

Biogas

Noch viel Potenzial für die neue Anlagentechnik



Biogasanlagen könnten in den nächsten Jahren einen deutlichen Aufschwung erleben. Warum, das hat ein Autorenteam*¹⁾ vom Landtechnik-Institut der BOKU Wien zusammengestellt.

Die neue Generation der Biogasanlagen nach dem ÖKL-Standard kann wesentlich effektiver betrieben werden als frühere Techniken.

In Österreich könnten jährlich etwa 40 Mio. t Biomasse für die Biogaserzeugung genutzt werden: 25 Mio. t Wirtschaftsdünger und 15 Mio. t Energiepflanzen. Daraus könnten etwa 4 900 GWh elektrischer

Strom und 6 700 GWh Wärme pro Jahr erzeugt werden. Das entspricht etwa einem Anteil von 10 % der inländischen Stromerzeugung und dem Wärmeenergiebedarf von fast 450 000 Einfamilienhäusern.

Davon sind wir derzeit allerdings noch weit entfernt. Zwar nimmt die Anzahl an Biogasanlagen laufend zu. Allein in den letzten vier Jahren hat sie sich verdoppelt. Dennoch werden mit den inzwischen installierten etwa 120 Biogasanlagen gerade einmal 6 MW elektrische Gesamtleistung erzeugt. Diese Zahlen verdeutlichen das

enorme Potenzial für Biogasanlagen in Österreich: Mittel- bis langfristig sind 3 000 bis 6 000 Anlagen ein durchaus realistisches Ziel.

Dafür ist es natürlich wichtig, dass die Biogasanlagen wirtschaftlich betrieben werden. Die Institute für Agrarökonomik und Land-, Umwelt- und Energietechnik der Universität für Bodenkultur haben gemeinsam das Computerprogramm „ECOGAS“ entwickelt, mit dessen Hilfe die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen kalkuliert werden kann. Es berücksichtigt alle Faktoren, die dafür von Bedeutung sind. Dazu zählen die Investitionskosten, die Erzeugungskosten für die Energie-

*Unser Autorenteam: Th. Amon, D. Jermic, B. Amon, J. Boxberger, E. Hackl, G. Moitzi, V. Kryvoruchko, K. Hopfner-Sixt und M. Eder (Inst. f. Agrarökonomik).

Übersicht 1: Oberösterreich zahlt die höchsten Nettopreise für Strom aus Biogas (Cent/kWh)¹⁾

Bundesland	S-HT	S-NT	W-HT	W-NT
Burgenland	5,81 (80)	4,72 (65)	9,45 (130)	6,54 (90)
Kärnten	7,92 (109)	7,05 (97)	13,08 (180)	11,05 (152)
Niederösterreich	9,45 (130)	7,27 (100)	9,45 (130)	7,27 (100)
Oberösterreich	8,14 (112)	7,27 (100)	15,55 (214)	11,48 (159)
Salzburg	8,28 (114)	8,28 (114)	8,28 (114)	8,28 (114)
Steiermark	6,76 (93)	6,10 (84)	13,52 (186)	10,03 (138)
Tirol	8,28 (114)	8,28 (114)	8,28 (114)	8,28 (114)
Vorarlberg	8,79 (121)	3,82 (53)	11,12 (153)	6,27 (86)
Wien	5,22 (72)	4,47 (62)	9,16 (126)	6,95 (96)

