

**Biogas und Energielandwirtschaft -  
Potenzial, Nutzung, Grünes Gas<sup>TM</sup>,  
Ökologie und Ökonomie**

**Tagung  
18. und 19. November 2002 in Potsdam**



**BORNIMER AGRARTECHNISCHE BERICHTE**

**Heft 32**

2. überarbeitete Auflage

**POTSDAM-BORNIM 2002**

**Herausgeber:**

Institut für Agrartechnik Bornim e.V. (ATB)

Max-Eyth-Allee 100

D-14469 Potsdam-Bornim

☎ (0331) 5699-0

Fax: (0331) 5699-849

E-mail: [atb@atb-potsdam.de](mailto:atb@atb-potsdam.de)

Internet: <http://www.atb-potsdam.de>

Dezember 2002, 2. überarbeitete Auflage

**Redaktion:**

Dr. Monika Heiermann

Dr. Matthias Plöchl

Typografische Gestaltung:

Helen Jacobs

Ines Ficht

Herausgegeben vom Institut für Agrartechnik Bornim e.V. (ATB) mit Förderung des Bundesministeriums für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft und des Ministeriums für Landwirtschaft, Umweltschutz und Raumordnung des Landes Brandenburg.

Eine Weiterveröffentlichung von Teilen ist unter Quellenangabe und mit Zustimmung des Instituts für Agrartechnik Bornim e.V. möglich.

© Institut für Agrartechnik Bornim e.V., Potsdam-Bornim 2002  
ISSN 0947-7314

# **Biogas und Energielandwirtschaft - Potenzial, Nutzung, Grünes Gas<sup>TM</sup>, Ökologie und Ökonomie**

**Tagung  
18. und 19. November 2002 in Potsdam**



**BORNIMER AGRARTECHNISCHE BERICHTE**

**Heft 32**

2. überarbeitete Auflage

**POTSDAM-BORNIM 2002**

Inhaltsverzeichnis <i>Table of contents</i>	Seite <i>page</i>
Grußwort W. Birthler, Minister für Landwirtschaft, Umweltschutz und Raumordnung Brandenburg	7
Grußwort J. Ohlhoff, Referat Nachwachsende Rohstoffe und Energie, BMVEL	13
<b>Impulsreferat:</b> Politische Bedeutung der Energie aus Biomasse H. Scheer, MdB, Präsident EUROSOLAR	17
Biogaspotenziale pflanzlicher Kosubstrate M. Heiermann, H. Schelle, M. Plöchl, ATB	19
Futtergräser als Kosubstrat für die Biogasproduktion P. Mähnert, H. Schelle, M. Heiermann, ATB	27
Kofermentation: Gemeinsame Vergärung von Gülle und pflanzlichen Biomassen in kontinuierlichen Laborversuchen B. Linke, G.R. Vollmer, ATB und BTN	35
Substratbereitstellung: Potenzial und Qualität F. Hertwig, J. Pickert, LVL	43
Biogasdatenbank H. Döhler, P. Jäger, M. Schwab, KTBL	51
Erfahrungsbericht: Vergärung pflanzlicher Rohstoffe R. Schnell, Graskraft e.V.	55
Water scrubber technique for biogas purification to vehicle fuel M. Jansson, Flotech Limited Sweden	63
Anforderungen an Grünes Gas <sup>TM</sup> G. Friedrichs, CCE	71
Grünes Gas <sup>TM</sup> als neue Dienstleistung für 10 Mio. Familien W. Tentscher, C. Dumsch, eco Naturgas Handels GmbH	77
Transport von grüner Energie im Erdgasnetz O. Däuper, RA Becker, Büttner, Held	87
Upgrading und biogas utilization in Linköping B. Carlson, Stadtwerke Linköping	91
Ökologische Bewertung der Bereitstellung landwirtschaftlicher Kosubstrate zur Biogaserzeugung M. Plöchl, M. Heiermann, ATB	97

---

Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen zum Einsatz landwirtschaftlicher Kosubstrate in Biogasanlagen P. Grundmann, M. Plöchl, M. Heiermann, ATB	107
Vergleichende Öko- und Energiebilanzen von Grünem Gas™ C. Dumsch, W. Tentscher, eco Naturgas Handels GmbH	117
Ökologische und ökonomische Bewertung der Biogasnutzung F. Matthes, Institut für angewandte Ökologie e.V.	127
Wirtschaftliches Spannungsfeld zwischen Biogasertrag und Kosten der Feldfrüchte (Poster) G. Reinhold, Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft Jena	131
Ökologischer und ökonomischer Vergleich verschiedener Maßnahmen bei der Verwertung von Bioabfall durch Kofermentation mit Gülle (Pos- ter) S. Wulf, Institut für Pflanzenernährung, Universität Bonn	139



*Es gilt das gesprochene Wort!*

## **Grußwort zu Biogas und Energielandwirtschaft: Potenziale, Nutzung, Grünes Gas™, Ökologie und Ökonomie**

*W. Birthler*

*Minister für Landwirtschaft, Umweltschutz und Raumordnung*

Werter Herr Hermann Scheer (Mitglied des Bundestages und Präsident von EuroSolar), werter Herr Olhoff (Referatsleiter nachwachsende Rohstoffe, BMVEL), sehr geehrte Damen und Herren, liebe Gäste!

Ich freue mich sehr, Sie im Namen des Ministerpräsidenten, Herrn Matthias Platzeck, auf der zweitägigen „Biogaskonferenz“ in Potsdam im Rahmen der Energie-Technologie-Initiative ganz herzlich begrüßen zu können.

Das heutige Thema der Konferenz: „Biogas und Energielandwirtschaft“ ist aktueller denn je, denn nach der jüngsten Hochwasserkatastrophe wird für jeden sichtbar, dass der Klimawandel immer näher rückt und wir uns ernsthaft Gedanken machen müssen, wie wir diesen Klimawandel stoppen können.

Ein wichtiger Schritt zur Reduzierung der Umweltbelastungen ist dabei der zielgerichtete Einsatz und Ausbau der erneuerbaren Energien und hier im Besonderen die Biomasse in der festen, flüssigen und gasförmigen Form.

Nachdem die Biokraftstoffe sich bundesweit zunehmend am Markt etablieren, Biokraftstoffe mehr oder weniger zum Selbstläufer werden, gilt es nun, sich noch umfassender als bisher der effizienten Biogasnutzung zuzuwenden – denn die Energiegewinnung aus Biomasse ist bereits heute ein echter Wirtschaftsfaktor – auch in Brandenburg –, der im Zusammenhang mit dem Klimaschutz künftig noch mehr an Bedeutung in Deutschland und Brandenburg gewinnen wird, wie die Prognose für die nächsten Jahre (siehe Folie 1) sichtbar macht.

Die Ende 1998 ins Leben gerufene Energie-Technologie-Initiative der Landesregierung – hier eingebunden sind auch die vielfältigen Aktivitäten der Arbeitsgruppe „Biogas“ unter Leitung von Dr. Linke, Abteilungsleiter im Institut für Agrartechnik Potsdam-Bornim – wirkt nunmehr vier Jahre und die Ergebnisse können sich durchaus sehen lassen. Dazu nur zwei Beispiele, die im Bericht der Landesregierung an den Landtag hervorgehoben wurden:

- Der Kohlendioxidausstoß in Brandenburg ist seit 1991 um 32 % zurückgegangen; im Jahre 1998 hatte das Land einen Anteil von 23 % an der gesamtdeutschen Emissionsminderung bei einem Bevölkerungsanteil von lediglich 3 %.
- Insgesamt sind im Land 500 Mio. Euro, davon 50 Mio. Euro Landesmittel, in den Ausbau der erneuerbaren Energien geflossen.

Auf dem Biogassektor hat sich die Anzahl der Biogasanlagen in den letzten drei Jahren von 10 auf 20 Anlagen erhöht – also verdoppelt –, die neben der Wärme vor allem Elektroenergie erzeugen. Das Investitionsvolumen für diese 20 Anlagen betrug allein 28 Mio. Euro, davon wurden durch die öffentliche Hand insgesamt 9,2 Mio. Euro Fördermittel bereitgestellt.

Diese positive Entwicklung auf dem Biogassektor war möglich, weil mit dem Inkrafttreten des Gesetzes über den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG) langfristig stabile Sicherheiten, z. B. durch feste Tarife bei der Einspeisevergütung, für Investoren und Unternehmer geschaffen wurden. In diesem Zusammenhang möchte ich fest-

stellen, dass z. B. im Zuge des EEG in Deutschland über 10 Milliarden Euro von Privatinvestoren für den Aufbau einer dezentralen und umweltfreundlichen Energieversorgung in Deutschland aufgebracht wurden und zusätzliche Arbeitsplätze geschaffen worden sind und die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Größenordnungen (über 30 Mio. Tonnen) reduziert wurden. Insbesondere durch die Stromeinspeisevergütung sind langfristig und stabil über Jahre gute Voraussetzungen für einen wirtschaftlichen Betrieb der verschiedenen erneuerbaren Energien, angefangen beim Wind bis hin zur Biomasse, gegeben.

Im Zuge des EEG kam es auch zu einem deutlichen Innovationsschub auf Seiten der Anbieter von neuen Energietechnologien.

**Bereits heute können wir sagen, dass mit dem EEG ein Gesetz geschaffen worden ist, das in Europa seinesgleichen sucht und das sich sowohl auf dem Arbeitsmarkt als auch auf das Klima auswirkt und weltweit ein hohes Maß an Beachtung gefunden hat.**

Meine Damen und Herren,

welchen Stand haben wir nun in Brandenburg bei der Biogasnutzung konkret erreicht und welche Aufgabenfelder gilt es anzupacken?

Die installierte elektrische Nennleistung der 20 Anlagen beträgt insgesamt 10,4 MW. Zur bundesweit geschätzten installierten Gesamtleistung elektrisch in Höhe von rund 200 MW ist das ein Anteil von 5,2 %. Dieser verhältnismäßig geringe Anteil verdeutlicht, dass in Brandenburg auf dem Gebiet der Biogasnutzung Nachholbedarf besteht, zumal das entsprechende Potenzial aufgrund der landwirtschaftlichen Strukturen dafür vorhanden ist.

Ein Vergleich unter den neuen Bundesländern macht sichtbar, dass Brandenburg sich durchaus mit anderen Ländern messen kann, wie folgende Zahlen belegen:

Zum Beispiel arbeiten derzeit in Mecklenburg-Vorpommern 11 Biogasanlagen mit einer elektrischen Leistung von 5,0 MW und in Thüringen sind es 17 Biogasanlagen mit einer elektrischen Leistung von 5,1 MW.

Aktuelle Potenzialeinschätzungen belegen, dass für alle neuen Bundesländer das Potenzial für die Nutzung von Biogas riesig ist und neue Überlegungen angestellt werden sollten, wie wir diese Energiereserve noch besser und umfassender nutzen können.

Im Zusammenhang mit den günstigen Rahmenbedingungen und den diversen Fördermöglichkeiten – allein für die Förderung der Biogasproduktion stehen auf Bundes- und Landesebene zehn Förderrichtlinien bzw. –programme zur Verfügung – gibt es gute Voraussetzungen, den Biogassektor anzukurbeln; der aktuelle Trend zum Bau von Biogasanlagen in Brandenburg bestätigt diese Einschätzung! Einen Wermutstropfen gibt es dennoch – und das ist in Brandenburg die verhängte Haushaltssperre. Diese Haushaltssperre hat natürlich Konsequenzen für unsere Förderpolitik, dennoch möchte ich Sie etwas beruhigen, da die wichtigen Förderprogramme für Biogasanlagen, z. B. das REN-Programm des Wirtschaftsministeriums oder das Agrarinvestitionsförderprogramm bzw. das KfW-Programm zur Förderung erneuerbarer Energien, davon nicht betroffen sind.

Um diesen Trend beim Bau von Biogasanlagen in Brandenburg zielgerichtet zu unterstützen, haben wir als Ministerium für Landwirtschaft, Umweltschutz und Raumordnung gemeinsam mit dem Wirtschaftsministerium eine ETI-Initiative „**Biogas**“ vorbereitet und am 2. Oktober in Cottbus im Rahmen des Energietages ins Leben geru-



fen, die zum Ziel hat, bis zum Jahresende 2003 die Anzahl der Biogasanlagen auf **50** zu erhöhen und die ich heute hier auf der Biogaskonferenz kurz vorstellen möchte. Dazu haben wir für die Biogaskonferenz eine **Info-Mappe-Biogas** vorbereitet, die jeder Beratungsteilnehmer erhalten hat.

Das Anliegen der Biogas-Initiative Brandenburg ist in zehn Punkten erläutert und diese möchte ich im Telegrammstil kurz vorstellen, weitere Einzelheiten sind aus der Informationsmappe ersichtlich:

1. setzt sich die Landesregierung für den weiteren Erhalt des EEG ein;
2. wird sich die Landesregierung bemühen, die für sechs weitere Anlagen abgestimmte Investitionsförderung für das Jahr 2002 zu realisieren;
3. soll auch für das Jahr 2003 das Fördervolumen aus dem Jahre 2002 beibehalten werden;
4. wird das Leitprojekt „Trocken- und Nasssimultanvergärung – Biomassekraftwerk Pirow“ als Konsultationspunkt entwickelt;
5. wird eine Pilotanlage zur Feststofffermentation in Steinhöfel bei Fürstenwald (Schlauchvergärungsverfahren) installiert und versuchsmäßig 2003 ausgewertet;
6. unterstützen wir die Inangriffnahme neuer Innovationen, wie z. B. die Netzeinspeisung, Gasreinigung, Brennstoffzellenanwendung und Biogasverflüssigung;
7. setzt die ETI-Arbeitsgruppe „Biogas“ unter Leiter von Dr. Linke (ATB) zielgerichtet ihre bisherigen Aktivitäten fort;
8. wird der Leitfaden „Biogas in der Landwirtschaft“ als aktualisierte Anwenderinformation fortgeschrieben;
9. wurde für die aktuelle Informationsvermittlung ein Veranstaltungskalender für Investoren, Betreiber und Dienstleister erarbeitet – allein bis März 2003 werden wir auf dem Biogassektor 15 Veranstaltungen! durchführen, um aktuelle Informationen zu den verschiedensten Fragen zu geben;
10. wird der Fachverband Biogas eigenständige Aktivitäten, wie z. B. Biogaslehrfahrten, Lehrgänge u. a. durchführen.

Meine Damen und Herren,

ich möchte die heutige Beratung zum Anlass nehmen und alle Interessenten der Biogasnutzung aufrufen, sich an der

**„Biogasinitiative“**

des Landes aktiv zu beteiligen, um einerseits einen wirksamen Beitrag zum Klimaschutz und zur Minderung der Luftschadstoffe zu leisten und andererseits gleichzeitig neue Produktions- und Einkommensalternativen für die Landwirtschaft zu erschließen unter dem Logo

**„vom Landwirt zum Energiewirt“.**

Über das Internetportal

[www.eti-brandenburg.de](http://www.eti-brandenburg.de)

können Interessenten aus dem Land und dem gesamten Bundesgebiet mit den Trägern der Initiative

- dem Institut für Agrartechnik Bornim,
- dem Service und Beratungs-Center bei der IHK Potsdam,
- dem Fachverband Biogas, Regionalgruppe Brandenburg,
- der Arbeitsgruppe „Biogas“ der Energie-Technologie-Initiative und
- der ZAB Brandenburg

in Kontakt treten und ggf. die erforderlichen Arbeitsschritte beraten.

Die konkrete Aufgabenstellung und die einzelnen Arbeitsfelder sowie die Förderinstrumentarien sind in der Informationsmappe „Biogas“ enthalten und natürlich noch konkreter untersetzt. Das betrifft z. B. solche Fragen wie

- Contracting von Biogasanlagen,
- Fragen und Antworten zu Innovationen auf dem Gebiet der Biogasnutzung – ich denke dabei besonders an die Aktivitäten des Instituts für Agrartechnik und dem Arbeitskreis „Gaseinspeisung“ des Fachverbandes unter Leitung von Dr. Tentscher bezüglich des Entwurfs für ein neues

### **Gaseinspeisegesetz**

oder

- die Einrichtung eines „Runden Tisches Biogas“ zur Klärung von Problemen im Rahmen der oftmals langwierigen Genehmigungsverfahren.

Vorgesehen ist, dass die Länder Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern und Schleswig-Holstein eine Bundesratsinitiative starten, um das Gaseinspeisegesetz auf den Weg zu bringen.

Gerade mit der Biogasinitiative wollen wir erreichen, dass für potentielle Investoren die Genehmigungsverfahren und Fördermodalitäten übersichtlicher werden und einheitliche Verfahrensregeln für alle Antragsteller gelten.

Inzwischen wurde im MLUR ein zwischen den einzelnen Fachreferaten abgestimmtes „Strategiepapier“ zur Förderung, Errichtung und des Betriebes von Biogasanlagen für das Land Brandenburg nach dem Beispiel von Nordrhein-Westfalen erarbeitet, welches in Kürze dem Fachverband und potentiellen Interessenten vorgestellt wird.

In diesem Zusammenhang ist vorgesehen, dass eine Ansprechstelle, voraussichtlich in der Landesanstalt für Verbraucherschutz und Landwirtschaft eingerichtet wird, die die anstehenden Fragen im Geschäftsbereich koordiniert, Anfragen an kompetente Mitarbeiter weiterleitet und die Lösung auftretender Widersprüche und Hindernisse in den Fachbereichen organisiert.

Meine Damen und Herren,

wie bereits angeführt, wird im Bericht der Landesregierung an den Landtag zur „Energierstrategie 2010“ den erneuerbaren Energien eine herausragende Stellung eingeräumt. Der Anteil erneuerbarer Energien wird in Brandenburg von drei Petajoule im Jahre 1995 auf 35 Petajoule im Jahre 2010 steigen. Dies entspricht einem jährlichen Wachstum von etwa 18 % und einer Verzwölfachung innerhalb von 15 Jahren! Damit erreichen die erneuerbaren Energien – mit dem Schwerpunkt der Biomasse – im Jahre 2010 einen Anteil von etwa 5 % am Primärenergieverbrauch.

Der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung wird bis zum Jahre 2020 auf etwa 12,5 Petajoule steigen. Damit werden im Jahre 2020 knapp 20 % !!! des Strombedarfes im Land aus erneuerbaren Energien erzeugt. Hierbei wird die Biogasnutzung in den nächsten Jahren eine besondere Rolle spielen.

Meine Damen und Herren,

von der zweitägigen Fachveranstaltung erwarte ich neue Anstöße für die Landwirtschaft und Industrie, für die Umwelt und letztendlich auch für den Verbraucher.

Ich hoffe, dass die vielen vorgesehenen Kurzreferate neue interessante Erkenntnisse für potentielle Anwender bringen, neue Impulse auslösen und allen Inte-

ressenten jenes Wissen vermitteln, welches Sie benötigen, um den Biogassektor wieder ein Stück voranzubringen.

Ich möchte an dieser Stelle auch all jenen danken, die sich bisher mit viel Engagement und Ideenreichtum dem Aufgabenfeld der Biogasnutzung gewidmet haben.

In diesem Sinne wünsche ich der heutigen Fachveranstaltung einen erfolgreichen Verlauf.



# Grußwort zu Biogas und Energielandwirtschaft: Potenziale, Nutzung, Grünes Gas™, Ökologie und Ökonomie

Jürgen Ohlhoff, BMVEL

Referat Nachwachsende Rohstoffe und Energie, BMVEL

Die Energiegewinnung aus Biomasse ist kein neues Thema. Noch bis vor einigen Jahrzehnten wurde in Deutschland in fast jedem Haushalt mit Energie aus Holz gekocht, geheizt und warmes Wasser bereitet. Die Verfügbarkeit kostengünstiger Energie auf fossiler Basis hat die Bioenergie in den Hintergrund gedrängt. Erst seit einigen Jahren kehrt sich dieser Trend wieder um: Die Themen Nachhaltigkeit, Klimaschutz, Energieversorgungssicherheit haben der Bioenergie wie auch anderen erneuerbaren Energien neue Impulse gegeben.

Unter den erneuerbaren Energieträgern nimmt Biomasse eine Spitzenstellung ein. Derzeit werden in Deutschland rd. 50 % der erneuerbaren Energien aus Biomasse gewonnen, vor allem aus Holz, aber auch aus Pflanzen, die auf landwirtschaftlichen Flächen angebaut werden, auch aus Nebenerzeugnissen und Abfällen.

Vom gesamten Energieverbrauch wird aber nur 1 % durch Energie aus Biomasse gedeckt. Das Potenzial ist groß. Prognosen gehen davon aus, dass Biomasse in Deutschland etwa 8 % des Energieverbrauches abdecken könnte. Von diesem Potenzial werden gegenwärtig aber nur knapp 15 Prozent genutzt.

Gründe für den insgesamt noch geringen tatsächlichen Einsatz der Bioenergien sind weniger technische als wirtschaftliche Probleme. Biomasse ist oft noch zu teuer, um den fossilen Konkurrenzprodukten Paroli bieten zu können

## Politik der Bundesregierung zur Förderung von Biomasse

Ziel der Bundesregierung ist es, die Rahmenbedingungen, vor allem auch die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Biomasse als erneuerbarem Energieträger zu verbessern und das große Potenzial von Biomasse stärker als bisher zu erschließen.

Der Koalitionsvertrag vom 16. Oktober d.J. bekräftigt diese Zielrichtung. Er zeigt auf, wie in Deutschland die Nutzung erneuerbarer Energien in den kommenden vier Jahren vorangetrieben werden soll.

Zentrale Eckpunkte einer zukunftsgerichteten Strategie sind eine Verdoppelung des Anteils erneuerbarer Energien am Energieverbrauch bis 2010 (Basisjahr 2000):

- die stärkere Berücksichtigung erneuerbarer Energien bei der Förderung von Forschung und Entwicklung von Zukunftstechnologien sowie
- die Harmonisierung von Öko- und Energiesteuern.

Zur Umsetzung dieses Teils der **Nachhaltigkeitsstrategie** der Bundesregierung werden im Koalitionsvertrag folgende konkrete Maßnahmen genannt:

- „Das Erneuerbare Energien-Gesetz soll weiterentwickelt“. Dies sollte aus BMVEL-Sicht, und der BMU unterstützt dies, z.B. durch eine Besserstellung von Energie aus kleineren Biomasseanlagen, vor allem Biogasanlagen, erfolgen.
- Bei der Erzeugung von Wärme durch erneuerbare Energien soll für eine „Verstärkung des Rahmens der Förderung“ Sorge getragen werden. Konkret wird auf das **Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien** Bezug genommen, das in den kommenden Jahren schrittweise von 200 Mio. Euro in 2004 auf 230 Mio. Euro in 2006 verstärkt werden soll.

- Ferner wird in der Koalitionsvereinbarung darauf hingewiesen, dass
  - die Energiegewinnung aus Biomasse verstärkt gefördert und
  - bei der beabsichtigten **Novellierung des Baurechts** die Errichtung von Biomasseanlagen im ländlichen Raum erleichtert werden soll. Dies ist ein Fortschritt insbesondere für Biogasanlagen, weil ihr Bau bisher oftmals an baurechtlichen Hürden scheiterte.

Zur Stärkung einer nachhaltigen Energieversorgung in Deutschland soll ein **Energieforschungsprogramm** aufgelegt werden, in dem erneuerbare Energien und Energieeinsparung prioritär verfolgt werden sollen. Das BMVEL wird dafür Sorge tragen, dass hier die Biomasse die ihr gebührende Rolle spielt.

Zudem soll Deutschland im nächsten Jahr zu einer **internationalen Konferenz** für erneuerbare Energien einladen und an der Schaffung einer Internationalen Agentur für erneuerbare Energien mitarbeiten. Bioenergie wird dabei eine besondere Rolle spielen.

## Bedeutung von Biogas

Meine Damen und Herren,

Biogas gehört zu den stark wachsenden Bioenergieträgern.

Seine **Vorteile** sind vielfältig:

- In der Gülle der landwirtschaftlichen Betriebe steckt ein beachtlicher Energiegehalt, der zur Gewinnung von Biogas genutzt werden kann.
- Biogas wiederum kann zur Gewinnung von Wärme und Strom sowie als Treibstoff für Fahrzeugmotoren eingesetzt werden.
- Biogas ist sogar als Brennstoff für Brennstoffzellen geeignet.
- Gleichzeitig wird die Gülle durch ihre Vergärung weitgehend geruchsfrei.
- Das bedeutet, nicht nur weniger Geruchsbelästigung für die Bevölkerung, sondern auch eine deutliche Verminderung der Emission von Ammoniak in die Luft bei der Ausbringung der vergorenen Gülle auf die landwirtschaftlichen Flächen.
- Es werden also weniger klimaschädliche Gase emittiert.
- Dies vermindert gleichzeitig auch die Stickstoff- und Säureeinträge aus der Luft.

Für die Biogasgewinnung kommen nicht nur tierische Exkremente und Nebenerzeugnisse der pflanzlichen Produktion in Frage, sondern auch Bioabfälle der Wirtschaft und der Haushalte. Damit wird auch der Gedanke der Kreislaufwirtschaft praktisch umgesetzt.

Die Vergärung der Bioabfälle hat gegenüber der Kompostierung den Vorteil, dass ein Teil des Kohlenstoffs als Biogas energetisch genutzt werden kann.

Die Bundesregierung sieht im Energieträger **Biogas eine Energie der Zukunft**. Deshalb fördert das BMVEL **innovative Projekte**, die weitere Fortschritte für innovative effiziente Nutzung der Energie im Biogas erschließen sollen.

Hier seien nur einige Projekte als Beispiele erwähnt:

- Nutzung feuchter, nachwachsender Biomasse durch Thermodruckhydrolyse zu einer verbesserten Biogasgewinnung.

- Gasaufbereitung zur Einspeisung in das Erdgasnetz (?) und zur Nutzung als Treibstoff
- Gasaufbereitung und Verstromung von Biogas in einer Brennstoffzelle einschließlich der Beurteilung der Biogasqualität bei Einsatz unterschiedlicher nachwachsender Rohstoffe.
- Aufbau einer bundesweiten Arbeitsgruppe „Einsatz biogener Gase in Brennstoffzellen“.
- Verbesserung der Prozesskontrolle und Anlagenführung landwirtschaftlicher Biogasanlagen
- Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von nachwachsenden Rohstoffen als Cosubstrate zur Erzeugung von Biogas.
- Aufbau/Durchführung eines wissenschaftlichen Messprogrammes zur Bewertung von Biogasanlagen im landwirtschaftlichen Bereich.

Mit dem „Marktanreizprogramm erneuerbare Energie“ der Bundesregierung wurden seit 1999 mehr als 500 Biogasanlagen gefördert. Die erwähnte, im Koalitionsvertrag vorgesehene Aufstockung des Marktanreizprogramms wie auch die vorgesehene Weiterentwicklung des EEG schaffen bessere Perspektiven für die künftige Förderung in Biogasbereich. Gerade im kleinen Leistungsbereich ist die Biogaserzeugung ohne staatliche Unterstützung nicht oder kaum wirtschaftlich.

Nicht zuletzt dank dieser Förderung ist Deutschland in der Biogastechnologie Marktführer in Europa.

Ich bin zuversichtlich, dass Deutschland diese Position nicht nur verteidigen, sondern sogar noch wird ausbauen können.

Meine Damen und Herren,

Zusammenfassend ist festzustellen:

- Die Biogastechnologie trägt zur deutlichen Reduzierung der Treibhausgasemission aus der landwirtschaftlichen Tierhaltung bei.
- Sie hilft damit die Klimaschutzziele zu erreichen und erschließt ein bedeutendes einheimisches Energiepotential.
- Sie trägt damit auch zu einer verringerten Importabhängigkeit und zu höherer Versorgungssicherheit bei.
- Sie schafft neue zukunftsfähige Arbeitsplätze im nachhaltigen Zweig der erneuerbaren Energien und zwar vom handwerklichen Beruf bis hin zum Ingenieurbüro.
- Und sie ermöglicht der Landwirtschaft die Erschließung eines zusätzlichen wirtschaftlichen Standbeins als „Energiewirt“.
- Immer mehr Landwirte wollen und können durch die Biogaserzeugung ein zweites Standbein zur Einkommenserzielung aufbauen.
- Multifunktionale Landwirtschaft wird so vom Schlagwort zur Realität.

In diesem Sinne liegen Sie mit dem Thema dieser Tagung „Biogas und Energielandwirtschaft“ genau richtig.

Ich wünsche Ihnen bei dieser Veranstaltung interessante Vorträge und fruchtbare Diskussionen.





# **Impulsreferat: Politische Bedeutung der Energie aus Biomasse**

*H. Scheer*

*Eurosolar e.V., Kaiser-Friedrich-Str. 11, 53113 Bonn*

Beitrag entfiel wegen Erkrankung des Referenten.



# Biogaspotenziale pflanzlicher Kosubstrate

Monika Heiermann<sup>1</sup>, Hannelore Schelle<sup>2</sup> & Matthias Plöchl<sup>1</sup>

1 Abteilung Technikbewertung und Stoffkreisläufe, Institut für Agrartechnik Bornim, Max-Eyth-Allee 100, D-14469 Potsdam

2 Abteilung Bioverfahrenstechnik, Institut für Agrartechnik Bornim, Max-Eyth-Allee 100, D-14469 Potsdam

## Abstract

Laboratory scale batch experiments were conducted to investigate the effects of different plant species and growth stages on the biogas production. Further emphasis was placed on the use of natural silage as a conservation method for harvested herbaceous energy crops. Results show that biogas yield is clearly influenced by cutting stage and plant species. Also, the preservation and storage of biomass by the formation of silage is qualified for preparing feedstock for biogas production in agricultural biogas plants.

*Key words: biogas, methane, co-substrate, silage*

## Zusammenfassung

Im Rahmen von Laborversuchen (Batch-Ansatz) wurden potenzielle pflanzliche Kosubstrate für den Einsatz in landwirtschaftlichen Biogasanlagen hinsichtlich ihres Biogaspotentials untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass Erntezeitpunkt und Sortenunterschiede einen deutlichen Einfluss auf die Höhe der Biogasausbeute haben können. Grundsätzlich ist die Silierung ohne Siliermittelzusatz als Konservierungsform für die pflanzlichen Kosubstrate geeignet.

*Schlüsselwörter: Biogas, Methan, Kosubstrat, Silage*

## Einleitung

In der Landwirtschaft stellt die Gewinnung von Biogas eine Möglichkeit zur regenerativen Energieerzeugung dar. Das durch Vergärung von Gülle gewonnene Biogas wird gegenwärtig überwiegend in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) verbrannt und zu Strom und Wärme umgewandelt. Um die Biogaserzeugung zu erhöhen können aber auch mit der Gülle andere organische Stoffe, wie z. B. Pflanzen, vergoren werden. Zur Zeit werden eigens zum Zweck der Kofermentation angebaute Pflanzen diskutiert. Für den Anbau eignen sich Pflanzen, die hohe Energieerträge pro Hektar liefern, da der Gas- und damit der Energieertrag eine wichtige Größe bei der Planung und Bestimmung der Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage darstellt (Plöchl *et al.*, 2001).

Im Rahmen von Laborversuchen (Batch-Ansatz) wurden mögliche pflanzliche Kosubstrate hinsichtlich ihres Biogaspotentials untersucht. Hierbei bildeten die Aspekte Erntezeitpunkt, Sortenunterschiede und Einfluss der Silierung auf die Biogasausbeute die Schwerpunkte der Studie. Die ermittelten Daten bilden die Grundlage für eine umfassende ökonomische und ökologische Bewertung der Bereitstellung pflanzlicher Kosubstrate zur Biogaserzeugung in landwirtschaftlichen Anlagen Brandenburgs (Plöchl & Heiermann, 2002; Grundmann *et al.*, 2002).

## Material und Methoden

### Pflanzliche Kosubstrate

Die Auswahl der zu untersuchenden pflanzlichen Kosubstrate erfolgte hinsichtlich ihrer Eignung für die Vergärung und des zu erwartenden Energieertrags (Energiegehalt und Biomassertrag) als auch im Hinblick auf eine gute Mechanisierung und Eingliederung in die bestehende Betriebsorganisation. In Tab. 1 sind die Pflanzenarten und Sorten sowie ihre Herkunft aufgeführt.

Tab. 1. Untersuchte pflanzliche Kosubstrate und ihre Herkunft

Kosubstrat		Herkunft
Gerste ( <i>Hordeum vulgare</i> )	Theresa	Landwirtschaftsbetrieb, Potsdam
Roggen ( <i>Secale cereale</i> )	Picasso	
Triticale ( <i>X Triticosecale</i> )	Modus	
Raps ( <i>Brassica napus</i> )	Pronto	Sortenversuch, LVL <sup>1)</sup>
Luzerne ( <i>Medicago sativa</i> )	Europe	
Mais ( <i>Zea mays</i> ) – Silage	Santiago	Praxisbetrieb, LVL <sup>1)</sup>
Mais ( <i>Zea mays</i> ) – Silage	Banguy	
Mais ( <i>Zea mays</i> ) – Silage	Mondeo	
Hanf ( <i>Cannabis sativa</i> )	Fedora 19	Rohstoffplantage, ATB <sup>2)</sup>
Topinambur ( <i>Helianthus tuberosus</i> )	Pahlow	Scholz <i>et al.</i> (1999)

1) Landesanstalt für Verbraucherschutz und Landwirtschaft Brandenburg,

2) Institut für Agrartechnik Bornim

### Versuchsdurchführung und Analysen

Nach der Probennahme wurde vom Pflanzenmaterial ein Teil bei -18°C für die spätere Biomethanisierung und Analyse eingefroren und ein anderer zwecks Silierung angewelkt, gehäckselt (Getreide 1-1,5 cm; sonstige 2-3 cm) und ohne Siliermittelzusatz in Einweckgläser gepresst und einige Monate gelagert. Parallel hierzu wurden Analysen zur Bestimmung von Trockensubstanz (TS) bei 105 °C, organischer Trockensubstanz (oTS) und pH (Tab. 2) nach DIN durchgeführt.

Zur Ermittlung der Biogasausbeuten wurden die Pflanzenproben nach laborinterner Methode (Linke & Schelle, 2001) mit einem Standardimpfmateriale (ausgefaulte Rindergülle) versetzt und in einem batch-Ansatz anaerob vergoren. Die Biomethanisierung erfolgte im mesophilen Bereich (35 °C) und wurde über einen Zeitraum von 28 Tagen durchgeführt. Das gebildete Biogas wurde in Glockengasometern aufgefangen und über den Versuchszeitraum aufsummiert (Biogassumme). Während der linearen Gasbildungsphase wurde das Biogas auf Methangehalt (CH<sub>4</sub>) mittels Durchflussmessung über Infrarotzelle analysiert (Tab. 2).

Tab. 2. Trockensubstanz (TS), organische Trockensubstanz (oTS) und Methangehalte der untersuchten pflanzlichen Kosubstrate als Frischmasse (FM) und Silage (S)

Kosubstrat (Ganzpflanzen)	TS [% FM]	oTS [% TS]	pH	Methangehalt* [Vol. %]
Gerste – Blüte – FM	18,8	90,2	6,6	61
Gerste – Blüte – S	38,2	90,2	4,7	61
Gerste – Milchreife – FM	27,4	93,2	6,6	64
Gerste – Milchreife – S	25,3	93,4	4,3	70
Gerste – Teigreife – FM	46,5	94,7	7,2	59
Roggen – Blüte – FM	25,0	92,2	6,6	66
Roggen – Blüte – S	45,9	91,4	5,2	66
Roggen – Milchreife – FM	29,3	93,5	6,9	62
Roggen – Milchreife – S	32,9	93,2	4,4	69
Roggen – Teigreife – FM	61,0	95,0	7,0	59
Triticale – Blüte – FM	35,2	94,3	6,5	69
Triticale – Blüte – S	27,3	93,1	4,5	70
Triticale – Milchreife – FM	33,7	95,0	6,6	67
Triticale – Milchreife – S	41,2	94,6	4,2	71
Triticale – Teigreife – FM	65,5	97,4	7,1	50
Luzerne – 1. Schnitt – FM	21,9	88,8	6,4	63
Luzerne – 1. Schnitt – S	14,4	83,8	5,8	63
Luzerne – 2. Schnitt – FM	22,9	88,8	6,3	64
Luzerne – 2. Schnitt – S	34,8	87,8	5,3	66
Luzerne – 3. Schnitt – FM	39,8	89,1	6,2	68
Luzerne – 3. Schnitt – S	34,4	87,8	5,5	66
Maissilage – Santiago – E1	25,1	95,0	3,7	66
Maissilage – Santiago – E2	32,6	95,7	3,8	64
Maissilage – Santiago – E3	32,8	96,2	3,8	67
Maissilage – Banguy – E1	28,8	96,2	3,7	67
Maissilage – Banguy – E2	35,3	96,5	3,7	66
Maissilage – Banguy – E3	34,2	96,2	3,7	69
Maissilage – Mondeo – E1	29,2	96,0	3,7	67
Maissilage – Mondeo – E2	37,0	95,9	3,8	68
Maissilage – Mondeo – E3	37,0	95,8	3,8	66
Hanf – Blüte – FM	31,1	92,2	7,6	68
Hanf – Blüte – S	27,8	91,9	5,5	68
Topinambur – Spross – FM	23,4	86,9	8,4	70
Topinambur – Spross – S	26,8	91,0	4,1	70
Topinambur – Knolle – FM	23,6	86,3	6,4	75
Raps – FM	38,5	90,4	7,2	57

FM = Frischmasse; S = Silage; E = Erntetermin; \* generell gemessen am Tag 8; für Maissilage, Hanf und Topinambur am Tag 10 bzw. für Raps am Tag 16

## Ergebnisse

Die höchsten Biogasausbeuten (Biogassumme nach 28 Tagen) wurden bei Gerste und Roggen im Stadium der Milchreife mit 0,820-0,987 bzw. 0,675-0,787 m<sup>3</sup> Biogas je kg zugesetzter oTS gemessen (Abb. 1). Bei Triticale ergab die Auswertung der Blüte maximale Gasausbeuten (0,804-0,866 m<sup>3</sup> kg<sup>-1</sup> oTS). Dieses Ergebnis ist wahrscheinlich fehlerbehaftet, verursacht durch ein nicht repräsentatives Stroh : Korn-Verhältnis des verwendeten Probenaliquot (TS-Werte, Tab. 2). Generell wurde bei allen untersuchten Getreidearten im Stadium der Teigreife die niedrigsten Biogasausbeuten bestimmt. Aufgrund des geringen Feuchtegehaltes des Probenmaterials (46,5-65,5 % TS-Gehalt) in der Teigreife setzte der natürliche Silierungsprozess nicht ein, weshalb für diese Varianten keine Gaswerte vorliegen. Bei einem Vergleich der Varianten Frischmasse/Silage weisen die konservierten Biomassen durchgehend höhere Gasausbeuten auf. Die analysierten Methangehalte (Tag 8) variieren zwischen 50-71 % (Tab. 2), wobei die Silagen die Höchstwerte und das Stadium Teigreife die niedrigsten Methangehalte erzielen.

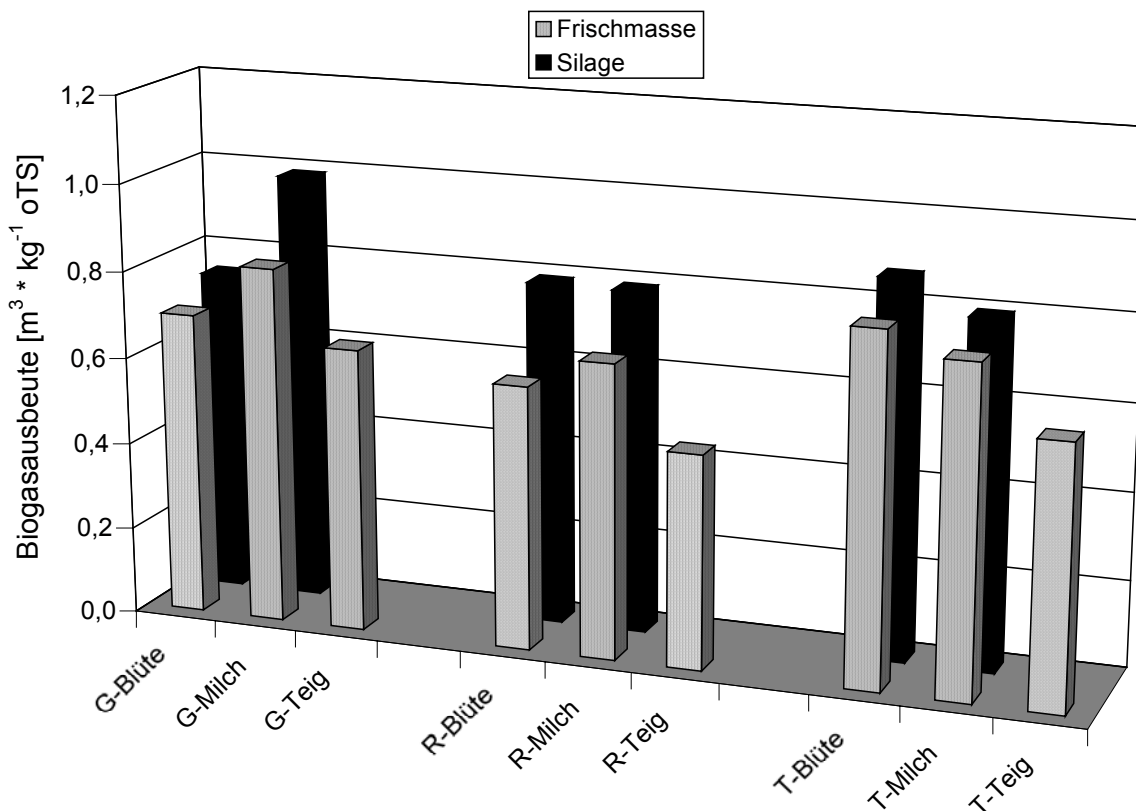


Abb. 1. Biogasausbeuten nach 28 Tagen Versuchsdauer im Batch-Ansatz aus Frischmasse und Silage von Gerste (G), Roggen (R) und Triticale (T) zu Ernteterminen im Stadium Blüte, Milch- und Teigreife

Bei der **Luzerne** wurden für die drei Aufwüchse („Beginn Blüte“) der Variante Frischmasse 0,539 bis 0,598 m<sup>3</sup> Biogas je kg zugesetzter oTS ermittelt und lassen hinsichtlich der Biogasbildung eine schwache Abhängigkeit zum Schnitttermin erkennen. Mit 0,552 bis 0,791 m<sup>3</sup> kg<sup>-1</sup> oTS weisen die Silagen eine größere Spannweite in den Ausbeuten auf, die in der unterschiedlichen Gärqualität der eigens hergestellten Silagen begründet sind. Geringe Unterschiede ergeben sich für die am Tag 8 analysierten Methangehalte von 63-68 % (Tab. 2).

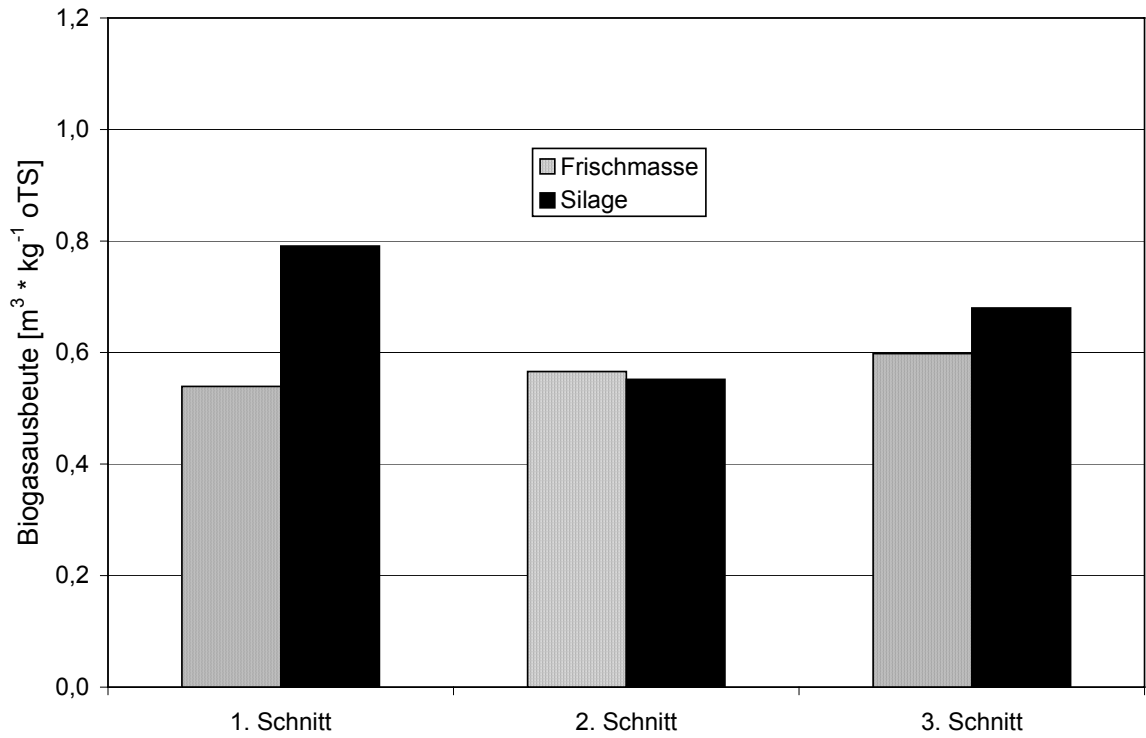


Abb. 2. Biogasausbeuten nach 28 Tagen Versuchsdauer im Batch-Ansatz aus Frischmasse und Silage von Luzerne zu 3 Schnitfterminen im Stadium, Beginn Blüte'

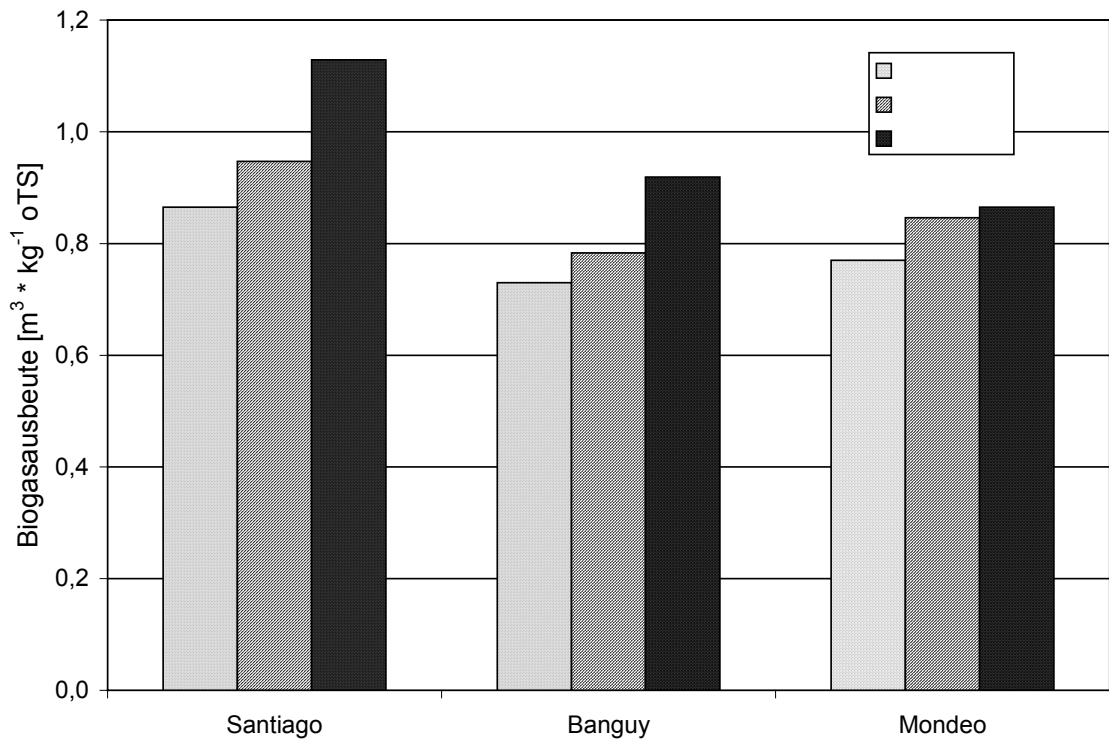


Abb. 3. Biogasausbeuten nach 28 Tagen Versuchsdauer im Batch-Ansatz aus Mais-silagen verschiedener Sorten zu 3 Ernteterminen

Zwischen den Biogasausbeuten der einzelnen Maissorten (Abb. 3) bestehen Unterschiede hinsichtlich Quantität und der Spannweite der ermittelten Werte. Während bei der Sorte Santiago (*mittelfrüh*) die höchsten Biogasausbeuten von 0,865 bis 1,129 m<sup>3</sup> kg<sup>-1</sup> oTS erreicht wurden, lag bei Banguy (*mittelfrüh*) die Gasbildung in einer Spannweite von 0,730 bis 0,919 bzw. bei Mondeo (*früh*) in einem unteren Bereich von 0,770 bis 0,865 m<sup>3</sup> kg<sup>-1</sup> oTS. Somit ist bei den untersuchten Maissilagen ein deutlicher Effekt der Sorte auf die produzierte Biogasmenge erkennbar. Innerhalb einer Sorte wird die Gasausbeute durch den sortenspezifischen - verschieden langen Erntebereich - in dem sich der TS-Gehalt der Gesamtpflanze für eine Silagebereitung noch im Optimum befindet sowie dem Zeitpunkt 'Abschluss der Stärkeeinlagerung ins Korn', bestimmt. Unbeeinflusst von all diesen Faktoren ist die Gasqualität (Tab. 2). Für den Tag 10 wurden Methangehalte von 64-69 % gemessen.

Für **Topinambur** zeigen die Werte in Abb. 4 eine klare Abhängigkeit vom Ausgangssubstrat: die Gasausbeuten steigen mit zunehmendem Energiegehalt des analysierten Pflanzenteils. Aus der Knolle, in der als Speicherstoff das Polysaccharid Inulin enthalten ist, kann mit 0,749 m<sup>3</sup> kg<sup>-1</sup> oTS ein ca. 1,5fach höherer Gasertrag als aus dem Spross erzielt werden. Zugleich wird die Gasqualität durch das Inulin positiv beeinflusst. Für die Topinamburknolle konnte ein Höchstwert von 75 % ermittelt werden.

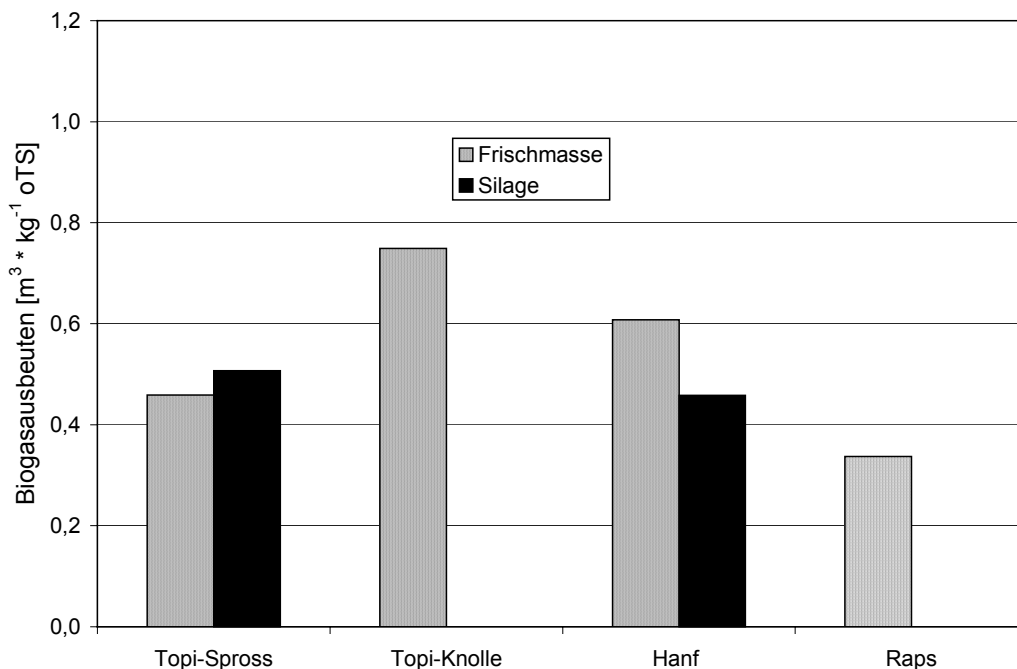


Abb. 4. Biogasausbeuten nach 28 Tagen Versuchsdauer im Batch-Ansatz aus Frischmasse und/bzw. Silage von Topinambur (Topi), Hanf und Raps

Hingegen weist der Analysenwert der **Raps**-FM eine extrem geringe Ausbeute von 0,337 m<sup>3</sup> kg<sup>-1</sup> oTS sowie eine geringe Gasqualität von 57 % Methan auf (Abb. 4). Allerdings muss hier angemerkt werden, dass die Ganzpflanze relativ spät geerntet wurde und die Körner durch die Methanbakterien nicht aufgeschlossen werden konnten. Dies bestätigte auch die visuelle Auswertung des Ablaufs nach Versuchsende.

Die Biogasausbeute der **Hanf**-FM liegt mit 0,608 m<sup>3</sup> kg<sup>-1</sup> oTS deutlich höher als die der konservierten Biomasse (0,458 m<sup>3</sup> kg<sup>-1</sup> oTS) bei gleichem Methangehalt von 68 % (Tab. 2). Die Differenz in der Gasausbeute lässt sich durch die Silagequalität erklären (s. Diskussion).



## Diskussion

Zur Abschätzung eines erzielbaren Energieertrages mittels Biomethanisierung ist die Kenntnis des verwendeten Ausgangsmaterials unerlässlich. Die Auswertung der Literatur zeigt, dass Ergebnisse zur Größe der Biogasausbeute von landwirtschaftlichen Roh- und Reststoffen vorliegen, aber z. T. für gleiche Substrate erhebliche Streuungen und Unsicherheiten aufweisen (Schattner & Gronauer, 2001). Dies ist im Hinblick auf eine Vergleichbarkeit oder Verallgemeinerung kritisch zu betrachten. Da die Biogasausbeute neben der Substratspezifität vor allem von den vorherrschenden Randbedingungen abhängig ist, (batch oder kontinuierlicher Betrieb, Dauer des Experiments, Temperatur sowie Vorbehandlung des Materials), war es erforderlich, die potentiellen pflanzlichen Kosubstrate unter definierten Randbedingungen im Rahmen von Laborversuchen systematisch zu untersuchen.

