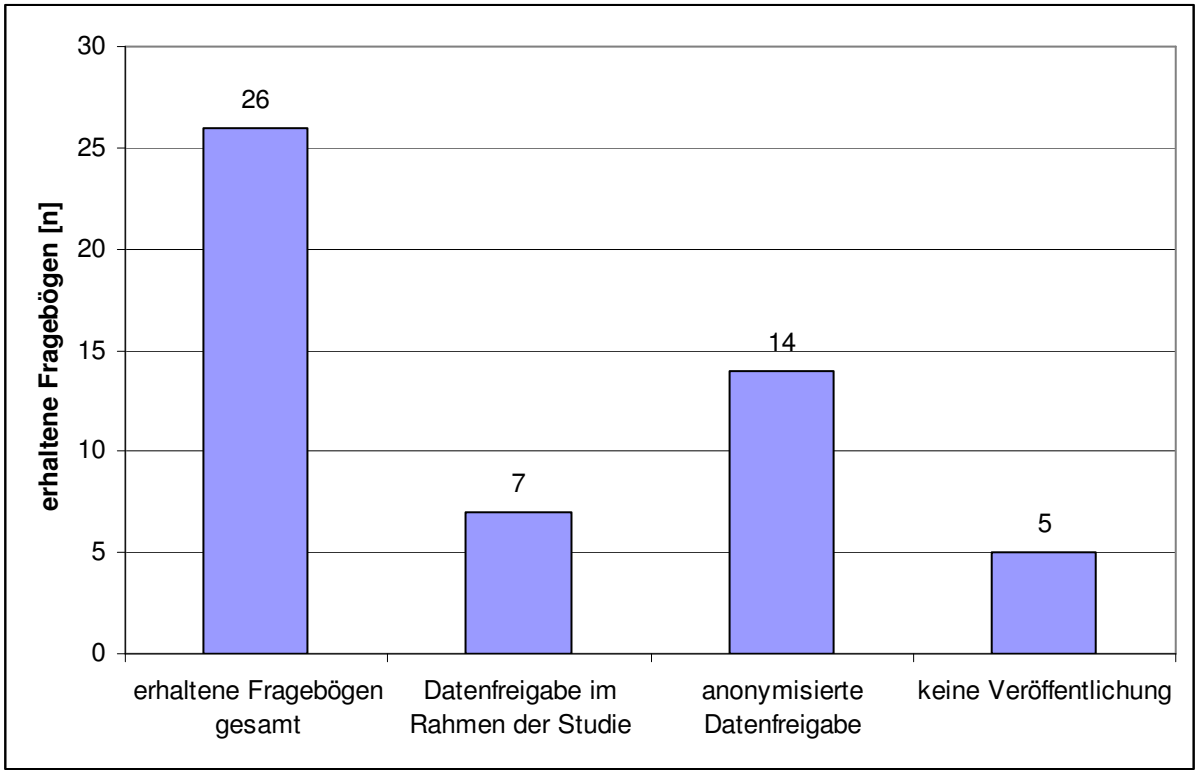

Abbildung 19: Auswertung der erhaltenen Fragebögen

5 Verwertung von Fermentationsrückständen

Im folgenden Kapitel werden an den in Kapitel 4 identifizierten Standorten (theoretische) Biogasanlagen angenommen und nach den jährlich anfallenden biogenen Reststoffmengen in vier Größenklassen unterteilt. Dies dient dazu, verschiedene Szenarien für das Gärrestmanagement darzustellen. Im Anschluss werden die verschiedenen Möglichkeiten der Gärrestbehandlung vorgestellt. Drei dieser Möglichkeiten werden anhand einer fiktiven Biogas-Großanlage im Detail beschrieben. Abschließend werden die möglichen Absatzmärkte für den Gärrest bzw. Gärrestaufbereitungsprodukte erläutert. Es wird in diesem Kapitel mit Absicht auf die anfallenden Mengen biogener Reststoffe Bezug genommen, und nicht auf die theoretische Anlagenleistung, da die Menge des Substrates in größerem Zusammenhang mit der Menge an entstehendem Gärrest steht. Natürlich sind für eine detailgetreue Betrachtung die Trockensubstanz und die Art des Reststoffes (Kohlenhydrate, Proteine, Fette) zu berücksichtigen. Zusätzlich hat auch die Menge des rezirkulierten Gärrestes und des Frischwasserzusatzes eine Auswirkung auf den anfallenden Gärrest.

Im folgenden Kapitel werden Biogasanlagen - nach deren Substratinputmenge – in verschiedene Größenklassen überblicksmäßig eingeteilt und Empfehlungen für das Gärrestmanagement ausgesprochen. Danach folgt eine allgemeine Beschreibung von Gärrestbehandlungsoptionen und –verfahren und eine Detailrechnung von drei Optionen für das Gärrestmanagement anhand des Standortkonzeptes der Bioethanolanlage (Kapitel 6.2).

5.1 Gärrestbehandlungsoptionen von Biogas-Großanlagen

Klassifizierung von Biogas-Großanlagen

Im ersten Schritt wurden die in Kapitel 1 (Branchenanalyse Abfallsituation) recherchierten Betriebe (bzw. Standorte) nach ihren jährlich anfallenden Reststoffmengen in vier Größenklassen eingeteilt. Auch die Betriebe der Standortkonzepte (siehe Kapitel 7) wurden in diese Einteilung aufgenommen. Anschließend wurde an diesen Standorten eine Biogasanlage angenommen und pro Klasse eine von der Methanausbeute abhängige maximale Anlagenleistung abgeschätzt. Als Beispiel einer existierenden Biogas-Großanlage wurde die Landfrisch Molkerei (siehe Kapitel 1.2.8) mit jährlichen Reststoffmengen von 50.000 t entproteinierter Molke aufgenommen. Als leistungsstärkster Standort ist hier die Bioethanolanlage (Details hiezu in Kapitel 7.1) zu nennen, wo im Vollbetrieb Schlempemengen von bis zu 1,4 Mio. t/a anfallen. Dies entspräche theoretisch einer Biogasanlage mit mehr als 20 MW elektrischer Leistung. Die so entstandene Klassifizierung ist in Tabelle 27 dargestellt, wobei hier in der Anzahl der Betriebe auch die nicht veröffentlichten Standorte aus der Branchenanalyse (Kapitel 4) angegeben sind.

Tabelle 27: Betriebliche Biogasanlagen kategorisiert anhand biogener Reststoffmenge

Kategorie/Bezeichnung	biogene Reststoffe [to/a]	max. elektr. Leistung [kWel] (Richtwert)	Anzahl der Betriebe
I) dezentrale Entsorgung	0 – 1.000	bis ca. 50	6
II) Biogaskleinanlagen	1.000 – 10.000	bis ca. 500	8
III) Biogasgroßanlagen	10.000 – 50.000	bis ca. 2.500	9
IV) Biogas-Megaanlagen	> 50.000	bis ca. 20.000	4

Auf Kategorie I wird im Folgenden nicht eingegangen, da die anfallende biogene Reststoffmenge mit maximal 34 Fahrten eines LKW mit 30 t Ladekapazität dezentral entsorgt werden kann. Flüssige Reststoffe dieser Kategorie können bei entsprechender wasserrechtlicher Bewilligung über den Kanal entsorgt werden.

Kategorie II ist mit biogenen Reststoffen von 1.000 - 10.000 t/a von Interesse für die Verwertung in zentralen Biogasanlagen kleiner bis mittlerer Größe.

Bei betrieblichen Biogasanlagen der Kategorie III handelt es sich um (theoretische) Biogas-Großanlagen, die im kW- bzw. im MW-Bereich liegen. Bei der Biogasanlage der Landfrisch Molkerei Wels liegt die elektrische Leistung trotz großer Reststoffmengen von rund 50.000 t/a Molke bei 500 kW_{el}. Eine Biogasanlage am Standort der Tierkörperverwertung Regau, die biogene Reststoffe von ca. 37.000 t/a verwertet, würde in der Größenordnung von ca. 2,5 MW_{el} liegen.

Betriebliche Biogasanlagen der Kategorie IV würden ausschließlich elektrische Anlagenleistungen im Megawatt-Bereich liefern. Auch eine Biogasanlage am Standort der Bioethanolfabrik in Pischelsdorf (siehe Kapitel 7.1), mit einer angenommenen Leistung von mehr als 20 MW_{el}, würde in diese Kategorie fallen.

Gärrestbehandlungsoptionen je Kategorie

Die wichtigsten Faktoren bei der Bewertung der Gärrestverwertungsmöglichkeiten sind:

- anfallende Reststoffmengen und die sich daraus ableitende Gärrestmenge
- Belastung des Gärrestes (hoch belastet / niedrig belastet)
- Standort der Biogasanlage (Land/Stadt)
- Spezielle Gärresteigenschaften (Stickstoffgehalt, Methanausbeute, Anteil an schwer abbaubarer OTS[14])

[14] OTS = organische Trockensubstanz.

Aufgrund der geringen Kohlenstoffmenge in vielen Gärresten ist vor allem bei höheren N-Konzentrationen eine Gärrestaufbereitung einer aeroben Abwasserbehandlung vorzuziehen. Denn bei letzterem würde eine externe Kohlenstoff-Quelle benötigt. Es könnten jedoch auch Kombinationen der beiden Technologien zum Einsatz kommen (FUCHS 2007a). Bei der Kanaleinleitung wird der Gärrest in der Kläranlage mit Kohlenstoff reicheren Abwässern vermischt. Bezugnehmend auf diese Faktoren sind in Tabelle 28 Empfehlungen für die Gärrestverwertung überblicksartig dargestellt. Die Bezeichnungen niedrig belastet – hoch belastet beziehen sich hier auf den Rest-CSB im Gärrest, bzw. auch der Rest-Trockensubstanz.

Tabelle 28: Empfehlungen für Gärrestbehandlungsoptionen unterschiedlicher Größenklassen

Kategorie	Land (hoch belastet)	Land (niedrig belastet)	Stadt (hoch belastet)	Stadt (niedrig belastet)
I)	-	-	-	-
II)	Ausbringung	Ausbringung	Kanal/ (Membran)	Kanal
III)	Ausbringung/ Membran	Ausbringung	Membran	Kanal/ (Membran)
IV)	Membran	Membran	Membran	Membran

Für die Kategorie II ist am Land die Ausbringung auf landwirtschaftlichen Flächen zu empfehlen, während in der Stadt die Einleitung in das Kanalnetz die einfachste Lösung zu sein scheint. Da bei festem Substrat, wenn es in gleichen Mengen wie flüssiges Substrat anfällt, im Vergleich mehr Gärrest entsteht, kann sich auch hier eine spezielle Gärrestaufbereitung auszahlen. Auch weisen feste Substrate eine höhere CSB-Fracht auf. So sollte auf jeden Fall der Einsatz einer Fest-Flüssig-Separation überlegt werden, damit ein Teil der Flüssigfraktion rezirkuliert und so der Wasserverbrauch gesenkt werden kann. Der Nutzen einer gesamten Gärrestaufbereitungsanlage muss hier im Einzelfall geprüft werden.

Ab Kategorie III kann es sich auch auf dem Land lohnen eine Gärrestaufbereitung einzusetzen. Einerseits hängt dies, wie schon in Kategorie II erwähnt, vom TS-Gehalt des Substrates und damit des Gärrestes ab. Ein wichtiger Entscheidungsgrund ist der Stickstoffgehalt, der sich direkt proportional auf die Ausbringungsfläche auswirkt. In der Praxis muss für eine landwirtschaftliche Ausbringung auch die Akzeptanz der Landwirte in näherer Umgebung vorliegen. Dies hat auch viel mit dem lokalen Nährstoffbedarf bzw. Angebot zu tun. In der Stadt ist in dieser Kategorie die Gärrestaufbereitung eine akzeptable Alternative, vor allem für hoch belastete Gärreste. Bei sehr niedrig belasteten Gärresten rentiert sich eine Einleitung in das Kanalnetz, wie das Beispiel der Landfrisch-Molkerei in Wels zeigt (WÖLLINGER 2007).

In Kategorie IV ist generell eine Gärrestaufbereitung zu empfehlen. Auch hier ist im städtischen Bereich zu überprüfen, wie hoch die Kanalgebühren im Vergleich zu einer Aufbereitungsanlage wären. Auf dem Land würde – falls sich eine Kläranlage in akzeptabler Entfernung befindet – diese meist zu klein dimensioniert sein, um die zusätzlichen CSB-Frachten des Gärrestes zu verarbeiten. So würden in der simulierten Anlage in Pischelsdorf (Kapitel 7.1) ca. 100 t/d an CSB durch Gärrest anfallen.

Kriterien für einen optimalen Anlagenstandort

Im Zuge der Durchführung dieses Arbeitspaketes konnten folgenden Kriterien für einen optimalen Anlagenstandort in der jeweiligen Kategorie erhoben werden.

Kategorie III:

Standort in einer ländlichen Region

In ländlichen Regionen ist nach wie vor die Ausbringung auf den Feldern als kostengünstigste Option zu bevorzugen. Dementsprechend ist der Standort „Land“ dem Standort „Stadt“ vorzuziehen.

Potentielle Abnehmer für Gärrestprodukte

Eine Biogasanlage sollte nur in einer bestimmten Größe gebaut werden, um sicherzustellen, dass der Gärrest bzw. die Gärrestfraktionen, die als Dünger verwendet werden, direkt verwertet werden können. (Z.B. als Substitution von mineralischem Dünger auf landwirtschaftlichen Flächen.) Demzufolge sollte basierend auf einer Darstellung der Inhaltsstoffe (und deren Konformität mit den gesetzlichen Rahmenbedingungen) einerseits die Akzeptanz der Landwirte gesichert sein und andererseits die Konkurrenz mit anderen Düngemitteln (wie z.B. aus der Tierhaltung) – also das lokale Nährstoffangebot - am jeweiligen Standort sorgfältig geprüft werden.

Nähe zu Kläranlage in ausreichender Größe

In diesem Größenbereich kann sich die Nähe zu einer Kläranlage großen Maßstabs als vorteilhaft erweisen. Fällt in der Kläranlage genug kohlenstoffreiches Material an, so ist eine aerobe Aufreinigung durchführbar, und es müsste zur Entfernung des Stickstoffes keine externe C-Quelle bezogen werden. In diesem Fall sind die Kosten der Einleitung zu prüfen. Im Falle der Behandlungsanlage für biogene Abfälle der Stadt Wien (Biogas Wien), in der bis zu 34.000 t/a an biogenen Abfällen verarbeitet werden können, wurde diese Variante gewählt. Der Gärrest wird in die in der Nähe liegende Hauptkläranlage Wien geleitet.

Kategorie IV:

Einsatz von Gärrestaufbereitung

Für diese Kategorie wird allein die Gärrestaufbereitung empfohlen, die natürlich auch schon in Kategorie III sinnvoll eingesetzt werden kann. Generell ist hier keine besondere Standortempfehlung abzugeben, da sich die Aufbereitungstechnologie generell latz sparend einsetzen lässt. Soll das gereinigte Wasser eingeleitet werden, muss ein dafür geeignetes Gewässer in der Umgebung vorhanden sein. Abnehmer der Aufbereitungsprodukte sollten

im nahen Umfeld vorhanden sein, um die Transportwege bzw. –kosten so gering wie möglich zu halten.

5.2 Verfahren zur Gärrestaufbereitung

Für die Verwertung von Gärresten existieren eine Reihe unterschiedlicher Verfahren und Prozessstufen, welche eine Aufarbeitung und Fraktionierung zu wieder verwertbaren Produkten ermöglichen. Diese Verfahren umfassen sowohl rein physikalische als auch chemische und biologische Aufbereitungstechnologien. Kernpunkte dieser Technologien sind:

- Feststoffabtrennung inklusive zugehöriger Recyclingkonzepte für das anfallende Restwasser bzw. innovative Behandlungsverfahren, bis zur Erreichung von Einleitqualität in öffentliche Gewässer.

- Erzeugung von standardisierten Düngemitteln oder auch Abtrennung und Aufkonzentrierung der im Gärrest enthaltenen Pflanzennährstoffe Stickstoff und Phosphor.

Nachstehend werden die Verfahren der Gärrestbehandlung überblicksartig beschrieben. Die folgende Zusammenfassung stammt zum Großteil aus NOEST (2007), sowie FUCHS (2007b) und WALTENBERGER (2007).

Verfahren zur mechanischen Feststoff-Separation
Eine Abtrennung zumindest der groben Feststofffraktion ist der Grundschritt der meisten Gärrestbehandlungsverfahren. Ziel ist die Aufkonzentrierung der festen Inhaltsstoffe zur Verbesserung des Wirkungsgrades von nachfolgenden Technologien bzw. zur Verminderung von Transportkosten. Eine Rückführung der Flüssigphase in den Fermenter zur Einstellung des TS-Gehalts ist möglich. Ein Großteil der Nährstoffe (Stickstoff, Phosphor, Kalium) verbleibt in der Flüssigphase, Phosphat verbleibt in der Festphase. Die abgegebene Restfraktion muss daher weiter aufbereitet werden (z.B. mittels Membranfiltration).

Auf dem Markt stehen je nach Trenngrad und Durchmesser der abzutrennenden Partikel Technologien wie Schneckenpressen, Schwingsiebe, Dekanter und Zentrifugen zur Verfügung.
Jede dieser Technologien verfügt über einen anderen Wirkungsgrad. Zusätzlich benötigen einzelne Technologien, je nach angestrebtem Wirkungsgrad, die Zugabe von Zuschlagsstoffen bzw. Filterhilfsmitteln.

Recyclingoptionen für die Flüssigfraktion
Recyclingverfahren, für die aus der Feststofftrennung anfallende Flüssigfraktion, stellen keine eigene Technologie dar. Die direkte Wiederverwendung der Flüssigfraktion ohne kostspielige Aufbereitung sollte jedoch integraler Bestandteil eines Gesamtsystems sein, um die Kosten für die nachfolgenden Prozessschritte zu minimieren. Beispiele sind die

Wiederverwendung zum Anmaischen von feststoffreichen Substraten oder das Recycling innerhalb einer vorhandenen Kompostierungsschiene. Recyclingoptionen für die Flüssigfraktion müssen daher bei einer Bewertung der einzelnen Prozessvarianten unter Erarbeitung der lokalen Integrationsmöglichkeiten in den Gesamtprozess mit betrachtet werden. Insbesondere sind die möglichen recycelbaren Quantitäten und die Auswirkung auf den Biogasprozess zu untersuchen.

Membrantrennverfahren

Membrantrennverfahren werden zur verbesserten Feststoffabscheidung bzw. zur Abtrennung von gelösten Verbindungen eingesetzt. Insbesondere bei Aufreinigung der Flüssigphase bis zur Vorfluterqualität stellen sie derzeit einen unverzichtbaren Verfahrensbestandteil dar. Hierbei wird zwischen der Mikro- oder Ultrafiltration und der Nanofiltration bzw. Umkehrosmose unterschieden.

- **Mikro- oder Ultrafiltration**
  Die Mikro- und die Ultrafiltration stellen eine Möglichkeit dar, feindisperse und kolloide Partikel abzutrennen. Gelöste Nähr- und Mineralstoffe können die Poren der Membrane passieren und liegen weiter im Permeat vor. Sie dienen zur Vorkonditionierung bzw. sind in Kombination mit anderen Verfahren (z.B. Umkehrosmose) anwendbar. Sie bieten gute Reinigungsleistung bei geringem Chemikalieneinsatz. Nachteilig ist jedoch der relativ hohe elektrische Energieeinsatz.

- **Nanofiltration / Umkehrosmose**
  Diese Membranverfahren können als Sekundärstufe in Kombination mit einer Mikrofiltration eingesetzt werden und dienen aufgrund ihrer sehr guten Reinigungsleistung zur Aufreinigung bis zur Direkteinleiterqualität. Als Nebenprodukt fällt nährstoffreiches Konzentrat an. Kernprobleme sind der Energieeinsatz und die Kurzlebigkeit der eingesetzten Membrane.

Damit deutlich mehr als 50% des Gärrestes als Prozesswasser wieder gewonnen werden kann, muss die Effizienz der Aufreinigung gesteigert werden. Durch den Einsatz billigerer Membranmaterialien können die Kosten gesenkt werden.

Trocknung / Verdampfung

Trocknung und Verdampfung dienen zur weiteren Aufkonzentrierung der Feststofffraktion, z.B. zur Gewinnung von festen Substraten, welche als Feststoffdünger oder als Brennstoffe eingesetzt werden können. Sie können auch zur Weiterbehandlung von Konzentraten aus Membrantrennverfahren genutzt werden. Es handelt sich hierbei zum Großteil um ausgereifte Standardtechnologien, mit dem Nachteil eines relativ hohen thermischen Energiebedarfs. Ebenso müssen Technologien zur Vermeidung von Abluftemissionen integriert sein. Von Interesse sind vor allem Techniken zur Ausnutzung der Restwärme aus der Verstromung des Biogases.

Strippverfahren zur Ammoniakentfernung / -gewinnung

Derzeit werden Strippverfahren nur zur Behandlung der Flüssigphase nach Feststoffseparation eingesetzt. Als mögliche Varianten gelten die Dampf- bzw. die Luftstrippung (ANA STRIPVERFAHREN 2007): Als Produkt entstehen eine flüssige Ammoniaklösung bei der Rückkondensation des Wassers bzw. feste Stickstoffsalze bei Absorption des Ammoniums in saurer Lösung. Der Vorteil davon, ist die Gewinnung eines Wertstoffes, welcher Produkte der chemischen Industrie substituieren kann.

Fällungsverfahren (Struvit (MgNH4PO4)-Fällung bzw. Phosphatfällung)

Die Fällung mittels Eisen oder Aluminium stellt ein Verfahren zur P-Elimination dar, wobei gleichzeitig ein Großteil der Feststoffe mit ausgefällt wird. Bei der Struvitfällung werden sowohl der Ammonium- als auch der P-Gehalt reduziert. Die Fällungsverfahren sind einfach und betriebssicher, jedoch kann der nötige Chemikalienaufwand relativ hoch und kostenintensiv sein. Ein geeigneter Absatzmarkt für die erzeugten Düngechemikalien ist jedenfalls erforderlich, der Wert der generierten Chemikalien ist jedoch relativ gering.

Thermo-chemische Pyrolyse

Bei der thermo-chemischen Pyrolyse werden grundsätzlich zwei Verfahren unterschieden. Und zwar sind dies die Vergasung und das BtL-Verfahren.

- **Vergasung**
  Die Vergasung ist ein Verfahrensschritt, bei dem der Gärrest thermisch zersetzt und daraus ein Produktgas gewonnen wird. Je nach Gleichgewicht, Kinetik und Verweilzeit für die einzelnen Reaktionen ist das Produktgas hauptsächlich aus den folgenden Komponenten zusammengesetzt: Wasser (H_2O), Kohlenmonoxid (CO), Wasserstoff (H_2), Kohlendioxid (CO_2) und Methan (CH_4). Diese können wiederum thermisch verwertet werden. Entsprechende Anlagen befinden sich im großen Pilotmaßstab, eine tatsächliche technische Anlage existiert derzeit jedoch nicht.

- **BtL-Verfahren (Biomass to Liquid)**
  Im Unterschied zum oben genannten Verfahren werden in einem zusätzlichen Verfahrensschritt die entstehenden gasförmigen Produkte wieder kondensiert, sodass ein flüssiges Kohlenwasserstoffgemisch mit dieselähnlichem Charakter entsteht. Dieses Verfahren beruht auf dem so genannten Fischer-Tropsch-Verfahren. Auch hier gilt für den Stand der Technik Ähnliches, wie oben erwähnt. Wobei sich eine Beta-Anlage der Firma COREN in Deutschland im Testbetrieb befindet.

Thermische Verwertung von Feststoffanteilen

Diese findet in der Regel nach der Trocknung statt. Der Nachteil besteht in der Notwendigkeit der Anlagen zur Reduktion von Abgasemissionen. Die Asche findet als Düngemittel Verwendung. Dieses Verfahren ist Stand der Technik.

Aerobe biologische Reinigung

Biologische Reinigung kann als Verfahren zur Behandlung der Flüssigphase herangezogen werden. Aufgrund der problematischen Inhaltsstoffe (hoher N-Gehalt, zum Teil biologisch schwer abbaubare Verbindungen) ist der Betriebsaufwand relativ hoch. Die Erzielung von Direkteinleiterqualität ist bei alleiniger Behandlung durch biologische Reinigung als problematisch zu betrachten und ist nur bei Mitbehandlung in kommunalen oder sonstigen Anlagen gewährleistet. Biologische Reinigung ist auch als Vorkonditionierung bzw. in Kombination mit Membrantrennverfahren, insbesondere in Form des Membranbelebungsverfahrens, nötigenfalls mit angeschlossener Umkehrosmose, anwendbar.

5.3 Gegenüberstellung von Gärrestbehandlungsoptionen einer Biogas-Großanlage

Bei den in Biogas-Großanlagen anfallenden Gärrestmengen wird eine adäquate Technologie benötigt, die imstande ist, die anfallenden Stoffströme zu behandeln und somit zur Erreichung eines „Zero-Emissions-Prozesses“ beiträgt. In einem solchen Prozess werden die Wertstoffe aus den Fraktionen zurückgewonnen und das gereinigte Wasser als Prozesswasser rezirkuliert.

Gegenüberstellung dreier Gärrestbehandlungsoptionen

Anhand des Standortkonzeptes einer Bioethanolanlage (siehe hiezu Kapitel 6.2) und der am Standort theoretisch anfallenden Menge an Gärrest wurden drei Varianten für das Gärrestmanagement einer Biogas-Großanlage berechnet und gegenüber gestellt, dies sind:

- Gärrestausbringung

  Hierbei wird der anfallende Gärrest, als landwirtschaftlicher Dünger, auf den umliegenden Agrarflächen ausgebracht.

- Gärrestaufbereitung

  Durch den Einsatz von fest-flüssig Separation und Membranverfahren wird der Gärrest aufgereinigt und fraktioniert.

- aerobe Abwasseraufbereitung

  Bei dieser Option wird die Behandlung des Gärrestes durch eine Betriebskläranlage betrachtet.

5.3.1 Gärrestausbringung

In diesem Kapitel wird die Gärrestmenge (1,2 Mio. t/a) der am Standort der Bioethanolanlage (siehe Kapitel 7) anfallen würde, berechnet und die landwirtschaftliche Ausbringung betrachtet. Dies bestand aus der Berechnung der Anzahl und der Erhebung der Bau- und Errichtungskosten der Gärrestlager. Ebenso wurden der Gärresttransport bzw. die

Gärrestausbringung auf den dementsprechenden Flächen erhoben. Es wurde auch der theoretische Düngerwert des Gärrestes berechnet.

Gärrestlager

Die Bau- und Errichtungskosten für unterschiedliche Größen von Gärrestlagern wurden von den Firmen WOLF SYSTEMBAU GmbH (2007) und LEHNERBAU GmbH & CoKG (2007) erhoben. Aufgrund der großen jährlichen Schlempemenge und auf Grund des Ausbringverbots von Gärrest bzw. Nährstoffen in den Wintermonaten ist das Gärrestlager für eine Lagerung von mindestens 180 Tagen zu dimensionieren (Richtlinie „Sachgerechte Düngung“, 2006). Aufgrund der großen Gärrestmenge standen auch große Endlagergrößen, über 10.000 m^3, zur Diskussion. Bei Betondeckenkonstruktionen stößt man jedoch bei ca. 7.500 m^3 Endlagergröße an statische Grenzen (MEISS, Wolfsystembau GmbH 2007). Die Firma LEHNERBAU (2007) gab an, dass die maximale Größe des Gärrestlagers bei rund 10.000 m^3 technisch bzw. statisch beschränkt ist. (Die detaillierten Bau- und Errichtungskosten für Gärrestlager sind in Anhang 14.7 und 14.8 dargestellt.) Eine graphische Darstellung der Kosten gibt folgende Abbildung 20 (die Punkte der jeweiligen Graphen geben die von den befragten Unternehmen angegebenen Werte wieder). Somit betragen die Kosten für ein Gärrestlager mit rund 5.000 m^3 Fassungsvermögen und Betondecke zwischen 280.000 und 310.000 €. Für ein offenes Endlager, ohne Folienabdeckung, sind mit Kosten in der Höhe von 150.000 € zu rechnen.

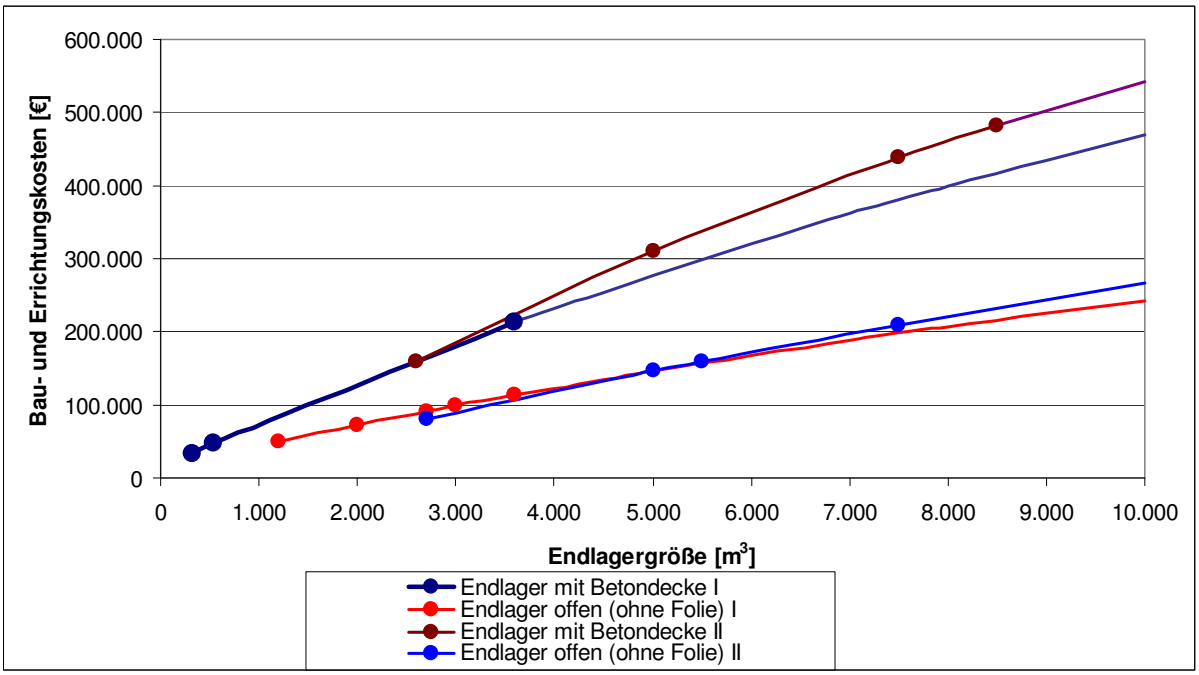

Abbildung 20: Bau- und Errichtungskosten unterschiedlicher Gärrestlager

Aufgrund der Gärrestmenge am Modellstandort Pischelsdorf ergibt sich somit eine theoretisch notwendige Gesamtanzahl von 61 Gärrestlagern, welche Bau- und Errichtungskosten zwischen 15,6 Mio. € (offene Bauweise und ohne Folienabdeckung) und 31 Mio. €

(Gärrestlager mit Betondecke) verursachen würden (siehe auch Tabelle 29). Ein allfälliger Preisnachlass wurde hierbei nicht berücksichtigt. In der folgenden Berechnung wurden nur die Daten eines geschlossenen Endlagers berücksichtigt, da ein offenes Endlager zu Problemen führen könnte (z.B. Geruchs- bzw. Methanemissionen).

Tabelle 29: Theoretische Gärrestlagerkosten

Gärrestlager Gesamtkosten			Lehnerbau	Wolf Systembau	Mittelwert Gärrestlagerkosten
[m^3]	Anzahl	Gärrestlager	[Mio. €]	[Mio. €]	[Mio. €]
10.000	61	mit Betondecke	28,78	33,24	31,01
		offen (ohne Folie)	14,83	16,41	15,62

Theoretischer Gärresterlös

Für die Berechnung des Gärresterlöses wurden zuerst die aktuellen Nährstoffkosten von Kali, Phosphor und Stickstoff erhoben (AMA 2007). Weiters wurde angenommen, dass die von den Substraten entzogenen Nährstoffe Phosphor und Kali über den Gärrest vollständig als Dünger auf die Flächen rückgeliefert werden. Bei Stickstoff wurde ein Ausnutzungsgrad von 72% angenommen (LFL 2006). Der gesamte theoretische Gärresterlös wurde nun auf Basis der vorhandenen Mengen von Stickstoff, Phosphor und Kali in der Schlempe berechnet. Hierbei wurde eine jährlich zu berücksichtigende Gärrestgesamtmenge von rund 1,2 Mio. t betrachtet. Dies bedeutet eine jährliche Gesamtmenge an Stickstoff von 7.326 t, an Phosphor von rund 1.900 t und an Kalium von rund 2.170 t. Der gesamte Gärresterlös, bezogen auf die Reinnährstoffmenge und aktuelle Nährstoffpreise, würde theoretisch rund 5,45 Mio. € betragen, dargestellt in Tabelle 30.

Tabelle 30: Theoretischer Gärresterlös

Dünger	Nährstoffpreis [€/kg]	Nährstoff	Nährstoff in Schlempe [kg/to*d]	Wirksame Nährstoffe [kg/to Schlempe]	Nährstoffpreis [€/kg]	Wirksamer Düngerwert [€/to Schlempe]
N	0,779	N	5,97	4,30	0,78	3,347
P_2O_5	0,814	P_2	1,54	1,54	0,36	0,548
K_2O	0,376	K_2	1,77	1,77	0,31	0,551
			Gärresterlös pro to	**4,446**		
			theoretischer Gärresterlös gesamt [Mio. €/a]	**5,45**		

Gärrestausbringung und -fläche

Für die Ausbringung von Gärrest aus Biogasanlagen ist, neben der Flächenverfügbarkeit, der Inhalt des Reinstickstoffs im Gärrest der begrenzende Faktor. Gemäß §32 des Wasserrechtsgesetzes 1959 (BGBL 123/2006) dürfen maximal 175 kg/ha Stickstoff auf landwirtschaftliche Nutzflächen ohne Gründeckung (= Ackerland) bzw. maximal 210 kg/ha Stickstoff auf landwirtschaftliche Nutzflächen mit Gründeckung (= Grünland) ausgebracht werden. Wobei zeitliche Ausbringungsverbote für stickstoffhaltige Düngemittel zu berücksichtigen sind. Ausbringungsverbote für stickstoffhaltige Düngemittel und deren Zeiträume sind in Tabelle 31 dargestellt. Für Phosphor und Kalium existieren (noch) keine gesetzlichen

Obergrenzen (BAUER, LK Ö 2007), nur Düngeempfehlungen, z.B. in der Richtlinie für die sachgerechte Düngung (2006) des BMLFUW.

Tabelle 31: Ausbringungsverbote für stickstoffhaltige Düngemittel (LK ÖSTERREICH 2007)

Verbotszeitraum	N- Düngearten	Betroffene Flächen bzw. Kulturen
15. Oktober bis 15. Februar	Stickstoffhaltige Mineraldünger, Gülle, Jauche, nicht entwässerter Klärschlamm	Landwirtschaftliche Nutzfläche ohne Gründeckung
16. November bis 15. Februar	Stickstoffhaltige Mineraldünger, Gülle, Jauche, nicht entwässerter Klärschlamm	Landwirtschaftliche Nutzfläche mit Gründeckung
30. November bis 15. Februar	Stallmist, Kompost, entwässerter Klärschlamm, Klärschlammkompost	Gesamte Landwirtschaftliche Nutzfläche
bis 1. Februar	jede Stickstoffdüngung	Frühanzubauende Kulturen (z.B. Durum, Sommergerste) oder Gründeckungen mit frühem Stickstoffbedarf (z.B. Raps, Wintergerste, Feldgemüseanbau unter Vlies oder Folie)

Der Flächenbedarf der notwendigen Gärrestausbringung wurde über zwei Wege errechnet. Für eine erste Grobabschätzung wurden die vorhandenen Acker- und Grünflächen in Niederösterreich (Daten INVEKOS 2005; LK NIEDERÖSTERREICH 2007) erhoben (siehe Anhang 14.9 und 14.10). Hierbei wurden die vorhandenen Acker- und Grünflächen in den in Frage kommenden fünf Bezirken (siehe Tabelle 32) mit der notwendigen Gärrestausbringungsfläche in Relation gesetzt. Ebenso berücksichtigt wurde ein theoretischer Tierbestand. Daher wurden nur 90% der mehrmädigen Wiesen für eine Gärrestausbringung berücksichtigt. Den restlichen Flächen wird unterstellt, dass sie zur Beweidung bzw. nicht für die Gärrestausbringung genutzt werden können, z.B. aus ökologischen Gründen. Ebenso dürfen die Landschaftselemente A und G[15] nicht genutzt, sondern müssen erhalten werden. Sonstige Flächen werden z.B. für die Holz- bzw. Rundballenlagerung genutzt (SCHILDBÖCK 2007).

Aufgrund der im Gärrest enthaltenen Stickstoffmenge von 7.326 t/a beträgt die notwendige Ausbringungsfläche zwischen etwa 36.400 ha (bei 210 kg/ha) und 43.700 ha (bei 175 kg/ha). In der Grobabschätzung bedeutet dies, dass ca. 16% bis 20% der im Großraum Tulln existierenden Acker- und Grünlandflächen als Ausbringungsfläche zur Verfügung stehen müssten (siehe Tabelle 32).

[15] Landschaftselement A: Ackerflächen mit Landschaftselementen
Landschaftselement G: Dauergrünlandflächen mit Landschaftselementen

Tabelle 32: Theoretisch notwendige Ausbringungsflächen (Grobberechnung)

Vorh. Acker- und Grünfläche [ha]	100%	16,0%	19,2%
Tullnerfeld	34.324	5.492	6.573
Korneuburg	41.191	6.591	7.888
Hollabrunn	60.389	9.662	11.564
Krems	28.296	4.527	5.419
St. Pölten	63.906	10.225	12.238
Summe	**228.106**	**36.497**	**43.682**

In einer weiteren, detaillierteren Berechnung wurden konzentrische Kreise um die Stadt Tulln gelegt und die darin vorhandenen Ausbringungsflächen aufgelistet (siehe Tabelle 33). Für die Ausbringung der Gärrestmenge bei einer Stickstoffbegrenzung von 210 kg N/ha ist die gesamte verfügbare Acker- und Grünlandfläche in einem Radius von 15 km um Tulln notwendig. Dies entspricht der Gesamtfläche aus Ring 1 (R1) und Ring 2 (R2). Bei einer Reduktion auf 175 kg N/ha erhöht sich der Radius auf 17,5 km und umfasst somit auch eine Teilfläche von R3.

Tabelle 33: Vorhandene Ausbringungsflächen (Detailberechnung)

Ring	R1 (0 - 10 km)	R2 (10 - 15 km)	R3 (15 - 17,5 km)
Vorhandene Ausbringungsfläche in jedem Ring [ha]	17.245,68	22.354,66	11.395,67

Diese theoretischen Entfernungen („Luftlinien“) wurden in Straßenkilometer umgerechnet und mit den entfernungsabhängigen, spezifischen Transportkosten aus Anhang 14.11 in Zusammenhang gesetzt. Die spezifischen Transportkosten ergeben sich aus einer mittleren Transportentfernung pro Ring und sind in Abbildung 21 dargestellt.

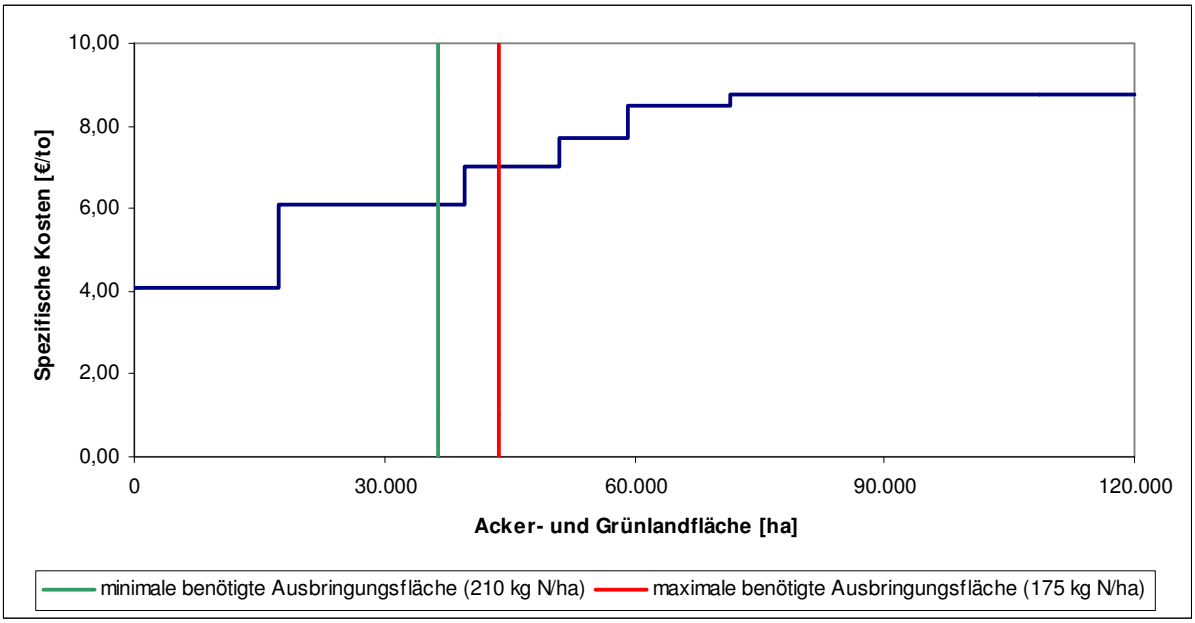

Abbildung 21: Kostenkurve in Abhängigkeit der mittleren Transportentfernung pro Ring

Die mittleren Ausbringungskosten von rund 6,4 Mio. € pro Jahr ergeben sich in Abhängigkeit der Stickstoffbegrenzung und den spezifischen Transportkosten pro Ring und sind in Tabelle 34 dargestellt.

Tabelle 34: Mittlere theoretische Ausbringungskosten

Ringe	mögliche Stickstoff-ausbringung bei 210 kg/ha	mögliche Stickstoff-ausbringung bei 175 kg/ha	min. Gärrest-transportkosten	max. Gärrest-transportkosten
	[ha]	[ha]	[€/a]	[€/a]
R1	3.622	3.018	2.486.600	2.072.100
R2	3.704	3.912	3.783.600	3.996.300
R3	0	395	0	463.600
R4	0	0	0	0
Gesamte theoretische Ausbringungskosten [€/a]			**6.270.200**	**6.532.000**
Mittlere theoretische Ausbringungskosten [€/a]			**6.401.100**	

Eine Bilanzierung der Variante „Gärrestausbringung“ zeigt, dass die mittleren theoretischen Gesamtkosten pro Jahr zwischen rund 4,05 Mio. € (mit Gärresterlös) und rund 9,50 Mio. € (ohne Gärresterlös) betragen (siehe Tabelle 35). In der Praxis wird es sich als sehr schwierig erweisen, diesen Gärresterlös auch tatsächlich abgegolten zu bekommen, somit sind Gesamtkosten von rund 9,50 Mio. € pro Jahr realistischer.

Tabelle 35: Mittlere theoretische Kosten der Variante „Gärrestausbringung“

Theoretische Kosten der Gärrestausbringung	[Mio. €/a]	
Mittlere theoretische Gärrestlagerkosten	3,10	3,10
Mittlere theoretische Ausbringungskosten	6,40	6,40
Theoretischer Gärresterlös gesamt	5,45	
Summe	**4,05**	**9,50**

5.3.2 Gärrestaufbereitung

Wie eingangs in Kapitel 5.2 geschildert, gibt es mehrere Verfahren zur Gärrestaufbereitung. Zur Berechnung der Kosten einer Gärrestaufbereitung wurde das Schema der Firma „A3 – water solution GmbH“ herangezogen (siehe Abbildung 22), welches schon in einigen Anlagen realisiert worden ist. Das Konzept sieht zuerst eine Feststoffabtrennung vor. Anschließend werden die Kolloide und Schwebeteilchen durch Ultrafiltration abgetrennt, und schließlich die Ionen (bzw. Salze) und kleineren Kolloide durch Umkehrosmose entfernt. Somit fallen unterschiedliche Fraktionen an.

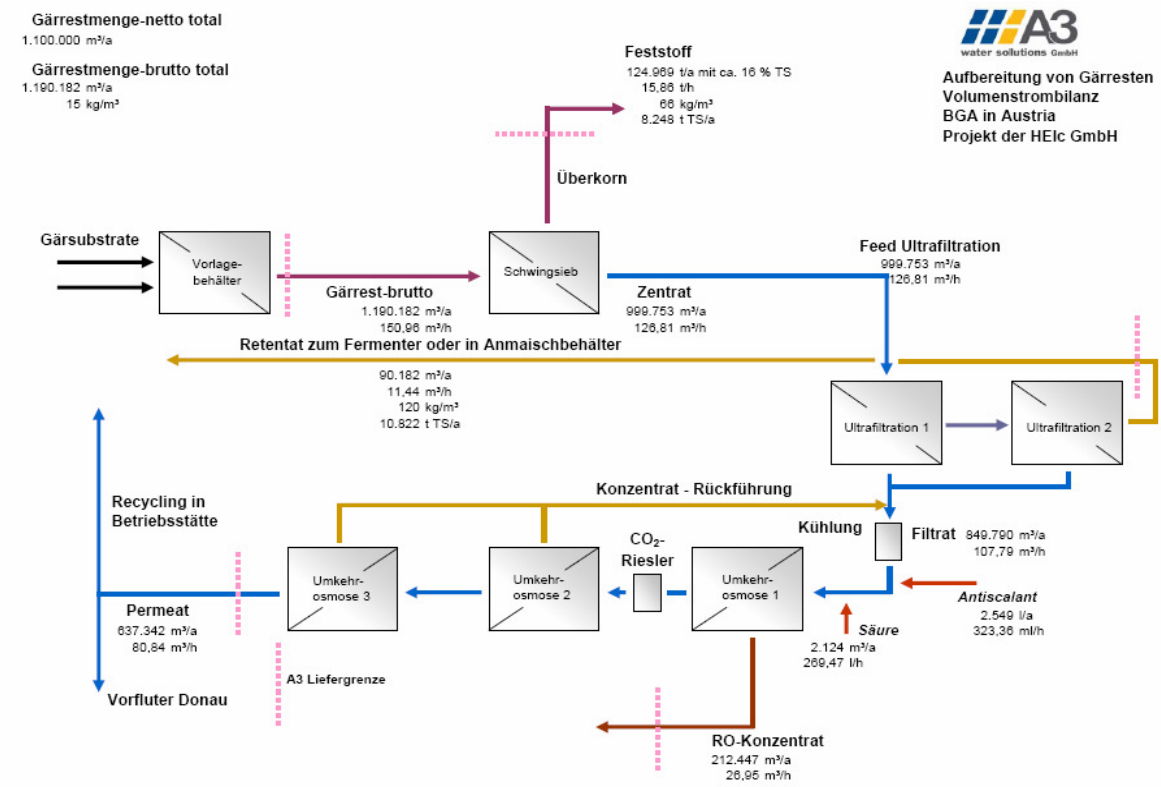

Abbildung 22: Gärrestaufbereitungsschema für eine Schlempe vergärende Biogasanlage am Standort Pischelsdorf der Firma A3 (A3 WATER SOLUTIONS GMBH 2007b)

Auf die Stoffströme des Gärrestaufbereitungsprozesses am Standort in Pischelsdorf wird in Kapitel 7.1 näher eingegangen. Die am Standort anfallenden Fraktionen sind:

- Eine **Feststofffraktion** (in Abbildung 22 als Überkorn bezeichnet). Diese kann laut Firmenangaben zur Düngung verwendet werden. Falls sich diese Möglichkeit bei der Realisierung nicht ergibt, müsste diese Fraktion voraussichtlich kompostiert werden, bzw. könnte auch Verbrennung eine Option sein.

- Ein **Retentat** der Ultrafiltration, welches in den Biogasreaktor bzw. in den Prozess zurückgeführt werden könnte (siehe Abbildung 22). Für die Prozesssicherheit müsste darauf Acht gegeben werden, dass sich jedoch keine für den der Biogasanlage vorausgeschalteten Prozess schädlichen Stoffe anreichern. Genausowenig soll es in der Gärrestaufbereitung zu einer deutlichen Aufkonzentrierung der Fasern kommen.

- In der nächsten Membranstufe, der dreistufigen Umkehrosmose, fällt eine **salzreiche Fraktion** an (siehe RO-Konzentrat in Abbildung 22), die sehr stickstoffreich ist. Im Firmenkonzept wird diese Fraktion als flüssiger Dünger angepriesen, wobei hier darauf zu achten ist, dass die hohen Salzkonzentrationen keinen negativen Einfluss bei der Düngung aufweisen dürfen.

- Das **Permeat** der Umkehrosmose weist laut Firmenangaben Vorfluterqualität auf und kann eingeleitet werden. Besonderes Augenmerk ist hier auf die N-Konzentration zu legen. Hier werden bei den Probeanlagen laut Herstellerangaben die Grenzwerte eingehalten. Dies ist bei bei den hohen N-Konzentrationen im Gärrest besonders schwierig. Bei der Kombination mit einer Bioethanolanlage wird es jedoch – abhängig vom Trockensubstanzgehalt der Substrate – zum Großteil wieder als Prozesswasser recycelt werden und in der Anmaischung verwendet werden. Laut Herstellerangaben sind es ungefähr 50 - 60% des Gärrestes, die als Permeat anfallen.

Die Firma A3 – water solutions GmbH hat auch den 20 MW_{el}-Biogaspark in Penkun mit Umkehrosmoseanlagen ausgestattet. An diesem Standort fallen jährlich ca. 408.000 t Gärrest an, welcher in einem Düngemittelwerk zu pelletiertem Depotdünger verarbeitet wird. Das entstehende Presswasser wird durch eine Vakuum-Verdampferanlage in einen Wasser- und Konzentratstrom (280.000 t/a) getrennt. Letzterer wird durch eine A3-Umkehrosmoseanlage zu Reinwasser aufbereitet, welches in die Fermenter rückgeführt bzw. teilweise auch in den Vorfluter eingeleitet wird (A3 WATER SOLUTIONS 2007a).

Kosten Gärrestaufbereitung

Bezüglich Kosten wurden die Angaben der Firma A3 mit 5,1 €/t herangezogen (KLINK 2007). Dies ergibt Jahreskosten von 6,3 Mio. €. Da sich jedoch im Betrieb laut A3 zeigte, dass in der Realität die Kosten etwas niedriger ausfallen, und oben erwähnter Preis inklusive Kapitaldienste angenommen wurde, wurde auch eine Variante mit 10% niedrigeren Kosten, also 4,5 €/t gerechnet, wo sich jährliche Kosten von rund 5,7 Mio. € ergeben würden. In der

Folge werden beide Varianten berücksichtigt. Es ist jedoch zu sagen, dass die Gärrestaufbereitung noch keine Standardtechnologie darstellt, und demzufolge die realen Kosten sehr schwer abzuschätzen sind. Somit muss den Herstellerangaben vertraut werden.

5.3.3 Aerobe Abwasserbehandlung in einer Betriebskläranlage

Als dritte Möglichkeit wurde die biologische Behandlung von Gärrest in einer Kläranlage betrachtet. Diese ist jedoch durch den hohen Gehalt an organischen Inhaltsstoffen und Stickstoffkomponenten biologisch schwer zu realisieren und sehr kostenintensiv. Im Folgenden sollen daher die Kosten für eine Kläranlage im Anschluss an eine Biogas-Großanlage abgeschätzt werden.

Hierfür wurden die Betriebs- und Investitionskosten (auf 15 Jahre abgeschrieben) einer aktuellen Kläranlage herangezogen und diese aufgrund der CSB-Frachten für die Gärrest verwertende Kläranlage hochgerechnet. Da für eine funktionstüchtige Anlage das CSB zu TKN-Verhältnis[16] zumindest 5:1 sein sollte (WÄGER 2007), wurde im Standortkonzept Bioethanolanlage (Kapitel 7.1) simuliert, dass der fehlende Kohlenstoff durch das am Standort anfallende Ethanol ersetzt wird. Zusätzlich muss man auch davon ausgehen, dass der resultierende CSB nach der Vergärung keine besonders gute Kohlenstoffquelle (C-Quelle) darstellt. In der Praxis muss dann natürlich eine billigere C-Quelle gesucht werden, da es keinen Sinn macht den unter hohem Energieaufwand hergestellten Ethanol zu verwenden. Für eine einfache Betrachtung wurde als C-Quelle vorerst Ethanol bilanziert, da dieser auch leicht finanziell zu bewerten ist, und direkt an der Anlage in großen Mengen anfällt. So wurden zwei Szenarien an Ethanolzusatz zur Abwasserreinigung betrachtet:

1. **<u>Verhältnis Ethanol-CSB zu TKN von 1:1</u>**
   Hier wurde pro t TKN eine Tonne an CSB in Form von Ethanol zugesetzt. Das bedeutet bei einer Tagesfracht von 21 t N/d einen Zusatz von 21 t CSB Ethanol (also ca. 11 t/d an Ethanol). Dies entspräche ca. 1,8 % der Gesamtproduktion an Bioethanol am Standort Pischelsdorf.

2. **<u>Verhältnis Ethanol-CSB zu TKN von 2:1</u>**
   Hier wurden bei einer Tagesfracht von 21 t N/d in etwa 42 t CSB Ethanol zugefügt. Dies wiederum entspräche 21 t/d an Ethanol und somit 3,7% der Gesamtproduktion.

Beim Ethanolpreis wurden ebenfalls zwei Varianten gerechnet, um einerseits die Spanne an Ethanolpreisen abzudecken und andererseits den Einfluss des Ethanolpreises (bzw. der internen Bewertung) zu zeigen.

1. Es wurden 640,- €/m³ Ethanol angenommen.

[16] CSB = chemischer Sauerstoffbedarf
TKN = Total Kjeldahl Nitrogen

2. Hier ein niedrigerer Preis von 500 €/m³

Das Ergebnis der berechneten Varianten ist in Tabelle 36 zu sehen. Die Ethanolkosten betragen hierbei den größten Anteil. Dieser liegt bei rund 45% - 64% der Kosten. Die Tabelle zeigt, dass es eine große Spannweite gibt, zwischen der teuersten berechneten Variante mit 9,4 Mio. €/a (Mischverhältnis 2:1 und Ethanolkosten von 640 €/m³) und der billigsten mit 5,2 Mio. €/a (Mischverhältnis 1:1 und Ethanolkosten von 500 €/m³). Dennoch sind diese Zahlen grobe Abschätzungen, es müsste in der Praxis bestimmt werden, wie hoch der tägliche Bedarf an zusätzlicher C-Quelle tatsächlich ist.

Tabelle 36: Mittlere abgeschätzte Kosten einer aeroben Behandlung durch eine Kläranlage mit Berücksichtigung einer zusätzlichen C-Quelle

	Ethanolkosten (650,- €/m³)	**Ethanolkosten (500,- €/m³)**
Ethanol-Konzentration CSB : TKN = 2 : 1	9,4 Mio. €/a	8,1 Mio. €/a
Ethanol-Konzentration CSB : TKN = 1 : 1	5,9 Mio. €/a	5,2 Mio. €/a

Kostenvergleich Gärrestverwertungsoptionen

In untenstehender Tabelle 37 wird ein Überblick über die möglichen anfallenden Kosten der unterschiedlichen Möglichkeiten der Gärrestverwertung gegeben. Um die Bandbreite zu beschreiben, wurden aus den berechneten Szenarien jeweils die teuerste und die billigste Variante angeführt. Aus Tabelle 37 ist erkennbar, dass der jährliche Aufwand der berechneten Varianten im Bereich zwischen 4 und 9,5 Mio. €/a liegt. Bei der Gärrestausbringung ist es sehr stark davon abhängig, ob man den theoretischen Düngerwert (5,4 Mio. €/a) in irgendeiner Form finanziell abgegolten bekommt, da dies in der Realität unwahrscheinlich ist, sollten mit Kosten von mind. 9,5 Mio. €/a kalkuliert werden. Die Bewertung der aeroben Abwasserreinigung hängt sehr stark vom Verbrauch einer externen Kohlenstoffquelle ab. Sie liegt von den Kosten her ungefähr im selben Bereich (5,2 Mio. €/a) wie die Gärrestaufbereitung (6,3 Mio. €/a). Bei höherem Verbrauch an C-Quelle und höherem Preis pro m³ kann sie auch bei 9,4 Mio. €/a liegen. Es sollte jedoch auf jeden Fall in der Praxis eine billigere C-Quelle als der in diesem Beispiel gerechnete Ethanol verwendet werden. Interessant wäre es für weitere Überlegungen auch Kombinationen zwischen Gärrestaufbereitung und aerober Abwasserreinigung zu untersuchen.

Tabelle 37: Kostenübersicht der unterschiedlichen Gärrestverwertungsoptionen

Bezeichnung	Kosten [Mio. €/a]
Aerobe Abwasserreinigung (billigste Variante)	5,2
Aerobe Abwasserreinigung (teuerste Variante)	9,4
Gärrestaufbereitung (4,5 €/t; billigste Variante)	5,7
Gärrestaufbereitung (5,1 €/t; teuerste Variante)	6,3
Gärrestausbringung (mit theor. Düngerwert; billigste Variante)	4,1
Gärrestausbringung (ohne theor. Düngerwert; teuerste Variante)	9,5

5.3.4 Gegenüberstellung der Behandlungsoptionen für Fermentationsrückstände hinsichtlich ökologischer Faktoren

Neben wirtschaftlichen Aspekten von Technologien werden auch die ökologischen Einflüsse immer bedeutender für die Auswahl von Verfahren zur Gärrestbehandlung. In der folgenden Diskussion sollen diese für die drei erläuterten Gärrestbehandlungsverfahren – landwirtschaftliche Ausbringung, Gärrestaufbereitung und aerobe Abwasserbehandlung - betrachtet werden. Bei der aeroben Abwasserbehandlung ist die Direkteinleitung in einen Kanal oder eine Behandlung in einer Betriebskläranlage unter der Bezeichnung „aerobe Abwasserbehandlung“ zusammengefasst, da die ökologischen Auswirkungen, bis auf die Benutzung des Kanalnetzes, ident sind. Als Abschluss ist ein tabellarischer Überblick über die beschriebenen Umweltauswirkungen und Gutschriften in Tabelle 38 zusammengefasst.

Fossiler Energieverbrauch

Bei der Gärrestausbringung wird in erster Linie Treibstoff für den Abtransport und die Ausbringung benötigt. Um den fossilen Energieverbrauch zu verringern könnte hier auch Biosprit eingesetzt werden. Bei einer Biogasanlage von der Größe der am Standort in Pischelsdorf simulierten (siehe Kapitel 7 Standort Bioethanolanlage) wäre es durchaus sinnvoll auch andere Transportmöglichkeiten, wie z.B. den Transport in Rohrleitungen, etc., in Betracht zu ziehen. Wie die Zahlen in GHAFOORI ET AL. (2007). zeigen, würde sich dies schon ab ca. der Hälfte der anfallenden Gärrestmenge (ca. 1.800 t/d an Gärrest) finanziell rechnen. In untenstehender Tabelle 38 zusammengefasst werden der fossile Energiebedarf in Form von Dieselkraftstoff für die Gärrestausbringung und der Strombedarf für die beiden Wasseraufbereitungsmöglichkeiten gegenübergestellt. Bei der Gärrestaufbereitung wird Strom hauptsächlich für den Pumpenergiebedarf benötigt, wobei im Bereich der 3-stufigen Umkehrosmose Drücke von bis zu 100 bar erreicht werden müssen. Im Falle der aeroben Abwasseraufbereitung wird der Großteil der Energie für den Sauerstoffeintrag in das Belebungsbecken aufgewendet. Die ökologische Bilanz kann hier durch den gezielten Einsatz von Strom aus erneuerbarer Energie verbessert werden.

Rohstoffverbrauch

Baumaterialien sind hierbei als erstes zu nennen. Im Bereich der Gärrestausbringung werden Gärrestlager benötigt, in denen der Gärrest bis zu 180 Tagen gelagert werden muss (Richtlinie „Sachgerechte Düngung“, 2006). So würden am Standort der Bioethanolfabrik in Pischelsdorf 61 Endlager von je 10.000 m³ benötigt. In der Variante der Gärrestaufbereitung werden Baumaterialien für die Peripherie der Anlage, vor allem für Lagertanks der Gärrestfraktionen benötigt. Ebenso ist für die Kläranlage mit Baumaterialien zu rechnen. Diese muss genügend groß dimensioniert werden, um die CSB-Fracht des Gärrestes, samt zusätzlicher C-Quelle, bewältigen zu können.

Neben dem Bau muss für den Transport auch die Abnützung der verwendeten Fahrzeuge bedacht werden, und zusätzlich in den beiden Fällen der Abwasserreinigung Rohstoffe für die Herstellung der Pumpen und der maschinellen Anlagen. Bei der landwirtschaftlichen Ausbringung von Gärrest müssen - für den Gesamtprozess gesehen – große Mengen Wasser als externer Rohstoff bezogen werden, denn es kann kein gereinigtes Prozesswasser rezirkuliert werden. Dies gilt auch für die aerobe Abwasserreinigung, außer man setzt noch einen weiteren Filtrationsschritt an, und bereitet das biologisch gereinigte Abwasser zu Prozesswasser auf. Beim Gärrestaufbereitungsverfahren entsteht Prozesswasser, das rezirkuliert werden kann, aber es werden zusätzliche Rohstoffe als Chemikalienzusatz (Säuren und Antiscalants) und Reinigungsmittel benötigt. In der aeroben Abwasserreinigung werden zusätzliche C-Quellen als Rohstoffe benötigt.

Verkehrsaufkommen

Bei der landwirtschaftlichen Ausbringung ist hier das größte Aufkommen zu erwarten, da die Gesamtmenge an Gärrest transportiert, und anschließend auf dem Feld ausgebracht werden muss. Beim Gärrestaufbereitungsverfahren können bis zu 50% des Prozesswassers rezirkuliert werden, damit müssen nur mehr die einzelnen Fraktionen transportiert werden. Dies würde das Verkehrsaufkommen reduzieren. Für eine Kläranlage ist im Vergleich dazu nur mit geringem Verkehrsaufkommen zu rechnen.

Treibhausgasemissionen

Treibhausgasemissionen entstehen einerseits bei der Lagerung von Gärrest, und andererseits bei dessen Ausbringung als Dünger. Bei der offenen Lagerung entstehen, bezogen auf die Fläche des Lagers, N_2O-Emissionen von etwa 0,38 g/(m²·d), die CH_4-Emissionen hängen stark vom Ausgärgrad des Gärrestes ab, und müssen für den Einzelfall bestimmt werden (LAABER 2007). Diese Emissionen sind nur bei langer Lagerung relevant und somit im Fall der beiden Abwasserreinigungs-Szenarien zu vernachlässigen. Zusätzlich treten bei der Ausbringung von Gärrest bzw. Gärrestfraktionen Treibhausgasemissionen auf. Nach LAABER (2007) entstehen im Mittel N_2O-Emissionen im Ausmaß von 4,12 g/m³ (Gärrest), die CH_4-Emissionen sind hierbei zu vernachlässigen. Die Emissionen bei der Ausbringung treten sowohl bei N-hältigen Fraktionen der Membranfiltration, als auch beim gesamten Gärrest auf. CO_2-Emissionen entstehen durch den Transport sowohl bei der landwirtschaftlichen Ausbringung des Gärrestes, als auch beim Abtransport der Gärrest-fraktionen der

Gärrestaufbereitung. Da bei der Stromgestehung auch CO_2 entsteht, ist dieses anteilig am Stromverbrauch den einzelnen Varianten anzurechnen.

Reststoffe

Bei der landwirtschaftlichen Gärrestausbringung fallen in der Regel keine besonderen Reststoffe an. Durch die aerobe Abwasserreinigung entsteht Klärschlamm als Reststoff und bei der Gärrestaufbereitung muss besonderes Augenmerk auf die Verwendung der einzelnen Fraktionen gelegt werden. Hier wird, wie eingangs beschrieben, davon ausgegangen, dass die feste Fraktion der Gärrestseparation als Dünger Verwendung findet. Sowie auch das Retentat in der Umkehrosmose (KLINK 2007). Letzteres ist jedoch sehr salzhaltig, daher muss seine Eignung als Dünger genau geprüft werden.

Produktion von Rohstoffen

Als Gutschriften, hinsichtlich einer ökologischen Betrachtung, ist bei der Verwendung von Gärrest (bzw. Gärrestfraktionen) der Ersatz von konventionellen Düngemitteln zu sehen. Dieser wurde wiederum durch den Einsatz von Rohstoffen und fossiler Energie erzeugt. Wird die Festfraktion des Gärrestes nicht als Dünger verwertet, so könnte sie getrocknet als Brennstoff in einem Biomasse-Heizkraftwerk verwendet werden, so wie dies am „Bioenergie-Park Klarsee“ in Penkun durchgeführt wird (IGB NAWARO BIOENERGIE 2008). Des Weiteren ist bei der Gärrestaufbereitung und bei der aeroben Abwasserreinigung die Erzeugung von aufgereinigtem Wasser als positiv zu bewerten.

Tabelle 38: Umweltauswirkungen und Gutschriften von Gärrestbehandlungsoptionen

	landwirtschaftliche Ausbringung	Gärrest-aufbereitung	aerobe Abwasser-behandlung
Umweltauswirkungen:			
fossiler Energie-Verbrauch	Treibstoff (Transport und Ausbringung)	Strom (Pumpen, Separator)	Strom (Belüftung)
Rohstoff-Verbrauch	Baumaterialien (Gärrestlager) Abnützung (Maschinen/Traktoren) Höherer Wasserbedarf im Gesamtkonzept (keine Rezirkulation von gereinigtem Prozesswasser)	Baumaterialien (Peripherie) Pump- und Membrananlage Reinigungsmittel Betriebsmittel	Baumaterialien (Kläranlage) Pumpen und Gebläse Fällungsmittel zusätzliche C-Quelle (für Denitrifikation) Höherer Wasserbedarf im Gesamtkonzept (Wasser könnte jedoch noch zu Prozesswasser aufbereitet werden)
Verkehrs-aufkommen	Verkehrszuwachs durch Abtransport und Ausbringung (großes Gesamtvolumen, da der gesamte Gärrest transportiert wird)	einzelne Fraktionen werden abtransportiert bzw. auf den Markt gebracht	geringes Verkehrsaufkommen
Treibhausgas-Emis-sionen	CO_2-Emissionen (Kraftfahrzeuge) CH_4- Emissionen (Lagerung in offenen Gärrestlagern) N_2O Emissionen (offene Gärrestlager und Düngung)	N_2O Emissionen (bei der Düngung) CO_2-Emissionen (Stromgestehung, Transport der Fraktionen)	CO_2-Emissionen (Stromgestehung)
Reststoffe		Retentat in der Umkehrosmose (Salzhaltig)	Klärschlamm
Gutschriften:			
Produktion von Rohstoffen	Anwendung als Dünger (kein Volldünger)	einzelne Düngerfraktionen (kein Volldünger) Prozesswasser	biologisch gereinigtes Wasser (Aufwertung zu Prozesswasser möglich)

5.3.5 Geeignete Absatzmärkte für Gärrest bzw. Gärrestaufbereitungsprodukte

Gärrest

Der Marktwert von Gärrest wurde in der Variante der Gärrestausbringung (Kapitel 7.1) behandelt. Hier wurden die N-, P- und K-Gehalte herangezogen, und der Düngewert aufgrund der Düngemittelpreise dieser Inhaltsstoffe abgeschätzt. In der Realität ist es jedoch für den Biogasanlagenbetreiber sehr unwahrscheinlich, diese fiktiven Düngemittelpreise zu lukrieren.

Bei landwirtschaftlichen Biogas-Kleinanlagen ist meist der Landwirt auch Betreiber der Biogasanlage. Hierbei wird der Gärrest meist auf den eigenen landwirtschaftlichen Flächen aufgebracht womit weder Kosten für die Entsorgung entstehen noch wird ein Düngemittelpreis bezahlt wird. Der Stoffkreislauf ist dabei noch dazu geschlossen.

Bei mittelgroßen Biogasanlagen wird zumeist ein Kompromiss geschlossen. Der Landwirt erhält gratis Dünger für seine landwirtschaftlichen Flächen, und der Anlagenbetreiber muss keine Kosten für den Transport oder die „Entsorgung“ des Gärrestes bezahlen. Bei Biogasanlagen, die die Rohstoffe aus der Landwirtschaft beziehen, könnte auch ein „all-in-one“-Paket realisiert werden. Bei fixen Abnahme-Verträgen für die Substrate aus der Landwirtschaft, kann dem Anlagenbetreiber im Gegenzug auch das Service der Gärrestausbringung finanziell abgegolten werden. Dies hieße in der Praxis, dass der Biogasanlagenbetreiber mit eigenen Maschinen den Gärrest auf den vereinbarten Feldern ausbringt, und für dieses „Düngeservice“ bezahlt wird. Der Vorteil davon ist, dass nicht jeder Landwirt eine Maschine zur Gülleausbringung benötigt, und der Biogasanlagenbetreiber die Gärrestausbringung kostenmäßig optimieren kann. Somit kann die Ausbringung einer großen Menge an Gärrest mit einem gut ausgelastet Maschinenpark betrieben werden.

Bei Biogas-Großanlagen wird es schwierig für große Mengen an unbehandeltem Gärrest einen Abnehmer zu finden. Vor allem dann, wenn die Transportentfernung hoch ist. Denn die großen, benötigten landwirtschaftlichen Ausbringungsflächen hängen hauptsächlich vom Stickstoffgehalt des Gärrestes ab. Daher kann auch angenommen werden, dass keine finanzielle Wertschöpfung durch den Gärrest gewonnen werden kann. Die Gärrestausbringung wird zur Problematik. Hierbei spielen auch die regionalen Nährstoffangebote bzw. –überschüsse eine wichtige Rolle. Steht eine Biogasanlage in einer Region mit übermäßigem Nährstoffangebot, so müsste dieser z.B. über eine Güllebörse vertrieben werden. Hierbei kann für die Ausbringung mit Kosten von 7,50 - 8,50 €/m³ gerechnet werden (VP HOTTINGER 2008). Bei Biogas-Großanlagen bietet sich also der Einsatz der Gärrestaufbereitung an. Im berechneten Fallbeispiel (Kapitel 6.2.1) wurde die landwirtschaftliche Ausbringung in zwei Fällen berechnet. Einerseits ohne Düngerwert und andererseits mit Düngerwert. Letztere Variante ist aufgrund der hier gemachten Ausführungen unrealistisch.

In der Realität muss ein Kompromiss mit den Landwirten eingegangen werden, wobei hier das genannte Nährstoffangebot in der Region ein wichtiger Faktor ist.

Feste Fraktion der Gärrestseparation

Die feste Fraktion einer Gärrestseparation enthält vor allem Strukturmaterial aus dem Gärrest. Hier ist ein relativ hoher Anteil an Phosphor zu finden, wobei dieser Anteil sehr stark vom generellen Feststoffgehalt des Gärrestes abhängt. Denn Phosphor liegt in gelöster (geladener) Form vor und lagert sich an kolloidalen Teilchen an. Laut KLINK (2007) gilt die feste Fraktion aufgrund des RAL-Gütezeichens mit der Bezeichnung RAL-GZ 256/1 als zertifizierter Wertstoff, die zur Bodenverbesserung und Düngung nachhaltig eingesetzt werden können. Die feste Fraktion wird von SCHULZE UND BLOCK (2006) mit einem Düngewert von 5,92 €/t belegt, wenn er am Anlagenstandort als Dünger zum Einsatz kommt. Hierfür wurden die zur Zeit der Studie aktuellen Preise für N-, P- und K-Dünger heran gezogen (N ~ 0,4 €/kg; P ~ 0,19 €/kg und K ~ 0,25 €/kg). In VP HOTTINGER (2008) wurden als Anwendungsgebiete der Festfraktion folgende genannt: Dünger im Gartenbau, Einstreumaterial und Verwendung in der Kompostierung. Aus pflanzenbaulicher Sicht ist diese Fraktion für die Bodenverbesserung (Humusbildung) durch den hohen Anteil an Restorganik von Bedeutung.

Flüssige Düngefraktion (Retentat in der Umkehrosmose)

Hier sind vor allem Kalium und Stickstoff enthalten. Sodass eine Vermarktung als Flüssigdünger (N-K Dünger) nahe liegt. Laut SCHULZE UND BLOCK (2006) ist die Aufbringung dieser Fraktion auf landwirtschaftlichen Flächen problemlos, und es entstünde ein Düngewert von ca. 5,93 €/m³ (laut damaligen Düngepreisen, siehe oben). Allerdings wird in dieser Studie auch erwähnt, dass der Chloridgehalt und Gesamtsalzgehalt im Gartenbau noch problematisch ist. So ist es schwierig einzuschätzen, wie viel Erlös am einzelnen Standort durch eine flüssige Düngerfraktion erwirtschaftet werden kann. Der generelle Vorteil dieser Fraktionierung ist für Großanlagen jedoch, dass die Stickstofffracht leichter transportiert werden kann und so beim selben Transportaufwand auf Feldern in größerer Entfernung ausgebracht werden kann. Laut KLINK (2007) gilt diese Fraktion ebenso als zertifizierter Wertstoff (RAL-GZ 256/1). Ein wichtiger Inhaltsstoff dieser Fraktion ist Kalium, der aufgrund des derzeit hohen Weltmarkpreises diese Fraktion aufwertet.

Für diese Fraktion würde es sich nur für Biogas-Großanlagen der größten Kategorie (Kategorie IV) auszahlen, um über ein eigenes Vermarktungskonzept nachzudenken. Im mittelgroßen Maßstab sind hier einfach die Vorteile der höheren Düngerkonzentration in den Abnahmeverträgen zu berücksichtigen. Hierbei haben jedoch die regional konkurrierende Nährstoffangebote weniger Einfluss, da die konzentrierte Fraktion mit weniger Aufwand weiter transportiert werden kann. Auch bei einer Art „all-in-one“-Lösung - wie hier beim Gärrest vorgestellt - könnte sich der Biogasanlagenbetreiber selbst hohe Transportkosten einsparen. Sollten sich jedoch in dieser Fraktion Schwermetalle anreichern, sowie dies bei der Vergärung in abfallverwertenden Biogasanlagen geschehen kann, ist die Verwertung dieser Fraktion zu überprüfen. Als „worst case“-Szenario müsste diese Fraktion dann teuer entsorgt werden.

5.3.6 Conclusio der Verwertung von Fermentationsrückständen

Betrachtet man die Gärrestausbringung, so ist diese nur dann günstig für Biogas-Großanlagen, wenn die N-, P- und K-Gehalte mit ihrem Düngerwert oder einem ähnlichen von der Landwirtschaft abgegolten werden. Wird angenommen, dass der Gärrest aufgrund der Ausbringungsbegrenzungen bis zu einem halben Jahr gelagert werden muss, so müssten in den Zeiten der Ausbringung riesige Mengen an Gärrest gespeichert, abtransportiert und ausgebracht werden. Auch der Wasserverbrauch ist zu beachten, denn bei der Gärrestausbringung kann das Wasser nicht wieder zurück in den Prozess gespeist werden. Somit ist diese Variante zumeist für industrielle Biogas-Großanlagen nicht zu empfehlen.

Bei der aeroben Abwasserreinigung ist die benötigte zusätzliche Kohlenstoffquelle ein wichtiger Kostenfaktor. Im vorgestellten Beispiel wurde mit Ethanol gerechnet, da er am Standort Pischelsdorf anfällt und eine gute C-Quelle darstellt. Der Einsatz von Ethanol als C-Quelle würde jedoch bedeuten, dass in der höher konzentrierten Variante (Ethanol-CSB zu TKN = 2:1) ca. 3,8% des in Pischelsdorf produzierten Ethanols in der Abwasserreinigung verbraucht würde. Es kann nicht Ziel sein, das am Standort unter hohem Energieaufwand produzierte Ethanol als C-Quelle in der Wasseraufbereitung zu verschwenden. Hier müssten in der Umsetzung andere C-Quellen gesucht werden. Da es sich um sehr große Mengen an benötigter C-Quelle handelt, wird man diese nicht so leicht günstig am Markt erstehen können. Daher sind in erster Linie kohlenstoffreiche Fraktionen, die am Standort der Industrieanlage anfallen, heranzuziehen. So könnte im Beispiel der Bioethanolanlage auch Schlempe bzw. Schlempefraktionen im Bypass an der Biogasanlage vorbei in die Abwasserreinigung geführt werden. Hier kann es jedoch prozesstechnisch zu Schwierigkeiten (z.B. starker Schaumbildung) kommen, dieses Modell – sowie die gute mikrobielle Verfügbarkeit – müssen noch in Praxis-Versuchen bewiesen werden.

