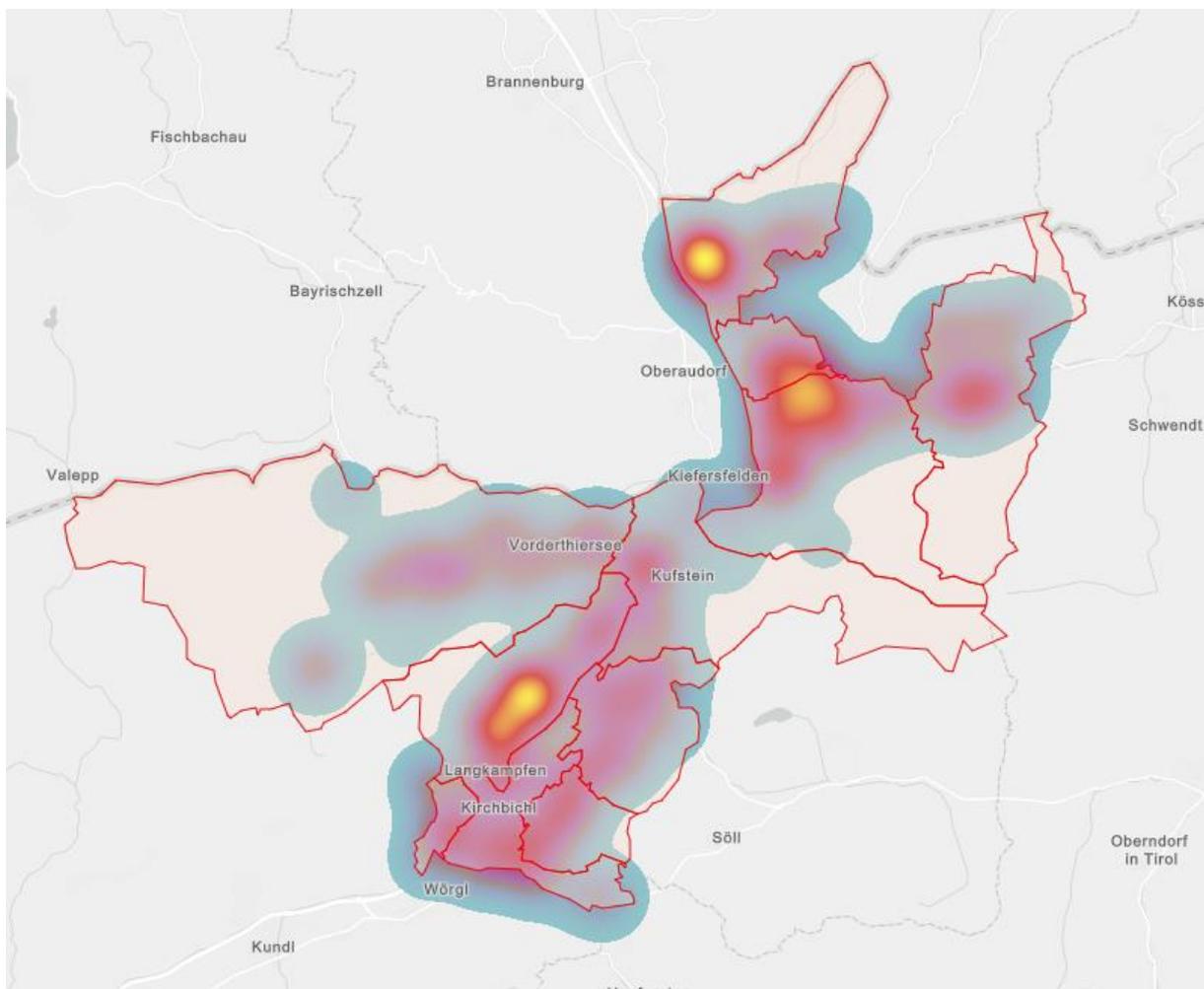


Machbarkeitsuntersuchung

von gemeinschaftlichen Biogasanlagen im Raum Langkampfen und Umgebung, Untere Schranne, Kaiserwinkl



<p>Kurztitel</p>	<p>Machbarkeitsuntersuchung von gemeinschaftlichen Biogasanlagen im Raum Langkampfen und Umgebung, Untere Schranne, Kaiserwinkl</p>
<p>Zielsetzung</p>	<p>Um die Klimaziele, allen voran „Tirol Energieautonom 2050“ zu erreichen, müssen dringend alle erneuerbaren Energiequellen des Landes genutzt werden. Aus biogenen Reststoffen der Landwirtschaft, kommunaler Bioabfallsammlung, Kläranlagen und Industrie kann erneuerbares Methan produziert werden und so 100% fossiles Erdgas ersetzt werden. Biogene Abfälle sind somit eine wertvolle Ressource für eine nachhaltige Energieversorgung und ein Schritt zur Unabhängigkeit von Energieimporten.</p>
<p>Auftraggeber</p>	<p>Gemeinde Langkampfen Sonnweg 1 6336 Langkampfen</p>   <p><u>In Kooperation mit den Gemeinden:</u> Kufstein Schwoich Thiersee Ebbs Niederndorf Erl Walchsee Angath Kirchbichl</p>         
<p>Auftragnehmer</p>	<p>H-CON Ingenieurbüro für Verfahrenstechnik DDipl.-Ing. (FH) Frank Holczik Schopperweg 16 6321 Angath</p> 
<p>Projektpartner</p>	<p>Regionalmanagement KUUSK Prof.-Sinwel-Weg 2 6330 Kufstein</p>  <p>Regionalmanagement Kitzbüheler Alpen Meierhofgasse 9 6361 Hopfgarten</p>  <p>Landwirtschaftskammer Tirol Bezirkslandwirtschaftskammer Kufstein Egerndorf 6 6300 Wörgl</p> 
<p>Projektzeitraum</p>	<p>März 2023 – Juni 2023</p>
<p>Förderung / Unterstützung</p>	<p>Mit Unterstützung von Land und Europäischer Union</p> <p>Land Tirol Europäische Union</p>      <p>Europäische Union Investitionen in Wachstum & Beschäftigung, Österreich.</p>

Inhalt

1	Einleitung.....	10
1.1	Hintergrund der Machbarkeitsuntersuchung	10
1.2	Umfang der Studie / Zielsetzung	10
1.3	Untersuchungsraum	11
1.4	Untersuchte Substrate	11
2	Grundlagenermittlung.....	12
2.1	Vergärbare Ausgangsmaterialien bzw. Rohstoffe	12
2.1.1	Stoffgruppen.....	15
2.1.2	Biogäsmasse (Gruppe 1)	16
2.1.3	Gärrückstand (Stoffgruppe 2 und 3).....	16
2.1.4	Hygienische Aspekte.....	17
2.1.4.1	Tierische Nebenprodukte in Biogasanlagen.....	18
2.1.4.2	Küchen und Speiseabfälle.....	19
2.1.4.3	Gülle- und Gülleprodukte	19
2.1.5	Generelle Anforderung an das Gärsubstrat	20
2.1.6	Anforderung an das Substrat von Bio-Betrieben	21
2.1.6.1	ARGE Heumilch Regulativ	21
2.1.6.2	„Zurück zum Ursprung“ – Regulativ	23
2.1.6.3	Bio Austria	24
2.2	Erhebung des theoretischen Gesamtpotenzials an Substraten aus Wirtschaftsdünger.....	25
2.3	Theoretisches Biogaspotenzial im Untersuchungsraum auf Basis von Wirtschaftsdünger ..	26
2.4	Erhebung des realen Gesamtpotenzials an Substraten aus Wirtschaftsdünger	27
2.5	Zeitlicher und örtlicher Anfall des Substrates	28
2.5.1	Alpung.....	28
2.5.2	Haltungsform.....	28
2.6	Lage des anfallenden Substrates.....	28
2.6.1	Substratanfall – konventionelle Landwirtschaft.....	28
2.6.2	Substratanfall – biologische Landwirtschaft	29
3	Organisation und Logistik.....	30
3.1	Ausgangszustand	30
3.1.1	Lagerkapazität Gülle und Festmist	30
3.1.1.1	Erforderliche Lagerkapazitäten	30
3.1.1.2	Vorhandene Lagerkapazitäten	31
3.1.2	Ausstattung an Maschinen und Geräten.....	32
3.1.2.1	Traktoren	32

3.1.2.2	Güllefass	33
3.1.2.3	Miststreuer	34
3.1.2.4	Zusätzliche Ausstattung mit Güllegeräten und -maschinen.....	35
3.2	Zukünftiger Soll-Zustand	36
3.2.1	Lagerkapazität Gülle und Festmist	36
3.2.2	Ausstattung an Maschinen und Geräten.....	36
3.2.2.1	Traktoren bzw. Zugfahrzeuge	36
3.2.2.2	Güllefüßer	38
3.2.2.3	Miststreuer / Gärrestausbringung fester Bestandteile	40
3.3	Logistikkonzept für Substrat- und Gülletransport.....	42
3.3.1	Gülle-Transport mittels Fahrzeuge	42
3.3.2	Gülle-Transport mittels Leitung (Pipe-Line)	42
3.3.3	Gärrest/Festmist-Transport mittels Fahrzeuge	43
3.3.4	Organisatorische Abwicklung der Transporte	43
3.4	Standorte für gemeinschaftliche Biogasanlagen.....	44
3.4.1	Raumordnung und Widmung	44
3.4.2	Örtliche Nähe zum Gärsubstrat	44
3.4.3	Örtliche Nähe zu den Ausbringungs- und Verwertungsflächen für die Biogasgülle	45
3.4.4	Verkehrerschließung	45
3.4.5	Übergabe- und Einspeisepunkte	45
3.4.5.1	Strom	45
3.4.5.2	Wärme	45
3.4.5.3	Gas	45
3.4.6	Örtliche Nähe zu baulicher oder anlagentechnischer Infrastruktur	45
3.4.7	Natur- und Wasserschutzgebiete	46
3.4.8	Naturgefahren	46
3.4.9	Bebauung in der Umgebung, Nachbarn	46
4	Technisches Grundkonzept der Biogasanlage.....	47
4.1	Wesentliche Elemente und Anlagenteile der Biogasanlage.....	47
4.2	Vorgrube / Substrateinbringung	47
4.3	Fermenter	52
4.4	Endlager	57
4.5	Rührwerke	58
4.6	Gasaufbereitung	59
4.6.1	Entschwefelung	60
4.6.1.1	Biologische Entschwefelung	61

4.6.1.2	Entschwefelung im Fermenter	61
4.6.1.3	Entschwefelung in einer Tropfkörperanlage	62
4.6.1.4	Biowäscher	63
4.6.1.5	Chemische Entschwefelung im Fermenter.....	64
4.6.1.6	Adsorption an eisenhaltiger Masse	64
4.6.1.7	Entschwefelung mit Zinkoxid	65
4.6.1.8	Adsorption an Aktivkohle	65
4.6.2	Entfeuchtung	66
4.6.2.1	Entfeuchtung durch Kühlung.....	66
4.6.2.2	Membrantechnologie	67
4.6.2.3	Entfeuchtung mit Triethylenglykol	67
4.6.2.4	Entfeuchtung mit Kieselgel.....	68
4.6.2.5	Entfeuchtung mit Kalziumchlorid	69
4.6.3	Entfernung von Siloxanen	69
4.6.4	Entfernung von sonstigen Gasbegleitstoffen	70
4.6.5	Methananreicherung / Entfernen von Kohlenstoffdioxid	71
4.6.5.1	Vergleich der Verfahren zur Methananreicherung	71
4.6.5.2	Druckwasserwäsche (DWW)	74
4.6.5.3	Druckwechseladsorption (PSA)	76
4.6.5.4	Niederdruck-Membranabsorption	78
4.6.5.5	Gaspermeation mittels Membranen	78
4.6.5.6	Kryogene Gastrennung.....	79
4.6.5.7	Selexolverfahren.....	81
4.7	Gasspeicherung	81
4.7.1	Niederdruckspeicher	82
4.7.2	Mittel- und Hochdruckspeicher.....	83
4.8	Flächenbedarf.....	84
4.9	Emissionen.....	84
4.9.1	Direkte Emissionen.....	85
4.9.1.1	Luftschadstoffe.....	85
4.9.1.2	Geruchsemissionen	86
4.9.1.3	Lärmemission	86
4.9.1.4	Grundwasserschutz	86
4.9.1.5	Methanemissionen.....	87
4.9.2	Indirekte Emissionen	87
4.10	Genehmigungen	87

4.10.1	Raumordnungsgesetz	88
4.10.2	Baurecht	88
4.10.3	Abfallrechtliche Genehmigung	88
4.10.4	Gewerberecht.....	89
4.10.5	Gasgesetz.....	89
4.10.6	Umweltverträglichkeitsprüfung	89
4.10.7	Wasserrecht.....	89
4.10.8	Rohrleitungsgesetz	89
4.10.9	Erforderliche Dokumente für die Genehmigung.....	90
5	Biogasnutzung und Energiebilanzen	91
5.1	Allgemeines	91
5.2	Stromproduktion in einem BHKW	91
5.2.1	Gas-Ottomotoren und Zündstrahlmotoren.....	91
5.2.2	Brennstoffzelle	92
5.2.3	Mikrogasturbine	93
5.2.4	Gas- und Dampfkraftwerk (GuD).....	94
5.3	Wärmenutzungsmöglichkeiten	94
5.3.1	ORC-Prozess.....	95
5.3.2	Kalina Prozess	95
5.3.3	Heizen	95
5.3.4	Trocknung von land- und forstwirtschaftlichen Produkten	96
5.4	Biogas für Kraftstoffnutzung	96
5.4.1	Biogas-Netzeinspeisung.....	97
5.4.1.1	Netzebenen in Österreich	99
5.4.1.2	Verdichtung	103
5.4.1.3	Filter.....	105
5.4.1.4	Messung	106
5.4.1.5	Odorierung	107
5.4.1.6	Sicherheitseinrichtungen.....	108
5.4.2	Biogas als Kraftstoff für Kraftfahrzeuge	109
5.4.2.1	Compressed Natural Gas (CNG) / Compressed Biomethane (CBM)	109
5.4.2.2	Liquified Natural Gas (LNG) / Liquified Biomethane (LBM).....	110
5.5	Nutzung des abgetrennten Kohlendioxids (CO ₂).....	111
5.5.1	Technische und lebensmittelechte Kohlensäure	111
5.5.2	Trockeneis	111
6	Gärrest- und Düngemanagement	112

6.1	Zusammensetzung, Eigenschaften	112
6.2	Einfluss des Gärprozesses auf den Wirtschaftsdünger	112
6.2.1	Verringerung des Trockenmassegehaltes	113
6.2.2	Anstieg des Ammoniumstickstoffgehaltes	113
6.2.3	Verringerung des Kohlenstoff-Stickstoff-Verhältnisses (C/N).....	113
6.2.4	Anstieg des pH-Wertes.....	113
6.3	Nährstoffbilanz und Inhaltsstoffe des Substrates und des Gärrestes.....	113
6.3.1	Substrat	113
6.3.2	Biogasgülle / Gärrest	114
6.4	Humuswirkung von Biogasgülle	115
6.5	Hygienisierungswirkung und Reduktion von Unkrautsamen	115
6.6	Aufbereiten des Gärrestes bzw. der Biogasgülle	116
6.6.1	Separation	116
6.6.2	Trocknung.....	116
6.6.3	Pelletierung	117
6.6.4	Biologische Behandlung	117
6.6.5	Flüssige Aufbereitung.....	117
6.6.6	Nährstoffextraktion.....	118
6.7	Faktoren für Ammoniakemissionen	118
6.7.1	Verhalten der Gülle bei der Ausbringung.....	119
6.7.2	Einflüsse der Witterung.....	119
6.7.3	Weitere Faktoren	120
6.7.4	Gülleverdünnung und Ammoniakemission	121
6.7.5	pH-Wert (Ansäuerung) und Ammoniakemission	122
6.7.6	Emissionsarme Technik	122
6.8	Emissionsarme Ausbringung von Biogasgülle	123
6.8.1	Schleppschlauch	123
6.8.2	Schleppschuh.....	124
6.8.3	Injektion (Schlitzverfahren)	126
6.8.4	Verschlauchung	128
7	Wirtschaftlichkeit	129
7.1	Allgemeines, Methodik.....	129
7.2	Kosten für die Biogasbereitstellung, -aufbereitung und -einspeisung.....	129
7.2.1	Investitionskosten	129
7.2.2	Fixe Kosten	129
7.2.3	Variable Kosten.....	130

7.3	Erträge aus Wärme-, Strom- und Biomethannutzung	130
7.4	Erträge aus der Nutzung des Wirtschaftsdüngers.....	130
7.5	Investitionsförderungen	131
7.6	Rechtsformen, Investoren und strategische Partner	132
7.6.1	Rechtsformen	132
7.6.2	Investoren und strategische Partner.....	133
7.7	Szenario – Heizkessel.....	133
7.7.1	Grundlegende Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsrechnung.....	133
7.7.2	Investitionskosten	134
7.7.3	Wirtschaftlichkeitsrechnung	134
7.7.4	Fazit - Heizkessel.....	136
7.8	Szenario – BHKW	136
7.8.1	Grundlegende Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsrechnung.....	136
7.8.2	Investitionskosten	136
7.8.3	Wirtschaftlichkeitsrechnung	137
7.8.4	Fazit - BHKW	138
7.9	Szenario – Biomethaneinspeisung + Heizkessel.....	138
7.9.1	Grundlegende Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsrechnung.....	139
7.9.2	Investitionskosten	139
7.9.3	Wirtschaftlichkeitsrechnung	139
7.9.4	Fazit – Biomethaneinspeisung und Heizkessel.....	141
7.10	Szenario – Biomethaneinspeisung und BHKW	141
7.10.1	Grundlegende Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsrechnung.....	141
7.10.2	Investitionskosten	142
7.10.3	Wirtschaftlichkeitsrechnung	142
7.10.4	Fazit – Biomethaneinspeisung und BHKW	144
8	Handlungsempfehlungen	145
8.1	Region Langkampfen, Angath, Kirchbichl, Bad Häring, Schwoich und Kufstein.....	145
8.1.1	Grundlagen und Voraussetzungen	145
8.1.2	Standort der Biogasanlage	145
8.1.3	Biogas- und Energienutzung.....	147
8.1.4	Nutzung des Gärrestes	147
8.1.5	Logistikkonzept.....	147
8.1.6	Wirtschaftlichkeit der Anlage	148
8.1.7	Ökologischer Aspekt der Biogasanlage	148
8.2	Region Ebbs, Erl, Niederndorf und Walchsee.....	149

8.2.1	Grundlagen und Voraussetzungen	149
8.2.2	Standort der Biogasanlage	149
8.2.3	Biogas- und Energienutzung.....	152
8.2.4	Nutzung des Gärrestes	152
8.2.5	Logistikkonzept.....	152
8.2.6	Wirtschaftlichkeit der Anlage.....	152
8.2.7	Ökologischer Aspekt der Biogasanlage	153
8.3	Region Thiersee	154
8.3.1	Grundlagen und Voraussetzungen	154
8.3.2	Standort der Biogasanlage	154
8.3.3	Wirtschaftlichkeit der Anlage	156
9	Positionspapier der Landwirtschaftskammer.....	157
9.1	Positionspapier der Landwirtschaftskammer im Detail	157
10	Zusammenfassung.....	159
11	Abbildungsverzeichnis	162
12	Tabellenverzeichnis	164
13	Abkürzungsverzeichnis	165
14	Quellenverzeichnis	167

1 Einleitung

1.1 Hintergrund der Machbarkeitsuntersuchung

Im Juli 2022 wurde durch die Wasser Tirol (jetzt Energieagentur Tirol GmbH) der neue Energieleitplan für die Energie-Region Kufstein und Umgebung, Untere Schranne, Kaiserwinkl (KUUSK) vorgestellt. In diesem Energieleitplan, samt Mobilitätskonzept, wurden die wichtigsten energiepolitischen Ziele der nächsten Jahrzehnte des Landes Tirol, des Bundesstaates Österreich und der Europäischen Union auf die Energie-Region KUUSK heruntergebrochen.

Das Ziel in der Region ist bis ins Jahr 2050 bei gleichzeitigem Ausbau der erneuerbaren Energieträger die Nutzung von fossilen Energieträgern so weit zu verringern, dass eine Energieautonomie in der Region entsteht, d.h. dass so viel Energie in Form von Strom und Gas in der Region erzeugt wird, wie auch verbraucht wird.

Um diese Ziele zu erreichen, gilt es viele Maßnahmen umzusetzen. Zum einen ist der Energiebedarf, der sich vor allem aus Strom- und Wärmebedarf ergibt, zu reduzieren und der Ausbau von heimischer, erneuerbarer Energie zu forcieren.

Diese heimische, erneuerbare Energie kommt in Form von Wasserkraft, Sonnenkraft (Photovoltaik und Solarthermie), Windenergie, Umweltwärme (Erdwärme), industrielle Abwärme, aber auch Holz und Biogas vor.

