

## Inhaltsverzeichnis

1.7	Projektbeurteilung und Wirtschaftsanalyse	3
1.7.1	Vorüberlegungen	3
1.7.1.1	Unternehmerische Ziele und Konsequenzen	3
1.7.1.2	Fachliche Anforderungen	4
1.7.1.3	Ansprüche der Biogasproduktion	4
1.7.2	Stromvergütung	5
1.7.2.1	Mindestvergütung	6
1.7.2.2	NawaRo-Bonus	8
1.7.2.3	Kraft-Wärme-Kopplungs-Bonus	10
1.7.2.4	Technologie-Bonus	11
1.7.2.5	Altanlage - Neuanlage	12
1.7.3	Beurteilungsmaßstab für die Wirtschaftlichkeit	13
1.7.4	Erträge	13
1.7.5	Kosten	14
1.7.6	Arbeitszeitbedarf	14
1.7.6.1	Arbeitszeitbedarf für Anlagenbetreuung und Wartung	14
1.7.6.2	Arbeitszeitbedarf für die Rohstoffbereitstellung	15
1.7.7	Wichtige Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit	15
1.7.7.1	BHKW	15
1.7.7.2	Gasertrag	18
1.7.7.3	Gasqualität	19
1.7.7.4	Anschaffungskosten	19
1.7.8	Kalkulationsbeispiel	20
1.7.9	Einsatz von Kosubstraten	25
1.7.9.1	Berechnung der Gasausbeuten	26
1.7.9.2	Bereitstellungskosten von Kosubstraten	28
1.7.9.3	Sensitivitätsanalyse	35
1.7.10	Rechnet sich eine Endlagerabdeckung?	35

## Abkürzungsverzeichnis

°C	Grad Celsius
€	Euro
AKh	Arbeitskraftstunden
BHKW	Blockheizkraftwerk
CH <sub>4</sub>	Methan
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid
Ct	Cent
DüMV	Düngemittelverordnung
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien
FM	Frischmasse
g	Gramm
GV	Großvieheinheit
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
H <sub>2</sub> S	Schwefelwasserstoff
hPa	Hektopascal
kg	Kilogramm
k-Wert	Wärmedurchgangskoeffizient
kWh	Kilowattstunde
kWh <sub>el</sub>	Kilowattstunde elektrisch
kWh <sub>therm</sub>	Kilowattstunde thermisch
l	Liter
l <sub>N</sub>	Normliter - Liter bei Normbedingungen (1,013 bar, 0° C, 0% Luftfeuchte)
m <sup>3</sup>	Kubikmeter
mg	Milligramm
m <sub>N</sub> <sup>3</sup>	Kubikmeter bei Normbedingungen (1,013 bar, 0° C, 0% Luftfeuchte)
MSR	Mess-Steuer-Regeltechnik
MW	Megawatt
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
NfE	Stickstofffreie Extraktstoffe
NH <sub>3</sub>	Ammoniak
oS	organische Substanz
oTM	organische Trockenmasse
pH	negativer dekadischer Logarithmus der Wasserstoffionenkonzentration = Säuregrad
ppm	parts per million
Rfas	Rohfaser
Rfett	Rohfett
RiGV	Rinder-Großvieheinheit
RP	Rohprotein
t	Tonne
TM	Trockenmasse
v.K.	variable Kosten
VQ	Verdauungsquotient
VQ <sub>NfE</sub>	Verdauungsquotient der stickstofffreien Extraktstoffe
VQ <sub>Rfas</sub>	Verdauungsquotient der Rohfaser
VQ <sub>Rfett</sub>	Verdauungsquotient Rohfett
VQ <sub>RP</sub>	Verdauungsquotient Rohprotein
ZS	Zündstrahl-Motor

## 1.7 Projektbeurteilung und Wirtschaftsanalyse

Ulrich Keymer<sup>1</sup>, Andreas Schilcher<sup>1</sup>

Jede Investition bindet Kapital und schränkt den zukünftigen Entscheidungsspielraum eines (landwirtschaftliches) Unternehmens ein. Es ist deshalb dringend zu empfehlen, vor einer Entscheidung auch alternative Investitionsmöglichkeiten ernsthaft zu prüfen. Eine falsche Investitionsentscheidung ist mittelfristig kaum zu korrigieren, da dann in der Regel das Geld fehlt, diese Korrektur zu finanzieren. In jedem Fall muss eine Investition auch bei vorsichtig optimistischen Planungsansätzen die regelmäßig anfallenden Zins- und Tilgungszahlungen sicher erwirtschaften können und darüber hinaus noch einen akzeptablen Gewinn abwerfen.

### 1.7.1 Vorüberlegungen

Der Bau einer Biogasanlage ist eine strategische Entscheidung, die ein landwirtschaftliches Unternehmen in der Regel grundlegend neu ausrichtet und langfristig festlegt. Jede Investition dieser Größenordnung verlangt eine intensive Beschäftigung mit der Materie sowie eine sachkundige und neutrale Planung. Bereits in einem sehr frühen Stadium der Überlegungen sollte man sich drei einfache Fragen stellen und ganz ehrlich beantworten:

- Was will ich?
- Was kann ich?
- Was habe ich?

#### 1.7.1.1 Unternehmerische Ziele und Konsequenzen

Alternative Produktionsverfahren stehen im Wettbewerb um die Nutzung beschränkt verfügbarer Faktorkapazitäten. Die relative Vorzüglichkeit einzelner Verfahren hängt dementsprechend von der Faktorausstattung eines Betriebes ab. Die Biogaserzeugung ist nicht in jedem Fall die beste Investitionsmöglichkeit. In flächenknappen Haupterwerbsbetrieben sind in der Regel arbeitsintensive Produktionsverfahren, die den Faktor Boden am besten verwerten, vorzuziehen, wie zum Beispiel die Milchviehhaltung. Die Biogaserzeugung hat wesentlich geringere Ansprüche an die Arbeitskapazität, verwertet aber den Faktor Boden schlechter und erfordert in aller Regel einen deutlich höheren Kapitaleinsatz als andere Investitionen in der Landwirtschaft.

Soll die Tierhaltung weiterhin im Fokus des Unternehmens stehen, ist die Biogaserzeugung als Ergänzung auf die vorhandenen Kapazitäten abzustimmen. Landwirtschaftliche Biogasanlagen mit einer technisierungswürdigen Mindestgröße brauchen für die Rohstoffversorgung bzw. die Gärrestverwertung eine Flächenausstattung von ca. 30 Hektar LF. In erster Linie ist die Arbeit der begrenzende Faktor. Die Anstellung einer Fachkraft lohnt sich bei kleinen Biogasanlagen nicht. Die Frage lautet also: Reicht die Zeit, neben der Bewirtschaftung des Betriebes zusätzlich eine Biogasanlage zu betreiben? Für Anlagenüberwachung, Wartungsarbeiten, Substratentnahme und -einbringung sind rund 2 Stunden pro Tag einzuplanen. Reicht die eigene Fläche als Rohstoffbasis nicht, muss man zupachten und Energiepflanzen anbauen oder die Beschaffung geeigneter Rohstoffe organisieren. Beides bindet weitere Arbeitszeit. Das Betreiberrisiko ist überschaubar, wenn die Substrate überwiegend auf unternehmenseigenen Flächen erzeugt werden können. Besteht die Möglichkeit, nennenswerte Wärmemengen im landwirtschaftlichen Betrieb zu nutzen, sind auch kleine Biogasanlagen wirtschaftlich attraktiv. Keinesfalls darf aber die Aufnahme der Biogaserzeugung zu einer Vernachlässigung anderer Produktionsverfahren führen.

---

<sup>1</sup> Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Institut für Agrarökonomie

Ist Energieerzeugung das zukünftige Hauptziel des Unternehmens, muss die Anlage so groß ausgelegt werden, dass ein ausreichendes Einkommen erwirtschaftet werden kann. Die eigene Tierhaltung wird zum Konkurrenten um die knappen Ressourcen und steht – das zeigen viele Beispiele – mittelfristig zur Disposition. Der Stromverkauf alleine reicht heute kaum noch aus, das Einkommen langfristig zu sichern. Die Anlage braucht zumindest mittelfristig Wärmeabnehmer. Die Energieerzeugung erzwingt damit den Einstieg in neue Geschäftsfelder, wie zum Beispiel das Wärme-Contracting. Die Anforderungen potentieller Wärmenutzer müssen bereits in der Planung und der Standortwahl berücksichtigt werden. Die eigenen Flächen reichen für die Rohstoffversorgung solcher Anlagen in der Regel nicht. Deshalb hat die langfristige Sicherung der Rohstoffversorgung zu moderaten Preisen höchste Priorität. Die Rohstoffkosten verursachen mehr als die Hälfte der Betriebskosten einer landwirtschaftlichen Biogasanlage. Der Abschluss von Pacht- und/oder Lieferverträgen vor Investitionsbeginn ist gerade in veredelungsstarken Regionen von existentieller Bedeutung. Der Unternehmer ist also gefordert, Partner zu suchen, mit fairen Konditionen für alle Beteiligten zu überzeugen und langfristig zu binden. Letztendlich entscheidet das unternehmerische Geschick über den wirtschaftlichen Erfolg.

### 1.7.1.2 Fachliche Anforderungen

Die Anforderungen an das fachliche bzw. produktionstechnische Wissen sind in der Biogaserzeugung ähnlich hoch wie in anderen Tierhaltungsverfahren. Der Stand des Wissens hat allerdings noch nicht das Niveau traditioneller Tierhaltungsverfahren erreicht. Biogas ist erst seit wenigen Jahren wieder Gegenstand intensiver Forschung und Entwicklung. Allein aus diesem Grund ist mit einem überproportionalen Erkenntniszuwachs in den nächsten Jahren zu rechnen. Der Anlagenbetreiber muss deshalb - noch mehr als in anderen Bereichen - bereit und willens sein, Innovationen aufzunehmen, kritisch zu hinterfragen und soweit möglich auf die eigene Anlage zu übertragen. Nur wer sich intensiv mit den biologischen Vorgängen im Gärbehälter, der Ernährung der Bakterien und der Produktionstechnik beschäftigt, wird auf längere Sicht hohe Leistungen erreichen, die wiederum Voraussetzung für den ökonomischen Erfolg sind. Die Informations- und Fortbildungsangebote sind vielfältig und reichen von ein-tägigen Einsteiger- oder Fortbildungsseminaren über mehrtägige Grundlagenseminare und Biogas-Arbeitskreise bis hin zur dreizehnwöchigen Fortbildung zum Fachagrarwirt/in „Erneuerbare Energien – Biomasse“. Zeit dafür hat man nicht, man muss sie sich nehmen. Trotzdem ist derzeit der Wissenstand der Praxis suboptimal. Bemerkenswert ist es, dass nicht selten ohne tiefergehende Biogaskenntnisse Millionenbeträge investiert werden. Das ist ein fast sträflicher Leichtsin, der schnell in den Ruin führen kann. Banken verlangen bereits vereinzelt vor einer Finanzierungszusage den Nachweis der Betreiberqualifikation oder drängen zum Abschluss von Betreuungsverträgen, wie sie mittlerweile von vielen namhaften Vertretern der Biogasbranche angeboten werden. Dies kostet zwar Geld, ist aber allemal günstiger als die Anlage vor die Wand zu fahren. In der Anlaufphase kann professionelle Unterstützung sogar Geld sparen, wenn dadurch die Anlage das geplante Leistungsniveau schneller erreicht. Trotzdem wird man für den einen oder anderen Fehler Lehrgeld bezahlen.

### 1.7.1.3 Ansprüche der Biogasproduktion

Mit der Gülle von 100 RiGV kann man gerade eine BHKW-Leistung von 12 bis 14 Kilowatt [kW] bereitstellen. Diese Faustzahl macht deutlich: Überwiegend mit Gülle lässt sich eine Biogasanlage kaum betreiben. Die Tierbestände sind in der Regel zu klein. Gülle ist aber ein hervorragendes Grundsubstrat und sollte, wenn möglich, zum Einsatz kommen. Sie hat ein beachtliches Puffervermögen und stabilisiert auf Grund ihrer Zusammensetzung den Fermentationsprozess.

Dieselbe BHKW-Leistung, wie aus der Gülle von 100 RiGV, lässt sich aus rund 280 t Mais- oder Grassilage guter Qualität erzielen. Bei Getreide reichen ca. 85 t. Soll beispielsweise Mais-silage kofermentiert werden, kann man als Faustzahl einen Flächenbedarf von ungefähr 0,5 ha pro 1 kW elektrischer Leistung ansetzen. In Abhängigkeit von der geplanten Anlagenleistung und dem Gülleanteil ergibt sich ein ganz erheblicher Flächenbedarf, wie Tabelle 1 zeigt.

Tabelle 1: Tierbestandsgröße und Flächenbedarf

Masseanteil Gülle		50%		30%		10%	
Leistung [kW <sub>el</sub> ]	BHKW	RiGV <sup>3)</sup>	SM <sup>4)</sup>	RiGV	SM	RiGV	SM
	Ø Wirkungs- grad [η <sub>el</sub> ]	Anzahl [n]	Hektar [ha]	Anzahl [n]	Hektar [ha]	Anzahl [n]	Hektar [ha]
75 <sup>1)</sup>	32 %	70	31	32	34	9	35
150 <sup>1)</sup>	34 %	132	59	61	63	16	66
300 <sup>2)</sup>	35 %	286	127	132	136	36	142
500 <sup>2)</sup>	37 %	450	200	207	215	56	224

<sup>1)</sup> BHKW mit Zündstrahlmotor: Zündölanteil: 10 % an der erzeugten Bruttoenergie; 7.500 Volllast-Stunden

<sup>2)</sup> BHKW mit Gas-Otto-Motor: 7.500 Volllast-Stunden

<sup>3)</sup> Gülle mit Futterresten (8,5 % TM): 20 m<sup>3</sup>/RiGV und Jahr; 25 m<sub>N</sub><sup>3</sup> Biogas pro Tonne Frischmasse, 55 Vol% Methan

<sup>4)</sup> Silomais wachstreif körnerreich (33 % TM): Bruttoertrag 50 t/ha, Silierverlust 10 Gew%, 190 m<sub>N</sub><sup>3</sup> Biogas pro Tonne Maissilage, 52 Vol% Methan

Der Anspruch an die Lagerkapazität ist entsprechend hoch. 100 ha Silomais mit einem Bruttoertrag von 50 t beanspruchen ca. 7.000 m<sup>3</sup> Siloraum. Dafür müssen, eine durchschnittliche Stapelhöhe von 5 m unterstellt, rund 1.400 m<sup>2</sup> Fläche – zuzüglich der notwendigen Rangierfläche - wasserdicht versiegelt werden. Nach der Vergärung von 4.500 t Maissilage (Bruttoertrag abzüglich Silierverlust) bleiben etwa 3.400 t Gärrest übrig. Dafür ist ein Endlager mit mindestens 1.700 m<sup>3</sup> Fassungsvermögen vorzusehen. Die Düngeverordnung schränkt allerdings die Gärrestausbringung im Herbst so stark ein (siehe Kap. 2.2.7), dass die Lagerkapazität eher auf 10 Monate ausgelegt sein sollte. Das Endlager sollte dementsprechend etwa 2.800 m<sup>3</sup> fassen. Die Massen müssen nicht nur gelagert sondern auch transportiert werden. Zum Befüllen des Silos sind ca. 500 Transportfahrten notwendig. Für die Gärrestausbringung kommen nochmals rund 300 Transportbewegungen hinzu. Dies sollte man insbesondere bei der Standortwahl bedenken.

## 1.7.2 Stromvergütung

Die Stromvergütung regelt das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)<sup>2</sup>. In Abhängigkeit von der elektrischen Leistung legt das Gesetz unterschiedliche Mindestvergütungen für den eingespeisten Strom fest. Zusätzlich gibt es Bonuszahlungen für

- den ausschließlichen Einsatz von NawaRo und/oder Gülle und Schlempe,
- die Nutzung von Wärme sowie
- den Einsatz innovativer Technik.

Man muss sich also schon bei der Planung sehr genau überlegen, wie groß die Biogasanlage dimensioniert werden soll und welche Substrate zum Einsatz kommen sollen.

<sup>2</sup> Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich, vom 21. Juli 2004 (BGBl I 2004, S.1918)

### 1.7.2.1 Mindestvergütung

Biogasanlagen bis zu einer elektrischen Leistung von 20 Megawatt, die ausschließlich Biomasse<sup>3</sup> einsetzen und im Jahre 2004 in Betrieb genommen worden sind, erhalten für Strom ab Inkrafttreten des Gesetzes eine Vergütung von mindestens

- 11,50 Cent pro Kilowattstunde für die ersten 150 Kilowatt elektrische Leistung,
- 9,90 Cent pro Kilowattstunde für die 150 Kilowatt übersteigende Leistung bis einschließlich einer elektrischen Leistung von 500 Kilowatt,
- 8,90 Cent pro Kilowattstunde für die 500 Kilowatt übersteigende Leistung bis einschließlich einer elektrischen Leistung von 5,0 Megawatt,
- 8,40 Cent pro Kilowattstunde für die 5,0 Megawatt übersteigende Leistung.

Etwas verwirrend ist, dass sich nur die vergütungsfähige Obergrenze von 20 MW auf die installierte Leistung bezieht, während sonst unter dem Begriff Leistung nicht die installierte Leistung zu verstehen ist. Die angegebenen Leistungsgrenzen (Schwellenwerte) dienen lediglich dazu, die Jahresstromerzeugung (Jahresarbeit) zu ermitteln, für die die jeweilige Mindestvergütung zu bezahlen ist. Die durchschnittliche Jahresarbeit errechnet sich aus dem jeweiligen Schwellenwert mal dem Kalenderjahr in Stunden. Das folgende Beispiel soll die Berechnung der Stromvergütungen verdeutlichen: Eine Biogasanlage wurde am 01. Juli 2004 in Betrieb genommen. Die Anlage erreicht im Jahr der Inbetriebnahme eine Betriebsdauer von 184 Tagen. In Stunden umgerechnet, sind das 4.416 Jahresstunden (184 Tage x 24 Stunden/Tag). Der Anlagenbetreiber erhält demzufolge im Jahr der Inbetriebnahme für die ersten 662.400 Kilowattstunden (4.416 Jahresstunden x 150 Kilowatt), die er in das Netz einspeist, eine Mindestvergütung von 11,50 Cent pro Kilowattstunde. Wird mehr eingespeist, bekommt er für die nächsten 1.545.600 Kilowattstunden (4.416 Jahresstunden x 500 Kilowatt - 662.400 Kilowattstunden) 9,90 Cent pro Kilowattstunde u.s.w. (s. Tabelle 2). Die Höhe der Vergütung ist also völlig unabhängig von der installierten Leistung.

Tabelle 2: Berechnung der Grundvergütung

Betriebsdauer		bis einschließlich einer Leistung von	Eingespeiste Jahresarbeit		Vergütungssatz <sup>1)</sup>
Tage/Jahr	Stunden/Jahr	kW <sub>el</sub>	von kWh <sub>el</sub>	bis kWh <sub>el</sub>	Cent/kWh <sub>el</sub>
Jahr der Inbetriebnahme		150	1	662.400	11,50
184	4.416	500	662.401	2.208.000	9,90
		5.000	2.208.001	22.080.000	8,90
		20.000	22.080.001	88.320.000	8,40
Folgejahre <sup>2)</sup>		150	1	1.314.000	11,50
365	8.760	500	1.314.001	4.380.000	9,90
		5.000	4.380.001	43.800.000	8,90
		20.000	43.800.001	175.200.000	8,40

1) Zuzüglich Umsatzsteuer  
2) Sofern es sich nicht um ein Schaltjahr handelt

<sup>3</sup> Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung, die der Zustimmung des Bundestages bedarf, Vorschriften darüber zu erlassen, welche Stoffe als Biomasse im Sinne dieser Vorschrift gelten, welche technischen Verfahren zur Stromerzeugung angewandt werden dürfen und welche Umweltauflagen dabei einzuhalten sind. Bis zum Erlass einer Rechtsverordnung gilt die Biomasseverordnung vom 21. Juni 2001 (BGBl I 2001, S. 1234), zuletzt geändert durch die 1. Verordnung zur Änderung der Biomasseverordnung vom 9. August 2005 (BGBl. I Nr. 49 vom 17. August 2005 Seite 2419).