Die Variante der Gärrestaufbereitung scheint die am besten geeignete Methode für das Gärrestmanagement von Biogas-Großanlagen. Obwohl dazu gesagt werden muss, dass diese Technologie teilweise noch in der Entwicklungsphase steckt und bis jetzt erst in wenigen Anlagen integriert wurde. Dadurch, dass es noch keine Standard-Technologie ist, gibt es auch keine Sicherheit bezüglich der Kosten-Kalkulation, hier muss auf die Herstellerangaben vertraut werden, Praxisbeispiele gibt es noch zu selten. Die aerobe Abwasserreinigung scheint im großen Maßstab als Gärrestmanagement nicht sinnvoll, da in großen Mengen externe C-Quelle zugefügt werden muss. Die billigste der berechneten Varianten der aeroben Abwasserreinigung ist mit 5,2 Mio. €/a ungefähr im selben Kostenbereich wie die Gärrestaufbereitung (5,7 bzw. 6,3 Mio. €/a). Im Konzept der Firma A3 wird die anfallende Feststofffraktion und das Retentat in der Umkehrosmose als Dünger und somit weder mit Aufwand noch mit Ertrag bewertet. Falls in der Realität dennoch Erträge oder Entsorgungskosten entstünden, so sind diese hier nicht berücksichtigt. Für das Standortkonzept der Bioethanolanlage wurde die Gärrestaufbereitung als Methode der Wahl ausgewählt, da es durch die Wertstoffrückgewinnung, und der Möglichkeit Prozesswasser zu rezirkulieren am besten

für den Standort der Bioethanolanlage geeignet scheint. Außerdem waren die anderen beiden Varianten laut durchgeführter Kalkulation entweder etwa gleich teuer, oder sogar teurer. Zusätzlich könnte in eine Gärrestaufbereitung ja auch eine biologische Abwasserbehandlung integriert werden und somit eine Kombination beider Varianten erfolgen.

6 Standortkonzepte

Im Folgenden Kapitel werden drei Unternehmen näher beschrieben, welche im Rahmen dieser Studie erhoben werden konnten. Diese können wiederum zwei Branchen - der Bioethanolproduktion und der Brauereien - zugeordnet werden. Wobei jedoch die zwei Brauereien ausdrücklich darauf hingewiesen haben, dass sie Ihre Daten nur freigeben, wenn diese anonymisiert werden. Dies wurde dadurch umgesetzt, dass diesen Brauereien jeweils die Bezeichnung Brauerei #4 bzw. #5 zugeordnet wurde. Wie Eingangs auch erwähnt, wird in diesem Kapitel auch das Arbeitspaket „Polygeneration und Erdgassubstitution“ behandelt.

Die Ergebnisse der Berechnungen in dieser Studie konnten leider nicht mit der Biogas-Großanlage, auf welche im Projektantrag Bezug genommen wurde, verglichen werden, da die behördliche Genehmigung zu dieser Biogas-Großanlage bis zum Projektabschluss nicht vorlag.

6.1 Polygeneration und Erdgassubstitution

Am Beispiel von drei ausgewählten Industriestandorten mit großem biogenem Abfallaufkommen - der Bioethanolanlage Pischelsdorf, den Brauereien #4 und #5 - werden im Folgenden die Möglichkeiten einer energetisch möglichst effizienten Verwertung des erzeugten Biogases diskutiert. Es wird beispielhaft dargestellt, wie die energetische Verwertung des Biogases optimal in den industriellen Prozess integriert, und insbesondere der Einsatz fossiler Brennstoffe und der Fremdstrombezug reduziert werden können. Wichtig sind dabei ökonomische Machbarkeit und möglichst hohe Gesamtenergieeffizienz.

6.1.1 Poly- und Cogeneration sowie Erdgassubstitution

Es stehen unter anderen folgenden Optionen für die energetische Verwertung des Biogases, im Rahmen des industriellen Prozesses, zur Verfügung:

- **Erdgassubstitution** (Reduktion Fremdgasbezug bzw. Netzeinspeisung)
- **Poly- und Cogeneration** (kombinierte Strom- und Prozesswärmeerzeugung)

Im Hinblick auf die Cogeneration soll geklärt werden, welche Temperaturniveaus für die Prozesswärme typischerweise zur Verfügung stehen müssen. Bei der Erdgassubstitution sollte geklärt werden, ob auch eine Verwertung des nicht aufbereiteten Rohbiogases möglich ist bzw. welcher Aufwand für die Aufbereitung (Reinigung, Methananreicherung, etc.) notwendig ist.

Im Zuge der Arbeit an Kapitel 4 (Branchenanalysen) wurden zahlreiche Kontakte zu Industrieunternehmen aufgebaut. Es wurden drei kooperationsbereite Unternehmen ausgewählt, für die eine vertiefte Analyse im Hinblick auf Polygeneration und Substitution von Erdgas durchgeführt wurde.

Erdgassubstitution

Die Reduktion des Energieeinsatzes und die damit verbundenen Kosten sind ein wesentlicher Optimierungsfaktor in der Industrie, um im Wettbewerb bestehen zu können. Zusätzlich entstehen durch CO_2-Emission Kosten, falls dafür Emissionsrechte (-zertifikate) gekauft werden müssen. Dieses CO_2 entsteht in erster Linie durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe, wie z.B. Erdgas oder Heizöl. Daher kommt der Substitution dieser Brennstoffe große Bedeutung zu.

In den betrachteten Beispielen aus der Lebensmittelverarbeitung werden einerseits große Mengen von Erdgas zugekauft. Andererseits fallen in diesen Betrieben aber auch nennenswerte Mengen biogener Abfälle an, die entweder „entsorgt“, verkauft oder anderweitig „behandelt“ werden müssen.

Unter Erdgassubstitution versteht man hierbei den Ersatz des fossilen Erdgases durch Biogas, welches durch einen anaeroben Fermentationsprozess aus den innerbetrieblichen biogenen Reststoffen erzeugt werden kann. Anwendungsgebiete sind thermische Prozesse zur Beheizung, als Prozesswärme oder Dampf, sowie auch thermisches Kühlen über gasbetriebene Absorbtionskältemaschinen. Damit wird die Gesamteffizienz der Betriebe verbessert.

Der Vollständigkeit halber sei hier erwähnt, das Biogas auch über einen Pyrolyseprozess hergestellt werden kann. Dabei kommen vor allem ligninhältige Biomassen, wie z.B. Holz, zum Einsatz. In den untersuchten Lebensmittelbetrieben sind die biogenen Abfallfraktionen sehr gut in anaeroben Biogasprozessen vergärbar. Es wurde in diesem Projekt daher ausschließlich Biogas aus der Fermentation betrachtet.

Poly- und Cogeneration

Im Gegensatz zur Erdgassubstitution wird bei der Polygeneration das gewonnene Biogas nicht nur thermisch verwertet, sondern es wird die ökonomisch, energetisch und ökologisch beste Nutzungsform gesucht.

Ein Beispiel dafür ist die Verstromung des Biogases in einem Gas-BHKW (Blockheizkraftwerk mit Gasmotor) oder einer Mikrogasturbine. Zukünftig sind auch Brennstoffzellen für ähnliche Anwendungen denkbar. Dabei wird der gewonnene Ökostrom entweder nach dem Ökostromgesetz in das Netz eingespeist, oder innerbetrieblich verwendet und so der Stromzukauf reduziert. Die bei der Verstromung anfallende Wärme wird im Betrieb zur Beheizung oder als Prozesswärme verwendet. Wärmeüberschüsse könnten auch als Fernwärme ausgekoppelt und an externe Verbraucher verkauft werden.

Nach der Betriebsweise unterscheidet man zwischen wärmegeführtem oder stromgeführtem Betrieb der Anlage. Je nachdem ob die Strom- oder Wärmeproduktion im Vordergrund steht. Die kombinierte Strom- und Wärmeproduktion ist vor allem dann sinnvoll, wenn die Wärme auf einem niedrigen Temperaturniveau benötigt wird. Bei BHKWs sind Temperaturen bis ca. 100 °C erzielbar. Wird Wärme in Dampfform benötigt, ergibt sich ein Interessenskonflikt mit der Stromerzeugung, da der elektrische Wirkungsgrad signifikant sinkt. Allgemein kann gesagt werden, dass der Wirkungsgrad bei der Stromerzeugung mit zunehmender Abwärmetemperatur sinkt. Daher ist in jedem einzelnen Fall genau zu prüfen, welche Technologie sinnvoll einzusetzen ist. Die kombinierte Erzeugung von Wärme und Strom wird auch Cogeneration genannt. Alternativ oder zusätzlich dazu könnte das Biogas auch als Treibstoff, oder als Ausgangsprodukt für die Erzeugung von chemischen Produkten verwendet werden, dann spricht man von Polygeneration.

Für Österreich hat die Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ des BMVIT (Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie) den Begriff „Polygeneration“ als die aufeinander abgestimmte Produktion von Wärme/Kälte, Strom, weiteren Energieträgern (feste, flüssige und gasförmige Brenn- und Treibstoffe) sowie von Produkten für die nichtenergetische Nutzung definiert. Hierbei sollen vorzugsweise erneuerbare Energieträger zum Einsatz kommen (EdZ 2008).

Im vorliegenden Projekt wurden drei Standorte aus der Lebensmittel- und Bioethanolproduktion im Detail untersucht und beschrieben (Kapitel 6.2 bis 6.3). Es wurden hierbei die Potentiale für die Erdgassubstitution und Polygeneration ermittelt. Dies sind die Bioethanolanlage in Pischelsdorf, sowie zwei Brauereien.

In der Lebensmittel- und Bioethanolproduktion wird in erster Linie Erdgas für die Bereitstellung von Prozessdampf, sowie Prozess- und Raumwärme verwendet. Der Energiebedarf ist gerade bei Sud- und Destillationsprozessen sehr groß. Weiters wird Erdgas oft zur Konditionierung und Trocknung von biogenen Reststoffen wie z.B. Schlempe, Treber, Hefe, usw. verwendet. Die biogenen Reststoffe sind oft sehr energiereich und können durch anaerobe Fermentation in Biogas umgewandelt werden.

In den folgenden Unterkapiteln werden nun diese drei Standorte näher beschrieben und analysiert. Zuerst wird hierbei die aktuell einzige Bioethanolanlage in Österreich, im niederösterreichischen Pischelsdorf, sowie zwei Brauereien beschrieben. Die Brauereien werden, wie gebeten wurde, hierbei anonymisiert dargestellt.

6.2 Bioethanolanlage Pischelsdorf

6.2.1 Allgemeines

Im Rahmen dieses Kapitels wurde die Realisierung einer Biogas-Großanlage am Standort der Bioethanolanlage in Pischelsdorf untersucht. Hierfür wurde eine 100%ige Verwertung der am Standort anfallenden Schlempe betrachtet. Die anaerobe Vergärung wurde in zwei verschiedenen Szenarien untersucht, einerseits die Vergärung in umliegenden Biogas-anlagen („Biogas dezentral“) und andererseits in einer zentralen Biogas-Großanlage am Produktions-Standort. Die Ergebnisse dieser beiden Szenarien wurden mit dem zurzeit angewandten Verwertungsweg als Futtermittel DDGS (Dried Distillers Grains with Solubles; ein hochwertiges Proteinfuttermittel) verglichen. Eine graphische Übersicht, über die im Standortkonzept durchgeführten Berechnungen bietet hiezu Abbildung 23.

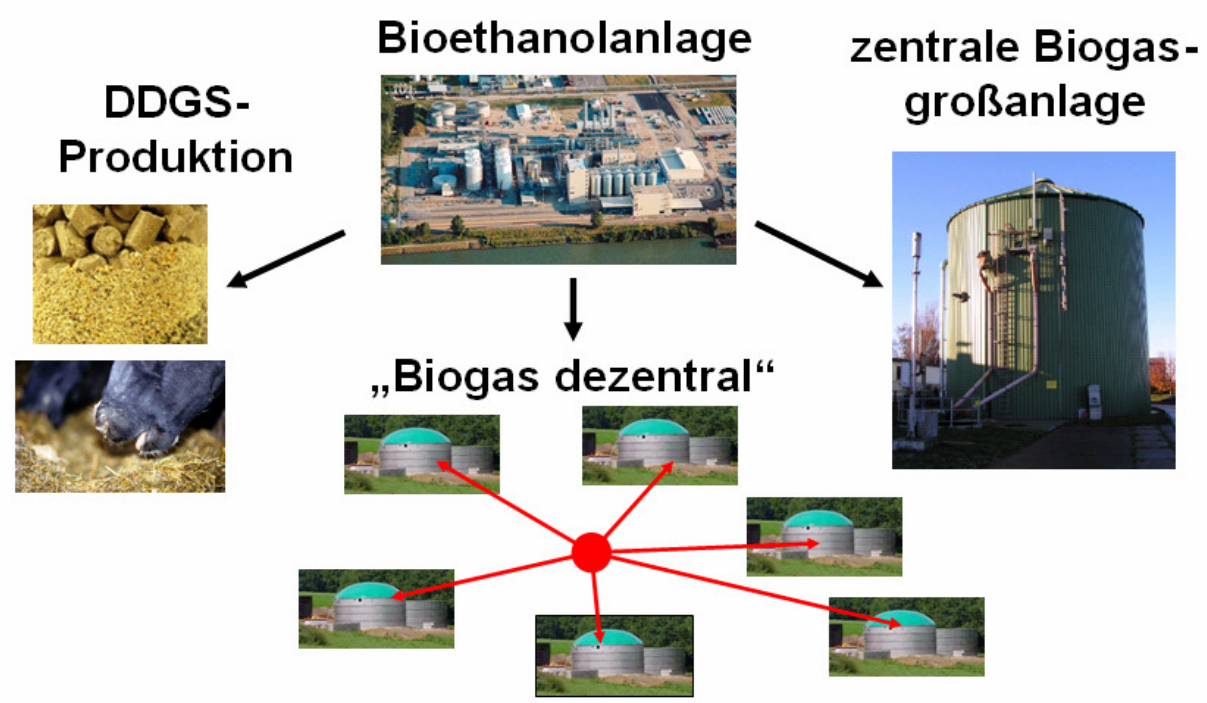

Abbildung 23: Übersicht der durchgeführten Vergleiche am Standort Pischelsdorf

Der Standort der Bioethanolanlage Pischelsdorf, Niederösterreich, wurde aufgrund folgender Punkte als möglicher Standort für eine Biogas-Großanlage ausgewählt: Erstens stellt Bio-ethanolschlempe, bzw. deren Fraktionen, ein sehr energiehaltiges Nebenprodukt dar, bei dem durch anaerobe Vergärung hohe Methanausbeuten erzielt werden können. Weiters fallen an dem Standort mit bis zu 1,4 Mio. t Schlempe sehr große Mengen an biogenen Reststoffen an, die sich ideal für die Realisierung einer Biogas-Großanlage eignen würden. Zusätzlich konnte an diesem Standort ein Vergleich zu einem alternativen Verwertungsweg

(der Futtermittelproduktion) durchgeführt werden. Der größte Vorteil des Standortes Pischelsdorf war, dass im Probebetrieb der Bioethanolanlage Messungen der Standardparameter der einzelnen Schlempefraktionen sowie Ausgärtests dieser durchgeführt werden konnten,

Kernpunkte des Vergleichs waren die genauen Untersuchungen der anfallenden Schlempefraktionen. So wurde z.B. deren Methanausbeuten erhoben, und es erfolgte eine weitere Charakterisierung der Fraktionen durch Standardanalytik. Zusätzlich wurde auch die Spurenelement-Zusammensetzung erhoben. Aufbauend auf diesen Daten wurde ein Modell zur Bilanzierung und Modellierung des Gesamtprozesses erstellt.

Aufgrund der großen Mengen anfallender Schlempe wurden in der Modellberechnung auch zukunftsträchtige Technologien für eine Biogas-Großanlage, wie z.B. eine vorgeschaltete Hydrolysestufe, und Hochleistungs-Reaktoren mitberücksichtigt (Weitere Informationen hiezu befinden sich in Kapitel 8).

Im Speziellen wurden in diesem Standort-Konzept die Verwertung der Gärrückstände näher betrachtet und drei Varianten der möglichen Verwertung untersucht. Erstens die Variante der Gärrestaufbereitung, wobei der Gärrest durch fest-flüssig Separation und Membrantechnologie aufgereinigt wird. Zweitens die Aufbereitung von Wasser in einer Kläranlage (aerobe Abwasserreinigung), und drittens wurde auch die Lagerung von Gärrest in Gärrestlagern und eine anschließende landwirtschaftliche Ausbringung betrachtet (Gärrestausbringung). Dieses Gärrestmanagement wird an dieser Stelle nicht weiter behandelt, da dies schon in Kapitel 5 im Detail beschrieben wurde. Die Gärrestaufbereitung wurde im Standortkonzept als Methode der Wahl ausgesucht, und deren Kostenkalkulation übernommen (siehe hiezu ebenso Kapitel 5). Im Modell wurde neben der Berechnung der anfallenden Stoffströme auch eine finanzielle Bewertung der verschiedenen Varianten durchgeführt. Die folgende Abbildung 24 gibt einen Überblick über die gesamte Modellberechnung des Standortkonzeptes der Bioethanolanlage in Pischelsdorf.

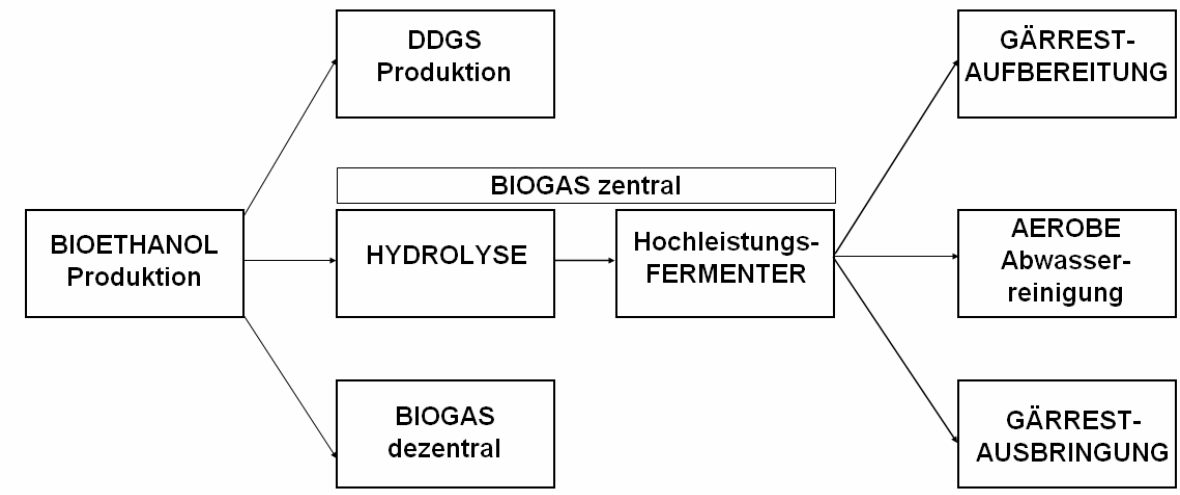

Abbildung 24: Schematische Übersicht der Modellberechnung

Am Ende des Vergleiches der verschiedenen Szenarien steht auch eine wirtschaftliche Betrachtung dieser. Aufgrund der Betriebs- und Investitionskosten der einzelnen Szenarien wurde der finanzielle Aufwand abgeschätzt. Dem gegenübergestellt wurden die Erträge aus der Energie- bzw. Futtermittelproduktion. Die Differenz zwischen Aufwand und Ertrag wurde im Folgenden als „geschätzter Betriebserfolg“ bezeichnet. Es wurde hier absichtlich die Bezeichnung „Gewinn“ oder eine ähnliche ausgeklammert, da viele zusätzliche Faktoren in der Berechnung nicht mit einberechnet wurden, die in der Realität den „geschätzten Betriebserfolg“ verringern würden, und dann erst den Gewinn ausmachen würden: Denn es wurden in allen Szenarien keine Personalkosten berücksichtigt, und auch Grundstückskosten nur zum Teil abgeschätzt. Des Weiteren wurden keine Kosten für Inbetriebnahme bzw. Genehmigungsverfahren berechnet (obwohl es hier sicherlich bei einer Biogas-Großanlage zu beträchtlichen Kosten kommen würde). Schließlich wurden auch bei der DDGS-Produktion keine Kosten bezüglich Transport bzw. Kosten für den Vertrieb des Futtermittels berechnet. Aufgrund dieser Einschränkungen ist der „geschätzte Betriebserfolg“ nur als Größe für den Vergleich der Szenarien untereinander heranzuziehen und beziffert keinen realen buchhalterischen Gewinn.

6.2.2 Bioethanolanlage Pischelsdorf

Die Agrana Bioethanol GmbH, zu 75% im Eigentum der AGRANA und zu 25% im Eigentum der Rübenproduzenten Beteiligungs GesmbH, hat in Pischelsdorf bei Tulln, Niederösterreich, eine Bioethanolanlage errichtet. Diese Anlage ist auf eine jährliche Verarbeitungsleistung von insgesamt rund 374.000 t Weizen, 99.000 t Nassmais und 46.000 t Zuckerrüben-Dicksaft (aus der Zuckerproduktion) ausgelegt. Es ist aber auch der Einsatz von Roggen und Triticale möglich. Die Tageskapazität von rund 720 m^3 Bioethanol sollte im Spätherbst 2007 erreicht werden. Somit soll die Anlage jährlich rund 240.000 m^3 Ethanol erzeugen. Ebenso werden durch diese Anlage jährlich ca. 170.000 t Eiweißfuttermittel (DDGS), erzeugt, welches als Nebenprodukt der Bioethanolproduktion anfällt und künftig Importe im Ausmaß

von rund 150.000 t Eiweißfuttermitteln ersetzen soll (AGRANA 2007a). Der Beginn der Bioethanolproduktion wurde jedoch aufgrund der hohen Substratpreise im Herbst 2007 auf Anfang Juni 2008 verschoben (AGRANA 2008).

Die Bioethanolproduktion und die Herstellung von DDGS, deren einzelne Prozessschritte in Abbildung 25 dargestellt sind, sind sehr energieintensiv. Bei der Annahme, dass sich der Preis nach dem Rohproteingehalt orientiert, ergäbe sich für DDGS, auf der Basis von Weizen, ein Preis von rund 220 €/t (FRIEDL ET AL. 2005).

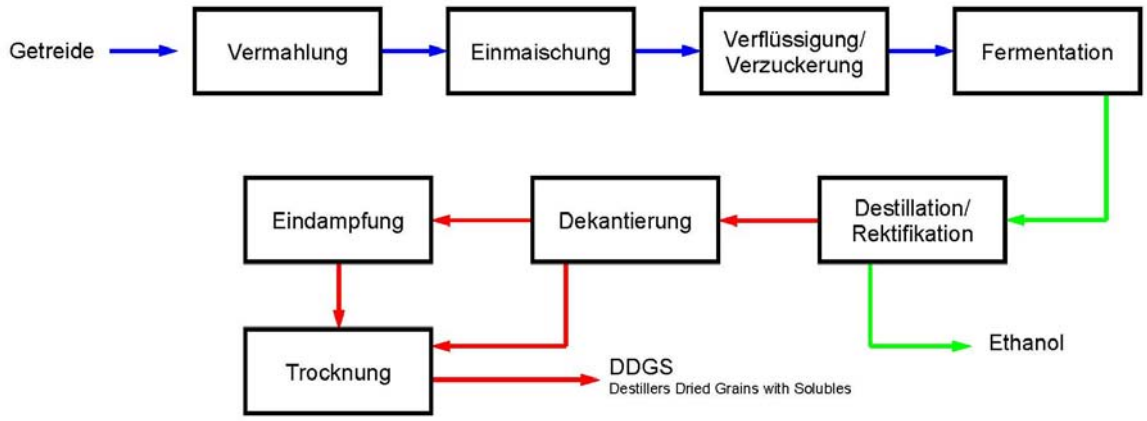

Abbildung 25: Schematische Übersicht der Modellberechnung Prozessdarstellung der Bioethanolproduktion (eigene Darstellung, Daten: KNEITSCHEL 2007)

6.2.3 Beurteilung der am Standort anfallenden Fraktionen

Das in Abbildung 26 dargestellte Sankey-Diagramm zeigt einen Überblick über die in der Bioethanolanlage anfallenden Fraktionen. Die Mengenangaben sind in Tonnen pro Tag (t/d) und belaufen sich auf die Auslegungsleistung der Anlage in Vollbetrieb. Generell wurden hierfür pro Jahr 350 Betriebstage angenommen.

Am Standort in Pischelsdorf fallen somit täglich rund 4.022 t Schlempe bei Vollbetrieb an. 20% davon wird im Dekanter als feste Phase (= im Folgenden „wet cake“ genannt) abgetrennt. Mengenmäßig werden vom „wet cake“ ca. 822 t/d produziert. Die flüssige Phase, das Schlempezentrat (im folgenden Zentrat genannt), beläuft sich pro Tag auf etwa 3.200 t. Ein Teil des Zentrats wird wieder in die Anmaischung zurückgeschickt. Es wurde hier ein Anteil von ca. 20% (640 t/d) angenommen. Dieser Anteil kann jedoch im Prozess variieren. Der Rest von rund 2.560 t/d geht in die so genannte Vakuumeindampfung und wird dort stark aufkonzentriert. Das eingedickte Zentrat besitzt eine Trockensubstanzgehalt von über 30%, und wird im Folgenden als Sirup bezeichnet. Der Sirup wiederum fällt mit ca. 318 t/d an und ist somit auf nur ca. 12% der Masse des einfließenden Zentrats aufkonzentriert. Vor der Trocknung werden „wet cake“ und Sirup gemischt, und im Trockner entsteht das Futtermittel DDGS in einer Größenordnung von ca. 415 t/d. Ca. 726 t/d Restwasser in Form von Dampf,

das bei der Trocknung entweicht, wird in der Brennkammer mitverbrannt. Es sollen damit mögliche Geruchsemissionen unterbunden werden.

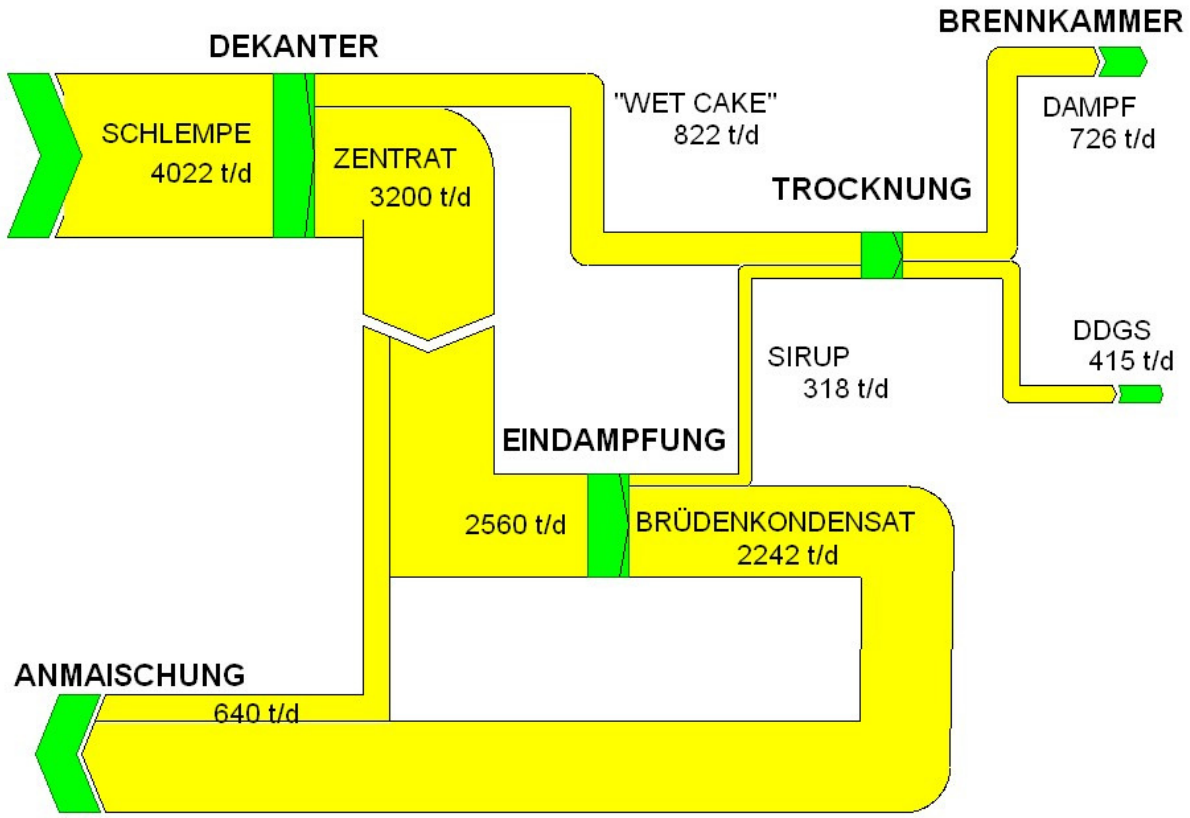

Abbildung 26: Überblick über die bei Vollbetrieb anfallenden Stoffströme der Bioethanolanlage Pischelsdorf

6.2.4 Methanausbeuten unterschiedlicher Fraktionen

Ein wichtiges Mittel zur Beurteilung anfallender biogener Fraktionen bezüglich ihrer Vergärbarkeit sind die Methanausbeuten. Hierfür wurden Ausgärtests, nach DEV S6 und DIN 38 414-S6[17], in leicht modifizierter Form, durchgeführt. Die Ergebnisse in Tabelle 39 beziehen sich auf die Verwendung von Weizenschlempe zur Bioethanolproduktion. Diese Daten wurden zur Berechnung der Anlagenleistung herangezogen, da Weizen den größten geplanten Anteil des Substrates der Bioethanolanlage darstellt.

[17] Bestimmung der anaeroben Mineralisierbarkeit beziehungsweise des Faulverhaltens von Schlämmen und Sedimenten inkl. Substratanalyse zu Versuchsbeginn und Gasanalysen.

Tabelle 39: max. Methanausbeuten unterschiedlicher Fraktionen bei Weizenschlempe

	[Nm³/t oTS]
Schlempe	572
Schlempezentrat	599
„wet cake“	410
Sirup	520
Brüdenkondensat*)	-
DDGS	471

*) hier wurde aufgrund der nicht messbaren oTS die CH_4-Ausbeute auf CSB bezogen: 382 Nm³/t CSB.

Generell ist zu diesen Ergebnissen zu sagen, dass sie etwas höher als vergleichbare Literaturwerte sind, sie stammen jedoch aus dem Probebetrieb der Anlage. Die hohen Methanausbeuten können einerseits daran liegen, dass hohe Restalkoholgehalte vorliegen, was zum Beispiel beim Brüdenkondensat der Fall ist. Diese Fraktion besaß keine organische Trockensubstanz (oTS), produzierte dennoch in großem Ausmaß Biogas. (Daher konnten auch keine Nm³/t oTS angegeben werden. Siehe Tabelle 39). Da Ethanol und andere flüchtige Substanzen in der oTS-Bestimmung zum Großteil nicht mit gemessen werden, kann es leicht sein, dass diese eine etwas höhere Methanausbeute pro Tonne oTS verursachen, als in der Literatur beschrieben. Die in Tabelle 40 angegebenen Wertebereiche wurden aufgrund der angegebenen Schwankungen bei den Biogasausbeuten, sowie aufgrund der CH_4-Gehalte berechnet. Von diesen beschriebenen Methanausbeuten sind am ehesten die Angaben aus der „Handreichung Biogasgewinnung und –nutzung“ mit 250 – 455 Nm³/t oTS des Bundesministeriums für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft (FNR 2004) für einen Vergleich heranzuziehen. Da die gemessenen Ausbeuten deutlich über diesen liegen, ist hier auch nicht auszuschließen, dass die aus den Batchtests gewonnenen Methanausbeuten eine leicht zu hohe Methanausbeute angeben. Beim Brüdenkondensat wurde eine maximale Ausbeute gemessen, die ca. 10% über der theoretisch möglichen von rund 350 Nm³/t liegt (SPEECE 1996). Dies wäre ein Hinweis darauf, dass die durchgeführten Batchtests generell etwas zu hohe Ausbeuten aufweisen. Als Ergebnis ist es nicht verwunderlich, dass die gemessene Methanausbeute des Brüdenkondensats nahe an der theoretisch maximal möglichen Methanausbeute liegt, da gut verfügbare Substanzen (wie Ethanol) vorliegen, die vollständig metabolisiert werden können. Diese Substanzen könnten durch den Probebetrieb der Anlage auch in höherem Ausmaß in den gemessenen Fraktionen vorhanden sein, als bei einem Standardbetrieb. Da es sich dabei auch um maximale Methanausbeuten handelt, die in der Praxis in einer Biogasanlagen nicht erreicht werden, wurde in der Folge für die Auslegung der Biogas-Großanlage und der 500 kW_{el}-Anlagen in der Variante „Biogas dezentral“ eine 75%ige Ausnützung des gemessenen maximalen Methanertrages angenommen. So wurde in der Folge mit einer Methanausbeute von rund 430 Nm³/t oTS für Schlempe gerechnet. Mit den weiteren Fraktionen wurde ebenso verfahren.

Tabelle 40: Literaturwerte zu Methanausbeuten von Getreideschlempe

	[Nm³/t oTS]	Quelle
Getreideschlempe	310 - 320	BAYERISCHE LANDESANSTALT FÜR LANDWIRTSCHAFT (2008)
Brennereischlempe	330	SÄCHSISCHE LANDESANSTALT FÜR LANDWIRTSCHAFT (2008)
Getreideschlempe	223 - 396	BAYRISCHES LANDESAMT FÜR UMWELT (2008)
Getreideschlempe	250 - 455	FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E.V. (2004)

Gut vergleichen kann man auf jeden Fall die Fraktionen untereinander bezüglich ihrer Vergärbarkeit. So ist im flüssigen Teil der Schlempe (dem Schlempezentrat) - siehe Tabelle 39 - mit ca. 599 Nm³/ t oTS eine höhere Methanausbeute zu messen als in der Festfraktion, dem „wet cake“. Diese beträgt rund 410 Nm³/ t oTS. Dies bedeutet, dass die gelösten Komponenten der Schlempe besser für die Mikroorganismen vergärbar sind, als die festen. (Es sind aber auch flüchtige Substanzen vorhanden, welche bei der oTS-Messung nicht gemessen werden können). Des Weiteren lässt sich sagen, dass durch das Eindampfen aus dem Zentrat die vergärbaren Substanzen verloren gehen. Denn der Sirup weist mit ca. 520 Nm³/t oTS eine geringere Methanausbeute auf, als das Zentrat mit etwa 599 Nm^3/t oTS (Siehe hiezu Tabelle 39). Dieser Unterschied wird dadurch verursacht, dass sich viele flüchtige Substanzen (z.B. Ethanol) während der Vakuumeindampfung in der gasförmigen Phase (dem Brüden) wieder finden, und so im Brüdenkondensat landen. Aus diesem Grund ist das Brüdenkondensat sehr gut vergärbar. Es weist die höchste Methanausbeute pro t CSB auf. Des Weiteren gelangen auch aus der Reinigung der Anlage – das Brüdenkondensat wird intern zur Reinigung herangezogen – viele gut abbaubare Substanzen in das Brüdenkondensat. Das Futtermittel DDGS wurde der Vollständigkeit halber ebenso gemessen. Es wies die zweitniedrigste Methanausbeute auf, war aber dennoch gut vergärbar.

In Tabelle 41 wird ein Überblick über die Verfügbarkeit der verschiedenen Fraktionen gegeben. Dies ist für die Realisierung einer Biogasanlage wichtig, da eine schnelle Verfügbarkeit bzw. Verwertbarkeit die Aufenthaltszeit des Substrates im Fermenter verkürzt. Somit können auch Fermentervolumina eingespart werden. In Tabelle 41 wurde weiters für jedes Substrat die Zeitspanne in Tagen (d) angegeben. Dies stellt dar, wie lange es in den Ausgärtests dauerte bis rund 90% des gesamten produzierten Methans entstanden war.

Tabelle 41: Verfügbarkeit der Schlempefraktionen (Zeit bis zur Produktion von 90% des spezifischen Methanpotentials)

Bezeichnung	Tage [d]
Schlempe	9
Schlempezentrat	14
„wet cake“	18
Sirup	14
Brüdenkondensat	6 – 9
DDGS	15

Am schnellsten verfügbar war das Brüdenkondensat (6 - 9 Tage). Hier war zu beobachten, dass es bei einer Ansatzreihe vermutlich zu einer Überfütterung der Tests gekommen war, welches eine kurzfristige Hemmung der Methanbildung verursachte. Bei den Ansätzen ohne Hemmung war schon in 5 - 6 Tagen rund 90% der Ausbeute erreicht. Bei anderen Ansätzen konnte eine längere lag-Phase (=Anfahrphase) beobachtet werden. Bei diesen dauerte die Zeitspanne bis zu 9 Tagen. Dies ist nicht als negativer Effekt des Brüdenkondensates zu sehen, sondern einfach der Fall, wenn man eine Batchkultur mit leicht verfügbarem Substrat überfüttert. Denn es entstehen zu schnell zu viele Intermediärprodukte, die den Prozess hemmen. Diese müssen erst weiter abgebaut werden, damit die Biogasproduktion wieder steigt. In einer gut gefütterten kontinuierlichen Kultur - also in einer „funktionierenden“ Biogasanlage - würde dieser Effekt nicht auftreten. Die Schlempe ist auch sehr schnell verfügbar. In 9 Tagen war etwa 90% der Methanausbeute erreicht. Bei Zentrat und Sirup dauerte es ca. 14 Tage, bei DDGS 15 und beim „wet cake“ mit 18 Tagen am längsten.

Die Schlempe ist ein sehr gut verfügbares Substrat für die anaerobe Vergärung, und hat auch eine sehr hohe CH_4-Ausbeuten. Die feste Phase der Schlempe, der „wet cake“, würde die längste Verweilzeit im Fermenter benötigen, und liefert auch die niedrigste Methan-ausbeute. Somit ist diese feste Fraktion am wenigsten für eine Vergärung geeignet.

Wenn bei Normalbetrieb der Bioethanolanlage eine ähnlich hohe Konzentrationen an Alkohol und Fettsäuren im Brüdenkondensat vorhanden sind, würde sich dieses auch sehr gut zur Vergärung eignen. Es würde die kürzeste Verweilzeit benötigen, und hat auch - pro t CSB - die höchste Methanausbeute. Des Weiteren wäre die Verwertung bzw. Aufreinigung des Gärrestes wesentlich einfacher als bei den anderen Substraten, da praktisch keine Feststoffe vorhanden sind.

Das Zentrat direkt zur Vergärung heranzuziehen wäre durchaus eine interessante Option. Es macht im aktuellen Gesamtprozess gesehen weniger Sinn, da praktisch keine Zusatzenergie zur Eindampfung zu Sirup benötigt wird. Diese fällt aufgrund der Kondensation des Ethanols

ohnedies im Prozess an und würde sonst ungenützt freigesetzt, außerdem wird das Brüdenkondensat als Prozesswasser benötigt. Das Zentrat könnte aber auf einen dünnflüssigen Teil aufkonzentriert werden, oder nur zum Teil in einer Biogasanlage verwertet werden. Es ist sehr gut vergärbar und weist von den gemessenen Fraktionen (abgesehen vom Brüdenkondensat) die höchste Methanausbeute auf.

Der Sirup besitzt eine etwas geringere Methanausbeute als Schlempe, hat jedoch den Vorteil, dass in dieser Fraktion wesentlich weniger Feststoffe vorhanden sind. Dafür ist er aber sehr klebrig. Deshalb müsste hier das Verhalten im Fermenter beobachtet werden, wie sich eine Vergärung von Sirup verfahrenstechnisch lösen ließe. Zusätzlich müsste aufgrund der hohen Trockensubstanz der Sirup wieder mit Brüdenkondensat verdünnt werden, bzw. das Zentrat gar nicht so stark eingedickt werden. Ein weiterer Grund, warum es Sinn machen könnte, Teile des Sirups zu vergären, wäre, dass dieser aufgrund seiner Klebrigkeit Probleme bei der DDGS-Trocknung bereiten kann. Beim Szenario der Vergärung von Sirup wäre es wahrscheinlich das praktischste, nur einen Teil des Sirups zu vergären, und den Rest als Bindemittel in der DDGS-Produktion zu verwenden. Denn ganz ohne Bindemittel würde wahrscheinlich auch das DDGS nicht die gewünschte Konsistenz aufweisen. Im Folgenden wird somit nur mehr auf die Option der Vergärung von Schlempe, sowie von Brüdenkondensat bzw. Sirup eingegangen.

6.2.5 Dezentrale Schlempevergärung in umliegenden Biogasanlagen („Biogas dezentral“)

Die hier gerechnete Variante („Biogas dezentral“), die die Entsorgung von industriellen organischen Nebenprodukten in dezentralen Biogasanlagen vorsieht, wird oft für biogene Reststoffe an Industriestandorten angewandt. Dies zeigte die Branchenanalyse aus Kapitel 4.

In der Variante „Biogas dezentral“ wurde eine jährliche Gesamtmenge an Schlempe von rund 1,4 Mio. t angenommen. Dies entspricht in etwa dem Vollbetrieb der Bioethanolanlage. Danach wurde zuerst die Wirtschaftlichkeit einer 500 kW_{el} Biogasanlage berechnet, welche als so genanntes „Profit Center“ ausgelegt wurde. (Details siehe Anhang 0) „Profit Center“ bedeutet, dass die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage gegeben sein muss, damit überhaupt ein Schlempenabsatz möglich ist.

Für die Wirtschaftlichkeit wurde eine vereinfachte Berechnung nach KRACHLER (2003) gewählt. Die Investitionskosten je Anlagen- bzw. Bauteil, z.B. Fahrsilo, BHKW, etc, und „sonstige“ Investitionskosten, z.B. für Substratleittechnik, Wasser- und Elektroinstallationen, wurden mit den Daten von THÖNI (2007) aktualisiert. Die Investitionskosten für eine 500 kW_{el} Biogasanlage liegen somit zwischen ca. 1,985 Mio. € (ENVSERV 2007) und 2,325 Mio. € (THÖNI 2007). Die spezifischen Investitionskosten liegen damit zwischen 4.650 €/kWh (THÖNI 2007) und 3.970 €/kWh (ENVSERV 2007).

In diesem theoretischen Modell wurde ein nach BGBl 401/2006 (Ökostromverordnung 2006) vorgeschriebener Brennstoffnutzungsgrad von mindestens 60% (η_{el} = 35 % und η_{th} = 25 %) unterstellt. Weiters berücksichtigt wurde eine Kreditlaufzeit von 13 Jahren (ÖkostromG 2002) und ein Zinssatz von 5 %.

Wie eingangs erwähnt, wurde von den gemessenen Methanerträgen nur etwa 75% der Messwerte für die weiteren Berechnungen herangezogen, um die Biogaserzeugung nicht zu überschätzen. Dies bedeutete für Schlempe einen Methanertrag von rund 430 m^3/t oTS. Der Stromerlös wurde nach der BGBl 401/2006 (Ökostromverordnung 2006) angenommen und um 30 % reduziert, da andere als reine landwirtschaftliche Substrate verwendet werden. Damit ergibt sich ein Stromerlös von 9,8 Cent/kWh. Der Wärmeerlös wurde nach GANGL (2004) mit 2,63 Cent/kWh angenommen.

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung der einzelnen Anlagen wurden die Transportkosten von Schlempe vom Bioethanolwerk zur Biogasanlage nicht berücksichtig. Es wurde angenommen, dass die Transportkosten im Schlempepreis enthalten sind, und vom Betreiber des Bioethanolwerks zu tragen sind. Für den Biogasanlagenbetreiber fallen somit nur beim Transport des Gärrestes (ca. 26.000 t/a pro Anlage) direkte Transport- bzw. Ausbringungskosten an. Die Ermittlung der Transportkosten wurden aufgrund unterschiedlicher Fahrzeugtypen, basierend auf Literaturrecherchen (LEIBLE ET AL. 2004 nach THEIßING 2006 und KEYMER 2007) und gemäß der Information von Logistik-unternehmen (SCHILDECKER 2007) durchgeführt. Wobei nach Literaturrecherchen die Kosten sich auf Kilometer und die Angaben des Logistikunternehmens, wie in der Branche üblich und auch von den Maschinenringen praktiziert, auf Fahrzeiten bzw. Fahrstunden beziehen. Diese Werte sind im Anhang 14.11 dargestellt.

Der erzielbare Gewinn des Biogasanlagenbetreibers beträgt somit ca. 24.166 €/a (ohne Schlempekosten). Dieser ergibt sich aus Strom- und Wärmeerlös abzüglich laufender Kosten, jährlicher Investitionskosten und Gärrestausbringungskosten. Eine detaillierte Aufstellung der Wirtschaftlichkeitsberechnung einer Biogasanlage mit 500 kW_{el} befindet sich im Anhang 0.

Umgelegt auf die gesamte jährliche Schlempemenge von rund 1,4 Mio. t (bzw. ca. 130.000 t/a oTS) bedeutet dies, bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 35%, eine ungefähre Gesamtleistung aller dezentralen Biogasanlagen von etwa 22 MW_{el}. Wenn man für jede Anlage rund 8.000 h/a an Volllastbetriebsstunden annimmt, so könnte eine Anzahl von 48 Biogasanlagen (500 kW_{el}) mit der in Pischelsdorf anfallenden Schlempe betrieben werden. Diese theoretische Biogasanlagenanzahl stellt, bezogen auf die elektrische Leistung, über 90% der derzeit in Niederösterreich funktionstüchtigen Biogasanlagen dar. Es sind dies 73 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 23 MW_{el}, und einer durchschnittlichen Leistung von 315 kW_{el} (GABAUER 2008). Wenn man die gesamte offiziell in Niederösterreich installierte elektrische Leistung von Biogasanlagen betrachtet (33,95 MW_{el}; E-CONTROL GMBH 2007), so würde im gerechneten Szenario immerhin noch über 60% dieser aus der Schlempe der

Bioethanolanlage produziert. Sollte zur genannten Schlempemenge, um die Prozesssicherheit zu garantieren, in der Praxis noch rund 25 % Mais zusätzlich eingesetzt werden, erhöht sich die Anlagenzahl auf 56. Damit steigt die theoretische elektrische Gesamtleistung auf rund 25 MW_{el}.

Aus energetischer Sicht betrachtet, benötigt jede Biogasanlage eine Schlempemenge von ca. 2.890 t oTS/a. Der unter dem Gesichtspunkt einer wirtschaftlich positiv betriebenen Biogasanlage maximal mögliche Schlempepreis, welcher vom Bioethanolanlagenbetreiber dem Biogasanlagenbetreiber in Rechung gestellt werden kann, beträgt in etwa 1,16 €/t. In diesem Preis muss jedoch bereits der Transport der Schlempe zur Biogasanlage enthalten sein. Des Weiteren wurde in der Berechnung für jede Anlage die Kosten der Gärrestausbringung berücksichtigt, jedoch kein Düngewert des Gärrestes. Die mittlere Transportentfernung zur Biogasanlage wurde mit 40 km angenommen. Dabei entstehen dem Bioethanolanlagenbetreiber jährlich Transportkosten von ca. 167.500 €/a pro Biogasanlage. Diese summieren sich bei 48 Biogasanlagen auf etwa 8,0 Mio. €/a. Wird nun der Erlös vom theoretischen Schlempeverkauf, in der Höhe von ca. 1,6 Mio. €/a, abgezogen, so ergibt sich ein Minus von ca. 6,5 Mio. €/a (siehe Abbildung 27). Die Variante Schlempe „Ab-Werk-Verkauf“ würde bedeuten, dass die Schlempe zum selben Preis vom Biogasbetreiber selbst an der Bioethanolanlage abgeholt werden würde, und dieser zusätzlich die Transportkosten tragen würde. Dies ist jedoch keine sehr realistische Variante.

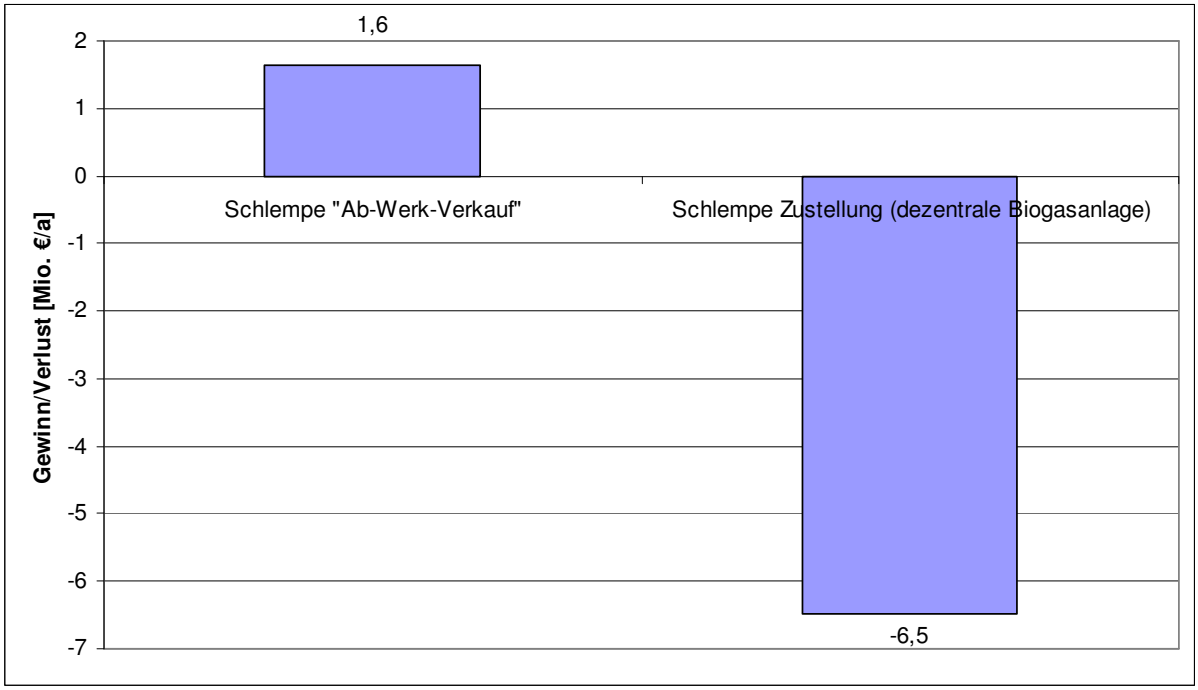

Abbildung 27: Gewinn- bzw. Verlustdarstellung bei „Biogas dezentral“

Variiert man die mittlere Entfernung der umliegenden Biogasanlagen, erhält man folgende Zahlen: Bei Erhöhung der mittleren Transportentfernung der Schlempe auf 60 km steigt der berechnete Verlust auf ca. 8,2 Mio. €, bei 80 km mittlerer Transportentfernung auf rund

9,7 Mio. €. Der Grund für die niedrigen Verkaufserlöse der Schlempe von ca. 1,16 €/t, liegt in der Vergütung des Ökostromes. So wurde - wie eingangs erwähnt - eine Vergütung pro 500 kW_{el} Anlage von 9,80 ct/kWh angenommen, da keine rein landwirtschaftlichen Substrate eingesetzt werden. Würde Schlempe als rein landwirtschaftliches Substrat gesehen, so könnten 14,00 ct/kWh (EVA 2008) erzielt werden. Dies würde den Wert der Schlempe deutlich aufwerten, und auch den Preis, den der Biogasanlagenbetreiber für dieses Substrat bezahlen könnte.

Ein zweiter wichtiger Grund ist natürlich der hohe Wassergehalt der Schlempe, und der dementsprechend niedrige Methanertrag. Daher muss viel Volumen (Wasser) ohne Nutzen transportiert werden, was den Transport nicht mehr wirtschaftlich macht. Bei einer Reduktion des Wassergehaltes der Schlempe von rund 50 %, ergibt sich in diesem Modell eine gesamte Schlempemenge von rund 2.242 t/d bzw. ca. 785.000 t/a. Aufgrund der eingesparten Transportkosten könnte sich der Verlust der Schlempezustellung auf rund 2,2 Mio. € verringern, wobei hier keine Aufkonzentrierungskosten berücksichtigt worden sind. Im Prozess wäre es möglich, die bei der Rückkondensation des Ethanols frei werdende Energie zur Aufkonzentrierung zu nützen.

Die Verwertung der Schlempe in dezentralen Biogasanlagen stellt aufgrund der zu niedrigen Ökostromtarife und des hohen Wassergehaltes somit derzeit keine wirtschaftlich interessante Option dar.

6.2.6 Verwertung als Futtermittel (DDGS-Produktion)

Am Standort in Pischelsdorf wurde die Futtermittelerzeugung (DDGS-Produktion) realisiert (siehe Kapitel 6.2.2). Um diese Variante mit den anderen Verwertungsformen vergleichen zu können, wurden die jährlichen Kosten der DDGS-Produktion berechnet. Die Schlempe (mit ca. 10% TS) wird auf ein lagerbares Produkt mit ca. 90% TS getrocknet. Bei der Eindampfung auf ca. 30% TS - dem ersten Aufbereitungsschritt - wurden keine Energiekosten verrechnet, da hier Energie genutzt wird, die im Prozess sowieso anfällt. Die Investitionskosten der Vakuumeindampfungsanlage wurden auf 10 Jahre abgeschrieben und mit einberechnet. Für die DDGS-Trocknung, die auf die Eindampfung folgt, wurde der benötigte Energiebedarf in Form von Erdgas berechnet. Des Weiteren wurden dafür auch die Kosten der benötigten CO_2-Zertifikate aufgrund des Einsatzes fossiler Energie berechnet. Die Investitionskosten für die in der DDGS-Trocknung eingesetzten Trommeltrockner wurden ebenfalls auf 10 Jahre abgeschrieben.

Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Tabelle 42 und Tabelle 43 zu sehen. Hier wurde neben dem Einfluss des DDGS-Preises auch der Einfluss der Energiekosten auf die DDGS-Produktion dargestellt. Es wurden die folgenden Szenarien gerechnet: Als erstes Szenario wurde ein DDGS-Preis von 200 €/t angenommen und der Preis für die Energiekosten variiert (siehe dazu Tabelle 42). Bei „Energiekosten 100%“ wurden die aktuellen Energiekosten (=aktueller Erdgaspreis) herangezogen. Bei „Energiekosten 150%“ wurden die Ausgaben für

Energie um 50% erhöht, und bei „Energiekosten 200%“ das doppelte der aktuellen Energiekosten angenommen. Die Idee hinter diesen Energieszenarien war, zu ermitteln, wie groß der Einfluss der Energiekosten im Gegensatz zum DDGS-Preis ist. In Tabelle 42 befindet sich nun die Gegenüberstellung von Aufwand, Ertrag und geschätztem Betriebserfolg. Der Einfluss der steigenden Energiekosten ist deutlich zu sehen.

Tabelle 42: DDGS-Futtermittelproduktion (bei einem DDGS-Verkaufspreis von 200 €/t)

Energiekosten [%]	Aufwand [Mio. €/a]	Ertrag [Mio. €/a]	geschätzter Betriebserfolg [Mio. €/a]
100	6,6	29,0	22,4
150	9,0	29,0	20,0
200	11,5	29,0	17,5

Das zweite Szenario, dargestellt in Tabelle 43, nimmt mit 100 €/t einen halb so hohen DDGS-Preis an, und zeigt wiederum den Einfluss der steigenden Energiepreise. War bei doppelt so hohem DDGS-Preis (200 €/t) und aktuellen Energiekosten der geschätzte Betriebserfolg (=Ertrag minus Aufwand) noch ca. 22,4 Mio. €/a (Tabelle 42), so verringert sich diese beim Szenario „DDGS-Preis beträgt 100 €/t“ auf 7,9 Mio. €/a. In letzterem Szenario läge der geschätzte Betriebserfolg nur mehr bei 3,0 Mio. €/a, wenn man doppelt so hohe Energiekosten annimmt.

Tabelle 43: DDGS-Futtermittelproduktion (bei einem DDGS-Verkaufspreis von 100 €/t)

Energiekosten [%]	Aufwand [Mio. €/a]	Ertrag [Mio. €/a]	geschätzter Betriebserfolg [Mio. €/a]
100	6,6	14,5	7,9
150	9,0	14,5	5,5
200	11,5	14,5	3,0

Dieser Überblick über die Zusammenhänge in der DDGS-Produktion soll dazu dienen, die Grundlage für einen Vergleich der Varianten Futtermittelproduktion, „Biogas zentral“ und „Biogas dezentral“ zu liefern. In Kapitel 6.2.11 werden die Varianten gegenüber gestellt, und diskutiert. Für den Vergleich werden nur mehr die Varianten mit aktuellen Energiepreisen herangezogen.

6.2.7 Szenarien für eine zentrale Biogas-Großanlage

Bei der Modellierung der Biogas-Großanlage wurde die gesamte in der Bioethanolproduktion anfallende Schlempe als Substrat herangezogen. Dies entsprach in etwa 1,4 Mio. t/a, welche als Eingangsstrom für die Kalkulation der Biogasanlage herangezogen wurde. Nicht berücksichtigt wurde dabei, dass in der realen Bioethanolanlage eine fest-flüssig Trennung der Schlempe in Dekantern erfolgt, und ca. 20% des Zentrats (der flüssigen Phase) wieder in die Anmaischung rezirkuliert werden.

Aufgrund der in Kapitel 6.2.4 gemachten Beurteilungen der anfallenden Fraktionen bezüglich ihrer Vergärbarkeit und auch praktischen Kombinationen im Prozess mit einer Biogas-Großanlage, wurden Schlempe, Zentrat, Sirup und Brüdenkondensat als mögliche Substrate am Standort Pischelsdorf identifiziert. In Tabelle 44 sind möglichst realistisch gewählte Szenarien von Biogas-Großanlagen am Standort in Pischelsdorf angeführt. Da in der Anlage Zentrat derzeit zu 100% in Sirup umgewandelt wird, wurden bei den folgenden Berechnungen nur Sirup und nicht das Zentrat behandelt.

Im Variantenvergleich „Biogas dezentral“ zu „DDGS-Produktion“ zu „Biogas zentral“ wird nur auf die Variante 100% Schlempe näher eingegangen, und nicht auf die Vergärung der einzelnen Schlempefraktionen. Da jedoch die DDGS-Trocknung am Standort schon realisiert wurde, wäre eine Weiterentwicklung des bestehenden Prozesses in Richtung energetischer Verwertung einzelner Schlempefraktionen sinnvoll. Überschüssiger Sirup bzw. Brüdenkondensat könnten zur Produktion von Biogas neben Bioethanol herangezogen werden.

Tabelle 44: Theoretisch zu erwartende Leistungen möglicher Biogas-Großanlagen

	elektr. Leistung [MW] (η_{el} = 39%)[1)]	**therm. Leistung [MW] (η_{therm} = 45%)[1)]**	**CH_4-Ertrag [Nm³/h]**	**Gesamtleistung therm. [MW] (η_{therm} = 87%)[2)]**
100% Schlempe	22	25	5.500	48
75% Sirup 50% Brüden-kondensat[3)]	5,9	6,8	1.500	13,1
100% Brüden-kondensat[3)]	3,4	4,4	970	8,5

[1)] Jenbacher 616. (Angaben laut Hersteller).
[2)] Friedl et al. (2006): Polygeneration Bruck/Leitha.
[3)] Vorraussetzung für diese Szenarien ist, dass im Vollbetrieb das Brüdenkondensat ähnliche Konzentrationen an flüchtigen Substanzen aufweist, wie in den Messungen während des Probebetriebs.

Im Folgenden wird auf die einzelnen Szenarien einer Schlempe- bzw. Schlempefraktionen-verwertenden Anlage eingegangen, die in Tabelle 44 beschrieben werden.

Schlempevergärung (100% Schlempe)

Bei dieser Variante könnten bei rein thermischer Verwertung des Biogases (rund 48 MW_{therm}, siehe Tabelle 44) mehr als 100% des Wärmebedarfs aus der Ethanolproduktion (=Destillation) ersetzt werden, denn dieser beläuft sich auf ca. 38 $MW_{therm.}$ (Dieser Wert wurde aufgrund der Angaben bezüglich des Energiebedarfs der Destillation nach FRIEDL ET AL. 2005 geschätzt.) Würde in dem genannten Prozess auch Strom (ca. 22 MW_{el}) produziert, so könnten ungefähr zwei Drittel des thermischen Energiebedarfes der Destillation ersetzt werden (sofern die Abwärme in einem Blockheizkraftwerk sinnvoll genutzt werden kann):

Dies wären in etwa 25 MW_{therm} (siehe Tabelle 44). In Abbildung 28 wiederum wird ein Überblick über die berechneten Stoffströme der Schlempe verwertenden Biogas-Großanlage gegeben. Wobei hier aus ca. 4.000 t/d Schlempe etwa 3.500 t/d an Gärrest entstehen, der hier durch Gärrestaufbereitung behandelt wird. So können ca. 2.700 t/d an Prozesswasser in der Anmaischung rezirkuliert werden. Es entsteht eine stickstoff- und kaliumreiche Komponente (ca. 700 t/d). Diese kann evtl. als Dünger verwertet werden. (Für weitere Details zur Gärrestaufbereitung und anderen Gärrestverwertungsoptionen, siehe Kapitel 5.)

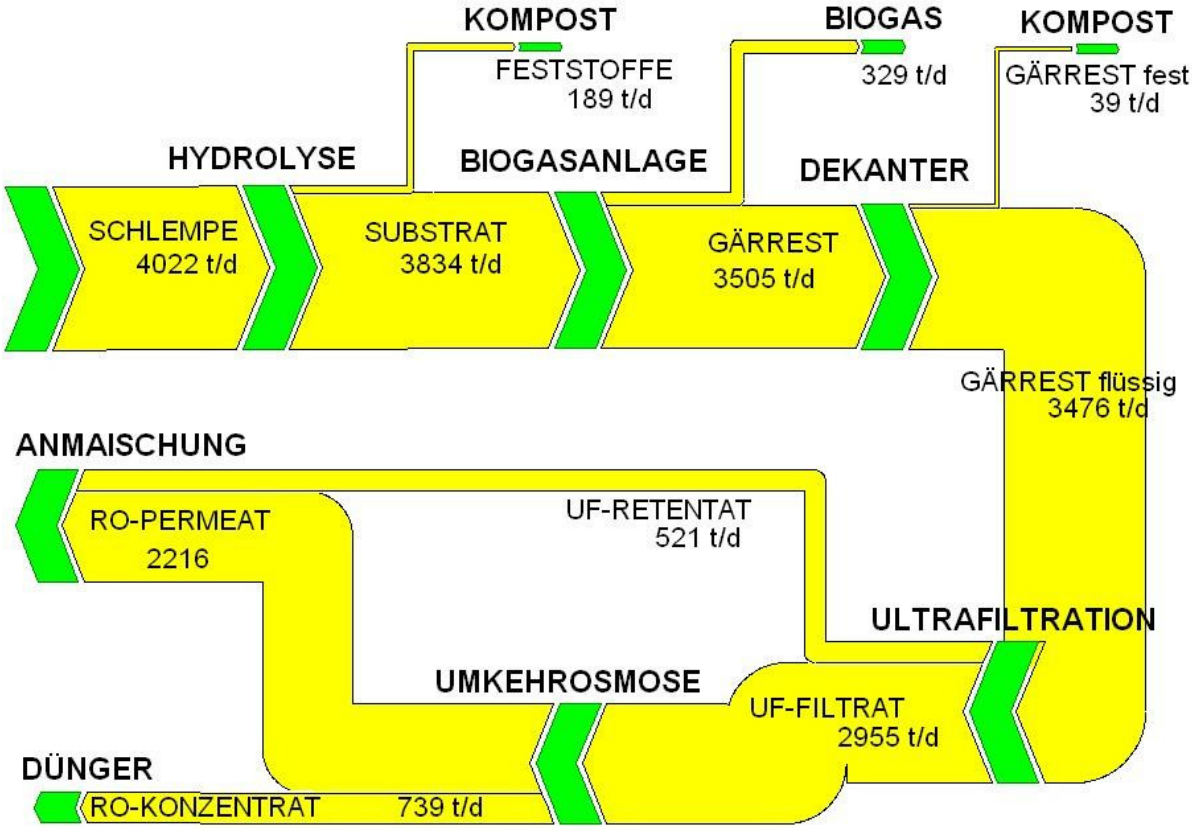

Abbildung 28: Stoffstromdiagramm der prognostizierten Stoffströme der Biogas-Großanlage mit Gärrestaufbereitung des Gärrestes am Standort Pischelsdorf

Vergärung des Brüdenkondensats (100% Brüdenkondensat)

Hier würde die DDGS-Trocknung im selben Ausmaß wie bisher, parallel zur anaeroben Vergärung, durchgeführt werden. Die Idee dieser Variante besteht darin, aus der Fraktion des Brüdenkondensats (siehe Abbildung 26), von der täglich ca. 2.240 t anfallen, die Energie für den Prozess zurück zu gewinnen. Danach würde das Brüdenkondensat wieder in den Prozess eingebracht werden. Würde das entstehende Biogas mit ca. 8,5 MW thermisch verwertet (siehe Tabelle 44), so könnte etwa ein Drittel des für die DDGS-Trocknung benötigten Energiebedarfs von rund 22 MW_{therm} durch dieses ersetzt werden. Ein Vorteil dieser Variante ist, dass im Gärrest kaum Reststoffe zurückbleiben, da das Brüdenkondensat praktisch keine enthält. So würde hier nur die Biomasse überbleiben, bzw. Feststoffe, die aufgrund eines nicht optimal laufenden Prozesses sich im Brüdenkondensat wieder finden. Dementsprechend sollte hier auch das Gärrestmanagement einfacher durchzuführen sein: Einerseits könnte Biomasse aus dem Gärrest zurückgehalten und in die Biogasanlage wieder rückgeführt werden. Auf jeden Fall ist für diese Variante nochmals darauf hinzuweisen, dass die durchgeführten Messungen aus dem Probebetrieb die Grundlage für die Berechnung der zu erwartenden Leistungen darstellen. Wenn im Dauerbetrieb festgestellt wird, dass der CSB-Wert deutlich unter den gemessenen Werten (siehe Kapitel 6.2.4) liegt, so wird auch die Leistung der Anlage deutlich unter der in Tabelle 44 dargestellten Werte liegen.

Kombination Sirup und Brüdenkondensat

Für dieses Szenario würde in einer Biogasanlage 75% des produzierten Sirups und 50% des Brüdenkondensats vergärt. Anstatt einer Mischung dieser beiden Fraktionen könnte hier auch eine Eindampfung des Sirups auf einen geringeren TS-Gehalt bewerkstelligt werden. In diesem Szenario könnten rund 1.500 Nm^3/h CH_4 produziert und somit in z.B. einer rein thermischen Verwertung 13,1 MW_{therm} (Tabelle 44) bereitgestellt werden.

6.2.8 Szenario 100% Schlempeverwertung in einer zentralen Biogas-Großanlage („Biogas zentral“)

Für die Verwertung der gesamten anfallenden Schlempe aus der Bioethanolproduktion wurde eine Biogas-Großanlage nach den in diesem Kapitel getroffenen Annahmen modelliert. Die in der Berechnung eingesetzten Parameter werden in der Folge erläutert. Entscheidend hierbei ist, dass eine solche Anlage sehr große Substratmengen bewältigen muss bzw. kann. Deswegen wurde in das Konzept von „Biogas zentral“ auch eine Hydrolyse-Vorstufe im Prozess integriert.

Hydrolyse-Vorstufe

Die in dieser Studie zum Thema Hydrolyse gemachten Aussagen beruhen auf einer theoretischen Betrachtung. Die Hydrolyse ist ein Schwerpunktthema im Bereich der Forschung zur Effizienzsteigerung von Biogasanlagen, wie in Kapitel 8 näher beschrieben wird. Sie ist noch keine Standard-Technologie und befindet sich in der Entwicklungsphase. Da unverhältnismäßig große Mengen an industriellen Rohstoffen (ca. 1,4 Mio. t Schlempe

pro Jahr) durch die Biogas-Großanlage „durchgeschleust“ werden müssen, schien die Hydrolyse-Vorstufe ein wichtiger Schritt, um die Aufenthaltszeit zu verringern und um Fermentervolumina einzusparen. Deswegen wurde sie in dieses Anlagenkonzept integriert, und ihre Kosten abgeschätzt.

Die Hydrolyse-Vorstufe hat verfahrenstechnisch das Ziel, den geschwindigkeits-bestimmenden Schritt der anaeroben Vergärung (die Hydrolyse) in einen separaten Behälter auszulagern. Hier sollen die Makromoleküle in ihre Primärbestandteile zerlegt werden: Fette in Fettsäuren und Glycerin, Proteine in Aminosäuren und Kohlenhydrate in Zucker. Durch die Separation der Hydrolyse vom Hauptfermenter sollen optimale Bedingungen geschaffen werden. Die Schlempe wird somit verflüssigt und dadurch leichter verfügbar gemacht. Unlösliche Feststoffe werden abgetrennt und kompostiert. Dadurch gelangen praktisch nur mehr gelöste Substanzen in den anschließenden Hochleistungs-Fermenter. Folgende Abbildung 29 gibt einen Detailüberblick über die Hydrolyse-Vorstufe:

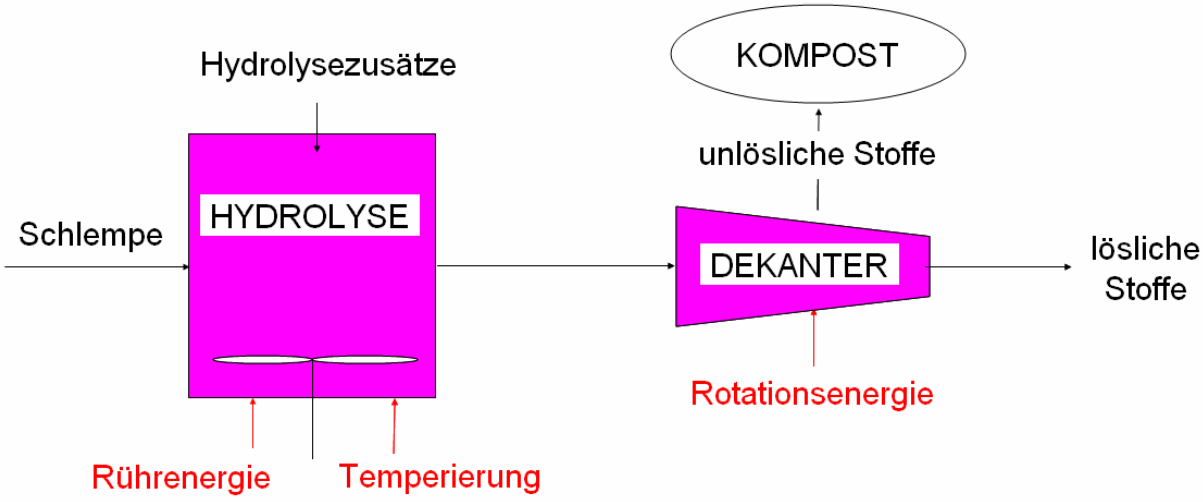

Abbildung 29: Skizze der Hydrolyse-Vorstufe (eigene Darstellung)

Die Behälter der Hydrolyse-Vorstufe werden gerührt und temperiert, wofür Energiebedarf besteht. Generell sind leicht realisierbare Möglichkeiten zur Hydrolyse die folgenden: Hydrolyse durch Erhitzen, enzymatische Hydrolyse und biologische Hydrolyse. Vom Prinzip her wurde in der Kalkulation eine biologische Hydrolyse angenommen. Dies bedeutet, dass die Milieu-Bedingungen (Temperatur, pH, …) so gewählt werden, dass sich vorwiegend hydrolytische Mikroorganismen ansiedeln. Zusätzlich wurde angenommen, dass Hydrolysezusätze den Prozess beschleunigen würden, und deswegen in einem groß-industriellen Prozess beigemengt werden müssten. Diese Zusätze könnten Mikroorganismen oder Enzym-Gemische sein (bzw. beides), wobei es sich jedoch um keine reinen Enzyme handeln kann, da diese zu teuer sind. Daher wurde hier angenommen, organisches Material (mit oder ohne Mikroorganismen) zuzuführen, das einen höheren Anteil an hydrolytischen

Enzymen aufweist. Der Preis für diese Zusätze (siehe Tabelle 45) wurde wie von ähnlichen sich im Handel befindlichen Zusätzen angenommen (BIOREACT 2007). Sie machen jedoch nur einen Bruchteil der Gesamtkosten der Hydrolyse aus. In Tabelle 45 werden die angenommenen Parameter gegenüber gestellt. Es wird von einer durchschnittlichen Verweilzeit von 4 Tagen ausgegangen, und generell wurde die Hydrolysevorstufe auf 125% ausgelegt. Also mit ca. 25% Sicherheit, um einen gewissen Spielraum zu gewährleisten. Wie in Abbildung 29 vorhin gezeigt, wird aus dem hydrolysierten Substrat der restliche Feststoffanteil abgetrennt. In diesem Szenario wurde davon ausgegangen, dass diese Feststofffraktion mit entsprechenden Kosten in der Höhe von rund 40 €/t (RITZMANN 2007) kompostiert werden muss. Diese Kosten der Kompostierung sind sehr hoch. Sollten sich also alternative Verwertungswege, wie z.B. die Verbrennung oder der Einsatz als Düngemittel finden, könnten hier deutlich Kosten eingespart werden. Nach den gemachten Annahmen ergab die Modellierung der Hydrolysevorstufe ein Fermentervolumen von sieben Behältern à 3.000 m³ und 5 Dekantern zur Feststoffabtrennung.

Tabelle 45: Angenommene Parameter für die Kostenabschätzung der Hydrolyse-Vorstufe

	Einheit	
Hydrolysezusatz-Preis	[€/kg]	7
Hydrolysezusatz-Dosierung	[kg/t]	0,125
NH4-N-Anteil des TKN nach Hydrolyse	[%]	40
durchschnittliche Verweilzeit	[d]	4
Auslegungssicherheit der Hydrolysestufe	[%]	125
Investitionskosten der Hydrolyse-Behälter	[€/m³]	190
Größe je Behälter	[m³]	3.000
Investitionskosten Peripherie	[€]	200.000
Lebensdauer/Abschreibungszeitraum	[a]	10
Kompostierungskosten	[€/t]	40

Weitere Parameter für Biogas-Großanlage

Für die Biogas-Großanlage musste ein Hochleistungs-Reaktor in Betracht gezogen werden, um die anfallenden Mengen in möglichst kurzem Zeitraum und mit möglichst geringem Platzaufwand verwerten zu können. Als zentrale Parameter wurden die in Tabelle 46 dargestellten Werte für die Berechnung der Biogas-Großanlage angenommen.

Tabelle 46: Weitere Parameter für die Simulierung der Biogas-Großanlage

	Einheit	
Heizwert (H_i) von Methan	[kWh/Nm³]	10,02
elektrischer Wirkungsgrad BHKW[1)]	[%]	39,2
thermischer Wirkungsgrad BHKW[1)]	[%]	45,4
Leistung je BHKW[1)]	[MW]	2,7
Auslegungssicherheit	[%]	125
Investitionskosten der Behälter	[€/m³]	150
Betriebskosten (Anlage und Hydrolyse) Anteil an prod. Energie	[%]	3
Lebensdauer/Abschreibungszeitraum	[a]	10
Gärbehältervolumen	[m^3]	3.000
Peripheriekosten je Behälter	[€]	200.000
Investitionskosten je BHKW (2,7 MW) [1)]	[Mio. €]	1,4
Auslegung des Reaktors	[kg CSB/m³*d]	20
Investitionskosten Gasspeicher	[€/ m³]	136
Auslegung des Gasspeichers	[h]	0,5
Gärrestzwischenspeicher (Aufenthaltsdauer)	[d]	3
geschätzte Methanausbeute in kontinuierlichem Betrieb (Anteil der gemessenen maximalen Ausbeute)	[%]	75

[1)] Herstellerangaben GE Jenbacher

Hier wurden die Behälter wiederum auf 125% ausgelegt, um eine gewisse Sicherheitsspanne zu gewährleisten. Unabhängig vom Gärrestmanagement (also Aufbereitung oder nicht) wurde prinzipiell drei Tage Gärrestzwischenspeicher angenommen, um die Verfahrenssicherheit zu garantieren. Wie schon in Kapitel 6.2.4 angegeben, wurde für die Auslegung der Biogas-Großanlage nur 75% der maximal gemessenen Methanausbeute herangezogen. Dies bedeutet eine klar niedrig angesetzte Methanausbeute, um die Biogaserzeugung nicht zu überschätzen. Andererseits wurde die Durchsatzleistung mit 20 kg CSB/m³d eher hoch angesetzt. Das Material ist jedoch vorhydrolysiert und zum Großteil von Feststoffen befreit. Zusätzlich wurde die gesamte Anlage mit 125% kalkuliert, also einer Sicherheit von 25%. Das Ergebnis der Dimensionierung der Biogas-Großanlage brachte 11 Hochleistungs-Behälter zu je 3.000 m³, bei einer Auslegung auf 20 kg CSB/(m³*d). Des Weiteren würden ca. acht BHKWs mit je 2,7 MW elektrischer Leistung benötigt werden.

Geschätzte Gesamtkosten Biogas-Großanlage (ohne Gärrestmanagement)

Tabelle 47 zeigt die geschätzten anfallenden Kosten der Biogas-Großanlage, wobei hier keine Gärrestaufbereitung hineingerechnet wurde. Sie wurde am Ende des Kapitels dazugerechnet. Des Weiteren wurden hier nur die zu erwartenden Investitionskosten und Betriebskosten berücksichtigt, ohne auf Zusatzkosten (behördliche Verfahren, Grundstückspreise, etc.) einzugehen, die die Realisierung eines Großprojektes dieses

Ausmaßes verursachen würde. Genauso wenig wurden Personalkosten berücksichtigt (ebenso wenig bei der DDGS-Produktion und „Biogas dezentral“, siehe Kapitel 6.2.1). Wie auch schon eingangs erwähnt erfolgte die Abschreibung der Anlage auf 10 Jahre.