Das ungenützte Potenzial an Biogas aus Wirtschaftsdünger hat die Wasser Tirol in ihrem Energieleitplan für die Region erhoben und ein nennenswertes Potenzial von ca. 12 GWh/a festgestellt.

Daher wurde durch den Bereich Klima- und Energiemodellregion des Regionalmanagements KUUSK ein Folgeprojekt gestartet, welches sich mit der genaueren Betrachtung dieses Potenzials an Biogas in der Region beschäftigt.

Die Finanzierung des Projektes erfolgt durch die teilnehmenden Gemeinden, der Unterstützung durch das Land Tirol, sowie der Europäischen Union im Rahmen der EU-Förderung für regionale Entwicklung (EFRE).

1.2 Umfang der Studie / Zielsetzung

Das Ziel der Machbarkeitsuntersuchung ist die Schaffung einer Entscheidungsgrundlage für die Gemeinden als Auftraggeber, aber auch für die potenziellen Interessenten und Investoren im Bereich der gemeinschaftlichen Biogasanlagen für Wirtschaftsdünger.

Damit am Ende des Projektes konkrete Handlungsempfehlungen an die verschiedenen Interessensgruppen abgegeben werden können, sind verschiedene Teilbereiche zu erheben, zu analysieren und zu bewerten.

Zu diesen Teilbereichen gehören folgende Parameter:

- Art, Menge und Anfall der Substrate
- Standort(e) des Substratanfalles
- Co-Substrate für eine eventuelle Co-Vergärung
- Art der Bewirtschaftung (Konventionelle / Bio-Landwirtschaft)
- Art der Tierhaltung
- Technische Ausstattung der Landwirte (Lagerkapazitäten, Ausbringtechnik)
- Mögliche Standorte für Biogasanlagen im Untersuchungsraum

- Biogas- bzw. Energienutzung
- Nutzung des Gärrestes
- Düngemittel- und Nährstoffbilanzen
- Logistikkonzept
- Wirtschaftlichkeit

Aus der optimalen Kombination dieser Parameter ergibt sich am Schluss eine jeweilige Handlungsempfehlung für die jeweilige Interessensgruppe bzw. Region.

1.3 Untersuchungsraum

Der Untersuchungsraum der Machbarkeitsstudie beschränkt sich auf das Gebiet der teilnehmenden Gemeinden. Eine teilweise Ausweitung des Untersuchungsraumes auf benachbarte Bereiche der teilnehmenden Gemeinden ist aber nicht ausgeschlossen, wenn in unmittelbarer Nähe besonders positive Aspekte für die gemeinschaftliche Vergärung von Wirtschaftsdünger vorgefunden werden.

Solche positiven Aspekte können beispielsweise Standorte für gemeinschaftliche Biogasanlagen oder Lieferanten von erheblichen Substratmengen sein.

1.4 Untersuchte Substrate

Für die Nutzung als Substrat in einer Biogasanlage eignen sich fast sämtliche Stoffe biogener Herkunft. Diese Stoffe können pflanzlicher, aber auch tierischer Herkunft sein und reichen von Ausscheidungen von Tier und Mensch, jegliche Pflanzen und Gräser bis hin zu Abfällen aus Kommune, Gewerbe oder Industrie.

In dieser Machbarkeitsuntersuchung werden aber nur Substrate untersucht, welche nicht in Konkurrenz mit der Nahrungs- und Futtermittelproduktion stehen, also biogene Reststoffe, die quasi als „Abfall“ angesehen werden können und nicht anderwärtig verwertet werden.

Zu diesen Substraten zählen alle Arten von Wirtschaftsdüngern, wie Mist, Jauche und Gülle, wie sie bei der Haltung von Nutztieren entstehen, sowie Futtermittelreste, welche nicht mehr für die Verfütterung eingesetzt werden können. Diese Substrate stehen in keinem Wettbewerb zu anderen Produkten innerhalb der Agrarproduktion.

Daneben gibt es noch andere biogene Reststoffe, welche für die energetische Vergärung in der Biogasanlage eingesetzt werden können, wie sie z.B. bei der Erzeugung von Lebensmitteln entstehen.

2 Grundlagenermittlung

Im Rahmen der Grundlagenermittlung werden vor allem die Art, die Menge, die Lage und der Zeitpunkt der anfallenden Substrate ermittelt.

Wie im vorhergehenden Punkt erwähnt, gibt es neben dem anfallenden Wirtschaftsdünger bei landwirtschaftlichen Betrieben noch weitere biogene Fraktionen, welche in einer Biogasanlage vergärt, werden können. Daher werden neben der Erhebung des anfallenden Wirtschaftsdüngers auch andere Betriebe im Untersuchungsraum auf den Anfall biologischer Reststoffe hin untersucht.

2.1 Vergärbare Ausgangsmaterialien bzw. Rohstoffe

In der folgenden Tabelle werden geeignete Ausgangsmaterialien bzw. Rohstoffe für die Vergärung in einer Biogasanlage aufgelistet. Neben der Bezeichnung der einzelnen Stoffgruppen werden auch die entsprechenden Abfallcodes (Schlüsselnummern), falls anwendbar, entsprechend der Abfallverzeichnisverordnung BGBl. II 570/2003 idgF angeführt.

Die ebenfalls angeführte Stoffgruppe gibt Auskunft über die Nachvollziehbarkeit der Herkunft sowie ihrem Belastungspotenzial an Schadstoffen in den Ausgangsmaterialien. Die genaue Bedeutung der einzelnen Stoffgruppen erfolgt im Anschluss an die Tabelle.

Ausgangsmaterial	Schlüssel- nummer	Stoff- gruppe	Bemerkungen, Anforderungen
Reststoffe aus landwirtschaftlichen Betrieben, nachwachsende Rohstoffe			
Nachwachsende Rohstoffe (z.B. Gras, Silomais, Grassilage, Zuckerhirse, Feldfutter, ...)	---	1	Zerkleinern
Ernterückstände und Rückstände aus der Verarbeitung von einem landwirtschaftlichen Betrieb	---	1	z.B. Treber, Trester, Kerne, Schalen, Schrote, oder Pressrückstände, ungebeizte Saatgutreste, Fallobst, ...
Abfälle aus der Nahrungs-, Genuss- und Futtermittelindustrie			
Ernte- und Verarbeitungsrückstände aus der gewerblichen, landwirtschaftlichen und industriellen Erzeugung, Verarbeitung und dem Vertrieb von land- und forstwirtschaftlichen Produkten	92106	2	z.B.: Getreidebruch, Spelzen, Spelzenstaub, Reben, Rübenschwänze, Rübenschnitzel, Vinasse- und Melasserückstände, verdorbene Futtermittel und Futtermittelreste pflanzlicher Herkunft
Pflanzliche Lebens- und Genussmittel	92107	2	Pflanzliche Abfälle, wie insbesondere solche aus der Zubereitung von Nahrungs- und Genussmitteln z.B. Tee- und Kaffeesud, Getreide, Teig, Hefe, sonstige pflanzliche Speisereste, ehemalige pflanzliche Lebensmittel ohne Verpackung

rein pflanzliche Press- und Filterrückstände der Nahrungs-, Genuss- und Futtermittelproduktion	92110	2	auch unbelastete Schlämme aus der getrennten Prozessabwassererfassung (z.B. Stärkeschlamm, Schlamm aus der Tabakverarbeitung, Trub und Schlamm aus Brauereien, Weinbereitung und aus Brennereien); Trester, Kerne, Schalen, Schrote, Obst-, Getreide- und Kartoffelschlempen oder Pressrückstände (z.B. von Ölmühlen, Treber) Ausgangsmaterialien müssen der Verordnung (EWG) Nr. 2092/91 entsprechen
Verdorbenes Saatgut	92111	2	Ungebeizt
Fettabscheider-Rückstände, Speiseöle und -fette, rein pflanzlich	92121	3	Nur aus Lebensmittelbereich und Gastronomie; gebrauchte Öle und Fette ohne tierische Anteile;
Gering belastete Pressfilter-, Extraktions- und Ölsaatenrückstände der Nahrungs-, Genuss- und Futtermittelindustrie ausschließlich pflanzlicher Herkunft	92203	2	Qualitätsanforderung gemäß Anlage 1 Teil 2 der Kompostverordnung idgF
Bleicherde	92205	2	Aus der Mayonnaise und Speiseölherstellung (Ni, Cu Gehalt sind zu beachten)
Bakterienbiomasse und Pilzmycele	92117	3	Bakterienbiomasse und Pilzmycel aus der pharmazeutischen Industrie, sofern für die Anwendung in der ökologischen Landwirtschaft gemäß Verordnung (EWG) Nr. 2092/91 zugelassen
Rohglyzerin aus der Altspeiseölveresterung	92130	3	Limitierte Mengen wegen Schaumbildung; Methanolgehalt und unterschiedliche Herkunft beachten
Rohglyzerin aus der Pflanzenölveresterung	92130	2	Limitierte Mengen wegen Schaumbildung; Methanolgehalt und unterschiedliche Herkunft beachten
Gemischte kommunale Garten- und Parkabfälle			
Gras- und Rasenschnitt (Mähgut) und Laub	92102	3	Aus Garten- und Grünflächenbereich oder aus der Erzeugung, Verarbeitung und Vertrieb von land- und forstwirtschaftlichen Produkten; nur gering belastetes Material entsprechend der Anlage 1 Teil 1 der Kompostverordnung idgF; bei gesaugtem

			kommunalen Mähgut auf Schwermetall- und Störstoffbelastung achten
Obst- und Gemüseabfälle, Blumen	92103	2	Aus Garten- und Grünflächenbereich oder der Zubereitung von Nahrungsmitteln; auch Schnittblumen aus Blumenmärkten und Haushalten
Tierische Nebenprodukte (TNP)			
Wirtschaftsdünger aus der landwirtschaftlichen Urproduktion	---	1	
Panseninhalt	92409	2	Keine Vorbehandlung nötig
Genussuntaugliche Frischmilch	92425	2 ^{*)}	Sofern keine Gefahr der Verbreitung von schweren übertragbaren Krankheiten besteht *) wenn diese Reststoffe im Rahmen der landwirtschaftlichen Urproduktion anfallen, entsprechen diese der Stoffgruppe 1
Molkerei- und Käseirückstände	92524	2	
Biotonne (aus getrennter Sammlung)	92450	3	Schad- und Störstoffgehalt prüfen
Tiermaterial (Teilchengröße >6mm) aus dem Abwasserstrom von nicht Wiederkäuern – Schlachthöfen und Zerlegebetrieben (ausgenommen Material der TNP-Kategorie 1 verarbeitende Betriebe)	92504	3	Vorbehandlung erforderlich: Dampfdrucksterilisation (>20 min / >133°C / >3bar)
Küchen- und Speiseabfälle aus Großküchen und Gastronomie in untergeordneten Mengen, gebrauchtes Speiseöl	92402	3	Nicht von Beförderungsmitteln im grenzüberschreitenden Verkehr; Hygiene bei Abfällen aus Krankenhäusern beachten; empfohlene Vorbehandlung: Pasteurisierung (<12mm / >70°C / >60min)
Schlachtkörperteile von schlachttauglichen Tieren	92510	3	Vorbehandlung erforderlich: Pasteurisierung (<12mm / >70°C / >60min)
Hautreste, Hufe, Hörner, Schweineborsten und Federn (Schlachtnebenprodukte)	92408	3	Ohne anhaftende Fleischteile, Vorbehandlung erforderlich: Pasteurisierung (<12mm / >70°C / >60min) Von schlachttauglichen Tieren
Blut von anderen Tieren als Wiederkäuer	92510	3	Vorbehandlung erforderlich: Pasteurisierung (<12mm / >70°C / >60min)

Wiederkäuerblut	92510	3	Vorbehandlung erforderlich: Pasteurisierung (<12mm / >70°C / >60min) Sofern gewährleistet werden kann, dass kein spezifiziertes Risikomaterial (Rückenmark, Hirn, etc.) beim Schlachten in den Blutstrom gelangt ist;
Ehemalige Lebensmittel tierischer Herkunft	92404	3	Vorbehandlung erforderlich: Pasteurisierung (<12mm / >70°C / >60min)
Speiseöl und -fette, Fettabscheiderrückstände, tierisch oder tierische Anteile enthaltend	92403	3	Vorbehandlung erforderlich: Pasteurisierung (<12mm / >70°C / >60min)
Pressfilterrückstände aus getrennter Prozessabwasserfassung der Nahrungs-, Genuss- und Futtermittelindustrie mit tierischen Anteilen	92406	3	Auch unbelastete Schlämme aus der getrennten Prozessabwasserfassung; Qualitätsanforderung gemäß Anlage 1 Teil 1 der Kompostverordnung idgF; die Ausgangsmaterialien müssen der Verordnung (EWG) Nr. 2092/91 entsprechen; Schlämme aus der Verarbeitung von tierischem Eiweiß gemäß Anhang I Z42 der Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 zur Futtermittelerzeugung; Bei Schlämmen aus Schlachthöfen (Material gemäß Art. 5 Abs. 1 lit. b der Verordnung (EG) Nr. 1774/2002) ausschließlich die Fraktion kleiner 6 mm

Tabelle 1: Ausgangsmaterialien für die Vergärung in Biogasanlagen

2.1.1 Stoffgruppen

Die für die Vergärung in Biogasanlagen geeigneten Materialien werden in drei Stoffgruppen (siehe Tabelle 1) nach der Nachvollziehbarkeit ihrer Herkunft und ihrem Belastungspotenzial mit Schad- bzw. Störstoffen eingeteilt. Daraus ergibt sich die notwendige Anlagenausstattung (z.B.: Anlagen der Gruppe 3 verlangen unter Umständen eine Hygienisierungseinrichtung). Die Fermentationsprodukte, die zur Verwertung in der Landwirtschaft bestimmt sind, werden entsprechend den Ausgangsmaterialien als Biogasgülle (Gruppe 1) oder Gärrückstand (Gruppe 2 und 3) bezeichnet. Nach dieser Einteilung richtet sich auch der empfohlene Analyseumfang.

Hinsichtlich der Qualität in Bezug auf die landwirtschaftliche Verwertung bestehen zwischen den Gruppen keine Unterschiede. Alle drei Gruppen sollten die Richtwerte bezüglich Schwermetalle, organische Schadstoffe und Hygiene einhalten.

2.1.2 Biogasgülle (Gruppe 1)

Die Vergärung von Flüssig- und Festmist, sowie andere Ausgangsmaterialien aus der landwirtschaftlichen Urproduktion (siehe vorhergehende Tabelle 1), wie zum Beispiel Wiesenaufwuchs und nachwachsende Rohstoffe (z.B.: Zuckerhirse, Mais, Gras), die gezielt für eine derartige Verwertung angebaut werden, führen zum Endprodukt Biogasgülle (Gruppe 1).

Die Ausgangsmaterialien der Stoffgruppe 1 unterliegen nicht den Bestimmungen der Abfallgesetze des Bundes und der Länder, wenn diese im Rahmen eines land- und forstwirtschaftlichen Betriebes anfallen und im unmittelbaren Bereich eines land- und forstwirtschaftlichen Betriebes einer zulässigen Verwendung zugeführt werden.

Das Endprodukt Biogasgülle ist gemäß den Bestimmungen der Düngemittelverordnung BGBl. II 100/2004 (idgF. BGBl. II 155/2022) als Ausgangsmaterial für die Herstellung von organischen Düngemitteln zulässig. Beim Inverkehrbringen von Biogasgülle gelten die Bestimmungen der Düngemittelverordnung in der gültigen Fassung.

Biogasgülle im Sinne dieser Anwendungsrichtlinie und damit auch vergorene Wirtschaftsdünger stellen gemäß der TNP-Verordnung (EG) 1774/2002 „Gülle“ und keine „verarbeitete Gülle“ oder „Gülleprodukte“ dar.

Da die Ausgangsmaterialien dieser Stoffgruppe hinsichtlich der Schwermetallbelastung und der Belastung mit organischen Schadstoffen in der Regel unbedenklich sind, wird in Hinblick auf die sachgerechte Verwertung in der Landwirtschaft lediglich eine Nährstoffanalyse (Hauptnährstoffe N, P, K) vor der Ausbringung einmal im Jahr empfohlen.

2.1.3 Gärrückstand (Stoffgruppe 2 und 3)

Die Abfallverwertung in einer Biogasanlage gemäß Abfallwirtschaftsgesetz ergibt einen Gärrückstand, der bis zur zulässigen Verwendung oder Verwertung Abfall bleibt. Es gilt grundsätzlich dafür eine Aufzeichnungspflicht (AWG §17) und bei jeder Mitvergärung von Abfällen die abfallrechtliche Genehmigung (AWG §37 Abs.1). Bei Unterschreiten einer Jahreskapazität von 10.000 Tonnen (AWG §37 Abs.3 Z.3) ist die Behandlungsanlage nach dem vereinfachten Verfahren (AWG §50) zu genehmigen. Biogasanlagen in denen tierische Nebenprodukte verarbeitet werden, müssen nach dem Tiermaterialengesetz genehmigt sein.

Bezüglich der Schwermetalle bzw. der organischen Schadstoffe haben die Ausgangsmaterialien der Stoffgruppe 2 nach Tabelle 1 unter den nicht gefährlichen Abfällen ein geringeres Risikopotenzial, weil Herkunft, Gleichmäßigkeit der Qualität sowie das Entstehen der Abfälle verfahrensbedingt bekannt und nachvollziehbar sind.

Der Bereich der Abfälle aus der Nahrungs-, Genuss- und Futtermittelindustrie umfasst eine breite Palette möglicher Stoffe. Es kann sich sowohl um sehr dünnflüssige Substrate wie zum Beispiel Kartoffelschlempe oder Vinasse, aber auch um Substrate wie Rapspresskuchen, Birtreber oder Apfeltrester mit sehr hohen Trockenmassegehalten handeln. Die organischen Reststoffe aus diesen Gruppen sind in der Regel arm an Schad- und Störstoffen und lassen in den meisten Fällen eine gute Vergärbarkeit erwarten. Bei der gemeinsamen Fermentation von Ausgangsmaterialien der Stoffgruppen 1 und 2 entsteht ein Gärrückstand der Gruppe 2.

Alle anderen biogenen, nicht gefährlichen Abfälle nach Tabelle 1 (Ausgangsmaterialien der Stoffgruppe 3) im Sinn der Verordnung über die getrennte Sammlung biogener Abfälle (BGBl. 68/1992) haben

wegen der teilweise schwer nachvollziehbaren Herkunft und wegen der Fremdanlieferung ein höheres Gefährdungspotenzial.

Aufgrund des in der Regel sehr hohen energetischen Wertes eignen sich Reststoffe der Großküchen- und Kantinenabfälle bzw. Bioabfällen aus Haushalten sehr gut für eine Vergärung. Speisereste aus Großküchen und der Gastronomie können sowohl mikrobiologisch kontaminiert oder mit Störstoffen (Besteck, ...) verunreinigt sein. Diese sollten vor der Vergärung aussortiert werden. Durch das Verpackungsmaterial von verdorbenen Lebensmitteln können ebenfalls Störstoffe in das Gärsubstrat gelangen.

Problematisch für eine Vergärung von Abfällen aus der Biotonne kann sich deren Inhomogenität auswirken, da diese an verschiedenen Stellen anfallen und dadurch eine deutlich unterschiedliche Abfallarten-Zusammensetzung aufweisen. Da diese Abfälle häufig aus diffusen Quellen stammen, ist immer damit zu rechnen, dass ein gewisser Anteil an Fremd- und Schadstoffen enthalten ist.

Beim Einsatz von Fermentationsrückständen auf Flächen des biologischen Landbaus müssen alle vergorenen Ausgangsmaterialien für Bio-Betriebe zu Düngezwecken erlaubt sein. Fermentationsrückstände von Rohstoffen aus der eigenen landwirtschaftlichen Produktion können auf den eigenen Flächen verwertet werden. Vor einer Übernahme von betriebsfremden Fermentationsrückständen muss mit der Bio-Kontrollstelle Kontakt aufgenommen werden. Die Bestimmungen der EU VO 2092/91 sind einzuhalten.

Durch das Inkrafttreten der EU-Verordnung über tierische Nebenprodukte (TNP-Verordnung; (EG) Nr. 1774/2002) sowie des Tiermaterialengesetzes (TMG; BGBl. I 141/2003) ergeben sich für die Verwertung von tierischen Nebenprodukten (TNP) in Biogasanlagen neue Möglichkeiten. Gleichzeitig werden jedoch für die Verwendung von tierischen Nebenprodukten in Biogasanlagen besondere Zulassungs-, Behandlungs- und Verwertungserfordernisse definiert.

Für Gärrückstände der Gruppe 3 sind alle Ausgangsmaterialien der Stoffgruppen 1, 2 und 3 gemäß Tabelle 1 zulässig.

2.1.4 Hygienische Aspekte

In Hinblick auf eine landwirtschaftliche Verwertung muss eine hygienische Unbedenklichkeit von Biogasgülle und Gärrückständen gewährleistet sein.

