

**Universität Rostock**



**Lehrstuhl für Verfahrenstechnik / Biotechnologie**

in Kooperation mit

**Institut für Energetik und Umwelt gGmbH**



und der

**Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft**



**Schlussbericht zum Forschungsvorhaben**

**Biogaserzeugung durch Trockenvergärung von  
organischen Rückständen, Nebenprodukten und  
Abfällen aus der Landwirtschaft**

**Abschnitt 2**

Erhebung der mit Trockenfermentationsverfahren erschließbaren  
energetischen Potenziale in Deutschland

Vergleichende ökonomische und ökologische Analyse  
landwirtschaftlicher Trockenfermentationsanlagen

Erstellt vom Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (IE)

gefördert durch



Bundesministerium für  
Ernährung, Landwirtschaft  
und Verbraucherschutz



Förderkennzeichen: 22011701

Stand: Januar 2007

**Auftraggeber:** Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.  
Hofplatz 1  
18276 Gülzow

**Auftragnehmer:** Universität Rostock  
Lehrstuhl für Verfahrenstechnik / Biotechnologie  
Justus-von-Liebig-Weg 6  
18059 Rostock

Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (IE)  
Torgauer Str. 116  
04347 Leipzig

Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL)  
Bundesallee 50  
38116 Braunschweig

## Einleitung

Vor dem Hintergrund der globalen Anstrengungen zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen wird seitens der EU und der Bundesregierung eine Verdoppelung des Anteils erneuerbarer Energien an der Energiebereitstellung bis zum Jahr 2010 angestrebt. Der energetischen Nutzung von Biomasse kommt dabei unter den erneuerbaren Energien eine Sonderstellung zu, da die Biomasse einen natürlichen Speicher darstellt und die Energieerzeugung dem zeitlich schwankenden Energiebedarf angepasst werden kann.

Neben der direkten thermischen Nutzung in Feuerungsanlagen existieren eine Vielzahl von Verfahren, welche die Biomasse durch physikalische, chemische oder biologische Prozesse in andere Primärenergieträger umwandeln um die anschließende energetische Konversion effizienter gestalten zu können. Die Möglichkeit der Energiegewinnung aus der anaeroben Methangärung geeigneter Biomassen stellt ein schon seit langem bekanntes derartiges Verfahren dar.

Derzeit sind über 2.700 Biogasanlagen in Deutschland in Betrieb, die im landwirtschaftlichen Sektor fast ausschließlich als Nassvergärungsanlagen betrieben werden. Mit der jüngsten Novellierung des EEG im August 2004 erhält die Stromerzeugung aus Biomasse u.a. für den Einsatz innovativer Technologien zusätzliche Anreize. Per Gesetz ist darunter die so genannte Trockenfermentation als innovativ und damit als besonders förderungswürdig eingestuft. Aufgrund dieser Veränderung der Rahmenbedingungen besteht ein steigendes Interesse am Einsatz von Trocken- bzw. Feststoffvergärungsanlagen.

Im Gegensatz zur Nassvergärung existieren auf dem Gebiet der Feststoffvergärung nur wenige anwendungsreife Verfahren für die Landwirtschaft. Erfahrungen mit der Vergärung von schütffähigen bzw. stapelbaren Materialien basierten bislang hauptsächlich auf Verfahren aus der Abfallwirtschaft, die im allgemeinen unter Einsatz einer sehr komplexen und kostenintensiven Verfahrenstechnik arbeiteten.

Vor diesem Hintergrund wurde von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) das mit dem vorliegenden Schlussbericht abgeschlossene Vorhaben initiiert. Im Rahmen des Vorhabens sollten die grundsätzlichen Möglichkeiten einer Biogaserzeugung mittels Feststoffvergärung für landwirtschaftliche Betriebe aufgezeigt werden.

Das gesamte Forschungsvorhaben wurde aufgrund der breit angelegten Thematik in drei Teilprojekte gegliedert.

Im Abschnitt 1, bearbeitet von der Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL) in Braunschweig, werden die verfahrenstechnischen Grundlagen der Trockenfermentation erläutert und der derzeitige Stand der Technik anhand umfassender Darstellung von Daten ausgeführter Anlagen dokumentiert.

Im Abschnitt 2, bearbeitet durch das Institut für Energetik und Umwelt (IE) gGmbH in Leipzig, erfolgt eine Erhebung des mit Feststoffvergärungsverfahren in Deutschland erschließbaren energetischen Potenzials. Die sich anschließende ökonomische Analyse hat die Darstellung der jeweiligen Kosten der gängigsten Verfahren unterschiedlicher Anlagengrößen zum Ziel. Zusätzlich erfolgt unter analogen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ein Vergleich mit der Nassfermentation. Bei der abschließenden ökologischen Beurteilung der Feststoffvergärung wird die gesamte Prozesskette der Endenergiebereitstellung unter Berücksichtigung der Auswirkungen auf die natürliche Umwelt und den Menschen untersucht.

Der Abschnitt 3, bearbeitet vom Lehrstuhl für Verfahrenstechnik / Biotechnologie der Universität Rostock, befasst sich mit experimentellen Untersuchungen zum Biogaspotenzial ausgewählter landwirtschaftlicher Substrate unter den speziellen Bedingungen der Feststoffvergärung.

Die Gliederung in drei Abschnitte wurde auch im vorliegenden Schlussbericht beibehalten. Die Arbeiten der einzelnen Projektpartner finden sich als jeweils eigenständiger und in sich geschlossener Block. Das ermöglicht zum einen dem speziell interessierten Leser, sich auf einen Teilbericht zu konzentrieren, zum anderen wird diese Aufteilung der Breite der Thematik am ehesten gerecht.

Der Begriff Trockenfermentation ist fachlich nicht unumstritten, in den einzelnen Abschnitten wird darauf noch näher eingegangen. Daher wird wenn möglich der Begriff Feststoffvergärung verwendet, soweit nicht (wie beispielsweise im Abschnitt 1) patentierte oder geschützte Verfahren explizit auf den Begriff Trockenfermentation aufbauen.

## Inhaltsverzeichnis zum Abschnitt 2

<b>2.1</b>	<b>Aufgabenstellung.....</b>	<b>61</b>
<b>2.2</b>	<b>Potenzialerhebung für die Substrate der Feststoffvergärung.....</b>	<b>63</b>
2.2.1	Potenzialbegriffe.....	63
2.2.1.1	Das theoretische Potenzial.....	64
2.2.1.2	Das technische Potenzial.....	64
2.2.1.3	Das wirtschaftliche Potenzial.....	64
2.2.1.4	Das erschließbare Potenzial.....	65
2.2.2	Methodik der Potenzialbestimmung.....	65
2.2.3	Erhebung der nutzbaren Substrate sowie des technischen Energiepotenzials.....	67
2.2.3.1	Substrate aus der Landwirtschaft.....	67
2.2.3.1.1	Strohartige Biomasse.....	67
2.2.3.1.2	Tierische Exkreme.....	70
2.2.3.1.3	Rübenernte.....	72
2.2.3.1.4	Kartoffelernte.....	73
2.2.3.1.5	Hopfenanbau.....	74
2.2.3.1.6	Dauergrünland.....	74
2.2.3.1.7	Nachwachsende Rohstoffe (NawaRo).....	75
2.2.3.2	Reststoffe aus Industrie und Gewerbe.....	76
2.2.3.2.1	Bierherstellung.....	76
2.2.3.2.2	Rapssaatverarbeitung.....	77
2.2.3.2.3	Zuckerherstellung.....	79
2.2.3.2.4	Saftherstellung.....	80
2.2.3.2.5	Weinkelterei.....	80
2.2.3.2.6	Tierverarbeitung.....	81
2.2.3.2.7	Gemüse- und Zierpflanzenanbau.....	83
2.2.3.3	Organische Abfallstoffe aus Kommunen.....	84
2.2.3.3.1	Organische Siedlungs- und Marktabfälle.....	84
2.2.3.3.2	Überlagerte Lebensmittel.....	85
2.2.3.3.3	Landschaftspflegematerial.....	85
2.2.3.4	Substratspezifische Eigenschaften.....	88
2.2.4	Zusammenfassende Bewertung.....	89

2.2.4.1	Zusammenfassende Darstellung der Potenzialerhebung der Feststoffvergärung .....	90
2.2.4.1.1	Rückstände der Landwirtschaft .....	90
2.2.4.1.2	Nebenprodukte und Abfälle aus Industrie & Gewerbe.....	91
2.2.4.1.3	Kommunale Rückstände und Abfälle .....	92
2.2.4.1.4	Gesamtpotenzial .....	93
2.2.4.2	Vergleichende Betrachtungen zwischen Nass- und Feststoffvergärung.....	95
<b>2.3</b>	<b>Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Verfahren der Feststoffvergärung.....</b>	<b>103</b>
2.3.1	Ziele und Vorgehensweise .....	103
2.3.2	Berechnungsmethodik.....	104
2.3.2.1	Annuitätenmethode .....	105
2.3.2.1.1	Kapitalgebundene Kosten .....	106
2.3.2.1.2	Betriebsgebundene Kosten.....	108
2.3.2.1.3	Bedarfsgebundene Kosten.....	108
2.3.2.1.4	Sonstige Kosten.....	109
2.3.2.2	Sensitivitätsanalyse .....	109
2.3.3	Gesetzliche Rahmenbedingungen.....	109
2.3.3.1	Grundvergütung .....	110
2.3.3.2	NawaRo-Bonus.....	110
2.3.3.3	KWK-Bonus .....	111
2.3.3.4	Technologie-Bonus .....	112
2.3.3.5	Berechnung der Stromvergütung .....	113
2.3.4	Verfahren der Betrachtung .....	114
2.3.4.1	Garagenverfahren.....	115
2.3.4.2	TNS-Verfahren .....	116
2.3.4.3	Pfropfenstromverfahren .....	117
2.3.4.4	Nassfermentation .....	118
2.3.5	Wirtschaftlichkeitsannahmen .....	120
2.3.5.1	Substrat.....	123
2.3.5.2	Lagerkapazitäten.....	124
2.3.5.3	Modellbiogasanlagen .....	126
2.3.5.3.1	Kapitalgebundene Kosten .....	127
2.3.5.3.2	Betriebsgebundene Kosten.....	131
2.3.5.3.3	Bedarfsgebundene Kosten.....	132

2.3.5.3.4	Sonstige Kosten.....	134
2.3.5.4	Blockheizkraftwerke .....	134
2.3.5.5	Vergütung & Erlöse .....	138
2.3.6	Wirtschaftlicher Vergleich der Verfahren.....	141
2.3.6.1	Modellanlagen 150 kW <sub>el</sub> .....	142
2.3.6.2	Modellanlagen 250 kW <sub>el</sub> .....	144
2.3.6.3	Modellanlagen 500 kW <sub>el</sub> .....	146
2.3.6.4	Spezifische Investitionskosten.....	148
2.3.6.5	Energiegestehungskosten .....	149
2.3.7	Sensitivitätsanalyse .....	152
2.3.8	Bewertung der Ergebnisse.....	158
<b>2.4</b>	<b>Ökologische Betrachtung der Feststoffvergärungsverfahren.....</b>	<b>160</b>
2.4.1	Datenlage.....	160
2.4.2	Vergleichende Betrachtung entlang des Lebensweges .....	162
2.4.3	Handlungsbedarf/ Forschungsprojekte .....	166
<b>2.5</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick .....</b>	<b>167</b>

## Abbildungsverzeichnis zum Abschnitt 2

Abbildung 2-1: Übersicht der technischen Energiepotenziale zur Feststoffvergärung .....	94
Abbildung 2-2: Verteilung des Energiepotenzials der Feststoffvergärung nach Stoffklassen.....	95
Abbildung 2-3: Energiepotenziale landwirtschaftlicher Reststoffe und Energiepflanzen .....	97
Abbildung 2-4: Energiepotenziale industrieller Reststoffe .....	98
Abbildung 2-5: Überblick – Biogaspotenzial aus der Nass- und der Feststoffvergärung .....	102
Abbildung 3-1: Schematische Darstellung zum KWK-Bonus (Beispiel) /LfU 2004/ .....	112
Abbildung 3-2: Verfahrensschema einer garagenartigen Feststoffvergärungsanlage /LfU 2004/.....	116
Abbildung 3-3: Schema eines Nassfermenter /LfU 2004/.....	119
Abbildung 3-4: Schematischer Aufbau eines BHKW /ASUE 2001/ .....	135
Abbildung 3-5: Spezifische Investitionskosten der Verfahren mit und ohne Lagerkapazitäten .....	148
Abbildung 3-6: Spezifische Stromgestehungskosten und zu erwartende Vergütungen der Modellanlagen.....	151
Abbildung 3-7: Sensitivitätsbetrachtung einzelner Szenarien auf den Stromgestehungspreis bei den 150 kW <sub>el</sub> Modellanlagen.....	154
Abbildung 3-8: Sensitivitätsbetrachtung einzelner Szenarien auf den Stromgestehungspreis bei den 250 kW <sub>el</sub> Modellanlagen.....	155
Abbildung 3-9: Sensitivitätsbetrachtung einzelner Szenarien auf den Stromgestehungspreis bei den 500 kW <sub>el</sub> Modellanlagen.....	156
Abbildung 3-10: Sensitivitätsbereich der Stromgestehungskosten aller Szenarios sowie deren kumulative Auswirkung auf die Kosten.....	157
Abbildung 4-1 Betrachtungsrahmen der ökologischen Analyse der Biogaserzeugung .....	162

## Tabellenverzeichnis zum Abschnitt 2

Tabelle 2-1: Getreideanbaufläche, K/S-Verhältnisse und Strohaufkommen in Deutschland im Jahr 2004 /BMVEL 2004/, /KALTSCHMITT ET AL. 2001/ .....	69
Tabelle 2-2: Tierklassen für die Ermittlung des Festmistaufkommens .....	71
Tabelle 2-3: Viehbestände der betrachteten Nutztierhaltungen in Deutschland 2004 /STBA 2005 B/, /BMVEL 2004/, /KTBL 2002/, /KTBL 1992/ .....	72
Tabelle 2-4: Tresteraufkommen bei der Saft- und Nektarherstellung 2003 /STBA 2005/.....	80
Tabelle 2-5: Nutzbare Schlachtabfälle aus gewerblicher und häuslicher Schlachtung 2003 /VDF 2005/, /BMVEL 2004/, /BRANSCHIED 1999/ .....	82
Tabelle 2-6: Übersicht der jährlich entstehenden Grünschnittmengen /ROMMEIß ET AL 2005/ .....	86
Tabelle 2-7: Überblick der spezifischen Substrateigenschaften .....	89
Tabelle 2-8: Technisches Potenzial der Rückstände aus der Landwirtschaft .....	90
Tabelle 2-9: Technisches Potenzial der Rückstände nachwachsender Rohstoffe (NawaRo)..	91
Tabelle 2-10: Technisches Potenzial industrieller Reststoffe .....	92
Tabelle 2-11: Technisches Potenzial organischer Abfallstoffe aus der Kommune .....	93
Tabelle 2-12: Energiepotenzial der Nass- und Feststoffvergärung nach Branchen .....	96
Tabelle 3-1: Mindestvergütung für Strom aus Biomasse nach Vergütungsstufen.....	110
Tabelle 3-2: Grund- und Zusatzvergütungen für Biogasanlagen nach /EEG 2004/.....	112
Tabelle 3-3: Beispiel zur Berechnung der Stromerlöse.....	114
Tabelle 3-4: Übersicht der wichtigsten Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsberechnung..	122
Tabelle 3-5: Stoffeigenschaften der Maissilage /FNR 2005/ .....	123
Tabelle 3-6: Verwendete Substrateigenschaften für die Berechnungen.....	124
Tabelle 3-7: Substratumsatz der betrachteten Biogasanlagen .....	124
Tabelle 3-8: Personalaufwand für den Betrieb der unterschiedlichen Modellanlagen .....	131
Tabelle 3-9: Gülletransportkosten (in €/m <sup>3</sup> km), modifiziert nach /RAU 2001/.....	133
Tabelle 3-10: Grundannahmen der BHKW-Anlagen.....	136
Tabelle 3-11: Übersicht der Investitionskosten der unterschiedlichen BHKW.....	138
Tabelle 3-12: Vergütungssätze nach EEG .....	139
Tabelle 3-13: Vergütungen der unterschiedlichen Modellanlagen .....	140
Tabelle 3-14: Erlöse der Modellanlagen aus dem Wärmeverkauf (in €/a)* .....	141
Tabelle 3-15: Wirtschaftliche Darstellung der 150 kW <sub>el</sub> – Modellanlagen.....	143
Tabelle 3-16: Wirtschaftliche Darstellung der 250 kW <sub>el</sub> – Modellanlagen.....	145
Tabelle 3-17: Wirtschaftliche Darstellung der 500 kW <sub>el</sub> – Modellanlagen.....	147
Tabelle 3-18: Spezifische Kosten der Stromerzeugung (in ct/kWh <sub>el</sub> ).....	150
Tabelle 4-1 Überblick: Datenlage hinsichtlich der Emissionen bei der Biogaserzeugung ...	161

### Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
Akh	Arbeitskraftstunde (Personenstunden)
Bh	Betriebsstunden
CSB	Chemischer Sauerstoffbedarf
ct	Eurocent
d	Tag
DDGS	Distillers' Dried Grains with Solubles
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
el, elektr.	elektrisch
GO	Gas-Otto-Motor
GVE	Großvieheinheit
K/S-Verhältnis	Korn-Stroh-Verhältnis
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
mbar	Millibar
MW	Megawatt
oTS	Organische Trockensubstanz
PJ	Petajoule
therm.	thermisch
TS	Trockensubstanz
ZS	Zündstrahlmotor

## 2.1 Aufgabenstellung

Vor dem Hintergrund der globalen Anstrengungen zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen wird seitens der EU und der Bundesregierung eine Verdoppelung des Anteils erneuerbarer Energien an der Energiebereitstellung bis zum Jahr 2010 angestrebt. Die Möglichkeit der Energiegewinnung aus der anaeroben Vergärung geeigneter Biomassen ist schon seit langem bekannt. Spezielle Feststoffvergärungsanlagen sind in der Landwirtschaft bisher selten, allerdings von besonderem Interesse, da sie Feststoffe ohne aufwändige Aufbereitung in stapelfähiger Form und ohne Gülleeinsatz vergären können /KUSCH & OECHSNER 2004/. Im Gegensatz zur Nassvergärung existieren auf dem Gebiet der Feststoffvergärung nur wenige anwendungsreife Verfahren für die Landwirtschaft. Erfahrungen mit der Vergärung von schüttfähigen bzw. stapelbaren Materialien basierten bislang hauptsächlich auf Verfahren der Bioabfallvergärung, die meist mit kontinuierlichen Verfahren unter Einsatz einer sehr komplexen und kostenintensiven Verfahrenstechnik arbeiteten. Im Laufe der Jahrzehnte wurden verschiedene Verfahrensansätze zur Feststoffvergärung entwickelt und erprobt.

Derzeit sind über 2.700 Biogasanlagen in Deutschland in Betrieb, die im landwirtschaftlichen Sektor fast ausschließlich als Nassvergärung betrieben werden. Mit der jüngsten Novellierung des EEG im August 2004 erhält die Stromerzeugung aus Biomasse u. a. für den Einsatz innovativer Technologien zusätzliche Anreize. Per Gesetz ist darunter die Trockenfermentation als innovativ und damit als besonders förderungswürdig eingestuft. Aufgrund dieser Veränderung der Rahmenbedingungen besteht ein steigendes Interesse am Einsatz von Trocken- bzw. Feststoffvergärungsanlagen. Aufgrund der Tatsache, dass der Begriff Trockenfermentation vor Allem aufgrund der Aufnahme in das Erneuerbare-Energien-Gesetz fachlich umstritten ist, wird im Weiteren nur noch der Begriff Feststoffvergärung verwendet.

Vor diesem Hintergrund wurde von der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) eine Untersuchung in Auftrag gegeben, in der der landwirtschaftliche Einsatz der Feststoffvergärung untersucht werden soll. Diese Untersuchung soll die grundsätzlichen Möglichkeiten einer Biogaserzeugung mittels Feststoffvergärung für landwirtschaftliche Betriebe aufzeigen.

Die hier vorliegende Teilstudie umfasst die Potenzialerhebung nutzbarer organischer Stoffströme sowie die ökonomische und ökologische Bewertung der Verfahren der Feststoffvergärung.

Für die Potenzialermittlung werden die verschiedenen Substrate, die für die Biogaserzeugung durch die Feststoffvergärung genutzt werden können, zusammengestellt. Dazu werden alle wesentlichen Stoffströme des landwirtschaftlichen, kommunalen und industriellen Sektors in Deutschland betrachtet. Die Potenzialanalyse bezieht sich auf stapelbare, schüttfähige organische Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle, die als bundesweites Energieträgerpotenzial angegeben werden. Des Weiteren werden die ermittelten Potenziale mit denen der Nassvergärung verglichen.

Die ökonomische Analyse hat die Darstellung der jeweiligen Kosten für den Bau und den Betrieb der gängigsten Verfahren unterschiedlicher Anlagengrößen zum Ziel. Zusätzlich erfolgt unter analogen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ein Vergleich mit der Nassfermentation. Es werden nicht nur die zu erwartenden Investitionen und Betriebskosten vergleichend aufgelistet, sondern eine praxisnahe Darstellung mit den möglichen Erlösen erfolgen, um den wirtschaftlichen Betrieb der Verfahren für den landwirtschaftlichen Einsatz darstellen zu können.

Ziel der ökologischen Betrachtung der Feststoffvergärung ist die Darstellung die mit der Endenergiebereitstellung verbundenen Effekte auf die natürliche Umwelt und den Menschen. Dazu soll eine differenzierte Bewertung der Umweltaspekte anhand einer ökologischen Analyse erfolgen, die sich dabei auf den gesamten Lebensweg der Biogasproduktion erstrecken soll. Vergleichend zur Nassvergärung werden zusätzlich signifikante Unterschiede zur Feststoffvergärung ermittelt.

## **2.2 Potenzialerhebung für die Substrate der Feststoffvergärung**

Im Rahmen dieses Kapitels wird zunächst auf die verschiedenen Potenzialbegriffe eingegangen, um eine Basis für die darauf folgende Potenzialanalyse zu schaffen. Für das Biomassepotenzial wurden, soweit möglich, sämtliche in Deutschland anfallenden Stoffströme berücksichtigt, die für die Biogasproduktion durch die Feststoffvergärung in Betracht kommen.

Zunächst werden die Branchen und das jeweilige Aufkommen des potenziell nutzbaren Primärenergieträgers (Substrat) in Tonnen pro Jahr ermittelt. Die zur Berechnung des Energiepotenzials benötigten substratspezifischen Angaben wie Trockensubstanzgehalt (TS), Biogasertrag und Methangehalt basieren auf Literaturangaben. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass aufgrund mangelnder Datenlage keine spezifischen Biogaserträge und Methangehalte aus der Feststoffvergärung verwendet werden konnten, und demnach Daten der Nassvergärung angenommen wurden.

Die berücksichtigten Stoffströme der Potenzialanalyse können i. d. R. auf vielfältige Weise genutzt werden. Es wurde die derzeit mögliche energetische Verwendung der Stoffe abgeschätzt, um die bestehenden Nutzungspfade zu berücksichtigen. Somit wird die derzeitige stoffliche Nutzung der Biomassen (Nutzungskonkurrenz) dem Energiepotenzial vorgezogen, was eine vollständige Verwendung der Biomassepotenziale zur energetischen Nutzung ausschließt. Die resultierenden Energiepotenziale der jeweiligen Substratfraktionen werden in Petajoule (PJ) pro Jahr angegeben und stellen das technische Energiepotenzial dar.

### **2.2.1 Potenzialbegriffe**

Bei der Bestimmung der Energiepotenziale ist es wichtig, dass zu Beginn die Systemgrenzen und Rahmenbedingungen der Potenziale definiert werden, um vergleichbare und übertragbare Ergebnisse zu erzielen. Eine Vielzahl der Studien, die sich mit Energiepotenzialen beschäftigen, wie z. B. /SCHOLWIN & WITT 2005/, /SCHEUERMANN ET AL. 2004/, verwenden die Potenzialbegriffe nach /KALTSCHMITT & WIESE 1993/. Die folgende Potenzialanalyse weist das technische Energiepotenzial der Feststoffvergärung aus. Aufgrund der Vielzahl verwendeter Potenzialbegriffe werden im Folgenden verschiedene Definitionen erläutert.

### **2.2.1.1 Das theoretische Potenzial**

Das theoretische Potenzial beschreibt das innerhalb einer gegebenen Region und eines bestimmten Zeitraumes physikalisch nutzbare Energieangebot (sämtliche Phyto- und Zoomassen). Es stellt damit eine theoretische Obergrenze des verfügbaren Substrat- bzw. Energieangebots dar (z. B. die Energie der Sonnenstrahlen in einem Jahr).

In der Praxis ist das theoretische Potenzial nicht von Relevanz, da es durch unüberwindbare technische, ökologische, ökonomische sowie administrative Rahmenbedingungen nur zu geringen Anteilen erschlossen werden kann. Somit dient es i. Allg. nicht für eine tatsächliche Beurteilung der Nutzbarkeit des erneuerbaren Energieangebots und wird aus diesen Gründen in dieser Studie nicht weitergehend betrachtet.

### **2.2.1.2 Das technische Potenzial**

Unter dem technischen Potenzial wird der Anteil des theoretischen Potenzials verstanden, der unter Berücksichtigung der derzeitigen technischen Möglichkeiten, wie z. B. der Erntetechnik, nutzbar ist. Im Einzelnen werden bei der Berechnung die verfügbaren Nutzungstechniken, ihre Wirkungsgrade, die Verfügbarkeit von Standorten sowie "unüberwindbare" strukturelle, ökologische (z. B. Naturschutzgebiete), gesetzliche Vorgaben und andere nicht-technische Beschränkungen berücksichtigt. In Abhängigkeit der zugrunde gelegten Technik ergeben sich somit immer unterschiedliche technische Potenziale.

Das technische Potenzial beschreibt damit den zeit- und ortsabhängigen (aus technischer Sicht) möglichen Beitrag zur Nutzung regenerativer Energien und ist i. Allg. geringen zeitlichen Schwankungen unterworfen. Es bildet die Basis der folgenden Potenzialanalyse und bezieht sich auf den bio-chemischen Energiegehalt der anfallenden Biomasse.

### **2.2.1.3 Das wirtschaftliche Potenzial**

Mit dem Begriff des wirtschaftlichen Potenzials eines regenerativen Energieträgers bezeichnet man den Anteil des technischen Potenzials, der, basierend auf den geltenden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, wirtschaftlich genutzt werden kann. Neben den Rahmenbedingungen, die auch das technische Potenzial beeinflussen, wird das wirtschaftliche Potenzial zusätzlich sowohl von den konventionellen Energiesystemen als auch von den

Energieträgerpreisen beeinflusst. Außerdem ist die Wirtschaftlichkeit selbst eine variable Größe, da sie von einer Reihe unterschiedlicher Faktoren abhängig ist, wie z. B. Abschreibungszeiten und Zinssätzen.

Da es viele unterschiedliche Möglichkeiten gibt, die konkreten Wirtschaftlichkeitskriterien aus betriebswirtschaftlicher Sicht zu setzen, die sich zudem schnell und laufend ändern, wird das wirtschaftliche Potenzial hier nicht weiter betrachtet.

#### **2.2.1.4 Das erschließbare Potenzial**

Das erschließbare Potenzial beschreibt den zu erwartenden Anteil des technischen Potenzials, der unter realistischen Rahmenbedingungen zur Energiegewinnung verfügbar gemacht werden kann. Das erschließbare Potenzial wird vom technischen Potenzial abgeleitet. Es ist i. d. R., zumindest zeitweise, geringer als das wirtschaftliche Potenzial, da es i. Allg. nicht sofort und meist nur langfristig (z. B. wegen begrenzter Herstellkapazitäten) erschließbar ist. Das erschließbare Potenzial kann aber auch größer als das wirtschaftliche sein, wenn beispielsweise die betreffende Option zur Nutzung regenerativer Energien staatlich subventioniert wird (z. B. Markteinführungsprogramm zur Förderung regenerativen Energien). Damit ist das erschließbare (noch mehr als das wirtschaftliche) Potenzial schnell und unvorhergesehen ändernden Rahmenbedingungen ausgesetzt. Aus diesem Grund wird es in dieser Untersuchung nicht weitergehend betrachtet.

#### **2.2.2 Methodik der Potenzialbestimmung**

Für die Potenzialanalyse werden die Energieträger, die für eine Feststoffvergärung bundesweit in Frage kommen, anhand aktuellster Daten erfasst. Hierzu wird ausschließlich das technische Potenzial betrachtet, da dieses, aufgrund von limitierenden Faktoren und dem allgemein gültigen Stand der Technik, nur das verfügbare Substrat für eine Biogasproduktion berücksichtigt. Da jedoch Restriktionen wie die Wirtschaftlichkeit für die Bereitstellung durch das technische Potenzial nicht berücksichtigt werden, stellt dieses Biomassepotenzial eine maximale Obergrenze der Energieerzeugung aus Biomasse dar. Somit wird die reale Umsetzung zum Endenergieträger immer unter dem Potenzial bleiben. In den folgenden Potenzialbetrachtungen wird jeweils das Biogaspotenzial ausgewiesen.

Als Vorlage der Potenzialbestimmung für die Biogasgewinnung dienen Studien wie /FRITSCHKE ET AL. 2004/, /KALTSCHMITT ET AL. 2002/, die sich im Rahmen der Kofermentation mit der Potenzialerhebung von Biomasse beschäftigten. Für die Ermittlung der in Deutschland zur Verfügung stehenden Biomasse wurden potenzielle organische Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle der folgenden Branchen betrachtet:

- Landwirtschaft & Pflanzenanbau
- Industrie & Gewerbe
- und Kommunen

Die für eine Feststoffvergärung in Betracht kommenden Biomassen beschränken sich auf stapel- und schütffähige Substrate, die aufgrund ihres hohen Trockensubstanzgehalts (TS) nicht pumpfähig sind, und ohne Vorbehandlung für die Nassvergärung nicht in Betracht kommen. Generell wird für die Bestimmung der verfügbaren Rest- und Rückstandsmengen ein Vorrang der stofflichen Nutzung für die Biomasse angenommen, da davon ausgegangen wird, dass diese i. d. R. als Reststoffe wieder einer Vergärung zur Verfügung stehen werden. Um die vorrangige Verwertung des Reststoffes zu berücksichtigen, wird lediglich ein gewisser Anteil der anfallenden Substratmenge für die Biogasproduktion in Betracht gezogen.

Als Datengrundlage für die quantitative und qualitative Ermittlung der verschiedenen Rückstände und Nebenprodukte dienen aktuelle Zahlen und Statistiken u. a. vom Statistischen Bundesamt, Angaben von (Fach-) Verbänden und Institutionen sowie aus Fachliteratur und Untersuchungen. Einige wenige Substratmengen, wie z. B. der organische Anteil der Siedlungsabfälle oder anfallende Friedhofsabfälle, wurden anhand jährlicher „Pro-Kopf“-Anfallmengen bestimmt. Diese Berechnungsfaktoren wurden, um die Aktualität der Zahlen zu gewährleisten, mit der voraussichtlichen Bevölkerungszahl der Bundesrepublik Deutschland des Jahres 2006 berechnet, die sich auf 82,9 Mio. Einwohner beläuft /STBA 2003/. Weiteres ist der jeweils detaillierten Beschreibung der Analysen zu entnehmen.

Basierend auf den ermittelten Tonnagen der Substrate, die jährlich bundesweit für eine Feststoffvergärung zur Verfügung stehen können, wurde die technisch gewinnbare Biogasmenge errechnet. Anhand des Methangehaltes und des Heizwertes des Biogases wurde das technische Energiepotenzial der jeweiligen Substrate bzw. der Rest- und Abfallmengen in PJ pro Jahr ermittelt.

### **2.2.3 Erhebung der nutzbaren Substrate sowie des technischen Energiepotenzials**

Die für eine Feststoffvergärung erhobenen nutzbaren Substrate werden im Folgenden entsprechend ihrer Herkunft in Potenziale der Landwirtschaft und des Pflanzenanbaus, der Industrie und Gewerbe sowie der Kommunen gegliedert und deren Ermittlung detaillierter beschrieben.

#### **2.2.3.1 Substrate aus der Landwirtschaft**

Beim Anbau von Kulturpflanzen sowie bei der Haltung von Nutztvieh entsteht jährlich in der Landwirtschaft ein erhebliches Biomasseaufkommen. So fallen bei der jährlichen Getreideernte und Pflanzenproduktion große Mengen Nebenprodukte und Rückstände wie tierische Exkremate bei der Tierhaltung an. Diese werden häufig als Wirtschaftsdünger oder als Bodenverbesserer eingesetzt, können jedoch auch energetisch genutzt werden.

##### **2.2.3.1.1 Strohartige Biomasse**

In landwirtschaftlichen Betrieben fallen neben tierischen Exkrementen (vgl. Kapitel 2.2.3.1.2) hauptsächlich halmgutartige Ernterückstände an, die im Rahmen der Feststoffvergärung energetisch genutzt werden können. Unter dem Begriff Stroh wird allgemein der bei der landwirtschaftlichen Produktion von Körner liefernden Kulturen anfallende Rückstand verstanden /KALTSCHMITT & HARTMANN 2001/.

Zu den strohliefernden Kulturarten gehören u. a. Getreide, Raps und Sonnenblumen, die zusammen den größten Teil des Strohanfalls auf einer gesamten Ackerfläche von bundesweit rund 12 Mio. ha darstellen. Eine energetische Nutzung des anfallenden Strohs erfolgt gegenwärtig jedoch nur zu einem geringen Umfang, da in der betrieblichen Praxis die Ernterückstände, i. d. R. die Ölsaaten, Maispflanzen und Leguminosen (z. B. Lupinen, Wicken), in den Ackerboden eingearbeitet werden.

Für eine Abschätzung der in Deutschland zur Verfügung stehenden halmgutartigen Rückstände werden die Stroherträge folgender Kulturpflanzen betrachtet:

- Weizen
- Triticale

- Roggen
- Gerste
- Hafer
- Mais
- Raps
- Sonnenblumen

Für die Ermittlung des bundesweiten Strohaufkommens wurden die jeweiligen Erntemengen und das spezifische Korn-Stroh-Verhältnis für die einzelnen Getreidearten betrachtet. Das K/S-Verhältnis beinhaltet bereits die Verluste, die als Stoppel- und Bröckelverluste auf dem Feld verbleiben /KALTSCHMITT ET AL. 2001/ und somit nicht als energetisch nutzbares Substrat zur Verfügung stehen. Während ein Teil des anfallenden Strohs in der Tierhaltung als Einstreu und/oder Futter verwendet wird, verbleibt ein Teil der Strohmenge auf dem Feld und dient der Bodenaufbesserung, indem es in die Ackerfläche eingearbeitet wird. Die im Vordergrund stehende stoffliche Nutzung der Biomasse (u. a. Gärtnereien, Viehhaltung) wird anhand eines Faktors zur Bestimmung des verfügbaren Anteils berücksichtigt, da lediglich ein Teil des Strohs für eine anderweitige Nutzung in Betracht gezogen wird. Für alle Stroharten wird ein energetisch nutzbarer Anteil von 10 bis 30 % unterstellt /KALTSCHMITT & HARTMANN 2001/. In Tabelle 2-1 sind die Strohmenngen dargestellt, die für die energetische Nutzung für die Feststoffvergärung betrachtet werden.

**Tabelle 2-1: Getreideanbaufläche, K/S-Verhältnisse und Strohaufkommen in Deutschland im Jahr 2004**  
/BMVEL 2004/, /KALTSCHMITT ET AL. 2001/

Strohart	Anbaufläche	K/S-Verhältnis	Strohaufkommen	Energetisch nutzbare Menge
	ha		t/a	Mio. t/a
Weizen	3.100.000	1:0,85	21.527.950	2,15 – 6,46
Gerste	1.974.000	1:0,95	12.320.721	1,23 – 3,70
Roggen	621.000	1:1,4	5.329.422	0,53 – 1,60
Maisstroh	454.000	1:1,3	4.013.360	0,40 – 1,20
Triticale	505.000	1:1,1	3.605.195	0,36 – 1,08
Hafer	227.000	1:1,2	1.416.480	0,14 – 0,43
Raps	1.279.000	1:1,7	8.930.779	5,34
Sonnenblumen	37.000	1:4,1	297.332	0,18

**Getreidestroh** Die bedeutendste strohliefernde Kulturart in Deutschland, mit einer Anbaufläche von über 9,79 Mio. ha, ist das Getreide. Darunter zählen die Kulturen Weizen, Hafer, Roggen, Gerste und Triticale. Die Erträge der jeweiligen Getreideart, und somit auch das Strohaufkommen, sind von den örtlichen Bedingungen abhängig und schwanken zwischen 5,2 und 8,2 t/ha. Als Grundlage für die Mengenermittlung wurden die mittleren Ernteerträge und Anbauflächen des Statistischen Jahrbuchs 2004 /BMVEL 2004/ herangezogen. Da unter dem Begriff des Getreidestrohs unterschiedliche Getreidearten vereint werden, gibt es kein durchschnittliches Korn-Stroh-Verhältnis (K/S-Verhältnis). Die entsprechenden K/S-Verhältnisse sind in der Tabelle 2-1 dargestellt. Da der Getreidestrohbedarf in Deutschland relativ gering ist, verbleibt ein gewisser Anteil auf dem Feld. So steht nur ein geringer Teil für eine energetische Nutzung zur Verfügung, welcher mit einem nutzbaren Anteil von 10 bis 30 % der Gesamtmenge berücksichtigt wurde.

**Rapsstroh** Nach dem Getreide zählt das Stroh der Ölsaatzpflanzen (u. a. Raps) zu den bedeutendsten strohliefernden Kulturarten. Im Jahr 2004 betrug die Rapsanbaufläche in Deutschland rund 1,28 Mio. ha mit einem Ertrag zwischen 2,8 und 4,8 t/ha. Nach der Ernte bleiben allerdings nur zerkleinerte Fruchtstängel und Schoten zwischen den Stoppeln auf dem Feld zurück, welche für die Aufsammlung unerreichbar sind. Dadurch beträgt die Bergequote des Strohs zwischen 50 und 80 %, die in einem K/S-Verhältnis von ca. 1:1,7 bereits berücksichtigt wurde /KALTSCHMITT & HARTMANN 2001/.

**Maisstroh** Bei der Ernte von Körnermais und CCM (ein Mais-Gemisch, welches nach der Ernte im Silo eingelagert und als Viehfutter eingesetzt wird), fällt das Maisstroh an. Die Anbaufläche betrug 2004 in etwa 0,45 Mio. ha. Unter der Annahme eines durchschnittlichen Maisertrages von 6,8 t/ha und einem K/S-Verhältnis von 1:1,3, ist mit einem Strohertrag von 8,8 t/ha zu rechnen. Aufgrund technischer Möglichkeiten ist für das Maisstroh nur eine geringe Bergungsquote zu erreichen, so dass die verfügbare Biomasse für eine Feststoffvergärung eingeschränkt ist.

**Sonnenblumenstroh** Der Anteil von Sonnenblumenstroh am Gesamtstrohaufkommen in Deutschland ist aufgrund der geringen Verbreitung marginal. Nach Angaben des Statistischen Jahrbuchs /BMVEL 2004/ betrug die Anbaufläche in Deutschland 2004 etwa 0,04 Mio. ha, wobei rund 2 t/ha erwirtschaftet wurden. Bei Sonnenblumen ist, ähnlich wie beim Maisstroh, nur eine geringe Bergungsquote aufgrund erntetechnischer Restriktionen zu erreichen /KALTSCHMITT & HARTMANN 2001/.

Insgesamt betrug die für eine energetische Nutzung zur Verfügung stehende Strohmenge aus der Getreide-, Raps-, Sonnenblumen- und Maisernte 2004 zwischen 5,74 und 17,23 Mio. t. Daraus resultiert ein technisches Energiepotenzial von etwa 33,6 bis 100,9 PJ/a, das der Feststoffvergärung zur Verfügung steht.

#### 2.2.3.1.2 Tierische Exkreme

In Deutschland fallen jährlich in den rund 300.000 Viehhaltungsbetrieben eine beachtliche Menge tierischer Exkreme als Gülle oder Festmist und Jauche an, die derzeit vorwiegend als Wirtschaftsdünger in der Landwirtschaft Anwendung finden. Da für die Feststofffermentation nur die festen Bestandteile der tierischen Exkreme (Kot und Einstreu) nutzbar sind, kommt nur der Festmistanteil der jährlich produzierten Exkreme in Betracht.

So wurden für die Potenzialerhebung lediglich die festen Exkreme erfasst, die in Deutschland bei der Rinder-, Schweine-, Geflügel- (Masthühner und Mastputen) und Pferdehaltung anfallen. Diese Tierklassen wurden für die Berechnungen z. T. nach Geschlecht, Alter und Gewicht aufgegliedert, um das Biomasseaufkommen zu präzisieren (Tabelle 2-2). Von der Potenzialbestimmung ausgenommen sind die in Deutschland gehaltenen Schafe, Freilandhühner sowie Enten und Gänse, die überwiegend im Freien gehalten werden, und somit der entstehende Kot nicht für eine Biogasproduktion zur Verfügung steht /WILFERT & SCHAT-

TAUER 2003/. Die Nutzung dieser Exkreme ist, in Relation zu den hier betrachteten Tierarten, aufgrund der verwertbaren Menge zu gering und zum anderen mit einem zu hohen Aufwand für die Sammlung verbunden. Daher bleiben diese Tierarten bei der Potenzialerhebung unberücksichtigt.