S-HT: Sommer Hochtarif

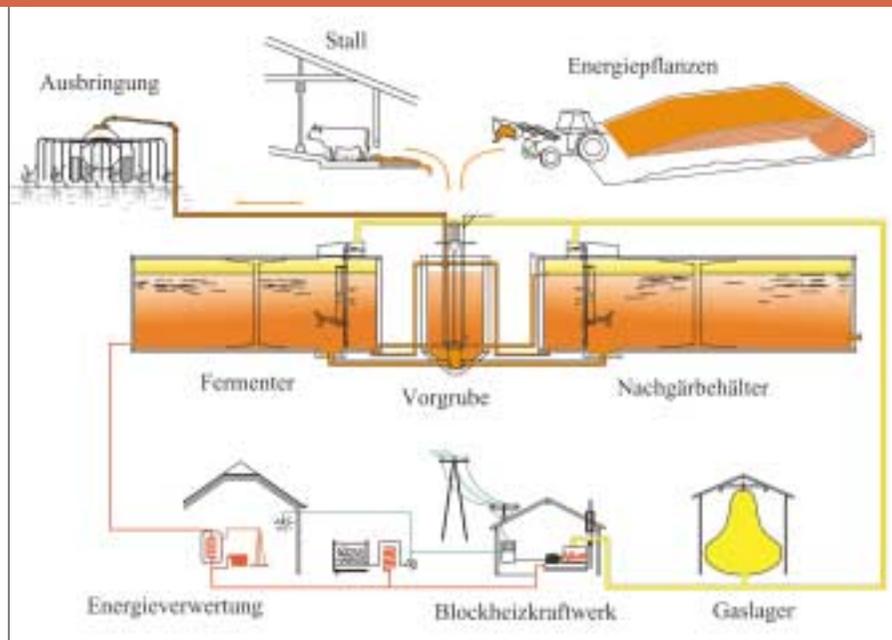
W-HT: Winter Hochtarif

¹⁾ in Klammern g/kWh

S-NT: Sommer Niedrigtarif

W-NT: Winter Niedrigtarif

Übersicht 2: So sieht das Schema der Biogasanlagen nach „ÖKL-EU-ALTENER“-Standard aus



gesetzt) bis zum Jahr 2007 4 % der Stromabgabe an die Endverbraucher aus erneuerbaren Energieträgern stammen sollen. Doch wie sehen die derzeit gültigen Tarife für Strom aus Biogas in den einzelnen Bundesländern aus?

Wie die Übersicht 1 zeigt, liegen zum Teil deutliche Unterschiede des Einspeisetarifes vor. Während z.B. Biogaserzeuger in Tirol und Salzburg nur 8,28 Cent (114 S) pro kWh in der höchsten Tarifklasse erzielen, kommen die Kollegen in Oberösterreich auf 15,55 Cent (214 S). Der Vergleich der höchsten Tarifklasse ist realistisch. Denn viele Landwirte nutzen die Möglichkeit, Energiepflanzen in Form von Silage zu speichern und Biogas zwischenspeichern. Damit können sie Strom hauptsächlich zu den Hauptbedarfszeiten erzeugen und damit den höchsten Einspeisetarif erzielen.

Fazit daraus: Um Biogasanlagen überall wirtschaftlich betreiben zu können, sind einheitliche Mindesteinspeisetarife auf dem Preisniveau von Oberösterreich eine Grundvoraussetzung! Die Einspeisetarife müssen für den Abschreibungszeitraum der Anlagen garantiert sein.

Nach der VO ländliche Entwicklung können für landwirtschaftliche Biogasanlagen Zuschüsse von maximal 40 % der Nettoinvestition gewährt werden. Bei den derzeit gültigen Stromeinspeisetarifen ist diese Investitionsförderung unbedingt erforderlich, damit ein wirtschaftlicher Betrieb erreicht werden kann. Das gilt insbesondere für Bundesländer mit niedrigeren Einspeisetarifen. Bei geringerer Investitionsförderung müssten die Strompreise entsprechend steigen, um einen kosten deckenden Betrieb zu ermöglichen.

Anlagentechnik gewährleistet wirtschaftlichen Betrieb

Die Technik für Biogasanlagen ist in Österreich inzwischen so weit ausgereift, dass von dieser Seite her eine wirtschaftliche Produktion von grünem Strom möglich ist. Dank modernster „ÖKL-EU-ALTENER“-Biogasanlagen (technisch einheitliche standardisierte Anlagen, siehe Übersicht 2) kann hochwertiges Biogas heute nicht nur aus Wirtschaftsdüngern wie Fest- und Flüssigmist, sondern vor allem auch aus nachwachsenden Energiepflanzen wie Mais, Wiesengras, Klee gras, Sudangras, Miscanthus, Futterrüben, Zuckerrübenblätter u.a.m. erzeugt werden. Standardisierte Bauweisen senken die Baukosten, vereinfachen die Planung und erhöhen die Betriebssicherheit.

Im Folgenden soll die neue Anlagentechnik genauer beleuchtet werden. Österreich ist das erste Land der EU, das die standardisierten Biogasanlagen flächendeckend in die Praxis umsetzt. In den „ÖKL-EU-ALTENER“-Biogasanlagen

pflanzen, der spezifische Methanertrag der Gärgüter, die Möglichkeit zur Wärmenutzung und die Strom- und Wärmepreise.