Beginnend ab dem 01. Januar 2005 werden die Mindestvergütungen jährlich für ab diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommene Anlagen um 1,5 Prozent (auf zwei Stellen hinter dem Komma gerundet) gesenkt (siehe Tabelle 3). Maßgeblich für die Berechnung sind jeweils die Mindestvergütungen des Vorjahres. Die im Jahr der Inbetriebnahme gültigen Mindestvergütungen einschließlich eventueller Bonuszahlungen (s. Kap. 1.7.2.2 bis 1.7.2.4) sind für die Dauer von 20 Jahren zuzüglich des Jahres der Inbetriebnahme zu bezahlen. Die Umsatzsteuer ist in den Vergütungssätzen nicht enthalten.

Tabelle 3: Grundvergütungen für Strom aus Biogas

Jahr der Inbetriebnahme	Grundvergütung			
	bis einschließlich 150 kW	> 150 kW bis einschließlich 500 kW	> 500 kW bis einschließlich 5 MW	> 5 MW bis einschließlich 20 MW
	Ct/kWh <sub>el</sub>	Ct/kWh <sub>el</sub>	Ct/kWh <sub>el</sub>	Ct/kWh <sub>el</sub>
2004	11,50	9,90	8,90	8,40
2005	11,33	9,75	8,77	8,27
2006	11,16	9,60	8,64	8,15
2007	10,99	9,46	8,51	8,03
2008	10,83	9,32	8,38	7,91
2009	10,67	9,18	8,25	7,79
2010	10,51	9,04	8,13	7,67

Die Pflicht zur Vergütung entfällt für Strom aus Anlagen, die ab dem 01. Januar 2007 in Betrieb gehen, wenn für Zwecke der Zünd- und Stützfeuerung nicht ausschließlich Biomasse – dies wird in der Regel Rapsöl sein – oder Pflanzenölmethylester verwendet wird. Für Biogasanlagen, die am 31.12.2006 schon in Betrieb sind, ändert sich nichts, wenn keine größeren Erneuerungsmaßnahmen anstehen. Sie dürfen auch weiterhin fossiles Zündöl (Dieselkraftstoff) einsetzen. Der gesamte Strom, also auch der Anteil, der der notwendigen fossilen Zünd- und Stützfeuerung zuzurechnen ist, gilt weiterhin als Strom aus Biomasse und wird entsprechend vergütet. Wie hoch der Anteil der notwendigen fossilen Zündfeuerung sein darf, ist nirgends definiert. Die Notwendigkeit der fossilen Zündfeuerung wird man kaum verneinen können, wenn ihr Anteil im Jahresdurchschnitt nicht über 15 Prozent der Bruttoenergie liegt, die dem BHKW zugeführt wird. In der Anlaufphase der Biogasanlage lässt sich dieser 15 Prozentanteil allerdings nicht einhalten.

Die Modernisierung bzw. Erweiterung (Erneuerung) einer bestehenden Anlage kann ungewollt zu einer Inbetriebnahme führen. Eine Inbetriebnahme im Sinne des Gesetzes liegt nicht nur bei der erstmaligen Inbetriebsetzung der Anlage vor, sondern auch nach ihrer Erneuerung, sofern die Kosten der Erneuerung mindestens 50 Prozent der Kosten einer Neuherstellung der gesamten Anlage einschließlich sämtlicher technisch für den Betrieb erforderlicher Einrichtungen und baulicher Anlagen betragen. Wird eine Erneuerung in diesem Sinne nach dem 31.12. 2006 abgeschlossen, muss die Zünd- und Stützfeuerung ausschließlich aus Biomasse oder Pflanzenmethylester erfolgen, sonst entfällt die Vergütungspflicht insgesamt. Wie sich Erweiterungen auswirken, die in mehreren, zeitlich gestaffelten Schritten durchgeführt werden und in der Summe 50 % der Neuerstellung überschreiten, ist unsicher. Jedem Anlagenbetreiber ist deshalb dringend zu raten, bei einer Erneuerung die Zünd- und Stützfeuerung umzustellen.

### 1.7.2.2 NawaRo-Bonus

Die Mindestvergütungen erhöhen sich unabhängig vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme um einen „NawaRo-Bonus“ in Höhe von

6,00 Cent pro Kilowattstunde bis einschließlich einer elektrischen Leistung von 500 Kilowatt,  
4,00 Cent pro Kilowattstunde bis einschließlich einer elektrischen Leistung von 5 Megawatt,

wenn

der Strom

- ausschließlich aus Pflanzen oder Pflanzenbestandteilen, die in landwirtschaftlichen, forstwirtschaftlichen oder gartenbaulichen Betrieben oder im Rahmen der Landschaftspflege anfallen und die keiner weiteren als der zur Ernte, Konservierung oder Nutzung in der Biomasseanlage erfolgten Aufbereitung oder Veränderung unterzogen wurden,
- aus Exkrementen und/oder Urin von Nutztieren<sup>4</sup>, mit oder ohne Einstreu<sup>5</sup> oder aus in einer landwirtschaftlichen Brennerei<sup>6</sup> angefallener Schlempe, für die keine anderweitige Verwertungspflicht nach dem Branntweinmonopolgesetz<sup>7</sup> besteht, oder
- aus beiden Stoffgruppen gewonnen wird,

die Biomasseanlage

ausschließlich für den Betrieb mit Stoffen nach Nummer 1 genehmigt ist, oder, soweit eine solche Genehmigung nicht vorliegt, der Anlagenbetreiber durch ein Einsatzstoff-Tagebuch mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Herkunft der eingesetzten Stoffe den Nachweis führt, dass keine anderen Stoffe eingesetzt werden und

auf dem selben Betriebsgelände keine Biomasseanlagen betrieben werden, in denen Strom aus sonstigen Stoffen gewonnen wird.

Die Verpflichtung den NawaRo-Bonus zu bezahlen, besteht ab dem Zeitpunkt, von dem an die o. g. Voraussetzungen erfüllt sind. Auch Altanlagen - Anlagen, die vor 2004 in Betrieb gegangen sind - , können den NawaRo-Bonus für die Dauer der Restlaufzeit der gesetzlich festgelegten Einspeisevergütung bekommen. Für alle Anlagen gilt: Sobald die Voraussetzungen nicht mehr erfüllt sind, entfällt der Anspruch auf den NawaRo-Bonus endgültig.

Nach dem Willen des Gesetzgebers sollen Anreize geschaffen werden, das vorhandene Biomassepotenzial besser zu erschließen, ohne dabei Mitnahmeeffekte auszulösen. Welche Rohstoffe konkret erlaubt sind, lässt sich aber aus dem Gesetzestext mit einiger Mühe ableiten. Die folgende Tabelle soll einen unverbindlichen Überblick geben, welche Einsatzstoffe möglich sind.

---

<sup>4</sup> Nutztiere sind Tiere, die von Menschen gehalten, gemästet oder gezüchtet und zur Erzeugung von Lebensmitteln (wie Fleisch, Milch und Eiern) oder zur Gewinnung von Wolle, Pelzen, Federn, Häuten oder anderen Erzeugnissen tierischen Ursprungs genutzt werden.

<sup>5</sup> Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 3. Oktober 2002 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte Nebenprodukte (ABl. EG Nr. L 273 S. 1), zuletzt geändert durch Verordnung (EG) Nr. 668/2004 der Kommission vom 10. März 2004 (ABl. EU Nr. L 112 S. 1).

<sup>6</sup> Im Sinne des § 25 des Gesetzes über das Branntweinmonopol in der im Bundesgesetzblatt Teil III, Gliederungsnummer 612-7, veröffentlichten bereinigten Fassung, zuletzt geändert durch Artikel 120 der Verordnung vom 31. Oktober 2006 (BGBl. I S. 2407).

<sup>7</sup> Nach § 25 Abs. 2 Nr. 3 oder Abs. 3 Nr. 3 des Gesetzes über das Branntweinmonopol

Tabelle 4: Einsatzstoffe, die zum Bezug des NawaRo-Bonus berechtigen<sup>8</sup>

Positivliste	Negativliste
<b>Kot und/oder Harn</b>	
<p>Kot und/oder Harn einschließlich Einstreu von <u>Nutztieren</u>, vom eigenen landwirtschaftlichen Betrieb oder von anderen landwirtschaftlichen Betrieben, sofern nach Ansicht der zuständigen Behörden keine Gefahr der Verbreitung einer schweren übertragbaren Krankheit besteht.</p> <p><u>Nutztiere</u> sind Tiere, die von Menschen gehalten, gemästet oder gezüchtet und zur Erzeugung von Lebensmitteln (wie Fleisch, Milch und Eiern) oder zur Gewinnung von Wolle, Pelzen, Federn, Häuten oder anderen Erzeugnissen tierischen Ursprungs genutzt werden.</p> <p><u>Nutztiere sind dementsprechend:</u> Rinder, Schweine, Schafe, Ziegen, Geflügel, ...</p>	<p>Kot und/oder Harn einschließlich Einstreu von <u>Heimtieren, Zoo-, Zirkus- und Wildtieren</u>.</p> <p><u>Heimtiere</u> sind Tiere von Arten, die normalerweise von Menschen zu anderen Zwecken als zu landwirtschaftlichen Nutzzwecken gefüttert und gehalten, jedoch nicht verzehrt werden.</p> <p><u>Heimtiere sind dementsprechend:</u> Pferde<sup>*)</sup>, die nicht der Nutztierdefinition unterliegen.</p> <p><sup>*)</sup> Es ist zu erwarten, dass die Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 vom 3. Oktober 2002 überarbeitet wird und Pferde dann eventuell als Nutztiere eingestuft werden.</p>
<b>Schlempe</b>	
<p>Schlempe aus einer <u>landwirtschaftlichen Brennerei</u>, für die nach §25 des Gesetzes über das Branntweinmonopol keine anderweitige Verwertungspflicht besteht.</p> <p><u>Landwirtschaftliche Brennereien</u> können als Einzelbrennerei oder als Gemeinschaftsbrennerei betrieben werden.</p> <p>Eine Einzelbrennerei muss folgende Bedingungen erfüllen:</p> <p>Die Brennerei muss mit einem landwirtschaftlichen Betrieb verbunden sein (Brennereiwirtschaft). Brennerei und Landwirtschaft müssen für Rechnung desselben Besitzers betrieben werden.</p> <p>In der Brennerei dürfen nur Kartoffeln und Getreide verarbeitet werden.</p> <p>Die Rückstände des Brennereibetriebes müssen restlos an das Vieh der Brennereiwirtschaft verfüttert werden. Aller Dünger, der während der Schlempefütterung anfällt, muss auf den Grundstücken der Brennereiwirtschaft verwendet werden. Die Verpflichtung zur Schlempe- und Düngerverwertung entfällt, wenn in der Brennerei während des Betriebsjahres überwiegend Rohstoffe verarbeitet werden, die selbstgewonnen sind.</p> <p>Für Gemeinschaftsbrennereien gelten sinngemäß dieselben Bedingungen.</p>	<p>Schlempe aus nicht landwirtschaftlichen Brennereien und Bioethanolfabriken.</p>

<sup>8</sup> Fachverband Biogas e.V. in Zusammenarbeit mit der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), Institut für Agrarökonomie

<b>Pflanzen oder Pflanzenbestandteile,</b> die in landwirtschaftlichen, forstwirtschaftlichen oder gartenbaulichen Betrieben anfallen	
<p><u>Ganzpflanzen</u>, die keiner weiteren als der zur Ernte, Konservierung oder Nutzung in der Biomasseanlage erfolgten Aufbereitung oder Veränderung unterzogen wurden.</p> <p>In Form von Grüngut, Silage oder Trockengut können dies sein: Der Aufwuchs von Wiesen und Weiden, Ackerfutterpflanzen einschließlich als Ganzpflanzen geerntete Getreide, Ölsaaten oder Leguminosen, ...</p> <p>Nicht aufbereitete oder aussortierte Gemüse, Heil- und Gewürzpflanzen, Schnittblumen, ...</p> <p><u>Pflanzenbestandteile</u>, die keiner weiteren als der zur Ernte, Konservierung oder Nutzung in der Biomasseanlage erfolgten Aufbereitung oder Veränderung unterzogen wurden.</p> <p>In Form von Grüngut, Silage oder Trockengut können dies sein: Körner, Samen, Corn-Cob-Mix , Knollen, Rüben, Obst, Gemüse, .... Kartoffelkraut, Rübenblätter, Stroh, ...</p>	<p><u>Ganzpflanzen</u>, die einer weiteren als der zur Ernte, Konservierung oder Nutzung in der Biomasseanlage erfolgten Aufbereitung oder Veränderung unterzogen wurden.</p> <p>Beispiele dafür sind: Gemüse, Heil- und Gewürzpflanzen, Schnittblumen, die zur weiteren Vermarktung getrocknet wurden, aussortierte Kartoffeln.</p> <p><u>Pflanzenbestandteile</u>, die einer weiteren als der zur Ernte, Konservierung oder Nutzung in der Biomasseanlage erfolgten Aufbereitung oder Veränderung unterzogen wurden.</p> <p>Beispiele dafür sind: Getreideabputz, Rübenkleinteile und Rübenschnitzel als Nebenprodukt der Zuckerproduktion, Gemüseabputz, Kartoffelschalen, Pülpe, Treber, Trester, Presskuchen, Extraktionsschrote, ...</p>
<b>Pflanzen oder Pflanzenbestandteile,</b> die im Rahmen der Landschaftspflege anfallen	
<p>Material aus der Landschaftspflege ist als Substrat für Biogasanlagen zulässig, aber wenig geeignet, sofern es sich nicht um kommunalen Grasschnitt oder Grünschnitt von Golf- und Sportplätzen handelt.</p>	

Werden NawaRo vom Handel bezogen, sollte, um Missverständnissen vorzubeugen, auf den Lieferscheinen und den Rechnungen die exakte Bezeichnung: „Energiepflanzen gemäß § 8 Absatz 2 EEG, die keiner weiteren Aufbereitung oder Veränderung als zur Ernte, Konservierung oder Nutzung in der Biomasseanlage unterzogen wurden“ vermerkt sein.

### 1.7.2.3 Kraft-Wärme-Kopplungs-Bonus

Die Mindestvergütungen bis einschließlich einer elektrischen Leistung von 20 Megawatt erhöhen sich zusätzlich um jeweils 2,0 Cent pro Kilowattstunde, soweit es sich um Strom im Sinne von § 3 Abs. 4 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes<sup>9</sup> handelt und dem Netzbetreiber ein entsprechender Nachweis<sup>10</sup> vorliegt. Anstelle des Nachweises können für serienmäßig hergestellte KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von bis zu 2 Megawatt geeignete Unterlagen des Herstellers vorgelegt werden, aus denen die thermische und elektrische Leistung sowie die Stromkennzahl hervorgehen. Ein Anspruch auf den KWK-Bonus besteht allerdings nur für Wärme, die außerhalb der Biogasanlage genutzt wird (s. Abb. 1). Der Anlagenbetreiber muss die Wärmenutzung nachweisen. Bei Anlagen bis 2 Megawatt elektrischer Leistung sollte die Installation von Wärmemengenzählern für den Nachweis ausreichen. Aus der

<sup>9</sup> KWK-Strom ist das rechnerische Produkt aus Nutzwärme und Stromkennzahl der KWK-Anlage. Bei Anlagen, die nicht über Vorrichtungen zur Abwärmeabfuhr verfügen, ist die gesamte Netto-Stromerzeugung KWK-Strom (BGBl I 2002, S. 1092).

<sup>10</sup> Nachweis nach dem von der Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft - AGFW - e.V. herausgegebenem Arbeitsblatt FW 308 - Zertifizierung von KWK-Anlagen – Ermittlung des KWK-Stromes vom November 2002 (BAnz. Nr. 218 a vom 22. November 2002).

gemessenen Wärmemenge und der Stromkennzahl lässt sich dann errechnen, wie viel Strom erzeugt werden musste, um die gemessene Wärmemenge auszukoppeln. Nur für diese errechnete elektrische Arbeit wird der KWK-Bonus zusätzlich zur Stromvergütung bezahlt. Dazu ein Beispiel: Ein Biogasanlagenbetreiber weist die Nutzung von 400.000 kWh Wärme nach. Die Stromkennzahl seines BHKW beträgt laut Herstellerangaben 0,625. Demzufolge war für die Auskopplung der 400.000 kWh Wärme die Erzeugung von 250.000 kWh Strom erforderlich ( $400.000 \text{ kWh}_{\text{therm}} \times 0,625 = 250.000 \text{ kWh}_{\text{el}}$ ). Der Anlagenbetreiber bekommt für diesen Stromanteil zusätzlich zur sonstigen Stromvergütung den KWK-Bonus. Die Wärmeauskopplung wird also insgesamt mit 5.000 € honoriert ( $250.000 \text{ kWh}_{\text{el}} \times 2 \text{ Ct/kWh}_{\text{el}}$ ).

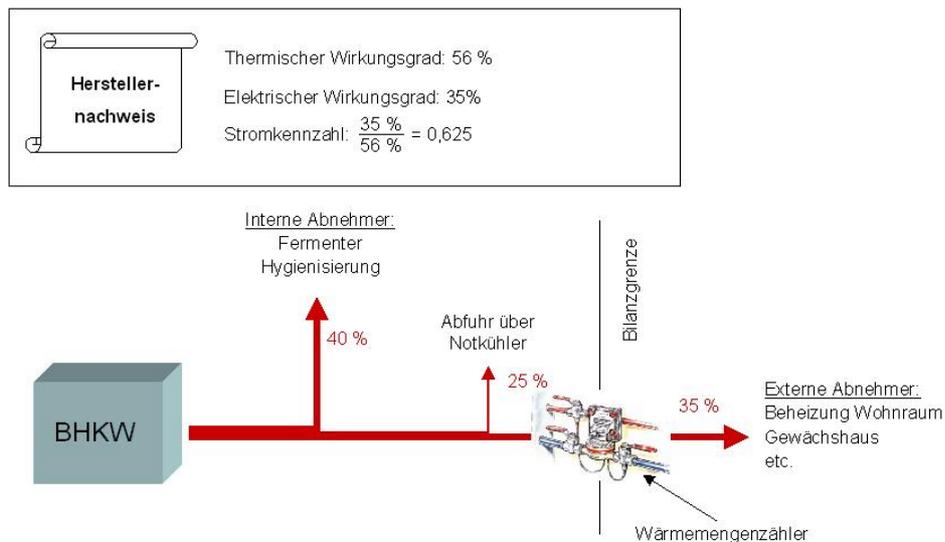


Abb. 1: Schematische Darstellung zum KWK-Bonus für Anlagen bis 2 Megawatt Leistung<sup>11</sup>

#### 1.7.2.4 Technologie-Bonus

Die Mindestvergütung erhöht sich bis einschließlich einer Leistung von 5,0 Megawatt um weitere 2,0 Cent pro Kilowattstunde, wenn der Strom in Anlagen gewonnen wird, die auch in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden, und die Biomasse durch thermochemische Vergasung oder Trockenfermentation umgewandelt oder

- das zur Stromerzeugung eingesetzte Gas aus Biomasse auf Erdgasqualität aufbereitet worden ist oder
- der Strom mittels Brennstoffzellen, Gasturbinen, Dampfmaschinen, Organic-Rankine-Anlagen, Mehrstoffgemisch-Anlagen, insbesondere Kalina-Cycle-Anlagen, oder Stirling-Motoren gewonnen wird<sup>12</sup>.

Mit dem Technologiebonus will der Gesetzgeber einen Anreiz zum Einsatz innovativer, besonders energieeffizienter und damit umwelt- und klimaschonender Anlagentechniken setzen, deren Anwendungen regelmäßig mit höheren Investitionskosten verbunden sind.