**Tabelle 2-2: Tierklassen für die Ermittlung des Festmistaufkommens**

Rinder	Schweine	Geflügel	Pferde
Kälber	Ferkel	Legehennen	Ponys u. Kleinpferde
Männliche Rinder	Jungschweine	Küken u. Junghennen	
Weibliche Rinder	Eber	Schlachthennen -hühner	Pferde nach Alters- klassen
Milchkühe	Zuchtsauen	Masthennen -hühner	
Mutter- u. Ammenkühe	Mastschweine	Truthühner (Puten)	

Zusätzlich wurde die Haltungsart der Tiere innerhalb der Stallanlagen, mit Ausnahme der Pferdehaltung, beim Festmistaufkommen berücksichtigt. So wurden nur die in der Festmisthaltung gehaltenen Tiere betrachtet, um ein genaueres Festmistpotenzial zu erhalten /STBA 2005 B/. Diese Angaben bergen jedoch eine gewisse Ungenauigkeit, da die Daten nur bedingt und nicht für alle hier betrachteten Tierarten vorlagen.

Die Berechnung des verwertbaren Exkrementepotenzials erfolgte zunächst durch Umrechnung der amtlichen Tierzählung vom Jahr 2004 (2003 für die Geflügel- und Pferdehaltung) in Großvieheinheiten (GVE) mit Hilfe von Umrechnungsfaktoren (GVE-Schlüssel). Eine Großvieheinheit ist ein Umrechnungsschlüssel zum Vergleich verschiedener Nutztiere anhand ihres Lebendgewichts. Eine Großvieheinheit entspricht dem Gewicht eines ausgewachsenen Rinds (500 kg). Mittels spezifischer Werte wurde anschließend der Festmistanfall für jede Tierart bestimmt (Tabelle 2-3), welches die verwendete Einstreu bereits enthält /KTBL 2002/, /KALTSCHMITT ET AL. 2001/.

**Tabelle 2-3: Viehbestände der betrachteten Nutztierhaltungen in Deutschland 2004 /STBA 2005 B/, /BMVEL 2004/, /KTBL 2002/, /KTBL 1992/**

	Bestand 2004		Ø Festmistanfall
	Anzahl	in GVE	kg/(GVE d)
Rinderhaltung	12.952.300	10.053.500	26 – 31
Schweinehaltung	26.334.800	2.948.200	18 – 279
Geflügelhaltung	120.397.000	364.300	5 – 29
Pferde	525.000	474.900	ca. 25

Das nutzbare Exkrementeaufkommen verringert sich i. d. R. durch die jährlichen Weidezeiten, da die Sammlung dieser Mengen mit einem zu hohen Aufwand verbunden ist. Daraufhin wurden für die Potenzialerhebung die durchschnittlichen Weidezeiten für jede Tierart angenommen, wobei regionale Unterschiede außer Acht gelassen wurden, da kein ausreichendes Datenmaterial zur Verfügung stand. Bei der Schweinehaltung spielt der Aspekt der Weidehaltung keine oder nur eine untergeordnete Rolle und wird deshalb für die hier getroffenen Überlegungen vernachlässigt. Dieses gilt ebenso für die Geflügelhaltung, da sich die angenommenen Viehbestände nach der Haltungsart richten und die Freilandhaltung vernachlässigen. Bei der Pferdehaltung wurde berücksichtigt, dass der in der Box anfallende Pferdemist üblicherweise aufgelesen und als Wirtschaftsdünger verwendet wird. Die Exkremente, die während der Weidezeit außerhalb der Ställe anfallen, stehen einer energetischen Nutzung nicht zur Verfügung.

Basierend auf diesen Annahmen wurde für das Jahr 2004, unter Berücksichtigung der Weidezeiten, ein nutzbares Festmistaufkommen von 28,3 Mio. t bei Rindern, 11,4 Mio. t bei Schweinen /KTBL 2005 B/ sowie 1,87 Mio. t aus der Geflügel und 2,71 Mio. t aus der Pferdehaltung bestimmt. Folglich ist von einem nutzbaren Festmistaufkommen von bundesweit rund 44,29 Mio. t auszugehen, welches durch die Vergärung einem technischen Energiepotenzial von 50,0 PJ pro Jahr entspricht.

### 2.2.3.1.3 Rübenernte

Beim Anbau von Zucker- und Futterrüben fallen in Deutschland jährlich erhebliche Mengen an Rübenblättern an. In Deutschland betrug die Fläche für den Rübenanbau 2004/2005 bei über 447.000 ha, wobei die Anbaufläche für Futter- und Runkelrübe mit 11.000 ha /BMVEL

2004/ den geringsten Anteil ausmacht. Die Erträge sind je nach Bodenqualität und Rübenart sehr unterschiedlich und belaufen sich für Zuckerrüben auf ca. 55 t/ha und durchschnittlich 77,5 t/ha für die Futterrüben. Die produzierten Rüben finden ihre eigentliche Verwendung hauptsächlich in der Zuckerherstellung (vgl. Kapitel 2.2.3.2.2) oder als Futtermittel in der Viehhaltung.

Als Rückstände fallen bei der saisonalen Ernte Rübenblätter an, die als Substrat in der Biogasproduktion Verwendung finden. Die Anfallmenge der Rübenblätter ist ebenfalls sorten-spezifisch. So liegt der Rübenblattertrag der Zuckerrübe bei 44 t/ha und bei den Futterrüben bei rund 35 t/ha /FNR 2005/. Insgesamt ergibt sich ein Gesamtaufkommen von über 19,6 Mio. t Rübenblätter pro Jahr für beide Rübensorten. Ein Teil der Ernterückstände verbleibt u. a. als Bodenverbesserer auf dem Feld oder wird als Viehfutter verwendet, sodass angenommen werden kann, dass etwa 25 bis 50 % der Rübenblätter für eine energetische Nutzung zur Verfügung stehen /SCHEUERMANN ET AL. 2004/. Bei einer verwertbaren Substratmenge von 4,9 bis 9,8 Mio. t/a ergibt sich ein technisches Potenzial für die Feststoffvergärung zwischen 6,8 und 13,7 PJ pro Jahr.

#### **2.2.3.1.4 Kartoffelernte**

Kartoffeln werden in Deutschland auf einer Ackerfläche von 287.000 ha angebaut /BMVEL 2004/. Den wesentlichen Anteil machen dabei die Früh- und Spätkartoffelernten aus. So konnte 2004 auf deutschen Äckern eine Gesamtkartoffelmenge von rund 9,9 Mio. t geerntet werden /BMVEL 2004/. Dabei fällt Kartoffelkraut als Grün-Rückstand an.

Für diese Betrachtung werden die Ernteerträge und die entstehenden Rückstände für die Früh- und Spätkartoffelernte zusammen betrachtet. Durch das Frucht-Rückstands-Verhältnis der Kartoffel von 1:0,4 /SCHEUERMANN ET AL. 2004/ ergibt sich ein jährliches Aufkommen an pflanzlichen Rückständen von über 3,96 Mio. t, wobei das entstehende Kraut z. T. als Gründünger auf dem Feld verbleibt und einer energetischen Nutzung bereit steht. Wird unterstellt, dass etwa 50 % dieser Rückstände technisch erfasst und 1/3 bis 2/3 energetisch nutzbar gemacht werden könnte /KALTSCHMITT ET AL. 2002/, resultiert daraus eine Rückstandsmenge von 0,66 – 1,3 Mio. t/a. Mit den angenommenen Substrateigenschaften ergibt sich ein technisches Potenzial von 1,3 bis 2,6 PJ/a.

### **2.2.3.1.5 Hopfenanbau**

In Deutschland wird jährlich auf einer Fläche von rund 17.500 ha etwa 33.500 t Hopfen angebaut. Die Dolden der Kletterpflanze werden zwischen August und September geerntet und finden hauptsächlich Verwendung in der Bierherstellung sowie in der Pharmaindustrie /VDH 2005/.

Die Reststoffe der Hopfenernte entstehen hauptsächlich beim Verarbeitungsprozess, wo die ungewünschten Pflanzenteile wie Laub, Stiele und unbrauchbare Reben entfernt werden. Das Rückstandsaufkommen wird mit etwa 5 t/ha angenommen. Diese finden häufig ihren Weg in die Kompostierung /REGNER 2005/. Für die Hopfenrückstände wird angenommen, dass etwa ein bis zwei Drittel der Reststoffmenge für eine Biogasproduktion verfügbar sind /KALTSCHMITT ET AL. 2002/. Daraus ergibt sich ein Biomasseaufkommen von rund 0,29 bis 0,58 Mio. t/a bzw. ein technisches Energiepotenzial von jährlich 0,04 – 0,08 PJ.

### **2.2.3.1.6 Dauergrünland**

Mit dem Begriff Dauergrünland bezeichnet man landwirtschaftliche Nutzflächen, auf denen im Wesentlichen Gras zur Heu- und Silagegewinnung sowie für Viehfutter angebaut wird /FRITSCHKE ET AL. 2004/. Dazu zählen Wiesen, Mähweiden, Streuwiesen, Hutungen und Weiden mit Almen. Auf einem Teil dieser Flächen könnte durchaus auch Grasschnitt produziert werden, das zur Biogasproduktion verwendet werden kann. Nach Angaben des Statistischen Bundesamtes betrug 2004 die gesamte Grünlandfläche bundesweit, mit Ausnahme der Almen, etwa 4,21 Mio. ha /STBA 2005/. Davon machen Wiesen und Mähweiden mit über 4 Mio. ha die größte Fläche aus.

Auf den betrachteten Wiesen und Weiden werden durchschnittlich etwa 6,47 t Mähgut pro Hektar auf einer bundesweiten Grünlandfläche von 4,21 Mio. ha produziert /STBA 2005/. Da Mähgut als Heu für viele Tierhaltungsbetriebe als Grundfutterquelle dient, wird unterstellt, dass zwischen 8 und 12 % der Ernterträge (als Frischmasse) für eine energetische Nutzung verfügbar sind /KALTSCHMITT ET AL. 2002/. Daraus ergibt sich ein jährliches Aufkommen halmgutartiger Biomasse von 2,71 bis 4,06 Mio. t<sub>FM</sub> was einem technischen Energiepotenzial von 7,4 – 11,1 PJ/a entspricht.

### **2.2.3.1.7    Nachwachsende Rohstoffe (NawaRo)**

Unter dem Begriff nachwachsende Rohstoffe (NawaRo) werden ein- oder mehrjährige Kulturen verstanden, die auf landwirtschaftlichen Nutzflächen zur ausschließlichen energetischen Verwertung angebaut werden. Die erzeugte Biomasse kann als Festbrennstoff, als flüssiger Energieträger oder auch als Substrat zur Biogasgewinnung eingesetzt werden. Im Nachfolgenden soll abgeschätzt werden, welche Anbauflächen für welche Energieträger verwendet werden können.

Die landwirtschaftliche Nutzfläche, die für eine Energiepflanzenproduktion zur Verfügung steht, ist direkt vom Flächenbedarf für die Nahrungsmittelerzeugung und anderer konkurrierender Flächennutzungen abhängig. Innerhalb Deutschlands werden seit einigen Jahren Maßnahmen zur Reduzierung von Anbauflächen von der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung /BLE 2001/ eingesetzt, um die Überproduktionen in der Landwirtschaft zu regulieren. Durch den Anbau von nachwachsenden Rohstoffen wird dem Landwirt die weitere Nutzung der stillgelegten landwirtschaftlichen Flächen ermöglicht. Für den Anbau von NawaRo kommen u. a. Raps und Weizen in Betracht. Für diese Potenzialanalyse wird stellvertretend für alle NawaRo der Anbau von Silomais angenommen, da dieser sich hinsichtlich des Ernteertrags und der Handhabung derzeit als am besten geeignet darstellt.

Die in Deutschland zur Verfügung stehende Fläche beträgt etwa 1,2 Mio. ha, was rund 10 % der bundesweiten Ackerlandfläche entspricht. Es wird angenommen, dass davon 0,65 Mio. ha stillgelegter Fläche zum Anbau von Energiepflanzen (z. B. Biodiesel- oder Bioethanolproduktion) und nachwachsende Rohstoffe zur Verfügung stehen. Nach eigenen Annahmen steht im Jahr 2005 für den Anbau von nachwachsenden Rohstoffen für die Biogasproduktion eine Fläche von ca. 0,55 Mio. ha zur Verfügung /FNR 2005 B/. Dabei ist zu beachten, dass diese Fläche in Konkurrenz zu der thermochemischen Nutzung der Pflanzen steht.

Bei einem angenommenen Maisertrag von etwa 45 t/ha ergibt das bei der oben genannten Fläche ein Substrataufkommen von über 24,8 Mio. t/a. Unter Annahme einer kompletten Nutzung des Substrataufkommens für die Biogaserzeugung kann ein Energiepotenzial von etwa 86,4 PJ/a erzielt werden.

### **2.2.3.2 Reststoffe aus Industrie und Gewerbe**

Abfälle und Reststoffe organischer Herkunft fallen in den verschiedenen Bereichen der Industrie und des Gewerbes an. Die für die Feststoffvergärung verwendbaren Substrate entsprechen im Wesentlichen denen, die auch als Kosubstrate für die Nassvergärung in Betracht kommen, abzüglich der Stoffgruppen nicht stapelbarer Substrate. Das betrifft u. a. Rückstände der Alkoholbrennereien (Schlempen), der Zuckerverarbeitung (Melasse), der Milchverarbeitung (Molke) sowie Abwässer der Papierindustrie.

Für das Biogaspotenzial im Bereich Industrie und Gewerbe kommen die organischen Rückstände u. a. aus den Verarbeitungsprozessen der Bierbrauereien, der Zuckerindustrie und der Fleischverarbeitung in Betracht. Eine genaue Erhebung der organischen Stoffströme aus Industrie und Gewerbe gestaltet sich, aufgrund der oft geringen Datenverfügbarkeit, als schwierig. Allgemein ist festzustellen, dass aufgrund sinkender Produktionsmengen im Vergleich zu den Vorjahren ein leichter Rückgang der energetisch nutzbaren Reststoffmengen zu verzeichnen ist.

#### **2.2.3.2.1 Bierherstellung**

In Deutschland wurden 2003 nach Angaben des Deutschen Brauer-Bundes e.V. /DBB 2005/ über 105 Mio. hl Bier produziert. Dabei fallen verschiedene Rückstandsfraktionen wie Heiß- und Kühltrub, Kieselgurschlamm sowie Malzstaub an. Während der Endreinigung des Bieres mittels Filterpressen fallen gewisse Mengen Hefe an, die teilweise als Bierhefe in die Lebensmittelindustrie gelangt. Die mengenmäßig größte Fraktion der Nebenprodukte (mit 75 %) stellt jedoch der Biertreber dar /FNR 2005/. Dieser wird wegen der hohen Energie- und Proteingehalte als Futtermittel an die Landwirtschaft verkauft. Andernfalls werden diese Nebenprodukte als regulärer Abfall entsorgt /DBB 2005 B/

Für die Feststoffvergärung kommen aufgrund ihrer Substrateigenschaften lediglich die Biertreber und Bierhefe für eine Nutzung zur Biogasproduktion in Betracht. Während der Produktion fallen bei der Produktion von einem Hektoliter Bier etwa 19 kg Treber und 2,5 kg Hefe als Rückstandsmengen an /FNR 2005/. Da die Nebenprodukte oft einer stofflichen Nutzung zugeführt werden, die von den Bedingungen vor Ort abhängt, ist eine Aussage zur Verfügbarkeit schwer möglich. Es wird angenommen, dass etwa 20 bis 45 % der Treber und Hefen für eine Biogasproduktion genutzt werden können /WILFERT & SCHATTAUER 2003/,

/KALTSCHMITT ET AL. 2002/. Demnach stehen jährlich aus der Bierproduktion Rückstände zwischen 0,46 und 1,02 Mio. t mit einem technischen Energiepotenzial von 1,04 bis 2,35 PJ/a für die Biogasproduktion zur Verfügung.

#### **2.2.3.2.2 Rapssaaterarbeitung**

Im Wirtschaftsjahr 2004/05 wurden in Deutschland ca. 1,4 Mio. ha Raps angebaut. Dieser wird sowohl für die Nahrungsmittel- als auch für die Biodieselproduktion verwendet. Aufgrund der erhöhten Nachfrage von Rapsöl zur Biodieselproduktion ist seit mehreren Jahren eine Umverlagerung der Rapsölverwendung vom Nahrungsmittel- zum Biodieselsektor zu beobachten. Unter Berücksichtigung der Im- und Exporte von Rapsöl werden in deutschen Ölmühlen ca. 5,7 Mio. t Rapssaaterarbeitet. Dabei fallen neben dem Rapsöl etwa 3,2 Mio. t Rapsextraktionsschrot und Rapsexpeller als Nebenprodukte durch Extraktion der Rapssaater in Ölmühlen an. Aufgrund von Exporten verbleiben ca. 2,43 Mio. t des Rapsschrotes in Deutschland. (IE 2006)

Bei der Verarbeitung der Rapssaater und den entstehenden Rückständen ist zwischen klein- und großtechnischen Anlagen zu unterscheiden. Je nach Fettgehalt der Rapssaater und Auspressgrad kann der Fettanteil im Rapskuchen stark schwanken.

In kleinen, dezentralen Ölmühlen wird Rapsöl durch einfaches Abpressen der vorgetrockneten Rapssaater (Kaltpressverfahren) gewonnen, das z. B. als Kraftstoff für Maschinen und Traktoren eingesetzt werden kann. Als Nebenprodukt der Kaltpressung fällt Rapskuchen (Rapsexpeller) an, der als hochwertiges Futtermittel verwendet werden kann und im Durchschnitt 15 bis 20 % Fettgehalt aufweist (LWK NRW 2006).

In großtechnischen Anlagen entsteht als Rückstand das sog. Rapsextraktionsschrot, bei dem aufgrund der Behandlung mit Lösemittel das Öl nahezu vollständig extrahiert wird, so dass im Vergleich zum Rapskuchen kleintechnischer Anlagen der Rückstand einen geringeren Energiegehalt aufweist.

Rapskuchen und Rapsextraktionsschrot finden in der Landwirtschaft als Beimischung für Futtermittel Verwendung. Rapsschrot ist nach Sojaschrot das bedeutendste Eiweißfuttermittel in Deutschland (SCHÖNE ET AL. 2005). In Abhängigkeit vom Fett- bzw. Energiegehalt variiert

---

der Preis des Rapskuchens. Rapskuchen hat derzeit einen Marktwert von ca. 110 €/t<sup>1</sup>. Rapsschrot wird gemäß aktueller Börsenmeldungen mit rund 100 €/t<sup>2</sup> gehandelt.

Neben der Verwertung als Futtermittel ist auch eine energetische Nutzung u. a. in Biogasanlagen denkbar, sofern der Stromerlös aus 1 t Rapskuchen bzw. Rapsextraktionsschrot über dem gehandelten Marktwert liegt. Der Biogasertrag von Rapskuchen beträgt etwa 600 m<sup>3</sup>/t<sub>FM</sub> (CARMEN 2005). Unter Berücksichtigung eines Methanertrages von 63 % und eines elektrischen Wirkungsgrades von 35 % bei der Verstromung des entstehenden Biogases sowie einer Anlagenverfügbarkeit von ca. 90 % können aus 1 t Rapskuchen rund 1200 kWh (4320 MJ/t) Strom erzeugt werden. Im Falle des Einsatzes von 1 t Rapsextraktionsschrot ständen rund 980 kWh (3530 MJ/t) elektrischer Energie zur Verfügung. Ausgehend von einer durchschnittlichen Grundvergütung von rund 10 ct/kWh ergeben sich Stromerlöse von etwa 120 €/t für Rapskuchen bzw. 98 €/t für Rapsextraktionsschrot. Dabei ist jedoch zu beachten, dass die ermittelten Stromerlöse für Rapskuchen und Rapsextraktionsschrot lediglich als Richtwerte *bestehender* Biogasanlagen betrachtet werden können, da die Investitions- und Betriebskosten der Anlage nicht berücksichtigt wurden. Demzufolge kann der Einsatz von Rapskuchen und Rapsextraktionsschrot eher bei nicht ausgelasteten Biogasanlagen interessant werden. Des Weiteren ist anzumerken, dass die Rapsverarbeitungsrückstände als Monosubstrat ungeeignet sind und lediglich als Kosubstrate für einen Einsatz in Biogasanlagen in Frage kommen. Zudem ist der Einsatz von Rapskuchen bzw. Rapsextraktionsschrot auf Biogasanlagen beschränkt, die lediglich die EEG-Grundvergütung erhalten (z.B. Abfallanlagen), da der NawaRo-Bonus für diese Einsatzstoffe nicht gewährt wird (FACHVERBAND BIOGAS 2005)

Basierend auf den bisher als Futtermittel genutzten Mengen wird angenommen, dass etwa 10 % der Rückstände aus der Rapsverarbeitung (rund 240.000 t/a) mit einem technischen Energiepotenzial von ca. 2,75 PJ/a für eine energetische Verwertung zur Verfügung gestellt werden können. Dies entspricht etwa 10 % der Behandlungskapazität der in Deutschland existierenden Vergärungsanlagen im Bereich der Bio- und Grünabfallbehandlung. In diesem Sektor existieren 75 Vergärungsanlagen, deren Verarbeitungskapazität insgesamt rund 2,4 Mio. t/a beträgt (HÜTTNER ET AL. 2006).

---

<sup>1</sup> agravis: <http://www.agriserve.de/Pflanzenheizungen-Allgemeines.html> (10.05.2006)

<sup>2</sup> Mannheimer Produktenbörse, Notierung vom 08. Mai 2006: [http://www.warenboersen-suedwest.de/html/wb/notierungen/getreide\\_mannheim.html](http://www.warenboersen-suedwest.de/html/wb/notierungen/getreide_mannheim.html) (10.05.2006)

Durch eine sich schnell entwickelnde Biodiesel- und Bioethanolproduktion auf der einen Seite, sowie rückläufigen Viehbeständen in der Bundesrepublik auf der anderen Seite, ist nicht davon auszugehen, dass der Preis für Extraktionsrückstände aus der Rapsproduktion weiter steigen wird. Vielmehr ist aufgrund eines sich abzeichnenden Überangebots von einer Senkung der Preise für die o. g. Produkte auszugehen, so dass sich die energetische Verwertung in zunehmendem Maße interessant gestaltet.

#### **2.2.3.2.3 Zuckerherstellung**

Der Anbau von Zuckerrüben in Deutschland erfolgt hauptsächlich für die Erzeugung von Kristallzucker. Während der Kampagne 2004/2005 (September bis Dezember) wurden auf einer Fläche von rund 443.545 ha über 27 Mio. t Zuckerrüben für die Zuckerherstellung geerntet, die anschließend zu über 4,3 Mio. t Kristallzucker verarbeitet wurden /BARON 2005/. Bei der Gewinnung von Kristallzucker handelt es sich um einen Vorgang, in dessen Verlauf der in den Pflanzenzellen der Rübe in gelöster Form vorhandene Zucker von den übrigen Pflanzenbestandteilen getrennt und auskristallisiert wird /WvZ 2001/.

Als Nebenerzeugnisse fallen bei der Produktion Melasse, ein dunkelbrauner, dickflüssiger Sirup, sowie Rübenschnitzel als Rückstand der Entzuckerung der Rübe an. Melasse ist aufgrund der Stoffeigenschaften nicht für die Feststoffvergärung geeignet, so dass lediglich die Rübenschnitzel als Reststoffe für die Feststoffvergärung berücksichtigt werden können. Rübenschnitzel stehen jedoch nicht komplett für die energetische Nutzung zur Verfügung. Durch anderweitige Verwertungswege der anfallenden Nebenerzeugnisse, wie z. B. die Verwendung als Futtermittel, wird die zur Biogasproduktion verfügbare Menge stark eingeschränkt.

2004 fielen bei der Zuckerproduktion ca. 0,84 Mio. t Melasse und insgesamt 1,68 Mio. t Rübenschnitzel als Nebenprodukte an /BARON 2005/. Aufgrund der derzeitigen Marktstrukturen wird angenommen, dass lediglich 1 % der Rübenschnitzel, welche für die Feststoffvergärung geeignet sind, für eine energetische Nutzung zur Verfügung stehen. Dies entspricht einer nutzbaren Reststoffmenge von etwa 16.700 t, woraus ein technisches Energiepotenzial von etwa 0,03 PJ/a für die Feststoffvergärung resultiert.

#### 2.2.3.2.4 Saffherstellung

In diese Kategorie fallen die Rückstände der Verarbeitung von Obst zu Saft und Nektar. Nach Angaben des Statistischen Bundesamtes /STBA 2005/ belief sich die Herstellung von Fruchtsäften und -nektar im Jahr 2003 auf insgesamt 31,3 Mio. hl. Diese Menge teilt sich in ca. 2,6 Mio. hl Fruchtsaft und ca. 0,5 Mio. hl Fruchtnektar auf.

Bei der Obstverarbeitung fallen Reststoffe in Form von Putzresten und Obsttrester als Rückstand aus dem Entsaftungsprozess an. Pro Liter Saft entstehen durchschnittlich 0,25 kg und pro Liter Nektar durchschnittlich 0,1 kg Rückstände /KALTSCHMITT ET AL. 2002/. Ein Teil der Rückstände wird derzeit als Viehfutter, zur Pektinherstellung sowie als Grundstoff für die Alkoholproduktion benutzt. Da die momentane Nutzung der Reststoffe nicht genau bekannt ist, wurde für die Berechnung eine nutzbare Reststoffmenge von 25 bis 50 % der anfallenden Menge zu Grunde gelegt.

**Tabelle 2-4: Tresteraufkommen bei der Saft- und Nektarherstellung 2003 /STBA 2005/**

	Produktion	Tresteraufkommen	verfügbare Rückstände	
	hl/a	t/a	min. t/a	max. t/a
Fruchtsaft	25.816.310	645.408	161.352	322.704
Nektar	5.223.890	52.239	13.060	26.119
Gesamt	31.040.200	697.647	174.412	348.823

Die in Tabelle 2-4 dargestellten Trestermengen aus der Saft- und Nektarproduktion, die für eine Biogasproduktion verfügbar sind, entsprechen einem technischen Potenzial von 0,86 bis 1,73 PJ/a.

#### 2.2.3.2.5 Weinkelerei

In Deutschland werden auf einer Gesamtfläche von über 98.000 ha /BMVEL 2004/ Reben für die Wein- und Mostherstellung angebaut. Aus den Ernteerträgen des Jahres 2003 wurden in Deutschland insgesamt rund 8,11 Mio. hl Wein und Most hergestellt /BMVEL 2004/.

Beim Prozess der Kelterung bzw. bei der Traubensaftauspressung fallen pflanzliche Reststoffe in Form von Rebentrester an, die zum großen Teil aus Beerenhülsen, Kernen und Kämmen (Stiele, Rappen) bestehen. Die Treber werden wegen seiner noch relativ hohen Gehalte an

Zucker, Weinsäure und anderen Substanzen bevorzugt für die Herstellung von Tresterbränden bzw. Tresterweinen verwendet. Der Trester kann aber auch als Dünge- oder Futtermittel in der Landwirtschaft eingesetzt werden. Nach Angaben der Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe /FNR 2005/ wird ein spezifisches Tresteraufkommen von 25 kg/hl angenommen, aus dem für die Wein- und Mostproduktion rund 202.700 t Trester pro Jahr resultieren.

Aufgrund der derzeitig vorrangigen stofflichen Nutzung der Reststoffe wird davon ausgegangen, dass lediglich 10 bis 20 % der anfallenden Rebentrester tatsächlich für eine Biogasgewinnung zur Verfügung stehen. Daraus lässt sich ein theoretisches Energiepotenzial für die Feststoffvergärung von 0,12 bis 0,25 PJ im Jahr ermitteln.

#### **2.2.3.2.6 Tierverarbeitung**

In Deutschland wurden nach Angaben des Verbands Deutscher Fleisch- und Wurstwarenindustrie im Jahr 2003 rund 45 Mio. Schweine, etwa 4,2 Mio. Rinder und Kälber sowie über 2 Mio. Schafe und Ziegen geschlachtet /VDF 2005/. Auf diese Weise werden jährlich bei gewerblichen- wie Hausschlachtungen etwa 5,4 Mio. t Fleisch produziert. Dabei fallen Schlachtnebenerzeugnisse an, die für den Verzehr ungeeignet sind. Die anfallenden Schlachtabfälle können, sofern diese nicht den Kategorien I und II des Tierische-Nebenprodukte-Beseitigungsgesetzes unterliegen, weiter verwendet werden. Die Biogasgewinnung aus den festen Reststoffen wie Mägen, Pansen sowie Kot-Harn-Gemischen aus Stallungen können nach /TRITT 1992/ aufgrund des Energiepotenzials der Abfallstoffe mit anderen Entsorgungsmöglichkeiten konkurrieren und stellen somit eine gute Ergänzung zur Substratvielfalt der Energieproduktion aus Biogas dar. Aufgrund von Hygienevorschriften ist bei der Verwertung dieser Substrate eine Hygienisierung der tierischen Nebenprodukte vorzunehmen.

Die Schlachtnebenprodukte bzw. -abfälle der Fleisch- und Fleischwarenindustrie zeichnen sich durch ihre Genussuntauglichkeit aus und können in handelbare (z. B. Fell, Hörner), nicht handelbare Schlachtabfälle (z. B. diverse Organe, untaugliches Fleisch) sowie in Abfälle nach dem Abfallgesetz eingeteilt werden. Sofern sie nicht der Risikoklassen Kat. I und II des Tierische-Nebenprodukte-Beseitigungsgesetzes (TierNebG) unterliegen, können die Abfälle in einer Biogasanlage verwertet werden. Darunter fallen u. a. Flotatfette und Mägen (Pansen)

sowie Därme und deren Inhalte, die nicht in Tierkörperbeseitigungsanlagen beseitigt werden müssen /BRANSCHIED 1999/.

Da nicht alle tierischen Schlachtabfälle vergärbar sind und neben der energetischen Nutzung auch die stoffliche Verwertung bzw. die Verbrennung in Frage kommt, werden hier nur die bei gewerblichen und Hausschlachtungen anfallenden Mägen (Pansen) und Därme von Rindern, Schweinen sowie Schafen und Ziegen und dessen Inhalte für eine energetische Nutzung betrachtet. Über das Aufkommen der Rückstände und Abfälle aus Schlachthöfen und Betrieben der Fleischverarbeitung können mangels zuverlässiger Daten keine genauen Aussagen getroffen werden. Die Berechnung der anfallenden Magen- und Darmabfälle wurde anhand jeweiliger Statistiken über die Anzahl geschlachteter Tiere, ihr jeweiliges Gewicht und mittels prozentualer Faktoren durchgeführt. Diese Faktoren nach BRANSCHIED erlauben eine Aussage über den durchschnittlichen Schlachtabgang der unterschiedlichen Tierarten und ermöglichen die Bestimmung der Mengen der Magen- und Darmabfälle sowie deren Inhalte (Tabelle 2-5).

**Tabelle 2-5: Nutzbare Schlachtabfälle aus gewerblicher und häuslicher Schlachtung 2003 /VDF 2005/, /BMVEL 2004/, /BRANSCHIED 1999/**

Tierart	Schlachtungen	gesamter Schlachtabgang	Pansen, Magen, Darm und Inhalt	Abfallmenge
	Anzahl 2003	pro Tier	% Schlachtabgang	t/a
Rinder				
- Bullen	1.794.400	43 %	25 %	109.600
- Kühe	1.450.800	50 %	32 %	110.200
- Färsen	573.800	47 %	26 %	31.500
- Kälber	338.000	41 %	27 %	8.900
Schweine	45.372.900	20 %	10 %	104.200
Schafe	2.132.000	50 %	47 %	18.800

Aufgrund der Berechnungen wird angenommen, dass bei der Fleischproduktion 2003 in Deutschland etwa 383.000 t Magen- und Darmabfälle sowie -inhalte angefallen sind. Trotz einer relativ genauen Bestimmung der Abfallmengen können keine genauen Aussagen über die Verwertungswege der Schlachtabfälle getroffen werden. Laut der Servicegesellschaft Tierische Nebenprodukte mbH /STN 2005/ werden die Panseninhalte vom Rind direkt landwirtschaftlich verwertet, wobei eine stoffliche Verwertung als Tierfutter nach Einschätzung der Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft /FAL 2005/ kaum noch stattfindet. Vor

einer energetischen Nutzung z. B. in einer Biogasanlage sollten die Schlachtabfälle aus verfahrenstechnischen Gründen vorerst abgepresst werden. Durch die Abpressung der Abfälle und dem gleichzeitigen Verlust einer gewissen Wassermenge, reduziert sich die Masse auf rund 268.200 t. Es wird angenommen, dass rund ein bis zwei Drittel der Gesamtmenge für eine energetische Nutzung zur Verfügung stehen /WILFERT & SCHATTAUER 2003/. Das entspricht einem Aufkommen von etwa 0,09 – 0,18 Mio. t/a vergärbaren Schlachtabfällen und einem technischen Energiepotenzial von jährlich rund 0,15 – 0,30 PJ.

#### **2.2.3.2.7 Gemüse- und Zierpflanzenanbau**

In Deutschland wurden 2004 auf einer Anbaufläche von etwa 106.900 ha Gemüse im Freiland und unter Glas angebaut /BMVEL 2004/. Der Anbauswerpunkt liegt im Freiland bei verschiedenen Kohlsorten, Möhren, Speisezwiebeln, Salat, Spinat und Spargel. In Gewächshäusern hingegen werden überwiegend Tomaten und Gurken angebaut. Des Weiteren wurden in Deutschland auf 9.270 ha Zierpflanzen und Schnittblumen angebaut /BMVEL 2004/.

Bei der Produktion von Zierpflanzen und Gemüse im Freiland sowie in Gewächshäusern fallen ebenfalls organische Reststoffe an und Nebenprodukte an, die durch ihre Struktur und den geringen Ligningehalt leicht vergoren werden können. Es ist außerdem zu erwarten, dass die Ernterückstände dieser Branche vergleichsweise einfach verfügbar sind, da sie überwiegend von der Anbau- bzw. Produktionsfläche abgefahren werden. Für verschiedene Salatsorten (z. B. Spinat) wird angenommen, dass keine organischen Reststoffe anfallen, da diese vollständig geerntet werden bzw. der unterirdische Teil der Pflanze als Dünger auf dem Feld verbleibt. Der Biomassenanfall durch Zierpflanzen wird, im Gegensatz zu Gemüseabfällen, als relativ gering eingeschätzt /KALTSCHMITT & HARTMANN 2001/.

Da nicht alle in Deutschland angebauten Gemüsearten und Zierpflanzen statistisch erfasst werden und nur bedingt Daten zur Reststoffmenge bereit stehen, wird hier unterstellt, dass bei der Produktion etwa 10 t<sub>FM</sub> Reststoff pro ha und Jahr anfallen. Außerdem wird angenommen, dass lediglich 10 bis 20 % /SCHEUERMANN ET AL. 2004/ der anfallenden Menge für die Feststoffvergärung bereit steht. Dies entspricht einer verfügbaren Reststoffmenge von bundesweit etwa 0,12 bis 0,23 Mio. t<sub>FM</sub>, so dass demnach von einem Energiepotenzial aus der Gemüse und Pflanzenproduktion von jährlich etwa 0,2 bis 0,3 PJ ausgegangen werden kann.

### **2.2.3.3 Organische Abfallstoffe aus Kommunen**

Neben den Substraten der Landwirtschaft der Industrie kommen auch organische Rest- und Abfallstoffe der kommunalen Entsorgung für eine energetische Nutzung durch Vergärung in Biogasanlagen in Frage. Für die Bestimmung des nutzbaren Potenzials wurden verschiedene Substrate in die Betrachtung einbezogen, wie organische Abfälle aus Haushalten, überlagerte Lebensmittel und Garten- und Marktabfälle. Als Basis für die Berechnungen dienten z. T. Angaben zum einwohnerspezifischen Abfallaufkommen und die Einwohnerprognose für 2006 des Statistischen Bundesamtes /STBA 2003/ sowie amtliche Abfallbilanzen.

#### **2.2.3.3.1 Organische Siedlungs- und Marktabfälle**

Bioabfälle sind der organische Anteil der Siedlungsabfälle, die sich hauptsächlich aus Küchen- und Grünabfällen privater Haushalte zusammensetzen und im Rahmen der Kreislaufwirtschaft sowohl verbrannt, kompostiert als auch vergoren werden können.

Nach Angaben von /JANKE 2002/, /KALTSCHMITT 2001/ produziert jeder Bundesbürger durchschnittlich etwa zwischen 90 und 100 kg Bioabfall im Jahr, der sich aus Küchen- und Gartenabfällen zusammensetzt. Die Menge und Zusammensetzung dieser Abfallfraktion sind jedoch stark von der Siedlungsstruktur und der Art des Erfassungssystems abhängig /JANKE 2002/. So kann angenommen werden, dass das jährliche Bioabfallaufkommen in Deutschland 2006 etwa 7,88 Mio. t<sub>FM</sub> beträgt. Die anaerobe Vergärung steht jedoch in Konkurrenz zur Kompostierung, da zurzeit der überwiegende Teil der organischen Siedlungsabfälle in Kompostierungsanlagen behandelt wird.

Unter der Annahme, dass trotz der Verwertungs-Konkurrenz 90 % /SCHEUERMANN ET AL. 2004/ der Abfälle aus Haushalten und Kommunen für eine energetische Nutzung der Feststoffvergärung zur Verfügung stehen, entspräche das einem jährlichen Aufkommen organischer Abfälle von ca. 7,09 Mio. t<sub>FM</sub>.

Da die organischen Marktabfälle von Wochen- und Großmärkten i. d. R. getrennt gesammelt werden, wurde hier angenommen, dass etwa 50 % des Abfallaufkommens für eine Vergärung bereit stehen /KALTSCHMITT ET AL. 2002/. Das entspricht einer Größenordnung von jährlich 0,2 Mio. t<sub>FM</sub>, die bundesweit für eine energetische Nutzung verfügbar sind. Zusammen betrachtet ergibt sich so ein Gesamtaufkommen nutzbarer organischer Abfälle von jährlich

---

etwa 7,29 Mio. t<sub>FM</sub>. Aus dieser Abfallfraktion ist durch die Vergärung ein technisches Energiepotenzial von rund 20,7 PJ/a verfügbar.

### 2.2.3.3.2 Überlagerte Lebensmittel

In Deutschland fallen jährlich große Mengen Lebensmittel an, die aus hygienischen und gesundheitlichen Gründen nicht mehr verkauft werden dürfen. Diese überlagerten Lebensmittel sowie nicht genießbares Altbrot werden aus dem Handel rückgeführt und i. d. R. als Abfall entsorgt. Die festen Abfälle könnten jedoch anstatt der thermischen Verwertung auch zur Biogasgewinnung genutzt werden.

An dieser Stelle wird angenommen, dass pro Person jährlich etwa 2,5 kg überlagerte Lebensmittel (inkl. Altbrot) anfallen /WILFERT & SCHATTAUER 2003/, was einem jährlichen Gesamtaufkommen von rund 0,21 Mio. t<sub>FM</sub> entspricht. Bei 50 % Verfügbarkeit der Abfallmenge ergibt sich ein energetisches Energiepotenzial von bundesweit etwa 0,45 PJ/a.

### 2.2.3.3.3 Landschaftspflegematerial

Unter dem Begriff Landschaftspflegematerial werden hier die organischen Rückstände aus der Pflege von öffentlichen Flächen zusammengefasst. Dabei handelt es sich um Pflegeabfälle öffentlicher Parkanlagen und Sportplätzen, Friedhöfen, Straßenrändern sowie den eigentlichen Landschaftspflegeflächen, die aus Landschafts- und Umweltschutzgründen gepflegt werden. Bei einer möglichen Nutzung dieser Pflegeabfälle ist generell abzuwägen, ob die Rückstände sinnvollerweise eher aerob (Kompostierung), anaerob (Vergärung) oder thermisch (Verbrennung) verwertet werden sollen.

**Straßenbegleitgrün** Unter dem Begriff Straßenbegleitgrün wird die grünschnitt- und halmgutartige Biomasse der begrünten Straßenränder sowie der Rastplätze verstanden, die bei der jährlichen Pflege anfallen. Aufgrund unterschiedlicher Zuständigkeiten der Straßenbetreuung und mangelnder Datenerfassung sind nur unzureichende Informationen über die jährlich anfallende Biomassemenge verfügbar. Nach Angaben des Handbuchs für Straßen- und Verkehrswesen /KNOLL ET AL. 2004/ beträgt die Länge des gesamten deutschen Straßennetzes etwa 627.000 km. Diese lassen sich in fünf Straßenkategorien unterscheiden: Bundesautobahnen mit 12.000 km, Bundesstraßen mit 41.300 km, Landesstraßen mit 86.900 km, Kreisstraßen mit 91.400 km und Gemeindestraßen mit etwa 395.400 km Streckenlänge.