Demnach müssen für einen wirtschaftlichen Betrieb einer Biogasanlage folgende Bedingungen erfüllt sein:

- Bei optimalen Betriebsbedingungen kostet die Kilowattstunde Strom in der Erzeugung 10 bis 15 Cent (1,38 S bis 2,06 S). Der Durchschnittsmindestpreis muss deshalb in dieser Höhe liegen.

- Biogasanlagen sollten eine Mindestgröße von 2000 Jahrestonnen Durchsatz haben. Das entspricht z.B. der Düngermenge von 50 GVE und der Biomasse von 20 ha LN bei einem Hektarertrag von 50 Tonnen Frischmasse.

- Ein mittlerer jährlicher spezifischer Methanertrag der Gärgüter von 300 m³ CH₄ pro t org.TS sollte erreicht werden.

- Die Investition sollte 1300 Q (17 890 S) pro kW Bruttoleistung der Anlage nicht überschreiten. Ohne Investitionsförderung ist dieser Wert bei den derzeit gegebenen Markt-Preisverhältnissen nur schwer erreichbar. Die derzeitige Förderungspraxis ist deshalb unbedingt notwendig.

- Die Wärme sollte möglichst vollständig zu einem Mindestpreis von 2,5 Cent (34 g) pro kWh verwertet werden können.

Einspeisetarife: Oberösterreichisches Niveau notwendig

Ein ganz wichtiger Faktor für den wirtschaftlichen Betrieb einer Biogasanlage ist also der Einspeisetarif, den der Landwirt für den erzeugten grünen Strom erhält. Positiv in diesem Zusammenhang ist, dass nach dem seit 1. Oktober 2001 geltenden ELWOG (Elektrizitätswirtschafts-



Im Blockheizkraftwerk wird Methan zu Strom und Wärme umgewandelt. Fotos: Institut für Land-, Umwelt- und Energietechnik der BOKU, Fiedler

werden feste und flüssige Gärstoffe in einer Vorgube zu einem pumpfähigen, homogenen Substrat vermischt. Anschließend werden sie mit einer Pumpe in den Fermenter gefördert. Wenn Gärgüter sich leicht mischen lassen, dann kann auch auf die Vorgube verzichtet werden. Die Gärgüter werden in diesem Fall direkt über einen Einspülschacht in den Fermenter gebracht. Dies ist beispielsweise bei der Vergärung von CCM oder Futterrübensilage möglich.

Die Gärung findet in einem oder zwei gasdichten, wärmeisolierten und beheizbaren Behältern bei einer Temperatur von 35 bis 45 °C statt. In diesem Temperaturbereich können die Bakterien die Biomasse am besten abbauen. In einem zweiten, nachgeordneten Behälter schließt sich die Nachgärung an. Der Nachgärbehälter übernimmt in den meisten Fällen auch gleichzeitig die Funktion des Substratspeichers. Man spricht deshalb auch vom „Speicher-Durchfluss-Verfahren.“

Zur Gärung durchfließt das Gärgut fast kontinuierlich die Gärbehälter, in denen es durch Rührwerke gemischt und dadurch im bestmöglichen und homogenen Zustand gehalten wird. Dabei verbleibt das Gärgut so lange im Fermenter, bis es weitgehend vergoren und abgebaut ist. Man spricht von der erforderlichen „hydraulischen Verweilzeit“ (HRT vom englischen „Hydraulic Retention Time“). Die erforderliche HRT hängt hauptsächlich vom Rohfasergehalt der Gärgüter ab. Sie bestimmt die Auslegung des Fermenters. Die organische Substanz der meisten Gärgüter kann bei optimalen Gärbedingungen in einem Zeitraum von 35 und 45 Tagen zu 90 bis 95 % abgebaut werden.

Das Fermentervolumen (V) errechnet sich aus der HRT und der Gärgutmasse (M), die pro Zeiteinheit verarbeitet werden soll. In Zahlen: $V \text{ (m}^3\text{)} = \text{HRT (d)} \times$

$M \text{ (t/d)} \times 1 \text{ m}^3/\text{t}$. Für die Anlagenplanung wird ein spezifisches Volumen von näherungsweise 1 m³ pro t angenommen, wenn feste Gärgüter wie Silomais- oder Grassilage verwendet werden.