Um das von einer Biogasanlage ausgehende hygienische Risiko zu minimieren, sollten von allen Biogasanlagen, die tierische Nebenprodukte einsetzen (dazu zählen auch Wirtschaftsdünger und Speisereste) die generellen Hygieneanforderungen (siehe unten) eingehalten werden.

In Biogasreaktoren kann es zu Hygienisierungseffekten kommen, welche aber nicht garantiert werden können. In mesophil betriebenen Anlagen wird meist nur die Vermehrung von Krankheitserregern verhindert. In thermophil betriebenen Reaktoren kommt es zu einer gesteigerten Hygienisierungswirkung.

Wirtschaftsdünger müssen grundsätzlich nicht hygienisiert werden, solange keine seuchenhygienischen Vorschriften entgegenstehen. Bei Gärrückständen der Gruppe 3 ist die hygienische Unbedenklichkeit des Gärrückstandes von einer befugten Fachperson oder Fachanstalt in regelmäßigen Abständen zu garantieren.

2.1.4.1 Tierische Nebenprodukte in Biogasanlagen

In der TNP-VO (Verordnung (EG) Nr. 1774/2002) werden tierische Nebenprodukte (TNP) in 3 TNP-Kategorien eingeteilt (nicht zu verwechseln mit den beschriebenen drei Stoffgruppen im Kapitel 2).

Tierische Nebenprodukte sind alle Tierkörper, Tierkörper Teile und Erzeugnisse tierischen Ursprungs, die nicht für den menschlichen Verzehr bestimmt sind, weil sie entweder genussuntauglich sind oder für sie keine Absatzmöglichkeit als Lebensmittel existiert.

TNP-Kategorie 1 enthält alle jene tierischen Nebenprodukte, die das höchste Risiko für Mensch, Tier und Umwelt darstellen (hygienisches Risiko, BSE-Risiko, etc.). Darunter fallen Schädelteile, Wirbelsäule, Rückenmark und bestimmte Innereien von Rindern, Schafen und Ziegen, die älter als 12 Monate sind und Speiseabfälle aus internationalen Transportmitteln. **Diese Materialien dürfen nicht in Biogasanlagen eingebracht werden!**

In TNP-Kategorie 2 finden sich alle TNP, die weder der TNP-Kategorie 1 noch 3 angehören. Darunter fallen auch Gülle, Pansen-, Magen- und Darminhalt, genussuntaugliche Milch und feste Materialien (Partikelgröße >6mm) aus dem Abwasserstrom von Schlachthöfen.

In TNP-Kategorie 3 sind jene tierischen Nebenprodukte zusammengefasst, die von schlachttauglichen Tieren stammen, aber (z.B. aus kommerziellen Überlegungen) nicht für den menschlichen Verzehr bestimmt sind (z.B. fleischhaltige Abfälle der Lebensmittelindustrie, Schlachtabfälle). Ebenfalls in diese Kategorie fallen die Küchen – und Speiseabfälle.

Um TNP der TNP-Kategorie 2 in einer Biogasanlage verarbeiten zu dürfen, müssen diese in einem nach Tiermaterialengesetz zugelassenen Betrieb einer Dampfdrucksterilisation (Korngröße <50mm, Temperatur 133°C, 3bar Dampfdruck, während 20min) unterzogen werden.

Gülle, Pansen-, Magen- und Darminhalt sowie Milch, die auch unter TNP-Kategorie 2 fallen, sind von dieser Regelung ausgenommen und müssen keiner Vorbehandlung unterzogen werden, sofern keine tierseuchenrechtlichen Bestimmungen entgegenstehen.

Generell ist zu beachten, dass alle Biogasanlagen, die tierische Nebenprodukte verarbeiten (auch Wirtschaftsdünger), gemäß Tiermaterialengesetz BGBL. I Nr. 141/2003 zugelassen werden müssen.

Um gemäß Tiermaterialengesetz BGBL. I Nr. 141 /2003 zugelassen werden zu können, sind bestimmte Voraussetzungen (Vorhandensein von verschiedenen Anlagenteilen, nachweisliche Validierung des Verfahrens, etc.) einzuhalten (Verordnung (EG) Nr. 208/2006).

Der Gärückstand, welcher neben Gülle andere tierische Nebenprodukte als Ausgangssubstrat enthält, muss folgende mikrobiologische Endproduktkriterien erfüllen (Verordnung (EG) Nr. 208/2006):

- **Salmonella: nicht nachweisbar in 5 Proben je 25 g**

Aus der TNP-Verordnung ergeben sich keine mikrobiologische Endproduktkriterien für vergorene Wirtschaftsdünger (auch nicht bei gemeinsamer Vergärung mit Substraten, die keine TNP sind, wie nachwachsende Rohstoffe). Diese Gärreste gelten als unverarbeitete Gülle im Sinne der TNP-Verordnung. Für das Inverkehrbringen von verarbeiteter Gülle und verarbeiteten Gülleprodukten im Sinne der TNP sind die Bestimmungen der VO (EG) Nr. 208/2006 zu beachten.

Für die grenzüberschreitende Verbringung von unverarbeiteter Gülle im Sinne der TNP gelten spezielle Anforderungen.

2.1.4.2 Kúchen und Speiseabfálle

Kúchen- und Speiseabfálle sind alle aus Restaurants, Catering-Einrichtungen und Kúchen, einschlieÙlich GroÙ- und Haushaltskúchen, stammenden Speiseabfálle sowie gebrauchten Speiseól.

Wenn diese Materialien aus internationalen Transportmitteln stammen, sind diese wie Materialien der TNP-Kategorie 1 zu behandeln.

Kúchen und Speisereste können bis zur Festlegung von entsprechenden EU-Vorschriften nach nationalen Vorschriften und Genehmigungen in Biogasanlagen verarbeitet werden, sofern dabei gewährleistet werden kann, dass im Gesamtprozess eine, den in der TNP-VO definierten Bedingungen, gleichwertige Verringerung von Krankheitserregern erreicht wird.

Die geforderte Verringerung von Krankheitserregern kann durch folgende Maßnahmen erreicht werden:

Thermophile Fermentation

- ✓ Substratteilchengröße: 12 mm
- ✓ Fermentationstemperatur: 55°C
- ✓ Mittlere hydraulische Verweilzeit: 20 Tage
- ✓ garantierte Mindestaufenthaltsdauer: 24 Stunden

Pasteurisation

- ✓ Teilchengröße: 12 mm **und**
- ✓ Temperatur: 70°C und Dauer: 1 h oder
- ✓ Temperatur: 60°C und Dauer: 5 h

Prozessvalidierung

- ✓ Der Nachweis der ausreichenden Verringerung von Krankheitserregern kann auch mittels Prozessvalidierung gemäß Verordnung (EG) Nr. 208/2006 erbracht werden.

Kompostierung

- ✓ Kompostierung des Gärrestes unter Einhaltung der Behandlungsanforderungen der Kompostverordnung idgF. und der Richtlinie Stand der Technik der Kompostierung (BMLFUW 2005).

2.1.4.3 Gúlle- und Gúlleprodukte

Wirtschaftsdúnger („Gúlle“) werden in der TNP-VO als Exkrememente und/oder Urin von Nutztieren, mit oder ohne Einstreu, sowie Guano, entweder unverarbeitet oder in Biogas- oder Kompostieranlagen umgewandelt definiert.

Wenn Wirtschaftsdünger in Biogasanlagen vergoren werden, müssen diese weder hygienisiert werden noch ergeben sich aus der TNP-Verordnung mikrobiologische Endproduktkriterien (auch in Cofermentation mit Substraten, die keine TNP sind, wie nachwachsende Rohstoffe).

Bei der Erzeugung von Gülleprodukten (z.B. Trocknen oder Pelletieren) müssen die Wirtschaftsdünger und Substrate, die unter die TNP-Verordnung fallen, jedoch pasteurisiert werden und folgende mikrobiologische Kriterien für das Endprodukt einhalten:

Vorgang	Kriterium
Pasteurisation	Teilchengröße: $\leq 12\text{mm}$ Temperatur: $\geq 70^\circ\text{C}$ Dauer: $\geq 1\text{h}$ oder
Prozessvalidierung	Der Nachweis der ausreichenden Verringerung von Krankheitserregern kann auch mittels Prozessvalidierung gemäß Verordnung (EG) Nr. 208/2006 erbracht werden
Mikrobiologische Endproduktkriterien	Keine Salmonella in 25g des verarbeiteten Erzeugnisses

Tabelle 2: mikrobiologische Kriterien für das Endprodukt

Zusammenfassung der hygienischen Anforderungen an Gärrückstände

Fermentationsrückstände und Gülleprodukte	Hygieneparameter	
Biogasgülle und Gärrückstände aus Wirtschaftsdünger und Ausgangsmaterialien der Stoffgruppen 1 und 2 ohne TNP	keine	
Gärrückstand mit TNP	Keine Salmonella in 5 Proben je 25 g	Besondere Kriterien zur Überwachung des Verfahrens gem. TNP-VO beachten
Gärrückstand aus sonstigen Ausgangsmaterialien der Stoffgruppe 3 ohne TNP (Ausnahme Küchen- und Speiseabfälle)	Keine Salmonella in 25g Nasssubstanz	
Inverkehrbringen von verarbeiteter Gülle und verarbeitete Gülleprodukte	Pasteurisation Keine Salmonella in 5 Proben je 25g des verarbeiteten Erzeugnisses	Besondere Kriterien zur Überwachung des Verfahrens gem. TNP-VO beachten

Tabelle 3: Hygieneparameter von Gärrückständen

2.1.5 Generelle Anforderung an das Gärsubstrat

Generelle Anforderungen, welche an das Gärsubstrat gestellt werden, sind die Freiheit von Störstoffen wie Steine, Metallteile und anderen Abfällen wie Kunststoffe, Glas und Keramik. Diese Störstoffe

können in der Biogasanlage Störungen und Defekte an Maschinen und Pumpen verursachen oder zu Verstopfungen von Rohleitungen führen.

Sollten diese eingebrachten Stoffe aufgrund ihrer Größe die Biogasanlage passieren, werden sie mit der Biogasgülle auf die landwirtschaftlichen Flächen verschleppt und können wieder in den Nährstoffkreislauf von Menschen und Tieren gelangen.

Das Substrat sollte auch frei von Arzneimitteln und Pharmazeutika sein, da diese Stoffe einen erheblichen Einfluss auf die Biologie der Anlage und somit auch auf die Leistungsfähigkeit des Abbauprozesses haben können. Im schlimmsten Fall kann eine zu hohe Dosierung von diesen Stoffen zu einem Totalversagen der Biogasanlage führen, mit erheblichen ökologischen und wirtschaftlichen Folgen für die Anlage.

Für die Einbringung des Gärsubstrates in die Anlage ist auch eine gewisse Homogenität von Vorteil. Daher sollte bereits die Gülle bzw. auch der Festmist bei der Abholung beim landwirtschaftlichen Betrieb einer gewissen Vorhomogenisierung unterzogen werden, damit eine konstante Zufütterung des Substrates in der Biogasanlage stattfinden kann. Diese führt zu einer konstanten Gasausbeute im Fermenter und verringert die Gefahr einer biologischen Überbelastung des Fermenters.

2.1.6 Anforderung an das Substrat von Bio-Betrieben

Landwirtschaftlichen Betriebe, welche biologische Landwirtschaft betreiben, sind in einigen Regionen des Untersuchungsgebietes stark vertreten. Diese Betriebe gehören zumeist einem oder sogar mehreren Organisationen oder Verbänden zur Kontrolle der Bio-Qualitäten an. Auch die Molkereien und Käsereien als Abnehmer der Milch können bestimmte Vorgaben bezüglich der Nutzung von Biogasgülle oder Gärresten aus Biogasanlagen in ihren Regulatorien haben, welche ebenfalls im Bedarfsfall zu berücksichtigen sind.

Aus der Erhebung mit den Fragebögen wurden von den teilnehmenden Betrieben vor allem die Vereinigungen „Bio Austria“, „ARGE Heumilch“ und „Zurück zum Ursprung“ genannt, deshalb werden vornehmlich diese Organisationen betrachtet und deren Regulative dargestellt.

2.1.6.1 ARGE Heumilch Regulativ

Im Regulativ der ARGE Heumilch (Stand 26. April 2023) ist unter dem Punkt „Düngebestimmungen“ folgende Bestimmung zu finden:

„Der Einsatz von Biogasgülle ist nur erlaubt, wenn diese den Anforderungen der Düngemittelverordnung idgF für die Ausgangsstoffe der Biogasgülle als Düngemittel entsprechen“

Diese Bestimmung bedeutet, dass die Nutzung von Biogasgülle erlaubt ist, wenn die eingesetzten Substrate zur Vergärung in der Biogasanlage aus der Stoffgruppe 1 laut obiger Tabelle stammen und weiters folgenden Bestimmungen eingehalten werden.

Auszug aus der Düngemittelverordnung 2004 idgF:

3. Ausgangsstoffe:

Biogasgülle ist das vergorene Substrat aus Wirtschaftsdüngern und folgenden Ausgangsstoffen

- pflanzliche Erzeugnisse aus der landwirtschaftlichen Urproduktion, einschließlich Ernterückstände und Silagen;
- Futtermittel, einschließlich überlagerter Futtermittel und Futterreste;
- verdorbenes oder überlagertes ungebeiztes Saatgut;
- Kerne, Schalen und Fallobst sowie Gemüse(-reste);
- Nebenprodukte aus der Verarbeitung von Lebens- und Futtermitteln, insbesondere Erzeugnisse aus Molkereien, Brauereien (Trub) und Ölmühlen sowie Vinasse, Rübenschnitzel, Rübenschwänze, Rübenblatt und Melasse.

4. Besondere Bestimmungen:

- Das Produkt darf nicht mehr als drei keimfähige Samen und austriebsfähige Pflanzenteile je Liter enthalten.
- Die Art und regionale Herkunft der Ausgangsstoffe ist zu dokumentieren.
- Das Produkt muss frei von Wurmeiern sein.
- Das Produkt muss frei von Rückständen von Pflanzenschutzmitteln, von antibiotischen Wirkstoffen, Arzneimitteln und schwer abbaubaren Kunststoffen sein.
- Auf die für die Beständigkeit zweckmäßige Art der Lagerung und auf eventuelle Sicherheitsbestimmungen ist hinzuweisen.
- Auf die Wartefrist von 21 Tagen für die Ausbringung auf Weideland ist in der Kennzeichnung hinzuweisen.
- Auf die Einhaltung der Richtlinien der sachgerechten Düngung für die Ausbringung auf Ackerland ist in der Kennzeichnung hinzuweisen.
- Auf das Verbot der Kopfdüngung im Gemüse-, Heilkräuter- und Beerenobstbau ist in der Kennzeichnung hinzuweisen.

Definition Wirtschaftsdünger:

„Wirtschaftsdünger“: tierische Ausscheidungen, Stallmist, Gülle und Jauche sowie Stroh und ähnliche Reststoffe aus der pflanzlichen Produktion, denen keine Nährstoffe zugesetzt wurden und welche Pflanzennährstoffe enthalten und dazu bestimmt sind, unmittelbar oder mittelbar Pflanzen zugeführt zu werden, um deren Wachstum zu fördern, deren Qualität zu verbessern oder deren Ertrag zu erhöhen;

Somit kann die Biogasgülle aus Substraten der Stoffgruppe 1 unter Einhaltung der Düngemittelverordnung in den Betrieben der ARGE Heumilch eingesetzt werden. Eine Abstimmung mit dem zuständigen Berater vor dem Einsatz der Biogasgülle ist aber jedenfalls ratsam.

Ausdrücklich verboten im Heumilch-Regulativ ist die Nutzung von Einstreu aus separierter (Biogas)Gülle für Milchtiere.

2.1.6.2 „Zurück zum Ursprung“ – Regulativ

Hinter dem Label „Zurück zum Ursprung“ des österreichischen Lebensmittel Diskounters Hofer steht die Werner Lampert Beratungsges.m.b.H mit ihrer Marke „PrüfNach!“.

In den Informationen des PrüfNach!-Standard (Stand 05/2023) gibt es zurzeit nur Restriktionen für den Einsatz von Biogasgülle in den Bereichen Landwirtschaft Hülsenfrüchte und Feldfrüchte, Obst, Gemüse, Kräuter und Gewürze, sowie bei den Jungpflanzen und Kräutern im Topf. Die Nutzung von Biogasgülle in der Milchwirtschaft wird in den Standards nicht näher thematisiert, es dürfen aber ausschließlich Betriebsmittel eingesetzt werden, welche unter www.infoxgen.com gelistet sind und darüber hinaus noch die Bio-Verbandsrichtlinien erfüllen.

Auszug aus dem Betriebsmittelkatalog 2023:

2. Auszug aus den Bestimmungen der EU Bio-Verordnung

Als Düngemittel und Bodenverbesserer dürfen nur Erzeugnisse verwendet werden, welche sich aus den in der folgenden Tabelle angeführten Stoffen zusammensetzen:

Bezeichnung/Erzeugnisse, die nachstehende Stoffe enthalten oder Gemische daraus	Beschreibung/Anforderung an die Zusammensetzung/ Verwendungsvorschriften/Einschränkungen
Stallmist	Gemisch aus tierischen Exkrementen und pflanzlichem Material (Einstreu). Produkt darf nicht aus industrieller Tierhaltung* stammen. BIO AUSTRIA: Bei konventioneller Herkunft nur von Raufutterverzehrerern wie Rind, Schaf, Ziege und Pferd zulässig. – Genehmigung vor Zukauf!
Getrockneter Stallmist/ Getrockneter Geflügelmist	Erzeugnis darf nicht aus industrieller Tierhaltung* stammen. BIO AUSTRIA: Bei konventioneller Herkunft nur von Raufutterverzehrerern wie Rind, Schaf, Ziege und Pferd zulässig. – Genehmigung vor Zukauf!
Kompost aus tierischen Exkrementen einschließlich Geflügelmist und kompostierter Stallmist	Erzeugnis darf nicht aus industrieller Tierhaltung* stammen. BIO AUSTRIA: Bei konventioneller Herkunft nur von Raufutterverzehrerern wie Rind, Schaf, Ziege und Pferd zulässig. – Genehmigung vor Zukauf!
Flüssige tierische Exkremente	Verwendung nach kontrollierter Fermentation und/oder geeigneter Verdünnung. Erzeugnis darf nicht aus industrieller Tierhaltung* stammen. BIO AUSTRIA: Nur biologischer Herkunft
Kompostiertes oder fermentiertes Gemisch aus Haushaltsabfällen	Erzeugnis aus getrennt gesammelten Haushaltsabfällen, gewonnen durch Kompostierung oder anaerobe Gärung bei der Erzeugung von Biogas. Nur pflanzliche und tierische Haushaltsabfälle. Gewonnen in einem geschlossenen und kontrollierten, vom Mitgliedsstaat zugelassenen Sammelsystem. Höchstgehalt der Trockenmasse in mg/kg: Cadmium: 0,7; Kupfer: 70; Nickel: 25; Blei: 45; Zink: 200; Quecksilber: 0,4; Chrom (insgesamt): 70; Chrom (VI): nicht nachweisbar BIO AUSTRIA: Genehmigung vor Zukauf! Die Richtlinien für den Einsatz von Agrogasgülle finden Sie unter www.bio-austria.at/duenger .

Kompostiertes oder fermentiertes Gemisch aus pflanzlichem Material	Erzeugnis aus gemischtem pflanzlichem Material, gewonnen durch Kompostierung oder anaerobe Gärung bei der Erzeugung von Biogas. Bei Kompostierung von Raps, Mais und Soja (= sogenannte kritischen Kulturen) und deren Nebenprodukte ist eine Zusicherungserklärung zur Einhaltung des Gentechnikverbotes oder eine Bestätigung, dass es sich um inländische Ware handelt, notwendig. BIO AUSTRIA: Genehmigung vor Zukauf! Die Richtlinien für den Einsatz von Agrogasgülle finden Sie unter www.bio-austria.at/duenger .
Biogasgärreste, die tierische Nebenprodukte enthalten, vergärt mit Material pflanzlichen oder tierischen Ursprungs, die in diesem Anhang aufgelistet sind	Tierische Nebenprodukte (einschließlich Nebenprodukte von Wildtieren) der Kategorie 3 und Magen- und Darminhalt der Kategorie 2 (Kategorien gemäß der Definition in der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009). Erzeugnis darf nicht aus industrieller Tierhaltung* stammen. Die Prozesse müssen der Verordnung (EU) Nr. 142/2011 entsprechen. Nicht auf essbare Teile der Pflanze anzuwenden. BIO AUSTRIA: Nur biologischer Herkunft

Der Einsatz von Biogasgülle aus biologischer Herkunft ist in den Betrieben möglich, wenn das verwendete Substrate zur Vergärung in der Biogasanlage ebenfalls biologischer Herkunft ist. Auch in diesem Fall ist die vorherige Abstimmung mit dem zuständigen Kontrollorgan anzuraten.