Umstritten ist derzeit die Auslegung des Begriffs „Trockenfermentation“. Der Gesetzgeber präzisiert den Begriff im Gesetz nicht. In der Begründung zum EEG wird lediglich ausgeführt: „Bei Trockenfermentationsverfahren werden im Gegensatz zu Nassvergärungsverfahren keine pumpfähigen, sondern stapelbare Substrate eingesetzt. Die eingesetzten organischen Stoffe haben dabei in der Regel einen Wassergehalt von unter 70 Prozent.“ Diese Vorgaben lassen sich mit unterschiedlichen technischen Konzepten mehr oder weniger gut erreichen; u.a.

<sup>11</sup> Fachverband Biogas, 2004 (geändert).

<sup>12</sup> Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit kann durch Rechtsverordnung weitere Verfahren oder Techniken benennen oder einzelne der genannten Verfahren oder Techniken ausnehmen.

auch mit adaptierten Verfahren der klassischen Biogastechnologie. Der Technologie-Bonus wird deshalb meist nur unter „Vorbehalt“ bezahlt. Die Gefahr der Rückforderung birgt ein erhebliches Risiko für die Betreiber solcher Anlagen. Eine Klärung des Begriffs ist schon lange angemahnt. Eine Auslegungshilfe des Bundesumweltministeriums vom Januar 2007 zur Trockenfermentation für kontinuierliche Biogasverfahren soll zur Klarstellung beitragen, ist aber nicht rechtsverbindlich. Das EEG regelt die Rechtsbeziehung zwischen Netz- und Anlagenbetreiber. Streitigkeiten bei der Auslegung des EEG können nur die zuständigen Gerichte verbindlich klären. Trotzdem wird die Auslegungshilfe eine normierende Kraft entfalten. Wer eine „kontinuierlich gefütterte“ Trockenfermentationsanlage betreiben will, sollte die in der Auslegungshilfe formulierten Voraussetzungen<sup>13</sup> erfüllen können.

#### 1.7.2.5 Altanlage - Neuanlage<sup>14</sup>

Die Biogasanlage wird zu einer „Neuanlage“, sofern die Anschaffungskosten der Erneuerung mindestens 50 % der Kosten einer Neuherstellung der gesamten Anlage einschließlich sämtlicher technisch für den Betrieb erforderlicher Einrichtungen und baulicher Anlagen betragen. Dazu muss der Betreiber die Anschaffungskosten der fertig gestellten Neuanlage zu heutigen Neupreisen ermitteln und die mindestens zu tätigende, notwendige Neuinvestition muss 50 % dieses Neupreises betragen (siehe Abb. 2). Die Investitionssumme der bestehenden Altanlage ist also unerheblich für die Ermittlung der Kosten der Neuanlage. Unter Erneuerung im Sinne des Gesetzes ist auch die Erweiterung, also der Zubau von Anlagenteilen zu verstehen. Notwendig ist ein schlüssiges und nachvollziehbares Konzept bei der Planung einer Neuanlage, das einer Prüfung standhält. Zu beachten ist, dass alle Gasverbrauchseinrichtungen, die mit gemeinsamen für den Betrieb technisch erforderlichen Einrichtungen oder baulichen Anlagen unmittelbar verbunden sind, als eine Anlage gelten. Zu ihr gehören weiterhin alle Komponenten, die technisch für den Betrieb erforderlich oder für die Gewinnung und Aufbereitung von Biogas notwendig sind. Dies sind grundsätzlich u. a. Fermenter, BHKW, Gasaufbereitung, Gasleitungen, Gasspeicher und Gärrestlager. Strittig ist die Anrechnung von mobilen Geräten einer Anlage wie z. B. Radladern, Schleppern oder Futtermischwagen sowie die Anrechnung von Silos für die Lagerung von Substraten. Explizit ausgenommen aus dem Anlagenbegriff sind Infrastruktureinrichtungen wie Wechselrichter, Wege, Netzanschlüsse, Mess-, Verwaltungs- und Überwachungseinrichtungen. Unter Messeinrichtungen sind in diesem Kontext Komponenten der Netzanschlussanlage zu verstehen. Andere Messeinrichtungen, wie Temperaturmesser im Fermenter, Anlagensteuerung mit Prozessdatenverwaltung, Gasdrucküberwachung sind Prozess- und sicherheitstechnische Überwachungseinheiten, die der Anlage zuzuordnen sind. Selbst wenn die Mess-, Steuer- und Regel-Technik nicht unmittelbar für die Biogasproduktion erforderlich sein muss (der Umfang an MSR ist nie genau als "erforderlich" begrenzt), so sind selbstverständlich der geltende Stand der Technik und das gesunde Ingenieursverständnis als Maßstab anzulegen.

Werden bei einer Neuinvestition weniger als 50 % der Kosten der Neuanlage investiert, wird für das neue BHKW, sofern es zur Anlage zuzurechnen ist, die Laufzeit sowie die Vergütungshöhe der bereits bestehenden BHKW übernommen.

Folgende Vorgehensweise zur Feststellung der Neuherstellungskosten, wie sie auch in Abb. 2 dargestellt wird, bietet sich an:

- Definition der Zielanlage und Kostenaufstellung über die Neuanlage zu heutigen Neupreisen,
- Kostenaufstellung der Neu-Investition und
- Prüfung der Kostenaufstellungen nach § 3 (4) EEG (Erneuerung der Anlage) durch einen einschlägigen landwirtschaftlichen/technischen Sachverständigen, einen Gutachter oder eine Fachfirma.

<sup>13</sup> <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/39019/5982/>

<sup>14</sup> Der Text dieses Unterkapitels stammt vom Fachverband Biogas e. V., Februar 2006 / April 2007

Der Investitionszeitraum ist nicht definiert. Es muss jedoch erkennbar sein, dass es sich um ein zusammenhängendes Projekt handelt. Gegebenenfalls kann das durch einen Investitionsplan nachgewiesen werden.

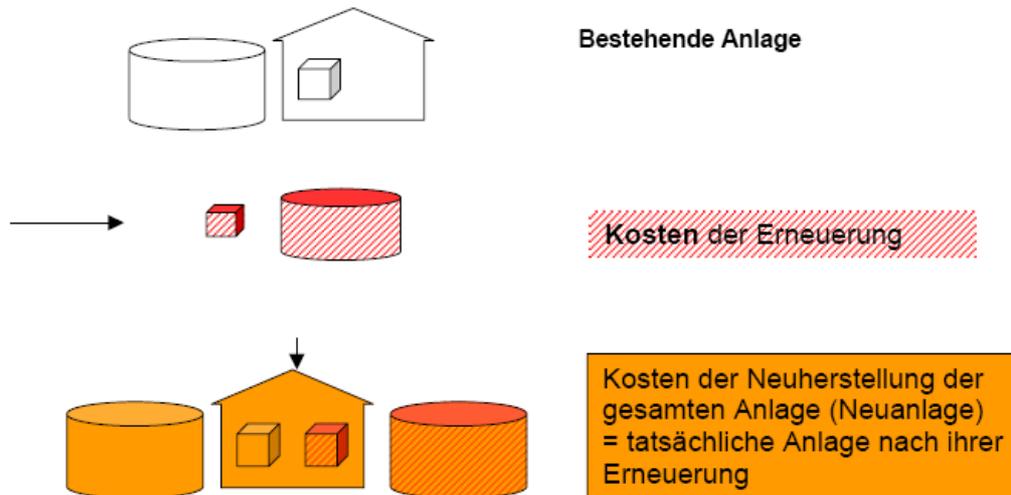


Abb. 2: Vorgehensweise zur Ermittlung der Kosten der Neuherstellung

### 1.7.3 Beurteilungsmaßstab für die Wirtschaftlichkeit

Soll der Betriebszweig „Stromerzeugung aus Biogas“ eine zusätzliche Einkommensquelle für landwirtschaftliche Unternehmen sein, muss sich der Betrieb der Biogasanlage rentieren. Der Aufbau eines neuen Betriebszweiges macht nur Sinn, wenn mindestens das gesamte einzusetzende Kapital (Eigen-/Fremdkapital) und die Arbeit (Fremd-/Familienarbeitskräfte) angemessen entlohnt werden. Die geeignete Kennzahl dafür ist der Unternehmergewinn. Unternehmergewinn heißt, dass nach Verzinsung des eingesetzten Kapitals und Entlohnung der Arbeit unter dem Strich noch etwas bleibt für die Entlohnung der Betriebsleiterfunktion (bei natürlichen Personen) bzw. für die Dividende der Gesellschafter (bei juristischen Personen) und die Abgeltung des Risikos, das mit der Investition verbunden ist.

Die entscheidende Frage ist: Wie viel darf der Betrieb einer Biogasanlage kosten, wenn gerade noch ein Unternehmergewinn erzielt werden soll.

### 1.7.4 Erträge

Die wichtigste Einnahmequelle ist der Stromverkauf. Durch das EEG ist der Absatz und der Mindestpreis für den in das Netz eingespeisten Strom gesichert (s. Kap. 1.7.2). Entsorgungserlöse können Betreiber von Bioabfallvergärungsanlagen einplanen. Der Markt für Bioabfälle hat sich dank des EEG stabilisiert. In landwirtschaftlichen Biogasanlagen, also Anlagen die außer Gülle und Mist ausschließlich NawaRos einsetzen, verursachen die Substrate erhebliche Kosten. Dafür gibt es den NawaRo-Bonus.

Leider ist es meist nicht möglich, nennenswerte Abwärmemengen zu nutzen. Erträge daraus sollte man nur dann anrechnen, wenn wirklich ein sinnvolles und tragfähiges Nutzungskonzept vorliegt. Kann Abwärme lediglich zur Brauchwasserbereitung und Beheizung des Wohnhauses genutzt werden, lassen sich je nach Größe des Wohnhauses zwischen 3.000 und 5.000 l Heizöl substituieren. Mehr sollte man nicht ansetzen. Ist der Heizölverbrauch deutlich höher, lohnt es sich eher, die Wärmedämmung des Gebäudes zu verbessern.

Einen Wert haben auch die Nährstoffe im ausgefaulten Substrat. Allerdings nur, wenn die organische Düngung mit dem Gärrückstand tatsächlich zu einer Verminderung des Mineraldüngerkaufs führt, dürfen diese eingesparten Kosten der Biogasanlage gut geschrieben

werden. Betriebseigene Wirtschaftsdünger und Futterreste müssen in dieser Düngerwertberechnung unberücksichtigt bleiben. Sie fallen unabhängig davon an, ob eine Biogasanlage betrieben wird. Die Nährstoffmengen ändern sich durch die Behandlung in der Biogasanlage nicht. Wirtschaftsdünger haben demzufolge ausgefault keinen höheren Düngerwert als frisch. Die Düngwertverbesserung (siehe Kap. 1.6) stellt aber einen zusätzlichen Nutzen dar, wird häufig behauptet. Ein monetär bewertbarer Nutzen wurde allerdings bisher in pflanzenbaulichen Langzeitversuchen nicht nachgewiesen. Der höhere mineralische N-Anteil im ausgefaulten Substrat kann sogar zu höheren Nährstoffverlusten führen.

### 1.7.5 Kosten

Neben den Abschreibungen und dem Zinsansatz sind in Näherungsrechnungen, wie sie in der Praxis häufig angestellt werden, noch Versicherungsbeiträge, Reparatur- und Wartungskosten und bei einem Zündstrahlmotor die Zündölkosten anzusetzen.

In diesem Zusammenhang ein Hinweis zur Anrechnung von Förderungen: Häufig wird die Meinung vertreten, dass bei der Abschreibung auf die Wiedergewinnung von Fördergeldern verzichtet werden könne, wodurch sich die Kapitalkosten deutlich vermindern. Betriebswirtschaftlich ist das nicht korrekt. Verzichtet man auf die Wiedergewinnung der Fördergelder, fehlt Geld, wenn vor Ende der Laufzeit der Gesamtinvestition größere Ersatzinvestitionen (Motoren und Technik) - ohne Fördermittel - zu finanzieren sind. Leider hat dieser Rechenansatz mittlerweile Schule gemacht, um Investitionen schön zu rechnen.

Auch die Rohstoffe verursachen Kosten. Ob diese Kosten aber der Biogasanlage anzurechnen sind, hängt von der Herkunft der Rohstoffe ab. Gülle oder Mist aus der eigenen Tierhaltung muss gelagert und ausgebracht werden, auch wenn keine Biogasanlage vorhanden ist. Die Kosten dafür hat die Tierhaltung zu tragen. Ist aber ein Transport zur Biogasanlage erforderlich, sind diese Transportkosten der Biogasanlage anzurechnen. Rohstoffe, die für die Biogasproduktion selbst erzeugt oder zugekauft werden, kosten Geld; das ist unstrittig. Nur variable Erzeugungskosten oder Beschaffungskosten (Rohstoff- und Transportkosten) anzusetzen, ist allerdings zu wenig (s. Kap. 1.7.9.2). Die eigene Arbeit beispielsweise, die für die Erzeugung der Rohstoffe und die Einbringung in den Fermenter aufgewendet wird, darf nicht unter den Tisch fallen. Nur wenn alle Produktionsfaktoren angemessen entlohnt werden können, ist eine Investition sinnvoll!

### 1.7.6 Arbeitszeitbedarf

Eine Faustzahl für den Arbeitszeitbedarf einer Biogasanlage lässt sich nicht angeben. In Abhängigkeit von den eingesetzten Substraten ergeben sich ganz unterschiedliche Arbeitsansprüche. Wird nur Gülle vom eigenen Betrieb vergoren, fällt lediglich die zusätzliche Arbeit für die Anlagenbetreuung und die Wartung des BHKW an. Der Arbeitszeitbedarf liegt dann bei kleineren Anlagen in einer Größenordnung von einer Stunde pro Tag. Eine ganz andere Situation ergibt sich, wenn überwiegend NawaRo zum Einsatz kommen. Neben der Anlagenbetreuung ist dann auch der Arbeitszeitbedarf für den Anbau, die Ernte und Einlagerung, den Transport aus dem Lager zum Fermenter und schlussendlich die Ausbringung des Gärrestes der Biogasanlage anzulasten. Es empfiehlt sich deshalb, den Arbeitszeitbedarf für den Betriebszweig Biogas in zwei Blöcke aufzuteilen und zwar in den Arbeitszeitbedarf für

- die Anlagenbetreuung einschließlich BHKW-Wartung,
- die Rohstoffbereitstellung frei Fermenter.

#### 1.7.6.1 Arbeitszeitbedarf für Anlagenbetreuung und Wartung

Nach Erfahrungswerten liegt der Arbeitszeitbedarf für Anlagenbetreuung und Wartung in einer Größenordnung von 3 bis zu 7 Stunden pro Jahr und Kilowatt installierter elektrischer Leistung. Mit zunehmender Anlagengröße nimmt in der Regel der Automatisierungsgrad zu und dementsprechend der Betreuungsaufwand ab (s. Abb. 3).

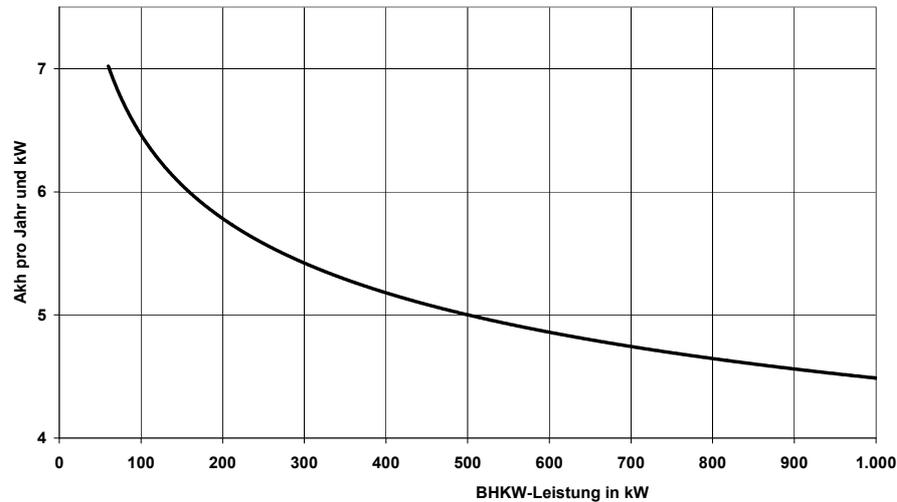


Abb. 3: Arbeitszeitbedarf für Anlagenbetreuung und Wartung<sup>15</sup>

### 1.7.6.2 Arbeitszeitbedarf für die Rohstoffbereitstellung

Zur Abschätzung des Arbeitszeitbedarfs für die Rohstoffbereitstellung, den Transport und die Ausbringung des Gärrestes gibt es, soweit es sich um in der Landwirtschaft gebräuchliche Substrate handelt, detaillierte und allgemein zugängliche Kalkulationsdaten. Das Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft<sup>16</sup> bietet entsprechende Unterlagen an (Betriebsplanung Landwirtschaft) und aktualisiert die Inhalte ständig. Auf die Arbeitszeitkalkulation hier im Einzelnen einzugehen, würde allerdings zu weit führen.

### 1.7.7 Wichtige Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit

Lässt man den Strompreis als eine vom Anlagenbetreiber nur wenig beeinflussbare Größe außer acht, hängt der wirtschaftliche Erfolg einer Biogasanlage im Wesentlichen von den folgenden Faktoren ab:

- dem elektrischen Wirkungsgrad des BHKW,
- dem Gasertrag,
- der Gasqualität,
- den Anschaffungskosten und
- den Bereitstellungskosten der Rohstoffe.

Diese Größen sollten deshalb besonders sorgfältig erfasst bzw. abgeschätzt werden.

#### 1.7.7.1 BHKW

Für die Verstromung kommen Zündstrahl- oder Gas-Otto-Motoren zum Einsatz. Zündstrahler haben meist bessere elektrische Wirkungsgrade als vergleichbare Gas-Otto-Motoren. Sie können im Notfall - Ausfall der Biogasanlage oder sehr schlechte Gasqualität - auch mit Heizöl betrieben werden. Zündstrahler sollten bei guter Wartung, kontinuierlichem Betrieb und nicht zu hohen H<sub>2</sub>S-Gehalten im Biogas (< 200 ppm) vier bis fünf Jahre, also ca. 35.000 Stunden, ihren Dienst tun. Spezielle Gasmotoren halten länger. Mit ca. 9 Jahren kann man rechnen. Üblicherweise müssen sie nach ca. 40.000 Betriebsstunden generalüberholt werden. Dies ist mit erheblichen Kosten verbunden. Es ist also nicht sachgerecht für Gas-Otto-Motoren geringere Wartungskosten anzusetzen als für Zündstrahler. Eigenwartung ist in der Regel günstiger

<sup>15</sup> Persönliche Mitteilung, Mitterleitner Hans, LfL, Institut für Landtechnik und Tierhaltung, 2003 (ergänzt)

<sup>16</sup> Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL), Bartningstraße 49, 64289 Darmstadt

als Fremdwartung, aber nur für den, der sich wirklich auskennt. Der Motor ist das Herzstück der Biogasanlage und jeder Wartungsfehler kostet viel Geld. Belastbare Zahlen über die Kosten der Eigenwartung gibt es leider nicht. Als Größenordnung für die Kosten der Eigenwartung kann man von ca. 0,5 Ct pro kWh erzeugten Strom ausgehen (ohne Lohnansatz). Die Arbeitszeit, ca. 1 Stunde pro Woche, ist im Ansatz für die Anlagenbetreuung zu berücksichtigen. Wird ein Vollwartungsvertrag geschlossen, muss man für BHKW bis 200 kW mit 1,5 bis 1,8 Ct/kWh<sub>el</sub> rechnen. Über 200 kW sind es ca. 1,2 bis 1,5 Ct/kWh<sub>el</sub>.