Die Bauweise des Fermenters richtet sich ebenfalls vorrangig nach der Art, der Zusammensetzung und der physikalischen Struktur der Gärgüter. Folgende Fermenterbauteile werden in der Praxis am häufigsten eingesetzt:

■ stehende Beton- und Stahlbehälter mit Höhen- und seitenverstellbaren Propellerrührwerken, sogenannte voll durchmischte Behälter;

■ stehende, selbstmischende Zweikammerbehälter aus Beton oder Stahl und

■ liegende Beton- und Stahlbehälter mit Rührwelle („Pfpfstromfermenter“).

Auf gleichmäßige Beschaffenheit des Gärgutes achten!

Im Betrieb sollen die Bakterien im Fermenter möglichst gleichmäßig mit Nährstoffen versorgt werden. Dies erfordert eine möglichst kontinuierliche Beschickung des Fermenters mit Gärgut, das eine bedarfsgerechte Nährstoffzusammensetzung in gleichmäßiger Konzentration aufweist. Schockbelastungen durch plötzliche Zugabe von nährstoffreichen Substraten müssen verhindert werden, da sie die Aktivität der Bakterien hemmen. Das vergorene Substrat fließt aus dem Gärbehälter in den Speicherbehälter, wo es bis zur bodennahen Ausbringung als wertvoller und nährstoffreicher Pflanzendünger zwischengelagert wird.

Biogas enthält auch geringe Mengen an Schwefelwasserstoff. Dieser vermindert wegen seiner korrosiven Eigenschaften die Lebensdauer von Anlagenbestandteilen und des Blockheizkraftwerkes. Das Gas muss deshalb vor dem Verbrennen entschwefelt werden. Hierzu gibt es eine sehr einfache und kostengünstige Methode: Auf die Oberfläche des Gärgutes im Fermenter werden mit einer kleinen Pumpe geringe Mengen an Luftsauerstoff geblasen. Dies führt dazu, dass spezielle Mikroorganismen den gasförmigen Schwefelwasserstoff oxidieren und zu elementarem, festem Schwefel umwandeln. Dieser wird dann mit dem Gärgut ausgebracht und dient als Pflanzendünger.

Das Biogas selbst wird in einem flexiblen Speicher mit einer Kapazität von einer halben bis einer Tagesproduktion zwischengespeichert. Im Blockheizkraftwerk wird das Gas zu Strom und Wärme umgewandelt. Aus der Energie im Biogas entstehen dabei etwa ein Drittel Strom und zwei Drittel Wärme bei einem Gesamtwirkungsgrad von 85 bis 90 %.

Die anfallende „Biogasgülle“ ist ein wertvoller, geruchsarmer Dünger für die

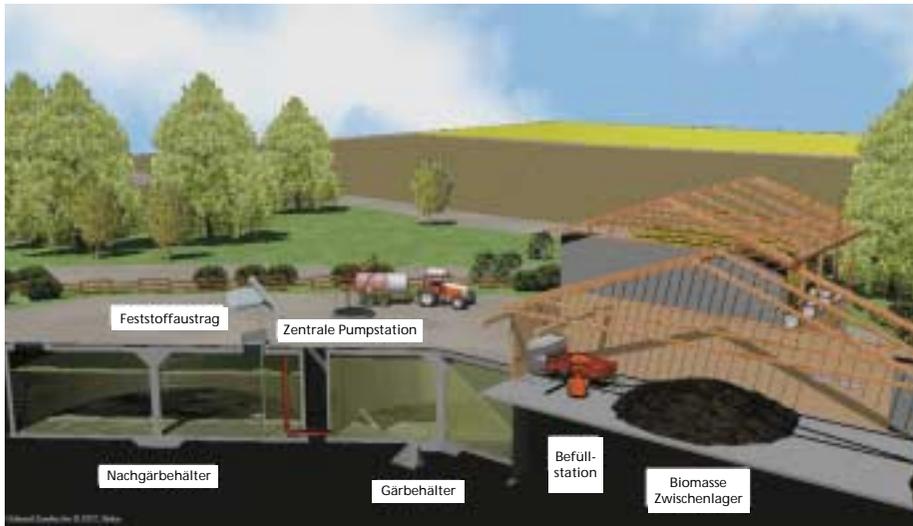
Pflanzen. Sie kann mineralische Düngemittel ersetzen. Die vergorene Biomasse hat im Vergleich zu unbehandelten organischen Düngern einen höheren Ammoniumgehalt und pH-Wert. Dadurch besteht eine höhere Flüchtigkeit für das gasförmige Ammoniak. Das haben wir gemeinsam mit der BAL Gumpenstein in Untersuchungen nachgewiesen. In den Versuchen zeigt sich, dass die Ammoniakverluste bei Ausbringung mit einem herkömmlichen Prallteller 85 % höher waren als bei bodennaher, streifenförmiger Ausbringung!