2.1.6.3 Bio Austria

Auch im Bio Austria Regulativ ist der Einsatz von Biogasgülle in der biologischen Landwirtschaft geregelt. Aus den aktuellen „Richtlinien für die Produktion“ (Stand April 2023) sind die zulässigen Düngemittel und Düngemittelausgangsstoffe ersichtlich.

Bezeichnung/Erzeugnisse, die nachstehende Stoffe enthalten oder Gemische daraus	Beschreibung/Anforderung an die Zusammensetzung, Verwendungsvorschriften	EU BA
Calcium- und Magnesiumcarbonat (z. B. Magnesiumkalk, Magnesiumkalksteinmehl, Kalkstein usw.)	nur natürlichen Ursprungs; Achtung: Mischkalk und Branntkalk sind verboten.	
Eierschalen	Produkt darf nicht aus industrieller Tierhaltung stammen! ¹	
Elementarer Schwefel	Es gelten die einschlägigen Beschränkungen des Gehalts an Kontaminanten gemäß der Verordnung (EU) 2019/1009.	
Exkremate von Würmern (Wurmkompost) und Substratmischung von Insektenexkrementen	gegebenenfalls im Einklang mit der Verordnung (EG) Nr. 1069/2009 Eine schriftliche Genehmigung durch BIO AUSTRIA ist erforderlich.	
Flüssige tierische Exkremate Es ist nur eine biologische Herkunft (Gülle, Jauche etc.) zulässig.	Verwendung nach kontrollierter Fermentation und/ oder geeigneter Verdünnung; Produkt darf nicht aus industrieller Tierhaltung stammen! ¹	
Getrockneter Stallmist Bei konventioneller Herkunft ist nur Mist von Raufutterverzehrer wie Rind, Schaf, Ziege und Pferd zulässig.	Produkt darf nicht aus industrieller Tierhaltung stammen! ¹ Bei konventioneller Herkunft ist eine schriftliche Genehmigung durch BIO AUSTRIA erforderlich.	
Biogasgärreste, die tierische Nebenprodukte enthalten, vergärt mit Materialien pflanzlichen oder tierischen Ursprungs, die in diesem Anhang aufgeführt sind. Bei BIO AUSTRIA ist nur eine biologische Herkunft zulässig.	Tierische Nebenprodukte (einschließlich Nebenprodukte von Wildtieren) der Kategorie 3 und Magen- und Darminhalt der Kategorie 2 (gem. Verordnung (EG) Nr. 1069/2009) Erzeugnis darf nicht aus industrieller Tierhaltung stammen. Die Prozesse müssen der Verordnung (EU) Nr. 142/2011 entsprechen. Nicht auf essbare Teile der Pflanze anzuwenden.	

Aus dieser Auflistung lässt sich erkennen, dass der Einsatz von Biogasgülle aus flüssigen tierischen Exkrementen, welche aus biologischer Herkunft stammen müssen, zulässig ist. Daneben gibt es noch einige Punkte, welche bei der Nutzung von Biogasgülle eingehalten werden müssen:

- ✓ Keine Vermischung mit der Gülle von konventionellen Betrieben
- ✓ Co-Fermentation mit anderen Substraten möglich
- ✓ Gentechnikfreiheit der restlichen eingesetzten Substrate
- ✓ Nährstoffuntersuchung / Schwermetalluntersuchung
- ✓ Auflistung der Hilfsstoffe
- ✓ Herkunftsnachweis der Substrate
- ✓ Bewertung der Anlage durch Bio Austria
- ✓ Genehmigung der Düngerkäufe durch Bio Austria

2.2 Erhebung des theoretischen Gesamtpotenzials an Substraten aus Wirtschaftsdünger

Die Erhebung des Gesamtpotenzials an Substraten in den einzelnen Regionen bzw. Gemeinden erfolgte, wie bereits im Kapitel davor beschrieben, anhand der Gemeindedatenbank (GeDaBa) der Bundesanstalt für Agrarwirtschaft und Bergbauernfragen. In dieser Datenbank findet man für alle Gemeinden in ganz Österreich Informationen zu Themen wie allgemeine Strukturdaten, Flächen, Betriebsformen, Feldfrüchte, etc., aber auch die Anzahl an gehalten Nutztieren.

Basierend auf diesen Daten wurde für jede teilnehmende Gemeinde eine Erhebung der Großvieheinheiten (GVE) durchgeführt, aufgeteilt auf die einzelnen Tierarten. Des Weiteren wurde noch die Unterscheidung nach Art der Bewirtschaftung, konventionelle bzw. biologische Landwirtschaft, unterschieden, da dies einen Einfluss auf die Menge des entstehenden Wirtschaftsdüngers, aber sich auch auf die Verwendung der Biogasgülle auswirkt. Neben diesen Faktoren wurde auch die Alpfung der Nutztiere berücksichtigt, da sich die anfallende und verfügbare Substratmenge in dieser Zeit vermindert.

Aus diesen erhobenen Grunddaten lässt sich nun ein theoretisches Gesamtpotenzial an verfügbarem Wirtschaftsdünger für die Vergärung in Biogasanlagen berechnen unter der Voraussetzung, dass alle landwirtschaftlichen Betriebe in der Region an diesem Projekt teilnehmen.

Gemeinde	Anzahl der Betriebe	RGVE Konventionelle LW	RGVE Biologische LW	RGVE Gesamt
Angath	9	295	0	295
Bad Häring	19	311	83	394
Ebbs	72	702	723	1.425
Erl	45	437	399	836
Kirchbichl	50	663	155	818
Kufstein	22	392	38	430
Langkampfen	29	1.376	37	1.413
Niederndorf	27	109	368	477
Schwoich	53	544	207	751
Thiersee	79	153	650	803
Walchsee	47	90	585	675
GESAMT	452	5.073	3.245	8.318

Tabelle 4: Auswertung der RGVE auf Basis der GeDaBa – Datenstand 2021

Zur übersichtlichen Darstellung der erhobenen Daten eignet sich die grafische Aufbereitung auf einer Landkarte der Region am besten. Dadurch lassen sich die einzelnen Potenziale an Wirtschaftsdünger in der Region übersichtlich darstellen.

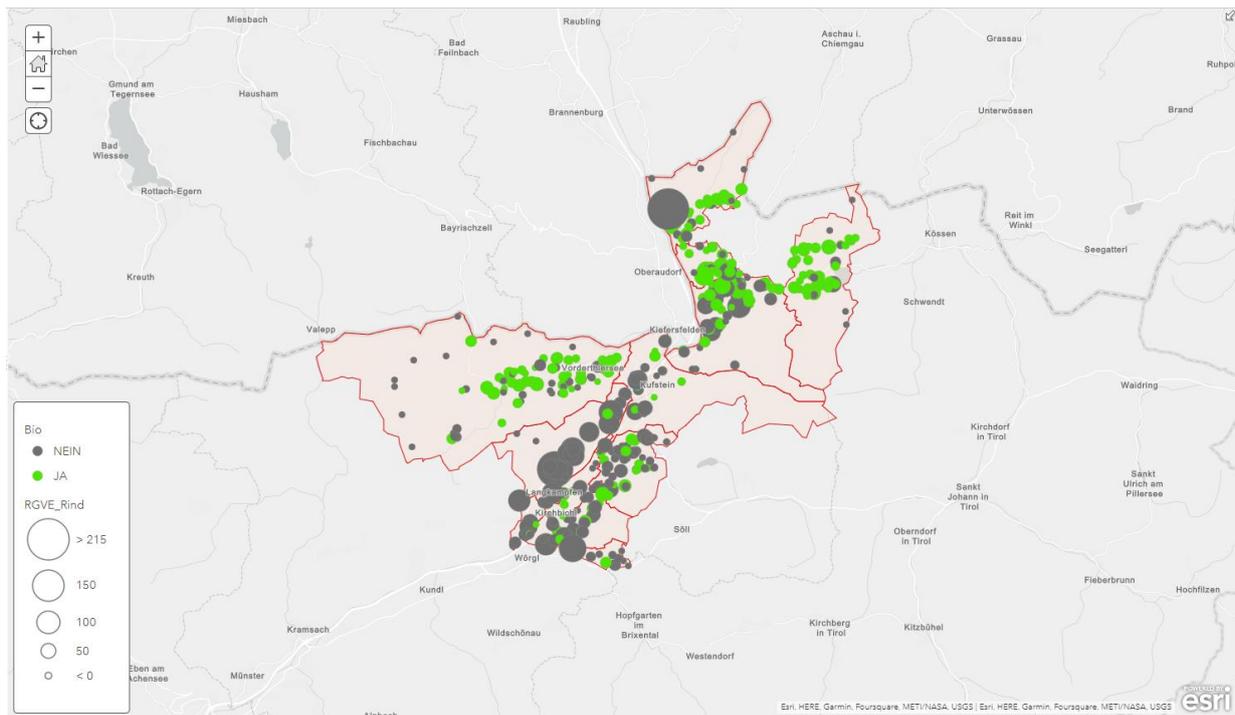


Abbildung 1: Übersichtskarte - Verteilung der RGVE biologische und konventionelle Landwirtschaft

In dieser Kartenansicht des Untersuchungsgebietes ist klar erkennbar, dass es in der Gemeinde Angath gar keine Betriebe mit biologischer Landwirtschaft gibt, während in den Gemeinden Thiersee, Niederndorf und Walchsee überwiegend die biologische Landwirtschaft vorherrschend ist.

In den Gemeinden Langkampfen, Kirchbichl, Schwoich und Kufstein wird bis auf ein paar Ausnahmen vor allem die konventionelle Landwirtschaft ausgeübt. Die beiden Gemeinden Ebbs und Erl nehmen in dieser Auswertung der raufutterverzehrenden Großvieheinheiten (RGVE) eine Sonderstellung ein, da hier eine ausgeglichene Anzahl an biologischen und konventionellen Landwirtschaftsbetrieben auftreten.

2.3 Theoretisches Biogaspotenzial im Untersuchungsraum auf Basis von Wirtschaftsdünger

Ausgehend von der Anzahl der RGVE in den einzelnen Gemeinden lässt sich das theoretische Biogaspotenzial und damit auch das Energiepotenzial berechnen.

Gemeinde	RGVE Gesamt	Theor. Biogaspotenzial [CH ₄ -Nm ³ /a]	Theor. Energiepotenzial [MWh/a]	Theor. elektr. Energiepotenzial [MWh _{el} /a]
Angath	295	85.255	850	323
Angerberg	747	215.883	2.153	818
Bad Häring	394	113.866	1.136	432
Ebbs	1.425	411.825	4.106	1.560
Erl	836	241.315	2.407	915
Kirchbichl	818	236.113	2.355	895
Kufstein	430	124.559	1.241	471
Langkampfen	1.413	408.646	4.073	1.548

Niederndorf	477	137.853	1.375	523
Schwoich	751	217.039	2.163	822
Thiersee	803	232.067	2.313	879
Walchsee	675	195.075	1.946	739
GESAMT	8.318	2.403.613	23.964	9.107

Tabelle 5: Auswertung des theoretischen Biogas- und Energiepotenzials im Untersuchungsraum

Aus der Tabelle ist ersichtlich, dass sich aus dem Wirtschaftsdünger der 8.318 RGVE im Untersuchungsraum ca. 2,4 Mio. Nm³ CH₄ an grünem Biomethan pro Jahr herstellen lassen würden. Diese 2,4 Mio. Nm³ Methan beinhalten eine Energiemenge von ca. 24 GWh bzw. ca. 9 GWh_{el} an elektrischer Energie unter der Annahme der Verstromung des gesamten Biogases in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) und einem elektrischen Wirkungsgrad von 38%.

Die im Energieleitplan der Region KUUSK genannten 12 GWh/a Energie können somit als valide Grundlage für die Entscheidung zur Durchführung der Machbarkeitsuntersuchung für gemeinschaftliche Biogasanlagen angesehen werden. Die Differenz von drei GWh/a ergibt sich aus der geringfügigen Verschiebung der Untersuchungsräume der beiden Studien, wie z.B. den Entfall der beiden Gemeinden Kössen und Schwendt in dieser vorliegenden Machbarkeitsuntersuchung.

2.4 Erhebung des realen Gesamtpotenzials an Substraten aus Wirtschaftsdünger

Das reale Potenzial an Substraten aus Wirtschaftsdünger ist bedeutend kleiner als das theoretische Potenzial da einige Faktoren die Verfügbarkeit der Substrate stark minimieren können.

Zu diesen Faktoren zählen, dass höchstwahrscheinlich nicht alle landwirtschaftlichen Betriebe im Untersuchungsraum an die Biogasanlage ihr Substrat liefern werden und dass es je nach Haltungform der Nutztiere auf dem Hof zu einer Reduzierung des Substratangebotes kommt (Alpung, Weidehaltung, etc.).

Um für diese Erhebung valide Daten zu erhalten, wurde wie bereit zu Beginn des Kapitel 2 beschrieben, ein Fragebogen bei den Informationsveranstaltungen ausgeteilt, sowie per E-Mail an alle landwirtschaftlichen Betriebe der Region versendet.

Folgende Daten wurden von interessierten Betrieben abgefragt:

- Name, Adresse
- Anzahl und Art der Nutztiere (RGVE)
- Art der Bewirtschaftung (Bio / Konventionell)
- Mitgliedschaft bei Biovereinigungen
- Art der Tierhaltung
- Alpung (Anteil und Dauer)
- Anfall des Wirtschaftsdüngers (Festmist / Gülle)
- Lagerkapazitäten für Wirtschaftsdünger
- Technische Ausstattung des Hofes (Traktor, Gülleausbringtechnik, etc.)
- Anstehende Investitionen (Umbau/Erweiterung)
- Umstellung des Betriebes (konventionelle / biologische Landwirtschaft)

Die genaue Bestimmung des Substratanfalles kann aber noch nicht in der Phase einer Machbarkeitsuntersuchung erfolgen. Erst in einer späteren Projektphase sind die Rahmenbedingungen so weit fixiert, dass eine zuverlässigere Aussage über die Höhe der anfallenden Substrate gemacht werden kann.

2.5 Zeitlicher und örtlicher Anfall des Substrates

Der zeitliche Anfall des Wirtschaftsdünger hängt vor allem von der Art der Bewirtschaftung des landwirtschaftlichen Betriebes und Art der Tierhaltung ab.

2.5.1 Alpung

Bei den biologisch bewirtschafteten Betrieben wird zu einem großen Teil, bei den konventionellen Betrieben zumindest teilweise das Milchvieh in den Sommermonaten auf die Almen gebracht. In dieser Zeit fällt daher kein bzw. nur vermindert Wirtschaftsdünger an der eigentlichen Hofstelle an, welches als Ausgangssubstrat für die Biogasanlage verwendet werden kann.

Im Durchschnitt gaben die befragten Betriebe an, dass die Tiere für ca. 90-120 Tage/Jahr auf der Alm sind. Aus diesem Umstand ergibt sich bereits eine Reduktion des verfügbaren Wirtschaftsdünger von 25-33% bei einer 100%-igen Alpung der Tiere.

2.5.2 Haltungsform

Auch die Haltungsform des Viehs hat Auswirkungen auf den Anfall des Wirtschaftsdüngers bei den Betrieben. Während bei der Anbinde- und Laufstallhaltung sowie der Haltung in Liegeboxen nahezu der gesamte anfallende Wirtschaftsdünger für eine Vergärung verfügbar ist, reduziert die Weide- und Koppelhaltung der einzelnen Nutztiere die Verfügbarkeit des Wirtschaftsdüngers, je nach Ausprägung der Haltung, ebenfalls im Bereich zwischen 10-40%.

2.6 Lage des anfallenden Substrates

Das Substrat in Form des Wirtschaftsdünger fällt in den einzelnen Gemeinden bzw. Regionen innerhalb des Untersuchungsraumes recht unterschiedlich an. Aus diesem Grund wird für die jeweilige Region innerhalb des Untersuchungsraumes eine geografische Verortung der einzelnen Hofstellen mit ihrem Viehbestand (RGVE) erstellt.

Hofstellen mit weniger als 10 GVE werden dabei nicht berücksichtigt, um eine gewisse Übersichtlichkeit zu gewährleisten. Eine Trennung der Betriebe nach Art der Bewirtschaftung (Bio oder Konventionell) wird vorgenommen, um eine valide Aussage treffen zu können, da die Substrate bzw. die Gärreste untereinander nicht vermischt werden dürfen.

2.6.1 Substratanfall – konventionelle Landwirtschaft

Der mengenmäßig höchste Substratanfall in der konventionellen Landwirtschaft finden wir in den Regionen Langkampfen, Erl und zu einem kleineren Teil noch in Ebbs. Diese Hotspots wären somit auch potenzielle Bereiche für Standorte von Biogasanlagen.

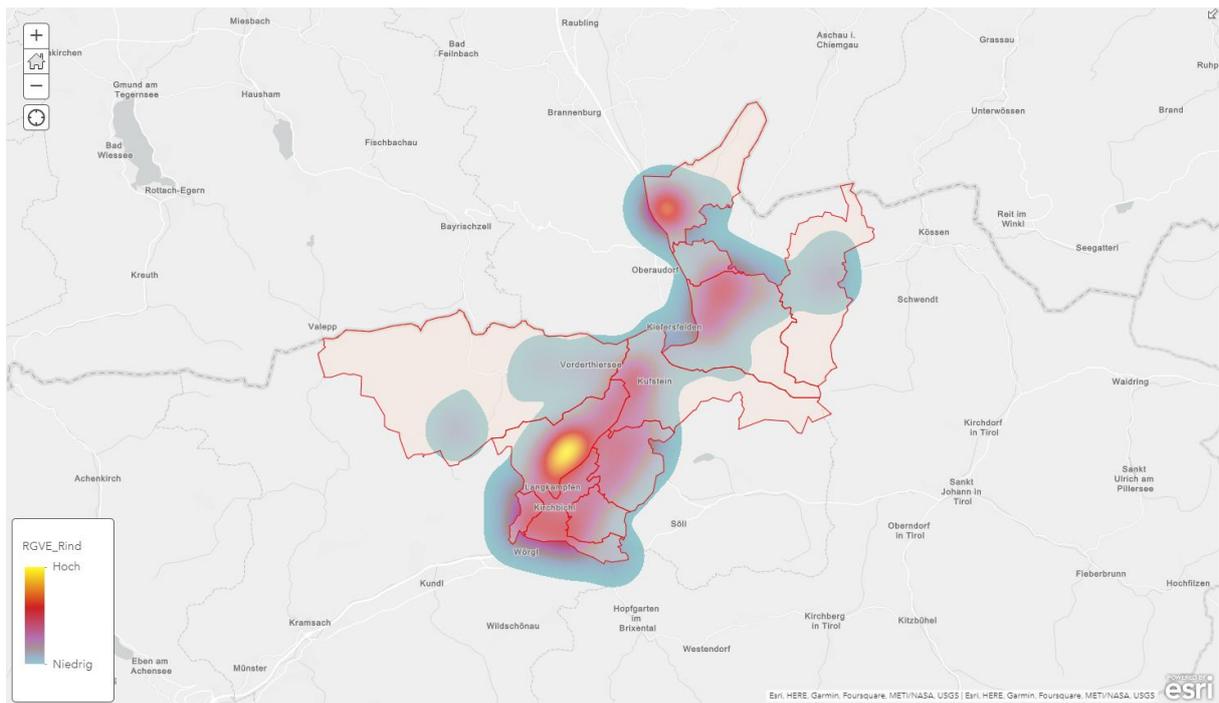


Abbildung 2: Theoretischer Substratanfall konventionelle Landwirtschaft im Untersuchungsraum

2.6.2 Substratanfall – biologische Landwirtschaft

Der mengenmäßig höchste Substratanfall in der biologischen Landwirtschaft finden wir in den Regionen Ebbs und Niederndorf sowie zu einem kleineren Teil noch in Walchsee. Diese Hotspots wären somit auch potenzielle Bereiche für Standorte von Biogasanlagen.