Ob der Zündstrahler oder der Gas-Otto-Motor die ökonomisch bessere Wahl ist, lässt sich pauschal nicht beantworten. Abb. 4 zeigt: Hat ein Gas-Otto-Motor einen elektrischen Wirkungsgrad von 28 %, muss der Wirkungsgrad eines Zündstrahlaggregats (Zündölverbrauch: 10 % der Bruttoenergie, Stromvergütung inkl. NawaRo-Bonus bei 300 kW 16,36 Ct/kWh und bei 500 kW 16,00 Ct/kWh) um 1,70 % höher liegen, wenn unter dem Strich das selbe herauskommen soll. Mit zunehmendem elektrischen Wirkungsgrad wird dieser Abstand geringer. Variiert man unter sonst gleichen Bedingungen den Zukaufspreis für Zündöl um  $\pm 5$  Ct/l, verändert sich der Abstand im Schnitt um  $\pm 0,37$  %. Unter den Modellannahmen sind also Zündstrahler aus ökonomischer Sicht vorzuziehen, wenn sie tatsächlich einen um 1 bis 2 % höheren Wirkungsgrad erreichen als vergleichbare Gas-Otto-Motoren (siehe Kap. 1.5.5). Wird weniger Zündöl verbraucht (Zündölverbrauch: 8 % der Bruttoenergie, Stromvergütung bei 300 kW 16,36 Ct/kWh und bei 500 kW 16,00 Ct/kWh), verschiebt sich das Ergebnis nur unwesentlich. Mit zunehmendem Wirkungsgrad verringert sich auch hier der Abstand. Wird weniger Zündöl verbraucht, wirken sich auch Preisänderungen des Zündöls weniger aus. Eine Erhöhung bzw. Verminderung des Zündölpreises um 5 Ct/l verändert den Wirkungsgradabstand um  $\pm 0,3$  %.

Neuanlagen müssen ab dem 01. Januar 2007 für Zwecke der Stützfeuerung ausschließlich Biomasse einsetzen. Unterstellt man hierbei einen Rapsölpreis netto von 70 Ct/l und einen Biodieselpreis netto von 85 Ct/l, so muss beispielsweise bei einem elektrischen Wirkungsgrad des Gas-Otto-Aggregates von 38 % und einem Zündölverbrauch von 10 % das Zündstrahlaggregat mindestens einen um 2,42 % und bei Einsatz von Biodiesel einen um 3,54 % höheren elektrischen Wirkungsgrad erreichen, wenn ökonomische Deckungsgleichheit herrschen soll. Wird lediglich 8 % Zündöl eingesetzt, so fällt der notwendige Wirkungsgradabstand des Zündstrahlers auf 2,12 % bei Rapsöl bzw. 3,02 % bei Biodiesel. Dies gilt allerdings nur unter Einbeziehung des NawaRo-Bonus. Ohne diese erhöhte Einspeisevergütung ist ein Einsatz des Zündstrahlaggregates mit Biomasse als Stützfeuerung wirtschaftlich nicht sinnvoll.

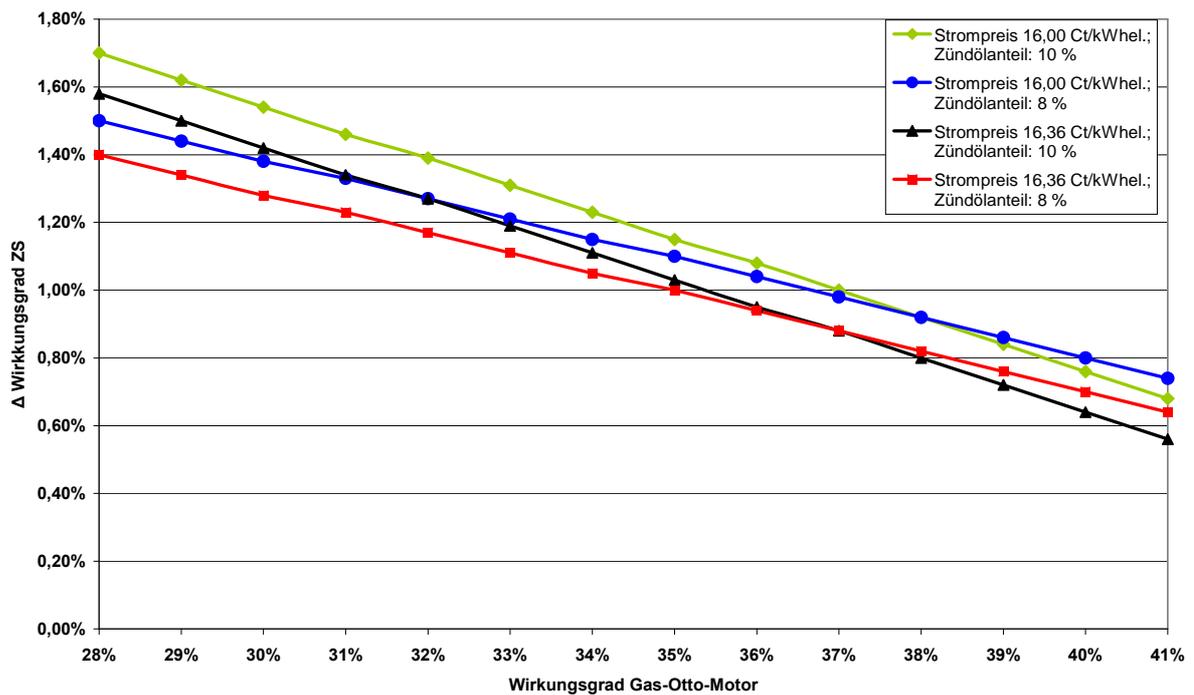


Abb. 4: Notwendiger Wirkungsgrad von Zündstrahlmotoren im Vergleich zu Gas-Otto-Motoren

Annahmen:

Anschaffungspreis BHKW mit Zündstrahlmotor	650	€/kW	Zinsansatz	6,0	%
Davon Zündstrahlmotor	180	€/kW	Rep./Wartung inkl. Lohnansatz	1,00	Ct/kWh <sub>el</sub>
Anschaffungspreis BHKW mit Gas-Otto-Motor	650	€/kW	Versicherung	0,8	%
Abschreibung BHKW mit Gas-Otto-Motor	9	Jahre	Zündölkosten	50	Ct/l
Abschreibung Zündstrahlmotor	4	Jahre	Zündöllager Investition	400	€/m <sup>3</sup>
Abschreibung BHKW (ohne Zündstrahlmotor)	9	Jahre	Abschreibung Zündöllager	20	Jahre
Laufleistung	7.500	Stunden/Jahr	Bevorratungsdauer Zündöl	180	Tage

Meist werden in der Praxis ab ca. 200 kW Gas-Otto-Motoren bevorzugt. Der Grund dafür liegt in der Mineralölsteuer. Nur wer gegenüber der Zollbehörde nachweisen kann, dass der jahresdurchschnittliche Anlagenwirkungsgrad (siehe Kap. 1.5) mindestens 60 % beträgt, kann Zündöl zum verminderten Steuersatz für „Mineralöl zu Heizzwecken“ (Heizöl) beziehen. Mit dem Betrieb der Biogasanlage wird immer die gesamte elektrische Energie genutzt, so dass mindestens der elektrische Wirkungsgrad als Größe für die Berechnung des Anlagenwirkungsgrades zur Verfügung steht. Die übrigen Prozente müssen über die Wärmenutzung nachgewiesen werden. Einen Teil der Abwärme benötigt die Biogasanlage selbst (s. Kap. 1.7.8). Aber, je größer die Anlage, desto geringer ist dieser thermische Prozessenergiebedarf im Verhältnis zur Gesamtwärmeerzeugung. Gibt es keine zusätzliche Möglichkeit die Abwärme zu nutzen, fällt mit zunehmender Anlagenleistung der Nachweis des Mindestanlagenwirkungsgrades immer schwerer. Gelingt der Nachweis nicht und muss die volle Mineralölsteuer für Dieselkraftstoff entrichtet werden, können Zündstrahler erst ab einer durchschnittlichen

Stromvergütung von ca. 16,00 Ct/kWh mit Gas-Otto-Motoren konkurrieren, wenn Zündöl (Dieselkraftstoff oder Biodiesel) weniger als 75,00 Ct/l ohne Mehrwertsteuer kostet und der elektrische Wirkungsgrad des Zündstrahlers um mindestens 2,5 bis 3,0 % höher ist.

In jedem Fall sollte das BHKW einen möglichst hohen elektrischen Wirkungsgrad haben. Firmenangaben liegen je nach Leistungsklasse der Aggregate zwischen 35 und 45 % für Zündstrahl-BHKW bzw. zwischen 35 und 43 % für Gas-Motor-BHKW. Diese Werte werden in der Regel bei optimalen Betriebszuständen mit normiertem Gas auf dem Prüfstand gemessen. Ob diese Wirkungsgrade auch unter Praxisbedingungen über die gesamte Lebensdauer erreicht werden, ist zweifelhaft. Für eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist man daher gut beraten, von geringeren Wirkungsgraden auszugehen. Ein Sicherheitsabschlag von ca. 10 % erscheint gerechtfertigt. Sehr hilfreich kann auch die Vereinbarung des Wirkungsgrades als Gewährleistungsparameter sein, um realistische Werte für eine Wirtschaftlichkeitsabschätzung zu erhalten.

### 1.7.7.2 Gasertrag

Die Höhe der zu erwartenden Gaserträge wird von vielen Faktoren bestimmt (s. Kap. 1.3). Eine Prognose ist deshalb schwierig. Da der prognostizierte Gasertrag die Wirtschaftlichkeit ganz wesentlich beeinflusst, sollte man bei jeder Kalkulation die angenommenen Gasausbeuten kritisch prüfen.

Bei der ausschließlichen Vergärung von Rindergülle (8,8 % TM; 85 % oTM an der TM) lassen sich etwa 21 m<sup>3</sup> Biogas je m<sup>3</sup> Gülle erzeugen. Deutlich höhere Gasausbeuten deuten darauf hin, dass Futterreste und Stroh mit der Gülle in die Biogasanlage wandern. Schon die Zugabe von 0,5 kg gehäckseltem Stroh je GV und Tag, kann die Gasausbeute aus der Gülle um bis zu 15 % steigern. Es ist also auch notwendig, Futterreste und Stroh mengenmäßig zu erfassen und entsprechende Gasausbeuten anzusetzen. Leider gibt es für viele Substrate keine Literaturangaben zu Gasausbeuten und Methangehalten, auf die man zurückgreifen könnte, oder die angegebenen Werte weisen so große Spannen auf, dass fast jedes gewünschte Ergebnis einer Wirtschaftlichkeitsberechnung möglich und begründbar ist. Wertlos sind diese Angaben, wenn nicht mindestens der TM- und oTM-Gehalt, besser die wertbestimmenden Bestandteile (Fett, Eiweiß und Kohlenhydrate) des Substrats, angegeben sind. Ein Beispiel soll das verdeutlichen: Die zu erwartende Gasausbeute von Maissilage schwankt je nach TM-Gehalt bzw. Reifestadium und Qualität zwischen 500 und 680 l<sub>N</sub>/kg oTM bzw. 105 und 228 m<sup>3</sup>/t Frischmasse. Häufig sind die angegebenen Gasausbeuten nicht auf Normalbedingungen korrigiert oder es ist nicht angegeben, dass sich die Angaben auf Normgas bei 1.013 hPa und 0°C beziehen. Beispielsweise hat das Gas bei 30 °C und 960 hPa ein um rund 17 % größeres Volumen, aber einen um denselben Prozentsatz geringeren Heizwert als Normgas! Literaturangaben, die nicht erkennen lassen, ob es sich um Normgas handelt, sollte man deshalb besser nicht verwenden. Sie können zu fatalen Fehleinschätzungen führen.

#### Vereinfachte Formel für die Umrechnung auf Normvolumen:

$$V_N = V_G \times P_L \times 0,269 / (273 + T_G)$$

$V_N$  = Normvolumen

$V_G$  = Gasvolumen [m<sup>3</sup>] \* Luftdruck [hPa]

$P_L$  = Luftdruck [hPa] minus Unterdruck in der Gasregelstrecke (ca. 10 – 15 hPa)

$T_G$  = Gastemperatur [°C]

Man ist deshalb fast gezwungen, Gärtests durchführen zu lassen, die allerdings nicht unbedingt auf Praxisanlagen übertragbar sind, oder die Gasausbeute und den Methangehalt über Bezugsgrößen näherungsweise zu berechnen (s. Kap. 1.7.9.1).

### 1.7.7.3 Gasqualität

Die Gasqualität lässt sich an zwei Kenngrößen festmachen, dem Methan- und dem Schwefelwasserstoffgehalt. Beispielsweise entspricht ein Methangehalt von 60 Vol% einem Energieinhalt (Heizwert<sub>H<sub>u</sub></sub>) von 6,0 kWh/ m<sub>N</sub><sup>3</sup> Biogas. Berechnet man den durchschnittlichen Methangehalt anhand der Inputmaterialien oder misst in Biogasanlagen exakt, kommen meist deutlich niedrigere Werte heraus. Bei reiner Güllevergärung (Rindergülle) sind Methangehalte von ca. 55 Vol% zu erwarten. Werden mit Gülle fett- und eiweißarme Substrate (z. B. Maissilage) kofermentiert, liegen die Methangehalte deutlich darunter.

Schwefelwasserstoff (H<sub>2</sub>S) lässt das Motoröl schneller „altern“ und kann zum vorzeitigen Ableben des Motors führen (siehe Kap. 1.5). Erhöhte H<sub>2</sub>S-Konzentrationen im Biogas sind bei Kofermentation von Substraten mit hohem Eiweißgehalt (insbesondere tierische Eiweiße) zu erwarten. Wird biologisch entschwefelt (siehe Kap. 1.5), können H<sub>2</sub>S-Spitzen auch bei langen Beschickungsintervallen, häufigem Substratwechsel und langen Rührintervallen auftreten. In all diesen Fällen müssen erhöhte Wartungsaufwendungen (Verkürzung der Ölwechselintervalle) und eventuell eine deutlich geringere Lebensdauer des BHKW-Motors einkalkuliert werden.

### 1.7.7.4 Anschaffungskosten

Im Gegensatz zu den vorgenannten Einflussfaktoren lassen sich die Anschaffungskosten bei sorgfältiger Planung im Einzelfall relativ genau kalkulieren. Viel Geld kann man sparen, wenn man sich schon im Vorfeld der Investition bestens informiert, mit anderen Bauwilligen zusammenarbeitet, um gemeinsam größere Stückzahlen und Gewerke auszuschreiben und geschickt verhandelt. Das zahlt sich über die gesamte Laufzeit der Investition aus. Denn im Normalfall sind bei einer landwirtschaftlichen Biogasanlage mindestens 50 % der jährlichen Anlagenkosten (ohne Rohstoffkosten) kapitalbedingt, d. h., sie werden durch die Abschreibung, die Kapitalverzinsung und die investitionsproportionale Versicherungshöhe - also die Anschaffungskosten - bestimmt.

Nicht vergessen darf man die Netzanschlusskosten. Da die Netze im ländlichen Raum häufig schwach ausgebaut sind, kann, je nach Anschlusskapazität, eine lange Zuleitung zu einem entfernten Netzverknüpfungspunkt notwendig sein. Die Kosten der Netzanbindung können dann in ungünstigen Fällen mehrere 10.000 € betragen. Vor der Entscheidung zum Bau einer Anlage ist daher eine netztechnische Untersuchung des jeweils zuständigen Netzbetreibers zwingend erforderlich. Dabei hat der Netzbetreiber die insgesamt kostengünstigste technisch geeignete Variante der Netzanbindung zu wählen und ist zur Offenlegung der Netzdaten verpflichtet. Der Bauherr einer Biogasanlage wird allerdings in der Regel überfordert sein, die zur Festlegung eines Verknüpfungspunktes angestellten Berechnungen zu prüfen oder zu entscheiden, ob der Bau einer eigenen Transformatorenstation wirtschaftlich sinnvoll ist. Es empfiehlt sich daher, fachkundige Beratung z. B. durch den Planer oder Anbieter der Biogasanlage, einen örtlichen Elektrobetrieb oder ein Planungs- und Beratungsbüro für elektrische Energieanlagen einzuholen. Sind Meinungsverschiedenheiten mit dem Netzbetreiber nicht lösbar, sollte man sich im Einzelfall auch vor dem Gang zu einem Fachanwalt nicht scheuen. Wie viel eine Biogasanlage kostet, hängt u. a. von den Substraten ab, die man einsetzen will. Die geringsten Investitionskosten verursachen reine Gülleanlagen. Im günstigsten Fall reicht ein Fermenter mit Vordrube, einschließlich einfacher Rühr- und Pumpentechnik und ein kleines BHKW aus. Sollen auch nachwachsende Rohstoffe zum Einsatz kommen, braucht man zusätzlich Siloraum, einen Feststoffeintrag, ein Gärrestlager und angepasste Rührtechnik. Das verteuert eine Anlage ganz beträchtlich.

Ganz allgemein gilt: Mit zunehmender Anlagengröße sinken die spezifischen Anschaffungskosten (s. Abb. 5). Bei kleineren Anlagen (unter 100 kW) für Gülle und nachwachsende Rohstoffe muss man mit spezifischen Investitionskosten von 4.000 bis zu 5.000 € pro kW installierter elektrischer Leistung rechnen. Will man die Kostendegression besser nutzen, sollte die Biogasanlage auf eine elektrische Leistung von ca. 200 bis 300 kW ausgelegt werden. Die spezifischen Investitionskosten liegen dann in einer Größenordnung von 3.000 bis 3.500 €. Größere Anlagen können Anschaffungskosten von unter 3.000 €/kW erreichen.

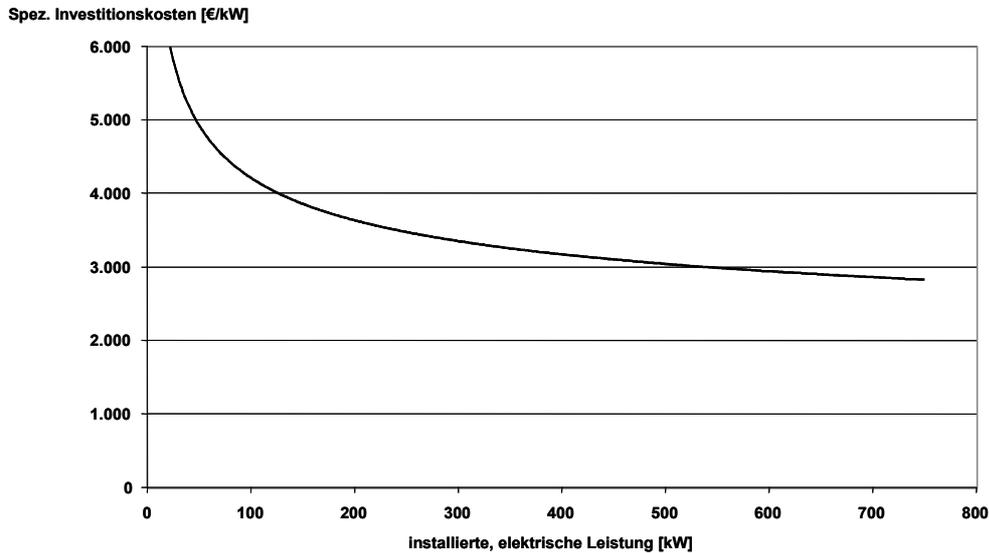


Abb. 5: Spezifische Investitionskosten<sup>17</sup>

### 1.7.8 Kalkulationsbeispiel

Als Kalkulationsbeispiel soll eine landwirtschaftliche Biogasanlage mit 300 kW elektrisch installierter Leistung betrachtet werden. Ausgangspunkt der Berechnung ist ein Tierbestand von rund 150 Rinder-GV. Der Gülleanfall soll 3.000 m<sup>3</sup> betragen. Pro GV und Tag werden durchschnittlich 0,5 kg gehäckseltes Stroh eingestreut. Aufs Jahr gerechnet ergibt das eine Strohmenge von rund 27 t, die über den Stall in die Biogasanlage wandert. Zusätzlich fallen 0,5 kg Futterreste (Gras- und Maissilage) pro GV und Tag an (Futtermittelverlust < 1,5 %), die ebenfalls in der Biogasanlage verwertet werden (s. Tabelle 5). Aus der Gülle allein können lediglich 20 kW des BHKWs ausgelastet werden. Die restliche Energie müssen Maissilage, Getreideganzpflanzensilage, Grassilage und Triticalekörner liefern. Das Inputmaterial hat einen durchschnittlichen TM-Gehalt von 25 %.