Die Biogaspotenziale der jeweiligen pflanzlichen Kosubstrate unterscheiden sich deutlich. Mit Ausnahme von Raps eignen sich die untersuchten Pflanzenarten zum Einsatz in Biogasanlagen. Die vorliegenden Ergebnisse zeigen, dass Erntezeitpunkt, Sortenunterschiede und Silierung einen enormen Einfluss auf die Höhe der Biogasausbeute haben können. Die Beispiele Getreide und Mais belegen, dass eine Optimierung der Biogasproduktion durch einen Erntetermin zum Zeitpunkt optimaler chemischer Zusammensetzung des Pflanzenmaterials für die Biomethanisierung erreichbar ist. Eine weitere Maßnahme kann wie z. B. bei Mais die Sortenwahl darstellen. Jedoch ist aufgrund der hohen Variabilität der Substrate grundsätzlich die Durchführung von Faulversuchen vor Beginn des Baues einer Biogasanlage zu empfehlen (JÄKEL *et al.*, 2001).

Eine ganzjährige Beschickung der Biogasanlagen erfordert die Konservierung der Biomassen. Der Silierungsprozess hatte – mit Ausnahme von Hanf – keinen negativen Effekt auf die Biomethanisierung. Auffällig ist allerdings, dass bei einem Vergleich der Varianten Frischmasse/Silage die Werte bei dem konservierten Pflanzenmaterial durchgehend höher liegen als bei den Frischmassen. Schneider (2001) erklärt dieses Resultat mit der Tatsache, dass der „Silageprozess Biomasseanteile aufschließen kann, die die Methanbakterien nutzen können“. Linke & Schelle (2001) hingegen erklären die hohen Gasausbeuten bei Silagen mit der „falschen“ Bezugsbasis oTS. Die Änderung der Bezugsbasis bei Silagen auf organische Substanz sei notwendig, da durch höhere Gehalte an Milchsäure und Essigsäure zu geringe oTS-Gehalte ausgewiesen und damit die Werte für die Biogasausbeute verfälscht würden. Weitere Auswertungen und Untersuchungen werden hier Aufschluss geben müssen.

Eindeutig ist, dass die eigens hergestellten Silagen eine verminderte Qualität aufweisen, da kein Siliermittel eingesetzt wurde. Die erzielte Gärqualität war für die Batch-Versuche ausreichend, obwohl darin eine Ursache für die größere Streuung der ermittelten Biogasausbeuten gesehen werden kann (Mähnert *et al.* 2002). Dieser Aspekt kann auch die Ursache für die geringere Gasausbeute bei der Hanfsilage sein. Grundsätzlich ist die Silierung ohne Siliermittelzusatz als Konservierungsform für die pflanzlichen Kosubstrate geeignet.

## Dank

Frau A. Dukiewicz gebührt herzlicher Dank für die versuchstechnische Begleitung. Herrn Otten, Agrargenossenschaft Uetz, Herrn Dr. F. Hertwig, LVL und Herrn Dr. V. Scholz danken wir für die Bereitstellung der Kosubstrate und die kooperative Zusammenarbeit. Die Arbeiten wurden von Bundesministerium für Wirtschaft und

Technologie im Rahmen des Programms "Innovationskompetenz mittelständischer Unternehmen" (ProInno No. KF0096301KWZ) gefördert.

## Literatur

- Grundmann, P., Plöchl, M. & Heiermann, M. (2002). Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen zum Einsatz landwirtschaftlicher Kosubstrate in Biogasanlagen. Tagungsband: Biogas und Energielandwirtschaft - Potenzial, Nutzung, Grünes Gas<sup>TM</sup>, Ökologie und Ökonomie. 18.-19. November 2002 in Potsdam (M. Heiermann & M. Plöchl, eds). Agrartechnische Berichte 32. ATB. Potsdam-Bornim. (in press).
- Jäkel, K., Scholz, V. & Reinhold, G. (2001). Situation und Tendenzen der Biogaserzeugung in Sachsen, Brandenburg und Thüringen. In: „Energetische Nutzung nachwachsender Rohstoffe“, 7. Internationale Fachtagung der TU, Bergakademie Freiberg, 6.-7. September 2001, Freiberg, S. 87-92.
- Linke, B. & Schelle, H. (2001). Biogas aus nachwachsenden Rohstoffen. In: „Energetische Nutzung nachwachsender Rohstoffe“, 7. Internationale Fachtagung der TU, Bergakademie Freiberg, 6.-7. September 2001, Freiberg, S. 81-86.
- Mähnert, P., Heiermann, M., Plöchl, M., Schelle, H. & Linke, B. (2002). Verwertungsalternativen für Grünlandbestände – Futtergräser als Kosubstrat für die Biomethanisierung. Landtechnik 5, 260-261.
- Plöchl, M., Heiermann, M., Linke, B. & Schelle, H. (2001). Wieviel Strom bringen Pflanzen. Neue Landwirtschaft 3, 42-45.
- Plöchl, M. & Heiermann, M. (2002). Ökologische Bewertung der Bereitstellung landwirtschaftlicher Kosubstrate zur Biogaserzeugung. Tagungsband: Biogas und Energielandwirtschaft - Potenzial, Nutzung, Grünes Gas<sup>TM</sup>, Ökologie und Ökonomie. 18.-19. November 2002 in Potsdam (M. Heiermann & M. Plöchl, eds). Agrartechnische Berichte 32. ATB. Potsdam-Bornim. (in press).
- Schattner, S. & Gronauer, A. (2001). Methanbildung verschiedener Substrate – Kenntnisstand und offene Fragen. Gülzower Fachgespräche, Band 15, S. 28- 39. Ed. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR).
- Schneider, E. (2001). Vorwort zur Dokumentation zum 4. Graskraft-Seminar. Bad Hersfeld (Hessen), 30. November 2001.
- Scholz, V. , Beier, W., Ellerbrock, R., Hellebrand, H.J., Höhn, A., Kaulfuss, P., Krüger, K., Kühling, M. & Pagel, R. (1999). Umwelt- und technologiegerechter Anbau von Energiepflanzen. Forschungsbericht des ATB, Potsdam-Bornim.

# Futtergräser als Kosubstrat für die Biomethanisierung

P. Mähnert<sup>1</sup>, H. Schelle<sup>2</sup> & M. Heiermann<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Humboldt Universität zu Berlin, Landwirtschaftliche-Gärtnerische Fakultät, Invalidenstr. 42, D-10115 Berlin

<sup>2</sup> Abteilung Bioverfahrenstechnik, Institut für Agrartechnik Bornim, Max-Eyth-Allee 100, D-14469 Potsdam

<sup>3</sup> Abteilung Technikbewertung und Stoffkreisläufe, Institut für Agrartechnik Bornim, Max-Eyth-Allee 100, D-14469 Potsdam

## Abstract

Because of the decreasing importance of forage as feed supply for dairy cattle interest is growing in alternative uses of grasslands. An ecological sound option is the fermentation of the material as co-substrates in biogas plants. Eight fresh-cut grass species and their silages were investigated for their methane production potential. The biogas production measured amounts to 0.71-0.86 m<sup>3</sup>·kg<sup>-1</sup> ODM after a 28-day period. The according methane values are 0.28-0.46 m<sup>3</sup>·kg<sup>-1</sup> ODM. The methane yields seem to be independent neither on species nor on conservation stage.

*Keywords: bio-methanisation, co-substrate, grass, silage*

## Zusammenfassung

Mit abnehmender Bedeutung des Grünlandes in der leistungsorientierten Milchviehfütterung und Zunahme der stillgelegten Ackerflächen steigt das Interesse an Verwertungsalternativen für Gräser. Eine ökologische Möglichkeit stellt die Vergärung als Kosubstrat in Biogasanlagen dar. Dazu wurde der Einfluss von acht frischen Futtergrasarten sowie deren Silagen auf den Gärprozess untersucht. Die pro Versuch gemittelte Gasproduktion nach 28 Tagen von 0,71-0,86 m<sup>3</sup> Biogas je kg organischer Trockensubstanz (oTS) sowie die Methanausbeuten von 0,28-0,46 m<sup>3</sup>·kg<sup>-1</sup> oTS scheinen nicht artenspezifisch und unabhängig von der Konservierung zu sein.

*Schlüsselwörter: Biomethanisierung, Kosubstrat, Gras, Silage*

## Einleitung

In der modernen Landwirtschaft steht dem Boom von Biogasanlagen, für die organische Substanzen zur Verfügung gestellt werden müssen, die Tendenz gegenüber, dass zunehmend mehr landwirtschaftliche Flächen als Naturschutzgebiete, Stilllegungsflächen oder Grünland außerhalb der Lebensmittelproduktion ausgewiesen werden. Der derzeitige Rückgang der Rinderhaltung und zunehmende Anspruch an die Grundfutterqualität für Milchkühe führen dazu, dass z.B. allein in Brandenburg ca. 30.000 bis 40.000 ha Dauergrünland ungenutzt bleiben (Scholz *et al.*, 1997). Da diese Flächen ebenfalls gepflegt und geräumt werden müssen, fallen jährlich Erntemengen an, für die eine ökologische und zukunftssträchtige Verwertungsalternative die Biogasproduktion sein könnte.

Aufgrund der in Deutschland herrschenden Überproduktion an Lebensmitteln wurden neben dem ungenutzten Grünland im Jahr 2001 in Brandenburg etwa 147.000 ha (14,1 %) Ackerland stillgelegt (Landesamt für Verbraucherschutz und

Landwirtschaft, 2002). Seit 1999 dürfen auf Stilllegungsflächen nachwachsende Rohstoffe zur energetischen Nutzung angebaut werden, so dass inzwischen viele Landwirte ihre stillgelegten Flächen mit Mais, Gras, Massen- oder Gehaltsrüben für ihre Biogasanlagen bewirtschaften (Oechsner, 2001).

Diese Kosubstrate können eine deutliche Steigerung der Biogasausbeute und damit der Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen erzielen.

Im vorliegenden Beitrag wird die Eignung von acht anbauwürdigen Futtergrasarten als Kosubstrat für die Biomethanisierung beschrieben. Da eine ganzjährige Beschickung der Biogasanlage die Konservierung des Grases erfordert, wurden die Gräser in frischer und silierter Form vergoren. Mittels Batch-Versuchen wurde im Labor-Maßstab die Gasproduktion im Zeitverlauf ermittelt, die jeweilige Gaszusammensetzung bestimmt und die Kinetik der Biogasbildung anhand einer Exponentialfunktion beschrieben. Die Kurvenanpassungen liefern den Wert für die maximal mögliche Biogasausbeute  $y_{\max}^{\text{oTS}}$  bzw. Methanausbeute  $y_{\max}^{\text{CH}_4}$  sowie die Biogasausbeute  $y(t)$  und Methanausbeute  $y_{\text{CH}_4}(t)$  in  $\text{m}^3 \cdot \text{kg}^{-1}$  oTS zu einem beliebigen Zeitpunkt  $t$ .

## Material und Methoden

### Substrate

Die als Kosubstrate eingesetzten Gräser wurden Mitte Mai 2001 als erster Aufwuchs von der Landesanstalt für Verbraucherschutz und Landwirtschaft Brandenburg (LVL), Referat Grünland- und Futterwirtschaft in Paulinenaue geerntet und zur Verfügung gestellt. Nach eintägigem Anwelken bei ca. 25 °C wurde von jeder Grasart je ein Teil bei -18 °C für spätere Biomethanisierung und Analyse eingefroren und ein anderer, abgesehen vom Wiesenfuchsschwanz, zwecks Silierung ohne Siliermittelzusatz in Einweckgläser gepresst und 11 Monate gelagert. Parallel zur Biomethanisierung wurden Analysen zur Bestimmung von Trockensubstanz (TS) bei 105 °C, organischer Trockensubstanz (oTS) und pH nach DIN durchgeführt (Tab. 1).

### Versuchsanlagen

Die in Wiederholung durchgeführten Batch-Versuche im Labor (V1, V2) erfolgten unter mesophilen Bedingungen (35 °C) über eine Dauer von 28 Tagen. Dazu befinden sich gasdichte 2 l Faulflaschen aus Kunststoff im Thermoschrank oder temperaturregulierbarem Wasserbad. Diese werden mit 50 g des zu untersuchenden Kosubstrates (auf 2-3 cm Länge gehäckselt) und zur Gewährleistung eines stabilen Gärprozesses mit 1,5 kg ausgefauter Gülle als Impfmateriale beschickt. Eine Kontrolle (ausgefauter Gülle ohne Gras) je Versuchsansatz dient der Erfassung möglicher Gasbildung aus dem Impfmateriale. Bei V1 konnte der Wiesenfuchsschwanz nicht angesetzt werden, dafür wurden bei V2 alle Grasarten sowie das Dt. Weidelgras und der Wiesenfuchsschwanz in doppelter Durchführung vergoren. Die gebildete Gasmenge ( $25 \pm 3$  °C;  $1007 \pm 9$  mbar) wird mit einem kalibrierten Gasometer aus Glas täglich erfasst. Der Methangehalt wird zu definierten Terminen mit einem Deponiegasmonitor der Firma *ansyco* bestimmt. Nach Versuchsabschluss werden die Gärrückstände auf pH, Leitfähigkeit und organische Säuren analysiert.

**Tabelle 1: Trockensubstanz (TS), organische Trockensubstanz (oTS), pH und Ertrag der frischen und silierten Futtergräser.**

Grasart	Sorte	TS [%]	oTS [% TS]	pH [--]	Ertrag [dt·ha <sup>-1</sup> ]
<b>Frischgräser (FG)</b>					
Deutsches Weidelgras ( <i>Lolium perenne</i> )	Bardonna	17,6	90,1	6,5	36,0
Knaulgras ( <i>Dactylis glomerata</i> )	Baraula	18,6	89,1	6,7	30,0
Rohrschwengel ( <i>Festuca arundinacea</i> )	Elfina	13,9	89,1	6,4	29,0
Rotschwengel ( <i>Festuca rubra</i> )	Roland21	22,8	92,4	6,5	29,9
Wiesenfuchsschwanz ( <i>Alopecurus pratensis</i> )	Alko	15,8	91,1	6,6	20,5
Wiesenlieschgras ( <i>Phleum pratense</i> )	Odenwälder	14,8	90,1	6,6	27,2
Wiesenschweidel ( <i>Festulolium braunii</i> )	Paulita	18,3	91,4	6,4	31,2
Wiesenschwengel ( <i>Festuca pratensis</i> )	Cosmos11	17,6	91,5	6,4	44,7
<b>Silagen (S)</b>					
Deutsches Weidelgras ( <i>Lolium perenne</i> )	Bardonna	18,7	88,5	4,6	
Knaulgras ( <i>Dactylis glomerata</i> )	Baraula	27,3	88,8	6,1	
Rohrschwengel ( <i>Festuca arundinacea</i> )	Elfina	17,3	89,6	4,0	
Rotschwengel ( <i>Festuca rubra</i> )	Roland21	30,0	92,0	4,9	
Wiesenlieschgras ( <i>Phleum pratense</i> )	Odenwälder	22,8	89,8	5,3	
Wiesenschweidel ( <i>Festulolium braunii</i> )	Paulita	19,6	87,9	5,5	
Wiesenschwengel ( <i>Festuca pratensis</i> )	Cosmos11	27,4	89,9	4,7	

## Ergebnisse

### Biogaserträge

Die schnell einsetzende Biogasproduktion nach Zugabe der Gräser und Silagen zum Impfschlamm und der Verlauf der Biogas-Summenkurven zeugen von guten Prozessbedingungen bei den durchgeführten Batch-Versuchen. Dies bestätigen auch die Analysewerte der Gärrückstände mit pH-Werten von 7,6-7,8 und einem Gehalt an organischen Säuren von 1,2-2,4 g·kg<sup>-1</sup>. Bei den Biogas-Summenkurven ist in den ersten zehn Tagen ein steiler Anstieg mit anschließend flacherem Verlauf zu verzeichnen. Beim ersten Frischgras-Versuch wird das Ergebnis des Dt. Weidelgrases und bei V2 von das des Wiesenschweidels verworfen, da jeweils ab der zweiten Woche keine oder eine zu geringe Gasbildung aufgrund eines Fehlers an der Versuchsf flasche verzeichnet werden konnte.

Die verbleibenden sechs Frischgräser von V1 liefern nach 28 Tagen Gasausbeuten von 0,68 bis 0,75 m<sup>3</sup> Biogas pro kg oTS. Damit beträgt die maximale Differenz 0,07 m<sup>3</sup>·kg<sup>-1</sup> oTS, was etwa 10 % der Gasausbeute entspricht. Bei den Gräsern des zweiten Versuches gelangt man zu höheren Gasausbeuten von 0,74 bis 0,95 m<sup>3</sup>·kg<sup>-1</sup> oTS.

Bemerkenswert ist, dass bei V2 allein die Differenz zwischen den jeweils doppelt durchgeführten Varianten 0,07 m<sup>3</sup>·kg<sup>-1</sup> oTS (Dt. Weidelgras) bzw. 0,14 m<sup>3</sup>·kg<sup>-1</sup> oTS (Wiesenfuchsschwanz) beträgt.

Ähnlich hohe Gasausbeuten wie bei der FG-Vergärung, jedoch mit höheren Unterschieden zwischen den Varianten, sind bei den Silage-Versuchen (V1, V2) zu verzeichnen. Dabei liegen die Biogasausbeuten bei V1 zwischen 0,72 und 0,91 m<sup>3</sup>·kg<sup>-1</sup> oTS und bei V2 zwischen 0,6 und 0,93 m<sup>3</sup>·kg<sup>-1</sup> oTS. Damit weisen die Varianten bei Silage-V2 mit einer maximalen Differenz von 0,33 m<sup>3</sup>·kg<sup>-1</sup> oTS (36 % der höchsten Ausbeute) die größten Unterschiede untereinander auf. Die Reihenfolge der jeweiligen Silagen bezüglich der Biogasausbeute ist in den beiden Versuchen annähernd identisch und ähnlich wie bei den Frischgras-Versuchen.

Die Analysewerte der Silagen weisen auf eine gute bis durchschnittliche Silierung hin. Mit Ausnahme der Silage aus dem Knaulgras wurden niedrige pH-Werte

bei gleichzeitig akzeptablen Säuregehalten und geringen Restzuckergehalten erreicht. In den unterschiedlichen Gehalten an organischen Säuren (3,2-16,1 g·kg<sup>-1</sup>) und Qualitäten der Silagen kann eine Ursache für die stärkere Streuung der Biogasausbeuten gegenüber der FG-Vergärung gesehen werden.

Vergleicht man die Biogasausbeuten der Gräser und Silagen nach 28 Tagen je Grasart, lässt sich für Knaulgras, Rotschwingel und Wiesenschwingel folgende Reihenfolge feststellen (Abbildung 1):

Gras-V1 < Silage-V2 < Silage-V1 < Gras-V2

Eine deutliche Reihenfolge der Grasarten bezüglich der maximalen Gasausbeute lässt sich nicht festmachen, da die Ergebnisse zwischen jeweils zwei Versuchen unterschiedlicher ausfallen als zwischen den Grasarten innerhalb eines Versuches. Vom durchschnittlichen Niveau her lässt sich jedoch erkennen, dass Dt. Weidelgras, Wiesenschwingel und Wiesenschweidel im oberen Bereich mit einer Biogasausbeute von meist über 0,8 m<sup>3</sup>·kg<sup>-1</sup> oTS liegen, während Knaulgras und Wiesenlieschgras einen geringeren Gasertrag mit vorwiegend unter 0,8 m<sup>3</sup>·kg<sup>-1</sup> oTS liefern.

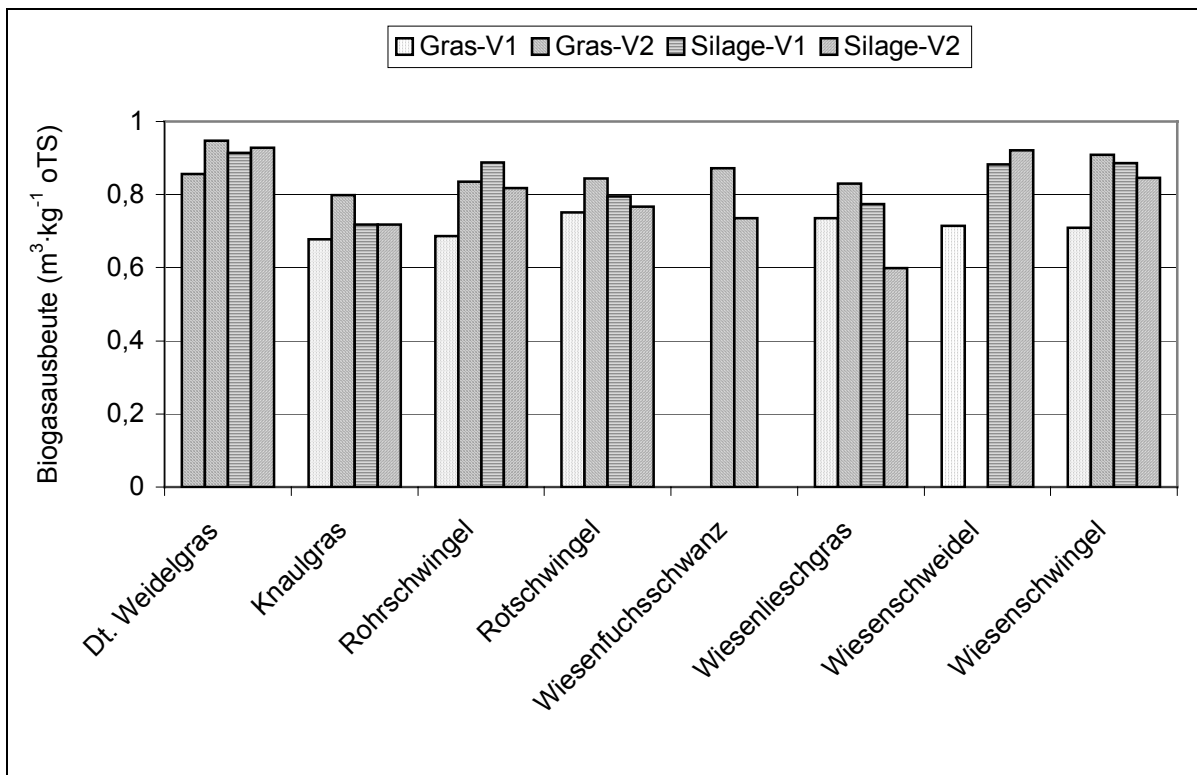


Abbildung 1: Biogasausbeuten der Gräser und Silagen nach 28 Tagen (V1, V2).

Die Biogas-Summenkurven und die Werte, die in Abb. 1 dargestellt sind, legen nahe, dass hinsichtlich der Biomethanisierung kein Unterschied zwischen Frischgräsern und deren Silagen besteht, weder im Verlauf, noch in der maximalen Gasausbeute. Dies bestätigt die Aussage von Baserga & Egger (1997), wonach siliertes Extensogras, Heu und frisch geschnittenes Gras praktisch identische maximale Gasausbeuten liefern. Ergänzend dazu sei angemerkt, dass bei Getreideganzpflanzen die Silagen sogar höhere maximale Gasausbeuten erzielen als deren Frischmassen (Heiermann *et al.*, 2002). Die Konservierung als Silage stellt also eine gute Möglichkeit dar, Biogasanlagen über das ganze Jahr mit Gras als Kosubstrat zu beschicken.

## Kinetik der Biogasbildung

Die Biogas-Summenkurven der Frischgräser lassen sich sehr gut<sup>1</sup> mit Hilfe einer Exponentialfunktion (Chapman-Funktion mit drei Parametern) beschreiben (Gl. 1). Eine modifizierte Hill-Kinetik mit ebenfalls drei Parametern (Gl. 2) liefert die beste Annäherung<sup>2</sup> an die Biogas-Summenkurven der Silage-Versuche.

$$y(t) = a(1 - e^{-b \cdot t})^c \quad (1)$$

$$y(t) = a \frac{t^b}{c^b + t^b} \quad (2)$$

$y(t)$ : Biogasausbeute zur Zeit  $t$  ( $\text{m}^3 \cdot \text{kg}^{-1}$  oTS)

$a$ : maximal mögliche Biogasausbeute  $y_{\max}$  ( $\text{m}^3 \cdot \text{kg}^{-1}$  oTS)

$t$ : Zeit (d)

$b, c$ : Koeffizienten

Mit Hilfe der Funktionen aus Gl. 1 und 2 lassen sich für alle durchgeführten Batch-Versuche das maximal mögliche Biogaspotenzial  $y_{\max}$  (Koeffizient  $a$ ) angeben und der zu Versuchende erreichte Prozentsatz von  $y_{\max}$  berechnen. Dieser beträgt bei allen ausgewerteten Varianten der Frischgras-Vergärung am 28. Tag 98-100 % und bei der Silage-Vergärung 95-100 % der maximal möglichen Biogasausbeute. Zu einem ähnlichen Ergebnis gelangen Baserga & Egger (1997), demzufolge bei 3 cm langem Frischgras- und Silage-Material im Batch-Versuch nach 25 Tagen 90-99 % der maximalen Gasausbeute erzielt worden sind. Dies bestätigt die Vermutung, dass nach 28 Tagen der Prozess der Biomethanisierung von Gras und Silage im Batch-Versuch weitgehend abgeschlossen ist.

Des weiteren bietet die Kurvenanpassung die Möglichkeit, die Biogasausbeute  $y(t)$  zu einem beliebigen Zeitpunkt  $t$  sowie den Zeitpunkt, zu dem 90 % von  $y_{\max}$  produziert worden sind ( $t_{90\%}$ ), zu bestimmen. Dabei stellt  $t_{90\%}$  die technische Faulgrenze dar und liegt im Zeitraum zwischen dem 9. und 13. (Gras) bzw. 15. (Silage) Tag.

Die maximal erreichbaren Gasausbeuten liegen bei den vier Versuchen für die Frischgräser und Silagen in einem Bereich von 0,71 bis 0,86  $\text{m}^3 \cdot \text{kg}^{-1}$  oTS. Damit liegen sie im Vergleich zu Literaturangaben, die für Gras zwischen 0,5-0,6  $\text{m}^3 \cdot \text{kg}^{-1}$  oTS (Baserga & Egger, 1997) und 0,81-0,97  $\text{m}^3 \cdot \text{kg}^{-1}$  oTS (Jäkel, 2000) bzw. für Grassilage mit 35 % Trockensubstanz (TS) zwischen 0,45-0,7  $\text{m}^3 \cdot \text{kg}^{-1}$  oTS (Linke & Schelle, 2001) und 0,81  $\text{m}^3 \cdot \text{kg}^{-1}$  oTS (Jäkel, 2000) schwanken, im oberen Bereich.

Zu einzelnen Grasarten zeigen Literatúraussagen, dass das Knaulgras als FG mit 19,5 % TS eine maximale Gasausbeute von 0,655  $\text{m}^3 \cdot \text{kg}^{-1}$  oTS (Linke & Schelle, 2000) ergibt, was den eigenen Berechnungen von 0,674 (V1) bzw. 0,793 (V2) sehr nahe kommt. Auch nach Baserga & Egger (1997) unterscheiden sich die getesteten Reinsaatarten Thimothe, Knaulgras und Rohrglanzgras bezüglich Gasausbeuten und Abbaugeschwindigkeit nur unwesentlich (mit Ausbeuten von 0,5 bis 0,6  $\text{m}^3 \cdot \text{kg}^{-1}$  oTS).

Dass der Wiesenfuchsschwanz mit einer langsameren Abbaugeschwindigkeit und einer geringeren Ausbeute (0,42  $\text{m}^3 \cdot \text{kg}^{-1}$  oTS) eine Ausnahme unter den Grasarten darstellt (Baserga & Egger, 1997), kann hingegen anhand der vorliegenden Ergebnisse nicht bestätigt werden.

<sup>1</sup> Mit Bestimmtheitsmaßen ( $R^2$ ) von 0,996-0,997 (V1) bzw. 0,995-0,999 (V2)

<sup>2</sup> Mit Bestimmtheitsmaßen von 0,995-0,999

## Methanausbeuten

Vergleichbare Methangehalte des Biogases sind über die gesamte Versuchsdauer nur bei den Frischgras-Versuchen vorhanden, da bei den Silage-Versuchen aus technischen Gründen zu den Analyse-Terminen unterschiedliche Messgeräte zur Verfügung standen. Die am ersten, zweiten und 34. Tag durchgeführten Analysen entsprechen jedoch denen der Frischgras-Vergärungen.

Die im Zeitverlauf dargestellten Methangehalte der Biogase aus den beiden Gras-Versuchen lassen bei einer Messgenauigkeit von  $\pm 3\%$  auf keine Reihenfolge innerhalb der Gräser schließen. Bei beiden Gras-Versuchen liegt der Methangehalt am zweiten Tag zwischen ca. 17 und 29 %, steigert sich am dritten Tag bereits auf ca. 27-32 % und beträgt ab dem 10. Tag 66-74 %. Die Kohlendioxid- und Sauerstoffgehalte fallen bis zum letzten Messtermin (21. Tag) auf 18-22 %  $\text{CO}_2$  und 1-2 %  $\text{O}_2$ .

Beim Vergleich des ersten, zweiten und letzten (34.) Versuchstages der Silage-Vergärung mit den Frischgras-Versuchen lässt sich bei gleicher Messtechnik erkennen, dass der Methangehalt am zweiten Tag bei den Silage-Versuchen (ca. 33 %) erheblich über denen der Frischgras-Versuche (21 bzw. 23 %) liegt. Trotz des schnelleren Anstiegs des Methangehaltes im Biogas bei den Silagen unterscheidet sich der maximale Gehalt jedoch nicht wesentlich zum Ende des Versuchs.

An den Methangehalt im Zeitverlauf lassen sich bei der Gras-Vergärung sehr gut Kurven entsprechend der Hill-Funktion mit vier Parametern (Gleichung 2 mit adiiertem Koeffizienten  $y_0$ ) anpassen.

Zur Ermittlung der Methanausbeuten je Versuchsvariante wurde jede zwischen zwei Ablesungen produzierte Biogasmenge mit einem Methangehalt multipliziert, der sich aus der entsprechenden Regressionsfunktion für den zwischen den beiden Terminen liegenden Zeitpunkt ergibt. Bei Aufsummierung dieser Werte über die Zeit ergeben sich die in Abb. 2 beispielhaft für Gras-V2 dargestellten Methanausbeuten. Auch hier kann eine Kurvenanpassung mit Hilfe der Hill-Funktion mit vier Parametern mit einem hohen  $R^2$  von 0,994 bis 0,999 erfolgen.

Die Reihenfolge der Gräser bezüglich der Methanausbeute unterscheidet sich nur geringfügig von der der Biogasausbeute. Die maximal erreichbaren Methanausbeuten liegen bei V1 im Bereich von 0,28-0,35  $\text{m}^3 \cdot \text{kg}^{-1}$  oTS bzw. bei V2 zwischen 0,3 und 0,46  $\text{m}^3 \cdot \text{kg}^{-1}$  oTS. Mit 0,28 bis 0,46  $\text{m}^3$  Methan je kg oTS entsprechen die Ergebnisse den Literaturangaben für Methanausbeuten, die zwischen 0,23-0,41 (Oechner, 2001) und 0,5-0,6  $\text{m}^3 \cdot \text{kg}^{-1}$  oTS (Jäkel, 2000) liegen.



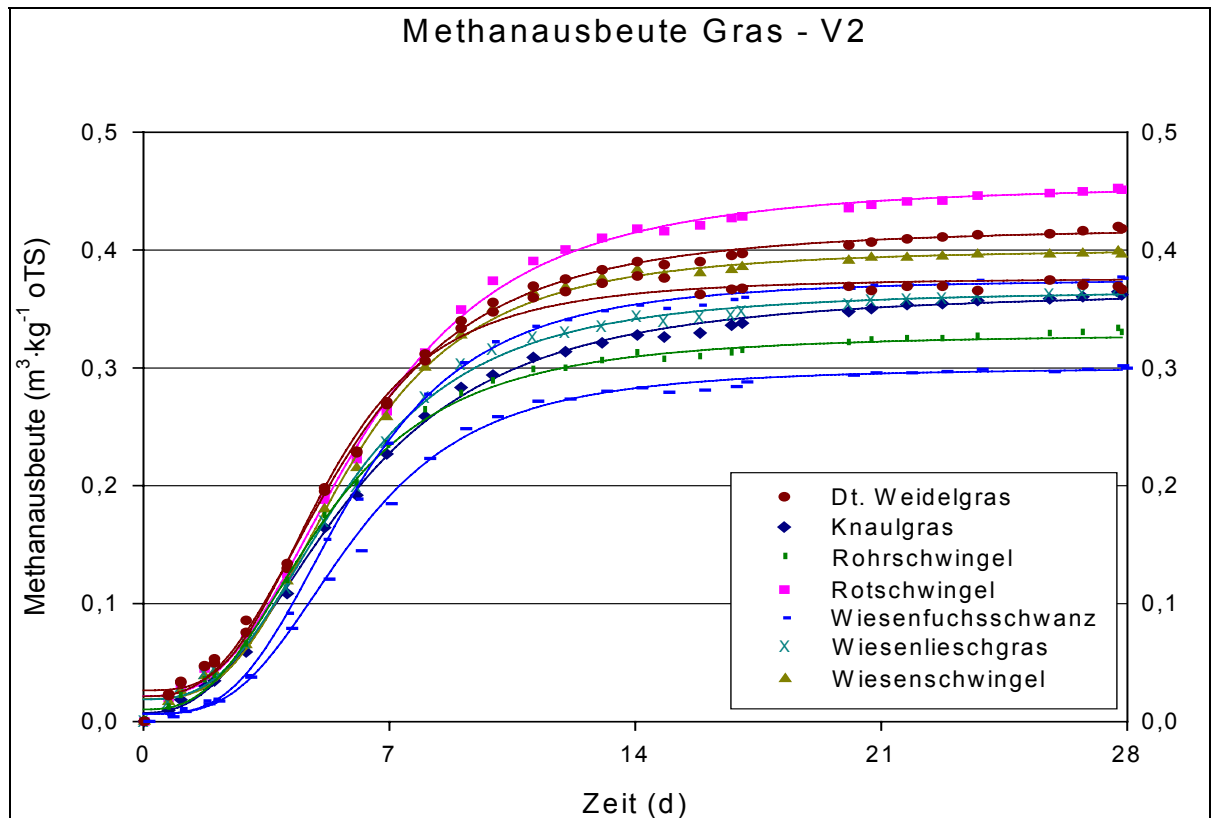


Abb. 2. Methanausbeuten Gras-V2.

Geht man bei den Silagen von gleichen Biogasausbeuten und einem zu Anfang steileren Anstieg des Methangehaltes aus, lassen sich gegenüber den Frischgräsern geringfügig höhere Methanausbeuten vermuten. Damit lassen sich die Ergebnisse auch mit Literaturangaben zu Methanausbeuten aus Silagen vergleichen. Diese liegen bei 0,24-0,4 (Lemmer & Oechsner, 2001), 0,45-0,48 (Plöchl *et al.*, 2001) bzw.  $0,5 \text{ m}^3 \cdot \text{kg}^{-1} \text{ oTS}$  (Jäkel, 2000).

Es kann also festgehalten werden, dass trotz der im Vergleich zu Literaturangaben relativ hohen Biogasausbeuten und maximalen Methangehalten der vorliegenden Versuche die ermittelten Methanausbeuten den Literaturangaben weitgehend entsprechen.

## Fazit

Die vorliegenden Ergebnisse zeigen keine deutlichen Unterschiede in der Gasbildung und -qualität zwischen den Grasarten, jedoch sind die Gräser Dt. Weidelgras, Wiesenschwengel und deren Kreuzung in allen Versuchen tendenziell etwas produktionsstärker als das Knaulgras und Wiesenlieschgras. Die Konservierung hat ebenfalls keinen erheblichen Einfluss auf die Biomethanisierung.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die untersuchten frischen und silierten Futtergräser ausnahmslos als Kosubstrate für die Biomethanisierung geeignet sind. Ausschlaggebend für die Wahl der Grasart bei Anbau als nachwachsenden Rohstoff auf Stilllegungsflächen sind der Gehalt an oTS und die Ertragsleistung. Beim Einsatz von Grassilagen ist auf gute Qualität zu achten. Die Biogaserträge fallen bei den vorliegenden Versuchen mit Werten zwischen  $0,6$  und  $0,95 \text{ m}^3 \cdot \text{kg}^{-1} \text{ oTS}$  durchschnittlich etwas höher aus als in der Literatur angegeben.

Bezüglich des Methangehaltes mit maximalen Gehalten von ca. 70 % ist bei den Silagen ein schnellerer Anstieg als bei den Frischgräsern zu verzeichnen.

An alle ermittelten Kurven lassen sich sehr gut Exponentialfunktionen oder Funktionen gemäß der Hill-Kinetik anpassen. Mit Hilfe dieser können die Methan- ausbeuten für die Gras-Versuche bestimmt werden, die mit  $0,28$  bis  $0,46 \text{ m}^3 \cdot \text{kg}^{-1} \text{ oTS}$  den Literaturangaben entsprechen.

## Danksagung

Herrn Dr. F. Hertwig, LVL, wird für die Kooperation und die Bereitstellung der Gräser gedankt.

## Literatur

- Baserga, U. & K. Egger (1997). Vergärung von Energiegras zur Biogasgewinnung. Bundesamt für Energiewirtschaft, Forschungsprogramm Biomasse, Tänikon (CH): pp. 41.
- Heiermann, M., Plöchl, M., Linke, B. & H. Schelle (2002). Preliminary evaluation of some cereals as energy crops for biogas production. In: Sayigh, A.A.M. (eds.), Full Proceedings of the World Renewable Energy Congress VII, Pergamon.
- Jäkel, K., 2000. Grundlagen der Biogasproduktion. Bauen für die Landwirtschaft 3 [37]: 3-7.
- Landesamt für Verbraucherschutz und Landwirtschaft (Hg.) (2002). Agrarbericht 2002 - Bericht zur Lage der Land- und Ernährungswirtschaft des Landes Brandenburg. Potsdam.
- Lemmer, A. & H. Oechsner (2001). Kofermentation von Grüngut. Dokumentation zum 3. Graskraft-Seminar. Berlin: 21-27.
- Linke, B. & H. Schelle (2000). Grundlagen und Verfahren zur Biomethanisierung pflanzlicher Biomassen. ATB – Jahresbericht 2000. Potsdam: 70-71.
- Linke, B. & H. Schelle (2001). Biogas aus nachwachsenden Rohstoffen. Tagungsband zur 7. Internationalen Fachtagung Energetische Nutzung nachwachsender Rohstoffe: 81-86.
- Oechsner, H. (2001). Biogas – Stand der Technik. Dokumentation zum 3. Graskraft-Seminar. Berlin: 11-20.
- Plöchl, M., Heiermann, M., Linke, B. & H. Schelle (2001). Wieviel Strom bringen Pflanzen. Neue Landwirtschaft 3: 42-45.
- Scholz, V. et al. (1997). Energie aus Biomasse – Stand und Möglichkeiten der energetischen Nutzung von Biomasse im Land Brandenburg. AG Bioenergie, Ministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten des Landes Brandenburg. Potsdam.

# Kofermentation: Gemeinsame Vergärung von Gülle und pflanzlichen Biomassen in kontinuierlichen Laborversuchen

B. Linke<sup>1</sup> & G.R. Vollmer<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Institut für Agrartechnik Bornim, Max-Eyth-Allee 100, D-14469 Potsdam

<sup>2</sup> Biotechnologie Nordhausen, Kommunikationsweg 11, D-99736 Nordhausen

## Abstract

Common treatment of animal waste slurries and energy crops is proven technology for biogas production in Germany. This co-fermentation results in both better use of digester volume and higher biogas production. With respect to great differences of biogas yields from literature data lab scale experiments have been carried out at mesophilic (35°C) temperature range with mixtures of slurries and energy crops. At organic loading rates from 1.6 to 4.2 g/l day performance of co-fermentation did not result in reactor failure. On the base of 1 kg added organic substance from maize silage (35% TS), turnip silage (12.5% TS) and bruised rye (86% TS) biogas was yield in the range of 0.82-1.16 m<sup>3</sup>, 0.95-0.99 m<sup>3</sup> and 0.82-0.92 m<sup>3</sup> respectively. However, for maize silage as often used co-substrate the basis of assessment should be increased to 0.8 m<sup>3</sup> biogas per kg organic substance.

*keywords: biogas, co-fermentation, energy crops, biogas yield*

## Zusammenfassung

Die meisten der in Deutschland betriebenen Biogasanlagen vergären Gülle gemeinsam mit pflanzlichen Biomassen als Kofermentation. Dadurch kann der vorhandene Reaktorraum besser ausgenutzt und eine höhere Biogasproduktion erreicht werden. Unsicherheiten bestehen hinsichtlich der zu erwartenden Biogasausbeuten, da die in der Literatur angegebenen Werte teilweise mit großen Schwankungen behaftet und deshalb nur bedingt für die Bemessung von Anlagen geeignet sind. Um Aussagen über die zu erwartenden Biogasausbeuten und Methangehalte zu bekommen, wurden typische Gemische aus Gülle und pflanzlichen Biomassen hergestellt und in quasi-kontinuierlichen Laborversuchen unter mesophilen Prozessbedingungen (35°C) anaerob vergoren. Bei in der Praxis üblichen oTS-Raubelastungen im Bereich von 1,6 bis 4,2 g l/d ließ sich eine Kofermentation mit Gülle problemlos durchführen. Bezogen auf ein Kilogramm zugeführte organische Trockensubstanz (oTS) wurden für Maissilage (35 %TS) 0,82-1,16 m<sup>3</sup> Biogas, für Rübensilage (12,5 %TS) 0,95-0,99 m<sup>3</sup> Biogas und für Roggenschrot (86 %TS) 0,82-0,92 m<sup>3</sup> Biogas gebildet. Der in der Fachliteratur oft zitierte Wert für Silomais von 210 m<sup>3</sup> Biogas je Tonne Frischmasse (35 % TS) entspricht bezogen auf die oTS (oTS = 95 %TS) einer Biogasausbeute von  $210/(350 \cdot 0,95) = 0,63$  m<sup>3</sup>/kg und liegt damit deutlich unter den ermittelten Werten. Für die Auslegung von Biogasanlagen sollte für Silomais als vorrangig verwendete Energiepflanze mit einer oTS-Biogasausbeute von 0,8 m<sup>3</sup>/kg gerechnet werden.

*Stichwörter: Biogas, Kovergärung, nachwachsende Rohstoffe, Gasausbeuten*

## Einführung

Seit der Verabschiedung des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz-EEG) Anfang des Jahres 2000 (N.N. 2000) überlegen immer mehr Landwirte über die Errichtung einer Biogasanlage entsprechend dem Stand der Technik (Wellinger *et al.*; 1984; Schulz, 1996). Während in der Vergangenheit Biogas fast ausschließlich aus Gülle oder fließfähig gemachten Stallmist gewonnen wurde, rücken zunehmend nachwachsende Rohstoffe von Stilllegungsflächen (Energiepflanzen) oder organische Reststoffe aus der Agro- oder Lebensmittelindustrie als Gärsubstrate in den Blickpunkt des Interesses. Die gemeinsame Vergärung von Gülle im Gemisch mit organischen Reststoffen und/oder Energiepflanzen wird als Kovergärung bezeichnet und bereits in zahlreichen Biogasanlagen praktiziert. Mit dem Anbau, der Ernte, der Lagerung und schließlich der Vergärung in einer Biogasanlage kann der Landwirt im Bereich der Energiepflanzen die gesamte technologische Kette der Energieerzeugung selbst gestalten.

Nachwachsende Rohstoffe (NawaRos) für die Biogasproduktion, die auf Stilllegungsflächen angebaut werden, sind Ganzpflanzen wie etwa Mais, Raps und Getreide sowie zusätzlich Körnermais/CCM. Zugelassen sind weiterhin mehrschnittige Kulturen von Klee, Gras, Luzerne und Gemische hieraus. Durch die Verwertung der Pflanzen als Rohstoffe für die Biogaserzeugung unterliegt der Anbau und die Silierung der NawaRos der Meldepflicht bei der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) in Frankfurt/M. sowie bei den zuständigen Landesstellen (N.N. 2001). Die Vergärung der Pflanzen erfolgt überwiegend gemeinsam mit Gülle durch anmischen in der Vorgrube oder durch direkte Zugabe über einen Einfüllschacht in den Biogasreaktor. Über die Größe der Biogasausbeute aus Pflanzen gibt es in der Literatur unterschiedliche Angaben mit teilweise erheblichen Schwankungen (Oechsner, 2000; Keymer, 2001; Weiland, 2000). Im nachfolgenden Beitrag werden die zu erwartenden Biogasausbeuten ausgewählter Energiepflanzen untersucht und im Hinblick auf die zu erwartenden Gaserträge bewertet.

## Material und Methoden

Die quasi-kontinuierlichen Versuche wurden in thermostatisierbaren 2,5 l Glasfermentoren (Wassermantel, gasdichte Rührer) bei 35°C durchgeführt an denen Präzisionsgaszähler (Fa. Ritter) für die Messung des produzierten Biogases angeschlossen waren. Die Beschickung der Glasfermentoren erfolgte einmal täglich, nachdem die gleiche Menge aus dem Fermenter entnommen wurde. Der Methangehalt im Biogas wurde ein- bis zweimal wöchentlich (IR- Messsprinzip, asynco-Messgerät) bestimmt. Die Analysen für pH, TS, oTS, N<sub>ges</sub> und NH<sub>4</sub>-N erfolgten nach DIN, während organische Säuren mit GC oder durch Wasserdampfdestillation bestimmt wurden. Als Bezugsgröße für die aus den Substraten produzierte Biogasmenge (20°C, 1013 mbar) diente die eingesetzte Masse an organischer Substanz (oS = org. Trockensubstanz + org. Säuren) oder die Frischmasse. Ergänzend zu den quasi-kontinuierlichen Versuchen wurden Gärtests durchgeführt, um die maximal mögliche Biogasausbeute zu bestimmen. Hierfür wurden thermostatisierbare und gasdichte Faulgefäße mit einem Nutzvolumen von 500 bis 2000 ml aus Kunststoff verwendet, die mit kalibrierten Gasmäusen aus Glas verbunden sind (Abb. 1). Über ein Ventil, das sich an der Gasmaus befindet, können Gasproben entnommen werden. Die täglich gebildete Biogasmenge wurde aufsummiert und in einer Biogassummenkurve dargestellt.

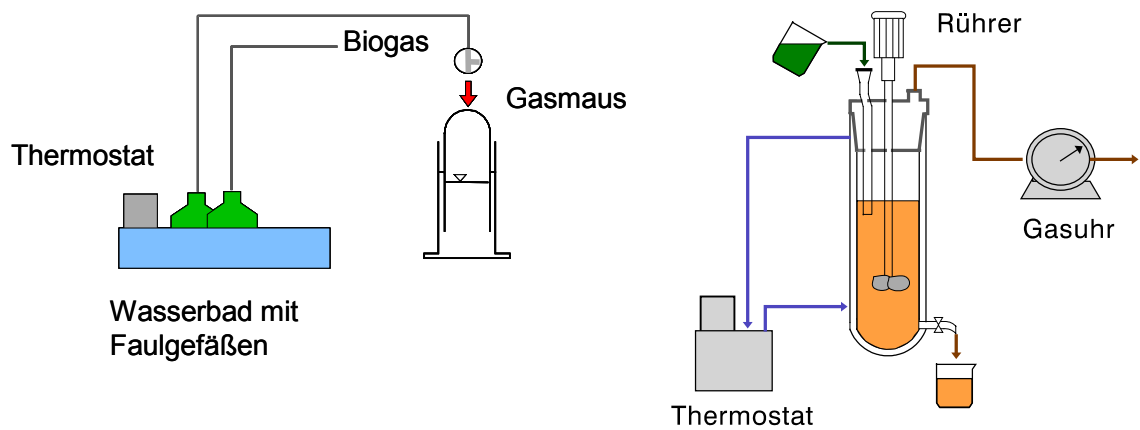


Abb. 1. Schematischer Aufbau der Laborversuchsanlagen, batch-Anlage für Gärtests (links) und 2,5 l quasi-kontinuierliche Anlage (rechts)

## Ergebnisse

### Batch-Versuche (Gärtests)

Die in einfachen Gärtests untersuchten Substrate (Tab. 1) lieferten unterschiedliche Biogasausbeuten. Nach der Zugabe der Substrate zum Impfschlamm setzte bereits nach wenigen Stunden die Biogasproduktion ein. Eine Hemmung infolge Übersäuerung kann ausgeschlossen werden. Hierfür sprach der Verlauf der Gassummenkurve über einen Zeitraum von etwa 25 bis 30 Tagen (siehe Abb. 2). Nach dieser Zeit sind etwa 90 % der maximal möglichen Biogasausbeute erreicht, so dass eine Verlängerung der Gärzeit nur noch geringfügig höhere Biogasausbeuten liefern würde. Den Wert für die maximal mögliche Biogasausbeute  $y_{\max}$  lieferte eine Kurvenanpassung entsprechend einer Hill-Kinetik (1) oder einer Exponentialfunktion (2):

$$y(t) = y_{\max} \cdot \frac{t^b}{c^b + t^b} \quad (1)$$

$$y(t) = y_{\max} \cdot (1 - e^{-b \cdot t}) \quad (2)$$

$y(t)$  ... Biogasausbeute zur Zeit  $t$  (l kg<sup>-1</sup> oS aus dem Substrat)

$y_{\max}$  ... maximal mögliche Biogasausbeute (l kg<sup>-1</sup> oS aus dem Substrat)

$t$  ..... Gärzeit (d)

$b, c$  ... Koeffizienten (-)

Tab. 1. Inhaltsstoffe und Biogasausbeuten pflanzlicher Biomassen im batch-Versuch

Substrate	Analysen und Biogasausbeuten						
	$c_{TS}$	$c_{oS}$	$N_{ges}$	$NH_4-N$	$y_m^{25}$	$y_{oS}^{25}$	$y_{oS}^{max}$
	g/kg	g/kg	g/kg	g/kg	l/kg	l/g	l/g
Maissilage	353	324	7,8	0,81	277	0,82	0,87
Wiesengras (frisch)	195	178	5,46	-	125	0,75	0,77
Knautgras (frisch)	190	170	5,09	-	102	0,60	0,62
Rübensilage	123	116	1,53	0,23	110	0,95	0,97
Roggenschrot	860	840	13,7	0,02	761	0,92	0,94

Die Werte für pH, Trockensubstanz ( $c_{TS}$ ) organische Substanz ( $c_{oS}$ ) Gesamt- und Ammoniumstickstoff der untersuchten Proben bewegten sich in weiten Grenzen, ebenso die auf die Frischmasse ( $y_m^{25}$ ) und die organische Substanz ( $y_{oS}^{25}$ ) nach 25 Tagen Gärzeit gemessenen Biogasausbeuten. Die höchste oS-Biogasausbeute lieferte Rübensilage, gefolgt von Roggenschrot, Maissilage, Wiesengras und Knautgras. Nach 25 Tagen werden etwa 95 % der maximal möglichen Biogasausbeute erreicht, was für eine sehr gute Abbaubarkeit der untersuchten Substrate spricht. Bedingt durch die hohe Konzentration an organischer Substanz liefert Roggenschrot mit 761 l/kg die höchste Masse-Biogasausbeute.

### Quasi-kontinuierliche Laborversuche

Die gemeinsame Vergärung von Gülle und Energiepflanzen erfolgt in der Praxis auf verschiedene Weise. Unterschiede ergeben sich nicht nur im Hinblick auf die Qualität der verwendeten Substrate, sondern auch auf die Menge der mit der Gülle vergorenen Stoffe. Geht man davon aus, dass sich die Masse-Biogasausbeute  $y_m^M$  (Tab. 2) einer Mischung (M) aus Gülle (G) und Kosubstrat (K) aus der Summe der Einzelsubstrate mit den Anteilen ( $p$ ) der jeweiligen Komponenten zusammensetzt, dann gilt die Beziehung (7):

$$y_m^M = y_m^G \cdot p_G + y_m^K \cdot p_K \quad (7)$$

mit den Masse-bezogenen Biogasausbeuten aus der Gülle (8) und dem Kosubstrat (9):

$$y_m^G = \frac{Q_G}{m_G} \quad (8)$$

$$y_m^K = \frac{Q_K}{m_K} \quad (9)$$

Durch Verknüpfung von (7), (8) und (9) lässt sich die Masse-Biogasausbeute des Kosubstrates auf der Grundlage der Biogasausbeute aus der Mischung, aus der Gülle und den jeweiligen Anteilen im Gemisch berechnen (10):

$$y_m^K = \frac{y_m^M - y_m^G \cdot p_G}{p_K} \quad (10)$$

Analog kann die Biogasausbeute auch auf der Basis der oS-Gehalte erfolgen, indem die Masse-Biogasausbeute durch die jeweiligen oS-Gehalte dividiert wird (11) (12).

$$y_{oS}^G = \frac{Q_G}{m_G \cdot c_G} \quad (11)$$

$$y_{oS}^K = \frac{Q_K}{m_K \cdot c_K} \quad (12)$$

Die aus den quasi-kontinuierlichen Laborversuchen ermittelten Leistungsparameter (Tab. 3) erstrecken sich über einen Zeitraum, der mehr als der dreifachen mittleren hydraulischen entspricht. Damit kann von einem Gleichgewichtszustand (steady state) aller geprüften Varianten ausgegangen werden. Neben dem Gemisch aus Gülle und pflanzlichen Biomassen wurde bei allen Versuchen eine Kontrollvariante gefahren, bei der nur die Gülle als Substrat zum Einsatz kam.

Die bei den Versuchen verwendeten Güllen (Rindergülle, Schweinegülle und Mischgülle aus beiden) wiesen unterschiedliche oS-Gehalte aus, so dass die gemessenen Masse- und oS-bezogenen Biogasausbeuten im Bereich von 7 bis 27 l/kg bzw. 0,28 bis 0,44 variierten. Der Einfluss der oS-Raumbelastung auf die Biogasausbeute, die sich bei den Versuchen mit Gülle im Bereich von 0,72 bis 3,39 g/l·d bewegte, ist in diesem Bereich eher von untergeordneter Bedeutung. Deutlich wird der Einfluss der Kosubstrate in der Gülle. So z.B. bewirken die Zugabe von etwa 10 % Mais zu Rindergülle, 30 % Rübensilage und 20 % Roggenmehl zu Mischgülle eine Erhöhung der Masse- Biogasausbeute um das 2 bis 4 bzw. 13-fache. Glycerin und Rapskuchen aus der Herstellung von Rapsmethylester (RME) führen schon in geringen Zusatzmengen zu einer Steigerung der Masse-Biogasausbeute um den Faktor 3 bis 4 und sind ebenfalls als Kosubstrate geeignet.