Aufgrund der Datenlage werden lediglich die anfallenden Pflegerückstände der Kreis-, Land- und Bundesstraßen sowie der Autobahnen berücksichtigt, da angenommen wird, dass die Rückstände der Stadt- und Gemeindestraßen den kommunalen Siedlungsabfällen zurechnen sind. Die Pflegeintervalle der jeweiligen Streckenabschnitte sind von den Erfordernissen der Verkehrssicherheit sowie der Aufgaben der Rasenflächen abhängig, so dass eine Einteilung in Intensivflächen und Extensivflächen erfolgt. Die intensiv zu pflegenden Flächen werden mehrmals (ungefähr zwei bis dreimal) und die Extensivflächen werden einmal jährlich gemäht und verschnitten und sind in der anfallenden Grüngutmenge berücksichtigt /Rommeiß et al. 2005/. Die Tabelle 2-6 zeigt eine Übersicht der jährlich anfallenden Mengen an Straßenbegleitgrün.

**Tabelle 2-6: Übersicht der jährlich entstehenden Grünschnittmengen /ROMMEIß ET AL 2005/**

		Kreis- und Landstraßen	Autobahnen
Pflegefläche	ha/km	0,6	1,4 – 2,1
Anfallende Grüngutmenge	t <sub>FM</sub> /(km a)	6,0	14,3 – 21,5
Abtransportierte Grasmenge	t <sub>FM</sub> /(km a)	3,1	7,7 – 11,5

Es wird angenommen, dass bundesweit pro Straßen-Kilometer 6 - 21,5 t/a organische Abfälle bei der Pflege in Abhängigkeit von der Straßenart anfallen. Aufgrund von Rationalisierungen im Straßenbetrieb verbleibt der Grünschnitt größtenteils am Entstehungsort. Obwohl schätzungsweise 80 % der Biomasse vor Ort verbleibt, wird für das technische Potenzial angenommen, dass etwa 1/3 bis 2/3 des ermittelten Gesamtaufkommens für die energetische Nutzung zur Verfügung stehen /KALTSCHMITT ET AL 2002/. Das entspricht einem nutzbaren Aufkommen von rund 0,51 bis 1,02 Mio. t Straßenbegleitgrün im Jahr. Daraus lässt sich ein energetisch nutzbares Energiepotenzial von 0,59 - 1,18 PJ/a für die Feststoffvergärung ableiten.

**Friedhöfe** Etwa 35.000 ha dienen in Deutschland als Friedhofsfläche /BMVEL 2004/. Diese Flächen beinhalten aktive Friedhöfe und jene, die nicht mehr als Bestattungsflächen genutzt werden, sofern nicht vom Charakter der Anlage her die Zuordnung einer Grünanlage zutreffend ist. Auf Friedhöfen fallen neben Schnittblumenresten meist grasartige Biomassen an. Je nach Pflegekonzept werden die Grasflächen regelmäßig geschnitten, wobei der flächenspezifische Biomasseanfall durch die Bewirtschaftung und angebaute Gräser variiert

/KALTSCHMITT & HARTMANN 2001/. Das entstehende Substrat verbleibt entweder auf den Flächen oder wird für eine Kompostierung oder Vergärung entfernt.

Nach /KALTSCHMITT ET AL. 2002/ ist von einem jährlichen Abfallaufkommen auf Friedhöfen von etwa 2,7 kg pro Einwohner auszugehen. Basierend auf die prognostizierte Bevölkerungszahl für Deutschland in 2006, entspricht dies einem Substratanfall von rund 223.900 t<sub>FM</sub>. Wird unterstellt, dass 1/3 bis 2/3 des ermittelten Gesamtaufkommens als Potenzial für eine energetische Nutzung zur Verfügung stehen, so ergibt sich demnach für die Feststoffvergärung ein technisches Potenzial von etwa 0,09 – 0,17 PJ/a.

**Öffentliche Grünanlagen** Nach Angaben des Statistischen Jahrbuches /BMVEL 2004/ wurden in Deutschland 2004 etwa 266.000 ha als Erholungsflächen in Form von städtischen Grünanlagen, Sport- und Freizeitanlagen genutzt. Nach Angaben von /KALTSCHMITT & HARTMANN 2001/ wird für öffentliche Grünanlagen von einem durchschnittlichen spezifischen Biomasseaufkommen von jährlich ca. 5 t/ha ausgegangen. Demzufolge kann von einer Grünabfallmenge aus öffentlichen Grünanlagen von ca. 1,33 Mio. t<sub>FM</sub> ausgegangen werden. Ferner wird angenommen, dass etwa 1/3 bis 2/3 dieser Biomasse für eine energetische Nutzung zur Verfügung stehen. Basierend auf dieser Annahme ist eine jährlich verfügbare Grünabfallmenge von 0,44 bis 0,89 Mio. t<sub>FM</sub> mit einem technischen Energiepotenzial von 0,51 bis 1,03 PJ/a zu erwarten.

**Landschaftspflegeflächen** Unter Landschaftspflegeflächen werden ehemalige landwirtschaftliche Nutzflächen verstanden, die kommerziell nicht mehr genutzt, jedoch aus Gründen des Landschafts- und Umweltschutzes nach entsprechenden naturschutzfachlichen Vorgaben gepflegt werden. Die dabei entstehende halmgutartige Biomasse kann im Zuge der Vergärung energetisch genutzt werden. Verlässliche Angaben über die der Pflegenutzung unterliegenden Flächen sowie der anfallenden Grasschnittmenge liegen nicht vor. Nach Schätzungen von /KALTSCHMITT ET AL. 2002/ wird angenommen, dass die ungenutzten Flächen in Deutschland etwa 400.000 ha betragen und einen spezifischen Biomasseertrag von knapp 3,5 t/ha erzielen.

Des Weiteren wird unterstellt, dass nur 25 bis 50 % des Gesamtaufkommens als Potenzial für die energetische Nutzung zur Verfügung stehen, da z. B. das Schnittgut zu einem großen Anteil dem natürlichen Stoffkreislauf vor Ort überlassen wird. Demnach ergibt sich ein Potenzial an pflanzlichen Rückständen von etwa 0,35 bis 0,70 Mio. t/a, das für eine Feststoff-

vergärung zur Verfügung steht und einem technischen Energiepotenzial von jährlich 0,69 – 1,38 PJ entspricht.

#### **2.2.3.4 Substratspezifische Eigenschaften**

Der Gasertrag der vergorenen Biomasse und die Gasqualität des entstehenden Biogases werden maßgeblich durch die Substrateigenschaften wie TS-, oTS- und Nährstoffgehalt (N, P, K) bestimmt. In der Tabelle 2-7 sind die Substrateigenschaften dargestellt, die der Ermittlung der technischen Energiepotenziale für die betrachteten Stoffströme zu Grunde liegen.

Tabelle 2-7: Überblick der spezifischen Substrateigenschaften

Substrate	TS	oTS	Biogasertrag		CH <sub>4</sub> -Gehalt	Quelle
	[%]	[% TS]	[m <sup>3</sup> / Mg FM]	[m <sup>3</sup> / Mg oTS]	[%]	
<b>Landwirtschaftliche Halmgüter</b>						
Weizenstroh	86	92	-	380	52	1), 3)
Roggenstroh	85 - 90	85 - 89	-	250 - 350	52	5), 1)
Gerstenstroh	86	94	-	427	52	1)
Hafer, Triticale	85 - 90	85 - 89	-	250 - 350	52	5), 1)
Winterraps	85 - 90	85 - 89	-	250 - 350	52	5), 1)
Maisstroh	86	72	-	500	52	5)
Sommerraps und Rübsen	86	92	-	350	52	1)
Sonnenblumenstroh	86	92	-	350	52	1)
<b>Tierische Exkrememente</b>						
Rindermist	ca. 25	68 - 76	40 - 50	210 - 300	60	2)
Schweinemist	20 - 25	75 - 80	55 - 65	270 - 450	60	2)
Geflügelmist	ca. 32	63 - 80	70 - 90	250 - 450	60	2)
Pferdmist	ca. 28	75	-	300 - 400	55	3)
<b>Nachwachsende Rohstoffe</b>						
Zucker- Futterrübenblätter	16	75 - 80	ca. 70	550 - 600	54 - 55	2)
Kartoffelkraut	25	79	-	500 - 600	50	5), 6)
Hopfenanbau	17	77	-	570	54	8)
Dauergrünland - Mähgut (Gras)	22 - 37	93 - 96	-	500	51 - 54	3), 4)
Maissilage	20 - 35	85 - 95	170 - 200	450 - 700	50 - 55	2)
<b>Industrielle Reststoffe</b>						
Biertreber	20 - 25	70 - 80	105 - 130	580 - 750	59 - 60	2)
Bierhefe	10	92	-	723	62	1)
Rapskuchen	91	93	612	722	63	1)
Rapsextraktionsschrot	89	92	517	633	61	1)
Rübenschnitzel (Zuckerherstellung)	22 - 26	ca. 95	60 - 75	250 - 350	70 - 75	2)
Rebentrester	40 - 50	80 - 90	250 - 270	640 - 690	65 - 70	2)
Gemüse- und Zierpflanzen	14	83	-	620	56	7)
Schlachtabfälle Rind (abgepresst)	33	80 - 90	20 - 60	200 - 400	58 - 62	2), 4)
Schlachtabfälle Schwein	30	78 - 86	20 - 60	250 - 450	60 - 70	2), 4)
Fruchtsaft-/ Nektartrester	25 - 45	85 - 95	150 - 280	590 - 680	65 - 70	2)
<b>Kommunale Abfallstoffe</b>						
org. Siedlungsabfälle	40 - 57	50 - 60	80 - 120	150 - 600	58 - 65	2), 4)
Markabfälle	5 - 20	80 - 90	45 - 110	400 - 600	60 - 65	2), 5)
überlagerte Lebensmittel (inkl. Altbrot)	40 - 48	90 - 96	-	500 - 600	50 - 53	2), 3)
Rasen- /Grünschnitt	ca. 12	83 - 92	150 - 200	550 - 680	55 - 65	2)
Landschaftspflegeflächen	ca. 21	94	-	450 - 550	55	3)

1) Carmen 2005 2) FNR 2005 3) KTBL 2005 4) KTBL 1998 5) Baserga 2000 6) IE Berechnung  
7) Wilfert & Schattauer 2003 8) LfL 2003

## 2.2.4 Zusammenfassende Bewertung

Ausgehend von den bisherigen Ausführungen werden die jeweils anfallenden Stoffströme, die für die Feststoffvergärung grundsätzlich verfügbar sind, zusammenfassend und als Masse- bzw. Energiepotenzial für Deutschland dargestellt. Anschließend erfolgt eine vergleichende Potenzialbetrachtung der Nass- und Feststoffvergärung.

### 2.2.4.1 Zusammenfassende Darstellung der Potenzialerhebung der Feststoffvergärung

Im folgenden Kapitel wird das ermittelte technische Substratpotenzial der Feststoffvergärung zur Verfügung stehenden Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle zusammengefasst. Zu Beginn erfolgt eine kurze Darstellung der einzelnen Branchen bzw. der Anfallorte der vergärbaren Biomasse. Anschließend wird das aus der Erhebung resultierende biochemische Gesamtenergiepotenzial aufgezeigt.

Für eine detaillierte Beschreibung der nutzbaren Substrate und die zur Grunde liegende Massenermittlung wird an dieser Stelle auf die jeweiligen Kapitel (Kapitel 2.2.3 ff.) verwiesen.

#### 2.2.4.1.1 Rückstände der Landwirtschaft

Die für die Biogaserzeugung nutzbare Biomasse, die als Nebenprodukte und Rückstände in der Landwirtschaft anfallen, stammt hauptsächlich aus dem Anbau strohliefernder Kulturpflanzen und aus der Viehhaltung in Form tierischer Exkreme. Im Bereich der tierischen Exkreme wird für die Feststoffvergärung lediglich die Festmistfraktion ohne Gülle betrachtet, wobei die darin enthaltene Einstreu (Stroh) aufgrund der vorrangigen stofflichen Nutzung bei der Bestimmung des Strohpotenzials bereits einbezogen wurde. Des Weiteren fallen beim Pflanzenanbau (Rüben, Kartoffeln, Hopfen) sowie bei der Bewirtschaftung von Wiesen und Weiden (Dauergrünland) Rückstände an, die ebenfalls zur Produktion von Biogas genutzt werden können.

Tabelle 2-8: Technisches Potenzial der Rückstände aus der Landwirtschaft

Anfallort	Substratanfall	energetisch nutzbare Menge	technisches Energiepotenzial
	t/a	Mio. t/a	PJ/a
Stroh	57.441.200	5,7 – 17,2	33,6 – 100,9
tierische Exkreme	44.285.900	44,3	50,0
Ernterückstände	23.645.300	5,6 – 11,2	8,2 – 16,3
Dauergrünland	33.847.500	2,7 – 4,1	7,4 – 11,1
Gesamt	159.219.900	58,3 – 76,8	99,2 – 178,3

Insgesamt könnten jährlich zwischen 36 und 48 % der in der Landwirtschaft anfallenden Rückstände energetisch genutzt werden, was einem technischen Energiepotenzial von rund 99 bis 178 PJ im Jahr entspricht.

Zusätzlich kommen auch Energiepflanzen für die Biogasherstellung in Frage. Bei dem angenommen Anbau von Maispflanzen und einer kompletten Nutzung der gesamten Ernte entspricht dies einem Energiegehalt von 86,4 PJ.

**Tabelle 2-9: Technisches Potenzial der Rückstände nachwachsender Rohstoffe (NawaRo)**

	Erntemenge	energetisch nutzbare Menge	technisches Energiepotenzial
	t/a	Mio. t/a	PJ/a
NawaRo	24.805.000	24,8	86,4

Insgesamt betrachtet weisen die nutzbaren Rückstände und Nebenprodukte der Landwirtschaft einschließlich nachwachsender Rohstoffe mit 83 bis 102 Mio. t Frischmasse ein technisches Energiepotenzial für die Feststoffvergärung von jährlich etwa 185,6 bis 264,7 PJ auf.

#### **2.2.4.1.2 Nebenprodukte und Abfälle aus Industrie & Gewerbe**

Bei der Produktion und Verarbeitung unterschiedlicher Waren fallen in den verschiedenen Bereichen von Industrie und Gewerbe organische Reststoffe und Abfälle an, die in der Feststoffvergärung energetisch genutzt werden können. In der Tabelle 2-10 ist zu erkennen, dass die industriellen Reststoffmengen bei weitem nicht denen der landwirtschaftlichen Rückstände entsprechen.

Unter den betrachteten Industriezweigen stellen die Bierherstellung (Treber, Hefe) mit etwa 30 % und die Rapsverarbeitung (Rapskuchen) mit rund 36 % nahezu 2/3 des Energiepotenzials für die Feststoffvergärung aus dem Bereich der industriellen Nebenprodukte und Abfälle dar. Die anfallenden Trestermengen aus der Saftherstellung machen etwa 22 % des Energiepotenzials der betrachteten industriellen Abfälle aus. Etwa 4 % des technischen Energiepotenzials könnte durch Reststoffe der Gemüse- und Zierpflanzenproduktion, weitere 3,2 % aus Rebentresten der Weinkeltereien sowie 3,8 % aus Abfällen der Tierverarbeitung gestellt werden. Den kleinsten Anteil zum Energiepotenzial stellt die in Deutschland anfallenden

Rübenschnitzel der Zuckerproduktion dar, welche rund 0,4 % des Energiepotenzials gemessen an den betrachteten industriellen Abfallmengen darstellen.

**Tabelle 2-10: Technisches Potenzial industrieller Reststoffe**

Anfallort	Rückstandsmenge	energetisch nutzbare Menge	technisches Energiepotenzial
	t/a	Mio. t/a	PJ/a
Bierherstellung	2.274.400	0,46 – 1,02	1,0 – 2,4
Rapssaatverarbeitung	2.430.000	0,24	2,75
Saftherstellung	697.600	0,17 – 0,35	0,86 – 1,7
Gemüse/Zierpflanzen	1.160.700	0,12 – 0,23	0,20 – 0,30
Tierverarbeitung	383.200	0,09 – 0,18	0,15 – 0,30
Weinkelterei	202.700	0,02 – 0,04	0,12 – 0,25
Zuckerproduktion	1.676.400	0,02	0,03
Gesamt	8.825.000	1,1 – 2,1	5,1 – 7,7

### 2.2.4.1.3 Kommunale Rückstände und Abfälle

Die in Kommunen und Gemeinden anfallende Biomasse, welche für eine energetische Nutzung Verwendung findet, umfasst organische Abfälle und Rückstände aus der Landschaftspflege. Aus der Vergärung der Abfallfraktion, die sich für diese Potenzialerhebung aus organischen Siedlungs- und Marktabfällen zusammensetzt, ergibt sich ein Energiepotenzial von rund 20,7 PJ (vgl. Tabelle 2-11). Zusätzlich fallen etwa 0,45 PJ aus der Nutzung überlagerter Lebensmittel an, die ebenso zu den organischen Abfällen zu zählen sind. Zusammen ergibt sich folglich ein technisches Energiepotenzial von 21,1 PJ/a, welches den Hauptanteil der kommunalen Reststoffe darstellt.

Des Weiteren fallen bei der Pflege von z. B. öffentlichen Grünflächen und Friedhöfen sowie von Landschaftspflegeflächen (Naturparks) halmgutartige Biomassen an. Insgesamt stehen jährlich bis zu 2,75 Mio. t<sub>FM</sub> dieser Pflegerückstände für eine energetische Nutzung zur Verfügung, was einem technischen Gesamtenergiepotenzial von etwa 1,9 bis 3,8 PJ entspricht.

**Tabelle 2-11: Technisches Potenzial organischer Abfallstoffe aus der Kommune**

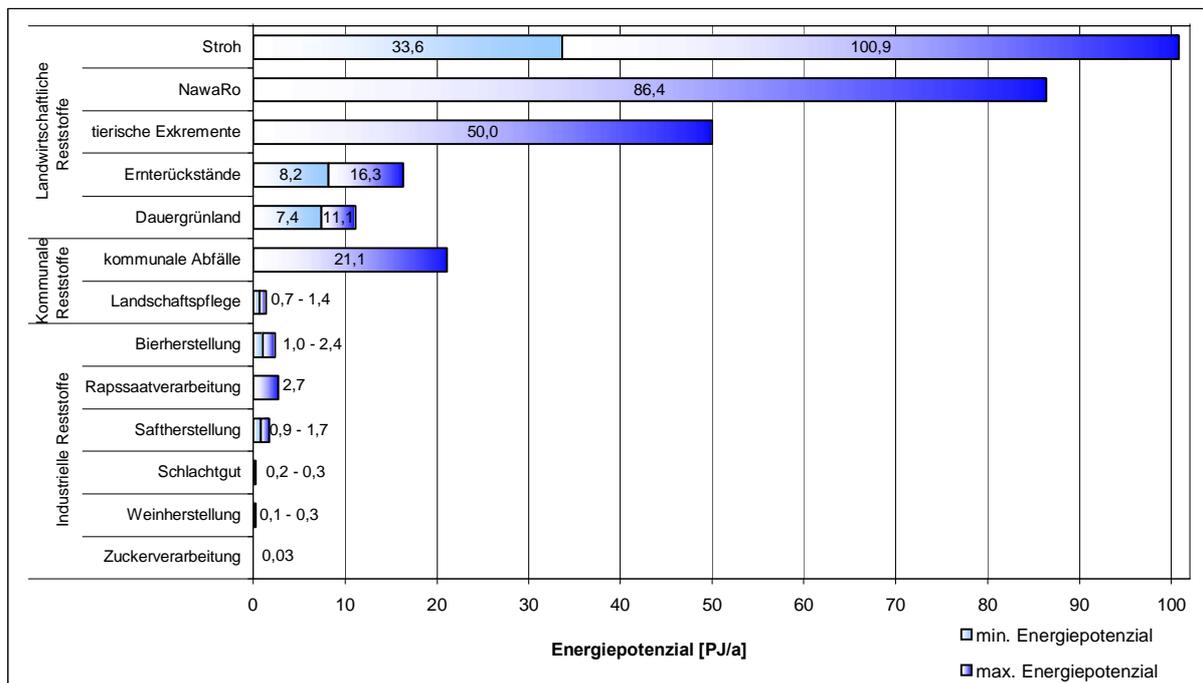
Entstehungsort	Reststoffanfall	energetisch nutzbare Menge	technisches Energiepotenzial
	t	Mio. t/a	PJ/a
org. Siedlungs- und Marktabfälle	8.279.600	7,3	20,7
Landschaftspflegeflächen	1.400.000	0,35 – 0,70	0,69 – 1,4
Grünabfälle (Parks, Friedhöfe, etc.)	3.078.800	1,0 – 2,1	1,19 – 2,4
Überlagerte Lebensmittel	207.300	0,10	0,45
<b>Gesamt</b>	<b>12.965.700</b>	<b>8,8 – 10,1</b>	<b>23,0 – 24,9</b>

#### 2.2.4.1.4 Gesamtpotenzial

Für die Feststoffvergärung stehen, wie bereits ausführlich erläutert, verschiedene Biomassen unterschiedlicher Herkunft zur Verfügung. Insgesamt konnte anhand dieser Potenzialerhebung ein bundesweit nutzbares Biomasseaufkommen von etwa 93,0 bis 113,8 Mio. t<sub>FM</sub> bestimmt werden. Aus der technisch erfassbaren Biomasse und den jeweiligen substratspezifischen Eigenschaften (vgl. Tabelle 2-7) ließen sich demzufolge ein technisches Energiepotenzial für die Biogaserzeugung aus stapelbarer Biomasse zwischen jährlich rund 214 und 297 PJ bestimmen.

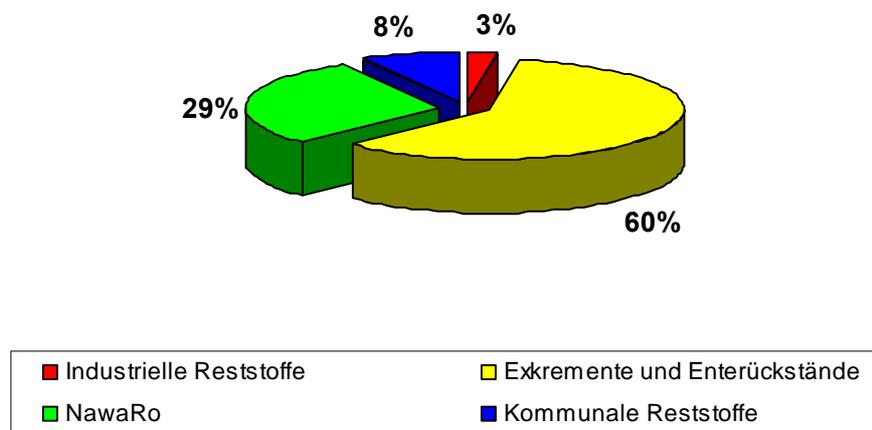
In der Abbildung 2-1 werden die in Deutschland möglichen Energiepotenziale der Feststoffvergärung für die betrachteten Branchen bzw. die jeweiligen Stoffströme dargestellt. Des Weiteren zeigt die Abbildung, welche minimalen und maximalen Energiepotenziale aus den unterschiedlichen Stoffströmen, aufgrund der Substratverfügbarkeit, der Feststoffvergärung bereits stehen.

## Potenzialerhebung für die Substrate der Feststoffvergärung



**Abbildung 2-1: Übersicht der technischen Energiepotenziale zur Feststoffvergärung**

Entsprechend ihrer Herkunft zeigt sich in der folgenden Abbildung die Verteilung des technischen Potenzials zur Biogaserzeugung bei einem gesamten technischen Potenzial von maximal 297 PJ/a. Es ist zu erkennen, dass der landwirtschaftliche Anteil am Energiepotenzial, im Vergleich zu den übrigen Branchen, deutlich dominiert. Gemeinsam mit den Energiepflanzen machen die landwirtschaftlichen Rest- und Abfallstoffe 90 % der Biogaspotenziale aus der Feststoffvergärung aus. Das technische Potenzial sowohl der industriellen als auch der kommunalen Rückstände und Abfälle trägt lediglich einen geringen Anteil zum energetischen Gesamtpotenzial der Feststoffvergärung in Deutschland bei.



**Abbildung 2-2: Verteilung des Energiepotenzials der Feststoffvergärung nach Stoffklassen**

An dieser Stelle ist anzumerken, dass für die obige Potenzialerhebung weder saisonale noch regionale Bedingungen, wie die Verteilung von Anbaugebieten oder Standorte von Produktionsstätten, berücksichtigt wurden. Daher muss für die Erschließung eines regionalen Potenzials sowohl die örtliche als auch die zeitliche Verfügbarkeit der organischen Biomassen für eine Feststoffvergärungsanlage genauer evaluiert werden.

#### **2.2.4.2 Vergleichende Betrachtungen zwischen Nass- und Feststoffvergärung**

Ein Großteil der Einsatzstoffe, die für die Nassvergärung zur Verfügung stehen, ist auch für die Feststoffvergärung geeignet. Lediglich die Substrate, die nicht in stapelbarer Form eingebracht werden können, bleiben bei der Potenzialerhebung der Feststoffvergärung unberücksichtigt. Im Wesentlichen betrifft dies Substrate mit geringen Trockensubstanzgehalten wie Gülle, Rückstände der Alkoholbrennereien (Schlempen) sowie die Abwässer der papier- und milchverarbeitenden Industrie. Anders verhält es sich bei der anfallenden strohartigen Biomasse, die für die Nassvergärung aufgrund des hohen Ligningehaltes nicht geeignet ist, aber für die Verfahren der Feststoffvergärung in Betracht kommt.

In der Tabelle 2-12 sind die Energiepotenziale für die Nass- und Feststoffvergärung entsprechend der Branchen dargestellt. Aufgrund der Berücksichtigung der strohartigen Biomasse (Getreidestroh, Ölsaatenstroh etc.), die bei einer Feststoffvergärung ein Energiepotenzial von rund 100 PJ/a aufweist, können annähernd die Substratmengen kompensiert werden, die nur

für die Nassvergärung in Frage kommen, so dass sich das technische Energiepotenzial in etwa in der selben Größenordnung bewegt.

**Tabelle 2-12: Energiepotenzial der Nass- und Feststoffvergärung nach Branchen**

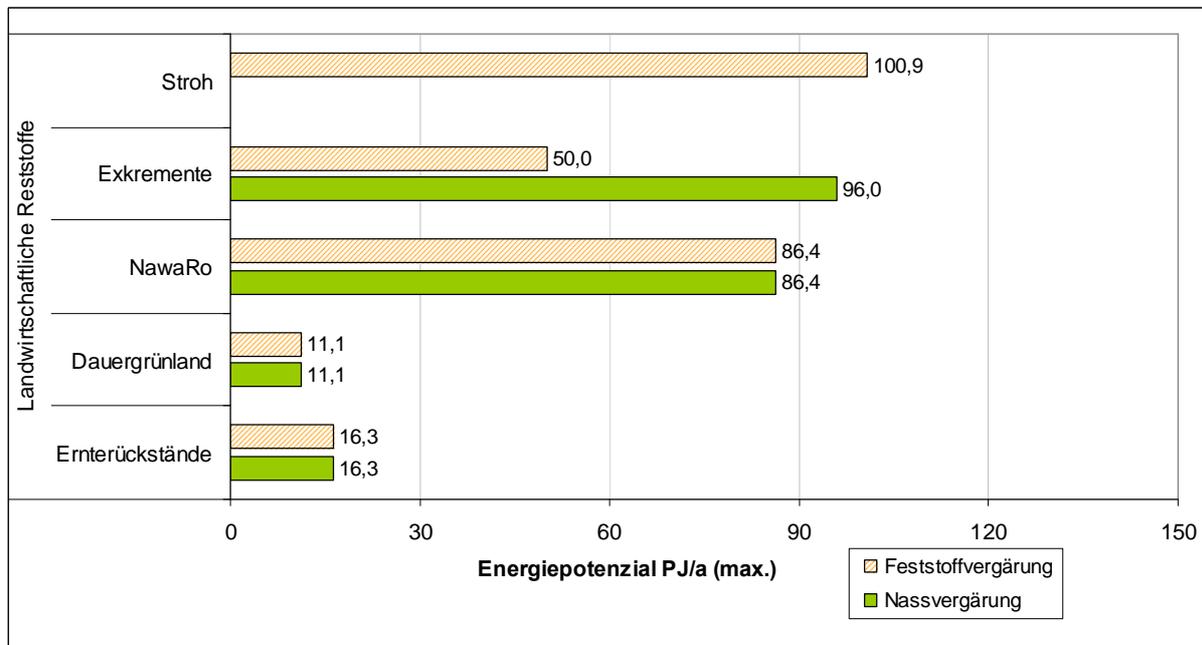
		Max. Energiepotenzial (PJ/a)	
		Nassvergärung	Feststoffvergärung
landwirtschaftliche Reststoffe	Stroh	-	100,9
	NawaRo	86,4	86,4
	tierische Exkremente	96,0	50,0
	Ernterückstände	16,3	16,3
	Dauergrünland	11,1	11,1
industrielle Reststoffe	Bierherstellung	2,6	2,4
	Saftproduktion	1,7	1,7
	Rapssaatverarbeitung	2,8	2,8
	Zuckerproduktion	0,7	0,03
	Tierverarbeitung	0,4	0,3
	Weinkelterei	0,3	0,3
	Gemüse/ Zierpflanzen	0,3	0,3
	Alkoholbrennerei	0,5	-
	Milchverarbeitung (Molkerei)	4,2	-
	Papierherstellung	3,8	-
kommunale Reststoffe	Kommunaler Abfall	21,1*	21,1
	Landschaftspflege	3,8	3,8
Gesamt		252	297

\* Exkl. flüssiger Bestandteile kommunaler Abfälle, die bei der Nassvergärung zusätzlich berücksichtigt werden müssen, jedoch energetisch geringfügig über dem Potenzial kommunaler Abfälle liegen, die lediglich für eine Feststoffvergärung in Betracht kommen.

Die Verteilung des Energiepotenzials auf die einzelnen Branchen wird in den folgenden Abbildungen dargestellt, wobei die beiden Verfahrensvarianten (Nass- vs. Feststoffvergärung) stets gegenübergestellt werden.

Insgesamt betrachtet, ergibt sich für die landwirtschaftlichen Reststoffe (Stroh, tierische Exkremente, Ernterückstände sowie Gras aus Dauergrünland) für die Feststoffvergärung ein Gesamtenergiepotenzial von 178,3 PJ/a zuzüglich des Potenzials von 86,4 PJ/a für nachwachsende Rohstoffe (Abbildung 2-3). Dabei hat Stroh mit rd. 100 PJ/a den größten Anteil am Energiepotenzial landwirtschaftlicher Rückstände. Für die Ermittlung des Strohpotenzials wird für alle Stroharten ein energetisch nutzbarer Anteil von 10 bis 30 % unterstellt, um unterschiedliche Bergungsquoten und die stoffliche Nutzung (Gärtnerereien, Einstreu etc.) zu berücksichtigen. Die energetisch nutzbare Strohmenge liegt demnach zwischen 5,7 und 17,2 Mio. t/a.

Im Fall der Nassvergärung mit einem Gesamtenergiepotenzial der landwirtschaftlichen Reststoffe von rd. 125 PJ/a zuzüglich 86,4 PJ/a NawaRo dominieren die tierischen Exkremen- te aufgrund der Einbeziehung der Güllemengen mit rd. 96 PJ/a.



**Abbildung 2-3: Energiepotenziale landwirtschaftlicher Reststoffe und Energiepflanzen**

Die Betrachtung des Energiepotenzials für die anfallenden industriellen Rest- und Abfallstoffe ergibt ein Energiepotenzial von maximal 7,8 PJ/a für die Feststoffvergärung und 17,3 PJ/a für die Nassvergärung (Abbildung 2-4). Das höhere Potenzial für die Nassvergärung ist aufgrund der umfangreicheren Verwertung industrieller Stoffströme möglich. So werden z. B. Molke, Melasse, Schlempe und Abwässer der Papierherstellung aufgrund ihrer geringen TS-Gehalte bzw. aufgrund mangelnder Stapelfähigkeit ausschließlich für die Nassvergärung betrachtet.

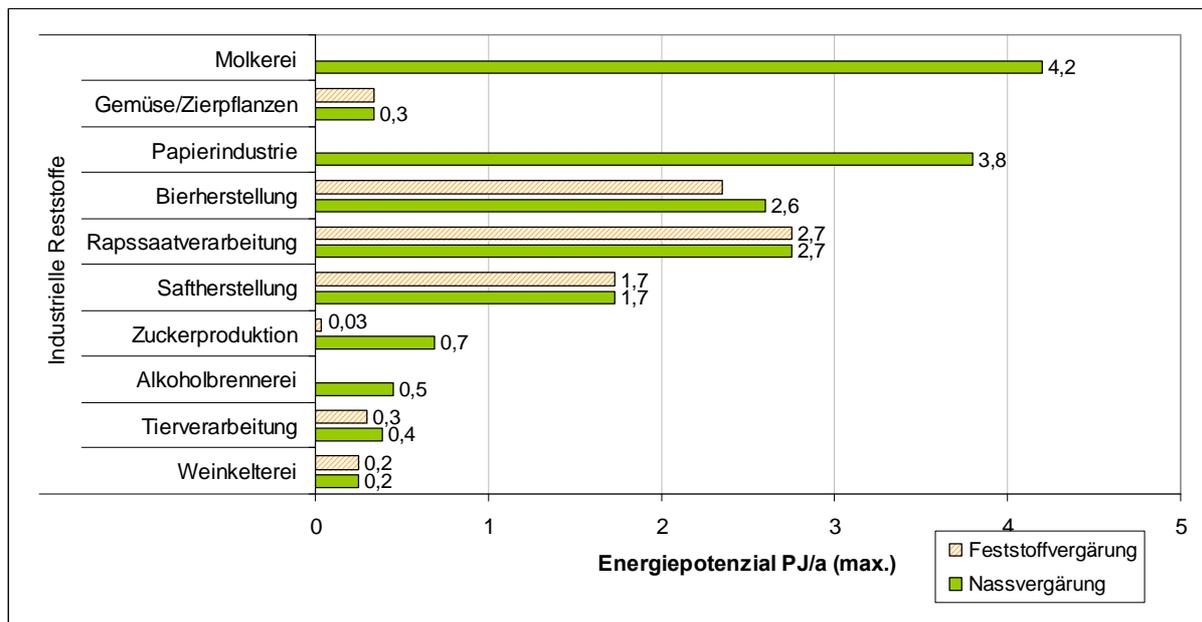


Abbildung 2-4: Energiepotenziale industrieller Reststoffe

Bei der Bierherstellung fallen verschiedene Rückstandsfraktionen an, wobei der Biertreber mit etwa 75 % mengenmäßig den Hauptrückstand darstellt. Weitere Prozessrückstände sind Hefe, Heiß- und Kühltrub, Kieselgur sowie Malzstaub. Für die Nassvergärung kommen prinzipiell alle Rückstände in Betracht, wobei Kieselgurschlamm weniger gut als Substrat geeignet ist und somit nicht berücksichtigt wird. Das für die Nassvergärung verfügbare energetische Potenzial aus den Rückständen der Bierherstellung beträgt etwa 2,6 PJ/a /WILFERT & SCHATTAUER 2003/. Für die Feststoffvergärung werden aufgrund der notwendigen Trockensubstanzgehalte der Rückstände lediglich Biertreber und Hefe betrachtet. Das energetische Potenzial aus diesen beiden Rückständen der Bierherstellung liegt zwischen 1 und 2,3 PJ/a (vgl. Kapitel 2.2.3.2.1).

Bei der Rapssaaterarbeitung fallen Rapskuchen bzw. Rapsextraktionsschrot als Rückstände an, die als Substrate sowohl für die Nass- als auch für die Feststoffvergärung geeignet sind. Unter Berücksichtigung der bisherigen Nutzung als Futtermittel wird angenommen, dass etwa 10 % der Rückstände aus der Rapsverarbeitung (rund 240.000 t/a) mit einem technischen Energiepotenzial von ca. 2,75 PJ/a für eine energetische Verwertung zur Verfügung gestellt werden können (vgl. Kapitel 2.2.3.2.2).

Die bei der Zuckerherstellung anfallende Melasse ist aufgrund der Stoffeigenschaften nicht für die Feststoffvergärung geeignet, so dass lediglich die Rübenschnitzel als Reststoffe für die Feststoffvergärung berücksichtigt werden können. Aufgrund der anderweitigen Nutzung als

Futtermittel u. a. wird angenommen, dass lediglich 1 % der Rübenschnitzel für die Biogasgewinnung zur Verfügung stehen. Dies entspricht, bei einer nutzbaren Reststoffmenge von etwa 16.700 t für 2004, einem technischen Energiepotenzial von etwa 0,03 PJ/a für die Feststoffvergärung (vgl. Kapitel 2.2.3.2.3). Für die Nassvergärung kommen dagegen beide Rückstandsarten in Betracht, so dass ein höheres energetisches Potenzial von etwa 0,7 PJ/a erreicht werden kann.

Die bei der Saffherstellung anfallenden Rückstände wie Obsttrester und Putzreste kommen als Kosubstrate sowohl für die Nass- als auch für die Feststoffvergärung in Frage. Aufgrund einer ungenauen Datenlage hinsichtlich der Verwertungswege wird angenommen, dass die für die Biogasproduktion nutzbare Reststoffmenge etwa 25-50 % der Gesamtreststoffmenge entspricht /WILFERT & SCHATTAUER 2003/. Daraus ergibt sich ein energetisches Potenzial von 0,86 bis 1,7 PJ/a für beide Verfahrensvarianten.

Der bei der Kelterung anfallende Trester ist sowohl für die Nass- als auch für die Feststoffvergärung geeignet. Aufgrund der konkurrierenden Nutzung zur Herstellung von Alkohol bzw. für den Einsatz von Futtermitteln wird angenommen, dass etwa 10-20 % der anfallenden Rückstände für die Biogasproduktion zur Verfügung stehen /WILFERT & SCHATTAUER 2003/. Das ermittelte energetische Potenzial aus den für die Biogasgewinnung verfügbaren Kelterierückständen beträgt 0,12 bis 0,25 PJ/a.

Die bei der Tierverarbeitung anfallenden Schlachtabfälle können, sofern sie nicht der Risikoklassen Kat. I und II des Tierische-Nebenprodukte-Beseitigungsgesetzes (TierNebG) unterliegen, in der Biogasanlage verwertet werden. Der Einsatz der Schlachtabfälle in der Biogasanlage setzt jedoch eine Hygienisierung voraus. Da nicht alle tierischen Schlachtabfälle vergärbar sind und neben der Fermentation auch die stoffliche Verwertung bzw. Verbrennung in Frage kommt, wird nach /WILFERT & SCHATTAUER 2003/ unterstellt, dass rund ein bis zwei Drittel der Gesamtmenge für eine Biogasproduktion zur Verfügung stehen. So steht nach Schätzungen von /WILFERT & SCHATTAUER 2003/ für die Nassvergärung eine nutzbare Abfallmenge von knapp 0,4 Mio. t zur Verfügung, die sich aus ca. 10 % Flotatfetten und rund 90 % Pansen- und Mageninhalten sowie Geschlinge und Schleimhäuten zusammensetzt. Daraus ergibt sich ein energetisches Potenzial der nutzbaren Schlachtabfälle von etwa 0,38 PJ/a. Für die Feststoffvergärung werden die bei der Tierverarbeitung anfallenden festen Schlachtgutmengen, hauptsächlich abgepresste Pansen-, Magen- und Darmabfälle ohne

---

Flotatfette, berücksichtigt. Diese Schlachtabfälle bergen ein Energiepotenzial von etwa 0,15 - 0,30 PJ/a (vgl. Kapitel 2.2.3.2.6).

Das Biogaspotenzial aus den Rückständen der Alkoholproduktion, vorwiegend Kartoffel- und Getreideschlempe sowie Rüben- und Obststoffe, wird nach /WILFERT & SCHATTAUER 2003/ mit durchschnittlich 21 Mio. m<sup>3</sup> angegeben. Dies entspricht einem technischen Energiepotenzial von 0,45 PJ/a. Die anfallenden Rückstandsmengen, die bei der Alkoholherstellung anfallen, eignen sich aufgrund ihrer geringen Trockensubstanzgehalte nur für die Nassvergärung und bleiben bei der Potenzialermittlung für die Feststoffvergärung unberücksichtigt.

Neben der Alkoholproduktion fällt Schlempe als Nebenprodukt bei der Bioethanolproduktion aus zucker- oder stärkehaltigen Rohstoffen an. In Deutschland nimmt die Bioethanolproduktion in großtechnischen Anlagen seit 2005 stetig zu, da der Einsatz von Bioethanol bzw. ETBE als Substitut für Ottokraftstoff und MTBE sowohl für die Landwirtschaft als auch für die Ethanolhersteller erhebliche Absatzpotenziale eröffnet. Derzeit wird die Schlempe überwiegend eingedampft und getrocknet in Form von DDGS<sup>3</sup> als Futtermittelpellets verwendet. Der Energiegehalt der eingetrockneten Schlempe liegt zwischen dem von Raps- und Sojaextraktionsschrot. Darüber hinaus ist auch die Verwendung der Schlempe in Biogasanlagen zur Biogasproduktion möglich. Die Produktionskapazitäten der bereits produzierenden Bioethanolanlagen (Zeitz, Zörbig und Schwedt) umfasst insgesamt etwa 570.000 m<sup>3</sup> bzw. 450.000 t Bioethanol pro Jahr. Unter Berücksichtigung einer Auslastung von etwa 90 % und einem Verhältnis Ethanolproduktion zu Schlempe von etwa 1:9 /SCHMITZ ET AL. 2003/ könnte sich eine Schlempe menge von jährlich rund 4 Mio. t ergeben. Dies entspricht einem Energiepotenzial von rund 3 PJ/a.