Tabelle 5: Abschätzung der Gaserträge und Gasqualität

Frischmasse (FM) t/Jahr	Substrate	TM-Gehalt %	oTM-Gehalt der TM %	Gasausbeute		Methan-gehalt %
				I <sub>N</sub> /kg oTM	m <sub>N</sub> <sup>3</sup> /t FM	
3.000	Rindergülle inkl. Futterreste	8,5	85,0	350	25	55
4.000	Maissilage wachsreif, körnerreich	32,0	96,0	600	184	52,3
1.600	GPS, mittl. Kornanteil	35,0	93,9	519	171	52,3
275	Grassilage	35,0	89,2	584	182	54,1
120	Triticalekörner	87,0	97,7	690	587	52,4

<sup>17</sup> nach Mitterleitner Hans, LfL, Institut für Landtechnik und Tierhaltung, 2003 (ergänzt)

Aus diesem Substratmix lassen sich pro Jahr knapp 1.206.000 m<sup>3</sup> Biogas mit einem Methangehalt von rund 52,6 Vol% erzeugen. In die Wirtschaftlichkeitsberechnung (Tabelle 7) wird der Gasertrag und der Methangehalt übernommen. Für die Kalkulation ist weiter angenommen, dass an 360 Tagen im Jahr tatsächlich Gas erzeugt und verwertet wird. An den restlichen 5 Tagen des Jahres fällt die Gasproduktion aufgrund von Störungen aus. Die Anlagenverfügbarkeit beträgt damit knapp 99 % - eine sehr optimistische Annahme. Zur Verstromung kommt ein Gas-Motor-BHKW zum Einsatz. Die Bruttoenergieerzeugung der Anlage beträgt 6.250.806 kWh (Rechengang: (1.206.004 m<sup>3</sup> Biogas \* 5,255 kWh/ m<sup>3</sup> Biogas) \* 360 Tage/ 365 Tage) = 6.250.806 kWh). Rund 45 % davon sollen als nutzbare Wärme anfallen. Die Höhe dieses thermischen Wirkungsgrades ist stark von der Wartung des Aggregats abhängig (Reinigung der Wärmetauscher).

Ein Teil der gewonnenen thermischen Energie benötigt die Biogasanlage selbst (thermische Prozessenergie); einerseits, um die täglich zugeführte Substratmenge auf das Temperaturniveau im Fermenter anzuwärmen und andererseits, um die Temperatur im Fermenter konstant zu halten. Zur Berechnung der Aufheizenergie ist angenommen, dass die Erwärmung von 1 t Substrat um 1 °C rund 1,16 kWh<sub>therm</sub> Energie benötigt (spezifische Wärmekapazität von Wasser). Damit wird der Energiebedarf zwar etwas überschätzt, da mit zunehmendem TM-Gehalt der spezifische Wärmebedarf sinkt; man ist aber auf der sicheren Seite. Der Rechengang ist relativ einfach: Beträgt, wie im Beispiel angenommen, die Zulauftemperatur des Substrats im Jahresdurchschnitt 8 °C und die Temperatur im Fermenter 39 °C, muss das Substrat um 31 °C angewärmt werden. Bei einer täglichen Substratzufuhr von 24,64 t (8995 t/Jahr : 365 Tage/Jahr = 24,64 t/Tag) errechnet sich ein Nettoenergiebedarf in Höhe von 886,05 kWh<sub>therm</sub> ((24,64 t x 1,16 kWh<sub>therm</sub> pro t und °C) x 31 °C). Nimmt man weiter 20 % Heizleitungsverluste an (Wirkungsgrad der Fermenterheizung: 80 %), beträgt der Aufheizenergiebedarf 1.107,6 kWh<sub>therm</sub> pro Tag. Auf das Jahr umgerechnet sind das rund 404.262 kWh<sub>therm</sub>. Hinzu kommt noch der Wärmebedarf zum Ausgleich der Abstrahlungsverluste des Fermenters. Die Höhe dieser sogenannten Transmissionsverluste hängt ab von der Oberfläche des Fermenters, der Isolierung und der Temperaturdifferenz zwischen Betriebstemperatur im Fermenter und der Umgebungstemperatur. Für eine durchschnittliche Umgebungstemperatur von 8 °C - die Jahresdurchschnittstemperatur in Deutschland liegt zwischen 7 - 9 °C - sind die Zusammenhänge in Tabelle 6 dargestellt.

Tabelle 6: Berechnung der Transmissionsverluste

<b>1.) Berechnung der Fermenteroberfläche</b>			
Substratanfall pro Tag [t]	24,64	notwendiges Fermentervolumen [m <sup>3</sup> ]	2.500
Verweildauer im Fermenter [Tage]	100	Faulraumbelastung [kg oTM/m <sup>3</sup> Fermenter u.Tag]	2,4
Anzahl der Fermenter	2	Bruttobehältervolumen je Fermenter bei 10 % Zuschlag [m <sup>3</sup> ]	1.400
Radius je Fermenter [m]	9	Höhe je Fermenter [m]	5,5
Fläche Foliendach je Fermenter [m <sup>2</sup> ]	283	Einbautiefe Erdreich [m]	3,0
Fläche Wand je Fermenter (Umfang x Höhe) [m <sup>2</sup> ]	306	Fläche Boden je Fermenter [m <sup>2</sup> ]	247
		Gesamtoberfläche je Fermenter [m <sup>2</sup> ]	836
<b>2.) Isolation des Fermenters</b>			
Stahlbeton B 25 (200 mm) + Isolierung (extrudiertes Polystyrol) [mm]	100		160
U-Wert [W/m <sup>2</sup> K]	Stahlbeton + Isolierung	0,360	0,234
U-Wert [W/m <sup>2</sup> K]	Foliendach (Schätzwert)		0,500
<b>3.) Energiebedarf zum Wärmeverlustausgleich (Fermenter-Innentemperatur: 39 °C; Außentemperatur: 8 °C, Erdtemperatur: 4 °C)</b>			
Wärmeverluste des Fermenters <sup>1)</sup> [kWh/Jahr]		97.710	76.979
Zuschlag für Kältebrücken, Rührer usw. [%]		10 %	
Energiebedarf zum Ausgleich der Wärmeverluste [kWh/Jahr]		107.482	84.676
Bruttoenergiebedarf zum Wärmeverlustausgleich bei einem Wirkungsgrad der Heizung von 80 % [kWh/Jahr]		<b>134.352.</b>	<b>105.845</b>

<sup>1)</sup> Rechengang:

Wärmeverlust = 0,024 x Oberfläche (Wand + Boden) x U-Wert x (Innentemp. - Außentemp) x 365 Tage

bzw. 0,024 x Oberfläche (Foliendach) x U-Wert x (Innentemp. - Außentemp) x 365 Tage

Insgesamt beträgt der Prozessenergiebedarf für die Substratanwärmung und für die Transmissionsverluste der beiden Fermenter rund 672.966 kWh<sub>therm</sub>. Die Biogasanlage verbraucht also rund 24 % der erzeugten thermischen Energie selbst. Die restliche Wärme, die verwendbare thermische Energie, steht für andere Zwecke zur Verfügung und soll im Beispiel zu rund 45 % (962.460 kWh<sub>therm</sub>) verwertet werden und somit ca. 96.000 l Heizöl substituieren. Die Wärmelieferung ist vertraglich über einen Zeitraum von 10 Jahren abgesichert. Die Biogasanlage erhält dafür, nach Abzug der Kosten für die Bereitstellung der Wärmelieferung, noch einen Wärmepreis von 1,20 Ct/ kWh<sub>therm</sub>. Das ergibt eine jährliche Einnahme über den Verkauf von Wärme von 11.550 €. Da nur etwa die Hälfte der verwendbaren Wärme verkauft wird, ist in diesem Fall auch in kälteren Perioden noch genügend Wärme zum Aufheizen der Fermenter vorhanden. Stehen einer Biogasanlage vernünftige Wärmekonzepte zur Verfügung, ist eine gute Fermenterisolierung besonders wichtig (mindestens 160 mm extrudierte Polystyrolplatten).

Der elektrische Wirkungsgrad des BHKW ist – in dieser Größenklasse durchaus realistisch – mit 36 % angesetzt; d. h., aus der Bruttoenergie lassen sich rund 2.250.290 kWh Strom erzeugen. Bei angenommenen 7.500 Betriebsstunden pro Jahr ist dafür ein BHKW mit 300 kW notwendig. Abzüglich Transformationsverluste, in unserem Beispiel 1 %, kann in das öffentliche Netz 2.227.787 kWh elektrische Energie eingespeist werden. Der Betrieb von Feststoffeintrag, Rührwerken, Pumpen und sonstigen Verbrauchern benötigt Strom. Dieser Eigenstromverbrauch hängt wesentlich von der Anzahl der Rührwerke und deren Laufzeit ab. Er liegt bei diesen Anlagen in einer Größenordnung von 5 bis 10 % des erzeugten Stroms. Im Beispiel sind 5 % (112.515 kWh) angesetzt. Dafür den selbst erzeugten Strom zu nutzen, macht nur dann Sinn, wenn der Stromzukaufspreis höher ist als die Einspeisevergütung.

Die Einnahmen errechnen sich aus der verkauften Strommenge mal dem jeweiligen Vergütungssatz. Die Mindestvergütung für diese Anlage beträgt 10,36 Ct/kWh<sub>el</sub> (s. Kap. 1.7.2.1). Da Gülle und nachwachsende Rohstoffe verwertet werden, erhält die Anlage zusätzlich den NawaRo-Bonus in Höhe von 6,00 Ct pro kWh<sub>el</sub> (s. Kap. 1.7.2.2). Die Einnahmen aus Stromverkauf betragen insgesamt 364.520 €. Über einen Wärmemengenzähler soll der Anlagenbetreiber zudem nachweisen können, dass die dem Energieinhalt von rund 96.000 l Heizöl entsprechende Wärmemenge tatsächlich genutzt wird. Der Anlagenbetreiber hat deshalb Anspruch auf den KWK-Bonus (s. Kap. 1.7.2.3). Die Stromkennzahl seines BHKW beträgt laut Herstellerangaben 0,80. Für die Auskopplung der 962.460 kWh Wärme (~96.000 l Heizöl \* 10 kWh/l) müssen rechnerisch 769.968 kWh Strom ( $962.460 \text{ kWh}_{\text{therm}} \times 0,80 = 769.968 \text{ kWh}_{\text{el}}$ ) erzeugt werden. Der Anlagenbetreiber bekommt für diesen Stromanteil zusätzlich 15.399 € ( $769.968 \text{ kWh}_{\text{el}} \times 2 \text{ Ct/kWh}_{\text{el}}$ ) vergütet. Die Erträge aus Stromverkauf, Kraft-Wärme-Kopplung und Wärmeverkauf belaufen sich auf insgesamt 391.469 €/Jahr.

Nun zu den Investitionen und Kosten: Anlagen mit Kofermentation sind in der Regel kostenintensiver zu erstellen als reine Gülleanlagen, da zusätzlich in Silos, Gärrestlager und aufwendige Feststoffeinbringtechnik investiert werden muss. Die Anschaffungskosten sollen insgesamt 1.050.000 €, betragen. Das sind bezogen auf die installierte elektrische Leistung 3.500 €/kW<sub>el</sub>. Mit 2.800 m<sup>3</sup> sind die beiden Fermenter für eine jährliche Inputmenge von rund 9.000 Tonnen ausreichend dimensioniert. Dies drückt auch die für NawaRo-Anlagen lange Verweilzeit von 100 Tagen aus. Ausgehend von unterschiedlichen Investitionssummen in einer Schwankungsbreite von ± 14,3 % werden die langfristig nutzbaren Anlagegüter und baulichen Investitionen (Anhaltswert: 60 % der Investitionssumme) auf die Laufzeit der garantierten Einspeisevergütung abgeschrieben – in der Hoffnung, dass der Fermenter wirklich so lange durchhält. Die Technik (ca. 40 % der Investitionssumme) erreicht diese Standzeiten nicht. Die Abschreibungsdauer sollte nicht mehr als 10 Jahre betragen. Der Gas-Otto-Motor, nicht das gesamte BHKW, ist spätestens nach ca. 7 - 8 Jahren zu ersetzen. Eine Laufleistung von 7.500 Stunden/Jahr unterstellt, hat er dann immerhin 52.500 bis 60.000 Betriebsstunden erreicht. In der Beispielskalkulation ist deshalb der Motor separat mit Anschaffungskosten von 135 €/kW berücksichtigt. Der Mischzinssatz für Fremd- und Eigenkapital soll 6 v. H. betragen. Förderungen sind in der Kalkulation nicht berücksichtigt. Die Versicherungskosten der Biogasanlage fließen pauschal mit 0,8 % von den Investitionskosten in die Berechnung ein. Für Unterhalt, Reparatur und Wartung von langlebigen Wirtschaftsgütern sind 2 % und für die Technik ohne BHKW 5 % des Investitionsvolumens angenommen. Für das BHKW wurden 1,2 Ct pro Kilowattstunde erzeugter Strom für einen Vollwartungsvertrag angesetzt. Eine Biogasanlage dieser Größe hat einen relativ großen Flächenanspruch und kann selten in beengten Hoflagen realisiert werden. Immerhin benötigen allein die Siloanlagen bei einer durchschnittlichen Stapelhöhe von vier bis fünf Meter eine Grundfläche von ca. 2.000 bis 2.500 m<sup>2</sup>. Aus diesem Grund ist hier der Einfachheit halber ein ausgelagerter Standort angenommen und mit Opportunitätskosten in Höhe von 1.000 €/Jahr belastet.

Die Entlohnung der eigenen Arbeit darf nur der vergessen, wer umsonst arbeiten will. Bei 1.620 AKh/Jahr – das sind 5,4 AKh/kW<sub>el</sub> - und einem Stundenlohn von 15 €, errechnet sich ein Lohnansatz von 24.300 €/Jahr. Die elektrische Prozessenergie, rund 112.500 kWh/Jahr, wird für 15.750 € zugekauft. Die eingesetzten nachwachsenden Rohstoffe müssen alle zugekauft werden. Einschließlich Einbringung in den Fermenter, entstehen für die Maissilage Kosten in Höhe von 26 €/Tonne, für die Getreide-GPS 29 €/Tonne, für die Grassilage 33 €/Tonne und für die Triticalekörner, einschließlich Aufbereitung, 120 €/Tonne. Dies setzt allerdings voraus, dass die Transportwege kurz gehalten werden und nicht über durchschnittlich fünf Kilometer hinausgehen. Die Kosten der Substratlagerung sind bereits mit den festen und variablen Kosten der Biogasanlage abgegolten. Die Rohstofflieferanten kümmern sich anteilmäßig um die Ausbringung des Gärrestes. Ausbringkosten und ein Düngerwert des Gärrestes können aus diesem Grund der Biogasanlage nicht angerechnet bzw. gutgeschrieben werden (s. Kap. 1.7.4).

Insgesamt ist je nach Investitionssumme mit Jahreskosten von ca. 360.426 bis 398.825 € zu rechnen; d. h., die Einnahmen von rund 391.500 € reichen bei günstigen Annahmen (guter elektrischer Wirkungsgrad, geringes Investitionsvolumen, hohe gleichbleibende Gasausbeute) aus, alle Kosten zu decken. Die eingesetzte Arbeitszeit wird mit rund 15 € pro Stunde entlohnt und zusätzlich wird ein Unternehmergewinn erzielt (siehe Tabelle 7). Das ist in der Landwirtschaft nicht selbstverständlich! Allein über den Stromverkauf ist diese Anlage nur bei Investitionskosten von 3000 €/ kW<sub>el</sub> gerade noch wirtschaftlich zu betreiben. Die Berechnung macht aber auch deutlich, dass bei einer spezifischen Investitionshöhe von 4000 €/ kW<sub>el</sub> zwar noch ein Gewinn zu erzielen ist, aber die eingesetzte Arbeitskraft nicht mehr mit 15 €/AKh sondern lediglich mit 10 €/AKh entlohnt wird. Eine ordentliche Verwertung der anfallenden Wärme ist für den Erfolg einer NawaRo-Anlage, auch aus dem Gesichtspunkt zukünftig steigender Rohstoffpreise, unverzichtbar.

Tabelle 7: Kalkulationsbeispiel zur Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage

<b>Gasertrag</b>	<b>m<sub>N</sub><sup>3</sup>/Jahr</b>	<b>1.206.004</b>
Bruttoenergieerzeugung:		
keine Gasverwertung oder -produktion an	5 Tagen pro Jahr	Verfügbarkeit 99%
Heizwert Substratmix	5,26 kWh/m <sup>3</sup>	kWh/Jahr
Heizwert Zündöl bei einem Anteil von	10,00 % der Bruttoenergie	kWh/Jahr
<b>Bruttoenergieerzeugung</b>	<b>Substrat + Zündöl</b>	<b>kWh/Jahr</b>
		<b>6.250.806</b>
erzeugte thermische Energie:		
Praxis-Wirkungsgrad <sub>therm</sub>	45 %	kWh/Jahr
Temperaturniveau im Fermenter	39 °C	
Ø Substrattemperatur bei Zugabe	8 °C	
abzüglich thermische Prozessenergie	0 %	kWh/Jahr
		-674.062
<b>Verwendbare thermische Energie</b>		<b>kWh/Jahr</b>
		<b>2.138.800</b>
erzeugte elektrische Energie:		
Ø Wirkungsgrad <sub>el</sub>	Leistung	Stromerzeugung
%	kW <sub>el</sub>	kWh/Jahr
Zündstrahler-BHKW	33	0
Gas-BHKW	36	300
		2.250.290
		Ø BHKW-Laufzeit
		Vollbenutzungstunden/Jahr
		7.500
		7.500
abzüglich Transformationsverluste	1,0%	der Stromerzeugung
abzüglich elektrische Prozessenergie	5,0%	(112515 kWh)
		kWh/Jahr
		-22.503
		0
		Zukaufstrom ist preiswerter!
<b>Eingespeiste elektrische Energie</b>		<b>kWh/Jahr</b>
		<b>2.227.787</b>
<b>Einnahmen einschließlich ersparter Heizölkosten</b>		
Jahr der Inbetriebnahme: 2007		
elektrische Energieverwertung		
NawRo-Bonus	<input checked="" type="checkbox"/>	Ø Vergütung €/Jahr
Technologie-Bonus	<input type="checkbox"/>	16,36 Ct/kWh
thermische Energieverwertung	KWK-Bonus	<input checked="" type="checkbox"/>
Heizwert Heizöl	10 kWh / Liter	Stromkennzahl 0,80 €/Jahr
Preis: Heizöl	0,50 €/Liter	
Biogasheizung: therm. Wirkungsgrad	80 %	
Kesselwirkungsgrad: Ölheizung:	95 %	
Wärmenutzung (im Betrieb oder Wohnhaus)	0 % ≈ 0 Liter Heizöl	€/Jahr
Wärmeverkauf	962.460 kWh	Wärmepreis 1,20 Ct/kWh €/Jahr
		0
		11.550
Sonstige Einnahmen		
		0 € €/Jahr
		0
<b>Summe Einnahmen (Umsatz)</b>		<b>€/Jahr</b>
		<b>391.469</b>