Unter Berücksichtigung der in der Mischung vorhandenen Substratanteile aus Gülle und pflanzlichen Biomassen wurden die Masse- Biogasausbeuten ( $y_m$ ) aus dem jeweiligen Kosubstrat nach Gleichung (10) berechnet und zur Ermittlung der oS-Biogasausbeute  $y_{oS}$  auf den oS- Gehalt des Kosubstrates bezogen.

Tab. 2. Grund- und abgeleitete Größen bei der Kofermentation von Gülle

Grundgrößen		Abgeleitete Größen	
$Q_G$	Biogasmenge aus Gülle (l/d)	$y_m^G$	Masse-Biogasausbeute aus Gülle (l/kg)
$Q_K$	Biogasmenge aus Kosubstrat (l/d)	$y_m^K$	Masse-Biogasausbeute aus Kosubstrat (l/kg)
$Q_M$	Biogasmenge aus Mischsubstrat (l/d)	$y_m^M$	Biogasausbeute Mischsubstrat (l kg <sup>-1</sup> )
$m_G$	Masse Gülle (kg/d)	$y_{oS}^G$	oS-Biogasausbeute aus Gülle (l/g)
$m_K$	Masse Kosubstrat (kg/d)	$y_{oS}^K$	oS-Biogasausbeute aus Kosubstrat (l/g)
$m_G$	Masse Mischsubstrat (kg/d)	$y_{oS}^M$	oS-Biogasausbeute aus Gemisch (l/g)
$c_G$	oS-Gehalt Gülle (g/kg)		
$c_K$	oS-Gehalt Kosubstrat (g/kg)		
$c_M$	oS-Gehalt Mischsubstrat (g/kg)		
$p_G$	Masseanteil Gülle im Mischsubstrat (-)		
$p_K$	Masseanteil Kosubstrat im Gemisch (-)		

Ein Vergleich der aus den Gärtests ermittelten Werte für  $y_{oS}$  von Maissilage, Roggen und Rübensilage zeigt, dass für Maissilage bei den quasi-kontinuierlichen Versuchen ein deutlich höherer Wert berechnet wurde als beim Gärtest. Die geringste Abweichung (4 %) ist bei Rübensilage festzustellen, während der Vergleich bei Roggen noch einen Fehler von 12 % aufwies. Trotz der relativ großen Abweichung zwischen Gärtest und quasi-kontinuierlichen Versuch bei Maissilage, werden in beiden Versuchen deutlich höhere Werte erzielt als der in der Fachliteratur angegebene Wert von 0,63 l/g. Für die Auslegung von Biogasanlagen wird deshalb empfohlen, die Biogasausbeute für dieses Substrat nach oben auf etwa 0,8 l/g zu korrigieren. Die Methangehalte der untersuchten Gemische bewegen sich mit 54 bis 66 Vol. % im üblichen Bereich.



Tab. 3. Mischungsverhältnisse, Inhaltsstoffe, und Leistungsparameter bei der Kofermentation von Gülle mit pflanzlichen Biomassen und Reststoffen

Versuchsreihen	$p_K$	$p_G$	$c_M$	$c_K$	$c_G$	$t_m$	$B_R$	$y_m$	$y_{oS}$	CH <sub>4</sub>
Kofermentation	-	-	g/kg	g/kg	g/kg	d	g/l·d	l/kg	l/g	Vol. %
Maissilage (MS)										
Rindergülle	0	1	-	-	84,8	25	3,39	27	0,32	62
Rindergülle + MS	0,09	0,91	104,3	-	-	25	4,17	56	0,54	60
Maissilage <sup>1)</sup>	-	-	-	301	-	-	-	348	1,16	
Roggenmehl (RM)										
Mischgülle <sup>2)</sup>	0	1	-	-	40,6	25	1,62	11	0,28	66
Mischgülle + RM	0,19	0,81	198			65	2,97	144	0,73	59
Roggenmehl <sup>1)</sup>				869				711	0,82	
Rübensilage (RS)										
Mischgülle <sup>2)</sup>	0	1	-	-	45,6	25	1,82	20	0,44	64
Mischgülle +RS	0,3	0,7	88,0	-	-	25	3,52	80	0,91	66
Rübensilage <sup>1)</sup>				106				105	0,99	
Glycerin (GY)										
Schweinegülle	0	1	-	-	37,2	25	1,48	16	0,43	64
Schweinegülle+GY <sup>3)</sup>	0,05	0,95	70,8			25	2,83	51	0,72	65
Glycerin <sup>1)</sup>				710				716	1,00	
Rapskuchen (RK)										
Schweinegülle	0	1	-	-	18	25	0,72	7	0,39	64
Schweinegülle +RK	0,04	0,96	40,2	-	-	25	1,61	30	0,75	54
Rapskuchen <sup>1)</sup>				548				555	1,01	

<sup>1)</sup> berechnete Werte

<sup>2)</sup> 50 % Rindergülle + 50 % Schweinegülle

<sup>3)</sup> Vol. %

## Literatur

- N.N. (2000). Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz-EEG), BGBl. I 2000 Nr.13, S. 305 vom 29. März 2000.
- N.N. (2001). Vergärung von NawaRos auf Stilllegungsflächen, Neue Energie, Heft 3, 2001, S. 54.
- Keymer, U. (2001). Guter Schnitt mit Grünem Strom, Neue Landwirtschaft, Sonderheft 2001 Mais, S. 12-13.
- Oechsner, H. (2000). Erfahrungen mit Biogasanlagen in Baden-Württemberg, Bauen für die Landwirtschaft, Heft 3, 2000, S. 16-19.
- Schulz, H. (1996). Biogas-Praxis: Grundlagen, Planung, Anlagenbau, Beispiele; Staufen bei Freiburg: Ökobuch Verlag.
- Wellinger, A.; Edelmann, W.; Favre, R.; Seiler, B.; Woschitz, D. (1984). Biogas Handbuch, Grundlagen, Planung, Betrieb landwirtschaftlicher Anlagen. Verlag Wirz Aarau.
- Weiland, P. (2000): Optimaler Prozess bringt gute Ausbeute, Bauernzeitung, Wissen kompakt, Nr. 2/2000, S. 13-15.



# Substratbereitstellung: Potenzial und Qualität

*F. Hertwig & J. Pickert*

*Landesamt für Verbraucherschutz und Landwirtschaft, Abteilung Landwirtschaft und Gartenbau, Referat Grünland- und Futterwirtschaft, Gutshof 7, D-14641 Paulinenaue, Deutschland*

## Abstract

From about 1.35 million hectares farmland in Brandenburg about 1.04 million hectares are arable land and about 300 000 hectares are grassland. In 2001 there were 147 000 hectares of set aside land. As a result of the political changes a dramatic structural adaptation occurred during the last 12 years. Since 1990 the cattle stock has been decreased by about 40 %. Therefore, there is a surplus of grassland not needed for fodder production any longer. One possibility for the further use of this former fodder area could be the production of biomass for industrial purposes. Under the ecological and agronomic conditions of Brandenburg about 145 000 tons of dry matter (DM) could be supplied from grassland and 120 000 to 350 000 t DM from arable land. The costs of grass silage biomass, as an example, would amount to 80-115 € per ton DM depending on plant material and the intensity of cultivation.

*Keywords: crop biomass, forage crops, biomass potential, biogas*

## Zusammenfassung

Von 1,35 Millionen Hektar landwirtschaftlicher Fläche in Brandenburg sind etwa 1,04 Millionen Hektar Ackerland und etwa 300 000 Hektar sind Grünland. 2001 waren 147 000 Hektar Stilllegungsfläche. Als Folge der politischen Veränderungen gab es einen dramatischen Strukturwandel während der letzten 12 Jahre. Seit 1990 hat der Rinderbestand um 40 % abgenommen. Dadurch gibt es einen wachsenden Grünlandbestand, der nicht mehr für die Futterproduktion gebraucht wird. Eine Möglichkeit diese Bestände weiter zu nutzen, ist die Produktion von Biomasse für industrielle Zwecke. Unter den ökologischen und agronomischen Bedingungen Brandenburgs könnten etwa 145 000 t Trockenmasse (TM) von Grünlandflächen und 120 000 bis 350 000 t DM von Ackerflächen zu dieser Produktion beitragen. Die Kosten z.B. für Biomasse aus Grassilage würden 80-115 € pro t TM betragen, abhängig von Pflanzenmaterial und Anbauintensität.

*Schlüsselwörter: Landwirtschaftliche Biomasse, Futterpflanzen, Biomassepotenzial, Biogas*

## Einführung

In der Landwirtschaft des Landes Brandenburg und vor allem in seinen ausgedehnten Grünlandregionen sind seit 12 Jahren dramatische strukturelle Anpassungsprobleme zu verzeichnen. Die eigentliche landwirtschaftliche Nutzung zur Futtererzeugung hat an Bedeutung verloren, andere Anforderungen, wie z. B. aus dem Boden- und Artenschutz oder dem Erholungs- und Freizeitbereich, sind zunehmend stärker zu berücksichtigen. Entgegen der Leistungskraft der überwiegend groß strukturierten Betriebe unterschiedlicher Eigentumsform haben Quotierungen dafür gesorgt, dass

die Tierbestände stark abgenommen haben. Landschaftsschutzgebiete werden eingerichtet, um die Proportionen von Landwirtschaft, Naturschutz, Industrie, Bauen und Verkehr zu erhalten oder aber zu regulieren. Dies alles hat deutlichen Einfluss auf die Struktur der landwirtschaftlichen Produktion.

Von den etwa 1,35 Mill. ha landwirtschaftlicher Nutzfläche (LF) in Brandenburg sind rund 300.000 ha Grünland (Tab. 1). Dabei handelt es sich zu über zwei Dritteln um Niedermoore und um Flussauegrünland auf Mineralböden, also Dauergrünland. Knapp ein Drittel ist sonstiges Mineralbodengrünland und als fakultatives Grünland nutzbar. Bei dem Grünland ist zu berücksichtigen, dass die Bewirtschaftung vieler Flächen mit unterschiedlichsten Auflagen erfolgt. So werden z.B. in Brandenburg seit 1992 auf ca. 50 % des Grünlandes Extensivierungs- und Naturschutzprogramme angewendet, davon entfallen etwa 40 % unter die Richtlinie Grünlandextensivierung (nur organische Düngung bis max. 1,4 GV/ha, Grunddünger bis zu dieser Höhe, kein mineralischer Stickstoff, keine chemisch-synthetischen Pflanzenschutzmittel) und ca. 10 % Vertragsnaturschutz (zumeist keine Düngung und keine PSM, vorgegebener Nutzungstermin).

Tab. 1. Anbauflächen und Tierbestände in Brandenburg (MLUR 2002)

	1990	1992	1996	2000	2001	2001:1990 in %
<b>Anbauflächen (1.000 ha)</b>						
LF gesamt	1419	1235	1350	1347	1343	94,6
Ackerland	1081	980	1047	1044	1041	96,3
Silomais	147	115	132	99	97	66,0
Klee, -gras <sup>1</sup>	44	18	9	5	5	11,4
Luzerne	10	19	13	6	6	60,0
Feldgras	35	28	35	39	33	94,3
Stilllegung			176	145	147	
Grünland	290	247	296	297	302	104,1
<b>Tierbestände (1.000 St.)</b>						
Rinder gesamt	1071	684	698	642	631	58,9
Milchkühe	329	232	226	191	182	55,3
<i>Milchleistung [kg/Jahr]</i>	<i>4313</i>	<i>5037</i>	<i>5344</i>	<i>7293</i>	<i>7616</i>	<i>176,6</i>
Mutter-/Ammenkühe	11	29	53	100	100	909,1

<sup>1</sup> Klee, Klee gras u. Klee-Luzerne-Gemisch

Die Bestände der die Futterflächen nutzenden Tierarten sind insgesamt seit 1990 stark gesunken. So ging die Zahl der Rinder von über einer Million auf 631.000 im Jahre 2001 zurück (Tabelle 1). Verantwortlich dafür ist vor allem der Rückgang bei den Milchkühen und ihrer Nachzucht. Wurden 1990 noch 330.000 Milchkühe gehalten, so waren es 2001 nur noch 182.000 oder 55 %. Schon bis 1992, also innerhalb von zwei Jahren, ging der Bestand durch die begrenzt zur Verfügung stehende Milchreferenzmenge um 100.000 Stück zurück. Der weitere Rückgang bis heute ist dem Leistungsanstieg je Kuh geschuldet. Der sprunghaft auf 100.000 Stück angestiegene Mutterkuhbestand ist beachtlich und konnte den Abwärtstrend bremsen, vermochte aber nicht, diese Lücke ganz zu schließen. Der Viehbesatz insgesamt beträgt gegenwärtig etwas mehr als 0,5 Großvieheinheiten je Hektar. 1990 kamen auf 1 ha Grünland rund 4 Rinder, 2001 nur noch etwas mehr als 2, also die Hälfte. Infolge der Abnahme der Rinderbestände verringerte sich in den letzten Jahren auch

der Anbau von Feldfutter, bei Silomais z. B. seit 1999 bis zum Jahre 2001 auf rund 66 %. Durch die marktpolitischen Maßnahmen lag die konjunkturelle Stilllegungsfläche in den letzten Jahren bei etwa 10 bis 15 % der Ackerfläche und betrug 2001 etwa 147.000 ha.

Bei diesem geringen Tierbesatz kann in Brandenburg insbesondere das Grünland kaum noch flächendeckend über Futternutzung in Bewirtschaftung bleiben. Der Erhalt vieler Grünlandstandorte ist in Frage gestellt. Da eine Trendwende hin zu mehr Futter vom Grünland nicht bevorsteht, sollte es auch aus landwirtschaftlicher Sicht nicht als Bedrohung, sondern auch als Chance für den Erhalt des Produktionsstandortes Grünland aber auch der Futterflächen insgesamt als Bestandteil der Kulturlandschaft verstanden werden, wenn die verschiedensten Forderungen und Angebote aus unterschiedlichen Bereichen der Gesellschaft an die Landwirtschaft herangetragen werden. Das kann neben den Maßnahmen zum Boden-, Wasser- und Artenschutz auch die Bereitstellung von Futterpflanzen als nachwachsender Rohstoff sein.

## **Biomassepotenzial**

Gräser und andere Futterpflanzen standen als Ausgangsstoff für eine energetische und stoffliche Verwertung in den vergangenen Jahren wiederholt im Mittelpunkt von Forschungs- und Entwicklungsarbeiten verschiedener Institutionen (HERTWIG, 1993 und 1997; FECHNER, 1994). Untersuchungen von LEMMER und OECHSNER (2002) und MÄHNERT (2002) zeigen, dass Futterpflanzen auch effektiv in Biogasanlagen eingesetzt werden können. Die nachfolgenden Berechnungen dienen zur Abschätzung des in Brandenburg vorhandenen Potenzials an Biomasse für eine solche Verwertungsrichtung. Die Bereitstellung von Biomasse für den Einsatz in Biogasanlagen könnte von den landwirtschaftlichen Betrieben dabei sowohl vom Grünland als vom Ackerland erfolgen.

Durch Veränderungen in der Nutzungsintensität des Grünlandes ist es möglich auch unter Beachtung der Restriktionen aus den jeweiligen Förderprogrammen, von den Dauergrünlandflächen in Brandenburg etwa 10 % für eine Produktion von nachwachsenden Rohstoffen zu nutzen. Unterstellt man weiterhin für diese Flächen bei reduzierter Bewirtschaftungsintensität (ohne N-Düngung) einen Ertrag von 5 t TM/ha, so könnten vom Grünland etwa 145 tausend Tonnen Trockenmasse bereitgestellt werden (Tab. 2).

Für die Produktion von Biomasse auf dem Ackerland kommen besonders diejenigen Flächen in Frage, die nicht für die Nahrungs- oder Genussmittelproduktion benötigt werden, also die Stilllegungsflächen. Ihre Fläche betrug im Jahre 2001 in Brandenburg etwa 147.000 ha. Davon wurden auf 22.034 ha (ca. 15 % der Stilllegungsfläche) schon nachwachsende Rohstoffe, insbesondere Ölpflanzen, angebaut. Unter Berücksichtigung dessen sowie ökologischer und pflanzenbaulicher Faktoren wird eingeschätzt, dass zusätzlich 10 bis 30 % der Stilllegungsflächen für die Produktion weiterer Biomasse genutzt werden könnten. Auf diesen Flächen wäre es möglich, ein- oder mehrjährige Futterpflanzen, wie z.B. Silomais, Getreide oder Luzerne anzubauen. Nimmt man dafür einen mittleren Ertrag von 8 t TM/ha an, so ergibt sich ein Biomassepotenzial von ca. 120.000 bis 350.000 t TM. Unter Berücksichtigung der Stilllegungs- und Grünlandflächen in den einzelnen Landkreisen ergibt sich das jeweilige Potenzial an nutzbarer Biomasse in den Kreisen (Tab. 2).

Tab. 2. Potenzial an landwirtschaftlicher Biomasse in den Kreisen des Landes Brandenburg

Kreise und kreisfreie Städte	vom Dauergrünland		von den Stilllegungsflächen	
	ha <sup>1)</sup>	t TM <sup>2)</sup>	ha <sup>1)</sup>	t TM <sup>2)</sup>
Brandenburg/Havel <sup>3)</sup>	1500	750	500	400 - 1200
Cottbus	876	438	428	342 - 1027
Frankfurt (Oder)	474	237	790	632 - 1896
Potsdam <sup>3)</sup>	400	200	200	160 - 480
Barnim	8143	4072	5920	4736 - 14208
Dahme-Spreewald	19539	9770	9288	7430 - 22291
Elbe-Elster	22123	11062	9607	7686 - 23057
Havelland	29435	14718	8163	6530 - 19591
Märkisch-Oderland	6878	3439	13978	11182 - 33547
Oberhavel	22236	11118	7768	6214 - 18643
Oberspreewald-Lausitz	7474	3737	4869	3895 - 11686
Oder-Spree	13008	6504	9410	7528 - 22584
Ostprignitz-Ruppin	34936	17468	15017	12014 - 36041
Potsdam-Mittelmark	29169	14585	14553	11642 - 34927
Prignitz	38534	19277	13912	11130 - 33389
Spree-Neiße	10847	5424	5637	4510 - 13529
Teltow-Fläming	15349	7675	8904	7123 - 21370
Uckermark	27711	13856	18028	14422 - 43267
Land	288652	144326	146972	117578 - 352733

<sup>1)</sup> Bodennutzung 2001, Liste A05, Informationssystem des ländlichen Raumes im Land Brandenburg, LVL 2002

<sup>2)</sup> Berechnungsgrundlagen:

Grünland: 10 % der vorhandenen Flächen, Ertrag von 5 t TM/ha

Stilllegungsflächen: 10 bis 30 % der vorhandenen Flächen, Ertrag von 8 t TM/ha bei Anbau von Silomais

<sup>3)</sup> Keine Angaben, Werte sind Annahmen

Die effektive Nutzung des in Brandenburg reichlich vorhandenen Biomassepotenzials wird von einer Vielzahl von Faktoren, wie z.B. der benötigten Menge sowie den regionalen Gegebenheiten, beeinflusst. Dabei würde sich die Kombination von verschiedenen stofflichen und energetischen Nutzungsmöglichkeiten sicherlich positiv auf die Inanspruchnahme des vorhandenen Potenzials auswirken. So laufen z.B. seit einiger Zeit in einem Modellprojekt Bemühungen, hochwertige Stoffe (Zucker, Stärke, Proteine u. a.) aus Futterpflanzen (Gras, Mais u.a.) zu gewinnen und zu marktfähigen Produkten weiter zu verarbeiten. Dabei wird aber auch die energetische Verwertung der Ausgangs- sowie der Restprodukte im Rahmen der Biogaserzeugung bzw. als Festbrennstoff mit berücksichtigt (Abb. 1, KAMM, 2000).

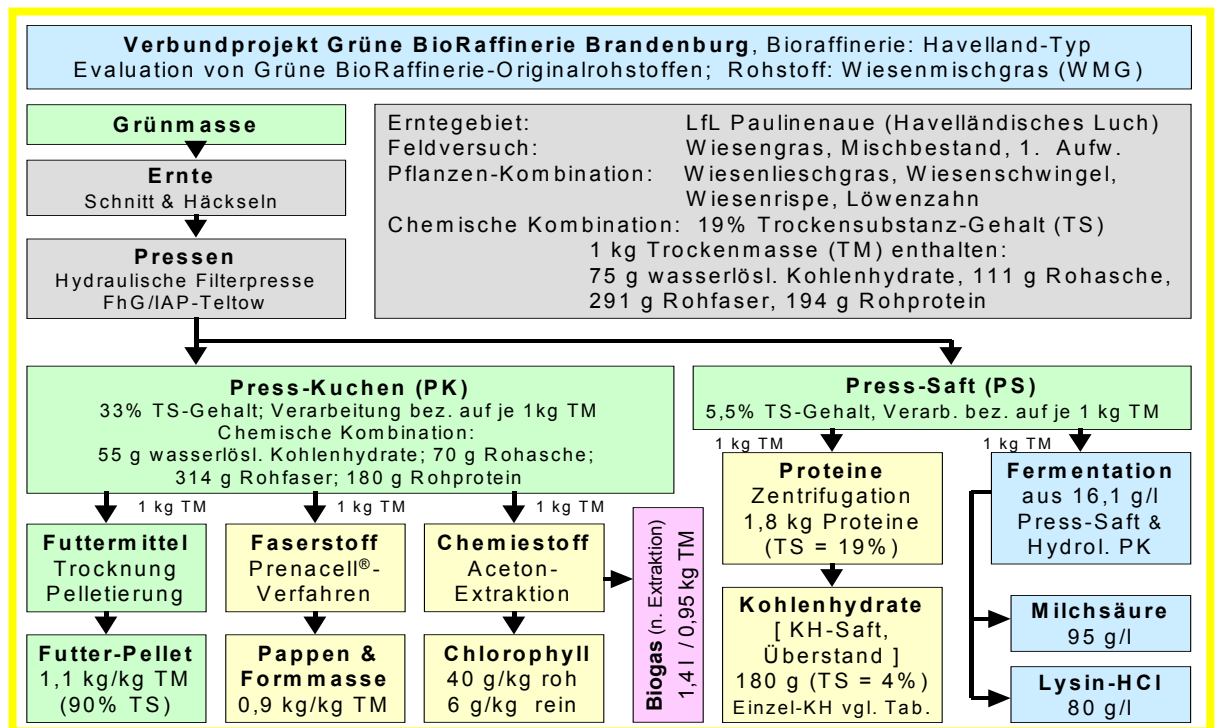


Abb. 1. Evaluierung der Potenziale einer Primär-BioRaffinerie sowie Produktlinien

## Qualität und Bereitstellungskosten

Während sich die Anforderungen an die Biomassequalität im Rahmen der stofflichen Verwertung aus den herzustellenden Endprodukten ergeben, sind diese für die energetische Verwertung nur ungenügend definiert. Im Rahmen der Biogasbereitung wirkt sich eine hohe organische Trockensubstanz sicherlich positiv auf die Biogausbeute aus. Konkrete Anforderungen an die Produktqualität, so z.B. hinsichtlich der Gärqualität, sollten aber formuliert werden. In Tabelle 3 sind beispielhaft die Qualitätsparameter ausgewählter Grundfuttermittel im Land Brandenburg dargestellt. Dabei können insbesondere bei den Ernteprodukten vom Grünland in Abhängigkeit von der Bewirtschaftungsintensität große Unterschiede bei den Inhaltstoffen, besonders beim Proteingehalt, auftreten. In den Untersuchungen von LEMMER und OECHSNER (2002) wirkten sich die verschiedenen Produktqualitäten von Grünlandbeständen deutlich auf den Methanertrag aus. So lag dieser bei Grassilagen von extensiven Grünlandbeständen um 44 % niedriger als bei Silagen, die von nach der guten fachlichen Praxis (GFP) bewirtschafteten Beständen produziert wurden.

Von entscheidender Bedeutung für den Einsatz landwirtschaftlicher Biomasse in den unterschiedlichen Verfahren der Energiebereitung und der Produktion von Industrierohstoffen sind die Kosten für deren Bereitstellung und Verarbeitung, denn die Ausgangsmaterialien aus der Landwirtschaft müssen direkt mit den traditionell eingesetzten Rohstoffen konkurrieren. Hier spiegeln sich auch die gesellschaftlichen Rahmenbedingungen wider und die sich daraus ergebende ökonomische Bewertung des Einsatzes von nachwachsenden Rohstoffen.

Tab. 3. Qualitätsparameter ausgewählter Grundfuttermittel im Land Brandenburg aus der Ernte 2001 (Mittelwerte)

Futtermittel	TM	Roh-	Roh-	Roh-	Stärke	Energie	Methan-
	Gehalt	protein	faser	asche			
	g/kg OS	g/kg TM			MJ NEL/kg		m <sup>3</sup> /kg oTS
					TM		
Grassilage	398	169	258	105	-	6,0	0,22 – 0,39
Maissilage	340	83	192	42	304	6,6	0,30
GPS <sup>1)</sup>	424	105	251	55	192	5,4	

<sup>1)</sup> Getreideganzpflanzensilage

<sup>2)</sup> nach LEMMER und OECHSNER (2002)

Die Kostenkalkulation erfolgte auf der Basis der Vollkostenrechnung unter Berücksichtigung der Flächen- bzw. Stilllegungsprämien (Tab. 4). Die Preise für die Biomasse als fertiges Konservat liegt dabei in Abhängigkeit vom Pflanzenmaterial und der Bewirtschaftungsintensität zwischen 60 und 115 €/t TM. Die Bereitstellung als Frischfutter ist um 15 bis 20 €/t TM billiger als das Futtermittelkonservat, weil die Konservierungskosten und -verluste nicht in Anrechnung gebracht werden müssen. Hier sollte aber beachtet werden, dass Konservate in Bezug auf eine kontinuierliche Bereitstellung mit gleichbleibender Qualität günstiger zu bewerten sind, da Witterungs- und jahreszeitliche Schwankungen nicht auftreten können.

Die Bereitstellungskosten sind als Richtwerte für weitere Wirtschaftlichkeitsberechnungen zum Biomasseeinsatz gedacht. Dabei ist aber zu berücksichtigen, dass sich die Kosten in Abhängigkeit von den konkreten Bedingungen vor Ort noch verändern können.

Tab. 4. Bereitstellungskosten für verschiedene Futterpflanzen als nachwachsender Rohstoff

Futterpflanze	Nettoertrag	Bereitstellungskosten	
		als Frischmasse	als Konservat
	t TM/ha	€/t TM	
Gras vom Dauergrünland			
Mit P,K – Düngung <sup>1)</sup>	4,5	60 - 75	80 - 90
Mit N,P,K - Düngung	8,0	80 - 95	100 - 115
Kleegrass vom Ackerland <sup>2)</sup>	7,0	60 - 75	80 - 95
Ganzpflanzengetreide <sup>3)</sup>	8,0	50 - 60	65 - 80
Mais <sup>3)</sup>	10,0	45 - 55	60 - 75

In Anlehnung an die Datensammlung für die Betriebsplanung..., Ruhlsdorf 2002

<sup>1)</sup> mit Flächenprämie (130 €/ha f. Grünland)

<sup>2)</sup> mit Stilllegungsprämie (285 €/ha)

<sup>3)</sup> mit Flächen- bzw. Stilllegungsprämie (285 €/ha)

## Fazit

Infolge der politischen Rahmenbedingungen und der damit verbundenen deutlichen Reduzierung der Tierbestände in Brandenburg ist es möglich, einen Teil der Flächen des Grün- und Ackerlandes für die Produktion von Biomasse für eine stoffliche und energetische Verwertung zu nutzen, ohne dass die bisher entstandenen Strukturen von traditioneller Landnutzung, Extensivierung und Naturschutz gestört werden müssen.



Dabei können vom Grünland ca. 145.000 t TM und vom Ackerland 120.000 bis 350.000 t TM bereitgestellt werden. Die Qualitätsparameter der Biomasse kann in Abhängigkeit von der genutzten Futterpflanze, der Bewirtschaftungsintensität sowie dem Ernte- und Konservierungsverfahren deutliche Unterschiede aufweisen. Hier scheint eine konkretere Definition der notwendigen Produktqualität, besonders hinsichtlich ihres Einsatzes bei der Biogasbereitung notwendig.

Die Kosten der Biomasse als Silage liegen je nach Pflanzenmaterial und Bewirtschaftungsintensität zwischen 60-115 Euro/t TM.

## Literatur

- MLUR, 2002. Agrarbericht 2002. Ministerium f. Landwirtschaft, Umweltschutz u. Raumordnung Brandenburg, Potsdam.
- LVL, 2002. Informationssystem des ländlichen Raumes im Land Brandenburg. Bodennutzung 2001, Liste A05, Frankfurt (Oder).
- Hertwig, F.; Fechner, M., 1993. Einheimische Gräser als Biobrennstoff. 2. Symposium Biobrennstoffe. OTTI - Tagungsband, Regensburg, 189-194.
- Fechner, M.; Hertwig, F., 1994. Nachwachsende Rohstoffe auch vom Grünland, Bauernzeitung 35 [24], 23.
- Autorenkollektiv, 1997. Energie aus Biomasse. MELF Potsdam.
- Hertwig, F., 1997. Energie aus der Landwirtschaft – Stand und Potenziale. Tagungsband des Symposiums „Nachwachsende Rohstoffe in Brandenburg“, Potsdam-Bornim.
- Pickert, J.; Hertwig, F.; v. Gagern, W., 2002: Grünlandwirtschaft in Brandenburg. Brandenburgische Umweltberichte Nr. 12 im Druck.
- Lemmer, A.; Oechsner H., 2002. Energie aus Grüngut. Bauernzeitung 43 [15], 15 – 17.
- Mähnert, P. u.a., 2002. Verwertungsalternativen für Grünlandbestände. Landtechnik 57 [5], 260-261.
- Kamm, B. u.a., 2000. Verbundprojekt „Grüne BioRaffinerie Brandenburg“. Projekt-skizze, Teltow.



# Biogasdatenbank

*H. Döhler, P. Jäger & M. Schwab*

*Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL), Bartningstr. 49,  
64289 Darmstadt*

## Abstract

A data base on anaerobic digestion has been developed, providing information on biogas plant components and complete plants (which are available on the market), and „model plants“, which were virtually developed from the available information. The data base also contains prices, investment and costs of biogas plants, allowing the calculation of the economics either of individually existing or of model plants.

*Keywords: biogas, data base, components, model plants, costs*

## Zusammenfassung

Eine Biogas-Datenbank wird entwickelt, die Informationen zu auf dem Markt angebotenen Anlagenbauteilen und Komplettanlagen, daraus abgeleiteten Modellanlagen sowie die dazu gehörigen Preise, Investitionen, Erträge und Kosten liefert. Mit der Datenbank kann die Wirtschaftlichkeit der „Modellanlagen“ und von Biogasanlagen für individuelle Betriebssituationen berechnet werden. Mittelfristig sollen bauplanungsrelevante Aspekte (rechtliche Regelungen, Planungsschritte, Machbarkeitsanalyse) in die Datenbank einfließen.

*Schlüsselwörter: Biogas, Datenbank, Bauteile, Modellanlagen, Kosten*

## Einleitung

Die Förderung der Biogasanlagen durch das EEG, Marktanzreizprogramm und andere regionale Maßnahmen hat zu einer rapiden Zunahme der Anlagenanzahl, damit einher gehend auch zu einer Zunahme der Anlagenplaner, der Hersteller von Komponenten bzw. von Komplettsystemen und daraus folgend zu einer schwer überschaubaren Diversifizierung von baulich-technischen Lösungen geführt. Demzufolge stellen fast alle Anlagen Individuallösungen auf die Bedürfnisse des Einzelbetriebes dar.

Zur Verbesserung der Transparenz der auf dem Markt befindlichen Verfahren wurde im KTBL zunächst für den internen Gebrauch eine Datenbank auf Basis von MS-Access erstellt, mit der

- die KTBL-Datensammlungen (Datenkataloge) für den Bereich Biogas beliebig oft und standardisiert fortgeschrieben werden können,
- Plausibilitätsprüfungen und Berechnungen im Rahmen von Beurteilungen, Gutachten und Stellungnahmen vorgenommen werden können,
- bedarfsangepasste Lösungen simuliert werden können, um für Veränderungen bei der Technik und sonstiger Rahmenbedingungen die wirtschaftlichen Auswirkungen abzuschätzen,
- mittels Modellanlagen durch Abwandlung und Ergänzung an spezifisch einzelbetriebliche Belange betriebsindividuelle Anlagen konfiguriert werden können.

## Ergebnisse – Aufbau und Inhalte der Datenbank –

### Aufbau

Die Datenbank besteht im wesentlichen aus Tabellen, deren Inhalte in Beziehung mit einander stehen. Die wichtigsten Tabellen sind mit ihren Beziehungen in Abb.1 dargestellt.

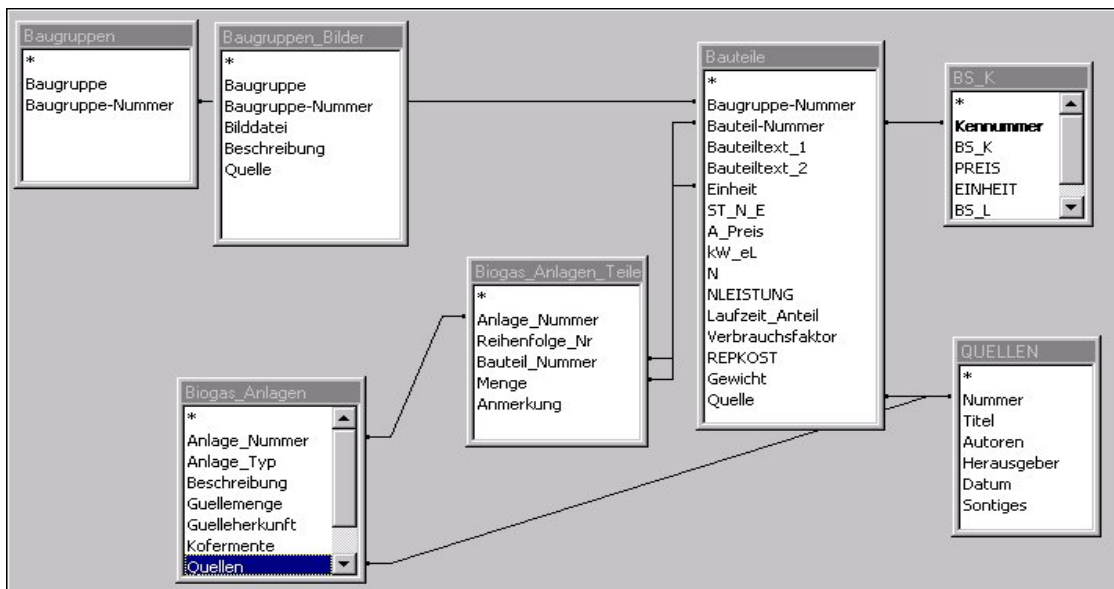


Abb.1: Datentabellen Baugruppen, Bauteile/Komponenten, Anlagenmodelle und Datenquellen

### Daten für Bauteile

Kernstück der Datenbank bilden die Grunddaten in der Bauteile – Tabelle. Die Daten gehen auf Auskünfte von Bauherren und Herstellern, Veröffentlichungen und Projektergebnisse zurück.

Jedes Bauteil ist einer von z.Zt. 15 Baugruppen zugeordnet. Die Zuordnung zu einer Baugruppe erfolgt auch über das **Baugruppen-Nummer-Schema**.

Die **Bauteil-Nummer** ist die eindeutige Identifikation für die Daten für ein Bauteil. Die fünfstellige Ziffer beginnt mit der/den Ziffern der Baugruppen-Nummer.

Die **Beschreibung des Bauteiles** gliedert sich in einen allgemeinen Teil (1. Text) und einen für die spezifische Ausführung geltenden Teil (2.Text). Der Beschreibung kommt eine große Bedeutung zu, um die Werte, Preise und Kosten zu einem Bauteil beurteilen zu können (Qualität, Leistung) und eine treffsichere Auswahl durchführen zu können. Letzteres wird vor allem dann wichtig, wenn vorhandene Modellanlagen „umkonfiguriert“ oder neu erstellt werden sollen.

Der Aufbau einer Sammlung von **Kaufpreisen und Kosten** für bauliche und technische Anlagenteile von Biogas-Anlagen soll es ermöglichen, die Investitionen für komplette landwirtschaftliche Biogas-Anlagen zukünftig bereits im Vorplanungsstadium besser abzuschätzen und die zu erwartenden Kosten zu kalkulieren. Die Sammlung von Grunddaten und die Erstellung der Datenbank ist Bestandteil einer ersten Ausbaustufe. Diese Ausbaustufe kann auch zur Erzeugung von gedruckten Datensammlungen genutzt werden.

Tab. 1. Beschreibung der Komponenten Datenbank, deren Zielsetzung und Inhalte

Datenbank-Tabelle	Zweck	Inhalte
<b>Baugruppen</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Gliederung der Bauteile, entsprechend der Prozessabschnitte einer Biogasanlage</li> <li>Gruppierungsmerkmal für Bauteile</li> </ol>	Lfd. Nummer und Bezeichnungen für die Baugruppen (Prozessabschnitte) von der Annahme bis zum Gärrestlager (z.Zt. 15 Baugruppen)
<b>Anlagen</b>	Vordefinierte Anlagenmodelle für „Standardauswertungen“ und als Grundlage für modifizierte Einzelfallkalkulationen	<ul style="list-style-type: none"> <li>Allgemeine Beschreibung mit der technischen Auslegung</li> </ul>
<b>Anlagen teile</b>	Zusammenstellung der Bauteile und technischen Komponenten, die Bestandteil der Anlage sind	<ul style="list-style-type: none"> <li>Anlagen-Nummer</li> <li>Reihenfolge (Sortierung)</li> <li>Bauteil-Nummer</li> <li>Menge oder Anzahl</li> </ul>
<b>Bauteile</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>Daten zur Kalkulation von Investitionen und Betriebskosten einzelner Anlagen- Bauteile, Einrichtungen oder Aggregate</li> <li>Techn. Leistungskriterien</li> </ol>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Baugruppen-Nummer = Zugehörigkeit zu einer Baugruppe</li> <li>Bauteile-Nummer</li> <li>Textliche Beschreibung</li> <li>Mengeneinheit (z.B. Stück, m<sup>2</sup>, lfd.m)</li> <li>Nutzeinheit (z.B. Stunden, t, m<sup>3</sup>)</li> <li>Anschaffungspreis in €</li> <li>Nutzungsdauer nach Zeit (Jahre) und Leistung (Nutzeinheit)</li> <li>Reparaturkostensatz € je Nutzeinheit</li> <li>Laufzeit-Anteil (Wieviel Laufzeit hat diese Einrichtung in Prozent der Gesamtanlagen-Laufzeit)</li> <li>KW elektrische Leistung</li> <li>Verbrauchsfaktor (Anteil des Stundenverbrauches in kWh im Verhältnis zu der elektr. Leistung)</li> <li>Gewicht (soweit bekannt, für zukünftige Optionen)</li> <li>Quelle (numerisch), Beziehung zur Tabelle „Quellen“</li> <li>Nummer (Beziehung zu Tabelle „Bauteile“)</li> <li>Titel</li> <li>Autor(en)</li> <li>Herausgeber</li> <li>Datum</li> <li>Sonstiges</li> </ul>
<b>Quellen</b>	Dokumentation der Datenherkunft	
<b>BS_K</b>	Preise für Betriebsstoffe (elektr. Strom), Zinssatz	

In einer weiteren Ausbau-Stufe werden **Anlagenmodelle** zusammengestellt. Die Aggregation zu einer Komplettanlage entspricht der Zusammenstellung von baulichen und technischen Anlagenteilen (aus dem Grunddaten-Bestand) passend zu den erwünschten Zielsetzungen und Leistungen einer Biogas-Anlage.

Für **Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen** im Vorplanungsstadium erlaubt die Datenbank die Berücksichtigung einzelbetrieblicher Bedingungen, wie zum Beispiel:

- Bau- und Technikalternativen
- Berücksichtigung bereits vorhandener technischer Einrichtungen (z.B. Güllebehälter oder Gebäude)

- nachträgliche Um- und Zusatzausrüstungen (Steuerungsanlagen, Hygienisierung, Feststoffannahme, -aufbereitung und -einspeisung, Gasreinigung, Abfackelanlage u.a.)

### **Umfang und Qualität der Bauteile-Daten**

Die Bauteile-Datenbank umfasst mehrere hundert Bauteile für 15 definierte Baugruppen. Der Bestand deckt noch nicht den Bedarf für detaillierte Anforderungen ab. Die bisher eingestellten Daten sind nicht vollständig und deshalb als vorläufig zu werten. Durch Umfragen bei Betreibern, Herstellern und Planern werden die Daten regelmäßig erweitert und aktualisiert.

### **Zukunftsperspektiven**

Da der technisch und wirtschaftlich erfolgreiche Betrieb einer Biogas-Anlage in erheblichem Maße von den „Input-Faktoren“ (Substrate und Kosubstrate), sowie deren Kosten bzw. Erlösen bestimmt wird, können diese „vorgeschaleteten“ Berechnungen mit dem Ökonomiemodul verknüpft werden. Zunächst noch für den internen Gebrauch wird die Datenbank um Informationen über weitere Bauteile, Komplettanlagen und Modellanlagen erweitert. Die Möglichkeiten zur Kalkulationen von Kosten sollen um die Berechnung von direkten und indirekten Energieaufwendungen bzw. umwelterheblichen Emissionen erweitert werden. Weiterhin ist vorgesehen, die Inhalte der Datenbank um planungsrelevante Informationen wie die komplexen Zusammenhänge des Bau- und Genehmigungsrechts, die Entscheidungshilfen für die Beurteilung zur Machbarkeit des Biogasanlagenbaus in individuellen Situationen liefert, zu ergänzen. Eine kommerzielle Nutzung ist bisher noch möglich.

# Erfahrungsbericht: Vergärung pflanzlicher Rohstoffe

R. Schnell

Graskraft GbR, Rudolfstr. 13, D-10245 Berlin

## Abstract

Plant biomass is increasingly used as a co-ferment in agricultural biogas plants in Germany. Whereas in the beginning only small amounts of farm-yard organic residues were supplied to the biogas plants in the meanwhile more biogas is produced from plant biomass resources rather than from animal excrements. This trend has been enhanced from the option to produce biomass on set-aside land and to obtain reasonable payment for the electrical power generated according to the German Law on Renewable Energies. There is increasing use of suitable crops (maize, rye, grass, sugar beets, vegetables) solely for biogas production. Up to now the biogas plants used are based on co-fermentation with slurry. But there is an increasing interest in the use of processes like the dry fermentation, which might be more suitable for the properties of plant biomass resources.

*Keywords: biogas, plant biomass, fermentation*

## Zusammenfassung

Pflanzliche Rohstoffe werden in zunehmendem Umfang in landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Deutschland eingesetzt. Nachdem zunächst überwiegend betriebseigene Reststoffe in kleinen Mengen der Gülle zugesetzt wurden, wird inzwischen vielerorts mehr Biogas aus pflanzlichen Rohstoffen als aus tierischen Exkrementen gewonnen. Die Möglichkeit, Biomasse von Stilllegungsflächen als Energiepflanzen zu nutzen und über das Erneuerbare Energien Gesetz eine ausreichende Vergütung zu bekommen, hat diesen Trend verstärkt. In wachsendem Umfang werden ausreichend eingeführte Pflanzen (Mais, Roggen, Gras, Rüben, Gemüse) ausschließlich für die Biogasgewinnung genutzt. Bislang werden dafür Biogasanlagen verwendet, die sich mit Gülle bewährt haben. Es gibt jedoch ein stetig gewachsenes Interesse an Verfahren, wie etwa der Feststoffvergärung, von denen erwartet wird, daß sie den spezifischen Eigenschaften pflanzlicher Rohstoffe besser Rechnung tragen.

*Schlüsselwörter: Biogas, pflanzliche Rohstoffe, Vergärung*

## Einführung

Gerade haben sich die Entscheidungsträger in Politik und Landwirtschaft an den Gedanken gewöhnt, daß man aus Gülle mit Hilfe von Biogasanlagen Energie in Form von Strom und Wärme erzeugen kann, da kommt aus der Biogas-Szene schon wieder eine neue Idee. Mit pflanzlichen Biomassen soll der „Landwirt zum Energiewirt“ werden, wie es seit einigen Jahren von EUROSOLAR auf einer Reihe von Konferenzen propagiert wurde.

Zweifel werden vorgebracht, ob eine anaerobe Vergärung ganz ohne tierische Exkremente überhaupt funktionieren kann. Man beobachtet wieder die gleiche

skeptische Haltung bezüglich Wirtschaftlichkeit und Zuverlässigkeit der Technik, die man bei Gülle gerade glaubte überwunden zu haben.

Es dauert beim Biogas erfahrungsgemäß immer einige Jahre bis das, was Praktiker in den landwirtschaftlichen Betrieben zur Selbstverständlichkeit geworden ist, in höheren Etagen der Wissenschaft und der Politik ankommt, bis es von den landwirtschaftlichen Beratern akzeptiert ist und im Lehrbuchwissen seinen Niederschlag findet.

## **Die Vergärung von Pflanzen ist die natürlichste Sache der Welt**

Als der italienische Naturforscher Alessandro Volta am Ende des 18. Jahrhunderts zum ersten Mal das Sumpfgas aufgefangen und analysiert hatte, hatte er ein brennbares Gas gefunden. Heute wissen wir, daß es sich um Methan handelt. Seine Vermutung, daß sich dieses Gas bei der Zersetzung abgestorbener Pflanzenteile bilden würde, war absolut zutreffend. Später wurde dieses Gas an den verschiedensten Stellen in der Natur gefunden. Unter anderem auch im Verdauungstrakt von Mensch und Tier.

Als in der Mitte des 19. Jahrhunderts die ersten Klärbecken für städtische Abwässer gebaut wurden, bildete sich dieses inzwischen wohlbekannte Gas aus menschlichen Fäkalien und was sonst in die Toilette gespült oder in den Abguß gekippt wurde. Nun nannte man es Klärgas und es wurde von 1922 an in zunehmendem Maße als Energieträger genutzt.

Um mehr Gas in kürzerer Zeit zu bekommen, wurden schon bald ausgeklügelte Reaktorsysteme mit Rührwerken und Heizeinrichtungen entwickelt. Ihre Verwandtschaft zu den heute gebräuchlichen Biogasanlagen ist unübersehbar.

Dieses Gas wurde sogar komprimiert und als Treibstoff für Kraftwagen benutzt. Die wachsende Nachfrage nach Treibgas konnte allein mit Fäkalien nicht befriedigt werden. Auf einigen Kläranlagen wurden daher Versuche angestellt, wie man die Gasproduktion durch Zugabe pflanzlicher Rohstoffe weiter steigern könnte. Von 1940 an wurden vor allem Rückstände aus der Lebensmittelproduktion genutzt.

Schon damals wurde praktisch das ganze Spektrum der Stoffe, die heute wieder als „Co-Fermentate“ vorgeschlagen werden, untersucht und zum Teil bereits großtechnisch eingesetzt. Leider sind viele Unterlagen verlorengegangen oder harren in Archiven ihrer Entdeckung.

Auch nach 1945 richtete sich das Interesse zunächst auf pflanzliche Materialien als Quelle für das Gas, das man ab einem bisher nicht genau bestimmten Zeitpunkt in Deutschland als „Biogas“ bezeichnete. In der Landwirtschaft sprach man noch geraume Zeit von „Mistgas“ und dieser Mist bestand eben zum größten Teil aus Stroh.

Manche Visionen zur Energieversorgung Deutschlands, die zwischen 1945 und 1949 entstanden, setzten auf eine flächendeckende Versorgung mit gasförmigen Treibstoffen, die in dezentralen Anlagen von den Landwirten erzeugt werden sollten. Im Land Hessen hätte beispielsweise das Kartoffelkraut, das damals noch auf dem Feld verbrannt wurde, zur Versorgung der privaten Pkw ausgereicht.

## **Ein halbes Jahrhundert Biogas mit Gülletechnik**

Es ist kaum möglich mit wenigen Worten die Gründe darzulegen, warum sich die Biogastechnik in der Landwirtschaft spätestens seit 1960 auf Gülle konzentriert hat. Die Nutzung von Festmist und pflanzlichen Biomassen scheiterte an den technischen Unzulänglichkeiten der damals verfügbaren Ausstattung. Schwache Rührwerke und



Pumpen, Werkstoffe, die gegen Korrosion empfindlich waren oder einfach brachen, bescheidene Möglichkeiten bei der Prozeßüberwachung und Regelung führten dazu, daß die Biogastechnik als unzulänglich und wenig hilfreich für den Landwirt abqualifiziert wurde. Die Energieversorgung mit fossilen Brennstoffen, anfangs Kohle, später Erdöl und Erdgas, schien gesichert. Nur bei bestimmten politischen Konstellationen, etwa nach der sogenannten Ölkrise, besann man sich wieder auf Biogas und es wurde in Versuchs- und Pilotprojekten wieder vorn begonnen.

Als Alternative zum traditionellen Festmist im Stall hat man schon um 1950 mit den arbeitswirtschaftlichen Vorteilen der Gülletechnik geworben. Hier fügte sich die Biogasanlage zumindest theoretisch ideal ein.

Tatsächlich sind kaum mehr als zwei Dutzend solcher Anlagen gebaut worden und in späteren Jahren erlosch sogar das Interesse an dem Gas, das natürlich nach wie vor entstand, aber ungenutzt entwich. Als Verkaufsargument beschränkte man sich auf die Verbesserung des Düngewerts durch die anaerobe Vergärung

Feststoffe, vor allem Stroh und andere pflanzliche Beimischungen, wurden nicht geschätzt, weil sie die gefürchteten Schwimmdecken bildeten und den Ruf hatten, daß sie die biologischen Prozesse stören.

Der heutige Stand der Biogastechnik im landwirtschaftlichen Bereich wäre ohne konsequente Nutzung von Komponenten aus der Gülletechnik nicht möglich. Standardisierte Güllebehälter bilden das Kernstück vieler Biogasanlagen. Inzwischen gibt es kräftige Rührwerke und Pumpen, die auch einen wachsenden Anteil von Feststoffen verkraften und notfalls auch faseriges Material zerkleinern. Innovative Ideen setzen sich relativ rasch durch, um die spezifischen Anforderungen an einen Biogasreaktor zu erfüllen. Etwa bei der gasdichten Abdeckung durch preiswerte Folien, bei der Heizung oder bei der Isolierung durch Komponenten aus dem Sanitär- oder Baubereich. Deshalb ist es heute durchaus zu verantworten, daß in einer Biogasanlage, die ursprünglich nur für Gülle konzipiert wurde, nicht nur ein erheblichen Anteil pflanzlicher Rohstoffe genutzt wird, sondern im Extremfall auch ganz auf die Gülle verzichtet wird.

## **Pflanzen gären anders**

Der gleitende Übergang von der Güllevergärung zu den pflanzlichen Biomassen hat bei den Praktikern ein wenig den Blick dafür verstellt, worin die Unterschiede liegen. Das führt dann gelegentlich zu Störungen, die eigentlich vermeidbar wären.

Die Unterschiede haben auch dazu geführt, daß neuartige Konzepte für Biogasanlagen entwickelt wurden, die für Gülle allein keinen Sinn machen.

Gülle kann man als dünnflüssige und energiearme Substanz bezeichnen. Mehr als 9/10 sind Wasser und die Feststoffe bestehen aus dem, was das Tier von seinem Futter nicht verwerten konnte und deshalb ausgeschieden hat.

Pflanzliche Biomassen sind nicht nur konzentrierter, sondern sie enthalten noch genau die energiereichen Stoffe, die Menschen oder Tieren als Nahrung dienen.

Ein Kilo Silage, Kartoffeln oder ein vergleichbares Gemüse können deshalb zehnmal soviel Biogas wie Rindergülle bringen. Und nicht das Doppelte, wie die Tabellen in denen die organische Trockensubstanz (oTS) aufgeführt wird, glauben machen.

Die in der wissenschaftlichen Literatur in der Regel angegebene Biogasproduktion, die auf die organische Trockensubstanz bezogen wird, ist in der Praxis des landwirtschaftlichen Betriebs meist wenig hilfreich, oft sogar irreführend.

Alle biologisch leicht umsetzbaren Biomassen ergeben zwischen 0,4 und 0,5 m<sup>3</sup> Biogas wenn man die organische Trockensubstanz betrachtet. Nur spielt für den

Landwirt dies kaum eine Rolle. Sofern überhaupt eine Waage benutzt wird, ist es das Feuchtgewicht, das in Rechnung gestellt werden muß. In den meisten Fällen wird mit praxisnahen Volumeneinheiten, beispielsweise was in die Schaufel des Radladers paßt, operiert. Hier gehen Wassergehalt und Schüttgewicht als unbekannte Größen ein.

Wenn man übliche Literaturangaben über Biogasproduktion, Wassergehalt und Zusammensetzung verschiedener pflanzlicher Rohstoffe zugrundelegt, kann man überschlägige Angaben bekommen, in welchem Verhältnis die Biogasmengen verschiedener Substrate stehen:

Tab. 1. Charakterisierung verschiedener Substrate

		Rindergülle	Kartoffel	Silage
spezifische Gasproduktion	m <sup>3</sup> /kg oTS	0,2	0,4	0,4
Wassergehalt	%	95	80	75
anorganische Bestandteile	%	20	2	10
Schüttgewicht	kg/m <sup>3</sup>	1	0,7	0,8
spezifische Gasproduktion der Feuchtmasse	m <sup>3</sup> /kg FM	0,01	0,08	0,09
spezifische Gasproduktion pro Volumen Feuchtmasse	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	0,008	0,056	0,072
Verhältnis		1	7	9

Von der Gülle unterscheiden sich die pflanzlichen Rohstoffe ganz deutlich durch ihren geringeren Wassergehalt. Erntefrische, grüne Pflanzen, wie Gras oder Gemüse, bringen noch viel Wasser mit. Silagen oder Preßrückstände bestehen immer noch zu 2/3 aus Wasser. Bei Getreide und vor allem bei Ölen und Fetten nimmt der Wassergehalt auf wenige Prozente ab. Mit handelsüblichem Roggenschrot wurden 0,6 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> erreicht, bei reinem Pflanzenöl kann man gut und gerne mit 1 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> rechnen.