Die Vergärung der Schlempe wird bereits seit Jahren in Alkoholbrennereien praktiziert. Die anaerobe Aufarbeitung der Getreideschlempe bedarf i. d. R. großvolumiger und schwach belasteter Anlagen mit einer Raumbelastung von etwa 5 kg CSB/m<sup>3</sup>d /SCHMITZ ET AL. 2003/.

Derzeit befinden sich verschiedene Biogasanlagen, die Schlempe aus der großtechnischen Bioethanolproduktion als Monosubstrat verwerten, in der Planungsphase. Bislang ist jedoch keine Biogasanlage mit dem Einsatz von Schlempe aus der Bioethanolproduktion realisiert.

---

<sup>3</sup> Die beiden wesentlichen Bestandteile von DDGS (Distillers' Dried Grains with Solubles) sind Fasern aus der Maische und der Fermentation sowie lösliche Bestandteile aus dem gesamten Verarbeitungsprozess.

Die Abwässer der papier- und milchverarbeitenden Industrie eignen sich lediglich für die Nassvergärung. Das verfügbare technische Potenzial der Milchindustrie wird nach /SCHOLWIN & WITT 2005/ mit 4,3 PJ/a beziffert. Das technische Potenzial der Papierindustrie wird für Deutschland mit 3,2 PJ/a bestimmt.

Die Energiepotenziale kommunaler Reststoffe für die Feststoffvergärung wurden in Kapitel 2.2.3.3 ausführlich dargestellt. Zu den kommunalen Abfällen gehören u. a. organische Siedlungsabfälle und Marktabfälle sowie Landschaftspflegematerialien, zu denen Pflegeabfälle aus öffentlichen Park- und Grünanlagen, Friedhöfen, Straßenbegeleitgrün und Landschaftspflegeflächen zählen. Das Energiepotenzial der Pflegeabfälle, die für einen Einsatz in einer Feststoffvergärungsanlage ermittelt wurden, beträgt etwa 3,8 PJ/a. Aufgrund der gleichen Biomasse kann dieses Potenzial auch für die Nassvergärung angenommen werden.

Bei der Betrachtung der organischen Siedlungs- und Marktabfälle werden für die Feststoffvergärung lediglich die festen Speisereste mit einem Energiepotenzial von rund 21 PJ/a berücksichtigt. Für die Potenzialermittlung der Nassvergärung werden sowohl die festen als auch die flüssigen Speiseabfälle betrachtet, so dass das Energiepotenzial für organische Siedlungsabfälle und überlagerte Lebensmittel im Vergleich zur Feststoffvergärung geringfügig größer sein müsste.

Zusammenfassend werden die maximalen energetischen Potenziale für die Nass- und Feststoffvergärung im Überblick dargestellt (Abbildung 2-5). In Deutschland sind zwischen 214 und 297 PJ/a an Biogas aus den untersuchten organischen Stoffströmen bei einer Nutzung in Feststoffvergärungsanlagen technisch verfügbar. Den größten Anteil an der Biogasgewinnung trägt dabei der landwirtschaftliche Sektor, insbesondere der Bereich der landwirtschaftlichen Ernterückstände einschließlich Stroh. Im Vergleich zur Feststoffvergärung liegt das energetische Gesamtpotenzial für die Nassvergärung bei maximal rund 250 PJ/a. Auch bei der Nassvergärung wird die Dominanz der Biogasgewinnung landwirtschaftlicher Reststoffe deutlich, wobei der Großteil durch tierische Exkreme und Einstreu sowie landwirtschaftliche Ernterückstände gestellt wird. Grundsätzlich muss konstatiert werden, dass außer der günstigeren Einsatzmöglichkeiten von Stroh, was allerdings auch noch stark von der biochemischen Prozessoptimierung abhängig ist, durch die Feststoffvergärung keine bedeutenden zusätzlichen Biomassepotenziale im Vergleich zur Nassfermentation erschlossen werden können.

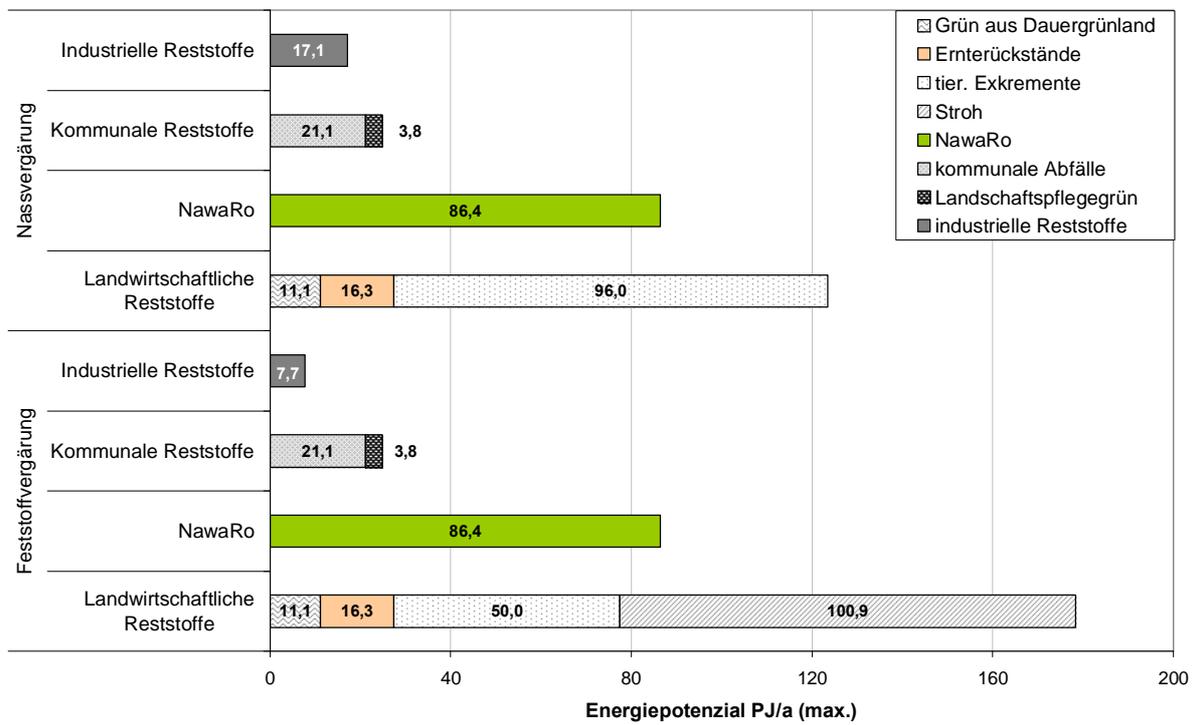


Abbildung 2-5: Überblick – Biogaspotenzial aus der Nass- und der Feststoffvergärung

## **2.3 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Verfahren der Feststoffvergärung**

Ein wichtiger Aspekt der vergleichenden Bewertung von unterschiedlichen Technologien ist neben den technischen Charakteristiken der Prozesse die ökonomische Analyse. Nur anhand eines wirtschaftlichen Vergleichs, der unter praxisnahen Rahmenbedingungen stattfinden muss, wird ersichtlich, ob ein Verfahren wirtschaftlich betrieben werden kann und somit marktfähig ist. Eine Biogasanlage gilt erst dann als wirtschaftlich, wenn die fixen und variablen Kosten über ihre gesamte Nutzungsdauer niedriger sind als die erwirtschafteten Erlöse.

### **2.3.1 Ziele und Vorgehensweise**

Eine ökonomisch korrekte Beurteilung von Investitionsprojekten, die über eine Laufzeit von mehreren Jahren geplant sind, ist laut /BMU 2003/ nur möglich, wenn dynamische Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen vorgenommen werden. Im Rahmen dieser Studie werden unterschiedliche Verfahren zur Vergärung stapelbarer Biomasse anhand der Annuitätenmethode wirtschaftlich dargestellt.

Es soll die entscheidende Frage der Finanzierbarkeit der notwendigen Investition anhand der resultierenden Anschaffungs- und Betriebskosten beantwortet werden. Dafür werden die Kosten für Bau und Betrieb von Biogasanlagen, entsprechend der Verfahren und Leistungsgröße, am Beispiel von Modellanlagen dargestellt.

Im Rahmen dieser Kostenbetrachtung werden zudem die in Deutschland vorliegenden gesetzlichen Rahmenbedingungen (Einspeisevergütung nach EEG) und deren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Anlagengrößen betrachtet. Da neben der Energiegewinnung aus Biogas bei einigen Anlagenvarianten auch Konzepte zur Kraft-Wärme-Kopplung bestehen, werden diese auf Basis vergleichbarer finanzmathematischer Rahmenbedingungen errechnet, um einen Vergleich der unterschiedlichen Anlagenvarianten zu ermöglichen.

Zur Gewährleistung der Vergleichbarkeit der betrachteten Modellanlagen und aus Gründen der Vereinfachung, wird für alle betrachteten Biogasanlagen Maissilage als Substrat angenommen. Um den für landwirtschaftliche Anlagen relevanten Leistungsbereich bestmöglich

abzudecken, werden die ausgewählten Verfahren in den Leistungsgrößen 150 kW<sub>el</sub>, 250 kW<sub>el</sub> und 500 kW<sub>el</sub> dargestellt.

Abschließend wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, um anhand ausgewählter Veränderungen der Rahmenbedingungen deren Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit der jeweiligen Anlage aufzuzeigen.

Als Basisdaten werden von einzelnen Herstellern freigegebene Preise und Kostenansätze verwendet. Aufgrund der Tatsache, dass die Daten weitestgehend mit den Herstellern für definierte Modellfälle abgestimmt sind, können sie nicht für alle denkbaren Standorte in Deutschland aufgrund z. T. unterschiedlicher Genehmigungsanforderungen und Kostensätzen übertragen werden.

### 2.3.2 Berechnungsmethodik

Das Ziel der finanzmathematischen Analyse ist es festzustellen, ob eine Investition über die Nutzungsdauer gewinnbringend angelegt ist. Es ist jedoch schwer, eine risikoarme und wirtschaftlich sinnvolle Entscheidung zu treffen, die den Erfolg einer Neu- oder Ersatzinvestition sichert. Als Hilfsmittel zur Investitionsentscheidung dienen unterschiedliche Berechnungsmodelle, die sich in zwei Verfahrensarten gliedern:

- Statische Investitionsrechnung
- Dynamische Investitionsrechnung

Die statischen Verfahren verwenden Informationen aus der Kosten- und Leistungsrechnung, indem lediglich ein bestimmter Zeitabschnitt betrachtet wird /WINJE & WITT 1991/. Dabei handelt es sich meistens um einen durchschnittlichen Zeitabschnitt, der i. d. R. das 1. Jahr der Investitionen darstellt. Somit bleiben Änderungen oder unterschiedliche Wertigkeiten der Zahlungen zu verschiedenen Zeitpunkten unberücksichtigt.

Üblicherweise ist jedoch davon auszugehen, dass die Barwerte der Investition zu unterschiedlichen Zeitpunkten unterschiedliche Werte besitzen. Um diese für die Nutzungsdauer der Anlage zu berücksichtigen, müssten alle Investitionen und Erlöse durch Auf- und Abzinsung auf einen bestimmten Zeitpunkt bezogen werden, um diese vergleichbar zu machen. Dieses Vorgehen wird bei den *dynamischen Verfahren* berücksichtigt. In der Regel wird der Zeitpunkt des Beginns oder der Fertigstellung einer Anlage (Investition) gewählt.

Ein Verfahren, welches diese ökonomische Darstellung der verschiedenen Biogasanlagen ermöglicht, ist die Annuitätenmethode, die in dieser Studie in Anlehnung an die VDI Richtlinie 2067 vorgenommen wird. Die Richtlinie /VDI 2000/ behandelt die Berechnung der Wirtschaftlichkeit von gebäudetechnischen Anlagen, und stellt somit ein hilfreiches Instrument dar.

Grundlage dieser Berechnung bilden die Anschaffungs- und Betriebskosten sowie die zu erwartenden Erlöse aus dem Verkauf elektrischer und thermischer Energie während des gesamten Zeitraums. Für die definierten Modellanlagen wird der Betrachtungszeitraum mit 20 Jahren angenommen. Anlagenteile, die eine abweichende Nutzungsdauer aufweisen, werden bei der Betrachtung der Annuität durch die Ermittlung von Ersatzinvestitionen bzw. Restwerten berücksichtigt.

Die Darstellung der Produktionskosten erfolgt in dieser Betrachtung in Vollkosten. Diese beinhalten die gesamt anfallenden Kosten bei der Produktion und schließen sowohl die fixen als auch die variablen Kosten mit ein. So können die wirklich anfallenden Kosten auf die Energieerzeugung umgelegt werden.

Um eine solide Datenlage zu Gunsten der Vergleichbarkeit zu gewährleisten, wurden für die ermittelten Kosten keine preisdynamischen Veränderungen, z. B. Inflation oder steigende Stahlpreise, angenommen. Diese Annahme wirkt sich durch gleich bleibende Anschaffungskosten während des Betrachtungszeitraums u. a. bei der Kostenermittlung der nötigen Ersatzinvestitionen aus. Des Weiteren wurden keine Zuschüsse durch Förderprogramme oder evtl. Steuern in die Kostenermittlung einbezogen.

### **2.3.2.1 Annuitätenmethode**

Diese Methode lässt sich auf die Berechnung von durchschnittlichen Gewinnen sowie auf durchschnittliche anfallende Kosten anwenden. Das Prinzip dieser Methode liegt darin, alle investitionsbedingten Zahlungen gleichmäßig auf den Betrachtungszeitraum (Nutzungsjahre) zu verteilen /DÄUMLER 2003/. Das Kriterium für die Vorteilhaftigkeit einer Investition ist, dass die Annuität einen Wert größer Null annimmt. Das bedeutet, dass die zu den unterschiedlichen Zeitpunkten anfallenden durchschnittlichen Kosten anhand der Zinseszinsrechnung als konstante jährliche Beträge (Annuität) ausgegeben werden. Somit wird eine Investition anhand der jährlichen Kosten beurteilt und ermöglicht, die Zinsen und Tilgung mit zu

berücksichtigen, da die Höhe der Zinszahlung jährlich um den selben Betrag abnimmt, wie die Tilgungszahlung ansteigt. Zudem lässt sich diese Methode auf durchschnittliche Gewinne während des Betrachtungszeitraums anwenden. Jedoch stellt die Vergleichbarkeit von Investitionen mit unterschiedlich langen Nutzungsdauern ein Problem dar. Aus diesem Grund müssen diese Investitionen dem Betrachtungszeitraum angepasst werden, indem z. B. bei einer längeren Nutzungsdauer der Restwert nach Ablauf der Betrachtung ermittelt wird.

Die Kosten, die für die gesamte Nutzungsdauer als konstant festgelegt werden, sind nach /VDI 2000/ in vier Kostenarten zu gliedern:

- kapitalgebundene Kosten
- betriebsgebundene Kosten
- bedarfsgebundene Kosten
- sonstige Kosten

Als fixe Kosten sind hier die kapitalgebundenen und sonstigen Kosten zu nennen, die durch die Investitionen in die Anlage festgelegt sind. Die verbrauchsgebundenen und betriebsgebundenen Kosten kann man als variable Kosten bezeichnen. Sie sind abhängig von der Menge an erzeugter Energie. Zur Vereinfachung werden die jährlichen Kosten für die zu erwartende Nutzungsdauer festgesetzt, ohne Preisänderungen zu berücksichtigen.

#### **2.3.2.1.1 Kapitalgebundene Kosten**

Der größte Teil der Kosten einer Anschaffung sind die Investitionen, die zu Beginn des Betrachtungszeitraumes getätigt werden müssen. Diese werden finanzmathematisch über die Nutzungsdauer als jährliche Beträge aufgeteilt. Zu diesem Kostenblock gehören die Abschreibung der Investition, die zu zahlenden Zinsen, nötige Ersatzinvestitionen von Anlagenteilen sowie die Kosten für die Instandhaltung der Biogasanlage. Diese Kosten werden über die Nutzungsdauer aufgeteilt.

Bei den kapitalgebundenen Kosten wird mit einem Kalkulationszins für das eingesetzte Kapital gerechnet, bestehend aus einem Mischzinssatz aus verfügbarem Eigen- (25 %) und Fremdkapital (75 %). Beim Einsatz von Eigenkapital entspricht der Zins der Rendite, bei Fremdkapitaleinsatz der aufzubringenden Zinsen. Dieser kalkulatorische Zinssatz hat einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit einer Investition, da er mit zunehmender Höhe den

Einfluss der Finanzierung vergrößert. Der Kalkulationszinssatz wird für die zu betrachtenden Anlagen mit 4,5 % ohne Berücksichtigung von Steuern und Inflationsrate festgelegt. Dies entspricht einem günstigen Zinssatz, wie er beispielsweise von der KfW derzeit häufig für Biogasprojekte gewährt wird.

Wird die Investition mit einem Annuitätenfaktor multipliziert, der sich aus der Nutzungsdauer und dem Kalkulationszinssatz zusammensetzt, erhält man einen jährlichen Betrag, der sowohl die Abschreibung als auch die anfallenden Zinsen berücksichtigt. Eine Investition ist dann vorteilhaft, wenn die jährlichen Kosten die Erlöse nicht übersteigen.

**Formel (1): Ermittlung des Annuitätenfaktors**

$$a = \frac{q^T \cdot (q - 1)}{q^T - 1}$$

a	Annuitätenfaktor
q	Zinsfaktor (1+ (%/100))
T	Betrachtungszeitraum der Biogasanlage in Jahren
A <sub>0</sub>	Investitionsbetrag
r	Preisänderungsfaktor
n	Anzahl der Ersatzbeschaffungen
T <sub>N</sub>	Nutzungsdauer der Anlagenkomponente in Jahren

Es wird davon ausgegangen, dass am Ende der Abschreibungsdauer von 20 Jahren kein Restwert der Anlage vorliegt. Der Wert der Anlage wird also bis auf null gemindert. Es wird kein Unterschied zwischen direkten (Sachgütern) und indirekten Investitionsausgaben (Planung und Inbetriebnahme) gemacht.

Für gewisse Anlagenteile müssen über den Betrachtungszeitraum Ersatzinvestitionen getätigt werden, um die Funktionalität der Biogasanlage zu gewährleisten. Falls Lebenszyklen gewisser Anlagenkomponenten über den Betrachtungszeitraum reichen, werden die nach 20 Jahren entstehenden Restwerte nach /VDI 2000/ der Investition gut geschrieben (vgl. Formel 2). So vermindert sich, durch den ermittelten Restwert der Anlagenkomponente, die Gesamtinvestition der Komponenten, die während des Betrachtungszeitraums nötig war.

**Formel (2): Ermittlung des Restwerts**

$$R_W = A_0 \cdot r^{(n \cdot T_N)} \cdot \frac{(n+1) \cdot T_N - T}{T_N} \cdot \frac{1}{q^T}$$

Fernerhin werden zu den kapitalgebundenen auch die Kosten für Wartung und Instandhaltung gezählt. Bei den Wartungskosten werden nicht die einzelnen Arbeitsstunden und Materialaufwendungen betrachtet, in diesem Fall richten sich die Kosten nach einem Prozentsatz der jeweiligen Investitionen. Falls eine Änderung in der Erzeugungsmenge vorliegt, müssten die Wartungskosten der Produktionsmenge angeglichen werden, da durch eine erhöhte Nutzung auch mehr Verschleiß auftritt. Für die vorgestellten Anlagen ist aber eine konstante Nutzung vorgesehen, so dass die Kosten gleich bleibend sind.

**2.3.2.1.2 Betriebsgebundene Kosten**

Für die betriebsgebundenen Kosten werden Kosten angesetzt, die bei der Bedienung der Anlage anfallen. Speziell können darunter Kosten für Wartung und Reinigung der Anlage fallen. Bei größer dimensionierten Anlagen, wo ein bestimmter Arbeits- und Personalaufwand entsteht, können die Personalkosten einen großen Teil der Stromgestehungskosten ausmachen. Die Personalkosten richten sich nach der Größe und somit nach dem personellen Aufwand der Anlage. Die Kosten für den personellen Aufwand wurden anhand der Richtpreisangebote der Anlagenplaner ermittelt.

**2.3.2.1.3 Bedarfsgebundene Kosten**

Die bedarfsgebundenen Kosten, auch als verbrauchsgebundene Kosten bezeichnet, stellen die Kosten für den bereitgestellten Energieträger und die Gärresteentsorgung dar. Diese Kosten sind in dieser Betrachtung anlagen- bzw. leistungsspezifisch. So fallen für die betrachteten Modellanlagen, aufgrund der Anlagengrößen und den damit verbundenen Jahreskapazitäten, unterschiedliche Kosten für die Bereitstellung der Biomasse an. Des Weiteren sind die Kosten für die Hilfsenergie zu berücksichtigen, die beim Betrieb der Anlage benötigt wird wie Hilfsenergie in Form von Strom und Wärme. Die benötigte elektrische Energie der Anlagen wird aus Kostengründen extern eingekauft, wohingegen die benötigte thermische Energie durch die produzierte Abwärme gedeckt wird.

#### **2.3.2.1.4 Sonstige Kosten**

Sonstige Kosten sind meistens Positionen in denen unzuordenbare Aufwendungen verbucht werden. Dazu zählen in erster Linie Versicherungs- und Verwaltungskosten. Versicherungskosten umfassen i. d. R. die Aufwendungen für die Haftpflicht- und Maschinenversicherungen sowie sonstige Versicherungen gegen Elementarschäden und Ertragsausfälle.

#### **2.3.2.2 Sensitivitätsanalyse**

Prognosen über zukünftige Entwicklungen sind im Rahmen einer Wirtschaftlichkeitsberechnung nur bedingt zuverlässig /BMU 2003/. Eine Sensitivitätsanalyse ist eine Ergänzung der Investitionsrechnung, die immer von gewissen Annahmen ausgeht, die die Praxis mehr oder weniger gut abbildet. Mit dieser Methode kann geprüft werden, wie sich das Ergebnis der Analyse verändert, wenn einzelne Annahmen und Faktoren in einem gewissen Rahmen variiert werden.

In diesem Fall soll die Sensitivitätsanalyse zeigen, wie sich der Unternehmergewinn der Modellanlagen verändert, wenn einzelne Modellannahmen, wie z. B. Substratbereitstellungskosten, Höhe des kalkulatorischen Zinssatzes oder der Investitionskosten, verändert werden.

### **2.3.3 Gesetzliche Rahmenbedingungen**

Die Nutzung von Biomasse soll in Deutschland aus politischer Sicht eine stärkere Rolle in der umwelt- und klimaverträglichen Energiepolitik spielen. Ein ehrgeiziges Ziel der Bundesregierung ist es, den Anteil der Erneuerbaren Energien an der gesamten Stromproduktion bis zum Jahr 2020 in Deutschland auf 20 % zu erhöhen.

Vor diesem Hintergrund trat das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) der Bundesregierung in Kraft, das seit dem 1. August 2004 in novellierter Form gilt. Ziel dieses Gesetzes ist es, *„im Interesse des Klima-, Natur- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung [...] zu verringern, Natur und Umwelt zu schützen, einen Beitrag zur Vermeidung von Konflikten um fossile Energieressourcen zu leisten und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern“* /EEG 2004/.

Das EEG regelt die Stromvergütung für die Einspeisung von Strom auf Basis von Erneuerbaren Energien. So werden im Rahmen des EEG feste Vergütungssätze für den eingespeisten Strom u. a. für Biogasanlagen festgelegt. Mit der Novelle des EEG sind erstmals Bonusvergütungen für die ausschließliche Verwendung von nachwachsenden Rohstoffen, der Nutzung der produzierten Wärmeenergie sowie für den Einsatz von innovativer Technik eingeführt worden. Die Vergütungssätze nach § 8 des EEG gelten für alle Biogasanlagen, die ab dem 1.1.2004 in Betrieb genommen wurden oder noch gebaut werden (sogenannte Neuanlagen).

### 2.3.3.1 Grundvergütung

Die Grundvergütung gemäß § 8 Abs. 1 EEG ist ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage über einen Zeitraum für Biogasanlagen von 20 Jahren zzgl. des Inbetriebnahmejahres zu zahlen. Die Mindestvergütungssätze verringern sich ab dem 1. Januar jedes Jahres für jede neue in Betrieb genommene Anlage um 1,5 % (Degression) bezogen auf die im Vorjahr geltende Grundvergütung. Die für das Jahr der Inbetriebnahme geltende Grundvergütung bleibt somit über den gesamten Vergütungszeitraum von 20 Jahren (für Biogasanlagen) unverändert. Die Erhöhung der Grundvergütungssätze durch Verwendung bestimmter Substrate oder Innovationen (so genannte Boni) unterliegen keiner Degression /BMU 2004/. Die Vergütungshöhen sind in Vergütungsstufen gegliedert, die sich nach der ins Netz eingespeisten Leistung richten (vgl. Tabelle 3-1) und somit unabhängig von der installierten Leistung sind.

**Tabelle 3-1: Mindestvergütung für Strom aus Biomasse nach Vergütungsstufen**

Jahr der Inbetriebnahme	Grundvergütung in ct/kWh bis zu einer Leistung von:			
	150 kW	500 kW	5 MW	20 MW
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
...	...	...	...	...

### 2.3.3.2 NawaRo-Bonus

Diese Erhöhung der Grundvergütung gemäß § 8 Abs. 2 EEG findet Anwendung, wenn Strom aus Einsatzstoffen wie nachwachsenden Rohstoffe, Gülle und/oder aus landwirtschaftlicher

Schlempe gewonnen wird. Durch den NawaRo-Bonus soll die Wirtschaftlichkeit von Anlagen verbessert werden, die ausschließlich pflanzliche Stoffe und Exkremate aus landwirtschaftlichen Betrieben und Stoffe aus der Landschaftspflege aus forstwirtschaftlichen oder gartenbaulichen Betrieben einsetzen. Die Pflanzen und Pflanzenbestandteile, wie z. B. der Aufwuchs von Wiesen und Weiden, Ackerfutterpflanzen, wie Silomais, als Ganzpflanzen geerntetes Getreide und Ölsaaten dürfen jedoch keiner weiteren Aufbereitung oder Veränderung als der zur Ernte, Konservierung oder Nutzung in der Biogasanlage unterzogen worden sein. Auch der NawaRo-Bonus wird in Tranchen vergütet und staffelt sich nach der Anlagengröße (vgl. Tabelle 3-2).

Als problematisch erweist sich jedoch die Tatsache, dass es z. Z. keine verbindliche Stoffliste für NawaRo-bonusfähige Einsatzstoffe gibt. Derzeit dient die unverbindliche Stoffliste des Fachverbandes Biogas e.V. als Orientierungshilfe.

### 2.3.3.3 KWK-Bonus

Der Bonus für Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) wird gemäß § 8 Abs. 3 EEG nur für Neuanlagen (ab 1.1.2004) gewährt. Zu berücksichtigen ist, dass der Technologie-Bonus an den KWK-Betrieb gekoppelt ist. Über den prozentualen Anteil der Nutzwärme an der gesamten Wärmeerzeugung wird die Vergütung pro kWh<sub>el</sub> errechnet. Ausgegangen wird dabei von einem Bonus in Höhe von 2 ct/kWh<sub>el</sub> bis zu einer Leistung von 20 MW<sub>el</sub>. Ein Anspruch auf den KWK-Bonus besteht jedoch nur für Wärme, die außerhalb der Biogasanlage genutzt wird. Die Vergütung der Abwärmenutzung erfolgt über den KWK-Strom, der wie folgt ermittelt wird:

**Formel (3): Ermittlung des KWK-Stroms**

$$\text{KWK-Strom (kWh}_{\text{therm}}) = \frac{\text{produzierter Strom (kWh}_{\text{el}}) \cdot \text{verfügbare Wärme (kWh}_{\text{therm}})}{\text{produzierte Wärme (kWh}_{\text{therm}})}$$

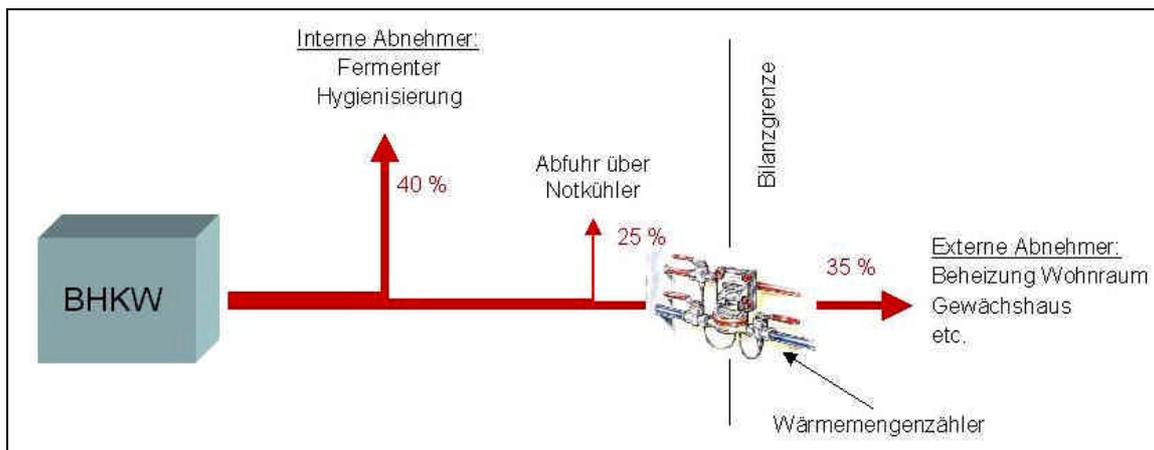


Abbildung 3-1: Schematische Darstellung zum KWK-Bonus (Beispiel) /LfU 2004/

### 2.3.3.4 Technologie-Bonus

Der Technologie-Bonus für den Einsatz bestimmter Technologien kann gemäß § 8 Abs. 4 EEG nur in Anspruch genommen werden, wenn gleichzeitig Kraft-Wärme-Kopplung betrieben wird. Die Mindestvergütung erhöht sich bis einschließlich einer Leistung von 5 MW um weitere 2,0 ct/kWh. Eine weitere Voraussetzung für diesen Bonus ist die Nutzung der Biomasse durch Einsatz innovativer Technologien wie thermochemische Vergasung, Trockenfermentation, Aufbereiten des produzierten Biogases auf Erdgasqualität sowie die Nutzung von Brennstoffzellen, Gasturbinen oder Stirling-Motoren zur Stromerzeugung. Auf diese Weise will der Gesetzgeber einen Anreiz zum Einsatz innovativer, besonders energieeffizienter und damit umwelt- und klimaschonender Anlagentechniken setzen, deren Anwendung regelmäßig mit höheren Investitionskosten verbunden ist /LfU 2004/.

Der nachfolgenden Tabelle 3-2 sind die Grundvergütung und die verschiedenen Zusatzvergütungen für Biogasanlagen zu entnehmen:

Tabelle 3-2: Grund- und Zusatzvergütungen für Biogasanlagen nach /EEG 2004/

	Grundvergütung ab 1.1.2006	NawaRo- Bonus	KWK- Bonus	Technologie- Bonus
Anlagengröße	ct/kWh	ct/kWh	ct/kWh	ct/kWh
bis 150 kW	11,16	6,0	2,0	2,0
bis 500 kW	9,60	6,0	2,0	2,0
bis 5 MW	8,64	4,0	2,0	2,0
bis 20 MW	8,15	4,0	2,0	2,0

### **2.3.3.5 Berechnung der Stromvergütung**

Die Vergütung für den eingespeisten Strom erfolgt in sog. Tranchen. Das bedeutet, dass eine Vergütung für die jeweiligen Vergütungsstufen erfolgt /MASLATON 2005/. So wird z. B. eine 500 kW Anlage durch zwei Vergütungsstufen (150 und 500 kW) vergütet. Als Basis für die Ermittlung der Grundvergütung dient der Quotient zwischen dem Jahresertrag des eingespeisten Stroms (in kWh) und der Zeitstunden eines Kalenderjahres, in denen die Anlage in Betrieb ist. Das Ergebnis entspricht der äquivalenten Leistung der Anlage (in kW) /BENSMANN 2005/.

**Formel (4): Ermittlung der äquivalenten Leistung einer kontinuierlich betriebenen Biogasanlage**

$$\text{Äquivalente Leistung (kW)} = \frac{\text{Stromproduktion (kWh)}}{8760h}$$

Die errechnete äquivalente Leistung wird in Tranchen, beginnend mit 150 kW, aufgeteilt. Ist die äquivalente Leistung größer als z. B. der Tranchenbereich von 150 kW, wird der Betrag ab 150 kW mit der folgenden Tranche verrechnet. Die anteilig auf die Leistungsklassen verteilte errechnete Leistung wird mit den Zeitstunden eines Kalenderjahres und mit dem jeweiligen Vergütungssatz (evtl. Boni müssen berücksichtigt werden) multipliziert. Anschließend werden die Erlöse der einzelnen Tranchen summiert und ergeben die gesamte Vergütung für den produzierten Strom.

In der Tabelle 3-3 ist eine Beispielrechnung für die Ermittlung der Stromerlöse einer NawaRo - Biogasanlage mit einer äquivalenten Leistung von 228 kW<sub>el</sub> dargestellt.

**Tabelle 3-3: Beispiel zur Berechnung der Stromerlöse**

Tranche	Vergütungssatz	Leistung	kWh	Erlös
bis 150 kW	19,16 ct	150 kW	1.314.000	251.762 €
150 kW bis 500 kW	17,60 ct	78 kW	683.280	120.257 €
500 kW bis 5000 kW	12,51 ct	0 kW	0	0 €
Über 5000 kW	12,03 ct	0 kW	0	0 €
Summe		228 kW	1.997.280	372.019 €

### 2.3.4 Verfahren der Betrachtung

Ziel dieser wirtschaftlichen Analyse ist die Bewertung der in Deutschland einsetzbaren Verfahren zur Feststoffvergärung in der Landwirtschaft.

Spezielle Feststoffvergärungsanlagen sind in der Landwirtschaft bisher selten, allerdings von besonderem Interesse, da sie Feststoffe ohne aufwändige Aufbereitung in stapelfähiger Form und ohne Gülleeinsatz vergären können /KUSCH & OECHSNER 2004/. Im Gegensatz zur Nassvergärung existieren auf dem Gebiet der Feststoffvergärung nur wenige anwendungsreife Verfahren für die Landwirtschaft. Erfahrungen mit der Vergärung von schütffähigen bzw. stapelbaren Materialien basierten bislang hauptsächlich auf Verfahren der Bioabfallvergärung,

die meist mit kontinuierlichen Verfahren unter Einsatz einer sehr komplexen und kostenintensiven Verfahrenstechnik arbeiteten. Im Laufe der Jahrzehnte wurden verschiedene Verfahrensansätze zur Feststoffvergärung entwickelt und erprobt.

Im Rahmen dieser Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen werden ein Garagenverfahren, ein Pfropfenstromverfahren und das TNS-Verfahren in den Leistungsgrößen 150, 250 und 500 kW<sub>el</sub> untersucht. Die Leistungsgrößen wurden so gewählt, dass der Bereich der landwirtschaftlichen Biogasanlagen möglichst gut abgedeckt werden kann. Aufgrund der Datenlage bzw. der jeweiligen Richtpreisangebote der Anlagenanbieter wird für das TNS-Verfahren lediglich die Anlagenvariante 250 und 500 kW und für das Pfropfenstromverfahren nur die Anlagengröße mit einer elektrischen Leistung von 500 kW berücksichtigt.

Für den Vergleich zwischen Nass- und Feststoffvergärung wird zusätzlich eine reine NawaRo-Anlage nach dem Prinzip der Nassvergärung betrachtet, die ebenfalls in den drei Leistungsbereichen 150, 250 und 500 kW<sub>el</sub> dargestellt wird. Im Folgenden werden die betrachteten Verfahren lediglich kurz beschrieben, da eine ausführlichere Darstellung im technischen Teil der Studie erfolgt.

#### **2.3.4.1 Garagenverfahren**

Bei diesem einstufigen, diskontinuierlichen Verfahren werden stapelbare organische Feststoffe in garagenartigen Betonfermentern vergoren. Durch hydraulisch bewegliche Tore werden die Kammern gasdicht verschlossen. Die Fermenterkammern können mit unterschiedlichen Substraten betrieben werden. Per Radlader werden die Fermenter befüllt und nach etwa 4 bis 6 Wochen entleert. Eine Umwälzung oder tägliche Zugabe von Gärmaterial entfällt.

Während der Fermentation wird das Gärgut in regelmäßigen Abständen über an der Decke befindliche Düsen mit erwärmter Perkulationsflüssigkeit beimpft. Das mikrobiologisch angereicherte Perkolat sickert durch das Substrat hindurch, wird im Fermenterboden abgezogen und in einem Vorratsbehälter gesammelt. Um die verminderte Gasproduktion während der Anfangs- und Endphase auszugleichen, werden die beheizten Fermenter zeitlich versetzt befüllt, um auf diesem Weg eine gleich bleibende Biogasproduktion zu ermöglichen.

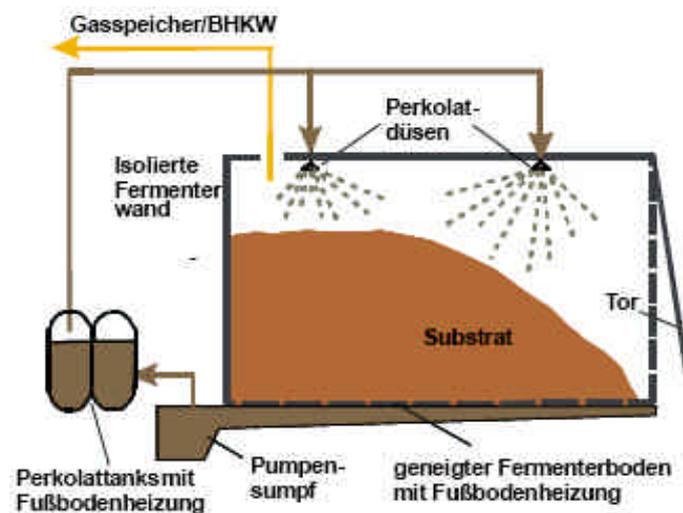


Abbildung 3-2: Verfahrensschema einer garagenartigen Feststoffvergärungsanlage /LFU 2004/

Die Modellanlagen dieses Verfahrens sind für die angenommene Jahreskapazität ausgelegt. Zusätzlich zu dem vergorenem Substrat wird bis zu  $2/3$  des bereits vergorenen Materials in die Kammern zurückgeführt, um die Stabilität der Biologie zu gewährleisten. Die Materialrückführung hat jedoch zur Folge, dass die Anlagen dementsprechend größer dimensioniert sind, was sich u. a. beim Flächenbedarf bemerkbar macht. Eine Anlage nach dem Garagenverfahren benötigt 4 Fermenterkammern mit einem Volumen von ca.  $360 \text{ m}^3$  pro Kammer bei einer Füllhöhe von 2,5 m für einer Jahreskapazität von etwa  $3.600 \text{ t}_{\text{FM}}$  und einer resultierenden Leistung von  $150 \text{ kW}_{\text{el}}$ . Bei einer Jahreskapazität von  $5.700 \text{ t}_{\text{FM}}$  und einer elektrischen Leistung von  $250 \text{ kW}_{\text{el}}$  benötigt das Verfahren 5 Fermenterkammern mit je  $420 \text{ m}^3$  Fermentervolumen bei einer Füllhöhe von 2,6 m. Um eine elektrische Leistung von  $500 \text{ kW}$  zu erreichen, benötigt dieses Verfahren bei einer Jahreskapazität von  $11.000 \text{ t}_{\text{FM}}$  8 Fermenter mit einem Kammervolumen von je rund  $460 \text{ m}^3$  und einer Füllhöhe von 2,55 m.

Für die Wirtschaftlichkeitsanalyse werden diese drei Anlagengrößen betrachtet, die nach ihrer elektrischen Leistung als Garage 150, Garage 250 und Garage 500 für die weiteren Ausführungen benannt werden.

#### 2.3.4.2 TNS-Verfahren

Dieses einstufig, diskontinuierlich betriebene Trockenfermentationsverfahren vergärt schütffähige Biomasse in baulich separaten Fermenterkammern. Der Gärprozess findet in den Feststofffermentern sowie in einem Perkolatspeicher statt, der gasdicht abgedeckt ist und

ebenfalls zur Biogasproduktion beiträgt. Die Feststofffermenter werden dabei in einem zeitlichen Versatz zueinander im Batch-Verfahren betrieben, um eine gleich bleibende Biogasproduktion zu gewährleisten. Das organisch angereicherte Prozesswasser (Perkolat) wird im Kreislauf zwischen dem Perkolatspeicher und den Feststofffermentern geführt. Die Beschickung der Fermenterkammern erfolgt mittels Radlader und ist ebenfalls zeitlich versetzt, um eine gleich bleibende Biogasproduktion über die Verweildauer von 3 bis 4 Wochen zu erzielen. Die Feststofffermenter sind aus Stahlbeton gefertigt und lassen sich durch Stahltore gasdicht verschließen. Die für die Feststoffvergärung übliche Vorrotte erfolgt bei diesem Verfahren unter aeroben Bedingungen im Fermenter. Die auf diese Weise einhergehende Vorerwärmung des Substrates kann anschließend für die Vergärung im Fermenter genutzt werden, wodurch weniger Wärmebedarf für die Beheizung der Fermenter notwendig ist. Vor der Beschickung eines Fermenters werden dem Substrat zwischen 10 und 20 % Gärrestmaterial zugemischt, um die Methanbildung zu unterstützen und zu beschleunigen.