						-14,3 %		14,3 %
<b>Investition</b>	Fermenterraumbedarf	2.465 m <sup>3</sup>	€/kW <sub>el</sub> (installiert)	3.000	3.500	4.000		
	Brutto-Fermentervolumen	2.713 m <sup>3</sup>						
	Anzahl der Fermenter	2						
	Verweilzeit	100 Tage						
Bau und Technik	Vorschlag			€ 705.000	855.000	1.005.000		
BHKW	<input type="checkbox"/> nein			€ 195.000	195.000	195.000		
<b>davon Anteil</b>		<b>notw. Leistung</b>	<b>installierte Leistung</b>	<b>Kosten</b>				
Zündstrahlmotor (ZS)	<input type="checkbox"/> nein	0 kW	0 kW	€/kW	0	0	0	
Gas-Otto-Motor (GOM)	<input checked="" type="checkbox"/> ja	300 kW	300 kW	135 €/kW	€ 40.500	40.500	40.500	
<b>Gesamtinvestition</b>				€	<b>900.000</b>	<b>1.050.000</b>	<b>1.200.000</b>	
<b>Kapitalaufwand</b>	Zuschüsse	0	€	Kapital ohne Zuschüsse	€ 900.000	1.050.000	1.200.000	
<b>Geschätzte Jahreskosten</b>								
Abschreibung:	Bau/ langlebige Güter	75 % (Anteil)	20,0 Jahre	€/Jahr	26.438	32.063	37.687	
	Technik	25 % (Anteil)	10,0 Jahre	€/Jahr	17.625	21.375	25.125	
	BHKW ohne Motoren		10,0 Jahre	€/Jahr	15.450	15.450	15.450	
	Zündstrahlmotor		4,0 Jahre	€/Jahr	0	0	0	
	Gasmotor		7,5 Jahre	€/Jahr	5.400	5.400	5.400	
Zinsansatz			6,0 %	€/Jahr	27.000	31.500	36.000	
Versicherung			0,8 %	€/Jahr	7.200	8.400	9.600	
Grundstückspacht			1.000 €/Jahr	€/Jahr	1.000	1.000	1.000	
Reparatur und Wartung	Bau/ langlebige Güter	2,0 %		€/Jahr	10.575	12.825	15.075	
	Technik ohne BHKW	5,0 %		€/Jahr	8.813	10.688	12.562	
	Zündstrahl-BHKW	1,0 Ct/kWh <sub>el</sub>		€/Jahr	0	0	0	
BHKW-Vollwartungsvertrag <input checked="" type="checkbox"/> ja	Gas-Otto-BHKW	1,2 Ct/kWh <sub>el</sub>		€/Jahr	27.003	27.003	27.003	
Lohnkosten/-ansatz		1.620 Std./Jahr	15 €/Std	€/Jahr	24.300	24.300	24.300	
Sonstige Kosten			0 €/Jahr	€/Jahr	0	0	0	
Zündölkosten	Heizwert	10,00 kWh/l ≙ 0 l/Jahr	0,45 €/Liter	€/Jahr	0	0	0	
elektrische Prozessenergie	Zukaufspreis	14,00 Ct/kWh	112.515 kWh/Jahr	€/Jahr	15.752	15.752	15.752	
<b>Gesamtsumme Jahreskosten Biogasanlage</b>				€/Jahr	<b>186.556</b>	<b>205.756</b>	<b>224.955</b>	
<b>Rohstoffkosten</b>				€/Jahr		-173.870		
<b>Ausbringung Gärrest</b>	7.406 t abz. Gülle/Mist aus eigener Tierhaltung		2.900 t					
	anrechenbare Ausbringmenge	4.506 t à	0,00 €/t	€/Jahr		0		
Düngerwert	46.423 €	realisierbar zu	0 %	€/Jahr		0		
<b>Gewinn/Verlust (ohne Lohnkosten/-ansatz)</b>				€/Jahr	<b>55.343</b>	<b>36.143</b>	<b>16.944</b>	
<b>Unternehmergewinn/-verlust</b>				€/Jahr	<b>31.043</b>	<b>11.843</b>	<b>-7.356</b>	

## 1.7.9 Einsatz von Kosubstraten

In landwirtschaftlichen Biogasanlagen sollen meist bekannte Futterpflanzen als Substrat zum Einsatz kommen. Praxiserprobte, schlagkräftige und kostengünstige Mechanisierungsketten für Anbau, Ernte- und Einlagerung, sind auf den Betrieben vorhanden oder die Leistungen können in der Region überbetrieblich zugekauft werden.

Zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit sind zuverlässige Daten über den erzielbaren Gas- bzw. Energieertrag nötig, aber oft nicht vorhanden. Gärversuche kosten Zeit und Geld. Zusätzlich bleibt eine Unsicherheit, da im Labor die tatsächlichen Betriebsbedingungen kaum praxisgerecht abzubilden sind. Der zu erwartende Ertrag ist von vielen Faktoren abhängig; z. B. der Pflanzenart, der Sorte, dem Standort, dem Erntezeitpunkt, der Qualität der Konservierung und nicht zuletzt davon, wie gut der Betreiber seine Anlage im Griff hat. Schneller und kostengünstiger ist es, über bestimmte Bezugsgrößen die Gasausbeuten und den Methangehalt näherungsweise zu berechnen. Die Genauigkeit reicht in der Regel aus.

### 1.7.9.1 Berechnung der Gasausbeuten<sup>18</sup>

Ausgangspunkt der Berechnung sind folgende Annahmen:

Der Biogas-/Methanertrag eines Substrates wird im Wesentlichen durch den Gehalt an Proteinen, Fetten und Kohlenhydraten sowie der Verdaulichkeit dieser Stoffgruppen bestimmt.

Die Umsetzungs- und Abbauprozesse in einem Gärbehälter verlaufen ähnlich wie im Rindermagen.

Stimmen die Annahmen, dann können für „Futtermittel“, die in einer Biogasanlage eingesetzt werden sollen, Nährstoffgehalte und Verdaulichkeitsquotienten (VQ) aus Futterwerttabellen angesetzt und die zu erwartenden Gasausbeuten näherungsweise berechnet werden. Die Nährstoffgehalte und die Verdaulichkeiten variieren je nach Reifegrad und Art der Konservierung. Es gibt also wie in der Fütterung keine einheitliche Futtermittelqualität.

Am Beispiel von Grassilage, 1. Schnitt, Mitte der Blüte, soll die Berechnung der Gasausbeute im Einzelnen erläutert werden. Die Rohnährstoffgehalte und VQ sind aus dem DV-Programm ZIFO<sup>19</sup> übernommen (siehe Tabelle 8).

Tabelle 8: Rohnährstoffgehalte und VQ von Grassilage, 1. Schnitt, Mitte der Blüte

TM-Gehalt %	Rohfaser g/ kg TM	VQ <sub>Rfas</sub> % der TM	NfE g/kg TM	VQ <sub>NfE</sub> % der TM	Rohprotein g/ kg TM	VQ <sub>RP</sub> % der TM	Rohfett g/ kg TM	VQ <sub>Rfett</sub> % der TM
36	293	74,30	436	69,97	132	65,09	37	67,51

Aus diesen Vorgaben lassen sich der Gehalt an organischer Trockenmasse (oTM), die Masse der verdaulichen Kohlenhydrate, des verdaulichen Rohproteins und des verdaulichen Rohfetts pro Kilogramm Trockenmasse (TM) wie folgt errechnen:

oTM-Gehalt:	$(\text{Rohfaser} + \text{NfE} + \text{Rohprotein} + \text{Rohfett})/1000$	=	89,80 %
Verdauliche Kohlenhydrate:	$(\text{Rohfaser} \times \text{VQ}_{\text{Rfas}}) + (\text{NfE} \times \text{VQ}_{\text{NfE}})$	=	522,77 g
Verdauliches Rohprotein:	$(\text{Rohprotein} \times \text{VQ}_{\text{RP}})$	=	85,92 g
Verdauliches Rohfett:	$(\text{Rohfett} \times \text{VQ}_{\text{Rfett}})$	=	24,98 g

Den verdaulichen Inhaltsstoffen wird eine spezifische Gasbildungsrate sowie ein Methangehalt zugeordnet (s. Tabelle 9). Danach können bei der Vergärung dieser Grassilage rund 562 l Biogas pro Kilogramm oTM mit einem Methangehalt von 53,6 % erwartet werden. Das entspricht einer Gasausbeute von knapp 182 m<sup>3</sup> pro 1.000 kg Frischmasse ( $561,7 \cdot 0,898 \cdot 0,36$ ).

Tabelle 9: Gasausbeute von Grassilage, 1. Schnitt, Mitte der Blüte

Stoffgruppe	Gasausbeute <sup>20</sup> l/kg OS	CH <sub>4</sub> -Anteil <sup>19</sup> Vol%	Masse kg/kg oTM	Gasausbeute l/kg oTM	CH <sub>4</sub> -Anteil Vol%
Kohlenhydrate	790	50	0,582	459,9	40,9
Protein	700	71	0,096	67,0	8,5
Fett	1250	68	0,028	34,8	4,2
Summe	-	-	<b>0,706</b>	<b>561,7</b>	<b>53,6</b>

<sup>18</sup> Überlegungen zur Errechnung theoretischer Gasausbeuten in Biogasanlagen vergärbare Substrate; Keymer U., Schilcher A., Landtechnik- Bericht Nr. 32, Freising (1999)

<sup>19</sup> Zielwert Futteroptimierung, Dr. Rutzmoser K., Dr. Spann B., Bayerische Landesanstalt für Tierzucht, Grub (2001)

<sup>20</sup> Landwirtschaftliche Co-Vergärungs-Biogasanlagen, Baserga U., FAT-Berichte Nr. 512, Tänikon (1998)

In Tabelle 10 sind auf der Basis des Rechenmodells für ausgewählte pflanzliche Substrate die zu erwartenden Gasausbeuten und die Methangehalte zusammengestellt. Dabei handelt es sich um Durchschnittswerte, die in der Praxis über-, aber auch unterschritten werden können. Weitere Substrate befinden sich in Tabelle 11.

Tabelle 10: Gasausbeuten und Methangehalte ausgewählter pflanzlicher Substrate

Substrat	TM	oTM in der TM	l/kg oTM	m <sup>3</sup> /t FM	Methan
Blumenkohl	10%	92,7%	665,1	59,2	56,0%
Erbs-Wick-Gemenge Ende Blüte	18%	89,8%	537,5	86,9	54,5%
Gehaltsfuttermübe	15%	90,3%	683,9	90,2	51,1%
GPS Getreide körnerreich	42%	94,2%	541,2	214,1	52,1%
GPS Getreide mittl. Kornanteil	40%	93,9%	518,7	194,8	52,3%
Grassilage naß 1.Sch.Mitte Blüte	25%	88,2%	557,3	122,9	53,8%
Grünhafer in der Blüte	24%	91,3%	550,5	120,6	52,9%
Grünhafersilage in Blüte	33%	92,2%	565,2	172,0	52,9%
Grünmais in der Milchreife	24%	94,7%	575,6	130,8	51,9%
Grünmais in der Teigreife	28%	95,2%	584,5	155,8	52,0%
Grünroggensilage in Blüte	25%	88,4%	588,2	130,0	53,9%
Hülsenfruchtgemenge Ende Blüte	20%	91,4%	495,2	90,5	54,1%
Kleegrass 1.Schn. in Blüte	17%	90,7%	537,9	82,9	53,8%
Kleegrassilage 1.Sch. in Blüte	35%	88,8%	537,9	167,2	54,5%
Landsberger Gemenge Beg. Blüte	19%	89,5%	533,8	90,8	54,0%
Landsberger Gemenge sil. in Blüte	35%	88,5%	543,4	168,3	54,1%
Luzerne grün 1.Sch. Beginn Blüte	20%	89,8%	519,7	93,3	55,2%
Luzernesilage 2. Schnitt	35%	87,6%	459,8	141,0	54,8%
Luzernesilage Beginn Blüte	35%	86,6%	500,9	151,8	55,7%
Maissilage teigreif , körnerreich	30%	95,7%	594,6	170,7	52,5%
Maissilage wachtreif, körnerarm	32%	95,4%	573,0	174,9	52,2%
Markstammkohlsilage	14%	84,7%	562,9	66,8	52,9%
Möhren. Gelberüben	12%	88,3%	697,9	73,3	52,0%
Perko grün	10%	79,5%	636,4	50,6	55,8%
Perkosilage	14%	83,2%	652,1	76,0	54,8%
Raps grün jung. blattreich	12%	85,5%	644,5	66,1	55,2%
Rapssamen	88%	95,5%	766,9	644,5	65,7%
Roggen Körner	87%	97,8%	701,7	597,0	52,0%
Rotklee grün 1.Sch. Beginn Blüte	20%	89,7%	528,7	94,8	54,4%
Rotklesilage 2.f.Schnitt	30%	87,8%	523,4	137,9	55,2%
Triticale Körner	87%	97,7%	690,2	586,7	52,4%
Weidegras grün 1. Aufwuchs	18%	91,1%	598,3	98,1	53,9%
Weidelgras 1.Sch. Beginn Blüte	18%	90,3%	562,4	91,4	53,3%
Weidelgras 2.f.S. Beginn Blüte	18%	90,5%	536,6	87,4	53,6%
Weidelgrassilage in der Blüte	35%	88,3%	549,1	169,7	53,9%
Wiesengras 1.Schn. Ende Blüte	22%	92,7%	551,8	112,5	52,7%
Wiesengras weitere Schnitte	18%	90,3%	567,0	92,2	54,2%
Zuckerrübenblattsilage sauber	18%	80,5%	608,8	88,2	54,4%

### 1.7.9.2 Bereitstellungskosten von Kosubstraten

Kofermentation ist dann sinnvoll, wenn die Erträge aus der Verwertung der Kosubstrate die Kosten der Bereitstellung, der Lagerung und Verwertung in der Biogasanlage übersteigen. Wie hoch die Erträge im Einzelfall sind, hängt ab von

- der Qualität der Kosubstrate (Verdaulichkeit, Gasausbeute, Gasqualität),
- der Ausfallzeit (Verweilzeit),
- dem elektrischen Wirkungsgrad des BHKW,
- der Qualität der Prozessführung, sprich der Fähigkeit des Anlagenbetreibers und
- dem Düngerwert des Gärrestes.

Ähnlich vielschichtig sind die Zusammenhänge auf der Aufwandsseite. Viele Anlagenbetreiber haben bei der Planung ihrer Anlage Kapazitäten vorgehalten. Sei es um zusätzliche Kosubstrate mit vergären zu können, oder bei Viehaufstockungen genügend Reserven zu haben. Die meisten Biogasanlagen wurden in der Vergangenheit schlicht zu groß gebaut. Es gibt also noch Reserven in vielen Biogasanlagen, die zu nutzen sich lohnt. Der Aufwand wird ganz wesentlich davon beeinflusst, ob durch den Einsatz von Kosubstraten nur die Auslastung einer bestehenden Anlage verbessert werden soll oder die Anlage erweitert werden muss, sprich Investitionen notwendig sind. Zu prüfen ist insbesondere, ob das vorhandene BHKW genügend Leistungsreserven hat, das zusätzlich anfallende Biogas zu verstromen.

#### 1.7.9.2.1 Bereitstellungskosten für nicht ausgelastete Anlagen

Sind freie Kapazitäten vorhanden, reicht es für eine erste überschlägige Abschätzung, ob der Einsatz eines Kosubstrats sinnvoll sein könnte, aus, von den erwarteten Mehrerträgen die variablen Kosten der Verstromung, also die zusätzlichen Kosten für

- die Wartung der Anlage einschließlich der zusätzlich benötigten elektrischen Prozessenergie,
- das Zündöl zur Verstromung des zusätzlichen Biogases und
- die Ausbringung des ausgefallenen Substrats

abzuziehen. Der zusätzliche Wartungsaufwand der Gesamtanlage ist mit 1,0 Ct/kWh<sub>el</sub> angenommen. Für Feststoffe ist auf Grund des erhöhten Verschleißes bei der Einbringung zusätzlich ein Reparaturkostenzuschlag in Höhe von 1 €/Tonne Substrat berücksichtigt. Der Stromverbrauch der Anlage soll – eine sehr optimistische Annahme – nur 5 % der erzeugten elektrischen Arbeit betragen. Der benötigte Strom wird für 16 Ct/kWh<sub>el</sub> zugekauft. Zündölkosten fallen naturgemäß nur dann an, wenn ein Zündstrahlaggregat eingesetzt wird. Unbedingt anzusetzen sind die Kosten für die Ausbringung des Gärrestes. Bei Eigenmechanisierung sind das mindestens die variablen Maschinenkosten und ein Lohnansatz für die aufgewendete Arbeit. Der verbleibende Betrag gibt dann an, wie viel ein Koferment frei Biogasanlage maximal kosten darf. In Tabelle 11 sind diese maximalen Bereitstellungskosten für einige Substrate zusammengestellt. Erlöse aus Wärmenutzung wurden nicht berücksichtigt.

Wie die Tabelle zu interpretieren ist, soll am Beispiel „Maissilage wachstreu, körnerreich 35 % TM“ verdeutlicht werden: Pro Tonne Silage bringt guter Silomais 61,43 € Stromerlös. Hinzu kommt ein anrechenbarer Düngerwert von 5,95 €. Beim Stickstoff sind Lager- und Ausbringverluste in Höhe von 28 % angesetzt. Demgegenüber stehen die Wartungskosten inkl. Zukauf des Prozessstroms für die Biogasanlage in Höhe von 7,83 € und Ausbringkosten von 2,94 €. Die Bereitstellung dieser Maissilage frei Biogasanlage darf also maximal 56,61 €/t kosten, wenn man nicht draufzahlen will. Wird beispielsweise der Gärrest von den Rohstofflieferanten unentgeltlich abgeholt, so vermindert sich aus Sicht des Biogasanlagenbetreibers der Ertrag um den Düngerwert, auf der anderen Seite aber können die Ausbringkosten eingespart werden. Die Bereitstellungskosten der Maissilage verringern sich unter diesen Umständen auf 53,60 € je Tonne.

Rechnet man mit spitzem Bleistift, müssen aus diesem Betrag neben den Produktions- bzw. den Beschaffungskosten frei Hof bei betriebsfremden Substraten noch folgende Vorkosten abgedeckt werden können:

- Die variablen Kosten des beanspruchten Siloraums, des Lagerplatzes oder des Lagerbehälters;
- die Kosten, die durch die Entnahme und den Transport des Substrates zum Fermenter entstehen;
- die Zusatzkosten bei Energiepflanzen von Stilllegungsflächen für die Überwachung der Einlagerung durch eine sachkundige Person und die Denaturierung;
- der Lohnansatz für die Arbeitszeit, die der Anbau, die Ernte, der Transport bis zum Fermenter und die zusätzliche Anlagenbetreuung verursacht;
- die Festkosten für den Siloraum, den Lagerplatz oder den Lagerbehälter, wenn es sich nicht um bereits abgeschriebene Betriebsvorrichtungen handelt;
- die Nutzungskosten, falls alternative Nutzungsmöglichkeiten für die Fläche bestehen, auf der nachwachsende Rohstoffe für die Verwertung in einer Biogasanlage angebaut werden oder
- die Pachtkosten, wenn nachwachsende Rohstoffe auf Pachtflächen erzeugt werden;
- ein Gemeinkostenanteil (Betriebskosten, die nicht unmittelbar zuzuordnen sind und deshalb anteilig auf die Fläche umgelegt werden).

Auf der Ertragsseite kommt zu den Stromerlösen noch ein Düngerwert hinzu, wenn die entsprechende Menge Mineraldünger tatsächlich eingespart wird. Erfolgt der Anbau auf Stilllegungsflächen, können auch die eingesparten Pflegekosten (Begrünung, Mulchen) als Ertrag angerechnet werden. Kein Ertrag der Biogasanlage sind Prämienzahlungen, die der Betrieb unabhängig von der Biogaserzeugung erhält.