Es stellt sich natürlich die Frage, ob und wie eine Biogasanlage diese Belastung verkraftet. Eine technische Grenze stellt die Rührfähigkeit dar. Solange der Reaktorinhalt gut durchmischt wird, ist zumindest eine wichtige Voraussetzung für das Funktionieren der mikrobiologischen Prozesse erfüllt.

Viele pflanzliche Rohstoffe bringen einen nicht unbeträchtlichen Anteil Wasser mit und überdies werden ihre Feststoffe rascher und weiter abgebaut als die Feststoffe in der Gülle. Wenn in 10 Tagen 80 % der Feststoffe in Biogas umgewandelt werden, dann bleibt von 250 g Feststoffen in einem m<sup>3</sup> Grassilage gerade soviel übrig, daß ein Trockensubstanzgehalt von 5 % erreicht wird.

Der schnellere Abbau frischer Biomasse ist eine Reihe weiterer Effekte verantwortlich. Die Gefahr der Versäuerung, der Störung der methanbildenden Mikrobiologie, des Entstehens von Schaum ist zu berücksichtigen. Das verlangt vom Betreiber, daß er mehr Zeit der Betreuung seiner Biogasanlage einplanen muß. Aber dafür wird er ja auch mit sehr viel mehr Biogas, mehr Strom und letztlich mehr Einnahmen belohnt.

Zur Betreuung gehört zweifellos auch die Fütterung oder Beschickung der Biogasanlage mit den pflanzlichen Rohstoffen. Die Brachialmethode (Deckel auf, mit dem Frontlader eine Schaufel voll abkippen, Deckel zu) ist arbeitsintensiv und führt zu Störungen bei den mikrobiologischen Prozessen.

Deshalb wird immer mehr dazu übergegangen, die Beschickung möglichst gleichmäßig zu gestalten. Eine inzwischen häufig anzutreffende Variante besteht darin, die pflanzlichen Biomassen mit einer Stopfschnecke unterhalb des Flüssigkeitsspiegels in den Biogasreaktor zu dosieren. Für einen gleichmäßigen Materialzufluß sorgt ein Futtermischwagen, in dem die Ration für einen oder mehrere Tage vorbereitet wird. Nicht nur die gleichmäßige Zufuhr ist wichtig, sondern auch die Zusammensetzung der Ration sollte sich nicht willkürlich verändern. Jede Anpassung der Bakterienpopulation an ein anderes Substrat braucht Zeit. Im Futtermischwagen wird nun, genauso wie man es bei der Fütterung von Nutztvieh macht, eine homogenisierte, leicht verdauliche Mischung hergestellt.

Der Futtermischwagen kann direkt auf dem Deckel der Biogasanlage stehen, was bei unterirdischen Betonbehältern eher möglich ist. Bei freistehenden Reaktoren oder wenn als gasdichter Abschluß eine Gashaube oder Folie bevorzugt wird, wird inzwischen häufig eine schräg angebrachte seelenlose Schnecke eingesetzt, mit der die pflanzlichen Rohstoffe ohne Verstopfungsgefahr in luftige Höhen gefördert werden können.

## **Beispiele für die Vergärung von Pflanzen**

Es ist mittlerweile schon schwer geworden, eine landwirtschaftliche Biogasanlage zu finden, die nicht kleinere Mengen von pflanzlichen Rohstoffen aus dem Betrieb zur Gülle gibt.

Viele haben ihre Biogaserzeugung durch pflanzliche Rohstoffe verdoppelt oder verdreifacht. Dieser Trend ist vor allem daran zu erkennen, daß größere oder zusätzliche BHKW-Aggregate angeschafft wurden, ohne daß der Tierbestand nennenswert vergrößert wurde.

Es gibt bislang nur wenige Beispiele für überwiegend oder rein vegetarische Biogasanlagen. Einige sollen hier kurz vorgestellt werden.

### **Priedl (Sudangras)**

Josef Priedl darf getrost zu den Pionieren gerechnet werden. Zusammen mit seinem Partner Gerhard Aigner betreibt er eine Biogasanlage im Burgenland, die er mit pflanzlichen Rohstoffen, vor allem mit Sudangras beschickt. Es wird im Mittelamerika großflächig angebaut und für Heu, Silage und natürlich als Futterpflanze genutzt. Da es einen wesentlich geringeren Transpirationskoeffizient als Mais hat, kann es mit dem gleichen Angebot an Wasser eine größere Menge an Trockenmasse bilden.

Sudangras kann man als Haupt- und als Nachfrucht anbauen. Als Hauptfrucht wird es Mitte April, also eine Woche vor dem Mais, als Drillsaat ausgebracht. Das Saatgut ist gut verfügbar und relativ preiswert. Das Sudangras wird über mannshoch, trotzdem sind es junge Pflanzen, die wenig verholzt sind. Es kann mit dem Selbstfahrhäcksler geerntet und in einem Flachsilo eingelagert werden. Man kann Sudangras zweimal ernten, da die abgeschnittenen Pflanzen wieder nachwachsen. Beide Ernten zusammen ergeben einen Biomasseertrag von etwa 25 t/ha als Trockenmasse. Sudangras kann auch als Nachfrucht nach der Weizenernte im Juli angebaut werden. Nach dem Säen wird mit der ausgegorenen Flüssigkeit aus der Biogasanlage gedüngt, so daß die Nährstoffe im Kreislauf bleiben. Sudangras ist widerstandsfähig gegen Krankheiten und kommt ohne Pestizide aus. Er hinterläßt eine feine, krümelige Bodenstruktur.

Die Biogasanlage wurde 1995 gebaut und sollte ursprünglich für Putenmist verwendet werden. Es handelt sich um einen 400 m<sup>3</sup> BIMA-Reaktor, der ohne

mechanisches Rührwerk auskommt. Sie wurde durch einen Nachgärbehälter ergänzt, der ein Volumen von 2.700 m<sup>3</sup> hat und auf 25 - 28 °C beheizt wird. Mit einem 115 kW Blockheizkraftwerk werden jeweils 500.000 kWh Strom und Wärme erzeugt. Das entspricht etwa 1 kWh elektrischer Strom pro kg Trockenmasse. In günstigen Jahren, bei ausreichenden Niederschlägen und wenn dreimal geerntet werden kann, können bis zu 30 MWh/ha und Jahr gewonnen werden. In Deutschland ließe sich damit eine sichere Einnahmen in Höhe von 3.000 €/ha über die Stromeinspeisung erzielen.

## **Straelen (Gartenbau)**

Das Gartenbauzentrum der Landwirtschaftskammer Rheinland liegt in Straelen unmittelbar an der Grenze zu den Niederlanden in einem der bedeutendsten Anbaugelände des Gartenbaus in Deutschland. Hintergrund für die Beschäftigung mit Biogas war der Energiebedarf der Gewächshäuser. Für Tomaten werden bis zu 50 l Heizöl pro m<sup>2</sup> und Jahr benötigt.

Mit einer thermischen Leistung von 450 kW deckt das Blockheizkraftwerk die Grundlast ab, was etwa 50 % des Energiebedarfs entspricht. Weitere 350 kW können als Strom in das Netz eingespeist werden. Allein das bringt eine jährliche Einnahme von 250.000 € in Jahr.

Die Biogasanlage hat ein Reaktorvolumen von 900 m<sup>3</sup> und bildet baulich mit einem 300 m<sup>3</sup> Gasspeicher eine Einheit. Für die Beschickung mit Getreide und einsilierten Zuckerrüben sind entsprechende Lagerkapazitäten geschaffen worden und ansonsten wird alles verwertet, was in den Gewächshäusern und im Freiland an Gemüseresten anfällt.

Einen besonderen Stellenwert hat die Verwertung der ausgegorenen Flüssigkeit als Dünger im Gemüsebau. Aus den pflanzlichen Rohstoffen können jährlich 34 t Stickstoff zurückgewonnen werden.

## **Dolgelin (Ganzpflanzensilage aus Roggen)**

Im östlichen Brandenburg zwischen Seelow und Frankfurt/Oder betreibt Martin Schulze mit seinem Familienbetrieb Ackerbau auf 279 ha. Auf einem Teil der Fläche wird Roggen als Energiepflanze angebaut. Pro Hektar ist mit etwa 35 t Silage zu rechnen, die 7.350 m<sup>3</sup> Biogas ergeben. 150 ha Roggen liefern also mehr als eine Million m<sup>3</sup> Biogas, die bei einem Methangehalt von 60 % ungefähr 6 Millionen kWh entsprechen. Bei der Nutzung im Blockheizkraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 30 % können zusätzlich etwa 1.800.000 kWh pro Jahr ins Netz eingespeist werden, die nach dem Erneuerbare Energien Gesetz mit 0,10 €/kWh vergütet werden.

Aus verfahrenstechnischen Gründen und weil diese Stoffe im eigenen Betrieb oder in der näheren Umgebung als Reststoffe anfallen, werden auch Gemüseabfälle, Preßschnitzel und Trester in der Biogasanlage verwertet. Diese wird täglich mit 15 m<sup>3</sup> einer pumpfähigen Mischung der pflanzlichen Rohstoffe beschickt. Gülle, andere tierische Exkremate oder sonstige Abfallstoffe werden nicht eingesetzt.

Die Biogasanlage wurde als Speicher-Durchflußanlage konzipiert. Sie besteht aus drei Behältern mit jeweils 1.000 m<sup>3</sup> aus Beton, die als Fermenter und Lager für den Gärrest dienen und nacheinander durchflossen werden. Durch die große Lagerkapazität kann der Gärrest immer zu einem Zeitpunkt ausgebracht werden, an dem die Pflanzen Nährstoffe optimal als Dünger verwerten können.

Der erste Behälter dient als Fermenter und ist mit einer festen Betondecke und kräftigen Rührwerken ausgestattet. Die beiden anderen Behälter dienen gleichzeitig

als Lager für das Biogas und den Gärrest. Sie sind mit einer flexiblen Folie gasdicht abgedeckt.

Die pflanzliche Biomasse, überwiegend Ganzpflanzensilage aus Roggen, wird in der Vorgrube pumpfähig gemacht und mit einer Exzentrerschneckenpumpe in den ersten Behälter gedrückt. Dieser wird mit der Abwärme des Blockheizkraftwerks auf etwa 35°C beheizt. Die Verweilzeit liegt bei etwa 60 Tagen und ermöglicht einen weitgehenden Abbau der organischen Substanz.

Beim Einbringen frischer Biomasse wird der Gärrest in die Lagerbehälter verdrängt. Das immer noch entstehende Biogas wird im Gasspeicher aufgefangen und gelangt nicht an die Umwelt.

Das Blockheizkraftwerk besteht aus zwei Verbrennungsmotoren, die jeweils direkt mit einem Generator verbunden sind. Das Wasser, mit dem die Motoren gekühlt werden, dient dazu, die Wärme zu entnehmen und als Niedertemperaturwärme zur Heizung von Wohnhäusern, der Werkstatthalle und zur Trocknung zu verwenden.

Die gewählte Lösung arbeitet mit einem geschlossenen Kreislauf bei allen Stoffen, die von den Pflanzen als Nährstoffe benötigt werden und in Form von Mineraldünger gekauft werden müssen. Nach dem Abbau der Roggensilage und der anderen Biomassen in der Biogasanlage bleiben die Nährstoffe wie Phosphor, Kalium und Magnesium vollständig im Gärrest und werden als Dünger ausgebracht.

Der Stickstoff, der in der Form von Handelsdünger mit einem besonders hohen Energiebedarf bei der Produktion verbunden ist, bleibt zum größten Teil erhalten und wird in eine gut pflanzenverfügbare Form umgewandelt. Er kann aufgrund der Eigenschaften des Gärrests als Kopfdünger angewandt werden.

## **Lüchow (Mais)**

Unmittelbar neben der Stärkefabrik in Lüchow wurde eine Biogasanlage gebaut, die mit ihren 10.000 m<sup>3</sup> Reaktorvolumen sicher zu den größten in Deutschland gehört. Die Nähe zur Stärkefabrik ist dabei kein Zufall. Allerdings wird nicht, wie man erwarten würde, aus den Resten, die bei der Produktion von Kartoffelstärke anfallen, das Biogas gewonnen, sondern vorwiegend aus pflanzlicher Biomasse, die von unabhängigen Landwirten in der Umgebung auf Grundlage von Lieferverträgen nach Bedarf angeliefert werden.

Dieses Organisationsmodell, bei dem die anlieferberechtigten Landwirte gleichzeitig auch Anteile an der Anlage besitzen, ist ihnen von der Stärkefabrik vertraut. Die Initiative, durch Erzeugung von Strom eine bessere und vor allem eine langfristig kalkulierbare Einnahmen aus Feldfrüchten zu bekommen, kam sogar von den Landwirten aus der Region. Ein Kapitalanteil von 410 € berechtigt einen Landwirt beispielsweise zur Lieferung 40 t Mais oder 230 m<sup>3</sup> Schweinegülle pro Jahr. Bei Mais werden dann je nach Qualität zwischen 16 und 22 € bezogen auf die Frischmasse bezahlt.

Die Gülle wird gegen eine Vergütung von 0,5 €/m<sup>3</sup> nur „ausgeliehen“ und die Nährstoffe werden wieder zurückgegeben. Sie trägt, ebenso wie die Pülpe der Stärkefabrik nur in geringem Maße zur Biogasproduktion bei. Es ist in erster Linie der Mais, der die Energie bringt.

Es werden 1.300 m<sup>3</sup> Biogas pro Stunde produziert, die drei Gasmotoren antreiben. Damit können 3,2 MW Strom ins Netz eingespeist werden. Ein gewichtiges Argument für die große, zentrale Lösung war der überlegene elektrische Wirkungsgrad von 41 %, der gegenwärtig nur von den großen Motoren erreicht wird.

Die Abwärme wird trotz intensiver Bemühungen weder von der Stärkefabrik

angenommen, noch kann sie für die Beheizung öffentlicher Gebäude in Lüchow verwendet werden. Nun wird sie zur Behandlung des Gärrests eingesetzt, der in einem mehrstufigen Vakuumverdampfer eingedickt wird. Das reduziert die Transporte, mit denen die Nährstoffe wieder auf die Felder gebracht werden, um rund 200.000 km pro Jahr, spart tausende Tonnen Treibstoff und schont die Nerven der anderen Verkehrsteilnehmer. Das flüssige Kondensat enthält kaum noch Nährstoffe und soll an die kommunale Kläranlage abgegeben werden.

## **Spezielle Reaktorkonzepte**

Die Befürchtung, daß konventionelle Biogasanlagen Probleme mit der Vergärung fester pflanzlicher Rohstoffe haben könnten, hat zur Entwicklung von dafür speziell ausgelegten Reaktorsystemen geführt. Diese werden zum Teil unter dem Stichwort „Trocken- bzw. Feststoffvergärung“ zusammengefaßt. Charakteristisch für diese Konzepte ist, daß zumindest die Feststoffe nicht nennenswert bewegt werden. Es gibt also keine Rührwerke, keine mechanische Durchmischung des Reaktorinhalts. Es ist aber möglich, daß sich eine Flüssigkeit bewegt. Etwas in Form einer Perkolation.

Inwieweit diese Konzepte denen, die hier beschrieben wurden tatsächlich überlegen sind, wird sich hoffentlich bald zeigen. Die ersten Pilotanlagen für pflanzliche Rohstoffe werden, sind eben in Betrieb genommen worden.

# Water scrubber technique for biogas purification to vehicle fuel

*Morgan Jansson*

*Flotech Limited Sweden, Box 7018, S-17407 Sundbyberg, Sweden*

## Zusammenfassung

Ein System zur Biogas Reinigung wird beschrieben wie es von Flotech angeboten wird. Das System basiert auf der nassen Gaswäsche. Es ist derart entwickelt, dass ein Produktgas geliefert wird, das eine Zusammensetzung von 97-98 % Methan mit maximal 5 ppm Schwefelwasserstoff hat und auf einen Taupunkt von  $-80\text{ }^{\circ}\text{C}$  getrocknet ist.

*Schlüsselwörter: Biogas, Gasaufbereitung, nasse Gaswäsche, Treibstoff*

## Abstract

A system of biogas purification is described as offered by Flotech. The system is based on water scrubber technique. The system is designed to deliver a product gas with a composition of 97-98 % methane, hydrogen sulphide maximum 5 ppm and dried to a dew point of  $-80\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

*Keywords: biogas, biogas upgrading, water scrubbing technology, vehicle fuel*

## Introduction

Flotech is a privately owned company founded in 1983, with operations in Australia, New Zealand and Sweden. Flotech has supplied clients world-wide with thoroughly designed and manufactured equipment and systems to the highest quality standards. The group is committed to delivering energy efficient, environmentally sound solutions by application of the most advanced technology.

Flotech has developed a number of different processes and techniques for GAS DRYING AND TREATMENT. Our operation in Sweden, has supplied many Biogas treatment plants in which the Biogas is cleaned, refined to 97-98% pure methane, dried and then compressed to 250 Bar for use as a vehicle fuel. Flotech design and manufacture refrigerated gas dryers and also offer a standard range of Temperature and Pressure Swing Absorption (TSA/PSA) dryers. We have supplied complete fuel gas conditioning packages, which deliver precise gas quality on a number of power plants around the world.

## Premises, workshop & testing capability

The workshop in Auckland, New Zealand is a well-equipped factory with comprehensive heavy fabrication facilities and CNC automated machine tools occupying a total production floor area of  $1600\text{m}^2$ . Work undertaken in the Auckland plant ranges from assembly of stock or standard design heat exchangers, welding & machining of larger custom built components - through to fabrication, assembly, paint finishing and full load factory testing of complete process skid packages.

## Project execution

Flotech's establishment in Europe is based in Stockholm, Sweden – which has been an important centre for development of upgraded biogas for the past 10 years or so. Flotech Sweden specialises in providing the technology and equipment to companies experienced with project execution and management, or to end customers, which manage erection of the equipment. Flotech's role therefore is to deliver process packages within defined battery limits, which will perform to strictly guaranteed criteria. Satisfaction is ensured with technical support – covering project conception through to installation supervision, pre-commissioning, start up, training and ongoing service functions.

In Sweden Flotech is cooperating with PURAC who engage in the business of marketing and erecting gas Purification plants designed and manufactured by Flotech.

## Biogas purification plants – capacity ratings

Flotech offers a range of CSFR (Compressor, Scrubber, Flash gas methane Recovery) biogas plants that utilise water scrubbing gas-cleaning process to remove  $\text{CO}_2$  and  $\text{H}_2\text{S}$  followed by heated PSA principle drying. Performance of the scrubbing system is dependent on the water temperature – and the chart below indicates design capacity based on the inlet raw gas flow to the plant. Raw gas is assumed to be typical biogas of 30 – 45%  $\text{CO}_2$ ; remainder  $\text{CH}_4$ . Product gas contains < 2%  $\text{CO}_2$  delivered at  $\leq 8$  barG.

Water in the scrubber system absorbs heat during operation and therefore must be cooled. This can be achieved by a refrigeration system, or if sufficient cold, fresh water is available, by simply exchanging the water. When using water exchange, the plant can normally be operated  $\approx 3^\circ\text{C}$  higher than the incoming fresh water temperature. Contact Flotech for exact performance data, based on available water supply.

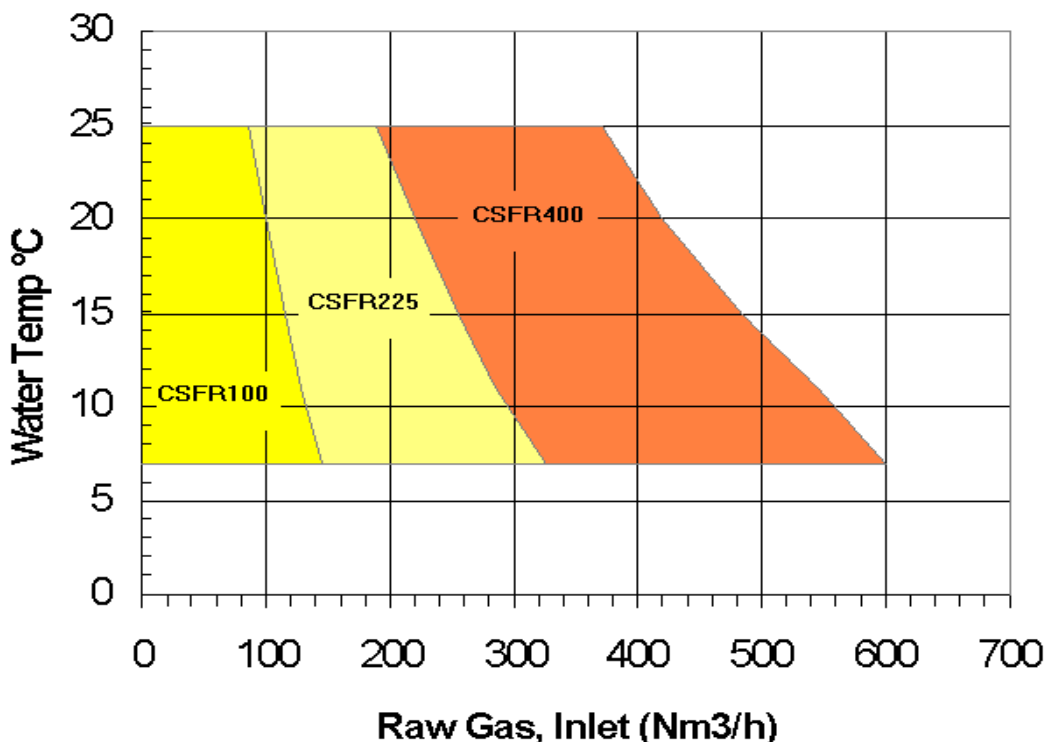


Fig 1. Capacity vs. water temperature



If a refrigerated water chilling system is utilised, the scrubber system temperature can be controlled under all conditions – allowing operation at maximum capacity. Water chilling is economically attractive, especially for higher capacity plants. Not only is the plant size and capital cost lowered – the scrubbing water circulation rate is reduced, lowering pump energy consumption and cost.

## Process technology

### System Overview

The Purification system comprises a Gas Compressor designed to compress raw biogas to a pressure suitable for processing, a water scrubbing system, which removes carbon dioxide and other trace gases from the raw biogas; and a PSA/TSA gas drier, which removes moisture, making the delivered gas suitable for use as a vehicle fuel. The plant is designed to operate with a gas inlet temperature variable between 0°C and 40°C. The system is designed to deliver product gas, with composition 97-98% methane (CH<sub>4</sub>), hydrogen sulphide (H<sub>2</sub>S) maximum 5 ppm and dried to a dew point of -80°C.

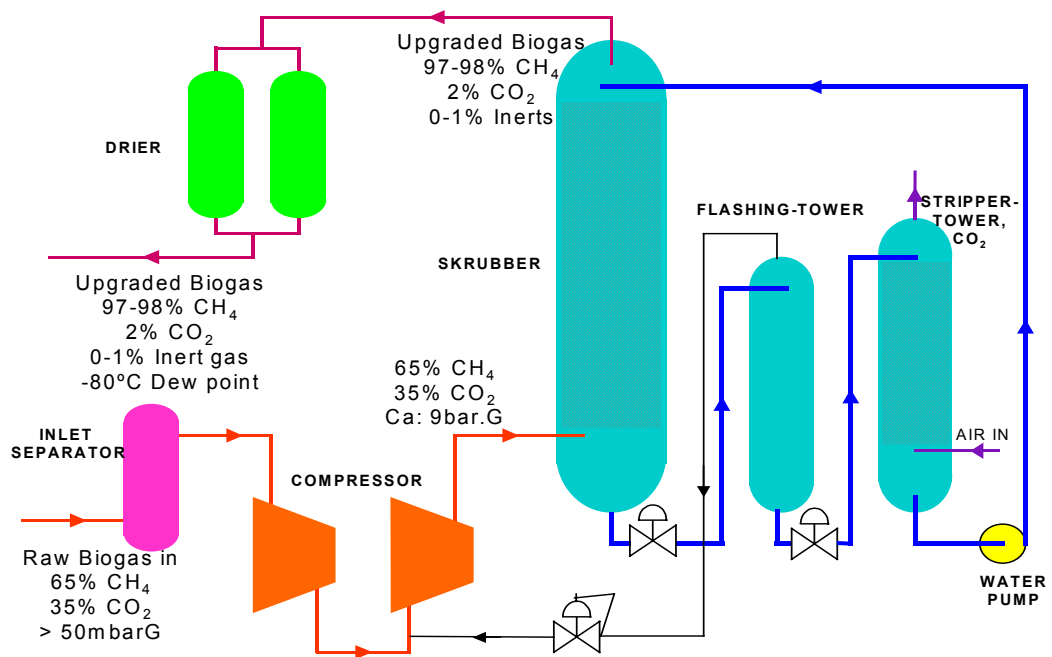


Fig 1. Process scheme.

The plant is comprised of two basic systems, firstly the compression system, which contains such items as the separators, the compressor, the main drive motor and the gas coolers. The second is the gas processing plant, which contains a scrubber tower, a flashing tank, a stripping tank, gas drier and associated valves and control equipment.

All process vessels and water piping need to be insulated, as part of the installation works.

The mechanical and electrical systems have been designed in accordance with current European Community regulations. Material selection is in accordance with EC regulations for biogas equipment.

The plant is protected by a series of Pressure High, Pressure Low and Temperature High trips, which will automatically shut down the plant if fault conditions are detected by the local control system.

## Basic Process Description

### *Gas Path*

Raw biogas is provided to the contract interface, an automatic isolating valve. The raw gas passes to an inlet separator vessel, which is fitted with high efficiency coalescing elements designed to remove free moisture from the incoming raw gas. The inlet separator vessel also acts as a receiver for condensate from the inter stage separator, the second stage after cooler and for the gas used to regenerate the drier columns. The inlet separator vessel has two chambers. Each chamber is fitted with an automatic drain system, which is activated by level switches fitted to that chamber. The drain system is designed to ensure that no gas is allowed to escape during a draining operation thus eliminating gas losses.

The gas passes from the inlet separator vessel through an isolating valve to the compressor suction and is compressed to approximately 3 barG.

Under pressure and over pressure protection devices are fitted to the stage 1 suction, and over pressure and over temperature protection devices are fitted to the stage 1 discharge.

A water-cooled shell & tube heat exchanger cools the gas after compression. An inter stage separator removes water and condensate.

The inter stage separator vessel also acts as a receiver for methane gas recovered from the flashing tank - see the flashing tank description in the water circulation section below. (2.12)

From the inter stage separator vessel the raw gas passes to the compressor 2<sup>nd</sup> stage and is compressed to approximately 9barG.

Over pressure and over temperature protection devices are fitted on the stage 2 discharge.

The gas is cooled in a water-cooled shell and tube heat exchanger after the second stage on compression before the scrubber tower. Water and hydrocarbon condensates after the second stage cooler are removed.

The raw gas enters the scrubber tower at the base and is evenly distributed through the scrubber by a custom designed gas distributor therefore ensuring the highest possible efficiency of the scrubbing system.

The gas enters the base of the scrubber column then rises to the top contra flow to stripped water entering at the top of the tower. The water absorbs the undesirable gases, such as CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S, the product gas, (now mainly methane) passes to a coalescer separator vessel that removes any free moisture. The product gas then passes to a Pressure Swing Adsorption (PSA) type heated regenerative gas drier set. A molecular sieve media dries the gas.

The dried product gas passes through a filter and a backpressure control valve. The purpose of the backpressure valve is to maintain a steady set pressure in the scrubber tower thus ensuring maximum and consistent CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S removal. The product gas is delivered to the skid boundary where metering and odouring may occur.

### ***Water Path***

The water pump draws water from the base of the stripping tank and delivers water to the top of the scrubber tower. The scrubber tower is fitted with a high efficiency water distributor. The distributor ensures that the stripped water is evenly distributed throughout the scrubber tower resulting in the highest efficiency (and therefore maximum CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S removal) possible.

The water passes through the scrubber tower, which is filled with proprietary packing material. The media is essential to the performance of the scrubber tower and ensures the effective absorption of the CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S. The water, with dissolved CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S, then collects at the base of the scrubber tower where a liquid seal is maintained by the water level control system. Water level in the scrubber is maintained by controlling the discharge of water through a pneumatically operated digital control valve in the outlet line.

The water at the base of the scrubber is saturated with CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S. It is necessary to remove the undesirable gases before recycling the water back to the scrubber tower. The regeneration process is achieved in a 2-stage process. In the first stage the discharged water is led to a flashing tank. This tank is at an intermediate pressure between the scrubber tower pressure and the stripping tank pressure (which is at atmospheric pressure).

The majority of methane that has been absorbed in the scrubber tower is released in the flashing tank. This gas then passes back to the compressor inter stage separator vessel, via a back-pressure regulator, which is the device that maintains the pressure in the flashing tank.

The flashing tank also has a gas seal maintained by the water level, which like the scrubber tower, is maintained by a pneumatic control valve and electronic level transmitter.

Water from the flashing tank is fed to the top of the stripping tank and onto a high efficiency, custom designed water distributor. As with the scrubber tower, the distributor ensures that the water is evenly distributed throughout the stripper tower resulting in the highest efficiency possible.

The water from the distributor in the stripper tower falls through the packing material. Air is drawn through the stripping tank by an air blower and is passed in contraflow to the water flow. This causes the water to release the undesirable gases (CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S) into the air stream and stripped water is left at the base of the tank.

There is a reservoir seal in the base of the stripping tank. The water level is maintained by admitting make up water through an air-actuated valve, which is activated by a level switch fitted to the stripping tank.

The water cycle repeats.

### ***Stripper Air Path***

The air stream from the stripping tank blower is led to a safe disposal point. Disposal of the waste gas is usually to a biological filter, such as an "earth filter".

### ***Protection Devices***

There are switches described as Critical Trip Switches, which will cause the plant to shutdown to its fail-safe condition, regardless of the PLC input conditions. These critical trips directly trip all motor contactor(s) therefore stopping the plant.

### **Gas Analysers & Bad Gas**

A gas analyser may be placed before the skid and a gas analyser is required after the skid to monitor the gas composition leaving. The raw gas analyser may be used to monitor the methane content in the feedstock gas. The product gas analyser monitors methane, hydrogen sulphide and water content (dew point).

Gas quality control criteria are determined by methane content, hydrogen sulphide content and the dew point of the product gas. An actuated valve is provided on the product gas outlet, in conjunction with an actuated valve (Bad Gas Valve) between the skid gas outlet and flare. Upon detection of out-of-specification gas, the outlet line is shut off and the bad gas line is opened, sending gas to be flared. This ensures that no out-of-specification gas is allowed to enter the gas delivery pipeline.

Once the gas is detected as being within specification, the actuated valve opens allowing product gas to be delivered to the gas delivery pipeline.

### **Gas Analyser and Water Pump Speed Control**

Speed of the water pump is controlled according to plant capacity. If the methane content of the product gas approaches the out-of-specification set point (typically 97% CH<sub>4</sub>) the water pump speed is increased. This increases the amount of water supplied to the scrubber tower and subsequently increases the amount of CH<sub>4</sub> that can be released from the raw gas.

If the methane level of the product gas exceeds 98%, the water pump capacity can be reduced. This decreases the amount of water supplied to the scrubber and subsequently decreases the amount of CO<sub>2</sub> that is removed from the raw gas. This control loop helps to optimise the CO<sub>2</sub> removal and minimize the power usage of the plant thus reducing running costs.

### **Flow meters**

The inlet meter is installed upstream of the skid to monitor the flow rate of raw gas onto the skid. The outlet meter is installed downstream of the skid to monitor the flow rate of product gas off each skid. These meters are used for control and monitoring functions as follows:

- a. Determination of the gas odouriser dosing rate
- b. Providing an output for the operator to monitor plant capacity

### **Gas Odouriser**

A gas odouriser is mounted off skid. The dosing rate is varied according to the flow rate of product gas delivered from the skid, as determined by the product gas flow meter.

### **Water Scrubbing System**

The scrubbing system upgrades the biogas quality by preferentially absorbing the undesirable gases such as carbon dioxide and hydrogen sulphide into the solvent liquid, which in this case is water.

The elevated pressure in the scrubber forces gas absorption; the water is then passed through a flashing tank where methane is recovered at an intermediate pressure. Control of the scrubber water temperature is by a temperature transmitter

mounted at the pump discharge, which controls the operation of a water-cooling/chilling system.

A continuous supply of clean make-up water is required at the skid edge.

The liquid levels of the flashing tank and scrubber tower are controlled electronic level controllers. These valves are designed to cope with 2-phase flow, and are sized with generous design margins to cope with plant upsets and startup conditions.

The scrubber tower incorporates a weir decant system which skims the top layer off the water in the scrubber tower, this may contain light hydrocarbon fractions, sulphur, fats and other contaminants. This skimmed liquid is collected in a small vessel attached to the side of the scrubber and is drained periodically to the skid edge.

### ***Gas Drying System***

After cleaning in the scrubbing system, the product gas passes through a coalescing filter and then to a PSA type / heated regenerative drier. This uses dual towers, which are filled with molecular sieve media – one of which is always actively drying with the other regenerating or on standby. The bed capacity is sufficient for a cycle time of 8 hours with generous reserve capacity. The towers have pressure indicators and transmitters to show which bed is active and pressure relief is provided for the drier vessels, to protect against thermal expansion when isolated.

The discharge gas analyser system monitors the drier dew point. When the dew point reaches a pre-determined temperature and the drier column currently under regeneration has been regenerating for at least the minimum specified period, the drier columns duties are swapped over with the regenerated bed becoming the active bed. This function guarantees that, should the dew point of the gas go out-of-specification, the time that the gas is out-of-specification is minimized.

### ***Cooling Water System***

Water for cooling at the compressor interstage and after coolers must be provided. Optional closed loop coolers are available. The cooling water may also be used for a heat recovery system (supplied by others). Thus heat energy generated by the compression process is recovered. The heat recovery flow can be controlled to 55-60°C at the skid edge by use of a manual throttling valve.

### ***Scrubber Water Cooling System***

It is necessary to chill the scrubber water temperature to approximately 7°C to maximise the adsorption of CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S gases. A refrigerated water/glycol chilling plant must be included for maximum performance of the plant. Approximately 50kW of heat must be removed from the process water system.

Table 1. Utilities &amp; waste streams(Example data based on csfr400)

<b>Energy</b>			
<b>Item</b>	<b>Installed Power</b>	<b>100% Consumption</b> Approx. 600 Nm <sup>3</sup> /hr	<b>Con- 50 % Consumption</b> Approx. 300 Nm <sup>3</sup> /hr
Compressor	90 kW	78.0 kWe	40.0 kWe
Water Pump	37 kW	34.3 kWe	22.6 kWe
Water Chiller & Pump	20 kW	16.0 kWe	10.0 kWe
Stripping Air Blower	7.5 kW	6.0 kWe	3.0 kWe
Lubricating Oil Pump	0.75 kW	0.5 kWe	0.5 kWe
Drier Heater	4.0 kW	3.0 kWe	2.0 kWe
Ancillaries	0.5 kW	0.5 kWe	0.5 kWe
<b>Fluids</b>			
Make-up Water	0.2-0.5 m <sup>3</sup> /hr, potable (drinking quality) preferred < 25°C		
Compr Cooling Water	2.5-3.0 m <sup>3</sup> /hr (assumes water available @ < 25°C)		
Instrument Air	1-2 m <sup>3</sup> /hr, dry air @ 6-9 bar		
Plant Room Ventilation	Check local regulations! Ventilation > 2 m <sup>3</sup> /s air recommended; room should be kept at 5-30°C with heating (if required) to prevent freezing		
Lubrication Oil	4-8 litres / day		
Water Treatment	e.g. chlorine, requirement varies, according to site conditions		
<b>Effluent Streams</b>			
Water, Oil & Condensate Separated Gas	0.2-0.5 m <sup>3</sup> /hr Approximately 850 m <sup>3</sup> /hr @100% (usually sent to earth filter) Typical composition: 56% N <sub>2</sub> , 29% CO <sub>2</sub> , 14% O <sub>2</sub> , 1% H <sub>2</sub> O + H <sub>2</sub> S etc.		

<sup>1</sup> Values based on raw gas capacity of 600 Nm<sup>3</sup>/hr with process water chilling (≈50 kW cooling effect) installed. For intermediate capacities, values can be scaled linearly by interpolation.

<sup>2</sup> Compressor cooling can be by an optional closed circuit radiator, which will consume ≈ 6 kWe instead of cooling water. Heat recovery from the cooling water system can also be incorporated, providing up to 70 kW via water heated to 50-60°C.

# Anforderungen an Grünes Gas™

G. Friedrichs

CCE, Düsseldorf, email: ghjccce@aol.com

*Auf Grundlage der Vortragsfolien*

## Inhaltsübersicht

1. Einspeisung in die Netze der Netzbetreiber
  - Rechtliche Grundlagen für Netzzugang
  - Verbändevereinbarung: Anlage 1 „Kompatibilität“
2. Gasfachliches Regelwerk
  - Inhaltsübersicht des DVGW-Arbeitsblattes G 262 (Entwurf)
  - Schnittstellensystematik zur öffentlichen Gasversorgung
3. Potentielle Auswirkung auf Gasgeräte

## Gesetzliche Grundlagen

- Artikel 7(2) und 10(2) der EG-Richtlinie 98/30/EG: „... Es (das Verteilerunternehmen) unterlässt auf jeden Fall jegliche diskriminierende Behandlung von Netzbenutzern oder Kategorien von Netzbenutzern, ...“
- Erstes Gesetz zur Änderung des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts (Entwurf 04.12.2000), §4a, Ziffer (2): „Die Betreiber von Gasversorgungsnetzen sind verpflichtet, ...technische Vorschriften ... zur Interoperabilität ... festzulegen. Zur Interoperabilität gehören insbesondere technische Anschlussbedingungen und die Bedingungen für netzkompatible Gasbeschaffheiten unter Einschluss von Gas aus Biomasse. Die Vorschriften müssen objektiv und nicht diskriminierend sein. ...“
- Stromeinspeisegesetz - Gaseinspeisegesetz (?)

## VV-3. Allgemeine Grundsätze

- Gewährung des Netzzugangs für Erdgasunternehmen und Kunden im Regelfall nach objektiven, transparenten und nichtdiskriminierenden Kriterien
- Unterschiedliche Gasbeschaffheiten kein grundsätzlicher Ablehnungsgrund, aber: siehe „Anlage Kompatibilität“
- Transportleistung grundsätzlich auch gegen phys. Flussrichtung
- Organisatorische Hilfestellung beim Transport durch mehrere Netze durch kompetente Unternehmen
- Kosten für Erstellung, Betrieb und Instandhaltung des technischen Netzzugangs incl. MSR und Übertragungseinrichtungen durch Kunden

## Allgemeine Anforderungen an die Einspeisung in Übergabeschnittstellen nach VV

- Ausreichender Druck
- kompatibel
- Zeit- und Wärmeäquivalenz

### VV 2 Anlage 1 „Kompatibilität“

- Anforderungen folgen aus DVGW-Regelwerk
- Kompatibilität ist gegeben, wenn
  - Spezifikation gewährleistet, dass für Ausspeisestelle keine Angleichungs- oder Umwandlungsverfahren erforderlich sind, z.B G 260 und G 685 eingehalten werden
  - der Mindestdruck ausreicht
- Nicht-Kompatibilität aus Gründen der
  - Sicherheit
  - Anwendungstechnik
  - Abrechnung
- Spielregeln bei Nicht-Kompatibilität
  - Begründung bzw. Nachweis durch NB
  - technisches und angemessenes Preisangebot durch NB zur Herstellung der Komp. nach KuV; ggf. Erläuterung der Hinderungsgründe
  - Schlichtungsstelle bei Meinungsverschiedenheiten

### Biogasnutzung im DVGW-Regelwerk

- DVGW-Arbeitsblatt G 260 „Gasbeschaffenheit“
- DVGW-Arbeitsblatt G 685 „Gasabrechnung“
- DVGW-Merkblatt G 262 „Nutzung von Deponie-, Klär- und Biogasen“ (Juni 1991)
- DVGW-Arbeitsblatt G 262 „Nutzung von regenerativ erzeugten Gasen“ (Entwurfsveröffentlichung 4. Quartal 2002)  
Gründe: Erste Version gab als Merkblatt Hinweise zur Nutzung.  
Zweite Version gibt als Arbeitsblatt Vorgaben zum geregelten Transport im Netz der Netzbetreiber



## Grundzüge vertraglicher Qualitätsbestimmungen

- Die Gasbeschaffenheitsparameter in Einkaufs-, Transport-, Speicher- und Verkaufsverträgen müssen grundsätzlich miteinander korrespondieren
- Für Verkaufsverträge in D gilt das DVGW-Arbeitsblatt G 260 in der jeweils gültigen Form
- Für die Abrechnung im geschäftlichen Verkehr (GVU - Endkunde) gilt das DVGW-Arbeitsblatt G 685

## Gasbeschaffenheitsmessung

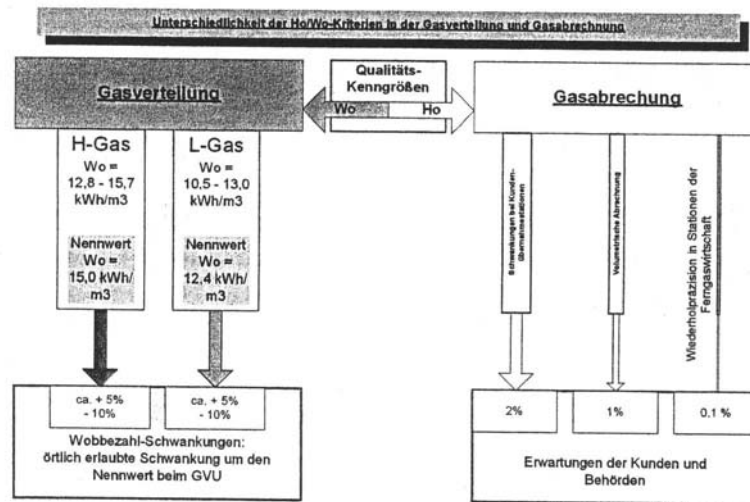
- Kontrolle der Gasbeschaffenheit im Hinblick auf Produkthaftung erforderlich ( $H_2S$ , Taupunkt, Abwesenheit von vermuteten sonstigen Gasbegleitstoffen)
- Messung der Gasbeschaffenheit im Hinblick auf Steuerung der Konditionierungsanlage erforderlich zur Einstellung kompatibler Gasbeschaffenheiten ( $H_s$ ,  $W_s$ ) und als Steuergröße zur zeit- und wärmeäquivalenten Übernahme/Übergabe nach VV

## Gasbeschaffenheit 2. Gasfamilie G 260

Brennwert	8,4-13,1 kWh/m <sup>3</sup>
Wobbe-Index	
Gruppe L:	10,5-13,0 kWh/m <sup>3</sup>
Gruppe H:	12,8-15,7 kWh/m <sup>3</sup>
Sauerstoff	3 % (trockene Netze) 0,5 % (feuchte Netze)
Gesamtschwefel	30/150 mg/m <sup>3</sup>
RSH-Schwefel	6/16 mg/m <sup>3</sup>
$H_2S$	5/10 mg/m <sup>3</sup>
Taupunkte	Bodentemperatur bei jew. Leitungsdr.
Staub, Nebel, Flüssigkeit	technisch frei

## VW 2 Anlage 1 Kompatibilität (2)

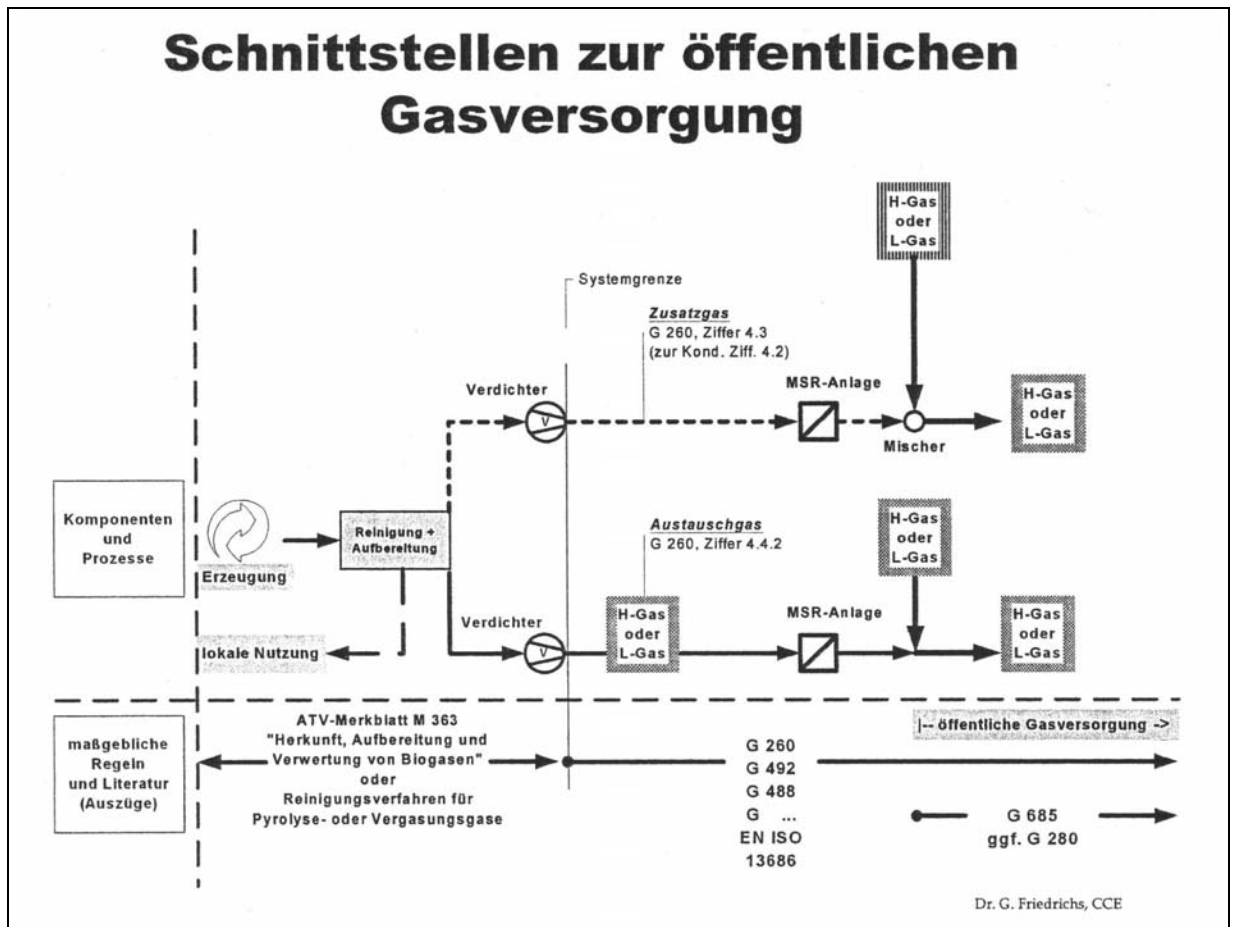
### unterschiedliche Kompatibilitätskriterien Ho/Wo G260-G685



## DVGW-Arbeitsblatt G 262 (neu): Inhaltsverzeichnis

### Vorwort

- 1 Geltungsbereich**
  - 2 Normative Verweisungen**
  - 3 Gasbeschaffenheit**
    - 3.1 Rohgase
      - 3.1.1 Gas aus fermentativen Prozessen
      - 3.1.2 Gase aus thermischen Prozessen
    - 3.2 Aufbereitete Gase
      - 3.2.1 Brenntechnische Kenndaten
  - 4 Aspekte der Nutzung der Gase**
    - 4.1 Hinweise für die lokale Nutzung
      - 4.1.1 Kondensatbildung
      - 4.1.2 Korrosion
      - 4.1.3 Brenneigenschaften
      - 4.1.4 Technische und gesundheitliche Auswirkungen der Verbrennungsabgase
    - 4.2 Nutzung für die öffentliche Gasversorgung
      - 4.2.1 Aufbereitung
      - 4.2.2 Odorierung
      - 4.2.3 Einspeisung in ein Netz der öffentlichen Gasversorgung
  - 5 Bau und Betrieb der Anlagen**
  - 6 Sicherheitshinweise**
  - 7 Mitgeltende Regeln und Literaturhinweise**
- Anhang A Schnittstellen zur öffentlichen Gasversorgung  
 Anhang B Beispiele für die Zusammensetzung und Kenndaten regenerativ erzeugter Gase und Deponiegase



## Anforderungen an Mischanlagen

- Mischanlagen
  - sind Heiz- oder Wobbewert gesteuert
  - Mischanlagen sollten kontinuierlich betrieben werden können, d.h. gleichmäßige Abnahmen von Gas
- Sind Gase deutlich unterschiedlich, ist evtl. ein Mischer vorzusehen.
- Regelgrößen sind Druck, Volumenstrom, Heiz- oder Wobbewerte
- Starke Gasbeschaffenheitswechsel bewirken großen Regelaufwand und benötigen ein Netz, welches als „Dämpfung“ dient.

## Einfluss von CO<sub>2</sub> im Konditionierungsgas auf die Brenneigenschaften des Mischgases

- Zumischung von CO<sub>2</sub>-haltigen (Bio)-Gasen vermindert WS und HS und erhöht relative Dichte d
- bei atmosphärischen Brennern bewirkt eine erhöhte relative Dichte d eine verstärkte Primärluftansaugung und erhöht die Austrittsgeschwindigkeit am Brennermund → Abhebenneigung, evtl. Geräusche

## Möglicher Einfluss von höheren CO<sub>2</sub>-Gehalten auf die Gasgeräte

- Gasgeräte werden bei der Baumusterprüfung nicht mit CO<sub>2</sub>-haltigen Gasen getestet.
- Die Erfahrungen zeigen, dass bei konventionellen Gasgeräten keine Probleme zu erwarten sind, wenn der CO<sub>2</sub>-Gehalt nicht über 6 % liegt bzw.  $3 \times \% \text{CO}_2 + \% \text{N}_2 < 18$  ist. Weitere brenntechnische Reserven können fabrikatsabhängig bzw. durch spezielle Brenneinstellung möglich sein.
- Moderne NO<sub>x</sub>-arme Brenner werden an der Abhebegrenze betrieben. Daher ist mit Betriebsstörungen zu rechnen, wenn die auf schadstoffarme Verbrennung optimierten Brenner mit Grenzgasen betrieben werden.
- In der Praxis sind die Reserven heute schon  $< 0$  ! Deshalb sind bei Änderungen der Gasbeschaffenheit innerhalb der zulässigen Grenzen nach G 260 bereits zahlreiche Störungen aufgetreten.

## Zusammenfassung

- Durch politische Förderung unterstützt ist ein Ansteigen der Produktion von Gasen aus regenerativen Quellen wahrscheinlich;
- Durch die höhere Wertschöpfung als bei lokaler Nutzung werden diese Gase in die öffentliche Gasversorgung drängen;
- Die gesetzlichen Rahmenbedingungen erfordern eine diskriminierungsfreie Behandlung von allen Netzzugangskunden;
- Der DVGW hat sein Regelwerk angepasst, um die Übernahme und den Transport geregelt vorstatten gehen zu lassen;
- Selbst bei Einhaltung der technischen Vorgaben (G 260, G 685, 262) sind aufgrund des höheren CO<sub>2</sub>-Gehaltes im Mischgas Schwierigkeiten bei einigen Gasgeräten nicht ausgeschlossen.

# Grünes Gas<sup>®</sup> als neue Dienstleistung für 10 Mio. Familien?

W. Tentscher, C. Dumsch,  
eco Naturgas Handels GmbH, Max-Eyth-Allee 22, D-14469 Potsdam,

## Abstract

The value added chain was described in conjunction with new services in renewable energies to the society and end customers. Through the minimum compensation for upgraded biogas injected into the gas grid the farmer would be paid for his expenses of his key business of growing energy crops. Only through this feature all other services along the value added chain could come to life. One main feature of climate protection is the use of upgraded biogas as vehicle fuel or the full utilization of the biogas energy in e.g. fuel cells. Such transport and energy services, which could be requested in the near future by any family day to day were analysed in energy- and life cycle computations. Thus the family is in the centre of all considerations. Besides, advantages and employment would result for local craftsmen.

*Keywords: biogas, climate protection, vehicle fuel, cogeneration, life cycle analysis*

## Zusammenfassung

Die Wertschöpfungs- und Dienstleistungskette von der Landwirtschaft bis hin zum Endverbraucher wird beschrieben. Durch eine Mindestvergütung bei Gasnetzeinspeisung würde der Landwirt eine kostendeckende Vergütung für Energiepflanzen erhalten. Erst dadurch können sich alle weiteren Dienstleistungen in der Wertschöpfungskette entfalten. Ein Hauptmotiv für den Klimaschutz ist der Einsatz im Verkehr und die nahezu vollständige Nutzung der Energie im Biogas durch Verwertung in z.B. Brennstoffzellen. Diese Transport- und Energiedienstleistungen, die von jeder Familie bald tagtäglich nachgefragt werden, wurden in Ökobilanzen näher untersucht. So steht die Familie im Mittelpunkt des Interesses. Neben den Vorteilen für den Klimaschutz liegen weitere in der Förderung des Handwerks.

*Schlüsselwörter: Biogas, Klimaschutz, Treibstoff, Kraftwärmekopplung, Ökobilanzen*

## Potenzial von Biogas zur Primärenergieversorgung der Familie

Biogas wird hauptsächlich aus Gülle und Energiepflanzen produziert werden und seine Basis in der Landwirtschaft haben. Aus 190 Mio. t Gülle, ca. 1,5 Mio. ha Energiepflanzen und pflanzlichen Abfällen lassen sich jährlich ca. 15 Mrd. m<sup>3</sup> Methan produzieren. Eine Kuh produziert über das Biogas aus der Gülle ca. 1,5 m<sup>3</sup> Biogas (1 m<sup>3</sup> Methan) oder 10 kWh/Tag oder 3.650 kWh/Jahr. Damit kann jemand aus der Familie z.B. mit seinem Pkw tagtäglich ca. 13 km weit fahren oder ca. 30 bis 60 m<sup>2</sup> Passivhausfläche (60 - 120 kWh Primärenergieverbrauch/m<sup>2</sup>/Jahr) bzw. eine kleine Wohnung das ganze Jahr über energetisch voll versorgen, wenn das Methan in Strom und Wärme konvertiert wird. Noch viel leistungsfähiger sind Energiepflanzen. Ein ha produziert umgerechnet auf das Biogas aus der Energiepflanze ca. 6.100 m<sup>3</sup> bzw. 40.000 kWh/Jahr. Damit könnten Familienmitglieder 52.000 km mit Pkws fahren oder „über die lange Leitung“ indirekt 600 bis 1.200 m<sup>2</sup> Passivhausfläche über ein

Mikro-Power-Kraftwerk energetisch voll versorgen. So schließt sich der Kreis zwischen Landwirtschaft und Mikro-Power-Szenarios.