Deshalb ist es wichtig, die „Biogasgülle“ bodennah in die Pflanzenbestände auszubringen, um den hohen Düngewert effektiv nutzen zu können. Durch die Biogasbehandlung ist der Dünger besonders dünnflüssig, so dass er aus dem Band schnell in den durchwurzelten oberen Bodenbereich versickern kann. Nur bei bodennaher Ausbringung kann sicher gestellt werden, dass die im Gärgut enthaltenen Nährstoffe – besonders Stickstoff – nicht als Ammoniak in die Luft entweichen, sondern zu den Pflanzenwurzeln gelangen.

Die neue Technik im Überblick

Der „ÖKL-EU-ALTENER“-Standard für Biogasanlagen ist durch folgende wichtige Merkmale gekennzeichnet:

- Hygienisch einwandfreie Verwertung außerlandwirtschaftlicher organischer Reststoffe;
- Zwischenlagerung und Konservierung von Energiepflanzen: Als Silage kann die Sonnenenergie in der Biomasse über einen längeren Zeitraum gespeichert werden. Bei Bedarf kann das daraus erzeugte Biogas sekundenschnell zu Strom und Wärme veredelt werden;
- Trennung von Haupt- und Nachgärung (Durchfluss-Speicher-Verfahren);
- Anschluss aller Behälter, in denen sich aktives Gärgut befindet, an das gasführende System, da etwa ein Drittel des Biogases im Nachgärbehälter gebildet wird;
- Speichermöglichkeit des Biogases mit einer Kapazität von bis zu einer Tagesproduktion;
- Möglichkeit zur Erzeugung von Spitzenstrom und eine weitgehend vollständige Wärmeverwertung;
- Das vergorene, nährstoffreiche Substrat wird als wertvoller Pflanzendünger bodennah in die Vegetation ausgebracht.



Querschnitt durch eine moderne Biogasanlage mit den wichtigsten Systemelementen. Der Biogasspeicher ist im Gebäude hinter dem Biomassezwischenlager eingebaut.

Zeichnung: Zaruba, BOKU

Mit welchen Energieerträgen kann man rechnen?

Ein weiterer entscheidender Faktor für die Wirtschaftlichkeit der Biogasproduktion ist die Menge an Methan, die bei der Vergärung von Energiepflanzen erzeugt wird. Zwei Einflussgrößen bestimmen die Höhe des Methan-Hektarertrages:

↓ der Biomasseertrag der Energiepflanzen und

↓ der Methanertrag, der je Tonne Energiepflanzen in der Biogasanlage erzeugt wird.

Beide Faktoren werden wesentlich bestimmt durch die Energiepflanzenart und -sorte, den Erntezeitpunkt (Rohfasergehalt), die Aufbereitung (Zerkleinerungsgrad), die Konservierungsform und den Verlauf der Konservierung. Der Rohfasergehalt der Biomasse entscheidet über Umfang und Geschwindigkeit des Abbaues der organischen Substanz im Fermenter. Das Reifestadium der Energiepflanzen bestimmt deren Rohfasergehalt.

Um einen maximalen Methanertrag je Hektar zu erzielen, muss der optimale Erntezeitpunkt gefunden werden. Zwischen den Einflüssen „späte Ernte – hoher Biomasseertrag“ und „frühe Ernte – niedriger Rohfasergehalt“ muss das Optimum gefunden werden.