Tabelle 47: Aufwand einer zentralen Biogas-Großanlage (ohne Berücksichtigung der Kosten für die Gärrestbehandlung)

Bezeichnung	Aufwand [€/a]
Hydrolyse-Reaktor	1.617.862
Hydrolyse-Dekanter	595.569
Hydrolyse -Kompostierung	2.708.199
Biogas- Reaktor	2.282.872
SUMME	**7.204.501**

Tabelle 47 zeigt, dass allein die Kompostierung mehr als ein Drittel der Gesamtkosten (ohne Gärrestmanagement) ausmacht. Zusammen mit dem Gärrestmanagement liegt also im gesamten Reststoffmanagement noch ein großes Einsparungspotential. Die Kosten für den Hochleistungs-Biogas-Reaktor liegen bei weniger als einem Drittel der Gesamtkosten (ohne Berücksichtigung der Kosten für Gärrestmanagement).

Geschätzter Ertrag der Biogas-Großanlage

Um den Ertrag der Biogasanlage zu berechnen, wurden die aktuellen Strom- und Wärmepreise der Bioethanolanlage herangezogen. Weiters wurden keine gesonderten Einspeisetarife betrachtet, wie dies bei dem Szenario „Biogas dezentral“ der Fall war (siehe Kapitel 6.2.5). Der Ertrag wurde als Gutschrift zu diesen Konditionen betrachtet. In folgender Tabelle 48 sind nun die Erträge dargestellt.

Tabelle 48: Erträge einer zentralen Biogas-Großanlage

Bezeichnung	Ertrag [€/a]
Stromertrag	14.360.150
Wärmeertrag	5.405.400
SUMME	**19.765.550**

Geschätzte Gesamtkosten Biogas-Großanlage (mit Gärrestmanagement)

In der weiteren Diskussion wurde somit für die Variante 100% Schlempeverwertung die Biogas-Großanlage mit einem Aufwand von 7,2 Mio. €/a - ohne Gärrestaufbereitung - angenommen (Tabelle 47). Dazu müssen noch die Kosten der Gärrestbehandlung addiert werden. (Diese Thematik ist in Kapitel 5 (Fermentationsrückstände) dargestellt.) Auf der Ertragsseite wurden ca. 19,8 Mio. €/a (siehe Tabelle 48) angesetzt. In weiterer Folge wurden

für das Gärrestmanagement aufgrund der Detailbetrachtung aus Kapitel 5 (Fermentationsrückstände) die Gärrestaufbereitung als Variante der Wahl dargestellt. Somit entstehen zusätzliche Kosten von 6,3 Mio. €/a für die Gärrestbehandlung. Daher liegen die Gesamtkosten der Biogasanlage bei aktuellen Energiepreisen bei 13,5 Mio. €/a (siehe Tabelle 49).

6.2.9 Einfluss der Energiepreise auf die Wettbewerbsfähigkeit einer zentralen Biogas-Großanlage

Im Folgenden soll darauf eingegangen werden, wie sich eine Steigerung der Energiepreise auf die zentrale Biogasanlage auswirkt (siehe Tabelle 49). Für die DDGS-Produktion wurden diese Berechnungen schon in Kapitel 6.2.6 angestellt.

Die Berechnungen des Ertrags erfolgten aufgrund der aktuellen Energiepreise der Bioethanolanlage. Es wurde angenommen, dass sowohl Wärme als auch Erdgas durch die in der Biogasanlage produzierte Energie ersetzt werden. So bedeutet ein Anstieg der generellen Energiekosten, dass sich dieser Anstieg auch direkt im Ertrag widerspiegelt. Bei doppelt so hohen Energiekosten, ist der Ertrag auch doppelt so hoch (39,5 Mio. €/a anstatt 19,8 Mio. €/a; siehe Tabelle 49).

Tabelle 49: Einfluss der Energiepreise auf Aufwand und Ertrag einer zentralen Biogasanlage

Energiekosten [%]	Aufwand [Mio. €/a]	Ertrag [Mio. €/a]	geschätzter Betriebserfolg [Mio. €/a]
100	13,5	19,8	6,2
150	13,8	29,7	15,7
200	14,4	39,5	25,1

Wenn man den geschätzten Betriebserfolg betrachtet, so liegt bei der DDGS-Produktion (200 €/t) diese bei 17,5 Mio. €/t (siehe Tabelle 42), wenn die Energiekosten um rund 100% steigen. Unter denselben Vorraussetzungen würde die zentrale Biogasanlage bei 25,1 Mio. €/a liegen (siehe Tabelle 49). Wenn der DDGS-Preis rund 100 €/t beträgt, bedeutet dies bei einem 50%igen Anstieg der Energiekosten, dass der geschätzte Betriebserfolg bei ca. 5,5 Mio. €/a liegt (siehe hiezu Tabelle 43). Dies beträgt fast ein Drittel, was bei der zentralen Biogasanlage - zu denselben Bedingungen – mit ca. 15,7 Mio. €/a der Fall wäre (siehe Tabelle 49).

Bei den aktuellen Energiekosten beginnt Biogas erst dann konkurrenzfähig zu werden, wenn der DDGS-Preis unter 100 €/t fällt. Verdoppeln sich die Energiekosten, so ist selbst bei einem DDGS-Preis von über 200 €/t die Biogas-Produktion mit 25,1 Mio. €/a deutlich rentabler als die Futtermittelproduktion (17,5 Mio. €/a).

6.2.10 Diskussion der Wasserrückführung

Im aktuellen Prozess der Bioethanolproduktion entstehen ca. 72% der anfallenden Schlempe an stark wasserhältigen Fraktionen, die in der Anmaischung verwendet werden. Das sind einerseits Zentrat, ca. 640 t/d, und Brüdenkondensat mit rund 2.242 t/d. (Siehe Abbildung 26.) Ob und wie viel zusätzliches Wasser im Prozess benötigt wird, ist von der Trockensubstanz des verwendeten Substrates für die Ethanolproduktion abhängig.

Zu den gemachten Berechnungen muss der Vollständigkeit halber angemerkt werden, dass in ihnen der Wasserbedarf nicht direkt berücksichtigt wurde. Bei der Variante „Biogas dezentral“ wurde die gesamte anfallende Schlempe dezentral vergoren, also wird 0% Wasser rückgeführt (siehe Tabelle 50). Die DDGS-Produktion weist mit 72% einen hohen Rückführungsanteil auf. Im Falle der Biogas-Großanlage („Biogas zentral“) hängt das entstehende Prozesswasser stark von dem Gärrestmanagement ab. Bei der Gärrestausbringung wird 0% des Wassers rückgeführt. (Für weitere Information siehe Kapitel 5 (Fermentationsrückstände) Bei der Gärrestaufbereitung entsteht mit ca. 50% ein hoher Anteil an reinem Wasser, das rückgeführt werden kann und zusätzlich von Mineralstoffen befreit werden kann. Bei der aeroben Abwasserreinigung wird aus dem gesamten als Gärrest zur Verfügung stehendem Wasser biologisch gereinigtes Wasser. Zur weiteren Verwertung als Prozesswasser müssten hier in der Regel zusätzlich die Mikroorganismen aus dem gereinigten Wasser entfernt werden, was einen zusätzlichen Filtrationsschritt durch Ultrafiltration (bzw. Sterilfiltration) bedeuten würde und daher sowohl energetischen, als auch ökonomischen Mehraufwand bedeuten würde. Zusätzlich würde hierbei die Salzfracht nicht dem Wasser entzogen, was eine Aufkonzentrierung der Salze im Gesamtprozess bedeuten würde. Daher müsste ständig frisches Wasser zugeführt werden, und ein Teil des aerob gereinigten Wassers in den Vorfluter geleitet werden.

Tabelle 50: Überblick über die Wasserrückführung im Prozess

Variante	Rückführung von wasserhältigen Fraktionen (in % des Gesamtstromes)
„DDGS-Produktion“	ca. 70%
„Biogas dezentral“	0%
„Biogas zentral“ - Gärrestausbringung	0%
„Biogas zentral“ - Gärrestaufbereitung	ca. 50%
„Biogas zentral“ - Kläranlage	*

* 73% fällt als Gärrest an, der in der Kläranlage aufgereinigt wird. Soll das biologisch gereinigte Wasser als Prozesswasser verwendet werden, muss es noch weiter aufbereitet werden, wobei darauf zu achten ist, dass es im Prozess zu keiner Aufkonzentrierung der anorganischen TS kommt.

6.2.11 Conclusio des Standortkonzepts Pischelsdorf

In der Zusammenfassung sollen nun die Varianten „Biogas dezentral“ (Kapitel 6.2.5), „DDGS-Produktion“ (Kapitel 6.2.6) und „Biogas zentral“ (Kapitel 6.2.7) gegenübergestellt werden, wobei es sich hier um einen rein finanziellen Vergleich handelt. In Tabelle 51 werden die Berechnungen für die einzelnen Varianten gegenüber gestellt.

Am besten schneidet die aktuelle Variante, die DDGS-Produktion, ab. Wobei hier der geschätzte Betriebserfolg bei ca. 22,4 Mio. €/a liegt. Vorraussetzung dafür ist, dass der DDGS-Preis rund 200 €/t beträgt. Wenn das Futtermittel nur um den halben Preis verkauft werden kann, dann verringert sich der geschätzte Betriebserfolg deutlich auf 7,9 Mio. €/a, und liegt im Bereich einer zentralen Biogasanlage mit 6,2 Mio. €/a. Kommen zusätzlich noch steigende Energiekosten dazu, dann verringert sich der geschätzte Betriebserfolg in der DDGS-Produktion noch deutlicher (siehe Kapitel 6.2.6). Auf die Biogasproduktion hat ein steigender Energiepreis keine negative, sondern eine positive Auswirkung, da die Anlage ja Energie produziert. Bei steigenden Energiepreisen kann das bedeuten, dass auch der Futtermittelpreis steigt. So muss immer die Dynamik des Futtermittelmarktes im Auge behalten werden. Wenn der Futtermittelpreis bei rund 100 €/t stagniert und die Energiepreise steigen, so rentiert sich der Betrieb einer zentralen Biogasanlage gemäß den Ergebnissen der Studie. Steigen die Energiekosten um 100%, so ist selbst bei einem DDGS-Preis von 200 €/t die Biogasproduktion rentabler. Kann das DDGS nicht in ausreichendem Maße auf dem Markt abgesetzt werden bzw. soll qualitativ schlechtes Getreide verwertet werden, mit welchem kein Futtermittel produziert werden kann, ist die Biogasproduktion immer eine wertvolle Alternative. Zusätzlich würde durch den Einsatz von Biogas in der Bioethanolanlage der Anteil erneuerbarer Energie höher und fossiler Energie niedriger, was die CO2-Bilanz deutlich verbessern würde. Im optimalen Fall kann somit fossile Energie praktisch ganzheitlich durch erneuerbare ersetzt werden, wodurch die Bioethanolproduktion energieautark wäre. Sollten die politischen Rahmenbedingungen für die Biotreibstoff-Produktion in diese Richtung laufen, wäre Biogas eine besonders interessante Alternative.

Die Variante „Biogas dezentral“ (Schlempezustellung) ist mit einem Verlust von rund 6,5 Mio. €/a kein wirtschaftliches Geschäftsmodell. Die hohen Transportkosten waren der ausschlaggebenden Faktor für die Unwirtschaftlichkeit dieser Variante. Nur ab einem theoretischen Stromerlös von 12,37 Cent/kWh ist die Wirtschaftlichkeit gegeben. Durch die dadurch höheren Einnahmen der Biogasanlage kann - im theoretischen Modell - der Schlempepreis entsprechend angehoben werden. Bei einem „Ab-Werk“-Verkauf der Schlempe - die Transportkosten werden dann vom Biogasanlagenbetreiber getragen – würde der Bioethanolanlagenbetreiber Gewinn erzielen. Dies würde bedeuten, dass die Transportkosten nicht in die Wirtschaftlichkeit eingerechnet werden, und diese der Biogasanlagenbetreiber trägt. Nur so könnten im Modell „Biogas dezentral“ rund 1,6 Mio. €/a an geschätztem Betriebserfolg erwirtschaftet werden. Dies ist jedoch ein unrealistisches Szenario.

Tabelle 51: Tabellarische Übersicht über Aufwand und Erträge für die unterschiedlichen Varianten

Bezeichnung	Aufwand [Mio. €/a]	Ertrag [Mio. €/a]	geschätzter Betriebserfolg [Mio. €/a]
DDGS – (200 €/t)	6,6	29,0	22,4
DDGS – (100 €/t)	6,6	14,5	7,9
„Biogas dezentral“ - Abholung	-	1,6	1,6
„Biogas dezentral“ - Transport	8,1	1,6	-6,5
„Biogas zentral“ + Gärrestaufbereitung	13,5	19,8	6,2

6.2.12 Verbesserungsvorschläge für Biogas-Großanlagen

Die folgende Tabelle 52 gibt einen groben Überblick über prinzipielle Verbesserungsvorschläge bei der Realisierung von Biogas-Großanlagenprojekten. Die wichtigsten drei Punkte, die zu berücksichtigen sind, wären:

- Gärrestmanagement,
- Rohstoffkosten und
- Transportkosten.

Wie die berechnete Biogas-Großanlage am Standort Bioethanolanlage in Kapitel 5 zeigt, wurden in etwa 6,3 Mio. €/a für die Gärrestaufbereitung veranschlagt. Dies sind fast 50% der Gesamtkosten der zentralen Biogasanlage von rund 13,5 Mio. €/a (siehe Tabelle 51). Das bedeutet, dass ein optimales Gärrestmanagement eine Schlüsselposition für Biogas-Großanlagen darstellt. Hier muss jedoch noch weiter Forschung und Entwicklung betrieben werden, um optimale Konzepte zu entwickeln. Wobei die Rückgewinnung von Wertstoffen aus dem Gärrest ein zukunftsträchtiges Konzept darstellt Die Wahl eines optimalen Standortes senkt die Transportkosten, für die Rohstoffseite und das Gärrestmanagement. Die Wahl der besten Substrate ist ein weiterer wichtiger Schritt, um ein besseres Biogas-Großanlagenkonzept zu entwickeln.

Die tagesaktuelle Diskussion über den Einsatz von Nahrungs- bzw. Futtermitteln in der Bioenergieproduktion beeinflusst natürlich auch die Biogasbranche. Hier wird ein gewisses Umdenken stattfinden müssen. Vor allem bei Pflanzen, welche mit der Nahrungsmittelproduktion in Konkurrenz stehen, denn für die Biogastechnologie steht eine sehr große Zahl an unterschiedlichen Substraten zur Verfügung. Weiters ist auch bei Biogas-Großanlagen zu bedenken, was die optimale Verwertungsform von Biogas ist. Denn heute geht der Trend, anstatt einer Verstromung vor Ort, vermehrt zu einer Netzeinspeisung von Biogas in ein (bestehendes) Erdgasnetz. Entscheidend für zukünftige Projekte der Biogastechnologie sind

jedenfalls eine sinnvolle Wärmenutzung und die Vermeidung von CO_2- bzw. CH_4-Emissionen.

Tabelle 52: Tabellarische Übersicht über Aufwand und Erträge für die unterschiedlichen Varianten Verbesserungsvorschläge für Biogas-Großanlagen

Kriterium	Verbesserungsvorschläge
Gärrestmanagement	➢ kann hohe Kosten verursachen; optimale, standortabhängige Varianten sind zu überprüfen ➢ Forschung und Entwicklung für Gärrestaufbereitung vorantreiben
optimaler Standort	➢ geringe Transportkosten (sowohl für Substrate als auch für Gärreste) ➢ Mitberücksichtigung Gärrestmanagement (Nähe zu Kanal, Kläranlage, Abnehmergarantie für Dünger, etc.)
Substrate	➢ geringe Konkurrenz zu Lebens- bzw. Futtermitteln ➢ industrielle biogene Reststoffe ➢ tierische Exkremente ➢ geringe Lagerfläche(n)
optimale Verwertungsform	➢ Biogas-Netzeinspeisung (als Option)
Wärmenutzung	➢ Wärmenutzung bzw. -absatz bei Standortwahl mitberücksichtigen ➢ sinnvolle Wärmenutzung (nicht nur für Behandlung der Gärrückstände, Kombination mit anderen Industrien, etc.)
Emissionen	➢ Geruchsemissionen (vor allem wegen Anrainer) berücksichtigen ➢ CH_4-Emissionen (auch bezüglich Treibhauseffekt)

6.3 Brauerei #4

Allgemeine Standortbeschreibung

Der zweite Standort, welcher im Rahmen dieser Studie erhoben werden konnte, liegt im Ortsgebiet und ist eine Brauerei (Brauerei #4). An diesem Standort fallen jährlich rund 11.000 t an biogenen Abfällen bzw. Wertstoffen an, welche grundsätzlich zur Biogasproduktion herangezogen werden könnten (Tabelle 53). Derzeit werden die Abfälle – typisch für diese Branche – in der Landwirtschaft abgesetzt. Malz- und Hopfentreber werden an ein österreichisches Logistikunternehmen zu einem Preis von rund 8 €/t und Hefe an ein holländisches Logistikunternehmen zu einem Preis von rund 3 €/t abgegeben.

Tabelle 53: Biogene Abfallmengen der Brauerei #4

Nr.	Biogener Abfallstoff	Jährliche Menge [t]	Verwertung	Durchschnittliche Erlöse [€/t]	Abnehmer
1.	Malztreber	10.000	Viehfutter	8,0	österreichisches Logistikunternehmen
2.	Hefe	700	Schweinemast	3,0	holländisches Logistikunternehmen
3.	Hopfentreber	80	Viehfutter	8,0	österreichisches Logistikunternehmen

Mit den biogenen Rückständen könnte eine Biogasanlage mit einer elektrischen Anlagenleistung von ca. 360 kW betrieben werden (8.000 Betriebsstunden, 35% el. Wirkungsgrad).

In Abbildung 30 ist das derzeitige Logistiksystem des Unternehmens für die Treberabholung dargestellt. Die Logistik ergibt sich durch die Anordnung der bestehenden Gebäude. Eine direkte Verbindung zwischen Brückenwaage und Treberspeicher ist aus baulichen Gründen nicht möglich. Aufgrund dessen wird in naher Zukunft die Brückenwaage in die Nähe des jetzt bestehenden Treberspeichers verlegt, wodurch nach Angabe des Unternehmens hinkünftig rund 50% der Fahrten eingespart werden können.

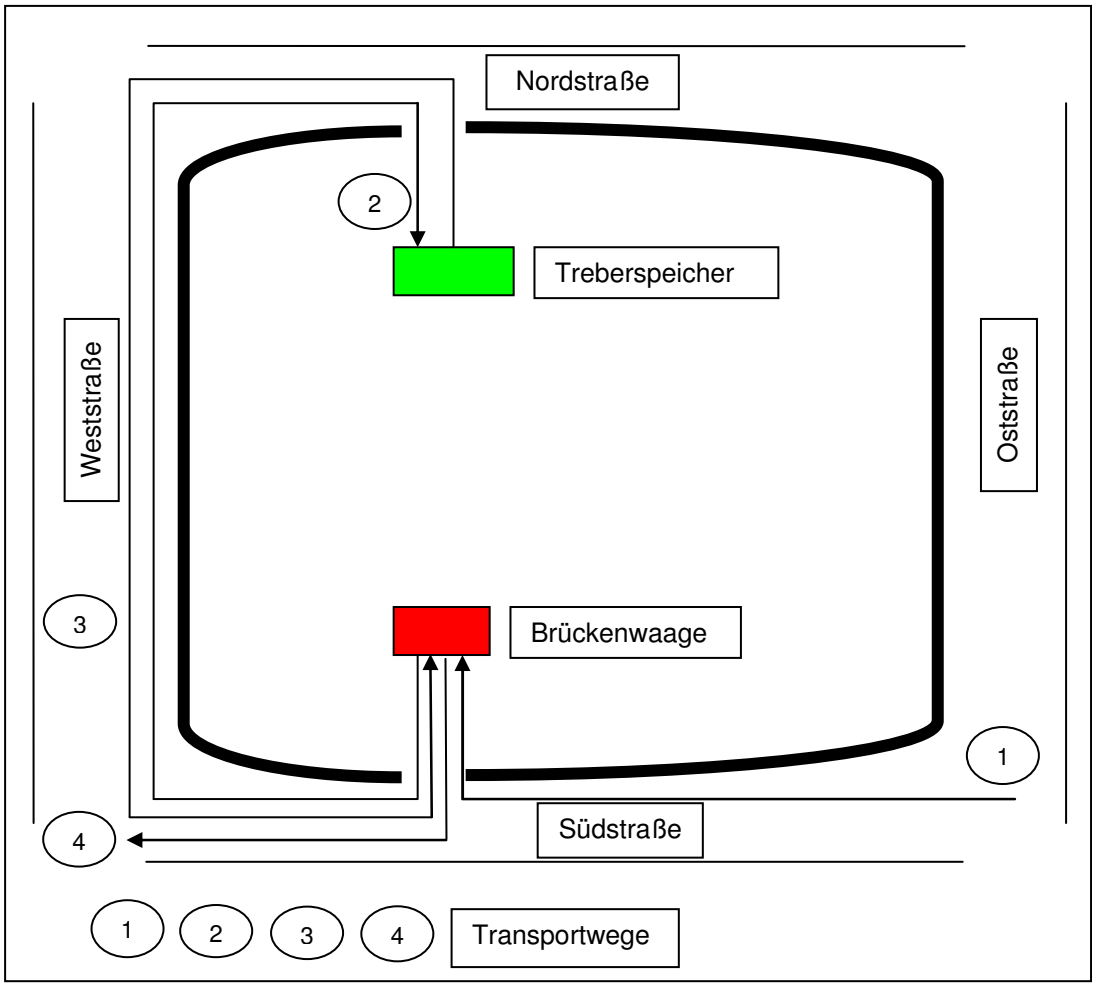

Abbildung 30: Logistiksystem der Treberabholung der Brauerei #4

6.3.1 Allgemeine Verwertungsmöglichkeiten von Treber

Ein wichtiger Grund für die energetische Verwendung bzw. Verwertung von Biertrebern sind die stetig wachsenden Energie- und Transportpreise der letzten Jahre. Die Prognosen im Energiesektor zeigen, dass diese Tendenz auch für die kommenden Jahre anhalten wird.

Aufgrund der stofflichen Zusammensetzung sind Biertreber grundsätzlich für die Kompostierung geeignet. Wegen langer Verweilzeiten und erheblicher Emissionsprobleme ist die Kompostierung jedoch nicht sinnvoll. Die Verwertung von Biertrebern als Futtermittel ist derzeit noch weitgehend gesichert. Dieser Verwertungsweg wird aufgrund neuer Futtermittelverordnungen, der Konkurrenz zu hochwertigen anderen Futtermitteln oder abnehmender Tierbestände in Zukunft jedoch eingeschränkt oder überhaupt nicht mehr möglich sein.

Die stoffliche Verwertung von Trebern in der Baustoff- oder Backwarenindustrie ist ebenfalls möglich. Eine weitere stoffliche Verwertungsmöglichkeit von Biertrebern stellt das Verfahren der Treberfraktionierung dar. Hierbei werden die Fraktionen Fasern (Spelzen), Proteine und Flüssigkeit voneinander getrennt und einzeln verwertet. Die Wirtschaftlichkeit soll neben der

Bereitstellung von thermischer Energie bei der Verbrennung der Fasern auch durch den Verkauf von Treberprotein erreicht werden. Die Marktpreise dafür orientieren sich jedoch an jenen von Sojamehl, welches auf dem Weltmarkt kostengünstig zur Verfügung steht. Die höheren Erzeugungskosten für Treberprotein können damit jedoch nicht abgedeckt werden (HERFELLNER ET AL. 2006).

Die Entsorgung bzw. stoffliche Verwertung organischer Reststoffe stellt für Brauereien aufgrund der hohen Entsorgungskosten bzw. der Schwankungen an möglichen Absatzmärkten ein zunehmendes Problem dar. Steigende Transport- und Energiekosten sowie der hohe Energiegehalt der organischen Brauereiabfälle lassen energetische Verwertungsmöglichkeiten von Brauereireststoffen daher immer interessanter werden (HERFELLNER ET AL. 2006).

Als eine weitere Variante der „Verwertung von Nasstrebern“ kann das innovative Projekt NO-WASTE-BREWERY der Firma Ziemann genannt werden (ZIEMANN 2007). Der anfallende Prozessschlamm und der Nasstreber werden entwässert und der Feststoff-trocknung zugeführt. Die Nasstreber werden auf einer Siebbandpresse in Presswasser und Feststoff getrennt. Hiezu gibt es von der Firma „Flottweg AG - Separation Technologie“ eine Bandpresse, die für die Entwässerung von Biertrebern geeignet ist. Die erwähnte Band-presse ist in der Lage, bis zu 52% der gesamten Verarbeitungsmenge in Form von Wasser abzutrennen.

Aus den entwässerten Trebern wird in einer Wirbelschichttrocknungsanlage bis auf einen Restwassergehalt von 10% – 20% weiteres Wasser entfernt. Die getrockneten Feststoffe werden in einem Wirbelschichtkessel verbrannt. Die gewonnene Energie kann direkt zur Prozessdampferzeugung eingesetzt werden. Es ist auch möglich, dass der erzeugte Dampf (Frischdampf) mittels Gegendruckturbine (Kraft-Wärme-Kopplung) für die Erzeugung von Strom und Prozessdampf verwendet wird. Die graphische Darstellung der Treberverwertung nach ZIEMANN (2007) ist in Abbildung 31 dargestellt.

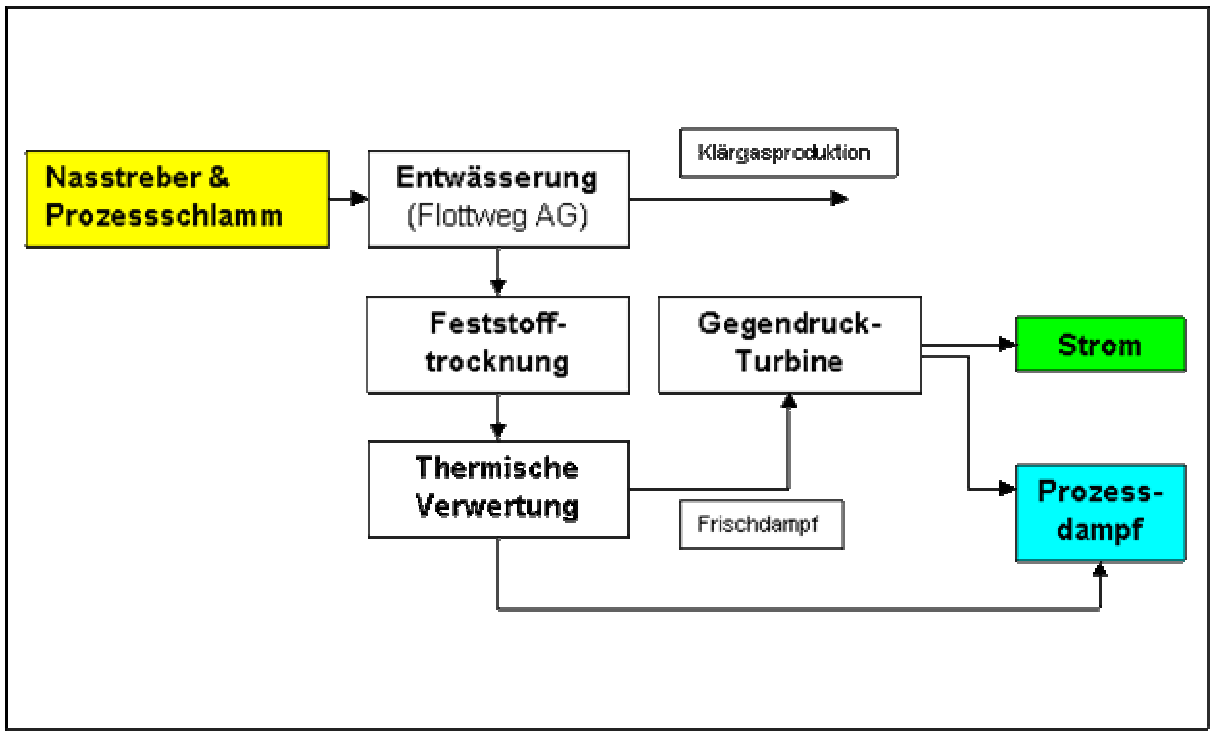

Abbildung 31: Treberverwertung nach Ziemann (eigene Darstellung; Quelle: ZIEMANN 2007)

Die thermische Verwertung von Biertrebern erweist sich auf Grund des noch vorhandenen Wassers nach der Trocknung als problematisch. Das Wasser verdampft in der Feuerung und verringert dadurch den Heizwert. Aufgrund des vorhandenen Wassers fällt auch sehr viel Asche an (HERFELLNER ET AL. 2006).

Die weltweit erste Anlage zur thermischen Verwertung von Biertrebern wurde 2002 von der Brauerei Göss in Leoben, Steiermark, in Betrieb genommen. Diese ist für eine Leistung von 2 bis 3 t/h Nasstreber ausgelegt. Dies entspricht einer Sattdampfleistung von ca. 2 – 3 MW bei einem Betriebsdruck von 8 bar (BRAU UNION 2007d).

6.3.2 Praxisbeispiele der Treberverwertung zu Biogas

Die Recherche zeigte, dass in Mitteleuropa keine Biogasanlage existiert, in welcher Biertreber zu 100% für die Biogasproduktion verwendet werden (JÄGER 2007, PUCHAS 2007, BOCHMANN 2008a). Lediglich das Wissenschaftszentrum Weihenstephan verfügt über eine Versuchsbiogasanlage für Biertreber, in welcher jedoch hauptsächlich an der Verkürzung der Verweilzeiten der Treber geforscht wird (BOCHMANN 2008a). Denn bei der anaeroben Fermentation von Biertrebern erweist sich die schwer abbaubare Substanz Lignozellulose als problematisch. Das wiederum bedeutet höhere Investitionskosten durch längere Verweilzeiten und geringere Abbaugrade der Biertreber (HERFELLNER ET AL. 2006). Die Biogasanlagen, welche sich bei der Privatbrauerei Erdinger Weißbräu bzw. der Paulaner Brauerei GmbH & Co KG befinden, werden nur zur Abwasserbehandlung verwendet.

Der Substratpreis für Biertreber beträgt in Deutschland derzeit ca. 35 €/t und ist nur bei einer sommerlichen Überproduktion, der Bierherstellung, von ca. 10% für die Biogasproduktion von theoretischem Interesse. Ansonst sind die Abgabemöglichkeiten in der Landwirtschaft lukrativer (BOCHMANN 2008a).

Biogasanlage der ESG Kräuter GmbH

Die Biogasanlage der ESG Kräuter GmbH dient in erster Linie der Entsorgung der enormen Mengen an Pflanzenstielen, die bei der Produktion von getrockneten Küchenkräutern wie Petersilie, Dill oder Blattsellerie als Reststoffe anfallen. Es werden auch andere Reststoffe aus der Lebensmittelindustrie eingesetzt sowie Molkereireste, Pülpe, Kartoffelabfälle und eben Biertreber. Der Kräuterproduzent hat über 4 Mio. € in die Biogasanlage investiert. Je nach Zusammensetzung der Bioreststoffe liefert die Anlage bei einem täglichen Gärgutdurchsatz von 60 bis 90 m^3 einen Gasertrag von bis zu 6.000 m^3. Das Gärgut wird in vier Silos mit einer Aufnahmekapazität von insgesamt 7.200 t gelagert. Einer der Silos (1.800 t) ist alleine den Biertrebern vorbehalten (BRAUEREI FORUM 2006).

In der Biogasanlage werden wöchentlich rund 75 t Biertreber, 160 t Kartoffelreststoffe und 75 t Gelatinereste sowie andere Reste aus der Nahrungsmittelproduktion durchgesetzt. Unter Zugabe von Siliermitteln wird etwa die Hälfte der gelieferten Biertreber siliert, um gegen Schimmelbildung vorzugehen und sie haltbarer zu machen. Die andere Treberhälfte wird sofort in der Biogasanlage verwertet (BRAUEREI FORUM 2006).

Der Gasertrag von einer Tonne Biertreber beträgt etwa zwischen 100 und 130 m^3 Biogas. Das täglich entstehende Biogas wird in zwei Blockheizkraftwerken mit einer elektrischen Leistung von jeweils 337 kW und einer thermischen Leistung von jeweils 460 kW verwertet. Dadurch wird der Strombedarf von rund 900 Haushalten gedeckt und die Abwärme der Gasmotoren wird zur Trocknung der Küchenkräuter verwendet. Durch die Verwertung des Biogases zur Erzeugung von Wärme für die Kräutertrocknung werden jährlich ca. 900.000 Liter Heizöl eingespart. Der erzeugte Wirtschaftsdünger, der aus dem Restsubstrat am Ende des Gärprozesses produziert wird, ersetzt rund 300 t des handelsüblichen Stickstoffdüngers (ESG KÜCHENKRÄUTER 2008). Der aktuelle Anteil an eingesetzten Biertrebern als Gärgut in der Biogasanlage beträgt zwischen 10% und 15% des gesamten eingesetzten Gärgutes (SEITZ 2008).

6.3.3 Praxisbeispiele von Biogasanlagen im bebauten Gebiet

Hierbei steht an erster Stelle die Frage, wie viel Platz benötigt eine Biogasanlage ungefähr? Nach SCHULER (2007) benötigt eine Biogasanlage mit einer Leistung von 350 kW_{el} rund 5.000 m^2 Platz. Das Areal im Rahmen dieser Untersuchung betrachteten Brauerei umfasst ein Gelände von rund 45.000 m^2. Die Vorteile von Biogasanlagen innerhalb von bebautem Gebiet sind die geringen Entfernungen zu – soweit vorhanden – Erdgasleitungen sowie Nah- und Fernwärmenetzen. Diesen Vorteilen steht jedoch der „Nachteil Anrainer“ gegenüber. Im

Folgenden werden nun Biogasanlagen beschrieben, welche sich in bebautem Gebiet befinden.

Biogasanlage Fürntratt KEG

Die Biogasanlage Fürntratt in Feldbach, Steiermark, wurde im Jahr 1999 in Betrieb genommen. Die Investitionskosten für die Errichtung der Anlage betrugen ca. 430.000,- €. Diese Biogasanlage erzeugt etwa 700.000 kWh elektrische und doppelt so viel thermische Energie pro Jahr aus etwa 1.600 m^3 (Schweine- und Hühner-)Gülle und 700 m^3 Kosubstraten (z.B. Bioabfall). Die Abwärme aus der Stromerzeugung wird in ein Nahwärmenetz eingespeist, über welches überwiegend die Gemeindegebäude (Gemeindeamt, Mehrzweckzentrum, Dorfhaus mit Kindergarten) der Gemeinde Auersbach mit Wärme versorgt werden (ENERGIEBERICHT 2001).

Abbildung 32: Biogasanlage Fürntratt KEG (ENERGIEBERICHT 2001)

Biogasanlage Spradau

Die Biogasanlage Spradau in Niedersachsen, Deutschland, war von 1982 bis 2002, also rund 20 Jahre in Betrieb. Die Biogasanlage und die Brennerei, aus welcher täglich 50 m^3 Brennereischlempe bezogen wurden, lagen mitten im Dorf Twistringen-Heiligenloh. In der Anlage wurden täglich mehr als 1.500 m^3 Biogas aus Kartoffelschlempe gewonnen und in einem BHKW energetisch genutzt. Die gute Anlagenleistung führte dazu, dass der Substratrest in einer offenen Lagune lagerbar war (INNOVAS 2008).

Biogasanlage der Genossenschaftsbrennerei Altheim

Das Betriebsgelände der Biogasanlage der Genossenschaftsbrennerei Altheim befindet sich unmittelbar am Ortsrand der Gemeinde Altheim bei Landshut, Bayern. Die eingesetzten Substrate der Biogasanlage sind in folgender Tabelle 54 aufgelistet.

Tabelle 54: Substrate der Biogasanlage Altheim

eingesetzte Substrate	jährliche Menge
Kartoffelschlempe	3.800 m^3
Pülpe aus Stärkeproduktion	400 t
Grasschnitt und Gemüsereste	200 t
Schweinegülle	5.000 m^3

Etwa zwei Drittel des Fermenters dieser Biogasanlage sind im Erdreich versenkt. Der Überstand ist mit Holz verkleidet. Der Fermenter ist ein von der Firma Innovas weiterentwickeltes, zweistufiges Hochleistungssystem. Damit werden hohe Abbauleistungen erreicht, die es erlauben, auch bei dieser Anlage den Substratrest in einer offenen Lagune direkt neben der Brennerei zu lagern. Die Biogasausbeute liegt bei über 1.000 m³/d und damit bei über 300.000 m³/a. Daraus werden jährlich rund 600.000 kWh_{el} und rund 1 MWh_{th} gewonnen. Der Strombedarf der Brennerei wird damit zu 100% gedeckt, der Überschussstrom wird in das örtliche Netz eingespeist (INNOVAS 2008).

Biogasanlage SV Energieerzeugung GmbH

In Taufkirchen bei München, Bayern, versorgt eine Biogasanlage gemeinsam mit einer Holzhackschnitzelheizung eine Wohnanlage mit 28 Wohnungen und zwei Gewerbeeinheiten mit regenerativer Energie. Aufgrund eines zusätzlichen Erdgasanschlusses ist die Versorgungssicherheit gegeben. Als Substrat wird hauptsächlich Rindergülle eingesetzt. Weiters werden Kartoffelschlempe, Grasschnitt und Gemüsereste verwertet. Die Biogasausbeute beträgt bis zu 450 m³/d bzw. rund 146.000 m³/a. Mehr als die Hälfte des Biogases wird direkt im Warmwasserkessel verfeuert und trägt zur Wohnraumheizung speziell in der Übergangszeit bei. Mit nicht abgenommener Wärme werden Holzhackschnitzel oder Getreide getrocknet. Durch den Einsatz eines zweistufigen Hochleistungsfermenters und eines Biofilters werden Geruchsemissionen vermieden und die Anlage konnte unmittelbar neben dem Wohngebäude errichtet werden (INNOVAS 2008).

Biogasanlage Heiligenkreuz am Waasen

In Heiligenkreuz am Waasen, Steiermark, wurde im Jahr 2002 die Bioenergie Heiligenkreuz am Waasen GmbH mit 511 kWh_{el} und ca. 600 kWh_{th} errichtet. Als Substrat wurden rund 6.000 m^3 Schweinegülle, ca. 1.000 t Ganzkörnermais, Glycerin aus der Biodieselerzeugung, Fußmehl von Bäckereien, Speisereste, Flotate und Fruchtsaftabfall verwendet. Die Kosten für diese Biogasanlage betrugen rund 2,5 Mio. € (LEA 2008). Diese nach dem Speicher-Durchflussprinzip betriebene Anlage versorgte rund 36 Abnehmer mit Wärme – darunter Einfamilienhäuser, das Pflegeheim und mehrere Geschäfte. Diese nach dem Gewerberecht genehmigte Anlage wurde, nachdem sie neuerlich nach dem Abfallwirtschaftsgesetz (AWG) hätte genehmigt werden sollen, im August 2007 stillgelegt, da die Auflagen gemäß AWG

nicht erfüllt werden konnten. Der nächste Anrainer zu dieser Biogasanlage war – quasi „über die Straße“ – nur etwa 30 – 35 m entfernt. Detailliertere Informationen hiezu konnten leider nicht erhoben werden (FRÖHLICH 2008).

Abbildung 33: Biogasanlage Heiligenkreuz am Waasen (GEMEINDESERVER STEIERMARK 2008)

Biogasanlage Wien

Die Biogasanlage der „Biogas Wien“, welche sich im Umweltzentrum Wien Simmering befindet (Abbildung 34), wurde nach dem Abfallwirtschaftsgesetz (AWG 2002) genehmigt. In diesem Verfahren wurden alle relevanten Rechtsmaterien behandelt. Am Standort der „Biogas Wien“ wird nur Fernwärme erzeugt und in das vor Ort bestehende Fernwärmenetz eingespeist (KAISER 2007).

Abbildung 34: Umweltzentrum Simmering – Biogas Wien (Webservice der Stadt Wien 2008)

Biogasanlage Paulaner Brauerei

Die Brauerei Paulaner befindet sich nahe dem Münchner Stadtzentrum in Bayern. Die Planung der Biogasanlage zur Aufbereitung des Brauereiabwassers (siehe Abbildung 35) musste sich deshalb an einigen strikten Auflagen, wie z.B. dem geringen Platzangebot, orientieren. Die anaerobe Abwasseraufbereitungsanlage produziert jährlich rund 850.000 m³ Biogas, das im Kesselhaus eingesetzt wird (PAQUES 2008, RIS MÜNCHEN 2002).

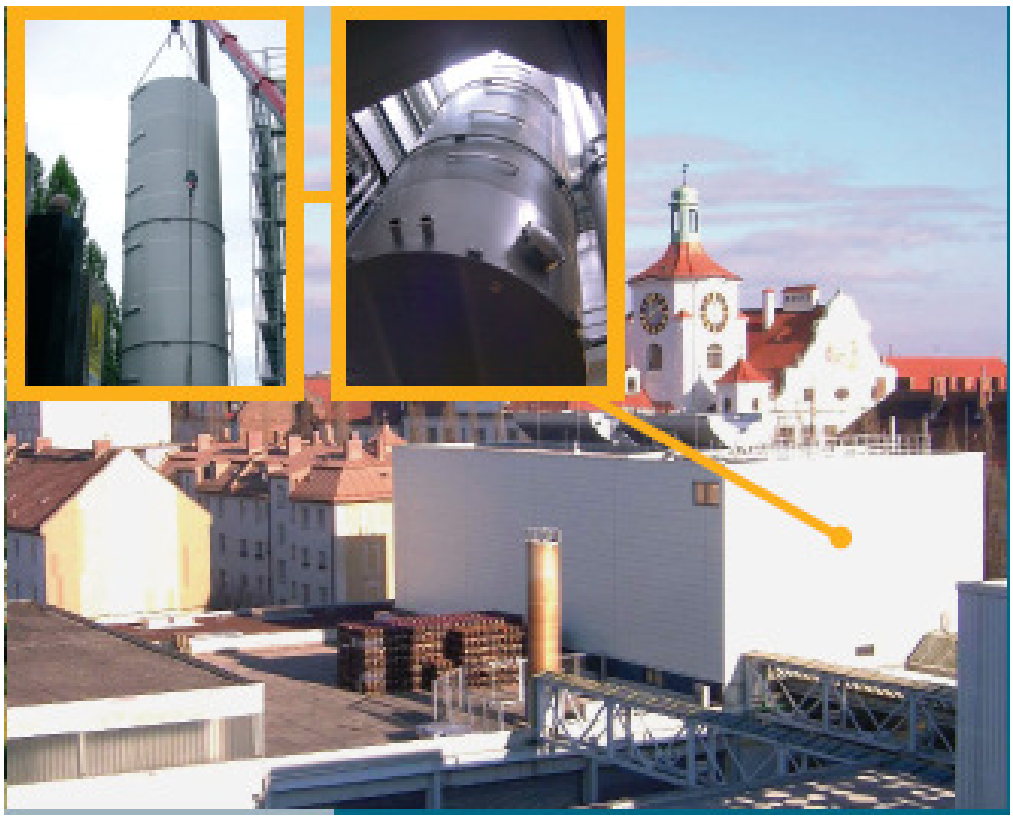

Abbildung 35: Biogasanlage der Brauerei Paulaner in München (PAQUES 2008)

Biogasanlage Tierpark München

Im Münchner Tierpark Hellabrunn wird seit April 2007 eine Biogasanlage mit Futterresten und Dung betrieben. Die Anlage ist die erste Biogasanlage in der Stadt München. Mit den 2.000 t/a an Substraten produziert die Anlage jährlich rund 150.000 m³ Biogas. Die jährliche Stromproduktion beträgt rund 240 MWh und wird in das öffentliche Netz eingespeist. Die produzierte Wärme von rund 230 MWh wird im zooeigenen Nahwärmenetz auf dem Gelände des Tierparks genutzt.

Alle Komponenten der Anlage (Biogasspeicher, Fermenter etc.) sind in einem gemeinsamen Gebäude untergebracht, dessen Flachdach zum Teil begrünt wurde. Zur Entnahme und Befüllung der Fermenter erfolgt die Belüftung über spezielle Biofilter, damit keine Gerüche an die Umgebung abgegeben werden (BIOENERGIE 2007, STADTWERKE MÜNCHEN GMBH 2008).

6.3.4 Genehmigungen für Biogasanlagen

Die Genehmigung für eine Biogasanlage ist standortspezifisch unterschiedlich. Es ist aber auf jeden Fall der Stand der Technik nach BMWA (2003) einzuhalten, egal ob sich diese Biogasanlage auf der „grünen Wiese“ oder in bebautem Gebiet befindet. Je nach Biogasanlage müssen daher standortspezifische Auflagen erfüllt werden (SCIRI 2007). Diese erforderlichen Genehmigungsunterlagen sind in Anhang 14.13 aufgelistet. Weitere mögliche zu berücksichtigende Fachbereiche im Genehmigungsverfahren sind: Bautechnik, Brandschutz, Maschinenbau und Elektrotechnik, Explosions-, Grundwasser-, Lärm- und Gewässerschutz, Luftreinhaltung, Abfallwirtschaft und Hygiene (BMWA 2003). Weitere Rechtsmaterien, welche betroffen sein könnten, sind: Gas-, Gewerbe- und Energierecht. Biogasanlagen mit einer Kapazität von über 20.000 t/a unterliegen auch dem Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz (UVP-G) (PUCHAS, RESCH 2003). Die Wahrscheinlichkeit, eine Genehmigung für eine Biogasanlage in bebautem Gebiet zu erhalten, ist darum eher als gering einzustufen. Im Gegensatz dazu ist aber eine Genehmigung in einem Gewerbe- bzw. Industriepark sehr gut möglich (PORSCHE 2008).

6.3.5 Conclusio für eine Biogasanlage für Biertreber in bebautem Gebiet

Gegen die Errichtung und den Betrieb einer Biogasanlage, welche nur Biertreber für die energetische Nutzung verwenden soll, spricht in erster Linie das Problem der langen Verweilzeiten von Biertrebern im Fermenter. Ebenso wird auf die schwierige (abfallrechtlichen) Genehmigung einer Biogasanlage im innerstädtischen Bereich, z.B. aufgrund von Geruchs- bzw. Lärmemissionen, verwiesen. Die aktuelle Verwertung der Biertreber beim betrachteten Standort – Verkauf an in- bzw. ausländische Logistikunternehmen – stellt daher derzeit die beste Nutzungsvariante dar. Abschließend muss auf die derzeit prekäre wirtschaftliche Situation (fast) aller Biogasanlagenbetreiber hingewiesen werden. Unter den derzeitigen Bedingungen muss vom Bau und dem Betrieb einer Biogasanlage für die energetische Nutzung von Biertrebern im innerstädtischen Bereich abgeraten werden.

6.4 Brauerei #5

6.4.1 Einleitung

Der dritte Standort, welcher im Rahmen dieser Studie erhoben werden konnte, ist eine weitere Brauerei (BRAUEREI #5) im Ortsgebiet. An diesem Standort fallen jährlich rund 15.000 t an biogenen Abfällen bzw. Wertstoffen an, die sich wie folgt gliedern:

- **Biertreber:** Ca. 15.000 t/a mit einem TS-Gehalt von 20 %. Diese werden an die Landwirtschaft als Tierfutter verkauft.
- **Althefe:** Ca. 100 t/a mit einem TS-Gehalt von ca. 5 - 10 %. Diese wird ebenfalls als Tierfutter verkauft.

- **Abwasser:** ca. 300.000 m³/a. Dieses Abwasser wird in einer betriebseigenen Vorreinigungsanlage, mit einer Reinigungswirkung von rund 95 %, gereinigt. Dabei entstehen ca. 330.000 Nm³ Biogas, welches im Betrieb verfeuert (Biogasbrenner) und thermisch genutzt wird.
- **Altetiketten und Kartonagen:** Diese können energetisch in der Verbrennung genutzt werden, bzw. zum Teil auch in einem Biogasprozess mitvergoren werden.

Die Treber und die Althefe könnten alternativ zur Biogasproduktion herangezogen werden. Damit könnte der Zukauf von Wärme und Strom reduziert werden.

Die Brauerei wurde für diese Studie ausgewählt, weil sie aus verschiedenen Gesichtspunkten sehr interessant ist:

- Im gesamten Betrieb einer Brauerei fallen große Mengen energiereicher biogener Reststoffe an.
- Die energetische Verwertung der biogenen Endprodukte ist noch nicht zufriedenstellend geklärt. Es ist hierbei noch ein Forschungsbedarf gegeben (v.a. bei Treber).
- Brauereibetriebe haben einen hohen Energiebedarf für Wärme und Strom.
- Es gibt eine erhebliche Anzahl an Brauereien. D.h. die Ergebnisse sind auf eine größere Anzahl von Betrieben zu übertragen, da die Frage-/Problemstellungen sehr ähnlich sind.

6.4.2 Energiepotentiale von biogenen Restprodukten aus Brauereien

In Brauereien fallen verschiedene Fraktionen organischer Abfälle an. Biertreber stellen mengenmäßig mit ca. 75 % der Gesamtmasse den interessantesten Reststoff dar. Im Brauprozess fallen weiters Hefe und Abwasser an. Weitere Reststoffe sind Kartonagen und Altetiketten, die ebenfalls energetisch genutzt werden können. Für die energetische Verwertung dieser Reststoffe stehen prinzipiell zwei unterschiedliche Verfahren zur Verfügung:

- **Verbrennung:** Erzeugung von Wärme und Dampf
- **Anaerobe Vergärung:** Das dabei entstehende Biogas kann in Wärme und Strom umgewandelt werden.

Treber aus dem Brauprozess

Treber machen, wie erwähnt, mit ca. 75 % den Hauptanteil an organischen Reststoffen von Brauereibetrieben aus. Im Brauprozess fallen je Hektoliter Bier ca. 20 kg Nasstreber mit einem Wassergehalt von 75 - 80 % an (FRISCH 2005). Der Bruttoenergiegehalt von Biertreber beträgt rund 21 MJ/kg organischer Trockensubstanz (oTS) (HERFELLNER ET AL. 2006). Damit ist der Energiegehalt der Trockensubstanz relativ hoch und im Bereich der Braunkohle.

Praxisbeispiele für die Verbrennung bzw. anaerobe Vergärung von Biertreber sind im Standortkonzept Brauerei #4 (Kapitel 6.3) beschrieben. Die Recherche ergab auch, dass derzeit keine Biogasanlagen in Betrieb sind, welche zu 100 % mit Biertreber betrieben werden.

Biertreber werden zurzeit in Versuchsanlagen (Weihenstephan) oder in Co-Fermentation in landwirtschaftlichen Anlagen genutzt. Dies ist in erster Linie darauf zurückzuführen, dass die Fermentation der Biertreber in Standard-Biogasprozessen nur zu unzureichenden Abbaugraden an organischer Substanz und sehr langen Verweilzeiten führte. Im Treber ist die schwer abbaubare Lignozellulose enthalten. Lignozellulose ist ein Verbund aus mikrobiologisch abbaubarer Zellulose und Hemicellulose, und dem nicht fermentierbaren Lignin.

Biogas- und Energieausbeute aus Biertreber

Aus der in Biertreber enthaltenen Gesamtenergiemenge (Heizwert) können rund 21 MJ/kg oTS gewonnen werden. Mit derzeitigen Verfahren ist bei der anaeroben Fermentation von Biertreber eine Gasausbeute von ca. 0,37 - 0,39 Nm³ Biogas, je kg oTS, zu erzielen. Der Methangehalt im Biogas entspricht hierbei ca. 65 %. Damit beträgt der Heizwert von Biogas aus Biertreber ca. 6,5 kWh/Nm³.

Der erzielbare Abbaugrad der organischen Substanz liegt derzeit bei knapp 50 %. Die Energieausbeute aus dem Biogasprozess beträgt ca. 9,5 MJ/kg oTS (MÖLLER, BEHMEL, SCHARF 1992). Der spezifische Energieverbrauch in Brauereien beträgt im Branchendurchschnitt rund 238 MJ/hl Verkaufsbier. Die Brauerei Wieselburg hatte im Jahr 2006 einen spezifischen Energieverbrauch von etwa 127 MJ/hl Bier, und erreichte unter 158 untersuchten Brauereien den 2. Platz im Hinblick auf die Energieeffizienz, und damit auch den Titel „best performing brewery“. Der Energieverbrauch verteilt sich auf ca. 25 % für Strom und 75 % für Wärme. Im Beispiel Wieselburg beträgt der Anteil für Strom ca. 48 %, Wärme ca. 52 %. Im Durchschnitt lässt sich damit aus Treber ca. 35 - 40 % des Energieverbrauchs in Brauereien decken (BRAUINDUSTRIE 10/2005, BRAU UNION 2007c).

Im Vergleich dazu liegt die Energieausbeute aus Biertreber bei der Verbrennung bei ca. 10 MJ/kg nasser Treber, bei einem Wassergehalt von 42 %. Der Wassergehalt von 42 % wird beim Abpressen der Nasstreber auf der Siebbandpresse erreicht (BRAUINDUSTRIE 10/2005). D.h. durch den hohen Wassergehalt geht sehr viel Energie durch das Rauchgas verloren. Analog zu Holz-Biomasseheizwerken kann die Energie aus dem Rauchgas über Economizer oder Rauchgaskondensationsanlagen zurückgewonnen, und dabei der Wirkungsgrad der Verbrennungsanlage signifikant erhöht werden. Der Stromaufwand für die Siebbandpresse und der Verbrennungsanlage muss bei der Gesamtenergiebilanz berücksichtigt werden.

Durch den niedrigen Abbaugrad von Biertreber von knapp 50 % in der anaeroben Fermentation und den großen verfügbaren Trebermengen, kann grundsätzlichen von hohen, bisher ungenutzten Energiepotentialen ausgegangen werden. Daher ist es das Ziel, durch

Vorbehandlung der Treber höhere Abbaugrade und geringere Verweilzeiten in Biogasanlagen zu erreichen. Seit den 90er-Jahren wurden verschiedene, langjährige Forschungsprojekte zur Vorbehandlung der Treber entwickelt, um die Verweilzeit zu verkürzen und die Abbaugrade zu erhöhen. Dabei wurden folgende Aufschluss- und Vorbehandlungsmethoden untersucht (MÖLLER, BEHMEL, SCHARF 1992):

- mechanische Vorbehandlung (Zerkleinerung),
- chemische Vorbehandlung und
- enzymatische Vorbehandlung.

Mechanische Vorbehandlung

Durch die mechanische Vorbehandlung konnte eine Feststoffreduktion nach der Hydrolyse von bis zu 82 % erreicht werden. Problematisch wird allerdings die Energiebilanz des Gesamtprozesses. Der Energieertrag steigt zwar an, allerdings steigt der Energieaufwand überproportional mit dem Feinheitsgrad bei der Vermahlung in z.B. einer Kugelmühle an. Weiters führte das Feinmaterial zu einem erhöhten technischen Aufwand in der nachgeschalteten Fest-Flüssigtrennung. Als Kennzahl für den Energieaufwand für die Zerkleinerung im industriellen Maßstab werden 0,43 kWh/kg Trebertrockensubstanz angegeben (MÖLLER, BEHMEL, SCHARF 1992). Wird das erzeugte Biogas in einem Blockheizkraftwerk verstromt, müssen 35 - 40% der gewonnenen elektrischen Energie wieder dem Zerkleinerungsprozess zugeführt werden. Weiters steigt der Aufwand in der Investition stark an. Derzeit sind auf der TU München weitere Forschungen und Versuche im Laufen, allerdings sind gegenüber den Arbeiten von Möller keine nennenswerten Verbesserungen hinsichtlich der Energieeffizienz bekannt. Daher wird die mechanische Zerkleinerung als ökologisch und ökonomisch nicht sinnvoll erachtet (MÖLLER, BEHMEL, SCHARF 1992).

Chemische Vorbehandlung

Die alkalische Vorbehandlung mit einer KOH/NaOH - Lauge im Molverhältnis 1:1 verbessert die Extraktion von Hemicellulosen aus dem Lignozelluloseverbund. Dies führt allerdings zur Denaturierung von Protein. Dieses wird wiederum dadurch schlechter mikrobiell verwertbar. Durch erhöhte Salzfrachten kann es zu Hemmungen im Fermentationsprozess kommen. Ergebnis dieser Versuche war, dass keine Verkürzung der Verweilzeiten erreicht werden konnte, da sich die positiven und negativen Effekte kompensieren (MÖLLER 1992).

Zusätzlich ist ein großer apparativer Aufwand für den Aufbau erforderlich. Für die Chemikalien, die alkalische Behandlung und die nachfolgende Neutralisation fallen ebenso hohe Kosten an. Die Chemikalien wirken sich zusätzlich negativ auf den Fermentationsprozess aus.

Thermische Vorbehandlung

Thermisch sind drei unterschiedliche Vorbehandlungen möglich und bekannt und wurden schon im Kapitel 5 (Fermentationsrückständer) näher erläutert. Diese sind:

- **Dampfexplosion (steam explosion)**
  Mechanische Aufspaltung des Substrates. Das Substrat wird mit Hilfe von Dampf auf Druck und Temperatur gebracht. Bei der anschließenden Entspannung „explodiert" das Substrat und wird für Mikroorganismen leichter abbaubar.

- **Hitzebehandlung**
  Bei der Hitzebehandlung werden chemische Verbindungen thermisch aufgespalten, z.B. durch Mikrowellenbehandlung.

- **Einfacher thermischer Aufschluss:** Dabei werden die Treber in einem Druckkessel auf ca. 150 - 220° C erhitzt und ca. 30 min auf dieser Temperatur gehalten. Dadurch erhöht sich die Gasausbeute, der Abbau der organischen Substanz geht schneller vor sich, dies führt zu kürzeren Verweilzeiten. Die Fermenter können daher kleiner ausgeführt werden. Detaillierte Daten liegen bisher noch nicht vor. In diesem Bereich sind weitere Untersuchungen zu empfehlen (BOCHMANN 2008b).

Enzymatische Vorbehandlung

Durch den Einsatz von Enzymen in der Vergärung von Biertreber wird erwartet, dass die Abbaurate und die Abbaugeschwindigkeit gesteigert werden. Begonnen wurde die enzymatische Vorbehandlung von Treber durch die Zugabe von Zellulasen[18]. Die Produktion von Fettsäuren und damit in der Folge von Biogas konnte damit nicht gesteigert werden (BEHMEL 1992; MÖLLER 1992)

Eine Rahmen einer Kooperation der TU München Weihenstephan mit der bioreakt-GmbH wurde ein Multi-Enzym-Komplex entwickelt. Dieser Enzym-Komplex wurde speziell auf Biertreber maßgeschneidert und ist in der Lage, den Hydrolyseschritt von cellulosehaltigen Substanzen zu beschleunigen. Durch diese Enzyme wird in der Hydrolysephase die Fettsäurekonzentration gesteigert, diese führt in der Folge zu einem höheren Biogasertrag. Weiters konnte in Laborversuchen die Gaszusammensetzung signifikant verbessert werden. Die folgende Tabelle 55 zeigt die Ergebnisse der Gaszusammensetzung mit und ohne Enzymeinsatz:

Tabelle 55: Veränderung der Gaszusammensetzung durch Enzymeinsatz (PESTA 2006)

	CH_4 [%]	CO_2 [%]	H_2 [ppm]	H_2S [ppm]
ohne Enzymeinsatz	66,7	33,3	23	478
mit Enzymeinsatz	73,4	26,6	55	183

[18] Zellulasen sind Enzyme, die in der Lage sind, Zellulose zu β-Glucose abzubauen.

Damit konnte PESTA (2006) im Labor nachweisen, dass spezielle Mischenzyme geeignet sind, eine Steigerung der Gasausbeute bei der anaeroben Fermentation von Biertreber zu erzielen. Zusätzlich erhöhten sich auch die Abbaurate, sowie die Biogasqualität. Speziell in der Hydrolysephase konnte die Abbaurate um rund 30 % gesteigert werden. Die Gasausbeute konnte im Labor um ca. 10 % erhöht werden. Als nächster Schritt ist die Validierung dieser Ergebnisse in einer Versuchsanlage im großtechnischen Maßstab geplant.

Abwässer und Hefe

Abwasser aus Brauereien stellt mengenmäßig einen großen Anteil an zu „entsorgenden" Abfällen dar. Je hl Verkaufsbier entstehen ca. 350 - 800 l Abwasser (HERFELLNER ET AL. 2006). Das Abwasser setzt sich zusammen aus Waschprozessen, Spülwässer, Schwemmresten und Bierresten. Ebenso sind auch Hefen usw. im Abwasser enthalten. Die organische Belastung des Abwassers wird durch den chemischen Sauerstoffbedarf (CSB-Wert) ausgedrückt. Dieser unterliegt je nach Brauereien gewissen Schwankungen, in der Literatur wird ein CSB-Wert von ca. 2 g/l Abwasser angegeben (PESTA 2004).

Zur (Vor-)Reinigung des Abwassers sind in den Brauereien in der Regel eigene Reinigungsanlagen installiert, die das Wasser vor der Einleitung in das Kanalsystem bzw. den Vorfluter reinigen und die organische Substanz im Wasser abbauen. Dabei wird die organische Substanz in Biogas umgesetzt, welches wieder in der Energieversorgung eingesetzt wird. In kleineren Brauereien wird teilweise auch mit kommunalen oder Verbandskläranlagen kooperiert. Das bedeutet, dass das Wasser ohne Aufbereitung in die Kanalisation eingeleitet und der Abbau der organischen Substanz in der Kläranlage durchgeführt wird. Der Energieertrag steht auch dort als Nutzen zur Verfügung. Der Vorteil für kleinere Brauereinen liegt darin, dass die Investition für die Wasseraufbereitungsanlage damit entfällt.

Im Brauprozess fallen je Hektoliter Bier ca. 2,4 kg Geläger und Überschusshefe als Abfall an (PESTA 2004). Die Hefe wird entweder als Futtermittel in der Landwirtschaft oder zur Herstellung von Vitaminpräparaten verwendet, sowie auch als Grundstoff in der Nahrungsmittelindustrie. Teilweise wird sie als Bier-Hefe-Gemisch über die Kläranlage gemeinsam mit dem Abwasser entsorgt. Da sich die Hefe im Abwasser befindet, ist es sehr einfach dieses Abwasser in einer Biogasanlage zu nutzen, das Wasser zu reinigen und daraus Energie zu gewinnen. Die Hefe selbst ist im Biogasprozess sehr gut abbaubar und liefert das gewünschte Biogas.

Biogas- und Energieerträge aus Abwasser und Hefe

Für die Brauhefe selbst konnten in der Literatur keine Angaben zu Biogas- bzw. Energieerträgen gefunden werden. Bei Hefe und Abwasser ist das Biogaspotential sehr stark vom CSB-Wert abhängig. Diese Parameter sind von Brauerei zu Brauerei unterschiedlich und abhängig von der jeweils verwendeten Technologie im Prozess. Die Substrate lassen sich anhand der CSB oder BSB_5-Werte[19] in Biogaserträge umrechnen. Die Biogasausbeute beträgt nach PESTA (2004) zwischen 0,45 - 0,75 m^3/BSB_5 (abgebaut) sowie zwischen ca. 0,3 - 0,5 m^3/CSB (abgebaut).

Als Beispiel für eine österreichische Brauerei kann angeführt werden, dass rund 1 m^3 Abwasser eine Biogasmenge von ca. 1,1 Nm^3, mit einem Methangehalt von ca. 60 %, liefert. Im Hinblick auf eine detaillierte Planung für eine Biogasanlage bei einer Brauerei wird empfohlen, das Abwasser und die gegebenenfalls getrennt erfasste Hefe im Labor zu analysieren und das tatsächliche Biogas- und Energiepotential zu ermitteln.

Am Beispiel eines Pilotstandortes wurde der Energieertrag aus Abwasser und Hefe im Verhältnis zum Energieertrag aus Biertreber über den Biogasprozess ermittelt. In diesem Beispiel beträgt das Biogas- und Energiepotential aus dem Abwasser ca. 15 % der Erträge aus dem Treber. Damit steht ein grober Richtwert für erste Überlegungen zur Verfügung.

6.4.3 Zusammenfassung der biogenen Reststoffe aus dem Brauprozess

Neben den dominierenden Anteilen von Treber und Hefe an den biogenen Reststoffen aus dem Brauprozess finden sich noch weitere kleinere Mengen aus dem Filtrationsprozessen, wie z.B. Kieselgurschlamm. Aus dem Sudprozess stammt der Heißtrub, der aus ausgefallenen Proteinen und/oder Eiweißstoffen besteht, die beim Würzekochen ausfallen und darauf schwimmen. Ebenso der Kühltrub, der beim Abkühlen ausgeflockte Würze enthält. Daneben fallen Kartonagen aus der Verpackung und alte Etiketten an. Die Mengenanteile der verschiedenen biogenen Reststoffe sind in der folgenden Abbildung 36 grafisch dargestellt. Leicht ersichtlich ist der dominierende Anteil an Treber, gefolgt von Geläger- und Überschusshefe.

[19] BSB_5 gibt den biologischen Sauerstoffbedarf in 5 Tagen an.

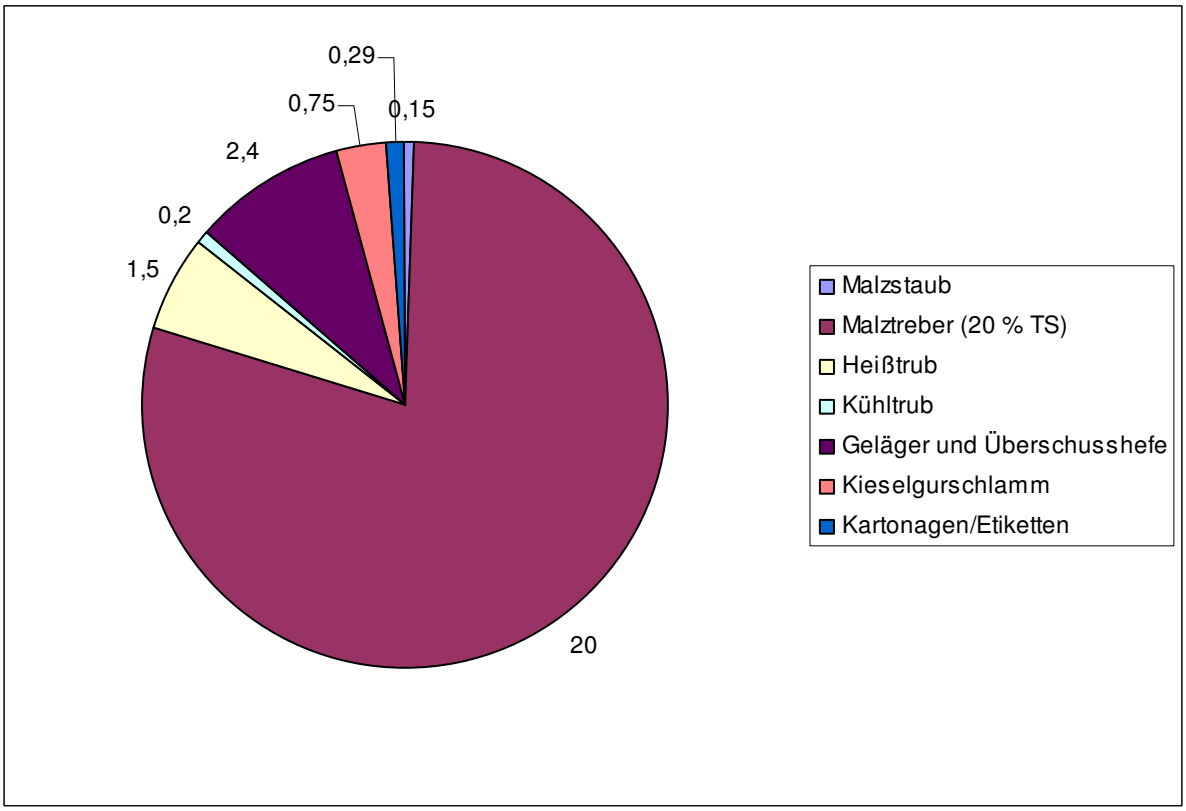

Abbildung 36: Biogene Reststoffe aus dem Brauprozess [kg/hl Verkaufsbier] (eigene Darstellung, Daten: PESTA 2004)

6.4.4 Energieertragspotential und Biogasertrag aus biogenen Abfallstoffen für die Brauerei #5

Die anfallenden biogenen Reststoffe und Abfälle der Brauerei #5 sind in Kapitel 6.4.1 dargestellt (BRAUEREI #5, 2008). Diese können prinzipiell für die Energiegewinnung verwendet werden. Dies sind: ca. 15.000 t/a Biertreber mit einem TS-Gehalt von 20 % und einem oTS-Gehalt von rund 96 %. Sie werden an die Landwirtschaft als Tierfutter verkauft. Ebenso können rund 10.000 hl/a Althefe und ca. 300.000 m³/a Abwasser zur Energieproduktion herangezogen werden.

Aus den ca. 15.000 t/a Biertreber ergibt sich eine organische Trockensubstanz von ca. 2.880 t/a. Mit Hilfe der in Kapitel 6.4.2 erarbeiteten Faktoren lassen sich aus diesen genannten Substratmengen durch die anaerobe Fermentation die in Tabelle 56 angeführten Energieerträge gewinnen. Aus dem Bruttoenergiegehalt der Treber gehen bei der anaeroben Fermentation ca. 45 % der Energie in Biogas über. Dieses Biogas wird in der Berechnung über ein BKHW verstromt. Der elektrische Wirkungsgrad beträgt rund 39 %, der thermische Wirkungsgrad beträgt ca. 42 % der im Biogas enthaltenen Energie. Interessant für den Betrieb ist jedoch nur der Netto-Energieertrag, das heißt, die Energiemenge, die abzüglich der Energie für die Fermentation und Substrataufbereitung zur Verfügung steht.

Tabelle 56: Biogas und Energieertrag aus den verfügbaren Treber (eigene Berechungen)

	[kWh/kg oTS]		[MWh/a]
Brutto-Energiegehalt der Treber	**5,83**	**100%**	**16.917**
Umsetzung zu Biogas	2,64	45,2%	**7.653**
spez. Energiebedarf Fermentation und Zerkleinerung	0,43	0,0%	1.247
Stromertrag BHKW (eta=39%)	1,03	17,6%	2.985
Stromertrag netto (abzügl. Ferm. + Zerkleinerung)	**0,60**	**10,3%**	**1.738**
Wärmeertrag aus BHKW (eta=42%)	**1,11**	**19,0%**	**3.214**

Erdgassubstitution aus Treber

Wird das Biogas direkt über einen Biogasbrenner verfeuert und zur Wärme- und Dampfproduktion eingesetzt, so können rund 7.653 MWh/a an Erdgas substituiert werden. Allerdings müssen in diesem Fall ca. 1.247 MWh/a an elektrischer Energie für die Fermentation in der Biogasanlage und der Zerkleinerung der Treber zusätzlich aufgewendet werden. Es können daher ca. 45 % der Energie aus den Treber genutzt werden.

Polygeneration aus Treber

Bei der Verstromung des Biogases wird der für den Prozess notwendige Energieaufwand gleich von der erzeugten Strommenge abgezogen. An Netto-Stromertrag stehen damit ca. 1.738 MWh/a zur Verfügung. Diese Strommenge verringert entsprechend den Fremdstrombezug. Weiters stehen im Betrieb in etwa 3.214 MWh/a an Wärme zur Verfügung. Diese Menge verringert ebenso den Fremdbezug an Erdgas bzw. Wärme. Dadurch können ca. 10 % der im Treber enthaltenen Energie in Form von Strom und ca. 19 % können in Form von Wärme genutzt werden. Zur Verstromung der aus dem Treber vorhandenen Biogasmenge ist unter der Annahme von 7.500 Vollbetriebsstunden für das BHKW eine Leistung von 400 kW elektrisch erforderlich.

Es werden jährlich ca. 10.000 hl Althefe als Tierfutter verkauft. Der TS-Gehalt dieser Althefe beträgt ca. 5 - 10 %. Das bedeutet, dass der Trockensubstanzgehalt ca. 5 - 10 t jährlich beträgt. Damit ist diese Menge im Vergleich zu den rund 2.880 t Treber keine für den Biogasertrag relevante Größe. Die erzielbare Energiemenge liegt damit im Bereich der Berechnungsungenauigkeiten der Treber. Betreffend der Hefe liegen jedoch keine Analysen vor. Infolge der geringen Relevanz wird auf die detaillierte Untersuchungen und die Berechung des Biogaspotentials verzichtet. Diese Menge kann problemlos in einer zu errichtenden Biogasanlage mitverwertet werden.

Die jährliche Abwassermenge beträgt rund 300.000 m³. Dieses Abwasser wird in einer betriebseigenen Vorreinigungsanlage, mit einer Reinigungswirkung von 95 %, gereinigt. Dabei entstehen ca. 330.000 Nm³ Biogas, welches im Betrieb verfeuert (Biogasbrenner) und thermisch zur Dampferzeugung genutzt wird (BRAUEREI #5, 2008). Der Methangehalt des Biogases entspricht ca. 60 %, mit einem Heizwert von 6 kWh/m³ ergibt sich eine Jahresenergiemenge von ca. 1.980 MWh.

Dieses Biogas kann gemeinsam mit der Biogasmenge aus dem Treber verstromt werden. Mit den oben angenommen Parametern für den elektrischen Wirkungsgrad (39 %) errechnet sich ein Stromertrag von rund 772 kWh/a. Abzüglich der Prozessenergie von ca. 5 % ergibt sich damit ein Netto-Stromertrag von etwa 734 MWh/a. Über den thermischen Wirkungsgrad (42 %) ergibt sich eine Wärmemenge von ca. 832 kWh/a. Das ergibt eine zusätzliche elektrische Leistung von 100 kW_{el}, damit erhöht sich die elektrische Leistung des BHKW von 400 auf 500 kW elektrisch.

Altetiketten und Kartonagen

Diese können energetisch in der Verbrennung genutzt werden, bzw. zum Teil auch im Biogasprozess mitvergoren werden. Die anfallenden Mengen wurden im Pilotbetrieb nicht erhoben. Literaturangaben zufolge beträgt die Menge ca. 0,29 kg/hl Verkaufsbier (PESTA 2004), damit macht die Menge ca. 1,5 % der Trebermenge aus. Daher spielen die Mengen in dieser Studie keine signifikante Rolle.

Zusammenfassung der Energiemengen aus der anaeroben Fermentation von Treber, Hefe und Abwasser

In der folgenden Tabelle 57 ist der Energieertrag des gewinnbaren Biogases, sowie die über den Biogasprozess erzielbaren Netto[20]-Strom- und Wärmemengen dargestellt. Von der im Biogas enthaltenen Energie von 9.633 MWh/a stehen, abzüglich des Strombedarfs für die Biogasanlage, 2.471 MWh zur Verfügung, zusätzlich 4.046 MWh/a an Wärme. Diese Energiemengen stehen in der Folge für die Verwertung im Betrieb zur Verfügung. Dabei kann das Biogas direkt in einem Blockheizkraftwerk verstromt und für die Wärmeproduktion eingesetzt werden.

[20] Nettoertrag bedeutet, dass die für die Biogasanlage und Substrataufbereitung erforderliche Energie bereits abgezogen ist.

Tabelle 57: Zusammenfassung der Energieerträge aus den biogenen Rohstoffen durch anaerobe Fermentation am Pilotstandort

	Treber [MWh/a]	Abwasser und Hefe [MWh/a]	Summe [MWh/a]
Energie im Biogas	7.653	1.980	9.633
Strom - netto	1.738	734	2.471
Wärme - netto	3.214	832	4.046

Erdgassubstitution aus den biogenen Fraktionen

Wird das Biogas direkt über einen Biogasbrenner verfeuert und zur Wärme und Dampfproduktion eingesetzt, so können ca. 9.633 MWh/a an Erdgas substituiert werden. Allerdings müssen in diesem Fall ca. 1.286 MWh/a an elektrischer Energie für die Fermentation in der Biogasanlage und der Zerkleinerung der Treber zusätzlich aufgewendet werden.

Polygeneration aus den biogenen Fraktionen

Bei der Verstromung des Biogases wird der für den Prozess notwendige Energieaufwand gleich von der erzeugten Strommenge abgezogen. An Netto-Stromertrag stehen in etwa 2.471 MWh/a zur Verfügung. Diese Strommenge kann im Zukauf für den Betrieb verringert werden. Weiters stehen im Betrieb ca. 4.046 MWh/a an Wärme zur Verfügung. Diese Menge verringert ebenso den Fremdbezug an Erdgas bzw. Wärme. Zur Verstromung der vorhandenen Biogasmenge ist unter der Annahme von 7.500 Vollbetriebsstunden für das BHKW eine Leistung von 500 kW_{el} erforderlich. Ein BHKW mit einer elektrischen Leistung von 500 kW erreicht einen elektrischen Wirkungsgrad von 39 % (GE-JENBACHER 2006).