Das gesamte Methanpotenzial von 15 Mrd. m<sup>3</sup> pro Jahr wäre ausreichend für eine Transportleistung von bis zu ca. 67 Mrd. km oder 6,5 Mio. Pkws mit durchschnittlicher km-Leistung oder bis zu ca. 24 Mio. Familien in (Passivhaus)-Wohnungen von insgesamt 38 Mio. Wohnungen mit je 100 m<sup>2</sup> Wohnfläche. Wenn die Politiker die Rahmenbedingungen für die Dienstleistungen an der Familie setzen, könnte Biogas bis 2050, wenn das Biogaspotenzial ausgebeutet sein sollte, im Energiemix sehr wirksam sein.

Das Klimaschutzpotenzial alleine von Gas aus der gesamten Gülle (ca. 3 Mrd. m<sup>3</sup> Methan) mit Grünem Gas aus einer Anlage mit 100 m<sup>3</sup> Rohgas/h ist erheblich (siehe Abb. 5). Je nach Einsatz können ca. 3,6 - 7,5 (als Treibstoff in Pkw/Lkw) oder 4,5 - 7 (Brennstoffzelle) Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente gemindert werden. Das ist eine Auswahl von Verwertungsmöglichkeiten für Grünes Gas, denen es automatisch ausgesetzt ist, wenn es sich im Erdgasnetz befindet.

## Zur Energieausnutzung im Biogas und Grünem Gas<sup>®</sup>

Auf der Produktionsseite wird Biogas vor Ort mit elektrischen Wirkungsgraden von ca. 25% bis ca. 39% je nach BHKW-Größe verstromt. Abzüglich des Eigenbedarfes für die Heizung der Biogasanlage wird Abwärme produziert, die meist nicht richtig genutzt werden kann (siehe Abb. 1). Bei der Familie (Verbraucher) wurden 2 Verwertungen betrachtet: a) der Treibstoff und b) Haushaltsenergie. Die Energieverbrauchsstruktur des überwiegenden Teiles der Haushalte ohne Nachtstrom stellt sich dar wie Abb. 2 zeigt. Der Stromverbrauch ist hervorgehoben. Der eingespeiste Strom wird in Familien zwischen ca. 30 und 50% zur Erhitzung von Wasser

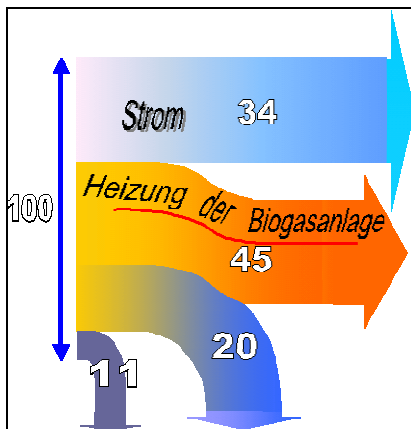


Abb. 1. Verstromung von Biogas auf dem Bauernhof

und Luft konvertiert. Dies geht aus Abb. 2 (ASUE, MSE 2002) und Abb. 3<sup>1</sup> (HEA, VDEW 2000) hervor, die zwar nicht ganz übereinstimmen aber das Problem deutlich machen. Unter diesen Gesichtspunkten erschien es interessant, die Auswirkungen in Ökobilanzen zu untersuchen, wenn Biogas als Primärenergie Grünes Gas<sup>®</sup> direkt zu den Verbrauchern gebracht und „an der langen Leitung“ konvertiert wird. Seit der Energieeinsparverordnung vom 1. Februar 2002 ist der Grundsatz, den Primärenergieverbrauch zu reduzieren, gesetzlich festgeschrieben. Zur Wassererhitzung sind die beiden Energien Strom und Grünes Gas<sup>®</sup> „gleichwertig“, denn für eine bestimmte Menge Wasser wird jeweils eine elektrische oder eine thermische kWh verbraucht. Der Primärenergieverbrauch ist jedoch ca. 3 zu 1. Aufbereitetes Biogas nicht nur höchste Primärenergiesubstitution, sondern auch CO<sub>2</sub>-Minderung erreichen (Abb. 4). Die Belastung von Biogas / Grünem Gas mit CO<sub>2</sub>-Äquivalenten variiert allerdings je nach Verfahren. Darauf wird in einem separaten Vortrag in diesem Tagungsband eingegangen (Dumsch & Tentscher, 2002).

<sup>1</sup> Fachverband für Energie-Marketing und Anwendung e.V. beim VDEW

## Wertschöpfungskette

Bei der Auftrennung von Biogas in Methan und Kohlendioxid können sich völlig neue Wertschöpfungsketten (Tentscher, 2001) ergeben. Es bieten sich direkte oder indirekte Vermarktungsmöglichkeiten für die beiden Koppelprodukte Methan und Kohlendioxid an. Eine mögliche Kette für die Option Durchleitung ist in Abb. 6 dargestellt. Dies ist der kompliziertere Fall der Vermarktung von Grünem Gas<sup>®</sup>, denn jeder Produzent muss das Gas über einen Energiehändler verkaufen. Der Energiehändler muss Verträge mit Gasnetzbetreibern und dem Aufkäufer abschließen. In Anbetracht der rechtlichen Lage kann der Biogashandel deshalb auch nur eine untergeordnete Priorität spielen. Die in der Begründung des EEG enthaltene Möglichkeit<sup>2</sup> scheint also ohne wirtschaftliche Bedeutung zu sein. Das Beispiel des Handels mit Grünem Strom zeigt, dass viele Händler inzwischen Insolvenz angemeldet haben (Anon, 2002,1).

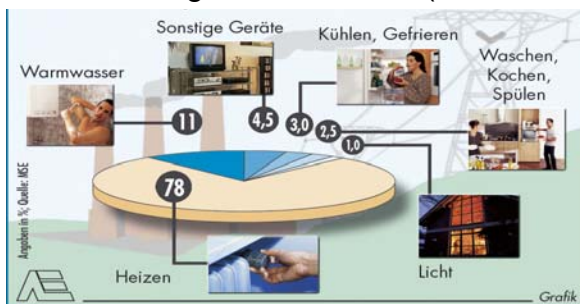


Abb. 2. Energieverbrauchsstruktur in Haushalten (www.asue.de)

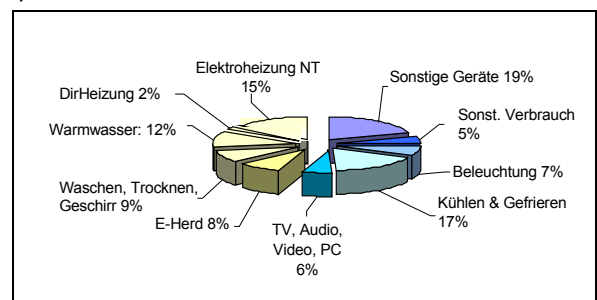


Abb. 3. Struktur des Stromverbrauches in Haushalten

Bei Gaseinspeisung mit gesetzlicher Mindestvergütung, wie es der Fachverband Biogas e.V. den Politikern im April 2001 vorgeschlagen hatte (Anon, 2001), würde der Verwaltungsaufwand minimiert. Parallelen findet man im EEG Erneuerbare Energien Gesetz. Der Fachverband Biogas e.V. (FvB) fordert deshalb die rechtliche Gleichbehandlung der erneuerbaren Energie an den internationalen Energienetzen Strom und Gas und die Verabschiedung eines Gaseinspeisegesetzes (GEG). Der FvB hat in einem GEG-Entwurf vom April 2001 ein gestaffeltes Vergütungsmodell für neu errichtete landwirtschaftliche Biogasanlagen erarbeitet<sup>3</sup>. Bei Umsetzung dieser Vergütungssätze würde die Wertschöpfungskette funktionieren und bei Vergärung alleine der gesamten Gülle erhebliche Klimaschutzwirkungen entfalten (siehe Abb. 5). Zusammen mit Energiepflanzen könnten ca. 15 Mrd. m<sup>3</sup> Grünes Gas produziert und Wärme als Stromersatz bis 40 bis 50 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalente mindern. Genaue Zahlen über die Belastung von Energiepflanzen mit CO<sub>2</sub>-Äquivalenten liegen uns vom ATB noch nicht vor.

Der Landwirt verdient am Umweltschutz durch seine Kernkompetenz, der Energiepflanzenproduktion und der Ausfäulung seiner Gülle (Tentscher, 2000). Mit Ganzpflanzenausfäulung kann der Landwirt auch kleine Güllemengen, die sonst nicht wirtschaftlich ausfäulbar wären, verwerten.

<sup>2</sup> In den Anwendungsbereich des Gesetzes fällt auch Biogas, das an einer anderen Stelle erzeugt und in das Gasnetz eingespeist wird, als es energetisch verwertet wird, sofern ein rechnerischer Nachweis für dessen Herkunft erbracht wird, da der Energiegehalt der Gasmenge, die entnommen wird, dem Energiegehalt der eingespeisten Biogasmenge entspricht.

<sup>3</sup> bis zu 0,5 MW soll die Mindestvergütung 10 Cent/kWh, bis zu 1,5 MW Leistung 7,5 Cent/kWh, bis zu 3 MW Leistung 6,5 und über 3 MW Leistung 5 Cent/kWh betragen. Dieser Vorschlag richte sich nach der typischen Struktur der deutschen landwirtschaftlichen Betriebe.

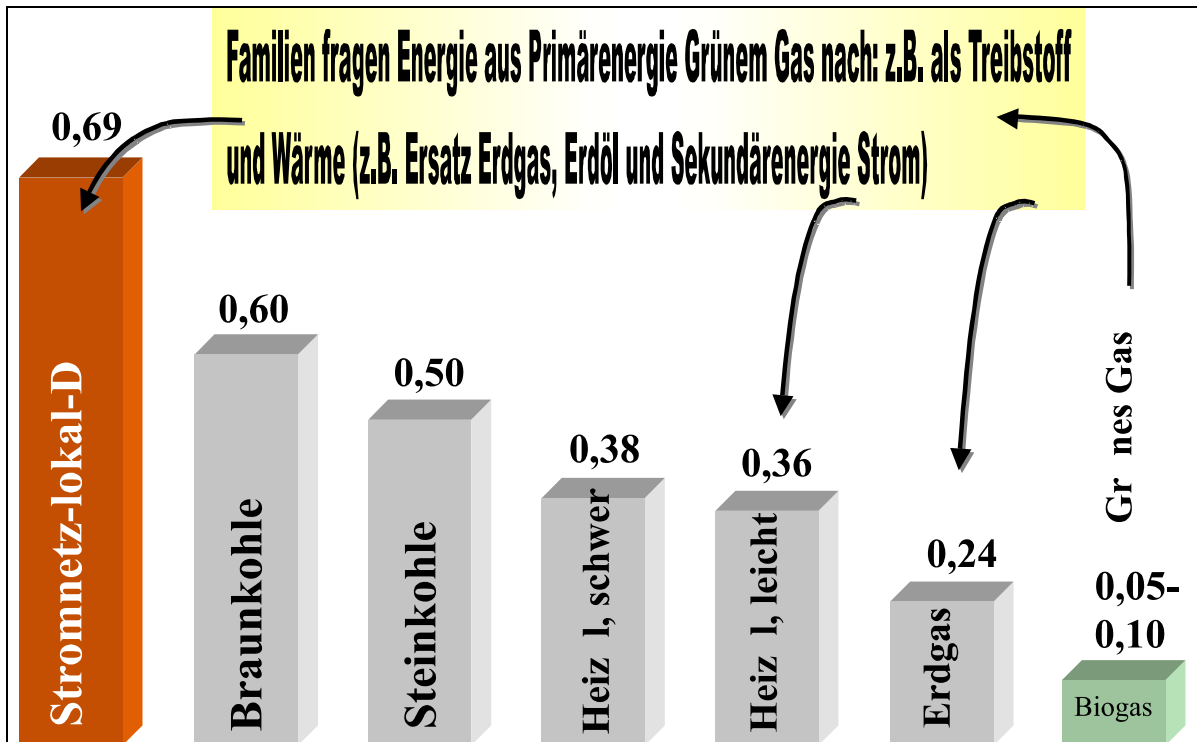


Abb. 4. CO<sub>2</sub>-Äquiv.-Bildung verschiedener Brennstoffe. Links: kgCO<sub>2</sub>/kWh<sub>el</sub>, alle übrigen kgCO<sub>2</sub>/kWh<sub>th</sub> (Quelle: GEMIS Version 4.07)

Neue Wertschöpfungen lassen sich über das abgetrennte Kohlendioxid erzielen. Je nach Ausstattung der Gastrennungsanlage kann CO<sub>2</sub> in unterschiedlicher Reinheit gewonnen werden. Die Preise pro kg CO<sub>2</sub> gehen dabei sehr weit auseinander. Gering gereinigtes Kohlendioxid mit Spuren von Luft und Methan kann in landwirtschaftlichen Silos oder in Treibhäusern verwendet werden und ggf. fossiles CO<sub>2</sub> ersetzen. Der Dünger Kohlendioxid ermöglicht einen ca. 20% höheren Ertrag und eine ca. 15% geringere Vegetationszeit. Darüber hinaus gibt es diverse andere ökologisch und wirtschaftlich sinnvolle Einsatzgebiete für Kohlendioxid. Bei entsprechend hoher Reinheit könnte es in chemische Produkte umgewandelt werden und damit fossile Rohstoffe verdrängen. So wären z.B. Polykarbonat-Produkte aus Biogas denkbar. Die Pelletierung von Trockeneis ist Stand der Technik. Mit CO<sub>2</sub>-Pellets kann man Sandstrahlen ersetzen und Oberflächen sehr schonend reinigen.

Mit dieser Vermarktung und der von Methan ergeben sich für die Landwirtschaft viele Vorteile:

- Neue Märkte können erschlossen werden, die mit der reinen Verstromung auf dem Betrieb nicht zugänglich werden.
- Die Kosten für Energiepflanzenanbau und Biogasproduktion müssen sich nicht mehr an der Stromeinspeisevergütung orientieren.
- Es wäre im Prinzip kein BHKW mehr nötig oder nur noch eines mit kleiner Kapazität, wenn der betriebliche Strombedarf aus Biogas gedeckt werden soll. Der Betrieb der Biogasanlage beschränkt sich auf die Vergärung und die Gastrennung.
- Die BImSchG-Genehmigung vereinfacht sich, weil vor Ort fast keine motorischen Abgase mehr anfallen. Die Anlagen sind genehmigungsrechtlich unauffällig.
- Die Energieausbeute im Biogas ist wesentlich höher, bei etwa gleichbleibender bzw. noch gesteigerter Primärenergiesubstitutionseffizienz.
- Zusätzliche Einkünfte sind über den Verkauf des abgetrennten CO<sub>2</sub> möglich.



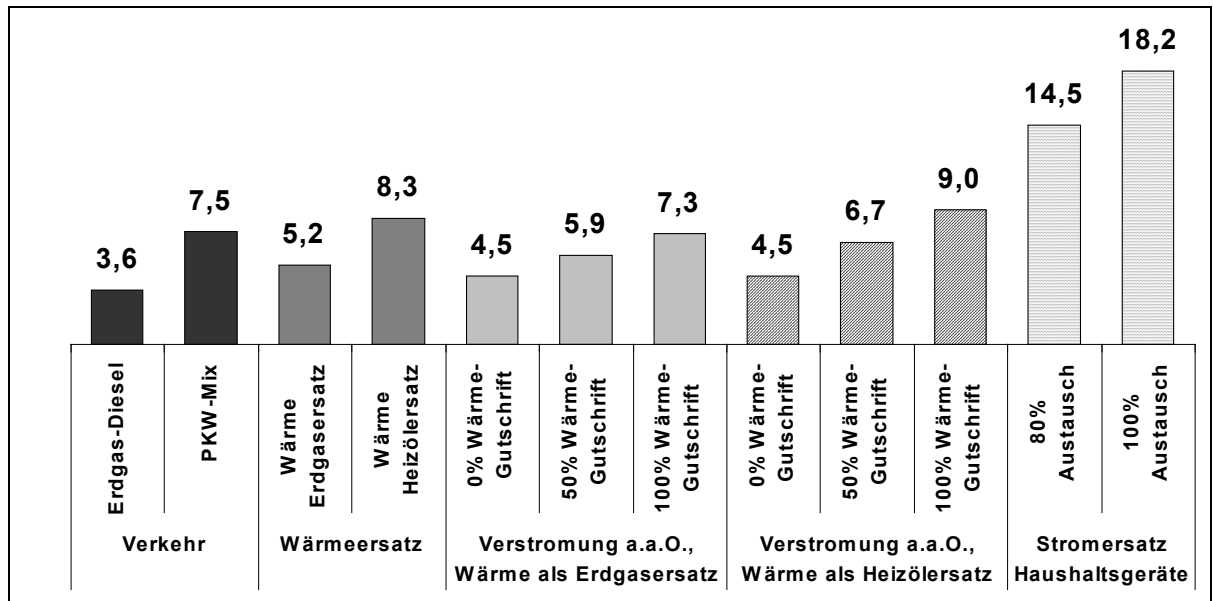


Abb. 5. Einsatz-Optionen für Grünes Gas und Minderungspotenzial von CO<sub>2</sub>-Äquivalenten (Mio. t/Jahr) hochgerechnet auf die Produktion von 3 Mrd. m<sup>3</sup> Methan/a aus ca. 190 Mio. t Gülle.

## Dienstleistungen

Dienstleistungen entstehen anhand der Wertschöpfungskette, um bis 2050 ca. 0,5 Mrd. m<sup>3</sup> Faulraum zu errichten und z.B. ca. 15 GW Leistung im Grünen Gas® ins Gasnetz einzuspeisen. **a) Der Landwirt ist der erste in der Dienstleistungskette.** Er produziert das Biogas auch aus Ganzpflanzen<sup>4</sup> auf einer nachhaltigen und betriebswirtschaftlich langfristig kalkulierbaren Basis. Damit erbringt er nicht nur eine Dienstleistung für den nachhaltigen Klima- und Umweltschutz, sondern auch für die Strom- und Wärme- sowie die Treibstoffnachfrage in der Gesellschaft. **Dienstleistungsfirmen** können nicht nur mit dem äußerst wichtigen Gülle-Management betraut werden, um die ausgefaulten Stoffe, die den Dünger enthalten, in die *wachsenden* Kulturen zu bringen und zu recyceln, damit die klimaschädlichen Lachgasemissionen und der Nachdüngungsbedarf minimiert werden. sondern auch die Ganzpflanzen ernten, silieren und zur Biogasanlage (Einfülltrichter) transportieren.

**b)** Weitere Dienstleister sind **landwirtschaftliche Berater**, die sich ein spezielles Beratungspotenzial z.B. in steuerlichen Aspekten oder in speziellen Fruchtfolgen von Energie-, Düngungs- und Nahrungsmittelpflanzen erworben haben.

**c) Projektierende Ingenieurbüros** sind klassische Dienstleister für Biogasanlagen. Sie erhalten ein neues Betätigungsfeld bezüglich der Biogasaufbereitungsanlagen, Tankstellenprojektierung, Gasnetzeinspeisung und Kohlendioxidaufbereitung. Teilweise werden diese Tätigkeiten auch von Lieferfirmen wie der Autoren mit erbracht.

**d)** Wenn ausreichend Biogas aufbereitet würde, könnte in Zukunft Grünes Gas® gehandelt und damit **Dienstleistungen für familiären Bedarf an umweltfreundlicher Mobilität, für Wärmebedarf, für Strom- und Wärmebedarf** aus Mikro-Power erbracht werden. Architekten haben dann eine weitere Option, die erneuerbare Energieversorgung von Häuser zu planen. Der leitungsgebundene Gashandel ist jedoch

<sup>4</sup> Bei der Befreiung der Biotreibstoffe von der Mineralölsteuer (Bundestagsdrucksache 14/9265 vom 05. Juni) wird die Produktion von Biotreibstoffen aus Ganzpflanzen hervorgehoben, weil das Potenzial pro ha Anbaufläche groß ist.

von den rechtlichen Rahmenbedingungen wie Energiewirtschaftsgesetz und geregelter Netzzugang abhängig, die Grünes Gas® nicht fördern. Der Handel mit Kohlendioxid unterschiedlicher Qualitäten und Aggregatzustände für unterschiedliche Verwendungszwecke ist auch vorgesehen.

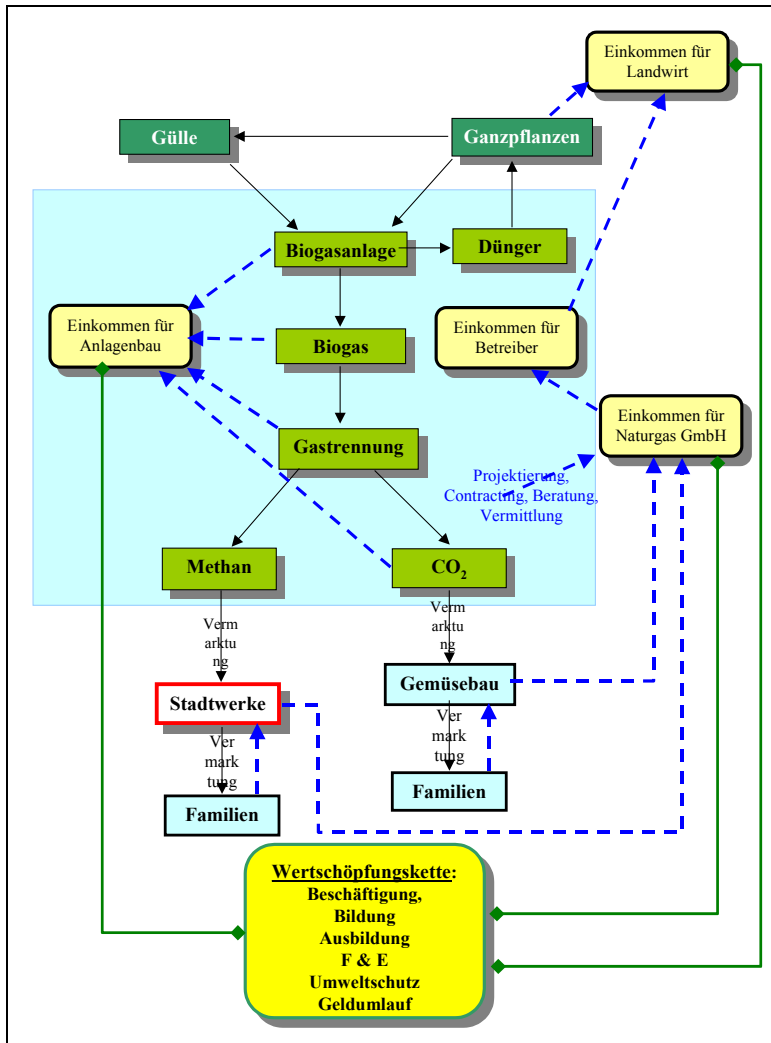


Abb. 6. Beispiel einer neuen Wertschöpfungskette für eine Biogasanlage mit Gaseinspeisung und Durchleitung

Anlage hat eine Kapazität von 50, die größte bis 600 m<sup>3</sup> Biogas/Stunde. Die energetische Amortisationszeit von solchen Anlagen liegt je nach Kapazität und Betriebsweise zwischen ca. 0,5 bis 3 Monaten. Das Minderungspotenzial der Abb. 5 kann unter Vorbehalten auf eine Anlage umgerechnet werden. Bei Heizung mit Erdgasersatz liegt es pro Anlage zwischen ca. 500 bis 4.000 t CO<sub>2</sub>-eq. pro Jahr.

**g) Förderung des Handwerks:** Die Ausfäulung von Energiepflanzen erfordert neue Einbringungstechnologien in den Fermenter<sup>6</sup>. Durch die Herstellung dieser und vieler anderer Komponenten für Biogasanlagen wird das Handwerk gefördert.

**e)** Weiterhin haben sich die Autoren eine Kernkompetenz in der **Erstellung von Ökobilanzen** geschaffen, die sie gerne ausbauen möchten. Diese Dienstleistung wird generell angeboten für z.B. alle mit Biogas oder Landwirtschaft zusammenhängenden Fragen, aber auch darüber hinaus. Kommunen haben Aufklärungsbedarf über ihre Produkte und können Entscheidungsgrundlagen für z.B. Zertifizierungen und Betriebsoptimierungen vorbereiten.

**f)** Eine wesentliche Dienstleistung wird der **Vertrieb der Schlüsseltechnologie**<sup>5</sup>

Gasaufbereitungsanlage, der nassen Gaswäsche jeder Größe für Biogas, Klärgas, Grubengas, Deponiegas, Synthesegas und sonstige Gase (siehe Abb. 7) sein. Eine große Nachfrage wird bei kleinen und mittleren Anlagen erwartet. Die kleinste zur Zeit angebotene

<sup>5</sup> Schlüsseltechnologien für neue Arbeitsplätze im Umwelt- und Energiebereich werden im Koalitionsvertrag vom 16. Okt. 2002 unterstützt, Kap. IV, Forschung, Innovation, Nachhaltigkeit

<sup>6</sup> Die eco Naturgas Handels GmbH hat ein Patent u.a. auf einen Seitenschacht zur leichten Einbringung von Biomasse in den Fermenter angemeldet. Dieser Seitenschacht wird ebenso in den Vertrieb gehen und einen Teil der Dienstleistungen bilden.

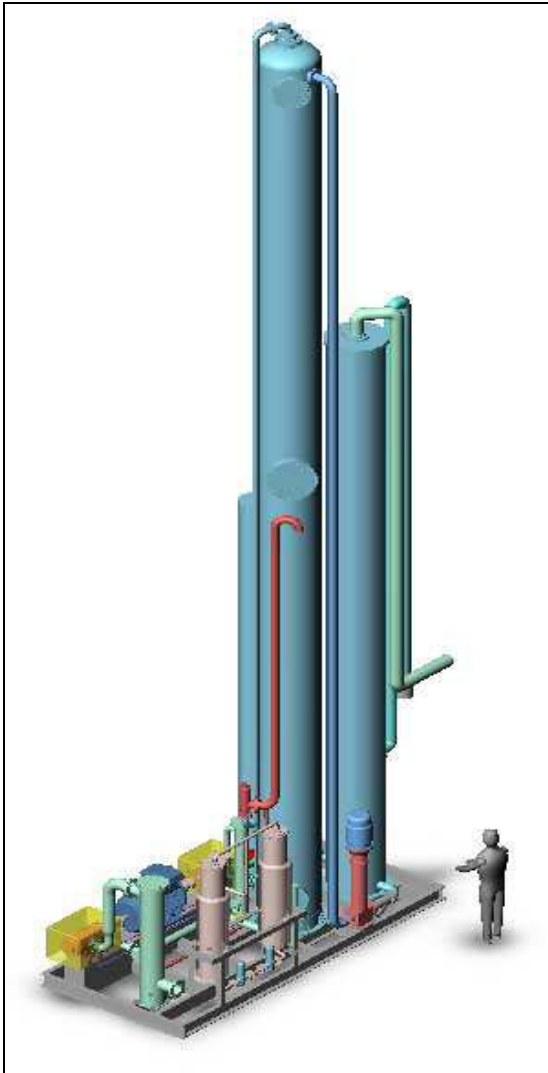


Abb. 7: Nasse Gaswäsche

**h) Förderung des Handwerks, Energie-sparen als neues Geschäftsfeld.** Mineral-treibstoffe werden nach und nach durch Biogas ersetzt. Um z.B. den Stromeinsatzes in großen elektrischen Haushaltsgeräten z.B. zur Erhitzung von Wasser zu reduzieren und den Vorgaben auf Senkung des Stromverbrauches so weit wie möglich nachzukommen (Trittin, 2002), bieten sich mehrere Dienstleistungen an. **Die erste** Dienstleistung besteht darin, Verbraucher im sparsamen Umgang mit Primärenergie zu beraten, z.B. bei Haushaltsgeräten. Die Beratung erstreckt sich z.B. auch auf Bezug und Verwertung von Gas<sup>7</sup> und Biogas/Grünes Gas<sup>®</sup>. „Mit Biogas kann man auch Süppchen kochen“ (Janzing 2001). Diese Erkenntnisse werden z.B. vom BUND, von der DENA<sup>8</sup> (dena, 2002), dem BGW, dem Wuppertalinstitut<sup>9</sup> und der ASUE vertreten<sup>10</sup>. Die eco Naturgas Handels GmbH bietet sich als *Kompetenzzentrum* für diese Zwecke an. **Die zweite** Dienstleistung liegt z.B. in der Nachrüstung von Haushaltsgeräten. Dadurch kann im Handwerksbereich eine erhebliche Beschäftigungsnachfrage ausgelöst werden. Diese Tätigkeiten können einhergehen mit Tätigkeiten zur Heizungsmodernisierung und Optimierung von Heizungsanlagen. Neben der Nachrüstung ist die Beratung im Austausch

von E-Herden und Wäschetrocknern durch gasbetriebene Geräte von Bedeutung. Diese Dienstleistungen sollten ebenfalls in dem Kompetenzzentrum angesiedelt werden. Bei einer Zertifizierung von Biogasenergie (Grünes Gas<sup>®</sup>) könnte nicht nur die Herkunft, sondern womöglich auch die Art und Weise der Verwertung beurteilt werden.

**i) Exportorientierung** ist sehr wichtig, um Biogas als erneuerbare Energiequelle international zu stabilisieren (Anon, 2002,3). Die Autoren sind bestrebt, ihre Dienstleistungen in Drittweltländern direkt und über Multiplikatoren z.B. der GTZ, KfW, Green Venture Aktivität der IHK Potsdam, dem Fachverband Biogas e.V., Beratung und Gutachten anzubieten.

<sup>7</sup> Tipps 10 und 15 der Broschüre: Lasst uns das Klima retten, 25 einfache Energiespartipps für zu Pro ausgetauschtem E-Herd können z.B. ca. 400 kWh<sub>el</sub> pro Jahr eingespart und damit zur Emissionsminderung von ca. 145 kg CO<sub>2</sub> pro Jahr beitragen werden. und unterwegs. Aktion Klimaschutz der dena, Deutsche Energie Agentur, seit dem 14. August 2002, [www.aktion-klimaschutz.de](http://www.aktion-klimaschutz.de)

<sup>8</sup> Pro ausgetauschtem E-Herd können z.B. ca. 400 kWh<sub>el</sub> pro Jahr eingespart und damit zur Emissionsminderung von ca. 145 kg CO<sub>2</sub> pro Jahr beitragen werden.

<sup>9</sup> Thomas, S., Wissner, M., Kristof, Dr. K., Irrek, W. (2002): Die vergessene Säule der Energiepolitik, Energieeffizienz im liberalisierten Strom- und Gasmarkt in Deutschland (Wuppertal Spezial 24)

<sup>10</sup> [www.bund-berlin.de](http://www.bund-berlin.de), [www.aktion-klimaschutz.de](http://www.aktion-klimaschutz.de), [www.bgw.de](http://www.bgw.de), [www.wuppertalinst.org](http://www.wuppertalinst.org), [www.asue.de](http://www.asue.de)

j) Im Zusammenhang mit der Lobbyarbeit über den Fachverband Biogas e.V. haben sich die Autoren eine **Kompetenz in Initiierung und detaillierten inhaltlichen Begründung** eines neuen Gebietes bei der Biogasnutzung geschaffen.

k) Daher sollte auch die **Dienstleistung Forschung** ausgebaut werden. Es gibt in vielen Bereichen der Wertschöpfungs- und Dienstleistungskette erheblichen Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Die Autoren werden aktiv an Forschungsprojekten mitwirken als auch dazu beitragen, Projekte zu initiieren.

## Regionale Entwicklungsgesellschaft

Es wäre zu prüfen, ob die große Zahl der oben genannten Dienstleistungen, die nicht nur von einer Firma erbracht werden können, in einem Firmenverbund angeboten und durchgeführt werden. So könnte zu dem Zweck eine Regionalentwicklungsgenossenschaft gegründet werden, in der Firmen und Einzelpersonen Mitglieder sind. Zu den potentiellen Mitgliedern würden Agrar-Berater, Ing.-Büros, Handelsfirmen, Architekten, Handwerker zählen. Diese Genossenschaften können auch die gesamte Region werbungsmäßig nach außen vertreten und insgesamt analog der Stadtteilgenossenschaften im Kiez als wirtschaftliche Vernetzungsplattform der Region dienen. Solche Strukturen werden vom Prüfungsverband der klein- und mittelständischen Genossenschaften e.V. in Berlin vorgeschlagen.

## Fazit

Zielgruppe der neuen Dienstleistungen ist die Familie. Erhalt und Schaffung vieler neuer Arbeitsplätze, vor allem aber in den strukturschwachen ländlichen Regionen, eröffnen sich auf der ganzen Wertschöpfungskette. Die Biogasaufbereitung auf Erdgasqualität (Grünes Gas<sup>®</sup>) wird eine große Zukunft haben und eine Schlüsseltechnologie werden. Hier stößt man auf ein großes ungenutztes Potenzial. Im Wärmebereich kann Biogas wirkungsvoll eingesetzt werden. Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz hat eine hohe Nachhaltigkeit und ist eine wirkungsvolle Ergänzung zur Verstromung vor Ort wobei die ca. 50 bis 65% KWK-Abwärme meist nicht richtig genutzt werden können.

Die Verwendung von Grünem Gas<sup>®</sup> als Treibstoff hat schon heute große Perspektiven mit ebenso hohen Minderung von CO<sub>2</sub>-Äquivalenten wie beim direkten Wärmeeinsatz in Haushalten. In 10 bis 15 Jahren (Fell, 2002) dürfte sich die Effizienz durch Brennstoffzellen in Pkws stark erhöhen, so dass auch hier die Nutzung erneuerbarer Energie mit hoher Effizienz gekoppelt sein wird. Die scharfe Preis- und Niedrigsteuer-Konkurrenz des Erdgases soll bis 2020 bestehen bleiben (Anon, 2002,2).

Die Verstromung von Biogas vor Ort erfolgt mit ca. 25 bis 39 % elektrischem Wirkungsgrad, ein mehr oder weniger großer Teil des eingespeisten Stromes wird in den Haushalten zur Erhitzung von Wasser und Luft eingesetzt. Da erscheint es sehr sinnvoll, die Primärenergie Biogas gleich direkt den Haushalten zur Verfügung zu stellen, um Wärme z.B. in Mikro-Power Brennstoffzellen in KWK zu erzeugen und Strom aus der Leitung zu substituieren. Sehr effizient wäre bei beginnender Biogaseinspeisung auch begleitende Beratungs- und Umsetzungsmaßnahmen. So könnte die im Biogas enthaltene Primärenergie zu über 90% genutzt und bis zu drei mal mehr fossile Primärenergie substituiert werden. Die Nutzung von Grünem Gas<sup>®</sup> geht einher mit energetischer Modernisierung von Gebäuden, Passivhäusern, Niedrigenergiehäusern und 3-Liter-Autos.

Die vergütete Gaseinspeisung in das Erdgasnetz wäre der geeignete Motor für den Start und die weitere Umsetzung dieser neuen innovativen Anwendungen für Biogas.

## Danksagung

Diese Arbeiten wurden über das ProInnoProgramm „INNOvationskompetenz mittelständischer Unternehmen“ des Bundesministeriums für Wirtschaft (BMWi)<sup>11</sup> finanziell unterstützt, PN KF 0096001K WZ9. Partner im Forschungscooperationsprojekt ist das ATB in Potsdam Bornim.

## Literatur

Anon (2002,1): Bundestagsdrucksache 14/273

Anon (2001): Gaseinspeise-Gesetz (GEG), Gesetz über den Vorrang für Gas aus erneuerbaren Energien, Entwurf vom April 2001 ([http://www.energiwerk.net/download/enwr\\_gaseinsp.pdf](http://www.energiwerk.net/download/enwr_gaseinsp.pdf)).

Anon (2002,2): Koalitionsvereinbarung 2002, Die Steuerermäßigung für Erdgasautos im Verkehr wird bis zum Jahre 2020 fortgeschrieben. ([www.spd.de](http://www.spd.de)).

Anon (2002,3): China: Potenzial für 200 Millionen Biogasanlagen. Neue Energie 11/2002: 128.

dena (2002): Persönliche Kommunikation mit der dena Deutsche Energie Agentur, September 2002.

Dumsch, C., Tentscher, W. (2002): Vergleichende Öko- und Energiebilanzen von Grünem Gas®, in Tagungsband: Biogas und Energielandwirtschaft - Potenzial, Nutzung, Grünes Gas™, Ökologie und Ökonomie. 18.-19. November 2002 in Potsdam (M. Heiermann & M. Plöchl, eds). Bornimer Agrartechnische Berichte 32. ATB: Potsdam-Bornim: (in press).

Fell, H.-J. (2002): Treibstoffe durch Erneuerbare Energien – ein breites Spektrum. In: Solarzeitalter 3/2002: 21-22.

Janzing B. (2001): taz Nr. 6381 vom 24.2.2001, Seite 35, 196 Zeilen (TAZ-Bericht).

Tentscher, W. (2001): Biogas im Energiemix, Brennstoff für virtuelle Kraftwerke. In: Erneuerbare Energie in der Land(wirt)schaft 2001. Medenbach M.C. (Hrsg.), Verlag für landwirtschaftliche Publikationen, Zeven: 34-53.

Tentscher, W. (2000): Der Landwirt als Produzent von Grünem Gas im Netzverbund – Neue Perspektiven für die Landwirtschaft. II. Internationale EUROSOLAR-Konferenz Der Landwirt als Energiewirt, 14. - 15. Januar 2000. EUROSOLAR-Verlag, Bonn: 65-70.

Trittin, J. (2002): Die klimatische Wende. Die Erdatmosphäre heizt sich weiter auf. Erneuerbare Energien müssen ausgebaut werden, um die Treibhauskatastrophe zu verhindern. Financial-Times-Deutschland vom 05. April 2002.

---

<sup>11</sup> PRO INNO wird das Engagement der kleinen und mittleren Unternehmen für die Erneuerung ihrer Erzeugnisse, Technologien und Dienstleistungsangebote und damit für zukunftssichere Arbeitsplätze unterstützen. Das Programm zielt auf Innovationssprünge und wachsende technologische Kooperationserfahrungen bei kleinen und mittleren Unternehmen. Zielgruppe sind ca. 50.000 innovative mittelständische Unternehmen in Deutschland, einschl. Handwerksbetriebe. Das Programm setzt auf Anstoßwirkungen in den mittelständischen Unternehmen. Deshalb ist die Förderung hinsichtlich Dauer, Intensität, Umfang und Anzahl begrenzt.



# Transport von grüner Energie im Erdgasnetz – rechtliche Voraussetzungen und Rahmenbedingungen

*RA Olaf Däuper, Becker, Büttner, Held, Köpenicker Str. 9, 10997 Berlin*

## Abstract

Both, the European and the national legislator in Germany are planning to give green gas non-discriminatory access to the Gas transport system. Those planned provisions are still proposals and not enacted yet. They also are not going to give green gas any priority in comparison to natural gas. The legally non-binding, so-called *Verbändevereinbarung Erdgas*, however, is not applicable on green gas.

*Keywords: biogas, transport, gas transport system*

## Zusammenfassung

Die technische Kompatibilität vorausgesetzt sollen nach Auffassung sowohl des europäischen als auch des nationalen Gesetzgebers Rechtsvorschriften geschaffen werden, die zur Folge hätten, dass Biogas diskriminierungsfrei in das allgemeine Gasnetz eingespeist werden darf. Bislang haben diese Vorschriften, die keine Privilegierung von „grünem“ Gas vorsehen, das Entwurfsstadium jedoch nicht verlassen. Die (rechtsunverbindliche) Verbändevereinbarung Erdgas ist auf Biogas hingegen nicht anwendbar.

*Schlüsselwörter: Biogas, Transport, Erdgasnetz*

## Einleitung

Während Strom aus erneuerbaren Energien im Strommarkt mittlerweile im Prinzip im Markt etabliert ist, er auch und gerade auf EU-Ebene gefördert wird, steht erneuerbare Energie im Gasbereich (Biogas) erst seit verhältnismäßig kurzer Zeit auf der Tagesordnung. Mit der Liberalisierung des europäischen Gasmarktes steigen auch die Chancen, Biogas in das Erdgasnetz einspeisen zu können. Damit könnte Biogas als Produkt der Landwirtschaft den Weg zu den Verbrauchern in den Städten finden. Voraussetzung allerdings ist ein funktionierendes Transportregime im Biogasbereich.

## Rechtliche Voraussetzungen und Rahmenbedingungen

Aus rechtlicher Sicht spielen die Voraussetzungen und Rahmenbedingungen für den Transport von grünem Gas auf drei Ebenen eine Rolle: Zum Ersten auf der europäischen Ebene, auf der Richtlinien verabschiedet werden, die in den Mitgliedsstaaten nur mittelbar Recht schaffen. Zum Zweiten auf nationalstaatlicher Ebene, auf der die EG-Richtlinien umgesetzt und in nationale Gesetze gegossen werden. Zum Dritten auf der (unverbindlichen) Verbandsebene, die sich durch Verabschiedung von Verbändevereinbarungen selbst reguliert.

## Biogas in der EU

Auf europäischer Ebene wurde am 22.06.1998 die Gasbinnenmarkttrichtlinie 98/30/EG verabschiedet. Diese Richtlinie stellt kein unmittelbar geltendes Recht in

Deutschland dar, sondern sollte bis zum August 2000 umgesetzt werden. Bis zum 18.10.2002 war eine solche Umsetzung in Deutschland nicht erfolgt. Deswegen kündigte die EG-Kommission am 15.10.2002 an, die Bundesrepublik Deutschland wegen einer Verletzung des EG-Vertrags zu verklagen.

a) *Inhalt der Richtlinie 98/30/EG*

In der Gasbinnenmarktrichtlinie ist u.a. geregelt, dass der Gasbinnenmarkt dadurch verwirklicht werden soll, dass die Interoperabilität der Transportnetze hergestellt wird. Hierzu sollen technische Vorschriften zur Auslegung und zum Betrieb der Netze geschaffen werden, die dann auf objektive und nicht diskriminierende Weise gehandhabt werden sollen (Art. 5 RL). Auf Basis dieser Regel erfolgt dann der Netzzugang. Hierbei haben die Mitgliedsstaaten die Wahl zwischen einem verhandelten und einem regulierten Netzzugang. Entscheidend für beides soll sein, dass der Netzzugang auf objektive, transparente und nicht diskriminierende Art und Weise vonstatten geht (Art. 14 RL). Speziell auf Biogas zugeschnittene Regelungen existieren in der Richtlinie 98/30/EG nicht.

b) *Richtlinienentwurf der EG-Kommission vom 07.06.2002*

Im Gegensatz hierzu wird Biogas im überarbeiteten Richtlinienentwurf der EG-Kommission vom 07.06.2002 erwähnt. Die allgemeinen Ziele dieses Richtlinienentwurfs gehen dahin, dass die Marktöffnung für Gas und Strom vorverlegt wird, strengere Entflechtungsvorschriften (*legal unbundling*) vorgesehen sind und ein System veröffentlichter und genehmigter Netznutzungstarife durch nationale Regulierungsbehörden geschaffen werden soll.

Biogas ist im Erwägungsgrund 21 erwähnt. Hier heißt es wörtlich:

*„Die Mitgliedsstaaten sollen sicherstellen, dass Biogas und Gas aus Biomasse einen nicht diskriminierenden Zugang zum Gasnetz erhalten, vorausgesetzt, der Zugang ist mit den einschlägigen technischen Vorschriften und Sicherheitsnormen vereinbar.“*

Dies ist in den Vorschriften, die sich mit dem Anwendungsbereich des Richtlinienentwurfs (Art. 1 RL-E) und mit dem Informationsaustausch zwischen Verteilnetzbetreibern (Art. 10 Abs. 3 RL-E) beschäftigen, genauer spezifiziert. In beiden Fällen steht die Anwendbarkeit von Biogas in dem Richtlinienentwurf unter dem Vorbehalt, dass es technisch möglich ist, Biogas sicher in das Erdgasnetz einzuspeisen. Damit wird Biogas im Richtlinienentwurf zum ersten Mal auf europäischer Ebene explizit berücksichtigt, jedoch nicht privilegiert. Eine Privilegierung von Biogas im Zusammenhang mit der Gasbinnenmarktrichtlinie würde allerdings auch im Widerspruch zum allgemeinen Regelungsinhalt und –ziel der Binnenmarktrichtlinie stehen, die ersichtlich auf Objektivität, Transparenz und Diskriminierungsfreiheit beim Netzzugang, nicht auf Förderung erneuerbarer Energien abzielt.

## **Deutsches Energierecht**

Im deutschen Recht ist die Gasbinnenmarktrichtlinie 98/30/EG, wie erwähnt, bislang noch nicht umgesetzt.



### c) *Novellierung des EnWG*

Im Entwurf der Regierungsfractionen, der vor Ablauf der 14. Legislaturperiode nicht mehr verabschiedet werden konnte und deshalb der Diskontinuität des Gesetzgebungsverfahrens zum Opfer fiel, war der Begriff „Gas aus Biomasse“ explizit in § 4a Abs. 2 EnWG-E erwähnt. Im Zusammenhang mit der Interoperabilität der Gasnetze sah § 4a Abs. 2 EnWG-E vor, dass u. a. Bedingungen für netzkompatible Gasbeschaffungen unter Einschluss von Gas aus Biomasse in objektiver und nicht diskriminierender Weise gefasst werden sollten. In der Gesetzesbegründung zu § 4a EnWG-E wurde dabei auf Biogas im Sinne der DVGW-Merkblätter G 260 und 262 verwiesen. Daraus ist der Schluss zu ziehen, dass Biogas, sofern der Entwurf des EnWG tatsächlich verabschiedet worden wäre, bei netzkompatibler Beschaffenheit im Sinne des § 4a EnWG-E nicht mehr hätte diskriminiert werden dürfen. Allerdings sieht § 4a EnWG-E auch keine Privilegierung von Biogas vor.

### d) *Kartellrechtlicher Netzzugangsanspruch*

Da das EnWG-E (zumindest vorübergehend) nicht mehr zur Debatte steht, muss weiterhin auf § 19 Abs. 4 Nr. 4 GWB (*essential facilities*-Doktrin) zurückgegriffen werden, um Netzzugang für Biogas zu erreichen.

Nach dieser Vorschrift müssen marktbeherrschende Unternehmen Zugang zu Infrastrukturnetzen gegen angemessenes Entgelt gewähren, wenn Netzzugangspetenten eine Wettbewerbsstellung gegen das marktbeherrschende Unternehmen auf vor- oder nachgelagerten Märkten nur auf diese Weise erreichen können. Eine sachliche Rechtfertigung für die Netzzugangsverweigerung kommt allerdings in Betracht, wenn dem Netzbetreiber der Netzzugang unmöglich oder unzumutbar ist. Diese können sich aus betriebsbedingten oder sonstigen Gründen ergeben.

In diesem Rahmen ist es denkbar, dass Netzbetreiber die netzkompatible Beschaffenheit von grünem Gas bestreiten. In einem solchen Fall würde sich das Fehlen einer Regelung mit dem Inhalt von § 4a Abs. 2 EnWG-E bemerkbar machen, da es dann keine Regelung gäbe, die die netzkompatible Beschaffenheit von Biogas feststellen bzw. objektive Kriterien zur Feststellung festlegen würde.

### e) *Sonstiges deutsches Recht*

Ansonsten existiert im deutschen Recht kein Gesetz, das die Abnahme und Vergütung von grünem Gas regeln würde. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) regelt die Abnahme und Vergütung von Strom aus regenerativen Energieträgern, die Biomasseverordnung regelt nur, welche Stoffe als Biomasse im Sinne des EEG gelten und welche technischen Verfahren bzw. Umweltauflagen bei der Erzeugung von Strom aus Biomasse einzuhalten sind. Ein mit dem EEG korrespondierendes Gaseinspeisegesetz (GEG) existiert in Deutschland nicht.

### **Verbändevereinbarung (VV) Erdgas**

Die zwischen mehreren großen Industrie- und Fachverbänden geschlossene VV Erdgas findet schon laut Titel auf Biogas keine Anwendung. Die VV Erdgas, die in ihrer zweiten Fassung am 03.05.2002 geschlossen wurde und mit Wirkung zum 01.10.2002 in Kraft trat, ist eine privatrechtliche Vereinbarung zwischen dem BDI, dem VIK, dem BGW und dem VKU. Sie besitzt keine Verbindlichkeit für Mitgliedsunternehmen und erzeugt keine einklagbaren Rechte für Dritte. Die angedachte „Ver-

rechtlichung“ der VV Erdgas mittels der EnWG-Novelle ist durch das Scheitern der Novelle zunächst auf unbestimmte Zeit verschoben.

Die Regelungen in der VV Erdgas zur Kompatibilität der Gasbeschaffenheiten unter Bezugnahme auf die Spezifikation nach dem DVGW-Regelwerk G 260 und G 685 wäre im Prinzip zwar auch auf Biogas anwendbar, soweit dieses aufbereitet den jeweiligen Spezifikationen entsprechen würde. Tatsächlich scheint es aber so zu sein, dass die Verbände in der VV II wiederum nur den Netzzugang von *Erdgas* regeln wollten. Dies ergibt sich zum einen aus dem auf Erdgas rekurrierenden Titel und zum anderen daraus, dass Biogas in den einzelnen Regelungen nicht einmal erwähnt wird. Im Ergebnis ist damit zu konstatieren, dass die VV Erdgas Biogas nicht erfasst.

## Fazit

Zusammenfassend lässt sich das Fazit ziehen, dass sowohl der europäische als auch der nationale Gesetzgeber erkannt haben, dass Biogas diskriminierungsfrei in das allgemeine Gasnetz eingespeist werden sollte. Zumindest haben beide Gesetzgeber dies in ihren neuesten Gesetzesentwürfen so dargestellt. Beide Gesetzgeber haben aber bislang keine Privilegierung und keinen Vorrang für Biogas gegenüber herkömmlichen Erdgas vorgesehen. Die VV Erdgas hingegen ist weder rechtsverbindlich noch auf Biogas anwendbar.

Die Mindestakzeptanz von Biogas im Sinne eines Anfangs ist durch die Umsetzung des aktuellen Entwurfs der Binnenmarkttrichtlinie Gas und ein Neueinbringen des gescheiterten Entwurfs der EnWG-Novellierung denkbar. Das Steigern der Akzeptanz von Biogas auf ein marktreifes Niveau lässt sich hingegen nur dann verwirklichen, wenn zur diskriminierungsfreien Behandlung noch eine spezielle Förderung durch Gesetze (beispielsweise durch ein Gaseinspeisegesetz oder ein regeneratives Wärmegesetz) und die Verwirklichung von Modellprojekten hinzukommen, durch die die praktische Relevanz und Marktfähigkeit von Biogas auch für einen Staat wie die Bundesrepublik Deutschland deutlich wird.

## Literaturverzeichnis

Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Gesetzes zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts, Bundestag-Drucksache 14/5969.

Geänderter Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinien 96/92/EG und 98/30/EG vom 07. Juni 2001 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und den Erdgasbinnenmarkt, KOM (2002) 304 endgültig.

Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Juni 1998 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt, 1998 L 204, S. 1 ff..

Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas (VV Erdgas II) zwischen den Verbänden: Bundesverband der Deutschen Industrie e. V. – BDI, Berlin, Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft – VIK, Essen, Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. – BGW, Berlin, Verband kommunaler Unternehmen e.V. – VKU, Köln.

Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinien 96/92/EG und 98/30/EG vom 13. März 2001 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und den Erdgasbinnenmarkt, KOM (2001) 125 endgültig.

# Upgrading and biogas utilisation in Linköping

*Bertil Carlson*

*Tekniska Verken i Linköping AB, P.O. Box 1500, SE-581 15 Linköping, Sweden.*

## Zusammenfassung

Im Jahr 2002 wird die Linköping Biogas AB etwa 3.7 Millionen m<sup>3</sup> aufgebessertes Biogas für Busse und andere Fahrzeuge in Linköping liefern. Dieser Beitrag beschreibt die Produktion und die Nutzung von Biogas in Linköping

*Schlüsselwörter: Biogasreinigung, Biogasfahrzeuge, Biogasproduktion*

## Abstract

In 2002 the Linköping Biogas AB will deliver approx 3.7 million m<sup>3</sup> upgraded biogas to buses and other vehicles in Linköping. This paper describes the production and utilisation of biogas in Linköping.

*Keywords: biogas upgrading, biogas vehicles, biogas production*

## Introduction

In Sweden's fifth largest town (135 000 inhabitants) all 63 city buses runs on a locally produced renewable fuel, biogas. The result is lower emissions from the buses, which gives cleaner air, and is also a step in the direction of sustainability.

Linköping Biogas AB is a joint venture between Tekniska Verken i Linköping AB (TVAB) and two companies in the agricultural sector. TVAB is a 100% municipal owned multi utility company providing the citizens with electricity, district heating and fresh water, and then take care of the sewage water and collect waste from the households and industry.

TVAB owns 50% of Linköping Biogas, the rest is owned by Swedish Meats (37,5%), a large food industry based on meat products, and the Swedish Farmers Association (LRF). We regarded it very important to get this co-operation between the agriculture sector and ourselves to get the closed cycles of energy and nutritive substances between the countryside and the city.

## The Process

The biogas plant is at the same time a treatment plant for organic waste and a production plant for biofertiliser and vehicle fuel.

We treat different kinds of organic rest products in the plant. Most of the material comes from the local Swedish Meats plant and other food industries in the region. Some of it is low risk waste (offal). Also manure from livestock farms is used for gas production and as a "moderator" to the digesting process.



Fig. 1. Biogasbus in the centre of Linköping.