Für die folgende wirtschaftliche Betrachtung landwirtschaftlicher Biogasanlagen waren für dieses Verfahren keine Daten einer Anlagen-Variante unter 250 kW<sub>el</sub> verfügbar, da sich nach Aussage des Herstellers lediglich eine Abfallbehandlungsanlage in diesem Leistungssegment wirtschaftlich betreiben lassen würde. Aus diesem Grund wurden ausschließlich die Leistungsbereiche 250 und 500 kW<sub>el</sub> des TNS-Verfahrens betrachtet. Eine 250 kW-Anlage zur Vergärung von landwirtschaftlichen Substraten wie z. B. Maissilage und einer Jahreskapazität von etwa 5.700 t<sub>FM</sub> benötigt 4 Feststofffermenter und einen Perkolationspeicher. Eine Anlage mit einer elektrischen Leistung von 500 kW benötigt hingegen 8 Fermenter für einen Substrateinsatz von bis zu 11.000 t/a fester Biomasse. Für die Wirtschaftlichkeitsanalyse wurden folglich zwei Anlagengrößen dieses Verfahrens betrachtet, die für die weiteren Ausführungen nach ihrer elektrischen Leistung als TNS 250 und TNS 500 bezeichnet werden.

### **2.3.4.3 Pfropfenstromverfahren**

Bei den aus der Abfallbehandlung stammenden kontinuierlichen Feststoffvergärungsverfahren handelt es sich um ein Anlagenkonzept mit einem liegenden Fermenter. Das Substrat wird über eine kontinuierliche Beschickung mit Perkolat befeuchtet, vorgewärmt und in den liegenden Gärreaktor eingebracht. Eine Rührwelle sorgt für eine radial-tangentiale Durchmischung der Gärmasse, so dass der Pfropfen in axialer Richtung nicht gestört wird /MPE 2005/.

Auf diese Weise erfolgt eine optimale Entgasung des Materials. Die Kontinuität des Verfahrens wird gewährleistet, indem Frischsubstrat am Fermentereingang eingebracht und am Ende des Fermenters als Gärrest ausgetragen wird. Der Gärprozess basiert auf einer thermophilen Feststoffvergärung (Temperaturbereich von ca. 55 °C). Die Verweilzeit im Pfpfenstromfermenter ist substratabhängig und beträgt etwa 3 bis 4 Wochen. Der entstehende Gärrest wird als Dünnschlamm (TS: 10 %) in einem entsprechenden Lager zwischengespeichert. Durch die kompakte Bauart des Fermenters kann die Anlage platzsparend errichtet werden.

Die Pfpfenstromfermenter sind im Leistungsbereich unter 500 kW<sub>el</sub>, aufgrund der technischen Komponenten, deutlich teurer als konkurrierende Verfahren. Hauptsächlich werden diese Fermenter im Bioabfallbereich eingesetzt, wo aufgrund des Substrates eine aufwendigere Rührtechnik notwendig ist. Für die Vergärung von NawaRo kann die Anlagentechnik deutlich reduziert werden (kleinere Rührwerke, geringere Drehmomente etc.), so dass die Kosten im Vergleich zur Bioabfallvergärung deutlich sinken werden /LINDE 2005/, /MPE 2005/. Derzeit werden Biogasanlagen in kleinen Leistungsgrößen unter 500 kW nur für die Vergärung von Bioabfall angeboten. Nach Aussagen der Anlagenplaner laufen Bemühungen, NawaRo-Anlagen im Leistungsbereich zwischen 300 und 350 kW<sub>el</sub> zu entwickeln. Aufgrund der nicht belastbaren wirtschaftlichen Daten wurde lediglich die Anlagengröße von 500 kW<sub>el</sub> für das Pfpfenstromverfahren betrachtet. Im Fall der Abfallvergärung werden dagegen durchaus kleinere Anlagengrößen bis 100 kW<sub>el</sub> angeboten.

Der in der Wirtschaftlichkeitsberechnung dargestellten Biogasanlage (Pfpfen 500) liegt eine Jahreskapazität von rund 11.000 t<sub>FM</sub>/a und eine elektrische Leistung von 500 kW zu Grunde.

#### **2.3.4.4 Nassfermentation**

Die derzeit im landwirtschaftlichen Bereich angewandten Verfahren zur Biogasgewinnung nutzen fast ausschließlich die Technik der Nassvergärung. Zur Vergärung von tierischen Exkrementen (Gülle) und weiteren fließfähigen Substraten hat sich diese Technologie als optimal erwiesen. Die Wahl der verfahrenstechnischen Komponenten einer Biogasanlage ist von den zur Verfügung stehenden Substraten abhängig.



150 kW. Die mittlere Anlage (Nass 250) benötigt eine BHKW-Leistung von 250 kW, um das im Fermenter (1.450 m<sup>3</sup> Volumen) produzierte Biogas aus rund 5.700 t<sub>FM</sub> Maissilage zu verwerten. Die Modellanlage Nass 500 hingegen besitzt ein Fermentervolumen von etwa 2.300m<sup>3</sup> und eine elektrische Anlagenleistung von 500 kW für 11.000 t<sub>FM</sub> Biomasse.

### **2.3.5 Wirtschaftlichkeitsannahmen**

Im folgenden Kapitel wird die Wirtschaftlichkeit verschiedener Verfahren exemplarisch anhand der bereits beschriebenen Modellbiogasanlagen betrachtet und die für die Anlagen notwendigen Investitionen, Jahreskosten sowie die zu erwartenden Erlöse dargestellt. Zusätzlich zur Kostenanalyse der Feststoffvergärungsanlagen wurde ein Vergleich mit der Nassvergärung unter analogen Rahmenbedingungen durchgeführt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Richtpreisangebote der jeweiligen Anlagenhersteller auf Basis der Kostensituation 2005 beruhen. Infolge des zu erwartenden Zubaus von Feststoffvergärungsanlagen in den kommenden Jahren und den damit verbundenen Betriebserfahrungen könnte sich die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen erheblich verbessern.

Als Grundlage für die Wirtschaftlichkeitsberechnung dient u. a. der Betrachtungszeitraum, der für die gegebenen Biogasanlagen mit 20 Jahren als Abschreibungszeitraum festgelegt wurde. Für Anlagenteile, deren Nutzungs- bzw. Abschreibungsdauer vom Betrachtungszeitraum abweicht, wurden entsprechende Ersatzinvestitionen und entstehende Restwerte berücksichtigt (vgl. Kapitel 2.3.2.1.1). Aus Vergleichsgründen wurden dieselben Rahmenbedingungen, sprich dieselben Betrachtungszeiträume, für die verschiedenen Anlagen angenommen.

Als finanzmathematische Grundlage dient der kalkulatorische Zinssatz, der mit 4,5 % festgelegt wurde. Bei der Bestimmung der zu erwartenden Annuitäten der Modellanlagen (vgl. Kapitel 2.3.2.1) wurden keine Preisänderungen während des Betrachtungszeitraums betrachtet. Dies hat konstante kapitalgebundene sowie gleich bleibende betriebs- und bedarfsgebundene Kosten zur Folge. Für die wirtschaftliche Betrachtung der Biogasanlagen wurden des Weiteren keine Steuern (Umsatzsteuern etc.) einbezogen.

Zudem wird für die Betrachtung der Modellbiogasanlagen festgelegt, dass sich die Anlagen in unmittelbarer Nähe zu einem landwirtschaftlichen Betrieb befinden und komplett neu errichtet werden. So können gewisse Strukturen und Einrichtungen des Betriebes wie z. B. Arbeitskraft und Radlader von der Biogasanlage mitgenutzt werden. Dennoch sieht dieses

Modellkonzept vor, dass notwendige Anlagenkomponenten neu gebaut werden. Dazu zählen z. B. Gebäude, Lagerkapazitäten (Substrat-, Gärrestlager) sowie eine gewisse Mindestfläche an Hofbefestigung.

Um eine verbesserte Vergleichbarkeit durch einheitliche Tonnagen und resultierende Biogaserträge zu erhalten, wurde Maissilage als einziges Frischsubstrat für die Biogasherstellung betrachtet. In der Praxis ist eher ein Substratmix für den Betrieb einer Biogasanlage üblich, um u. a. Schwankungen in der Substratqualität und den Biogaserträgen ausgleichen zu können.

Eine Kostenunterscheidung der vier Verfahren erfolgt anhand der verfahrensspezifischen Eigenschaften, da sich die Modellanlagen u. a. in ihrer Jahreskapazität und der elektrischen Leistung und der daraus resultierenden Kosten gleichen. Die unterschiedlichen Positionen bzw. Kostenblöcke der Modellanlagen wurden aufgeteilt in:

- Substrat-Bereitstellung
- Substrat/ Gärrest-Lagerung
- Konversion (Biogasanlage)
- energetische Nutzung (BHKW)

Das BHKW wurde als separate Position der Biogasanlage betrachtet, da dieses Anlagenteil keine verfahrensspezifische Komponente darstellt, und aus Gründen der Vergleichbarkeit für jede Modellanlage der jeweiligen Anlagengröße identisch ist. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass die Wahl des BHKW für die Wirtschaftlichkeit durchaus bedeutend ist, aber aus Gründen der Vergleichbarkeit der Verfahren ein Standard-BHKW verwendet wird.

Für die verschiedenen Positionen wurden zunächst die notwendigen Kostenblöcke ermittelt und die unterschiedlichen Begebenheiten der einzelnen Positionen beachtet. So sind z. B. die Wartungskosten oder die Nutzungsdauer bei einem BHKW anders anzusetzen als bei den baulichen Kosten einer Biogasanlage. In der Kostendarstellung wurde auf diese Eigenheiten der einzelnen Module eingegangen und die entstehenden Gesamtkosten ermittelt. Es findet vorerst keine Verknüpfung der einzelnen Kostenblöcke statt. Erst bei der Ermittlung der jährlichen Kosten der Modellanlage sowie den resultierenden Energiegestehungskosten werden die einzelnen Positionen miteinander verbunden.

Für die vergleichende Darstellung der Anlagenkosten wurden ebenfalls die möglichen Erlöse aus der Stromvergütung nach dem EEG ermittelt. Zusätzlich sind Erlöse aus dem KWK-Bonus und der Fernwärmebereitstellung möglich. Um den Mangel an Konzepten zur Nutzung der überschüssigen Wärme in der Praxis zu berücksichtigen, wurden die Erlöse aus dem Wärmeverkauf für jede Anlagen gestaffelt in 100 %, 80 %, 20 % und 1 % bezogen auf die für die externe Wärmenutzung verfügbare Wärmemenge betrachtet. Die erwirtschafteten Erlöse aus der Strom- und ggf. der Wärmebereitstellung wurden den anfallenden Kosten entgegen gestellt, um Aussagen über die Wirtschaftlichkeit der Modellanlagen treffen zu können.

Eine Übersicht der wesentlichen Annahmen für die wirtschaftliche Betrachtung der Modellbiogasanlagen ist der Tabelle 3-4 zu entnehmen.

**Tabelle 3-4: Übersicht der wichtigsten Annahmen für die Wirtschaftlichkeitsberechnung**

Kosten		Kosten / Erlöse	
Kalkulatorischer Zinssatz	4,5 %	Substratkosten (Silomais)	22 €/t
Nutzungsdauer Biogasanlage	20 a	Personalkosten	25 €/Akh
- Bau	20 a	Betriebsstunden BHKW	7.500 Bh/a
- Technik	10 a	Stromverbrauch	1 – 10 %**
- BHKW (Biogas)	12 a*	Wärmeverbrauch	20 – 30 %**
Wartung & Instandhaltung Bau	1,0 % v. Invest.	Energieeinkauf (Strom)	12 ct/kWh
- Technik	1,0 - 3,0 % v. Invest**.	Preisänderungen	keine
- BHKW	1,6 – 1,3 ct/kWh	Fördermittel	keine
Planung & Genehmigung	5,0 % v. Invest.	Steuern	keine
Inbetriebnahme Biogasanlage	1,0 % v. Invest.	Energieverkauf (Wärme)	6 ct/kWh
Versicherung Biogasanlage	1,0 % v. Invest.		

\* 2x Generalüberholung und 1x Ersatz (12. Jahr) des BHKW innerhalb der Nutzungsdauer der Biogasanlage

\*\* in Abhängigkeit vom Verfahren

Auf Basis dieser Annahmen werden im Folgenden die Feststoffvergärungsanlagen und die Nassfermentation beispielhaft verglichen. Obwohl versucht wurde, die Realität so gut wie möglich abzubilden, handelt es sich lediglich um Modellrechnungen. Daher wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die wirtschaftliche Betrachtung der unterschiedlichen Verfahren keine exakte Berechnung bzw. die Einholung von Richtpreisangeboten ersetzen kann. Vor allem ist hier zu berücksichtigen, dass lokal sehr stark abweichende Substratpreise zu erwarten sind, die einen erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen haben.

### 2.3.5.1 Substrat

Bei der Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen als Energieträger für die Biogasproduktion ist es sinnvoll, energiereiche Kulturen zu verwenden, die verfahrenstechnisch gut handhabbar sind und eine möglichst hohe Biogausausbeute liefern. Für die wirtschaftliche Betrachtung der Modellanlagen wird einheitlich Maissilage als Gärsubstrat angenommen, da es durch den bundesweiten Maisanbau gut verfügbar ist und mit dem Substrat die umfangreichsten Erfahrungen vorliegen.

**Tabelle 3-5: Stoffeigenschaften der Maissilage /FNR 2005/**

Substrat	TS [%]	oTS [%-TS]	Biogasertrag [m <sup>3</sup> / t FM]	Biogasertrag [m <sup>3</sup> / t oTS]	CH <sub>4</sub> -Anteil [Vol-%]
Maissilage	20 - 35	85 - 90	170 - 200	450 - 700	50 – 55

Die Maishackschnitzel werden nach der Silierung (4-6 Wochen) in der Praxis üblicherweise in abgedeckten Fahrsilos gelagert und können direkt in der Biogasanlage verwendet werden. Die Lagerung des Substrates gewährleistet eine über das Jahr gleich bleibende Substratverfügbarkeit, obwohl die Maisernte nur einmal im Jahr stattfindet.

Durch die Silierung, eine kontrollierte Milchsäuregärung, werden Pflanzenbestandteile konserviert, um Qualitätsverluste während der Lagerung zu minimieren /SCHLEGEL 1992/. Derzeit gibt es keine Hinweise über Qualitätsverluste durch Schwermetalle oder organische Schadstoffe, die einen Einsatz in der Biogasanlage einschränken könnten /FNR 2005/.

Der Anbau von Mais ist mit Kosten verbunden und im Fall der energetischen Nutzung der Energieproduktion anzurechnen. Die Bereitstellungskosten ergeben sich aus den Kosten für Saatgut, Düngung, Pflanzenschutz, Maschineneinsatz, Arbeitseinsatz und Flächennutzung. Für die Modellrechnungen wurden die Substratkosten im Konsens mit den Anlagenherstellern mit 22 € pro Tonne Frischmasse angenommen.

Für die Ermittlung des produzierbaren Biogases aus der Vergärung von Maissilage wurden die in Tabelle 3-6 dargestellten Substrateigenschaften zu Grunde gelegt. Aufgrund mangelnder belastbarer Daten konnten zur Bestimmung der Biogasgewinnung keine spezifischen Substratwerte für die Feststoffvergärung genutzt werden. Aus diesem Grund erfolgte die Berechnung anhand von Werten aus der langjährigen Praxis der Nassfermentation unter

Zugrundelegung der Verwendung von energetisch hochwertigem Mais. Dennoch sei darauf hingewiesen, dass sich bei Untersuchungen zur Feststoffvergärung im Vergleich zur Nassfermentation abzeichnet, dass zwar geringere Gaserträge erzielt werden, jedoch mit höheren Methangehalten, so dass der Energieertrag in Abhängigkeit vom Verfahren annähernd gleich sein dürfte.

**Tabelle 3-6: Verwendete Substrateigenschaften für die Berechnungen**

Substrat	TS [%]	oTS [%-TS]	Biogasertrag [m <sup>3</sup> / t FM]	CH <sub>4</sub> -Anteil [Vol-%]
Maissilage	30	90	200	53

Die jährlich vergärbaren Substratmengen der Beispielanlagen wurden, basierend auf der Anlagengröße sowie der daraus resultierenden elektrischen installierten Leistung, festgelegt. Demzufolge wurde jedes Modellverfahren mit jeweils drei Anlagenkapazitäten beschrieben, die sich aus landwirtschaftlicher Sicht im mittleren und großen Kapazitätssegment bewegen.

**Tabelle 3-7: Substratumsatz der betrachteten Biogasanlagen**

	Substratmenge [t/a]	Biogasproduktion [m <sup>3</sup> /a]	elektrische Leistung [kW <sub>el</sub> ]
Anlagengröße 150	3.600	ca. 720.000	150
Anlagengröße 250	5.700	ca. 1.140.000	250
Anlagengröße 500	11.000	ca. 2.200.000	500

### 2.3.5.2 Lagerkapazitäten

Um eine gleich bleibende Substratverfügbarkeit und ordnungsgemäße Lagerung des Gärsubstrats zu gewährleisten, benötigen die Biogasanlagen i. d. R. einen ausreichend dimensionierten Lagerplatz. Da nicht davon auszugehen ist, dass diese Kapazitäten bereits zur Verfügung stehen, wurden die Errichtungskosten von Fahrsilos für die Modellanlagen berücksichtigt.

Die benötigte Lagerkapazität und die Investitionskosten der Fahrsilos wurden für die jeweilige Biogasanlage anhand der jährlichen Substratmenge bestimmt. Die Investitionskosten für das Fahrсило wurden nach /FNR 2005/ mit 25 €/m<sup>3</sup> (< 10.000 m<sup>3</sup>) und 20 €/m<sup>3</sup> (> 10.000 m<sup>3</sup>) festgelegt, die umgerechnet einen Flächenpreis von 75 €/m<sup>2</sup> und 60 €/m<sup>2</sup> ergeben. Die

Investitionskosten beinhalten die Baukosten für die Siloplatte und die nötigen Seitenwände aus Fertigbeton sowie die Drainagevorrichtung.

Nach Herstellerangaben könne der stapelbare Gärrest außerhalb des Fahrsilos auf einer Siloplatte mit Drainagevorrichtung gelagert werden und somit die Investitionskosten reduzieren. Da diese Lagerungsart für Gärreste nur in den wenigsten Fällen von den Behörden genehmigt werden wird, wurde von dieser Methode abgesehen.

Demnach wurden zusätzlich Gärrestelager berücksichtigt. Für das Garagen- und TNS-Verfahren wurden die Baukosten des Gärrestlagers nach denselben Kriterien wie für das Substratsilo bestimmt, mit Ausnahme des Fassungsvermögens. Die Größe des Gärrestlagers beträgt in etwa ein Drittel des Volumenbedarfs der Frischsubstratlagerung, da sich die Frischmasse während des Vergärungsprozess um rund 30 % reduziert /GRONAUER & ASCHMANN 2004/ und eine Kapazität von 180 Tagen vorgehalten werden, da im Winter keine Ausbringungsmöglichkeit besteht. Für die Lagerung der Maissilage sowie für das feste Gärsubstrat wurde – gestaffelt nach der Anlagengröße – bei einer Stapelhöhe von 3 m eine benötigte Fahrsilofläche von rund 2.500 m<sup>2</sup> (3.600 t/a), 3.950 m<sup>2</sup> (5.700 t/a) und 7.620 m<sup>2</sup> (11.000 t/a) festgelegt. Die anfallenden Lagerkosten (Fahrsilo und Gärrestlager) belaufen sich somit auf 187.000 €, 236.800 € bzw. 457.000 €.

Der entstehende flüssige Gärrest der Pfropfenstrom- bzw. der Nassvergärungsanlage kann aufgrund seines geringen Trockensubstanzgehaltes (TS: 10-12 %) hingegen nur in einem flüssigkeitsdichten Gärrestelager zwischengelagert werden. So wurden für diese Verfahren abgedeckte Rundbehälter zur Lagerung des Gärrestes angenommen, deren Baukosten auf der Basis von Herstellerangeboten und Kostendaten bestehender Biogasanlagen bestimmt wurde. Die Kosten für die Lager belaufen sich auf 69.900 € (150 kW), 102.500 € (250 kW) und 149.700 € (500 kW).

Aufgrund der separaten Endlagerung der flüssigen Gärreste, wurden für diese Verfahren kleinere Fahrsilos angenommen, die lediglich zur Lagerung des Frischmaterials dienen sollen. Infolgedessen werden, bei einer Stapelhöhe von 3 m, etwa 1.850 m<sup>2</sup> (3.600 t/a), 2.925 m<sup>2</sup> (5.700 t/a) und 5.645 m<sup>2</sup> (11.000 t/a) angenommen. Somit belaufen sich die Kosten für die Substratlagerung auf rund 138.500 € (150 kW), 219.300 € (250 kW) und 338.600 € (500 kW).

Die Abschreibungsdauer der Lager wurde mit 20 Jahren, also des Betrachtungszeitraums der Biogasanlage, angenommen. Die Kosten für Wartung und Instandhaltung für das Substrat- sowie das Gärrestelager wurden mit 1 % vom Investment festgelegt /FNR 2005/.

### **2.3.5.3 Modellbiogasanlagen**

Im Mittelpunkt der Betrachtung stehen landwirtschaftliche Feststoffvergärungsanlagen sowie eine Vergärung nach dem Prinzip der „klassischen“ Nassvergärung (vgl. Kapitel 2.3.4), die im Rahmen dieser Studie anhand entwickelter Modellanlagen wirtschaftlich betrachtet werden.

Ausgehend von den gewünschten Rahmenbedingungen der Eingangsmengen und der zu erzeugenden elektrischen Leistung, wurden entsprechende Biogasanlage modelliert und deren Investitions- und Betriebskosten ermittelt. Bei den Investitionskosten bezieht sich dies sowohl auf die baulichen Anlagenteile Fermenter, Fundamente und die notwendige Peripherie, als auch auf die technischen Anlagenteile wie Substrateinbringung, Pumpen, Rohrleitungen, Gasspeicher, elektrische Installationen und Messstellen.

Als Datengrundlage für die Kostenermittlung der Modellbiogasanlagen dienten Angaben und Informationen der unterschiedlichen Hersteller von Feststoffvergärungsanlagen. Weiterführende Informationen, die von den Firmen nicht bereitgestellt werden konnten, wurden aus Veröffentlichungen entnommen oder ggf. angenommen. Die dem Vergleich dienenden Nassvergärungsanlagen wurden mit einem, auf der Basis von Herstellerangeboten und Kostendaten bestehender Biogasanlagen, programmiertem Excel-Programm des INSTITUTS FÜR ENERGETIK & UMWELT ausgelegt.

Das Investitionsvolumen der Biogasanlagen wird hauptsächlich durch die Aufwendungen für bauliche und technische Anlagenteile, für Blockheizkraftwerk, Planung, Genehmigung und die anschließende Inbetriebnahme bestimmt.

Falls eine Aufschlüsselung der Gesamtinvestition nicht vorlag, wurde diese nachträglich vorgenommen. Im Fall des Pfropfenstromverfahrens wurde, nach Auskünften der Hersteller, von einer prozentualen Aufteilung der Gesamtinvestition in 70 % für bauliche und 30 % für technische Anlagenkomponenten ausgegangen. Es ist zu beachten, dass die prozentuale Aufteilung üblicherweise das BHKW als Kostenpunkt beinhaltet, bei dieser Betrachtung

wurde hingegen die Investition für das BHKW separat errechnet, um einen verfahrensübergreifenden Vergleich zu gewährleisten.

Die ermittelten Kosten der Modellbiogasanlagen (Investitions- und jährliche Kosten) beziehen sich auf den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren. Da gewisse Anlagenteile diese Nutzungsdauer überschreiten oder andere diese, aufgrund ihrer geringen Standzeit, nicht erreichen werden, wurden für die essentiellen Anlagenteile die jeweilig annehmbare Lebensdauer nach /AFA 2005/ angenommen und finanzmathematisch berücksichtigt. Die angenommenen Nutzungsdauern sind den folgenden Beschreibungen zu entnehmen.

### 2.3.5.3.1 Kapitalgebundene Kosten

Die kapitalgebundenen Kosten der Beispielanlagen ergeben sich aus der Gesamtinvestition der Biogasanlage, dem Kalkulationszins von 4,5 % über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren. Um eine detaillierte Gliederung der Anlagenkosten zu erhalten, wurden die Investitionen der Anlagenkomponenten, unter Berücksichtigung der jeweiligen Nutzungsdauern, den Positionen Bau, Technik und BHKW zugewiesen. Zur Ermittlung der nötigen Ersatzinvestitionen während des Betrachtungszeitraums wurden die üblichen Nutzungsdauern der jeweiligen Position festgelegt. Für diese Betrachtung beträgt die Standzeit für bauliche Anlagenteile 20, für technische Komponenten 10 und für ein BHKW 8 Jahre (vgl. Kapitel 2.3.5.4).

Entstehende Kosten für die Wartungs- und Instandhaltung der Biogasanlage werden anteilig von der Anfangsinvestition der einzelnen Positionen ermittelt. So wurden nach /FNR 2005/ die entstehenden Instandhaltungskosten für die Bausubstanz mit 1 % und der technischen Anlagenteile mit 3 % festgelegt.

Die **baulichen Investitionen** der Modellanlagen wurden, wie bereits erwähnt, anhand von Herstellerangaben ermittelt. Die Investitionskosten für diese Anlagenteile beziehen sich sowohl auf die Fertigungskosten der Fermenter und Gebäude sowie auf Container, Tanks, Torsysteme oder Biofilter als auch auf die notwendigen Erdarbeiten und Fundamentkosten.

Das Kernstück jeder Biogasanlage ist der **Fermenter**. Angesichts der unterschiedlichen Verfahrenstechnik wird für die jeweiligen Prozesse unterschiedlich viel umbauter Fermenterraum benötigt, was sich besonders bei steigender Anlagengröße bemerkbar macht. So benötigt z. B. das kontinuierliche Pfropfenstromverfahren, aufgrund seiner prozessbedingten Bauform,

die geringste Fermentergrundfläche, wohingegen das Garagenverfahren durch die hohe Rückführung von Impfmateriale, einen höheren Flächenbedarf besitzt. Dies wirkt sich u. a. auf die Kosten für Erdarbeiten und Fundamente aus.

Für die Kostenermittlung der anfallenden **Erdarbeiten und Fundamente** wurde die gesamt benötigte Betriebsfläche inkl. Vorplatz und Zufahrt der Anlagen angenommen. Die Kosten, die i. d. R. nicht im Leistungsumfang der Anlagenhersteller inbegriffen sind, setzten sich aus der Fertigung des für die Anlage benötigten Fundaments (58 €/m<sup>2</sup>) und dem Befestigen der benötigten Hofflächen (25 €/m<sup>3</sup>) zusammen /KTBL 2002/, die z. B. für den Einsatz eines Radladers oder für die Zufahrt zum Betrieb benötigt wird. Es wurde angenommen, dass die erforderlichen Betriebsflächen (inkl. Biogasanlage), mit ansteigender Anlagengröße, 1000 m<sup>2</sup>, 1500 m<sup>2</sup> und 2000 m<sup>2</sup> beträgt.

Als weitere Anlagenkomponente wurde für die diskontinuierliche Feststoffvergärung der Einsatz eines **Biofilters** berücksichtigt. Dieser dient zur Abluftreinigung des Luft-Gasgemisches, welches vor der Entleerung des Reaktorraums abgezogen wird. Die Investitionskosten für die benötigten Biofilter sind in den Baukosten der jeweiligen Anlage bereits enthalten.

Unter der Kostenposition **Technik** werden, aus Gründen der Datenlage, die maschinellen Komponenten sowie die **Gastechnik** der Modellbiogasanlagen zusammengefasst. Für das Verfahren der Pflropfenstrom- sowie Nassvergärung setzen sich die Investitionskosten der Technik hauptsächlich aus den Rührantrieben, Schnecken, Pumpen, Kompressorenanlage und dem Beschickungssystem zusammen. Für das Garagen- und TNS-Verfahren werden in dieser Position die Komponenten wie Tortechnik, Perkolatpumpen, pneumatische Systeme und Leitungen und die dafür vorgesehenen Räume verstanden. Die Gastechnik enthält Anlagenteile wie Armaturen, Rohrleitungen, ggf. Belüftungssystem und Messinstrumente. Diese Position beinhaltet jedoch nicht das Blockheizkraftwerk und dessen Komponenten, da es als separate Position aufgeführt sind (vgl. Kapitel 2.3.5.4).

Um evtl. entstehende Schwankungen in der Biogasproduktion ausgleichen zu können, wurden **Gasspeicher** für die Modellanlagen zur Zwischenspeicherung des Biogases berücksichtigt. Bei Anlagen, die mit einem BHKW ausgestattet sind, sollte der Speicher so ausgelegt sein, dass eine Biogasproduktion von etwa 4 bis 6 Stunden gespeichert werden kann, empfohlen wird oft ein Speichervolumen von 1 bis 2 Tagesproduktionen FNR 2005/. Unterschieden

werden drei verschiedene Arten der Gasspeicherung: Niederdruck-, Mitteldruck- und Hochdruckspeicherung. Für die betrachteten Biogasanlagen wird angenommen, dass die Gaszwischenlagerung im Folienspeicher erfolgt. Die faserverstärkten Speicherbehälter besitzen ein Speichervolumen bis zu 2.000 m<sup>3</sup> und können relativ unkompliziert in das Gassystem integriert werden. Da sich die Niederdruckbehälter durch geringe Anschaffungs- und Betriebskosten auszeichnen /GRONAUER ET AL. 2001/, kann für einen Gasspeicher mit einem Fassungsvermögen von 1.000 m<sup>3</sup> mit einer Investition von 15.000 € gerechnet werden /LOOCK 2005/.

Für die Nassfermentationsanlagen wurden die üblichen Fermenterhauben zur Gasspeicherung angenommen. Deren Anschaffungskosten wurden mit 21.000 bis 28.000 € je nach Anlagengröße angenommen. Wie bei dem Folienspeicher der Feststoffvergärung, sind die Kosten der Gastechnik zugeordnet.

Die **Elektro- und Leittechnik** der Biogasanlagen beinhalten die notwendigen elektrischen Einrichtungen um die Anlagen zu Steuern und zu Überwachen. Unter diesem Kostenblock wurden die Steuer- und Leistungsverkabelungen, elektrischen Anschlusskosten, die Schaltanlagen und SPS-Anlagensteuerung, notwendige Messinstrumente und evtl. Armaturen sowie die Leitwartenrechner zusammengefasst.

Zur **Entschwefelung** des Biogases kommen biologische und chemische Verfahren zum Einsatz. Das im Fermenter produzierte Biogas besteht durchschnittlich zu 50 - 75 % aus Methan und 25 - 45 % aus Kohlendioxid. Neben Stickstoff, Sauerstoff und Wasserstoff, die jedoch jeweils unter 2 Vol. % liegen, enthält das Biogas auch Wasserdampf (2 - 7 %) und Schwefelwasserstoff (bis 20.000 ppm) /FNR 2005/. Der Schwefel des Schwefelwasserstoffs (H<sub>2</sub>S) verbindet sich im System mit dem Sauerstoff und es kommt zur Bildung von Schwefelsäure. Diese gebildete Säure wirkt sich besonders negativ auf die Lebensdauer des BHKW sowie auf die vor- und nachgeschaltete Bauteile der Biogasanlage aus.

Die kostengünstigste und in der Praxis am häufigsten angewendete Methode ist die biologische Entschwefelung /GRONAUER ET AL 2001/. Durch die kontrollierte Zugabe von Luftsauerstoff von etwa 3 - 5 % der Biogasmenge in den Fermenter werden aerobe Thiobazillen aktiviert. Das H<sub>2</sub>S fällt dabei als elementarer Schwefel aus und wird mit dem Gärrest ausgebracht. Die Entfernung von H<sub>2</sub>S und Wasserdampf im Biogas ist notwendig, um Schäden im BHKW zu vermeiden. Der benötigte Luftsauerstoff wird über einen Kleinkompressor in den

Fermenter eingeblasen /FNR 2005/. Die Kosten für die Entschwefelung des Biogases wurden für die Modellanlagen zwischen 2.900 und 4.700 € festgelegt und sind dem Kostenblock der Gastechnik zugeordnet.

Für die kontinuierlichen Verfahren ist ein **Beschickungssystem** vorgesehen, welches den automatischen Eintrag in den Reaktorraum sicherstellt. Sowohl beim Pfropfenstromverfahren als auch bei der Nassfermentation werden die Vorlagebehälter der Fördereinrichtung mittels Radlader befüllt und speisen in gewählten Zyklen den Fermenter. Als Investitionskosten für das Beschickungssystem werden für das Pfropfenstromverfahren etwa 100.000 € und für die Nassfermentation etwa 31.600 und 46.700 € angenommen. Eine Vorgrube ist für die Nassvergärungsanlagen nicht berücksichtigt worden, da das Substrat mittels eines Feststoff-Einbringensystems direkt in den Fermenter eingebracht werden kann.

Für die **Prozesswärmebereitstellung** für Biogasanlagen werden i. d. R. Heizungskessel (bei Ausfall des BHKW) sowie die nötige Technik (z. B. Umwälzpumpe) benötigt. Das Beheizungssystem der Garagenverfahren für das Perkolat bzw. dem Fermenter wurden in den baulichen Kosten bereits berücksichtigt. Laut Herstellerangaben wird eine solche Technik für die Pfropfenstromfermenter nicht benötigt. Bei Bedarf wird für dieses Verfahren ein mobiler Heizcontainer eingesetzt. Bei den Nassvergärungsanlagen sind diese Kosten der Maschinenteknik zugeordnet.

**Sonstige technische Installationen** der Feststoffvergärung sowie der Nassvergärungsanlage werden im Einzelnen nicht weiter erläutert. Die Kosten für die aufgeführten Anlagenteile sind, basierend auf der Datengrundlage, bereits im Kostenblock der Technik berücksichtigt worden.

Da keine detaillierte Auflistung der technischen Anlagenteile der einzelnen Anlagen vorlag, wurde für alle technischen Komponenten der Modellbiogasanlagen die Nutzungsdauer von 10 Jahren angenommen. Die angenommene Nutzungsdauer stellt eine durchschnittliche Lebensdauer dieser Bauteile dar. Nach Ablauf dieser Zeit müssen **Ersatzinvestitionen** getätigt werden, um die Nutzungsdauer (20 Jahre) der gesamten Biogasanlage zu gewährleisten. Die getätigten Ersatzinvestitionen entsprechen den ursprünglichen Investitionskosten der Technik, da keine preislichen Veränderungen berücksichtigt wurden.

Zusätzlich zu den Anschaffungs- und Baukosten entstehen, seitens der Hersteller, Planer und Behörden, Kosten für die **Anlagenplanung, Genehmigung und Inbetriebnahme** der

Biogasanlage. Nach der Ermittlung der Anlagengröße und der daraus resultierenden Gesamtinvestition (inkl. Lagerkapazitäten) wurden die Kosten für die Genehmigung und Planung der Biogasanlage sowie die nötigen Kosten für die Inbetriebnahme ermittelt. Nach /BMU 2003/ wird, abhängig von der Anlagengröße, dieser Kostenanteil mit durchschnittlich 7 % für einen Leistungsbereich von 70 kW<sub>el</sub> und 4 % für 500 kW<sub>el</sub> angegeben. An dieser Stelle wird für Modellbiogasanlagen ein leistungsunabhängiger Anteil für die Genehmigung & Planung von 5 % und für die Inbetriebnahme von 1 % angenommen.

### 2.3.5.3.2 Betriebsgebundene Kosten

Während des Betriebes einer Biogasanlage fallen des Weiteren betriebsgebundene Kosten an. Darunter sind die Kosten für das Bedienpersonal, der Einsatz von Maschinen (z. B. Radlader) und die für die Prozesssteuerung notwendigen Laboruntersuchungen zu verstehen.

Der Betrieb einer landwirtschaftlichen Biogasanlage macht einen Mehraufwand an **Arbeitskraftstunden** (Akh) notwendig. Der tägliche Arbeitszeitaufwand der Modellbiogasanlage wurde für jedes Verfahren anhand von Herstellerangaben oder aufgrund von Annahmen, die sich auf Aussagen von Betreibern stützen, ermittelt (Tabelle 3-8). Der Arbeitszeitaufwand für den Betrieb der Nassfermentationsanlagen wurde /WEILAND ET AL. 2005/ entnommen.

**Tabelle 3-8: Personalaufwand für den Betrieb der unterschiedlichen Modellanlagen**

Anlagengröße	150 kW	250 kW	500 kW
Verfahren	Akh/d	Akh/d	Akh/d
Garage	2,5	3,0	3,5
TNS	-	3,0	3,5
Pfropfen	-	-	3,0
Nass	2,5	3,0	4,0

Der Personalaufwand ergibt sich aus der Fermenterbeschickung und -entleerung, einfachen Installations-/Wartungsarbeiten sowie Kontrollgängen. Der Personalaufwand für die Betreuung des BHKW /FNR 2005/ wurde in der Arbeitszeitberechnung der Biogasanlagen berücksichtigt. Die Lohnkosten für das Anlagenpersonal wurden mit 25 € pro Arbeitskraftstunde festgelegt (inkl. Arbeitgeber-Anteil).

Zum Betrieb der Anlagen sind ebenfalls Ausgaben für die **Produktuntersuchungen** notwendig. Hierfür wurden die monatlichen prozessbegleitenden Laboruntersuchungen der Gärsubstrate sowie die Nähr- und Schadstoffuntersuchungen der Gärreste berücksichtigt. Die Labor- und Analysekosten wurden mit monatlich 350 € angenommen.

Zum Betrieb einer Biogasanlage wird i. d. R. ein Radlader für das **Substratmanagement** verwendet. Für die Modellanlagen wurde keine Neuanschaffung eines Radladers für die Anlagen betrachtet, da davon auszugehen war, dass ein landwirtschaftlicher Betrieb dieses Hilfsmittel für die Befüllung und Entleerung der Reaktoren zur Verfügung hat. Es wurden lediglich die entstehenden betriebsgebundene Kosten betrachtet. Für die Befüllung der Anlagen mit frischer Maissilage aus dem Silo wurden  $0,60 \text{ €/m}^3$ <sup>4</sup> und für die anschließende Entleerung (2/3 der Frischmasse) wurden  $0,14 \text{ €/m}^3$ <sup>5</sup> ermittelt /FNR 2005/, /KTBL 2002/. Für das Pfropfenstromverfahren und die Nassvergärung fallen jedoch nur Radladerkosten für die Substrateinbringung an, da der Gärrest automatisch in das Endlager eingebracht wird.

Die Kosten für Wartung und Instandhaltung der technischen Komponenten variieren in Abhängigkeit vom Verfahren. Aufgrund der geringeren technischen Ausstattung der Garagen- und TNS-Verfahren wird von 1 % der Investitionskosten ausgegangen, während für Nass- und Pfropfenstromverfahren etwa 3 % der Investitionskosten festgelegt werden /FNR 2005/.

### 2.3.5.3.3 Bedarfsgebundene Kosten

Die für den Betrieb benötigte Menge Energie in Form von Wärme und Strom ist verfahrensabhängig. Es wurde angenommen, dass die benötigte elektrische **Prozessenergie** aus dem öffentlichen Netz für etwa 12 ct/kWh gekauft wird, um 100 % der produzierten elektrischen Energie einzuspeisen (vgl. Kapitel 2.3.5.5).

Der Energiebedarf der Garagenverfahren ist aufgrund der geringeren technischen Ausstattung nach Herstellerangaben mit etwa 1 % Eigenstromanteil zu Grunde gelegt. Für das Pfropfenstromverfahren wird, durch einen höheren technischen Aufwand im Vergleich zu den Garagenverfahren, ein größerer Energiebedarf angesetzt. Für diese Vergärungsverfahren

---

<sup>4</sup> Frontlader (0,57 €/h), Silofrontladerzange (0,15 €/m<sup>3</sup>), Hinterradschlepper (6,56 €/h), Zeitbedarf 3,8 min/m<sup>3</sup>

<sup>5</sup> Hinterradschlepper (6,56 €/h), Zeitbedarf 1,3 min/m<sup>3</sup>

wurde ein Eigenverbrauchanteil von 5 % gemäß Anlagenplaner festgelegt. Für die Ermittlung des eigenen Energieverbrauchs der Nassfermentationsanlage wurden 10 % der produzierten Strommenge angesetzt.

Der **Wärmeverbrauch** des TNS-Verfahrens wird mit etwa 25 % der produzierten Wärme zu Grunde gelegt. Sowohl beim Pfpfenstrom- als auch beim Garagenverfahren wird nach Herstellerangaben hingegen ein Wärmeverbrauch von rund 20 % benötigt. Nach Angaben des Anlagenplaners weisen derzeitige Untersuchungen des Garagenverfahrens auf einen niedrigeren Prozesswärmebedarf hin. Der Wärmeverbrauch der Nassvergärung wurde nach /BMU 2003/, /GRONAUER ET AL. 2001/ mit 30 % angenommen und liegt damit gering über dem der Feststoffvergärung.

Zusätzlich zum Betrieb der eigentlichen Biogasanlage entstehen Ausgaben für die Verwertung des produzierten Gärrestes. Es wird von einer **Gärrestverwertung** als Wirtschaftsdünger ausgegangen und vorausgesetzt, dass die Abgabe des Gärückstandes an umliegende Landwirte kostenlos erfolgt. Allerdings werden zusätzlich die Transportkosten des Gärrestes von der Biogasanlage zum Landwirt bzw. zum Ausbringungsort berücksichtigt, inkl. Verlade- und Lohnkosten.