6.4.5 Energieverbrauch der Brauerei #5

Der jährliche Stromverbrauch in der Brauerei #5 beträgt 6.355 MWh, das sind knapp 28 % des Gesamtenergieverbrauches der Brauerei.

Der gesamte Wärmeverbrauch beträgt in etwa 16.725 MWh jährlich (Tabelle 58). Fernwärme wird hierbei für die Bereiche Raumheizung und Prozesswasser eingesetzt. Für die Dampferzeugung wird Erdgas und Biogas aus der Abwasserreinigung verwendet. Dieser Wärmeverbrauch lässt sich nun in folgende Energieträger aufgliedern (BRAUEREI #5, 2008):

Tabelle 58: Wärmeverbrauch der Brauerei #5

	[MWh]
Fernwärme	7.200
Erdgas	7.850
Biogas	1.675
Wärmeverbrauch gesamt	**16.725**

In dieser Analyse werden nur die von außen zugekauften Energieströme betrachtet, da nur diese substituiert werden können. Einzige Ausnahme bildet das Biogas, dieses wird bereits aus dem Abwasser gewonnen. Interne kaskadische Abwärmenutzungen bzw. Rückgewinnungen werden hierbei nicht betrachtet, da es nur um die Substitution von Fremdenergie geht.

6.4.6 Substitution von Erdgas und zugekaufter Energie

Erdgassubstitution

Aus den vorhandenen Rohstoffen kann, wie oben erläutert, der Erdgasbezug in der Höhe von rund 7.850 MWh zu 100% substituiert werden. Zusätzlich können ca. 108 MWh oder 1,5 % des jährlichen Fernwärmebezuges ersetzt werden. Damit kann das Biogas in etwa 57,5 % der gesamten Wärme für die Brauerei liefern. Bezogen auf den Gesamtenergieeinsatz beträgt somit der Anteil 36 %.

Die CO_2-Einsparung durch die Erdgassubstitution beträgt jährlich ca. 1.570 t. Damit kann die Substitution fossiler Energie auch einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz leisten. Negativ fällt dafür der zusätzliche jährliche Stromaufwand von etwa 1.286 MWh ins Gewicht. Dieser Strombedarf verursacht zusätzliche CO_2-Emissionen von ca. 579 t pro Jahr. Für den Strombezug wurde hierbei der europäische Strommix UCTE[21] verwendet, der Faktor beträgt 0,45 t/MWh (SIMADER 2006). Die CO_2-Einsparung durch die Erdgassubstitution muss daher durch das CO_2 aus dem zusätzlichen Strombedarf korrigiert werden, damit ergibt sich eine jährlich reale Einsparung an CO_2 von 991 t.

Polygeneration

Technologisch aufwendiger, im Gegensatz zur direkten Verbrennung, ist die Verstromung des Biogases in einem BHKW. Dieses besteht aus einem Gasmotor in welchem das Biogas energetisch genutzt wird. Das Biogas treibt wiederum über den Motor einen Generator an

[21] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity.

und produziert elektrischen Strom. Die im Motor und im Motorabgas anfallende Wärme kann über Wärmetauscher ausgekoppelt und in der Wärmeversorgung genutzt werden. Dabei kann Heißwasser produziert werden. Dampferzeugung, wie bei der direkten Verbrennung, ist in diesem Fall über das BHKW nicht möglich. Die Wärme kann aber zur Vorwärmung des Prozesswassers genutzt werden. Die Dampferzeugung kann wiederum dem nachgeschaltet werden.

Für die detaillierte Planung eines Polygeneration-Konzeptes muss der Wärmebedarf in der Brauerei im Detail untersucht werden. Die Bereiche Heißwasser und Prozessdampf sind hinsichtlich der Wärmemengen getrennt zu erfassen. Für diese Studie liegen keine detaillierten Daten vor. Es wird davon ausgegangen, dass der Wärmeanteil aus dem BHKW für den Prozesswasserbedarf verwendet werden kann. Mit der Abwärme aus dem BHKW können somit ca. 30 % des Erdgasbezuges substituiert und aus dem Biogas bereitgestellt werden. Das sind in etwa 2.370 MWh. Inklusive dem Biogas aus dem Abwasser können rund 24 % des gesamten Wärmebedarfes der Brauerei bereitgestellt werden.

Im Vordergrund steht bei der Polygeneration in diesem Fall die elektrische Energie. Diese soll bei der Erzeugung maximiert werden. Mit den oben angeführten Faktoren errechnet sich eine jährliche Stromausbeute von ca. 2.471 MWh. Damit können rund 39 % des Fremdstrombezuges substituiert werden. Bezogen auf den Gesamtenergiebedarf für die Brauerei bedeutet das einen Anteil an ca. 28 %, der über Biogas aus den eigenen Rohstoffen bereitgestellt werden kann.

Die CO_2-Einsparung durch die Polygeneration setzt sich aus dem substituierten Erdgas und dem selbst erzeugten Strom zusammen. Der Emissionsfaktor für Erdgas wurde, wie oben erwähnt, mit 0,2 t/MWh angesetzt. Für den vermiedenen Strombezug wurde der UCTE-Mix mit 0,46 t/MWh (2006) verwendet. Damit errechnet sich eine jährliche CO_2-Einsparung von 1.586 t.

Fazit: Vergleich Erdgassubstitution und Polygeneration

Bei der direkten Verbrennung des Biogases können ca. 36 % der gesamten in der Brauerei verwendeten Energie aus den eigenen Rohstoffen über die energetische Nutzung des Biogases bereitgestellt werden. Bei der Polygeneration sinkt dieser Anteil auf etwa 28 %. Bei der Polygeneration wird zwar ein wesentlich geringerer Anteil an Wärme substituiert, positiv ist hingegen die Gewinnung von elektrischer Energie, welche auch dessen Zukauf mindert. Bei der Erdgassubstitution hingegen erhöht sich der Strombezug um 1.286 MWh für den Fermentationsprozess und die Treberaufbereitung. Diese Energiemenge ist bei der Polygeneration bereits abgezogen.

Aus dieser Situation heraus ergibt sich, dass die Polygeneration im Bezug auf die Reduktion der CO_2-Emissionen wesentlich günstiger ist. Es werden ca. 1.570 t CO_2/a eingespart. Bei der Erdgassubstitution hingegen liegt die CO_2-Reduktion bei etwa 991 t, da sich die zusätzlich benötigte Strommenge negativ auf die CO_2-Bilanz auswirkt.

Die Wirtschaftlichkeit der beiden Varianten wäre noch im Detail zu untersuchen. Die jährliche Einsparung an Energiekosten kann auf ca. 400.000 € abgeschätzt werden. Eine detaillierte Berechnung wurde jedoch nicht durchgeführt, da für den Betrieb keine exakten Energietarife vorlagen. Investitionsseitig ist die Polygeneration um die Kosten des BHKW teurer. Für die Stromverwendung gibt es zwei Varianten: Entweder den Verkauf nach dem Ökostromgesetz oder die direkte Verwendung im Betrieb. Die Entscheidung ist tarifabhängig. Wird mit dem Verkauf des Ökostromes ein besserer Preis erzielt, als der zugekaufte Strom kostet, so wird er verkauft, ansonsten wird der Zukauf durch die Eigenerzeugung minimiert.

In Tabelle 59 sind die obigen Aussagen zusammengefasst. Darin ist der derzeitige Energieverbrauch der Brauerei #5 dargestellt. Im Vergleich dazu sind die Einsparungen für die zugekaufte Energie bei theoretischer Erdgassubstitution sowie Polygeneration angeführt. Zusätzlich sind theoretische Reduktionen von CO_2 angegeben. Als Emissionsfaktor für Erdgas wurde 0,2 t/MWh verwendet (ERDGAS OBERÖSTERREICH 2006). Der zusätzliche Strombedarf bei der Erdgassubstitution resultiert aus dem Strombedarf für die Biogasanlage sowie für die Substrataufbereitung. Vergleicht man die Einsparung an zugekaufter Gesamtenergie, dann ist die Erdgassubstitution günstiger als die Polygeneration. Umgekehrt verhält es sich beim Vergleich der eingesparten CO_2-Emission. Diese ist bei der Polygeneration höher.

Tabelle 59: Theoretischen Einsparungen von Erdgassubstitution und Polygeneration der Brauerei #5

		Einsparung durch			
	IST-Energie-verbrauch	Erdgassubstitution		Polygeneration	
	[MWh/a]	[MWh/a]	CO_2 [t/a]	[MWh/a]	CO_2 [t/a]
Wärme gesamt	**16.750**	**9.633**		**4.046**	
Fernwärme	7.200	108			
Erdgas	7.850	7.850	1.507	2.371	474
Biogas	1.675	1.675		1.675	
Strom gesamt	**6.355**			**2.471**	1.112
zusätzlicher Strombedarf		-1.286	-579		
Gesamtenergie	**23.105**	**8.347**	**991**	**6.517**	**1.586**

6.4.7 Schlussfolgerungen für die Brauerei #5

Am Standort der Brauerei #5 konnte im Rahmen dieser Studie aufgezeigt werden, dass der Gesamtenergiebedarf bei Polygeneration zu ca. 28 %, und bei Erdgassubstitution zu rund 36 % gedeckt werden könnte. Im Durchschnitt lässt sich aus dem Treber ca. 35 - 40 % des Gesamtenergiebedarfs der Brauereien abdecken (BRAUINDUSTRIE 10/2005). Diese Anteile sind mit dem derzeitigen Stand der Biogas- und Aufbereitungstechnologie zu erreichen,

wobei der Eigenenergiebedarf bereits eingerechnet ist. Im Bezug auf die CO_2-Reduktion ist das Polygenerationkonzept günstiger.

Bei der Polygeneration wird zwar ein wesentlich geringerer Anteil an Wärme substituiert, positiv ist hingegen die Gewinnung von elektrischer Energie, wodurch der Fremdstrom verringert werden kann. Bei der Erdgassubstitution hingegen erhöht sich der Strombezug um ca. 1.286 MWh für den Fermentationsprozess und die Treberaufbereitung. Diese Energiemenge ist bei der Polygeneration bereits abgezogen.

Aus dieser Situation heraus ergibt sich, dass die Polygeneration im Bezug auf die Reduktion der CO_2-Emissionen wesentlich günstiger ist. Denn es werden ca. 1.586 t CO_2/a eingespart. Bei der Erdgassubstitution hingegen liegt die CO_2-Reduktion bei etwa 991 t, da sich die zusätzlich benötigte Strommenge negativ auswirkt.

6.4.8 Allgemeine Schlussfolgerungen für Brauereien

Die in den Brauereien verfügbaren organischen Reststoffpotentiale aus Treber, Hefe und Abwässer sind prinzipiell anaerob vergärbar. Daraus lässt sich Biogas mit einem Methangehalt von ca. 60 - 65 % und einem Heizwert von etwa 6 - 6,5 kWh/m³ gewinnen. Besonders die Hefen und belasteten Abwässer lassen sich gut vergären. Dies wird zur Klärung der Abwässer vor der Einleitung in das Kanalsystem bereits von vielen Brauereien durchgeführt.

Besonderer Bedeutung kommt dem Biertreber zu. Er besitzt mit ca. 75 % mengenmäßig den größten Anteil der biogenen Abfallstoffe. Im Biertreber enthalten ist auch eine große Energiemenge von 21 MJ/kg oTS. Der Abbaugrad der organischen Substanz liegt bei ca. 50 %. Bei der Vergärung können derzeit nur ca. 45 % der darin enthaltenen Energiemenge in Biogas umgewandelt werden (MÖLLER, BEHMEL, SCHARF 1992). Verschiedene Aufschlussverfahren zur Verbesserung der Gasausbeute werden in Forschungsprojekten bearbeitet. Mechanische Verfahren sind jedoch sehr energieintensiv, wodurch sich die Gesamteffizienz verschlechtert.

Durch den Abbaugrad der organischen Substanz von ca. 50 % steht ein großes, energetisch nicht genutztes Potential zur Verfügung. Daher kommt der Verbesserung der Aufschlusstechnologie in Zukunft eine wesentliche Rolle zu. Besonders im Bereich „einfacher thermischer Aufschlussverfahren“ sind Verbesserungen zu erwarten. Beim einfachen thermischen Aufschluss werden die Treber in einem Druckkessel auf ca. 150 - 220 °C erhitzt und ca. 30 min auf dieser Temperatur gehalten. Der daraus resultierende schnellere Abbau der organischen Substanz, und dadurch bedingt höhere Gasausbeute, führen letztendlich zu kürzeren Verweilzeiten und ermöglichen kleinere Fermenter. Da in diesem Bereich jedoch noch detaillierte Daten fehlen, sind weitere systematische Untersuchungen zu empfehlen.

7 Innovative Gasverwertung

Rohbiogas besteht überwiegend aus Methan und Kohlendioxid. Im Rahmen dieses Arbeitspakets soll geklärt werden, ob eine nicht-energetische, also stoffliche Verwertung des Methans bzw. des Kohlendioxids möglich und ökonomisch attraktiv ist. Grundsätzlich gibt es stoffliche oder energetische Biogasverwertungen. Als stoffliche Verwertung kommt vor allem die Verwertung von Methan inklusive aller daraus herstellbaren Produkte sowie CO_2 in Betracht. Zusätzlich wurde die Herstellung von Wasserstoff und Methanol aus Biogas untersucht. Als energetische Verwertungsmöglichkeiten werden Gaswärmepumpen und die Verwendung von Biogas als Treibstoff beschrieben.

7.1 Stoffliche Verwertung

7.1.1 Kohlendioxid (CO_2)

CO_2 wird unter anderem als Zusatz für verschiedene Getränke (Mineralwasser), aber auch als Dünger in Gewächshäusern eingesetzt. Pflanzen benötigen CO_2 als Grundsubstanz für die Photosynthese. Besonders im Winter entsteht bei geschlossener Lüftung durch den photosynthetischen Verbrauch eine Reduktion des CO_2-Gehalts in Gewächshäusern, der sich negativ auf das Pflanzenwachstum auswirkt. Das Kohlenstoffdioxid wird entweder direkt als reines Gas (relativ teuer) oder als Verbrennungsprodukt aus Propan oder Erdgas eingebracht (Kopplung von Düngung und Heizung). Die mögliche Ertragsteigerung ist abhängig von der Stärke des CO_2-Mangels und dem Lichtangebot für die Pflanzen.

Bereits der CO_2-Gehalt der Außenluft liegt mit durchschnittlich ca. 340 vpm deutlich unter dem für Pflanzen optimalen Bereich von 600 bis 1.200 vpm (siehe Tabelle 60). Im Gewächshaus kann die CO_2-Konzentration aufgrund der Betonierung von Gewächshausflächen, der Umstellung auf synthetische bzw. biologisch inaktive Substrate und aufgrund des verringerten Luftwechsels infolge von Wärmedämmung erheblich unter die Werte für die Umgebungsluft fallen. Nachgewiesene quantitative Effekte einer CO_2-Düngung liegen bei 20 - 30% Mehrertrag (FOWLER 2005).

Kohlenstoffdioxid wird auch in der Aquaristik als Dünger für Wasserpflanzen eingesetzt (CO_2-Diffusor). In Aquarien und Fischteichen ist häufig zu wenig CO_2 im Wasser gelöst, weil das Leitungswasser zu alkalisch ist oder viele Pflanzen zu viel CO_2 verbrauchen. Hier hilft die CO_2-Düngung: Das CO_2 wird in gasförmigem Zustand in das Wasser eingeleitet, wo es in der Regel durch eine Spirale an die Oberfläche läuft und sich im Wasser löst. Dadurch steigt die Sättigung des Wassers mit CO_2. Da Kohlensäure im Wasser entsteht und dissoziiert, sinkt der pH-Wert des Wassers.

Tabelle 60: Empfohlene CO_2-Konzentrationen im Pflanzenbau (FOWLER 2005)

pflanzenbaulich anzustrebende CO_2-Konzentration im Zierpflanzenbau		pflanzenbaulich anzustrebende CO_2-Konzentration im Gemüseanbau	
Topfpflanzen	600 - 900 vpm	Gurke	1.000 - 2.000 vpm
Beetpflanzen	600 - 800 vpm	Tomate	1.000 - 2.000 vpm
Edelnelke (Jungpflanzen)	300 - 1.000 vpm	Kohlrabi	ca. 1.000 vpm
Rosen	750 - 1.000 vpm	Salat	ca. 1.000 vpm
Chrysanthemen	700 - 1.000 vpm	Paprika	bis 1.000 vpm
Sommerblumen	500 - 800 vpm		
Hortensien	800 vpm		

Auch die zunehmende technische Algenproduktion (siehe Abbildung 37) für die Pharma- und Kosmetikindustrie ist ein ähnlicher Anwendungsbereich. Dabei wird CO_2 direkt in den Wasserkreislauf eingebracht und gelöst und dient ebenso als Dünger für das Algenwachstum. Das untenstehende Bild zeigt ein Beispiel für eine Algenproduktionsanlage, die in ein aufgelassenes Gewächshaus eingebaut wurde.

Abbildung 37: Produktion von Algen, Kreis Meiningen, Thüringen (BÄRNTHALER 2007b)

Üblicherweise wird CO_2 durch Verbrennen von Koks mit überschüssiger Luft oder als Nebenprodukt beim Kalkbrennen (rund 530 Mio. t/a) und anschließender Reinigung (z. B. Binden an Kaliumcarbonat zu Hydrogencarbonat und anschließendes Freisetzen durch Erhitzen) gewonnen. Auch natürliche Gasquellen (Sprudel) werden zur Gewinnung genutzt. Für den Einsatz bzw. die Verwendung von CO_2 aus Biogasanlagen käme die Nutzung des Abgases von Blockheizkraftwerken in Frage. Das Abgas der Gasmotoren besteht im Wesentlichen aus Stickstoff (N_2), Stickoxiden (NO_x), Sauerstoff (0_2), Kohlendioxid (CO_2) und Wasserdampf (H_2O). Je nach Betriebsweise (Gas/Luftverhältnis) ergibt dies eine CO_2-Konzentration von

etwa 6 Vol.%. Dieses Kohlendioxid kann nun für die CO_2-Düngung der Gewächshäuser nutzbar gemacht werden, indem das gesamte Abgas in Gewächshäuser eingeleitet wird. Das Biogas kann somit dreifach genutzt werden, in Form von elektrischer Energie, thermischer Energie und CO_2-Düngung. Insgesamt wird in derartigen Anlagen die eingebrachte Energie bis zu 95% genutzt. Dieser enorm hohe Ausnutzungsgrad ist ein hervorragender Beitrag zur Ressourcenschonung unter Berücksichtigung von ökonomischen und ökologischen Aspekten (FUSION 1999).

Bei Biogasanlagen mit Methananreicherung fällt bei der Aufbereitung CO_2 als Nebenprodukt an. Dieses CO_2 kann ebenso wie oben beschrieben direkt verwendet werden.

7.1.2 Methan (CH_4)

Methan (auch Sumpfgas und Methylwasserstoff genannt) ist ein farbloses und geruchloses Gas. Nach Kohlenstoffdioxid ist es das bedeutendste von Natur und Mensch freigesetzte Treibhausgas, wobei es 20- bis 30-mal wirkungsvoller ist, allerdings in kleineren Mengen in der Atmosphäre vorkommt. Dort reagiert es mit Sauerstoff zu Kohlenstoffdioxid und Wasser. Dieser Prozess ist allerdings langsam, die Halbwertszeit wird auf 14 Jahre geschätzt. Methan wird als Heizgas verwendet und dient als Ausgangspunkt für viele andere organische Verbindungen. Methan ist Ausgangsprodukt für verschiedene chemische Prozesse, unter anderem für die Herstellung von Wasserstoff, Methanol, Ethin, Blausäure uvm.

Methanol

Der folgende Abschnitt über die Methanolgewinnung aus Biogas entstammt im Wesentlichen der Studie „Methanolgewinnung aus Biogas“ von Mittelbach 2005. Methanol ist der kurzkettigste einwertige Alkohol, der aufgrund seiner Giftigkeit vorwiegend in der Industrie als Lösungsmittel eingesetzt wird, beispielsweise auch in der Biodieselerzeugung oder direkt als Treibstoffzusatz bzw. als Treibstoff in Einspritzmotoren oder Brennstoffzellen. Methanol kann großtechnisch aus Rohstoffen wie CO_2/H_2O oder CO/H_2 hergestellt werden. Zumeist geschieht das großtechnisch aus Ergas-Reformat durch Niederdruckverfahren bei einem Druck bis 100 bar und einer Temperatur von 250 °C.

Als Ausgangsprodukt für die Herstellung von Biomethanol kommt zunächst Biogas mit einem Methangehalt von ca. 60% in Frage. Für die Umwandlung von Biogas zu Methanol kommen drei Verfahren in Frage:

1. Direkte Oxidation von Methan:

Diese Methode erscheint am wirtschaftlichsten, ist technisch jedoch nur schwer umzusetzen und befindet sich noch im Versuchsstadium.

2. Mikrobakterielle Oxidation von Methan:

Für diese Verfahren werden einige Patente beschrieben, Pilotumsetzungen sind aber bisher nicht bekannt.

3. Reformierung des Biogases:

Die Herstellung von Methanol aus Erdgas über die Zwischenstufe des Synthesegases in Großanlagen mit Kapazitäten von weit über 100.000 Tonnen im Jahr ist Stand der Technik. Diese Verfahrensvariante besteht aus zwei Reaktionsstufen. Eine aufwendige Steuerung der Verfahrensbedingungen und eine Rückführung von nicht umgesetztem Material sind dabei zwingend notwendig, um hohe Ausbeuten zu erzielen.

Für die Methanolgewinnung aus Biogas beschreibt Mittelbach folgendes Verfahren: Das Biogas wird zunächst von Verunreinigungen wie Schwefelwasserstoff vollständig gereinigt. Das methanreiche Gas wird durch Dampfreformierung in Synthesegas umgewandelt. Danach erfolgt die Methansynthese. Das CO/H_2-Verhältnis ist für eine vollständige Umwandlung nicht ideal, doch kann das Restgas nach Kondensation des Methanols einem Gasmotor zugeführt werden. Die erforderlichen Verfahrensschritte sind bekannt, ein solches Verfahren wurde in einer Versuchsanlage des Zentrums für Sonnenenergie und Wasserstoffforschung in Baden-Württemberg erprobt.

Wasserstoff

Eine Methode zur Herstellung von Wasserstoff in der Industrie ist die partielle Oxidation. Hierbei reagiert meistens Erdgas mit Sauerstoff unter Bildung von H_2 und Kohlenmonoxid. Bei der partiellen Oxidation wird ein unterstöchiometrisches Brennstoff-Luft-Gemisch in einem Reformer teilweise verbrannt und es entsteht ein wasserstoffreiches Synthesegas, welches z.B. in der Brennstoffzelle weiterverwendet werden kann.

Unterschieden wird zwischen „Thermisch Partieller Oxidation (TPOX)“ und „Katalytisch Partieller Oxidation (CPOX)“. Bei TPOX laufen diese Reaktionen, abhängig von der Luftzahl, bei 1.200 °C und mehr ab. Bei CPOX liegt die benötigte Temperatur durch den Einsatz eines katalytischen Mediums bei 800 °C – 900 °C. Welche Technik für die Reformierung eingesetzt wird, hängt vom Schwefelanteil des verwendeten Brennstoffs ab. Liegt der Schwefelanteil unter 50 ppm kann CPOX verwendet werden. Ein höherer Schwefelanteil würde den Katalysator zu stark vergiften, deswegen wird für diese Brennstoffe das TPOX-Verfahren eingesetzt.

Jedes Jahr werden weltweit mehr als 600 Mrd. m³ Wasserstoff (rd. 30 Mio. t) für zahllose Anwendungen in Industrie und Technik produziert. Die Herstellung erfolgt aus Erdgas in großtechnischen Anlagen. Beispiele für die Herstellung aus Biogas sind bisher nicht bekannt.

Ethin (Acetylen)

Ethin, bzw. Äthin oder Acetylen, ist ein farbloses Gas. Ethin hat auf der Erde kein natürliches Vorkommen. Außerhalb der Erde wurde es in der Atmosphäre des Jupiters sowie in interstellarer Materie nachgewiesen. Die jährliche Weltproduktion lag 1998 bei 122.000 Tonnen. Großtechnisch wird Ethin mittels Hochtemperaturpyrolyse von leichten oder mittleren Erdölfraktionen oder Erdgas bei 2.000 °C hergestellt. Nach der Pyrolyse wird das entstandene Gasgemisch schnell unter 200 °C abgekühlt (gequencht), um die weitere Zersetzung zu elementarem Kohlenstoff und Wasserstoff zu vermeiden. Man erhält dann ein Ethin-Ethen-Gemisch, aus dem das Ethin fraktioniert wird. Die Wärmeübertragung kann unterschiedlich erfolgen; das modernste Verfahren ist die Wasserstoff-Lichtbogen-Pyrolyse, ein älteres, aber noch häufig verwendetes Verfahren ist die Lichtbogen-Pyrolyse. Auch dieses Verfahren wird nur in großtechnischen Anlagen eingesetzt, wofür Biogasanlagen im bisherigen Maßstab um 10er-Potenzen zu wenig Gas liefern.

Ungefähr 80 % des Ethins wird für die organische Synthese verwendet. Durch Addition von Halogenwasserstoffen werden Vinylhalogenide und Polyvinylhalogenide, zum Beispiel Vinylchlorid oder Polyvinylchlorid hergestellt. Durch Addition von Essigsäure wird Vinylacetat und Polyvinylacetat hergestellt, durch Addition von Alkohol Vinylether und Polyvinylether. Außerdem werden Cyclooctatetraen, Acrylsäure, Essigsäure, 1,3- sowie 1,4-Butandiol, Propargylalkohol, 2-Butin-1,4-diol, Vinylethin, Bernsteinsäure, Neopren, Chloropren, Vinylester, Polyvinylester, höhere Alkohole, und Monochlorethansäure aus Ethin synthetisiert. Besonders die hergestellten Polymere sind von industrieller Bedeutung. Seltener wird aus Ethin Benzol, Butadien, Ethanol, Acrylnitril und Polyacrylnitril, Vinylhalogenide, Acrylsäure und Acetaldehyd hergestellt.

Der aus Ethin gewonnene Acetylenruß wird als Kautschukzusatz bei der Herstellung von schwarzem Gummi oder zur Produktion von Druckerschwärze sowie in Batterien eingesetzt. Aufgrund der hohen Bindungsenergie der Dreifachbindung wurde Ethin auch zu Beleuchtungszwecken (Karbidlampe) verwendet und wird heutzutage häufig als Dissousgas zum autogenen Schweißen und Schneiden verwendet. Im Handel wird es in kastanien-braunen (früher gelben) Flaschen verkauft. Bis in die 1950er Jahre wurde reines Ethin gemischt mit 60 % Sauerstoff, auch Narcylen genannt, als Narkosemittel verwendet. Als es jedoch zu Explosionen kam, wurde es nicht mehr verwendet. In der industriellen Terpen-Synthese, die vor allem als Duft- und Aromastoffe verwendet werden, spielt die Ethinylierung eine Rolle, schon im Grundschritt für alle Terpen-Synthesen wird Ethin mit Aceton in Gegenwart einer Base zum 3-Butin-2-ol ethinyliert, auch in weiteren höheren Schritten findet sich die Ethinylierung immer wieder. Auch bei der Synthese von Vitamin A findet eine Ethinylierung statt: so wird in einem Schritt β-Ionon zu Ethinylionol ethinyliert. Ferner wird Ethin in der Mikroelektronik und Mikrotechnik eingesetzt. Hier dient es z. B. zum Abscheiden von Diamant-, Graphit- oder Polyacetylenschichten und zur Herstellung von Nanoröhren (WIKIPEDIA 2008).

Blausäure

Blausäure (Cyanwasserstoff), ist eine farblose bis leicht gelbliche, brennbare und wasserlösliche Flüssigkeit mit einem charakteristischen, unangenehmen Geruch nach Bittermandeln. Blausäure wird in großen Mengen zur Herstellung von Adiponitril und Acetoncyanhydrin, beides Zwischenprodukte der Kunststoffproduktion, verwendet. Bei der Adiponitril-Herstellung wird Blausäure mittels eines Nickel-Katalysators an Butadien addiert (Hydrocyanierung). Zur Acetoncyanhydrin-Herstellung wird Blausäure katalytisch an Aceton addiert.

7.1.3 Conclusio der stofflichen Verwertung

Für die stoffliche Verwertung von Methan (Methanol, Wasserstoff, Ethin etc.) und CO_2 aus Biogas konnten in der durchgeführten Recherche keine standardisierten Beispiele gefunden werden, deren Größenordnung über Pilotanwendungen hinausgeht. Es kann mit großer Wahrscheinlichkeit davon ausgegangen werden, dass solche Anwendungen bisher noch nicht realisiert wurden. Dennoch zeigte sich, dass einige interessant erscheinende Anwendungsgebiete erschlossen werden könnten. Vor allem die Erzeugung von Methanol sowie die CO_2-Düngung von Gewächshäusern könnten hier Möglichkeiten bieten, Biogas stofflich zu verwerten.

Methanol bietet sich als Alternative zu konventionellen Kraftstoffen nahezu als idealer Stoff an (MITTERBACH 2005). Methanol kann als Treibstoffkomponente für herkömmliche Benzin-Treibstoffe verwendet werden. Für Brennstoffzellen und für Motoren mit Direkteinspritzung kann reines Methanol eingesetzt werden. Gerade in der aktuellen Diskussion um alternative Treibstoffe könnten hier Chancen liegen, die Methanolgewinnung aus Biogas zu forcieren.

Weiters kann die Verwendung von CO_2 als Düngemittel als interessant erscheinende Alternative in Betracht gezogen werden. Da das CO_2 unter anderem als Nebenprodukt bei der Biogasverbrennung oder Aufbereitung entsteht, werden geringe Zusatzkosten für die Nutzung des Gases erwartet. Bei herkömmlichen BHKW kann durch Nutzung der Abgase die Effizienz weiter gesteigert werden. Anzustreben wären in diesem Falle Synergien mit landwirtschaftlichen Betrieben (Gärtnereien, Algenproduktion etc.), um eine vor Ort-Nutzung des anfallenden CO_2 zu realisieren.

Im Falle von Biogasanlagen mit Methananreicherung wird das CO_2 abgeschieden und kann in Druckflaschen zwischengespeichert werden. Es kann ebenso in Gewächshäusern oder auch für technische Prozesse verwendet werden.

7.2 Energetische Verwertung

7.2.1 Gasbetriebene Wärmepumpen

Für Kühlung und Klimatisierung bzw. in Kombination zum Heizen steht für Erdgas eine größere Anzahl an Produkten zur Verfügung. Hauptsächlich sind hier Wärmepumpen in Verwendung. Typische Leistungsgrößen beginnen bei rund 14 kW (Heizung) bzw. 16 kW (Kühlung) und reichen bis mehrere MW. Als Hersteller sind Firmen wie Sanyo, York, Aisin etc. zu nennen. Messungen zeigen für den Heizbetrieb einen Jahresnutzungsgrad von 94%. Somit werden im Heizbetrieb Nutzungsgrade auf einem ähnlichen Niveau wie jenes von Gasbrennwertkesseln erreicht. Für den Kühlbetrieb können Leistungszahlen von etwa 0,7 (Absorptionswärmepumpen) bis 1,9 (Gasmotorische Wärmepumpen) erreicht werden. Bezogen auf den Primärenergieeinsatz sind diese Verfahren also als sehr effizient einzustufen. Die Marktdurchdringung in Europa ist aufgrund relativ niedriger Strompreise bisher allerdings sehr gering (bis 2006 waren in Deutschland erst etwa 90 Anlagen installiert). Die CE[22]-Zulassung für den europäischen Markt erfolgte im Jahr 2002.

In Japan wurden gasbetriebene Wärmepumpen aufgrund von hohen Strompreisen bzw. Engpässen bei der Stromversorgung bereits vor rund 20 Jahren eingesetzt. Mittlerweile sind dort etwa 600.000 solcher Anlagen in Verwendung (ENERGYAGENCY 2007). Eine Marktentwicklungsprognose der Vertriebsfirma Alfred Kaut GmbH + Co für gasbetriebene Wärmepumpen ist in Abbildung 38 dargestellt. Das Unternehmen vertreibt gasbetriebene Wärmepumpen laut eigenen Angaben seit 2003 und setzt große Erwartungen in diese Technologie. Vor allem ein erwarteter Anstieg der Strompreise soll für höhere Nachfrage nach gasbetriebenen Anlagen sorgen (Kaut 2007).

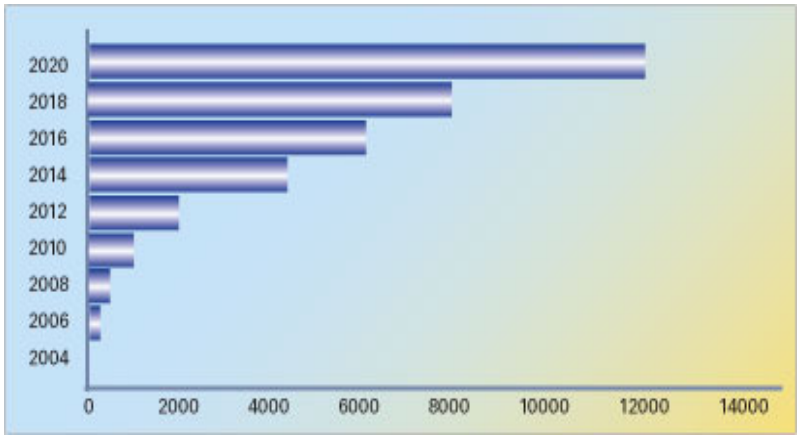

Abbildung 38: Marktentwicklungsprognose für Gas-Wärmepumpen in Deutschland (KAUT 2007)

Bauarten von Gasklimageräten (Wärmepumpen)

[22] Communauté Européenne; franz. für „Europäische Gemeinschaft“

Gasmotorische Kompressionswärmepumpe

Die meisten in Europa installierten Wärmepumpen arbeiten nach dem Prinzip des Kaltdampfprozesses.

Eine Kaltdampf-Kompressionsanlage besteht im Wesentlichen aus

- dem motorisch angetriebenen Verdichter (Kompressor) zur Energiezufuhr,
- dem Verflüssiger (Kondensator) zur Wärmeabgabe,
- der Entspannungseinrichtung (Drossel, Expansionsventil) zur Reduzierung des Druckes und
- dem Verdampfer zur Wärmeaufnahme (Kühlung).

Diese Bauelemente sind in einem geschlossenen System miteinander verbunden, in dem das Kältemittel zirkuliert. Üblicherweise werden die Verdichter bzw. die Kompressoren von einem Elektromotor angetrieben, der das Kältemittel auf einen höheren Druck bringt. Wird dieser Verdichter der Wärmepumpe von einem Gasmotor (anstatt Elektromotor) angetrieben, können zusätzlich die Wärme aus dem Kühlwasser sowie aus dem Abgas des Gasmotors in das Heizsystem eingekoppelt werden. Die Nutzung dieser „Motor-Abwärme“ trägt wesentlich zur hohen Primärenergieausnutzung und damit zum geringen CO_2-Ausstoß bei einer gasmotorisch betriebenen Anlage bei. Die Funktionsweise einer gasmotorisch betriebenen Wärmepumpe ist in folgender Abbildung 39 dargestellt.

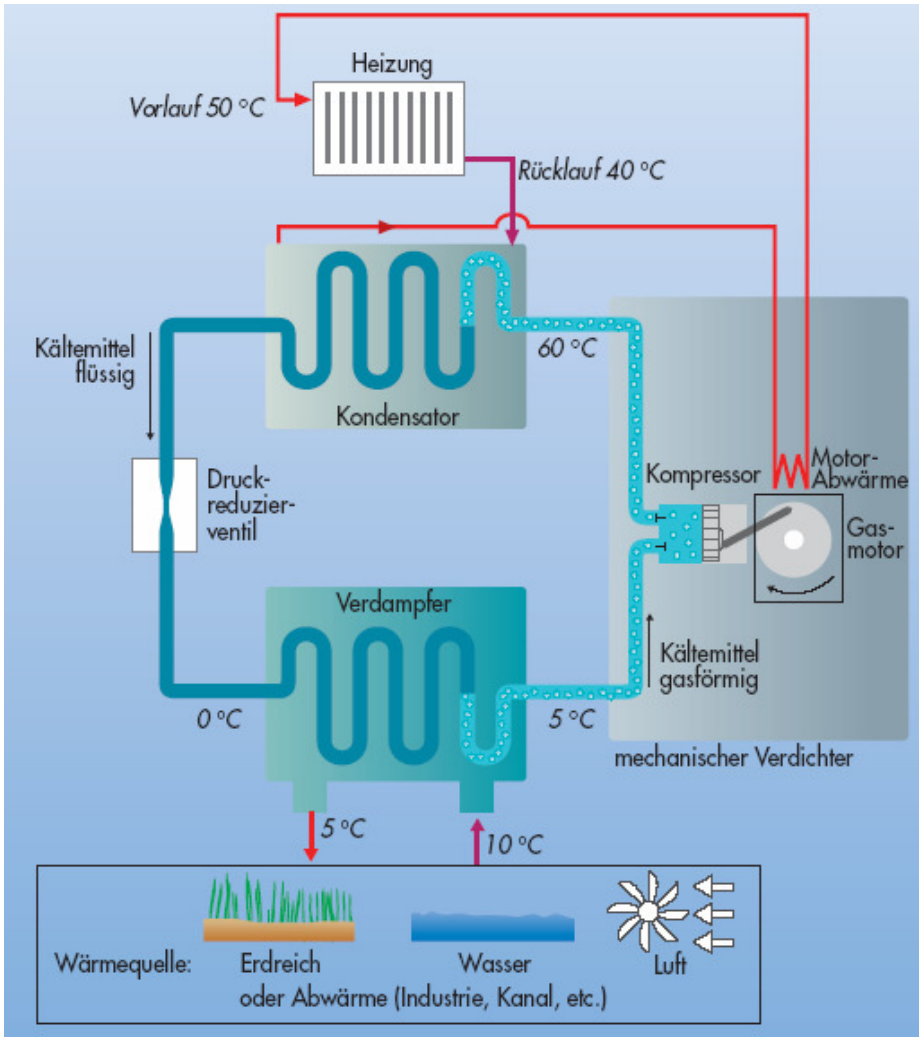

Abbildung 39: Funktionsweise einer gasmotorisch betriebenen Wärmepumpe (ASUE 2002)

Absorptionswärmepumpen

Die Absorptionswärmepumpe, dargestellt in Abbildung 40, arbeitet nach ähnlichen Prinzipien wie eine Kompressionswärmepumpe, also mit Verdampfer (zur Aufnahme von Umweltwärme) und einem Verflüssiger oder Kondensator (zur Wärmeabgabe an das Heizsystem). Statt das Kältemittel zu komprimieren, wird beim Absorptionsprozess ein gasförmiges Kältemittel (z.B. Ammoniak) von einem Lösungsmittel (z.B. Wasser) durch einen mit Erdgas oder einer anderen Wärmequelle beheizten „thermischen Verdichter“ in eine kältemittelreiche (NH_3-Dampf) und eine kältemittelarme Lösung (Wasser) getrennt. Das gasförmige, unter Druck stehende NH_3-Kältemittel strömt dann in den Kondensator/Verflüssiger, gibt hier die Kondensationswärme an das Heizsystem ab und wird dadurch flüssig. Danach durchströmt das flüssige, unter hohem Druck stehende Kältemittel ein Reduzierventil. Durch diese Druckentspannung expandiert das Gas, kühlt sich dabei ab und ist so in der Lage, im nachfolgenden Verdampfer Wärme aus der Umwelt aufzunehmen.

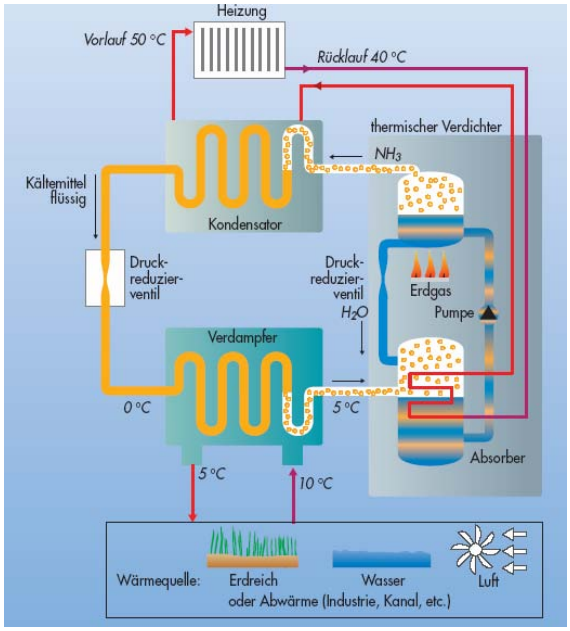

Abbildung 40: Funktionsweise einer gasbefeuerten Absorptionswärmepumpe (ASUE 2002)

Absorptionswärmepumpen sind seit mehreren Jahren auf dem europäischen Markt erhältlich (ASUE 2005). Die Leistungsgrößen reichen von unter 20 kW bis hin zu mehreren MW. Für die direkte Beheizung mit Gas wird zumeist das Stoffpaar Ammoniak/Wasser eingesetzt.
Ein wesentlicher Vorteil von Gasabsorptionswärmepumpen ist der Einsatz von Kältemitteln, die weder die Ozonschicht zerstören noch einen direkten Treibhauseffekt bewirken. Allerdings liegt die energetische Effizienz von Gasabsorptionswärmepumpen unter der von Gasmotorwärmepumpen.

Effizienzvergleich Heizungssysteme[23]

Generell lassen sich mit Wärmepumpen aufgrund der Nutzung von kostenloser, regenerativer „Umweltenergie“ bzw. der möglichen Nutzung von Abwärme bedeutende Einsparungen von Primärenergie und Emissionen erschließen. Die folgenden Vergleiche wurden alle mit dem Energieträger Erdgas als Energieträger für gasbetriebene Wärmepumpen ausgeführt.

Primärenergieeinsatz

Im folgenden Abschnitt wird der Primärenergieeinsatz verschiedener Heizungssysteme unter Berücksichtigung der jeweiligen Umwandlungs- und Verteilungsverluste miteinander verglichen. Bezugspunkt ist die an den Nutzer abgegebene Heizenergie von 100%.

[23] ARGE für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch, 2002 „Gaswärmepumpen“.

Die Gegenüberstellung (siehe Abbildung 41) zeigt, dass bei der elektrischen Heizung 278% an Primärenergie eingesetzt werden müssen, die im Kraftwerk lediglich zu 36% in Strom umgewandelt werden, so dass 178% der Primärenergie als Abwärme und Verteilungsverluste verloren gehen. Gegenüber diesem relativ schlechten Wirkungsgrad erfolgt anschließend die Umwandlung von Strom in Wärme bei elektrischen Heizgeräten verlustfrei mit einem Wirkungsgrad von 1. Für mit Heizöl Extraleicht betriebene Niedertemperaturheizkessel wurde ein Nutzungsgrad von $\eta = 0{,}91$ angenommen. Bei einem zugrunde gelegten Raffineriewirkungsgrad von 94% erfordern Öl-Niedertemperaturheizungen einen Primärenergieeinsatz von 117%. Zur Beurteilung des notwendigen Primärenergieeinsatzes bei Erdgas-Zentralheizungen wird der Nutzungsgrad eines Brennwertkessels mit $\eta = 0{,}98$ angenommen. Daraus ergibt sich bei einem zugrunde gelegten Wirkungsgrad der Gasversorgung von 0,94 ein Primärenergieeinsatz von 109%.

Bei Wärmepumpen ist die Leistungszahl ε abhängig von der verfügbaren Wärmequelle und der Nutztemperatur. Bei Luft-Wasser-Wärmepumpen kann ε zwischen 2,3 und 2,8 liegen und bei Erdreich-Wasser-Wärmepumpen zwischen 2,8 und 3,8. Als mittlere Leistungszahl für die Elektrowärmepumpe mit Erdreich als Wärmequelle wird bei dieser Gegenüberstellung ein Wert von $\varepsilon = 3{,}3$ angenommen. Somit bezieht die Wärmepumpe mit Stromantrieb 70% der Heizenergie aus der Umgebung und erfordert einen Primärenergieeinsatz von 84%. Für die direktbefeuerte Gasabsorptionswärmepumpe wird im Mittel ein Wärmeverhältnis von 1,5 angenommen. Für den Gasbrenner wird ein Wirkungsgrad von $\eta = 0{,}9$ und für die Gasversorgung ein Wirkungsgrad von 0,94 festgelegt. Für die Gasabsorptionswärmepumpe ergibt sich ein notwendiger Primärenergieeinsatz von 80%. Etwa 25% der Heizenergie werden aus der Umgebung bezogen. Die gewählte Leistungszahl der Gasmotorwärmepumpe liegt mit $\varepsilon = 3{,}5$ geringfügig höher als bei der Strom-Wärmepumpe. Durch die Nacherwärmung des Heizungswassers über die Motorabwärme kommt die Gaswärmepumpe mit einem geringeren Temperaturhub aus und erreicht somit eine etwas bessere Leistungszahl. Rund 47% der Heizenergie werden aus der Umgebungswärme bezogen. Durch die zusätzliche Nutzung der Abwärme des Gasmotors ist nur noch ein Primärenergieeinsatz von 67% erforderlich (ASUE 2002).

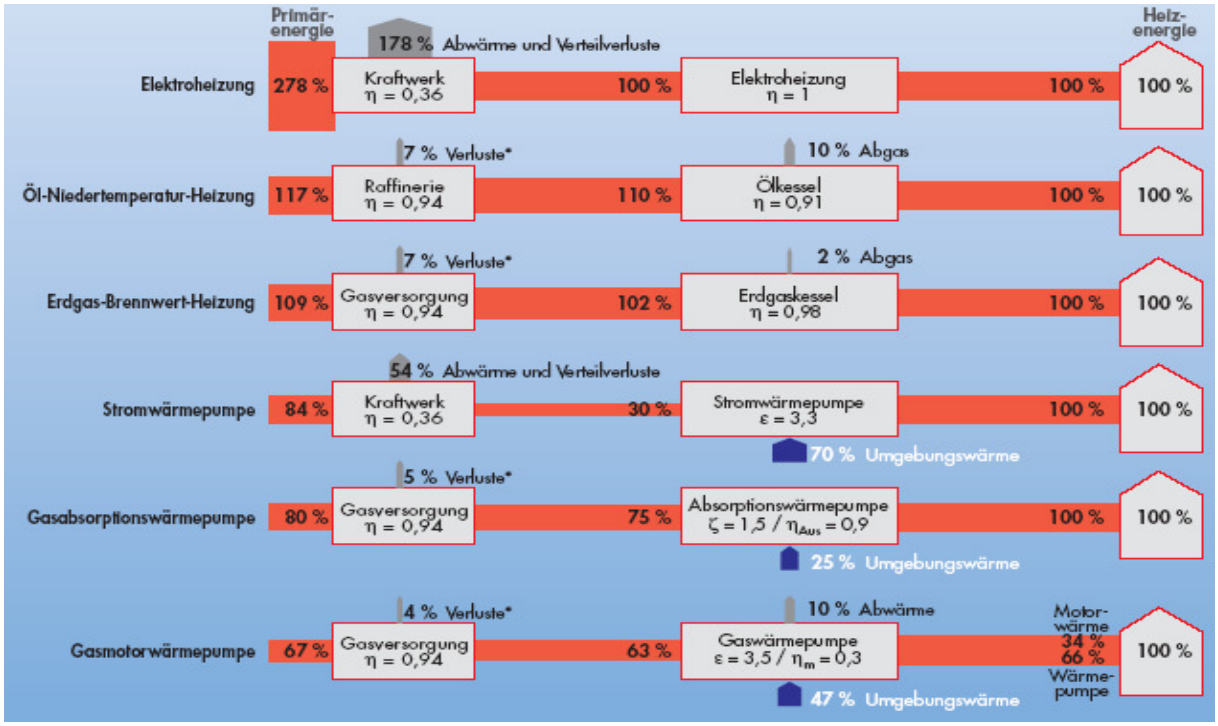

Abbildung 41: Primärenergieeinsatz verschiedener Heizsysteme (Warmwasserbereitung nicht berücksichtigt) (ASUE 2002)

Effizienzvergleich Kühlsysteme

Leistungszahlen

Die Leistungszahl (COP[24]) von Kältemaschinen errechnet sich aus:

$$COP = \frac{abgegebene\ Kälteleistung}{zugeführte\ Antriebs - bzw.\ Heizleistung}$$

In Tabelle 61 sind typische Leistungszahlen (COP-Werte) von Flüssigkeitskühlern dargestellt.

Tabelle 61: Typische COP-Werte von Flüssigkeitskühlern (YORK 2003)

Flüssigkeitskühler	COP
Absorption einstufig	~ 0,7
Absorption mehrstufig	~ 1,15
Turboverdichter mit Gasmotor	1,9
Turbo-/Schraubenverdichter mit Elektromotor	4 - 5

[24] COP: Coefficient Of Performance

Aus dem Vergleich in Abbildung 41 ist ersichtlich, dass eine gasmotorische Wärmepumpe gegenüber einer elektrischen Wärmepumpe hinsichtlich des Primärenergieeinsatzes konkurrenzfähig ist, trotz geringerem COP (YORK 2003).

Wirtschaftlichkeit

Um die Wirtschaftlichkeit von Absorptionskältemaschinen und Kompressionskältemaschinen zu vergleichen, werden im Folgenden die Energieverbrauchskosten (e_A) herangezogen. Die Energieverbrauchskosten ergeben sich aus dem Produkt, aus dem spezifischen Energieverbrauch (Energiebedarf in kW je kW Kälteleistung) und den Kosten pro Energieeinheit. Für eine Kälteleistung von etwa 200 kW ergibt sich ein Verhältnis des spezifischen Energieverbrauchs einer einstufigen Absorptionskältemaschine mit einer Kompressionskältemaschine (Kolbenverdichter, elektrisch) von etwa:

Einstufig: $$e_A = \frac{\varepsilon_K}{\zeta_K} = \frac{4{,}2}{0{,}7} = 6$$

Mehrstufig: $$e_A = \frac{\varepsilon_K}{\zeta_K} = \frac{4{,}2}{1{,}15} = 3{,}65$$

Der spezifische Energieverbrauch einer einstufigen Absorptionskältemaschine beträgt also etwa das Sechsfache einer Kompressionskältemaschine. Der Preis für eine Kilowattstunde Wärmeenergie darf also ein Sechstel des Preises für elektrische Energie nicht übersteigen. Rechnet man zudem noch höhere Investitionskosten und höheren elektrischen Energieverbrauch, liegt der tatsächliche Beginn der Wirtschaftlichkeit einer Absorptionskältemaschine bei etwa 15% der Preise für elektrische Energie. Bei einer mehrstufigen Absorptionskältemaschine verbessert sich das Verhältnis auf 3,65, d.h. die Anlage wird wesentlich effizienter und wirtschaftlicher.

Eine Absorptions-Kältemaschine kann trotzdem wirtschaftliche Vorteile aufweisen, wenn:

- Wärme zu einem niedrigen Preis verfügbar ist, insbesondere Abwärme aus vorgeschalteten Prozessen im Temperaturbereich von rund 90 – 140 °C,
- die wesentlich größere Wärmeabgabe der Absorptionsmaschine durch Wärmerückgewinnung nutzbar gemacht werden kann,
- günstige Energiequellen (wie z.B. Sonnenenergie) zur Beheizung der Absorptionsmaschine nutzbar gemacht werden können.

Als Vorteile der Absorptionskälteanlage können zudem der relativ geringe Wartungsaufwand, der geräuscharme Betrieb und ein gutes Teillastverhalten angeführt werden.

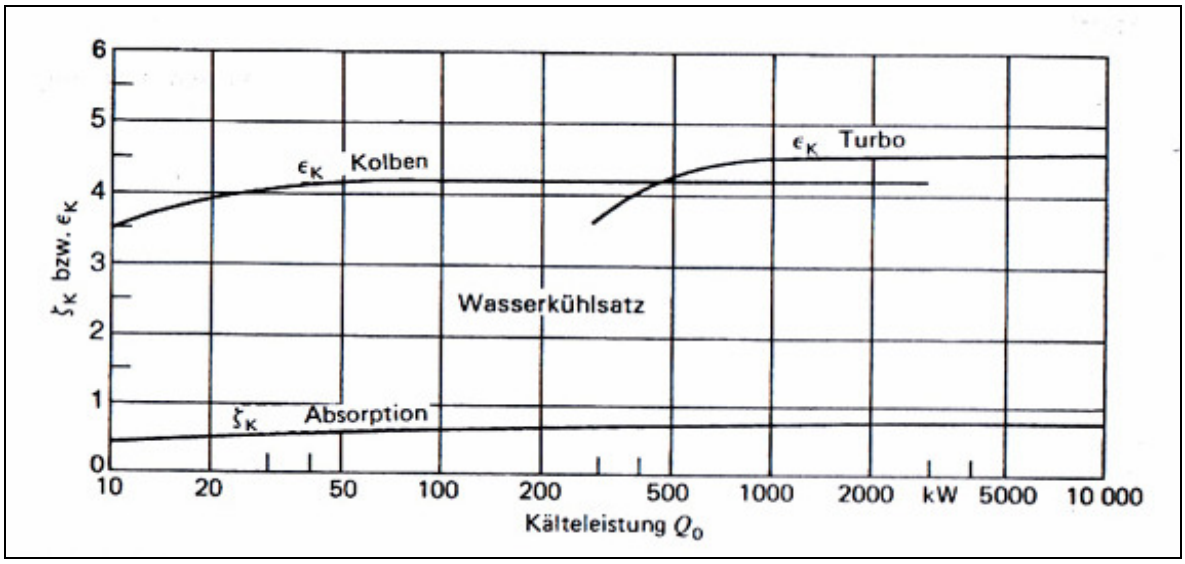

Abbildung 42: Richtwerte für die Leistungszahl von Hubkolben- und Turboverdichter – Wasserkühlsätze und Wärmeverhältnis von Absorptionswasserkühlsätzen bei Nenntemperaturen (Abweichungen je nach Hersteller von +10% bis -20% möglich) (RECKNAGEL ET.AL. 2002)

Für eine gasmotorisch angetriebene Kältemaschine im Vergleich zu einer elektrisch angetriebenen Kältemaschine ergibt sich:

$$e_A = \frac{\varepsilon_K}{\xi_K} = \frac{4{,}2}{1{,}9} = 2{,}2$$

Der Preis für aus Erd- oder Biogas produzierte Energie darf also etwa 45% des Preises für elektrische Energie betragen, um in wirtschaftliche Bereiche vorzustoßen. Ebenso ist mit höheren Investitionskosten zu rechnen, wodurch sich die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung weiter in Richtung elektrisch angetriebener Kältemaschine verschieben (RECKNAGEL ET.AL. 2002).

Emissionsvergleich

Der gasmotorische Kaltdampfprozess sowie der Absorptionsprozess sind, bezogen auf den Primärenergieeinsatz, energetische Verbesserungen des konventionellen, in der Regel strombetriebenen Kaltdampfprozesses. Durch die Vermeidung der Verluste bei der Stromerzeugung kann der Primärenergieeinsatz bei Erdgasverwendung mit dem gasmotorischen Kaltdampfprozess (um etwa 30%) bzw. mit dem Absorptionsprozess (um etwa 20%) verringert werden (vgl. Abbildung 41).

Die in Abbildung 43 dargestellten Verbesserungen ergeben sich in realen Anlagen, die zum Heizen und Kühlen eingesetzt wurden. Hierzu wurden Geräte der Firmen Aisin, Robur und Mitsubishi Electric hinsichtlich der primärenergetischen Effizienz im Heiz- und Kühlfall verglichen. Diese Prozessverbesserungen führen beim Einsatz der gasmotorischen Kaltdampfanlage zu Einsparungen an CO_2-Emissionen in der Größenordnung von 15% und beim Einsatz von Absorptionsanlagen zu Einsparungen an CO_2-Emisssionen von 8%. Auch die Emissionen an Luftschadstoffen gehen deutlich zurück (ASUE 2005)[25].

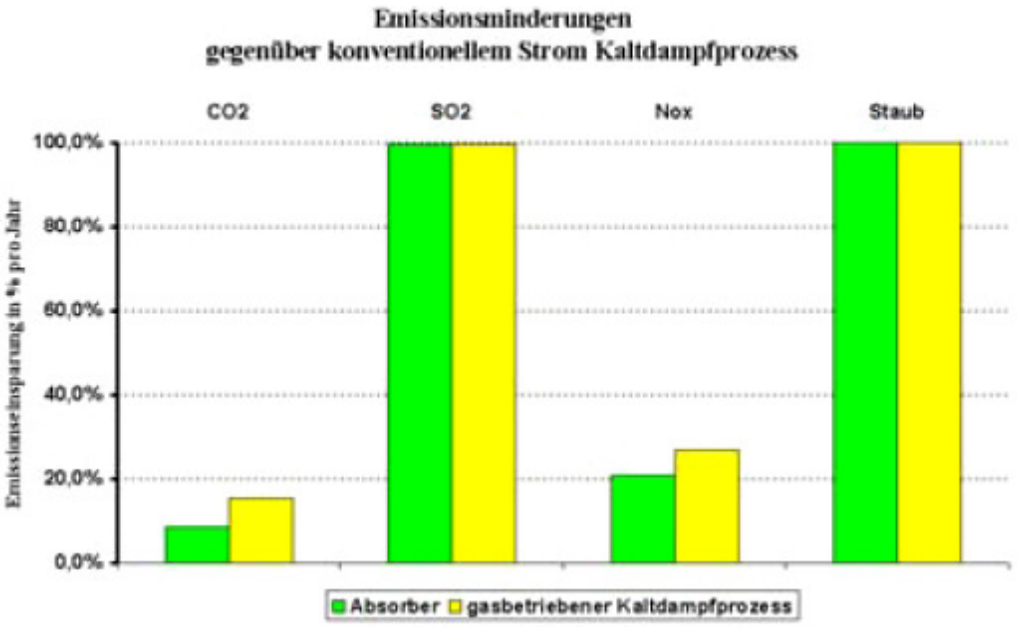

Abbildung 43: Emissionsminderung gegenüber konventionellem Strom-Kaltdampfprozess (ASUE 2005)

Verwendung von Biogas für Gaswärmepumpen

Gasmotorisch angetriebene Wärmepumpen

Laut Herstelleranfragen wurden gasmotorisch betriebene Wärmepumpen bisher noch nicht mit Biogas betrieben. Da in Blockheizkraftwerken bei konventionellen Biogasanlagen aber bereits modifizierte Verbrennungsmotoren zum Einsatz kommen, kann davon ausgegangen werden, dass die Möglichkeit besteht, Biogas als Brennstoff für die Gasmotoren der Kompressionswärmepumpen einzusetzen.

[25] Exakte Daten hinsichtlich Gesamtstrommix, COP etc. wurden in der betreffenden Studie nicht angegeben.

Absorptionswärmepumpen

In Absorptionswärmepumpen wird das verwendete Gas in herkömmlichen Gasbrennern (wie auch z.B. bei Gasheizsystemen) verbrannt. Bei der Verwendung von Biogas als Brennstoff sind verschiedene Modifikationen und Einstellungen an den Gasbrennern vorzunehmen, um den Betrieb zu gewährleisten. Eine detaillierte Betrachtung dieses Themas wird im laufenden EdZ-Projekt „Biogas-Mikronetze (EdZ-Nr. 812786)“ durchgeführt. Im Zuge dieses Projekts wurde die grundsätzliche Möglichkeit des Einsatzes von Biogas in handelsüblichen Gasbrennern festgestellt.

Wärmepumpensysteme – Einsatzmöglichkeiten

Insbesondere dort, wo Abwärme von industriellen oder anderen Prozessen genutzt werden kann, kommt der Vorteil von Wärmepumpenprozessen gegenüber anderen Heiz- und Kühlsystemen zum Tragen. Absorptionswärmepumpen und gasmotorisch angetriebene Kompressionswärmepumpen sind als Alternativen zu konventionellen, elektrisch angetriebenen Wärmepumpen am Markt erhältlich. Die weitere Marktdurchdringung hängt sicherlich von der Entwicklung des Strompreises sowie von den Marketingbemühungen der Hersteller ab.

Ein wesentlicher Vorteil von Wärmepumpensystemen ist die Verwendung von nur einem Gerät für Kühlung und Heizung, wodurch sich ein wirtschaftlicher Vorteil ergeben kann, da die Investitionskosten durch die Einsparung eines zusätzlichen Kühlgerätes niedrig gehalten werden können (ASUE 2002).

Direktverdampfung (VRF-Systeme)

In Japan, wo der Markt der gasbetriebenen Wärmepumpen insgesamt schon relativ gut entwickelt ist, werden Gaswärmepumpen hauptsächlich für Splitsysteme mit Direktverdampfung eingesetzt (Abbildung 44). Bei VRF(Variable Refrigerant Flow)-Systemen handelt es sich um dezentrale, modular aufgebaute Klimatisierungssysteme mit variablen Kältemittel-Volumenströmen zum Kühlen, Heizen und Entfeuchten.

Bei diesen Systemen sind Verdampfer und Verdichter räumlich getrennt von Verflüssiger und Entspanner. Der Verflüssiger ist als Innengerät direkt in den zu konditionierenden Räumen situiert. Das Kältemittel wird von der Außeneinheit direkt zu den Innengeräten geführt. Die Systeme können als umschaltbar zwischen Heiz- und Kühlbetrieb ausgeführt werden, das heißt, alle Einheiten arbeiten entweder im Kühl- oder im Heizbetrieb (KAUT 2007).

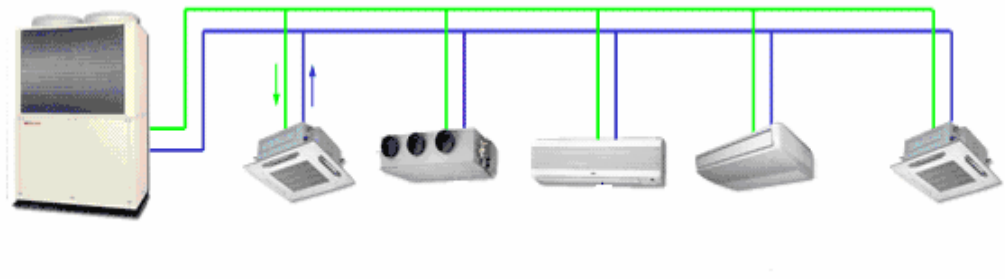

Abbildung 44: Direktverdampfungssystem (KAUT 2007)

Wassersysteme

Im Gegensatz zur Direktverdampfung findet bei wassergeführten Systemen der Energieaustausch im Wasserwärmeüberträger statt, dargestellt in Abbildung 45. Im Heizmodus wird im Wasserwärmeüberträger die Wärmeenergie des Kältemittels an das Wasser übergeben. Im Kühlmodus wird dem Wasser Wärmeenergie entzogen, wodurch eine Kühlung des Wassers erreicht wird. Diese Systemvariante kann ebenso wie Direktverdampfungssysteme als umschaltbar zwischen Heiz- und Kühlbetrieb ausgeführt werden (KAUT 2007).

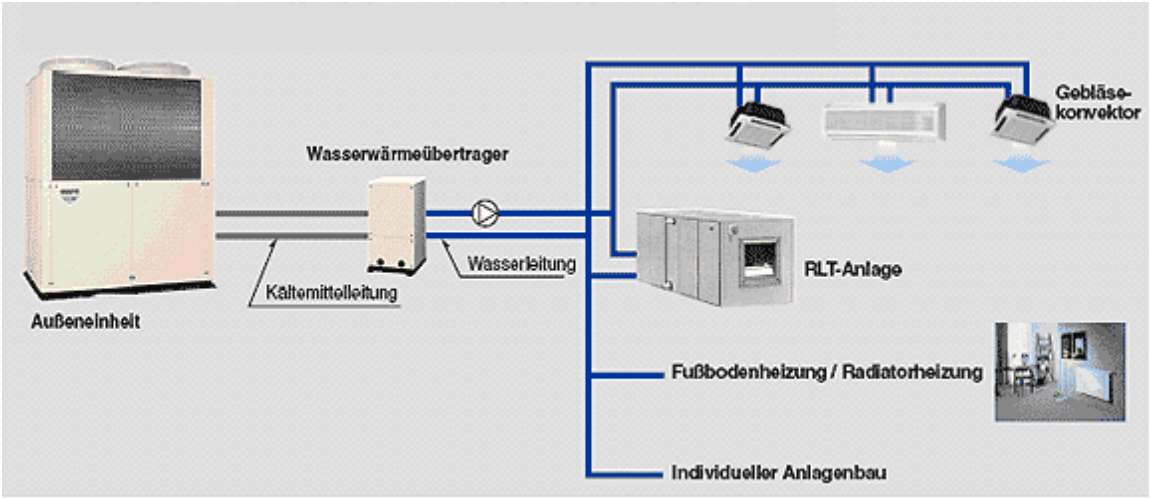

Abbildung 45: Wassersystem (KAUT 2007)

Mischsysteme

In Mischsystemen werden Direktverdampfung und Wassersystem kombiniert, siehe Abbildung 46. Es besteht nun die Möglichkeit der Warm- bzw. Kaltwasserbereitung sowie des Parallelbetriebes mit direkt verdampfenden Inneneinheiten. Diese Systemvariante ermöglicht es, ein bestehendes wassergeführtes Heizungssystem zu nutzen und die erforderliche Kühlleistung über direkt verdampfende Inneneinheiten wirtschaftlich und mit geringem Montageaufwand einzubinden (KAUT 2007).

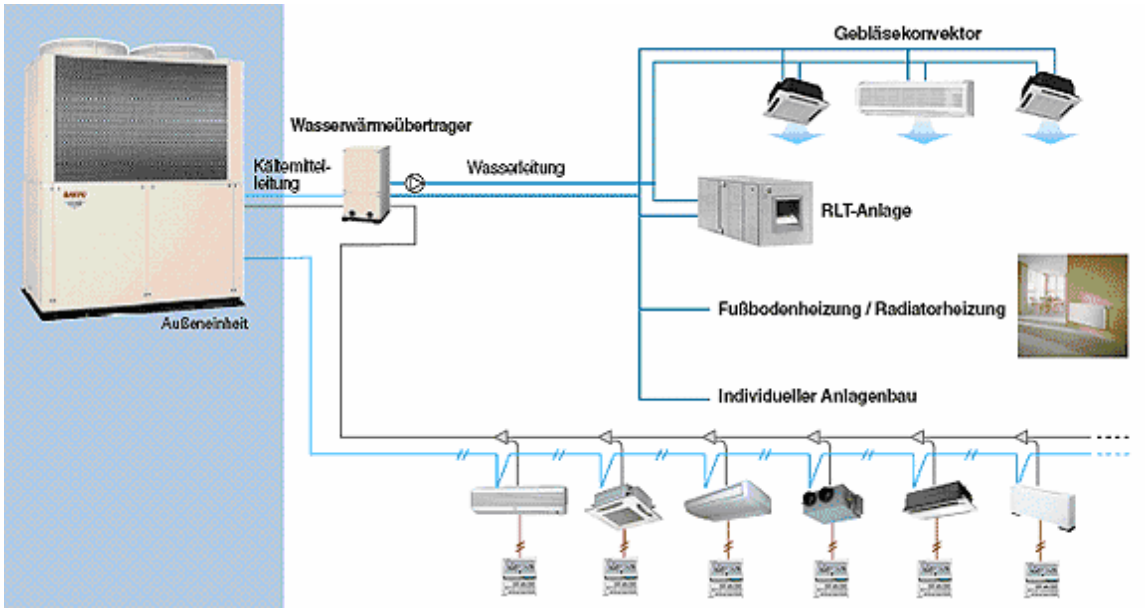

Abbildung 46: Mischsystem (KAUT 2007)

3-Leiter-Systeme

Um die Funktionen Kühlen und Heizen gleichzeitig zu realisieren, wie es bei der Zonierung von Gebäuden zum Teil notwendig sein kann, werden auch Systeme mit 3-Leiter-Netzen angeboten, welche diese Funktionen gleichzeitig realisieren können. Graphisch dargestellt in folgender Abbildung 47 (KAUT 2007).

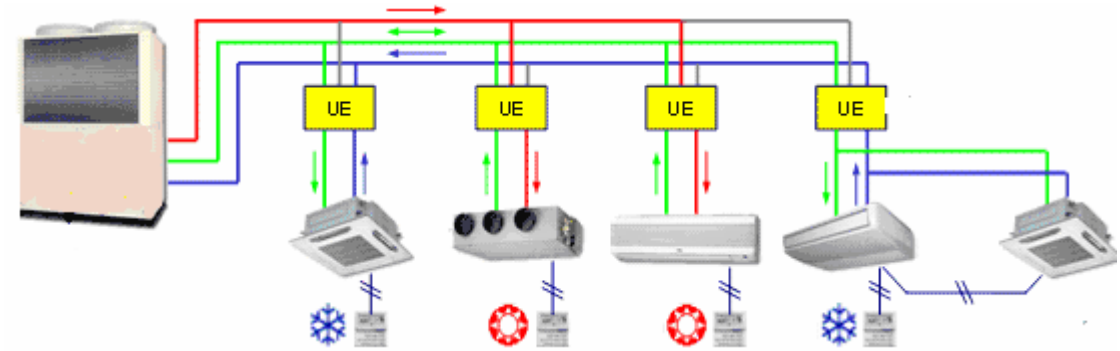

Abbildung 47: 3-Leiter-System (KAUT 2007)

7.2.2 Conclusio energetische Verwertung

Die Recherche zeigte, dass die technischen Lösungen für den Einsatz von gasbetriebenen Wärmepumpen am Markt vorhanden und erhältlich sind. Gasbetriebene Wärmepumpen zur Beheizung und Kühlung von Gebäuden sind vielfach erprobt und können als technisch ausgereift beurteilt werden.

Somit stellen Gaswärmepumpen die zur Heizung und Kühlung eingesetzt werden, eine interessante Möglichkeit dar, um Biogas direkt zu verwerten. Für den Einsatz von unaufbereitetem Biogas für Gaswärmepumpen wurden in der vorliegenden Recherche keine Belege gefunden, weshalb davon ausgegangen wird, dass eine solche Lösung noch nicht realisiert wurde. Es wird aber davon ausgegangen, dass der Einsatz von Biogas durch Modifikationen an den erhältlichen Anlagen möglich ist.

7.2.3 Biogas als Treibstoff

Im folgenden Kapitel werden die technischen Anforderungen an die Gasqualität und die Verdichtung von Biogas als Treibstoff erläutert. Ebenso werden die Emissionen von gasbetriebenen Fahrzeugen den Emissionen von benzin- und dieselbetriebenen Fahrzeugen gegenüber gestellt.

7.2.4 Allgemeines

Treibstoffe aus biologisch nachwachsenden Rohstoffen stellen eine immer mehr an Bedeutung gewinnende Alternative zur Mineralölerzeugung aus Erdölprodukten dar. Sie sollen die fehlenden Erdölmengen der Zukunft zunehmend ersetzen. Die europäische Gemeinschaft legt in der „Richtlinie 2003/30/EG[26] folgende Mindestanteile an Biokraftstoffen im Verkehrssektor, gemessen am Energiegehalt, vor:

- 2 % Biokraftstoff bis 31.12.2005
- 5,75 % Biokraftstoff bis 31.12.2010

Biogas könnte hier künftig einen entscheidenden Beitrag für das Erreichen dieser Ziele leisten. Mehrere nationale und internationale Praxisbeispiele zeigen, dass der Einsatz von Biogas technisch realisiert werden kann.

Die Definition für Biokraftstoffe gemäß EU-Biokraftstoffrichtlinie 2003/30/EG lautet: *„Biokraftstoffe“ sind flüssige oder gasförmige Kraftstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden, wobei „Biomasse“ als der biologisch abbaubare Anteil von Erzeugnissen, Abfällen und Rückständen der Landwirtschaft (einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe), der*

[26] Richtlinie 2003/30/EG: „Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor“.

Forstwirtschaft und damit verbundener Wirtschaftszweige sowie der biologisch abbaubare Anteil von Abfällen aus Gewerbe und Haushalten definiert ist. Dabei gilt Biogas das aus Biomasse und/oder aus dem biologisch abbaubaren Teil von Abfällen hergestellt wird als Biokraftstoff.

7.2.5 Anforderung an die Gasqualität

Die Anforderung an die Qualität von Erdgas als Treibstoff wird in Österreich durch die Kraftstoffverordnung (BGBl. II Nr. 418/1999[27]) geregelt (Tabelle 62).

Tabelle 62: Kraftstoffanforderungen für Erdgas (BGBl. II Nr. 418/1999

Merkmal	Einheit	Grenzwert		Prüfverfahren	
		Mindestwert	Höchstwert	Verfahren	Veröffent-lichung
Relative Dichte		0,55	0,7	ISO 6976	1995
Brennwert	MJ/m³	30,2	47,2	ISO 6976	1995
Wobbe Index	MJ/m³	46,1	56,6	ISO 6976	1995
Staub		technisch frei			
Druck (bei 15°C)	bar	-	200		

Die Gaszusammensetzung von Erdgas für die Verwendung in gasbetriebenen Fahrzeugen, gemäß ÖNORM EN ISO 15403[28], sind in folgender Tabelle 63 dargestellt. Bei einer Methan-anreicherung von über 96 % bei Biogas wird dies üblicherweise als Biomethan bezeichnet. Hierfür gibt es jedoch noch keine gesetzliche Regelung.

[27] BGBl. II Nr. 418/1999: Verordnung des Bundesministers für Umwelt, Jugend und Familie über die Festlegung der Qualität von Kraftstoffen (Kraftstoffverordnung 1999).
[28] EN ISO 15403: Natural gas for use as a compressed fuel for vehicles.

Tabelle 63: Anforderung an die Gasqualität bei gasbetriebenen Fahrzeugen (ÖNORM EN ISO 15403)

Gaskomponente	Grenze bzw. Bereich
Methan	≥ 96 %
Kohlendioxid	≤ 3 %
Sauerstoff	≤ 0,5 %
Stickstoff	k.A.
Gesamtschwefel	≤ 120 mg/Nm³
Mercaptane	≤ 15 mg/Nm³
Schwefelwasserstoff	≤ 5 mg/Nm³
Feuchte	≤ -10°C bis -30°C Drucktaupunkt (abhängig von lokalen Umgebungsbedingungen)
Staub	Technisch frei (< 1 µm)
Öl	100 – 200 ppm

Um Biogas als Treibstoff verwenden zu können ist also eine Aufbereitung nötig. Da der Methangehalt des auf über 96 % gebracht werden muss, ist vor allem eine Methanisierung des Biogases notwendig. KONRAD (2007) wies in diesem Zusammenhang daraufhin, dass es für eine Akzeptanz von Biogas als Kraftstoff in der Bevölkerung wichtig ist, die unterschiedlichen Bezeichnungen - Biomethan, Compressed Biogas (CBG), Bio-CNG, etc. - zu vereinheitlichen.

7.2.6 Anforderungen an die Verdichtung

Das Druckniveau mit dem das Gas an der Tankstelle an das zu betankende Fahrzeug abgegeben wird beträgt rund 200 bar. In öffentlichen Tankstellen wird das Gas über so genannte Fast-fill-Anlagen, zur Schnellbetankung, zur Verfügung gestellt. Die Betankung eines Erdgasautos an diesen Anlagen unterscheidet sich nur wenig von der Benzinbetankung. Der Zapfhahn wird dabei am Tankstutzen des Fahrzeugs angeschlossen und nach einigen Minuten ist die Betankung eines PKW abgeschlossen. Diese Anlagen verfügen über Gasspeicher die das verdichtete Gas in ausreichender Menge - je nach Erfordernissen - zwischenspeichern und bei Bedarf schnell an das Fahrzeug abgeben.

Für Betriebstankstellen und kleine Fuhrparks kommen so genannte Slow-fill-Anlagen zum Einsatz. Slow-fill-Anlage bedeutet hierbei, dass die Betankung über Nacht vorgenommen wird. Bei derartigen Anlagen pumpt der Kompressor das Gas direkt, ohne Zwischenspeicher, in den Fahrzeugtank. Der Energieaufwand für die Verdichtung des Gases auf den erforderlichen Druck von rund 200 bar kann mit rund 3 % der im Gas gespeicherten Energie angenommen werden (SALCHENEGGER, PÖLZ 2005). Für die Speicherung des Gases gibt es bei Gastankstellen drei grundsätzliche Möglichkeiten:

1 - Bank Verfahren

Beim so genannten 1-Bank Verfahren sind die Speicherflaschen in Reihe zusammengeschlossen. Hierfür werden nur wenige und einfache Komponenten benötigt, was sich positiv auf die Investitionskosten auswirkt. Der Nachteil besteht allerdings darin, dass die Kapazität des Zwischenspeichers nur etwa zu einem Drittel genutzt wird. Der Kompressor läuft demzufolge oft an, was wiederum zu hohen Betriebskosten der Anlage führt (SALCHENEGGER, PÖLZ 2005).

3 – Bank Verfahren

Bei Fast-fill Anlagen werden zumeist so genannte 3-Bankspeicher als Zwischenspeicher eingesetzt. Diese bestehen aus drei einzelnen Teilspeichern - der Hoch-, Mittel-, und Tiefbank - die gemeinsam als Flaschenbündel montiert sind. Durch diese Aufteilung kann gegenüber einer Anordnung der Flaschen in Reihe (1-Banksystem) ein höherer Ausnutzungsgrad und somit für unmittelbar aufeinander folgende Fahrzeugbetankungen eine größere verfügbare Gasmenge realisiert werden (BAUER-KOMPRESSOREN 2008).