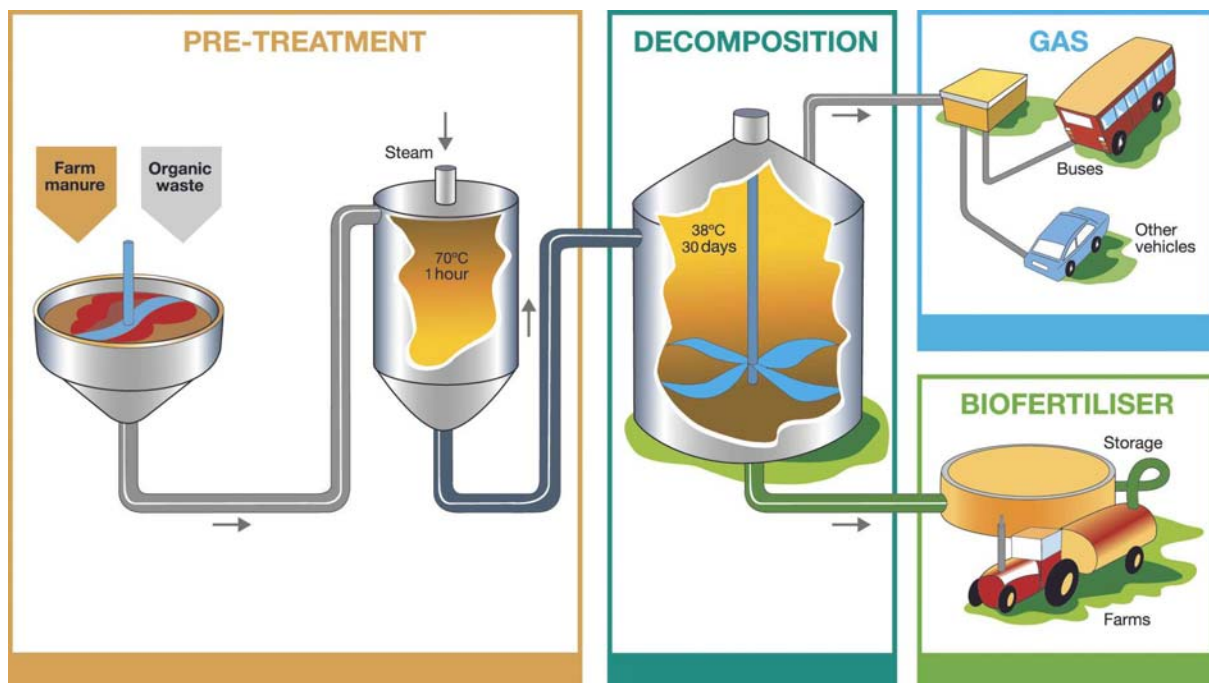


Fig. 2. Scheme of biogas production and utilisation



*Fig. 3. View of the Åby biogas plant.*

The substratum is heated to 75 °C and kept in the pasteurisation tank for one hour for pathogen reduction. After heat treatment the mixture is pumped to the digester chambers where the bacteria culture converts the nutritious substratum to methane and carbon dioxide in an anaerobic process. The process temperature is approximately 37 °C and the average detention dwell time is 30 days.

The raw gas from the anaerobic process is upgraded (cleaned) to vehicle fuel quality by the gas cleaning equipment. Today we have five units for upgrading (one PSA unit and four water scrubber units) with the total capacity of 1 800 nm<sup>3</sup>/h raw gas from 65-70% to 96-97% methane. The gas is also dried to a very low dew point to avoid freezing problems in filling nozzles and pressure regulators. We deliver 10-12000 nm<sup>3</sup> biogas every day to our customers, the total for 2002 will be approximately 3.7 million m<sup>3</sup> (35.7 GWh).

The upgraded biogas is led to the bus depot where we have 61 slow filling points for buses and a fast fill dispenser for cars. This means that we right now can supply all buses in city traffic in Linköping. The reduction of emissions from the bus fleet is significant. The biogas replaces approximately 3.6 million litres of diesel fuel or petrol every year and the CO<sub>2</sub>-emissions is a part of the natural circulation. There is also a large reduction in other emissions such as CO, NO<sub>x</sub>, NMHC and particles, plus virtually no emissions of cancerogenic compounds.

Just now (November 2002) we supply 63 buses and 132 other vehicles with biogas. The "other vehicles" are mostly Volvo V70 cars (among them 30 taxis), some VW Caddy and VW Transporter, Opel Astra and nine garbage trucks.



*Fig. 4. Unloading of organic material from the first biogas driven industrial vacuum truck.*

## Gas for vehicles

The vehicles are "normal" natural gas vehicles (NGV's). The cars are of the bi-fuel type which means that they can run on either gas or petrol, the buses and trucks are single fuel vehicles and they have to be "tuned in" for the actual gas quality (heat value).

Since 1999 we have a back-up system based on liquified natural gas (LNG) connected to the clean gas system. This system serves as a back-up if anything happens to the gas production or the upgrading plants. The size of the LNG tank is 50 m<sup>3</sup> and the "gas" will last for 2-3 days of full operation of all buses in case of total loss of biogas production.

## Today and future plans

The biogas project in Linköping has been divided into two stages so far, "stage 1" was the pilot project with five converted diesel buses and a small PSA upgrading plant (1992-1995). "Stage 2" the full scale project presented in this paper (many busses and few other vehicles). Now we are heading on into "stage 3" with "more busses and many other vehicles". To obtain this we have recently added two upgrading units to the production plant (2002) and built a public refuelling station opened in August 2001. We are also planning for two new public filling stations, one to be build in 2003 and one in 2004. Furthermore the municipality of Linköping has plans for a new bus depot for 80 biogas buses to be ready in June 2004.

We think that the future looks bright for biogas as a renewable fuel. Our prediction is that we will deliver 6 million m<sup>3</sup> biogas to vehicles in 2006. It means more hard work, but we think it's possible.



The cost for the total project so far is 130 MSEK (~14 M Euro), buses excluded. We have received grants from the Swedish authorities of approx 15 MSEK.

*Fig. 5. Our first public refuelling station at the local Volvo dealer in Linköping.*



*Fig. 6. The new upgrading plant.*

## More

Find more information in the report “Biogas Upgrading and Utilisation” from IEA Bioenergy, available on website [www.novaenergie.ch/iea-bioenergy-task37/index.htm](http://www.novaenergie.ch/iea-bioenergy-task37/index.htm), look under “Publications”. You can download the report as a pdf-file or order it.

The brochure “Biogas ...or what you can do with rotten apples” from The Swedish Biogas Association (SBGF) has also valuable information about biogas in general and upgrading and utilisation. Please contact SBGF on telephone +46 8 692 18 50, fax +46 8 654 46 15 or email [info@sbgf.org](mailto:info@sbgf.org).

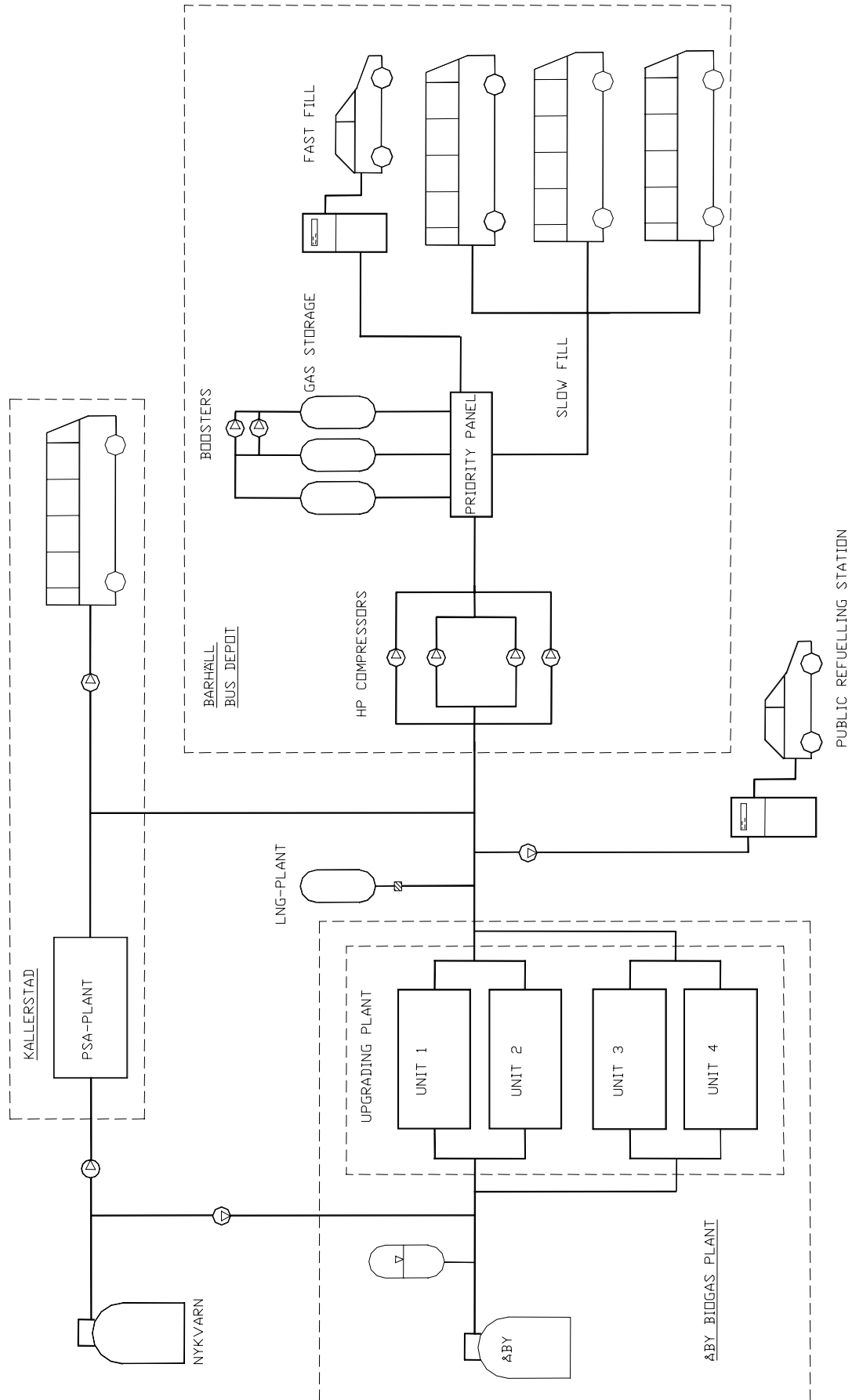


Fig. 7. Scheme of biogas upgrading for use in vehicles



# Ökologische Bewertung der Bereitstellung landwirtschaftlicher Kosubstrate zur Biogaserzeugung

Matthias Plöchl & Monika Heiermann

Abteilung Technikbewertung und Stoffkreisläufe, Institut für Agrartechnik Bornim,  
Max-Eyth-Allee 100, D-14469 Potsdam

## Abstract

This paper presents the results of simplified Life Cycle Assessments (LCA) of the cultivation of a variety of crops suitable for biogas production. The simplification refers to that only greenhouse gases and the cumulated energy requirements (CER) are regarded. The values for the greenhouse gas emissions expressed as CO<sub>2</sub> equivalents are around 130 g CO<sub>2</sub>eq·kg<sup>-1</sup> ODM with lowest value of 75.5 g CO<sub>2</sub>eq·kg<sup>-1</sup> ODM for hemp (*Cannabis sativa*) and the highest value of 170 g CO<sub>2</sub>eq·kg<sup>-1</sup> ODM for rape (*Brassica napus*). Considering electric power as final product and referring therefore on kWh as unit the differences become even greater, mainly because of the different methane production potentials. On this basis the lowest value amounts to 84 g CO<sub>2</sub>eq·kWh<sup>-1</sup> for alfalfa (*Medicago sativa*) and the highest value amounts to 438 g CO<sub>2</sub>eq·kWh<sup>-1</sup> for rape. This general trend that the LCA identifies hemp, forage grass (*Dactylis*, *Lolium* and *Festuca species*), alfalfa, and maize (*Zea mays*) to have a low ecologic input and rape to have a high ecologic input is confirmed regarding the CER. The CER values are lowest with 0.82 MJ·kWh<sup>-1</sup> for maize and forage grass and highest with 3.47 MJ·kWh<sup>-1</sup> for rape.

*Keywords:* life cycle assessment, greenhouse gases, cumulated energy requirements, crop production

## Zusammenfassung

In diesem Beitrag werden die Ergebnisse einer vereinfachten Ökobilanz zum Anbau einiger Kulturpflanzen präsentiert, die für eine Biogasproduktion geeignet sind. Die Vereinfachung bezieht sich darauf, dass nur die Treibhausgase und der Kumulierte Energieaufwand (KEA) berücksichtigt sind. Die Werte der Treibhausgasemissionen ausgedrückt als CO<sub>2</sub>-Äquivalente liegen bei 130 g CO<sub>2</sub>eq·kg<sup>-1</sup> OTM, wobei der niedrigste Wert mit 75 g CO<sub>2</sub>eq·kg<sup>-1</sup> OTM für Hanf (*Cannabis sativa*) bestimmt wird und der höchste mit 170 g CO<sub>2</sub>eq·kg<sup>-1</sup> ODM für Raps (*Brassica napus*). Berücksichtigt man, dass das Endprodukt elektrische Energie ist und bezieht die Emissionen auf kWh als Einheit, verstärkt sich dieser Unterschied noch, hauptsächlich aufgrund der Unterschiede im Methanbildungspotenzial. Auf dieser Basis liegt der niedrigste Wert bei 84 g CO<sub>2</sub>eq·kg<sup>-1</sup> OTM für Luzerne (*Medicago sativa*) und der höchste bei 438 g CO<sub>2</sub>eq·kg<sup>-1</sup> OTM für Raps. Dieser generelle Trend, dass die Ökobilanz Hanf, Futtergräser (*Dactylis*, *Lolium* und *Festuca species*), Luzerne und Mais (*Zea mays*) als gering und Raps als stark umweltbelastend identifiziert, wird durch die KEA-Analyse bestätigt. Die KEA-Werte sind für Mais und Futtergräser mit 0.82 MJ·kWh<sup>-1</sup> am niedrigsten und mit 3.47 MJ·kWh<sup>-1</sup> für Raps am höchsten.

*Schlüsselwörter:* Ökobilanz, Treibhausgase, Kumulierter Energieaufwand, Pflanzenproduktion

## Einleitung

Die Bereitstellung pflanzlicher Kosubstrate zur Biogasbereitung muss letztlich drei Kriterien erfüllen:

Das Material muss vergärbar und lagerfähig sein;

Der Anbau der Pflanzen muss ökonomisch sinnvoll sein;

Der Anbau der Pflanzen muss ökologisch, d.h. Emissionen insbesondere von Treibhausgasen vermeiden und den Energieaufwand reduzieren.

Dem letzten Kriterium wollen wir uns in diesem Beitrag widmen.

Die ökologische Bewertung des Anbaus pflanzlicher Kosubstrate sollte grundsätzlich den Leitlinien einer Ökobilanz folgen, wie sie in den internationalen Normen ISO 14040-3 festgelegt ist. Die Nutzung erneuerbarer Rohstoffe in der Energiewirtschaft verfolgt zum einen eine Vermeidung von Treibhausgasemissionen und zum anderen natürlich die Energiebereitstellung. In dieser Studie haben wir uns deshalb auf die Bilanz der Treibhausgase Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), Methan (CH<sub>4</sub>) und Lachgas (N<sub>2</sub>O) sowie dem Kumulierten Energieaufwand (KEA) beschränkt.

## Material und Methoden

Die Berechnungen dieser Untersuchung beziehen hinsichtlich der Biomethanisierung auf Auswertungen, die am ATB erstellt wurden (Heiermann et al., 2001, 2002a; Heiermann et al., 2002b; Mähnert et al., 2002a; Mähnert et al., 2002b) und beziehen folgende Kulturarten ein: Winterroggen (*Secale cereale*), Silomais (*Zea mays*), Raps (*Brassica napus*), Triticale (*TriticumxSecale*), Wintergerste (*Hordeum vulgare*), Hanf (*Cannabis sativa*), Topinambur (*Helianthus tuberosus*), Luzerne (*Medicago sativa*) und Futtergräser (*Dactylis*, *Lolium* und *Festuca species*). In Tab. 1 sind neben den Methanausbeuten die Hektarerträge dieser Kulturarten, die Dünger- und Pflanzenschutz aufwendungen wiedergegeben, wie sie für das Landbaugebiet III in Brandenburg typisch sind. Die Zahlen entstammen der Datensammlung zur Betriebsplanung der Landesanstalt für Landwirtschaft Brandenburg (Braun et al., 2001) bzw. Untersuchungen des ATB für Topinambur und N-gedüngtem Hanf (Scholz et al., 1999).

Tab. 1. Hektarerträge als Frisch- (FM) und organischer Trockenmasse (OTM) der untersuchten Kulturarten, Dünger- und Pflanzenschutz aufwendungen wie sie für das Landbaugebiet III in Brandenburg typisch sind.

Kulturart	Methan <sup>3</sup> [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> · kg <sup>-1</sup> OTM]	FM [dt ha <sup>-1</sup> ]	OTM [dt ha <sup>-1</sup> ]	N-Dünger [kg N ha <sup>-1</sup> ]	P-Dünger [kg P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> ha <sup>-1</sup> ]	K-Dünger [kg K <sub>2</sub> O ha <sup>-1</sup> ]	PSM <sub>low</sub> <sup>2</sup> [g WS ha <sup>-1</sup> ]	PSM <sub>high</sub> [g WS ha <sup>-1</sup> ]
Roggen	0.441	270	74	92	48	83	614	7290
Mais	0.552	274	90	114	56	147	7	2440
Raps	0.168	259	78	123	68	140	760	4670
Triticale	0.459	226	72	95	45	88	526	5870
Gerste	0.587	301	77	106	52	111	745	6950
Hanf <sub>low</sub>	0.289	222	67	0	37	101	0	0
Hanf <sub>high</sub>	0.289	332	100	75	3	9	0	0
Topina.	0.309	152	46	75	3	9	0	0
Luzerne	0.469	471	75	0	64	260	0	0
Gras	0.575	123 <sup>1</sup>	66	75	56	168	0	0

<sup>1</sup> Die geerntete Frischmasse beträgt tatsächlich 350 dt ha<sup>-1</sup>. Das Gras wird jedoch auf dem Feld auf 35% Trockenmassegehalt getrocknet, bevor es eingebracht wird.

<sup>2</sup> WS=Wirkstoff

<sup>3</sup> Methanausbeuten auf 88 % der Laborwerte reduziert.

Es wird zwischen zwei Varianten des chemischen Pflanzenschutzes unterschieden: die Anwendung von Mittel mit geringen Wirkstoffkonzentrationen (PSMlow) und die Anwendung von Mitteln mit hohen Wirkstoffkonzentrationen (PSMhigh).

## Ökobilanzierung

Die Ökobilanzierung erfasst die Umweltwirkungen aller Arbeitsschritte innerhalb des konkreten Produktionsprozesses und die anteiligen Umweltwirkungen der Herstellung der Werkzeuge, Maschinen und Energien, die notwendig sind, um diese Arbeitsschritte durchzuführen. In dieser Untersuchung wurde für die Bilanzierung der Arbeitsschritte auf Informationen zurückgegriffen, die in GEMIS (Ökoinsitut & Kassel, 1987-2002) bzw. in ergänzter und überarbeiteter Version in SIMCrop (Ackermann & Plöchl, 2000; Plöchl et al., 1998) vorliegen.

Tab. 2. Arbeitsschritte, Geräte und Anwendungshäufigkeit bei den untersuchten Kulturarten mit Bezug auf das Landbaugebiet III in Brandenburg.

Kulturart	Pflügen <sup>1</sup> Saatbett- bereitung <sup>1,2</sup>	Drillen <sup>1,3</sup>	Dün- gen <sup>4</sup>	Pflanzen- schutz <sup>1</sup>	Ernte <sup>1,2</sup>	Transport <sup>1</sup>	Lagerung <sup>1</sup>
Roggen	Aufsattelpflug Schwere Egge Scheibenegge	1	3	Aufbauspritze 24 m (4)	SFMährescher	Schlepper mit Anhänger	Silieren, Silagefolie
Mais	Aufsattelpflug Scheibenegge SBKombination	Einzel- korndrill- maschine	2	Aufbauspritze 24 m (2)	SFHäcksler + Maisgebiss	Schlepper mit Anhänger	Silieren Flachsilo
Raps	Aufsattelpflug Scheibenegge SBKombination	1	3	Aufbauspritze 24 m (3)	SFMährescher + Rapsschneider + Häcksler	Schlepper mit Anhänger	(Silieren Flachsilo)
Triticale	Aufsattelpflug Feingrubber Scheibenegge	1	2	Aufbauspritze 24 m (4)	SFMährescher	Schlepper mit Anhänger	Silieren Silagefolie
Gerste	Aufsattelpflug Cambridge- Walze+Hack- striegel (0.5) Schwere Egge Scheibenegge	1	3	Aufbauspritze 24 m (4)	SFMährescher	Schlepper mit Anhänger	Silieren Silagefolie
Hanf <sub>low</sub>	Aufsattelpflug Scheibenegge SBKombination	1	1.5	entfällt	SFHanfmäher	Schlepper mit Anhänger	Silieren, Flachsilo
Hanf <sub>high</sub>	Aufsattelpflug Scheibenegge SBKombination	1	3	entfällt	SFHanfmäher	Schlepper mit Anhänger	Silieren Flachsilo
Topina.	Aufsattelpflug + Feingrubber (0.3)	Kartoffel- leger (0.3)	1	entfällt	SFMährescher + Schneider + Häcksler	Schlepper mit Anhänger	Silieren Flachsilo
Luzerne	Aufsattelpflug + SBKombination (0.3)	0.3	1.3	entfällt	Kreiselmäher + Häcksler	Schlepper mit Anhänger	Silieren Silofolie
Gras	Aufsattelpflug + Scheibenegge + SBKombination (0.13)	0.3	2	entfällt	Kreiselmäher + Zettwender + Kreiselschwader	Schlepper mit Anhänger	Silieren Silofolie

<sup>1</sup> Wenn keine Angabe, dann einmal pro Vegetationsperiode

<sup>2</sup> SB – Saatbettbereitung mit Gerätekombination; SF – Selbstfahrer

<sup>3</sup> Wenn keine Angabe dann Anbaudrillmaschine

<sup>4</sup> Immer mit Düngerstreuer 12 m, deshalb hier nur die Häufigkeit

Die Arbeitsschritte der verschiedenen Kulturarten ergeben sich aus der Datensammlung Brandenburg (Braun et al., 2001) und sind zu den Werten aus Tab. 1 kompatibel. In Tab. 2 sind die Arbeitsschritte, deren Häufigkeit pro Vegetationsperiode und die dazugehörige Ausstattung dargestellt. Grundsätzlich sind die Arbeitsschritte Pflügen, Saatbettbereitung, Drillen, Ausbringung von Düngern und Pflanzenschutzmittel, Ernte, Transport zum Lager und Einlagerung zu berücksichtigen.

## Ergebnisse

### Ökobilanz auf Hektarbasis

In der Landwirtschaft wird grundsätzlich auf einer Hektarbasis gerechnet, daraus folgt dass eine Ökobilanzierung des Anbaus pflanzlicher Kosubstrate zur Biogas-erzeugung zuerst auf dieser Basis erstellt wird. Die Treibhausgasemissionen spiegeln die Höhe der N-Düngergaben wider. Wobei die gedüngten Getreidearten und Raps zwischen 1000 und 1300 kg CO<sub>2</sub>eq·ha<sup>-1</sup> liegen, die schwächer gedüngten Kulturarten (Hanf, Topinambur, Luzerne, Gräser) zwischen 500 und 900 kg CO<sub>2</sub>eq·ha<sup>-1</sup> bilanzieren. Die Aufwandunterschiede im Pflanzenschutz haben nur geringe Differenzen von ca. 1 kg CO<sub>2</sub>eq·ha<sup>-1</sup> in den Treibhausgasemissionen zur Folge (Abb. 1).

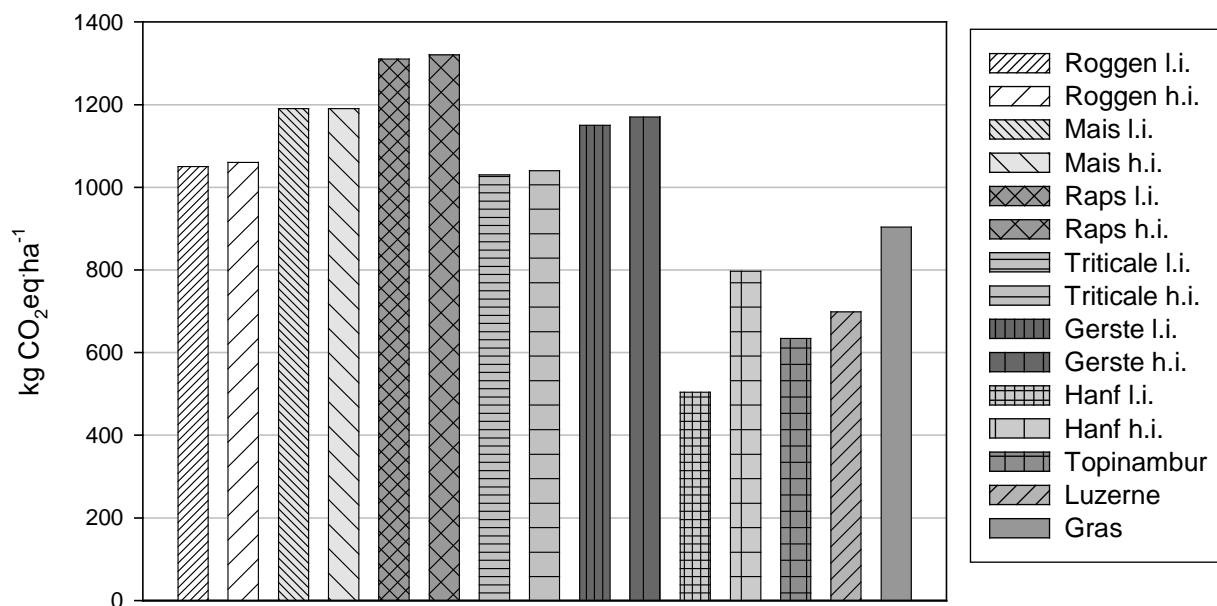


Abb. 1. Treibhausgasemission auf CO<sub>2</sub>eq-Basis für die untersuchten Fruchtarten. „l.i.“ bedeutet Anwendung niedrig konzentrierter PSM, bei Hanf kein N-Dünger, „h.i.“ bedeutet die Anwendung hoch konzentrierter PSM, bei Hanf 75 kg N-Düngung.

Der Kumulierte Energieaufwand pro Hektar liegt zwischen 5 (Topinambur) und 10.5 GJ·ha<sup>-1</sup> (Raps) und ist im Muster den Treibhausgasemissionen ähnlich (Abb. 2).

### Ökobilanz auf Basis der Pflanzenmasse

Die Biogasproduktion wird auf Basis der organischen Trockenmasse (OTM) der Substrate bewertet. Aus Tab. 1 wird ersichtlich, dass mit 1 kg OTM 0.17 bis 0.59 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> produziert werden. Diese Unterschiede im Methanbildungspotenzial verschieben die Ökobilanz der untersuchten Kulturarten, wobei Arten wie Mais mit einer hohen Methanabbeute sich in der Bewertung verbessern, während Topinambur mit einer geringen Methanbildung sich deutlich verschlechtert (Abb. 3). Die meisten Arten

liegen in einem Spektrum von 130-150 g CO<sub>2</sub>eq·kg<sup>-1</sup> OTM, lediglich Hanf und Luzerne liegen mit 75-90 g CO<sub>2</sub>eq·kg<sup>-1</sup> OTM deutlich darunter.

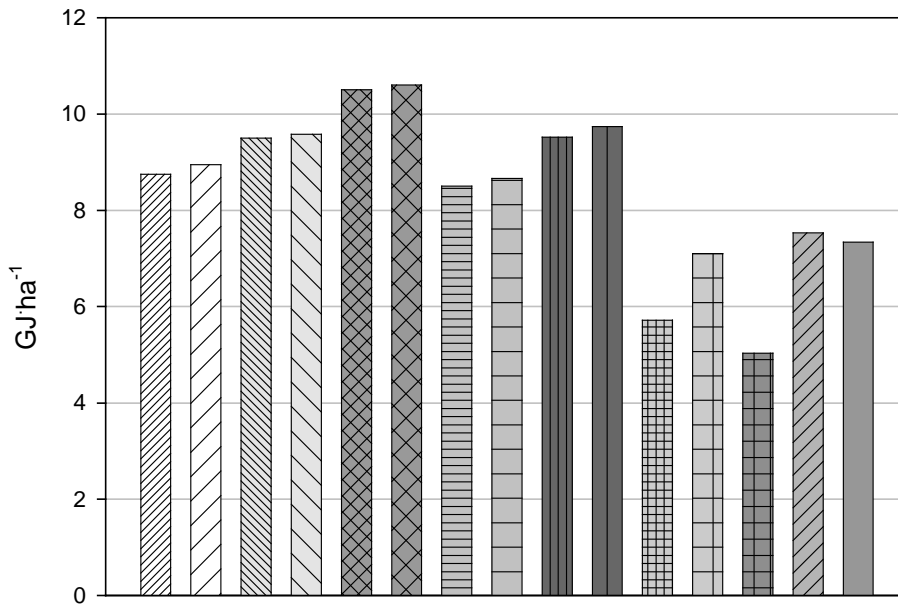


Abb. 2. Der Kumulierte Energieaufwand der untersuchten Fruchtarten. Die Legende ist in Abb. 1 dargestellt.

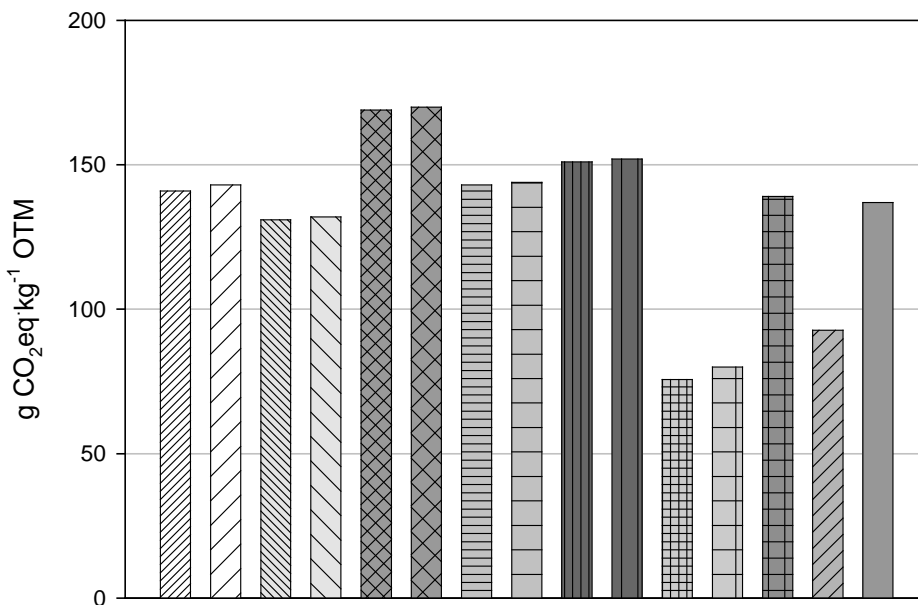


Abb. 3. Die Treibhausgasemissionen der untersuchten Kulturarten auf Basis der organischen Trockenmasse. Die Legende ist in Abb. 1 dargestellt.

Wird die KEA auf die OTM bezogen, reduzieren sich die relativen Unterschiede in der Ökobilanz der untersuchten Arten auf 1.0-1.37 MJ·kg<sup>-1</sup> OTM mit Ausnahme von Hanf, der mit 0.7-0.85 MJ·kg<sup>-1</sup> OTM deutlich niedrigere Werte hat (Abb. 4).

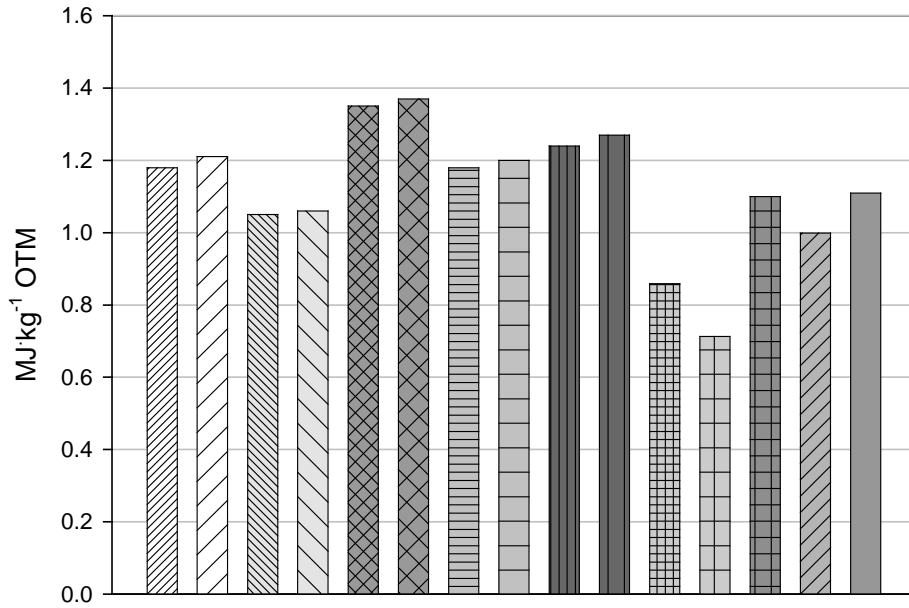


Abb. 4. Der Kumulierte Energieaufwand der untersuchten Kulturarten auf Basis der organischen Trockenmasse. Die Legende ist in Abb. 1 dargestellt.

### Ökobilanz auf Energiebasis

Ziel der Biogasproduktion ist letztlich die Bereitstellung von Energie. Dies wird heute vorwiegend durch die Verbrennung in Blockheizkraftwerken und der Umsetzung in elektrische und Wärmeenergie erzielt. In vielen Fällen kann jedoch die Wärmeenergie nicht oder nicht vollständig genutzt werden, deshalb betrachten wir hier nur die Bereitstellung der elektrischen Energie. Die Umsetzung kann üblicherweise mit einem Wirkungsgrad von 0.235 in Bezug auf den Energiegehalt von Methan ( $10 \text{ kWh m}^{-3}$ ) erreicht werden (Plöchl et al., 2001).

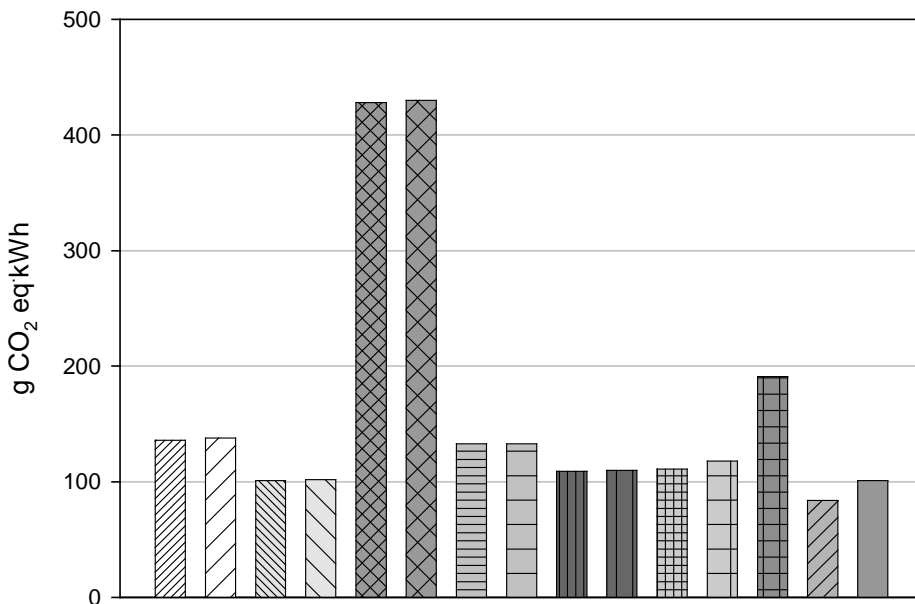


Abb. 5. Die Treibhausgasemissionen der untersuchten Kulturarten auf Energiebasis. Die Legende ist in Abb. 1 dargestellt.

Diese Bezugsbasis verändert die Ökobilanz der untersuchten Kulturarten gewaltig. Es ergeben sich eindeutige Unterschiede zwischen den Kulturen, mit Spitzenwerten von  $430 \text{ g CO}_2\text{eq kWh}^{-1}$  bzw.  $3.5 \text{ MJ kWh}^{-1}$  für Raps und  $84\text{-}101 \text{ g CO}_2\text{eq kWh}^{-1}$  bzw.  $0.8\text{-}0.9 \text{ MJ kWh}^{-1}$  für Mais, Luzerne und Futtergräser als niedrigste Werte. Die restlichen Kulturarten tendieren zu Werten etwas oberhalb  $100 \text{ g CO}_2\text{eq kWh}^{-1}$  bzw.  $1 \text{ MJ kWh}^{-1}$  (Abb. 5 und 6).

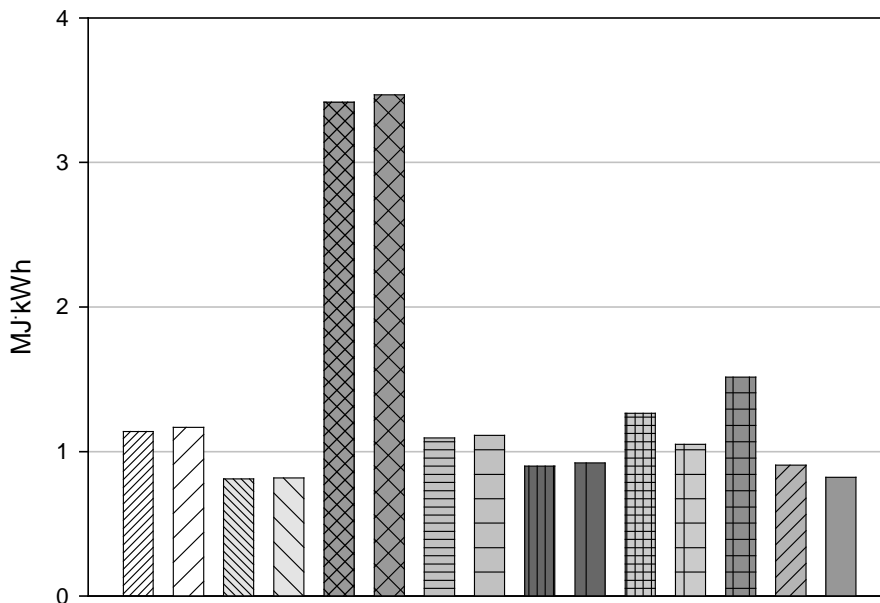


Abb. 6. Der Kumulierte Energieaufwand der untersuchten Kulturarten auf Energiebasis. Die Legende ist in Abb. 1 dargestellt.

## Diskussion

Diese Studie hat deutlich gezeigt, dass für eine sinnvolle Bewertung der Ökobilanzen die auf das Endprodukt zugeschnittene Bezugsbasis genutzt werden muss. Es lässt sich feststellen, dass der Input von N-Dünger den stärksten Einfluss auf die Gesamtbilanz hat. Der Beitrag der Maschinennutzung ist in erster Linie von der Häufigkeit abhängig und trägt im Regelfall nur etwa 3-10 % zur Bilanz bei. Der starke Einfluss der N-Düngergabe spiegelt sich in der günstigen Bewertung für Hanf und Luzerne, bzw. der ungünstigen Bewertung für Raps wieder. Der Einfluss der Nutzung von Wirtschaftsdünger oder Gärrückstand auf die Ökobilanz des Anbaus muss noch untersucht werden. Ein Vergleich unterschiedlicher Dünger bei Raps zeigt, dass die Unterschiede deutlich geringer ausfallen als erwartet, da höhere Aufwendungen für Lagerung, Transport und Ausbringung berücksichtigt werden müssen (Rathke, 1999).

In dieser Studie sind die *unterlassenen Referenznutzungen* nicht bilanziert. Die Emissionen, die bei der Referenznutzung auftreten, werden mit den Emissionen der angestrebten Nutzung verrechnet. Die Referenznutzung kann somit die Ökobilanz verbessern, falls diese netto emittiert, oder verschlechtern, falls die Referenznutzung netto Emissionen vermeidet. Bei den untersuchten Kulturarten wäre die Referenznutzung entweder die menschliche Ernährung, die tierische Ernährung, oder das Kompostieren. Bezüglich der bei der Vergärung eingesetzten Gülle wäre die Referenznutzung die Lagerung. Die Ausbringung und Nutzung als Dünger wird nicht berücksichtigt, da auch der Gärrückstand hierzu genutzt wird. (Jungmeier et al., 1999) kommen in einer umfassenden Analyse zu einer Gesamtbilanz von  $-525 \text{ g CO}_2\text{eq kWh}^{-1}$  für Biogas aus Rindergülle und Verbrennung in einem BHKW unter

Nutzung der elektrischen und der thermischen Energie im Verhältnis  $\frac{1}{3}$  zu  $\frac{2}{3}$ . Diese große negative Gesamtbilanz beruht vorwiegend auf den Methanemissionen, die bei der Lagerung der Gülle unvermeidbar sind und in die Atmosphäre gelangen.

## Danksagung

Die Autoren danken Herrn Jürgen Schwarz für die wertvollen Hinweise zur Anwendung chemischer Pflanzenschutzmittel, Frau Helen Jacobs und Frau Ines Ficht für die technische Unterstützung. Die zugrundeliegenden Arbeiten wurden mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie im Rahmen des Programms „Innovationskompetenz mittelständischer Unternehmen“ (ProInno KF0096301KWZ) durchgeführt.

## Literatur

- Ackermann, I. & Plöchl, M. (2000). Reduction of N<sub>2</sub>O and CH<sub>4</sub> emissions by designing agricultural production processes - potential and limitations. In: Non-CO<sub>2</sub> Greenhouse Gases: Scientific Understanding, Control and Implementation. Proceedings of the Second International Symposium, Noordwijkerhout, The Netherlands, September 8-10, 1999 (ed R. Ybema), Kluwer Academic Publishers, Dordrecht (NL): 291-296.
- Braun, J., Brudel, H., Hanff, H., Harnack, C., Jurkschat, M., & Wedekind, H. (2001) Datensammlung für die Betriebsplanung und die betriebswirtschaftliche Bewertung landwirtschaftlicher Produktionsverfahren im Land Brandenburg: Ackerbau, Grünlandwirtschaft, Tierproduktion, Binnenfischerei. Schriftenreihe der Landesanstalt für Landwirtschaft des Landes Brandenburg, Reihe Landwirtschaft, Landesanstalt für Landwirtschaft des Landes Brandenburg, Teltow/Ruhlsdorf.
- Heiermann, M., Plöchl, M., Linke, B., & Schelle, H. (2001) Biogas production in agriculture by co-fermentation of energy crops. *Aspects of Applied Biology* 65: 65-70.
- Heiermann, M., Plöchl, M., Linke, B., & Schelle, H. (2002a). Preliminary evaluation of some cereals as energy crops for biogas production. In: Renewable Energy: Renewables World's Best Energy Option. Proceedings of the World Renewable Energy Congress VII, 29 June - 05 July 2002, Cologne (D) (ed A.A.M. Sayigh), Pergamon: CD-Version.
- Heiermann, M., Schelle, H., & Plöchl, M. (2002b). Biogaspotenziale pflanzlicher Kosubstrate. In: Tagungsband: Biogas und Energielandwirtschaft - Potenzial, Nutzung, Grünes Gas<sup>TM</sup>, Ökologie und Ökonomie. 18.-19. November 2002 in Potsdam. (eds M. Heiermann & M. Plöchl), Bornimer Agrartechnische Berichte Vol. 32, ATB, Potsdam-Bornim: (in press).
- Jungmeier, G., Canella, L., Spitzer, J., & Stiglbrunner, R. (1999). Treibhausgasbilanz der Bioenergie: Vergleich der Treibhausgasemissionen aus Bioenergie-Systemen und fossilen Energiesystemen, Rep. No. IEF-B-06/99. Joanneum Research Institut für Energieforschung, Graz (A).
- Mähnert, P., Heiermann, M., Plöchl, M., Schelle, H., & Linke, B. (2002a) Verwertungsalternativen für Grünlandbestände - Futtergräser als Kosubstrat für die Biomethanisierung (Alternative use for grassland cuts - Forage grasses as biogas co-substrates). *Landtechnik* 57: 260-261.
- Mähnert, P., Schelle, H., & Heiermann, M. (2002b). Futtergräser als Kosubstrat für die Biogasproduktion? In: Tagungsband: Biogas und Energielandwirtschaft - Potenzial, Nutzung, Grünes Gas<sup>TM</sup>, Ökologie und Ökonomie. 18.-19. November



- 2002 in Potsdam. (eds M. Heiermann & M. Plöchl), Bornimer Agrartechnische Berichte Vol. 32, ATB, Potsdam Bornim: (in press).
- Ökoinsitut & Kassel, G. (1987-2002) GEMIS - Gesamt Emissions Modell Integrierter Systeme, Series GEMIS - Gesamt Emissions Modell Integrierter Systeme, Ökoinsitut.
- Plöchl, M., Ackermann, I., & Schlauderer, R. (1998). Ein integriertes Bewertungskonzept für landwirtschaftliche Produktionsverfahren. In: Proceedings of Symposium 'Land Use in the View of Technology Assessment - Methods, Indicators, Case Studies', Potsdam, Germany, December 7-8, 1998. (ed^eds M. Plöchl). Bornimer Agrartechnische Berichte Vol. 21: 34-41.
- Plöchl, M., Heiermann, M., Linke, B., & Schelle, H. (2001) Wieviel Strom bringen Pflanzen? Ertragspotenzial und Wirtschaftlichkeit pflanzlicher Kosubstrate in Biogasanlagen. Neue Landwirtschaft 2001: 42-45.
- Rathke, G.-W., ed. (1999) Auswirkung von Vorfrucht und Stickstoff (N) - Düngung auf die Energiebilanz des Winterrapsanbaus., Cuvillier Verlag, Göttingen: pp 150.
- Scholz, V., Beier, W., Ellerbrock, R., Hellebrand, H.J., Höhn, A., Kaulfuss, P., Krüger, K., Kühling, M., & Pagel, R. (1999) Umwelt- und technologiegerechter Anbau von Energiepflanzen. Forschungsbericht des ATB, ATB, Potsdam-Bornim.



# Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen zum Einsatz landwirtschaftlicher Kosubstrate in Biogasanlagen

P. Grundmann, M. Plöchl, M. Heiermann

Institut für Agrartechnik Bornim, Abteilung Technikbewertung und Stoffkreisläufe,  
Max-Eyth-Allee 100, D-14469 Potsdam.

## Abstract

The study analyses the effect of different factors (yields, production costs, methane yields, amount of co-substrates, investment costs and economies of scale) on the profitability of crops as inputs in biogas production plants. The profitability of silages from perennial ryegrass, alfalfa, maize and barley varies mainly within positive economic results, while rapeseed, hemp and topinambur mainly present a range of negative results. Fresh rye and silages from rye and wheat show equal positive and negative variation of results. Even the economic result of biogas plants is determined by investment costs, the sum of effects resulting from variations of yields, co-substrate production costs, amount of co-substrates, methane yields and economies of scales is decisive for the profitability of biogas plants.

*Keywords: biogas, co-fermentation, co-substrate, profitability*

## Zusammenfassung

In der Studie wird der Einfluss des Trockenmasseertrages, der Bereitstellungskosten, der Methanausbeuten, des Trockensubstanzanteils, der Investitionen und der Anlagendimension auf die Wirtschaftlichkeit von landwirtschaftlichen Kosubstraten in Biogasanlagen, untersucht. Die Spannweiten der wirtschaftlichen Ergebnisse liegen bei den Kosubstraten Weidelgras Silage, Weidelgras Frischfutter aus extensivem Anbau, Luzerne Silage, Maissilage und Ganzpflanzensilage aus Gerste überwiegend im Gewinnbereich. Dagegen befinden sich die Spannweiten von Raps, Hanf und Topinambur hauptsächlich im negativen Bereich. Bei der Ganzpflanzensilage aus Roggen und Triticale sowie Roggen Frischfutter liegen die Spannweiten zu ähnlichen Teilen im wirtschaftlich positiven und negativen Bereich. Die wirtschaftlichen Ergebnisse werden überwiegend von der Höhe der Investitionen bestimmt. Dabei ist letztlich die Summe der Effekte der untersuchten Faktoren für die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen entscheidend.

*Keywords: Biogas, Kofermentation, Kosubstrate, Wirtschaftlichkeit*

## Einleitung

Aktuell werden am Institut für Agrartechnik Bornim e.V. (ATB) verschiedene Optimierungsansätze zur Steigerung der energetischen Effizienz und der Wirtschaftlichkeit landwirtschaftlicher Biogasanlagen verfolgt. Hierbei sind nachwachsende Rohstoffe als Kosubstrate für die Fermentation in landwirtschaftlichen Biogasanlagen immer mehr in den Vordergrund gerückt. Für den Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen in landwirtschaftlichen Biogasanlagen spricht einerseits die verminderte Verfügbarkeit von außerbetrieblichen Kosubstraten und die im Vergleich zur Annahme von außerbetrieblichen Kosubstraten geringeren Risiken. Andererseits verspricht der Ein-

satz von pflanzlichen Kosubstraten eine Steigerung der Gaserträge, sowie zusätzliche Einkommensmöglichkeiten für Landwirte aus dem Anbau von nachwachsenden Rohstoffen oder aus der Verwertung von Überschussprodukten. Ein weiterer Vorteil beim Einsatz von Kosubstraten aus dem landwirtschaftlichen Betrieb ist, dass sich diese bereits im Anbau befinden und somit die notwendige Verfahrenstechnik zu deren Bereitstellung in der Regel schon verfügbar ist.

In der Praxis liegen insbesondere Erfahrungen mit dem Einsatz von Mais als Kosubstrat vor. Für die Ausnutzung des Biogaspotenzials von nachwachsenden Rohstoffen kommen neben Mais weitere Kulturpflanzen in Frage. Die Auswahl der Kosubstrate erfolgt unter anderem anhand von Wirtschaftlichkeitskriterien. Hierbei spielt neben einer hohen energetischen Ausbeute der finanzielle Aufwand für die Bereitstellung der Kosubstrate eine entscheidende Rolle.

In dieser Untersuchung werden die wirtschaftlichen Potenziale verschiedener Kosubstrate miteinander verglichen. Dabei wird geprüft, wie sich die Wirtschaftlichkeit von landwirtschaftlichen Biogasanlagen unter praxisrelevanten Bedingungen für das Land Brandenburg bei veränderten Ertragsbedingungen, Bereitstellungskosten für die Kosubstrate und Investitionen, darstellt. Weiterhin wird die Wirkung des Kosubstratanteils und der Anlagendimension auf das wirtschaftliche Ergebnis bewertet. Anhand der gewonnenen Erkenntnisse werden Handlungsempfehlungen zur Steigerung der Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen durch die Nutzung von Kosubstraten für die Praxis, Forschung und Politik abgeleitet.

## Umfang der Untersuchung

Die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von landwirtschaftlichen Kosubstraten in Biogasanlagen wird unter der Annahme günstiger, durchschnittlicher und widriger Ergebnisse hinsichtlich der Trockenmasseerträge, der Bereitstellungskosten, der Gaserträge und der Investitionen bestimmt. Anschließend wird die Entwicklung der Wirtschaftlichkeit bei steigenden Trockensubstanzanteilen der Kosubstrate am Gesamtsubstrat bis zu einem, unter den derzeitigen technischen Bedingungen, möglichen Anteil von 15 % geprüft.

Die Szenarien werden für eine Anlage mit 1000 m<sup>3</sup> Fermentervolumen bzw. 160 kW installierter elektrischer Leistung berechnet. In einem zweiten Schritt werden Berechnungen für Anlagen unterschiedlicher Dimensionen zwischen 500 bis 3000 m<sup>3</sup> Fermentervolumen bzw. 80 bis 480 kW installierte elektrische Leistung durchgeführt, um den Effekt der Kostendegression auf die Wirtschaftlichkeit von Kosubstraten zu erfassen.

Die geprüften Anlagen sind für den Einsatz von Kosubstraten aus nachwachsenden Rohstoffen ausgelegt. Die Ergebnisse treffen sowohl für bestehende Anlagen mit frei verfügbaren Kapazitäten sowie für noch in der Planung befindende Anlagen zu.

Den Berechnungen werden außerdem die im folgenden Abschnitt beschriebenen Annahmen zugrundegelegt. Dabei werden die im Land Brandenburg üblichen Bedingungen und Parameter von Biogasanlagen berücksichtigt.

Die bewerteten Kosubstrate sind Maissilage, Deutsches Weidelgras und Luzerne als Frischfutter und Silage sowie die Getreidesorten Triticale und Gerste als Ganzpflanzensilage und Roggen als Frischfutter und Silage. Zusätzlich werden die Ackerbaukulturen Hanf, Raps und Topinambur auf ihre Wirtschaftlichkeit als Kosubstrate in Biogasanlagen untersucht. In dem Basisszenario beträgt der Trockensubstanzanteil aus Kosubstraten 12 %. Hauptsubstrat ist Rindergülle, bei einem Gülleaufkommen von 0,05 m<sup>3</sup> Gülle pro Tag und GV.

## Ermittlung der Betriebskosten

Die Ausgangsdaten für die Berechnung der Bereitstellungskosten und Erträge der Kosubstrate entsprechen den Werten aus der „Datensammlung für die Betriebsplanung und die betriebswirtschaftliche Bewertung landwirtschaftlicher Produktionsverfahren im Land Brandenburg“ (Braun et al. 2001).