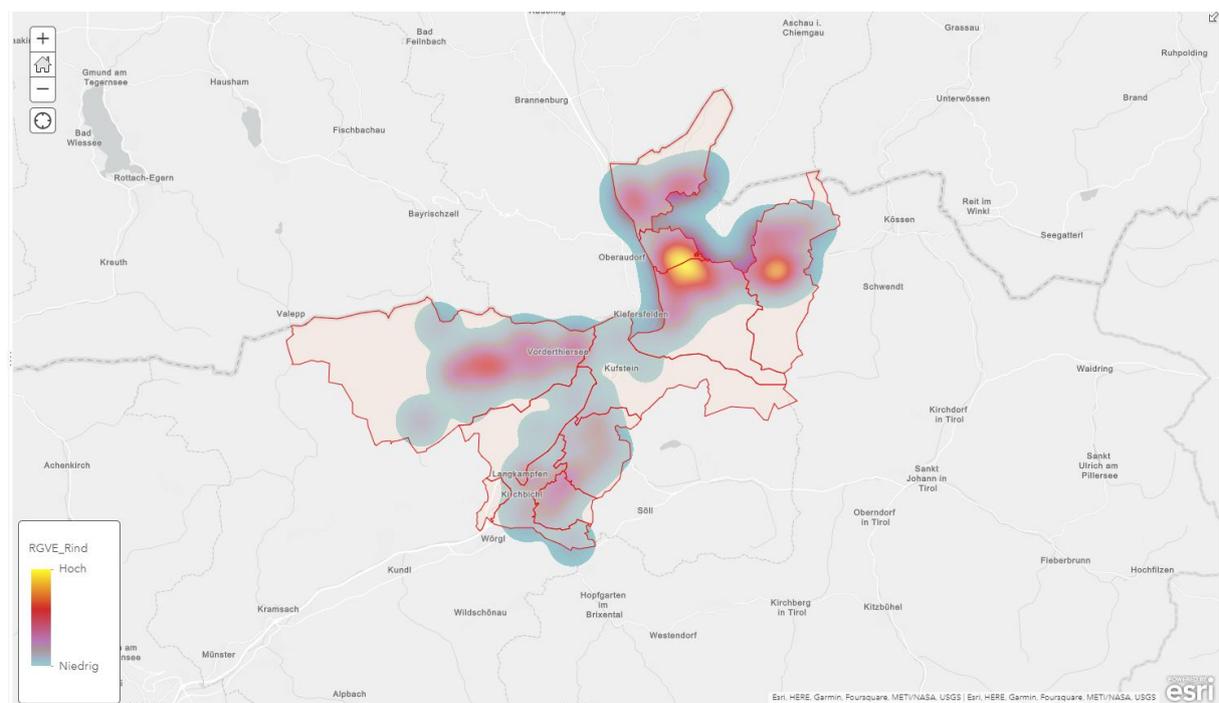


Abbildung 3: Theoretischer Substratanfall biologische Landwirtschaft im Untersuchungsraum

3 Organisation und Logistik

Als entscheidender Parameter für eine ökologische, aber auch wirtschaftliche Umsetzung einer gemeinschaftlichen Biogasanlage zur Vergärung von Wirtschaftsdünger sind die Transport- und Lagerkosten des Substrates und der ausgegorenen Biogasgülle zu untersuchen.

Die Wirtschaftlichkeit des Transportes hängt vor allem von den Transportfahrzeugen selbst, der Transportdistanz, dem Transportgut und dem verwendeten Treibstoff ab.

Ökologische Kriterien wurden bei dieser Machbarkeitsuntersuchung nur in dieser Art berücksichtigt, falls es zur Reduktion oder zu Substitution von fossilen Energieträgern kommt. Eine genaue ökobilanzielle Betrachtung der einzelnen Transportarten wurde nicht vorgenommen.

Die Wirtschaftlichkeit der Lagerung von Substrat bzw. Biogasgülle hängt vor allem von der Lagerkapazität aber auch vom Standort des Lagers ab.

3.1 Ausgangszustand

Im Ausgangszustand soll der jetzige Zustand bzw. die jetzige Ausstattung mit Maschinen und Geräten im Bereich der Gülle- und Mistlagerung, deren Verarbeitung und deren Transport erhoben und dargestellt werden. Die notwendigen Daten wurden mittels Fragebogen ermittelt und dienen als Basis für die Einschätzung der jeweiligen Ausstattung.

Eine statistisch belegbare Information kann aus diesen Daten nicht abgeleitet werden, da die Anzahl an Rückmeldungen der einzelnen Landwirte nicht die kritische Masse erreichte, um eine solide Datenbasis zu erhalten. Jedoch Tendenzen und strukturelle Daten lassen sich auf die jeweiligen Regionen zurückführen.

3.1.1 Lagerkapazität Gülle und Festmist

Tendenziell zeigt sich aus den erhobenen Daten, dass einige Landwirte bereits in größere Lagerkapazitäten von Gülle bzw. Festmist investiert haben, der Großteil an Landwirten aber nur ausreichende Lagerkapazitäten vorweisen kann und einige Landwirte in naher Zukunft noch in zusätzliche Lagerkapazitäten investieren müssen, um die vorgeschriebenen Mengen an Gülle bzw. Festmist lagern zu können.

3.1.1.1 Erforderliche Lagerkapazitäten

Die erforderliche Lagerkapazitäten für Gülle, Jauche und Festmist für die einzelnen Tierarten lässt sich folgender Tabelle entnehmen.

Tierart	Anfall an Wirtschaftsdünger in 6 Monaten [je Stellplatz in m ³] = vorgeschriebene Lagerkapazität		
	Gülle	Jauche	Festmist
Jungvieh (1/2 bis 1 Jahr)	3,4	1,7	1,8
Jungvieh (1 bis 2 Jahre)	5,8	2,9	3,0
Milchkühe (5000 kg Milch)	11,5	3,8	7,4
Milchkühe (6000 kg Milch)	11,8	3,9	7,6
Milchkühe (7000 kg Milch)	11,7	3,9	7,5
Milchkühe (8000 kg Milch)	12,0	4,0	7,6
Milchkühe (9000 kg Milch)	12,3	4,1	7,9

Milchkühe (> 10000 kg Milch)	12,7	4,2	8,1
Mutter- und Ammenkühe	11,3	3,7	7,2
Pferde <300 kg Endgewicht (½ bis 3 Jahre)	-	-	2,0
Pferde <300 kg Endgewicht (> 3 Jahre)	-	-	2,5
Pferde >300 kg Endgewicht (½ bis 3 Jahre)	-	-	3,0
Pferde >300 kg Endgewicht (> 3 Jahre)	-	-	3,8
Pferde >500 kg Endgewicht (½ bis 3 Jahre)	-	-	6,0
Pferde >500 kg Endgewicht (> 3 Jahre)	-	-	6,7

Tabelle 5: Anfall an Wirtschaftsdünger

Im Untersuchungsgebiet mit seinen 624 landwirtschaftlichen Betrieben, benötigt der durchschnittliche Betrieb mit seinen 21,6 GVE eine Lagerkapazität für Gülle von ca. 250 -300 m³. Es zeigt sich auch, dass Betriebe mit intensiver Tierhaltung tendenziell größere Lagerkapazitäten benötigen als solche Betriebe, welche extensive oder biologische Tierhaltung betreiben.

3.1.1.2 Vorhandene Lagerkapazitäten

Aus der Auswertung der Rückmeldungen der Fragebögen lassen sich für die Gebiete Angath, Langkampfen und Walchsee die vorhanden Lagerkapazitäten für Gülle und Festmist darstellen. Für die restlichen Gebiete im Untersuchungsraum wurden zu wenige Rückmeldungen abgegeben, um eine statistische Auswertung vornehmen zu können.

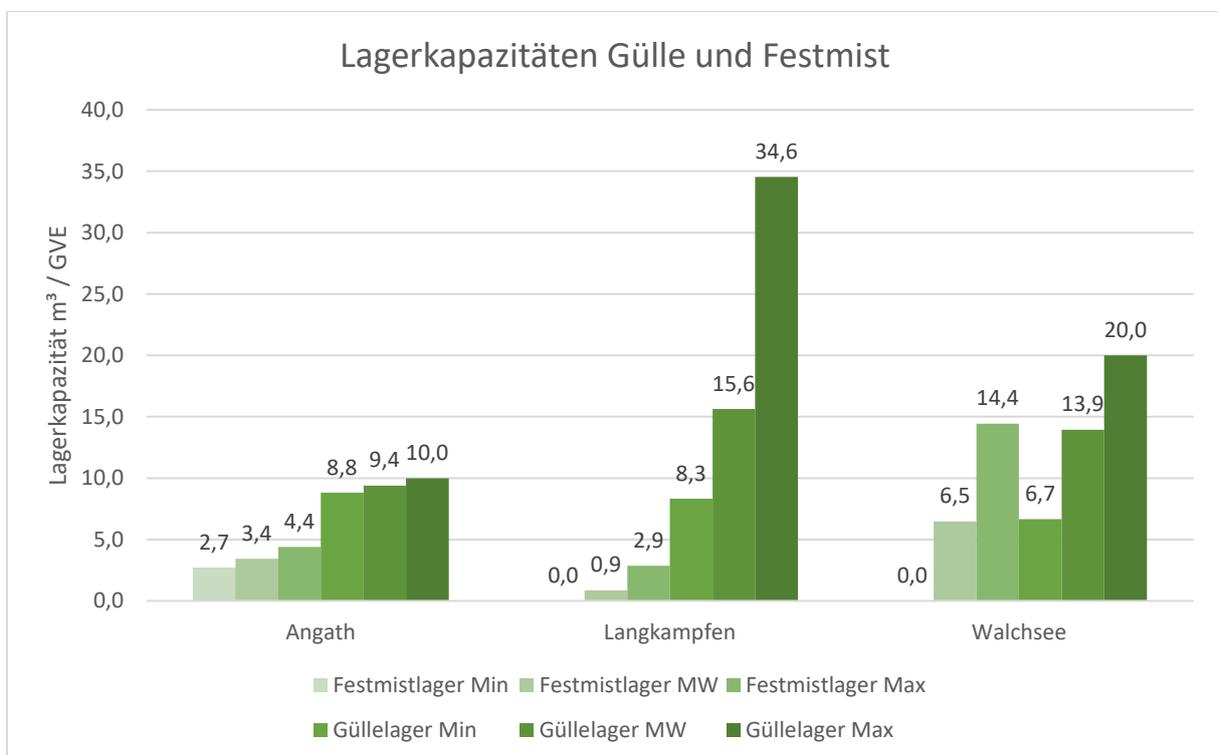


Abbildung 4: Lagerkapazitäten Gülle und Festmist

Aus den erhobenen Daten der Interessenten lassen sich folgende Rückschlüsse für die Ausstattung an Lagerkapazitäten für Gülle und Festmist ziehen:

Angath

Für den Bereich Angath mit seinen durchschnittlichen 44,7 GVE / Betrieb und einem Anteil von 0% an Bio-Landwirtschaft zeigt sich, dass die Lagerstätten für Festmist und Gülle eher zu klein dimensioniert sind und sich dadurch auch beschränkend auf zukünftige betriebliche Expansionen auswirken können. Eine Beteiligung an einer gemeinschaftlichen Biogasanlage könnte solche Kapazitätsbeschränkungen abmindern bzw. ganz aufheben.

Langkampfen

Für den Bereich Langkampfen mit seinen durchschnittlichen 92,2 GVE / Betrieb und einem Anteil von 6,7% an Bio-Landwirtschaft zeigt sich, dass vornehmlich Güllewirtschaft betrieben wird und der Festmistanteil sehr gering ausfällt. Die Lagerkapazitäten von Gülle sind mit durchschnittlich 15,6 m³ Lagerkapazität / GVE auch als ausreichend anzusehen.

Walchsee

Für den Bereich Walchsee mit seinen durchschnittlichen 22,2 GVE / Betrieb und einem Anteil von 85,1% an Bio-Landwirtschaft zeigt sich, dass sowohl Gülle- als auch Festmistwirtschaft betrieben wird. Die durchschnittlichen Lagerkapazitäten von Gülle sind mit 13,9 m³ Lagerkapazität / GVE auch als ausreichend anzusehen. Die durchschnittlichen Lagerkapazitäten für Festmist mit 6,5 m³ / GVE sind zwar leicht unter der empfohlenen Kapazität gelegen, bedingt durch die weitverbreitete Alpung der Tiere aber als ausreichend anzusehen ist.

Generell kann gesagt werden, dass es mit dem Einsatz von Biogasgülle auf den Wiesen und Feldern, zu einer Steigerung der Futtermittelproduktion und somit auch zu einer Erhöhung der Menge an Wirtschaftsdüngern führen wird. Die vorhandenen Lagerkapazitäten an Gülle und Festmist können daher punktuell bei Betrieben nicht mehr den Anfall an Wirtschaftsdünger aufnehmen und es sind zusätzliche Investitionen zum Bau von Lagerstätten notwendig.

Diese Investitionen könnten aber auch in ein zentrales Lager, wie das von einer gemeinschaftlichen Biogasanlage, investiert werden und das zu erheblich besseren Rentabilitäten. Diese ergeben sich aus der Tatsache, dass größere Lagerbehälter deutlich günstiger herzustellen sind als kleinere, natürlich bezogen auf das jeweilige Lagervolumen.

3.1.2 Ausstattung an Maschinen und Geräten

3.1.2.1 Traktoren

Aus der Auswertung der Fragebögen ist ersichtlich, dass alle landwirtschaftlichen Betriebe zumindest mit einem Traktor ausgestattet sind, viele der Betriebe aber auch zwei bzw. mehrere Traktoren zur Verfügung haben.

Der wirtschaftliche Einsatzradius des Traktors hängt vor allem von seiner Endgeschwindigkeit ab, daher wurde in den Fragebögen auch die maximale Bauartgeschwindigkeit des schnellsten Zugfahrzeuges des Betriebes abgefragt. Aus den Rückmeldungen im Untersuchungsgebiet ergibt sich folgendes Ergebnis.

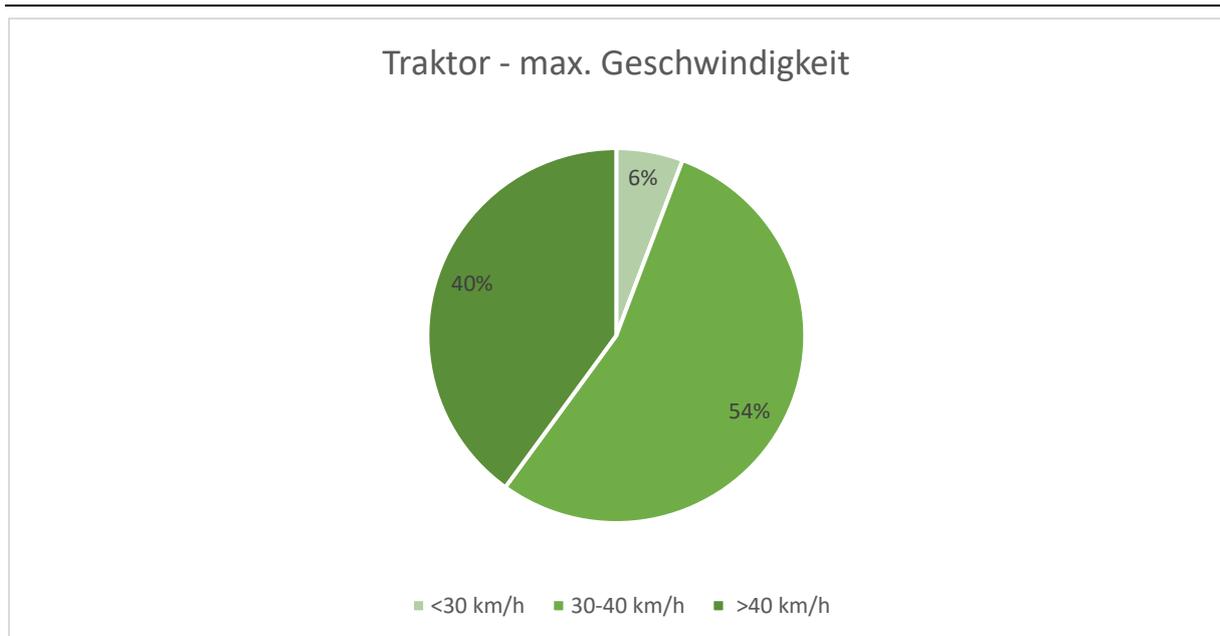


Abbildung 5: Geschwindigkeit der Transportfahrzeuge

Es zeigt sich, dass der Großteil der Betriebe – ca. 94% - über Zugfahrzeuge verfügen, die zumindest eine Bauartgeschwindigkeit von 30 – 40 km/h aufweisen, und das ca. 40% der Betriebe mit Traktoren ausgestattet sind, welche Bauartgeschwindigkeiten jenseits der 40 km/h erreichen können.

Somit lassen sich Distanzen von ca. 5 km in unter 10 Minuten Fahrzeit erreichen, mit Anhängern und Anbaugeräten, welche meisten eine 25 km/h – Beschränkung haben, in ca. 12-20 Minuten je nach Transportgewicht und Topografie.

3.1.2.2 Güllefass

Die Ausstattung mit Güllefässern im Untersuchungsraum von landwirtschaftlichen Betrieben, welche Güllewirtschaft betreiben, ist nahezu vollständig gegeben. Nur einzelne kleinere Betriebe verfügen nicht über das notwendige Equipment und werden durch den Maschinenring oder durch andere Kooperationen mit der notwendigen technischen Ausstattung unterstützt.

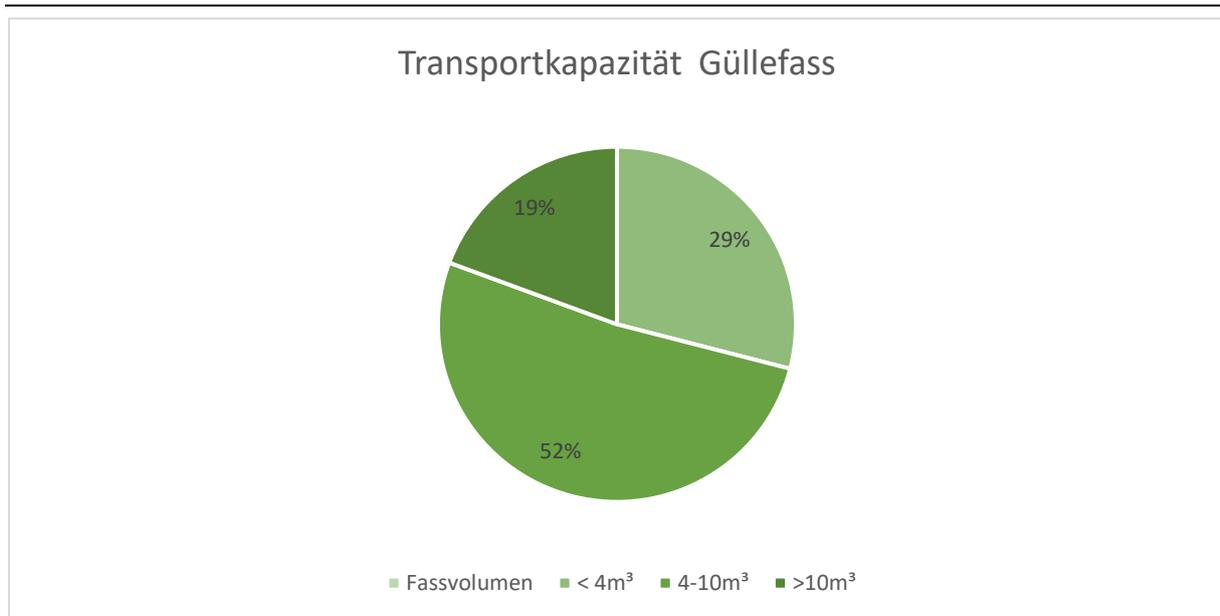


Abbildung 6: Transportkapazität Güllefass

Der Anteil mit kleineren und mittleren Güllefässern (bis 10m³) ist mit ca. 80 % relativ hoch, doch es zeigt sich auch das bereits ca. 20 % der Betriebe mit Güllefässern ausgestattet sind, welche mehr als 10m³ Transportkapazität aufweisen.

Mit den größeren Güllefässern ist ein wirtschaftlicher Transport von Substrat oder vergorener Biogasgülle über kleinere und mittlere Distanzen (0-10 km) durchaus umsetzbar. Der Einsatzradius bei kleinen Fässern liegt im Bereich von 0-3km, während die mittleren Fässer (4-10m³) bei Distanzen von ca. 0-6 km wirtschaftlich einsetzbar sind.

Ein Großteil der in Verwendung stehenden Güllefässer sind mit Prall- oder Pendelverteiler ausgestattet, aber auch bereits einige Schleppschlauch- bzw. Schleppschuhverteiler sind bei Betrieben im Einsatz.

3.1.2.3 Miststreuer

Jene Betriebe welche Mistwirtschaft betreiben sind auch zu einem erheblichen Anteil mit Miststreuern ausgestattet. Der Großteil, ca. 85% der verwendeten Geräte hat dabei ein Ladevolumen von kleiner 10m³, die restlichen ca. 15% haben ein Ladevolumen zwischen 10 und 20 m³. Miststreuer mit noch größeren Ladevolumina sind in der befragten Gruppe nicht vorhanden.

Die erhobenen Miststreuer eignen sich zum größten Teil nicht für das Ausbringen von separierten Reststoffen aus Biogasgülle, da diese nicht die notwendige technische Ausstattung besitzen.