Tabelle 3-9: Gülletransportkosten (in €/m<sup>3</sup> km), modifiziert nach /RAU 2001/

Gülletransportkosten €/m <sup>3</sup> km				
Entfernung km	Entsprechende Weglänge km	Fahrzeugvolumen		
		15 m <sup>3</sup>	22 m <sup>3</sup>	27 m <sup>3</sup>
5	10	0,32	0,21	0,16
10	20	0,28	0,16	0,12
15	30	0,24	0,15	0,11
20	40	0,25	0,14	0,11

Bei einem Gärrestaufkommen von etwa 3.880 m<sup>3</sup>, 6.140 m<sup>3</sup> und 11.850 m<sup>3</sup>, für die jeweiligen Leistungsgrößen, entstehen, bei einer Transportstrecke von 10 km, Kosten in Höhe von 1,60 € pro m<sup>3</sup> Gärrest. Dabei werden hinsichtlich der anfallenden Gärrestmengen keine Unterschiede zwischen den betrachteten Verfahren angenommen. Aufgrund fehlender Daten wird demnach davon ausgegangen, dass aus prozessbiologischer Sicht annähernd gleiche Gärrestmengen anfallen. Im Hinblick auf die Effizienz der Verfahren sind für differenziertere Betrachtungen weitere Untersuchungen und die Einbindung künftiger Praxiserfahrungen sinnvoll.

Zum **Wasserverbrauch** der Feststoffvergärungsanlagen konnte, aufgrund fehlender Daten, keine Aussage getroffen werden. Es ist jedoch anzunehmen, dass die Feststoffvergärung nach Inbetriebnahme kein frisches Prozesswasser zum Perkolat zuführen muss, da das frische Substrat Wasser enthält, was während des Abbauprozesses abgegeben wird.

Für den Prozess der Nassvergärung werden nach Inbetriebnahme ebenfalls keine zusätzlichen Wassermengen benötigt, da das frische Substrat direkt in den Prozess eingebracht wird, wodurch sich der Trockensubstanzgehalt im Fermenter auf den gewünschten Gehalt einstellt. Bei Prozesswasserbedarf könnten die Biogasanlagen u. a. auf Oberflächenwasser sowie Sickerwasser des Gärrestlagers zurückgegriffen.

#### **2.3.5.3.4 Sonstige Kosten**

Unter den sonstigen Kosten werden für diese Betrachtung die Versicherungsbeiträge und die Kosten für die Verwaltung der Biogasanlage verstanden.

Die jährlichen **Versicherungskosten** der Biogasanlagen wurden nach /FNR 2005/ und Herstellerangaben mit 1 % der Gesamtinvestition festgelegt, und ergeben sich aus einer Grundprämie und Zuschlägen. Die Versicherung des BHKW ist inbegriffen.

Anfallende Kosten für die **Verwaltung** der Biogasanlage wurden pauschal für alle Anlagenverfahren und -größen mit 2.000 € pro Jahr festgelegt. Dieser Betrag beinhaltet Aufwand für Verwaltung und Bankgeschäfte evtl. anfallende Lohnkosten sowie die benötigten Materialien.

#### **2.3.5.4 Blockheizkraftwerke**

Für die Erzeugung von Strom und Wärme (Kraft-Wärme-Kopplung) landwirtschaftlicher Biogasanlagen werden fast ausschließlich Blockheizkraftwerke (BHKW) mit Verbrennungsmotoren verwendet. In der Praxis werden entsprechend umgerüstete Diesel- oder Benzinmotoren (Zündstrahl bzw. Gas-Otto-Motoren), in denen das produzierte Biogas in elektrische Energie umgewandelt wird, eingesetzt. Zusätzlich fällt i. d. R. bei diesem Vorgang thermische Energie an, die zu Heizwecken genutzt werden kann. Durch ihren modularen Aufbau können BHKW in Leistungsbereichen von 5 kW bis ca. 3 MW eingesetzt werden /AGSN 2004/.

Zündstrahlaggregate (ZS) sind für den Gasbetrieb modifizierte Dieselmotoren aus dem Schlepper- und Lastwagenbau. Das Biogas wird über einen Vergaser der Verbrennungsluft

zugemischt und mit einem Zündöl, i. d. R. leichtem Heizöl oder Dieselöl, im Brennraum gezündet. Die Zündölaufuhr wird normalerweise so eingestellt, dass der Zündölanteil maximal 10 % der zugeführten Brennstoffleistung beträgt /FNR 2005/, /MAURER 1999/, was einen störungsfreien Betrieb, auch bei schwankenden Methangehalten, gewährleisten soll. Zündstrahlmotoren zeichnen sich, im Gegensatz zu Gas-Otto-Motoren, durch höhere Wirkungsgrade ( $\eta$ ) im kleinen Leistungsbereich aus.

Gas-Otto-Motoren (GO) sind Verbrennungsmotoren (Prinzip Ottomotor), die speziell für den Gasbetrieb entwickelt wurden. Aufgrund ihrer Verbrennungseigenschaften sind diese BHKW auf einen Methananteil im Biogas von mindestens 45 % angewiesen, um einen optimalen Verbrennungsprozess zu gewährleisten. Der elektrische Wirkungsgrad dieser Aggregate liegt zwischen 28 und 40 % und thermisch zwischen 40 und 65 % /ASUE 2001/, wobei sich die elektrische Energieausbeute mit zunehmender Motorleistung verbessert.

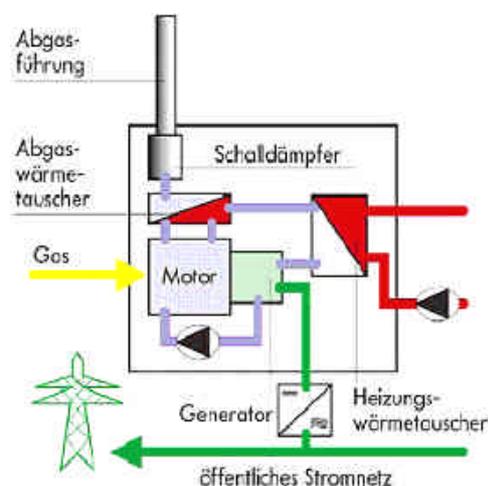


Abbildung 3-4: Schematischer Aufbau eines BHKW /ASUE 2001/

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurden für die jeweiligen Beispielanlagen Blockheizkraftwerke in den Leistungsgrößen 150, 250 und 500 kW<sub>el</sub> angenommen, da sie die unterschiedlichen Leistungsbereiche üblicher landwirtschaftlicher Anlagen darstellen. Für die Betrachtung wurden einheitlich Gasmotoren zu Grunde gelegt. Die BHKW (Gas-Otto-Motoren) der Modellanlagen wurden nach dem jährlichen Bruttoenergiegehalt des Substrates (Maissilage) ausgelegt. In Tabelle 3-10 sind die entsprechenden durchschnittlichen Motorleistungen im Jahr (Nennleistung BHKW el.) aufgeführt. Aufgrund von Schwankungen im Jahresverlauf ist eine größere Dimensionierung des BHKW-Moduls notwendig, um Spitzen

der Gasproduktion auffangen zu können und den Füllstand des Gasspeichers zu beeinflussen. Die jährlichen Betriebsstunden des BHKW werden mit 7.500 festgelegt, was einer Anlagenverfügbarkeit von 86 % /JENBACHER 2005/ entspricht. Durch den Einsatz von qualitativ höherwertigeren und somit kostenintensiveren BHKW-Anlagen können Betriebsstunden von über 8.000 h/a und einer höheren Verfügbarkeit erreicht werden /MPE 2005/, /LOOCK 2005/.

Die Tabelle 3-10 zeigt die Grundannahmen der BHKW-Anlagen, auf der die folgende Kosten- und Erlösermittlung der Strom- und Wärmeerzeugung basiert. Im Anschluss werden die Investitions- und daraus resultierenden kapitalgebundenen Kosten der BHKW behandelt. Die betriebs- und bedarfsgebundenen Kosten wie z. B. Schmierstoff oder Versicherung wurden Positionen der Modellanlagen zugeordnet.

**Tabelle 3-10: Grundannahmen der BHKW-Anlagen**

Anlagen		150 kW	250 kW	500 kW
Biogasproduktion	m <sup>3</sup> /a	720.000	1.140.000	2.200.000
Energie aus Biogas	kWh/a	3.804.550	6.023.870	11.625.020
BHKW				
resultierende Biogasleistung	kW	434	688	1.327
<b>durchschnittl. Nennleistung BHKW el.</b>	<b>kW<sub>el</sub></b>	<b>139</b>	<b>234</b>	<b>478</b>
<b>durchschnittl. Nennleistung BHKW therm.</b>	<b>kW<sub>therm</sub></b>	<b>213</b>	<b>330</b>	<b>624</b>
Wirkungsgrad elektrisch		32%	34%	36%
Wirkungsgrad thermisch		49%	48%	47%
Stromkennzahl		0,65	0,71	0,77
<b>Stromerzeugung</b>	<b>kWh<sub>el.</sub> /a</b>	<b>1.042.340</b>	<b>1.753.520</b>	<b>3.583.050</b>
<b>Wärmeerzeugung</b>	<b>kWh<sub>th.</sub> /a</b>	<b>1.596.080</b>	<b>2.475.560</b>	<b>4.677.870</b>

Die Investitionskosten der BHKW wurden, anhand einer Datenerhebung der Arbeitsgemeinschaft für Sparsamen und Umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. für die 3 Anlagengrößen bestimmt. Diese erfolgte anhand des spezifischen Preises und der gewünschten elektrischen Leistung des BHKW nach Formel (5) /ASUE 2001/.

**Formel (5): Ermittlung des spezifischen Preises eines BHKW**

$$\text{spezifischer Preis (€/kW}_{el.}\text{)} = 5.783,5 \cdot (\text{kW}_{\text{elektrisch}})^{-0,3875}$$

Die Anschaffungskosten für die BHKW betragen somit 830 €/kW<sub>el</sub> (150 kW<sub>el</sub>), 681 €/kW<sub>el</sub> (250 kW<sub>el</sub>) und 520 €/kW<sub>el</sub> (500 kW<sub>el</sub>). Die Investitionskosten beinhalten das Aggregat sowie die nötigen Komponenten wie Einhausung, Anbindung an die Reaktoren, Kondensatabscheider, Schalldämpfung, Notkühlung und Steuerung. Die Inbetriebnahme des Aggregates, die

mit 3 % der Investitionskosten veranschlagt wurden /ASUE 2001/, sind in den Gesamtkosten bereits enthalten.

Zusätzlich zu den Anschaffungskosten des BHKW wurden Ausgaben für die Aufstellung einer Notfackel sowie der Netzanschlusskosten angenommen. Die Notfackel soll bei einem Ausfall des BHKW das weiter anfallende Biogas kontrolliert verbrennen, um Schäden in der Anlage zu vermeiden. Die Kosten für solch eine Notfackel wurden mit 10.000 € angenommen /LIPP 2005/. Der Netzanschluss ist je nach Anlagengröße in 30.000 und 45.000 € gestaffelt, da sich mit größerer Strommenge auch die E-Technik verändert.

Außerdem fallen beim Betrieb eines BHKW Kosten für die Wartungs- und Instandhaltung an. Diese wurden mittels BHKW-Kenndaten bestimmt und richten sich nach der installierten elektrischen Leistung der Anlage. Die Kosten werden pro kWh<sub>el</sub> angegeben und betragen in Abhängigkeit der Leistungsgröße: 1,64 ct (150 kW<sub>el</sub>), 1,47 ct (250 kW<sub>el</sub>) und 1,27 ct (500 kW<sub>el</sub>). Die Beträge beinhalten Ersatzteile sowie Lohnkosten.

Die Lebensdauer eines biogasbetriebenen Blockheizkraftwerks wurde mit etwa 64.000 Betriebsstunden (Bh) angenommen, was bei einer jährlichen Laufzeit von 7.500 Bh, einer Lebensdauer von rund 8 Jahren entspricht. Zusätzlich zu den Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten wurden Generalüberholungen für das BHKW berücksichtigt, die je nach Auslegung und Belastung der Maschine nach etwa 45.000 Bh /ASUE 2001/ notwendig sind und von der Lieferfirma durchgeführt werden. Hierbei werden fast alle Teile bis auf den Motorblock und die Kurbelwelle ausgetauscht. Nach einer durchgeführten Generalüberholung ist eine weitere Laufzeit der Anlage in gleicher Höhe zu erwarten, was die Lebensdauer des BHKW auf insgesamt 12 Jahre verlängert. Die anfallenden Kosten wurden nach /ASUE 2001/ errechnet und ergeben 24.800 € (150 kW), 35.600 € (250 kW) und 58.100 € (500 kW).

Trotz der Generalüberholung ist zu beachten, dass während des Betrachtungszeitraums der Biogasanlage (20 Jahre) eine Ersatzinvestition für das BHKW getätigt werden muss. Diese Zusatzinvestition macht sich in den Kapitalkosten deutlich bemerkbar. Da für das Ersatz-BHKW ebenfalls eine Generalüberholung angenommen wurde, verlängert sich die Lebensdauer ebenfalls um weitere 4 Jahre, und überschreitet somit die Nutzungsdauer (Betrachtungszeitraum) der Biogasanlagen. Der so entstehende Restwert des Blockheizkraftwerks nach 20 Jahren wurde ermittelt /VDI 2000/ und dem Kostenblock des BHKW gut geschrieben

(vgl. Kapitel 2.3.2.1.1). Nach Abzug des Restwertes wurden die kapitalgebundenen Kosten für die Nutzungsdauer der Biogasanlage angenommen.

Eine Übersicht der angenommenen BHKW-Kosten ist der Tabelle 3-11 zu entnehmen. Wie für die Kostenbetrachtung der Modellbiogasanlagen wurden die kapitalgebundenen Kosten der BHKW mit einem kalkulatorischen Zinssatz von 4,5 % berechnet.

**Tabelle 3-11: Übersicht der Investitionskosten der unterschiedlichen BHKW**

Kapitalgebundene Kosten BHKW			150 kW	250 kW	500 kW
Investitionen		€	124.400	170.100	260.200
Netzanschluss		€	30.000	45.000	45.000
Notfackel		€	10.000	10.000	10.000
Gesamtinvestition		€	164.400	225.100	315.200
Generalüberholung	nach 6a	€	24.800	35.600	58.100
Ersatzinvestition	nach 12a	€	124.400	170.100	260.200
Generalüberholung	nach 18a	€	24.800	35.600	58.100
Restwert	4a	€	12.900	17.600	27.000
gesamte Investkosten	20a	€	325.500	448.800	664.600
Kapitalgebundene Kosten		€/a	25.000	34.500	51.000
Wartung / Instandhaltung		€/a	15.900	24.000	42.500

### 2.3.5.5 Vergütung & Erlöse

Zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit der Anlagen wurden ebenfalls die Erlöse des Strom- und Wärmeverkaufes den entstehenden Kosten gegenüber gestellt. Die möglichen Erlöse wurden nach den Vergütungssätzen des novellierten EEG berechnet. Angenommen wurde die Inbetriebnahme der Modellbiogasanlagen bis zum 31.12.2006.

Die Mindestvergütung ist nach Leistungsgrößen gestaffelt und richtet sich nach der eingespeisten elektrischen Energie der jeweiligen Tranche. Zusätzlich werden natürlich, für die jeweiligen Anlagen, die Boni für die Wärmebereitstellung sowie der Nutzung innovativer Verfahren (Trockenvergärung) berücksichtigt (vgl. Kapitel 2.3.3). Die betrachteten Modellanlagen gliedern sich in Verfahren der Nass- und Feststoffvergärung sowie in Anlagen mit unterschiedlicher Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung, da angenommen wurde, dass es bei den meisten Biogasanlagen nur bedingt die Möglichkeit gibt, überschüssige Wärme an Dritte abzuführen. Infolgedessen wurde eine Staffelung der anteiligen Wärmebereitstellung der Modellanlagen in 100 %, 80 %, 20 % und 1 % durchgeführt, um in der Praxis übliche Verhältnisse wiederzuspiegeln.

Die Höhe des Strom- sowie Wärmeverbrauches der einzelnen Verfahren wurde in Anlehnung an /BMU 2003/ und die Herstellerangaben der jeweiligen Verfahren bestimmt. Für das Garagen- und TNS-Verfahren wurde ein Verbrauch von rund 1 % des produzierten Stroms und 25 % der Abwärme für den Prozess angenommen. Das Pfropfenstromverfahren hingegen benötigt etwa 5 % des eigenen Stroms und 20 % der Wärme. Für die Berechnung der Nassvergärung wurde ein Stromverbrauch von 10 % und einen Wärmebedarf von 30 % angenommen.

Die Tabelle 3-12 zeigt die für die Stromvergütung der Modellanlagen zugrunde liegenden Vergütungssätze und den jeweiligen Bonus.

**Tabelle 3-12: Vergütungssätze nach EEG**

	Tranche	Mindestvergütung	NawaRo-Bonus	Technologie-Bonus	KWK-Bonus
Feststoffvergärung					
Mit KWK	<150 kW	11,16	6,0	2,0	2,0
	< 500 kW	9,60	6,0	2,0	2,0
Nassvergärung					
Mit KWK	<150 kW	11,16	6,0	0,0	2,0
	< 500 kW	9,60	6,0	0,0	2,0

Basierend auf den Vergütungssätzen und der produzierten elektrischen sowie thermischen Energie der Anlagen, wurden die Vergütungen für die jeweiligen Leistungsgrößen errechnet, welche der folgenden Tabelle zu entnehmen sind. Die Höhe der Stromvergütung ergibt sich aus der gesamten produzierten elektrischen Energie, da die benötigte Betriebsenergie aus Gründen der Kostenersparnis aus dem öffentlichen Stromnetz zu 12 ct/kWh bezogen wird.

**Tabelle 3-13: Vergütungen der unterschiedlichen Modellanlagen**

Verfahren	Anlagengröße	Garagen			TNS		Pfropfen	Nass		
		150 kW	250 kW	500 kW	250 kW	500 kW	500 kW	150 kW	250 kW	500 kW
Betriebsstunden	Bh/a	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500
Leistung	kW <sub>el</sub>	139	234	478	234	478	478	139	234	478
Wirkungsgrad <sub>elekt</sub>	%	32	34	36	34	36	36	32	34	36
prod. Strom	kWh <sub>el</sub> /a	1.042.340	1.753.520	3.583.050	1.753.520	3.583.050	3.583.050	1.042.340	1.753.520	3.583.050
Leistung	kW <sub>therm</sub>	213	330	624	330	624	624	213	330	624
Wirkungsgrad <sub>therm</sub>	%	49	48	47	48	47	47	49	48	47
prod. Wärme	kWh <sub>therm</sub> /a	1.596.080	2.475.560	4.677.870	2.475.560	4.677.870	4.677.870	1.596.080	2.475.560	4.677.870
verfügbare Wärme	kWh <sub>therm</sub> /a	1.276.864	1.980.448	3.742.296	1.856.670	3.508.403	3.742.296	1.117.256	1.732.892	3.274.509
äquivalente Leistung	kW	119	200	409	200	409	409	119	200	409
<b>Tranche &lt; 150 kW<sub>el</sub></b>	kWh <sub>el</sub> /a	1.042.340	1.314.000	1.314.000	1.314.000	1.314.000	1.314.000	1.042.340	1.314.000	1.314.000
Vergütungssatz	ct/kWh <sub>el</sub>	19,16	19,16	19,16	19,16	19,16	19,16	17,16	17,16	17,16
Vergütung	€/a	199.710	251.760	251.760	251.760	251.760	251.760	178.870	225.480	225.480
<b>Tranche &lt; 500 kW<sub>el</sub></b>	kWh <sub>el</sub> /a	0	439.520	2.269.050	439.520	2.269.050	2.269.050	0	439.520	2.269.050
Vergütungssatz	ct/kWh <sub>el</sub>	17,60	17,60	17,60	17,60	17,60	17,60	15,60	15,60	15,60
Vergütung	€/a	0	77.360	399.350	77.360	399.350	399.350	0	68.570	353.970
<b>Vergütung KWK</b>	ct/kWh <sub>el</sub>	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
KWK-Strom 100%	kWh <sub>therm</sub> /a	833.870	1.402.820	2.866.440	1.315.140	2.687.290	2.866.440	729.640	1.227.460	2.508.140
Vergütung KWK 100%	€/a	16.680	28.060	57.330	26.300	53.750	57.330	14.590	24.550	50.160
KWK-Strom 80%	kWh <sub>therm</sub> /a	667.100	1.122.250	2.293.150	1.052.110	2.149.830	2.293.150	583.710	981.970	2.006.510
Vergütung KWK 80%	€/a	13.340	22.450	45.860	21.040	43.000	45.860	11.670	19.640	40.130
KWK-Strom 20%	kWh <sub>therm</sub> /a	166.770	280.560	573.290	263.030	537.460	573.290	145.930	245.490	501.630
Vergütung KWK 20%	€/a	3.340	5.610	11.470	5.260	10.750	11.470	2.920	4.910	10.030
KWK-Strom 1%	kWh <sub>therm</sub> /a	8.340	14.030	28.660	13.150	26.870	28.660	7.300	12.270	25.080
Vergütung KWK 1%	€/a	170	280	570	260	540	570	150	250	500
<b>100 % Wärmenutzung</b>	€/a	<b>216.400</b>	<b>357.200</b>	<b>708.400</b>	<b>355.400</b>	<b>704.900</b>	<b>708.400</b>	<b>193.500</b>	<b>318.600</b>	<b>629.600</b>
<b>80 % Wärmenutzung</b>	€/a	<b>213.100</b>	<b>351.600</b>	<b>697.000</b>	<b>350.200</b>	<b>694.100</b>	<b>697.000</b>	<b>190.500</b>	<b>313.700</b>	<b>619.600</b>
<b>20 % Wärmenutzung</b>	€/a	<b>203.100</b>	<b>334.700</b>	<b>662.600</b>	<b>334.400</b>	<b>661.900</b>	<b>662.600</b>	<b>181.800</b>	<b>299.000</b>	<b>589.500</b>
<b>1 % Wärmenutzung</b>	€/a *	<b>199.900</b>	<b>329.400</b>	<b>651.700</b>	<b>329.400</b>	<b>651.700</b>	<b>651.700</b>	<b>179.000</b>	<b>294.300</b>	<b>580.000</b>

\* KWK-Betrieb für die Gewährung des Technologie-Bonus erforderlich

Zusätzlich zu der EEG-Vergütung der bereitgestellten Wärme durch den KWK-Strom ist für die jeweilige Modellanlage mit einem zusätzlichen Erlös durch die Abgabe der Wärmemenge zu rechnen. Die Einnahmen ergeben sich aus dem Verkauf der Wärme, nach Abzug des Eigenbedarfs, an Verbraucher außerhalb des landwirtschaftlichen Betriebs und wurden mit einer Vergütung für Kleinabnehmer von 6,0 ct/kWh<sub>therm</sub> angenommen. Daraus ergeben sich für die Modellanlagen die in Tabelle 3-14 dargestellten jährlichen Erlöse, wobei die extern nutzbare Wärmemenge je nach Eigenwärmebedarf der Verfahren variiert.

**Tabelle 3-14: Erlöse der Modellanlagen aus dem Wärmeverkauf (in €/a)\***

Verfahren	Garage			TNS		Pfropfen	Nass		
	150 kW	250 kW	500 kW	250 kW	500 kW	500 kW	150 kW	250 kW	500 kW
100%	76.600	118.800	224.500	111.400	210.500	224.500	67.000	104.000	196.500
80%	61.300	95.100	179.600	89.100	168.400	179.600	53.600	83.200	157.200
20%	15.300	23.800	44.900	22.300	42.100	44.900	13.400	20.800	39.300
1%	800	1.200	2.200	1.100	2.100	2.200	700	1.000	2.000

\* Werte auf 2 Stellen gerundet

Die Erträge aus der Nutzung bzw. der Bereitstellung von Fernwärme sollten jedoch nur in die Wirtschaftlichkeitsrechnung einer Biogasanlage einbezogen werden, wenn ein sinnvolles und tragfähiges Nutzungskonzept vorliegt. Falls die Abnahme der Fernwärme entfällt, lassen sich in den meisten Fällen zumindest die Kosten für Heizung und Warmwasser der Wohn- und Betriebsgebäude durch die eigene Nutzung der Abwärme einsparen, was sich trotz alledem positiv auf die Energiekosten auswirkt /FNR 2005/.

### 2.3.6 Wirtschaftlicher Vergleich der Verfahren

Bei der vergleichenden Darstellung der Kosten wird zwischen den unterschiedlichen Verfahren bzw. landwirtschaftlichen Anlagen der Feststoff- und Nassvergärung unterschieden. Die folgenden Zusammenstellungen der Investitionskosten und jährlichen Ausgaben der Modellanlagen basieren auf den vorhergehenden Ausführungen des Kapitels 2.3.5.

In den Tabellen 3-15, 3-16 und 3-17 finden sich die ermittelten Kosten und Erlöse im Überblick für alle Modellanlagen der jeweiligen Leistungsklasse, in denen landwirtschaftliche Substrate vergoren werden. Sie sind unterteilt in die unterschiedlichen Verfahren der Feststoff- und Nassvergärung, die in dieser Studie vergleichend dargestellt werden. Die Übersicht einer jeden Anlage beginnt mit den jeweiligen Investitionskosten der unterschiedlichen Positionen, gefolgt von den resultierenden kapitalgebundenen Kosten bezogen auf den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren. Nach der Darstellung der jährlich anfallenden Kosten durch Abschreibung und Betrieb der Anlage erfolgt eine Auflistung der zu erwartenden Erlöse aus dem Strom- und Wärmeverkauf. Anhand der jährlichen Kosten und Erlöse konnte

im Anschluss eine Gewinn- und Verlust-Rechnung in Abhängigkeit der unterschiedlichen Wärmenutzung für jede Modellanlage erstellt werden.

### **2.3.6.1 Modellanlagen 150 kW<sub>el</sub>**

Ausgehend von den getroffenen Grundannahmen der Modellanlagen, wie die einheitliche Vergärung von Maissilage, einer Jahreskapazität von 3.600 t/a und der daraus resultierenden elektrischen Leistung von 150 kW, wurden anhand der entsprechenden Herstellerangaben Modellbiogasanlagen entwickelt, deren Kosten in der Tabelle 3-15 im Überblick dargestellt werden. Für die Anlagenleistungsgröße von 150 kW<sub>el</sub> konnten aufgrund der kleinen Anlagengröße lediglich Angebote der Hersteller des Garagenverfahrens eingeholt werden, so dass nur dieses Verfahren für den kleinen Leistungsbereich mit dem Verfahren der Nassvergärung verglichen werden kann.

Der wesentliche Kostenunterschied zwischen den Biogasanlagen der Feststoff- und der Nassvergärung liegt in diesem Fall bei den baulichen Anlagenkosten. Die Investitionskosten der Anlage Garage150 fallen für die Bausubstanz aufgrund des Fermentervolumens infolge der Rückführung von bis zu 60 % Altmaterial etwa 2,5-fach höher aus. Des Weiteren sind bei dem Garagenverfahren höhere Investitionskosten für die Anlagentechnik zu leisten, woraus sich, zusammen mit den Baukosten, höhere kapitalgebundene Kosten im Vergleich zur Nassvergärung ergeben.

Aufgrund eines geringeren Strombedarfs des Garagenverfahrens (1 %) gleichen sich die jährlichen Ausgaben beider Verfahren an. Das Verfahren der Nassvergärung erzielt jedoch im Vergleich geringere Erlöse, da sowohl der Strom- (10 %) als auch der Wärmebedarf (30 %) bei diesem Verfahren höher liegen.

Beide Modellanlagen sind trotz ihrer unterschiedlichen Kostensituation, unter den gegebenen Rahmenbedingungen, nur mit einer hohen Wärmenutzung wirtschaftlich zu betreiben.

Tabelle 3-15: Wirtschaftliche Darstellung der 150 kW<sub>el</sub> – Modellanlagen

		Garage150	Nass150
<b>Investitionskosten (€)</b>	Bau (Fermenter, Fundamente)	316.400	127.100
	Technik (inkl. E- & Gastechnik)	217.100	111.400
	BHKW	164.400	164.400
	Planung & Genehmigung	44.200	30.600
	Inbetriebnahme	8.800	6.100
	Investition Biogasanlage	750.900	439.600
	Lagerkapazitäten (Substrat-, Gärrestlager)	187.000	208.400
	<b>gesamt</b>	<b>937.900</b>	<b>648.000</b>
<b>Kapitalgebundene Kosten (€/a)</b>	Bau (Abschreibung 20a)	24.300	9.800
	Technik (Ersatz nach 10a)*	33.000	17.100
	BHKW (Ersatz nach 12a)*	25.000	25.000
	Lagerkapazitäten (Abschreibung 20a)	14.400	16.000
	Planung, Genehmigung & Inbetriebnahme	4.100	2.900
		<b>gesamt</b>	<b>100.800</b>
<b>Betriebsgebundene Kosten (€/a)</b>	Wartung & Instandhaltung (Bau, Technik, BHKW)	24.300	23.700
	Personalaufwand Anlage	22.800	22.800
	Radladereinsatz	3.900	3.300
	Produktuntersuchungen	4.200	4.200
	<b>gesamt</b>	<b>55.200</b>	<b>54.000</b>
<b>Bedarfsgebundene Kosten (€/a)</b>	Substratkosten (22 €/t)	79.200	79.200
	Stromkosten (Einkauf zu 12 ct/kWh)	1.200	12.500
	Gärrestentsorgung	6.200	6.200
	<b>gesamt</b>	<b>86.600</b>	<b>97.900</b>
<b>Sonstige Kosten (€/a)</b>	Versicherung	8.400	5.700
	Verwaltung	2.000	2.000
	<b>gesamt</b>	<b>10.400</b>	<b>7.700</b>
<b>Jahreskosten (€/a)</b>	<b>gesamt</b>	<b>253.000</b>	<b>230.400</b>
<b>Erlöse (€/a)</b>	Strom Tranche < 150 kW	199.700	178.900
	Strom Tranche < 500 kW	0	0
	100% KWK-Vergütung (2 ct/kWh)	16.700	14.600
	80% KWK-Vergütung (2 ct/kWh)	13.300	11.700
	20% KWK-Vergütung (2 ct/kWh)	3.300	2.900
	1% KWK-Vergütung (2 ct/kWh)	200	200
	Erlös aus 100% Wärmeverkauf (6 ct/kWh)	76.600	67.000
	Erlös aus 80% Wärmeverkauf (6 ct/kWh)	61.300	53.600
	Erlös aus 20% Wärmeverkauf (6 ct/kWh)	15.300	13.400
	Erlös aus 1% Wärmeverkauf (6 ct/kWh)	800	700
		<b>Einnahmen (100% Wärmenutzung)</b>	<b>293.000</b>
	<b>Einnahmen (80% Wärmenutzung)</b>	<b>274.300</b>	<b>244.200</b>
	<b>Einnahmen (20% Wärmenutzung)</b>	<b>218.300</b>	<b>195.200</b>
	<b>Einnahmen (1% Wärmenutzung)**</b>	<b>200.700</b>	<b>179.800</b>
<b>Gewinn / Verlust (€/a)</b>	<b>100% Wärmenutzung</b>	<b>40.000</b>	<b>30.100</b>
	<b>80% Wärmenutzung</b>	<b>21.300</b>	<b>13.800</b>
	<b>20% Wärmenutzung</b>	<b>-34.700</b>	<b>-35.200</b>
	<b>1% Wärmenutzung**</b>	<b>-52.300</b>	<b>-50.600</b>

\* Ersatzinvestitionen, ggf. Generalüberholungen (BHKW) und Restwerte berücksichtigt, Abschreibung 20 Jahre

\*\* KWK-Betrieb für die Gewährung des Technologie-Bonus erforderlich

Werte auf 2 Stellen gerundet

### **2.3.6.2 Modellanlagen 250 kW<sub>el</sub>**

Für die folgenden Modellanlagen wurde von einer elektrischen Leistung von 250 kW ausgegangen, so dass die Biogasanlagen dementsprechend dimensioniert wurden und eine Jahreskapazität von 5.700 t verwerten können.

Bei der Betrachtung der Investitionskosten wird ersichtlich, dass die Nass250-Anlage kostengünstiger in der Anschaffung ist als die vergleichbaren Modellanlagen der Feststoffvergärung. Das lässt sich hauptsächlich mit den höheren Baukosten des TNS- und dem Garagenverfahren begründen, die wegen der nötigen Substratrückführung zur Animpfung größere Fermenter benötigen. Vergleicht man jedoch die Feststoffvergärungsanlagen untereinander, so sind keine relevanten Unterschiede in der Investitionssumme erkennbar.

Bei der Nassvergärung zeigt sich, dass sich dessen Kostenvorsprung u. a. durch den höheren Energiebedarf, und den daraus resultierenden bedarfsgebundenen Kosten, verringert. Daraus folgt, dass sich die jährlich anfallenden Ausgaben aller Verfahren für Abschreibung und Betrieb – trotz der unterschiedlichen Investitionskosten – angleichen.

Durch den geringeren Energiebedarf des Garagen- und des TNS-Verfahrens werden auch hier, im Gegensatz zur Nassvergärung, höhere Erlöse aus der Wärme- und Stromvergütung erwirtschaftet. Das bedeutet, dass die Verfahren der Feststoffvergärung die höheren Betriebskosten durch ihre Gewinne z. T. kompensieren können.

Da das TNS-Verfahren geringere Kosten verursacht und zusätzlich Erlöse in annähernd gleicher Höhe erzielt wie das Garagenverfahren, fällt die Gewinnmarge dieses Verfahrens in dieser Leistungsklasse am größten aus. Trotz alledem können beide Beispielanlagen der Feststoffvergärungen mit einer Wärmeauskopplung von etwa 20 % profitabel betrieben werden. Die Modellanlage der Nassvergärung in der Größenordnung von 250 kW benötigt dagegen eine größere Wärmenutzung für einen wirtschaftlichen Betrieb.

Tabelle 3-16: Wirtschaftliche Darstellung der 250 kW<sub>el</sub> – Modellanlagen

	Garage250	TNS250	Nass250	
<b>Investitionskosten (€)</b>	Bau (Fermenter, Fundamente)	417.900	469.900	189.200
	Technik (inkl. E- & Gastechnik)	291.100	168.000	125.600
	BHKW	225.100	225.100	225.100
	Planung & Genehmigung	58.500	55.000	43.100
	Inbetriebnahme	11.700	11.000	8.600
	Investition Biogasanlage	1.004.300	929.000	591.600
	Lagerkapazitäten (Substrat-, Gärrestlager)	236.800	236.800	321.800
<b>gesamt</b>	<b>1.241.100</b>	<b>1.165.800</b>	<b>913.400</b>	
<b>Kapitalgebundene Kosten (€/a)</b>	Bau (Abschreibung 20a)	32.100	36.100	14.500
	Technik (Ersatz nach 10a)*	44.800	25.800	19.300
	BHKW (Ersatz nach 12a)*	34.500	34.500	34.500
	Lagerkapazitäten (Abschreibung 20a)	18.200	18.200	24.700
	Planung, Genehmigung & Inbetriebnahme	5.400	5.000	4.000
	<b>gesamt</b>	<b>135.000</b>	<b>119.600</b>	<b>97.000</b>
<b>Betriebsgebundene Kosten (€/a)</b>	Wartung & Instandhaltung (Bau, Technik, BHKW)	35.200	34.500	34.600
	Personalaufwand Anlage	27.400	27.400	27.400
	Radladereinsatz	6.100	6.100	5.300
	Produktuntersuchungen	4.200	4.200	4.200
	<b>gesamt</b>	<b>72.900</b>	<b>72.200</b>	<b>71.500</b>
<b>Bedarfsgebundene Kosten (€/a)</b>	Substratkosten (22 €/t)	125.400	125.400	125.400
	Stromkosten (Einkauf zu 12 ct/kWh)	2.100	2.100	21.000
	Gärrestentsorgung	9.800	9.800	9.800
	<b>gesamt</b>	<b>137.300</b>	<b>137.300</b>	<b>156.200</b>
<b>Sonstige Kosten (€/a)</b>	Versicherung	11.200	10.400	8.100
	Verwaltung	2.000	2.000	2.000
	<b>gesamt (€/a)</b>	<b>13.200</b>	<b>12.400</b>	<b>10.100</b>
<b>Jahreskosten (€/a)</b>	<b>gesamt</b>	<b>358.400</b>	<b>341.500</b>	<b>334.800</b>
<b>Erlöse (€/a)</b>	Strom Tranche < 150 kW	251.800	251.800	225.500
	Strom Tranche < 500 kW	77.400	77.400	68.600
	100% KWK-Vergütung (2 ct/kWh)	28.100	26.300	24.600
	80% KWK-Vergütung (2 ct/kWh)	22.500	21.000	19.600
	20% KWK-Vergütung (2 ct/kWh)	5.600	5.300	4.900
	1% KWK-Vergütung (2 ct/kWh)	300	300	300
	Erlös aus 100% Wärmeverkauf (6 ct/kWh)	118.800	111.400	104.000
	Erlös aus 80% Wärmeverkauf (6 ct/kWh)	95.100	89.100	83.200
	Erlös aus 20% Wärmeverkauf (6 ct/kWh)	23.800	22.300	20.800
	Erlös aus 1% Wärmeverkauf (6 ct/kWh)	1.200	1.100	1.000
	<b>Einnahmen (100% Wärmenutzung)</b>	<b>476.100</b>	<b>466.900</b>	<b>422.700</b>
<b>Einnahmen (80% Wärmenutzung)</b>	<b>446.800</b>	<b>439.300</b>	<b>396.900</b>	
<b>Einnahmen (20% Wärmenutzung)</b>	<b>358.600</b>	<b>356.800</b>	<b>319.800</b>	
<b>Einnahmen (1% Wärmenutzung)**</b>	<b>330.700</b>	<b>330.600</b>	<b>295.400</b>	
<b>Gewinn / Verlust (€/a)</b>	<b>100% Wärmenutzung</b>	<b>117.700</b>	<b>125.400</b>	<b>87.900</b>
	<b>80% Wärmenutzung</b>	<b>88.400</b>	<b>97.800</b>	<b>62.100</b>
	<b>20% Wärmenutzung</b>	<b>200</b>	<b>15.300</b>	<b>-15.000</b>
	<b>1% Wärmenutzung**</b>	<b>-27.700</b>	<b>-10.900</b>	<b>-39.400</b>

\* Ersatzinvestitionen, ggf. Generalüberholungen (BHKW) und Restwerte berücksichtigt, Abschreibung 20 Jahre

\*\* KWK-Betrieb für die Gewährung des Technologie-Bonus erforderlich

Werte auf 2 Stellen gerundet

### 2.3.6.3 Modellanlagen 500 kW<sub>el</sub>

Die Beispielanlagen für die Leistungsgröße 500 kW weisen eine Jahreskapazität von 11.000 t auf und wurden für diese Betrachtung ebenfalls mit Maissilage betrieben. Ausgehend von den Herstellerangaben werden für diese Leistungsgröße vier unterschiedliche Verfahren miteinander verglichen (Tabelle 3-17).

Die Investitionssummen der Feststoffvergärungsanlagen betragen rund 1,6 Mio. €. Durch erforderliche Lagerkapazitäten steigen die Investitionskosten auf etwa 2 Mio. € an. Vergleichend dazu fällt die Investition für eine Anlage der Nassvergärung deutlich geringer aus, was auf die Bau- und Technikkosten zurückzuführen ist. Demzufolge ergeben sich geringere Aufwendungen für die jährliche Abschreibung des Kapitals. Bedingt durch die unterschiedliche Verfahrenstechnik der Anlagen entstehen auch unterschiedliche Betriebs- und Bedarfskosten. So verursacht z. B. die Pfropfen500-Anlage aufgrund der automatisierten Anlagentechnik geringere Personalkosten. Dies wirkt sich - wie bei der Nassvergärung - zusammen mit einem geringeren Radladereinsatz aufgrund einer automatischen Einbringung des Gärrestes ins Endlager positiv auf die Betriebskosten aus.

Weitaus entscheidender sind jedoch die Energiekosten. Durch einen Eigenbedarf von 5 % (Pfropfen500) und 10 % (Nass500) der eigens produzierten elektrischen Energie, entstehen durch den Einkauf der benötigten Energiemengen, erhebliche Bedarfskosten für die Modellbiogasanlagen. Insgesamt betrachtet fallen für die Nassvergärung deutlich geringere Jahreskosten an.

Analog zu den betrachteten Leistungsgrößen können die Modellanlagen der Feststoffvergärung i. d. R., trotz der höheren Jahreskosten, größere Gewinne erzielen als die vergleichbare Nassvergärungsanlage. Aufgrund der Tatsache, dass sich die Anlagenkosten im Vergleich zu kleineren Anlagen mit steigender Jahreskapazität reduzieren und größere Energiemengen bereitgestellt werden, können alle Verfahren selbst mit geringer Wärmeauskopplung rentabel betrieben werden.

Beim Vergleich der Modellanlagen zur Feststoffvergärung ist zu erkennen, dass mit dem TNS-Verfahren unter den gegebenen Rahmenbedingungen die größten Gewinne erzielt werden.

## Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Verfahren der Feststoffvergärung

Tabelle 3-17: Wirtschaftliche Darstellung der 500 kW<sub>el</sub> – Modellanlagen

	Garage500	TNS500	Pfropfen500	Nass500	
<b>Investitionskosten (€)</b>	Bau (Fermenter, Fundamente)	739.200	817.100	859.300	268.800
	Technik (inkl. E- & Gastechnik)	446.600	278.000	364.500	162.300
	BHKW	315.200	315.200	315.200	315.200
	Planung & Genehmigung	97.900	93.400	101.400	61.700
	Inbetriebnahme	19.600	18.700	20.300	12.300
	Investition Biogasanlage	1.618.500	1.522.400	1.660.700	820.300
	Lagerkapazitäten (Substrat-, Gärrestlager)	457.000	457.000	488.300	488.300
<b>gesamt</b>	<b>2.075.500</b>	<b>1.979.400</b>	<b>2.149.000</b>	<b>1.308.600</b>	
<b>Kapitalgebundene Kosten (€/a)</b>	Bau (Abschreibung 20a)	56.800	62.800	66.100	20.700
	Technik (Ersatz nach 10a)*	68.700	42.700	56.000	25.000
	BHKW (Ersatz nach 12a)*	51.100	51.100	51.100	51.100
	Lagerkapazitäten (Abschreibung 20a)	35.100	35.100	37.500	37.500
	Planung, Genehmigung & Inbetriebnahme	9.000	8.600	9.400	5.600
	<b>gesamt</b>	<b>220.700</b>	<b>200.300</b>	<b>220.100</b>	<b>139.900</b>
<b>Betriebsgebundene Kosten (€/a)</b>	Wartung & Instandhaltung (Bau, Technik, BHKW)	62.000	61.100	69.900	58.000
	Personalaufwand Anlage	31.900	31.900	27.400	36.500
	Radladereinsatz	11.800	11.800	10.200	10.200
	Produktuntersuchungen	4.200	4.200	4.200	4.200
	<b>gesamt</b>	<b>109.900</b>	<b>109.000</b>	<b>111.700</b>	<b>108.900</b>
<b>Bedarfsgebundene Kosten (€/a)</b>	Substratkosten (22 €/t)	242.000	242.000	242.000	242.000
	Stromkosten (Einkauf zu 12 ct/kWh)	4.300	4.300	21.500	43.000
	Gärrestentsorgung	19.000	19.000	19.000	19.000
	<b>gesamt</b>	<b>265.300</b>	<b>265.300</b>	<b>282.500</b>	<b>304.000</b>
<b>Sonstige Kosten (€/a)</b>	Versicherung	19.000	18.100	19.700	11.800
	Verwaltung	2.000	2.000	2.000	2.000
	<b>gesamt (€/a)</b>	<b>21.000</b>	<b>20.100</b>	<b>21.700</b>	<b>13.800</b>
<b>Jahreskosten (€/a) gesamt</b>	<b>616.900</b>	<b>594.700</b>	<b>636.000</b>	<b>566.600</b>	
<b>Erlöse (€/a)</b>	Strom Tranche < 150 kW	251.800	251.800	251.800	225.500
	Strom Tranche < 500 kW	399.400	399.400	399.400	354.000
	100% KWK-Vergütung (2 ct/kWh)	57.300	53.800	57.300	50.200
	80% KWK-Vergütung (2 ct/kWh)	45.900	43.000	45.900	40.100
	20% KWK-Vergütung (2 ct/kWh)	11.500	10.800	11.500	10.000
	1% KWK-Vergütung (2 ct/kWh)	600	500	600	500
	Erlös aus 100% Wärmeverkauf (6 ct/kWh)	224.500	210.500	224.500	196.500
	Erlös aus 80% Wärmeverkauf (6 ct/kWh)	179.600	168.400	179.600	157.200
	Erlös aus 20% Wärmeverkauf (6 ct/kWh)	44.900	42.100	44.900	39.300
	Erlös aus 1% Wärmeverkauf (6 ct/kWh)	2.200	2.100	2.200	2.000
	<b>Einnahmen (100% Wärmenutzung)</b>	<b>933.000</b>	<b>915.500</b>	<b>933.000</b>	<b>826.200</b>
<b>Einnahmen (80% Wärmenutzung)</b>	<b>876.700</b>	<b>862.600</b>	<b>876.700</b>	<b>776.800</b>	
<b>Einnahmen (20% Wärmenutzung)</b>	<b>707.600</b>	<b>704.100</b>	<b>707.600</b>	<b>628.800</b>	
<b>Einnahmen (1% Wärmenutzung)**</b>	<b>654.000</b>	<b>653.800</b>	<b>654.000</b>	<b>582.000</b>	
<b>Gewinn / Verlust (€/a)</b>	<b>100% Wärmenutzung</b>	<b>316.100</b>	<b>320.800</b>	<b>297.000</b>	<b>259.600</b>
	<b>80% Wärmenutzung</b>	<b>259.800</b>	<b>267.900</b>	<b>240.700</b>	<b>210.200</b>
	<b>20% Wärmenutzung</b>	<b>90.700</b>	<b>109.400</b>	<b>71.600</b>	<b>62.200</b>
	<b>1% Wärmenutzung**</b>	<b>37.100</b>	<b>59.100</b>	<b>18.000</b>	<b>15.400</b>

\* Ersatzinvestitionen, ggf. Generalüberholungen (BHKW) und Restwerte berücksichtigt, Abschreibung 20 Jahre

\*\* KWK-Betrieb für die Gewährung des Technologie-Bonus erforderlich

Werte auf 2 Stellen gerundet

### 2.3.6.4 Spezifische Investitionskosten

Zur Ermittlung der spezifischen Kosten einer Biogasanlage werden die erforderlichen Investitionen meist auf die installierte elektrische Leistung ( $kW_{el}$ ) oder auf einen  $m^3$  Fermentervolumen bezogen und dienen zur ersten Einschätzung der gesamten Investitionskosten. Hinter diesen Zahlen verbergen sich hauptsächlich die Positionen Bau, Technik und BHKW der Biogasanlage. Daraus ergeben sich spezifische Investitionen in Abhängigkeit der jeweiligen Verfahren und Leistungsgrößen.

Bei den Biogasanlagen ist zu beachten, dass durch den Einsatz von Maissilage zusätzliche Kosten durch die Lagerung entstehen. Werden die Substratlagerkapazitäten in die Berechnung einbezogen, erhöhen sich die spezifischen Investitionskosten entsprechend. In Abbildung 3-5 sind die spezifischen Investitionskosten daher sowohl mit als auch ohne Substratlager dargestellt.

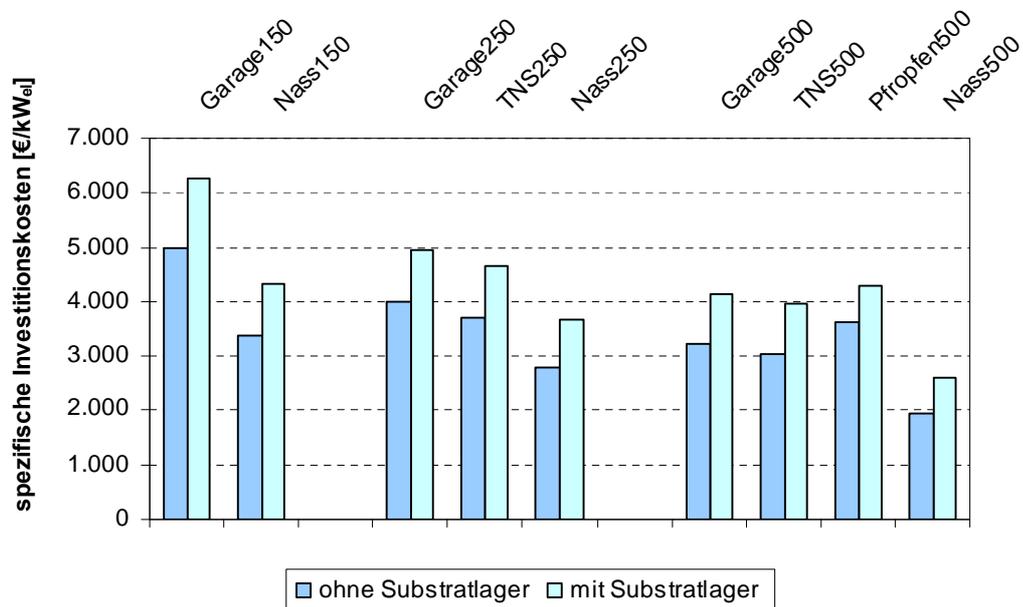


Abbildung 3-5: Spezifische Investitionskosten der Verfahren mit und ohne Lagerkapazitäten

### **2.3.6.5 Energiegestehungskosten**

Unter den Stromgestehungskosten sind die Geldwerte zu verstehen, die aufgewendet werden müssen, um eine bestimmte Energiemenge zu produzieren. Diese zur Produktion benötigten Geldmengen der betrachteten Modellbiogasanlagen setzen sich aus den Kosten der im Kapitel 2.3.5 bereits erläuterten Positionen zusammen. Die Ermittlung der Stromgestehungskosten erfolgt mittels Annuitätenmethode, da einmalige und periodische Zahlungen in durchschnittliche jährliche Zahlungen umgerechnet wurden. Das Bezugsjahr der Betrachtung ist 2006.

Da in Deutschland bisher über die Verstromung i. d. R. die größeren Erlöse erreicht wurden als beim Wärmeverkauf, werden die BHKW stromoptimiert betrieben. Die Wärme wird bislang als Nebenprodukt betrachtet. Der Nachteil für Biogasanlagen mit reiner Stromproduktion sind die gleichen Kosten, da die technische Ausrüstung der Biogasanlagen zur Stromerzeugung im Vergleich zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) nahezu identisch ist.

Sowohl bei der reinen Stromerzeugung als auch bei der Kraft-Wärme-Kopplung werden die spezifischen Stromgestehungskosten ermittelt, indem die jährlichen Kosten auf die produzierte Strommenge bezogen werden. Eine Aufteilung der Kosten bei der KWK wäre problematisch, da die Wärmeerzeugung keine zusätzlichen Kosten verursacht und ihr so nicht direkt Kosten zugeordnet werden können. Die Gestehungskosten der Stromerzeugung werden direkt an der Biogasanlage durch die energetische Nutzung des Biogases in einem BHKW ermittelt und beziehen sich auf die entsprechenden Kostenblöcke:

- Energieträger
- Biogasproduktion
- Biogasverwertung

Es wurden jedoch nicht nur die Kosten bei der Stromgestehung berücksichtigt. Außerdem wurden die Vergütungen der Biogasanlage aus der Stromproduktion und Wärmebereitstellung den Kosten gegenüber gestellt. Folglich erfolgt eine zusätzliche Unterteilung der Biogasanlagen in die unterschiedlichen Nutzungsanteile der Abwärmebereitstellung. In Tabelle 3-18 sind die spezifischen Kosten der Stromerzeugung in Abhängigkeit von der Anlagengröße und dem Verfahren dargestellt.

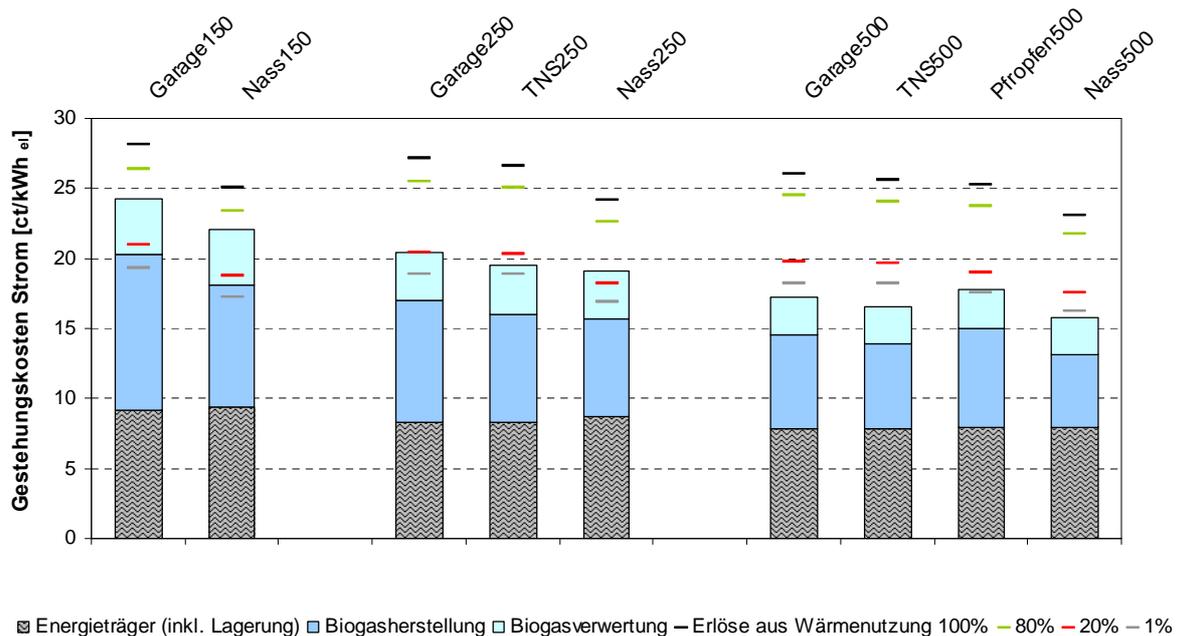
**Tabelle 3-18: Spezifische Kosten der Stromerzeugung (in ct/kWh<sub>e</sub>)**

	<b>Energieträger (inkl. Lagerung)</b>	<b>Biogas- herstellung</b>	<b>Biogas- verwertung</b>	<b>Gesamt</b>
Garage150	9,16	11,08	4,03	24,27
Nass150	9,33	8,74	4,03	22,10
Garage250	8,33	8,68	3,43	20,44
TNS250	8,33	7,72	3,43	19,48
Nass250	8,74	6,92	3,43	19,09
Garage500	7,86	6,66	2,70	17,22
TNS500	7,86	6,04	2,70	16,60
Pfropfen500	7,94	7,12	2,70	17,75
Nass500	7,94	5,18	2,70	15,81

Die hohen Kosten der Energieträger resultieren aus der Verwendung von Maissilage und deren Bereitstellungskosten sowie aus den vorzuhaltenden Lagerflächen. Die Investitionskosten der Fahrsilos sind nicht der Biogasanlage, sondern dem Energieträger zugeordnet und werden bei der Ermittlung der Gestehungskosten mit einbezogen. Die spezifischen Kosten für die Biogasherstellung ergeben sich aus den jährlich anfallenden Kosten der Biogasanlage bezogen auf die erzeugte elektrische Energie. Somit besteht eine Abhängigkeit der Biogasverwertungskosten vom Wirkungsgrad des BHKW. Die Kosten der Biogasverwertung ergeben sich aus den jährlichen Kosten des BHKW und der jeweils erzeugten Menge Endenergie.

Um anhand der spezifischen Gestehungskosten erkennen zu können, ob die jeweilige Modellanlage wirtschaftlich betrieben werden kann, sind neben den Stromgestehungskosten auch die jeweils möglichen Vergütungen in Form von farbigen Markierungen eingefügt. Die Erlöse setzen sich aus der Strom- und KWK-Vergütung sowie aus den Einnahmen des Wärmeverkaufs zusammen. Da jede Modellanlage mit unterschiedlichen Anteilen der Abwärmeauskopplung dargestellt wurde (100 %, 80 %, 20 % und 1 % Wärmenutzung), werden die vier resultierenden Erträge den Stromgestehungskosten gegenüber gestellt.

Die Differenz zwischen der Erlösmarke und den gesamten Stromgestehungskosten gibt Aufschluss darüber, ob die entsprechende Modellanlage unter den gegebenen Rahmenbedingungen wirtschaftlich betrieben werden kann. Je größer der Abstand oberhalb der Gestehungskosten zur Erlösmarke, desto höher ist der jährliche Gewinn.



**Abbildung 3-6: Spezifische Stromgestehungskosten und zu erwartende Vergütungen der Modellanlagen**

In Abbildung 3-6 sind die Stromgestehungskosten für die Stromerzeugung aus Maissilage in Abhängigkeit von der Anlagengröße dargestellt. Erkennbar ist, dass die Stromgestehungskosten mit zunehmender Anlagenleistung sinken. Unter Berücksichtigung der angenommenen Rahmenbedingungen können die Modellbiogasanlagen in einer Leistungsgröße von 500 kW<sub>el</sub> auch mit geringer Wärmenutzung wirtschaftlich dargestellt werden.

Die dargestellten Modellanlagen zur Feststoffvergärung im Leistungsbereich von 250 kW<sub>el</sub> sind mit einer Wärmenutzung ab 20 % annähernd gewinnbringend zu betreiben. Aufgrund geringerer Wärmeerlöse und der fehlenden Förderung (z. B. durch den Innovationsbonus) ist für eine wirtschaftliche Darstellung der Nassvergärungsanlage in diesem Leistungsbereich dagegen eine externe Wärmenutzung über 20 % notwendig.

Die kleinen Modellanlagen mit einer elektrischen Leistung von 150 kW sind - unabhängig vom Verfahren - erst wirtschaftlich zu betreiben, wenn ein optimiertes Konzept zur Abwärmenutzung gegeben ist, so dass ein Großteil der verfügbaren Wärmemenge an Wärmeabnehmer abgeben werden kann. Wie in Abbildung 3-6 zu erkennen ist, kann die Wirtschaftlichkeit der Modell-Biogasanlagen im kleinen Leistungsbereich unter den gegebenen Rahmenbedingungen somit erst ab einer Wärmenutzung von deutlich über 20 % gewährleistet werden.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass im Fall der hier vorgestellten Modellanlagen 100 % Maissilage eingesetzt wird. Infolge der steigenden Substratkosten kann der Einsatz günstigerer Materialien (u. a. Grünschnitt, Festmist) die Wirtschaftlichkeit positiv beeinflussen.

Inwieweit sich Änderungen der für die Modellanlagen festgelegten Annahmen und Rahmenbedingungen auf die Stromgestehungskosten auswirken, ist im folgenden Kapitel (Sensitivitätsanalyse) dargestellt.

### **2.3.7 Sensitivitätsanalyse**

Die Sensitivitätsanalyse ist eine Ergänzung der Wirtschaftlichkeitsrechnung. Da die Berechnungen auf Annahmen beruhen, die die Praxis oder gewisse Entwicklungen mehr oder weniger gut abbilden, kann mit dieser Methode geprüft werden, wie sich das Ergebnis verändert, wenn einzelne Annahmen in einem gewissen Rahmen variiert werden.

Durch Änderungen des Marktes, der Technik oder der Standortbedingungen können die Kosten der Biogaserzeugung zum Teil erheblich beeinflusst werden. Um mögliche Veränderungen der Wirtschaftlichkeit darstellen zu können, wurden die folgend ausgewählten Parameter der Modellanlagen zu Vergärung von Maissilage variiert.

#### *Szenario 1: Investitionsanstieg um 10 %*

Als Annahme für dieses Szenario dient der Anstieg der Investitionskosten für den Bau der betrachteten Modellanlagen. Die Preiserhöhung könnte z. B. durch die derzeitige steigende Nachfrage für Biogasanlagen und die damit verbundene Stabilisierung der Angebotssituation auf dem Markt begründet werden. Außerdem wird, aufgrund des derzeitigen Anstieges der Stahlpreise auf dem internationalen Markt, und der daraus folgenden Erhöhung der Baupreise, eine Investitionskostenerhöhung von 10 % angenommen.

#### *Szenario 2: Substratbereitstellungskosten von 30 €/t*

Das zweite Szenario variiert die Kosten für das Gärsubstrat, das für die betrachteten Beispielanlagen aus Maissilage besteht. Da die Bereitstellung, ob durch Eigenanbau oder Anlieferung, mit gewissen Kosten verbunden ist, können sich diese z. B. durch Veränderungen des Arbeitseinsatzes oder den Anbau von Energiemais, der speziell für die Vergärung angebaut wird, verändern. Es ist also möglich, dass sich im Betrachtungszeitraum der nächsten

20 Jahren die Preise, u. a. durch steigende Anbaukosten und Pachtpreise, erhöhen. So wurde dieses Fallbeispiel mit Substratkosten für Maissilage von 30 € pro t Maissilage berechnet.

#### *Szenario 3: Neuanlage mit bereits vorhandener Lagerkapazität*

Bei diesem Szenario werden die Modellanlagen ohne jegliche Belastungen durch Investitionen in Substratlager (Fahrsilos) betrachtet. Durch Umstellungen in der Landwirtschaft, verlagern zahlreiche viehhaltende Betriebe, wo Substratlagerkapazitäten bereits vorhanden sind, ihren Schwerpunkt auf die energetische Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen. Demzufolge stehen in vielen Fällen ehemalige Futtersilos für eine Substratlagerung bereits zur Verfügung.

#### *Szenario 4: Leistungsverbesserung des BHKW*

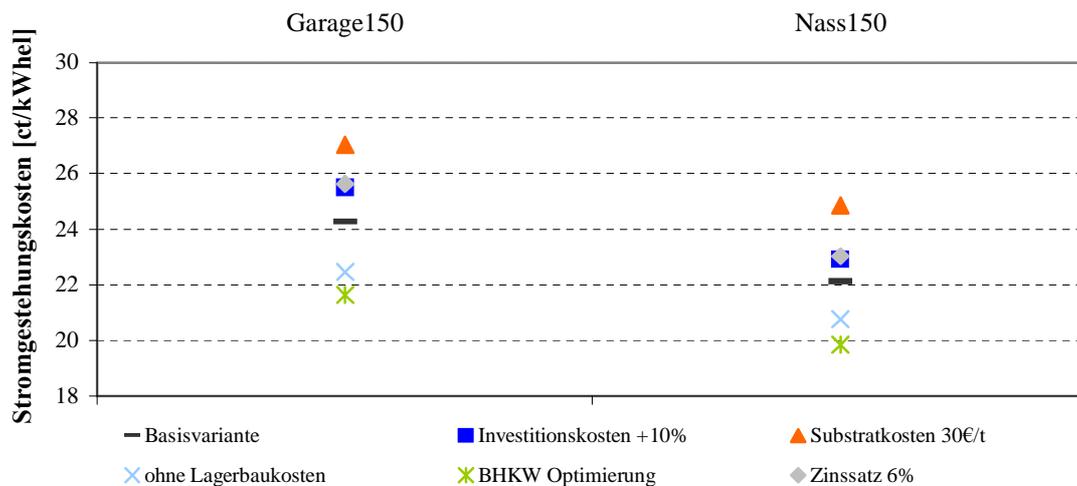
Auf dem Markt sind derzeit verbesserte BHKW-Module verfügbar, die u. a. durch bessere Wirkungsgrade und höhere Anlagenverfügbarkeiten bessere Ergebnisse bei der Energieproduktion erzielen. Für dieses Szenario wurde das BHKW der Beispielanlagen außerdem mit einer höheren Betriebsstundenzahl pro Jahr betrachtet. Die Wirkungsgrade wurden um jeweils 2 % auf 34 % (150 kW<sub>el</sub>), 36 % (250 kW<sub>el</sub>) und 38 % (500 kW<sub>el</sub>) erhöht und die jährlichen Betriebsstunden mit 8.000 Bh festgelegt. Außerdem wurde eine Anlagenverfügbarkeit von 90 % /JENBACHER 2005/ für neuwertige und gut geführte BHKW-Module angenommen.

#### *Szenario 5: Erhöhung des kalkulatorischen Zinssatzes auf 6 %*

Da landwirtschaftliche Projekte auf die Kooperation der Hausbank des Bauherrn angewiesen sind und ggf. mögliche unterstützende Fördermöglichkeiten ausbleiben, wurde die Finanzierung der Modellanlagen in einem Fallbeispiel mit einem kalkulatorischen Zinssatz von 6 % anstatt mit 4,5 % gerechnet.

Diese fünf Parametervariationen, die unter den Rahmenbedingungen der Wirtschaftlichkeitsannahmen gelten, wirken sich bei den Modellanlagen an verschiedenen Positionen unterschiedlich aus. Inwieweit die Änderung der für die Berechnung angenommenen Szenarios die Stromgestehungskosten beeinflussen, ist in den folgenden Abbildungen dargestellt. Die Ergebnisse der Szenarien sind jeweils in Bezug auf die Basisfälle (Modellanlagen) zu bewerten.

Die Abbildung 3-7 gibt die Sensitivitätsbetrachtung aller Parameterveränderungen der beiden Modellanlagen mit der installierten elektrischen Leistung von 150 kW wieder.

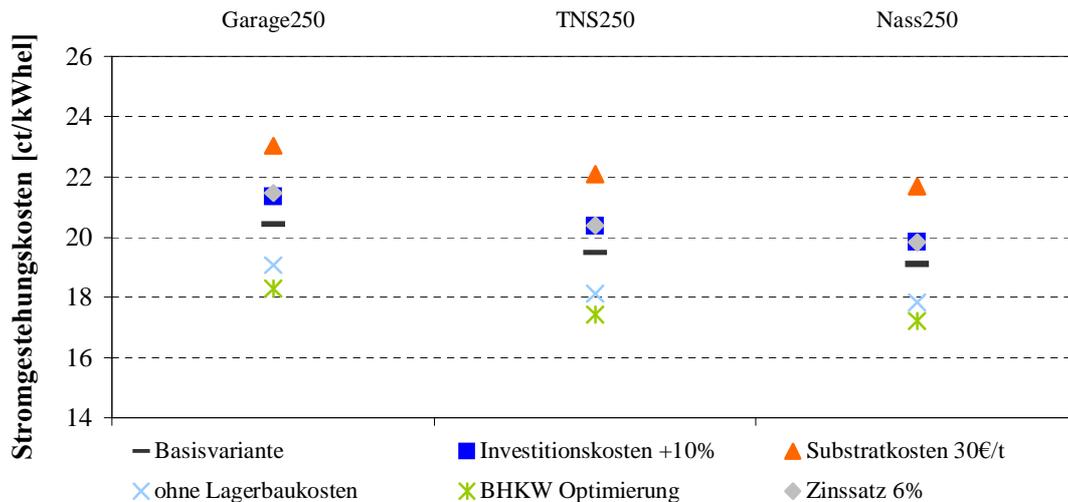


**Abbildung 3-7: Sensitivitätsbetrachtung einzelner Szenarien auf den Stromgestehungspreis bei den 150 kW<sub>el</sub> Modellanlagen**

Den größten Effekt mit der Variation von einzelnen Parametern bewirkt der Anstieg der Substratbereitstellungskosten von 22 auf 30 €/t. Das hat für die Biogasanlagen eine Erhöhung der Stromgestehungskosten um etwa 2,8 ct zur Folge. Wie es zu erwarten war, hat der Anstieg des kalkulatorischen Zinssatzes von 4,5 auf 6 % einen etwas größeren Einfluss auf die resultierenden Kosten als der Investitionsanstieg um 10 %. Der größere Kostenanstieg des Garagenverfahrens im Gegensatz zur Nassvergärung ist auf die geringeren Gestehungskosten der Nassvergärung bei der Biogasherstellung zurück zu führen.

Vor allem der Einsatz leistungsfähigerer Blockheizkraftwerke hat einen positiven Einfluss auf die Gestehungskosten. So reduzieren sich die Kosten pro kWh<sub>el</sub> um etwa 2,6 ct (Garagenverfahren) bzw. 2,3 ct (Nassvergärung), was hauptsächlich dem verbesserten Wirkungsgrad angerechnet werden kann. Die unterschiedliche Kostenreduzierung beider Anlagen durch bereits vorhandene Lagerkapazitäten lässt sich mit den geringeren Investitionskosten für das Fahrsilo der Nassfermentation begründen, da die Gärreste in einem separatem Lager eingebracht werden.

Bei den 250 kW<sub>el</sub>-Modellanlagen wurden die gleichen Parametervariationen vorgenommen und die Auswirkungen in der Abbildung 3-8 dargestellt. Wie zu erkennen ist, verhalten sich die Parametervariationen zum Ausgangsszenario analog zu den Modellanlagen mit 150 kW<sub>el</sub>. Allerdings liegen die Stromgestehungskosten dieser Leistungsklasse im Vergleich zur kleineren Anlagengröße auf einem geringeren Kostenniveau, was in den geringeren spezifischen Anlagenkosten begründet liegt.



**Abbildung 3-8: Sensitivitätsbetrachtung einzelner Szenarien auf den Stromgestehungspreis bei den 250 kW<sub>el</sub> Modellanlagen**

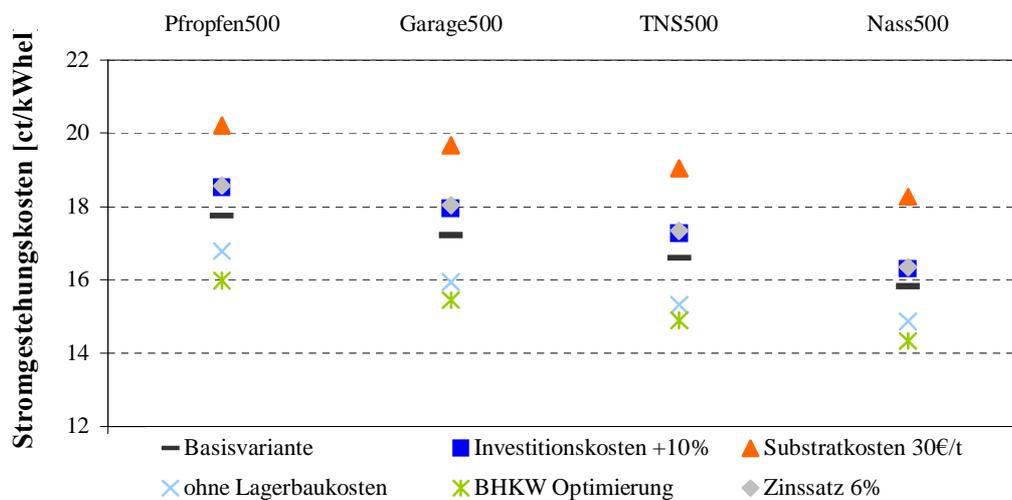
So kann auch hier festgestellt werden, dass die höheren Substratbereitstellungskosten auf 30 €/t den größten Einfluss auf den Stromgestehungspreis haben. Für alle drei Modellanlagen resultieren daraus Mehrkosten von ca. 2,6 ct/kWh<sub>el</sub>. Bei den betrachteten Verfahren sind unterschiedliche Einflüsse durch die Variierung des angenommenen Zinssatzes und der Investitionskosten zu erkennen. Die geringeren Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten bei der Nassvergärung basieren auf den geringeren Kosten bei der Biogasherstellung für diese Modellanlage.

Auch bei den Beispielanlagen dieser Leistungsklasse sind durch die Szenarien 3 und 4 niedrigere Stromgestehungskosten für die Biogasanlagen zu erreichen. Die entfallenden Lagerkosten reduzieren die Kosten um ca. 1,4 ct/kWh<sub>el</sub> wohingegen die Optimierung des BHKW die Stromgestehungskosten um etwa 2 kWh<sub>el</sub> senkt.

Wie sich die verschiedenen Szenarien auf die Wirtschaftlichkeit der vier 500 kW<sub>el</sub> Modellanlagen auswirken, ist in der folgenden Abbildung 3-9 abgebildet. Auch bei der Sensitivitätsbetrachtung dieser Modellanlagen ist zu erkennen, dass die Silomaiskosten dieser Anlagen einen wesentlichen Einfluss auf den Stromgestehungspreis haben. Der Kostenanstieg der Substratbereitstellung von 22 auf 30 €/t äußert sich in einer Erhöhung der Stromgestehungskosten um ca. 2,5 ct/kWh<sub>el</sub> im Vergleich zum Ausgangsszenario. Bei der Zinssatz- und Investmenterhöhung um 10 % stellen sich bei den Feststoffvergärungsanlagen annähernd Kostenerhöhungen

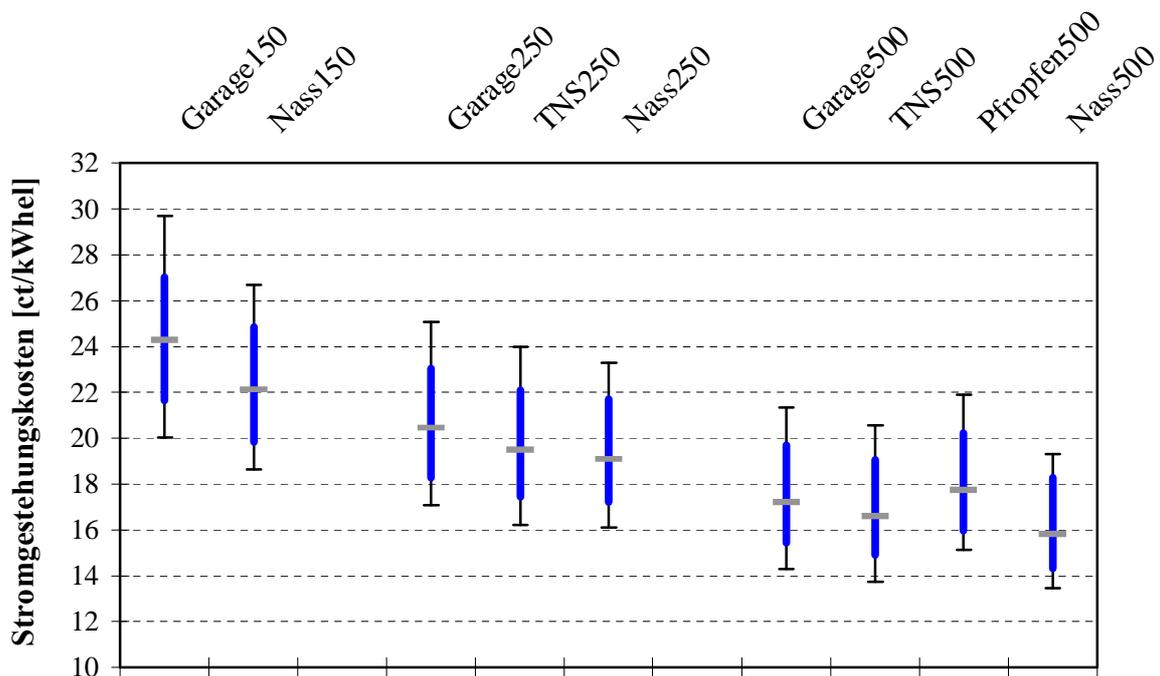
von etwa 0,7 ct/kWh<sub>el</sub> ein, wohingegen die Nassvergärung mit ca. 0,5 ct/kWh<sub>el</sub> einem geringeren Kostenanstieg unterliegt.

Die sich durch den Einsatz des verbesserten BHKW reduzierenden Stromgestehungskosten liegen bei den Feststoffvergärungsanlagen bei ca. 1,8 ct/kWh<sub>el</sub> und für die Nassvergärung bei etwa 1,5 ct/kWh<sub>el</sub>. Die Kostenminderung durch die entfallenden Investitionskosten des Substratlagers liegt bei der Garagen- und TNS-Anlage bei etwa 1,3 ct/kWh<sub>el</sub> und für das Pfpfenstromverfahren sowie für die Nassvergärung bei ca. 1 ct/kWh<sub>el</sub>.



**Abbildung 3-9: Sensitivitätsbetrachtung einzelner Szenarien auf den Stromgestehungspreis bei den 500 kW<sub>el</sub> Modellanlagen**

Anhand der bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung und der daraus folgenden Sensitivitätsanalyse ermittelten Werte kann der Schwankungsbereich der Stromgestehungskosten für die jeweilige Modellanlage abgebildet werden. Die folgende Darstellung soll verdeutlichen, in welchem Bereich sich die Stromgestehungskosten, basierend auf der Ausgangssituation, für die einzelnen Modellanlagen bewegen können. Dazu wurden die Ergebnisse der einzelnen Szenarien zusammengefasst. Der Kostenbereich wird durch das Szenario mit dem positivsten (Fallbeispiel 4) und negativsten (Fallbeispiel 2) bestimmt. Die horizontale Markierung stellt die Stromgestehungskosten der wirtschaftlichen Betrachtung (vgl. Kapitel 2.3.5) als Ausgangsbasis dar. Zusätzlich werden die Auswirkungen aller Szenarien kumulativ auf die Stromgestehungskosten bezogen, um die minimalen und maximalen Kosten für die Modellanlagen darzustellen.



**Abbildung 3-10: Sensitivitätsbereich der Stromgestehungskosten aller Szenarios sowie deren kumulative Auswirkung auf die Kosten**

Zusammenfassend lassen sich aus der Variation der unterschiedlichen Parameter, im Vergleich zum Ausgangsszenario, folgende Aussagen ableiten:

- Durch den Einsatz von kostengünstigeren Substraten kann ein erheblicher Kostenanteil der Biogasanlage reduziert werden, der sich bereits durch die Reduzierung der Substratkosten von wenigen Euro wesentlich auswirkt.
- Die Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades der Anlagen um jeweils 2 % und jährliche Betriebsstunden von 8.000 Bh bewirken in Abhängigkeit vom Verfahren und Anlagengröße eine Senkung der Stromgestehungskosten von etwa 1,5 bis 2,6 ct/kWh<sub>el</sub>.
- Die Erhöhung der Investitionskosten für Biogasanlagen und daraus folglich die kapitalgebundenen Kosten wirkt sich, entsprechend der Höhe der Veränderung, unterschiedlich auf die Stromgestehungskosten aus. Die Steigerung der Investitionskosten um 10 % bewirkt eine Steigerung der Stromgestehungskosten für die Modellanlagen der Feststoffvergärung von etwa 0,7 bis 1,3 ct/kWh<sub>el</sub>; für die Modellanlagen der Nassvergärung dagegen zwischen 0,5 bis 0,8 ct/kWh<sub>el</sub>.

- Die Auswirkung eines steigenden Zinssatzes bei der Finanzierung durch die Hausbank des Bauherrn oder möglicher Förderinstitutionen auf z. B. 6 % kann in Abhängigkeit vom Verfahren und Anlagengröße zu einer Kostenerhöhung für Feststoffvergärungsanlagen von ca. 0,8 bis 1,4 ct/kWh<sub>el</sub> führen.
- Unter den vorgegeben Rahmenbedingungen ist es grundsätzlich möglich, den Betrieb von Anlagen, die unwirtschaftlich arbeiten, durch die gezielte Variation einzelner oder besser mehrerer Parameter wirtschaftlich zu gestalten.

### 2.3.8 Bewertung der Ergebnisse

Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen stellt sich als äußerst komplex und somit oft schwierig dar, weil viele Faktoren einerseits gesondert und andererseits in Bezug mit anderen Konstellationen betrachtet, bewertet sowie variiert werden müssen. Prinzipiell hängt die Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage von der Qualität und der Quantität der eingesetzten Gärsubstrate ab. Dies gilt sowohl für die Nass- als auch für die Feststoffvergärung.

Mit Blick auf die praktische Umsetzung muss aus dem Angebot der unterschiedlichen Verfahrenskonzepte das jeweils für den Standort geeignete ermittelt werden. In Abhängigkeit von den lokalen Bedingungen und den jeweiligen spezifischen Einflussgrößen (Einsatzstoffe, schlüsselfertige Errichtung, Nutzung bestehender Einrichtungen, angestrebter Biogasertrag, Kraft-Wärme-Kopplung oder reine Stromerzeugung) muss mit deutlichen Unterschieden in der Kostenstruktur der Anlagen gerechnet werden.

Die Investitionskosten landwirtschaftlicher Biogasanlagen können innerhalb einer gewissen Bandbreite variieren. Speziell bei kleinen Anlagen können durch einen teilweisen Selbstbau, durch die Nutzung bereits vorhandener Bausubstanz oder durch den Einsatz gebrauchter Anlagenteile die Investitionskosten im Vergleich zu schlüsselfertigen Neuanlagen erheblich gesenkt werden. So scheint derzeit eine Förderung bzw. ein zinsverbilligtes Darlehen für Anlagen mit einem kleinen Leistungsbereich unabdinglich. Denn gerade für die weitere Etablierung der Feststoffvergärung in der Landwirtschaft ist die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit, besonders für Anlagen im kleinen Leistungsbereich, unumgänglich.

Die Jahresergebnisse der Modellanlagen spiegeln die Tendenz wider, dass mit einer Steigerung der Anlagendimensionen (z. B. elektrische Leistung, Jahreskapazität) eine stufenweise

Reduzierung der spezifischen Anlagenkosten eintreten kann. Werden jedoch zusätzliche Aufwendungen für nicht-anlagengebundene Investitionen notwendig, so kann die spezifische Investitionssumme steigen.

Um die Potenziale stapelbarer Biomasse nutzen zu können, muss die Biogasproduktion durch die Feststoffvergärung auf einem grundsätzlich wettbewerbsfähigen Stand etabliert werden, damit sie als Alternative zur Nassvergärung bestehen kann. Solch eine grundsätzliche Verbesserung der Wirtschaftlichkeit kann durch verfahrenstechnische Optimierungen und Kostenreduktionen erreicht werden. Aufgrund der geringen Anzahl der Feststoffvergärungsanlagen sind die Produktionskosten im Vergleich zu Nassvergärungsanlagen derzeit höher. Die durchgeführten Berechnungen anhand der Richtpreisangebote für die Feststoffvergärungsanlagen zeigen, dass die höheren Investitionskosten durch die Gewährung des Innovationsbonus deutlich kompensiert werden können. Zukünftig muss sichergestellt werden, dass das Verfahren der Feststoffvergärung auch ohne weitere Förderung gegenüber der Nassvergärung marktfähig ist.

Des Weiteren müssen die mikrobiologischen Abbauprozesse optimiert werden, um hohe Biogasausbeuten und Prozessstabilität mit unterschiedlichen Substraten zu erzielen.