Tab. 1. Erträge der landwirtschaftlichen Kosubstrate in t TM pro ha

Trockenmasseertrag (t TM pro ha) für	Maximum		Mittelwert		Minimum
Weidelgras intensiv	8,00	<=	7,85	=>	7,70
Weidelgras extensiv	6,00	<=	5,06	=>	4,30
Luzerne (Frischgut, Silage)	8,70	<=	8,13	=>	7,40
Roggen (Frischgut, Silage)	11,50	<=	8,20	=>	4,10
Triticale (Silage)	7,70	<=	7,23	=>	7,00
Gerste (Silage)	11,06	<=	9,32	=>	7,20
Mais (Silage)	13,00	<=	10,28	=>	7,50
Hanf (Frischgut, Silage)	10,00	<=	7,75	=>	6,00
Raps (Frischgut)	10,90	<=	7,93	=>	4,70
Topinambur (Frischgut)	22,00	<=	17,00	=>	10,00

Quelle: verändert nach Braun et al. (2001) je nach Landbaugebiet

Tab. 2. Bereitstellungskosten der landwirtschaftlichen Kosubstrate in € pro ha

Bereitstellungskosten (€ pro ha) für	Maximum		Mittelwert		Minimum
Weidelgras intensiv (Frischgut)	902,18	<=	764,54	=>	640,00
Weidelgras intensiv (Silage)	974,01	<=	880,45	=>	800,00
Weidelgras extensiv (Frischgut)	571,38	<=	334,15	=>	140,13
Weidelgras extensiv (Silage)	617,13	<=	431,35	=>	359,95
Luzerne (Frischgut)	682,06	<=	646,95	=>	610,48
Luzerne (Silage)	810,39	<=	774,77	=>	737,28
Roggen (Frischgut)	519,47	<=	311,89	=>	99,19
Roggen (Silage)	690,92	<=	437,51	=>	167,89
Triticale (Silage)	477,04	<=	392,50	=>	327,23
Gerste (Silage)	631,45	<=	512,57	=>	370,68
Mais (Silage)	931,14	<=	766,66	=>	574,67
Hanf (Frischgut)	615,01	<=	520,73	=>	402,90
Hanf (Silage)	841,17	<=	724,86	=>	582,80
Raps (Frischgut)	694,86	<=	495,55	=>	202,47
Topinambur (Frischgut)	500,55	<=	456,89	=>	414,14

Quelle: verändert nach Braun et al. (2001) je nach Landbaugebiet

Die erforderlichen Investitionen für die Biogasanlagen werden anhand von Richtwerten aus der Praxis abgeleitet. Die ermittelten Anlagekosten werden anhand von empirisch bestimmten Funktionen nach Oechsner (2001) verifiziert. Die Anlagenkosten setzen sich aus einem Bau- und einem Technikteil zusammen. Für die baulichen Maßnahmen wird ein Kostenanteil von 35 % und für die technischen Einrichtungen ein Kostenanteil von 65 % angenommen. Für die Abschreibung der Bauteile wird von 16 Jahren Nutzungsdauer und einem Abschreibungssatz von 6,25 % pro Jahr ausgegangen. Die Abschreibungen für die technischen Einrichtungen gehen bei einer achtjährigen Nutzungsdauer mit einem Abschreibungssatz von 12,5 % pro Jahr in die Kostenrechnung ein. Die technische Nutzungsdauer der Anlagenteile ändert sich durch den Einsatz von Kosubstraten nicht. Die Wartungs- und Reparaturkosten für die Gebäude und Technik werden mit jährlich 1 % bzw. 4 % des jeweiligen Anteils an den Investitionen kalkuliert.

Tab. 3. Richtwerte für Investitionen von landwirtschaftlichen Biogasanlagen

Investitionen je	Maximum		Mittelwert		Minimum
Großvieheinheit (€ pro GV)	1250	<=	1000	=>	750
m <sup>3</sup> Faulraum (€ pro m <sup>3</sup> )	400	<=	300	=>	250
kW installierte Leistung (€ pro kW)	4000	<=	3250	=>	2500
Erzeugter kWh Strom (€ pro kWh)	0,60	<=	0,50	=>	0,40

Quelle: verändert nach Schulz et al. (2001)

Um eine bessere Vergleichbarkeit der Anlagen zu ermöglichen, wurde die Verweilzeit der Substrate im Fermenter einheitlich auf 28 Tage festgesetzt. Die Laufzeit der BHKWs wird bei allen Anlagen mit 20 Stunden pro Tag und die Auslastung mit 355 Tagen im Jahr angesetzt. Der Wirkungsgrad der Zündstrahlaggregate beträgt in den Berechnungen 35 %. Die Zündölkosten ergeben sich aus der Division der Energieproduktion aus Zündöl durch ein Äquivalent von 10 kWh pro Liter Zündöl, und der Multiplikation mit einem Zündölpreis von 0,20 € pro Liter.

Die Arbeitszeit für den Betrieb und die Unterhaltung der Anlage wird in Anlehnung an Oechsner (2001) angesetzt. Der Arbeitslohn wird mit 8,50 € pro Stunde bewertet, was einem üblichen Lohn für Facharbeiter in der Landwirtschaft in Brandenburg entspricht.

Fremdfinanzierung wird zu 50 % genutzt. Der Zinsaufwand für den fremdfinanzierten Anteil der Investitionen beläuft sich in den Berechnungen auf jährlich 6 %. Die betrachteten Anlagen werden in den Berechnungen ohne jegliche Zuschüsse, Förderungen oder Darlehensvergünstigungen finanziert. Die Versicherungskosten gehen mit jährlich 0,2 % der gesamten Investitionen in die Kostenrechnung ein.

### Ermittlung der Erträge

Die Energieproduktion der Biogasanlage setzt sich aus der Energieproduktion aus Biogas und der anfallenden Energie aus dem eingesetzten Zündöl zusammen. Zur Ermittlung der Energieproduktion aus Biogas werden die Methanausbeuten der Kosubstrate mit den Erträgen an organischer Trockensubstanz multipliziert. Der Energieanteil des Zündöls beträgt 10 % der Energieproduktion aus Biogas.

Von der ermittelten Methanproduktion wird ein durch die Gasreinigung verursachter Verlust von 2,5 % abgezogen. Die verbleibende Methanmenge wird mit einem einheitlichen Energiewert des Methan von 9,75 kWh pro m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> multipliziert. Als Anteile an der Gesamtenergie entfallen 30 % auf Stromerzeugung, 20 % auf Pro-

zessenergie, 30 % auf nutzbare Wärme und 20 % auf Verluste. Bei allen Anlagen wird der gesamte erzeugte Strom in das öffentliche Netz eingespeist. Aus der Einspeisung in das öffentliche Stromnetz ergibt sich ein Ertrag von 0,102 € je kWh bis zu einer installierten elektrischen Leistung von 500 kW.

Tab. 4. Methanausbeuten der Kosubstrate

Methanausbeute (m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> pro kg oTS) von	Maximum		Mittelwert		Minimum
Rindergülle	0,250	<=	0,250	=>	0,250
Weidelgras (Frischgut)	0,508	<=	0,462	=>	0,416
Weidelgras (Silage)	0,632	<=	0,575	=>	0,517
Luzerne (Frischgut)	0,394	<=	0,358	=>	0,322
Luzerne (Silage)	0,516	<=	0,469	=>	0,422
Roggen (Frischgut)	0,409	<=	0,372	=>	0,335
Roggen (Silage)	0,458	<=	0,441	=>	0,397
Triticale (Silage)	0,504	<=	0,459	=>	0,413
Gerste (Silage)	0,646	<=	0,587	=>	0,528
Mais (Silage)	0,546	<=	0,496	=>	0,447
Hanf (Frischgut)	0,397	<=	0,361	=>	0,324
Hanf (Silage)	0,318	<=	0,289	=>	0,260
Raps (Frischgut)	0,185	<=	0,168	=>	0,151
Topinambur (Frischgut)	0,340	<=	0,309	=>	0,278

Quelle: Heiermann et al. (2002)

Bei den Ertragsberechnungen werden keine Erlöse einer möglichen Verwertung der thermischen Energie berücksichtigt. Ebenso sind keine Erlöse aus der Annahme und Entsorgung von außerlandwirtschaftlichen Kosubstraten gegeben.

## Ergebnisse der Modellrechnungen

Die Berechnungen zur Energieproduktion zeigen, dass durch den Einsatz von Kosubstraten der Methanertrag um bis zu 46 % gesteigert werden kann. Jedoch ist die Steigerung des Methanertrages je nach Kosubstrat unterschiedlich hoch. Die höchsten Methanerträge liefert der Einsatz von Kosubstraten aus dem Futterbau, gefolgt von Getreide. Die geringsten Methanerträge liefern die Kulturen Raps, Hanf und Topinambur. Silage liefert etwas höhere Methanerträge als Frischfutter.

Die zusätzlichen Erlöse durch die erzielte Steigerung des Methanertrages durch Kosubstrate sind mit den alternativen Erlösen aus der konventionellen Nutzung der Kulturpflanzen vergleichbar. Den Erlösen müssen die durch den Einsatz von Kosubstraten zusätzlich verursachten Kosten gegenüber gestellt werden. Diese werden anhand der spezifischen (elektrischen) Energiekosten bzw. Stromgestehungskosten verglichen. Tendenziell verursachen Kosubstrate aus dem Futterbau geringere Gestehungskosten pro kWh. Allerdings können die untersuchten Getreidesorten mit vergleichbaren Kosten pro kWh aufwarten. Der vorab ange-deutete Wettbewerbsvorteil der Silage zeichnet sich ebenfalls bei den Stromgestehungskosten ab.

Auf die Höhe der Stromgestehungskosten wirken einerseits die Trocken-masseerträge, die Bereitstellungskosten, sowie die spezifischen Gasausbeuten der Kosubstrate ein (Abb. 1). Andererseits zeigen die errechneten Werte, dass die Investitionen der Biogasanlage bei weitem den größten Einfluss auf die Höhe der Stromgestehungskosten haben. Die Ergebnisse zeigen außerdem, wie sich eine

Erhöhung des Trockensubstanzanteils aus Kosubstraten auf die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von Kosubstraten in Biogasanlagen auswirkt. Bei einem Trockensubstanzanteil von 12 % liegen alle Kulturen bis auf Luzerne Frischfutter, Hanf, Raps und Topinambur im Gewinnbereich. Das Potenzial durch eine Steigerung des Trockensubstanzanteils eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit zu erzielen, ist insbesondere bei Maissilage, Luzerne Silage, Gerste Silage, Weidelgras Silage und Weidelgras Frischfutter aus extensivem Anbau hoch.

Nach Hoffstede (2002) ist ein wirtschaftlich neutrales Ergebnis mit landwirtschaftlichen Biogasanlagen im Kostenbereich von € 0,10 bis € 0,11 je kWh zu erzielen. Daraus kann man schließen, dass unter der Annahme von durchschnittlichen Erträgen, Bereitstellungskosten, Gasausbeuten und Investitionen sich die Mehrheit der Kosubstrate in einem wirtschaftlich neutralen Bereich befindet, und die Kosubstrate Maissilage, Luzerne Silage, Gerste Silage, Weidelgras Silage und Weidelgras Frischfutter aus extensivem Anbau sogar in einem wirtschaftlich positiven Bereich liegen. Für die Wettbewerbsfähigkeit von Kosubstraten in Biogasanlagen ist jedoch entscheidend, ob der zusätzlich zu erwartende Gewinn aus dem Einsatz von Kosubstraten dem Gewinn bei einer konventionellen Nutzung der Kulturpflanzen entspricht oder übersteigt. Bei den berechneten Anlagen liegen die Stromgestehungskosten ohne Kofermentation bei € 0,10 pro kWh. Nur bei Stromgestehungskosten unter diesem Wert ist ein Mehrgewinn aus der Kofermentation zu erzielen. Dies trifft unter durchschnittlichen Bedingungen für Maissilage, Luzerne Silage, Gerste Silage, Weidelgras Silage und Weidelgras Silage und Frischfutter aus extensivem Anbau zu.

Die Streuweiten der wirtschaftlichen Ergebnisse weisen beachtliche Unterschiede zwischen den einzelnen Kosubstraten auf. Zu erkennen ist ebenfalls, dass sich bei den einzelnen Kosubstraten unterschiedlich hohe Anteile der Streuweiten im Gewinnbereich befinden. Bei Kosubstraten aus dem Futterbau als Silage aus extensivem Anbauverfahren, Maissilage und Ganzpflanzensilage aus Gerste liegen die Spannweiten überwiegend im Gewinnbereich. Dagegen befinden sich die Spannweiten bei Raps, Hanf und Topinambur überwiegend im negativen Bereich.

Bei der nachfolgenden Betrachtung wird der Einfluss der einzelnen Faktoren analysiert. Für die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage sind jedoch letztlich nicht die einzelnen Faktoren, sondern die Summe der Faktoren entscheidend. Die Spannweiten werden hauptsächlich von der Höhe der Investitionen bestimmt. Diese entscheiden grundlegend ob der Betrieb mit oder ohne Kosubstraten wirtschaftlich ist. Die Steigerung der Flächenerträge hat insbesondere bei Maissilage, Roggen, Gerste, Hanf und Raps einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Einen großen Anteil an der Gesamtabweichung haben die Bereitstellungskosten insbesondere bei Weidelgras Frischfutter, Roggen Silage, Hanf und Raps.



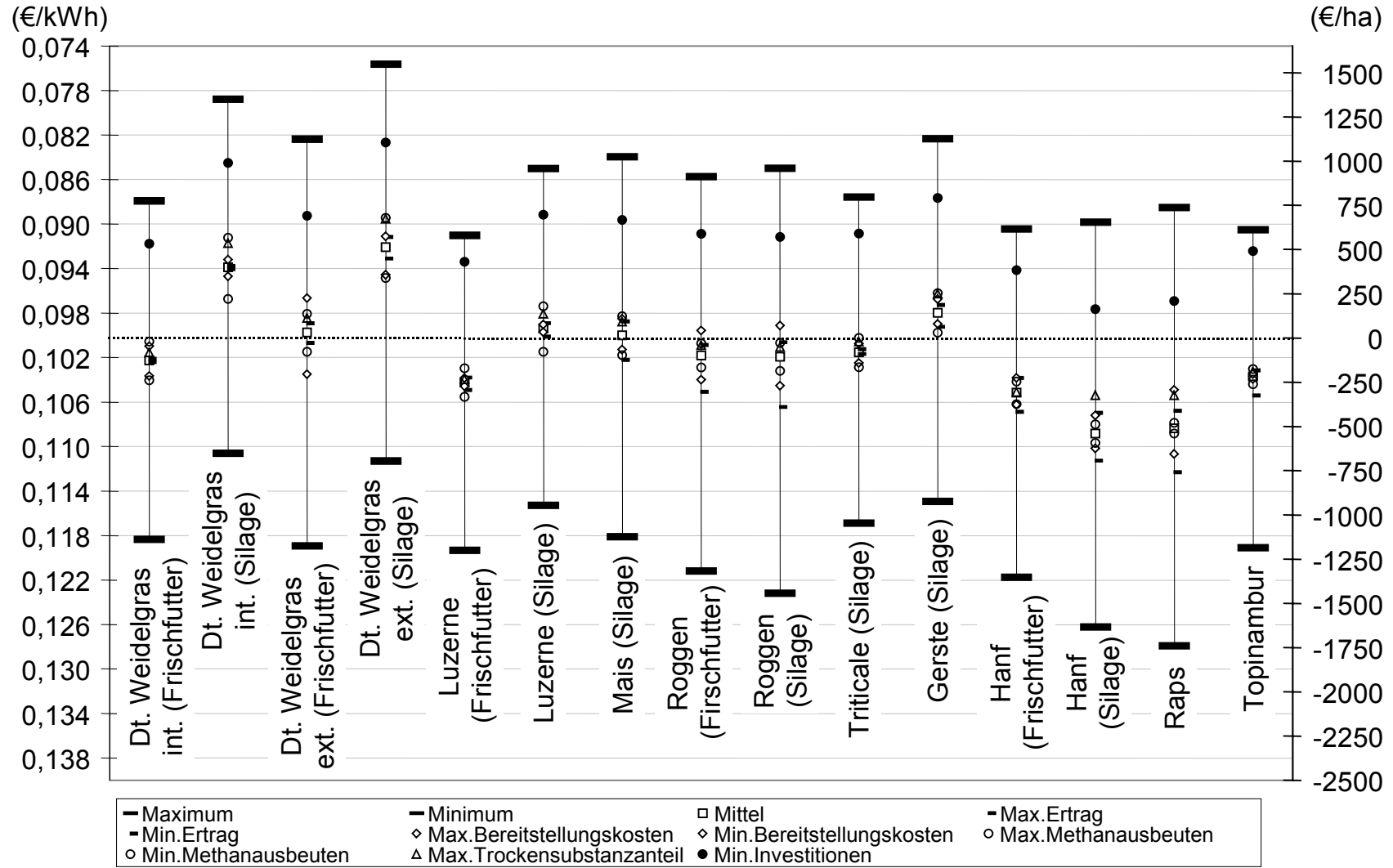


Abb. 1. Stromgestehungskosten und zusätzlicher Gewinn pro Hektar in Abhängigkeit von Trockenmasseertrag, Trockensubstanzanteil, Bereitstellungskosten, Gasausbeute und Investitionen

Eine Optimierung der Methanausbeute ist vor allem bei Weidelgras, Luzerne, Maissilage, Roggen und Gerste für eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit entscheidend. Der Einfluss des Trockensubstanzanteils aus Kosubstraten auf das wirtschaftliche Ergebnis ist insbesondere bei Silage aus Weidelgras, Luzerne, Mais, Gerste und Hanf von Bedeutung.

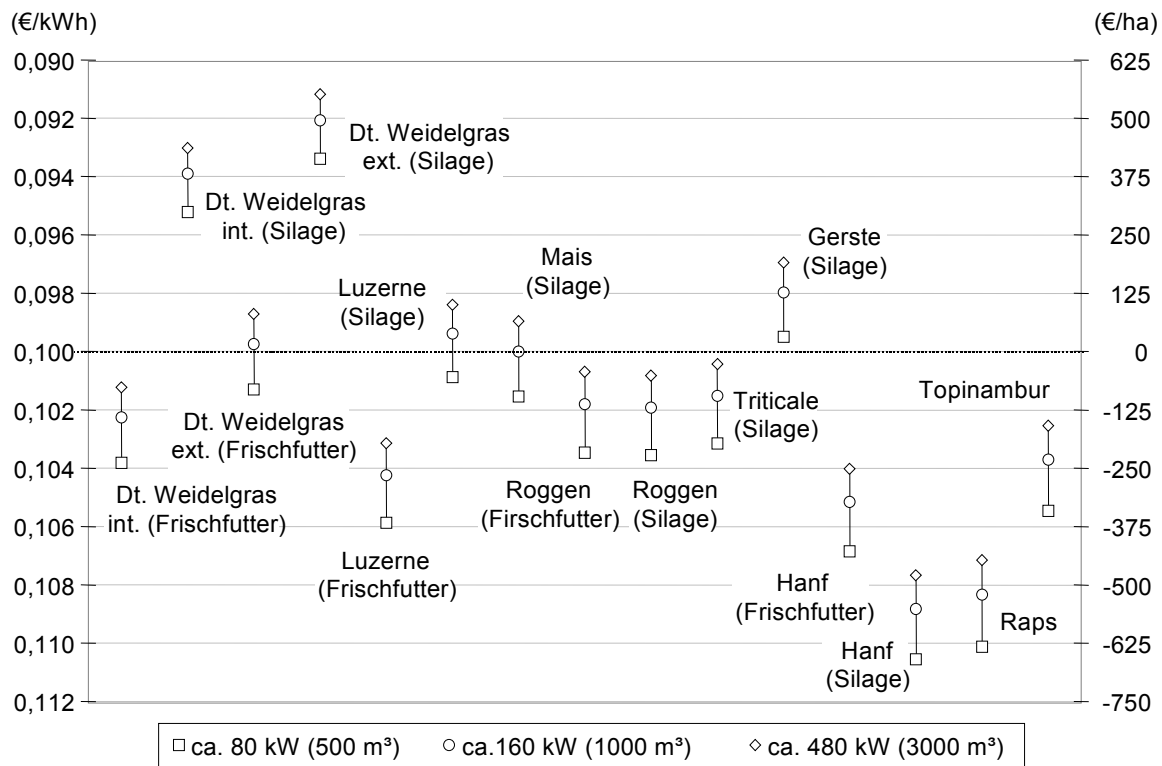


Abb. 2. Stromgestehungskosten und zusätzlicher Gewinn pro Hektar in Abhängigkeit von der Anlagengröße

Abschließend ist zu prüfen, inwieweit eine Degression der Betriebskosten bei steigenden Anlagendimensionen die Wirtschaftlichkeit von Kosubstraten beeinflusst. Bei dieser Betrachtung wird deutlich, dass der Einsatz von Roggen und Triticale Ganzpflanzensilage, Weidelgras Frischfutter aus intensivem Anbau, Luzerne Frischfutter, Hanf, Raps und Topinambur unter durchschnittlichen Verhältnissen bei Anlagen bis zu 3000 m<sup>3</sup> Fermentervolumen oder ca. 480 kW gegenüber einer konventionellen Nutzung wirtschaftlich unattraktiv ist. Das Diagramm macht deutlich, dass die Unterschiede zwischen den verschiedenen Kosubstraten weitaus größer sind als die durch eine Kostendegression zu erschließenden Potenziale. So liegt die Silage aus Weidelgras und Gerste in jedem Fall im Gewinnbereich, während bei Luzerne Silage, Maissilage und Weidelgras Frischfutter nur bei Anlagen über 160 kW installierter elektrischer Leistung ein Gewinn zu erwarten ist.

## Diskussion

Die vorliegenden Ergebnisse zeigen, dass beim Einsatz von landwirtschaftlichen Kosubstraten in Biogasanlagen aus wirtschaftlicher Sicht eine äußerst sorgfältige Auswahl getroffen werden muss, um wirtschaftliche Risiken zu verringern und

vorhandene Gewinnpotenziale auszuschöpfen. Die Analysen weisen tendenziell auf eine Vorzüglichkeit von Silage aus Futterbaupflanzen sowie Getreide aus extensivem Anbau hin. Weniger vorteilhaft erscheinen aus wirtschaftlicher Sicht die Ackerbaukulturen Raps, Hanf und Topinambur.

Im Vergleich zu dem Kostenfaktor Investitionen beeinflussen die Faktoren Trockenmasseertrag, Bereitstellungskosten und spezifische Gasausbeuten wesentlich geringer die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von Kosubstraten in Biogasanlagen. Zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen müssen an erster Stelle kostengünstige Anlagenmodelle entwickelt und umgesetzt werden. An zweiter Stelle müssen die Bereitstellungskosten der Kosubstrate beispielsweise durch extensive Anbauverfahren bei konstantem Ertrag und Qualität gesenkt werden. Schließlich ist eine Steigerung des Trockensubstanzanteils aus Kosubstraten und der Gasausbeuten wünschenswert. Dies könnte durch verfahrenstechnische Maßnahmen und technische Innovationen erreicht werden. Dabei ist die Kostenneutralität der Maßnahmen anzustreben. Abschließend gilt im Sinne einer Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der Biogasgewinnung durch den Einsatz von landwirtschaftlichen Kosubstraten, dass die gebotenen Potenziale nur umgesetzt werden können, wenn durch entsprechende Anreize die Investitionstätigkeit in diesem Bereich gesteigert werden kann.

## Danksagung

Die Autoren danken Herrn Frank Melcher für die wertvollen Hinweise zur Ermittlung der Berechnungsgrundlagen, Frau Helen Jacobs und Frau Ines Ficht für die technische Unterstützung.

## Literaturverzeichnis

- Braun, J., Brudel, H., Hanff, H., Harnack, C., Jurkschat & M., Wedekind, H. (2001). Datensammlung für die Betriebsplanung und die betriebswirtschaftliche Bewertung landwirtschaftlicher Produktionsverfahren im Land Brandenburg: Ackerbau, Grünlandwirtschaft, Tierproduktion, Binnenfischerei. Landesanstalt für Landwirtschaft des Landes Brandenburg. Germany. 134 pp.
- Heiermann, M., Schelle, H., & Plöchl, M. (2002). Biogaspotenziale pflanzlicher Kosubstrate. In: Tagungsband: Biogas und Energielandwirtschaft - Potenzial, Nutzung, Grünes Gas<sup>TM</sup>, Ökologie und Ökonomie. 18.-19. November 2002 in Potsdam. (eds M. Heiermann & M. Plöchl), Bornimer Agrartechnische Berichte Vol. 32, ATB, Potsdam-Bornim. (in press).
- Hoffstede, U. (2002). Kostenanalyse zur Stromerzeugung in landwirtschaftlichen Biogasanlagen – Einfluss nachwachsender Rohstoffe als Ko-Substrat. Eine Studie des ISET e.V. für den Fachverband Biogas e.V. Germany. 15 pp.
- Oechsner, H. & Knebelspieß, M. (1999). Ermittlung des Investitionsbedarfs und der Verfahrenskosten von landwirtschaftlichen Biogasanlagen. KTBL. Germany. 172 pp.
- Schulz, H. & Eder, B. (2001). Biogas-Praxis. Grundlagen - Planung - Anlagenbau – Beispiele. 2. überarb. Auflage. ökobuch Verlag. Germany. 165 pp.



# Vergleichende Öko- und Energiebilanzen von Grünem Gas®

C. Dumsch, W. Tentscher,  
eco Naturgas Handels GmbH, Max-Eyth-Allee 22, D-14469 Potsdam

## Abstract

This paper describes part of the results of energy- and life cycle computations on biogas upgrading to natural gas quality, injection into the grid and selected utilizations requested by families. The upgrading technology focuses on water scrubbing. Biogas production comprises manure, digesters, gas upgrading with bought-in electricity or co-generation and injection into the gas grid, biogas utilization as green gas comprises vehicle fuel or conversion in fuel cells in households.

*Keywords: life cycle assessment, biogas upgrade*

## Zusammenfassung

In diesem Beitrag werden Auszüge aus den Ergebnissen der energetischen und ökobilanziellen Bewertung der Biogasaufbereitung auf Erdgasqualität, der Gasnetzeinspeisung und ausgewählte familiär nachgefragte Verwertung beschrieben. Die Biogasaufbereitungstechnologie konzentriert sich auf die nasse Gaswäsche. In die Energie- und Ökobilanzen geht von der Erzeugerseite die Biogasproduktion aus Gülle, die Gasaufbereitung mit Netz- und Eigenstrom und die Einspeisung bei verschiedenen Drücken in das Gasnetz ein. Auf der Verbraucherseite konzentriert sich das Papier auf die Verwertung von Grünem Gas® zur umweltfreundlichen Mobilität im Verkehr sowie im Haushalt mit entsprechender Nutzung wie z.B. Brennstoffzellen zur Energiekonversion.

*Schlüsselwörter: Ökobilanz, Biogasaufbereitung*

## Einleitung

Die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am gesamten Energiemix von Deutschland ist oberstes Ziel im Klimaschutz. Im Bereich der Stromerzeugung sind in den vergangenen Jahren, nicht zuletzt auch durch das EEG, große Fortschritte bei der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien erzielt worden. Das EEG berücksichtigt aber nicht den weit über 80 % liegenden Energiebedarf der privaten und öffentlichen Haushalte sowie des Verkehrs, der nicht durch Strom gedeckt wird (Statistisches Bundesamt, 2001; VDEW /Ag-Energiebilanzen, 2001).

Biogas hat in dieser Hinsicht den entscheidenden Vorteil, neben Strom die Primärenergie Gas (Grünes Gas®) mit Erdgasbeschaffenheit nach DVGW G 260, G 262 zu liefern. In Abb. 1 sind die Einsatzfelder dargestellt. Biogas ist ein Gasgemisch, hauptsächlich bestehend aus CH<sub>4</sub> (50-75 Vol.%) und CO<sub>2</sub>, es bedarf einer Gasaufbereitung. Die dafür benötigte Anlagentechnik ist verfügbar. Dabei kommen hauptsächlich 3 Verfahren zur Anwendung: absorptive Verfahren z.B. Druckwasserwäsche, adsorptive Verfahren z.B. Druck-Wechsel-Adsorption, Membranseparation.

Gegenwärtig sind in Europa über 30 Anlagen mit einer Aufbereitungskapazität von ca. 13.000 Nm<sup>3</sup> Rohgas/h installiert. Das in Europa verbreitetste Verfahren zur Aufbereitung von Biogas ist die nasse Gaswäsche ohne Chemikalienzusätze. Etwa 80 % des Biogases in Schweden wird mit dieser Technologie aufbereitet. Eine Beschreibung aller Technologien würde den Umfang dieses Beitrages sprengen. Die Gaswäsche wird an anderer Stelle in diesem Tagungsband vorgestellt (Jansson, 2002).

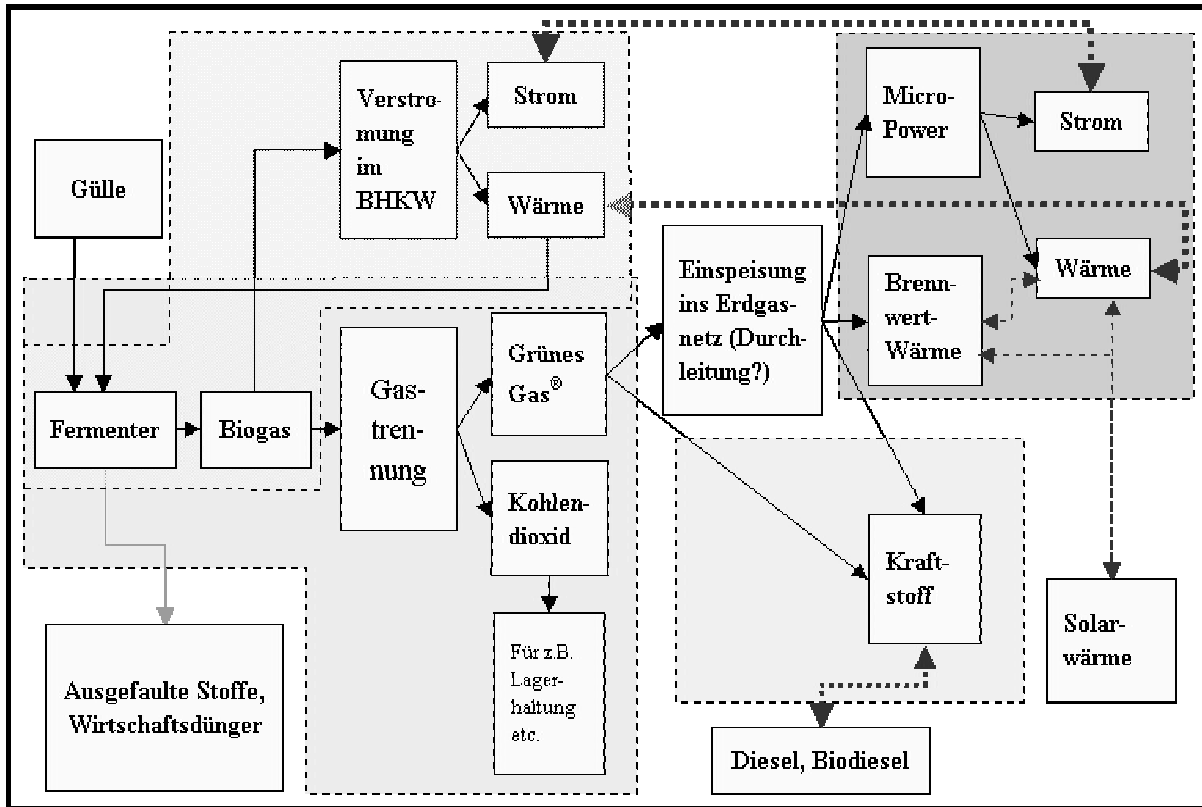


Abb. 1. Anwendungen von Biogas, Verstromung und Aufbereitung als Grünes Gas®

Es gibt bisher keine geschlossene Ökobilanz-Bewertung der Biogasaufbereitung, Gasnetzeinspeisung und Nutzung im motorischen Individualverkehr sowie in Haushalten. Erste Ansätze für eine Bewertung im Verkehr liegen aus Schweden vor<sup>1</sup>. Im folgenden wird ein Auszug der Ergebnisse von Umweltwirkungen anhand der Parameter Treibhauspotential und Primärenergieverbrauch dargestellt.

**Energetische und ökologische Bewertung**

Die Erstellung der Energie- und Ökobilanzen erfolgt nach dem Normenwerk DIN EN ISO 14040 ff.<sup>2</sup>. Die Berechnungen zu den Umweltwirkungskategorien (z.B. Treibhausgaspotential) werden mit Hilfe der vom Öko-Institut entwickelten Software GEMIS durchgeführt (Öko-Institut, 2002).

<sup>1</sup> Nilsson, N; Dahl, A.; Linne, M. (2001): Livscykelinventering för biogas som fordonsbränsle, SGC Rapport 117, Svenskt Gastekniskt Center AB, Malmö

<sup>2</sup> Deutsches Institut für Normung (DIN) (Hrsg.) (1997 ff.): Beuth Verlag, Berlin; zur Anwendung: Reinhardt, G.A., Zemanek, G. (2000) Ökobilanz Bioenergieträger, Erich Schmidt Verlag, Berlin

Die Bilanzierungsmodelle sind als Module, vgl. Abbildung 2, aufgebaut. Mit deren Hilfe lassen sich verschiedene Optionen der Biogasaufbereitung bzw. –nutzung generieren und schnell miteinander vergleichen. In jedes einzelne Modul werden spezifische Verbräuche an Energie, Material, sonstiger Hilfsstoffe, Transportaufwendungen und Kosten eingetragen.

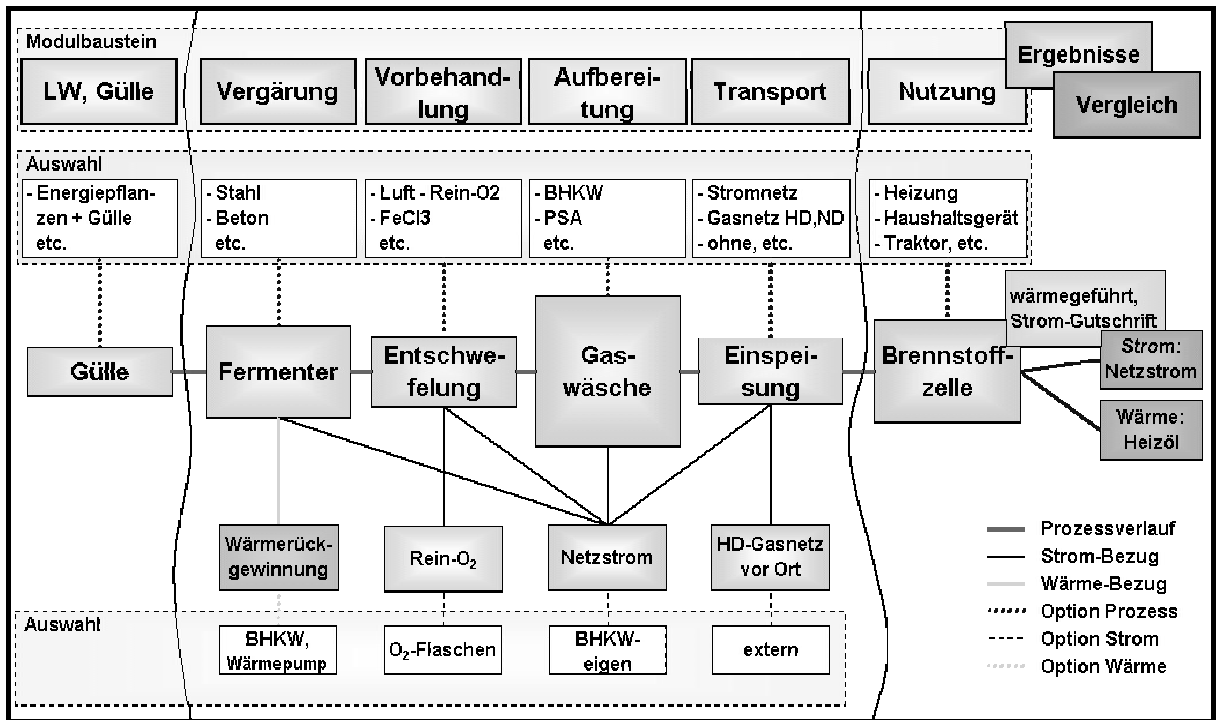


Abb. 2. Bilanzierungsmodelle für Biogas sind als Module aufgebaut.

## Biogaserzeugung

Biogas wird aus Gülle im nassen Verfahren produziert. Der CH<sub>4</sub>-Gehalt unseres Standardmoduls Gülle beträgt 65 Vol.%, im Rahmen der Sensitivitätsanalysen ein bedeutender zu variierender Parameter. Die Annahmen zur Berechnung der Gaserträge aus Gülle sind aus Platzgründen nicht aufgeführt.

Im Standardszenario mit Gülle als alleinigem Energielieferanten fallen in diesem zur Landwirtschaft gehörenden Modul keine zurechenbaren Umweltauswirkungen an, da Gülle auch ohne eine Biogasanlage in der Tierhaltung anfällt.

## Biogaskonversion in motorischen BHKWen am Ort der Produktion

Es liegen Daten (Regressionsgleichungen) für ausgewählte Umweltwirkungskategorien der Module „Fermenter“, „BHKW“ und „Fermenter + BHKW“ mit und ohne Wärmegutschrift vor. Die Wärmegutschrift (als Substitution von z.B. Erdgasheizung) betrug 50 % der überschüssigen Wärme nach Fermenterbeheizung.

Die einzelnen Module, z.B. Fermenter-Modul jeweils aus Beton und Stahl, Fermenter verschiedener Größe gleicher Leistung (Leistung ist die tägliche Biogasproduktion) bzw. Fermenter gleicher Größe aber unterschiedlicher Leistung, können separat kombiniert werden. Abbildung 3 soll das verdeutlichen.

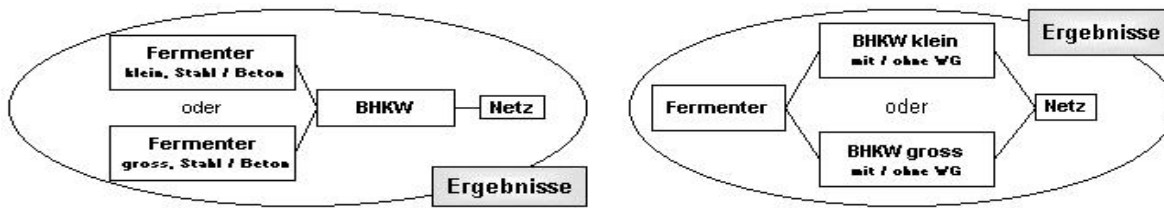


Abb. 3. Beispiele modularer Variationen in den Prozessketten

Diese Schritte ermöglichen es auch, Szenarien zu berechnen, in denen unterschiedliche Substrate vergoren werden (nur Gülle, Gülle-Kofermentat). Durch das BHKW-Modul lassen sich BHKWe unterschiedlicher elektrischer Leistung mit den Fermenter-Modulen kombinieren. Die Energiebilanz ohne Wärmegutschriften liegt bei elektrischen Leistungen von 100 kW bei dem Modul „Fermenter + BHKW ( $\eta_{el} = 0,33$ )“ zwischen 40 und 60 kWh<sub>el</sub>/kWh<sub>th</sub>KEA.

Diese Daten fließen in die räumlichen Modulierungsrechnungen des ATB ein. Sobald den Autoren die Werte über Energiepflanzen aus dem ATB verfügbar sind, wird die Energie- und Ökobilanz auch in dieser Hinsicht vervollständigt.

## Gasaufbereitung zu Erdgasqualität

Zur Biogasreinigung werden die bereits erstellten Module verwendet. Im Anschluss an die Entschwefelung und Entfeuchtung findet nun aber die Aufbereitung statt. In Tabelle 1 befinden sich beispielhaft Basisannahmen einer mittleren Aufbereitungsanlage für das Verfahren der Druckwasserwäsche. Es gibt Anlagen mit Kapazitäten ab ca. 50 Nm<sup>3</sup>/h bis mehrere 100 Nm<sup>3</sup>/h rohes Biogas.

Die Module Gaszerlegung „Gaswäsche“ wurden im Leistungsbereich von 518 bis 3.888 kW<sub>th</sub> mit eigener Energieversorgung über ein Biogas-BHKW und alternativ mit Netzstromversorgung gerechnet. Höchste und niedrigste Absorptionstemperatur<sup>3</sup> wurden ebenso untersucht. Der Bedarf an Energie für z.B. Strom ist als Primärenergiebedarf KEA<sup>4</sup> in MWh ausgedrückt.

Wir haben ferner das Wärmeschema eingerechnet, um den Fermenter auf die Gärtemperatur von 35°C zu bringen. Die Beheizung findet mit Überschusswärme aus der Gaswäsche, z.T. mit Wärmepumpen entzogen und mit einer effektiven Wärmerückgewinnung aus der ausgefaulten Gülle mittels Gülle/Gülle-Wärmetauscher statt. Im Fall der BHKW-Stromversorgung wird dessen Wärmeproduktion genutzt.

Örtliche Emissionen aus dem Betrieb der Anlage sind hauptsächlich Methanverluste, Schwefelverbindungen aus der Schwefelwasserstoffeliminierung und kontinuierlich ausgekrestes Prozesswasser der Anlage, in dem sich Kohlendioxid in Karbonatform befindet. Die Gasnetzeinspeisung wurde sowohl mit 1 und 16 als auch 51 bar gerechnet.

Analog dem Vorgehen im Abschnitt Biogaskonversion für motorische BHKWe liegen auch hier Daten (Regressionsgleichungen) für ausgewählte Umweltwirkungskategorien für den Modul „Gaswäsche“ mit den verschiedenen Parametern vor. Es stellt sich heraus, dass Netzstrombezug zwar

<sup>3</sup> Regelung der Produktgasmenge über Prozessdruck und/oder Prozesstemperatur

<sup>4</sup> kumulierter Energieaufwand lt. VDI-Definition, VDI Richtlinie 4600



betriebswirtschaftlich sinnvoll ist, jedoch die Energiebilanzen stark vermindert. Netzstrom ist die wesentliche Umweltauswirkung, ohne den Modul Landwirtschaft<sup>5</sup>. In Tabelle 2 wird der KEA auf die Lebensdauer der Anlage aufgeteilt.

Tab. 1. Basisannahmen Gasaufbereitungsanlage mit 150 Nm<sup>3</sup>/h Biogasdurchsatz aus Güllevergärung und Einspeisung ins HD-Erdgasnetz.

Anlagenleistung Biogas	Nm <sup>3</sup> /h	150
Betriebsstunden im Jahr	Bh/a	ca. 7.900
Laufzeit	a	15-20
Material und Bau der Biogasanlage	MWh	680
Transport der Materialien	MWh	115
Energiebedarf der gesamten Anlage, inkl. Hilfsstoffe	MWh/a	1.540
Grünes Gas <sup>®</sup> - Produktion	Nm <sup>3</sup> /h	95
Energieerzeugung	MWh/a	7.530

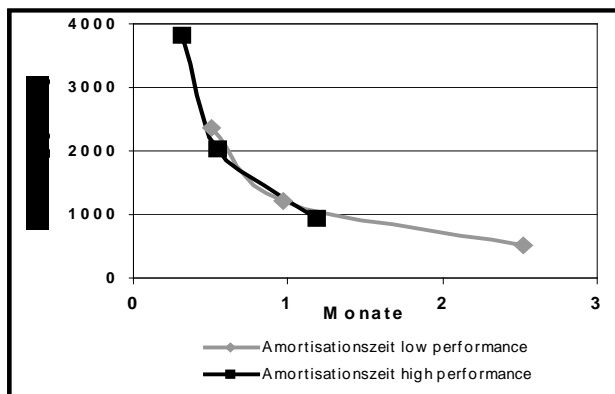


Abb. 4. Primärenergetische Amortisationszeit einer Biogasaufbereitungsanlage im Vergleich zu Erdgas

Tab. 2. Laufzeitbezogene >primärenergetische< Material-/Energieverbräuche

Aufwand	Anteil (%)
Material und Bau der Anlage	2,2
Transport der (Bau-) Materialien	0,4
Energiebedarf gesamte Anlage	97,4

Kühlung des Waschwassers von 25 auf 7°C verbessert die Öko- und Energiebilanzen. Aus dem KEA und der Energie im Grünen Gas<sup>®</sup> errechnet sich die primärenergetische Amortisationszeit (pA) (siehe Abbildung 4), die je nach Kapazität und Betriebsweise sehr kurz sein kann. Gleiches gilt auch für den Einsatz eines Biogas-BHKW's, bei dem eine pA unter 2 Monaten keine Seltenheit ist.

Die Energieinvestitionen in die Maschinen und Bauwerke sind sehr klein im Vergleich zum Strombedarf der Anlage. Deshalb ist die Kombination aus Gasaufbereitung und einem Biogas-BHKW vor Ort aus Gründen der Energie- und Ökobilanz besonders empfehlenswert.

Es muss natürlich darauf hingewiesen werden, dass große Anlagen-Leistungen bis 3,8 MW nur über den Einsatz von Ko-Fermentaten zu erreichen sind. Entsprechend dem Energieeinsatz (z.B. Transport) werden sich dadurch die Kurven weiter nach rechts verschieben.

<sup>5</sup> Biogas hat jedoch den Vorteil, nicht auf eine bestimmte Art von Einsatzstoffen, z.B. nur Mais, angewiesen zu sein, im Gegensatz zu Biodieselerzeugung.

## Verwertung von Grünem Gas<sup>®</sup> zur umweltfreundlichen Mobilität

Ein wichtiges Thema unserer heutigen Zeit sind Umweltauswirkungen durch den Straßenverkehr. Das Erdgasauto ist heute immer öfter auf unseren Straßen anzutreffen, enormer Anstieg der Zulassungszahlen wird auch mit der Offensive von Erdgas-Mobil einhergehen. Ein Grund also, den Fokus der Biogasnutzung auch auf diesen Bereich zu lenken.

Dazu wurden die traditionellen PKW-Arten (Benziner, Diesel) mit einem entsprechend modifizierten Erdgasauto verglichen. Als Basismodell dient ein Mittelklasse-PKW, Annahmen sind in Tabelle 3 enthalten.

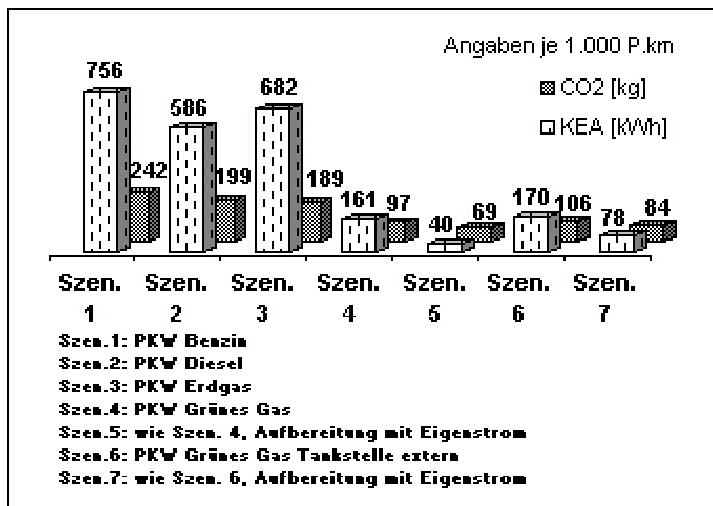
Tab. 3. Basisannahmen zum PKW im MIV.

Motor	kW	71
Verbrauch Benzin Mix	Lit./100km	9
Verbrauch Diesel Mix	Lit./100km	7
Verbrauch Erdgas H (Opel, 2002)*	kg/100km	5,5 (5,9)
Jahresfahrleistung (Besetzung)	km (Pers.)	15.000 (1,4)

Mio. PKW's betanken und dadurch bis zu 8 Mio. t an CO<sub>2</sub>-Äquivalenten einsparen.

Abb. 5. Grünes Gas<sup>®</sup> im Verkehr.

\* Wert in Klammern: Grünes Gas<sup>®</sup>



Im Ergebnis der Abb. 5 lässt sich festhalten, dass Grünes Gas<sup>®</sup> als Treibstoff große Potentiale in sich birgt. Bei Nutzung des gesamten GÜlleaufkommens könnte man fast 4

Unterschiede in den Szenarien 4 – 7 sind Ergebnisse von Modulvariationen. Hierbei wurde einerseits der Strombezug geändert (Eigenstrom = Biogas-BHKW) andererseits wurde Grünes Gas<sup>®</sup> zu einer Tankstelle über das Erdgasnetz durchgeleitet (extern, Tankstelle mit Netzstrombezug). Die hier aufgezeigten Ergebnisse gelten für PKW's mit konventionellen Verbrennungsmotoren. Bei einem zukünftigen Einsatz von Brennstoffzellen, werden ebenso positive Ergebnisse zu erwarten sein. Grünes Gas<sup>®</sup> liefert dafür die Energie.

## Verwertung von Grünem Gas<sup>®</sup> durch Familien

Wie bereits eingangs erwähnt, besteht der größte Teil des Energieverbrauchs in den Haushalten nicht aus Strom. Es soll hier aufgezeigt werden, welche Umweltwirkungen eine Familie durch ihre jährliche Energienachfrage aufweist. Eine Energieverbrauchsstruktur für Wohnungen vgl. Tabelle 4 wurde erarbeitet auf die hier nicht weiter eingegangen wird (Statistisches Bundesamt, 2001; VDEW/ Ag-Energiebilanzen, 2001, Tentscher & Dumsch, 2002). Die Kapazität der häuslichen Konversionsgeräte ist sehr klein und wurde außerdem konstant gehalten.

Die Öko- und Energiebilanzen wurden jeweils ausschließlich einmal zu Heizzwecken in Brennwertthermen, einmal zum Kochen und einmal zur Verstromung in Brennstoffzellen-BHKWs gerechnet. In den Szenarien wurde einmal Erdgas, einmal Heizöl und einmal Netzstrom ersetzt.

Tab. 4. Basisannahmen zum Energieverbrauch eines Haushalts in Deutschland (Normalausstattung vereinfacht)

Wohnfläche	m <sup>2</sup>	87
Heizenergie	kWh/a	14.700
Energie zur Warmwasserbereitung	kWh/a	1.450
Strombezug (ohne Warmwasser)	kWh/a	2.500

Worin liegen nun die Vorteile in der Anwendung von Biogasstrom und Grünem Gas<sup>®</sup>?

Untersucht wurde die mögliche Energiebedarfsdeckung einer statistisch durchschnittlichen Familie (2,2-Personen-Haushalt Statistisches

Bundesamt, 2001)

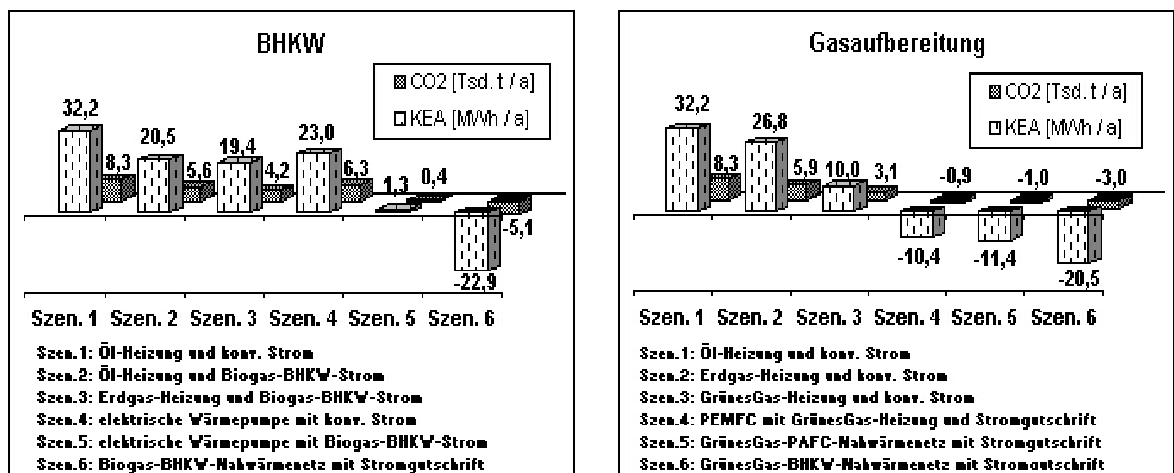


Abb. 6. Auswirkungen des Einsatzes von Biogasstrom vor Ort (links) und Grünem Gas<sup>®</sup> (rechts) bei der jährlichen Haushalts-Energienachfrage.

Wie in Abbildung 6 zu erkennen ist, schneiden die Szenarien am besten ab, in denen eine hohe Ausnutzung der eingesetzten Energie erfolgt.

Durch eine von den Wirkungsgraden der Grünes Gas<sup>®</sup>-BHKW-Anlagen abweichende Energienachfrage der Familien nach Strom und Wärme kommt es bei wärmegeführten BHKWs regelmäßig zu einer Stromeinspeisung ins öffentliche Netz. Durch die Verwendung von Grünem Gas<sup>®</sup> wird somit fossiler Strom anderswo substituiert.

Das in Abbildung 6 (rechts) vermeintlich schlechtere Abschneiden des BHKW-Nahwärmenetzes mit Grünem Gas<sup>®</sup> ist auf den Zwischenschritt der Aufbereitung zurückzuführen. Im Fall des (-nicht aufbereitetes Biogas) -BHKW-Nahwärmenetz ist eine Anwendung (Wohnsiedlung) in unmittelbarer Nähe zur Biogasanlage gemeint.

Entscheidend für die sehr gute Bewertung der motorisch betriebenen BHKW-Nahwärmenetze überhaupt ist deren hoher Gesamtwirkungsgrad mit Gutschriften für die Wärme oder den Strom.

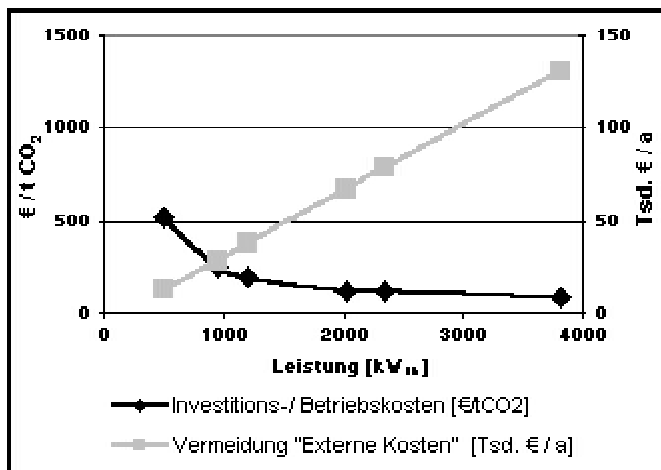
Wärmepumpen (WP) zur Heizenergieversorgung werden positiv bewertet. Durch hohe Jahresarbeitszahlen wird der Verlust an Energie aus der Biogaskonversion kompensiert. Kommt bei elektrischen WP von 1 kWh<sub>th</sub> im Biogas

auch ca. 1 kWh<sub>th</sub> Raumwärme an, so ist bei Grünem Gas<sup>®</sup> und Brennwertnutzung mit ca. 0,9 kWh<sub>th</sub> Raumwärme zu rechnen. Dieser Effekt kommt natürlich auch bei der fossilen Stromnutzung zum Tragen. Gas-Wärmepumpen sind energetisch und ökologisch noch besser. Jedoch ist der Bereich der Wärmepumpennutzung, gerade in der Altbaumodernisierung, beschränkt, und es stehen im Strommarkt andere regenerative Alternativen zur Verfügung.