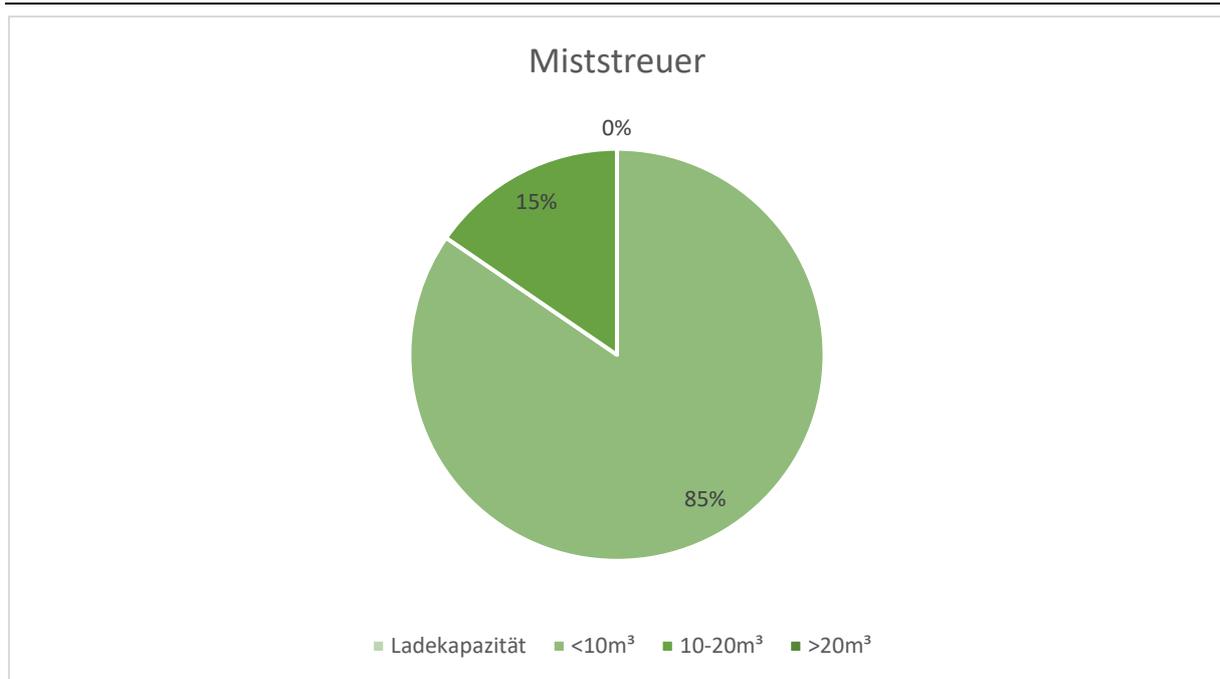


Abbildung 7: Transportkapazität Miststreuer

3.1.2.4 Zusätzliche Ausstattung mit Güllegeräten und -maschinen

Mittels Fragebogen wurde auch noch die Ausstattung mit anderen zusätzlichen Güllegeräten und -maschinen, wie Güllemixer, Güllepumpen, stationäre Gülleverteilsysteme und Separatoren, abgefragt. Die Auswertung der Fragebögen hat ergeben, dass über 2/3 der befragten Landwirte ein eigener Güllemixer zur Verfügung steht, rund 1/3 der Befragten verfügt über eine eigene Güllepumpe.

Ein stationäres Verteilsystem für Gülle findet man nur bei 6% der Teilnehmer, und Separatoren für die Fest-Flüssig-Trennung des Wirtschaftsdüngers sind nur bei 3% der befragten Landwirte im Eigeneinsatz.

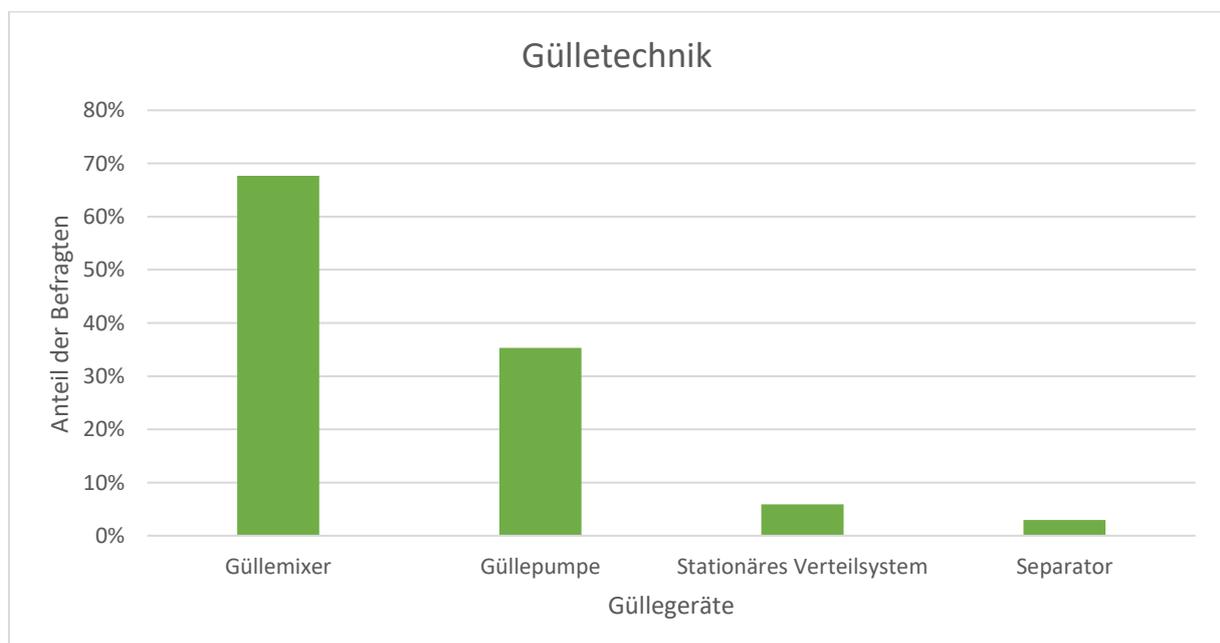


Abbildung 8: Ausstattung Gülletechnik

Die Ausstattung der Betriebe mit zusätzlichen Geräten und Maschinen der Gülletechnik ist vorteilhaft anzusehen bei der Teilnahme an einer gemeinschaftlichen Biogasanlage, da dadurch entweder Investitionskosten in diese Geräte entfallen oder Wartezeiten für die Verfügbarkeit von Gerätschaften minimiert werden können.

3.2 Zukünftiger Soll-Zustand

Der zukünftige Soll-Zustand bzw. die notwendigen Lagerstätten und technische Ausstattung mit Maschinen und Geräten sind nicht für den einzelnen landwirtschaftlichen Betrieb anzuwenden, sondern sollen vielmehr den gemeinschaftlichen Ansatz verfolgen. Dort, wo schon einiges an technischem Equipment vorhanden ist, soll dieses auch dementsprechend eingesetzt und genutzt werden. Bei solchen Betrieben, welche in bestimmten Bereichen Defizite haben, kann eine gemeinschaftliche Nutzung von Lagerkapazitäten und technischer Ausstattung die Rentabilität des Betriebes steigern.

3.2.1 Lagerkapazität Gülle und Festmist

Die erforderlichen Lagerkapazitäten vor allem für Gülle aber in bestimmten Fällen auch für Festmist werden zukünftig aufgrund der Ertragssteigerungen durch den Einsatz von Biogasgülle auf den Wiesen und Feldern steigen. So stehen für Betriebe, welche bereits jetzt nicht genügend Lagerkapazitäten für ihren Wirtschaftsdünger bereitstellen können, in Zukunft Investitionen in diesem Bereich an.

Die Investitionen in diese Lagerkapazitäten sollten in diesem Fall im Rahmen einer gemeinschaftlich genutzten Biogasanlage erfolgen, da sich diese Investition aufgrund des Skaleneffekts (Economy of Scale) positiv auswirken.

Zum Beispiel lässt sich die Vergrößerung eines Biogasgülleendlagers einer Gemeinschaftsbiogasanlage von 4.000m³ auf 4.500m³ günstiger realisieren, als eine eigene Güllegrube mit 500m³ für einen landwirtschaftlichen Betrieb zu realisieren. Vorteilhaft für diese Variante ist auch anzusehen, dass kein zusätzlicher Flächenbedarf beim Betrieb für die Errichtung notwendig ist. Die Konzeption dieser neuen Lagerstätten als geschlossene Gruben zur Minimierung der Methanemission in die Umwelt entspricht auch den zukünftigen Erfordernissen an solchen Bauwerken.

Als Nachteil dieser „ausgelagerten“ Lagervariante für Gülle ist die Zugänglichkeit bzw. Verfügbarkeit anzusehen. Ist die Lagerkapazität aber nicht direkt am Hof verfügbar, wie in diesem Fall, muss der Landwirt die anfallende Gülle mit Transportfahrzeugen zum externen Lagerort verbringen, welches zusätzliche Transportkosten sowie Zeitaufwand verursacht.

3.2.2 Ausstattung an Maschinen und Geräten

3.2.2.1 Traktoren bzw. Zugfahrzeuge

Die Ausstattung an leistungsfähigen und schnellen Fahrzeugen für den Gülletransport und die Gülleausbringung ist ein essenzieller Parameter für eine wirtschaftliche Düngetechnik. Die grundlegende Versorgung der landwirtschaftlichen Betriebe mit Traktoren im Geschwindigkeitsbereich von 30-40 km/h ist gegeben, einige Betriebe können mit noch schnelleren und leistungsfähigeren Traktoren aufwarten.

Für den Transport über längere Distanzen, auf gut ausgebauten Haupt- und Nebenverkehrswegen, sollten vor allem Traktoren mit Bauartgeschwindigkeit größer 40km/h eingesetzt werden, um einen zeitoptimierten Transport vornehmen zu können. Sollte der jeweilige landwirtschaftliche Betrieb nicht über ein solches Fahrzeug verfügen, kann diese Dienstleistung auch durch Dritte, wie z.B. Lohnunternehmer, in Anspruch genommen werden.

Auch der zentrale Ankauf und Betrieb eines oder mehrerer Traktoren in dieser Leistungsklasse durch die gemeinschaftliche Biogasanlage ist denkbar bzw. erstrebenswert. Statt einem Traktor als Zugfahrzeug lassen sich auch LKW-Zugmaschinen (Sattelkraftfahrzeuge) im Gülletransport sehr rentabel einsetzen. Zum einen sind diese Zugfahrzeuge in den Anschaffungskosten deutlich günstiger als Traktoren, zum anderen sind die erreichbaren Endgeschwindigkeiten, vorausgesetzt der entsprechenden Eignung des Güllefasses, deutlich höher gegenüber denen von Traktoren. Der Einsatzradius dieser Kombination von LKW mit großvolumigen Güllefass ist somit deutlich größer. Der Nachteil ist die fehlende Vielseitigkeit des Zugfahrzeuges, welche aber nicht in jedem Fall benötigt wird, sowie die eingeschränkte Geländetauglichkeit des Gespannes gegenüber von Traktoren.



Abbildung 9: Transportfahrzeuge Gülle

Für die Ausbringung der Gülle auf den Feldern, Wiesen und Äckern sind auch Selbstfahrende Arbeitsmaschinen (Gülle-Selbstfahrer) im Einsatz. Diese sind aufgrund ihrer Größe und Ausstattung mit ihren breiten Gülleverteilsystemen nur in unmittelbarer Umgebung zu den Lagerstätten wirtschaftlich einsetzbar. Bei größeren Transportdistanzen werden diese mit Hilfe von einen oder mehreren Zubringerfässern mit der entsprechenden Gülle versorgt.

Auch für dieses Gerät sind gemeinschaftlicher Ankauf und Nutzung durch die Biogasanlage vorstellbar, aber auch die Inanspruchnahme von externen Dienstleistern wie z.B. den Maschinenring.



Abbildung 10: Gülle selbstfahrer

3.2.2.2 Güllefässer

Wie schon im vorhergehenden Punkt der Traktoren und Zugfahrzeuge beschrieben, lassen sich die entsprechenden (Zubringer)-Güllefässer sowohl durch Sattelzugmaschinen aber auch durch Traktoren an den Bestimmungsort bringen.

Für den Einsatz mit einem Traktor wird das als Sattelaufleger aufgebaute Güllefass mit einem Dolly versehen und kann somit von einem geeigneten Traktor gezogen werden.



Abbildung 11: Güllefass mit Dolly



Abbildung 12: Güllefass mit LKW als Zugfahrzeug

Diese multifunktionelle Einsatzmöglichkeit von großvolumigen Güllefässern sowohl für den Transport von frischem Wirtschaftsdünger (Substrat) vom landwirtschaftlichen Betrieb zur Biogasanlage, als auch zum Rücktransport zum Betrieb oder gleich zur Ausbringestelle der vergorenen Biogasgülle ist kennzeichnend für dieses System.

Für Betriebe, welche bereits großvolumige Güllefässer mit entsprechenden Gülleverteiler zu Verfügung haben, kann der Transport und die Ausbringung auch in Eigenregie erfolgen.

3.2.2.3 Miststreuer / Gärrestausbringung fester Bestandteile

Normalerweise wird die Biogasgülle als Flüssigdünger auf die Wiesen und Felder ausgebracht. Es kann aber auch eine Separierung der ausgegorenen Biogasgülle in einen Flüssigdünger und eine Feststofffraktion erfolgen. Die Vor- und Nachteile dieser Separierung werden im Punkt des Gärrestemanagements (Kapitel 6) genauer beschrieben.

Während die Ausbringung des Flüssigdüngers ebenfalls mit den oben genannten Geräten und Maschinen erfolgt, ist für die Ausbringung der festen Bestandteile des Gärrestes ein spezieller Streuwagen notwendig.

Konventionelle, ältere Miststreuwagen, welche noch sehr verbreitet bei den Betrieben im Einsatz stehen, sind nur bedingt für die Ausbringung dieses Gärrestes geeignet. Für eine optimale Ausbringung müssen diese Fahrzeuge über einiges an technischer Ausstattung verfügen. Zu dieser Ausstattung gehören unter anderem Breitstreuwerke mit Stauschieber, Dosierwalzen, Streuteller und ein variabler Kratzbodenvorschub. Die Streubreite dieser Fahrzeuge beträgt bei leichten Stoffen wie die festen Bestandteile der Biogasgülle ca. 12 m. Als Zugfahrzeug für diese Streuer kommen nur leistungsstarke Traktoren mit hohen Ölförderraten in Betracht.

Für einen wirtschaftlichen Einsatz dieser Fahrzeuge kann der separierte Feststoff bereits im Vorfeld auf der auszubringenden Fläche zwischengelagert werden und dort mit Hilfe des Frontladers, Teleskopladers oder eines Radladers der Steuerwagen beladen werden. Für den Transport von der Biogasanlage auf das Feld bzw. auf den Zwischenlagerplatz können je nach Bedarf Schüttmulden, Abschiebwagen oder sogar Sattelschlepper eingesetzt werden, da der Flüssigkeitsanteil im separierten Gärrest sehr gering ist und somit keine erheblichen Flüssigkeitsverluste beim Transport erfolgen.



Abbildung 13: Ausbringung des festen Gärrestes mit Streufahrzeug



Abbildung 14: Streuwerk von Miststreuer

3.3 Logistikkonzept für Substrat- und Gülletransport

Basierend auf den vorhandenen Lagerkapazitäten und der technischen Ausstattung der landwirtschaftlichen Betriebe bzw. der gemeinschaftlichen Biogasanlage lässt sich ein Logistikkonzept für den Transport und Ausbringung der Substrate und der Biogasgülle realisieren. Alle angegebenen Daten basieren auf der Einhaltung der gesetzlichen Höchstgeschwindigkeiten für Zugfahrzeuge und Anhänger, sowie der Einhaltung der höchstzulässigen Gesamtgewichte.

3.3.1 Gülle-Transport mittels Fahrzeuge

In unmittelbarer Umgebung zur Biogasanlage lassen sich die Transporte zur und von der Biogasanlage schnell und effizient abwickeln. Zum Einsatz kommen können alle Fahrzeuge vom kleinen Traktor mit kleinem Güllefass bis zum Gülle-Selbstfahrer mit Zubringerfässern. Mit zunehmenden Fahrdistanzen sollten die Fahrzeuge schneller und mit größerem Transportvolumen ausgestattet sein.

Je nach Fahrdistanz sollten folgende Fahrzeuggrößen bzw. Fahrzeuggruppen zum Einsatz kommen.

Fahrzeugart	Einfache Fahrtstrecke [km]	Mittlere Fahrzeiten [min]
Traktor mit Güllefass <4m ³	0 – 3	8
Traktor mit Güllefass 4-10m ³	0 – 5	12
Traktor mit Güllefass >10m ³	0 – 7	14
Traktor mit Zubringerfass (>15m ³)	0 – 10	18
LKW mit Zubringerfass (>15m ³)	0 – 15	25
Gülle-Selbstfahrer (ohne Zubringerfass)	0 – 3	8
Gülle-Selbstfahrer (mit Zubringerfässern - Traktor)	0 – 10	18
Gülle-Selbstfahrer (mit Zubringerfässern - LKW)	0 – 15	25

Tabelle 6: Einsatzgebiet Transportfahrzeuge Gülle

Distanzen von mehr als 15 km einfache Wegstrecke lassen sich nur bedingt wirtschaftlich betreiben, da die hohen Treibstoffkosten für den Transport der Gülle die Erträge minimieren.

3.3.2 Gülle-Transport mittels Leitung (Pipe-Line)

Im Nahbereich von 0-3 km lässt sich eventuell auch eine erdverlegte Gülle-Verschlauchung realisieren mit welcher das Substrat direkt zur Biogasanlage gepumpt werden kann, und die ausgegorene Biogasgülle wieder zurück auf den landwirtschaftlichen Betrieb. Bei dieser Variante fallen neben den Investitionskosten für den Leitungsbau und die Pumpen nur die Stromkosten für die Pumpvorgänge an.

Größere Distanzen lassen sich technisch gesehen auch überwinden, aber der genehmigungstechnische Aufwand steigt mit jedem zusätzlichen betroffenen Grundstückseigentümer entlang der Trasse deutlich an. Auch die gesetzlich vorgeschriebenen Prüf- und Wartungsarbeiten an der Leitung sind von den Kosten her nicht zu vernachlässigen.

Eine Ausstattung mit zusätzlichen Abfüllstellen im Verlauf der Gülle-Leitungen, ähnlich einem Hydranten in einem Wassernetz, ist ebenfalls möglich. So können im Nahbereich der Biogasanlage die

landwirtschaftlichen Flächen entweder direkt über ein (Schlauch)-Verteilersystem gedüngt werden oder die Güllefässer werden direkt vor Ort wieder befüllt.

3.3.3 Gärrest/Festmist-Transport mittels Fahrzeuge

Ähnlich wie beim Transport der Gülle gilt auch in diesem Fall, dass der Transport im Nahbereich der Biogasanlage mit allen Fahrzeugtypen leicht, schnell und wirtschaftlich abzuwickeln ist. Mit zunehmenden Transportdistanzen sind aber auch hier schnellere und mit größerem Ladevolumen ausgestattete Fahrzeugkombinationen notwendig, um eine gewisse Wirtschaftlichkeit zu gewährleisten.

Je nach Fahrdistanz sollten folgende Fahrzeuggrößen bzw. Fahrzeuggruppen zum Einsatz kommen.

Fahrzeugart	Einfache Fahrtstrecke [km]	Mittlere Fahrzeiten [min]
Traktor mit Kipper, Mulde <4m ³	0 – 3	8
Traktor mit Kipper, Mulde, Abschieber 4-10m ³	0 – 5	12
Traktor mit Kipper, Mulde, Abschieber >10m ³	0 – 7	14
Traktor mit Kipper, Mulde Abschieber >15m ³	0 – 10	18
LKW mit Kipper, Abschieber (>15m ³)	0 – 10	15
LKW mit Kipper, Abschieber (>20m ³)	0 – 15	20

Tabelle 7: Einsatzgebiet Transportfahrzeuge fester Gärrest

Distanzen von mehr als 15 km einfache Wegstrecke lassen sich nur bedingt wirtschaftlich betreiben, da die hohen Treibstoffkosten für den Transport des Festmistes die Erträge minimieren.

Beim Transport des festen Gärrestes können die Zeiten und der Treibstoffverbrauch des Fahrzeuges etwas geringer ausfallen, da die spezifische Dichte des Gärrestes geringer ist als die Dichte des Festmistes, vorausgesetzt bei gleicher Ladekapazität der Fahrzeuge.

3.3.4 Organisatorische Abwicklung der Transporte

Da keine unendlichen Lagerkapazitäten, weder für das Substrat noch für die ausgegorene Biogasgülle, bei den landwirtschaftlichen Betrieben sowie bei der Biogasanlage vorhanden ist, ist eine gute Vorausplanung der Transporte essenziell.

Als recht praktikable Lösung für alle Beteiligten hat sich das System der Substratanforderung durch die Biogasanlage herausgestellt. Dabei wird je nach Bedarf der Biogasanlage das frische Substrat beim Betrieb angefordert. Der Transport kann in diesem Fall je nach Verfügbarkeit von Personal oder Maschine durch den Landwirt selbst, durch das Personal der Biogasanlage oder durch Dritte (Lohnunternehmer, Maschinenring, etc.) erfolgen. Das Substrat wird in der Vorgrube bzw. in einem Pufferspeicher bis zum Einsatz in der Biogasanlage zwischengespeichert.