Während durch das EEG sicher kalkulierbare Erlöse für die Stromproduktion existieren, bestehen in der Nutzung der anfallenden Wärme nach wie vor Defizite, die durch innovative Wärmenutzungs-Konzepte behoben werden müssen. Außerdem ist hinsichtlich der Konversionstechniken beim Einsatz von KWK-Anlagen eine weitere Verbesserung der Wirkungsgrade sowie der Laufzeiten der Module erstrebenswert. In diesem Zusammenhang gilt es ebenfalls zu untersuchen, inwieweit zukünftig verbesserte Technologien (Mikrogasturbine, Brennstoffzelle) zur energetischen Nutzung von Biogas in Frage kommen.

## **2.4 Ökologische Betrachtung der Feststoffvergärungsverfahren**

Der Einsatz von Biogas zur Stromerzeugung soll dazu beitragen, die Energieversorgung umweltfreundlicher und ressourcenschonender zu gestalten. Aber auch die Nutzung von Biogas ist mit negativen Auswirkungen auf die natürliche Umwelt verbunden /IE & FAL 2003/. Zur differenzierten Bewertung der Umweltaspekte einer Biogasnutzung aus der Feststoffvergärung ist eine ökologische Analyse notwendig. Vor diesem Hintergrund ist es das Ziel dieses Kapitels, für die verschiedenen Feststoffvergärungsanlagen, die mit der Endenergiebereitstellung verbundenen Effekte auf die natürliche Umwelt und den Menschen im Vergleich zur Nassfermentation darzustellen und zu diskutieren.

Im Rahmen der ökologischen Bewertung landwirtschaftlicher Biogasgewinnung sowie der Inventarisierung der Emissionen der deutschen Landwirtschaft ist ein erheblicher Mangel an belastbaren Daten deutlich geworden. Daher wird zunächst versucht, die bisherigen Daten zur Biogaserzeugung zusammenzustellen und den Handlungsbedarf in Bezug auf die Vervollständigung der Datenbasis aufzuzeigen. Aufgrund der ungenügenden Datenlage wird zur Bewertung der ermittelten Umwelteffekte der Biogaserzeugung aus der Feststoffvergärung in erster Linie eine vergleichende Betrachtung zur Nassvergärung vorgenommen.

### **2.4.1 Datenlage**

Bei der ökologischen Bewertung von Biogasanlagen zeichnet sich ein erheblicher Forschungsbedarf hinsichtlich der Datenbasis (u. a. Emissionen) ab. Hier ist vor allem die Datenlage insbesondere für Anlagen der Feststoffvergärung ungenügend. Der Betrieb landwirtschaftlicher Feststoffvergärungsanlagen ist derzeit auf wenige Anlagen in Deutschland beschränkt, die zudem Pilotcharakter im Bereich der Feststoffvergärung besitzen, so dass eine Datensammlung über einen längeren Betrachtungszeitraum aufgrund mangelnder Betriebserfahrungen nicht in ausreichendem Maße gewährleistet werden kann. Darüber hinaus haben die Mehrzahl der bisherigen Ökobilanzen keine Differenzierung zwischen Nass- und Feststoffvergärung vorgenommen. Aufgrund der unzureichenden Datenlage kann die ökologische Bewertung von Feststoffverfahren daher nur grob abgebildet werden.

Zudem beruhen die bisher zur ökologischen Bewertung von Biogasanlagen herangezogenen Daten in erster Linie auf Technologien von Gülleanlagen. Darüber hinaus muss davon

ausgegangen werden, dass Biogasanlagen bislang relativ pauschal bewertet wurden und die unterschiedlichen Technologien sowie Bereitstellungs- und Verwertungswege nicht hinreichend berücksichtigt wurden. Durch den verstärkten Ausbau von Biogasanlagen zur Vergärung nachwachsender Rohstoffe sind neben der veränderten Technologie auch die Erweiterung der Bilanzgrenzen aufgrund der Substratbereitstellung (Anbau, Transport, Lagerung) zu berücksichtigen.

Emissionen entstehen sowohl bei dem Anbau der Substrate, der Lagerung bzw. Silierung, bei der eigentlichen Konversion der Einsatzstoffe (Vorgrube, Fermenter, Gärrestlager) als auch bei der Ausbringung des Gärrestes. In Tabelle 4-1 ist die Datenlage in Bezug auf Emissionen entlang der Prozesskette der Biogasproduktion im Überblick dargestellt.

**Tabelle 4-1 Überblick: Datenlage hinsichtlich der Emissionen bei der Biogaserzeugung**

Prozessschritt	Anmerkung	Datenlage
Silierung/ Lagerung der Substrate	Emissionen bei der Lagerung der Substrate im Silo	keine Daten vorhanden; Schätzungen: 5 - 20 % Silageverluste; wobei Sickerwasser bei der Biogaserzeugung mit aufgefangen und mitvergärt werden kann, so dass die Silageverluste im Fall der Biogasgewinnung deutlich geringer ausfallen können
Vorgrube	Vorgrube meist offen und gerührt, so dass Emission (Ammoniak, Methan, Lachgas) entweichen können	keine Daten für Emissionen aus Vorgrube vorhanden
Fermenter	inkl. BHKW und Gasstrecke	1,8 % Verluste in Bezug zum prod. Methan (ohne Vorgrube und ohne Endlager, aber mit BHKW/Gasstrecke) (Quelle: Olesen 2004; ELTRA 2003)
Gärrestlager	u. a. Methanverluste im offenen Endlager	Endlager-Verluste: diverse Quellen bis ca. 10 % (Quelle: IPCC 2000); Treibhausgasemissionspotenzial bei Gülleanlagen sogar bis 20 % möglich nach den Ergebnissen des Biogas-Messprogramms der FAL
Gärrestlager	Abdeckung mit Strohhäcksel: Lachgasemissionen erhöhen sich, ggf. Kohlenstoff Förderung an der Oberfläche zu erwarten, Ammoniakemissionen reduzieren sich	Emissionsfaktoren vorhanden; Werte umstritten (Quelle: Amon et al. 2004, Kryvoruchko 2004, DBU 2006)
Gärrest ausbringung	Emissionen auch bei Gärrestausbringung zu erwarten, bislang wenig untersucht	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ammoniakstickstoff 40 % (ALFAM Modell: Sjøgaard 2002, DBU 2006)</li> <li>• Lachgas große Schwankungsbreite (IPCC), umstritten, kaum Daten vorhanden</li> <li>• Methandaten vorhanden, aber nach Experteneinschätzungen vernachlässigbar</li> <li>• Emissionsfaktoren der Parameter Applikationstechniken, Einarbeiten, Bodenfeuchte, Temperatur etc. nach Sjøgaard 2002 bekannt</li> </ul>

Deutlich wird, dass für die Prozessschritte Silage und Lagerung der Substrate sowie Gärrestlagerung entweder keine Emissionsdaten vorliegen oder nur auf Schätzungen zurückgegriffen werden kann. Im Hinblick auf die Emissionen sowohl aus der Vorgrube, in der die Einsatzstoffe gemischt und pumpfähig gemacht werden, als auch hinsichtlich der Substratzuführung

fester Einsatzstoffe sind bislang keine Daten vorhanden. Aufgrund einer teilweise unzureichenden Datenlage einzelner Prozessschritte ist es daher erforderlich, Daten-Abschätzungen vorzunehmen bzw. Expertenurteile zu fällen.

### 2.4.2 Vergleichende Betrachtung entlang des Lebensweges

Da der Schwerpunkt auf die vergleichende Bewertung gelegt wird, werden im Folgenden die Unterschiede der Feststoffvergärung zur Nassvergärung hervorgehoben und ggf. abgeschätzt. Die vergleichende Betrachtung erstreckt sich dabei auf den gesamten Lebensweg von der Bereitstellung der Substrate über die Konversion zum Biogas bis zur Ausbringung des Gärrestes (Abbildung 4-1).

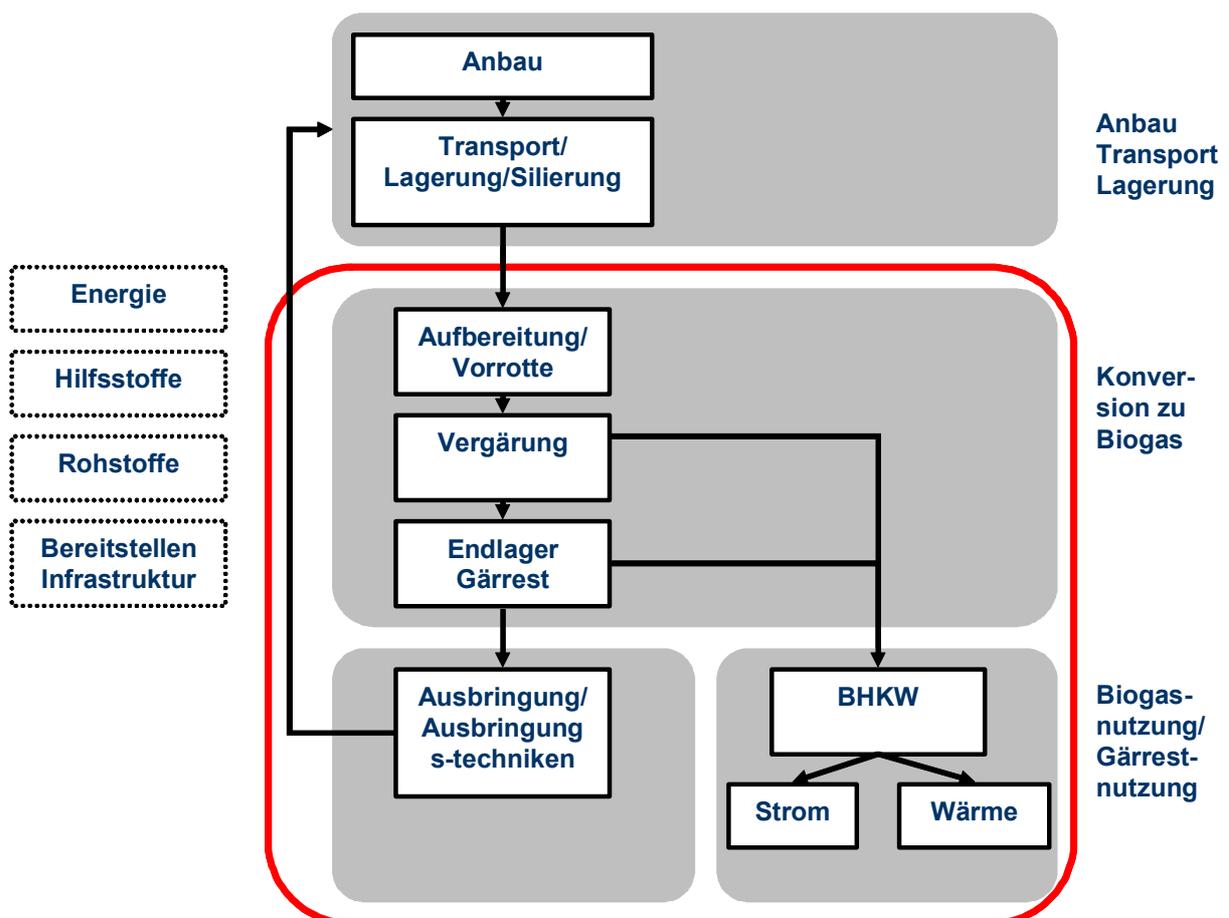


Abbildung 4-1 Betrachtungsrahmen der ökologischen Analyse der Biogasproduktion

Im Fall der betrachteten Modellanlagen wird Maissilage eingesetzt. Der Anbau und die Lagerung des Substrates Maissilage in Fahrsilos gestalten sich in diesem Fall bei Nass- und Feststoffvergärung prinzipiell gleich, so dass für den Anbau der Substrate sowie für Lagerung und Silierung der Einsatzstoffe keine Unterschiede gemacht werden.

Wesentliche Unterschiede zeigen sich dagegen bei der teilweise stattfindenden Vorrotte sowie bei der Ausbringung und -lagerung des Gärrestes.

Sowohl beim TNS- als auch beim Garagenverfahren erfolgt eine Vorrotte des Substrates durch Belüftung. Während die Vorrotte beim Garagenverfahren durch Lagerung der Substrate vor Eintrag in die Garagenboxen offen erfolgt, wird die Vorrotte des TNS-Verfahrens im Fermenter durchgeführt. Das Material wird dabei im geschlossenen Fermenter für einige Stunden belüftet. In beiden Fällen erwärmt sich das Einsatzmaterial infolge der aeroben Rotteprozesse. Auf diese Weise erfolgt eine Vorerwärmung des Substrates im Fermenter, die ggf. einen geringeren Wärmebedarf für die Beheizung der Fermenter erforderlich macht. Aufgrund der Vorrotte der Substrate im geschlossenen Fermenter sind die Emissionen beim TNS-Verfahren unter Umständen geringer einzustufen als beim Garagenverfahren. Die Vorrotte führt dabei im Wesentlichen zu Emissionen in Form von Kohlendioxid. Im Fall der Nassvergärung ergeben sich ebenfalls bei der Vorgrube oder im Falle fester Substrate bei der Substratzuführung Emissionen, die mit Hilfe detaillierter Untersuchungen quantifiziert werden müssen.

Hinsichtlich der Methanemissionen während der Konversion des Substrates zu Biogas einschließlich der Gasstrecke und BHKW wurden für die Nassfermentation Methanverluste von etwa 1,8 % beschrieben (vgl. Tabelle 4-1). Im Fall garagenähnlicher Fermenter könnten aufgrund des soliden, dichten Aufbaus des Fermenters und der geringeren technischen Ausstattung in Bezug auf Gasleitungen etc. unter Umständen geringere Methanemissionen während des Fermentationsprozesses realisiert werden.

Die Lagerung des Gärrestes gestaltet sich in der Praxis sehr unterschiedlich. Die bei den Batch-Verfahren anfallenden stapelbaren Gärreste werden in der Praxis nach der Entnahme aus den Fermentern bis zur Ausbringung neben dem Substratsilo offen gelagert, so dass hier mit zusätzlichen Emissionen von Methan und Ammoniak gerechnet werden kann. Eine Quantifizierung dieser Emissionen ist bislang nicht untersucht worden. Es ist fraglich, in welcher Größenordnung die Methanemissionen anzusetzen sind, die sich bei der Belüftung der

garagenähnlichen Fermenter nach Beendigung des Vergärungsprozesses ergeben. In der Regel wird vor der Öffnung und der anschließenden Entleerung der Fermenter das Biogas über einen Biofilter abgezogen und der Fermenter mit Sauerstoffzufuhr belüftet. Gemessen an der gesamten Methanproduktion während der Verweildauer im Fermenter dürfte der Methanverlust beim Einbringen von Sauerstoff und Abziehen des Gases über den Biofilter unter 0,5 % liegen. Im Fall der garagenähnlichen Fermenter werden nach Angaben der Anlagenplaner feste, stapelbare Gärreste entnommen. In der Praxis verbleiben diese Gärreste bis zur Ausbringung offen auf einer Siloplatte. Im Fall gut durchlüfteter Fermenter dürften sich die Methanemissionen in Grenzen halten. Ungeklärt ist nach wie vor die Höhe der Ammoniakemissionen dieser Gärreste im Vergleich zu nassen Gärrückständen sowohl bei Anlagen der Nassfermentation als auch beim Pfropfenstromverfahren.

Die Gärreste der Nassvergärung werden dagegen häufig noch in offenen Gärrestlagern gelagert, wodurch ebenfalls hohe Restgasemissionen auftreten können. So können bei nicht abgedeckten Nachgärbehältern bzw. Endlagern z. T. erhebliche Methanemissionen entweichen. Diese Emissionen können einen Umfang von etwa 1 bis 10 % der Gasproduktion der Biogasanlagen ausmachen. Bei Gülle-Anlagen kann das Gärrestpotenzial sogar bis zu 20 % erreichen, wie die Ergebnisse des Biogas-Messprogramms /FAL 2005/ belegen. Teilweise werden verschiedene Abdeckungs-Varianten insbesondere bei Gülleanlagen praktiziert. Da bei vergorener Gülle – insbesondere bei Schweinegülle – die Schwimmdecke im Vergleich zur Lagerung unvergorener Gülle fehlt, kann eine Abdeckung mit Strohhäcksel, Schwimmfolien o. ä. insbesondere die Ammoniakemissionen reduzieren /STMLF 2003/. Dennoch ist bei den verschiedenen Abdeckungsoptionen zu differenzieren. So kann eine Abdeckung des Gärrestlagers mit Strohhäckseln zwar einerseits zur Reduktion der Ammoniakemissionen beitragen, die Lachgas- und ggf. Methanemissionen dagegen könnten sich jedoch erhöhen.

Der Einfluss der Restgasemissionen aus dem Gärrestlager einer Biogasanlage kann daher vor allem im Bereich der Klimawirkung aufgrund hoher Methanverluste und Ammoniakemissionen von Bedeutung sein. Aus Gründen der Emissionsminderung ist daher eine feste Abdeckung bzw. ein geschlossenes Endlager für Gärreste zu empfehlen. Im Fall eines vollständig abgedeckten Endlagers, wie es in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für die Modellanlagen der Nassfermentation gerechnet wurde und nach Expertenansicht für die Praxis dringend erforderlich ist, dürften sich u. a. die Methan- und Ammoniakemissionen deutlich reduzieren.

Auch die Ausbringung des Gärrestes ist mit klimawirksamen Emissionen verbunden. Neben dem Ausbringungsverfahren wird die Höhe der Ammoniakemissionen beispielsweise durch Parameter wie Temperatur, Bodenfeuchte, Ausbringungszeit und Konsistenz der Gärreste bestimmt. Dabei hat sich u. a. gezeigt, dass eine schnelle Einarbeitung der Gärreste in den Boden klimarelevante Emissionen minimieren kann. Eine vergleichende Betrachtung der Gärreste beider Verfahrensvarianten (Feststoff- bzw. Nassvergärung) hinsichtlich der Emissionen bei der Ausbringung gestaltet sich aufgrund der mangelnden Erfahrungen und ungenügenden Datenlage schwierig. Es ist jedoch zu vermuten, dass die Ausbringung der relativ festen Gärreste auf landwirtschaftlichen Flächen im Vergleich zu flüssigen Gärresten der Nassfermentation aufgrund der trockenen Beschaffenheit eher geringere Emissionspotenziale aufweist. Werden dagegen die stapelbaren Gärreste über einen längeren Zeitraum ohne Abdeckung gelagert, so sind anaerobe Zonen und damit verbundene Emissionen infolge einer Methanproduktion nicht ausgeschlossen. Demzufolge könnten Gärrückstände aus der Feststoffvergärung durchaus Emissionen verursachen, wenn das Gärmaterial nicht zeitnah in den Boden eingearbeitet wird.

In Bezug auf den Transport der Gärreste ist anzumerken, dass der geringere Wassergehalt der festen Gärmaterialien im Vergleich zu flüssigen Gärresten von Vorteil sein dürfte. Dies hat nicht nur Einsparungen hinsichtlich der Transportkosten, sondern auch eine Einsparung von relevanten Treibhausgasemissionen zur Folge.

Hinsichtlich des Energiebedarfes weisen Anlagen zur Feststoffvergärung i. d. R. einen geringeren Strombedarf auf als Verfahren der Nassvergärung. Dies ist auf die vereinfachte technische Ausstattung zurückzuführen. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass die Umwälzung des Fermentermaterials durch Gasstöße – wie beim TNS-Verfahren praktiziert – ebenfalls energieaufwändig ist. Bei der Bereitstellung von Strom aus Biogas wurde für Biogasanlagen der Nassfermentation, die hauptsächlich nachwachsende Rohstoffe einsetzen, ein Aufwandes an fossilen Energieträgern in Form des kumulierten Primärenergieaufwandes von etwa einem Zehntel im Vergleich zum deutschen Strommix ermittelt. Dabei wird der Großteil des Energieaufwandes durch die Bereitstellung des Substrates verursacht, während der Betrieb der Anlage etwa 1/3 ausmacht.

Ferner ist zu berücksichtigen, dass bei Biogasanlagen mit dem Einsatz nachwachsender Rohstoffe die Gülle bzw. Festmist-Gutschriften, die aufgrund der Emissionsvermeidung gegenüber dem sonst üblichen Gülle- bzw. Festmist-Handling gewährt werden, entfallen.

Zusammenfassend lässt sich schlussfolgern, dass die Anlagentypen zur Feststoffvergärung außerordentlich unterschiedlich sind und die Emissionsquellen erheblich variieren können. Die dargestellten grundsätzlichen Unterschiede zur Nassfermentation sind derzeit nicht quantifizierbar und lassen sich daher auch nicht zweifelsfrei bewerten. Einige Argumente sprechen dafür, dass sich Feststoffvergärungsverfahren positiv auf die klimarelevanten Emissionen auswirken, wobei die Effekte der Gärrestlagerung und -ausbringung sowie der Substratbereitstellungskette wie bei bisher üblicherweise betrachteten Nassfermentationsanlagen den deutlich überwiegenden Einfluss auf die ökologischen Wirkungen der Biogasproduktion haben und unabhängig von der Technologie der Biogasgewinnung sind. Für eine detaillierte Betrachtung und einen kalkulatorischen Vergleich muss festgestellt werden, dass die Datenlage vollkommen ungenügend ist.

### **2.4.3 Handlungsbedarf/ Forschungsprojekte**

Aufgrund der unzureichenden Datenbasis für Feststoffvergärungsanlagen in Bezug auf ökologische Kennwerte ist weiterer Forschungsbedarf für eine Erfassung zusätzlicher Daten notwendig. Eine umfassende ökologische Betrachtung – beispielsweise in Form einer Ökobilanz – bedarf detaillierter Daten, die sich durch zunehmende Betriebserfahrungen und Begleitforschung verdichten lassen.

Zur Reduktion der Unsicherheiten bei der Anlagenbewertung aufgrund einer detaillierten Datenerfassung kann das Biogas-Messprogramm II der Bundesanstalt für Landwirtschaft (FAL) beitragen, in dem demnächst u. a. 15 Feststoffvergärungsanlagen mit Messvorrichtungen ausgestattet werden. Dabei werden neben Stoffströmen, Anlagentechnik und Anlagenkennwerten auch emissionsrelevante Daten erfasst. Das Projekt ist über einen längeren Untersuchungszeitraum angelegt (2007 - 2008), so dass umfassende und aussagefähige Ergebnisse im Hinblick auf die unterschiedlichen Vergärungstechnologien erwartet werden dürften.

Trotzdem werden auch in diesem Projekt nur wenige relevante Daten erhoben werden, die das Restgaspotenzial aus Gärrestlagern zum Schwerpunkt haben. Daher ist eine zusätzliche Basisdatenerfassung auch der anderen Emissionsquellen nach wie vor notwendig.

## **2.5 Zusammenfassung und Ausblick**

Die Feststoffvergärung stellt im Rahmen der Biomassenutzung eine attraktive Alternative zur Nassfermentation dar. Das steigende Interesse an der Feststoffvergärung zeigt sich vor allem durch die zahlreichen Forschungsprojekte und den Anstrengungen der Verfahrensanbieter.

Anhand der erstellten Potenzialanalyse ist zu erkennen, dass sich die Feststoffvergärung unterschiedlichster Einsatzstoffe bedienen kann, wobei ein Großteil dieser Substrate, wie z. B. NawaRo, Schlachtabfälle und Enterückstände auch für die Nassvergärung geeignet ist. Obwohl beide Verfahren größtenteils dieselben Substrate zur Biogasherstellung verwerten können, sollten diese jedoch nicht als Konkurrenzverfahren verstanden werden. Die Feststoffvergärung bietet den Vorteil, stapelbare Biomassen ohne eine kosten- und zeitaufwendige Substratvorbereitung vergären zu können.

Anhand der durchgeführten Wirtschaftlichkeitsberechnung unterschiedlicher Modellanlagen wird deutlich, dass die Nutzung der bei der Verstromung entstehenden Abwärme wesentlich zur Wirtschaftlichkeit der Anlagen beitragen kann. Zudem kann eine Verbesserung der technischen Umsetzung und Optimierung der Verfahren die Effektivität des Vergärungsprozesses positiv beeinflussen. Dies wirkt sich auf die Wirtschaftlichkeit des Verfahrens ebenso vorteilhaft aus.

Das Ziel des Technologie-Bonus sollte es sein, einen wirtschaftlichen Anreiz zu schaffen und gewisse Mehrkosten der Verfahren zumindest teilweise zu decken und anfängliche wirtschaftliche Risiken aufzufangen /OTT 2005/. Da eine gewisse Unsicherheit hinsichtlich der zukünftigen EEG-Vergütung besteht, ist es notwendig, dass die Feststoffvergärung in Zukunft auch ohne zusätzliche Förderung wirtschaftlich betrieben werden kann.

Hinsichtlich der ökologischen Betrachtung der Feststoffvergärung im Vergleich zur Nassvergärung erweist sich die Datenlage als unzureichend, da der Betrieb landwirtschaftlicher Feststoffvergärungsanlagen derzeit auf wenige Anlagen in Deutschland beschränkt ist und keine langen Betriebserfahrungen vorhanden sind. Aufgrund des derzeitigen verstärkten Interesses am Verfahren der Feststoffvergärung ließe sich die Datenlage infolge weiterer Untersuchungen und Begleitforschungen der zunehmend in Betrieb befindlichen Anlagen deutlich verbessern.

---

**Literaturverzeichnis zum Abschnitt 2**

- AFA 2005** Tabellen für die Bemessung der Absetzung für Abnutzung (AfA-Tabellen); ([www.urbs.de/afa/.htm](http://www.urbs.de/afa/.htm), Juni 2005)
- AGSN 2004** Architectural Green Solar Network: Grundlagen der BHKW; ([www.agsn.de](http://www.agsn.de), Juni 2005)
- AMON ET AL. 1998** Amon et al.: Untersuchungen der Ammoniakemissionen in der Landwirtschaft Österreichs zur Ermittlung der Reduktionspotenziale und Reduktionsmöglichkeiten. Forschungsprojekt Nr. L 883/94, Institut für Land-, Umwelt- und Energietechnik der Universität für Bodenkultur Wien, 1998
- ASUE 2001** Arbeitsgemeinschaft für Sparsamen und Umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.(ASUE): BHKW Kenndaten 2001; Kaiserlautern, 2001
- BARON 2005** BARON, O.: Daten zum Rübenanbau und Zuckerproduktion in Deutschland 2004/2005; Wirtschaftliche Vereinigung Zucker e.V.; Bonn, 2005
- BASERGA 2000** Baserga, U.: Vergärung organischer Reststoffe in landwirtschaftlichen Biogasanlagen; in: FAT – Berichte Nr. 546/2000; Eidgenössische Forschungsanstalt für Agrarwirtschaft und Landtechnik (Herg.), Tänikon, 2000
- BENSMANN 2005** Bensmann, M.: Schwierige Rechnung; in: Neue Energie - Magazin für erneuerbare Energien; Mai 2005
- BLE 2001** Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung; Merkblatt zur Verwendungskontrolle Nachwachsender Rohstoffe in Biogasanlagen, Frankfurt, 2001
- BMU 2003** Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Nutzung von Biomasse in Kommunen – Ein Leitfaden; 1. Aufl., 2003
- BMU 2004** Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Mindestvergütung nach dem neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz, 2004; ([www.bmu.de](http://www.bmu.de), Juli 2005)
- BMVEL 2004** Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft (BMVEL) (Hrsg.); Statistische Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forst 2004; Landwirtschaftsverlag, Münster, 2004
- BRANSCHIED 1999** Branscheid W.: Qualität von Fleisch- und Fleischwaren, Bd. 1; Deutscher Fachverlag, 1998

- 
- CARMEN 2005** Centrales Agrar-Rohstoff-Marketing- und Entwicklungs-Netzwerk e.V. (C.A.R.M.E.N.): Umrechnungstabelle - Viehbestand bzw. Fläche oder Substratanfall: 2005; ([www.carmen-ev.de](http://www.carmen-ev.de))
- DÄUMLER 2003** Däumler, K.-D.: Grundlagen der Investitions- und Wirtschaftlichkeitsrechnung; 11. neu bearbeitete Aufl.; Verlag Neue Wirtschafts-Briefe, Herne/ Berlin, 2003
- DBB 2005** Informationen vom Deutscher Brauer Bund e.V.; 2005 ([www.deutsches-bier.net](http://www.deutsches-bier.net), Mai 2005)
- DBU 2006** Möller, K., Leithold, G., Michel, J., Schnell, S., Stinner, W., Weiske, A. (Hrsg.): Auswirkung der Fermentation biogener Rückstände in Biogasanlagen auf Flächenproduktivität und Umweltverträglichkeit im Ökologischen Landbau – Pflanzenbauliche, ökonomische und ökologische Gesamtbewertung im Rahmen typischer Fruchtfolgen viehhaltender und viehloser ökologisch wirtschaftender Betriebe. DBU-Endbericht AZ 15074, 2006
- EEG 2004** Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG) vom 21. Juli 2004, BGBl I 2004
- ELTRA 2003** Nielsen, M., Illerup, J. B.: Emissionsfaktorer og emissionsopgørelse for decentral kraftvarme. Eltra PSO projekt 3141. Kortlægning af emissioner fra decentral kraftvarmeværker. Delrapport 6. Danmarks Miljøundersøgelser. 116 s. – Faglig rapport fra DMU nr. 442, 2003 (<http://faglige-rapporter.dmu.dk>)
- FACHVERBAND BIOGAS E.V. 2005** Fachverband Biogas e.V.: Beispielhafte Liste von Stoffen, die zum Bezug des NawaRo-Bonus berechtigen. Freising, 2005
- FAL 2005** Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (Hrsg.): Ergebnisse des Biogas-Messprogramms. Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL), Gülzow, 2005
- FNR 2005** Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (Hrsg.): Handreichung – Biogasgewinnung und -nutzung; 2. Aufl.; Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, Leipzig; Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL), Braunschweig; Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL), Darmstadt, 2005
- FNR 2005 B** Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (Hrsg.): Evaluierung der Möglichkeiten zur Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Forschungsvorhaben des Institutes für Energetik und Umwelt gGmbH im Auftrag der FNR e.V., Gülzow, 2005

- 
- FNR 2004** Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (Hrsg.): Gülzower Fachgespräche Band 23 - Trockenfermentation – Evaluierung des Forschungs- und Entwicklungsbedarfs; Gülzow, 2004
- FRITSCH ET AL. 2004** Fritsche, U., Heinz, A., Thrän, D., Reinhardt, G., Baur, F., Simon, S.: Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse; Kooperationsarbeit: Institut für angewandte Ökologie e.V. (Öko-Institut), Darmstadt; Institut Umwelt-, Sicherheits-, Energietechnik, Oberhausen; Institut für Energetik und Umwelt gGmbH; Leipzig; ifeu, Heidelberg; izes, Saarbrücken; Institut für Geoökologie, Braunschweig; Lehrstuhl für Wirtschaftslehre des Landbaus, München, 2004
- GRONAUER & ASCHMANN 2004** Gronauer, A., Aschmann, V.: Wissenschaftliche Begleitung einer Pilotanlage zur Feststoffvergärung von landwirtschaftlichen Gütern – Landtechnische Berichte aus Praxis und Forschung, Gelbes Heft 77; Landtechnischer Verein in Bayern e.V., Weihenstephan; Hrsg. Bayerisches Staatsministerium für Landwirtschaft und Forst, München, 2004
- GRONAUER ET AL. 2001** Gronauer et al.: Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von nachwachsenden Rohstoffen als Co-Substrate zur Erzeugung von Biogas; Landtechnik Weihenstephan; Bayrische Landesanstalt für Betriebswirtschaft und Agrarstruktur, 2001
- HÜTTNER ET AL. 2006** Hüttner et al.: Stellenwert der Anaerobverfahren bei der energetischen Biomassenutzung im Abfallbereich. Müll und Abfall Nr. 1/2006
- IE 2006** Institut für Energetik und Umwelt gGmbH et al.: Nachhaltige Biomassenutzungsstrategien im europäischen Kontext. Analyse im Spannungsfeld nationaler Vorgaben und der Konkurrenz zwischen festen, flüssigen und gasförmigen Bioenergieträgern. Endbericht. 2006
- IE & FAL 2003** Nill, M., Wilfert, R., Kaltschmitt, M., Weiland, P.: Umweltaspekte einer Biogasgewinnung und -nutzung. Institut für Energetik und Umwelt, Leipzig; Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL), Braunschweig, 2003
- IPCC 2000** IPCC: IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories. 2000
- JANKE 2002** Janke, H. D.: Umweltbiotechnik – Grundlagen und Verfahren; Verlag Eugen Ulmer, Stuttgart, 2002
- KALTSCHMITT & HARTMANN 2001** Kaltschmitt, M.; Hartmann H. (Hrsg.): Energie aus Biomasse - Grundlagen, Techniken und Verfahren; Springer-Verlag, Heidelberg, 2001
- KALTSCHMITT & WIESE 1993** Kaltschmitt, M.; Wiese, A. (Hrsg.): Erneuerbare Energieträger in Deutschland – Potentiale und Kosten; Springer Verlag, 1993

- 
- KALTSCHMITT ET AL. 2002** Kaltschmitt, M., Merten, D., Fröhlich, N., Nill, M.: Energiegewinnung aus Biomasse; Institut für Energetik und Umwelt gGmbH; Leipzig, 2002
- KNOLL ET AL. 2004** Knoll, E. et al.: Der Elsner 2005 – Handbuch für Straßen- und Verkehrswesen; 59. Aufl.; Otto Elsner Verlagsgesellschaft, Dieburg, 2004
- KRYVORUCHKO 2004** Kryvoruchko, V.: Methanbildungspotenzial von Wirtschaftsdüngern auf der Rinderhaltung und Wirkung der Abdeckung und anaeroben Behandlung auf klimarelevante Emissionen bei der Lagerung von Milchviehflüssigkeit. Dissertation, Universität für Bodenkultur Wien, 2004
- KTBL 1998** Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (Herg.): Kofermentation; 1998, Darmstadt
- KTBL 2002** Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (Herg.): Betriebsplanung Landwirtschaft 2002/2003; 18. Aufl. 2002, Darmstadt
- KTBL 2005** Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (Herg.): Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen; 2005, Darmstadt
- KTBL 1992** Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (Herg.): Arbeitsblatt 1087/1992 – Festmistauslegung; 1992, Darmstadt
- KUSCH & OECHSNER 2004** Kusch, S., Oechsner, H.: Landwirtschaftliche Substrate in diskontinuierlich betriebenen Feststoffvergärungsanlagen. Tagung „Nachwachsende Rohstoffe für Baden-Württemberg – Forschungsprojekt für den ländlichen Raum“ vom 14. Oktober 2004, Universität Hohenheim
- LFL 2003** Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft: Der Hopfen; Institut für Pflanzenbau und Pflanzenzüchtung; November, 2003, (<http://www.lfl.bayern.de/ipz/hopfen/05569/>)
- LFU 2004** Bayerische Landesamt für Umweltschutz (LfU) (Hrsg.): Biogashandbuch Bayern – Materialband, Kapitel 1.7; Augsburg, 2004
- LWK NRW 2006** Landwirtschaftskammer Nordrhein-Westfalen: (<http://www.landwirtschaftskammer.de/fachangebot/tierproduktion/schweinehaltung/fuetterung/rapskuchenfutter.htm>, ,Mai 2006)
- MASLATON 2005** Maslaton & Kollegen GmbH; Rechtliche Auslegung des neuen EEG – insbesondere für den Einsatz von Kofermenten: in Tagungsband der 2. Norddeutschen Biogas-Tagung; Hildesheim, 2005
- MAURER 1999** Maurer, K.: Ermittlung des Investitionsbedarfs und der Verfahrenskosten von landwirtschaftlichen Biogasanlagen; Abschlussbericht; Landesanstalt für landwirtschaftliches Maschinen- und Bauwesen; Universität Hohenheim, 1999

- OLESEN 2004** Olesen et al.: FarmGHG – A model for estimating greenhouse gas emissions from livestock farms – Documentation. Danish Institute of Agricultural Sciences, Internal Report No. 202, 2004
- RAU 2001** Rau, B.: Großanlagen oder Kleinanlagen ? - Eine kritische Bestandsaufnahme; in: Biogas Journal Nr.2; Landwirtschaftsverlag, Münster, 2001
- ROMMEIß ET AL. 2005** Rommeiß, N., Thrän, D., Schlägl, T.: Energetische Verwertung von Grünabfällen aus dem Straßenbetriebsdienst; 2. Zwischenbericht; Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, 2005, Leipzig
- SCHEUERMANN ET AL. 2004** Scheuermann, A., et al.: Monitoring zur Wirkung der Biomasseverordnung auf Basis des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes; Institut für Energetik und Umwelt gGmbH; Leipzig, 2004
- SCHLEGEL 1992** Schlegel, H. G.: Allgemeine Mikrobiologie; 7. überarbeitete Aufl., Thieme Verlag, Stuttgart, New York 1992
- SCHMITZ ET AL. 2003** Schmitz, N.: Bioethanol in Deutschland - Verwendung von Ethanol und Methanol aus nachwachsenden Rohstoffen im chemisch-technischen und im Kraftstoffsektor unter besonderer Berücksichtigung von Agraralkohol. Schriftenreihe „Nachwachsende Rohstoffe“ Band 21, 2003
- SCHOLWIN & WITT 2005** Scholwin, F., Witt, J.: Potenziale der Biogaserzeugung aus industriellen Rückständen, Nebenprodukten und Abfällen; Institut für Energetik und Umwelt gGmbH; Leipzig, 2005
- SCHÖNE ET AL. 2005** Schöne, F., Weiß, J.: Rapsextraktionsschrot und Rapskuchen in der Schweinefütterung. (<http://www.ufop.de/905.php>, Mai 2006)
- STBA 2003** Statistisches Bundesamt (StBA); Bevölkerung Deutschlands bis 2050 – Ergebnisse der 10. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung, Presseexemplar; Wiesbaden, 2003
- SØGAARD 2002** Søgaaard et al.: Ammonia volatilization from field-applied animal slurry – the ALFAM model. Atmospheric Environment 36, S. 3309 – 3319, 2002
- STBA 2005** Statistisches Bundesamt - Umweltstatistiken, Wiesbaden; Stand Juni 2005 ([www.destatis.de](http://www.destatis.de))
- STBA 2005 B** Statistisches Bundesamt: Stallhaltungsformen vom November 2004; Fachserie 3, Land- und Forstwirtschaft, Fischerei, Reihe 4, Viehbestand und tierische Erzeugung; Wiesbaden, 2005
- STMLF 2003** Bayerisches Staatsministerium für Landwirtschaft und Forsten: Verminderung gasförmiger Emissionen in der Tierhaltung.
- TRITT 1992** Tritt, W.: Anaerobe Behandlung von flüssigen und festen Schlacht- und Fleischabfällen; Dissertation; Hannover, 1992

- 
- VDF 2005** Verband Deutscher Fleisch- und Wurstwarenindustrie (VdF): Versorgungsbilanz 2003; Bonn, 2005 ([www.v-d-f.de](http://www.v-d-f.de))
- VDH 2005** Verband Deutscher Hopfenpflanzer e.V.: Informationen zum Hopfenanbau;2005 (<http://www.deutscher-hopfen.de/>, Mai 2005)
- VDI 2000** Verein Deutscher Ingenieure (VDI): Richtlinie 2067 – Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen; Blatt 1, September 2000
- WEILAND ET AL. 2005** Weiland, P.: Wissenschaftliches Messprogramm zur Bewertung von Biogasanlagen im landwirtschaftlichen Bereich; Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL), Braunschweig, 2005
- WILFERT & SCHATTAUER 2003** Wilfert, R., Schattauer, A.: Biogasgewinnung aus Gülle, organischen Abfällen und aus angebaute Biomasse - Eine technische, ökologische und ökonomische Analyse; Institut für Energetik und Umwelt gGmbH, Leipzig; Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL), Braunschweig, 2003
- WINJE & WITT 1991** Winje, D., Witt, D.: Energiewirtschaft – Energieberatung / Energiemanagement, Bd.2; Springer-Verlag, Berlin Heidelberg New York Tokyo, 1991
- WvZ 2001** Wirtschaftliche Vereinigung Zucker e.V. (Hrsg.): Zucker aus Rüben; 1. Aufl.; Bonn, 2001

---

**Persönliche Mitteilungen**

- DBB 2005 B** Deutschen Brauer-Bundes e.V., Berlin: Telefonat mit Frau Gertler, Juli 2005
- FAL 2005** Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL), Braunschweig: Telefonat mit Herrn Schattauer, Mai 2005
- JENBACHER 2005** Jenbacher GmbH, Magdeburg: Telefonat mit Herrn Dr. Menze, September 2005
- KTBL 2005 B** Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V., Darmstadt: E-mail von Herrn Schwab, September 2005
- LINDE 2005** Linde KCA GmbH, Dresden: Telefonat mit Herrn Langhans, Juni 2005
- LIPP 2005** Lipp GmbH Anlagenbau und Umwelttechnik, Tannhausen: Telefonat mit Herrn Ruck, April 2005
- LOOCK 2005** Loock Consultants, Hamburg: Telefonat mit Herrn Springer, August/September 2005
- MPE 2005** MPE Energietechnik GmbH, Leipzig: Telefonat mit Herrn Zeifang, August/ September 2005
- REGNER 2005** Hopfenhof Regner, Telefonat mit Herrn Regner, Mai 2005
- STN2005** Servicegesellschaft Tierische Nebenprodukte mbH (STN), Bonn: Telefonat mit Herrn Niemann, April 2005
- STREICH 2005** AgrEnviCon GmbH, Ockenfels: Telefonat mit Herrn Streich, August/September 2005