Mannesmann-Verfahren

Die Firma Mannesmann hat eine Lösung mit hydraulischen Kompressoren entwickelt. Mit einer ersten Verdichterstufe wird das Gas in einen Zwischenspeicher auf den Solldruck verdichtet. Beim Tanken wird mit einem Boosterkompressor die Abgabe zum Fahrzeug geleistet. Mit diesem Verfahren kann das Volumen des Zwischenspeichers zu 75 % genutzt werden. Damit wird eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit erreicht (TÜV - AUSTRIA 2008).

7.2.7 Emissionsvergleich fossiler Treibstoffe im Verkehrssektor

Biogas als erneuerbare Energiequelle ist hinsichtlich des Treibhauspotentials ungleich besser zu bewerten als fossile Kraftstoffe wie Diesel oder auch Erdgas. Weiters weisen gasbetriebene Fahrzeuge auch wesentliche Vorteile gegenüber der, bei der Verbrennung entstehenden Luftschadstoffe auf. Da Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet werden muss, unterscheiden sich die direkten Luftschadstoffe von Biogas und Erdgas nicht. Eine Reduktion der Emissionen von erdgasbetriebenen Fahrzeugen gegenüber benzin- und dieselbetriebenen Fahrzeugen zeigt Abbildung 48. Es zeigt sich aber auch, dass das im Verkehr relevante Treibhausgas CO_2 bei Verwendung als Kraftstoff nur zwischen 10 % (Diesel) und 20 % (Benzin) reduziert werden kann.

Erdgasautos (und somit auch biogasbetriebene Fahrzeuge) im Vergleich zu benzin- und dieselbetriebenen Fahrzeugen wesentlich weniger direkte Luftschadstoffe. Ein weiterer Vorteil besteht in der geringeren Feinstaubbelastung, da bei der Verbrennung von Gas keine Feinstaubemissionen entstehen.

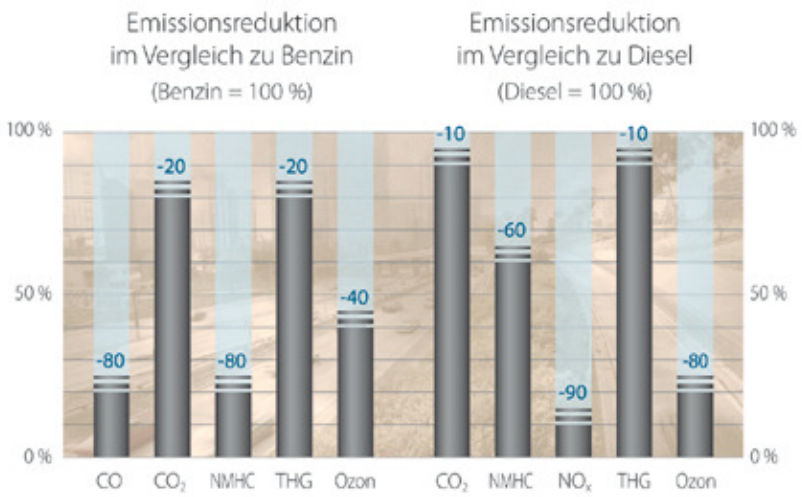

Abbildung 48: Emissionsreduktionen von erdgas- im Vergleich zu benzin- sowie dieselbetriebenen Fahrzeugen (FGW 2008)

Zusammenfassung von Biogas als Treibstoff

Aufgrund der Recherche stellte sich die Errichtung einer Biogastankstelle als mögliche Variante zur Verwertung des Biogases dar. Allerdings muss bemerkt werden, dass dabei das vorhandene Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet werden muss, um die notwendige Verdichtung erreichen zu können und um in den derzeit erhältlichen Fahrzeugtypen eingesetzt werden zu können.

Ein weiterer Hemmnisfaktor ist die derzeit in Österreich und Deutschland sehr geringe Marktdurchdringung von gasbetriebenen Fahrzeugen, womit der zu erwartende Absatz an einer öffentlichen Biogastankstelle sicher sehr gering ausfallen wird. Allerdings ist hier anzumerken, dass seitens der Gasnetzbetreiber Bestrebungen laufen, den Markt zu entwickeln und ein geschlossenes Erdgastankstellennetz zu errichten. Dies zeigt sich unter anderem dadurch, dass z.B. die Salzburg AG in den nächsten Jahren 200 Erdgastankstellen errichten möchte. In der Steiermark ist die Errichtung von weiteren Ergastankstellen geplant, um entlang der Hauptverkehrsrouten eine flächendeckende Versorgung sicherzustellen (PRESSE 2007).

Weiters könnten hier zusätzliche Maßnahmen zur Steigerung bzw. zur Vergleichmäßigung des Absatzes durchgeführt werden. Dies könnten z.B. Kooperationen mit Kommunen (öffentlicher Verkehr) oder größeren Betrieben bzw. landwirtschaftlichen Genossenschaften sein, die ihre Fuhrparks auf den Betrieb mit Gas umstellen und das Gas aus der Biogastankstelle beziehen.

7.2.8 Conclusio der innovativen Gasverwertung

Im Rahmen der durchgeführten Recherche konnten interessant erscheinende Verwertungsmöglichkeiten für Biogas gefunden werden. Grundsätzlich wurde zwischen energetischer und stofflicher Verwertung unterschieden. Für die stoffliche Verwertung von Biogas erscheinen vor allem die Methanolerzeugung aus Methan sowie die Düngung von Gewächshäusern mit CO_2 (aus Abscheidung oder durch Verwendung des Abgases aus BHKWs oder Verbrennung) als interessante Verwertungsalternativen. Methanol wird in Studien als sehr gut geeignete Alternative für herkömmliche Kraftstoffe beschrieben und könnte in Zukunft eine größere Rolle als bisher einnehmen. Es wurden auch bereits Pilotstudien bzw. Versuchsanlagen betrieben, um zu untersuchen, wie Methanol aus Biogas gewonnen werden kann. Welche Größenordnungen bzw. Biogasmengen für die Methanolgewinnung ausreichend und wirtschaftlich sind, konnte mangels Pilotanlagen nicht genauer beziffert werden. Aktuell arbeiten verschiedene Forschungsprojekte an dieser Thematik.

Weiters kann die Verwendung von CO_2 als Düngemittel als potentielle Alternative in Betracht gezogen werden. Da das CO_2 unter anderem als Nebenprodukt bei der Biogasverbrennung oder Aufbereitung entsteht, werden geringe Zusatzkosten für die Nutzung des Gases erwartet. Bei herkömmlichen BHKWs kann durch Nutzung der Abgase die Effizienz weiter gesteigert werden. Anzustreben sind Synergien mit landwirtschaftlichen Betrieben (Gärtnereien, Algenproduktion etc.), um eine vor Ort-Nutzung des anfallenden CO_2 zu realisieren.

Bei der Recherche nach innovativen energetischen Nutzungsmöglichkeiten stellten sich Gaswärmepumpen und Biogastankstellen als Verwertungsmöglichkeit für Biogas dar. Gaswärmepumpen sind eine technisch ausgereifte und am Markt erhältliche Technologie. Da Gaswärmepumpen sowohl zur Beheizung im Winter als auch zur Kühlung im Sommer eingesetzt werden können, ergeben sich klare Vorteile hinsichtlich der Investitionskosten für die Haustechnik des Gebäudes. Insbesondere im Bereich der Kühlung wird in Zukunft, aufgrund von klimatischen Veränderungen und ständig steigenden Anforderungen an das Innenklima in Gebäuden ein steigender Energiebedarf erwartet. Zusätzlich weisen Gaswärmepumpen auch volkswirtschaftlich betrachtet Vorteile gegenüber konventionellen Heiz- und Kühlsystemen hinsichtlich Primärenergieeinsatz und Emissionsbilanz auf.

Eine weitere zukunftsträchtige Variante, Biogas zu verwerten, findet sich in der Errichtung von Biogastankstellen. Allerdings besteht die Notwendigkeit, dass dabei das vorhandene Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet werden muss, um in den derzeit erhältlichen Fahrzeugtypen eingesetzt werden zu können. Dadurch sind hohe Kosten zu erwarten. Ferner stellt sich die Marktdurchdringung von Gasfahrzeugen noch sehr gering dar, wodurch kontinuierliche Absätze in naher Zukunft nicht zu erwarten sind. Mittels Kooperationen mit Großabnehmern (z.B. Kommunen) könnten hier Absatzsteigerungen erzielt werden.

8 Technologieentwicklungsbedarf

Dieses Kapitel soll einen generellen Überblick über die Möglichkeiten zur Technologieentwicklung in der Biogas-Großanlagentechnologie geben. In welchen Bereichen gibt es für industrielle Biogas-Großanlagen den Bedarf, innovative Technologien zu entwickeln bzw. welche Auswirkungen diese auf den Gesamtprozess haben. Des Weiteren soll aufgrund von realisierten Biogas-Großprojekten gezeigt werden, ob für die in Kapitel 4 (Branchenanalysen) identifizierten Standorten entsprechende Technologie vorhanden sind, um Biogas-Großanlagen zu realisieren.

8.1 Realisierbare Größen von Biogas-Großanlagen

Unter den in Kapitel 4 (Branchenanalysen) ausfindig gemachten Standorten mit biogenen Reststoffen sind die beiden Zuckerfabriken, die sowohl mengenmäßig, als auch leistungsmäßig (in Bezug zu einer möglichen Biogasproduktion) größten Standorte. Dennoch sind sie geringer Dimension als die im Standortkonzept Pischelsdorf berechnete Großanlage mit über 20 MW_{el} (Kapitel 6.2). In Deutschland gibt es zwei Großprojekte dieser Dimensionen. Einerseits den Biogasanlagenpark „Klarsee“ in Penkun mit 20 MW_{el} (IGB NAWARO BIOENERGIE 2008), und andererseits der NAWARO Bioenergie Park in Güstrow, derselben Größenordnung (welcher sich jedoch in der Bauphase befindet). Dort sollen ca. 46 Mio. m³ zu Erdgasqualität aufbereitetes Biogas in das Gasnetz eingespeist werden (IGB NAWARO BIOENERGIE 2008). Dies zeigt, dass es möglich ist, Biogasanlagen dieser Größenordnung zu realisieren. Wobei bei den beiden Bioenergieparks in Deutschland zusätzlich die Substrate erst zu den Anlagen transportiert werden müssen. Bei den in Kapitel 4 (Branchenanalysen) und Kapitel 6 (Standortkonzepte) untersuchten Standorten fallen die biogenen Reststoffe lokal an, was eine Vereinfachung der Logistik der Biogas-Großanlage bedeuten würde.

Zu den beiden Zuckerfabriken, welche in Kapitel 4 (Branchenanalysen) beschrieben wurden, ist die Zuckerfabrik der AGRANA in Kaposvár (Ungarn) zu nennen, wo wurde eine Biogasanlage mit ca. 6,8 Mio. € Investitionsvolumen in Betrieb genommen wurde. Dort werden rund die Hälfte der während das Kampagnenbetriebes anfallenden Rübenpressschnitzel (~ 890 t/d) zu Biogas verarbeitet, und so täglich ca. 110.000 m³ Biogas mit einem Methangehalt von rund 55% produziert. Das Biogas wird thermisch verwertet. So können ca. 40% des täglich benötigten Erdgases ersetzt werden. Die AGRANA plant die Biogasanlage auf fast die doppelte Produktionsmenge auszubauen, sodass rund 75% des Erdgases ersetzt werden können (ÖKONEWS 2007).

Würde das Biogas der aktuellen Ausbaustufe zum selben Wirkungsgrad wie in der berechneten Biogas-Großanlage des Standortkonzeptes Pischelsdorf (μ_{el}=39,2%; siehe Kapitel 6.2 (Bioethanolanlage Pischelsdorf) elektrisch verwertet, so entspräche dies einer Anlage mit ca. 10 MW_{el} (im Vollbetrieb während der Kampagne), und die geplante Ausbaustufe somit fast 20 MW_{el}. Zusätzlich ist zu der Biogasanlage in Kaposvár zu sagen, dass sie

sich im Stadtgebiet befindet. So könnte auch die Wärme in der Zeit, in der keine Kampagne gefahren wird und die Biogasanlage auf einem niedrigen Leistungsniveau betrieben werden könnte, in der Umgebung leicht genutzt werden (DOPPLER 2008).

Natürlich ist das Gärrestmanagement bei diesen Anlagen von großer Bedeutung (wie schon eingehend in Kapitel 5 (Fermentationsrückstände) beschrieben.) Bei den Abschätzungen der Kosten einer Biogas-Großanlage wurde beim Standortkonzept der Bioethanolanlage (Kapitel 6.2) die Kosten für die Gärrestaufbereitung auf rund 6,3 Mio. €/a geschätzt, wobei die geschätzten jährlichen Gesamtkosten ca. 13,5 Mio. €/a betragen. Dies würde einen Anteil der Kosten des Gärrestmanagements von fast 50% bedeuten. In der 20 MW_{el} Anlage in Penkun wird der Gärrest aufgereinigt und als Nährstoffkonzentrat wieder auf die Felder zurückgeführt. Hat man keine derartigen Rücknahme-Verträge, und sollte keine Kläranlage in der Nähe sein, die die großen Mengen an Gärrest (mit der zusätzlich hohen N-Konzentration) aufnehmen kann, wird an der Gärrestaufreinigung kein Weg vorbeiführen. Ob es nötig ist, den Gärrest zur Vorflutertauglichkeit aufzureinigen - wie in der Gärrestaufbereitung in Kapitel 6.2 angenommen – oder den aufgereinigten Gärrest teilweise in den Kanal zu leiten, wird für den Einzelfall entschieden werden müssen. (Wichtig hierbei ist jedoch die Einhaltung von Grenzwerten für die Einleitung in einen Vorfluter).

Die maximale sinnvolle Größe einer Biogas-Großanlage ist also nicht aufgrund des Fehlens geeigneter Technologien beschränkt, denn es wurden schon Großanlagen von 20 MW_{el} realisiert. Die realisierbare Größe ist sehr vom Standort abhängig. Hier ist neben der Rohstoffverfügbarkeit hauptsächlich das Gärrestmanagement der limitierende Faktor. Wenn der Gärrest zum Beispiel in eine Kläranlage oder in das Kanalnetz eingeleitet werden soll, so beschränkt diese Vorgabe je nach Standort genau die maximal mögliche Größe. Bei der Gärrestaufbereitung müssen die entstehenden Düngerfraktionen sinnvoll auf dem regionalen bzw. überregionalen Markt abgesetzt werden. Dieser reale Absatzmarkt ist die Größenbeschränkung je nach Standort. Wie oben schon erläutert sind in der Rohstofffrage vor allem die an dem Standort anfallenden biogenen Rohstoffe in Betracht zu ziehen. Das bestimmt wiederum eine maximal sinnvolle Biogasanlagengröße. Denn ein weiter Transport der Rohstoffe kann sich nur für sehr energiereiche Rohstoffe auszahlen, bzw. für Abfallstoffe, für deren Entsorgung bezahlt werden muss. Die hier geschilderten Faktoren sind die realen Beschränkungen der Anlagengröße für Biogas-Großanlagen.

8.2 Rahmenbedingungen für die Technologieentwicklung für Biogas-Großanlagen

Generell ist zu sagen, dass die politischen Rahmenbedingungen in Österreich nicht immer positiv auf die Förderung, den Ausbau und den Innovationsgehalt der Biogasproduktion beitragen bzw. beigetragen haben. Das deutsche EEG (Erneuerbares Energie Gesetz der Bundesrepublik Deutschland) mit z.B. dem KWK- und Nawaro-Bonus fördert auch keine spezielle Technologie-Entwicklung in Richtung Großanlagen-Technologie. So auch beim

Biogasanlagenpark Klarsee (Penkun, Norddeutschland). Hier wurden bewusst 40 Kleinanlagen (a 500 kW_{el}) errichtet, mit jeweils einem eigenen BHKW, um die im EEG festgelegten Einspeisevergütungen der 500 kW_{el} - Klasse lukrieren zu können. Da größere BHKWs generell auch bessere Wirkungsgrade hätten, kann festgehalten werden, dass hier die Effizienz zweitrangig war (INNOVATIONSREPORT 2007). Aufgrund der politischen Vorgaben ist es einfacher mit Standard-Biogasanlagentechnologien zu wirtschaften, als durch Technologieentwicklung im Bereich Biogas-Großanlagen zu punkten. Im Bereich des Gärrestmanagements wurde in Penkun eine moderne Aufbereitungstechnologie eingesetzt. Dies bedeutet letztlich, dass Technologieentwicklungen bei Biogas-Großanlagen notwendig sind, und sich auch wirtschaftlich rechnen. Um die Forschung und Entwicklung voranzutreiben ist jedoch Bedingung, dass die politischen Rahmenbedingungen dahingehend gegeben sein müssen.

8.3 Ökonomische Sinnhaftigkeit von industriellen Biogas-Großanlagen im Vergleich zu dezentralen Biogasanlagen

Bevor die Weiterentwicklung eines Vergärungskonzeptes an einem Standort Sinn macht, ist zu prüfen, welche weiteren Optionen einem in der Verwertung zur Verfügung stehen. Sei dies Futtermittel, Düngemittel, Einsatz als Rohstoff in der Industrie, etc. Diese Fragestellung muss vor dem in Erwägung ziehen einer Vergärung geklärt werden, und wird im Kapitel 4.1.11 diskutiert. Im Folgenden soll die Wirtschaftlichkeit von Biogas-Großanlagen, die industrielle biogene Reststoffe, welche lokal an einem Standort anfallen, vergären, im Vergleich zur Vergärung in umliegenden, „kleinen“ Biogasanlagen diskutiert werden. Dies wurde für den Standort der Bioethanolanlage in Pischelsdorf, als Vergleich „Biogas zentral“ zu „Biogas dezentral“ berechnet (Siehe hiezu Kapitel 6.2 (Bioethanolanlage Pischelsdorf)). Die in Kapitel 6.2 gerechnete Variante „Biogas dezentral“ zeigte mit einem Minus von rund 6,3 Mio. €/a eindeutig, dass es wirtschaftlich besser ist, wenn die Bioethanolschlempe zentral anfällt, diese auch in einer zentralen Biogasanlage (mit einem Plus von ca. 6,2 Mio. €/a) zu vergären, als wenn sie zu umliegenden „Biogas-Kleinanlagen“ transportiert wird. Dies bedeutet, dass die Biogas-Großanlagentechnologie in diesem Bereich sinnvoll eingesetzt wird, und die Technologieentwicklung von Biogas-Großanlagen hier weiter vorangetrieben werden soll.

8.4 Diskussion des Technologieentwicklungsbedarfs anhand der Verfahrensstufen einer Biogasanlage

In diesem Kapitel soll der Technologieentwicklungsbedarf anhand des Gesamtkonzeptes einer Biogasanlage beschrieben werden. In Abbildung 49 ist ein Überblick über die verschiedenen Verfahrensschritte der Biogasproduktion gegeben (FNR 2004). In jedem der vier aufgezählten Verfahrensschritte soll im Folgenden die Möglichkeiten zur Technologieentwicklung diskutiert werden. In den besprochenen Bereichen, in denen Technologien am

Markt verfügbar sind, sollen auch Beispiele der am Markt vorhandenen Verfahren gebracht werden.

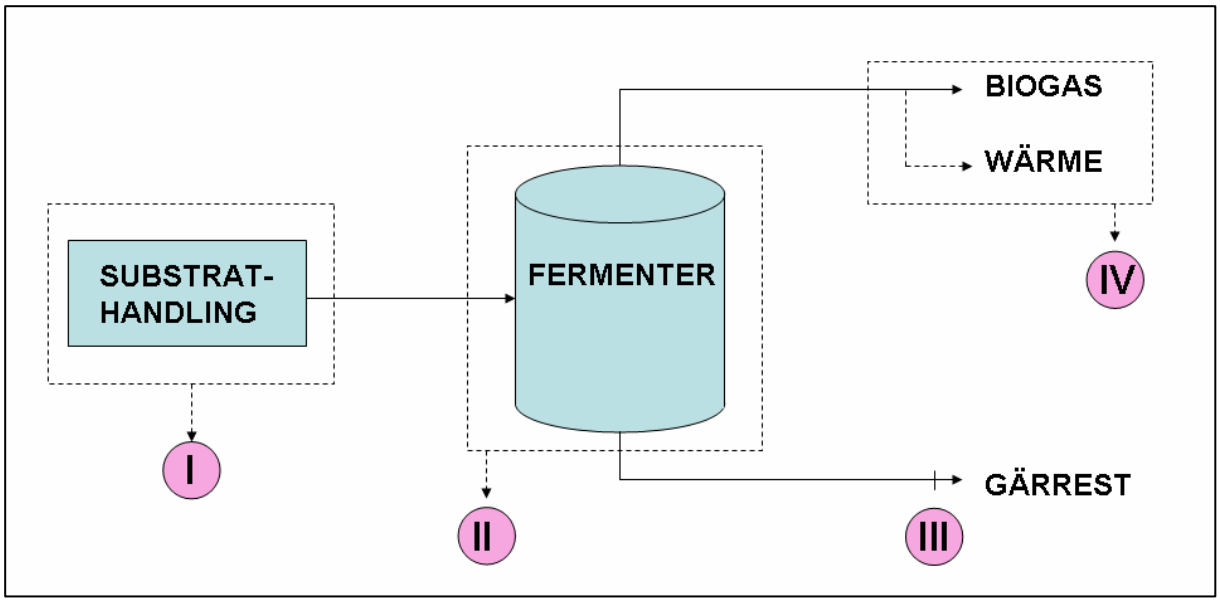

Abbildung 49: Verfahrensschritte der Biogasproduktion (FNR 2004)

8.4.1 Substrathandling (I)

8.4.1.1 Rohstofftransport

Der Transport ist ein großer Kostenfaktor bei der Verwertung von biogenen Reststoffen, wenn diese nicht am Standort selbst anfallen. Auf die Transportkosten haben die Entfernung, sowie der Wassergehalt und der Energiegehalt des Reststoffs einen großen Einfluss. In Abbildung 50 sind die Jahreskosten einer 500 kW_{el} Biogasanlage dargestellt, die ihren biogenen Reststoff (= Schlempe) durchschnittlich 40 km transportieren muss. Mit dieser Kostenverteilung wurde die durchschnittliche Biogasanlage aus „Biogas dezentral“ berechnet. (Siehe hiezu Kapitel 6.2 (Bioethanolanlage Pischelsdorf) Hier sieht man deutlich, dass die Transportkosten mit ca. 29% fast ein Drittel der Jahreskosten betragen. Neben der Entfernung ist hier auch der große Wassergehalt der Schlempe ein wichtiger Faktor. Obwohl die betrachtete Anlage selber mit 500 kW_{el} keine Biogas-Großanlage darstellt, würden die Transportkosten einer Schlempe verwertenden Biogas-Großanlage, die ihr Substrat auch aus 40 km Entfernung bezieht, einen ähnlich hohen Anteil an den Jahreskosten bedeuten. Daher ist es für die Planung von Biogas-Großanlagen essentiell, diese in der Nähe bzw. am Standort zu bauen, an welchem große Mengen biogener Reststoffe anfallen. Eine Biogas-Großanlage, die über weite Strecken mit großen Mengen an biogenen Reststoffen versorgt wird, ist daher - unter aktuellen Treibstoffpreisen - nicht wirtschaftlich. Sollte das Substrat (pro t Frischmasse) eine viel höhere Methanausbeute als die hier betrachtete Schlempe liefern, so könnte dennoch ein Transport über eine große Strecke noch wirtschaftlich sein. Wie in Abbildung 50 zu sehen ist, liegt hier auf jeden Fall ein großes Einsparungspotential, welches durch eine optimale Wahl des Standortes ausgeschöpft werden kann. Des Weiteren könnte auch eine Einsparung der Rohstofftransportkosten durch die gezielte Verringerung

der Rohstoffvolumina erzielt werden. Zum Beispiel durch einen Aufkonzentrierungsschritt. Hierfür muss jedoch wieder zusätzliche Energie aufgebracht werden, womit die Einsparungen im Transport wieder relativiert werden. Fällt die zur Aufkonzentrierung benötigte Energie im Prozess an, könnte es dennoch vorteilhaft sein. Am Standort der Bioethanolanlage in Pischelsdorf (Kapitel 6.2) wäre es z.B. ohne zusätzlichen Energieaufwand möglich, die Schlempe von ca. 10% Trockensubstanz (TS) auf ca. 30% TS aufzukonzentrieren, wenn man die Energie aus der Kondensation des Ethanols nutzt. Dennoch ist es für zukünftige Logistikkonzepte notwendig, Transportkosten möglichst zu vermeiden bzw. zu optimieren.

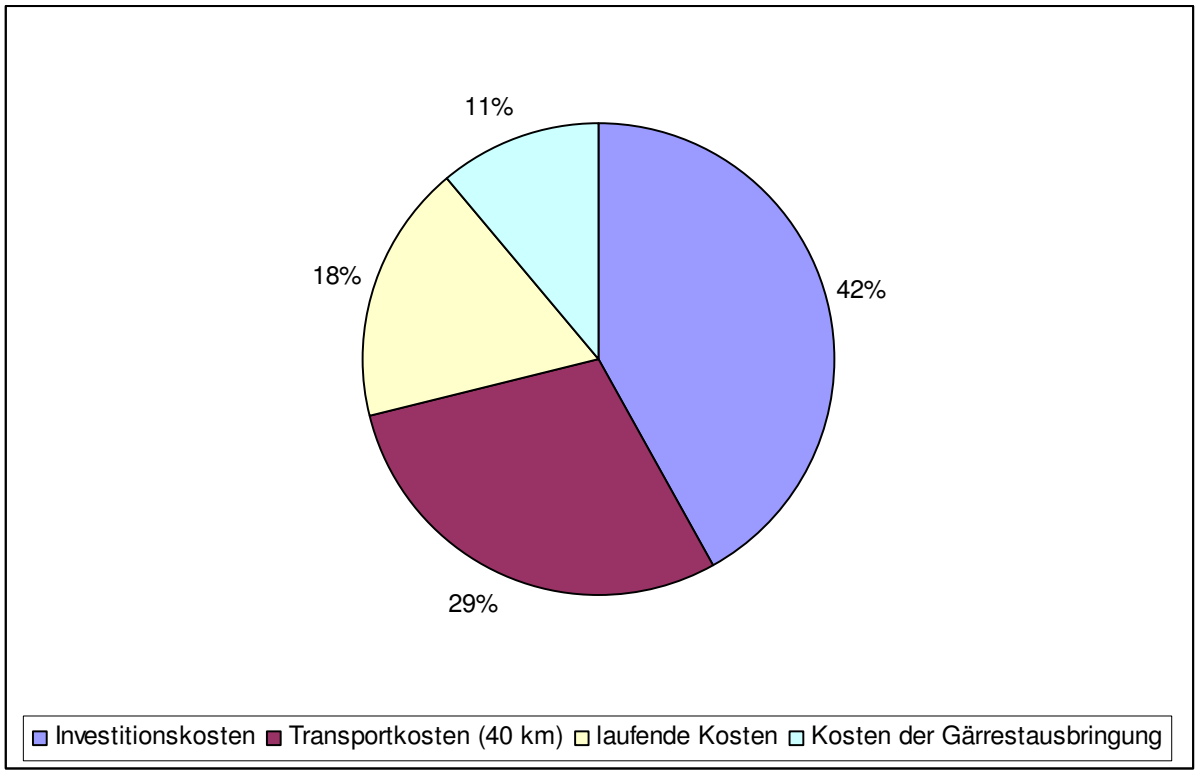

Abbildung 50: Übersicht über die Aufteilung der Jahreskosten für eine 500 kWel Schlempe verwertenden Biogasanlage in durchschnittlich 40 km Entfernung zur Bioethanolanlage (jedoch ohne Substratkosten aber inklusive Substrattransport und Gärrestausbringung)

Substratlagerung

Die Lagerung von Substraten ist speziell für Standorte, welche einen Kampagnenbetrieb betreiben, ein wichtiger Kostenfaktor. So z.B. für die Zuckerindustrie. Denn bei kontinuierlich anfallenden Reststoffen, können diese ebenso kontinuierlich in die Biogas-Großanlage eingebracht werden, und es wird nur ein geringer Zwischenspeicher für das Substrat benötigt. Da aufgrund des Einsatzes von Mikroorganismen Biogasanlagen nicht leicht „an- und ausgeschaltet“ werden können, sollte die Biogasproduktion zumindest auf einem geringen Niveau das ganze Jahr über durchgeführt werden. Daher müssen die biogenen

Reststoffe aus dem Kampagnenbetrieb gelagert werden. In der Zuckerproduktion können hier die anfallenden Pressschnitzel einsiliert werden, und es wird auch daran gedacht, die bei der Ernte anfallenden Reste der Zuckerrübe zu nutzen und diese eventuell direkt am Feld zu lagern und „just in time“ zur Biogasanlage zur führen (DOPPLER 2008).

Zusätzlich treten bei der Lagerung Verluste der verwertbaren organischen Substanz auf, welche sich auf 7 bis über 40% belaufen können (KIRCHMAYR 2007). Es gilt daher die Lagerung soweit zu optimieren, dass die Lagerungsverluste möglichst gering gehalten werden. (Wie es bei dem oben erwähnten Kampagnenbetrieb notwendig wäre.)

8.4.1.2 Substrataufbereitung

Hydrolyse

Der Bereich der Hydrolyse ist ein aktueller Forschungsschwerpunkt in der Anaerobtechnologie. Es wird versucht durch Substratvorbehandlungsmethoden den ersten Schritt der anaeroben Vergärung, die Hydrolyse, zu beschleunigen. Oder für schwer abbaubare Substanzen - wie Cellulosen, Hemicellulosen und Lignin - erst zu ermöglichen. Neben dem Erzielen einer höheren Methanausbeute aus dem Substrat soll der Prozess selber beschleunigt werden. So kann Fermentervolumen eingespart, bzw. ein höherer Substratdurchsatz bei gleicher Abbauleistung erzielt werden. Ein weiteres Ziel in diesem Forschungsgebiet ist es auch, sehr schwer abbaubare Biomasse wie Holz als Substrate für eine anaerobe Vergärung verwenden zu können. Durch die Hydrolyse verspricht man sich vor allem bei Biogas-Großanlagen große technologische Fortschritte, aufgrund oben genannter Vorteile. Die derzeit angewandten Hydrolysemethoden sind folgende:

- **enzymatische Hydrolyse**
  Der gezielte Einsatz von Enzymen soll die Hydrolyse beschleunigen. Reine Enzyme sind jedoch teuer, so gibt es auch Versuche mit Pilzmischungen. Hier ist es jedoch wichtig zu beachten, dass die Enzyme nicht aus dem Fermenter ausgetragen werden. Denn bei direkter Zumischung zum Substrat, werden diese auch direkt mit der Entnahme des Gärrestes ausgetragen. So könnte man einerseits versuchen die Enzyme zu immobilisieren, oder durch räumliche Trennung des Hydrolyseschrittes Verbesserungen zu erzielen. Enzymzusätze zur Biogasproduktion werden z.B. von der Firma Bioreact (BIOREACT 2008) vertrieben.

- **mikrobiologische Hydrolyse**
  Die Idee dieses Ansatzes ist die gezielte räumliche Trennung des Hydrolyseschrittes. In einem eigenen Reaktor werden für hydrolytische Mikroorganismen die optimalen Bedingungen (pH-Wert, Temperatur, etc.) geschaffen. Diese vollziehen nun den Erstaufschluss des Substrates, und so kann im nachfolgenden „Anaerobfermenter“ das Substrat schneller abgebaut werden. Mit einer mikrobiologischen

Hydrolyse-Vorstufe arbeiten z.B. die folgenden zwei Verfahrenskonzepte: Fraunhofer IKTS (FRAUNHOFER IKTS 2008) und Rottaler Modell (ROTTALER MODELL 2008).

- **„Steam-Explosion“**
  Bei diesem mechanischen Verfahren wird das Substrat durch die Einwirkung von Dampf auf Temperatur und unter Druck gebracht. Durch ein plötzliches Entspannen des Drucks werden die Strukturelemente des Substrats, ähnlich einer Explosion, zerstört. Damit ist es für Mikroorganismen leichter verfügbar. Auch hierzu gibt es Verfahren, die am Markt angeboten werden: z.B. von der Firma Softechenergy (SOFTECHENERGY 2008).

- **Hitzebehandlung**
  Die Hitzebehandlung wird teilweise auch Pyrolyse genannt. Es handelt sich hierbei um eine thermische Spaltung chemischer Verbindungen. Durch hohe Temperaturen wird ein Bindungsbruch innerhalb großer Moleküle erzwungen. Hohe Temperaturen können hierbei auch durch Mikrowellenbehandlung erzielt werden (z.B. Mikrowellen-aufschluss, Pyrolyse).

- **chemische Hydrolyse**
  Durch die Einwirkung von Säuren und Laugen kann auch eine Spaltung von Zucker, Stärken und Proteine in ihre monomeren Bausteine erfolgen. Dies wird als chemische Hydrolyse bezeichnet (ARBEITSBERICHT ATV/DVWK 2003). Eine zusätzliche Einwirkung von Hitze kann diesen Prozess beschleunigen.

Stickstoff-Entfernung

Stickstoffreiche Substrate können Probleme bei ihrer Vergärung aufweisen. Denn der gebundene Stickstoff wird während des Gärungsprozesses in Ammonium (NH_4+) umgewandelt. Dieser steht mit der undissoziierten Form (NH_3) im Gleichgewicht, welcher in zu hohen Konzentrationen toxisch auf die Bakterienzellen wirkt. Daher könnte eine Aufbereitung durch die Entfernung von Stickstoff (N) neue Substrate für die anaerobe Vergärung erschließen. Hierbei sind speziell Schlachtabfälle zu nennen. Ein innovatives Konzept besteht darin, aus den Substraten durch ein Strip-Verfahren (bzw. verwandte Verfahren) den Ammoniak auszutreiben. Es gibt ähnliche Konzepte, in welchen versucht wird den Stickstoff aus dem Gärrest zurückzugewinnen. Wobei jedoch keine Verbesserung der Vergärbarkeit im Vordergrund steht. Ein Problem bei dieser Anwendung ist einerseits, dass hier nur ein geringerer Teil des Stickstoffes als Ammonium vorliegt - da noch kein anaerober Abbau stattgefunden hat - und somit nur von diesem gelösten Stickstoff ein Teil entfernt werden kann. Andererseits können im Substrat noch mehr Strukturmaterialien als im Gärrest vorhanden sein, da die organischen Substanzen noch nicht abgebaut sind. Daher wird der Einsatz von z.B. Füllkolonnen für den Strip-Prozess erschwert. (Auf dieses Thema wird später bei der Gärrestverwertung (Kapitel 8.4.3) noch eingegangen.)

8.4.2 Fermentation (II)

Reaktorwahl und Durchsatzleistung

Einen wichtigen Einfluss auf die Performance der Vergärung hat die Wahl des Reaktors für die Fermentation. So können Hochleistungs-Reaktoren wie UASB-Reaktoren die benötigten Reaktorvolumina reduzierten, da hier die Durchsatzleistung sehr hoch ist. Auf dem Markt gibt es hier auch innovative Konzepte für eine effiziente Hochleistungs-Technologie, wie z.B. den „High Load Hybrid Reaktor“ der Firma enbasys (ENBASYS BIOTECH ENERGY 2008) bei dem auch hochbelastete Abwässer/Substrate behandelt werden können.

Prozesskontrolle und Prozesssteuerung

Es ist wichtig, ständig den Zustand der Biologie im Fermenter im Auge zu behalten. Hinweise für die Prozessstabilität sind z.B. Fettsäurekonzentrationen, pH-Wert, Abbaugrade, Restmethanpotential, etc.. Nur durch ständiges Überprüfen der Performance des Gesamtsystems können optimale Vergärungsresultate erzielt werden. Sei es der Einsatz von neuronalen Netzen (ZANI, HOLUBAR 2005) oder einfache Instant-Messmethoden. Ebenso kann eine Online-Überwachung der wichtigsten Faktoren (so wie unter anderem auch der Gasqualität und deren Zusammensetzung) wichtige Fortschritte für die Biogas-Großanlagentechnologie bieten. Hierfür ist z.B. das Nahinfrarotspektroskopie (NIRS) der Firma TENIRS zu nennen (HÜGLE 2005) Denn es ist klar, dass insbesondere bei Biogas-Großanlagen Prozessstörungen stark ins Gewicht fallen. Die Anlagenbetreiber können sich keine (wirtschaftlichen) Ausfälle leisten, und es ist nicht leicht bei den Dimensionen einen problematischen Fermenterinhalt schnell zu verdünnen bzw. diesen umzupumpen.

Rührtechniken

Je größer die Fermenter gebaut werden, desto schwieriger ist es, eine ausreichende Durchmischung zu erzielen. Anders als bei aeroben Mikroorganismen ist hier nicht der optimale Sauerstoffeintrag bzw. die optimale Verteilung des Sauerstoffs im Fermentationsmedium das Beurteilungskriterium einer guten Durchmischung. Bei Biogasanlagen muss die Bildung von Schwimmschichten vermieden werden. Dies stellt besonders bei fasrigen Substraten ein großes Problem dar. Andererseits muss eine gute Verteilung der Zwischenprodukte des Stoffwechsels gewährleistet werden, um dem Zusammenspiel der verschiedenen Mikroorganismen innerhalb des Fermenters optimale Rahmenbedingungen für den anaeroben Abbau zu bieten. Des Weiteren soll die Durchmischung auch eine Wärmeverteilung bewirken, und ein Ausgasen des Biogases aus dem Gärsubstrat fördern (FNR 2004). In diesem Bereich gilt es die Verfahren zu optimieren, wobei hier vor allem der Fokus auf fasrige und strukturstoffreiche Substrate gelegt werden muss. Zusätzlich ist es im Bereich der Rührtechnik sehr wichtig den Energiebedarf zu reduzieren, um eine höhere Effizienz der Anlage zu erzielen.

Eigenenergiebedarf

Um eine Effizienzsteigerung einer Biogasanlage zu erzielen, liegt ein erster Ansatz darin, den Eigenenergiebedarf zu senken. Hier sollte im Sinne eines ökologischen Ansatzes das

Gesamtkonzept der Biogasanlage bzw. Biogas-Großanlage beleuchtet werden, und der Energiebedarf in jedem Bereich reduziert werden.

Im Gesamtkonzept wird in folgenden Bereichen Energie aufgewendet: beim Transport der Substrate, evtl. auch bei der Lagerung und bei der Einbringung in den Fermenter. Im Fermenter selber für die Durchmischung, die Heizung (bzw. Kühlung) und bei manchen Substraten auch für die Hygienisierung. Bei der Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz würde für die Aufreinigung des Gases ein großer Teil der Energie benötigt. Bei der Verwendung von Zündstrahlmotoren im BHKW für zusätzliche fossile Energie in Form von Zündöl. Im Bereich des Gärrestmanagements tritt auch ein hoher Energiebedarf auf. Einerseits für die Aufbereitung des Gärrestes, andererseits für den Transport des Gärrestes (bzw. der Gärrestfraktionen). Speziell bei Biogas-Großanlagen kann hier, aufgrund eines energiesparenden Gesamtkonzeptes, verhältnismäßig viel Energie eingespart werden. In diesem Bereich ist ebenso die Technologieentwicklung voranzutreiben.

Prozessadaptation auf Kampagnenbetrieb

Wie das Beispiel der Zuckerfabriken zeigt, fallen hier große Mengen an biogenen Reststoffen im Kampagnenbetrieb an. Wie erwähnt, ist es nicht möglich, eine Biogasanlage auf Knopfdruck „an"- oder „auszuschalten". Daher müssen anwendungsorientierte Konzepte für Biogas-Großanlagen im Kampagnenbetrieb entworfen werden. Dabei ist ein besonderes Augenmerk auf die Hochfahrphase zu legen. Die Biogas-Großanlage sollte in kurzer Zeit auf ein Maximum an Leistung gebracht werden können. Hierbei ist jedoch die Limitierung aufgrund der hohen Generationszeiten von Methanbakterien (5 - 15 Tage) zu berücksichtigen (AID INFODIENST E. V. 2003). In der Zeit außerhalb des Kampagnenbetriebes sollte die Anlage dann auf geringerer Leistung betrieben werden können, bzw. ganz herunter gefahren werden. Die Herausforderung an die Technologieentwicklung in diesem Bereich ist es also, dieselbe Biogasanlage während der Kampagne auf hohem Niveau, und nach der Kampagnenzeit auf einem niedrigen Niveau betreiben zu können. Außerdem soll der Wechsel der jeweiligen Betriebsform möglichst schnell und ohne große Prozessstörungen durchgeführt werden können.

Alternative Fermentationsverfahren

Im Folgenden soll z.B. auf das Potential der Kofermentation eingegangen werden. Denn durch die Kombination von Substraten kann die Verfügbarkeit von benötigten Spurenelementen verbessert werden, bzw. können Stickstoffkonzentrationen reduziert werden. Durch die Mischung eines Substrates mit hohem N-Gehalt mit einem mit niedrigem N-Gehalt kann in der Mischung ein „akzeptabler" N-Gehalt erzielt werden. Dies kann eine Verbesserung der Performance des anaeroben Prozesses bewirken. Des Weiteren ist auch die Wahl des Fermentationsverfahrens, ob ein Nass- oder Trockenfermentationsverfahren angewandt wird, ein wichtiger Aspekt. Generell hat sich in vielen Bereichen das Nassverfahren durchgesetzt, und ist heute Stand der Technik. Bei Substraten mit hohen Trockensubstanzgehalten könnte sich jedoch eine Trockenvergärung als zielführender erweisen. Denn um solche Substrate für die Nassvergärung aufzubereiten, müssen sie mit

hohem Energie- und Wasserbedarf verflüssigt werden. Jedoch haben die auf dem Markt angebotenen Verfahren die Entwicklung weitgehend noch nicht abgeschlossen (FNR 2004). Daher könnte eine Technologieentwicklung in diesem Bereich für die anaerobe Verwertung von biogenen Reststoffen mit hohem TS-Gehalt einen Vorteil bringen. Ein auf dem Markt verfügbares Trockenfermentationsverfahren ist das DRANCO-Verfahren (DRy ANaerobic COmposting), welches von dem belgischen Unternehmen Organic Waste Systems (OWS), vertrieben wird (DE BAERE UND AEHLING 2008).

Steigerung der Methanausbeute

Viele der hier beschriebenen Verbesserungspotentiale beinhalten auch eine Steigerung der Methanausbeute. Dennoch soll dieses Ziel extra genannt werden, denn ein zentraler Bereich der Effizienzsteigerung von Biogasanlagen liegt in der Erhöhung des Gesamtwirkungsgrades durch eine höhere Methanausbeute. Dies kann einerseits durch die Vermeidung von Verlusten bei der Substratlagerung, bzw. bei Verringerung des „Methanschlupfs“ aus dem System geschehen. Andererseits kann durch eine Erhöhung des Ausgärgrades des Substrates, das Restmethanpotential des Gärrestes verringert werden.

Fermentationsadditive

Speziell für den Einsatz von Biogasanlagen in der Industrie ist eine nahezu perfekte und fehlerfreie Performance von Biogasanlagen wichtig. Auch im NAWARO-Bereich wird versucht, diese durch Zusatz von beispielsweise Spurenelementlösungen (SCHAUMANN BIOENERGY GmbH 2008) zu verbessern. Im Bereich der Fermentationsadditive kann eine weitere Verbesserung der anaeroben Verfahren erzielt werden. Daher ist dies auch in der Technologieentwicklung zu berücksichtigen. Unter dem Punkt der enzymatischen Hydrolyse und der Zugabe von Enzymen wurden schon die ersten Fermentationsadditive besprochen. Auf dem Markt gibt es in diesem Punkt z.B. die Firma Schaumann Bioenergy (SCHAUMANN BIOENERGY 2008), die Spurenelementzusätze vertreibt. Ebenso die Firma IPUS (IPUS GMBH 2008), die Zusätze zur Leistungsoptimierung verkauft, bzw. die Firma Bioreact (BIOREACT 2007).

8.4.3 Gärrest-Verwertung (III)

Das Thema des Gärrestmanagements wird in Kapitel 5 (Fermentationsrückstände) im Detail betrachtet. In der folgenden Diskussion sollen die Forschungsschwerpunkte in diesem Gebiet noch einmal aufgezeigt werden.

Gärrestaufbereitung

Speziell bei Biogas-Großanlagen ist es naheliegend, die Inhaltsstoffe des Gärrestes rückzugewinnen und einer sinnvollen Verwertung zu unterziehen. Des Weiteren kann auch Wasser als Ressource für den Prozess zur Verfügung stehen. Für diesen Bereich geeignete Konzepte zu entwickeln, sollte der Schwerpunkt der Forschung für Biogas-Großanlagen sein. Da im Bereich des Gärrestmanagements bis zu 50% der Kosten liegen können (Kapitel 5), ist hier erwartungsgemäß auch viel Einsparungspotential vorhanden. Der Einsatz

von billigen und leistungsstarken Technologien könnte diesen Bereich revolutionieren. (Für Details bezüglich dieser Fragestellung siehe Kapitel 5 (Fermentationsrückstände) Nur wenige wissenschaftliche Publikationen sind in diesem Bereich, vor allem bei der Gärrestaufbereitung, erschienen, und es gibt wenige Anbieter auf dem Markt. Diese sind – bzw. waren – Firmen wie A3 water solutions GmbH, IMB+Frings water systems GmbH, VP Verfahrens- und Prozesstechnik GmbH, Heuser Apparatebau GmbH, IMB Verfahrenstechnik GmbH, AAT – um die wichtigsten zu nennen. Es wird zurzeit gerade versucht, die ersten Technologien zu etablieren, und es gibt einige wenige Pionieranlagen die moderne Gärrestaufbereitungssysteme integriert haben. Man kann hier jedoch noch lange von keiner Standardtechnologie sprechen.

- **N-Rückgewinnung**
  Da im Laufe der anaeroben Vergärung der Großteil des Kohlenstoffs entfernt wird, besteht der Gärrest zu einem großen Teil aus Stickstoff. Dieser sollte zum Schließen des Stoffkreislaufes wieder auf den Feldern als Dünger ausgebracht werden. In einem EU-Projekt (NIREC 2008) wird zurzeit daran geforscht, innovative Szenarien zur Stickstoffrückgewinnung zu etablieren. Dadurch wird die N-Konzentration im Gärrest verringert, wodurch dieser auf geringerer Fläche (unter geringerem Aufwand) aufgebracht werden kann, und eine N-reiche Fraktion als hochwertigerer Dünger zur Verfügung steht. Für diese Rückgewinnung können in erster Linie Strip- bzw. Membranverfahren eingesetzt werden. Der Vorteil der N-Rückgewinnung aus dem Gärrest - im Gegensatz zu der aus dem Substrat (siehe Kapitel 8.4.1.2) - liegt darin, dass ein größerer Anteil des Stickstoffs als NH_4+ vorliegt, und somit leichter abgetrennt werden kann. Außerdem sind im Gärrest aufgrund des anaeroben Abbaus geringere Strukturmaterialien als im Substrat vorhanden. Dies erleichtert z.B. den Einsatz von Füllkörpern. In diesem Bereich gilt es energiesparende, anwendungsorientierte Lösungen zu entwickeln, um die N-Rückführung im großen Maßstab realisierbar zu machen. Auf dem Markt sind N-Entfernungssysteme aus dem Gärrest vorhanden. Hier wäre z.B. das ANAStrip®-Verfahren System GNS (GESELLSCHAFT FÜR NACHHALTIGE STOFFNUTZUNNG MBH 2008) zu erwähnen. Oder auch die Firma ENVIMAC (ENVIMAC ENGINEERING GMBH 2008).

- **Wasser-Rezirkulation**
  Reines Wasser wird global gesehen eine immer knapper werdende Ressource. Durch Separation des Gärrestes kann ein Teil der flüssigen Phase in der Biogasanlage rezirkuliert werden, was den Bedarf an Frischwasser senkt. In weiterentwickelten Systemen kann Wasser weiter aufgereinigt werden, und dem Industriestandort als Prozesswasser zur Verfügung stehen. An den Industriestandort angepasste und optimierte Recyclingsysteme des Prozesswassers werden in Zukunft immer mehr nachgefragt werden.

Reduktion von Emissionen

Dies sollte ein zentrales Ziel in der Weiterentwicklung der Technologien sein. Denn einerseits soll durch eine optimale, energiesparende Aufbereitung der Grossteil an Schwefel und Stickstoff entfernt, andererseits Methanschlupf aus dem System, bzw. bei der Verbrennung vermieden werden. Im Bereich des Gärrestmanagements ist eine Vermeidung von Methanemissionen sehr wichtig, vor allem um den Ausstoß von Treibhausgasen zu reduzieren. Denn Methan (CH_4) ist rund 23-mal klimaschädigender als Kohlendioxid (CO_2). Demzufolge sollte im Bereich der Gärrestlagerung bzw. -behandlung die Vermeidung des Ausstoßes von Methan oberste Priorität haben. Dass hier in Österreich noch deutlich Aufholbedarf liegt, zeigt die Studie „Gütesiegel Biogas“ (BRAUN ET AL. 2007).

8.4.4 Verwertung Biogas (IV)

Steigerung des Wirkungsgrades

Als Stand der Technik kann heutzutage die Verbrennung des Biogases in BHKWs zur Stromerzeugung gesehen werden, bzw. die rein thermische Nutzung in Brennkesseln. Mit aktuellen elektrischen Wirkungsgraden von über 42% (GE ENERGY JENBACHER 2008) ist ein großer Entwicklungssprung hier nicht wirklich zu erwarten.

- **Brennstoffzelle**
  Als Alternative zum BHKW wird für die Stromproduktion die Brennstoffzelle gesehen. Hier sind höhere elektrische Wirkungsgrade bis zu 65% möglich (PROFACTOR, 2004). Im Vergleich zur Biogas-Netzeinspeisung ist hier nur eine teilweise Aufreinigung notwendig, da keine Entfernung des CO_2 durchgeführt werden muss (IWT PROJEKTBERICHT 2006).

- **Biogas-Netzeinspeisung**
  Die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz bringt den Vorteil, dass Energie (virtuell) „speicherbar“ wird. Das aufgereinigte „Biomethan“ kann zu einer anderen Zeit und an einem anderen Ort entnommen, und für unterschiedliche Anwendungen - z.B. für Verstromung in einem BHKW oder für eine Biogas-Tankstelle - verwendet werden. Sollte es verstromt werden, so kann das Biogas aber auch z.B. in einer Gasturbine mit höherem Wirkungsgrad genutzt werden. Dennoch muss ein erheblicher Anteil an Energie für die Aufbereitung des Biogases zu Erdgas bereitgestellt werden. So gibt es auch alternative Ansätze, ein „Biogas-Mikronetz“ zu errichten, in welchem Biogas ohne allzu großen Reinigungsaufwand eingespeist werden kann. (Nähere Details hiezu finden Sie im EdZ-Projekt „Biogas-Mikronetze“, Projektnummer 812786.).

- **Einsatz als Kraftstoff**
  Der Verkehrssektor verbraucht viel Energie und ist weiters für einen großen Anteil des CO_2-Ausstoßes bzw. Treibhauseffektes verantwortlich. Biogas bzw. Biomethan könnte hierbei einen sinnvollen Ersatz bieten. Jedoch sind auch hier neuartige

Konzepte zu entwickeln. Vor allem muss eine flächendeckende Versorgung des Biokraftstoffs gewährleistet sein.

Wärmeverwertung:
Um die Gesamteffizienz zu steigern, gehen die Bemühungen dahin, die in einem BHKW frei werdende Wärme zu nützen. Hier muss standortspezifisch das richtige Konzept ausgewählt werden. Speziell dort, wo keine Wärme unmittelbar am Standort gebraucht wird, muss einerseits die Sinnhaftigkeit der Verbrennung im BHKW in Frage gestellt werden, und andererseits sollten alternative Wärmenutzungsoptionen durchgedacht werden. Ist die Nahwärmenutzung in der Umgebung oder in einem Industriebetrieb nicht, oder nur in eingeschränktem Maße möglich, so könnte die Wärme auch im Prozess der Biogasproduktion selber angewandt werden. So könnte die Festfraktion des Gärrestes zur Verbrennung getrocknet, bzw. diverse Agrarprodukte erzeugt werden. Mögliche weitere Optionen zur Ausnutzung der anfallenden Wärme sind in dieser Hinsicht ORC-Prozesse, Stirling-Motor und Kältetechnik (z.B. Wärmepumpe, Kältemaschine, etc.). Mögliche Verbesserungspotentiale bei z.B. landwirtschaftlichen Anlagen zeigt ein Artikel von SCHULZ (2008).

8.5 Alternative Konzepte

Bisher wurden vorwiegend Technologien vorgestellt, die die einzelnen Schritte in der Biogasproduktion verbessern sollten. Die folgenden Vorschläge zur Technologieentwicklung betreffen eine Veränderung des Prozesses als solchen:

Wasserstoffproduktion
Der anaerobe Prozess sollte dahingehend variiert werden, dass die Ausbeute an Wasserstoff im System erhöht wird. Hierfür sollte die Dunkelfermentation eingesetzt werden (PROFACTOR 2007). Dafür muss einerseits der Wasserstoff ständig aus dem System entfernt werden, um keine Feedback-Hemmung zu erreichen. Andererseits müssen die Methanbakterien gehemmt werden, um eine Umwandlung des Wasserstoffes zu Methan zu verhindern. Ein Ziel wäre auch eine parallele Wasserstoff- und Methanbildung, wofür auch Abfälle als Substrate zur Verfügung stünden (BRUNSTERMANN UND WIDMANN 2008).

Microbial Fuel Cell (MFC)
Biologische Brennstoffzellen, so genannte Microbial Fuel Cells (MFCs), können eine nachhaltige, biotechnologische Lösung für die zukünftige Energieerzeugung darstellen. In MFCs werden organische Substrate durch anaerobe Mikroorganismen oxidiert, welche eine Elektrode als Elektronen-Akzeptor nützen können (SIEGL 2006). So kann direkt - ohne den „Umweg“ einer Verbrennung - elektrische Energie aus organischer Materie erzeugt werden.

8.6 Diskussion Technologieentwicklungsbedarf

Zum Abschluss der Betrachtung über den Technologieentwicklungsbedarf von Biogas-Großanlagen soll hier ein Zusammenhang der Auswirkungen der Technologieentwicklung(en) einzelner Bereiche auf die Gesamtwirtschaftlichkeit der Anlage hergestellt werden. Denn eine Biogas-Großanlage muss als Kraftwerk für Bioenergie gesehen werden, sodass Einsparungen im Gesamtkonzept zu einer Steigerung des Gesamtwirkungsgrades, bzw. zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit der Energieproduktion führen müssen. Ob die Effizienzsteigerung nun durch Einsparungen im Gesamtkonzept, oder durch Steigerungen des Wirkungsgrades einer speziellen Technologie auftritt, zielt auf das gleiche. In der Folge soll darauf eingegangen werden, wo der größte Spielraum für solche Fortschritte bzw. Einsparungen im Gesamtkonzept liegen.

Abbildung 51 zeigt, dass bei Biogas-Großanlagen bis zu zwei Drittel der jährlichen Gesamtkosten (ohne Personalkosten) allein auf das Reststoffmanagement entfallen können. Dies obwohl in den dargestellten Kosten schon die Abschreibung der Investitionskosten berücksichtigt ist. Die abgeschätzte Kostenverteilung aus Abbildung 51 stammt aus den Daten der berechneten Biogas-Großanlage am Standort der Bioethanolanlage (Kapitel 6.2 (Bioethanolanlage Pischelsdorf) mit ca. 20 MW_{el}. Das zeigt sehr deutlich, wie wichtig innovative Konzepte für das Reststoffmanagement einer Biogas-Großanlage sind. Die Substratkosten wurden jedoch in der Darstellung nicht berücksichtigt, da die Schlempe als Reststoff am Standort anfällt, und daher weder transportiert noch gekauft werden muss. Die in Abbildung 51 beschriebenen Kosten für das Reststoffmanagement bestehen einerseits aus dem klassischen Gärrestmanagement mit Kosten von ca. 5,1 €/t (siehe Kapitel 5 (Fermentationsrückstände), andererseits aus Kompostierungskosten von rund 40 €/t (siehe Kapitel 6.2) für die feste Fraktion aus der Hydrolyse-Vorstufe.

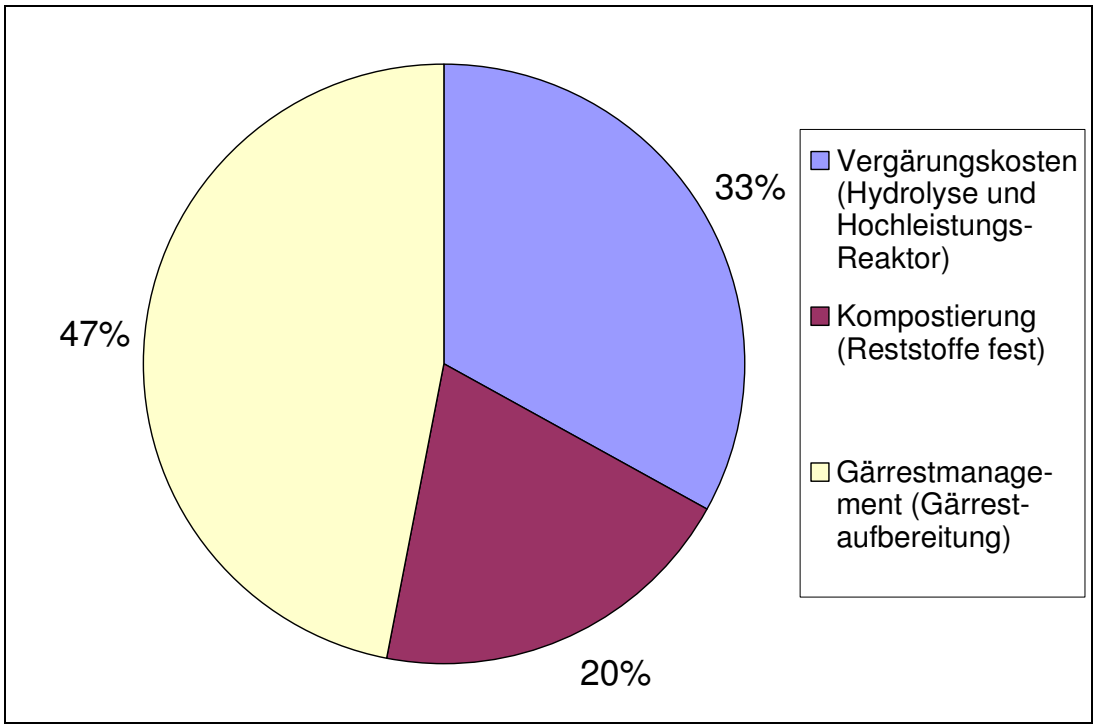

Abbildung 51: Abgeschätzte Kostenverteilung der Biogas-Großanlage (ca. 20MWel) am Standort der Bioethanolanlage nach Berechnungen aus Kapitel 6.2)

Denn in dem betrachteten Szenario wurde angenommen, dass die festen Reste, die nicht in der Hydrolyse-Vorstufe in Lösung gebracht werden können, abgetrennt werden, und dann kompostiert werden müssen. Diese Kosten allein betragen rund ein Fünftel der Gesamtkosten. Diese Annahme in diesem Standortkonzept zeigte, dass hier ein alternatives Verwertungskonzept dieser Stofffraktion große Kosten einsparen könnte. Kosten für Gärrestmanagement und Kompostierungskosten sind also, wie eingangs erwähnt, für ca. zwei Drittel der Gesamtkosten verantwortlich. Die restlichen Kosten, in der Graphik mit „Vergärungskosten“ bezeichnet, entsprechen den Betriebs- und Investitionskosten der eigentlichen Vergärung in der Biogas-Großanlage (ohne Berücksichtigung der Gärrestkosten und Personalkosten). Diese betragen in dem betrachteten Beispiel nur ein Drittel der Gesamtkosten, das verdeutlicht, dass das generelle Einsparungspotential in der reinen Vergärungstechnologie beschränkt ist. Denn wenn es gelingt billigere Konzepte für das Reststoffmanagement zu realisieren, hat das einen höheren Einfluss auf die Gesamtersparnis. Zusätzlich ist zu sagen, dass weder Kosten noch Nutzen der bei der Gärrestaufbereitung anfallenden Fraktionen betrachtet wurden, dies wurde bei dieser Betrachtung vernachlässigt. Als Schlussfolgerung aus dieser Betrachtung kann gesehen werden, dass der zukünftige Forschungsschwerpunkt auf jene Bereiche fokussiert werden sollte, in denen das größte Einsparungspotenzial liegt.

In der Studie „Gütesiegel Biogas“ (BRAUN ET AL. 2007) wird gezeigt, dass die Substratkosten der in Österreich untersuchten NAWARO-Anlagen mit 4,7 - 7,4 ct/kWh deutlich über den Betriebskosten liegen (2,0 - 4,5 ct/kWh). Bei den untersuchten Abfallanlagen sind die

Betriebskosten mit 2,5 - 5,6 ct/kWh leicht höher als die der NAWARO-Anlagen. Die Rohstoffpreise sind dafür meist deutlich niedriger (-4,5 - 5,2 ct/kWh). (Der negative Wert ergibt sich aufgrund der Abnahme von biogenen Abfällen.) Wenn für das Substrat also hohe Kosten entstehen, wie dies bei den meisten NAWARO-Anlagen der Fall ist, so sollte darauf geachtet werden, auch die Methanausbeute zu erhöhen. Ein weiterer Grund ist natürlich auch, um Methanemissionen aus dem Gärrest zu vermeiden. Letzteres könnte jedoch auch durch eine direkt, an den Anaerobprozess anschließende Gärrestaufbereitung, erreicht werden. Hier zeigte jedoch die Studie (BRAUN ET AL. 2007), dass die Substratausnützung mit 83,3% als Durchschnitt der 41 untersuchten Anlagen schon relativ hoch liegt. Dies liegt einerseits an der Verwendung leicht verfügbarer Substrate, andererseits an den hohen Aufenthaltszeiten. Der Spielraum ist daher bei den durchschnittlich eingesetzten Substraten nicht mehr sehr hoch. Würde so z.B. eine Vorhydrolysebehandlung die Ausbeute um 10% erhöhen, so ist das ungefähr der maximale Spielraum der für diese Technologieentwicklung besteht, da man hier dann schon bei fast 95% Methanausbeute wäre. Wenn dann noch viel Energieaufwand betrieben werden muss, bzw. hohe Kosten entstehen, so relativiert sich der Technologiefortschritt in diesem Bereich. Anders wäre das natürlich für Substrate, die bis jetzt schwer vergoren, oder nur geringe Ausgärgrade bzw. hohe Aufenthaltszeiten aufweisen konnten. Ebenso ist hier die Verwertung von Rohstoffen zu forcieren, die in keiner Konkurrenz zur Nahrungsmittel- bzw. Futtermittelindustrie stehen. Diese gemachten Betrachtungen sollten berücksichtigt werden, wenn Forschungs- und Entwicklungs-Schwerpunkte auf spezielle Bereiche der Biogas-Großanlagentechnologie gelegt werden.

In Tabelle 64 werden noch einmal die wichtigsten Bereiche des Technologieentwicklungsbedarfs dargestellt, und aufgrund der durchgeführten Diskussion eine gewisse Reihung der aufgeführten Punkte erstellt. Hier soll speziell aus dem Gesichtspunkt von industriellen Biogas-Großanlagen die Bedeutung der Entwicklung der einzelnen Bereiche dargestellt werden. Für eine gesamtheitliche Betrachtung der Biogasproduktion oder für die Entwicklung von kleinen bis mittelgroßen Biogasanlagen würden sich etwas andere Prioritäten ergeben, als bei der Fragestellung zu industriellen Biogas-Großanlagen. Das Gärrest- und Reststoffmanagement ist eine Kernfragestellung bei Biogas-Großanlagen. Eng mit diesem Bereich lässt sich auch das Konzept der Wertstoffrückgewinnung koppeln, denn in Biogas-Großanlagen treten auch große Nährstofffrachten auf, die einer sinnvollen Verwertung zugefügt werden sollten. Diese sind sicherlich die Kernfragestellungen für Biogas-Großanlagen. Des Weiteren würde eine deutliche Reduktion des benötigten Faulraumvolumens eine leichtere Handhabung des Prozesses bieten und eine höhere Durchsatzleistung. Eine weniger technologische Frage ist die Optimierung der Transport- und Lagerungslogistik, hier liegt meist Einsparungspotential vor, jedoch ist dieses sehr standortabhängig. Die Erschließung neuer Substrate und die optimale Wärmenutzung sind sehr wichtige Forschungsbereiche, aber nicht speziell eine auf industrielle Biogas-Großanlagen gemünzte Fragestellung. Bei der Optimierung des Eigenenergiebedarfes und der Leistungssteigerung von Biogasanlagen sind einerseits nicht sehr große Potentiale vorhanden, andererseits ist es ebenso wenig eine Fragestellung die hauptsächlich Biogas-Großanlagen betrifft. Der Entwicklung alternativer Konzepte wurde in dieser Studie auch keine spezielle Bedeutung für industrielle Biogas-

Großanlagen zugemessen. Hier geht es mehr um eine Revolutionierung der Bioenergieproduktion, bzw. darum neue Wege aufzuzeigen. Interessant wird es für Biogas-Großanlagen dann, wenn diese alternativen Konzepte z.B. im Reststoff- bzw. Gärrestmanagement ansetzen. Würden die festen Reststoffe aus dem Gärrest einer weiteren Nutzung, sowie z.B. einer Biomassevergasung zugeführt werden, so müsste eventuell nicht mehr daran gedacht werden, das Substrat möglichst vollständig zu vergären. An Stelle dessen könnte hier ein kombiniertes Verfahren die Aufenthaltszeit und damit das Fermentervolumen verringern: Ein biologisches Verfahren verwertet die leichter verfügbaren Substrate, und ein thermisches Verfahren die schwerer verfügbaren. Solche alternativen Entwicklungskonzepte hätten Auswirkungen auf das Reststoffmanagement, und somit auch auf Biogas-Großanlagen.

Tabelle 64: Potentiale der Technologieentwicklung bei Biogas-Großanlagen

Bereich	Technologieentwicklung	Potential
Gärrest- und Reststoffmanagement	• zentrale Fragestellung bei Biogas-Großanlagen • optimierte Gärrestaufbereitung könnte deutliche Kostensenkung bewirken	+++
Wertstoffrückgewinnung (N, P, K, etc.)	• N-Rückgewinnung • Nährstoffkonzentrate durch Membrantechnologie	+++
Reduktion des benötigten Faulraumvolumens	• höherer Durchsatz • höhere Leistung	++
Innovative Transport- und Lagerungskonzepte	• sehr standortspezifisch • stete Verbesserung der Logistik notwendig	++
Erschließung alternativer Substrate	• Substrate ohne Lebensmittel- bzw. Futtermittelkonkurrenz • stark stickstoffhältige Substrate • Cellulose bzw. ligninhältige Substrate	++
Sinnvolle Wärmeverwertungskonzepte	• steigert Gesamtwirkungsgrad • Zusatznutzen	++
Eigenenergiebedarf optimieren	• Energiesparen geht vor Wirkungsgraderhöhung	+
Leistungssteigerung	• höhere Methanausbeute • meist höherer Energieaufwand, hohe Kosten	+
+ = niedriges Potential, ++ = mittleres Potential, +++ = hohes Potential		

8.7 Conclusio Technologieentwicklungsbedarf

Als Schwerpunkte des Technologieentwicklungsbedarfs für Biogas-Großanlagen kristallisierten sich die Gärrestaufbereitung, das Reststoffmanagement, sowie die Wertstoffrückgewinnung heraus. Im Bereich der Substratausnützung ist - wie Untersuchungen der aktuell funktionstüchtigen Biogasanlagen zeigen - noch ein gewisses Potential vorhanden. Dieses kann jedoch nur durch den verstärkten Einsatz von Energie, bzw. höherem finanziellen Aufwand, genützt werden. Somit hängt die Sinnhaftigkeit sehr stark von den eingesetzten Substraten bzw. Technologien ab. Eine Fokussierung der Substrataufbereitung zur Verwertung von stickstoffhältigen, biogenen Abfällen bzw. von industriellen Reststoffen oder nachwachsenden Rohstoffen, die in keiner direkten Konkurrenz zu Futter- oder Nahrungsmitteln stehen, erscheint sinnvoll. Ebenso ist eine Reduktion der Faulraumvolumina für zukünftige Forschung und Entwicklung ein wichtiges Thema. Hierauf übt, neben spezieller Fermentertechnologie auch eine Substratvorbehandlung positiven Einfluss aus. Neben dem Technologieentwicklungsbedarf sind jedoch auch Logistikkonzepte für Transport - von Substrat oder Gärrest - sowie deren Lagerung sehr wichtig. Auch die Adaptation von Biogas-Großanlagen auf den Betrieb mit Reststoffen, welche in großen Mengen im Kampagnenbetrieb anfallen, ist denkbar.

9 Ökonomische Skaleneffekte

Gibt es eine „economy of scale“ bei Biogas-Großanlage? Wie groß sind ist der Einfluss der Substrat- bzw. Treibstoffpreise? Im folgenden Kapitel werden nun die Kosten für eine Biogasanlage mit 500 kW_{el} und deren Entwicklung bis zu einer Anlagengröße von rund 1,0 MW_{el} dargestellt. Danach wird der zurzeit größte Biogaspark in Güstrow, Norddeutschland, mit einer Leistung von 20 MW_{el}, beschrieben. In einem Exkurs wird anschließend auf die Kostenentwicklung von Blockheizkraftwerken eingegangen. Nach den Fixkosten werden die variablen Kosten von Biogasanlagen näher erläutert. Die „Preisexplosion“ am Treibstoffsektor wird in einem weiteren Exkurs dargestellt. Abschließend werden die spezifischen Kosten von Biogasanlagen unterschiedlicher Größe dargestellt.

9.1 Investitionskosten unterschiedlicher Biogasanlagengrößen

Die Investitionskosten einer 500 kW_{el} Biogasanlage für Anlagenteile, wie z.B. Fahrsilo, BHKW etc., inklusive sonstiger Investitionskosten, z.B. für Substratleittechnik, Wasser- und Elektroinstallationen, variieren sehr stark, und liegen zwischen ca. 1,985 Mio. € (ENVSERV 2007) und 2,325 Mio. € (THÖNI 2007). Nach HOPFNER-SIXT ET AL. (2007) nehmen die spezifischen Investitionskosten mit steigender Anlagenleistung ab, wobei 55 Biogasanlagen mit einem Leistungsspektrum von 19 bis 1.064 kW_{el} untersucht wurden. Hierbei zeigt sich eine Streuung von 1,4 bis 2,2 Mio. € pro Biogasanlage mit 500 kW_{el} (Abbildung 52).

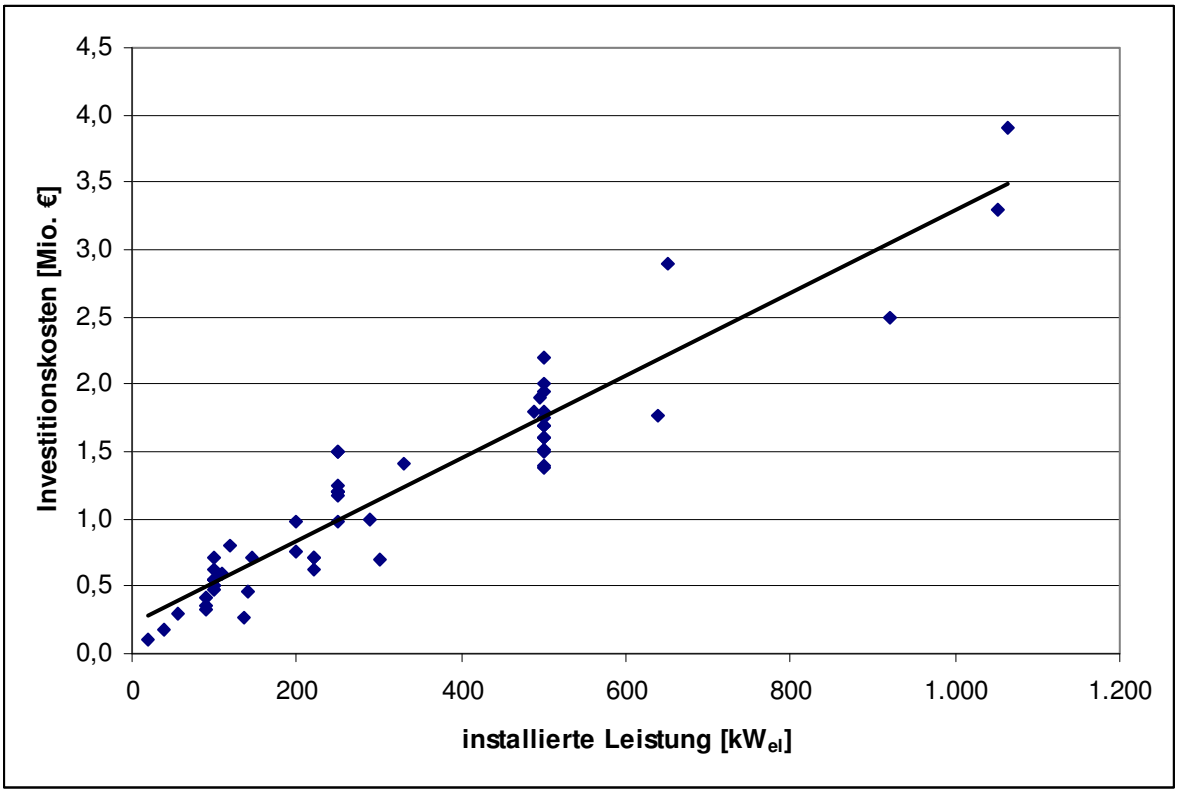

Abbildung 52: Investitionskosten von 55 Biogasanlagen (HOPFNER-SIXT ET AL. 2007)

Ebenso analysierten BRAUN ET AL. (2007), dass die economies of scale[29] bei den NAWARO-Anlagen ab einer Größe von über 250 kW_{el} nur eine untergeordnete Rolle spielen. Hingegen waren bei Abfallanlagen eine deutlichere Verringerung des Investitionsaufkommens, pro installiertem kW_{el}, festzustellen (Abbildung 53).

Die Investitionskosten der „typischen" 500 kW_{el} NAWARO-Biogasanlagen belaufen sich zwischen 3.000 und 5.000 €/$kW_{el.}$ Dies bedeutet wiederum fast eine Verdoppelung in derselben Anlagenklasse. Diese Schwankungsbreite der Investitionskosten ergibt sich hierbei in erster Linie aus der Verwendung unterschiedlicher Anlagentechnik, sowie aus einem unterschiedlich hohen Anteil an Eigenleistungen, welche ebenso unterschiedlich kalkuliert werden. (Dies ist vor allem bei Anlagen ≤ 250 kW_{el} relevant.) Bei manchen Biogasanlagen wurden darüber hinaus die Kosten für Grundstücks- und Erschließungskosten mitberücksichtigt, bei anderen wiederum nicht.

Bei Abfallbehandlungsanlagen liegen die Investitionskosten aufgrund der komplexeren Anlagentechnik je nach Substrat (Speisereste, Abfälle aus der Biodiesel oder Bioethanolproduktion, Müllereiabfälle, etc.) und entsprechend aufwändiger Anlagentechnik (Waschanlage, Magnetabscheidung, Hygienisierung, Pulper, Mörser, etc.) generell um 20 bis 100 % höher. Zusätzlich stellten BRAUN ET AL. (2007) in den vergangenen Jahren einen massiven

[29] economies of scale: konstante oder zunehmende Skalenerträge.

Anstieg der Investitionskosten fest. Dieser wurde durch die stark angestiegenen Preise für Anlagenkomponenten, wie z.B. Substrateinbringung, Beton, Gasspeicher, BHKW, Rührwerke, Trafostation, etc. verursacht.