Tabelle 11: Maximale Kosten der Bereitstellung von Kofermenten frei Biogasanlage - bei nicht ausgelasteten Anlagen mit Gas-Otto-Motor-BHKW<sup>1)</sup>

	Gasausbeute	Methangehalt	Stromertrag	Mindestvergütung	Strom-erlös	Dünger-wert	Var. Kosten Biogasanlage	Ausbringung	Bereitstellungs-kosten	Leistungs-bedarf	Notw. Gruben-raum
	m <sub>N</sub> <sup>3</sup> /t FM	%	kWh/t FM	Ct/kWh <sub>el</sub>	€t FM	€t FM	€t FM	€t FM	€t FM	kW/10 t FM	m <sup>3</sup> /10 t FM
Altbrot (65% TM)	482	52,7	906,2	10,36	93,88	9,86	17,48	1,47	84,79	1,22	1,8
Altfrittierfett (95% TM)	874	68	2118,2	10,36	219,44	k.A.	39,51	0,5	179,43	2,85	0,6
Backabfälle (87,7% TM)	650,6	52,8	1223,6	10,36	126,77	15,01	23,25	0,59	117,94	1,65	0,7
CCM 3,5% Rfas (65% TM)	425,8	52,7	799,8	10,36 + 6	130,85	9,39	15,54	1,76	122,94	1,08	2,2
Fettabscheiderrückstand (5% TM)	45	68	109,1	10,36	11,30	0,62	2,98	3,82	5,11	0,15	4,7
Geflügelkot (15% TM)	56,3	65	130,3	10,36 + 6	21,31	9,4	3,37	3,74	23,61	0,18	4,6
Gehaltsfuttermasse (14,6% TM)	90,2	51,1	164,2	10,36 + 6	26,87	3,16	3,99	3,52	22,52	0,22	4,3
Gemüseabfälle (15% TM)	57	56	113,8	10,36	11,78	4,26	3,07	3,71	9,26	0,15	4,6
Gerstenstroh (86% TM)	312	50,5	561,0	10,36 + 6	91,79	9,18	11,20	2,32	87,45	0,76	2,9
Glycerin (100% TM)	845,7	50	1507,0	10,36	156,12	k.A.	28,40	0,02	127,70	2,03	0
GPS Getreide mittl. Kornanteil (40% TM)	194,8	52,3	363,1	10,36 + 6	59,42	6,93	7,60	2,97	55,78	0,49	3,7
Grassil. anw. 1.Sch.Mitte Blüte (40% TM)	201,7	53,6	385,5	10,36 + 6	63,07	10,5	8,01	2,95	62,61	0,52	3,6
Grassilage Ø aller Schnitte (35% TM)	182,3	54,1	351,5	10,36 + 6	57,51	10,15	7,39	3,05	57,22	0,47	3,8
Wiesengras 1.Schn. Rispchieb. (18% TM)	98,1	53,9	188,4	10,36 + 6	30,83	5,13	4,43	3,49	28,04	0,25	4,3
Heu Wiese 2.f.Sch. Beginn Blüte (86% TM)	404,4	53,1	765,3	10,36 + 6	125,20	20,76	14,91	1,88	129,16	1,03	2,3
Kartoffel roh stärkereich (26% TM)	177,1	51,4	324,4	10,36 + 6	53,07	4,96	6,90	3,06	48,08	0,44	3,8
Kartoffel roh mittl. Stärkegehalt (22% TM)	150,1	51,5	275,6	10,36 + 6	45,08	4,32	6,01	3,2	40,19	0,37	3,9
Kartoffelschälabfälle roh (11% TM)	67,7	51,4	123,9	10,36	12,84	2,23	3,25	3,64	8,18	0,17	4,5
Kartoffelschlempe frisch (6% TM)	35	56,3	70,2	10,36 + 6	11,47	3,34	2,28	3,82	8,72	0,09	4,7
Käseabfall (79,3% TM)	673,8	67,5	1621,0	10,36	167,94	k.A.	30,47	1,02	136,45	2,18	1,3
Labmolke frisch (5% TM)	34,4	53,1	65,0	10,36	6,74	1,61	1,18	3,82	3,35	0,09	4,7
Magermilch frisch (8,6% TM)	57,6	57,7	118,5	10,36	12,28	4,17	2,15	3,71	10,58	0,16	4,6
Markstammkohl grün (11,5% TM)	63,2	54,3	122,3	10,36 + 6	20,00	3,48	3,22	3,67	16,59	0,16	4,5
Milchviehgülle (inkl. Nachzucht; 8,5% TM)	20,2	55	39,7	10,36 + 6	6,48	5,46	0,72	3,89	7,33	0,05	4,8
Rapskuchen kaltpress. 15% Fett (91% TM)	579,2	62,5	1290,0	10,36	133,65	46,29	24,45	1,24	154,25	1,74	1,5
Rübenkleinteile, Rübenschwänze (17% TM)	95,9	51,8	177,2	10,36	18,36	3,12	4,22	3,49	13,77	0,24	4,3
Speisereste fettreich (18% TM)	126,5	61,9	279,3	10,36	28,94	5,25	6,08	3,39	24,72	0,38	4,2
Schweinegülle (6% TM)	20,4	60	43,7	10,36 + 6	7,14	4,83	0,79	3,9	7,27	0,06	4,8
Maissilage teigreif, mittl. Kö. (28% TM)	154,5	52,1	287,0	10,36 + 6	46,95	4,55	6,22	3,18	42,10	0,39	3,9
Maissilage wachtreif, mittl. Kö. (33% TM)	185,3	52,2	344,8	10,36 + 6	56,42	5,22	7,27	3,02	51,35	0,46	3,7
Maissilage wachtreif, kö.reich (35% TM)	201,5	52,3	375,5	10,36 + 6	61,43	5,95	7,83	2,94	56,61	0,51	3,6
Roggen Körner (87% TM)	597	52	1106,7	10,36 + 6	181,05	13,81	21,12	0,84	172,90	1,49	1
Weizen Körner (87% TM)	598,2	52,8	1125,9	10,36 + 6	184,21	15,82	21,47	0,86	177,70	1,52	1,1
Weizenspreu (89% TM)	262,4	50,7	474,4	10,36	49,14	k.A.	9,63	2,59	36,93	0,64	3,2
Zuckerrübenblatt grün sauber (16% TM)	85,1	53,7	162,8	10,36 + 6	26,63	4,76	3,96	3,56	23,87	0,22	4,4
Zuckerrübe frisch (23% TM)	147,1	50,8	266,2	10,36 + 6	43,56	2,43	5,84	3,21	36,94	0,36	4

<sup>1)</sup> Annahmen:

BHKW-Wirkungsgrad <sub>el</sub>	36 %	Sicherheitszuschlag zum Leistungsbedarf	10 %	Bodennahe Ausbringung (überbetrieblich)	4,00 €/m <sup>3</sup>	Kostenzuschlag Feststoffeinbringung	1,00 €/t
BHKW-Laufzeit	7.500 Std./Jahr	Transformationsverlust	1 %	Lagerdauer ausgefaultes Substrat	180 Tage	Wartung Biogasanlage inkl. Prozessenergie <sub>el</sub>	1,0 Ct/kWh <sub>el</sub>

### ***1.7.9.2 Bereitstellungskosten mit Berücksichtigung von Festkosten***

Sind zur Verwertung von Kosubstraten Investitionen notwendig, muss man auch die Festkosten für die beanspruchten Kapazitäten (Fermenter, Güllelager, BHKW und Technik) berücksichtigen. Wird beispielsweise eine neue Biogasanlage für die Vergärung von Silomais gebaut, belasten neben den variablen Kosten (s. Beispiel Seite 28) die Festkosten in Höhe von mindestens 22,54 €/t die Maissilage. Die Bereitstellung dieser Maissilage frei Biogasanlage darf dann maximal 34,07 €/t kosten. Dies gilt allerdings nur, wenn, wie in Tabelle 12 berücksichtigt, eine Raumbelastung von höchstens 3 kg/m<sup>3</sup> Fermenter und Tag angenommen wird. Dies bedeutet, dass Substrate mit einem sehr hohen Trockenmassegehalt einen wesentlich größeren Fermenterraum beanspruchen. Ist in einer bestehenden Biogasanlage die zusätzliche Kofermentation von Maissilage geplant und nur eine Erweiterung des BHKW erforderlich, entfallen auf die Maissilage lediglich die anteiligen Festkosten des BHKW. Im Beispiel sind das 5,05 €/t. Die maximal tragbaren Bereitstellungskosten der Maissilage frei Biogasanlage liegen dann bei 51,56 €/t. Ob darüber hinaus Lagertanks, Gasspeicher, eine Hygienisierungseinrichtung oder zusätzliche Rührwerke erforderlich sind, hängt von den eingesetzten Kosubstraten ab. In jedem Fall erhöht sich der Aufwand deutlich.

Tabelle 12: Maximale Bereitstellungskosten von Kosubstraten frei Biogasanlage mit Ansatz von Festkosten – Gas-Otto-Motor-BHKW<sup>1)</sup>

	Gasaus- beute	Methan- gehalt	Strom- erlös	Dünger- wert	Var. Kosten gesamt <sup>2)</sup>	Festkosten			Bereitstel- lungskosten
						BHKW	Fermenter und Technik	Gülle- lager	
	m <sub>N</sub> <sup>3</sup> /t FM	%	€/t FM	€/t FM	€/t FM	€/t FM	€/t FM	€/t FM	€/t FM
Altbrot (65% TM)	482	52,7	93,88	9,86	18,95	12,19	29,22	0,98	42,40
Altfrittierfett (95% TM)	874	68	219,44	k.A.	40,01	28,50	40,42	0,34	110,17
Backabfälle (87,7% TM)	650,6	52,8	126,77	15,01	23,84	16,46	39,39	0,40	61,69
CCM 3,5% Rfas (65% TM)	425,8	52,7	130,85	9,39	17,30	10,76	29,43	1,17	81,58
Fettabscheiderrückstand (5% TM)	45	68	11,30	0,62	6,80	1,47	3,47	2,54	-2,37
Geflügelkot (15% TM)	56,3	65	21,31	9,4	7,11	1,75	8,33	2,49	11,04
Gehaltsfuttermasse (14,6% TM)	90,2	51,1	26,87	3,16	7,51	2,21	8,33	2,34	9,64
Gemüseabfälle (15% TM)	57	56	11,78	4,26	6,78	1,53	8,33	2,47	-3,07
Gerstenstroh (86% TM)	312	50,5	91,79	9,18	13,52	7,55	37,27	1,55	41,08
Glycerin (100% TM)	845,7	50	156,12	k.A.	28,42	20,28	46,01	0,01	61,40
GPS Getreide mittl. Kornanteil (40% TM)	194,8	52,3	59,42	6,93	10,57	4,89	17,37	1,98	31,54
Grassil. anw. 1.Sch.Mitte Blüte (40% TM)	201,7	53,6	63,07	10,5	10,96	5,19	16,61	1,96	38,85
Grassilage Ø aller Schnitte (35% TM)	182,3	54,1	57,51	10,15	10,44	4,73	14,44	2,03	36,02
Wiesengras 1.Schn. Rispschieb. (18% TM)	98,1	53,9	30,83	5,13	7,92	2,54	8,33	2,32	14,85
Heu Wiese 2.f.Sch. Beginn Blüte (86% TM)	404,4	53,1	125,20	20,76	16,79	10,30	36,39	1,25	81,22
Kartoffel roh stärkeereich (26% TM)	177,1	51,4	53,07	4,96	9,96	4,37	11,23	2,04	30,44
Kartoffel roh mittl. Stärkegehalt (22% TM)	150,1	51,5	45,08	4,32	9,21	3,71	9,54	2,13	24,81
Kartoffelschälabfälle roh (11% TM)	67,7	51,4	12,84	2,23	6,89	1,67	8,33	2,42	-4,24
Kartoffelschlempe frisch (6% TM)	35	56,3	11,47	3,34	6,10	0,94	3,47	2,54	1,77
Käseabfall (79,3% TM)	673,8	67,5	167,94	k.A.	31,49	21,81	34,48	0,68	79,48
Labmolke frisch (5% TM)	34,4	53,1	6,74	1,61	5,00	0,88	3,47	2,54	-3,54
Magermilch frisch (8,6% TM)	57,6	57,7	12,28	4,17	5,86	1,60	3,65	2,47	2,86
Markstammkohl grün (11,5% TM)	63,2	54,3	20,00	3,48	6,89	1,64	8,33	2,44	4,18
Milchviehgülle (inkl. Nachzucht; 8,5% TM)	20,2	55	6,48	5,46	4,61	0,53	3,47	2,59	0,74
Rapskuchen kaltpress. 15% Fett (91% TM)	579,2	62,5	133,65	46,29	25,69	17,36	39,23	0,82	96,84
Rübenkleinteile, Rübenschwänze (17% TM)	95,9	51,8	18,36	3,12	7,71	2,38	8,33	2,32	0,74
Speisereste fettreich (18% TM)	126,5	61,9	28,94	5,25	9,47	3,76	8,33	2,26	10,37
Schweinegülle (6% TM)	20,4	60	7,14	4,83	4,69	0,59	3,47	2,60	0,61
Maissilage teigreif, mittl. Kö. (28% TM)	154,5	52,1	46,95	4,55	9,40	3,86	12,37	2,12	23,75
Maissilage wachtreif, mittl. Kö. (33% TM)	185,3	52,2	56,42	5,22	10,29	4,64	14,62	2,01	30,08
Maissilage wachtreif, kö.reich (35% TM)	201,5	52,3	61,43	5,95	10,77	5,05	15,54	1,95	34,07
Roggen Körner (87% TM)	597	52	181,05	13,81	21,96	14,89	39,35	0,56	118,10
Weizen Körner (87% TM)	598,2	52,8	184,21	15,82	22,33	15,15	39,47	0,57	122,51
Weizenspreu (89% TM)	262,4	50,7	49,14	k.A.	12,22	6,38	35,61	1,73	-6,79
Zuckerrübenblatt grün sauber (16% TM)	85,1	53,7	26,63	4,76	7,52	2,19	8,33	2,37	10,98
Zuckerrübe frisch (23% TM)	147,1	50,8	43,56	2,43	9,05	3,58	9,78	2,14	21,44

<sup>2)</sup> inkl. Ausbringung Gärrest<sup>1)</sup> Annahmen: siehe Tabelle 11 und

Investition Fermenter und Bau	200	€/m <sup>3</sup>	Zuschlag zum Fermenterraum	10	%
Investition Technik (ohne BHKW)	130	€/m <sup>3</sup>	Abschreibung Bau	20	Jahre
Investition BHKW	650	€/kW	Abschreibung Technik	10	Jahre
davon Gas-Otto-Motor	135	€/kW	Abschreibung BHKW (ohne Motor)	9	Jahre
Investition Güllelager	50	€/m <sup>3</sup>	Abschreibung Motor	7,5	Jahre
Verweilzeit Flüssigkeiten mind.	25	Tage	Versicherung	0,8	%
Verweilzeit Feststoffe mind.	60	Tage	Zinsansatz	6	%

Die Abb. 6 zeigt exemplarisch, welche Ertrags- bzw. Kostenpositionen zu berücksichtigen sind und wie sich verschiedene Kosubstrate verhalten. Gute Produktionstechnik auf dem Feld und in der Biogasanlage vorausgesetzt, lässt sich auf besseren Maisstandorten ein Ertrag von 2.723 €/ha erzielen. Er setzt sich zusammen aus dem Stromerlös (inkl. NawaRo-Bonus) in Höhe von 2.454 €/ha ( $16,36 \text{ Cent/kWh}_{\text{el}} * 14.999 \text{ kWh}_{\text{el}}$ ), der Energiepflanzenprämie in Höhe von 42 €/ha (3,0 €/ha sind hierbei als Kosten für die Sicherheitsleistung bei der BLE angesetzt) und dem Düngerwert. Der Düngerwert in Höhe von 227 €/ha lässt sich allerdings nur realisieren, wenn die Nährstoffe (3,1 kg N; 1,75 kg P<sub>2</sub>O<sub>5</sub>; 6,36 K<sub>2</sub>O pro t Maissilage) in vollem Umfang genutzt werden und die entsprechende Menge Mineraldünger eingespart wird. Das ist in der Praxis leider kaum möglich. Demgegenüber stehen die Produktionskosten der Maissilage frei Fermenter inkl. Lohnansatz - die Kosten der Siloanlage werden über die variablen und festen Kosten der Biogasanlage abgedeckt -, die variablen Kosten der Biogasanlage und die Ausbringkosten des Gärrestes von insgesamt 1.667 €/ha. Der Arbeitszeitbedarf für Anbau, Silo abdecken und Transport der Silage zum Fermenter soll knapp 5,3 AKh betragen; die Ernte wird komplett überbetrieblich abgewickelt. Bewertet mit 15 €/AKh ergibt sich ein Lohnansatz von ca. 80 €/ha Silomais. Ohne Berücksichtigung des Lohnansatzes innerhalb der Produktionskosten errechnet sich daraus ein Deckungsbeitrag Silomais in Höhe von 1.136 €/ha. Es lohnt sich also, Silomais zur Verbesserung der Auslastung einer Biogasanlage einzusetzen. Bringt man die Festkosten für eine Anlagen- und Siloerweiterung zusätzlich in Ansatz (925 €/ha), rechnet sich Silomais zur Deckung der angenommenen Fest- und Gemeinkosten (hier nur Ansatz des Berufsgenossenschaftsbeitrages: 60 €/ha) sowie des Lohnansatzes für die Biogasanlagenbetreuung gerade noch (in der Abb. 6 sind die Fest- und Gemeinkosten sowie der Lohnansatz für den Anbau der NawaRo in den Produktionskosten enthalten). Kann der Düngerwert nur zur Hälfte realisiert werden, bleibt nichts mehr übrig, um den Lohnansatz für die Betreuung der Biogasanlage (ohne Ansatz von Nutzungskosten oder Pachtzahlungen) zu erwirtschaften. Das Beispiel macht deutlich, wie nahe Wirtschaftlichkeit und Unwirtschaftlichkeit beieinander liegen und zeigt ebenso, dass die Vergärung von NawaRo nur in Verbindung mit einer vernünftigen Wärmeverwertung Sinn macht. Für die Kofermentation von Getreide stellt sich die Situation schlechter dar. Der NawaRo-Bonus allein reicht nicht, neben den Festkosten die Gemeinkosten und den Lohnansatz für die Betreuung der Biogasanlage zu decken. Eine Wärmeverwertung von weit über 50 % ist hier notwendig, um wenigstens alle Kosten und den Lohnansatz zu decken. Ein Unternehmergewinn ist unter diesen Bedingungen nicht zu erreichen. Die Verwertung der hier unterstellten Grassilage kann selbst bei einer vollständigen Wärmenutzung die Gemeinkosten nicht abdecken. Allerdings sollte es auf Grünland leichter möglich sein, Mineraldünger durch organischen Dünger zu substituieren und damit Einsparungen in Höhe des kalkulierten Düngerwertes zu realisieren.

Festzuhalten bleibt: Der NawaRo-Bonus macht den Anbau und die Verwertung von nachwachsenden Rohstoffen in der Biogasanlage interessant, setzt aber die Verwertung von Wärme voraus.