Der theoretisch mögliche Methanertrag pro Hektar kann innerhalb einer weiten Spanne liegen. Nehmen wir einen durchschnittlichen Biomassertrag von 10 t organischer TS und einen spezifischen Methanertrag der Pflanzen von 300 m³ CH₄/t org. TS an, so werden 3000 m³ Methan pro Hektar erzeugt. Steigt der Biomassertrag auf 15 t org. TS pro ha an und trägt der spezifische Methanertrag 450 m³ CH₄/t org. TS, so wird ein mehr als doppelt so hoher der Methan-Hektarertrag von 6 750 m³ erreicht.

Bei einem Heizwert des Methans von

10 kWh/m³ ergibt sich daraus ein Bruttoenergieertrag von 30 000 bis 67 500 kWh/ha. Unterstellt man bei der Umwandlung des Methans im Blockheizkraftwerk einen elektrischen Wirkungsgrad von 30 % und einen thermischen Wirkungsgrad von 55 %, so können pro ha LN 10 000 bis 20 250 kWh Strom und 16 500 bis 37 125 kWh Wärme erzeugt werden.

Und welche Energieerträge sind im Wirtschaftsdünger enthalten? Eine Großvieheinheit produziert jährlich 1,5 t organische Trockensubstanz in Form von Wirtschaftsdünger. Deren spezifische Methanerträge schwanken z.B. beim Rinderflüssigmist zwischen 210 und 310 sowie beim Schweineflüssigmist zwischen 225 und 325 m³ CH₄ pro t org. TS. Im Durchschnitt rechnen wir bei Wirtschaftsdüngern mit einem spezifischen Methanertrag von 250 m³ CH₄ pro t org. TS. Daraus errechnet sich ein Bruttoenergieertrag von 375 m³ Methan pro GVE und Jahr.

Der Methan-Hektarertrag von Energiepflanzen entspricht demnach dem Methanertrag des Düngers von 8 bis 18 Großvieheinheiten. Diese Rechnung soll aber nicht dazu verleiten, die Vergärung von Wirtschaftsdüngern als weniger effektiv einzustufen. Vielmehr eignen sie sich hervorragend als Cosubstrat zu Energiepflanzen, weil sie die Pump- und Fließfähigkeit des Gärgutes erheblich verbessern und vor allem, weil sie ein hohes Pufferungsvermögen für organische Säuren haben. Wirtschaftsdünger können Säurebelastungen sehr gut abpuffern und dadurch schädlichen pH-Wert-Schwankungen im Gärgut entgegenwirken. Durch eine gemeinsame Vergärung von Energiepflanzen und Wirtschaftsdüngern lassen sich alle Vorteile maximal nutzen.

Die in Energiepflanzen und Wirtschaftsdüngern enthaltene Energie soll möglichst vollständig genutzt werden. Da-

zu ist es erforderlich, beide Substrate im optimalen Mischungsverhältnis in den Fermenter zu bringen. Dies gewährleistet gleichzeitig einen sicheren und stabilen Gärverlauf und einen hohen Methananteil im Biogas.

Vor allem bei der Verwendung energiereicher Cosubstrate wie CCM oder Maissilage treten in der Praxis Betriebsstörungen und Beeinträchtigungen des Gärverlaufes auf, wenn die Substratzugabe nicht mit dem Bedarf der Methanbakterien übereinstimmt. Einbußen in der Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage sind die Folge. Hieran muss noch weiter wissenschaftlich gearbeitet werden, damit nicht der einzelne Landwirt das Risiko tragen muss, die richtige Mischung zwischen Energiepflanzen und Wirtschaftsdüngern zu finden.