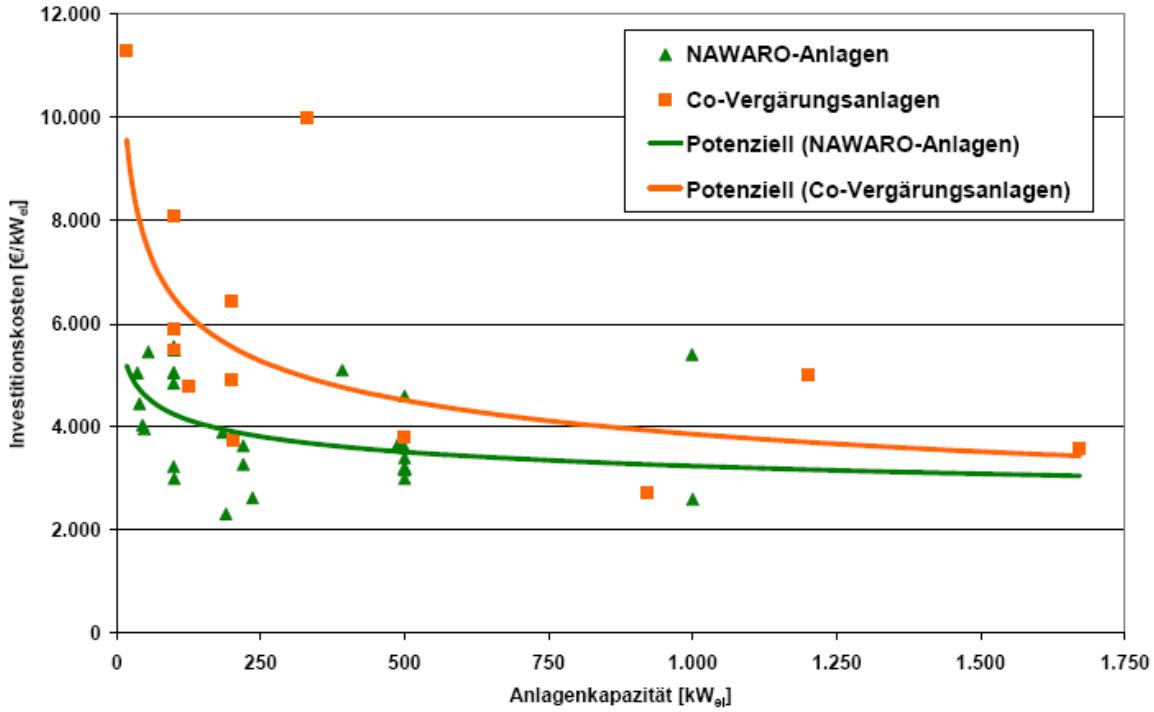

Abbildung 53: Investitionskosten der analysierten Biogasanlagen (BRAUN ET AL. 2007)

Die spezifischen Investitionskosten pro kWh$_{el}$ für eine 500 kW$_{el}$ Biogasanlage liegen damit zwischen ca. 3.970 € (ENVSERV 2007) und 4.650 € (THÖNI 2007). Die spezifischen Investitionskosten nach HOPFNER-SIXT ET AL. (2007) für Biogasanlagen mit 500 kW$_{el;}$ bewegen sich zwischen ca. 2.750 € und 4.400 €/kWh$_{el}$. Dies zeigt, dass eine Biogasanlage mit derselben Leistung um bis zu 60% mehr kosten kann.

Die spezifischen Investitionskosten der von HOPFNER-SIXT ET AL. (2007) analysierten Biogasanlagen sinken in den Leistungsklassen von 100 kW$_{el}$ von rund 5.200 €/kWh bis zu den Anlagen mit > 30 kW$_{el}$ auf ca. 3.500 €/kWh. Ab dieser Leistungsklasse kommt es jedoch praktisch zu dem selben Preis der Biogasanlagen (Abbildung 54).

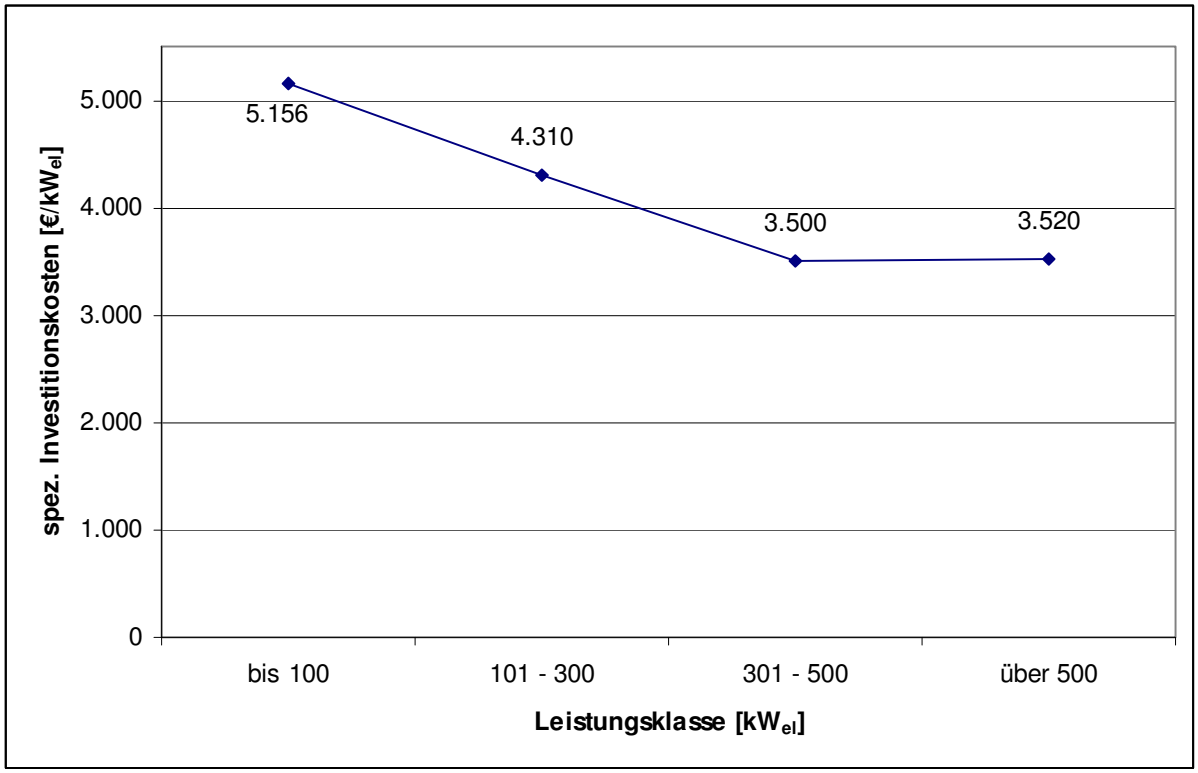

Abbildung 54: Spezifische Investitionskosten von 55 Biogasanlagen (eigene Darstellung, Daten: HOPFNER-SIXT ET AL. 2007)

9.1.1 Energetische Verwertungsmöglichkeiten von Biogas

Die energetische Verwertung von Biogas in Biogasanlagen, welche über die „typische landwirtschaftliche Biogasanlage“ von 500 kW_{el} hinausgehen, erfolgt entweder „klassisch“ mit der Strom- und Wärmeproduktion in einem oder mehreren BHKWs, oder das Biogas wird auf Erdgasqualität aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist. Zukünftig wird es aber auch möglich sein, Biogas bzw. Biomethan in einem Biogas-Mikronetz bzw. in ein oder mehreren Biogas-Tankstellen energetisch zu nutzen. Denkbar ist hierbei auch eine Kombination, z.B. Biogas-Tankstelle in einem Biogas-Mikronetz, usw. (Abbildung 55).

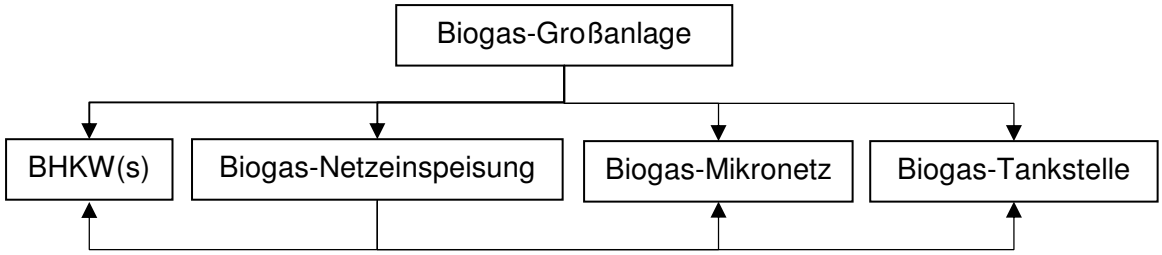

Abbildung 55: Energetische Verwertungsmöglichkeiten von Biogas

Die Biogas-Netzeinspeisung ist, im Gegensatz zum Biogas-Mikronetz, schon heute Stand der Technik. Hier sind aktuell in Österreich Pucking (6 m^3/h) und Bruck an der Leitha (100 m^3/h) als erste Anlagen zu nennen. Der Energiepark Bruck an der Leitha betreibt neben der Biogas-Netzeinspeisung, seit Juni 2007 werden auch rund 100 m^3/h aufbereitetes

Biogas in das Erdgasnetz eingespeist, zusätzlich zwei BHKWs mit jeweils 836 kW_{el}. Zukünftig werden daher ca. 0,8 - 1 Mio. m^3 Biomethan pro Jahr eingespeist und das überschüssige Biogas in den zwei BHKW´s in Strom und Wärme umgewandelt (HANNESSCHLÄGER 2008). Zukünftig kann jedoch das in einer Biogas-Großanlage gewonnene Biogas bzw. Biomethan in einem Biogas-Mikronetz bzw. einer Biogas-Tankstelle verwendet werden (Abbildung 55). Zwei Biogas-Tankstelle sind in Österreich schon in Betrieb, und zwei weitere sind in Planung bzw. schon genehmigt (Tabelle 65).

Tabelle 65: Biogas-Tankstellen in Österreich (erweitert nach METAPUR 2008)

Ort	Bundesland	Projektstatus
Margarethen/Moos	Niederösterreich	in Betrieb
Eugendorf-Reitberg[1)]	Salzburg	
Böheimkirchen	Niederösterreich	Genehmigung
Japons	Niederösterreich	

1) Quelle: Ökonews 2008

9.1.2 Biogasanlagen mit mindestens 1 MW_{el}

In folgender Tabelle 66 sind nun ausgewählte Biogasanlagen in Österreich und Deutschland dargestellt, welche über eine elektrische Leistung von mindestens 1 MW verfügen. (Im Gegensatz dazu werden in Kapitel 2 die Biogasanlagen nach Inputmenge skaliert.) Um auch bei größeren Biogasanlagen höhere Strom-Einspeisetarife zu erlangen, werden diese meist als „Multiplikation“ von Standardbiogasanlagen mit 500 kW_{el} errichtet, z.B. Biogaspark Penkun, Norddeutschland. Bei Biogasanlagen mit Biogas-Netzeinspeisung müssen, aufgrund des Fehlens eines „Ökogasgesetzes“ - entsprechend dem Ökostromgesetz - keine „Grenzwertmengen“ in Bezug auf die eingespeiste Biogasmenge eingehalten werden. So wird z.B. bei der Biogasanlage Schwandorf II rund 10 MW Erdgasäquivalent (~4,0 MW_{el}) in das Erdgasnetz eingespeist (SCHMACK BIOGAS AG 2008).

Tabelle 66: Biogasanlagen mit mindestens 1 MW_{el} (erweitert nach EnviTec Biogas AG 2008)

Standort	Anlagengröße gesamt [MW_{el}]	Anzahl der Anlagen	Anlagengröße [kW_{el}]
Penkun	20,0	40	500
Güstrow (in Bau)[1)]	20,0		
Jocksdorf (in Planung)[1)2)]	20,0		
Schwandorf II[1)3)]	4,0		
Hünxe	3,2		
Anklam	2,5	5	500
Könnern	2,0	4	500
Schmargendorf	2,0	4	500

Prenzlau	2,0	4	500
Bützow	2,0	4	500
Straelen am Niederrhein[1)4)]	2,0		
Bitterfeld	1,9	3	625
Pliening[1)]	1,7		
Buck/Leitha[5)]	1,7	2	836
Sukow	1,5	3	500
Kroppenstedt	1,5	3	500
Wasmerslage	1,5	3	500
Retz	1,5	3	500
Ziersdorf	1,5	3	500
Feichten[6)]	1,4		
Wolgast	1,3	2	625
Hagenbrunn[7)]	1,3	4	320
Viöl	1,3	2	625
Dissen	1,3	1	707
		1	625
St. Veit[8)]	1,0	1	1100
Taugwitz/ Poppel	1,0	2	500
Fehrbellin	1,0	2	500
Zemmin	1,0	2	500
Parchim	1,0	2	500
Boren	1,0	2	500
Schöppingen	1,0	2	500

[1)] Einspeisung ins Erdgasnetz.

[2)] Quelle: NAWARO AG 2008b.

[3)] Quelle: SCHMACK BIOGAS AG 2008.

[4)] Quelle: GELSENWASSER AG 2007.

[5)] Einspeisung und Verstromung. HANNESSCHLÄGER (2008).

[6)] Quelle: IWR 2006.

[7)] Quelle: NAHTEC NAHWÄRMETECHNOLOGIE & ANLAGENTECHNIK GMBH 2008.

[8)] Quelle: LEHNERBAU 2008.

ZWEINER (2006) gibt für die im Jahr 2004 größte Biogasanlage Österreichs in St. Veit an der Glan, Kärnten, mit einer elektrischen Leistung von rund 1,0 MW, eine Investitionssumme von rund 3,6 Mio. €. Damit betragen die spezifische Investitionskosten, für diese Biogasanlage, ca. 3.600 €/kWh.

Im deutschen Anklam, Bundesland Mecklenburg-Vorpommern, befindet sich eine 2,5 MW_{el} Biogasanlage. Hier wurden fünf baugleiche Biogasanlagen errichtet. Jede dieser 500 kW-Biogasanlagen kostete bei der Errichtung im Jahr 2005/2006 rund 1,8 Mio. €. Der Arbeitsaufwand beträgt ebenso das Fünffache, wie die Investitionskosten. Der Aufwand für das Management wird mit einer zusätzlichen Person, inklusive Urlaubsvertretung, angegeben

(MEYER ZU RHEDA, ENVITEC BIOGAS AG 2008). Dies bedeutet, dass die Investitionskosten für diese 2,5 MW_{el}-Biogasanlage rund 9 Mio. € betrugen. Daraus ergeben sich spezifische Investitionskosten von rund 3.600 €/kWh.

20 MW_{el}-Biogaspark Güstrow

Ein Biogaspark in einer größeren Dimension entsteht im norddeutschen Güstrow, Mecklenburg-Vorpommern (siehe Abbildung 56). Dieses Projekt ist das zweite Projekt dieser Größenordnung der NAWARO BioEnergie AG mit einer Gesamtinvestitionssumme von rund 103 Mio. €. Dabei entfallen rund 97,2 Mio. € auf die Biogasanlage und die Infrastruktur selbst und rund 5,0 Mio. € auf die Zwischenfinanzierung der Substratlieferung. An diesem Standort sollen aus rund 330.000 t Maissilage, 76.000 t Gülle, 53.000 t Ganzpflanzensilage und 12.000 t Getreide rund 46 Mio. m^3 Biomethan pro Jahr in Erdgasqualität (~ 20 MW_{el}) entstehen, welche in eine vor Ort befindliche Erdgasleitung eingespeist werden. Zusätzlich zum eingespeisten Biomethan werden vor Ort auch noch im eigenen Biomassekraftwerk rund 32 Mio. kWh/a aus der Verfeuerung von Gärresten produziert.

Die Anlage ist in fünf Betriebseinheiten untergliedert:

- Annahme und Hygienisierung,
- Fermentationsmodule,
- Gasaufbereitung,
- Düngemittel- und Brennstoffproduktion und
- Biomassekraftwerk mit Wärmeauskopplung.

Insgesamt gibt es in Güstrow sechs Fermentationsmodule, welche wiederum aus vier Fermentern, je einer gasdichten Gärrestvorlage, einer Technikhalle mit Abluftbehandlung sowie den zugehörigen Nebengebäuden bestehen. Das Nutzvolumen eines Fermenters beträgt hierbei rund 4.450 m^3, in welchen täglich ca. 70 m^3 Biomasse eingebracht werden. Die Verweilzeit im Fermenter beträgt etwa 66 Tage. In der Gasaufbereitung wird das Biogas fein entschwefelt, von CO_2 und weiteren Bestandteilen mittels Druckwasserwäsche befreit und mittels Propangasbeimischung auf Erdgasqualität gebracht. Im Düngemittel- und Brennstoffwerk werden die Feststoffe von der Flüssigphase abgetrennt und einem Trockner zugeführt. Danach gelangen die fertigen Brennstoffe mittels Fördereinrichtung in das Brennstoff-Heizkraftwerk. Der hier entstehende Flüssigdünger wird in sechs Konzentratspeichern gelagert und an Landwirte der Umgebung abgegeben. Das bei der Umkehrosmose bzw. Ultrafiltration entstehende Permeat wird teilweise zur Anmaischung des Gärsubstrates verwendet bzw. dem Vorfluter zugeführt. Die Abwärme des Biomasse-Heizkraftwerkes wird für die Hygienisierung der Gülle, die Beheizung der Fermenter sowie für die Aufbereitung der Gärreste genutzt. Der Bioenergiepark wird vor Ort von neun Mitarbeitern pro Schicht betreut (NAWARO BioEnergie AG 2007).

Abbildung 56: Bioenergiepark der NAWARO BioEnergie AG in Güstrow (BRD) (2008a)

9.1.3 Kostendegression bei Blockheizkraftwerken für Biogasanlagen

Die Biogasbranche erlebte in den letzten Jahren einen wahren Ausbauboom. Jedoch stiegen nicht nur die Substratpreise, sondern auch die Rohstoffpreise für Stahl und andere Materialien, welche für den Bau von Blockheizkraftwerken (BHKW) notwendig sind. Zudem stiegen nicht nur die Rohstoffpreise für BHKW, sondern auch die Anzahl der produzierten und verkauften BHKW. Zwar nicht unbedingt in Österreich, aber in anderen Staaten mit einem verstärkten Ausbau der Biogastechnologie (LASSAGER 2008).

Die zeitliche Entwicklung der Kosten für Container-BHKW, nach Daten der ETAONE HOLDING GMBH (2008), ist hiezu in Abbildung 57 dargestellt (für eine übersichtlichere Darstellung sind nur die Werte für das Jahr 2005 und 2008 eingeblendet, eine Übersicht aller Jahre und BHKWs befindet sich hiezu in Anhang 14.15). So betrugen die Investitionskosten für ein Blockheizkraftwerk mit 550 kW elektrischer Leistung in einem Container im Jahr 2005 rund 360.000 €. Im Jahr 2008 muss für das gleiche Modell mit rund 390.000 € gerechnet werden. Ein Container-BHKW mit 1.500 kW_{el} Leistung kostete im selben Zeitraum zwischen ca. 660.000 € (2005) und rund 716.000 € (2008). Dies bedeutet einen Anstieg der Kosten für ein BHKW mit derselben elektrischen Leistung von rund 8,5% in vier Jahren. Andererseits aber

auch, dass für ein Container-BHKW mit fast der dreifachen elektrischen Leistung - 1.500 kW_{el} anstatt 550 kW_{el} – nur etwa das 1,8-fache bezahlt werden muss.

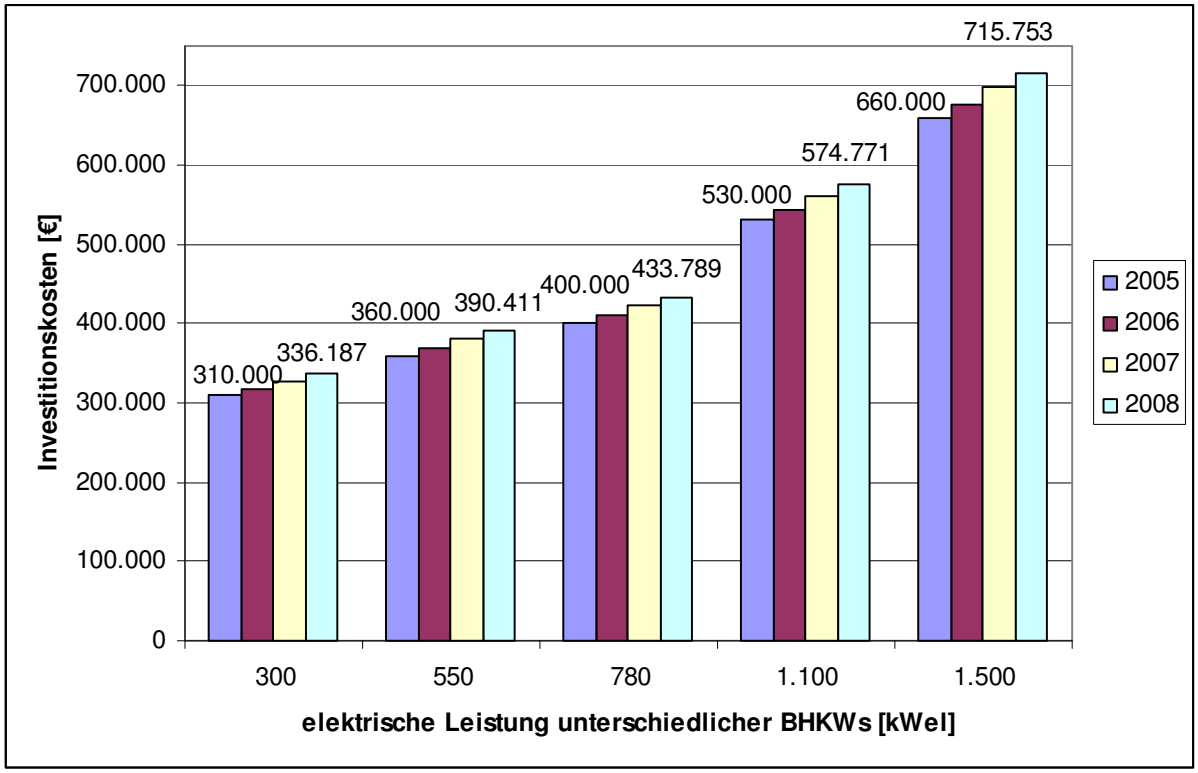

Abbildung 57: Zeitliche Entwicklung der Kosten unterschiedlicher BHKW-Größen (eigene Darstellung, Daten: ETAONE HOLDING GMBH 2008)

In Abbildung 58 ist die Kostendegression, abhängig der elektrischen Leistung unterschiedlicher BHKW-Größen und ausgewählt für das Jahr 2005 und 2008, dargestellt. Es zeigt sich, dass bei einer rund Verdreifachung der Leistung - 1.500 kW_{el} anstelle 550 kW_{el} - die spezifischen Investitionskosten rund 33% weniger betragen. Also anstelle von 655 €/kWh (für 550 kW_{el}) nur mehr rund 440 €/kWh (für 1.500 kW_{el}) im Jahr 2005 bzw. 710 €/kWh (für 550 kW_{el}) anstelle von 477 €/kWh (für 1.500 kW_{el}).

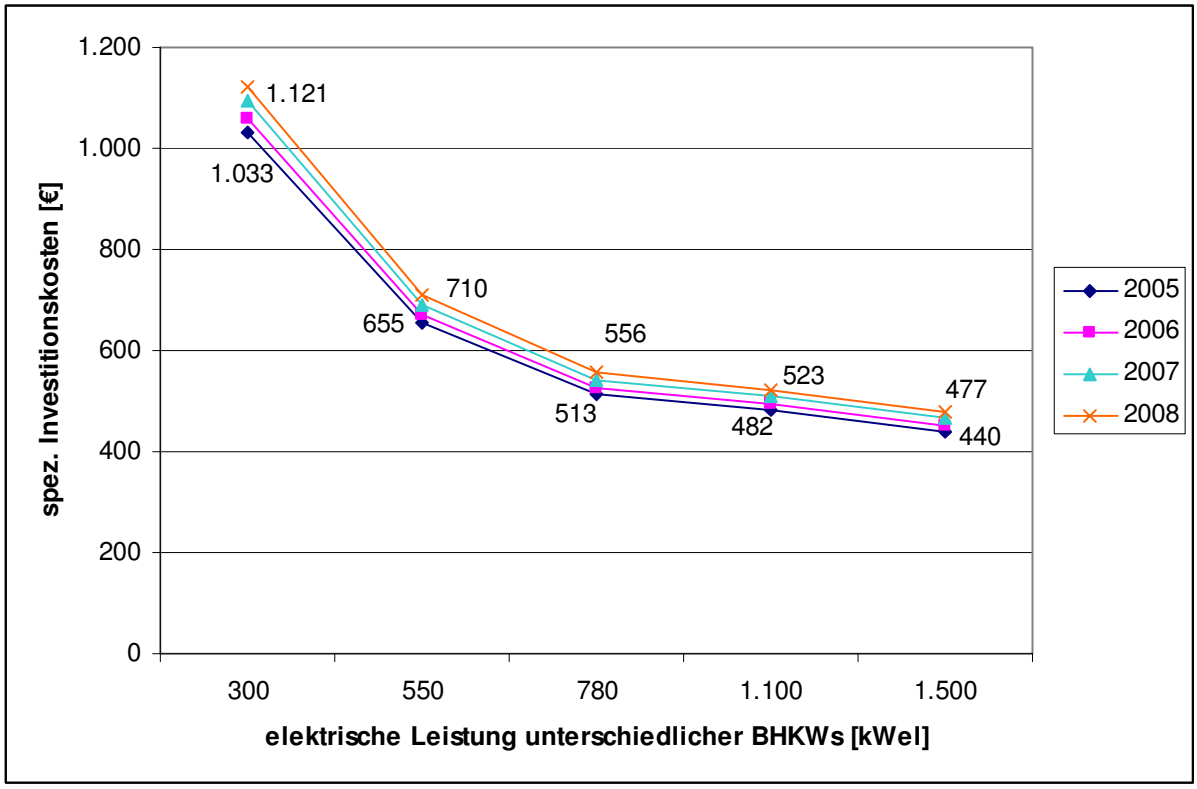

Abbildung 58: Spezifische Investitionskosten unterschiedlicher BHKW-Größen (eigene Darstellung, Daten: ETAONE HOLDING GMBH 2008)

9.2 Variable Kosten unterschiedlicher Biogasanlagengrößen

Im Folgenden wird zunächst der Arbeitszeitbedarf unterschiedlicher Biogasanlagengrößen dargestellt. Danach folgt die Beschreibung der variablen Kosten - mit und ohne Substrat- und Gärrestkosten.

9.2.1 Arbeitszeitbedarf bei unterschiedlichen Biogasanlagengrößen

Nach KEYMER, REINHOLD (2006) beträgt der durchschnittliche Arbeitszeitbedarf für eine Biogasanlage, inklusive Wartung, zwischen drei und sieben Stunden pro Jahr pro kW installierte elektrische Leistung. Diese nimmt mit zunehmender Anlagengröße ab (Abbildung 1). Der Arbeitszeitbedarf für eine Biogasanlage mit 1 MW_{el} liegt somit zwischen 3 und 4 h/a*kW_{el}. Nach dem BAYERISCHEN LANDESAMT FÜR UMWELT (2007) liegt dieser Wert zwischen 4 und 5 h/a*kW_{el} für 1 MW_{el}.

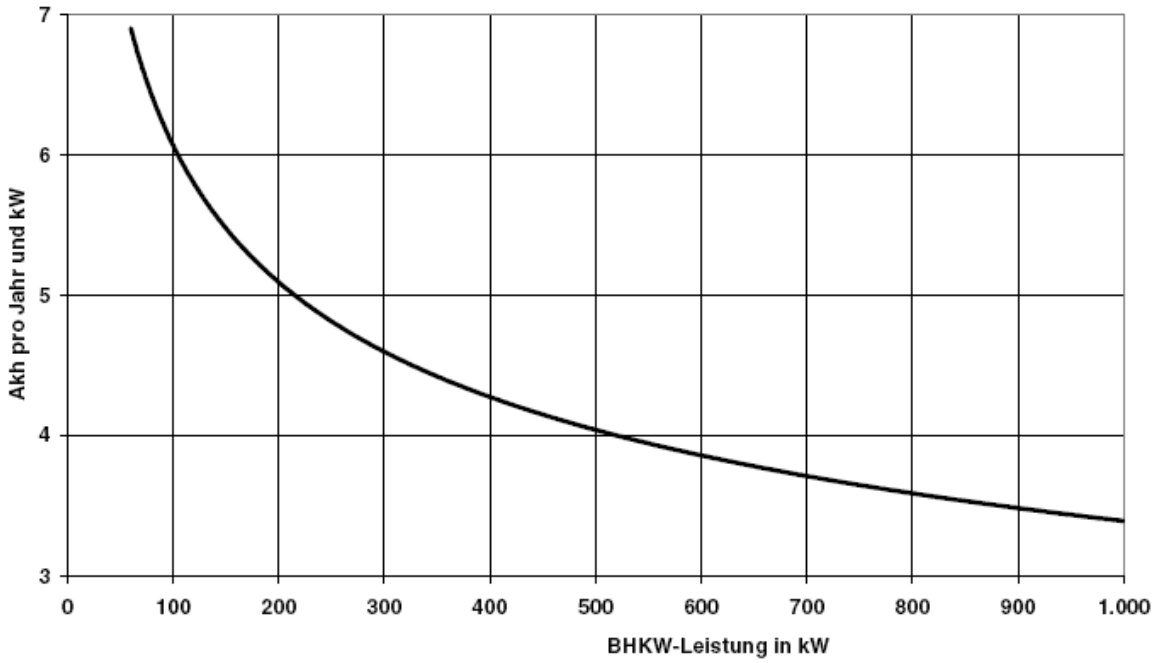

Abbildung 59: Arbeitszeitbedarf für Biogasanlagenbetreuung und Wartung (KEYMER, REINHOLD 2006)

Jedoch können die Angaben für den Arbeitszeitbedarf, sowie die Investitionskosten von Biogasanlagen derselben Größe, sehr starken Schwankungen unterliegen. (Der in Abbildung 60 dargestellte Arbeitszeitbedarf entstammt hierbei der Analyse von 43 Biogasanlagen). So wurde von HOPFNER-SIXT ET AL. (2007) für eine 500 kW_{el}-Biogasanlage ein Arbeitszeitbedarf von 1.000 bis 2.850 Stunden pro Jahr ermittelt. In ein und derselben Leistungsklasse unterscheidet sich also der Arbeitszeitbedarf um etwa das 2,8-fache. Ursachen für diese große Streuung des Arbeitszeitbedarfs, bezogen auf dieselbe elektrische Leistung, wurden jedoch keine angegeben. Weiters ist ersichtlich, dass Biogasanlagen mit geringerer elektrischer Leistung (100 kW_{el}) erheblich höheren Arbeitszeitbedarf pro kWh aufweisen als Biogasanlagen mit höherer Leistung.

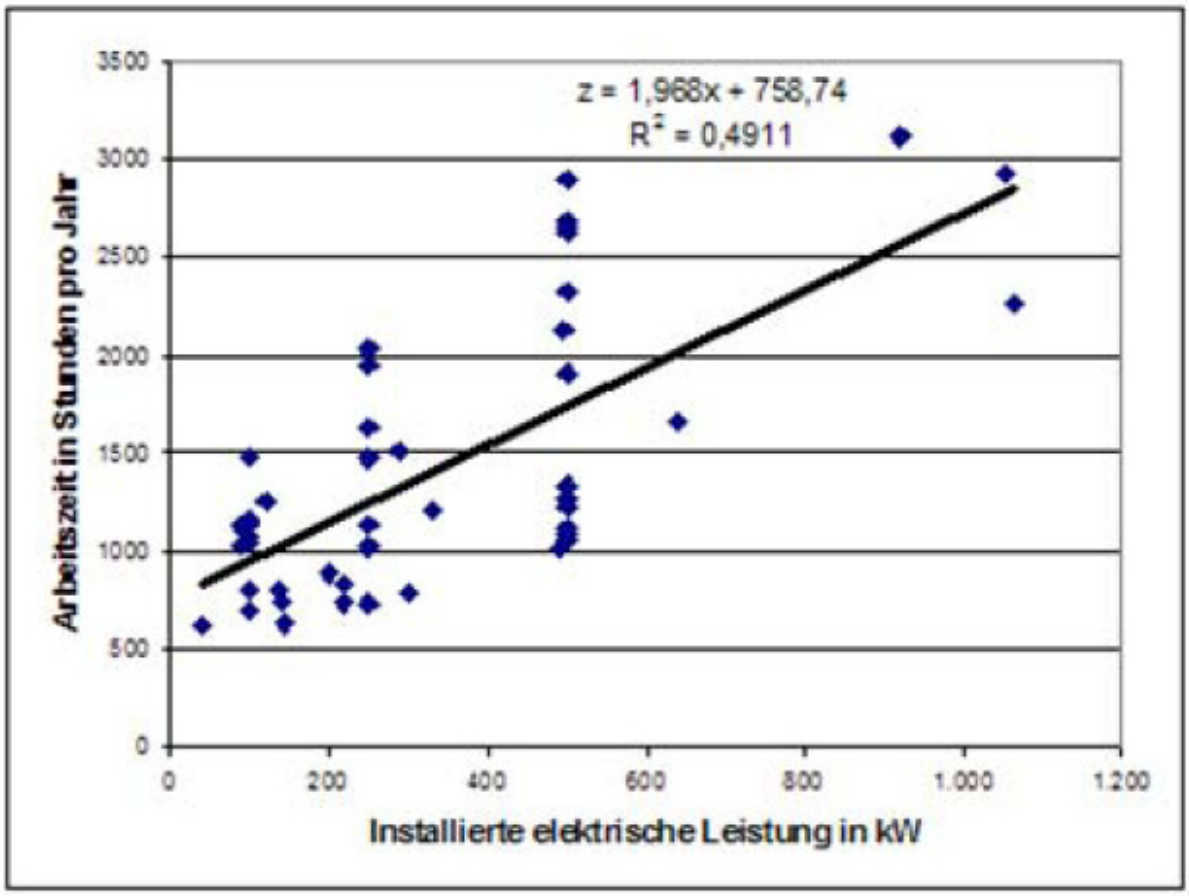

Abbildung 60: Arbeitszeiteinsatz in 43 landwirtschaftlichen Biogasanlagen (HOPFNER-SIXT ET AL. 2007)

Wie in Abbildung 61 dargestellt, sinkt der jährliche Arbeitszeitbedarf pro kWh deutlich. Und zwar von 500 kW_{el} mit rund 5 Stunden pro Jahr und kWh auf rund 2,3 Akh/kWh*a. Das bedeutet, dass bei einer ungefähren Versechsfachung der Leistung - 3,3 MW_{el} anstelle 500 kW_{el} - der Arbeitszeitbedarf um mehr als die Hälfte sinkt. Jedoch kommt es zu einer Stagnation des Arbeitszeitbedarfs bei größeren Biogasanlagen von über 3,3 MW_{el} von ca. 2,3 Akh/kWh*a. (Als Grundlage für die Berechnung wurde wiederum auf die Daten von KRACHLER 2003 zurückgegriffen. Diese sind in Anhang 14.16 dargestellt.)

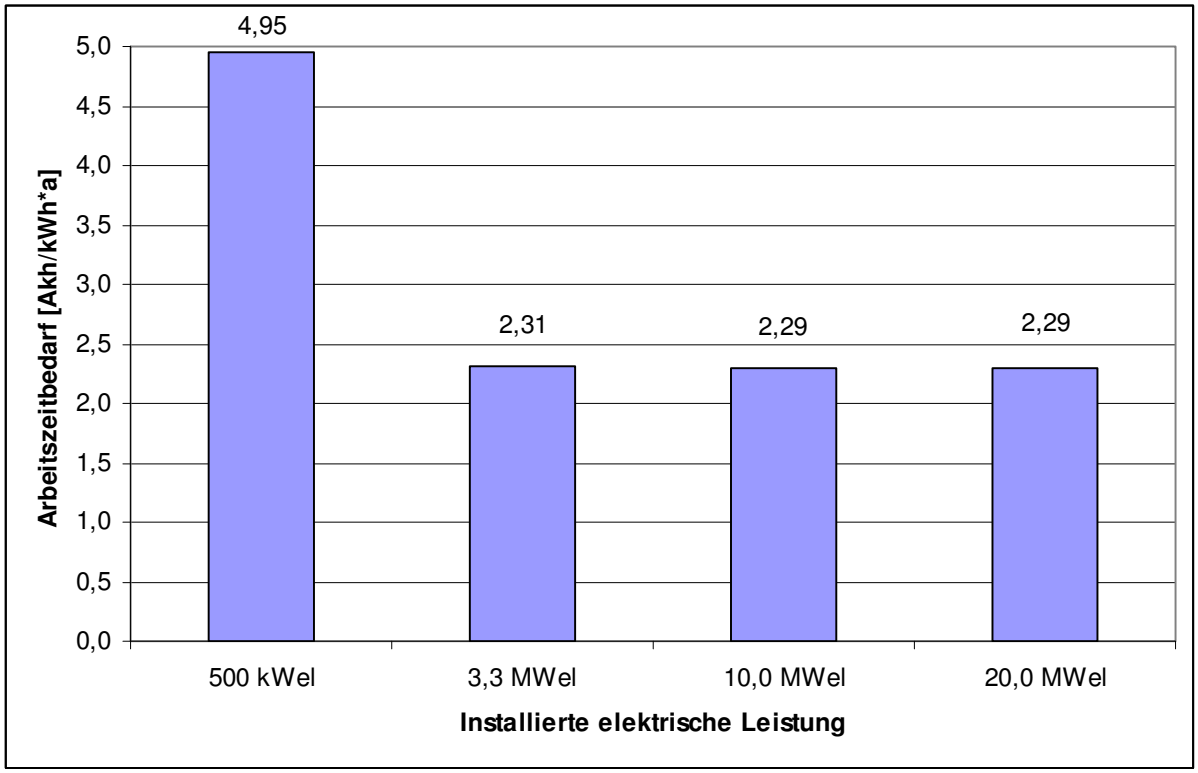

Abbildung 61: Arbeitszeitbedarf unterschiedlicher Biogasanlagengrößen (eigene Berechnung)

9.2.2 Variable spezifische Kosten unterschiedlicher Biogasanlagengrößen

Für die Kalkulation der variablen Arbeits-, Lohn-, Personal-, Instandhaltungs-, Versicherungs- und Betriebskosten der Biogasanlagen wurde eine vereinfachte Berechnung nach KRACHLER (2003) gewählt, und sind detailliert in Anhang 14.16 dargestellt. Nach KRACHLER (2003) werden für den Betrieb einer Biogasanlage mit 500 kW_{el} rund 2.500 Arbeitsstunden pro Jahr benötigt. Die NAWARO BioEnergie AG (2007) betreibt ihren 20 MW_{el}-Bioenergiepark in Güstrow in einem Drei-Schicht-Betrieb mit jeweils neun Personen. Dies bedeutet, dass für den Betrieb des Bioenergieparks rund 46.000 Arbeitsstunden veranschlagt werden müssen.

Diese Daten wurden nun auf eine Biogasanlage mit 3,3 MW_{el} bzw. 10,0 MW_{el} übertragen. Damit ergeben sich variable spezifische Kosten, noch ohne Substrat- und Gärrestausbringungskosten, für eine Biogasanlage mit 500 kW elektrischer Leistung von 214 €/kWh und Jahr. Für Biogasanlagen zwischen 3,3 MW_{el} und 10,0 MW_{el} betragen also diese variablen Kosten zwischen rund 156 und 157 €/kWh und Jahr (Abbildung 62).

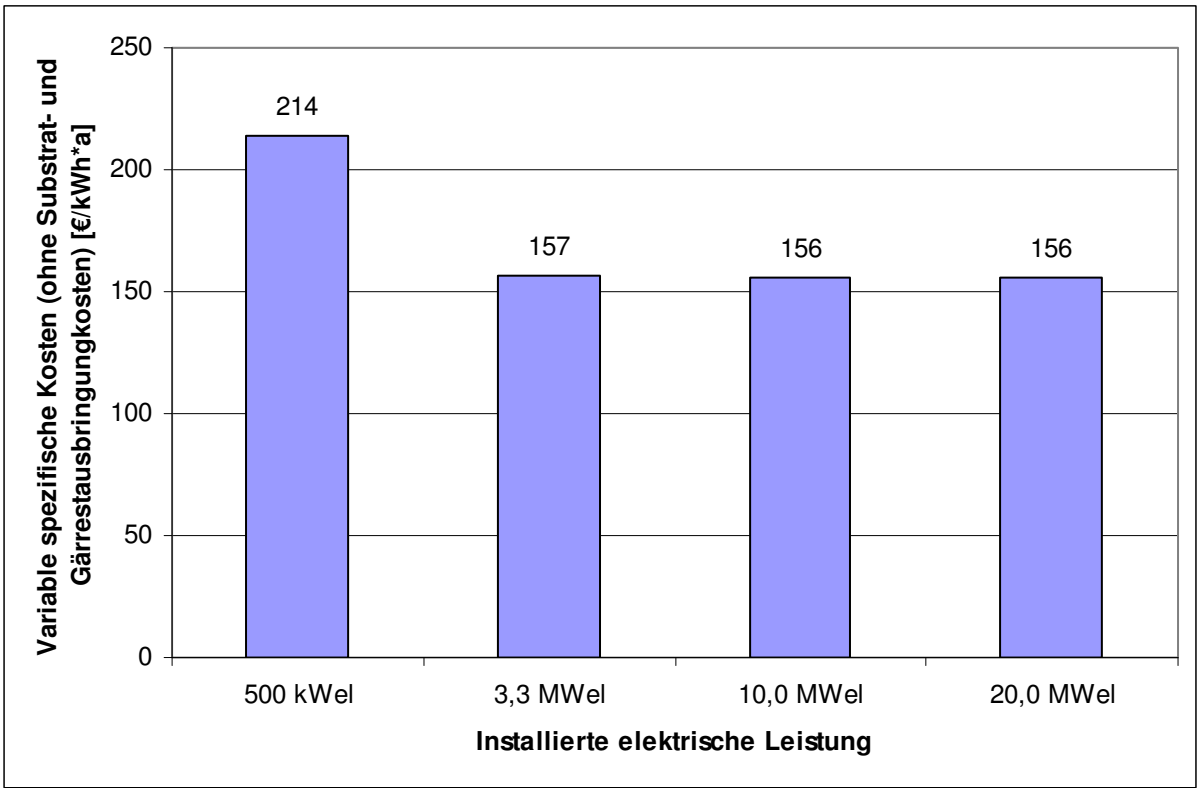

Abbildung 62: Variable Kosten (ohne Substrat- und Gärrestausbringungskosten) von Biogas-Großanlagen (eigene Berechnung)

9.2.3 Substratkosten

In Abbildung 63 ist die zeitliche Entwicklung der Substratpreise von Silomais für Biogasanlagen ab Feld in Trockenmasse dargestellt[30]. Im Jahr 2005 kostete die Tonne Silomais in etwa 50 €. Zwei Jahre später, 2007, kostete dieselbe Menge, mit derselben Qualität, rund 100 €. Dies bedeutet, dass sich der Preis für eine Tonne Silomais innerhalb von nur drei Jahren in etwa verdoppelt hat (KOHLROSER 2008). Nicht nur, aber auch aufgrund dieser Entwicklung wurde das Ökostromgesetz im Jahr 2008 novelliert, und ein Rohstoffzuschlag von 4 Cent/kWh bzw. von gesamt 20 Mio. € den Biogasanlagenbetreibern zugesichert (BGBl 44/2008).

[30] In der Graphik ist für diese Preisspanne jeweils nur der Richtwert dargestellt, da die Preise regional und aufgrund der unterschiedlichen Nachfrage sehr stark schwanken.

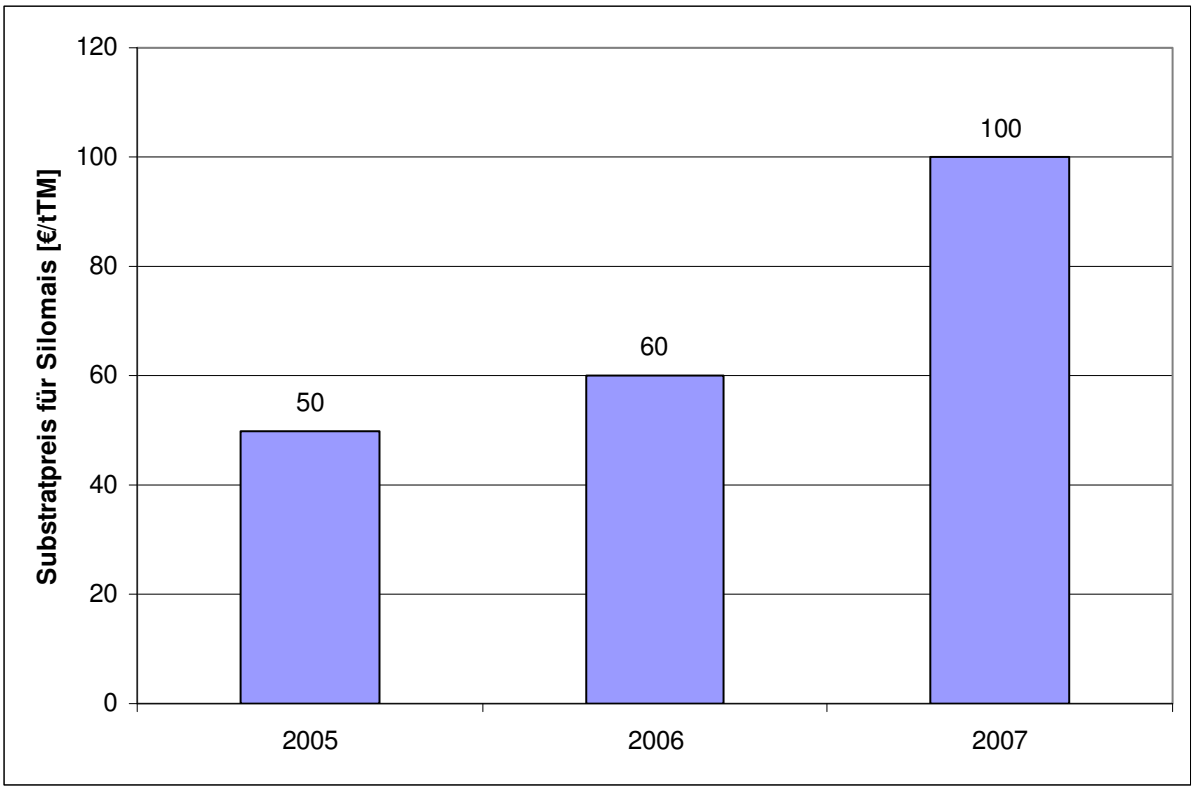

Abbildung 63: Entwicklung der Substratpreise von Silomais (ab Feld; TM; Quelle: KOHLROSER 2008)

9.2.4 Gärrestkosten

Die Gärrestkosten - egal ob die Gärreste auf landwirtschaftliche Flächen aufgebracht oder ob diese aufbereitet werden, sind bei der Wirtschaftlichkeit von Biogas-(Groß)Anlagen zu berücksichtigen. Die Gärreste - rund 400.000 t/a - werden im Bioenergiepark Güstrow in der angeschlossenen Düngemittel- und Brennstofffabrik weiterverarbeitet. Dadurch werden die jährlichen Transportkosten für ca. 15.000 Transporte für die Ausbringung der Gärreste auf landwirtschaftliche Flächen eingespart. Es werden auch keine Gärreste vor Ort gelagert, wodurch Geruchsemissionen vermieden werden. Die Gärreste werden in flüssigen Dünger, klares Wasser und Trockenmaterie (=Heizpellets) getrennt. Diese Feststoffe, mit ca. 80% TS-Gehalt, werden zur Gänze im Biomasse-Heizkraftwerk verfeuert und erzeugen so rund 32 Mio. kWh Strom. Der flüssige Dünger von ca. 80.000 t/a, welcher die Nährstoffe konzentriert enthält, wird den zuliefernden Landwirten als Dünger zur Verfügung gestellt. Das Wasser wird teilweise als Brauchwasser in der Anlage wiederverwertet und teilweise in das Kanalsystem in Vorfluterqualität eingeleitet. Den Verfahrensablauf hiezu zeigt Abbildung 64 (NAWARO BioEnergie AG 2007).

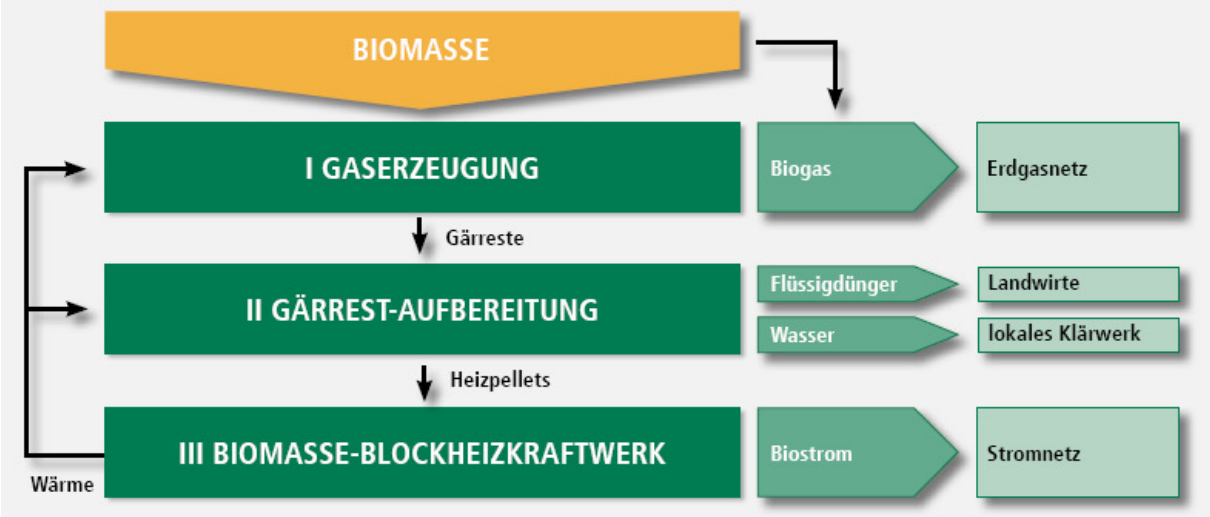

Abbildung 64: Verwertungsschema Bioenergiepark Güstrow (NAWARO BioEnergie AG 2007)

Zu den Gärrestkosten ist jedoch festzuhalten, dass diese sehr standort- und technologiespezifisch sind, wie dies in Kapitel 8 (Technologieentwicklungsbedarf) dargestellt ist. Exemplarisch wurde dies am Standort Pischelsdorf (Kapitel 6.2) aufgezeigt. Entscheidend ist hierbei jedoch, dass noch erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf im Bereich des Gärrestmanagements notwendig ist. Durch den möglicherweise resultierenden technologischen Fortschritt kann es hierbei zu Kostensenkungen kommen, welche jedoch aktuell nicht bezifferbar sind.

9.2.5 Entwicklung der Treibstoffpreise

Ebenso wie die Entwicklung der Substratpreise für den Betrieb einer Biogasanlage entscheidend sind, so sind auch die Treibstoffpreise für den Transport von Substrat bzw. den Abtransport der Gärrestmengen nicht unerheblich. Wie oben dargestellt, stiegen die Substratpreise im Verlauf der letzten drei Jahre - 2005 bis 2007 - um rund 100 %. (Regional sehr unterschiedlich!) Die Treibstoffe stiegen im selben Zeitraum zwischen rund 8,9 % (Superbenzin) bis zu 9,46 % (Diesel). Im Zeitraum von 2003 bis 2007 stiegen die Treibstoffe sogar um bis zu 41,29 % (Diesel), dargestellt in Abbildung 65. Normalbenzin, Superbenzin und Super plus stiegen ebenso in diesem Zeitraum jeweils um rund 30 %. (Normalbenzin: 29,70 %; Superbenzin: 28,82 % und Super plus: 27,72 %). Dass die Transportkosten von bis zu rund 30 % große Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen haben ist hiezu in Kapitel 8 (Technologieentwicklungsbedarf) dargestellt.

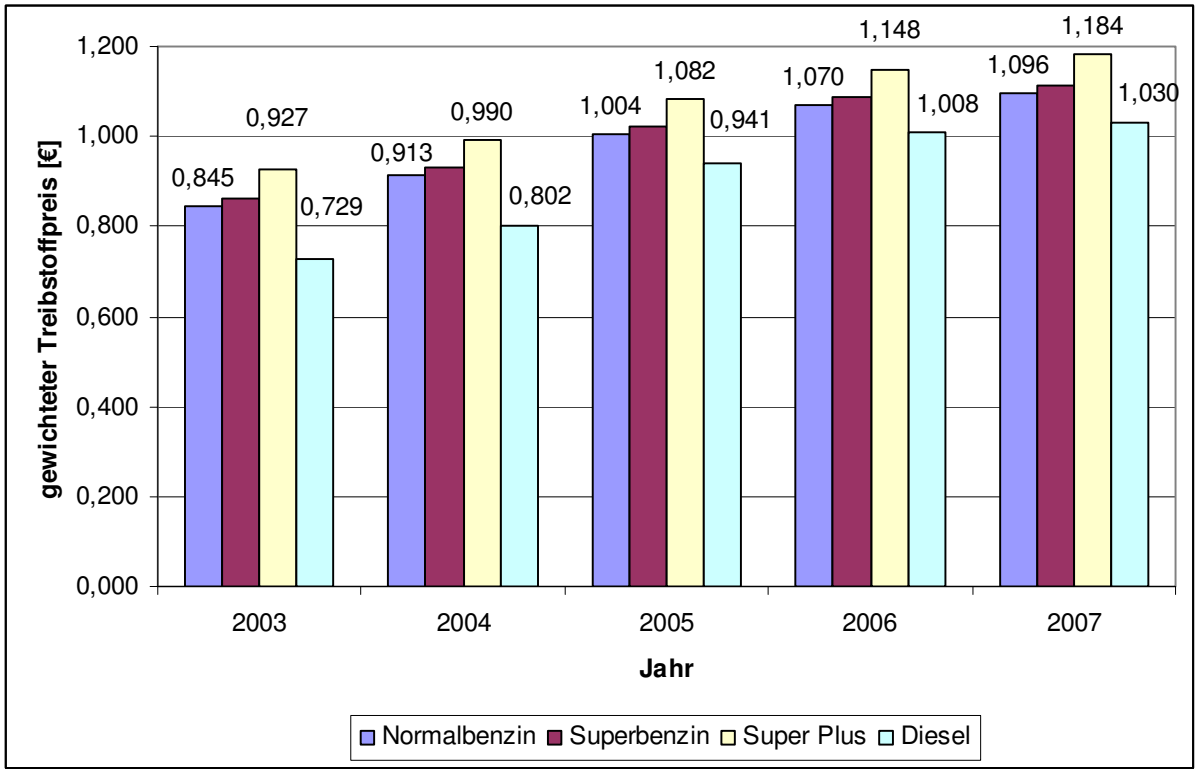

Abbildung 65: Entwicklung der Treibstoffpreise in Österreich (ÖAMTC 2008)

9.3 Diskussion der ökonomischen Skaleneffekte

Wie in Tabelle 66 dargestellt, sind vor allem in Deutschland Biogas-Großanlagen bzw. „Großbiogasanlagen[31]“ mit einer elektrischen Leistung über 1 MW, welche das Biogas nicht in das bestehende Erdgasnetz einspeisen, jeweils eine Multiplikation von Standardbiogasanlagen mit 500 kW elektrischer Leistung. Da der Arbeitszeitbedarf an der Biogasanlage selbst ebenso einer Multiplikation der Anlagenzahl entspricht, ist es aus sozioökonomischen Kriterien, z.B. Arbeitsplatzbeschaffung bzw. -sicherung im ländlichen Raum, sicher vorteilhafter mehrere Biogasanlagen mit der elektrischen Leistung von 500 kW an unterschiedlichen Standorten zu erreichten, als einen großen Biogaspark. Dies hätte zusätzliche positive Effekte hinsichtlich der Dezentralisierung des Energieversorgungssystems.

Die Analyse der Kostenentwicklung bei den BHKWs bzw. der Preisentwicklung bei den Treibstoffen zeigt, dass mögliche Kosteneinsparungen nur schwer abschätzbar sind. Aus der Recherche zum Thema Technologieentwicklungsbedarf (siehe hiezu Kapitel 8) kann jedoch geschlossen werden, dass gerade im Gärrestmanagement ein erhebliches Potenzial für Kosteneinsparungen gegeben ist. So sind Einsparungen bei Aufbereitung des Gärrestes gegenüber der klassischen Ausbringung auf landwirtschaftlichen Flächen zu erwarten. Diese

[31] Josef Miller, Staatsminister, Bayerisches Staatsministerium für Landwirtschaft und Forsten, München, bezeichnet eine Großbiogasanlage eine Biogasanlage mit einem Flächenbedarf von 400 - 500 ha. Dies bedeutet bei Mais als Substrat rund 1 MWel (LfL 2004).

stehen jedoch in starkem Zusammenhang mit der auszubringenden Gärrestmenge bzw. damit verbunden der landwirtschaftlichen Fläche. Diese theoretischen Flächen müssen aber in der Praxis erst vorhanden sein. Wenn Landwirte an einer Biogas-Großanlage direkt oder indirekt beteiligt sind, ist diese Flächenverfügbarkeit eher gegeben. Auch haben die (wasserrechtlichen) Einleitkriterien bzw. die Entfernung zu einem Vorfluter direkte Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit einer Biogas-Großanlage. Daher sind - gerade monetäre Einsparungen - bei einer Biogas-Großanlage sehr standortspezifisch und jeweils im Einzelfall zu beurteilen, wie dies Kapitel 8 (Technologieentwicklungsbedarf) eindeutig zeigt.

In folgender Tabelle 67 werden die Vor- und Nachteile von Biogas-Großanlagen gegenüber gestellt. So kann z.B. ein hoher Bedarf an benötigten Substratmengen für die örtliche Landwirtschaft als positiv gesehen werden. Dies kann jedoch zu einer Konkurrenz zur Lebensmittelproduktion führen. Ebenso ist ein Einsatz von tierischen Exkrementen in Biogas-Großanlagen, aufgrund des hohen Bedarfs, aber auch wegen der Geruchsproblematik unrealistisch. Ebenso bedarf das Gärrestmanagement für Biogas-Großanlagen bestmöglicher Organisation aller beteiligten Sparten, wie z.B. Rohstoffbeschaffung, Logistik, Vertrieb, etc. Falls keine Gärrestbehandlung vorgesehen wird, wird entweder eine Kläranlage ausreichender Größe in der Nähe des Standortes benötigt, oder es wird eine große Anzahl von Fahrten für den Gärresttransport und die Lagerkapazität nötig. Und das Vorhandensein sehr großer agrarischer Flächen, rein für die Gärrestausbringung einer Biogas-Großanlage, ist als sehr fraglich anzusehen (siehe hierzu Kapitel 6.2 Standort Pischelsdorf). Falls jedoch in eine Düngemittel- und Brennstoffproduktion investiert wird, können hierdurch weitere Einnahmen durch den Strom- sowie Düngemittelverkauf erlöst werden (Kapitel 9 Ökonomische Skaleneffekte), jedoch sind zusätzliche Investitionen notwendig.

Falls eine Biogas-Großanalge in Kombination mit einer Biogas-Netzeinspeisung ausgeführt wird, kann eine geringere Anzahl von Fermentern gebaut werden. Dies führt zu geringeren Investitionskosten. Zukünftige technologische Verbesserungen sind hier vor allem im Bereich der Automatisierung der Prozesstechnologie zu erwarten. Hierbei würden höhere Methanerträge, sowie eine höhere Betriebsstundenanzahl einen entscheidenden Beitrag zu einer höheren Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen leisten. Der Automatisierungsgrad der Biogasanlagen steigt hierbei mit zunehmender Größe der Anlage an. Durch den höheren Automatisierungsgrad der Prozesskontrolle in den Fermentern können z.B. die Anlagenleistung verbessert und die Substrat- sowie die Personalkosten reduziert werden. Dabei steigen die Investitionskosten für die Steuerung und Automatisierung bei Biogas-Großanlagen nur unwesentlich im Vergleich zu den Biogasanlagen geringerer Leistung. Für einen Ausbau von Biogas-Großanlagen in Österreich ist daher ein Ökogasgesetz notwendig. Damit darin z.B. Schwellenwerte der Gaseinspeisung gesetzlich geregelt sind. Zusätzliche Beschäftigung und Steuereinnahmen sind ebenso als positiv zu werten. Als negativ sind zusätzliche Transporte und Emissionen am Standort der Biogas-Großanlage zu nennen.

Tabelle 67: Vor- und Nachteile von Biogas-Großanlagen

Effekte	Vorteil	Nachteil
Substratmenge	- hoher Bedarf (positiv für ortsansässige Landwirte) - hohe Kosten - Mengenreduktion möglich - Alternative zu anderen Großabnehmern, z.B. Bioethanolproduktion	- Einsatz hoher Mengen an tierischen Exkrementen unrealistisch - Einkauf großer Substratmengen auf internationalen Märkten fraglich - Konkurrenz zur Tierhaltung
Gärrest (ohne Gärrestbehandlung)	- keine Aufbereitungskosten oder Kanalgebühren	- hohe Transportkosten - hohe Lagerkosten - Ausbringung großer Mengen auf land-wirtschaftlichen Flächen problematisch
Gärrest (mit Gärrestbehandlung)	- Transporte für Ausbringung entfallen	- aufwändige Technologie - Kosten
Düngemittel- bzw. Brennstoffproduktion	- Produktion großer Mengen - zusätzliche Einnahmequelle - Ersatz von mineralischen Düngern - alternative Brennstoffe	- Absatzmarkt vorhanden?
Technik	- geringere Anzahl an z.B. Fermenter, Rührwerken, etc.	- (noch) keine gesetzliche Grundlage im Sinne eines „Ökogasgesetzes“
Management der Biogas-Großanlage	- professionelle Anlagen-betreuung (z.B. 24 Stunden-betreuung, 3-Schicht-Betrieb, geringere Stehzeiten, höhere Methanausbeute, etc.)	- 24 Stundenbetreuung bedeutet höhere Personalkosten
Wirtschaftliche Effekte	- größere Stückzahl bedeutet geringere spezifische Kosten - zusätzliche Steuereinnahmen in der Region	- mögliche Monopolstellung von Großunternehmen - wirtschaftlicher Konkurrenzdruck für „kleine“ Biogasanlagen
Soziale Effekte	- zusätzliche Beschäftigungsmöglichkeiten in der Region	- hohes Transportaufkommen, auf Straße und/oder Bahn

9.4 Conclusio der ökonomischen Skaleneffekte

In den letzen Jahren kam es - bis zum Ausbaustopp im Jahr 2008 - tendenziell zum Bau größerer Biogasanlagen in Österreich. In Österreich wurden bereits mehrere Biogasanlagen mit einer Leistung von über 1 MW_{el}. realisiert (z.B. Reidlin, Bruck/Leitha, St.Veit/Glan, etc.). In manchen Regionen Europas kommt es aber auch zum Bau großer Biogasparks, wie z.B. dem näher beschriebenen, umgerechnet ca. 20 MW_{el} großen Bioenergiepark(mit Netzeinspeisung) in Güstrow, Deutschland.

Biogas-Großanlagen benötigen jedoch große landwirtschaftliche Flächen für den hohen Substratbedarf (falls es sich nicht um industrielle Reststoffe handelt) sowie für die Gärrest- bzw. Düngerausbringung. Biogas-Großanlagen benötigen zudem hohe Personal- und Entsorgungskapazitäten. Dies steht im Widerspruch zur kleinstrukturierten österreichischen Landwirtschaft. Daher sind Biogas-Großanlagen nur von entsprechend großen Unternehmen betreibbar, die über die notwendigen personellen sowie finanziellen Ressourcen verfügen. Aufgrund niedriger Ökostrom-Tarife bzw. des Fehlens eines „Ökogasgesetzes“ für die Biogas-Netzeinspeisung, sind derzeit die wirtschaftlichen Bedingungen für Biogas-Großanlagen in Österreich unattraktiv. In direktem Verbund mit Industrieunternehmen, die biogenen Reststoffe produzieren, aber auch Strom, Wärme und/oder Gas aus der Biogas-Anlage zu attraktiven Bedingungen abnehmen, können diese Anlagen dennoch bereits heute wirtschaftlich Sinn machen. Die Branchenanalyse und die berechneten Fallstudien zeigten, dass die derzeit angewandten Verwertungswege für die biogenen Abfälle in der Regel (noch) wirtschaftlich lukrativer sind. Dies wird sich jedoch durch weiter steigende Energiepreise möglicherweise sehr rasch ändern. Schlechtere Marktchancen für die konventionellen Verwertungswege der biogenen Abfälle (z.B. Preisverfall bei Futtermitteln) können ebenfalls dazu beitragen, dass Biogas-Großanlagen an wirtschaftlicher Attraktivität gewinnen.

10 Detailangaben in Bezug auf die Ziele der Programmlinie

Im folgenden Kapitel werden unterschiedliche Detailangaben, welche zur Erreichung des Gesamtzieles der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“, durch das gegenständliche Projekt behandelt wurden näher erläutert. Das Gesamtziel des Projekts war es, die Technologie, Logistik und Wirtschaftlichkeit von Biogas-Großanlagen auf Basis industrieller biogener Abfälle näher zu erläutern.

Beitrag zum Gesamtziel der Programmlinie und den sieben Leitprinzipien nachhaltiger Technologieentwicklung

Im Folgenden wird auf die Leitprinzipien der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ eingegangen:

- **Prinzip der Dienstleistungs-, Service- und Nutzenorientierung**

Eine Biogas-Großanlage, wie sie sich z.B. im Norddeutschen Güstrow bald befinden wird, ermöglicht vor allem für ländliche Regionen ein enormes Beschäftigungspotenzial. Es können hierbei nicht nur die ortsansässige Landwirtschaft, sondern auch die daran anschließenden Berufe, z.B. Gastwirte, Geschäfte, von der regen Geschäftstätigkeit profitieren. Ebenso können interessierte Fachkreise einen aktuellen Einblick in Biogasanlagen dieser Dimension direkt vor Ort erhalten. Weiters wird aber auch dadurch ein Biogaspark dieser Größe, z.B. 20 MW_{el}, zum Stand der Technik.

- **Prinzip der Nutzung erneuerbarer Ressourcen**

Aufgrund des Einsatzes von erneuerbarer Energie werden vor allem fossile Rohstoffe, wie Kohle oder Erdöl, geschont. Weiters wird durch den Anbau von Energiepflanzen bzw. durch die Nutzung von biogenen Abfällen das emittierende Kohlendioxid (CO_2) im Kreislauf geführt, und trägt somit nicht zum Treibhauseffekt bei. Eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energie bedeutet aber auch eine Reduktion der Abhängigkeit von Energieimporten, und trägt somit stark zu einer Energieversorgungssicherheit bei. Falls jedoch für eine Biogas-Großanlage ein großflächiger Anbau von Energiepflanzen vorgesehen ist, so steht nicht nur die Lebensmittelproduktion als Konkurrenz gegenüber, denn auch der Anbau großflächiger Monokulturen ist ökologisch bedenklich.

- **Effizienzprinzip**

Eine Standardbiogasanlage hat aktuell zwischen 500 kW_{el} und 1 MW_{el} Leistung. Biogasparks mit 20 MW_{el} sind aber auch schon in Betrieb (z.B. Biogasenergiepark Güstrow, Nord-Deutschland). Aufgrund dieser Größenunterschiede bringt es natürlich auch Effizienzsteigerungen gegenüber kleinen Biogasanlagen. Hierbei sind z.B. der Arbeitszeitbedarf und die zusätzlich generierbare elektrische Energie aus dem Gärrest zu nennen. Es bringt jedoch

auch Nachteile. Dabei ist vor allem zu nennen, dass der anfallende Gärrest nicht mehr auf die ehemals kultivierten Felder für die Energiepflanzenproduktion aufgebracht wird. Dies bedeutet einen verstärkten Einsatz von Mineraldünger, und keinen zusätzlichen Aufbau von Humus auf den Feldern. Jedoch kann dabei aber, durch die Verfeuerung der dabei gepressten Pellets, wiederum zusätzlich Strom und Wärme produziert werden.

- **Prinzip der Rezyklierungsfähigkeit**

Das Prinzip der Rezyklierungsfähigkeit ist bei einer Biogas-Großanlage vor allem hinsichtlich des Einsatzes von großen Mengen biogener Abfälle geprägt. Werden diese jedoch nicht eingesetzt, sondern Energiepflanzen für die Strom und Wärmeproduktion verwendet - wie dies z.B. in Güstrow der Fall ist - entfällt hierbei dieser Vorteil. Als positives Beispiel ist hierbei jedoch die Landfrisch Molkerei in Wels zu nennen, welche die nicht mehr weiter verwert- bzw. absetzbaren Mengen an Molke - ein Abfallprodukt der Käseproduktion - in ihrer Biogasanlage zu Strom und Wärme „veredeln“.

- **Prinzip der Einpassung, Flexibilität, Adaptionsfähigkeit und Lernfähigkeit**

Aufgrund der theoretisch großen Mengen an benötigten Substraten für eine Biogas-Großanlage ist in Herkunft die Substratart - biogener Abfall oder Energiepflanzen - entscheidend. Wenn diese vor Ort in einem Betrieb als biogene Reststoffe anfallen, und es dafür keinen weiteren Markt mehr (aktuell) gibt - z.B. wie es bei der Biogasanlage der Landfrisch Molkerei in Wels der Fall ist - so ist dieser Verwertungsweg als sehr sinnvoll zu erachten. Falls jedoch hierfür große Mengen an Energiepflanzen angebaut werden müssen, und dadurch große landwirtschaftliche Flächen gebunden werden, so ist dies zukünftig sicherlich eine Konkurrenz zur Lebensmittelproduktion.

- **Prinzip der Sicherung von Arbeit, Einkommen und Lebensqualität**

Eine Biogas-Großanlage bedeutet vielfältige Beschäftigungsmöglichkeiten unterschiedlichster Disziplinen in einer Region. Diese gehen vom Landwirt, welche der „Energielieferant“ sein könnte, bis hin zum Gutachter und Sachverständigen der ortsansässigen Gemeinde. Diese unterschiedlichen Wirtschaftsbereiche haben wiederum positive Effekte auf die aktuellen Abwanderungstendenzen vor allem hochqualifizierter Arbeiter und Angestellten in ländlichen Gebieten. Dies wiederum steigert die Wertschöpfung in dieser Region und wirkt sich damit günstig auf die Lebensqualität der vor Ort ansässigen Bevölkerung aus.

Einbeziehung der Zielgruppen und Berücksichtigung ihrer Bedürfnisse im Projekt

Im Rahmen dieses Projekts konnten drei unterschiedliche Zielgruppen definiert werden. Dies sind Unternehmen, in welchen (theoretischerweise) große Mengen an biogenen Abfällen bzw. Reststoffen anfallen. Des Weiteren sind dies potentielle Investoren. Aber auch der Bereich Forschung und Entwicklung ist hierbei zu nennen. Die (theoretischen) Abfallmengen der beschriebenen Unternehmen wurden mittels Fragebogen erhoben und ausgewertet. Potentielle Investoren können aufgrund der Beschreibung der unterschiedlichen Branchen und deren (theoretischen) Abfallmengen potenzielle Projekte erheben. Für den Bereich der

Forschung und Entwicklung stellt einerseits die Erhebung der Abfallmengen, aber auch die Berechnung der Wirtschaftlichkeit einen weiteren wichtigen Punkt für neue Projekte dar.

Umsetzungs-Potentiale der Projektergebnisse

Für den Bereich der industriellen Verwertung von biogenen Abfällen in einer Biogas-Großanlage steht nur geringes Umsetzungs-Potenzial zur Verfügung. Die Biogasbranche hat primär aufgrund der hohen Substratpreise, mit einem defacto Ausbaustopp, zurzeit eine schwierige Phase zu bestehen. Denn gerade die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen, egal welcher Größenordnung, sollte künftig an oberster Stelle der Betriebsführung einer Biogasanlage stehen.

Potential für Demonstrationsvorhaben

Das Potenzial für eine Demonstrations-Biogasanlage wird aktuell als sehr gerig eingeschätzt. Dies einerseits aufgrund der wenigen Standorte, an welchen große Mengen an biogenen Reststoffen in einer entsprechenden Größenordnung anfallen. Und andererseits aufgrund der schlechten wirtschaftlichen Situation aller Biogasanlagen in Österreich selbst, welcher mit der Novellierung des Ökostromgesetzes 2008 versucht wurde zu begegnen.

11 Schlussfolgerungen

In diesem Kapitel sind die zentralen Aussagen der einzelnen Kapitel übersichtlich dargestellt, um in kurzer und übersichtlicher Form die wesentlichen Zusammenfassungen darzustellen.

Die Studie hat gezeigt, dass Industriebetriebe, welche große biogene Mengen verarbeiten meist „abfallfrei" produzieren. Wie dies am Beispiel der Fa. S. Spitz GmbH beschrieben wurde.

Branchenanalysen Abfallsituation
Am Beginn der Studie wurde eine Branchenanalyse über das theoretische Abfallpotenzial in der österreichischen Lebensmittelindustrie durchgeführt. Hierbei wurden acht Branchen - die Brauereien, die Keltereien, die Zucker- und Fruchtsaftindustrie, die Stärkeerzeugung, die Molkereien und die Tierkörperverwertung - beschrieben. Zusätzlich wurde in einem Standortkonzept die Bioethanolproduktion, welche zurzeit in Österreich großtechnisch nur im niederösterreichischen Pischelsdorf durchgeführt wird, beschrieben (Kapitel 6.2).

Im Rahmen dieser Studie konnten dabei zwei Branchen ausfindig gemacht werden, in welchen sich theoretischerweise eine Biogas-Großanlage errichten ließe. Und zwar in der Zucker- sowie der Bierindustrie. Eine weitere Branche, die Bioethanolproduktion, hat erst heuer Ihren Betrieb aufgenommen und hat sich daher nocht nicht etabliert. Es hat sich weiters herausgestellt, dass einzelne Branchen nahezu „abfallfrei" produzieren. Die theoretischen Biogas-Großanlagen sind dafür aber in einer sehr großen elektrischen Leistungsklasse, und zwar für rund 8,8 und 16,2 MW_{el}. Wie die Recherche ergab ist daher jede theoretische Biogas-Großanlage einzeln zu bewerten und auch zu beschreiben. Vor allem die branchenspezifische Verarbeitung der „abfallfreien" Produktion ist sehr stark zu berücksichtigen. Das bedeutet aber auch, dass für Biogas-Großanlagen in den beschriebenen Branchen keine nennenswerten Mengen an Substraten anfallen. Falls also nun eine Biogas-Großanlage errichtet werden soll, müssen die Substrate - z.B. Energiemais - vom Weltmarkt eingekauft werden.

Verwertung von Fermentationsrückständen
Bei der Verwertung der Fermentationsrückständen wurden drei Varianten, die Gärrestausbringung, die aeroben Abwasserreinigung und die Gärrestaufbereitung, analysiert und beschrieben.

Betrachtet man die Gärrestausbringung, so ist diese nur dann günstig für Biogas-Großanlagen, wenn die N-, P- und K-Gehalte mit ihrem Düngerwert oder einem ähnlichen von der Landwirtschaft abgegolten werden. Wird angenommen, dass der Gärrest aufgrund der Ausbringungsbegrenzungen bis zu einem halben Jahr gelagert werden muss, so müssten in den Zeiten der Ausbringung riesige Mengen an Gärrest gespeichert,

abtransportiert und ausgebracht werden. Auch der Wasserverbrauch ist zu beachten, denn bei der Gärrestausbringung kann das Wasser nicht wieder zurück in den Prozess gespeist werden. Somit ist diese Variante zumeist für industrielle Biogas-Großanlagen nicht zu empfehlen.

Bei der aeroben Abwasserreinigung ist die benötigte zusätzliche Kohlenstoffquelle ein wichtiger Kostenfaktor. Im vorgestellten Beispiel wurde mit Ethanol gerechnet, da er am Standort Pischelsdorf anfällt und eine gute C-Quelle darstellt. Der Einsatz von Ethanol als C-Quelle würde jedoch bedeuten, dass in der höher konzentrierten Variante (Ethanol-CSB zu TKN = 2:1) ca. 3,8% des in Pischelsdorf produzierten Ethanols in der Abwasserreinigung verbraucht würde. Es kann nicht Ziel sein, das am Standort unter hohem Energieaufwand produzierte Ethanol als C-Quelle in der Wasseraufbereitung zu verschwenden. Hier müssten in der Umsetzung andere C-Quellen gesucht werden. Da es sich um sehr große Mengen an benötigter C-Quelle handelt, wird man diese nicht so leicht günstig am Markt erstehen können. Daher sind in erster Linie Kohlenstoffreiche Fraktionen, die am Standort der Industrie-Anlage anfallen, heranzuziehen. So könnte im Beispiel der Bioethanolanlage auch Schlempe bzw. Schlempefraktionen im Bypass an der Biogasanlage vorbei in die Abwasserreinigung geführt werden. Hier kann es jedoch prozesstechnisch zu Schwierigkeiten (z.B. starker Schaumbildung) kommen, dieses Modell – sowie die gute mikrobielle Verfügbarkeit – müssen noch in Praxis-Versuchen bewiesen werden.

Die Variante der Gärrestaufbereitung scheint die am besten geeignete Methode für das Gärrestmanagement von Biogas-Großanlagen. Obwohl dazu gesagt werden muss, dass diese Technologie teilweise noch in der Entwicklungsphase steckt, und bis jetzt erst in wenigen Anlagen integriert wurde. Dadurch, dass es noch keine Standard-Technologie ist, gibt es auch keine Sicherheit bezüglich der Kosten-Kalkulation, hier muss auf die Herstellerangaben vertraut werden, Praxisbeispiele gibt es noch zu wenig. Die aerobe Abwasserreinigung scheint im großen Maßstab als Gärrestmanagement nicht sinnvoll, da in großen Mengen externe C-Quelle zugefügt werden muss. Die billigste der berechneten Varianten der aeroben Abwasserreinigung ist mit 5,2 Mio. €/a ungefähr im selben Kostenbereich wie die Gärrestaufbereitung (5,7 bzw. 6,3 Mio. €/a). Im Konzept der Firma A3 wird die anfallende Feststofffraktion und das Retentat in der Umkehrosmose als Dünger und somit weder mit Aufwand noch mit Ertrag bewertet. Falls in der Realität dennoch Erträge oder Entsorgungskosten entstünden, so sind diese hier nicht berücksichtigt. Für das Standortkonzept der Bioethanolanlage wurde die Gärrestaufbereitung als Methode der Wahl ausgewählt, da es durch die Wertstoffrückgewinnung, und der Möglichkeit Prozesswasser zu rezirkulieren am besten für den Standort der Bioethanolanlage geeignet scheint. Außerdem waren die anderen beiden Varianten laut durchgeführter Kalkulation entweder etwa gleich teuer, oder sogar teurer. Zusätzlich könnte in eine Gärrestaufbereitung ja auch eine biologische Abwasserbehandlung integriert werden und somit eine Kombination beider Varianten erfolgen.