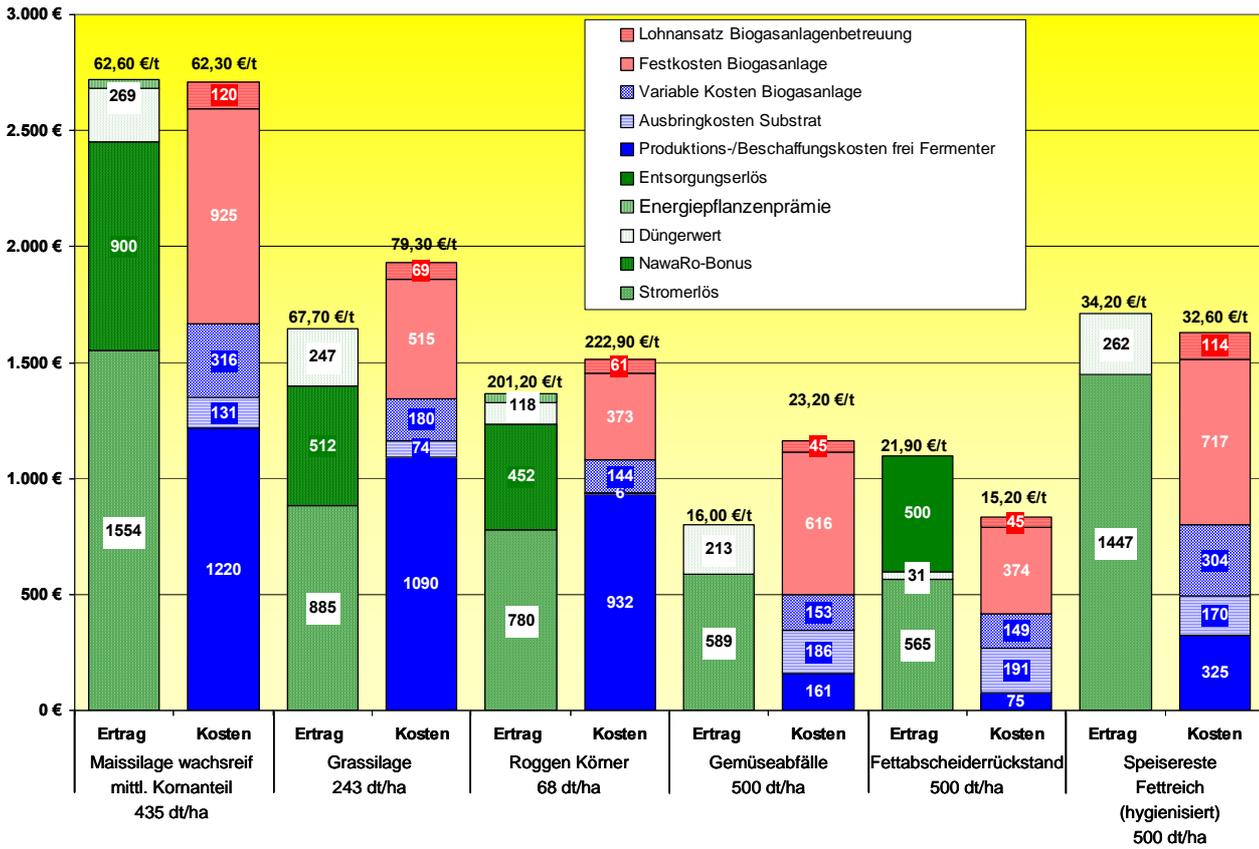


Abb. 6: Wirtschaftlichkeit von Kofermenten<sup>1)</sup> - ohne Ansatz von Nutzungskosten

<sup>1)</sup> Annahmen: siehe Tabelle 11, Tabelle 12 und

Investition Silo/Lager bereits in der Biogasanlage enthalten			Lohnansatz	15	€/Akh
Arbeitszeitbedarf Transport Silo zum Fermenter	1	AKmin/m <sup>3</sup>	N-Preis	70	Ct/kg
Transportkosten Lager-Fermenter	62	Ct/m <sup>3</sup>	P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> -Preis	59	Ct/kg
Arbeitszeitbedarf Betreuung Biogasanlage	4	AKh/kW <sub>el</sub>	K <sub>2</sub> O-Preis	32	Ct/kg

Verlockend ist es, betriebsfremde Substrate, im engeren Sinne Bioabfälle, einzusetzen - wenn man sie bekommt. Wer beispielsweise Gemüseabfälle, Fettabscheider-Rückstand oder Speisereste in seiner Biogasanlage verwerten will, sollte allerdings bedenken, dass er dann auf den NawaRo-Bonus ein für alle mal verzichten muss und deutlich schärfere Auflagen bei Genehmigung und Betrieb der Anlage zu erfüllen hat (siehe Kap. 2.2). Abb. 6 zeigt: Die Abnahme von Gemüseabfällen zur besseren Auslastung der Biogasanlage ist ohne Entsorgungserlöse nicht zu empfehlen (in der Abb. 6 sind bei den Gemüseabfällen Beschaffungskosten von 2,50 €/t und Transportkosten Lager – Fermenter unterstellt). Unter dem Strich sollte zumindest der Düngerwert übrig bleiben. Die Vergärung von Fettabscheiderrückstand schlechter Qualität (5 % TM) rechnet sich ebenfalls nur mit entsprechenden Entsorgungserlösen. In die Verwertung von Speiseresten einzusteigen, ist dann lukrativ, wenn das Substrat nicht mehr als 5 €/t kostet. In den Produktions-/Beschaffungskosten frei Fermenter sind bei Fettabscheiderrückstand und Speiseresten zusätzliche Lagerkosten von 1,50 €/t unterstellt. Bioabfälle müssen in der Regel „Geld mitbringen“, sonst lohnt sich für den Betreiber das Risiko nicht, die Biogasanlage mit häufig wechselnden Substraten zu belasten. Für viehstarke Betriebe sind betriebsfremde Substrate keine Alternative. Sie haben meist nur wenig Spielraum, zusätzliche Nährstoffe aus dem Gärrest auf eigenen Flächen sinnvoll, d. h. nach den Grundsätzen der guten fachlichen Praxis,

unterzubringen (siehe Nährstoffbilanz, Kap. 1.6). Den Gärrest aus dem Betriebskreislauf auszuschleusen und als sog. Sekundärrohstoffdünger in Verkehr zu bringen oder Flächen zur Verwertung des Gärrestes zuzupachten, ist in der Regel nicht kostendeckend.

Ob sich der Einsatz eines bestimmten Kosubstrats wirklich lohnt oder nicht, lässt sich pauschal nicht beantworten. Da hilft nur das Eine: „Rechnen!“

### 1.7.9.3 Sensitivitätsanalyse

Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen gehen immer von Annahmen aus, die die Wirklichkeit mehr oder weniger gut abbilden. Wichtig ist es deshalb zu prüfen, wie sich das Ergebnis verändert, wenn einzelne Annahmen übertroffen oder unterschritten werden. Die Ergebnisse einer sogenannten Sensitivitätsanalyse sind in Tabelle 13 für die in Abb. 6 dargestellten Substrate zusammengestellt.

Lässt man den Strompreis, der vom Anlagenbetreiber kaum verändert werden kann, außer Acht, haben der elektrische Wirkungsgrad des BHKW und die Veränderung des Gasertrages sowie des Methangehaltes den größten Einfluss auf das wirtschaftliche Ergebnis. Eine 5 %ige Anhebung des elektrischen Wirkungsgrades von 36 auf rund 38 % - mehr ist bei realistischer Sichtweise kaum möglich - führt beispielsweise beim Silomais zu Mehreinnahmen in Höhe von 2,82 €/Tonne.

Deutlich geringer wirken sich Änderungen auf der Kostenseite aus. Die Verminderung der Bereitstellungskosten um 5 Prozent hat bei NawaRo mehr Gewicht als die Senkung der Anschaffungskosten der Biogasanlage. Meist ist es allerdings leichter, die Anschaffungskosten nach unten zu drücken, als die Anlagenleistungen zu erhöhen oder die Bereitstellungskosten zu senken. Änderungen der variablen Kosten der Biogasanlage haben nur eine untergeordnete Bedeutung. Sie sind allerdings mit 1,0 Ct/kWh<sub>el</sub> und einem Kostenzuschlag für die Feststoffeinbringung von 1,0 €/t in der Kalkulation sehr niedrig angesetzt.

Tabelle 13: Einfluss wichtiger Parameter auf die Wirtschaftlichkeit von Substraten (s. Abb. 6)

Substrat		Silomais	Gras-silage	Roggen	Gemüse-abfälle	Fettab-scheider-rückstand	Speise-reste
Stromvergütung	Ct/kWh	16,36	16,36	16,36	10,36	10,36	10,36
Parameter	Ände-rung	€/t	€/t	€/t	€/t	€/t	€/t
elektrischer Wirkungsgrad	±5 %	2,82	2,88	9,05	0,59	0,56	1,45
Gasertrag	±5 %	2,82	2,88	9,05	0,59	0,56	1,45
Methangehalt	±5 %	2,82	2,88	9,05	0,59	0,56	1,45
Bereitstellungskosten <sup>1)</sup>	±5 %	1,40	2,24	6,85	0,28	0,08	0,33
Anschaffungskosten Biogasanlage	±5 %	1,06	1,06	2,74	0,62	0,37	0,72
variable Kosten Biogasanlage	±5 %	0,36	0,37	1,06	0,15	0,15	0,30

<sup>1)</sup> Frei Fermenter ohne Ausbringkosten

### 1.7.10 Rechnet sich eine Endlagerabdeckung?

Für die Kalkulation ist eine gasdichte Abdeckung, bestehend aus einer Holzunterkonstruktion mit Mittelsäule und Folienabdeckung, angenommen. Ein Fangnetz soll die Folie vor Überdehnung schützen. Zusätzlich ist eine Über- bzw. Unterdrucksicherung vorgesehen. Die Anschaffungskosten der Abdeckung variieren in Abhängigkeit vom Durchmesser des Gärrestlagers (s. Tabelle 14). Für übliche Behälterdurchmesser von 14 bis 18 m liegen sie zwischen 21.000 und 32.000 €, einschließlich Montage. Die Folienkosten sollen 25 % der Gesamtanschaffung betragen. In der Kalkulation ist weiter angenommen, dass die Folie nach 4 bis 5 Jahren ersetzt werden muss. Alle anderen Bauteile erreichen eine Lebensdauer von 10 Jahren.

Tabelle 14: Kalkulationsdaten

Durchmesser	nutzbare Füllhöhe	nutzbares Volumen	Oberfläche	Anschaffungskosten Abdeckung		Jahreskosten Abdeckung <sup>1)</sup>
				€	€/m <sup>2</sup>	
m	m	m <sup>3</sup>	m <sup>2</sup>	€	€/m <sup>2</sup>	€/Jahr
12	4	452	113	17.000	150	2.975
14	4	616	154	21.000	136	3.675
16	4	804	201	26.000	129	4.550
18	4	1.018	254	32.000	126	5.600
20	4	1.257	314	37.000	118	6.475

<sup>1)</sup> Zinsansatz 6% von A/2; Unterhalt 2% von A

Soll die Investition für den Anlagenbetreiber mindestens kostenneutral sein, müssen sich die Jahreskosten der Investition über die Stromerzeugung aus dem im Endlager aufgefangenen Biogas decken lassen. Legt man eine Einspeisevergütung von 16,36 Ct/kWh für Strom aus NaWaRo und Gülle zu Grunde und unterstellt variable Stromerzeugungskosten von 1,50 Ct/kWh, kann man die zur Kostendeckung notwendige Stromerzeugung berechnen [Rechengang für ein BHKW mit Gas-Otto-Motor:  $2.975 \text{ €} : ((16,36 \text{ Ct/kWh} - 1,5 \text{ Ct/kWh}) : 100) = 20.020 \text{ kWh}$ ]. Kommen Zündstrahlmotoren zum Einsatz, fallen zusätzlich Zündölkosten an. Die zur Kostendeckung notwendige Stromerzeugung ist deshalb etwas höher. Wird ein neues BHKW angeschafft, schlagen die Festkosten zu Buche. Sie werden anteilig auf die Kilowattstunde Strom umgelegt. Die notwendige Stromerzeugung steigt dementsprechend. Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Tabelle 15 zusammengestellt.

Tabelle 15: Notwendige Stromerzeugung zur Deckung der Jahreskosten der Endlagerabdeckung<sup>1)</sup>

Durchmesser Gärrestlager	notwendige Stromerzeugung zur Abdeckung der Jahreskosten BHKW			
	BHKW (vorhanden)		BHKW (Neuanschaffung)	
m	kWh/Jahr Zündstrahler	kWh/Jahr Gas-Otto-Motor	kWh/Jahr Zündstrahler	kWh/Jahr Gas-Otto-Motor
12	21.965	20.020	24.961	21.927
14	27.133	24.731	30.834	27.086
16	33.594	30.619	38.176	33.536
18	41.346	37.685	46.985	41.274
20	47.806	43.573	54.327	47.724

<sup>1)</sup> Annahmen zur Berechnung

Stromvergütung	16,36	Ct/kWh	Abschreibung BHKW (ohne Motor)	9	Jahre
Variable Kosten der Verstromung	1,50	Ct/kWh	Abschreibung Gas-Otto-Motor Abschreibung BHKW (ohne Motor)	9	Jahre Jahre
Investition BHKW mit Gas-Otto-Motor	650	€/kW	Abschreibung Zündstrahlmotor	4	Jahre
Investition BHKW	650	€/kW	Zinsansatz	6	%
davon Zündstrahlmotor	180	€/kW	Versicherung	0,8	%
Wirkungsgrad <sub>el</sub> Zündstrahlmotor-BHKW	38	%	Zündölanteil	10	%
Wirkungsgrad <sub>el</sub> Gas-Otto-Motor-BHKW	36	%	Zündölpreis	50	Ct/l
Motorlaufleistung	7.500	h/Jahr			

Nun wird der Rechengang etwas komplizierter, denn es gilt abzuschätzen, wie viel Biogas zusätzlich im Gärrestlager anfallen muss, um den notwendigen Strom (s. Tabelle 15) erzeugen zu können. Ein Beispiel soll den Rechengang verdeutlichen: Liegt das nutzbare Volumen eines Gärrestlagers bei 804 m<sup>3</sup> (Durchmesser 16 m; Füllhöhe 4 m), dann können bei halbjährlicher Lagerdauer rund 1.608 m<sup>3</sup> pro Jahr umgeschlagen werden. Dies entspricht ungefähr einer Masse von 1.608 t/Jahr. In der Biogasanlage sollen 33 % Milchviehgülle und 66 % Maissilage (bezogen auf die Masse) zum Einsatz kommen. Von einer Tonne dieses Gemischs bleiben rund 80 % als Gärrest übrig (s. Tabelle 11); d. h. für 1.608 t Gärrest können rund 2.011 t Substrat in der Biogasanlage vergoren werden. Nimmt man für die Milchviehgülle (8,5 % TM) und für Maissilage wachstreif körnerreich (35 % TM) den Stromertrag aus Tabelle 11, so lassen sich aus diesen Substraten rund 283.644 m<sup>3</sup> Biogas mit einem Methangehalt von 52,4 % erzeugen. Der durchschnittliche Stromertrag aus Biogas und Zündöl beträgt unter den Modellannahmen knapp 312 kWh/t FM. Aus 2.011 t Substrat lassen sich also 627.891 kWh Strom pro Jahr erzeugen. Sollen bei vorhandenem BHKW zusätzlich 33.594 kWh Strom zur Deckung der Kosten für die Abdeckung des Gärrestlagers eingespeist werden, muss sich die Jahresstrom- bzw. Gasproduktion um 5,4 % erhöhen. Aus dem Gärrest müssen also mindestens 15.317 m<sup>3</sup> Biogas ausgasen.

Tabelle 16: Notwendiger Mehrertrag zur Deckung der Kosten für die Abdeckung des Gärrestlagers

Input Gew. %	Substrat		Gasausbeute m <sup>3</sup> /t FM	Heizwert kWh/m <sup>3</sup>	Verhältnis Input : Gärrest				
33,33%	Milchviehgülle (8,5 % TM)		20,2	5,50	100 : 96				
66,67%	Maissilage wachstreif, kö.reich (35 % TM)		201,5	5,23	100 : 72				
Lager- volumen  m <sup>3</sup>	Output (Gärrest)  t/Jahr	Input (Sub- strat)  t/Jahr	Biogas- ertrag  m <sup>3</sup> /Jahr	Stromertrag		notwendiger Gasmehrertrag aus dem Gärrestlager			
				ZS kWh/Jahr	GOM kWh/Jahr	ZS Ohne Fixkosten BHKW	GOM	ZS Mit Fixkosten BHKW	GOM
452	905	1.131	159.549	353.189	301.140	6,2%	6,6%	7,1%	7,3%
616	1.232	1.539	217.165	480.729	409.885	5,6%	6,0%	6,4%	6,6%
804	1.608	2.011	283.644	627.891	535.360	5,4%	5,7%	6,1%	6,3%
1.018	2.036	2.545	358.986	794.675	677.656	5,2%	5,6%	5,9%	6,1%
1.257	2.513	3.142	443.193	981.080	863.500	4,9%	5,2%	5,5%	5,7%

Die entscheidende Frage ist: Wie realistisch ist die Annahme, dass sich 5 bis 8 % der im Fermenter erzeugten Gasmenge zusätzlich aus dem Gärrest gewinnen lassen.

Eine nennenswerte Ausgasung im Endlager ist nur zu erwarten, wenn die Verweilzeit im Gär- bzw. Nachgärbehälter für einen ausreichenden Abbau der organischen Substanz zu kurz ist oder noch nicht abgebautes Substrat durch Kurzschlussströme aus dem Fermenter ausgetragen wird. In beiden Fällen bleibt organische Substanz „ungenutzt“ und fehlt für die Gasbildung im optimierten Milieu des Gärbehälters. Ob dann die Gasausbeuten, wie in Tabelle 16 angenommen, noch erreicht werden?

In Ausgasungsversuchen mit Gärresten verschiedener Biogasanlagen konnte, in Abhängigkeit des Anlagentyps (einstufige, zweistufige Anlagen), der Raumbelastung und der hydraulischen Verweilzeit, ein Restgaspotential des Substratoutputs zwischen 1 und 30 % nachgewiesen werden<sup>21</sup>.

Allein über den zusätzlichen Gasertrag aus dem Gärrest wird sich die Abdeckung eines Endlagers nicht in allen Fällen finanzieren lassen. Trotzdem ist die Abdeckung sinnvoll, um die Methan-, Geruchs- und Ammoniumfreisetzung aus dem Endlager möglichst zu verhindern.

<sup>21</sup> Dr. Hans Oechsner, Landesanstalt für Landwirtschaftliches Maschinen und Bauwesen, Universität Hohenheim, 2006

**Schlussgedanke:**

Jede Investition dieser Größenordnung verlangt eine intensive, sachkundige und neutrale Planung. Schließlich handelt es sich beim Bau einer Biogasanlage um eine langfristige Unternehmensstrategie. Dabei sind drei Punkten besondere Aufmerksamkeit zu widmen. Es kann geschätzt werden, dass bis zu 30 - 40 % der späteren Gesamtkosten der Produktion auf Abschreibung, Zinsen und Versicherung der technischen Anlage entfallen. Dabei handelt es sich um so genannte "versunkene Kosten". Ist die Anlage erst einmal gebaut, können diese Kosten innerhalb der Abschreibungs- bzw. Nutzungsdauern nicht mehr verändert werden. Dieser Teil der späteren Kosten wird daher bei der Investition für einen langen Zeitraum unveränderlich festgelegt. Wenn mit hohen Anteilen von Fremdkapital und möglicherweise teuren Anlagen produziert wird, sind bereits bei kleineren Störungen oder unzureichenden Auslastungen und Wirkungsgraden Rentabilitäts- und Liquiditätsprobleme zu erwarten. Ein weiterer wichtiger Kostenfaktor sind die Anbaukosten eigener nachwachsender Rohstoffe (NawaRo) und/oder die Zukaufkosten der Substrate. Auf diese beiden Positionen entfallen oft mehr als die Hälfte der laufenden Kosten (Betriebskosten). Es leuchtet ein, dass deren Preise einschließlich eventueller Pachtpreise gering gehalten werden müssen. Langfristige Pacht- und Lieferverträge vor Investitionsbeginn sind existenziell. Dabei sind die Auswirkungen regional konzentrierter Biogasanlagen auf den Pachtmarkt zu beachten. Inzwischen hat sich ein Markt für Substrate entwickelt. Die Abgabepreise des Stroms sind gesetzlich mit langen Laufzeiten geregelt. Trotzdem muss die Investition in einer Abwägung (Sensitivitätsanalyse) auch mit inflationsbedingt steigenden Kosten und leicht sinkenden Produktionsleistungen analysiert werden. Grundsätzlich können durch Gesetzesänderung die Mindestabgabepreise und Boni auch für bereits laufende Anlagen angepasst werden. Dies ist aus politischen Erwägungen und aus Vertrauensschutz aber nur im Hinblick auf Neuverträge zu erwarten. Es ist allerdings aus heutiger Sicht nicht auszuschließen, dass die Marktpreise das gesetzlich festgelegte Preisniveau überflügeln. Dies wäre für die Anlagebetreiber hilfreich, weil die gesetzlichen Abgabepreise keinen Inflationsausgleich enthalten. Möglich ist ferner, dass bei steigenden Getreidepreisen – nicht zuletzt durch den zunehmenden Anbau nachwachsender Rohstoffe – auch die Opportunitätskosten im Anbau von Silomais und Getreide-Ganzpflanzensilage und damit die Substratkosten steigen.

Mit dem erfolgten Bau einer Biogasanlage ist außerordentlich viel Kapital in einen für viele Landwirte und andere Geldgeber neuen Betriebszweig investiert worden.