Nach dem Fermentationsprozess wird die ausgegorene Biogasgülle im Endlager für die Ausbringung zwischengelagert und wird bei Bedarf in weiterer Folge direkt vom Endlager aus auf die jeweiligen Wiesen, Felder und Äcker ausgebracht. Die Ausbringung der Biogasgülle kann wieder durch den Landwirt selbst, durch das Personal der Biogasanlage oder durch Dritte (Lohnunternehmer, Maschinenring, etc.) erfolgen. Durch die Aufteilung sollte es auch nicht zu größeren zeitlichen oder maschinellen Engpässen bei der Ausbringung kommen.

Der Vorteil dieser Variante ist, dass die Lagerkapazität geteilt wird. Das Lager des frischen Substrats befindet sich beim landwirtschaftlichen Betrieb, das Lager für die Biogasgülle befindet sich bei der Biogasanlage. Somit sind keine großen Investitionen oder Umbauten in die Infrastruktur bei den Betrieben notwendig, da diese meisten bereits vorhanden ist. Auch Vergrößerungen der Lagerkapazitäten bei den Betrieben sind nicht mehr zwingend notwendig, da die Substratanlieferung zur Biogasanlage auch in den Zeiten des Ausbringungsverbotes problemlos möglich ist.

3.4 Standorte für gemeinschaftliche Biogasanlagen

Einen geeigneten Standort für eine Biogasanlage zu finden ist eine der größten Herausforderungen bei der Umsetzung eines Projektes. Es sind sehr viele Faktoren und Parameter zu berücksichtigen, um den optimalen Standort zu finden. In der Praxis müssen immer wieder einzelne Kriterien bewusst außer Betracht gelassen werden, oder mit schlechteren Ausgangslagen berücksichtigt werden, um überhaupt einen Standort zu finden.

Zu diesen Kriterien zählen unter anderem:

- ✓ Raumordnung und Widmung
- ✓ Örtliche Nähe zum Gärsubstrat
- ✓ Örtliche Nähe zu den Ausbringungs- und Verwertungsflächen
- ✓ Verkehrserschließung
- ✓ Übergabe- und Einspeisepunkte (Wärmenetz, Stromnetz, Gasnetz)
- ✓ Örtliche Nähe zu baulicher oder anlagentechnischer Infrastruktur
- ✓ Natur- und Wasserschutzgebiete
- ✓ Naturgefahren (Überschwemmung, Steinschlag, Muren, Lawinen, etc.)
- ✓ Bebauung in der Umgebung, Nachbarn
- ✓ Etc.

3.4.1 Raumordnung und Widmung

Die Widmung des Baugrundstückes bzw. auch die überörtliche Raumordnung ist relevant für die Bebaubarkeit eines Grundstückes. Eine fehlende bzw. nicht entsprechende Widmung des Grundstückes oder Einschränkungen der Nutzung aufgrund der überörtlichen Raumordnung sind meistens als No-Go-Kriterium anzusehen.

Zwar lassen sich Widmungen und Raumordnungskonzepte ändern und anpassen, diese Vorgänge benötigen meisten aber Zeit und Geduld, welche bei der Projektdauer entsprechend eingeplant werden müssen.

3.4.2 Örtliche Nähe zum Gärsubstrat

Die örtliche Nähe zu den Gärsubstraten hat in diesem Fall einen sehr hohen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage. Die Gärsubstrate in Form von Gülle oder Festmist benötigen gemessen an ihrem Energieinhalt große Transportvolumina bzw. haben Transportgewichte.

Daher sollten die Substrate in unmittelbarer Umgebung (0-15 km) zur Biogasanlage erzeugt werden oder anfallen, um die negativen Auswirkungen der Transportkosten auf die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage zu minimieren.

3.4.3 Örtliche Nähe zu den Ausbringungs- und Verwertungsflächen für die Biogasgülle

Ähnlich wie bei den Gärsubstraten verhält es sich auch bei den notwendigen Flächen für die Verwertung der Biogasgülle. Auch diese sollten sich in unmittelbarer Umgebung zu Biogasanlage befinden zur Reduktion der Transportkosten.

3.4.4 Verkehrserschließung

Eine gute verkehrstechnische Erschließung der Biogasanlage ist als Vorteil anzusehen, da der Transport der Ein- sowie der Ausgangsstoffe zum Großteil durch große Traktoren oder LKWs stattfindet. Diese großen und schweren Fahrzeuge benötigen entsprechende breite und befestigte Zufahrten, sowie genügend Verkehrsflächen innerhalb der Biogasanlage für den innerbetrieblichen Transport.

Zufahrten zu Biogasanlagen durch Wohngebiete oder Ortskerne sollten zum Schutz vor Immissionen und zur Erhöhung der Verkehrssicherheit möglichst vermieden werden.

3.4.5 Übergabe- und Einspeisepunkte

Die in der Biogasanlage hergestellten Produkte, sei es Wärme, Strom oder Gas, müssen soweit sie nicht direkt am Ort der Entstehung wieder benötigt werden, in (öffentliche) Netze eingespeist werden.

3.4.5.1 Strom

Meist am einfachsten und am kostengünstigsten ist der Netzanschluss für den Strom herzustellen. Entfernungen von mehreren hundert Metern bis einige wenige Kilometer von der Biogasanlage zum Einspeisepunkt bzw. auch Entnahmepunkt für die elektrische Energie sind rasch und ökonomisch herzustellen.

3.4.5.2 Wärme

Soll die erzeugte Wärme in ein Fern- bzw. Nahwärmemetz eingespeist werden, erhöhen sich die Investitionskosten für die thermische Anbindung gegenüber der elektrischen Anbindung bereits deutlich. Je nach übertragbarer thermischer Leistung der Anbindung an das Netz sind Distanzen bis 2 km wirtschaftlich umsetzbar, mit steigender Übertragungsleistung auch deutlich mehr.

3.4.5.3 Gas

Die örtliche Nähe zu einem Gasnetz kann einen wirtschaftlichen Vorteil für die Auswahl eines Standortes einer Biogasanlage bedeuten. Je nach Netzebene in welcher eingespeist werden soll, ist die Anbindung der Biogasanlage an das Gasnetz mehr oder weniger aufwendig.

3.4.6 Örtliche Nähe zu baulicher oder anlagentechnischer Infrastruktur

Hinter diesem Kriterium verbirgt sich der Grundsatz der Nutzung bereits vorhandener baulicher bzw. anlagentechnischer Infrastruktur wie sie zum Beispiel kommunale Abwasserreinigungsanlagen (Kläranlagen) bereitstellen können. In diesen Anlagen kann es bereits die notwendige Infrastruktur wie Anschlüsse an Strom, Wasser, Gasleitung, Gebäude, BHKW, technisches Personal, Laborkapazität, etc. geben, welche mitgenutzt werden kann.

Neben den Kläranlagen können auch bereits existierende landwirtschaftliche Betriebe, die bereits über bauliche oder anlagentechnische Infrastruktur verfügen, als interessanter Betriebsstandort angesehen werden.

3.4.7 Natur- und Wasserschutzgebiete

Aufgrund schutzwürdiger Interessen in diesen Gebieten sind diese Bereiche meisten schon durch die Widmung bzw. durch das Raumordnungskonzept nicht für den Betrieb einer Biogasanlage zugelassen. Sollte trotzdem eine Biogasanlage in diesem Bereich genehmigt und betrieben werden, sind auch auf zukünftige Änderungen oder Erhöhungen der Anforderungen Bedacht genommen werden.

3.4.8 Naturgefahren

Gebiete in denen Naturgefahren, wie Überschwemmung, Steinschlag, Lawinen, Muren, Erdbeben etc., eintreten können, sind durchaus auch als Standort für Biogasanlagen nutzbar und bedeuten nicht immer ein Ausschlusskriterium.

Die in den Gefahrenzonenplänen dargestellten potenziellen Naturgefahren sind in verschiedene Gefahrenkategorien eingeteilt. In weniger gefährlichen Bereichen kann durch zusätzliche Maßnahmen z.B. Errichtung eines Lawinenschutzdammes oder eines Steinschlagschutzes, eine Genehmigung durch die Behörden erwirkt werden.

3.4.9 Bebauung in der Umgebung, Nachbarn

Nicht zu unterschätzen ist die Umgebung des Standortes einer Biogasanlage. Nachbarn in unmittelbarer, aber auch mittelbarer Umgebung zur Anlage haben bei einem gewerberechtlichen Genehmigungsverfahren Parteistellung, wenn sie deren Schutzinteressen beeinträchtigt sehen.

Diese Schutzinteressen betreffen vor allem Lärm und Geruch der Anlage. Daher sollten sich, wenn möglich keine Wohngebiete im direkten Bereich der Anlage befinden, und in Tallagen auch die Hauptwindrichtung bei der Standortwahl berücksichtigt werden, da es hier auch zu weiter entfernten sporadischen Geruchsbelästigungen kommen kann.

4 Technisches Grundkonzept der Biogasanlage

4.1 Wesentliche Elemente und Anlagenteile der Biogasanlage

Im Wesentlichen besteht eine Biogasanlage immer aus folgenden Elementen und Anlagenteilen:

- Vorgrube / Substrateinbringung
- Fermenter / Nachgärer
- Endlager
- Rührwerke
- Gasaufbereitung
- Gasspeicherung
- Energetische bzw. stoffliche Nutzung

Sie unterscheiden sich in der Größe, Anzahl und der technischen Ausstattung, je nach Anlagengröße (wieviel Substrat wird vergärt) und Verwendungszweck (was wird in der Anlage vergärt) der Anlage.

4.2 Vorgrube / Substrateinbringung

Einbringung flüssiger Substrate

Für den Transport pumpfähiger Substrate innerhalb der Biogasanlage werden hauptsächlich von Elektromotoren angetriebene Pumpen eingesetzt. Im Idealfall sollte die Beschickung der Fermenter kontinuierlich erfolgen, um einen stabilen Gärprozess garantieren zu können. Nachdem dies in der Praxis kaum realisierbar ist, wird der Substratstrom in der Regel quasikontinuierlich über mehrere Dosen am Tag verteilt eingespeist. Der Pumpvorgang lässt sich über Zeitschaltuhren oder Prozessrechner ganz oder teilweise automatisieren.

Die Pumpen zur Substratförderung müssen besondere Eigenschaften aufweisen, da die Gülle oftmals Einstreu sowie Futterreste enthält. Bei der Auswahl geeigneter Pumpen sind hinsichtlich Leistung und Fördereigenschaften vor allem die eingesetzten Substrate und deren Aufbereitungsgrad bzw. Trockensubstanzgehalt ausschlaggebend. In landwirtschaftlichen Biogasanlagen kommen im Bereich der Pumpentechnik hauptsächlich Kreiselpumpen und Verdrängerpumpen, welche auch in der Gülletechnik Anwendung finden, zum Einsatz. Zum Schutz der Pumpen können Schneid- und Zerkleinerungsapparate sowie Fremdkörperabscheider direkt vor die Pumpe eingebaut werden oder Pumpen, deren Förderelemente mit Zerkleinerungseinrichtungen versehen sind. In Abb. 15 werden die in Biogasanlagen zum Einsatz kommenden Pumpsysteme dargestellt.

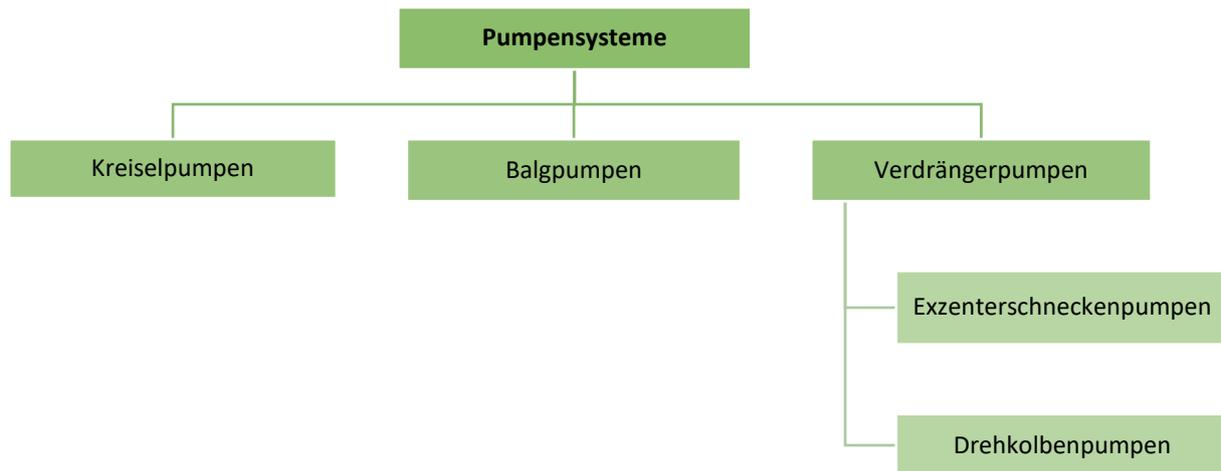


Abbildung 15: Übersicht Pumpensysteme

Wegen ihrer einfachen und robusten Bauart sind Kreiselpumpen weit verbreitet. Meistens finden sich Ausführungen als ein- oder mehrstufige Pumpen zur Trockenaufstellung oder als Tauchmotorpumpe, entweder für den mobilen oder stationären Einsatz.

Balgpumpen eignen sich besonders für dickflüssige pumpfähige Substrate mit hohen Störstoffanteilen. Sie sind robust und trockenlaufunempfindlich, fördern aber im Gegensatz zu den Verdrängerpumpen nur eine geringe Menge. In der nachfolgenden Abbildung ist das Funktionsprinzip einer Balgpumpe dargestellt.

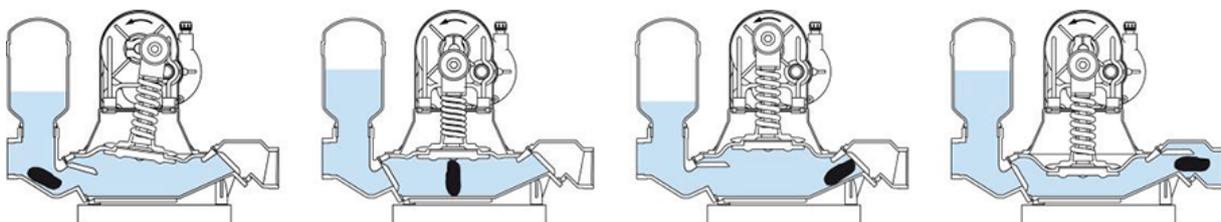


Abbildung 16: Funktionsschema Balgpumpe

Wie bei der Balgpumpe können auch bei der Exzentrerschneckenpumpe dickflüssige, pumpfähige Substrate befördert werden. Im Gegensatz zur Balgpumpe ist sie jedoch nur für geringe Störstoffanteile geeignet. Die Exzentrerschneckenpumpe ist empfindlich gegen Trockenlauf und es ist darauf zu achten, dass der Störstoffanteil gering bleibt.



Abbildung 17: Exzentrerschneckenpumpe

Die Drehkolbenpumpe reagiert auf Störstoffe weniger empfindlich als die Exzentrerschneckenpumpe. Ein großer Vorteil sind eine hohe Förderleistung und der einfache robuste Aufbau, sowie die Unempfindlichkeit gegen Trockenlauf. In Abb. 18 ist das allgemeine Funktionsprinzip einer Drehkolbenpumpe dargestellt.

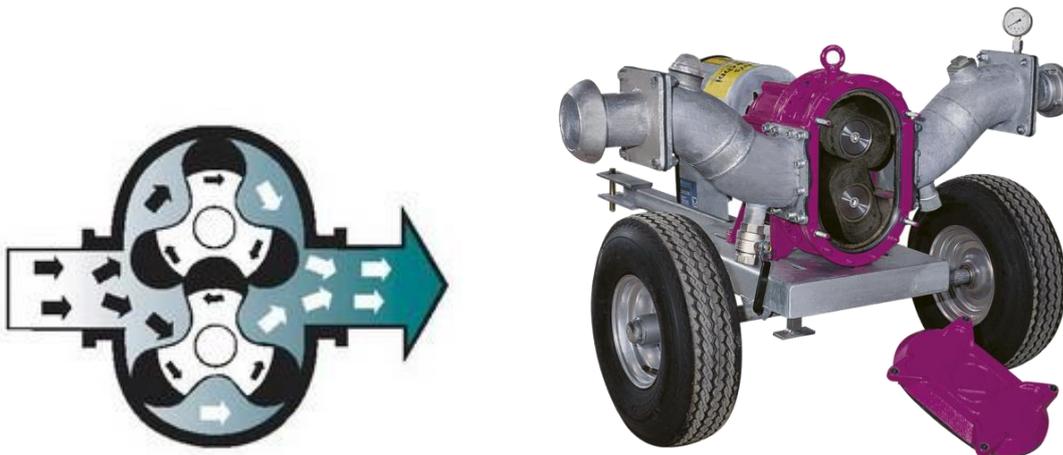


Abbildung 18: Drehkolbenpumpe

Transport des Gärsubstrates

Der Transport des Gärsubstrates zwischen den Fermentern erfolgt durch Leitungen. Bei vielen bestehenden Biogasanlagen bestehen häufig Probleme bei den Substratleitungen. Zwischen den Fermentern und zum Endlager können Kunststoffrohre verwendet werden. Der Durchmesser sollte dabei zumindest 300 mm betragen (Spülanschlüsse vorsehen). Zu vermeiden sind:

- Rohfaserhaltige Substrate
- Längere waagrechte Strecken, denn sie führen zu Ablagerungen und daher zu Verstopfungen
- Senkrechte Leitungen mit anschließender Überführung in eine waagrechte Strecke, da sie fast immer Verstopfungen aufgrund von Schwimmdecken in den Leitungen bedingen
- Direkte Ableitung der Substrate gegenüber dem Rührwerk. Die Leitungen werden dabei zum Teil mit Sand verstopft
- Zu tiefe Anordnung des Ablaufes – Gefahr des Verstopfens und erhöhter Bakterienaustrag

Können diese Einschränkungen nicht ausgeschlossen werden, sind druckbehaftete Leitungen zu verwenden, die einen Durchmesser von mind. 150 mm aufweisen. Aufgrund der Korrosionsgefahr sollte generell kein Schwarzstahl für Substratleitungen verwendet werden. Sehr oft werden PE-Rohre verwendet. Allerdings ist darauf zu achten, dass keine Abzweiger und möglichst wenige Bögen (keine 90° Bögen!!) verwendet werden und die Installation unterirdisch erfolgt.

Einbringung fester Substrate

Zunehmend werden feste Stoffe ohne Vorgrube direkt in den Fermenter eingebracht. So können nachwachsende Rohstoffe und Kofermente unabhängig von Gülle dem Gärprozess zugeführt werden. Es wird damit auch möglich, den Trockensubstanzgehalt im Gärbehälter zu erhöhen und somit dessen Produktivität zu steigern. Während zu Beginn der Direkteinspeisung einfache Systeme wie beispielsweise Einwurfschacht, Einspülschacht und Bunker mit Eintragschnecken eingesetzt wurden, setzen sich zunehmend adaptierte Futtermischwagen und Abschiebecontainer mit Wiegeeinrichtungen durch. In Abb. 19 werden die verschiedenen Möglichkeiten der Direkteinbringung von stapelbaren Substraten dargestellt.

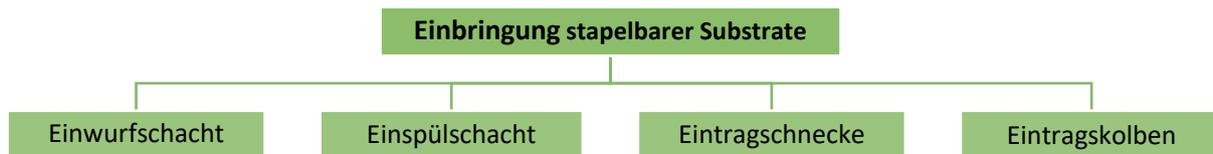


Abbildung 19: Systeme zur Einbringung von festen Substraten

Einwurfschächte zeichnen sich durch eine einfache Technik mit geringem baulichem Aufwand und geringen Geruchsemissionen aus. Dieses System ermöglicht jedoch keine automatische Dosierung der Beschickung, wodurch zumeist ein- bis zweimal täglich große Mengen an Substrat eingebracht werden. Die stoßweise Einbringung führt zu Temperaturschwankungen und hohen Mengen an organischer Substanz, wodurch der Gärprozess zwischenzeitlich beeinflusst wird und es zu Schwankungen im Gasertrag kommt.