Standortkonzepte und Polygeneration und Erdgassubstitution

Im Rahmen dieses Projekts konnten drei Standortkonzepte detailierter analysiert werden. Es handelt sich hierbei um die Bioethanolproduktion in Pischelsdorf, Niederösterreich, sowie um zwei Brauereien, welche in anonymisierter Form beschrieben werden.

- Standortkonzept Pischelsdorf

Im niederösterreichischen Pischelsdorf hat die AGRANA ein Bioethanolwerk erreichtet, um die österreichische Biokraftstoffproduktion zu erhöhen. Die Berechnungen im Standortkonzept zeigen, dass die aktuelle Variante, die DDGS-Produktion, am besten abschneidet. Wobei hier der geschätzte Betriebserfolg bei ca. 22,4 Mio. €/a liegt. Vorraussetzung dafür ist, dass der DDGS-Preis rund 200 €/t beträgt. Wenn das Futtermittel nur um den halben Preis verkauft werden kann, dann verringert sich der geschätzte Betriebserfolg deutlich auf 7,9 Mio. €/a, und liegt im Bereich einer zentralen Biogasanlage mit 6,2 Mio. €/a. Kommen zusätzlich noch steigende Energiekosten dazu, dann verringert sich der geschätzte Betriebserfolg in der DDGS-Produktion noch deutlicher (siehe Kapitel 6.2.6). Auf die Biogasproduktion hat ein steigender Energiepreis keine negative, sondern eine positive Auswirkung, da die Anlage ja Energie produziert. Bei steigenden Energiepreisen kann das bedeuten, dass auch der Futtermittelpreis steigt. So muss immer die Dynamik des Futtermittelmarktes im Auge behalten werden. Wenn der Futtermittelpreis bei rund 100 €/t stagniert und die Energiepreise steigen, so rentiert sich der Betrieb einer zentralen Biogasanlage gemäß den Ergebnissen der Studie. Kann das DDGS nicht in ausreichendem Maße auf dem Markt abgesetzt werden bzw. soll qualitativ schlechtes Getreide verwertet werden, mit welchem kein Futtermittel produziert werden kann, ist die Biogasproduktion eine wertvolle Alternative.

Die Variante „Biogas dezentral“ (Schlempezustellung) ist mit einem Verlust von rund 6,5 Mio. €/a kein wirtschaftliches Geschäftsmodell. Die hohen Transportkosten waren der ausschlaggebenden Faktor für die Unwirtschaftlichkeit dieser Variante. Nur ab einem theoretischen Stromerlös von 12,37 Cent/kWh ist die Wirtschaftlichkeit gegeben. Durch die dadurch höheren Einnahmen der Biogasanlage kann - im theoretischen Modell - der Schlempepreis entsprechend angehoben werden. Bei einem „Ab-Werk“-Verkauf der Schlempe - die Transportkosten werden dann vom Biogasanlagenbetreiber getragen – würde der Bioethanolanlagenbetreiber Gewinn erzielen. Dies würde bedeuten, dass die Transportkosten nicht in die Wirtschaftlichkeit eingerechnet werden, und diese der Biogasanlagenbetreiber trägt. Nur so könnten im Modell „Biogas dezentral“ rund 1,6 Mio. €/a an geschätztem Betriebserfolg erwirtschaftet werden. Dies ist jedoch ein unrealistisches Szenario, und immer noch deutlich weniger als die berechneten Varianten DDGS-Produktion oder „Biogas zentral“.

- Standortkonzept Brauerei #4

Wie die Analyse des Standortkonzepts der Brauerei #4 (Kapitel 6.3) zeigte, spricht gegen die Errichtung und den Betrieb einer Biogasanlage, welche nur Biertreber für die energetische Nutzung verwenden soll, das Problem der langen Verweilzeiten von Biertrebern im

Fermenter. Ebenso wurde auf die schwierige (abfallrechtlichen) Genehmigung einer Biogasanlage im innerstädtischen Bereich, z.B. aufgrund von Geruchs- bzw. Lärmemissionen, verwiesen. Die aktuelle Verwertung der Biertreber beim betrachteten Standort - Verkauf an in- bzw. ausländische Logistik-unternehmen - stellt daher derzeit die beste Nutzungsvariante dar. Abschließend wurde auf die derzeit prekäre wirtschaftliche Situation (fast) aller Biogasanlagenbetreiber hingewiesen. Das bedeutet, dass unter den derzeitigen (wirtschaftlichen) Bedingungen vom Bau und dem Betrieb einer Biogasanlage für die energetische Nutzung von Biertrebern im innerstädtischen Bereich abgeraten werden muss.

- Standortkonzept Brauerei #5

Am Standort der Brauerei #5 konnte im Rahmen dieser Studie aufgezeigt werden, dass der Gesamtenergiebedarf bei Polygeneration zu ca. 28 %, und bei Erdgassubstitution zu rund 36 % gedeckt werden könnte. Im Durchschnitt lässt sich aus dem Treber ca. 35 - 40 % des Gesamtenergiebedarfs der Brauereien abdecken (BRAUINDUSTRIE 10/2005). Diese Anteile sind mit dem derzeitigen Stand der Biogas- und Aufbereitungstechnologie zu erreichen, wobei der Eigenenergiebedarf bereits eingerechnet ist. Im Bezug auf die CO_2-Reduktion ist das Polygenerationkonzept günstiger.

Bei der Polygeneration wird zwar ein wesentlich geringerer Anteil an Wärme substituiert, positiv ist hingegen die Gewinnung von elektrischer Energie, wodurch der Fremdstrom verringert werden kann. Bei der Erdgassubstitution hingegen erhöht sich der Strombezug um ca. 1.286 MWh für den Fermentationsprozess und die Treberaufbereitung. Diese Energiemenge ist bei der Polygeneration bereits abgezogen. Aus dieser Situation heraus ergibt sich, dass die Polygeneration im Bezug auf die Reduktion der CO_2-Emissionen wesentlich günstiger ist. Denn es werden ca. 1.586 t CO_2/a eingespart. Bei der Erdgassubstitution hingegen liegt die CO_2-Reduktion bei etwa 991 t, da sich die zusätzlich benötigte Strommenge negativ auswirkt.

- Allgemeine Schlussfolgerungen für Brauereien

Die in den Brauereien verfügbaren organischen Reststoffpotentiale aus Treber, Hefe und Abwässer sind prinzipiell anaerob vergärbar. Daraus lässt sich Biogas mit einem Methangehalt von ca. 60 - 65 % und einem Heizwert von etwa 6 - 6,5 kWh/m³ gewinnen. Besonders die Hefen und belasteten Abwässer lassen sich gut vergären. Dies wird zur Klärung der Abwässer vor der Einleitung in das Kanalsystem bereits von vielen Brauereien durchgeführt.

Besonderer Bedeutung kommt dem Biertreber zu. Er besitzt mit ca. 75 % mengenmäßig den größten Anteil der biogenen Abfallstoffe. Im Biertreber enthalten ist auch eine große Energiemenge von 21 MJ/kg oTS. Der Abbaugrad der organischen Substanz liegt bei ca. 50 %. Bei der Vergärung können derzeit nur ca. 45 % der darin enthaltenen Energiemenge in Biogas umgewandelt werden (MÖLLER, BEHMEL, SCHARF 1992). Verschiedene Aufschlussverfahren zur Verbesserung der Gasausbeute werden in Forschungsprojekten bearbeitet.

Mechanische Verfahren sind jedoch sehr energieintensiv, wodurch sich die Gesamteffizienz verschlechtert.

Durch den Abbaugrad der organischen Substanz von ca. 50 % steht ein großes, energetisch nicht genutztes Potential zur Verfügung. Daher kommt der Verbesserung der Aufschlusstechnologie in Zukunft eine wesentliche Rolle zu. Besonders im Bereich „einfacher thermischer Aufschlussverfahren“ sind Verbesserungen zu erwarten. Beim einfachen thermischen Aufschluss werden die Treber in einem Druckkessel auf ca. 150 - 220 °C erhitzt und ca. 30 min auf dieser Temperatur gehalten. Der daraus resultierende schnellere Abbau der organischen Substanz, und dadurch bedingt höhere Gasausbeute, führen letztendlich zu kürzeren Verweilzeiten und ermöglichen kleinere Fermenter. Da in diesem Bereich jedoch noch detaillierte Daten fehlen, sind weitere systematische Untersuchungen zu empfehlen.

Innovative Gasverwertung

Im Rahmen der durchgeführten Recherche konnten interessant erscheinende Verwertungsmöglichkeiten für Biogas gefunden werden. Grundsätzlich wurde zwischen energetischer und stofflicher Verwertung unterschieden. Für die stoffliche Verwertung von Biogas erscheinen vor allem die Methanolerzeugung aus Methan sowie die Düngung von Gewächshäusern mit CO_2 (aus Abscheidung oder durch Verwendung des Abgases aus BHKWs oder Verbrennung) als interessante Verwertungsalternativen. Methanol wird in Studien als sehr gut geeignete Alternative für herkömmliche Kraftstoffe beschrieben und könnte in Zukunft eine größere Rolle als bisher einnehmen. Es wurden auch bereits Pilotstudien bzw. Versuchsanlagen betrieben, um zu untersuchen, wie Methanol aus Biogas gewonnen werden kann. Welche Größenordnungen bzw. Biogasmengen für die Methanolgewinnung ausreichend und wirtschaftlich sind, konnte mangels Pilotanlagen nicht genauer beziffert werden. Aktuell arbeiten verschiedene Forschungsprojekte an dieser Thematik.

Weiters kann die Verwendung von CO_2 als Düngemittel als interessant erscheinende Alternative in Betracht gezogen werden. Da das CO_2 unter anderem als Nebenprodukt bei der Biogasverbrennung oder Aufbereitung entsteht, werden geringe Zusatzkosten für die Nutzung des Gases erwartet. Bei herkömmlichen BHKWs kann durch Nutzung der Abgase die Effizienz weiter gesteigert werden. Anzustreben sind Synergien mit landwirtschaftlichen Betrieben (Gärtnereien, Algenproduktion etc.), um eine vor Ort-Nutzung des anfallenden CO_2 zu realisieren.

Bei der Recherche nach innovativen energetischen Nutzungsmöglichkeiten stellten sich Gaswärmepumpen und Biogastankstellen als Verwertungsmöglichkeit für Biogas dar. Gaswärmepumpen sind eine technisch ausgereifte und am Markt erhältliche Technologie. Da Gaswärmepumpen sowohl zur Beheizung im Winter als auch zur Kühlung im Sommer eingesetzt werden können, ergeben sich klare Vorteile hinsichtlich der Investitionskosten für die Haustechnik des Gebäudes. Insbesondere im Bereich der Kühlung wird in Zukunft, aufgrund von klimatischen Veränderungen und ständig steigenden Anforderungen an das

Innenklima in Gebäuden ein steigender Energiebedarf erwartet. Zusätzlich weisen Gaswärmepumpen auch volkswirtschaftlich betrachtet Vorteile gegenüber konventionellen Heiz- und Kühlsystemen hinsichtlich Primärenergieeinsatz und Emissionsbilanz auf.

Eine weitere zukunftsträchtige Variante, Biogas zu verwerten, findet sich in der Errichtung von Biogastankstellen. Allerdings mit der Einschränkung, dass dabei das vorhandene Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet werden muss, um in den derzeit erhältlichen Fahrzeugtypen eingesetzt werden zu können. Dadurch sind hohe Kosten zu erwarten. Ferner stellt sich die Marktdurchdringung von Gasfahrzeugen noch sehr gering dar, wodurch kontinuierliche Absätze in naher Zukunft nicht zu erwarten sind. Mittels Kooperationen mit Großabnehmern (z.B. Kommunen) könnten hier Absatzsteigerungen erzielt werden.

Technologieentwicklungsbedarf

Als Schwerpunkte des Technologieentwicklungsbedarfs für Biogas-Großanlagen kristallisierten sich die Gärrestaufbereitung, das Reststoffmanagement, sowie die Wertstoffrückgewinnung heraus. Im Bereich der Substratausnützung ist - wie Untersuchungen der aktuell funktionstüchtigen Biogasanlagen zeigen - noch ein gewisses Potential vorhanden. Dieses kann jedoch nur durch den verstärkten Einsatz von Energie, bzw. höherem finanziellen Aufwand, genützt werden. Somit hängt die Sinnhaftigkeit sehr stark von den eingesetzten Substraten bzw. Technologien ab. Eine Fokussierung der Substrataufbereitung zur Verwertung von stickstoffhältigen, biogenen Abfällen bzw. von industriellen Reststoffen oder nachwachsenden Rohstoffen, die in keiner direkten Konkurrenz zu Futter- oder Nahrungsmitteln stehen, erscheint sinnvoll. Ebenso ist eine Reduktion der Faulraumvolumina für zukünftige Forschung und Entwicklung ein wichtiges Thema. Hierauf übt, neben spezieller Fermentertechnologie auch eine Substratvorbehandlung positiven Einfluss aus. Neben dem Technologieentwicklungsbedarf sind jedoch auch Logistikkonzepte für Transport - von Substrat oder Gärrest - sowie deren Lagerung sehr wichtig. Auch die Adaptation von Biogas-Großanlagen auf den Betrieb mit Reststoffen, welche in großen Mengen im Kampagnenbetrieb anfallen, ist denkbar.

Ökonomische Skaleneffekte

Die Analyse der Kostenentwicklung bei den BHKWs bzw. der Preisentwicklung bei den Treibstoffen zeigt, dass mögliche Kosteneinsparungen nur schwer abschätzbar sind. Aus der Recherche zum Thema Technologieentwicklungsbedarf kann jedoch geschlossen werden, dass gerade im Gärrestmanagement ein erhebliches Potenzial für Kosteneinsparungen gegeben ist. So sind Einsparungen bei Aufbereitung des Gärrestes gegenüber der klassischen Ausbringung auf landwirtschaftlichen Flächen zu erwarten. Diese stehen jedoch in starkem Zusammenhang mit der auszubringenden Gärrestmenge bzw. damit verbunden der landwirtschaftlichen Fläche. Diese theoretischen Flächen müssen aber in der Praxis erst vorhanden sein. Wenn Landwirte an einer Biogas-Großanlage direkt oder indirekt beteiligt sind, ist diese Flächenverfügbarkeit eher gegeben. Auch haben die (wasserrechtlichen) Einleitkriterien bzw. die Entfernung zu einem Vorfluter direkte Auswirkungen auf die

Wirtschaftlichkeit einer Biogas-Großanlage. Daher sind - gerade monetäre Einsparungen - bei einer Biogas-Großanlage sehr standortspezifisch und jeweils im Einzelfall zu beurteilen.

11.1 Gewonnene Erkenntnisse

Die österreichische Lebensmittelindustrie verfügt einerseits über ein großes biogenes Reststoffpotential, andererseits verbraucht sie große Energiemengen in Form von Wärme und Strom. Die Hypothese, dass aus den verfügbaren biogenen Reststoffen über die anaerobe Fermentation (Biogaserzeugung) ein großer Anteil der zugekauften Energie für Strom und Wärme substituiert werden kann, konnte anhand der Fallstudien bewiesen werden. Weiters konnte durch Recherchen und Überlegungen auch der zur Umsetzung und Verbesserung der Technologien erforderliche Technologieentwicklungsbedarf abgeschätzt werden.

Ein elementarer Aspekt ist, ob zukünftig für die Biogasbranche bzw. –technologie eine starke politische Unterstützung gegeben ist, oder nicht. Wobei jedoch gerade in der Laufzeit diese Projektes dieser starke politische Wille mit der Novellierung des Ökostromgesetzes und (BGBl 44/2008), in welchem ein Rohstoffzuschlag von 4 Cent/kWh bzw. von gesamt 20 Mio. € den Biogasanlagenbetreibern zugesichert wurde, postuliert wurde.

Jedoch ist die Entwicklung von Biogas-Großanlagen, als Teil der zukünftigen erneuerbaren Energieversorgung, welche mit nachwachsenden Rohstoffen beliefert werden, als nicht gerade ökologisch und sinnvoll einzustufen. Dies primär aus der Sicht der Lebensmittelkonkurrenz. Hingegen sind Biogas-Großanlagen, welche entweder tierische Exkremente in großen Mengen, oder biogene Rohstoffe aus Großindustriellerproduktion als ökologisch sinnvoller einzustufen. Biogasanlagen jeglicher Baugröße sollten letzen Endes zu einer Dezentralisierung des Energiesystems und zu einer Forcierung des ländlichen Raumes in Österreich beitragen. Dies wird mehrfache auf Weise unterstützt. Zu nennen ist hierbei: Stopp der Abwanderung aus ländlichen Gebieten, und damit stopp der Urbanisierung. Erhöhung der ländlichen Wertschöpfung, das vor allem für Österreich mit seiner kleinstrukturierten Landwirtschaft wichtig ist. Schaffung von Arbeitsplätzen, zum teil sogar für höchstqualifiziertes Personal in den ländlichen Regionen. Reduktion der fossilen Energieimporte und damit Erhöhung der erneuerbaren Energieversorgungssicherheit, um nur einige zu nennen.

Für den Betrieb von Biogas-Großanlagen ist es in allen Facetten der Nachhaltigkeit - ökologisch, ökonomisch und sozial - wichtig, dass das eingesetzte Substrat nicht am Weltmarkt eingekauft wird. Diese Abhängigkeit von der Entwicklung der Weltwirtschaftslage hat die Hinauszögerung der Bioethanolproduktion am Standort Pischelsdorf sehr eindeutig gezeigt. Der Produktionsstart war für Oktober 2007 angekündigt, wurde jedoch aufgrund des Rohstoffpreisanstiegs auf Mitte 2008 verschoben. Bei Fertigstellung dieses Endberichtes im Juni 2008 war noch von keinem tatsächlichen Produktionsstart die Rede. Ein weiteres

Problem dieser globalen Einkaufspolitik liegt darin, dass das Substrat (=Produkt) am Weltmarkt zwar erhältlich ist, dass Endprodukt (=Gärrest) jedoch dort nicht abgesetzt werden kann. Das bedeutet also, dass die Landwirtschaft vor Ort sich dieser annehmen muss. Dies führt auf der einen Seite natürlich zu einem Überangebot an biogenem Dünger, welcher wiederum Kunstdünger substituieren kann, jedoch bedarf dies auch einer großen Fläche, welche normalerweise nicht vorhanden ist. Hierbei kann natürlich mit einer Gärrestsepparierung die Gärrestmenge um ein Vielfaches reduziert werden. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, den anfallenden Gärrest, wie es z.B. im Biogaspark Güstrow geschieht, zu verbrennen. Der daraus wiederum gewonnene Strom kann in das Stromnetz eingespeist werden, jedoch muss zukünftig auch die Abwärme sinnvoll genutzt werden. Ebenso sind die daraus entstehenden Schlacken und Aschen auf Ihre Deponierfähigkeit hin zu überprüfen, was wiederum Kosten und Aufwand bedeutet. Ebenso kann vermutet werden, dass die anfallenden Schadstoffe hierbei in einer hohen Konzentration vorliegen werden.

Weiters muss festgehalten werden, dass die derzeit vorherrschenden gesetzlichen Rahmenbedingungen, z.B. das Ökostromgesetz, den Bau von Multiplikationen der Standardbiogasanlage mit 500 kW_{el} eher fördern (siehe Kapitel 9). Daher ist einerseits eine Novellierung des Ökostromgesetzes dahingehend notwendig, dass dieser Multiplikation Einhalt geboten wird. Im selben Atemzug sollte aber - mit Erfahrungen aus dem Ökostromgesetz - ein Ökogasgesetz geschaffen werden, das die Biogas-Netzeinspeisung und die Errichtung und den Betrieb von Biogas-Mikronetzen regelt. Ebenso hat sich gezeigt, dass nicht nur die klassische Landwirtschaft großes Interesse an der Biogastechnologie hat, wie dies die zwei 20 MW_{el} Biogasparks in Norddeutschland beweisen. Und gerade für großindustrielle Biogasanlagen, abhängig der eingesetzten Substrate müssen rechtliche Rahmenbedingungen geschaffen werden. Hierbei sind nicht nur die Novellierung der Einspeisetarife zu nennen, sondern auch die möglichen Förderungen für diese Biogasanlagen. Weiters sollte auch der Begriff der Nachhaltigkeit für die Substartbeschaffung und die Gärrestausbbringung bzw. -verbringung geregelt werden.

Abschließend kann festgehalten werden, dass noch viel Forschungs- und Entwicklungsbedarf für Biogas-Großanlagen notwendig ist, damit diese einen wichtigen Beitrag für eine nachhaltige Energieversorgung leisten könne. Hierbei ist vor allem die Gärresttechnologie (Gärrestaufbereitung, -separierung, -management, etc.) sowie verbesserte Verfahren zur Ausbeutesteigerung oder zur Verwertung von Substraten, die bisher nicht verwertet werden konnten (Stroh, lignozellulosehaltige Substrate) zu nennen. Auch sind für eine weitere Ökologisierung der österreichischen Energieversorgung Novellierungen (z.B. Ökostromgesetz) bzw. Neuschaffung von Gesetzen (z.B. Ökogasgesetz) erforderlich.

11.2 Weiterarbeit des Projektteams

Hornbachner Energie Innovation (HEI Consulting GmbH) hat mit April 2008 ein weiteres FFG gefördertes Biogasprojekt mit der Bezeichnung „Wirtschaftliche Chancen der Biogas-

Versorgung netzferner Gas-Tankstellen gegenüber konventioneller Erdgas-Versorgung„ (EdZ-Projektnummer: 812786) gestartet. Hierbei geht es um die Errichtung und den Betrieb von Biogas-Tankstellen in Gebieten ohne Erdgasanschluss. Ebenso erstellt HEI zusammen mit der Gesellschaft für Kommunikation und Projektmanagement „tatwort“ einen vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie geförderten Biogas-Branchenmonitor. Dieser soll einen weitgehenden Überblick über die österreichische Biogas-szene, von Biogasanlagenbetreibern, -planern und -experten, bieten.

Das interuniversitäre Department für Agrarbiotechnologie, IFA-Tulln, wird seine langjährige wissenschaftliche Expertise in weiteren Projekten weiter ausbauen. So wird im z.B. im KLI.EN-Projekt "AD-PLUS" - Technologiebewertung von Gärrestbehandlungs- und lokalen Verwertungskonzepten weiter geforscht. Ebenso beteiligt sich das IFA am "Bioenergy 2020+" K1-Kompetenz-Zentrum. Die Weiterverwendung der Ergebnisse in der Beratungs-tätigkeit der Arbeitsgruppe und bei der Erstellung von regionalen Entwicklungskonzepten stellt einen weiteren wichtigen Aufgabenbereich des IFA dar.

Bei der Energieagentur Obersteiermark fließen die gewonnenen Erkenntnisse direkt in Beratungsprojekte für die Industrie ein, und verbessern auch die zukünftigen Projekt-entwicklungen. Für einzelne Partner konnten Ansätze für vertiefende Forschungsprojekte definiert werden.

11.3 Relevanz der Projektergebnisse für welche Zielgruppen

Folgende Zielgruppen sind für das Projekt von Relevanz:

- Produzenten biogener Reststoffen (z.B. Brauereien, Molkereien)
- Forschungseinrichtungen, die sich mit dem Thema „Biogas“ befassen (z.B. Boku Wien)
- Anbieter, welche für gegebene Anforderungen (Platzmangel, Logistik) Lösungen entwickeln

Produzenten biogener Reststoffe:

Die jeweiligen Reststoffproduzenten erhalten anhand der Projektergebnisse einen Einblick in den aktuellen Stand der Energiegewinnung aus biogenen Reststoffen. Die Beschreibung von Demonstrationsprojekten zeigt ihnen eine Möglichkeit der Energiegewinnung, die viele bis dato nicht oder nur oberflächlich angedacht haben. Bei weiterhin stark steigenden Energie-preisen können die Projektergebnisse als Informationsgrundlage mittelfristig eine firmen-interne Neuorientierung in der Reststoffverwertung anstoßen.

Forschungseinrichtungen:

Verbesserungen etwa bei der Biogasausbeute, Gärrestaufbereitung oder der Transportlogistik werden die Realisierungspotentiale dieser Form der Energiebereitstellung deutlich erhöhen. Forschungseinrichtungen im universitären oder industriellen Umfeld

können in Kooperation mit z.B. den im Bericht genannten Firmen Konzepte für eine nachhaltige und kosteneffiziente Energieerzeugung entwickeln.

Anbieter

Anbieter im Bereich Biogas erfahren anhand des Projektberichts welche Firmen prinzipiell Interesse an einer (verstärkten) energetischen Verwertung ihrer Reststoffe haben. Anhand der Beschreibungen von realisierten Biogasanlagen im urbanen Bereich und der Standortkonzepte ist ersichtlich mit welchen Anforderungen Anbieterfirmen in diesem Zusammenhang konfrontiert werden (geringe Fläche, Anrainerbedenken). Die Firmen haben somit die Möglichkeit ihr Angebotsportfolio entsprechend zu erweitern, um bei entsprechenden Projekten als versierte Partner auftreten zu können.

12 Ausblick/Empfehlungen

Die Chancen für Biogas-Großanlagen liegen in den stark steigenden Energiepreisen. Durch diese sind Unternehmen, in welchen biogene Abfälle in großen Mengen anfallen, motiviert nach Alternativen zu suchen und in für sie neue Technologien und in Demonstrationsanlagen zu investieren. Für einzelne Substrate, z.B. Biertrebern sind Labor- und Großversuche durchgeführt werden. Ein Risiko besteht in einzelnen Teilschritten in der Substrataufbereitung zur Erhöhung der Gasausbeute. Hier sind zusätzliche technische Einrichtungen oder Zuschlagstoffe, wie z.B. Enzyme, erforderlich. Diese verbrauchen jedoch selbst hohe Mengen an Energie oder verursachen weitere Folgekosten. Bei der Optimierung sind daher die Energieausbeute, der Gesamtwirkungsgrad unter Berücksichtigung des Energieverbrauches der Hilfsanlagen und die Wirtschaftlichkeit zu analysieren und berücksichtigen. Ebenso ist das Reststoffmanagement eine Schlüsselstelle für die Realisierung von Biogas-Großanlagen. Hier ist im Bereich der Gärrestaufbereitung noch großer Bedarf für Forschung und Entwicklung gegeben. Komplex ist auch das Zusammenspiel von Substratverfügbarkeit und Substratkosten, da die Substrate teilweise auch in der Futtermittelindustrie oder in der Viehzucht verwendet werden. Hierbei können Nutzungskonflikte auftreten. Gerade in den letzten Jahren waren starke Preissteigerungen bzw. Preisschwankungen für Substrate und Reststoffe festzustellen. Speziell im Bereich der Aufbereitung von Biertrebern ist ein Forschungsbedarf gegeben, das die Abbaurate der organischen Substanz, und damit die Biogasausbeute bei der anaeroben Fermentation noch nicht zufrieden stellend ist.

Folgende Empfehlungen für weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten ergaben sich im Laufe des Projekts:

- Fortsetzung/Vertiefung der Kommunikation zwischen den Produzenten biogener Reststoffe und Forschungseinrichtungen.
- Dokumentation von signifikanten Änderungen bei Art und Mengen der in Österreich anfallenden biogenen Reststoffe und bei den aktuellen Verwertungswege (z.B. sinkende Nachfrage bei Tierfutter aufgrund der Abnahme des Tierbestandes, etc.).
- Dokumentation und Kommunikation von Veränderungen der Rahmenbedingungen (z.B. Änderung der Förderungssituation, technologische Neuerungen, etc.).
- Entwicklung unterschiedlicher Szenarien der Energiegewinnung aus biogenen Reststoffen bei unterschiedlichen Rahmenbedingungen.
- Evaluierung von in- und ausländischen Demonstrationsprojekten und Kommunikation der Ergebnisse.

13 Verzeichnisse

13.1 Literaturverzeichnis

A3 WATER SOLUTIONS GMBH (2007a): Bau einer Reinwassererzeugungsanlage für den Bioenergiepark Klarsee in Penkun. URL: http://www.a3-gmbh.com/old/ger/referenzen.htm#Wasseraufbereitung (Stand 15.01.2007).

AAT – ABWASSER- UND ABFALLTECHNIK GMBH & CO (2007): "Energy Globe" für die Landfrisch Molke-Biogasanlage in Wels. URL: http://www.aat-biogas.at/de/aktuell/aktuell.php?id=3 (Stand 02.07.2007).

AID INFODIENST E. V. (2003): Biogasanlagen in der Landwirtschaft. URL: http://www.iea-biogas.net/Dokumente/memberpublications/Biogasanlagen%20fnr.pdf (Stand 04.05.2008).

AGRANA (2008): Pressemitteilung vom 31/03/2008 der AGRANA Beteiligungs-AG. AGRANA nimmt Bioethanolwerk Pischelsdorf Anfang Juni 2008 in Betrieb. URL: http://www.agrana.com/local/press/913_7686.asp (Stand: 06.05.2008).

AGRANA (2007a): Pressemitteilung der AGRANA Beteiligungs-AG. Bioethanol. URL: http://www.agrana.com/com/de/695_2436.html (Stand: 03.04.2007).

AGRANA (2007b): Pressemitteilung vom 16.01.2007der AGRANA Beteiligungs-AG. AGRANA - Zuckerrüben-, Kartoffel- und Nassmaiskampagnen mit guten Erträgen abgeschlossen. URL: http://www.agrana.at/com/de/52_2670.asp (Stand: 07.05.2007).

AGRANA (2007c): Veröffentlichungen auf der Website des Unternehmens. URL: http://www.agrana.at/com/de/695_1781.html (Stand 28.08.2007).

AGRANA (2007d): Veröffentlichungen auf der Website des Unternehmens. URL: http://www.agrana.com/com/de/52_2821.asp (Stand: 18.09.2007)

AGRANA (2007e): Pressemitteilung der AGRANA Beteiligungs-AG. Bioethanol. URL: http://www.agrana.com (Stand: 18.12.2007).

AGRANA (2006): Von der Rübe zum Wiener Zucker. Zahlen und Fakten 2006. Zuckerbroschüre der Agrana Beteiligungs-GmbH. URL: http://www.agrana.at/default/download.asp?file=/com/de/zuckerbroschuere_2006_web.pdf (Stand 07.05.2007).

AGRARMARKT AUSTRIA (AMA 2007): Veröffentlichungen auf der Website des Unternehmens. URL: www.ama.at (Stand 03.04.2007).

AGRO ZUCKER STÄRKE (AZAS 2006): Fachblatt der Rüben-, Zucker- und Stärkewirtschaft. URL: http://www.agrana.com/at/de/AZAS_Dezember_internet.pdf (Stand 03.04.2007).

AMA (2007): Agrar Markt Austria: Endverbraucherpreise der am häufigsten eingesetzten Düngemittel. URL: http://www.ama.at/Portal.Node/ama/public?gentics.am=FTS.searchresults&gentics.pb=focus&p.key=1197278745331&p.focus.FTS.searchresults.c.resultlist.cid=8&p.an=s&p.focus.FTS.searchresults.c.resultlist.col=name&p.ac=focus.FTS.searchresults.c.resultlist&gentics.ts=1197278745 (Stand: 03.12.2007).

AMTSBLATT DER EUROPÄISCHEN UNION (2006): Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 3. Oktober 2002 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte.

ANA STRIPVERFAHREN (2007): Stickstoffentfernung aus Gärrückständen mit dem ANAStrip-Verfahren. URL: http://lsa-st23.sachsen-anhalt.de/llg/konaro/vortraege/fachgespr4_251005/fg4_bauermeister.pdf (Stand: 28.11.2007)

ANDENSAM, H., ICHIKAWA, M., SCHRÖCK, TH., WALTER, E., HÖRLER, S., KRÜNES, A. (2001): Rohstoff Landschaft. Die Nutzung flächengebundener Energieträger und nachwachsender Rohstoffe als Determinante der Kulturlandschaftsentwicklung. Themenheft nachwachsende Rohstoffe. Wien, Oktober 2001. Ein Forschungsprojekt im Auftrag des Bundesministeriums für Bildung, Wissenschaft und Kultur im Rahmen des Forschungsprogramms Kulturlandschaftsforschung.

ARBEITERKAMMER STEIERMARK (AK STMK 2005): Bezirk Leibnitz. URL: http://www.akstmk.at/pictures/d39/Leibnitz05.pdf (Stand: 24.05.2007).

ARBEITSBERICHT ATV/DVWK (2003): Thermische, chemische und biochemische Desintegrationsverfahren. URL: http://www.klaerschlammdesintegration.de/Bericht3.pdf (Stand 24.03.2003).

Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE 2005): Heizen - Kühlen – Klimatisieren mit Gaswärmepumpen. Fachtagung. 21. April 2005, Starnberg. URL: http://www.asue.de/images/veroeff_pdf/Tagungsband-Starnberggesamt.pdf (Stand: 18.09.2007).

Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE 2002):Broschüre „Gaswärmepumpen“ Url: http://www.asue.de/veroff/g_w_pump-/image/g_w_pump.pdf (Stand 18.09.2007).

AVE (2006): Imagefolder AVE Entsorgung GmbH - Version 2006. Stand 01/2006. URL: http://www.ave.ato/ave/resources/315200390213632229_349976383964828149.pdf (Stand: 24.05.2007).

BÄRNTHALER, J. (2007a): Telefonische Erhebung beim Land Steiermark, Abteilung 8c, Veterinärwesen, im Zuge des Projekts.

BÄRNTHALER, J. (2007b): Foto zur Verfügung gestellt von DI Josef Bärnthaler, Energieagentur Obersteiermark.

BAUER, K. (2007): Telephonische Mitteilung vom 04.12.2007 von Herrn DI Karl Bauer, Landwirtschaftkammer Österreich (LK Ö).

BAUER KOMPRESSOREN (2008): Erdgasbetankungssysteme. URL.: http://www.bauer-kompressoren.de/de/produkte/erdgas_cng/beschreibungen/zubehoer/speichersysteme.php (Stand: 01.04.2008).

BAYRISCHES LANDESAMT FÜR UMWELT (2008): Biogashandbuch Bayern. URL: http://www.lfu.bayern.de/abfall/fachinformationen/biogashandbuch/doc/kap1bis15.pdf (Stand: 09.01.2008).

BAYERISCHE LANDESANSTALT FÜR LANDWIRTSCHAFT (2008): Mehr Gas als aus der Gülle. URL: http://www.lfl.bayern.de/arbeitsschwerpunkte/as_biogas/10904/linkurl_0_2_0_2.pdf (Stand: 09.01.2008).

Bayerisches Staatsministerium für Landwirtschaft und Forsten (LFL) (2006): Biogas, Wie viel dürfen Substrate- frei Fermenter- kosten? LFL- Information. Herausgeber: Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft. November 2006. URL: http://www.lfl.bayern.de/publikationen/daten/informationen/lfl_info_ilb_01neu2006.pdf (Stand: 04.12.2007)

BIOENERGIE (2007): Bioenergie- Eine Chance für Kommunen und Regionen, Hsg.: Deutsche Umwelthilfe e.V., IZES gGmbH, 2007.

BIOREACT (2007): Bioreact Enzyme. URL: http://www.bioreact.de/fileadmin/pdf/BioreactBestellung_Enzyme_070115.pdf (Stand 03.12.2007).

BIOREACT (2008): Bioreact – das Unternehmen. URL: www.bioreact.de (Stand 16.05.2008)

BOCHMANN, G. (2008a): Telephonische Mitteilung von Herrn DI Günther Bochmann, IFA-Tulln, vom 07.05.2008.

BOCHMANN, G. (2008b): Telephonische Mitteilung von Herrn DI Günther Bochmann, Wissenschaftszentrum Weihenstephan für Ernährung, Landnutzung und Umwelt, Department Ingenieurwissenschaften für Lebensmittel und biogene Rohstoffe, Lehrstuhl für Rohstoff- und Energietechnologie, vom 07.01.2008.

BÖCHZELT, H. G., GRAF,N., HABEL, R. W., LOMSEK, J., WAGNER, S., SCHNITZER, H. (2002): Möglichkeiten der Wertschöpfungssteigerung durch Abfallvermeidung (biogener Reststoffe) und Nebenproduktnutzung – Feasibilitystudy. Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie und des Landes Steiermark. Endbericht. Juli 2002.

BÖRSE FÜR LANDWIRTSCHAFTLICHE PRODUKTE IN WIEN (2007): URL: www.boersewien.at Amtliches Kursblatt; Nr. 44 Wien, 21. November 2007.

BRAUEREI #5 (2008): Vom Betrieb zur Verfügung gestellte Daten.

BRAUEREI FORUM (2006): Brauerei Forum Fachzeitschrift für Brauereien, Mälzereien, Getränkeindustrie und deren Partner. URL: http://www.brauerei-forum.de Ausgabe: Nr. 9, 21. Jahrgang. ISSN 0179-2466. 09.2006; Datum: 9. Oktober 2006.

BRAUINDUSTRIE (2004): Brauen ohne Rückstände - Brauerei Gösser spart Energie durch Trebernverbrennung. Interview mit Braumeister Andreas Werner. Brauindustrie 2/2004, S. 17-19.

BRAUINDUSTRIE (2005): De kannst du echt verbrennen. Thermische Verbrennung von Biertrebern. Brauindustrie 10/2005, S. 26-28.

BRAUINDUSTRIE (2007): Wettbewerbsfähigkeit im Fokus. 94. Oktobertagung der Versuchs- und Lehranstalt für Brauerei in Berlin. Brauindusterie 12/2007, S. 32-36.

BRAU UNION (2007): Brau Union Österreich AG; URL: http://www.brauunion.at/ASP/ContentScripts/htmlPage.asp?MOID=416429&MVER=DE&UID=173337420507112007 (Stand: 17.12.2007).

BRAU UNION (2007a): Umweltbericht 2005/2006 – Maßnahmen. Abfall. URL: http://www.brauunion.ato/aSP/ContentScripts/htmlPage.asp?MOID=300176&MVER=DE&UID=184030380905042007#GESAMTABFALL%C2%A0 (Stand 05.04.2007).

BRAU UNION (2007b): Nachhaltigkeitsbericht 2005/06. Nachhaltigkeit gefragt. URL: http://www.brauunion.at/CMSCache/1797.pdf (Stand 14.08.2007).

BRAU UNION (2007c): Best practice Beispiele. URL: http://www.brauunion.at/ASP/ContentScripts/htmlPage.asp?MOID=416429&MVER=DE&UID=173337420507112007 (Stand: 06.05.2008).

BRAU UNION (2007d): Brau Union Österreich AG; URL: http://www.brauunion.at/ASP/ContentScripts/htmlPage.asp?MOID=416429&MVER=DE&UID=173337420507112007 (Stand: 17.12.2007).

BRAUN, R., LAABER, M., MADLENER, R., BRACHTL, E., KIRCHMAYR, R. (2007): Aufbau eines Bewertungssystems für Biogasanlagen – „Gütesiegel Biogas“. Energiesysteme der Zukunft – Projektnummer 807742 (Endbericht), Mai 2007.

BRUNSTERMANN, R., WIDMANN, R. (2008): Wasserstoff aus Abfall und Abwasser. Umwelt Magazin, Springer – VDI Verlag, März 2008, 47-49.

BUNDESABFALLWIRTSCHAFTSPLAN (2006): Kapitel 2.1.: Abfälle aus Haushalten und ähnlichen Einrichtungen; Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft

BUNDESAMT FÜR ENERGIE (2003): Molke-Biogasanlage mit Blockheizkraftwerk für die Molkerei Lataria Engiadinaisa SA, Bever. URL: www.biomasse.ch/Portals/0/1_de/01_Wie_produzieren/Pdf/industrie-lesa.pdf (Stand 02.07.2007).

BUNDESGESETZBLATT FÜR DIE REPUBLIK ÖSTERREICH 401/2006 (BGBL 401/2006): Ökostromverordnung 2006.

BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ARBEIT (BMWA) (2003): Technische Grundlagen für die Beurteilung von Biogasanlagen. 2003. URL: http://www.vorarlberg.at/pdf/beurteilungvonbiogasanlag.pdf (Stand 12.12.2007).

DE BAERE, L., AEHLING, M. (2008): Energie aus organischem Abfall. Umwelt Magazin, Springer – VDI Verlag, März 2008, 52-53.

DISSERTATIONEN UNIVERSITÄT FÜR BODENKULTUR (2007): Forschungsprojekte der Abteilung für Lebensmittelbiotechnologie. URL: http://forschung.boku.ac.at/fis/

suche.orgeinheit_projekte?sprache_in=de&orgeinheit_id_in=H753&laufzeit_in=laufend(Stand 03.07.2007).

DOPPLER, M. (2008): Persönliche Mitteilung von Herrn DI Doppler Martin am 23.04.2008.

DÖRFLER, J. (2007): „Erhebung des Potenzials an organischen Abfällen in ausgewählten Branchen der Lebensmittel- und Agrarindustrie“. Studie durchgeführt im Auftrag von Hornbachner Energie Innovation (HEI). 15. Mai 2007.

E-CONTROL (2007): Ökostrom-Bericht - August 2007. URL: http://www.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/OKO/DOWNLOADS/BERICHTE/OEKOSTROMBERICHT/ECG-Oekostrombericht_2007_09_04_ENDG.pdf (Stand 12.12. 2007).

E-CONTROL (2008): Entwicklung der anerkannten Ökostromanlagen lt. Bescheiden der Landesregierungen (Zuletzt besucht 14.08.08, 14:00)http://www.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/OKO/ZAHLEN_DATEN_FAKTEN/Anlagenstatistik/ANERKANNTEOEKOANLAGEN

ENBASYS BIOTECH ENERGY (2008): Effiziente Hochleisungstechnologie - „High Load Hybrid Reactor“ URL: http://www.enbasys.com/technologie/_detail.php?we_objectID=1193 (Stand 19.05.2008).

ENERGIEBERICHT (2001): Energiebericht 2001 des Landes Steiermark. Energiebeauftragter des Landes Steiermark, Graz 2001. URL: http://steiermark-energie.users.aboliton.at/ (Stand:07.01.2008).

Energiesysteme der Zukunft (EdZ) (2008): Polygeneration. URL: http://www.energiesystemederzukunft.at/highlights/polygeneration.htm (Stand: 19.05.2008).

ENERGY AGENCY (2007): Europas erste Molke-Biogasanlage. URL: www.energyagency.at/publ/pdf/bess070228_landfrisch.pdf (Stand 02.07.2007).

ENERGYAGENCY (2007): Austrian Energy Agency. URL: www.energyagency.at/projekte/waermepumpen.htm#h8 (Stand 18.09.2007).

ENERGY GLOBE (2006): Gesamtsieger Energy Globe Austria 2006. URL: http://www.energyglobe.info/geg/MDB/media_folder/32_EG-Austria_2006.pdf (Stand 11.07.2007)

ENVIMAC ENGINEERING GMBH (2008): Ammoniumentfernung/Teilstrombehandlung. URL: http://www.envimac.de/30.html (Stand 19.05.2008).

ENVSER ENERGIESERVICE GMBH & CO KG (2007): Übermittlung der Investitionskosten für eine 500 kW_{el} Biogasanlage von Herrn DI(FH) Johannes Spanlang via E-Mail vom 13.11.2007.

ERDGAS OBERÖSTERREICH (2006): Emissionen von Heizanlagen. URL: http://www.erdgasooe.at/imperia/md/content/pdf/schadstoffemissionen_2006.pdf (Stand 19.05.2008).

ERSTER STEIRISCHER TREBERVERTRIEB (2007): Zusammensetzung und Analyse der getrockneten Bierhefe. URL: www.treber.at (STAND 14.08.2007).

ESG Kräuter GmbH (2008): Veröffentlichung auf der Website. URL: http://www.esg-kuechenkraeuter.de/pages/unternehmen/bioenergie-hamlar.php (Stand: 07.01.2008).

EVA (2008): Einspeisetarife gemäß Einspeisetarifverordnung 2006. URL: www.eva.ac.at/(de)/enz/einspeis_2006.htm (Stand 29.04.2008).

FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E.V. (FNR) (2004): Handreichung Biogasgewinnung und –nutzung. Leipzig, 2004.

FACHAGENTUR FÜR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE e.V. (FNR) (2006): Handreichung Biogas-gewinnung und –nutzung. Herausgeber: FNR. Gülzow, 2006. 3., ÜBERARBEITETE Auflage.

FACHVERBAND GAS WÄRME (FGW) (2008): Erdgasfahrzeuge in Österreich. Umwelt – Vorteile gegenüber Benzin und Diesel. URL: http://www.erdgasautos.at/umwelt/461 (Stand: 01.04.2008).

FACHVERBAND DER LEBENSMITTELINDUSTRIE (2005): Lebensmittelindustrie – Wirtschaftliche Entwicklung 2005. URL: http://portal.wko.at/wk/dok_detail_file.wk?angid=1&docid=546047&dstid=323&stid=263322 (Stand 16.04.2007).

FEHRINGER, R., LANGKAMMER, P., STARK, W., FRÜHWIRTH, W. (2003): Branchenbezogener Behandlungsbedarf von Abfällen gemäß Deponieverordnung. (Projekt BMU-GEMA) Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Wien, im Februar 2003.

FORUM NEW POWER (2007): Biogas aus Molke. URL: http://www.th-mann.de/FNP_1_07.pdf (Stand 02.07.2007).

FOWLER, S. (2005): Überwachung des CO-Anteils bei CO_2 Supplementierung im Gewächshaus. Diplomarbeit. Kollege für Berufstätige des TGM. Wien. URL: http://www.habmigern2003.info/future_trends/greenhouse/CO2-Supplementation/Projektdokumentation_V1.htm (Stand: 03.04.2008).

FRAUNHOFER IKTS (2008): Biogaserzeugung – aktueller Boom oder Zukunftstechnologie? URL:http://www.ikts.fraunhofer.de/publications/jahresberichte/jb2007/de/Fraunhofer_IKTS_07_Biogaserzeugung.pdf. (Stand 19.05.2008)

FRIEDL, A., PFEIFFER, M., WUKOVITS, W., DANZINGER, G., POBER, M., BECKMANN, G., HANNESSCHLÄGER, M., PRECHTL, M. (2005): Polygeneration Bruck/Leitha. Produktion alternativer Treibstoffe, Wärme, Strom & nichtenergetischer Produkte unter Berücksichtigung der Optimierung der Gesamtenergiebilanz sowie der Materialflüsse. Berichte aus Energie- und Umweltforschung 77/2006.

FRISCH, J. (2005): „Die kannst du echt verbrennen“. Thermische Verwertung von Biertrebern. Brauindustrie 10/2005, S. 26-28.

FRÖHLICH, J. (2008): Telephonische Mitteilung von Herrn Johann Fröhlich, Geschäftsführer Bioenergie Heiligenkreuz am Waasen GmbH, vom 08.01.2008.

FUCHS, W. (2007a): Aufbereitung von Biogasgülle bis zur Vorflutertauglichkeit. Tagungsband Biogas Fachkongress, Wieselburg, 28.11.2007.

FUCHS, W. (2007b): Persönliche Mitteilung am 20.09.2007.

FÜRNRTRATT (2007): Die Abbildung von der Biogasanlage Fürntratt KEG wurde entnommen: URL:http://gis.stmk.gv.at/app/land_dyn.exe?url=/detail.htm&p_gem_nr=60401&p_bereich=arb&p_obj_id=11183&p_nr=1 (Stand: 07.01.2008).

FUSION (1999): Wissenschaftsmagazin. Forschung und Technik für das 21. Jahrhundert.

GABAUER, W. (2008): Persönliche Mitteilung der Ergebnisse der Biogas-Offensive Niederösterreich, von Herrn Wolfgang GABAUER, am 15.01.2008.

GANGL, C. (2004): Ethanolerzeugung aus stärkehältigen Rohstoffen für Treibstoffzwecke, September 2004. Diplomarbeit. Universität für den Bodenkultur Wien, Department für Wirtschafs- und Sozialwissenschaften, Institut für Agrar- und Forstökonomie.

GASTEIGER, A. (2007): Information aus dem übermittelten Fragebogen. 04. Juni 2007.

GE-JENBACHER (2006): Technisches Datenblatt Blockheizkraftwerke.

GE ENERGY JENBACHER (2008): Jenbacher Baureihe 4. URL: http://www.iwk.ch/pdf/ETS_DE_T4_R2_final_NPP2007.pdf (Stand 04.05.2008).

GEMEINDESERVER STEIERMARK (2008): Veröffentlichung auf der Homepage des Gemeindeservers Steiermark. URL: http://tgi19.telekom.at/portal/page?_pageid=70,32324&dad=portal&schema=PORTAL&gotohome=true(Stand: 07.01.2008).

GESELLSCHAFT FÜR NACHHALTIGE STOFFNUTZUNNG MBH (2008): Behandlung von Gülle und Biogasabläufen. URL: http://www.gns-halle.de/site_1_6.htm (Stand 19.05.2008).

GETRÄNKEINDUSTRIE (2007): Symposium zur Energie- und Umwelttechnik in der Lebensmittelindustrie. Getränkeindustrie 5/2007, S. 40-43.

GETRÄNKEVERBAND (2008): Veröffentlichung auf der Website. URL: http://www.getraenkeverband.at/ (Stand 05.02.2008).

GHAFOORI, E., FLYNN, P. AND FEDDES J. (2007): Pipeline vs. truck transport of beef cattle manure. Biomass and Bioenergy 31, 168-175.

GRAF, W. (2007): Mündliche Mitteilung während des Telefonats mit Prof. Walter Graf, Biogasexperte und Umweltjournalist, mit Georg Konrad vom 29. Mai 2007. ARGE Biogas und Gesellschafter Biogas Bruck an der Leitha.

GRUBER, H. (2007): hagru's Bier-Informationen. URL: http://home.pages.at/hagru/de/fun/brauerei/B_View.html (Stand 20.08.2007).

HAINFELLNER, J., Langthaler, M., Plunger, E., Walzer, A., Raab, F., Prosenbauer, M., Löffler, W., Haneder, H. (2007): Biomasse-Ressourcenpotenzial in Österreich. Studie im

Auftrag der RENERGIE Raiffeisen Managementgesellschaft für erneuerbare Energie GmbH. Endbericht, 07.05.2007. URL: http://www.renergie.at/bilder/Text_Endbericht_07052007_1600.pdf (Stand 17.06.2007).

HEI Consulting GmbH, (2008): Gasversorgung mittels lokaler Biogas-Mikronetze. Projektnummer 812786, 2. Ausschreibung der Programmlinie Energiesysteme der Zukunft, Endbericht erstellt im September 2008.

HERFELLNER, TH., BOCHMANN, G., MEYER-PITTROFF, R., (2006): Wirtschaftlich sinnvolle Verfahren? Die Verwertung von Biertrebern – derzeitiger Stand und neue Ansätze zur energetischen Nutzung. IN: BRAUINDUSTRIE. 8/2006. S. 42-45.

HÜGLE, TH. (2005): TENIRS (Transflexive Embeded Near Infrared Sensor) - ein zukunftsweisendes Messverfahren für organikhaltige Suspensionen. ECO Forum. 21./ 22. September 2005. URL: http://www.ecoforum.info/pdf/VortragDrHuegle.pdf (Stand: 10.0.62008).

IFA Tulln (2007): Ausgärtest der IFA Tulln. Telephonische Mitteilung von Herrn DI Bernhard Drosg vom 12.11.2007.

IGB NAWARO BIOENERGIE (2008): Hauptprospekt. URL: http://www.igb-ag.de/pages/download.html (Stand: 10.04.2008).

INNOVAS (2008): Veröffentlichung auf der Homepage der INNOVAS Innovative Energie- und Umwelttechnik. Anselm Gleixner und Stefan Reitberger GbR: www.innovas.com. (Stand 07.01.2008).

INNOVATIONS-REPORT (2007): Strom und Wärme vom Acker: Sinnvolle Koexistenz mittelständischer und bäuerlicher Biogasanlagen URL: http://www.innovations-report.de/html/berichte/umwelt_naturschutz/bericht-79859.html (Stand: 07.05.2007).

IPUS GMBH (2008): IPUS meth-max® - das Biogasadditiv, das wirkt. URL: http://www.ipus.at/index.php?option=com_content&task=view&id=30&Itemid=43 (Stand 19.05.2008).

IWT PROJEKTBERICHT (2006): Endbericht des Projektes Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerk für anaerobes Biogas. URL: http://www.noest.or.at/intern/dokumente/021_Brennstoffzell_Block_Endbericht.pdf (Stand 04.05.2008).

JÄGER, A. (2007): Telephonische Mitteilung von Herrn FH -Prof. Dipl.- Biologe Dr. Alexander, FH-Wels, vom 18.12.2007.

KAISER, H-Ch. (2007): Telephonische Mitteilung von Herrn DI Hans-Christian Kaiser, Biogas Wien, vom 10.12.2007.

KALTSCHMITT, M. (2001): Energie aus Biomasse. Grundlagen, Techniken und Verfahren. Springer Verlag, Berlin, 2001.

KARAGOUNIS, C. (2008): Detaillierte Beschreibung der Abläufe bei der Abwasseraufbereitung im Klärwerk. URL: http://www.tu-harburg.de/fsrb/Projekt07/bericht_christos.html (Stand 15.04.2008).

KAUT (2007): KAUT THE AIR COMPANY. URL: www.kaut.de

KEYMER, U. (2007): Energieerzeugung aus Nachwachsenden Rohstoffen - Ein wirtschaftliches Wagnis? In: Biogas im Wandel. 16. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas e.V.. 31. 01. - 02. 02. 2007. Leipzig.

KIRCHMAYR, R. (2007): Auswirkungen unterschiedlicher Lagerung auf die Energieverluste und Fermentierbarkeit. Tagungsband Biogas Fachkongress, Wieselburg, 28.11.2007.

KIRCHMAYR, R., BRAUN, R., BAGGESEN, D.L., SCHERZER, R., WELLINGER, A. (2004): Tierische Nebenprodukte und Biogasgewinnung. Anforderungen der EU-Verordnung (EG) Nr. 1774/2002. Jänner 2004.

KLINK, G. (2007): Vom Gärrest zum Nährstoffkonzentrat – Aufbereitung von Gärrest-substraten. Verfahren und Anlagen, Verfahrenstechnik 10/2007.

KNEITSCHEL, M. (2007): Technologische Ansätze zur Verbesserung der Energiebilanz von Bioethanol. Präsentation während der 9. EUROSOLAR-Konferenz. 16.-17. April 2007. Potsdam, Deutschland.

KOMPETENZNETZ (2007): Veröffentlichung auf der Website. UR: http://www.kompetenznetz-holz.de/ projekte/abgeschlossene-projekte/puelpe/ (Stand: 10.11. 2007).

KONRAD, G. (2007): Österreichische Aktivitäten im Bereich Biogas-Netzeinspeisung. Tagungsband; 16. Symposium Bioenergie. Festbrennstoffe-Flüssigkraftstoffe-Biogas. Bad Staffelstein Kloster Banz, Deutschland. 22. bis 23. November 2007.

KRACHLER, M. (2003): Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen. ÖVAF - Österreichische Vereinigung für Agrar-, Lebens- und Umweltwissenschaftliche Forschung. URL: http://www.novaenergie.ch/iea-bioenergy-task37/Dokumente/SympWienKrachExtAbstr.pdf (Stand 20.11.2007).

LAABER, M. (2007): Aufbau eines Bewertungssystems für Biogasanlagen – „Gütesiegel Biogas“. Energiesysteme der Zukunft – Projektnummer 807742 (Endbericht), Mai 2007.

LANDESENERGIEVEREIN STEIERMARK (LEV) (2005): Biogas. Biogaspotenzialstudie für das Land Steiermark. Im Rahmen des Projekts „Biogas Feasibility-Study Steiermark“. Graz. Dezember 2005.

LEBENSMINISTERIUM (2006a): Bundesabfallwirtschaftsplan 2006; ISBN 3-902 010-70-3; URL: http://www.bundesabfallwirtschaftsplan.at/ (Stand 08.03.2007).

LEBENSMINISTERIUM (2006b): Grüner Bericht 2006. URL: www.gruener-bericht.at (Stand 10.12.2006).

LEBENSMINISTERIUM (2006c): Lebensmittelbericht Österreich 2006.

LEHNERBAU (2007): Telephonische Mitteilung vom 03.10.2007 der Firma Ing. Lehner - Landwirtschaftsbau GmbH & CoKG.

LEITGEB, R. (2001): Einsatz von industriellen Nebenprodukten in der Rinderfütterung. 28. Viehwirtschaftliche Fachtagung, BAL Gumpenstein 2. - 3. Mai 2001.

LFL (2006): Biogas, Wie viel dürfen Substrate- frei Fermenter- kosten? LFL- Information. Herausgeber: Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft. November 2006. URL: http://www.lfl.bayern.de/publikationen/daten/informationen/lfl_info_ilb_01neu2006.pdf (Stand: 04.12.2007).

LOKALE ENERGIEAGENTUR OSTSTEIERMARK (LEA) (2008): Betriebsspiegel der Bioenergie Heiligenkreuz am Waasen GmbH. URL: http://www.lev.at/Download/BMStT15/Betriebsspiegel_Heiligenkreuz.pdf (Stand: 08.01.2008).

LK NIEDERÖSTERREICH (2006): Niederösterreichische Landwirtschaftskammer. Übermittlung der Daten von Grünlandflächen am 15.10.2007 und von Ackerflächen am 24.09.2007 vom Herrn DI Martin Schildböck.

LK ÖSTERREICH (2007): Österreichische Landwirtschaftskammer; URL: http://www.agrarnet.info/mmedia/2007.10.12/1192174777_5.jpg (Stand: 12.10.2007).

LUCNY, P. (2007): Telephonische Mitteilung von Herrn Ing. Peter Lucny, Österreichischer Energiekonsumentenverband, vom 05.11.2007.

MACKWITZ, H., REINBERG, V., SCHEMITZ, S., STRIGL, A. (2006): NAWARO Cascading Pilot. Realisierung der kaskadischen Nutzung von Steinobst-Restmassen. Berichte aus Energie- und Umweltforschung. 88/2006. Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. Wien, Jänner 2006.

MEISS, C. (2007): Telephonische Mitteilung vom 03.10.2007 von Herrn DI Carsten Meiss. Firma Wolf Systembau GmbH.

MITTELBACH (2005): „Methanolgewinnung aus Biogas“, Land Steiermark, Fachstelle für Energie.

MÜLLER, C. (2005): Mechanisch – Enzymatischer Aufschluss von Kartoffelpülpe als Bindemittel zur Herstellung von Holzwerkstoffen. Dissertation. Universität Göttingen. Deutschland.

MÜLLER, T., WEIß, W., SCHNITZER, H., BRUNNER, C., BEGANDER, U., THEMEL, O. (2004): Produzieren mit Sonnenenergie. Potenzialstudie zur thermischen Solarenergienutzung in österreichischen Gewerbe- und Industriebetrieben. Berichte aus Energie- und Umweltforschung. 1/2004. Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. Wien, Jänner 2004.

MURAU (2007): Angaben der Obermurtaler Brauereigenossenschaft im Zuge der projektinternen Erhebung des biogenen Abfallaufkommens.

NIREC (2008): Effiziente Entfernung und Rückgewinnung von Stickstoff aus organischen Abfällen als Düngeprodukt. URL: http://www.ifa-tulln.ac.at/index.php?id=268 (Stand 04.05.2008).

NOEST (2007): Möglichkeiten der Gärrestbehandlung von Biogasanlagen „Technologie-Screening". Beilage „NOEST Bauernherrenmappe BIOGAS" – erstellt durch „Lokale Energie Agentur Oststeiermark, NOEST – Kompetenzknoten Biogas" , Auersbach/Graz, Juni 2007.

OBERMURTALER BRAUEREIGENOSSENSCHAFT (2006): Vereinfachte Umwelterklärung 2006. Nach Registrierung als Download auf der Website WWW.MURAUERBIER.EU erhältlich. (Stand 29.05.2007).

ÖKONEWS (2007): AGRANA eröffnet einzigartige Biogasanlage am Standort Kaposvár (Ungarn). URL: http://www.oekonews.at/index.php?mdoc_id=1025855 (Stand: 17.11.2007).

OLSON, H.S. (2000): Kartoffel ohne Abfälle verarbeiten. Biotimes No. 3, September 2000.

ÖSTERREICHISCHE WEINMARKETINGSERVICEGES.M.B.H (2007): Veröffentlichungen auf der Website des Unternehmens. URL: WWW.WEINAUSOESTERREICH.AT/INZERSUCHE/LIST.PHP (Stand 16.04.2007).

PAQUES (2008): Veröffentlichung der Referenzanlagen auf: http://www.paques.nl/en/-references (Stand: 21.03.2008).

PESTA, G. (2006): Enzymeinsatz in der Biertreber-Vergärung; Brauindustrie 6/2006, S. 31

PESTA, G. (2004): Verfahrenstechnische und wirtschaftliche Aspekte bei der Verwertung und Entsorgung von Hefe. Vortrag am 2. Weihenstephaner Hefesymposium, 15/16. Juni 2004, Freising-Weihenstephan

PFANNER (2007): Pressemitteilung: Pfanner präsentiert den Geschäftsbericht 2006 und den Ausblick 2007. Lauterach 14. März 2007. URL: www.pfanner.at (Stand 16.05.2007).

PORSCHE, G. (2008): Telephonische Mitteilung von Frau DI Gepa Porsche, Fachverband Biogas, vom 08.01.2008.

PRESSE (2007): Presseaussendung vom 31.08.2007 von Steirische Gas-Wärme und Salzburg AG URL: http://www.ots.at/presseaussendung.php?schluessel=OTS_-20070831_OTS0221(Stand: 18.09.2007).

PROFACTOR (2004): Wertvolle Betriebserfahrung mit Biogas. URL: http://www.profactor.at/news_single.0.html?&L=0&tx_ttnews[backPid]=489&tx_ttnews[pS]=1193329727&tx_ttnews[tt_news]=209&cHash=c661c9a220 (Stand 04.05.2008).

PROFACTOR (2007): Wasserstofferzeugung aus Biomasse. URL: http://www.profactor.at/632.0.html (Stand 04.05.2008).

PUCHAS, K, RESCH, B. (2003): Biogasstrategiekonzept Steirische-Gas-Wärme Gmbh. Endbericht. Teil I. Lokale Energie Agentur. Auersbach, Juli 2003. URL:

www.noest.or.at/intern/dokumente/068_EB_Biogas_Strategiekonzept.pdf (Stand: 08.01.2008)

PUCHAS, K. (2007): Mitteilung via E-Mail von Herrn Ing. Puchas Karl vom 18.12.2007.

PUNTIGAMER (2007): Veröffentlichungen auf der Website des Unternehmens. URL: www.puntigamer.at (Stand 14.08.2007).

RAUCH FRUCHTSÄFTE GMBH & CO (2007): Veröffentlichungen auf der Website des Unternehmens. URL: www.rauch.cc (Stand 12.07.2007).

RECKNAGEL, H., Sprenger, E., Schramek, E.-R. (2002): Taschenbuch für Heizung + Klimatechnik 01/02.

REITBERGER, S. (2000): Biogas und Wohnbebauung, geht das? Vortrag anlässlich der Grünen Woche, Berlin am 17. Januar 2000

RICHTLINIE FÜR DIE SACHGERECHTE DÜNGUNG (2006): 6. Auflage. Fachbeirat für Bodenfruchtbarkeit und Bodenschutz bzw. Aktionsprogramm Nitratlichtlinie (2006). Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft.

RIEKER, C., MÖLLER, M., SOMMER, K. (1992): Anaerober Abbau von Biertreber mit Biogasgewinnung; Brauwelt 132 (1992) Nr. 16/17, 716-721.

RIEKER, C., SOMMER, K. (1997): Biogasgewinnung aus cellulosehaltigen Lebensmittelreststoffen Berichte zur ökologischen Stoffverwertung, Fördergemeinschaft Ökologische Stoffverwertung e.V. Halle, Band 2.

RIEKER, C., SOMMER, K., KRETSCHMER, S. (1998): Biogasgewinnung aus Biertreber: Verfahrensoptimierung bezüglich Anlagengröße und Energieausbeute; Der Weihenstephaner 66 Nr. 4.

RIEKER, C. (1999): Improving the Anaerobic Conversion of Fibrous Organic Residues of the Agro/Food Industry by Ball Milling. Proceedings: Energy and Agriculture towards the Third Millenium, Vol. 1, 333-340, Athens Greece, Agricultural University of Athens, 2 - 5 June 1999.

RIEKER, C., SOMMER, K. (1999): Optimization Methods in the Anaerobic Digestion of Organic Residues of the Agro Industry. Proceedings: 11 International Symposium on Anaerobic Digestion of Solid Waste, Barcelona, 15 - 18 June 1999.

RIEKER, C., SOMMER, K. (2002): Optimization Methods for Recovering Biogas Using Lignocellulosic Residues of the Food Industry In: Sayigh, A.A.M. (ed.), Renewable Energy - Renewables: World´s Best Energy Option, World Renewable Energy Congress VII, 29 June - 5 July 2002 Cologne, Germany.: Elsevier London, 525.

RIEKER, C., SCHÜFFELN. D. (2003): Vergleichende Untersuchungen zur Biogasgewinnung aus Speiseresten und biogenen Abfällen in Abhängigkeit von Temperatur und Prozessstufung; Forschungsbericht der FH Köln 2003, 122-125.

RIEKER, C., WITTMANN, J. (2007): Aufbau und Betrieb einer quasikontinuierlichen Vergärungsanlage - Wirkung von Enzymmischungen bei der Vergärung von nachwachsenden Rohstoffen Forschungsbericht der FH Köln.

RIS MÜNCHEN (2002): Rechtsinformationssystem der Stadt München. URL: http://www.ris-muenchen.de/RII/RII/DOK/SITZUNGSVORLAGE/157670.doc (Stand 01.2008).

RITZMANN, A. (2007): Telephonische Mitteilung vom 19.09.2007 von Herrn DI (FH) Arne Ritzmann, ARGE Kompost und Biogas.

ROTTALER MODELL (2008): Rottaler Modell – Energie aus Biomasse. URL: http://www.rottaler-modell.de/ (Stand: 19.05.2008).

SÄCHSISCHE LANDESANSTALT FÜR LANDWIRTSCHAFT (2008): Grundlagen der Biogasproduktion. URL: http://info.fh-wels.at/skripten/MKroeppl/Forschung/Biogas/Grundlagen%20der%20Biogasproduktion.pdf (Stand: 09.01.2008).

SALCHENEGGER, S., Pölz, W. (2005): Biogas im Verkehrssektor - Technische Möglichkeiten, Potential und Klimarelevanz. Umweltbundesamt. Berichte 283. Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie. Wien, 2005.

SCHAUMANN BIOENERGY (2008): Mikronährstoff-Mischungen für Fermenterbiologie. URL: http://www.schaumann-bioenergy.eu/produkte/fermenterbio.php (Stand 19.05.2008).

SCHERZER, R. (2006): Hygiene in Kompostier- und Biogasanlagen. Allgemeine Leitlinie zur Anwendung der TNP-Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 und des Tiermaterialiengesetzes in der betrieblichen Praxis. Bundesministerium für Gesundheit und Frauen (Stand März 2006).

SCHILDBÖCK, M. (2007): Telephonische Mitteilung vom 05.11.2007 von Herrn DI Martin Schildböck, Niederösterreichische Landwirtschaftskammer.

SCHILDECKER, K. (2007): Telephonische Mitteilung vom 21.11.2007 von Herrn Ing. Karl Schildecker.

SCHMITZ, N. (2003): Bioethanol in Deutschland. Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“, Band 21. Landwirtschaftsverlag GmbH. Münster 2003.

SCHULER (2007): Wärmenutzung in BHKW’ s als Grundlage langfristige Wirtschaftlichkeit, Tagesdokumentation 2007, Herausgeber: Ingenieurbüro Schuler Energie- u. Gebäudebau, URL: http://www.naturland.de/ (Stand: 10.12.2007).

SCHULZ, H., EDER, B. (2006): BIOGAS-PRAXIS. Grundlagen - Planung - Anlagenbau - Beispiele - Wirtschaftlichkeit. 2006. ökobuch Verlag, Staufen bei Freiburg.

SCHULZ, W. (2008): Wärme aus Biogas sinnvoll nutzen. Umwelt Magazin, Springer – VDI Verlag, März 2008, 50-51.

SCHULZE, D., BLOCK, R. (2006): Projekt: Ökologische und ökonomische Bewertung von Fermenterabwasseraufbereitungssystemen auf der Basis von Praxisversuchen und Modellkalkulationen für das Betreiben von Biogasanlagen. URL: http://www.lvg-

straelen-lwkr.de/biogas/projektbericht-gaerrestaufbereitung-05.pdf (Stand: 10.10.2007).

Sciri, S. (2007): Telephonische Mitteilung von Frau Dr Sonja Sciri, Wiener Umweltschutz-abteilung (MA 22), vom 12.12.2007.

SEITZ (2008): Telephonische Mitteilung mit dem Herrn Seitz, Betriebsleiter von der Biogasanlage Hamlar, vom 07.01.2008.

SIEGL, S. (2006): Betrieb und Charakterisierung von mikrobiologischen Brennstoffzellen, Dissertation am Department für Biotechnologie - Institut für Angewandte Mikrobiologie der Universität für Bodenkultur, Wien, 2006.

SIMADER, G. (2007): Ökologischer Vergleich von Wärmepumpen mit Öl- und Gasheizungen. Österreichische Energieagentur. URL: http://www.energyagency.at/(de)/projekte/waermepumpen.htm (Stand: 19.05.2008)

STADTWERKE MÜNCHEN GMBH (2008): Veröffentlichung auf: URL: www.swm.de (Stand 01.2008).

STATISTIK AUSTRIA (2006a): Statistisches Jahrbuch 2007, Wien 2006.

STESSL, C. (2007): Mitteilung via E-mail von Frau Cornelia Stessl von der Steirischen Tierkörperverwertungsgesellschaft mbH & Co KG vom 08.08.2007 an Herrn DI Josef Bärnthaler.

SOFTECHENERGY (2008): Softech das Energiebüro. URL: http://www.softechenergy.at/ (Stand 19.05.2008).

SPEECE, R. E. (1996): Anaerobic Biotechnology – for Industrial Wastewaters. Vanderbilt University, Archae Press, Nashville, Tennessee, 1996.

SUETI, M. (2007): Mündliche Mitteilung während des Telephonats vom 09. Mai 2007.

TANNER (2007): Freigegebene Daten des abfallwirtschaftlichen Fragebogens von Hrn. Tanner Johann, Umweltbeauftragter, am 18.06.2007

TELEKOM AUSTRIA BUSINESS (2007): Pago: Feine Früchte in kleinen Flaschen. URL: http://business.telekom.at/telekom/news/kundenmagazin/01/portrait_pago.xml.php (Stand 12.07.2007).

THEIßING, M. (2006): Biogas Einspeisung und Systemintegration in bestehende Gasnetze. Berichte aus Energie- und Umweltforschung 01/2006. Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie Wien.

THÖNI (2007): Übermittlung der Investitionskosten für eine 500 kW_{el} Biogasanlage von Herrn Michael Krismer, Thöni Umwelt- und Energietechnik GmbH, via E-Mail vom 20.11.2007.

TKV REGAU 2007: Freigegebene Daten des abfallwirtschaftlichen Fragebogens von Hr. Wolfgang Wiesauer, AVE TKV Regau GmbH

TRETTER, H. (2003): Controlling in Turbulenten Zeiten. Praxisbericht PAGO. Präsentation. URL: http://www.coforum.at/downloads/VortraegeCoTag2003/ TretterPraxisbericht-Pago.pdf (Stand 12.07.2007).

TÜV – AUSTRIA (2008): Informationen zu Erdgastankstellen. URL.: http://www.tuev.at/start/browse/Webseiten/TUV%20Austria%20Holding/Dienstleistungen/Elektrotechnik/Erdgastankstellen/erdgas_de.xdoc (Stand: 02.04.2008).

UMWELTBUNDESAMT (UBA) (2007a): Noch nicht veröffentlichte Daten. Materialien zum Bundesabfallwirtschaftsplan 2006. Mit freundlicher Genehmigung von Frau Karin Doujak. Umweltbundesamt Süd. E-Mail bzw. Telephonat vom 20.04.2007.

UMWELTBUNDESAMT (UBA) (2007b): Onlineabfrage aus der Anlagendatenbank. URL: http://www.umweltbundesamt.at/umweltschutz/abfall/ (Stand 29.05.2007).

UNGER, M., KÖCHELHUBER, N. (2005): Erfolgsstrategien für die österreichische Brauwirtschaft. Eine aktuelle Branchenstudie von Contrast Management-Consulting vor dem Hintergrund der zunehmenden Internationalisierung des Weltbiermarktes. Contrast Management Consulting. Wien, 18. Mai 2005.

VERBAND DER BRAUEREIEN ÖSTERREICHS (2007): Veröffentlichungen auf der Website des Unternehmens. URL: www.bierserver.at (Stand 08.03.2007).

VP HOTTINGER (2008): Wie aus Biogasgülle Wasser und Nährstoffe werden. URL: http://www.vp-hottinger.ch/technische/biogasgülle.php (Stand: 04.04.2008).

VWG/BÖCKLE 2007: E-Mail Korrespondenz vom 4. Juli 2007 mit Karin Böckle, VWG Vbg. Wiederverwertungsgesellschaft mbH.

WALLA, C., HOPFNER-SIXT, K., AMON, T. UND SCHNEEBERGER, W. (2006): Ökonomisches Monitoring von Biogasanlagen in Österreich. Agrarische Rundschau, 6, 10-60.

WALTENBERGER, R. (2007): Persönliche Mitteilung am 20.09.2007.

WÄGER, F. (2007): Persönliche Mitteilung von Herrn DI Wäger Frank am 02.10.2007.

WEBSERVICE DER STADT WIEN (2008): Veröffentlichung auf: http://www.wien.gv.at/ma53/rkfoto/2006/441g.jpg (Stand 21.2008).

WELLINGER, A. (2007): Reststoffe: Mitverbrennung in KVA vs. Energiegewinnung. Tagungsband Biogas Fachkongress, Wieselburg, 28.11.2007.

WINDHAGAUER, F. (2007): Mündliche Mitteilung an Herrn DI Dr. Dieter Hornbachner von Herrn DI Windhagauer am 30.03.2007. Tulln.

WIENENERGIE (2008): Jahresabrechnung für ein Privathaushalt in Wien, Abrechnungszeitraum 1.08.07-1.08.08.

WÖLLINGER, J. (2007): Praxisbericht der BGA der Landfrisch Molkerei. Tagungsband Biogas Fachkongress, Wieselburg, 28.11.2007.

YORK (2003) Veranstaltung der Gasgemeinschaft Halle/Saale am 21. November 2003 in Freyberg URL: http://www.hallegas.de/vortrag/umwelt.pdf.

ZANI, L., HOLUBAR P. (2005): Optimisation of Anaerobic Digestion using Neural Networks. In: Lens P., Westermann P., Haberbauer M., Moreno A., Biofuels for Fuel Cells - Renewable Energy from Biomass Fermentation, 139-151; IWA Publishing, London; ISBN 1843390922.

ZIEMANN (2007): Firma Ziemann GmbH; Ziemann-no-waste-brewery, Kosten senken und die Umwelt schonen; URL: http://www.ziemann.com/cms/upload/pdfs/no-waste/No-Waste-Brewery-D_2005.pdf (Stand: 17.12.2007).