Wie auch im Verkehrsbereich wird der flächendeckende Einsatz von Brennstoffzellen in der Zukunft sehr positive Bewertungen erfahren. Momentan kommen erst ca. 15-35 % der Energie im Biogas auf die Straße.

## Kosten der CO<sub>2</sub>-Vermeidung und externe Effekte

Natürlich hat die Gasaufbereitung ihren Preis. So kann man je nach Anlagengröße momentan noch von spezifischen Kosten der Anlage in Höhe von 2-4 €/kWh<sub>th</sub> ausgehen. Das ist aber nur ein Teil der Kostenrechnung. Durch den verstärkten Druck, externe Kosten eines Produktes zu internalisieren, ist Grünes Gas<sup>®</sup> auch in diesem Bereich wirkungsvoll.



Die hohen Kosten der dauerhaften CO<sub>2</sub>-Minderung (€/tCO<sub>2</sub>\*a) in Abb. 7 gerade im unteren Leistungsbereich sind auf den Vergleich mit Erdgasanwendungen zurückzuführen. Erdgas ist unter den Fossilen die sauberste Energiequelle. Sie hängen aber auch mit den geringen Stückzahlen und damit hohen Stückkosten zusammen.

Abb. 7. Grünes Gas<sup>®</sup> im Vergleich zu Erdgas. Der spezifische Wert für die externen Kosten von CO<sub>2</sub>-Emissionen wird von den Autoren in Anlehnung an den Wert vom Öko-Institut mit ca. 7 €/tC angenommen. Ein recht vorsichtiger Wert, da in der wissenschaftlichen Diskussion Werte bis zu 800 US\$/tC anzutreffen sind (Hohmeyer 2002). So konnten in ersten Abschätzungen durch die geminderten CO<sub>2</sub>-Äquivalente Senkungen externer Kosten je nach Anlagengröße berechnet werden. Die Bewertung der Ergebnisse externer Kosten ist jedoch nicht Untersuchungsgegenstand. Es zeigt vielmehr auf, welches Potential auch in dieser Hinsicht im Grünen Gas<sup>®</sup> steckt.

## Fazit

Die ausgewählten Ergebnisse der Energie- und Ökobilanzen zeigen, dass alle Anwendungen von Grünem Gas<sup>®</sup> ein hohes Potential zur CO<sub>2</sub>-Minderung haben und eine notwendige Ergänzung zur Stromeinspeisung vor Ort darstellen, um die Nachfrage nach leitungsgebundener erneuerbarer Primärenergie von Familien in Haushalt und Verkehr zu befriedigen. Die primärenergetische Amortisationszeit für Gasaufbereitung und Verwendung beträgt je nach Fall weniger als drei Monate und ist vergleichbar gering wie bei Windenergiekonvertern. Die Minderung von CO<sub>2</sub>-Äquivalenten und die Senkung externer Kosten ist erheblich. Natürlich hat die Gasaufbereitung am Anfang der Entwicklung ihren Preis. So kann man je nach

Anlagengröße von spezifischen Kosten der Anlage in Höhe von 2-4 €/kWh<sub>th</sub> ausgehen.

## Danksagung

Diese Arbeiten wurden über das „PROgramm INNOvationskompetenz mittelständischer Unternehmen“ des Bundesministeriums für Wirtschaft (BMWi)<sup>6</sup> finanziell unterstützt, PN KF 0096001K WZ9. Partner im Forschungskooperationsprojekt ist das ATB in Potsdam Bornim.

## Literatur

- AG Energiebilanzen (2001). Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die BRD 1990 bis 2000, Berlin, <http://ag-energiebilanzen.de/gesamt.xls>
- Globales Emissions Model Integrierter Systeme**, Version 4.1.3 (2002). Öko-Institut (Institut für angewandte Ökologie e.V.), Freiburg, <http://www.oeko-institut.org/service/gemis/de/index.htm>
- Hohmeyer, O. (2002). Vergleich externer Kosten der Stromerzeugung in Bezug auf das EEG, UBA-Texte 06 / 02, Umweltbundesamt Berlin: 30 ff.
- Jansson, M. (2002). Water Scrubber technique for Biogas Purification to vehicle fuel, In: Tagungsband: Biogas und Energielandwirtschaft - Potenzial, Nutzung, Grünes Gas<sup>TM</sup>, Ökologie und Ökonomie. 18.-19. November 2002 in Potsdam (M. Heiermann & M. Plöchl, eds) .Bornimer Agrartechnische Berichte 32. ATB: Potsdam-Bornim: (in press).
- Opel (2002). Firmenprospekt Opel Zafira 1.6 CNG, Rüsselsheim
- Statistisches Bundesamt (Hrsg.) (2001). Datenreport 1999, Bonn, 2. aktualisierte Auflage: 134 ff.
- Tentscher, W. & Dumsch, C. (2002). Grünes Gas als neue Dienstleistung für 10 Mio. Familien?, in Tagungsband: Biogas und Energielandwirtschaft - Potenzial, Nutzung, Grünes Gas<sup>TM</sup>, Ökologie und Ökonomie. 18.-19. November 2002 in Potsdam (M. Heiermann & M. Plöchl, eds) . Agrartechnische Berichte 32. ATB: Potsdam-Bornim: (in press).
- VDEW Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. (Hrsg.) (2001). Endenergieverbrauch in Deutschland 2000, VDEW Materialien M21-2001, VDEW Energieverlag, Frankfurt am Main

<sup>6</sup> Informationen zu PRO INNO: [http://www.aif.de/de/programme/pr\\_index.htm](http://www.aif.de/de/programme/pr_index.htm)



# Ökologische und ökonomische Bewertung der Biogasnutzung

F. Matthes

Institut für angewandte Ökologie e.V., Novalisstr. 10, 10115 Berlin

*Auf Grundlage der Vortragsfolien*

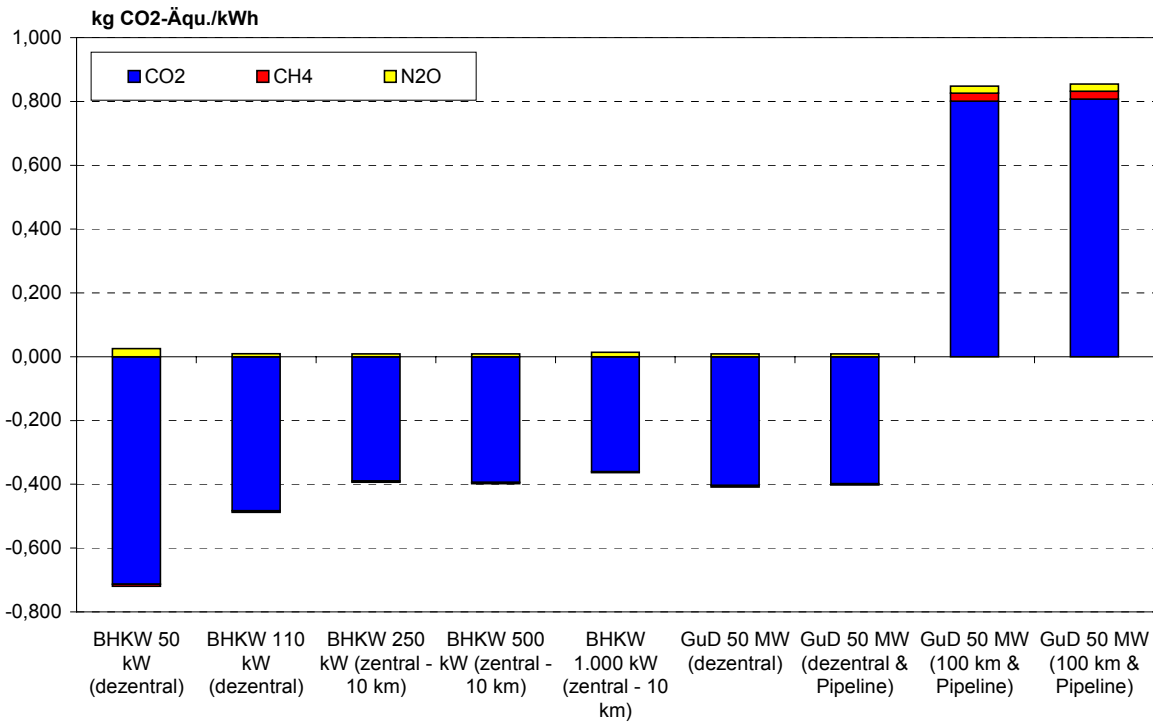
## Ökologische Bewertung

GEMIS (Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme) Version 4.13

- Integriertes Prozesskettenmodell für Energie-, Transport und Stoffflüsse
- Bilanzierung von klassischen Luftschadstoffen, Treibhausgasen, FCKW, Ressourcen (teilweise qualitativ) und Kosten
- Modell und Datenbasis frei verfügbar unter <http://www.oeko.de/service/gemis/index.htm>

## Untersuchte Systeme

- Biogas-BHKW mit 3-Wege-Kat  
50 kW, SKZ 0,50  
110 kW, SKZ 0,56
- Biogas-BHKW, Biomasseanlieferung für zentrale Vergasungsanlage 10 km  
250 kW, SKZ 0,67 (mit 3-Wege-Kat)  
500 kW, SKZ 0,67 (mit 3-Wege-Kat)  
1.000 kW, SKZ 0,71 (Magermotor mit OxKat)
- Biogas-GuD-HKW 50 MW, SKZ 0,89 (mit und ohne Netzeinspeisung)  
Biomasseanlieferung (Gülle) ohne Transport  
Biomasseanlieferung (Gülle) mit 100 km LKW-Transport
- Wärmegutschrift über Ölkessel



## Ökonomische Bewertung

(Hier) über Analogschluss zur wirtschaftlichen Deckungslücke von Erdgas-KWK-Anlagen (in der Nah- und Fernwärmeerzeugung)

	Referenzfall	Günstiges Szenario	Ungünstiges Szenario
	- Pf/kWh -		
<b>Fernwärme</b>			
BHKW 250 kW <sub>el</sub>	9,8	6,9	12,1
BHKW 1 MW <sub>el</sub>	4,0	1,4	6,1
GuD-GgDr 20 MW <sub>el</sub>	2,3	0,0	3,8
GuD-GgDr 100 MW <sub>el</sub>	0,5	-1,6	1,9
GuD-KE 100 MW <sub>el</sub>	0,4	-1,9	1,9
GuD-KE 380 MW <sub>el</sub>	0,3	-1,6	1,6



## Schlussfolgerungen

- größte ökologische Entlastung durch Biogasnutzung bei Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung
- Gewinne an ökologischer Entlastung durch Upscaling nicht zwingend nachweisbar
- Transport der Biomasse (Gülle) zentraler Bestimmungsfaktor, Pipelinetransport dagegen von untergeordneter Bedeutung
- Upscaling jedoch möglicherweise für ökonomische Bewertung wichtig
- Fördermodelle für Biogas-Netzeinspeisung:
  - Gaseinspeisegesetz (?) oder
  - entsprechende Berücksichtigung im EEG (+++)



# Wirtschaftliches Spannungsfeld zwischen Biogasertrag und Kosten der Feldfrüchte

G. Reinhold

Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft Jena, Ref. 620, Naumburger Str. 98,  
D-07743 Jena

## Abstract

The co-fermentation of maize in an agricultural biogas plant needs to be assessed thoroughly in its economics. In addition to the surplus benefits from selling the electric power the following costs have to be considered:

- Production and utilization costs of maize silage
- Investment for the additional gas utilization capacity
- Operating costs for the additional gas utilization capacity
- Costs for application of the sludge derived from crops

The determination of threshold values is methodically appropriate to assess the viability of crop input.

The co-fermentation of maize in agricultural biogas plants is only viable if high-standard process engineering parameters are realized in conjunction with the basic conditions presented. Very high gas yields and high electrical efficiency of the co-generation are essential prerequisites for viability.

*Keywords: biogas, maize, renewables, viability*

## Zusammenfassung

Die Mit-Vergärung von Mais in einer landwirtschaftlichen Biogasanlage erfordert eine begründete betriebswirtschaftliche Entscheidung. Neben den Mehrerlösen aus dem Elektroenergieverkauf sind mindestens folgende Kostenbestandteile zu berücksichtigen:

- Herstellungs- und Nutzungskosten der Maissilage
- Kapitalkosten für die zusätzliche Gasverwertungskapazität
- Wartungskosten der zusätzlichen Gasverwertungskapazität
- Ausbringungskosten für den aus den Feldfrüchten entstehenden Faulschlamm.

Methodisch ist die Ermittlung von Schwellenpreisen gut geeignet, um die Rentabilität des Einsatzes von Feldfrüchten abzuschätzen.

Die Mit-Vergärung von Mais in landwirtschaftlichen Biogasanlagen ist aus ökonomischer Sicht nur bei Realisierung anspruchsvoller verfahrenstechnischer Parameter in Verbindung mit den dargestellten Rahmenbedingungen rentabel. Wesentliche Voraussetzung für Rentabilität sind sehr hohe Gasausbeuten und hohe elektrische Wirkungsgrade des BHKW.

*Schlüsselwörter: Biogas, Mais, NaWaRo, Wirtschaftlichkeit*

## Einleitung

Der Einsatz von organischen Reststoffen der landwirtschaftlichen Primärproduktion wie Futterreste, Siloabdeckmaterial, ..., aber auch aus nebengelagerten Produktionsbereichen wie z. B. der Geflügelzucht und -mast (Hühnerkot...) führt zur Steigerung der Biogasproduktion und ist für den Landwirt fast immer angeraten (Anon., 2000).

Der z.Z. stark diskutierte und z.T. auch schon praktizierte Einsatz von Feldfrüchten (z. B. Grüngut, Maissilage, Grassilage, Futterrüben, ... ) ist eine weitere Möglichkeit, die Gasproduktion durch Erhöhung der Auslastung des Reaktorraums zu steigern. Dies gilt besonders, wenn das Potenzial der betrieblichen Reststoffe bereits ausgeschöpft wurde.

Für den Landwirt ist es wichtig, möglichst vorab zu klären, ab welchem Ertragsniveau bzw. bei welcher Kostenstruktur ein Einsatz von zusätzlichen nachwachsenden Rohstoffen rentabel gestaltbar ist (Anon., 2001). Prinzipiell ist zu unterscheiden zwischen der Entscheidungslage bei der Planung bzw. Errichtung einer Neuanlage und der Betrachtungsweise des Betreibers einer bestehenden Biogasanlage, der zusätzliche Substrate einsetzen will. Bisher erfolgte sowohl bei den Planern und Errichtern von Biogasanlagen als auch in der landwirtschaftlichen Praxis oft nur eine ungenügende Bestimmung der verfahrenstechnischen Erfordernisse und der ökonomischen Ergebnisse für einen derartigen Einsatz von Substraten.

Mit diesem Beitrag werden die erreichbaren wirtschaftlichen Ergebnisse des Einsatzes von nachwachsenden Rohstoffen (NAWARO) diskutiert und die methodischen Berechnungsgrundlagen zur Abschätzung der Effekte dargestellt.

## Biogasbildungspotenzial der Feldfrüchte

Faulversuche mit pflanzlichem Material zur Bestimmung der erzielbaren Gasausbeuten erfolgten oft nur unter Laborbedingungen. Auch wenn bei den Untersuchungen unterschiedliche verfahrenstechnische Parameter (Verweilzeiten, Temperaturen, Reaktorbelastungen, ...) zur Anwendung kamen, ist festzustellen, dass bei den untersuchten pflanzlichen Produkten meist mittlere Methanausbeuten um  $0,4 \text{ m}^3 \text{ CH}_4 / \text{kg}$  org. Substanz ( $0,6 \dots 0,8 \text{ m}^3 \text{ Biogas} / \text{kg}$  org. Substanz) erreicht werden (Abb. 1).

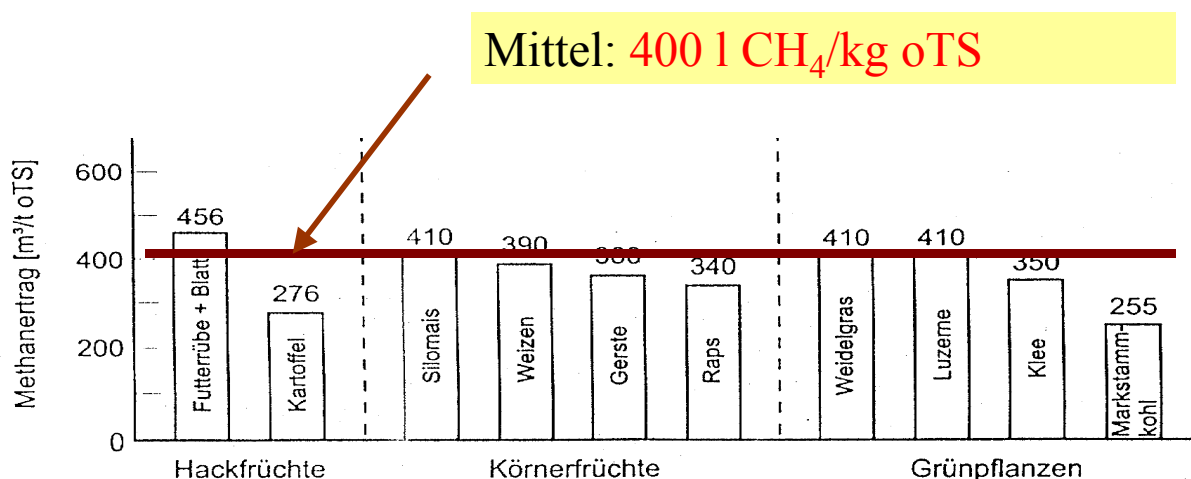


Abb.1. Methanerträge verschiedener Feldfrüchte (nach Weiland, 2001, ergänzt)

Für die Biogaserzeugung eignen sich vorrangig Fruchtarten mit einem hohen Biomasseertrag. Da ringförmige Kohlenstoffverbindungen durch die anaerobe Fermentation nicht ausgeschlossen werden können, sind Fruchtarten mit hohem Zucker- bzw. Stärkeertrag zu bevorzugen.

Die Ermittlung der Energieerträge und die Darstellung der ökonomischen Bedingungen wird beispielhaft für den Einsatz von Maissilage vorgenommen. Bei Annahme üblicher Erträge, einer Methanausbeute von  $0,4 \text{ m}^3 / \text{kg}_{\text{org. Substanz}}$  folgt ein

Bruttoenergieertrag von 50 MWh/ha a. Bei einem Verstromungsgrad von 30 % ergibt sich ein Elektroenergieertrag von 15 MWh/ha.

Daraus resultieren bei einer Einspeisevergütung nach Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) von 10 Cent/kWh Umsatzerlöse von 1.500 €/ha (Tab. 1).

Tab. 1 Erträge und Umsatzerlöse bei der Mitvergärung von Maissilage

		<b>Maissilage</b> (32 % TM)
Frischmassebruttoertrag	dt/ha	450
Siliverluste	%	13
TM-Nettoertrag	dt/ha	125
<b>Leistungen</b>		
Biogasenergieertrag	MWh/ha	50,1
- Elektroenergieertrag	MWh/ha	15,0
- Umsatz (Elektroenergie)	€/ha	1.503
	€/dt <sub>FM</sub>	3,84

## Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen

### Unterstellungen und Beurteilungsmethoden

Anhand einer Modellanlage, bei der die folgenden Unterstellungen zur Anwendung kommen, sollen die Effekte des Einsatzes von Feldfrüchten kalkuliert werden:

- **Verfahrenstechnik**
  - 20.000 m<sup>3</sup> Milchviehgülle pro Jahr mit 8 % TM
  - 1.000 m<sup>3</sup>/d Biogaserzeugung (60 % CH<sub>4</sub>) aus der Gülle
  - 1.400 m<sup>3</sup> Faulraum bei 35 °C Reaktionstemperatur
  - Gasverwertung in einem 90 kW Gas-Otto-BHKW
  - Personalaufwand 2 Arbeitskraftstunden/Tag bei 12 €/AK Stunde.
- **Ökonomische Richtwerte**
  - Investitionssumme Anlage ohne BHKW 320 T€ (Annuitätendarlehen mit 5 % Zinsansatz über die normative Anlagennutzungsdauer von 16 Jahren)
  - Investitionssumme BHKW 750 €/kW (Annuitätendarlehen mit 5 % Zinsansatz über die normative Nutzungsdauer des BHKW von 5 Jahren auf die um den Zuschuss von 205 €/kW verminderte Investitionssumme)
  - Instandhaltungskosten: 1,5 % der Investitionssumme Biogasanlage
  - Wartungskosten für das BHKW: 1,5 Cent/kWh<sub>elektrisch</sub>
  - vollständiger Stromverkauf und Wärmenutzung von 18 kW
  - 7,5 Cent/kWh Stromzukaufspreis und 10 Cent/kWh Stromerlös (EEG).
- **NAWARO-Einsatz**
  - Personalmehraufwand 10 Arbeitskraftminuten pro t Silageeinsatz und Tag
  - Applikationskosten 2,5 €/m<sup>3</sup>.

Bei der unterstellten Anlagengröße ist aus Sicht der Reaktorbelastung ein Maiseinsatz in Einsatzmengen bis 11 t/d möglich. Dies entspricht einer Anbaufläche von maximal 100 ha. Folgende verfahrenstechnische Parameter werden dadurch beeinflusst:

- Erhöhung des TM-Gehaltes der Zuspeisung von 8 auf 12 %,
- geringfügige Verweilzeitverkürzung von 25,5 auf 21,4 Tage,
- Steigerung der Reaktorbelastung von 2,5 auf 4,8 kg /m<sup>3</sup> d.

Methodisch wird für die Wirtschaftlichkeitsbeurteilung der Mit-Vergärung von Feldfrüchten in Biogasanlagen das ökonomische Ergebnis der allein auf Güllebasis arbeitenden Biogasanlage mit dem bei Feldfruchteinsatz verglichen. Der Wirtschaftlichkeitsunterschied mit und ohne Feldfruchteinsatz wird auf die Feldfruchteinsatzmenge bezogen. Die sich ergebenden Schwellenkosten (d. h. der maximal anrechenbare Preis für die Feldfrüchte frei Biogasanlage) dienen als Beurteilungskriterium in wie weit der Anbau und der Einsatz rentabel sind.

### Wirtschaftlichkeit der Mit-Vergärung von Feldfrüchten in Biogasanlagen

Vor Errichtung einer Biogasanlage kann in der Planungsphase mit der o. g. Methodik der Schwellenpreis für die einzusetzenden Feldfrüchte ermittelt werden.

Bei einem geplanten Einsatz von Feldfrüchten in einer bestehenden Anlage sind prinzipiell folgende Mehraufwendungen zu beachten:

- Abschreibung und Kapitalverzinsung für die zusätzlich erforderliche Gasverwertungskapazität (ca. 1,5 kW BHKW Kapazität pro ha Anbaufläche bei 750 €/kW Investitionsbedarf)
- Aufwendungen für Instandhaltung des BHKW (ca. 1,5 Cent/kWh Elektroenergie)
- Lagerungs- und Ausbringungskosten für den Faulschlamm aus Feldfrüchte (2,5 €/m<sup>3</sup>).

Bedingt durch die Steigerung der Gaserzeugung ist im Modellbeispiel bei 100 ha Maiseinsatzfläche eine erhöhte Investition im BHKW-Bereich von 146 T€ erforderlich. Zusatzinvestitionen im Bereich der Anlagentechnik sind nur im geringen Umfang erforderlich. Sie werden aus Gründen der Vereinfachung in der Modellkalkulation vernachlässigt.

Aus den ermittelten ökonomischen Ergebnissen ergeben sich vertretbare Schwellenpreise frei Biogasanlage für Maissilage von 2,0 €/dt (785 €/ha). Bei unterschiedlichem Ertragsniveau verändern sich die flächenbezogenen Schwellenpreise (Tabelle 2). Zu beachten ist, dass die mengenbezogenen Schwellenpreise konstant bleiben.

Tab. 2. Schwellenpreise für Maissilageeinsatz in Biogasanlagen (ohne Beachtung der Düngewirkung)

	Einheit	Ertragsstufe		
<b>Bezug</b>	dt/ha	350	400	450
- Fläche	€/ha	611	698	785
- Frischmasse	€/dt FM		2,0	

Bei Applikation des Faulschlammes auf landwirtschaftlichen Nutzflächen entsteht eine Düngewirkung. Somit ist die Düngewirkung der fermentierten Feldfrüchte ökonomisch relevant. Unter Berücksichtigung einer Stickstoffwirksamkeit von 50 % ergibt bei einem Ertragsniveau von 450 dt/ha eine Düngewirkung von 138 €/ha. Der ermittelte Schwellenpreis erhöht sich dadurch auf 2,36 €/dt FM.

Dem Schwellenpreis, bei dem aus Sicht der Biogasanlage noch kein Gewinn erwirtschaftet wird, stehen Herstellungskosten für die Maissilage gegenüber.

Aus Sicht des Landwirtes entstehen bei Maisanbau je nach Ertragsstufe Herstellungskosten (ohne Zinsansatz) nach Saldierung mit den Direktzahlungen (386 €/ha) von 2,30 bis 2,19 €/dt Maissilage (743 bis 803 €/ha) (Anon., 1995 bis 2001). Diese Kosten liegen in der Größenordnung der ermittelten Schwellenpreise des Maiseinsatzes in einer Biogasanlage.

Aus betrieblicher Sicht ist die Entscheidung für oder gegen den Einsatz von Mais auf Grundlage der Nutzungskosten zu treffen. Durch Ermittlung des Unterschiedes in den variablen Kosten des Maisanbaus und der Alternativfruchtart Getreide ist, durch anschließende Hinzuaddierung des Markterlöses der Alternativfruchtart Getreide (11,2 €/dt) die Berechnung der Nutzungskosten möglich.

Ausgehend von der in den Leitlinien der TLL niedergelegten Kostenstruktur (Anon., 1995 bis 2001) ergeben sich für den Maiseinsatz im gewählten Beispiel Nutzungskosten (entgangene Leistung abzüglich der Differenz in den variablen Kostenteilen zwischen Mais und der Alternativfrucht) von 2,90 €/dt bei 370 dt FM/ha Ertrag bzw. 2,68 €/dt bei 420 dt FM/ha.

Die Nutzungskosten von Maissilage sind um rund 0,55 €/dt höher als die Herstellungskosten. Sie spiegeln den wirtschaftlichen Vorteil der Alternativfruchtart Getreide aus betrieblicher Sicht wieder.

Bei Realisierung geänderter verfahrenstechnischer Parameter (BHKW Wirkungsgrad 28 ... 34 %, Gasausbeute 0,3 ... 0,5 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/kg oTS), der Beachtung der Düngewirkung bzw. einer Investförderung der Biogasanlage ohne BHKW (0 ... 30 %) werden die maximalen Produktionsschwellenkosten deutlich beeinflusst (Abb. 2). Es zeigt sich, dass nur bei hohem verfahrenstechnischen Niveau bzw. sehr hohen Gasausbeuten beim Einsatz von Maissilage alle Aufwendungen abgedeckt werden können.

Neben dem Wirkungsgrad der BHKW-Anlage hat die mögliche Gasausbeute aus den Feldfrüchten einen dominanten Einfluss auf den maximalen Schwellenpreis. Die von Planungsbüros oft unterstellten sehr optimistischen Gasausbeuten von über 0,4 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/kg oTS können nur erreicht werden, wenn eine sehr gute Qualität der Silage vorliegt. Diese Werte werden bei Einsatz von Silagedeckschichten und Futterresten nicht erreicht.

Die Produktion von Mais kann auf der Stilllegungsfläche erfolgen. In diesem Fall erhält der Landwirt eine Prämie von 386 €/ha. Ökonomisch ist von dieser Prämie der Mehraufwand für die Stilllegung (Verwaltungsmehraufwand, Finanzierung des Kontrollbeauftragten bei Silofüllung und der Öffnung des Silos, Denaturierung des Silos mit Gülle bzw. Stallmist, ...) zu finanzieren. Dieser Aufwand beträgt nach vorsichtigen Schätzungen 25 ... 100 €/ha.

Sofern aufgrund der Anbaustruktur und dem Tierbesatz für Mais die Inanspruchnahme der Getreideflächenprämie in Höhe von 368 €/ha möglich ist, sollte diese dem Anbau auf der Stilllegungsfläche eindeutig vorgezogen werden. Zusatzaufwendungen z. B. für ein separates Silo und die Denaturierung der Feldfrüchte entfallen.

Zusätzlich ist die Düngewirkung der vergärten Feldfrüchte (bei anschließender Applikation zusammen mit dem Wirtschaftsdünger) bei der Berechnung der Kosten zu beachten, sofern aus betrieblicher Sicht die Nährstoffe wirksam werden. Ebenso sind bei der betrieblichen Entscheidung eventuell erforderliche Investitionen z. B. für das Einmischen der Feldfrüchte zu berücksichtigen.

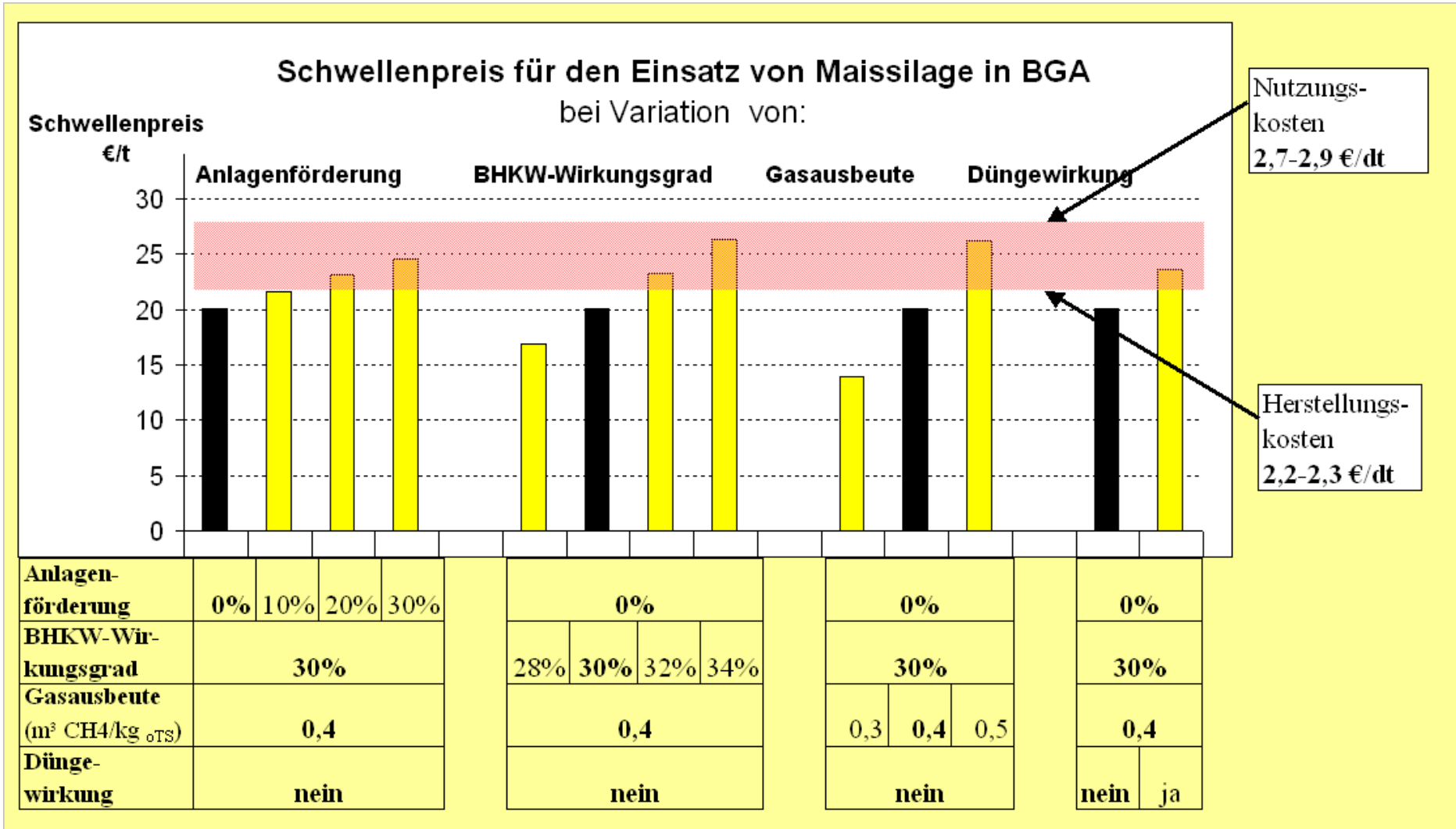


Abb. 2 Beeinflussbarkeit der Schwellenpreise für Mais bei Einsatz in Biogasanlagen



## Zusammenfassende Schlussfolgerungen

Die Mit-Vergärung von Mais in einer landwirtschaftlichen Biogasanlage führt neben den Mehrerlösen aus dem Elektroenergieverkauf mindestens zur folgende Mehrkosten:

- Herstellungs- bzw. Nutzungskosten der Maissilage
- Kapitalkosten für die zusätzliche Gasverwertungskapazität
- Wartungskosten der zusätzlichen Gasverwertungskapazität
- Ausbringungskosten für den aus den vergärten Feldfrüchten entstehenden Faulschlamm.

Für eine begründete betriebswirtschaftliche Entscheidung über den Einsatz ist das Verhältnis von Mehrerlösen zu Mehrkosten von hoher Bedeutung.

Methodisch ist die Ermittlung von Schwellenpreisen für die einzusetzenden Kosubstrate gut geeignet um die Rentabilität des Einsatzes von Feldfrüchten abzuschätzen.

Maissilage ist eine aussichtsreiche Feldfrüchte für den Einsatz in landwirtschaftlichen Biogasanlagen, da neben hohen Biomasseerträgen mit vertretbaren Produktionskosten verbindet. Die Mit-Vergärung von Mais in landwirtschaftlichen Biogasanlagen erfordert dennoch die Realisierung anspruchsvoller verfahrenstechnischer Parameter um rentabel zu sein. Wesentliche Voraussetzung für Rentabilität sind sehr hohe Gasausbeuten und hohe elektrische Wirkungsgrade des BHKW.

## Literatur

Anonymous (1995 bis 2001) Leitlinien zur effizienten und umweltverträglichen Produktion. - Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft. – Jena, 1995 bis 2001.

Anonymous (2000), Biogas effizient erzeugen, Sonderbeilage der Bauernzeitung 2/2000.

Anonymous (2001), Energetische Nutzung von Biogas, Gülzower Fachgespräch Band 15, 2001.

Weiland, P. (2001) Biogas – ein zukunftsweisender Energieträger . - In: Erneuerbare Energie in der Land(wirt)schaft 2001, M. Medenbach . - Zeven, 1. Aufl. 2001.



# Ökologischer und ökonomischer Vergleich verschiedener Maßnahmen bei der Verwertung von Bioabfall durch Kofermentation mit Gülle

S. Wulf<sup>1,2</sup>, P. Jäger<sup>1</sup> & H. Döhler<sup>1</sup>

*1* Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL), Bartningstr. 49, D -64289 Darmstadt

*2* Institut für Pflanzenernährung (IPE), Universität Bonn, Karlrobert-Kreiten-Str. 13, D -53115 Bonn

## Abstract

By assessing the economics and the emissions of NH<sub>3</sub>, CH<sub>4</sub> and N<sub>2</sub>O from experimental data, the costs of organic waste treatment through co-fermentation with slurry and strategies for mitigating emissions were evaluated. The utilization of biogas keeps the cost of treatment low and produces CO<sub>2</sub> emission-benefits for the entire process. Suitable measures during storage and application of fermentation products were assessed. Especially a closed gas-tight storage allowed a cost-effective reduction of CO<sub>2</sub>-emissions.

*Keywords: co-fermentation, balancing, greenhouse gases, costs*

## Zusammenfassung

Anhand einer detaillierten betriebswirtschaftlichen Berechnung und der Abschätzung der NH<sub>3</sub>, CH<sub>4</sub> und N<sub>2</sub>O-Emissionen aus experimentellen Daten, wurden die Kosten der Bioabfallbehandlung durch Kofermentation mit Gülle und die Möglichkeiten der Emissionsreduktion untersucht. Die Nutzung des Biogas zur Stromproduktion kompensiert einen Teil der Kosten für die Abfallbehandlung und führt zu CO<sub>2</sub>-Gutschriften für den Gesamtprozess. Durch geeignete Maßnahmen während der Ausbringung und vor allem durch eine gasdichte Abdeckung des Gärrückstandslagers lassen sich Treibhausgasemissionen kostengünstig minimieren.

*Schlüsselwörter: Kofermentation, Bilanzierung, Treibhausgase, Kosten*

## Einleitung

Die Kofermentation stellt eine Möglichkeit zur Behandlung und Wiederverwertung organischer Reststoffe dar, die zunehmend an Bedeutung gewinnt. Organische Reststoffen oder landwirtschaftliche Rohstoffe als Kosubstrate in Biogasanlagen erhöhen den Gasertrag im Vergleich zur alleinigen Vergärung von Gülle. Dies führt, neben dem möglichen Erlös für die Abnahme von Reststoffen, zu einer besseren Nutzung und Leistung von Biogasanlagen. Neben der Erzeugung von Energie kommt es während der Kofermentation jedoch auch zu Veränderungen der stofflichen Eigenschaften des Substrates, die Einfluss auf Spurengasemissionen haben können. Dies sind vor allem die Gehalte an leicht verfügbarem Kohlenstoff, Trockensubstanz und NH<sub>4</sub><sup>+</sup>, sowie der pH des Gärrückstandes. Die hierdurch beeinflussten Emissionen von NH<sub>3</sub>, N<sub>2</sub>O und CH<sub>4</sub> treten vor allem während der Lagerung und der Ausbringung der Gärrückstände auf. Daher wurden in dem vom Institut für Pflanzenernährung, Uni

Bonn koordinierten und von der DBU geförderten Projekt „Untersuchung der Emission direkt und indirekt klimawirksamer Spurengase während der Lagerung und nach Ausbringung von Kofermentationsrückständen“ (DBU AZ 08912) verschiedene Maßnahmen zur Verminderung dieser substratbedingten Emissionen untersucht und werden hier anhand der energie- und substratbedingten Emissionen, sowie der betriebswirtschaftlichen Kosten miteinander verglichen, um ökologisch und ökonomisch sinnvolle Verfahrensketten zu identifizieren.

## Material und Methoden

Die Kosten und ökologischen Auswirkungen hinsichtlich des Treibhauseffekts wurden in Anlehnung an Methoden der Ökobilanzierung miteinander verglichen. Die Berechnungen wurden analog zu KTBL/FAL (2001) für eine zentrale Anlage mit einem jährlichen Durchsatz von 6000 t Bioabfall, 4000 t Rindergülle und 2000 t Schweinegülle durchgeführt. Systemgrenzen sind die Anlieferung des Bioabfalls, sowie die landwirtschaftliche Verwertung des Gärrückstandes und die Einspeisung des Stroms in das öffentliche Netz. Zum Vergleich wurden Kosten und Emissionen der Äquivalenzprozesse für die Bereitstellung von Strom, sowie der Herstellung von Mineräldüngern herangezogen (z.B. Borken *et al.*, 1999). Die betrachteten Verfahrensketten umfassten die Zerkleinerung und Hygienisierung des Bioabfalls, die Kovergärung mit Gülle, Lagerung der Gärrückstände, sowie deren Ausbringung. Für die Lagerung wurden als Varianten die offene Lagerung, die Abdeckung mit Stroh, sowie eine Abdeckung mit Erfassung des während der Nachgärung entstehenden Biogas betrachtet. Die Kosten und Emissionen der Ausbringung wurden für den Prallteller, Schleppschlauch, die Einarbeitung und Injektion berechnet.

Der Gasertrag während der Vergärung, sowie die Emissionen der wichtigsten direkt und indirekt wirkenden Spurengase ( $N_2O$ ,  $CH_4$  und  $NH_3$ ) während der Lagerung und Ausbringung, wurden anhand von empirischen Funktionen abgeschätzt, die auf den experimentellen Daten des DBU-Projekts AZ 08912, sowie auf verfügbaren Daten der Fachliteratur beruhen. Emissionen mit der Abluft des BHKW, sowie durch die Verbrennung von Kraftstoff während der Ausbringung wurden nach Literaturdaten sowie durch eigenen Messungen abgeschätzt.

Die ökonomischen Berechnungen wurden auf einer niedrigen Aggregierungsebene durchgeführt. Die zu Grunde gelegten Investitionskosten entstammen Angaben von Herstellern und Bauherren, sowie KTBL (2002). Je nach Anlagenteil wurden Abschreibungszeiträume zwischen 6 und 12 Jahren und Instandhaltungskosten zwischen 1 und 17 % der Investitionskosten angenommen.

## Ergebnisse und Diskussion

### Kosten

Die Kosten für die Verwertung nach Abzug der Erlöse für den produzierten Strom und die Kostenvorteile durch die Düngewirkung der Gärrückstände liegen für die verschiedenen Varianten zwischen 34 und 38 € je Tonne Bioabfall. Somit kann die Vergärung mit der Kompostierung konkurrieren, für die Steinfeldt *et al.* (2002) für verschiedene Verfahren Kosten zwischen 38 und 90 € berechnet haben. Für zwei beispielhafte Prozessketten ist die Zusammensetzung dieser Kosten in Abbildung 1 dargestellt. Die Bruttokosten werden vor allem durch die Energie- und Investitionskosten der Bioabfall-Aufbereitung sowie die Investitionskosten für das BHKW bestimmt. Die höheren Kosten, die durch eine Lagerung im Nachgärbehälter und

eine Ausbringung durch Injektion entstehen, werden zum Teil durch höhere Gutschriften der Stromerzeugung und der Düngewirkung, aufgrund geringerer N-Verluste bei der Ausbringung, kompensiert.

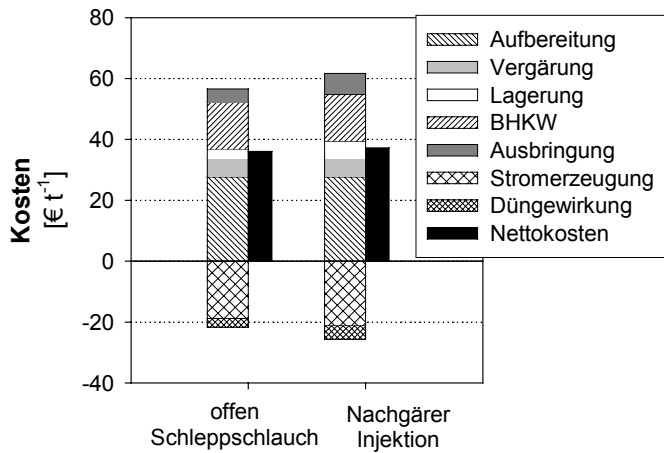


Abb. 1: Jährliche Gesamtkosten je Tonne Bioabfall für offene Lagerung mit Schleppschlauchausbringung sowie vollständig abgedeckte Lagerung im Nachgärbehälter und Injektion des Gärrückstandes

### Treibhausgasemissionen

Für die Bilanz der Treibhausgasemissionen sind außer der Vergärung alle Prozessglieder von Bedeutung. Übertroffen werden die Emissionen jedoch in allen Varianten durch Gutschriften für den erzeugten Strom und die Substitution von Mineraldünger, so dass Netto-Gutschriften zwischen 32 und 152 kg CO<sub>2</sub> t<sup>-1</sup> Bioabfall resultieren (Abb. 2).

Die zunehmende Einarbeitung bzw. bodennahe Ausbringung führt sowohl zu einer Verminderung der Emissionen, als auch zu erhöhten Gutschriften aus der Substitution von Mineraldüngern. Der Einfluss der Lagerung ist etwas geringer. Die Abdeckung mit Stroh führt zu erhöhten Emissionen. Hierdurch fällt die Bilanz im Vergleich zur offenen Lagerung schlechter aus. Der Einsatz eines Nachgärbehälters reduziert die Emissionen aus dem Lager jedoch stark und erhöht durch die Nutzung des zusätzlich erfassten CH<sub>4</sub> zugleich die Gutschriften für die produzierte Energie.

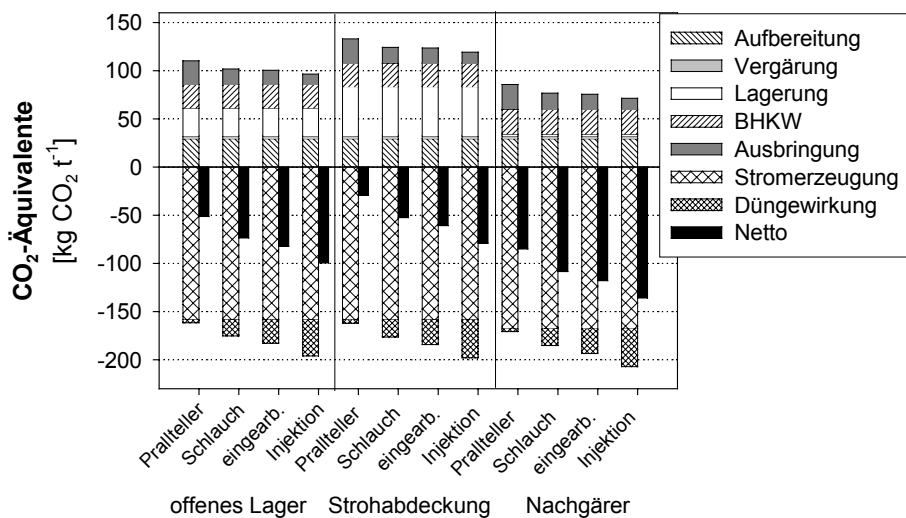


Abb. 2: Auf CO<sub>2</sub>-Äquivalente normierte Emissionen je Tonne Bioabfall für die gesamte Prozesskette mit verschiedenen Kombinationen aus Lagerung und Ausbringung

## Vermeidungskosten für Emissionen

Wie oben beschrieben lassen sich Emissionen vor allem durch Maßnahmen während der Lagerung und Ausbringung beeinflussen. Die verschiedenen Möglichkeiten unterscheiden sich jedoch sehr in den Kosten, die je Tonne verhinderter CO<sub>2</sub>-Emissionen aufgewendet werden müssen. Zudem sind diese Vermeidungskosten stark von den Modellannahmen abhängig. Während sie für die Injektion 37 € t<sup>-1</sup> CO<sub>2</sub> betragen, sind es bei der Einarbeitung (hier durch eine zweite Überfahrt) 230 € (Abb. 3a). Erfolgt die Ausbringung und Einarbeitung in einem Arbeitsgang, bzw. ersetzt sie eine ohnehin notwendige Bodenbearbeitung, so dürften sich die Vermeidungskosten von Injektion und Einarbeitung annähern. Eine Erhöhung des Emissionsfaktors für N<sub>2</sub>O, bzw. Verringerung für NH<sub>3</sub> erhöhen diese Kosten deutlich.

Die Vermeidungskosten während der Lagerung sind geringer (Abb. 3b). Auch unter ungünstigen Annahmen bezüglich der Gasausbeute während der Nachgärung, sind die Vermeidungskosten mit 31 € t<sup>-1</sup> CO<sub>2</sub> selbst bei einer vollständigen gasdichten Abdeckung aller Lagerkapazitäten volkswirtschaftlich sinnvoll. Unter günstigeren Annahmen sind die Kosten weitaus geringer. Die Abdeckung eines Teils der Lagerkapazitäten kann durch zusätzliche Gaserträge weitgehend kostenneutral erfolgen oder sogar die Verwertungskosten reduzieren.

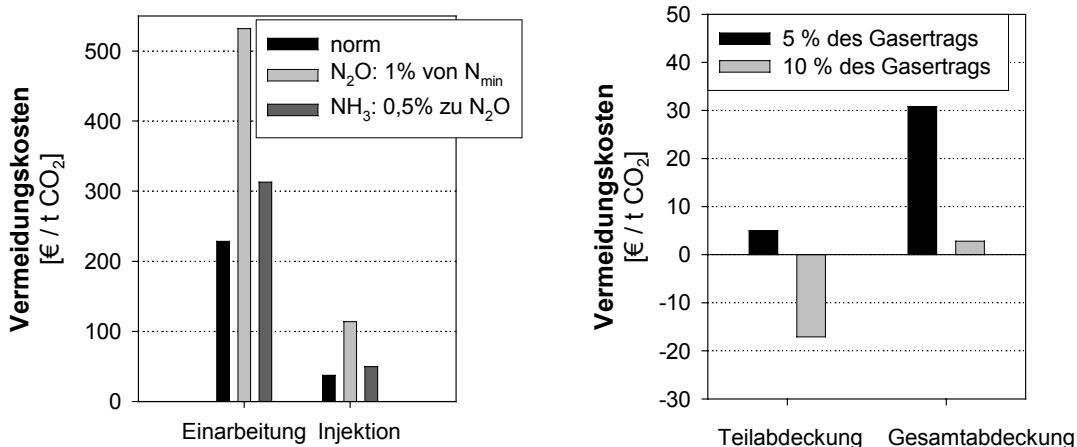


Abb. 3: Vermeidungskosten für Treibhausgasemissionen im Vergleich zur Ausbringung mit dem Schleppschlauch (a) und der Lagerung der Gärrückstände im offenen Behälter (b) mit variierenden Modellannahmen.

## Schlussfolgerungen

Die Behandlung von Bioabfall durch Kofermentation ist eine kostengünstige Alternative zur Kompostierung. Darüber hinaus werden durch die Erzeugung von regenerativer Energie CO<sub>2</sub>-Emissionen aus fossilen Quellen eingespart, was die Vergärung hinsichtlich des Reduktionsziels für Treibhausgase der Bundesregierung attraktiv macht.

Hinsichtlich einer kostengünstigen Verminderung der Treibhausgasemissionen sind auf Biogasanlagen vor allem die Lagerung der Gärrückstände in gasdicht geschlossenen Behältern mit einer Erfassung und Nutzung des während der Nachgärung entstehenden CH<sub>4</sub> empfehlenswert.

## Literatur

- Borken J., Patyk A. & G.A. Reinhardt (1999). Basisdaten für ökologische Bilanzierungen. Vieweg & Sohn, Braunschweig/Wiesbaden.
- KTBL/FAL (2001). Bewertung und Koordinierung von Vorhaben zur Kofermentation von Bioabfällen. Abschlußbericht zum DBU-Projekt AZ 08765.
- KTBL (2002). PC-Programm MAKOST, Version 3.0
- Steinfeldt M., Petschow U. & M. Keil M. (2002). Untersuchung zur Umweltverträglichkeit von Systemen zur Verwertung von biologisch-organischen Abfällen. Teilbericht des IÖW zum DBU-Projekt AZ 08848, unveröffentlicht.

In der Reihe

### **Bornimer Agrartechnische Berichte**

sind bisher erschienen:

Heft 1	Technik und Verfahren der Landschaftspflege	1992
Heft 2	Beiträge zur Lagerung und Verarbeitung pflanzenbaulicher Produkte	1993
Heft 3	Technik und Verfahren in der Tierhaltung	1993
Heft 4	Technik und Verfahren der Landschaftspflege und für die Verwendung der anfallenden Materialien	1994
Heft 5	Verfahrenstechnik der Aufbereitung, Lagerung und Qualitätserhaltung pflanzlicher Produkte	1994
Heft 6	Biokonversion nachwachsender Rohstoffe und Verfahren für Reststoffbehandlung	1994
Heft 7	Preußische Versuchs- und Forschungsanstalt für Landarbeit und Schlepperprüffeld in Bornim 1927 bis 1945	1995
Heft 8	Qualitätssicherung und Direktvermarktung	1996
Heft 9	Konservierende Bodenbearbeitung auf Sandböden	1996
Heft 10	Anwendung wärme- und strömungstechnischer Grundlagen in der Landwirtschaft	1996
Heft 11	Computer-Bildanalyse in der Landwirtschaft (Workshop 1996)	1996
Heft 12	Aufbereitung und Verwertung organischer Reststoffe im ländlichen Raum	1996
Heft 13	Wege zur Verbesserung der Kartoffelqualität durch Verminderung der mechanischen Beanspruchung	1997
Heft 14	Computer-Bildanalyse in der Landwirtschaft (Workshop 1997)	1997
Heft 15	Technische und ökonomische Aspekte der Nutztierhaltung in großen Beständen	1997
Heft 16	11. Arbeitswissenschaftliches Seminar	1997



Heft 17	Nachwachsende Rohstoffe im Land Brandenburg - Stand Aktivitäten und Perspektiven einer zukunftsfähigen und umweltgerechten Entwicklung	1998
Heft 18	Qualität von Agrarprodukten	1998
Heft 19	Computer-Bildanalyse in der Landwirtschaft (Workshop 1998)	1998
Heft 20	Beiträge zur teilflächenspezifischen Bewirtschaftung	1998
Heft 21	Landnutzung im Spiegel der Technikbewertung – Methoden Indikatoren, Fallbeispiele	1998
Heft 22	Kriterien der Nachhaltigkeit in der Verfahrensentwicklung für die Nutztierhaltung	1999
Heft 23	Situation und Trends in der Landtechnik / Erneuerbare Energien in der Landwirtschaft	1999
Heft 24	Institut für Landtechnik der Deutschen Akademie der Landwirtschaftswissenschaften zu Berlin 1951 bis 1965	1999
Heft 25	Computer-Bildanalyse in der Landwirtschaft Workshop 1999 / 2000	2000
Heft 26	Computer-Bildanalyse in der Landwirtschaft Workshop 2001	2001
Heft 27	Approaching Agricultural technology and Economic Development of Central and Eastern Europe	2001
Heft 28	6 <sup>th</sup> International Symposium on Fruit, Nut, and Vegetable Production Engineering	2001
Heft 29	Measurement Systems for Animal Data and their Importance for Herd Management on Dairy Cow Farms	2002
Heft 30	Produktion, Verarbeitung und Anwendung von Naturfasern	2002
Heft 31	Computerbildanalyse in der Landwirtschaft Workshop 2002	2002

Interessenten wenden sich an:

Institut für Agrartechnik Bornim e.V.  
Max-Eyth-Allee 100  
D 14469 Potsdam

Tel.: (0331) 5699-820  
Fax.: (0331) 5699-849  
E-mail: atb@atb-potsdam.de

Schutzgebühr: 13,- €