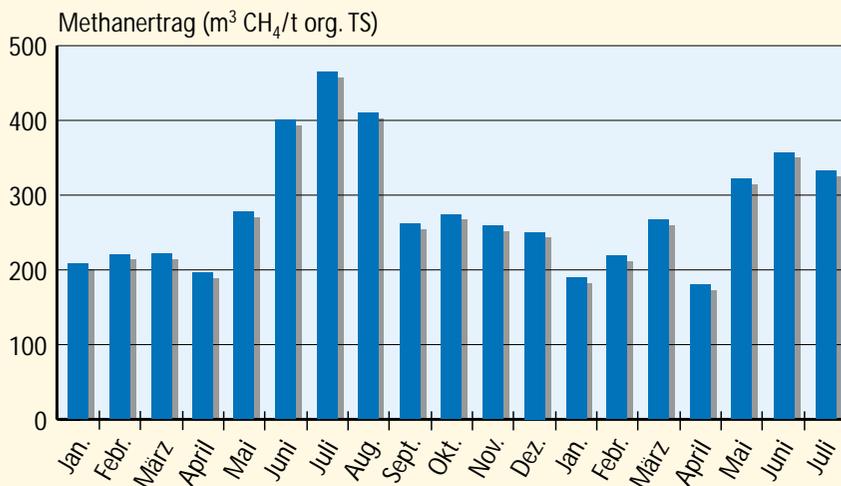
Für den Einsatz energieoptimierter Gärgutmischungen ist es sehr sinnvoll, das Methanbildungsvermögen der betriebseigenen Gärgüter genau zu kennen. Gleichzeitig kann man aus dem Verlauf der Gärung das spezifische Gärverhalten der verschiedenen Substrate ableiten. Dieses liefert wertvolle Informationen für die bestmögliche Konzeption der Biogasanlage und deren Funktions- und Betriebssicherheit.

Maximaler Methanertrag bereits nach 40 bis 45 Tagen

Derzeit werden an unserem Institut Messungen zum Methanbildungspotenzial von Energiepflanzen durchgeführt. Zum Beispiel zeigen Untersuchungen zum Methanertrag und dem Verlauf der Methangärung von Silomais Sorte „Quintis“ FAO Zahl 390 einen spezifischen Methanertrag von fast 300 l Methan pro kg organische Trockensubstanz. Nach 25 Tagen sind etwa 70 % des Methanertrages erreicht. Nach etwa 40 Tagen sind 95 % der maximal möglichen Methanmenge gebildet. Für einen weitgehenden Abbau der organischen Substanz mit entsprechendem Methanertrag sind demnach 40 bis 45 Tage erforderlich. Um den Verhältnissen der Praxis Rechnung zu tragen und als „Sicherheitszuschlag“ wird angenommen, dass die Abbauezeit bei gleicher Methanausbeute in der Praxis um 10 bis 20 % verlängert ist. Im vorliegenden Versuch lag der mittlere Methangehalt im Biogas bei 71 Vol. %.

Durch solche Versuche können Gärgutmischungen auf der Basis von Wirtschaftsdüngern und Energiepflanzen gefunden werden, die einen optimalen Ablauf der Methangärung ermöglichen. Gleichzeitig gewährleisten diese Mischungen einen maximalen spezifischen Methanertrag bei möglichst konstanter Biogasqualität. Dadurch wird die Cofermentation von Energiepflanzen und Wirt-

Übersicht 3: Vor allem in den Sommermonaten bringt Wirtschaftsdünger hohe Methanerträge¹⁾



¹⁾ Biogasanlage auf einem Betrieb in NÖ., befüllt mit Festmist von 53 GVE Rindern und 23 GVE Schweinen; 100 m³ Gärbehälter; Temp. Gärbehälter: 42 °C, mit einer „hydraulischen Verweilzeit“ (HRT) von 20 bis 30 Tagen; Temp. Nachgärbehälter: 25 °C, HRT 60 bis 90 Tage; Raumbelastung: 2,40 kg org. TS/m³ und Tag.

schaftsdüngern für den Landwirt kalkulierbar. Er weiß, wie er seine Anlage optimal betreiben muss und mit welchen Erträgen er rechnen kann.

Hohe Methanerträge auch bei Wirtschaftsdüngern

Aber auch die ausschließliche Vergärung von Wirtschaftsdüngern ohne Energiepflanzen bringt erhebliche Methanerträge. Das zeigen unsere Messungen an einer praktischen Biogasanlage. Die Anlage steht in Niederösterreich und ist nach dem neuesten „ÖKL-EU-ALTENER“-Standard erbaut worden. Die Übersicht 3 zeigt die monatliche Methanausbeute des auf dem Betrieb vergorenen Rinder- und Schweinefestmistes im Verlauf eines Jahres.