13.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Beschriebene Unternehmen, nach Branchen aufgelistet 17

Abbildung 2: Prozessdarstellung der Bierproduktion (HEISS nach BÖCHZELT ET AL. 2002) 20

Abbildung 3: Organische Abfälle einer Brauerei (eigene Darstellung, Daten: HERFELLNER ET AL. 2006) 21

Abbildung 4: Standorte der Brau Union in Österreich (BRAU UNION 2007b) 26

Abbildung 5: Fließbild der Weinproduktion (BÖCHZELT ET AL. 2002) 30

Abbildung 6: Zuckerfabrik Tulln (AGRANA 2006) 34

Abbildung 7: Ablauf der Zuckerproduktion (AGRANA 2006) 35

Abbildung 8: Fließbild der Fruchtsaftproduktion (HEISS nach BÖCHZELT ET AL. 2002) 44

Abbildung 9: Prozessdarstellung der Milchverarbeitung (HEISS nach BÖCHZELT ET AL. 2002) 51

Abbildung 10: Erzeugung von Milchprodukten 2004 (LEBENSMINISTERIUM 2006c) 52

Abbildung 11: Biogasanlage der Molkerei Landfrisch in Wels (AAT – ABWASSER- und ABFALLTECHNIK GMBH & CO 2007) 55

Abbildung 12: Verfahrensschema der anaeroben Molkevergärungsanlage in Wels (ENERGY AGENCY 2007) 56

Abbildung 13: Aufkommen an Abfällen der tierischen Nebenprodukte (LEBENSMINISTERIUM 2006a) 57

Abbildung 14: Verwertung, Beseitigung und Verbleib von TNP (LEBENSMINISTERIUM 2006a) 61

Abbildung 15: Mengenaufteilung AVE Tierkörperverwertungs GmbH (AVE 2006) 63

Abbildung 16: Übersicht der mittels Fragebögen kontaktierten Unternehmen nach Branchen 73

Abbildung 17: Feedback der kontaktierten Unternehmen betreffend Fragebogen zur Abfallsituation 73

Abbildung 18: Retournierte Fragebögen der teilnehmenden Unternehmen nach Branchen 74

Abbildung 19: Auswertung der erhaltenen Fragebögen 74

Abbildung 20: Bau- und Errichtungskosten unterschiedlicher Gärrestlager 83

Abbildung 21: Kostenkurve in Abhängigkeit der mittleren Transportentfernung pro Ring 87

Abbildung 22: Gärrestaufbereitungsschema für eine Schlempe vergärende Biogasanlage am Standort Pischelsdorf der Firma A3 (A3 WATER SOLUTIONS GMBH 2007b) 88

Abbildung 23: Übersicht der durchgeführten Vergleiche am Standort Pischelsdorf 103

Abbildung 24: Schematische Übersicht der Modellberechnung 105

Abbildung 25: Schematische Übersicht der Modellberechnung Prozessdarstellung der Bioethanolproduktion (eigene Darstellung, Daten: KNEITSCHEL 2007) 106

Abbildung 26: Überblick über die bei Vollbetrieb anfallenden Stoffströme der Bioethanolanlage Pischelsdorf 107

Abbildung 27: Gewinn- bzw. Verlustdarstellung bei „Biogas dezentral“ 113

Abbildung 28: Stoffstromdiagramm der prognostizierten Stoffströme der Biogas-Großanlage mit Gärrestaufbereitung des Gärrestes am Standort Pischelsdorf 117

Abbildung 29: Skizze der Hydrolyse-Vorstufe (eigene Darstellung) 119

Abbildung 30: Logistiksystem der Treberabholung der Brauerei #4 129

Abbildung 31: Treberverwertung nach Ziemann (eigene Darstellung; Quelle: ZIEMANN 2007) 131

Abbildung 32: Biogasanlage Fürntratt KEG (ENERGIEBERICHT 2001) 133

Abbildung 33: Biogasanlage Heiligenkreuz am Waasen (GEMEINDESERVER STEIERMARK 2008) 135

Abbildung 34: Umweltzentrum Simmering – Biogas Wien (Webservice der Stadt Wien 2008) 135

Abbildung 35: Biogasanlage der Brauerei Paulaner in München (PAQUES 2008) 136

Abbildung 36: Biogene Reststoffe aus dem Brauprozess [kg/hl Verkaufsbier] (eigene Darstellung, Daten: PESTA 2004) 144

Abbildung 37: Produktion von Algen, Kreis Meiningen, Thüringen (BÄRNTHALER 2007b) 153

Abbildung 38: Marktentwicklungsprognose für Gas-Wärmepumpen in Deutschland (KAUT 2007) 158

Abbildung 39: Funktionsweise einer gasmotorisch betriebenen Wärmepumpe (ASUE 2002) 160

Abbildung 40: Funktionsweise einer gasbefeuerten Absorptionswärmepumpe (ASUE 2002) 161

Abbildung 41: Primärenergieeinsatz verschiedener Heizsysteme (Warmwasserbereitung nicht berücksichtigt) (ASUE 2002) 163

Abbildung 42: Richtwerte für die Leistungszahl von Hubkolben- und Turboverdichter – Wasserkühlsätze und Wärmeverhältnis von Absorptionswasserkühlsätzen bei Nenntemperaturen (Abweichungen je nach Hersteller von +10% bis -20% möglich) (RECKNAGEL ET.AL. 2002)....165

Abbildung 43: Emissionsminderung gegenüber konventionellem Strom-Kaltdampfprozess (ASUE 2005)....166

Abbildung 44: Direktverdampfungssystem (KAUT 2007)....168

Abbildung 45: Wassersystem (KAUT 2007)....168

Abbildung 46: Mischsystem (KAUT 2007)....169

Abbildung 47: 3-Leiter-System (KAUT 2007)....169

Abbildung 48: Emissionsreduktionen von erdgas- im Vergleich zu benzin- sowie dieselbetriebenen Fahrzeugen (FGW 2008)....174

Abbildung 49: Verfahrensschritte der Biogasproduktion (FNR 2004)....179

Abbildung 50: Übersicht über die Aufteilung der Jahreskosten für eine 500 kWel Schlempe verwertenden Biogasanlage in durchschnittlich 40 km Entfernung zur Bioethanolanlage (jedodoch ohne Substratkosten aber inklusive Substrattransport und Gärrestausbringung)....180

Abbildung 51: Abgeschätzte Kostenverteilung der Biogas-Großanlage (ca. 20MWel) am Standort der Bioethanolanlage nach Berechnungen aus Kapitel 6.2)....190

Abbildung 52: Investitionskosten von 55 Biogasanlagen (HOPFNER-SIXT ET AL. 2007)....195

Abbildung 53: Investitionskosten der analysierten Biogasanlagen (BRAUN ET AL. 2007)....196

Abbildung 54: Spezifische Investitionskosten von 55 Biogasanlagen (eigene Darstellung, Daten: HOPFNER-SIXT ET AL. 2007)....197

Abbildung 55: Energetische Verwertungsmöglichkeiten von Biogas....197

Abbildung 56: Bioenergiepark der NAWARO BioEnergie AG in Güstrow (BRD) (2008a)....201

Abbildung 57: Zeitliche Entwicklung der Kosten unterschiedlicher BHKW-Größen (eigene Darstellung, Daten: ETAONE HOLDING GMBH 2008)....202

Abbildung 58: Spezifische Investitionskosten unterschiedlicher BHKW-Größen (eigene Darstellung, Daten: ETAONE HOLDING GMBH 2008)....203

Abbildung 59: Arbeitszeitbedarf für Biogasanlagenbetreuung und Wartung (KEYMER, REINHOLD 2006)....204

Abbildung 60: Arbeitszeiteinsatz in 43 landwirtschaftlichen Biogasanlagen (HOPFNER-SIXT ET AL. 2007) 205

Abbildung 61: Arbeitszeitbedarf unterschiedlicher Biogasanlagengrößen (eigene Berechnung) 206

Abbildung 62: Variable Kosten (ohne Substrat- und Gärrestausbringungskosten) von Biogas-Großanlagen (eigene Berechnung) 207

Abbildung 63: Entwicklung der Substratpreise von Silomais (ab Feld; TM; Quelle: KOHLROSER 2008) 208

Abbildung 64: Verwertungsschema Bioenergiepark Güstrow (NAWARO BioEnergie AG 2007) 209

Abbildung 65: Entwicklung der Treibstoffpreise in Österreich (ÖAMTC 2008) 210

13.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Abgehaltene Workshops und Schwerpunkte 4

Tabelle 2: Bundesweites Aufkommen an Abfällen 2004 nach ÖNORM S2100 (LEBENSMINISTERIUM 2006a) 7

Tabelle 3: Übersicht der beschriebenen Unternehmen nach Bundesland 16

Tabelle 4: Gesamtausstoß in Österreich (eigene Darstellung, Daten: VERBAND DER BRAUEREIEN ÖSTERREICHS 2007) 18

Tabelle 5: Marktanteil und Ausstoß der Brauereien in Österreich 2004 (eigene Darstellung, Daten: Unger, Köchelhuber 2005) 19

Tabelle 6: Betriebsstruktur der Österreichischen Brauwirtschaft 2005 (Verband der Brauereien Österreichs 2007) 19

Tabelle 7: Produktion, Rohstoffe und verwertbare Altstoffe der Brau Union (eigene Berechnung, Quelle: VERBAND DER BRAUEREIEN ÖSTERREICHS 2007) 22

Tabelle 8: Anfall von Abfällen aus der Genussmittelproduktion, Malz und Hefe gemäß Bundesabfallwirtschaftsplan (FEHRINGER ET AL. 2003, LEBENSMINISTERIUM 2006a und UBA 2007a) 22

Tabelle 9: Beschriebene Brauereien und anfallender Treber 25

Tabelle 10: Abfallaufkommen von Schlamm und Trester aus der Weinbereitung (LEBENSMINISTERIUM 2006a und UBA 2007a) 31

Tabelle 11: Obst- und Kernmenge der österreichischen Spirituosenproduktion (MACKWITZ ET AL. 2006) 33

Tabelle 12: Zuckerrübenernte und Zuckerproduktion (LEBENSMINISTERIUM 2006b, STATISTIK AUSTRIA 2006a und AZAS 2006) 36

Tabelle 13: Input-Darstellung bei der Zuckerproduktion (BÖCHZELT ET AL. 2002) 37

Tabelle 14: Output-Darstellung bei der Zuckerproduktion (BÖCHZELT ET AL. 2002) 37

Tabelle 15: Biogene Abfallstoffe der Zuckerfabrik #1 39

Tabelle 16: Biogene Abfallstoffe der Zuckerfabrik #2 40

Tabelle 17: Anfall von Rückständen und Abfällen aus der Fruchtsaftproduktion gemäß Bundesabfallwirtschaftsplan (LEBENSMINISTERIUM 2006a und UBA 2007a) 45

Tabelle 18: Verwertung biogener Reststoffe (BÖCHZELT ET AL. 2002) 46

Tabelle 19: Biogene Reststoffe des Fruchtsaftproduzenten #2 49

Tabelle 20: Biogene Reststoffe des Fruchtsaftproduzenten #3 49

Tabelle 21: Größte Molkereibetriebe Österreichs (LEBENSMINISTERIUM 2006c) 52

Tabelle 22: Übersicht der Materialien aus den 3 Kategorien, die für Biogasanlagen vorgesehen sind (KIRCHMAYR ET AL. 2004) 60

Tabelle 23: Kontaktierte Unternehmen nach Branchen 65

Tabelle 24: Biogene Reststoffe der Fleischproduktion #1 66

Tabelle 25: Theoretische Anlagengröße [kW_{el}] je Unternehmen 67

Tabelle 26: Inhalte eines Entsorgungsvertrages (SCHULZ, EDER 2006) 71

Tabelle 27: Betriebliche Biogasanlagen kategorisiert anhand biogener Reststoffmenge 76

Tabelle 28: Empfehlungen für Gärrestbehandlungsoptionen unterschiedlicher Größenklassen 77

Tabelle 29: Theoretische Gärrestlagerkosten 84

Tabelle 30: Theoretischer Gärresterlös 84

Tabelle 31: Ausbringungsverbote für stickstoffhaltige Düngemittel (LK ÖSTERREICH 2007) 85

Tabelle 32: Theoretisch notwendige Ausbringungsflächen (Grobberechnung) 86

Tabelle 33: Vorhandene Ausbringungsflächen (Detailberechnung) 86

Tabelle 34: Mittlere theoretische Ausbringungskosten 87

Tabelle 35: Mittlere theoretische Kosten der Variante „Gärrestausbringung“ 88

Tabelle 36: Mittlere abgeschätzte Kosten einer aeroben Behandlung durch eine Kläranlage mit Berücksichtigung einer zusätzlichen C-Quelle 91

Tabelle 37: Kostenübersicht der unterschiedlichen Gärrestverwertungsoptionen 92

Tabelle 38: Umweltauswirkungen und Gutschriften von Gärrestbehandlungsoptionen 95

Tabelle 39: maximale Methanausbeuten unterschiedlicher Fraktionen bei Weizenschlempe 108

Tabelle 40: Literaturwerte zu Methanausbeuten von Getreideschlempe 109

Tabelle 41: Verfügbarkeit der Schlempefraktionen (Zeit bis zur Produktion von 90% des spezifischen Methanpotentials) 110

Tabelle 42: DDGS-Futtermittelproduktion (bei einem DDGS-Verkaufspreis von 200 €/t) 115

Tabelle 43: DDGS-Futtermittelproduktion (bei einem DDGS-Verkaufspreis von 100 €/t) 115

Tabelle 44: Theoretisch zu erwartende Leistungen möglicher Biogas-Großanlagen 116

Tabelle 45: Angenommene Parameter für die Kostenabschätzung der Hydrolyse-Vorstufe 120

Tabelle 46: Weitere Parameter für die Simulierung der Biogas-Großanlage 121

Tabelle 47: Aufwände einer zentralen Biogas-Großanlage (ohne Berücksichtigung der Kosten für die Gärrestbehandlung) 122

Tabelle 48: Erträge einer zentralen Biogas-Großanlage 122

Tabelle 49: Einfluss der Energiepreise auf Aufwand und Ertrag einer zentralen Biogasanlage 123

Tabelle 50: Überblick über die Wasserrückführung im Prozess 124

Tabelle 51: Tabellarische Übersicht über Aufwand und Erträge für die unterschiedlichen Varianten 126

Tabelle 52: Tabellarische Übersicht über Aufwand und Erträge für die unterschiedlichen Varianten Verbesserungsvorschläge für Biogas-Großanlagen 127

Tabelle 53: Biogene Abfallmengen der Brauerei #4 128

Tabelle 54: Substrate der Biogasanlage Altheim 134

Tabelle 55: Veränderung der Gaszusammensetzung durch Enzymeinsatz (PESTA 2006) 141

Tabelle 56: Biogas und Energieertrag aus den verfügbaren Treber (eigene Berechungen) 145

Tabelle 57: Zusammenfassung der Energieerträge aus den biogenen Rohstoffen durch anaerobe Fermentation am Pilotstandort 147

Tabelle 58: Wärmeverbrauch der Brauerei #5 148

Tabelle 59: Theoretischen Einsparungen von Erdgassubstitution und Polygeneration der Brauerei #5 150

Tabelle 60: Empfohlene CO_2-Konzentrationen im Pflanzenbau (FOWLER 2005) 153

Tabelle 61: Typische COP-Werte von Flüssigkeitskühlern (YORK 2003) 163

Tabelle 62: Kraftstoffanforderungen für Erdgas (BGBl. II Nr. 418/1999 171

Tabelle 63: Anforderung an die Gasqualität bei gasbetriebenen Fahrzeugen (ÖNORM EN ISO 15403) 172

Tabelle 64: Potentiale der Technologieentwicklung bei Biogas-Großanlagen 192

Tabelle 65: Biogas-Tankstellen in Österreich (erweitert nach METAPUR 2008) 198

Tabelle 66: Biogasanlagen mit mindestens 1 MWel (erweitert nach EnviTec Biogas AG 2008) 198

Tabelle 67: Vor- und Nachteile von Biogas-Großanlagen 212

14 Anhang

14.1 Fragebogen „Erhebung des biogenen Abfallaufkommens“

Erhebung des biogenen Abfallaufkommens

Unternehmen:	Anschrift Produktionsstandort:
Internet:	

Branche (nach ÖNACE):	Anzahl Beschäftigte:
Jahresumsatz (in Mio. €):	

Name Kontaktperson / SachbearbeiterIn:	E-Mail Kontaktperson:
Telefon Kontaktperson:	

Frage 1: Welche biogenen Rohstoffe werden am Produktionsstandort verarbeitet?			
Biogener Rohstoff (Bezeichnung)	Jährliche Menge (t)	Verarbeitung zu	Durchschnittlicher Einstandspreis (€/t)
a)			
b)			
c)			
d)			
e)			
f)			
g)			
h)			
i)			
j)			
Frage 2: Welche biogenen Abfallstoffe fallen am Produktionsstandort an und wie werden sie verwertet?			

Biogener Abfallstoff (Bezeichnung)	Jährliche Menge (t)	Verwertungsform	Durchschnittlicher Verwertungserlös (€/t)
a)			
b)			
c)			
d)			
e)			
f)			
g)			
h)			
i)			
j)			

Frage 3: Sind Sie an einer (verstärkten) energetischen Vewertung der biogenen Abfallstoffe am Produktionsstandort grundsätzlich interessiert?
Frage 4: Falls Sie noch keine energetische Verwertung durchführen: Haben Sie eine energetische Verwertung bereits geprüft? Wenn ja, mit welchem Ergebnis?
Frage 5: Gibt es weitere Punkte, die Sie uns hinsichtlich des biogenen Abfallaufkommens und der energetischen Verwertung mitteilen wollen?
Frage 6: In welcher Form dürfen wir die Daten zum Rohstoff- und Abfallaufkommen verwenden? (bitte ankreuzen) ☐ Dürfen im Rahmen der Studie veröffentlicht werden. ☐ Dürfen in anonymisierter Form veröffentlicht werden. ☐ Dürfen nicht veröffentlicht werden.

Datum:	Unterschrift:

Vielen herzlichen Dank für Ihre Unterstützung!

14.2 Kontaktierte Unternehmen „Erhebung des biogenen Abfallaufkommens“

Unternehmen	Branche	PLZ	Ort	Anrede	Nachname
11er Nahrungsmittel GmbH	Kartoffelproduktion	6820	Frastanz	Herr	Gabriel
A. Darbo AG	Fruchtsaftindustrie	6135	Stans	Herr	Mayr
Agrana Frucht GmbH + AGRANA FRUIT JUICE GmbH	Fruchtsaftindustrie	1220	Wien	Herr	Astner
Agrana Stärke GmbH	Stärkeverarbeitung	3950	Gmünd	Herr	Neuwirth
Agrana Zucker GmbH	Zuckerverarbeitung	3430	Tulln an der Donau	Herr	Windhagauer
Almi GesmbH & Co KG	Gewürzproduktion	4064	Oftering	Frau	Moser
Alpenmilch Salzburg reg.GenmbH	Molkerei	5022	Salzburg	Herr	Gasteiger
Ankerbrot AG	Lebensmittelindustrie	1100	Wien	Herr	Juterschnig
APO Fruchtsäfte GmbH - Erzeugung - Lohnproduktionen - Getränkehandel	Fruchtsaftindustrie	9872	Millstatt	Herr	Unterlechner
AVE Tierkörperverwertungs GmbH	Tierkörperverwertung	4844	Regau	Herr	Wiesauer
Bailoni Ges.m.b.H.	Spirituosen	3504	Krems-Stein	Frau	Bailoni
Berglandmilch reg. GenmbH	Molkerei	4061	Pasching	Herr	Haider
Bgld. TierkörperverwertungsgesmbH & Co.KG	Tierkörperverwertung	7321	Unterfrauenhaid		
Brau Union Österreich AG	Brauerei	4021	Linz	Herr	Roher
Brauerei Eggenberg Stöhr & Co.KG	Brauerei	4655	Vorchdorf	Herr	Hemetsberger
Brauerei Fohrenburg GmbH & Co.	Brauerei	6700	Bludenz	Herr	Pittner
Brauerei Hirt GmbH	Brauerei	9322	Micheldorf	Frau	Krebühl
Brauerei Hubertusbräu Johann Kühtreiber OHG	Brauerei	2136	Laa/Thaya	Herr	Kühtreiber
Brauerei Kapsreiter GmbH	Brauerei	4780	Schärding	Herr	Ertl
Brüder Unterweger Obstveredelung OHG	Spirituosen	9911	Assling	Herr	Unterweger

Unternehmen	Branche	PLZ	Ort	Anrede	Nachname
Ellinger GmbH & Co KG	Spirituosen	1060	Wien	Frau	Zinngl
ESAROM Essenzenfabrik Ges.m.b.H.	Spirituosen	2105	Oberrohr-bach	Frau	Weichselberger
Fischer Weingut	Spirituosen	2500	Sooß	Herr	Fischer
Freie Weingärtner Wachau reg.Gen.m.b.H.	Spirituosen	3601	Dürnstein	Herr	Heinz
Freihof Destillerie	Spirituosen	6890	Lustenau	Herr	Mayer
Frenzel*** Austria Frost GmbH	Lebensmittelindustrie	2301	Groß-Enzersdorf	Herr	Mahdalicek
Frisch & Frost Nahrungsmittel-Gesellschaft m.b.H.	Stärkeverarbeitung	2020	Hollabrunn	Herr	Schachl
Gmundner Molkerei reg.Gen.m.b.H.	Molkerei	4810	Gmunden	Herr	Geislmayr
Gruenewald Fruchtsaft GmbH	Fruchtsaftindustrie	8510	Stainz	Herr	Lernpaß
Henkell & Söhnlein Sektkellereien Ges.mbH.	Spirituosen	1100	Wien		
Hermann Pfanner Getränke GmbH	Fruchtsaftindustrie	6923	Lauterach	Herr	Koller
Johann Kattus GmbH	Spirituosen	1190	Wien	Herr	Strauch
Kotanyi GmbH	Gewürzproduktion	2120	Wolkers-dorf	Herr	Hackl
Lactoprot Alpenländische Milchindustrie und Handels-AG	Molkerei	8230	Hartberg	Herr	Stoppacher
Landfrisch Molkerei reg.GmbH	Molkerei	4600	Wels	Herr	Wöllinger
Landhof GmbH & Co.KG	Fleischproduktion	4020	Linz	Herr	Cristurean
Lehar Gesellschaft m.b.H.	Spirituosen	2483	Ebreichs-dorf	Herr	Messner
Mars Austria OG	Lebensmittelindustrie	7091	Bruck	Herr	Kunz
Mozart Liqueur Manufaktur Ges.mbH.	Spirituosen	5022	Salzburg	Herr	Kober
Nestlé Österreich GmbH	Lebensmittelindustrie	1050	Wien	Herr	Nentwich
NÖM AG	Molkerei	2500	Baden	Herr	Kwech
Obermurtaler Brauereigenossenschaft reg.GenmbH	Brauerei	8850	Murau	Herr	Tanner
Obersteirische Molkerei reg.GenmbH	Molkerei	8720	Knittelfeld	Herr	Weiss

Unternehmen	Branche	PLZ	Ort	Anrede	Nachname
PAGO Fruchtsäfte GmbH	Fruchtsaftindustrie	9020	Klagenfurt	Frau	Scharf
Rauch Fruchtsäfte GmbH	Fruchtsaftindustrie	6830	Rankweil	Herr	Schwald
Red Bull GmbH	Fruchtsaftindustrie	5330	Fuschl am See	Herr	Krasser
S. Spitz GmbH	Fruchtsaftindustrie	4041	Linz	Herr	Feistel
SARIA Bio-Industries GmbH	Tierkörperverwertung	3430	Tulln	Herr	Lachout
Steirische Tierkörperverwertungs GmbH & Co KG	Tierkörperverwertung	8461	Ehren-hausen	Herr	Freisinger
Stieglbrauerei zu Salzburg GmbH	Brauerei	5017	Salzburg	Herr	Schreiner
Stock Austria Gesellschaft mbH	Spirituosen	1040	Wien	Frau	Wojta
Ströck-Brot GmbH	Brot, Kuchen, Gebäck	1220	Wien	Herr	Rebernig
Tirol Milch reg.GenmbH	Molkerei	6020	Innsbruck	Herr	Osl
Unifrost GmbH (Iglo GmbH)	Lebensmittelindustrie	1109	Wien	Frau	Metzich
Unilever Austria GmbH (Eskimo)	Lebensmittelindustrie	1109	Wien	Frau	Steiner
Vereinigte Kärntner Brauereien AG	Brauerei	9500	Villach	Herr	Linder
VWG Vorarlberger Wiederverwertungsges.mbH.	Tierkörperverwertung	8642	Koblach	Frau	Böckle
WIBERG GmbH	Gewürzproduktion	5020	Salzburg	Herr	Rudhart
Wiesbauer Österr. Wurstspezialitäten GmbH	Fleischproduktion	1230	Wien	Herr	Spindler
Winzerkeller Neckermarkt	Spirituosen	7311	Necker-markt		
Ybbstaler Fruchtsaft Ges.m.b.H.	Fruchtsaftindustrie	3365	Allharts-berg	Herr	Govednik

14.3 Fact Sheet „Erhebung des biogenen Abfallaufkommens“

Forschungsprojekt „Technologie, Logistik und Wirtschaftlichkeit von Biogas-Großanlagen auf Basis industrieller biogener Abfälle“

Kurztitel

„Industrielle Biogas-Großanlagen“ (EdZ-Projektnummer: 812785)

Auftraggeber

Das Projekt wird im Rahmen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ – einer Initiative des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT) – durchgeführt.

Projektpartner

Die Projektleitung und Koordination obliegt HEI I Hornbachner Energie Innovation Consulting GmbH. Die weiteren Projektpartner sind das IFA Tulln und die Energieagentur Obersteiermark.

Zeitraum

12.03.2007 – 11.07.2008

Ziele des Projekts

Ziel des Projekts ist es, die Realisierungsmöglichkeiten von Biogas-Großanlagen im Verbund oder im Nahbereich von Industrieanlagen mit hohem biogenen Abfallaufkommen umfassend zu untersuchen. Es soll die Substratverfügbarkeit geprüft, der spezifische Technologieentwicklungsbedarf ermittelt, die besonderen Anforderungen an die Entsorgungslogistik der Fermentationsrückstände untersucht und die Wirtschaftlichkeit derartiger Großanlagen eingeschätzt werden. Die Studie soll eine klare Aussage ermöglichen, ob und unter welchen Voraussetzungen die Errichtung von Biogas-Großanlagen auf Basis industrieller biogener Abfälle sinnvoll ist und welchen Beitrag diese Anlagen zu einer nachhaltigen Energieversorgung Österreichs leisten können.

Arbeitspakete:

Folgende Arbeitspakete sind in dem Projekt vorgesehen:

AP1: Branchenanalyse Abfallsituation

AP2: Verwertung Fermentationsrückstände

AP3: Technologieentwicklungsbedarf

AP4: Polygeneration und Erdgassubstitution

AP5: Nicht-energetische, stoffliche Verwertung des Biogases

AP6: Ökonomische Skaleneffekte

AP7: Vergleich Standortkonzepte

AP8: Projektmanagement und Qualitätssicherung

14.4 Begleitschreiben „Erhebung des biogenen Abfallaufkommens“

Anschrift

Wien, im Mai 2007

Sehr geehrte Damen und Herren!
Sehr geehrter Herr / Sehr geehrte Frau …..!

Im Rahmen eines Forschungsprojekts, gefördert vom Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT), führen wir eine Erhebung des Aufkommens industrieller biogener Abfälle durch. Ziel ist es, für mehrere Branchen zu ermitteln, welche Möglichkeiten der energetischen Nutzung biogener Abfälle bei Einsatz moderner Energietechnologien (insb. Biogas-Aufbereitung) bestehen.

Wir bitten Sie, das Forschungsprojekt zu unterstützen, indem Sie uns die entsprechenden Daten Ihres Unternehmens zur Verfügung stellen. Als Dank und Gegenleistung für Ihre Bemühungen können wir Ihnen einen bevorzugten und frühzeitigen Informationszugang zu der für Sie relevanten Branchenerhebung anbieten.

Sofern die Daten von Ihnen nicht ausdrücklich zur Veröffentlichung freigegeben werden, werden alle Unternehmensdaten selbstverständlich streng vertraulich behandelt.

Wir möchten Sie ersuchen, den angeschlossenen Fragebogen bis

Freitag, den xx. Juni 2007

an uns zu retournieren. Sollte Ihr Unternehmen mehrere Produktionsstandorte betreiben, würden wir Sie bitten, für jeden Produktionsstandort einen eigenen Fragebogen zu verwenden.

Vielen Dank für Ihre Unterstützung!
Mit freundlichen Grüßen

DI Georg Konrad
HEIc | Hornbachner Energie Innovation consulting GmbH, Geschäftsfeld Biogas

14.5 Abfälle der Agrar- und Ernährungsindustrie (BAWP 2006)

GM 070 ex 2307 Weintrub

Weintrub ist der beim ersten Abstich des Weines anfallende, vorwiegend aus Hefe und Kaliumhydrogentartrat (Weinstein) bestehende Trub. Weintrub wird auch als Weingeläger bezeichnet.

GM 080 ex 2308 Pflanzliche Stoffe und pflanzliche Abfälle, pflanzliche Rückstände und pflanzliche Nebenerzeugnisse der zur Fütterung verwendeten Art, getrocknet und sterilisiert, auch in Form von Pellets, anderweitig weder genannt noch inbegriffen

Darunter fallen beispielsweise:

- Ölsaatenpressrückstände
- Rübenschnitzel
- Rückstände aus der Konserven- und Tiefkühlfabrikation pflanzlicher Lebensmittel (Produktionsabfälle)

Nicht darunter fallen beispielsweise:

- Abfälle aus der Biotonne (Sammlung biologischer Abfälle), pflanzliche Speisereste aus Kantinen, Großküchen, Gastronomie, bzw. überlagerte pflanzliche Lebensmittel aus Handelsketten (mit oder ohne Verpackung) – siehe Anhang III: AD 160 Hausmüll

GM 090 1522 Degras; Rückstände aus der Verarbeitung von Fettstoffen oder von tierischen und pflanzlichen Wachsen

Degras ist die Bezeichnung für den überschüssigen Tran, der bei der Sämischleder-Gerberei mit autoxidablen Tranen nicht mehr vom Leder aufgenommen wird und der daher durch Auswaschen mit Alkali (z.B. Soda-Lsg.) als teilweise oxidiertes Abfallfett gewonnen und aus der Emulsion mit Schwefelsäure abgeschieden werden kann. Bei Tierfetten, Talg etc. sind jedenfalls die veterinärrechtlichen Bestimmungen zu beachten.

GM 100 0506 90 Abfälle aus Knochen und Hornteilen, unverarbeitet, entfettet, nur zubereitet, jedoch nicht zugeschnitten, mit Säure behandelt oder entgelatiniert

Darunter zu subsumieren sind:

- Knochen (jedoch keinesfalls Rinderschädelknochen oder Schädelknochen von Ziegen und Schafen spezifiziertes Risikomaterial - SRM)
- Hornmehl und Knochenmehl (keinesfalls SRM-Material) sowie Hufmehl gemäß Kategorie 3 der EGHygieneVO 1774/2002

Hinweis bei Verbringung dieser Abfälle zur Verbrennung (mit Energiegewinn)

Da in der EG-HygieneVO 1774/2002 idgF. explizit vorgegeben ist, dass Materialien der Kategorien 1 - 3 durch Verbrennen in einer zugelassenen Verbrennungsanlage direkt als

Abfall zu beseitigen sind, wird seitens des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft die Rechtsansicht vertreten, dass aufgrund dieser Diktion eine thermische Verwertung von Abfällen der Kategorien 1 - 3 gemäß HygieneVO überhaupt nicht möglich ist. Somit bedarf die grenzüberschreitende Verbringung zur Verbrennung oder Mitverbrennung in industriellen Anlagen einer Notifikation und Genehmigung durch das Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft.

Nicht darunter zu subsumieren sind:

- Rinderschädel- oder Schädelknochen von Ziegen und Schafen – spezifiziertes Risikomaterial - SRM) oder Knochenmehl daraus – nicht gelisteter Abfall, Art. 10, Anhang IV
- Knochenmehl aus SRM-Material - nicht gelisteter Abfall, Art. 10, Anhang IV

Hinweis:

Knochen (Markknochen) ausschließlich der Kategorie 3 gemäß EG-HygieneVO 1774/2002 sind im Falle der Verwendung in der Futtermittel- oder Lebensmittelschiene für die Herstellung von Gelatine und Knochenleim als Produkte anzusehen.

GM 110 ex 0511 91 Fischabfälle

Darunter zu subsumieren ist auch Fischmehl, soferne dieses als Abfall anfällt.

Hinweis bei Verbringung dieser Abfälle zur Verbrennung (mit Energiegewinn):

Da in der EG-HygieneVO 1774/2002 idgF. explizit vorgegeben ist, dass Materialien der Kategorien 1 - 3 durch Verbrennen in einer zugelassenen Verbrennungsanlage direkt als Abfall zu beseitigen sind, wird seitens des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft die Rechtsansicht vertreten, dass aufgrund dieser Diktion eine thermische Verwertung von Abfällen der Kategorien 1 - 3 gemäß HygieneVO überhaupt nicht möglich ist. Somit bedarf die grenzüberschreitende Verbringung zur Verbrennung oder Mitverbrennung in industriellen Anlagen einer Notifikation und Genehmigung durch das Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft.

GM 120 1802 00 Kakaoschalen, Kakaohäutchen und anderer Kakaoabfall

GM 130 Abfälle aus der Agrar- und Ernährungsindustrie, ohne Nebenerzeugnisse, die für Menschen und Tiere geltende nationale bzw. internationale Auflagen und Standards erfüllen

Unabhängig von den Regelungen der Verbringungsverordnung gelten für diese Abfälle die veterinärbehördlichen Bestimmungen.

Unter GM 130 fallen Abfälle aus der Agrar- und Nahrungsmittelindustrie, jedoch ausschließlich Abfall der Kategorie 3 gemäß EG-HygieneVO 1774/2002 wie:

- Nahrungsmittelabfälle ausschließlich aus der Produktion (Fehlchargen): Wie Pizzateigabschnitte (belegt oder nicht belegt) aus der Produktion; Fehlchargen von Bier, Käsereiabfälle aus der Produktion etc.
- Genusstaugliche Schlachtkörperteile (jedoch aus kommerziellen Gründen nicht für den menschlichen Verzehr bestimmt) und genussuntaugliche Schlachtkörperteile (jedoch ohne Anzeichen einer auf Mensch oder Tier übertragbaren Krankheit und von Schlachtkörpern stammend, die nach dem Gemeinschaftsrecht genusstauglich sind)
- Blut von anderen Tieren als Wiederkäuern
- Abfälle aus der Gewinnung von für den menschlichen Verzehr bestimmten Erzeugnissen einschließlich Milchprodukte und Molke, Eier
- Lebensmittelerzeugnisse tierischen Ursprungs, nur Produktionsabfälle (keine Speiseabfälle aus Küchen, Kantinen, Gastronomie, keine Biotonne; keine überlagerten Lebensmittel z.B. Fleischkonserven, die bereits in Verkehr gesetzt wurden), die aufgrund von Herstellungsproblemen oder Mängeln nicht mehr für den menschlichen Verzehr bestimmt sind, aber weder für den Menschen noch für Tiere ein Gesundheitsrisiko darstellen
- Verdorbene Rohmilch von Tieren
- Schalen, Brütereinebenprodukte und Knickeiernebenprodukte von Tieren, die keine klinischen Anzeichen einer über diese Erzeugnisse auf Mensch oder Tier übertragbaren Krankheit zeigen
- Verarbeitete tierische Proteine wie Tiermehl, Tierfett, Hydrolysate tierischer Proteine, Blutmehl, die ausschließlich der Kategorie 3 gemäß EG-HygieneVO zuzuordnen sind

Hinweis bei Verbringung dieser Abfälle zur Verbrennung (mit Energiegewinn):

Da in der EG-HygieneVO 1774/2002 idgF. explizit vorgegeben ist, dass Materialien der Kategorien 1 - 3 durch Verbrennen in einer zugelassenen Verbrennungsanlage direkt als Abfall zu beseitigen sind, wird seitens des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft die Rechtsansicht vertreten, dass aufgrund dieser Diktion eine thermische Verwertung von Abfällen der Kategorien 1 - 3 gemäß HygieneVO überhaupt nicht möglich ist. Somit bedarf die grenzüberschreitende Verbringung zur Verbrennung oder Mitverbrennung in industriellen Anlagen einer Notifikation und Genehmigung durch das Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft.

Nicht darunter zu subsumieren sind:

- Speisereste, Küchen- und Kantinenabfälle aus Restaurants, Catering-Einrichtungen und Küchen, einschließlich Groß- und Haushaltsküchen, „Sautrank“ - siehe Anhang III; AD 160 Hausmüll
- Schlachtabfälle, Kadaver, Konfiskate der Kategorien 1, 2 sowie Gemische: 1+2, 1+3, 2+3, 1+2+3 sowie verarbeitete tierische Proteine wie Tiermehl, Tierfett, die einer anderen Kategorie als Kategorie 3 gemäß EG-HygieneVO 1774/2002 zuzuordnen sind – nicht gelisteter Abfall, Art. 10, Anhang IV

Hinweis: Eine Ausnahme vom Abfallbegriff besteht nur in den Fällen der Verbringung von Tierkörpern oder Tierkörperteilen zu Zwecken der Tierpräparation (abfallrechtliche Ausnahme in diesem Kontext auf alle Kategorien beschränkt).

- Abfälle aus der Biotonne (Sammlung biologischer Abfälle) sowie überlagerte Lebensmittel mit oder ohne Verpackung (z.B. aus Lebensmittelketten, Fast-Foodketten), welche bereits in Verkehr gesetzt wurden – siehe Anhang III: AD 160 Hausmüll
- Fettabscheiderinhalte, Flotate und Abwasserschlämme – siehe Anhang III: AC 270 Abwasserschlamm
- Abgetrennte tierische Fette und Öle aus der Abwasserbehandlung (Fettseparation) - nicht gelisteter Abfall; Art. 10, Anhang IV
- Fäkalien, Mist und Gülle (Kategorie-2-Material) aus nicht landwirtschaftlichen Betrieben oder aus landwirtschaftlichen Betrieben, soferne sie für die nicht landwirtschaftliche Nutzung vorgesehen sind – siehe Anhang III: AC 260 Flüssiger Schweinemist, Fäkalien
- Infektiöse Abfälle – nicht gelisteter Abfall, Art. 10; Anhang IV
- Biogene Abfälle (Grünschnitt) – nicht gelistete Abfälle, Art. 10, Anhang IV
- Magen- und Darminhalte (Kategorie 2- Material) - nicht gelistete Abfälle, Art. 10, Anhang IV

GM 140 ex 1500 Altspeisefette und -öle tierischen oder pflanzlichen Ursprungs (z.B. Frittieröl)

Verwertungsmöglichkeiten bestehen beispielsweise in der Verlustschmiermittel- und Biodieselproduktion sowie in der Seifenerzeugung. Die Altspeisefette/-öle auf der Grünen Liste dürfen keinesfalls mit gefährlichen Fremdbestandteilen (wie Altmineralöle, PCB, polychlorierte Dibenzodioxine etc.) kontaminiert sein.

Nicht unter GM 140 zu subsumieren sind:

- Altspeisefette/-öle mit gefährlichen Kontaminationen (wie Altmineralöle, PCB, polychlorierte Dibenzodioxine etc.) – einzustufen nach dem gefahrenrelevanten Bestandteil des Anhangs III oder IV oder nicht gelisteter Abfall, Art. 10, Anhang IV
- Speiseöl/-fettabscheiderinhalte – siehe Anhang III: AC 270
- Abgetrennte tierische Fette und Öle aus der Abwasserbehandlung (Fettseparation) – nicht gelisteter Abfall; Art. 10, Anhang IV
- Tierische Fette aus der Schlachtung, die unter Kategorie 1 oder 2 oder deren Mischungen 1+2, 2+3, 1+3, 1+2+3 fallen – nicht gelisteter Abfall; Art. 10, Anhang IV
- Tierische Fette (kein Speisefett) aus der Schlachtung, soferne Kategorie 3-Material gemäß EGHygieneVO 1774/2002 – siehe Anhang II; GM 130

14.6 Feedback Übersicht „Erhebung des biogenen Abfallaufkommens“

	Daten dürfen/müssen			keine bio-genen Abfälle	keine Aus-kunft
Unternehmen	**veröffent-licht werden**	**anonymisiert veröffentlicht werden**	**nicht veröffent-licht werden**		
Alpenmilch Salzburg reg.GenmbH	X				
Hermann Pfanner Getränke GmbH	X				
Obermurtaler Brauereigenossenschaft reg.GenmbH	X				
VWG Vorarlberger Wiederverwertungsges.mbH.	X				
Ybbstaler Fruchtsaft Ges.m.b.H.		X			
11er Nahrungsmittel GmbH					X
A. Darbo AG		X			
AGRANA FRUIT JUICE GmbH = Agrana Frucht GmbH		X			
Agrana Zucker GmbH		X			
Agrana Zucker GmbH/2. Standort		X			
Agrana Stärke GmbH			X		
Agrana Stärke GmbH/2. Standort			X		
Destillerie Franz Bauer "Agricola" Getränke - Gesellschaft m.b.H. & Co.					X
Almi GesmbH & Co KG					X
Ankerbrot AG					X
APO Fruchtsäfte GmbH - Erzeugung - Lohnproduktionen - Getränkehandel	X				
AVE Tierkörperverwertungs GmbH	X				
Bailoni Ges.m.b.H.					X
Berglandmilch reg. GenmbH					X
Brau Union Österreich AG					X
Brauerei Fohrenburg GmbH & Co.					X
Brauerei Hirt GmbH		X			
Brauerei Kapsreiter GmbH		X			
Brauerei Hubertusbräu Johann Kühtreiber OHG					X
Brüder Unterweger Obstveredelung OHG				X	

Unternehmen	Daten dürfen/müssen			keine bio-genen Abfälle	keine Aus-kunft
	veröffent-licht werden	anonymisiert veröffentlicht werden	nicht veröffent-licht werden		
Bgld. Tierkörper-verwertungsgesmbH					X
Ellinger GmbH & Co KG				X	
ESAROM Essenzenfabrik Ges.m.b.H.					X
Fischer Weingut	X				
Freie Weingärtner Wachau reg.Gen.m.b.H.					X
Freihof Destillerie		X			
Frenzel*** Austria Frost GmbH					X
Frisch & Frost Nahrungsmittel-Gesellschaft m.b.H.			X		
Gmundner Molkerei reg.Gen.m.b.H.					X
Gruenewald Fruchtsaft GmbH					X
Henkell & Söhnlein				X	
Johann Kattus GmbH				X	
Kotanyi GmbH,		X			
Lactoprot Alpenländische Milchindustrie und Handels-AG					X
Landfrisch Molkerei reg.GmbH					X
Landhof GmbH & Co.KG		X			
Lehar Gesellschaft m.b.H.					X
MARS Austria OG			X		
Mozart Liqueur Manufaktur Ges.mbH.					X
Nestlé Österreich GmbH					X
NÖM AG		X			
Obersteirische Molkerei reg.GenmbH		X			
Ottakringer Brauerei AG			X		
PAGO Fruchtsäfte GmbH				X	
Rauch Fruchtsäfte GmbH					X
Red Bull GmbH				X	
SARIA Bio-Industries GmbH					X
S. Spitz GmbH		X			
Steirische Tierkörper-verwertung GmbH					X
Stieglbrauerei zu Salzburg GmbH		X			
Stock Austria Gesellschaft mbH				X	
Ströck-Brot GmbH					X
Tirol Milch reg.GenmbH					X
Unifrost GmbH (Iglo GmbH)					X
Unilever Austria GmbH (Eskimo)					X

Unternehmen	Daten dürfen/müssen			keine bio-genen Abfälle	keine Aus-kunft
	veröffent-licht werden	anonymisiert veröffentlicht werden	nicht veröffent-licht werden		
Vereinigte Kärntner Brauereien AG					X
Wiesbauer Österr. Wurstspezialitäten GmbH					X
WIBERG GmbH					X
Winzerkeller Neckermarkt					X

14.7 Bau- und Errichtungskosten für Gärrestlager der Lehnerbau GmbH & CoKG (2007)

Endlager mit Betondecke I			
[m³]	[€/m³]	[€]	Quelle
320	105	33.600	Lehnerbau
530	91	48.230	
3.600	59	212.400	
4.000	58	231.591	eigene Interpolation, HEI 2007
5.000	56	277.549	
6.000	53	320.758	
7.000	52	361.383	
7.500	51	380.774	
8.000	50	399.578	
9.000	48	435.488	
10.000	47	469.251	

Endlager offen (ohne Folie) I			
[m³]	[€/m³]	[€]	Quelle
1.200	42	50.400	Lehnerbau
2.000	36	72.500	
2.700	34	90.900	
3.000	33	98.600	
3.600	32	113.500	
4.000	31	123.100	eigene Interpolation, HEI 2007
4.500	30	134.800	
5.000	29	146.100	
6.000	28	167.700	
7.000	27	188.000	
7.500	26	197.700	
8.000	26	207.100	
9.000	25	224.900	
10.000	24	241.700	

14.8 Bau- und Errichtungskosten für Gärrestlager der Wolf Systembau GesmbH (2007)

Endlager mit Betondecke II			
[m³]	[€/m³]	[€]	Quelle
2.600	62	160.000	Wolf Systembau
5.000	62	310.000	
7.500	58	437.800	
8.500	57	482.000	
10.000	54	542.000	eigene Interpolation, HEI 2007

Endlager offen (ohne Folie) II			
[m³]	[€/m³]	[€]	Quelle
2.700	30	80.000	Wolf Systembau
5.000	29	147.321	
5.500	29	160.000	
7.500	28	210.000	
10.000	27	267.544	eigene Interpolation, HEI 2007

14.9 Grünlandflächen in Niederösterreich (INVEKOS 2005)

NUTZUNG, Summe von FLAECHE (ha)	Amstetten	Baden	Bruck/Leitha-Schwechat	Gänserndorf	Gmünd	Hollabrunn	Horn	Korneuburg
EINMÄHDIGE WIESE	89,56	537,82	99,89	217,25	186,46	34,96	79,88	164,19
MEHRMÄHDIGE WIESE	17.237,96	4.519,36	928,99	826,85	11.114,15	223,85	1.720,79	126,20
KULTURWEIDE	1.372,37	1.138,96	40,14	12,15	107,34	14,58	43,21	6,93
HUTWEIDE	24,62	203,48	214,46	49,64	17,81	4,80	26,76	26,93
STREUOBSTWIESE UND -WEIDE	925,80	50,64	4,29	3,20	21,58	11,78	57,90	7,54
LANDSCHAFTSELEMENT A und G	15,14	4,19	33,52	44,84	89,50	28,22	17,71	20,96
CHRISTBÄUME UND ENERGIEWALD	18,10	3,00	3,49	2,96	13,26	12,03	24,52	4,57
SONSTIGES	364,81	236,08	423,07	746,20	357,62	229,24	370,43	190,06
Gesamtsumme	19.650,31	6.450,26	1.287,77	1.109,09	11.447,34	289,97	1.928,54	331,79

Krems	Lilienfeld	Melk	Mistelbach	Neunkirchen	Scheibbs	St. Pölten	Tullnerfeld	Waidhofen an der Thaya	Waidhofen an der Ybbs	Wr. Neustadt	Zwettl
313,64	436,81	202,29	151,35	253,42	242,94	473,90	266,71	60,94	41,71	418,95	536,51
5.768,24	9.850,27	13.499,71	249,29	6.781,07	17.395,60	16.982,62	1.308,97	5.953,28	12.314,46	5.527,67	15.420,19
178,19	2.861,58	624,33	10,36	3.548,50	4.024,60	2.647,20	71,37	44,06	1.981,13	2.443,85	169,77
59,94	599,54	41,67	14,15	594,75	569,80	372,58	8,89	7,77	86,55	391,04	9,16
145,23	89,41	400,19	5,88	294,20	241,04	347,85	27,55	11,84	97,55	160,01	34,52
45,81	37,92	17,31	8,41	18,05	8,82	7,50	18,68	11,04	2,78	21,89	32,46
32,46	10,86	103,99	9,13	4,21	1,28	22,03	9,79	28,47	2,93	5,30	23,92
425,29	63,74	259,75	527,78	187,04	75,80	394,62	238,87	428,46	14,22	476,63	857,67
6.465,24	13.837,61	14.768,19	431,03	11.471,94	22.473,98	20.824,15	1.683,49	6.077,89	14.521,40	8.941,52	16.170,15

14.10 Ackerflächen in Niederösterreich (INVEKOS 2005)

Bezirk	Ackerfläche	Getreide	Mais	Zuckerrüben	Kartoffel	Ölsaaten	Eiweiß-pflanzen	Gemüse	Obst	Brache	NAWARO	Energie-pflanzen
Amstetten	34.666	11.940	12.961	770	102	909	1.190	29	59	1.642	260	281
Baden/Mödling	25.296	13.953	1.491	1.547	71	1.659	939	242	96	2.618	39	89
Bruck/L.	45.411	25.347	3.738	3.747	211	3.959	1.229	24	38	4.389	706	555
Gänserndorf	84.797	47.655	2.881	7.330	3.471	4.570	2.618	5.152	261	7.138	830	58
Gmünd	17.406	9.858	195	0	1.855	164	924	1	3	384	32	31
Hollabrunn	60.099	35.320	2.109	4.560	1.717	3.260	1.843	164	238	6.296	1.113	226
Horn	46.246	25.551	3.125	174	684	3.689	2.371	84	97	2.354	1.963	221
Korneuburg	40.859	22.255	3.456	4.224	2.946	2.103	930	281	149	2.808	665	188
Krems	21.831	11.101	2.423	113	133	1.304	1.211	9	440	1.759	100	22
Lilienfeld	716	121	77	0	1	0	4	0	3	0	0	
Melk	30.229	12.192	8.533	693	92	621	697	68	47	1.188	177	741
Mistelbach	90.030	53.691	4.603	5.002	1.168	6.221	3.218	340	246	9.314	1.593	2
Neunkirchen	12.185	4.965	1.178	0	21	245	342	3	17	497	25	
St.Pölten	43.082	15.547	15.292	1.794	289	1.874	1.014	169	284	2.776	544	254
Scheibbs	10.661	4.290	2.878	161	15	129	161	20	18	361	25	8
Tulln	32.640	13.509	8.079	2.731	365	2.221	1.192	173	160	2.580	478	173
Waidhofen/T.	35.023	19.611	2.297	5	2.095	1.637	2.068	87	55	1.554	719	385
Waidhofen/Y.	1.199	333	291	0	6	28	15		5	18	3	
Wr. Neustadt	22.692	10.173	2.555	462	42	399	1.030	2	34	1.288	67	75
Zwettl	42.719	23.015	771	0	2.737	627	2.308	7	15	1.650	199	145
Summe	**697.788**	**360.427**	**78.933**	**33.313**	**18.021**	**35.619**	**25.304**	**6.855**	**2.265**	**50.614**	**9.538**	**3.454**

14.11 Spezifische Transportkosten

	Transport-entfernung [km]	Kosten [€/Fahrt]	Spezifische Kosten [€/m³], [€/t]	Spezifische Kosten [€/m³/km], [€/t/km]	Quelle	Gesamtkosten Gärrestausbringung [Mio. €/a]
Zugmaschine mit Vakuumfass (12 m³)	0	58,4	4,88	Division durch "0"	eigene Interpolation, HEI 2007	4,95
	1	61,4	5,12	5,12	THEIßING 2006	5,20
	3	67,1	5,59	1,86		5,67
	5	72,7	6,06	1,21		6,15
	10	86,9	7,24	0,72		7,35
	20	114,3	9,30	0,47	eigene Interpolation, HEI 2007	9,44
	40	163,1	12,95	0,32		13,14
	60	205,8	15,95	0,27		16,19
	80	243	18,43	0,23		18,71
	100	275,5	20,46	0,2		20,77
Zugmaschine mit 2 Hängern (je 14t Nutzlast)	0	89,8	3,20	Division durch "0"	eigene Interpolation, HEI 2007	3,25
	1	93	3,32	3,32	THEIßING 2006	3,37
	3	99,3	3,55	1,18		3,60
	5	105,5	3,77	0,75		3,83
	10	121,2	4,33	0,43		4,39
	20	149,5	5,38	0,27	eigene Interpolation, HEI 2007	5,46
	40	200,4	7,28	0,18		7,39
	60	244	8,93	0,15		9,06
	80	281,2	10,36	0,13		10,52
	100	313,1	11,61	0,12		11,78
Zugmaschine mit 2 Hängern (je 14t Nutzlast)+ 2 €/m3 Ausbringungskosten (Hopfner-Sixt)	0	89,8	5,2	Division durch "0"	eigene Interpolation, HEI 2007	5,28
	1	93	5,32	5,32	eigene Interpolation, HEI 2007	5,40
	3	99,3	5,55	1,85		5,63
	5	105,5	5,77	1,15		5,86
	10	121,2	6,33	0,63		6,42
	20	149,5	7,38	0,37		7,49
	40	200,4	9,28	0,23		9,42
	60	244	10,93	0,18		11,09
	80	281,2	12,36	0,15		12,55
	100	313,1	13,61	0,14		13,81
Zugmaschine mit 2 Hängern (je 14t Nutzlast)+ 2,5 €/m3 Ausbringungskosten (Theißing)	0	89,8	5,70	Division durch "0"	eigene Interpolation, HEI 2007	5,79
	1	93	5,82	5,82	eigene Interpolation, HEI 2007	5,91
	3	99,3	6,05	2,02		6,14
	5	105,5	6,27	1,25		6,36
	10	121,2	6,83	0,68		6,93
	20	149,5	7,88	0,39		8,00
	40	200,4	9,78	0,24		9,93
	60	244	11,43	0,19		11,60
	80	281,2	12,86	0,16		13,05
	100	313,1	14,11	0,14		14,32
LKW (25t)	0	125,1	5,00	Division durch "0"	eigene Interpolation, HEI 2007	5,08
	1	127,2	5,09	5,09	THEIßING 2006	5,17
	3	131,4	5,26	1,75		5,34
	5	135,5	5,42	1,08		5,50
	10	145,8	5,83	0,58		5,92
	20	165,2	6,58	0,33	eigene Interpolation, HEI 2007	6,68
	40	201	7,91	0,20		8,03
	60	233	9,03	0,15		9,17
	80	261,6	9,97	0,12		10,12
	100	287,1	10,76	0,11		10,92
LKW (25t) + Ausbringungskosten 2 € (Hopfner-Sixt)	0	125,1	7,00	Division durch "0"	eigene Interpolation, HEI 2007	7,11
	1	127,2	7,09	7,09	eigene Interpolation, HEI 2007	7,20
	3	131,4	7,26	2,42		7,37
	5	135,5	7,42	1,48		7,53
	10	145,8	7,83	0,78		7,95
	20	165,2	8,58	0,43		8,71
	40	201	9,91	0,25		10,06

14.12 Wirtschaftlichkeitsberechnung einer 500 kW_{el} Biogasanlage

Investitionskosten	Kosten [€]
Gebäude und bauliche Anlagen (Silo, Fermenter (1x2.900m³), 100m³ Feststoffeintragsmodul, etc.)	700.000
Maschinen und gerätetechnische Einrichtungen (Ohne BHKW)	680.000
BHKW (Container)	430.000
Substratleittechnik	70.000
Wasserinstallation und Wärmeleitung	75.000
Gasführendes System	40.000
Elektroinstalation	230.000
Sonstiges (Trafostation, Zufahrt,…)	100.000
Investitionskosten (exkl. UST.)	**2.325.000**

Gesamtkosten		
Laufzeit (Laufzeit Ökostromeinspeisetarif)	13	Jahre
Zinssatz	5,00%	[%]
Annuitätenfaktor (ANF)	0,106	
Annuität	**246.450**	**[€/a]**
laufende Kosten	**106.800**	**[€/a]**
Summe jährlicher Kosten	**353.250**	**[€/a]**

Laufende Kosten*		
Arbeitsstunden Personal	2.475	[h/a]
Lohnkosten	23	[€/h]
Arbeits-, Personalkosten	56.925	[€/a]
Instandhaltungs-, Versicherungskosten (1,5 % d. Investitionskosten)	34.875	[€/a]
Betriebskosten	15.000	[€/a]
Summe laufende Kosten	**106.800**	**[€/a]**

14.13 Erforderliche Genehmigungsunterlagen für eine Biogasanlage (BMWA 2003)

- Anrainerverzeichnis.
- Auszug aus dem Flächenwidmungsplan mit Eintragung eventueller Gefahrenzonen.
- Lageplan mindestens im Maßstab 1:1000 (maßstabgetreu), aus dem die Biogasanlage, die angrenzenden Objekte und Nachbarliegenschaften (auch: Bebauung, Nutzungsart sowie Postadresse und Grundstücksnummer der Liegenschaft, Name des Eigentümers bzw. des Nutzers), die ringsum nächstgelegenen Wohnobjekte sowie Leitungsanlagen (z.B. allenfalls vorhandene Gülleleitungen, Fernwärmeleitungen, Hochspannungsleitungsanlagen, Trafo-stationen) und sämtliche Verkehrswege im Bereich der Biogasanlage ersichtlich sein müssen. Aus diesem Lageplan müssen auch betroffene Fremdanlagen und -leitungen ersichtlich sein.
- Grundrissplan, Ansichten und Schnitte der Biogasanlage, mindestens im Maßstab 1:100. Aus den Plänen muss die Lage der Biogasleitungen, der eingebauten Armaturen u. Sicherheitseinrichtungen, Lüftungsanlagen etc. ersichtlich sein.
- Fließschema der Anlage hinsichtlich Gas und Substrat.
- Technische Beschreibung der Biogasanlage (Betriebsablauf, Einsatzstoffe, Mengenbilanz, Durchsatz, Verweilzeit, gastechnische Einrichtungen, Lüftungsanlagen etc.).
- Abfallwirtschaftskonzept.
- Angaben zu den vorgesehenen Sicherheitseinrichtungen und Verriegelungen.
- Ex-Zonenplan.
- Beschreibung der Explosionsschutzmaßnahmen.
- Angaben über die Abgasemissionen des BHKW.
- Angaben über die Vorkehrungen zur Minimierung von Geruchsemissionen.
- Angaben über die Lärmemissionen einzelner Anlagenteile.
- Vom Biogasanlagenhersteller bzw. Lieferanten ausgearbeitete:
- Vorschrift für die Inbetriebnahme u. Wiederinbetriebnahme
- Betriebsanleitung für den Normalbetrieb
- Betriebsanleitung für das Verhalten bei Auftreten von Störungen
- Vorschrift für die Außerbetriebnahme
- Alarm- und Gefahrenabwehrplan.
- Technische Beschreibung der elektrischen Anlagen (Stromerzeugungsanlage, elektrische Einrichtungen der Biogasanlage, Steuerung und Regelungen und Schutzmaßnahmen).
- Einpoliger Übersichtsschaltplan der elektrischen Stromerzeugungsanlage von den Generatoren bis zum Netzeinspeisepunkt mit Angabe der Schalt-, Schutz- und Messeinrichtungen.

14.14 Kategorien gemäß Verordnung (EG) NR. 1774/200232

Artikel 4: Material der Kategorie 1

(1) Material der Kategorie 1 umfasst folgende tierische Nebenprodukte und jedes diese Produkte enthaltende Material:

a) Alle Körperteile, einschließlich Häute, folgender Tiere:

i) TSE-verdächtige Tiere im Sinne der Verordnung (EG) Nr. 999/2001 oder Tiere, bei denen das Vorliegen einer TSE amtlich bestätigt wurde;

ii) Tiere, die im Rahmen eines TSE-Tilgungsprogramms getötet wurden;

iii) Andere Tiere als Nutztiere und Wildtiere, insbesondere Heimtiere, Zootiere und Zirkustiere;

iv) Versuchstiere im Sinne des Artikels 2 der Richtlinie 86/609/EWG des Rates vom 24. November 1986 zur Annäherung der Rechts- und Verwaltungsvorschriften der Mitgliedstaaten zum Schutz der für Versuche und andere wissenschaftliche Zwecke verwendeten Tiere(18) und

v) Wildtiere, wenn der Verdacht besteht, dass sie mit einer auf Mensch oder Tier übertragbaren Krankheit infiziert sind;

b) i) Spezifiziertes Risikomaterial und

ii) wenn das spezifizierte Risikomaterial bis zum Zeitpunkt der Beseitigung nicht entfernt worden ist, spezifiziertes Risikomaterial enthaltende ganze Tierkörper;

c) Erzeugnisse, die von Tieren gewonnen wurden, denen nach der Richtlinie 96/22/EG verbotene Stoffe verabreicht wurden, sowie Erzeugnisse tierischen Ursprungs, die Rückstände von Umweltkontaminanten und anderen Stoffen enthalten, die unter Gruppe B Nummer 3 des Anhangs I der Richtlinie 96/23/EG des Rates vom 29. April 1996 über Kontrollmaßnahmen hinsichtlich bestimmter Stoffe und ihrer Rückstände in lebenden Tieren und tierischen Erzeugnissen und zur Aufhebung der Richtlinien 85/358/EWG und 86/469/EWG und der Entscheidungen 89/187/EWG und 91/664/EWG(19) fallen, wenn diese Rückstände den gemeinschaftsrechtlich festgesetzten Höchstwert oder, falls gemeinschaftsrechtlich kein Höchstwert festgesetzt wurde, den einzelstaatlich festgesetzten Höchstwert überschreiten;

[32] Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 3. Oktober 2002 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte

d) Alles Tiermaterial, das bei der Behandlung von Abwässern aus Verarbeitungsbetrieben für Material der Kategorie 1 und anderen Anlagen, in denen spezifiziertes Risikomaterial entfernt wird, gesammelt wird, einschließlich Siebreste, Abfall aus Sandfängern, Fett-/Ölgemische, Schlämme und Material aus den Abflussleitungen solcher Anlagen, es sei denn, dieses Material enthält kein spezifiziertes Risikomaterial oder Teile davon;

e) Küchen- und Speiseabfälle von Beförderungsmitteln im grenzüberschreitenden Verkehr und

f) Gemische von Material der Kategorie 1 mit Material der Kategorie 2 oder der Kategorie 3 oder mit Material beider Kategorien, einschließlich Material, das zur Verarbeitung in einem Verarbeitungsbetrieb für Material der Kategorie 1 bestimmt ist.

(2) Material der Kategorie 1 ist nach Maßgabe des Artikels 7 unverzüglich abzuholen und abzutransportieren und zu kennzeichnen und – sofern die Artikel 23 und 24 nichts anderes bestimmen

a) durch Verbrennen in einer gemäß Artikel 12 zugelassenen Verbrennungsanlage direkt als Abfall zu beseitigen;

b) in einem gemäß Artikel 13 zugelassenen Verarbeitungsbetrieb nach einer der Verarbeitungsmethoden 1 bis 5 oder, wenn die zuständige Behörde dies verlangt, der Verarbeitungsmethode 1 zu verarbeiten, wobei das aus dieser Verarbeitung hervorgegangene Material gemäß Anhang VI Kapitel I dauerhaft - wenn technisch möglich durch einen Geruchsstoff - gekennzeichnet und schließlich in einer gemäß Artikel 12 zugelassenen Verbrennungs- oder Mitverbrennungsanlage als Abfall verbrannt oder mitverbrannt wird;

c) mit Ausnahme des Materials im Sinne des Absatzes 1 Buchstabe a) Ziffern i) und ii) in einem gemäß Artikel 13 zugelassenen Verarbeitungsbetrieb nach der Verarbeitungsmethode 1 zu verarbeiten, wobei das aus dieser Verarbeitung hervorgegangene Material gemäß Anhang VI Kapitel I dauerhaft - wenn technisch möglich durch einen Geruchsstoff - gekennzeichnet und schließlich durch Vergraben auf einer gemäß der Richtlinie 1999/31/EG des Rates vom 26. April 1999 über Abfalldeponien(20) zugelassenen Deponie als Abfall beseitigt wird;

d) im Fall von Küchen- und Speiseabfällen nach Absatz 1 Buchstabe e) durch Vergraben auf einer gemäß der Richtlinie 1999/31/EG zugelassenen Deponie als Abfall zu beseitigen oder

e) entsprechend dem Stand der Wissenschaft nach anderen Methoden zu beseitigen, die gemäß dem in Artikel 33, Absatz 2 genannten Verfahren nach Anhörung des zuständigen wissenschaftlichen Ausschusses zugelassen wurden. Diese können die unter den Buchstaben a) bis d) vorgesehenen Verfahren ergänzen oder ersetzen.

(3) Material der Kategorie 1 darf nur in gemäß Artikel 10 zugelassenen Zwischenbehandlungsbetrieben für Material der Kategorie 1 zwischenbehandelt oder -gelagert werden.

(4) Material der Kategorie 1 darf nur nach dieser Verordnung oder nach Vorschriften ein- oder ausgeführt werden, die nach dem in Artikel 33, Absatz 2 genannten Verfahren erlassen wurden. Spezifiziertes Risikomaterial darf jedoch nur im Einklang mit Artikel 8, Absatz 1 der Verordnung (EG) Nr. 999/2001 ein- oder ausgeführt werden.

Artikel 5: Material der Kategorie 2

(1) Material der Kategorie 2 umfasst folgende tierische Nebenprodukte und jedes diese Produkte enthaltende Material:

a) Gülle sowie Magen- und Darminhalt;

b) Alles Tiermaterial, das bei der Behandlung von Abwässern aus Schlachthöfen, ausgenommen Schlachthöfe, die unter Artikel 4, Absatz 1, Buchstabe d) fallen, oder aus Verarbeitungsbetrieben für Material der Kategorie 2 gesammelt wird, einschließlich Siebreste, Abfall aus Sandfängern, Fett-/Ölgemische, Schlämme und Material aus den Abflussleitungen solcher Anlagen;

c) Erzeugnisse tierischen Ursprungs, die Rückstände von Tierarzneimitteln und Kontaminanten gemäß Anhang I Gruppe B Nummern 1 und 2 der Richtlinie 96/23/EG enthalten, wenn diese Rückstände den gemeinschaftsrechtlich festgesetzten Höchstwert überschreiten;

d) Andere Erzeugnisse tierischen Ursprungs als Material der Kategorie 1, die aus Drittländern eingeführt werden und die bei den in den gemeinschaftlichen Rechtsvorschriften vorgesehenen Kontrollen den tierseuchenrechtlichen Vorschriften für die Einfuhr in die Gemeinschaft nicht entsprechen, es sei denn, diese Erzeugnisse werden zurückversandt oder ihre Einfuhr wird im Rahmen der in den Gemeinschaftsbestimmungen festgelegten Beschränkungen zugelassen;

e) Andere als die in Artikel 4 aufgeführten Tiere und Teile von Tieren, die auf andere Weise als durch Schlachtung für den menschlichen Verzehr sterben, einschließlich Tiere, die zur Tilgung einer Tierseuche getötet werden;

f) Mischungen von Material der Kategorie 2 mit Material der Kategorie 3, einschließlich Material, das zur Verarbeitung in einem Verarbeitungsbetrieb für Material der Kategorie 2 bestimmt ist, und

g) Andere tierische Nebenprodukte als Material der Kategorie 1 oder der Kategorie 3.

(2) Material der Kategorie 2 ist nach Maßgabe des Artikels 7 unverzüglich abzuholen, abzutransportieren, zu kennzeichnen und - sofern die Artikel 23 und 24 nichts anderes bestimmen

a) in einer gemäß Artikel 12 zugelassenen Verbrennungsanlage durch Verbrennen direkt als Abfall zu beseitigen;

b) in einem gemäß Artikel 13 zugelassenen Verarbeitungsbetrieb nach einer der Verarbeitungsmethoden 1 bis 5, oder, wenn die zuständige Behörde dies verlangt, nach der Verarbeitungsmethode 1 zu verarbeiten, wobei das aus dieser Verarbeitung hervorgegangene Material gemäß Anhang VI Kapitel I dauerhaft - wenn technisch möglich durch einen Geruchsstoff - gekennzeichnet und

   i) durch Verbrennen oder Mitverbrennen in einer gemäß Artikel 12 zugelassenen Verbrennungs- oder Mitverbrennungsanlage als Abfall beseitigt wird oder

   ii) im Fall ausgeschmolzener Fette zu Fettderivaten zur Verwendung in organischen Düngemitteln oder Bodenverbesserungsmitteln oder für andere technische Verwendungszwecke als zur Verwendung in Kosmetika, Pharmazeutika und Medizinprodukten in einem gemäß Artikel 14 zugelassenen Fettverarbeitungsbetrieb für Material der Kategorie 2 weiterverarbeitet wird;

c) in einem gemäß Artikel 13 zugelassenen Verarbeitungsbetrieb nach der Verarbeitungsmethode 1 zu verarbeiten, wobei das aus dieser Verarbeitung hervorgegangene Material gemäß Anhang VI Kapitel I dauerhaft - wenn technisch möglich durch einen Geruchsstoff - gekennzeichnet und

   i) im Fall von daraus entstehendem eiweißhaltigem Material nach Vorschriften, die gegebenenfalls nach dem in Artikel 33, Absatz 2 genannten Verfahren nach Anhörung des zuständigen wissenschaftlichen Ausschusses erlassen wurden, als organisches Düngemittel oder Bodenverbesserungsmittel verwendet wird;

   ii) in einer gemäß Artikel 15 zugelassenen Biogasanlage oder Kompostieranlage verarbeitet wird oder

   iii) durch Vergraben auf einer gemäß der Richtlinie 1999/31/EG zugelassenen Deponie als Abfall beseitigt wird;

d) im Fall von Fischmaterial nach Vorschriften, die nach dem in Artikel 33, Absatz 2 genannten Verfahren erlassen wurden, zu silieren oder zu kompostieren;

e) im Fall von Gülle, von Magen und Darm getrenntem Magen- und Darminhalt, Milch und Kolostrum, sofern nach Ansicht der zuständigen Behörde keine Gefahr der Verbreitung einer schweren übertragbaren Krankheit von ihnen ausgeht,

   i) als unverarbeiteter Rohstoff in einer gemäß Artikel 15 zugelassenen Biogas- oder Kompostieranlage zu verwenden oder in einer gemäß Artikel 18 für diesen Zweck zugelassenen technischen Anlage zu behandeln oder

   ii) nach Maßgabe dieser Verordnung auf Böden auszubringen oder

   iii) nach Vorschriften, die nach dem in Artikel 33, Absatz 2 genannten Verfahren erlassen wurden, in einer Biogasanlage zu verarbeiten oder zu kompostieren;

f) im Fall von ganzen Körpern oder Teilen von Wildtieren, bei denen kein Verdacht auf Infektion mit auf Mensch oder Tier übertragbaren Krankheiten besteht, zur Herstellung von Jagdtrophäen in einer gemäß Artikel 18 für diesen Zweck zugelassenen technischen Anlage zu verwenden oder

g) nach Vorschriften, die nach dem in Artikel 33, Absatz 2 genannten Verfahren nach Anhörung des zuständigen wissenschaftlichen Ausschusses erlassen wurden, auf anderem Wege zu beseitigen oder auf andere Weise zu verwenden. Diese anderen Verfahren ergänzen oder ersetzen die nach den Buchstaben a) bis f) vorgesehenen Verfahren.

(3) Material der Kategorie 2 außer Gülle darf nur in gemäß Artikel 10 zugelassenen Zwischenbehandlungsbetrieben für Material der Kategorie 2 zwischenbehandelt oder zwischengelagert werden.

(4) Material der Kategorie 2 darf nur im Einklang mit dieser Verordnung oder nach Vorschriften in den Verkehr gebracht oder ausgeführt werden, die nach dem in Artikel 33, Absatz 2 genannten Verfahren erlassen wurden.

Artikel 6: Material der Kategorie 3

(1) Material der Kategorie 3 umfasst folgende tierische Nebenprodukte und jedes diese Produkte enthaltende Material:

a) Schlachtkörperteile, die nach dem Gemeinschaftsrecht genusstauglich sind, die jedoch aus kommerziellen Gründen nicht für den menschlichen Verzehr bestimmt sind;

b) Schlachtkörperteile, die als genussuntauglich abgelehnt werden, die jedoch keine Anzeichen einer auf Mensch oder Tier übertragbaren Krankheit zeigen und die von Schlachtkörpern stammen, die nach dem Gemeinschaftsrecht genusstauglich sind;

c) Häute, Hufe und Hörner, Schweineborsten und Federn von Tieren, die nach einer Schlachttieruntersuchung, aufgrund deren sie nach dem Gemeinschaftsrecht für die Schlachtung zum menschlichen Verzehr geeignet sind, in einem Schlachthof geschlachtet werden;

d) Blut von anderen Tieren als Wiederkäuern, die nach einer Schlachttieruntersuchung, aufgrund deren sie nach dem Gemeinschaftsrecht für die Schlachtung zum menschlichen Verzehr geeignet sind, in einem Schlachthof geschlachtet werden;

e) Tierische Nebenprodukte, die bei der Gewinnung von für den menschlichen Verzehr bestimmten Erzeugnissen angefallen sind, einschließlich entfetteter Knochen und Grieben;

f) Ehemalige Lebensmittel tierischen Ursprungs oder Erzeugnisse tierischen Ursprungs enthaltende ehemalige Lebensmittel, außer Küchen- und Speiseabfälle, die aus kommerziellen Gründen oder aufgrund von Herstellungsproblemen oder

Verpackungsmängeln oder sonstigen Mängeln, die weder für den Menschen noch für Tiere ein Gesundheitsrisiko darstellen, nicht mehr für den menschlichen Verzehr bestimmt sind;

g) Rohmilch von Tieren, die keine klinischen Anzeichen einer über dieses Erzeugnis auf Mensch oder Tier übertragbaren Krankheit zeigen;

h) Fische oder andere Meerestiere, ausgenommen Meeressäugetiere, die auf offener See für die Fischmehlherstellung gefangen wurden;

i) Bei der Verarbeitung von Fisch anfallende frische Nebenprodukte aus Betrieben, die Fischerzeugnisse für den menschlichen Verzehr herstellen;

j) Schalen, Brütereinebenprodukte und Knickeiernebenprodukte von Tieren, die keine klinischen Anzeichen einer über diese Erzeugnisse auf Mensch oder Tier übertragbaren Krankheit zeigten;

k) Blut, Häute, Hufe, Federn, Wolle, Hörner, Haare und Pelze von Tieren, die keine klinischen Anzeichen einer über diese Erzeugnisse auf Mensch oder Tier übertragbaren Krankheit zeigten;

l) Andere Küchen- und Speiseabfälle als die in Artikel 4, Absatz 1, Buchstabe e) genannten.

(2) Material der Kategorie 3 ist nach Maßgabe des Artikels 7 unverzüglich abzuholen, abzutransportieren, zu kennzeichnen und - sofern die Artikel 23 und 24 nichts anderes bestimmen

a) durch Verbrennen in einer gemäß Artikel 12 zugelassenen Verbrennungsanlage direkt als Abfall zu beseitigen;

b) in einem gemäß Artikel 13 zugelassenen Verarbeitungsbetrieb nach einer der Verarbeitungsmethoden 1 bis 5 zu verarbeiten, wobei das aus dieser Verarbeitung hervorgegangene Material gemäß Anhang VI Kapitel I dauerhaft - wenn technisch möglich durch einen Geruchsstoff - gekennzeichnet und entweder durch Verbrennen oder Mitverbrennen in einer gemäß Artikel 12 zugelassenen Verbrennungs- oder Mitverbrennungsanlage oder auf einer gemäß der Richtlinie 1999/31/EG zugelassenen Deponie als Abfall beseitigt wird;

c) in einem gemäß Artikel 17 zugelassenen Verarbeitungsbetrieb zu verarbeiten;

d) in einer gemäß Artikel 18 zugelassenen technischen Anlage aufzubereiten;

e) als Rohstoff in einem gemäß Artikel 18 zugelassenen Heimtierfutterbetrieb zu verwenden;

f) in einer gemäß Artikel 15 zugelassenen Biogas- oder Kompostieranlage zu verarbeiten,

g) im Fall von Küchen- und Speiseabfällen gemäß Absatz 1, Buchstabe l) nach Vorschriften, die nach dem in Artikel 33, Absatz 2 genannten Verfahren erlassen wurden, bzw., bis zum Erlass dieser Vorschriften, nach innerstaatlichem Recht in einer Biogasanlage zu verarbeiten oder zu kompostieren;

h) im Fall von Fischmaterial nach Vorschriften, die nach dem in Artikel 33, Absatz 2 genannten Verfahren erlassen wurden, zu silieren oder zu kompostieren;

i) nach Vorschriften, die nach dem in Artikel 33, Absatz 2 genannten Verfahren nach Anhörung des zuständigen wissenschaftlichen Ausschusses erlassen wurden, auf anderem Wege zu beseitigen oder auf andere Weise zu verwenden. Diese anderen Verfahren ergänzen oder ersetzen die in den Buchstaben a) bis h) vorgesehenen Verfahren.

(3) Material der Kategorie 3 darf nur in gemäß Artikel 10 zugelassenen Zwischenbehandlungsbetrieben für Material der Kategorie 3 zwischenbehandelt oder -gelagert werden.

14.15 Investitionskosten für Container-BHKW (ETAONE HOLDING GMBH 2008)

BHKW [kWh_{el}]	Investitionskosten für Container-BHKW´s [€]			
	2005	2006	2007	2008
300	310.000	317.949	327.782	336.187
550	360.000	369.231	380.650	390.411
780	400.000	410.256	422.945	433.789
1.100	530.000	543.590	560.402	574.771
1.500	660.000	676.923	697.859	715.753

14.16 Variable Kosten für Biogas-Großanlagen

		elektrische Leistung der Biogasanlage			
Übersicht der variable Kosten		**500 kW_{el}**	**3,3 MW_{el}**	**10,0 MW_{el}**	**20,0 MW_{el}**
Arbeitsstunden Personal	[h/a]	2.475	7.623	22.869	45.738
Arbeitszeitbedarf	[h/kWh*a]	4,95	2,31	2,29	2,29
Lohnkosten	[€/h]	23	23	23	23
Arbeits-, Personalkosten	[€/a]	56.925	175.329	525.987	1.051.974
Instandhaltungs-, Versicherungskosten (1,5 % d. Investitionskosten)	[€/a]	34.875	243.150	729.450	1.458.900
Betriebskosten	[€/a]	15.000	99.000	300.000	600.000
Summe laufende Kosten	**[€/a]**	**106.800**	**517.479**	**1.555.437**	**3.110.874**
Summe laufende Kosten pro kWh	**[€/kWh*a]**	**214**	**157**	**156**	**156**