Deutlich erkennbar sind die jahreszeitlichen Schwankungen im Biogasertrag. Dies ist auf die unterschiedliche Zusammensetzung des Futters der Tiere zurückzuführen. Dies wiederum führt zu Veränderungen in der Zusammensetzung des Wirtschaftsdüngers. Während in den Sommermonaten deutlich mehr als 300 m³ Methan pro Tonne organische Trockensubstanz aus dem Festmistgemisch gebildet werden, liegt die spezifische Methanausbeute in den Frühjahrs-, Herbst- und Wintermonaten immer unter 270 m³.

Die Umstellung von der Winter- zur Sommerfütterung im April und die damit verbundene plötzliche Änderung der Zusammensetzung des Wirtschaftsdüngers hemmt die Methangärung. Denn den Methanbakterien wurde nicht genügend Zeit gegeben, sich an die neue Zusam-



Nachwachsende Energiepflanzen, wie Sudangras (im Bild) oder Miscanthus, können dank der modernen Anlagentechnik zu hochwertigem Biogas verwertet werden.

mensetzung anzupassen.

Die Verdaulichkeit des Grundfutters beeinflusst auch die spezifische Methanausbeute im Fermenter. Wirtschaftsdünger aus leicht verdaulichem Grundfutter ist für die Bakterien der Methangärung im Gärbehälter leichter abbaubar als Wirtschaftsdünger aus rohfaserreichem Winterfutter. Diese praktischen Messungen zeigen, dass ein hoher Methanertrag nur dann erreicht wird, wenn Futterumstellungen oder Änderungen der Gärgutzusammensetzung langsam und allmählich

erfolgen. Nur dann können sich die Methanbakterien daran gewöhnen und werden nicht in ihrer Stoffwechselaktivität gehemmt. Eine stoßweise Belastung mit leicht abbaubaren Substraten ist unbedingt zu vermeiden.

Gaseinspeisegesetz muss reformiert werden!

Wie sehen die Zukunftsperspektiven für Biogas aus? Generell geht die Entwicklung hin zu größeren Anlagen. Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von mehr als 150 kW sind heute keine Seltenheit mehr. Diese Entwicklung wird durch den zunehmenden Cofermentationsanteil von Energiepflanzen mit Wirtschaftsdüngern möglich. Wichtig ist, dass künftig noch mehr Landwirte Biogasanlagen gemeinschaftlich betreiben. Sie sparen dadurch Kosten, verbessern den Ertrag und erhöhen so die Wirtschaftlichkeit. In Zukunft sind zudem verschiedene weiterführende Verwertungsmöglichkeiten des Biogases denkbar. Dazu gehören:

- Die zentrale, überbetriebliche Verstromung des Biogases in Blockheizkraftwerken, Brennstoffzellen, Gas- und Dampfturbinen;
- die hofeigene, innerbetriebliche Verstromung mit sehr hohem elektrischen Wirkungsgrad durch Brennstoffzellen und Mikrogasturbinen;
- die dezentrale Stromerzeugung im Haushalt durch kleine Brennstoffzellen, die mit Biogas betrieben werden;
- die Gaseinspeisung in das Gasnetz;
- die Flüssiggaserzeugung zur Treib- und Brennstoffnutzung („Gastankstelle“).

Neue Märkte könnten dadurch erschlossen werden, Energieausbeuten und Nutzungswirkungsgrade würden sich verbessern. Gleichzeitig hieße dies zusätzliche Einkommensmöglichkeiten für die Landwirtschaft. Zum Erschließen dieser neuen Quellen müssen aber u.a. zwei Voraussetzungen gegeben sein, und zwar:

- ⌋ Ein Gaseinspeisegesetz, das einen offenen Netzzugang, Aufnahmepflicht für Biogas aus erneuerbaren Quellen, kostendeckende Brennstoffpreise für die Verfahrensbereiche der Biogaserzeugung und -aufbereitung und Abdeckung der Netzanschlusskosten gewährleistet;
- ⌋ die Biogaszusammensetzung immer gleich ist. Nur dann ist die Gaseinspeisung und die Nutzung des Biogases in Brennstoffzellen möglich. Dies kann nur gewährleistet werden, wenn Biogas aufbereitet wird. Wasser, CO₂, H₂S und andere Spurengase müssen aus dem Biogas abgetrennt werden. Dies kann in einer sogenannten „Biogassraffinerie“ erfolgen. Die Kosten der Aufbereitung liegen derzeit bei 14 Cent/kWh, wenn 250 bis 300 m³ Biogas pro Stunde verarbeitet werden können.