Einspülverfahren sind universell einsetzbar, besitzen eine einfache Technik und sind zuverlässig und günstig. Warme Gülle als Spülflüssigkeit erzeugt allerdings erhebliche Geruchsprobleme, was in ortsnahen Gebieten zu Problemen mit den Anrainern führen kann. Ein weiteres Problem stellt die ebenfalls stoßweise Einbringung einer großen Menge an Substrat dar, wodurch es vor allem im Winter zu einem Temperaturabfall im Fermenter kommt sowie zu einem starken Anstieg der organischen Substanz. Die Mikroorganismen reagieren stark auf Veränderungen im Prozessverlauf, wodurch es zu einer diskontinuierlichen Gaserzeugung im Fermenter kommt. Dies wirkt sich negativ auf die Methan- und Schwefelwasserstoffbildung im Biogas aus.

Bei der Einspeisung der festen Substrate mittels Eintrags- bzw. Förderschnecken wird der Feststoff durch Stopfschnecken unterhalb des im Fermenter befindlichen Flüssigkeitsspiegels gedrückt. So ist gesichert, dass kein Gas austreten kann. Im einfachsten Fall steht bei dieser Methode der Feststoffdosierer auf Höhe der Fermenterdecke, so dass nur eine Schnecke zur Einbringung notwendig ist. Ansonsten muss die Höhe des Fermenters mit Steigschnecken überwunden werden.

Das System der Feststoffeinbringung mittels Eintragskolben ist flüssigkeits- und gasdicht und universell einsetzbar. Ein hydraulisch betriebener Förderzylinder presst die Feststoffe mit bis zu 35 t in einen Druckkanal, der unter dem Flüssigkeitsspiegel des Fermenters liegt. Um zu verhindern, dass Flüssigkeit aus dem Fermenter austritt, wird nach dem Pressvorgang der Kanal mit Hilfe eines hydraulischen Schiebers wieder verschlossen. Die Feststoffeinbringung mittels Presskolben ermöglicht ebenfalls eine automatische, exakte Dosierung der Substratzugabe in beliebigen Zeitintervallen. Es besteht allerdings

die Gefahr der Sinkschichtenbildung sowie Verklumpung des eingepressten Substrates, wodurch das Substrat nicht optimal zugänglich für die Mikroorganismen im Fermenter ist.



Abbildung 20: Eintragungsschacht für feste Gärsubstrate

Zur Beschickung der Schnecken und Eintragskolben werden Vorlagebehälter mit und ohne Zerkleinerungswerkzeuge eingesetzt. Untersuchungen über die Häufigkeit der verschiedenen Systeme zur Feststoffeinbringung haben gezeigt, dass bei über 57 % der Anlagen ein Futtermischwagen mit Schneckeneintrag eingesetzt wird. Neben dem Futtermischwagen kommen auch Abschiebecontainer und Bunkersysteme mit Kratzboden oder Schubboden als Bevorratungsbehälter zum Einsatz.

Futtermischwagen stellen eine sehr gute Möglichkeit dar, um stapelbare Substrate automatisch in kleinen Dosen über den Tag verteilt in den Fermenter einzutragen. Eine gewichtsgesteuerte Zugabe ermöglichen Wiegezellen.

Die Zugabe in den Fermenter erfolgt ohne Flüssigkeitszugabe und ist mit hohen TS-Gehalten möglich. Der Futtermischwagen wird ein- bis zweimal am Tag mittels Rad- oder Frontlader oder in selteneren Fällen mittels Hallenkran befüllt. Das Substrat wird im Inneren des Futtermischwagens durch Zerkleinerungs- und Mischaggregate ideal aufbereitet, wodurch dieses System gegenüber anderen Vorlagebehältern einen wesentlichen Vorteil aufweist.



Abbildung 21: Vorlagebehälter mit Wiegeeinheit

Die Kosten für Schrecken sind abhängig von der zu überwindenden Höhe, der Schneckenausführung und vom Aufstellungsort des Vorlagebehälters. Die Förderkapazität der Schnecken kann bis zu 15 t Substrat pro Stunde betragen. Die Feststoffeinbringung mittels Eintragungsschnecken ermöglicht eine exakte Dosierung der Substratzugabe in beliebigen Zeitintervallen, wobei eine Automatisierung

51

möglich ist. Auf den Verschleiß der Schnecken und auf eine mögliche Brückenbildung am Übergang von Vorlagebehälter zur Schnecke ist zu achten.

Presskolben zeichnen sich ebenfalls durch gute Dosierbarkeit und Automatisierbarkeit aus. Die Förderkapazität beläuft sich auf ca. 4 t Substrat pro Stunde.

Vergleich der Eintragungssysteme

	Eintragungsschnecken	Eintragskolben
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Freie Wahl des Aufstellungsortes ▪ Automatisierbarkeit des Eintrages 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gute Dosierbarkeit ▪ Automatisierbarkeit des Eintrages
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Antrieb in den Schneckengehäusen und an den Schnecken ▪ Mögliche Brückenbildung des Materials 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gefahr des Verklumpens des eingepressten Materials
Förderkapazität [t FM/h]	Ca. 15	Ca. 4

Tabelle 8: Vergleich der Eintragungssysteme

Die verschiedenen Vorlagebehälter bieten unterschiedliche Vor- und Nachteile. In Tab. 2 wurden Futtermischwagen und Abschiebecontainer vergleichend dargestellt.

Vergleich der Vorlagesysteme

	Futtermischwagen	Abschiebecontainer
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Schneiden und Zerkleinern ▪ Mischen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Großes Aufnahmevermögen ▪ Geringe Bauhöhe
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Dichtigkeit bei matschigen Stoffen ▪ Hohe Anlaufbelastung bei vollem Mischer 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Schichtbildung ▪ Ausreichende Struktur des Materials
Stromaufnahme [kWh/t FM]	Ca. 2,7	Ca. 1,2 - 2,3
Fassungsvermögen [m ³]	< 80	< 120 (Beton), < 80 (Stahl)

Tabelle 9: Vergleich der Vorlagesysteme

4.3 Fermenter

Im Fermenter erfolgt die Haupttätigkeit der Biogasanlage, der Abbau der organischen Substanz und die Bildung des Biogases. In der Praxis haben sich mehrere Bauarten etabliert. Um den Bakterien Zeit zum Abbau der organischen Substanz zu geben ist eine theoretische Verweilzeit von 20 – 40 Tagen vorzusehen. Der max. Trockensubstanzgehalt im Fermenter orientiert sich an den Grenzen der Rührtechnik und des Verhinderns von Schwimmdecken.

Einteilung der Fermenter nach verschiedenen Kriterien

Kriterium	Unterscheidungsmerkmal
Aufstellung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Stehende Fermenter ▪ Liegende Fermenter
Art der Durchmischung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vollständig durchmischte Fermenter ▪ Horizontal durchmischte Fermenter ▪ Vertikal durchmischte Fermenter
Anzahl der Gärkammern	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Einkammerige Fermenter ▪ Mehrkammerige Fermenter
Trockensubstanzgehalt	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nassfermentation ▪ Trockenfermentation
Prozessfluss	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Statisch ▪ Kontinuierlich ▪ Vorgeschaltete Hydrolyse

Tabelle 10: Einteilung der Fermentertypen

Liegender Stahl oder Beton Fermenter (Pfropfenstromfermenter)

Bei den ersten Biogasanlagen wurde der Fermenter oftmals aus alten Lagertanks erstellt. War dieser Tank doppelwandig so wurde die Beheizung im Hohlraum der Stahlwände durchgeführt. Die Aufstellung erfolgt liegend auf entsprechend dimensionierte Lager. Die Beschickung und der Überlauf befinden sich auf den jeweils gegenüberliegenden Enden und es entsteht dadurch im Inneren ein langsamer Substratstrom Richtung Überlauf. Gerührt wird mittels einer Rührwelle, welche eine leichte Vorwärtsbewegung des Substrates einleitet, und auch mögliche Sinkschichten mitbefördert. Kann die Beheizung nicht in der Außenwand durchgeführt werden, so ist meistens die Rührwelle zugleich Heizeinrichtung.



Abbildung 22: Rohreaktor Freiaufstellung und im Gebäude integriert

Der Sinkschichtaustrag sowie die schonende Rührtätigkeit werden von vielen als besondere Vorteile hervorgehoben. Nachteilig wirkt sich bei einer Ausführung in Stahlbauweise die Größenbegrenzung aus. Um diesem Nachteil zu entgehen, wurden in letzter Zeit viele derartige Anlagen in liegender eckiger Betonbauweise ausgeführt.

Stehende runde Betonbehälter

Die Lagerung von Gülle erfolgt schon seit längerer Zeit in rund ausgeführter Betonbauweise. Die Vorteile der Statik und dem damit verbundenen geringeren Materialbedarf sprechen für diese Art der Ausführung. Die Temperaturbeanspruchung sowie die Belastung der gebildeten Säuren und Gase ist durch entsprechende Betongüte entgegenzuwirken. Zum Teil wird der Gasraum noch zusätzlich durch Beschichtungen geschützt. Die Beheizung erfolgt entweder durch eine Fußbodenheizung oder Wandheizung. Meist werden dazu Edelstahlrohre verwendet, die an der Fermenterinnenseite angebracht werden.

Damit der Beton keinen zu großen Temperaturspannungen ausgesetzt ist, ist darauf zu achten, dass der gesamte Behälter außen isoliert wird. Bei im Erdreich verlegten Isolierungen darf es keinen Einfluss durch Grundwasser geben. Ebenso muss die Isolierung gänzlich gegen äußere Einflüsse geschützt und eine Luftzirkulation zwischen der Isolierung und der Behälterwand sicher verhindert werden. Die Isolierung der Bodenfläche erfolgt üblicherweise mit druckbeständigen Platten aus extrudiertem Polystyrol. Bei der Wandisolierung können gerade Platten 2-lagig ausgeführt werden. Die übliche Isolierstärke beträgt 8 – 10 cm. Ebenso möglich ist die Anwendung von bereits auf den Behälterdurchmesser angepassten Platten. Diese können direkt in der Schalung aufgestellt werden und ergeben durch Falze eine direkte Verbindung mit dem Beton.



Abbildung 23: Fermenter freistehend

Ring in Ringsystem („Pott in Pott“)

Eine besondere Form stehender Betonfermenter ist das Ring-in-Ringsystem. Wie der Name schon sagt, besteht dieser Fermenter aus einem Außenring und einem kleineren Innenring. Im Innenring wird das Substrat eingetragen und dort vergoren. Das ausgegorene Substrat gelangt dann durch einen Überlauf in die äußere Kammer. Der Außenring dient als Gärrestlager. Über die beiden Ringe wird eine gasdichte Betondecke errichtet. Ein Vorteil dieser kompakten Anordnung sind kürzere Pumpwege und dadurch geringere Betriebskosten.



Abbildung 24: Fermenter freistehend, Ring-in-Ring-System

Fermenter aus Stahl

Die Fermenter müssen aber nicht unbedingt aus Beton errichtet werden. Einige Firmen bieten auch Behälter aus Metall an. Die Bleche werden hierbei durch ein spezielles Verfahren so gefalzt, dass eine beständige Verbindung und damit Dichtigkeit gegeben ist. Ein großer Vorteil dieser Variante ist die schnelle Errichtung der Behälter.



Abbildung 25: Fermenter in Stahlbauweise

Wird neben dem Fermenter auch ein Nachfermenter errichtet so ist die Ausführung beider Behälter gleich. Beim Einsatz von Ausgangssubstraten welche auch Fremtteile wie Sand enthalten, ist unbedingt eine Sinkschichtaustragung vorzusehen. Diese kann entweder in Form einer Vertiefung im Boden, als radial angeordneter Schneckenkanal oder als radial angelegter Spülkanal im Fermenter beinhaltet sein. Außen wird das ausgetragene Material immer von einer Schnecke auf den Füllstand des Behälters befördert und gewährleistet somit den sicheren Verschluss des Fermenters.

Beim Spülkanal in Verbindung mit oberirdischer Errichtung kann der Verschluss auch nur mit Schiebertechnik erfolgen. Bei Anlagen mit oberirdischer Errichtung werden zum Teil auch größere Einstiegsöffnungen in der Seitenwand vorgesehen. Die Größe muss dabei mindestens den Einstieg eines Minibaggers ermöglichen. Die Öffnung des Fermenters stellt immer einen kritischen Zustand dar und es ist höchste Vorsicht geboten. Solange sich noch zündfähige Gase im Fermenter befinden, darf

sich keine Zündquelle in der Nähe befinden. Das Nachgasen der, nach dem Entleeren, im Behälter verbleibenden Feststoffe darf ebenfalls nicht unterschätzt werden.

Batch-Fermenter (statisches Verfahren)

Batch kommt aus dem Englischen und bedeutet in diesem Fall Ladung, Füllung. Der Fermenter wird bei diesem Verfahren zu Beginn auf Sollfüllstandsniveau gefüllt. Während der anschließenden Fermentation erfolgt keine neuerliche Zugabe von Ausgangsmaterialien. Die Gasproduktion setzt nach dem Beginn langsam ein und flacht nach dem Höhepunkt wieder ab. Um gleichbleibende Gasmengen zur Verwertung zur Verfügung zu haben, müssten unbedingt mehrere Behälter nebeneinander u. abwechselnd betrieben werden.

Nach dem fertigen Ausfaulen wird der Batch – Behälter bis auf 5 – 10 % entleert und anschließend wieder mit frischem Ausgangsmaterial gefüllt. Die Restmenge von 5 – 10 % dient dabei als Impfmateriel für das frisch zugeführte Material. Die Materialsammlung muss dabei immer eine gesamte Füllung eines Batch-Behälters ermöglichen. Allein dadurch kann es bereits zu Abbauvorgängen kommen. Aufgrund der unterschiedlichen Gasbildungsrate und der Notwendigkeit mehrere Behälter errichten zu müssen, werden diese Anlagen in Mitteleuropa nicht angewendet. Bedeutung hat das Batch Verfahren allerdings für die Ermittlung von zu erwartenden Gaserträgen. In Labors werden üblicherweise die Versuche mit diesem Verfahren durchgeführt



Abbildung 26: Batch-Versuch des Gärsubstrates

Vorgeschaltete Hydrolyse

Die Hydrolyse ist der kritische Prozess bei der Vergärung. Versäuernde Bakterien und die Essigsäure- bzw. Methanbildner haben unterschiedliche Anforderungen an ihre Umgebung, wie z.B. die Temperatur. Deshalb wird die Hydrolyse abgetrennt von der Vergärung im Fermenter in einer separaten Einheit durchgeführt. Damit wird der Hydrolyse-Prozess kontrollierbar. Nach Abschluss des Hydrolysevorgangs ist die aufgeschlossene pumpfähige Biomasse für die Methanbakterien im Fermenter besser verfügbar. Hydrolyse- und Methanbakterien stören sich gegenseitig bei Biogasanlagen. Ein Vergleich zeigt, dass Hydrolyse und Methanbakterien ganz unterschiedliche Lebensraumbedingungen bevorzugen. Wenn die Biogasanlage nur eine geringe Raumbelastung aufweist (σ TTS-Gehalte unter 2 kg/m^3 Fermentervolumen und Tag) wirken sich diese gegenseitigen

Störungen nicht so sehr aus. Mit steigenden Herstellungs- und Biomassepreisen steigt der ökonomische Druck, eine Biogasanlage an den Kapazitätsgrenzen zu betreiben, höhere Raumbelastungen müssen erreicht werden. Damit wird die Biologie instabiler und sensibler. Mit einer vorgeschalteten Hydrolysestufe können Raumbelastungen im Fermenter bis zu 7 kg oTS/m³ Fermentervolumen und Tag erreicht werden.



Abbildung 27: vorgeschaltete Hydrolyse-Einrichtung

4.4 Endlager

Neben dem Biogas fällt im Rahmen des Fermentationsprozesses auch ein nährstoffreiches, organisches Nebenprodukt an, das je nach Art der eingesetzten Substrate als Biogasgülle oder als Gärrest bezeichnet wird. Der Gärrest bzw. die Biogasgülle wird in der Regel auf den Biogasanlagen in sogenannten Endlagern oder Fermentationsrückstandslagern bis zur Ausbringung auf die Felder gelagert.

Die Fermentationsrückstände werden ähnlich den flüssigen Wirtschaftsdüngern Gülle und Jauche auf die Nutzflächen zur Nährstoffversorgung unterschiedlichster Kulturpflanzen ausgebracht. Es wird dabei eine Logistik und Ausbringungstechnologie eingesetzt, die es ermöglicht die Fermentationsrückstände bodennah beispielsweise mit sogenannten Schleppschlauchverteilsystemen in die Vegetation auszubringen. Um den Nährstoffkreislauf möglichst schließen zu können ist es sehr wichtig, die Fermentationsrückstände bedarfsgerecht in die Pflanzenbestände auszubringen.

Es gibt verschiedene Lagermöglichkeiten, gängig sind Endlager in Beton und Stahlbauweise, sowie Güllelagunen.



Abbildung 28: Endlager in offener Bauweise

Bei beiden Lagersystemen ist eine Leckerkennung vorzusehen um eine Gefährdung der Umwelt (z.B. Grundwasser) vorzubeugen. Ein Vorteil der Güllelagunen ist die einfachere bauliche Umsetzung eines Endlagers. Üblicherweise enthalten Endlager keine Beheizung und werden auch nicht isoliert. Um die Fermentationsrückstände vor dem Ausbringen auf die landwirtschaftlichen Flächen aufzurühren, kommen einfache Propellerrührwerke zum Einsatz. So kann entweder ein Tauchmotorrührwerk fest installiert sein und/oder speziell bei Lagunen ein Rührwerk über die Zapfenwelle eines Traktors angetrieben werden.

Je nach Fermentationsdauer können die eingetragenen Substrate noch Biogas bilden. Derzeit finden Untersuchungen zu den Restmethanpotenzialen von Fermentationsrückständen statt, um eine gesicherte Bewertung der Restmethanpotenziale vornehmen zu können. Bei großen Biogasanlagen erreichen die Endlagerkapazitäten oftmals mehrere tausend Kubikmeter und es sind daher die zusätzlichen Kosten für die Ausbringung der Gülle nicht zu unterschätzen. Um die Kosten für die Ausbringung zu minimieren, wird teilweise die Separierung (Trennung) der flüssigen von der festen Phase angestrebt. In der festen Phase steckt ein Großteil des pflanzenverfügbaren Düngers. Durch diese Konsistenz kann die feste Phase auf Lagerflächen zwischengelagert und wie Festmist auf Nutzflächen ausgebracht werden. Des Weiteren kann das Endlager kleiner dimensioniert werden, was wiederum ökonomische Vorteile bringt. Zur Phasentrennung kommen Siebtrommelseparatoren und Pressschneckenseparatoren zum Einsatz.

4.5 Rührwerke

Rührwerke werden zum Homogenisieren der zu vergärenden Substrate in der Vorgrube, zum Durchmischen und zur Vermeidung von Sink- und Schwimmschichten im Fermenter verwendet. In der Vorgrube werden hauptsächlich Stabmixer oder Tauchmotor – Propellerrührwerke eingesetzt. Die Wahl der Rührwerke hängt unter anderem stark von der Form (liegend, stehend, Gashaube/Betondecke) des Fermenters ab. In horizontalen Fermentern werden langsam laufende, mechanische Paddelrührwerke eingesetzt.

Die bisher üblichen Propellerrührwerke sind Schnellläufer, welche zum Teil Probleme beim Verhindern von Schwimmdecken aufweisen. Zusätzlich findet dabei eine sehr starke Rührtätigkeit statt, welche den Bakterien zum Teil das Futter „vom Maul wegrißt“ und beim Anlaufen einen Gasstoß verursachen kann. Diese erhöhte Gasmenge enthält dann oftmals einen erhöhten Schwefelgehalt. Im Endlager sind diese Rührwerke allerdings nach wie vor die beste Wahl. Im Fermenter versucht man immer mehr durch Langsamläufer schonend zu rühren. Dies erfolgt entweder durch Paddelrührwerke oder durch Großflügelrührwerke. In Abb. 29 ist ein Paddelrührwerk in einem liegenden Fermenter zu sehen. Die Fermenterheizung befindet sich im Rührwerk. Gut zu erkennen sind die spiralförmig verteilten Paddel auf der Zentralwelle. Die Paddel durchbrechen bei der Drehung die Oberfläche des Fermenterinhalt und zerstören dadurch wirksam eventuell entstehende Schwimmdecken.



Abbildung 29: Rührwerkstypen

Ein Beispiel für einen Langsamläufer ist in Abb. 29 (rechts) abgebildet. Die Durchführung der Antriebswelle erfolgt oberhalb des max. Flüssigkeitsstandes im Fermenter. Da sich die Durchführung im Gasraum befindet, muss diese gasdicht und Vorschriften des Explosionsschutzes erfüllen. Tauchmotor-Propellerrührwerke werden höhenverstellbar und zum Teil auch schwenkbar ausgeführt (Abb. 30). Der Elektromotor ist Flüssigkeitsdicht verkapselt und kann eine Leistung zwischen 2 und 25 kW haben. Auch für Tauchmotorrührwerke gilt die Vorschrift betreffs Explosionsschutz und Sicherheit.



Abbildung 30: Tauchmotorrührwerk

4.6 Gasaufbereitung

Die Biogastechnik hat den riesigen Vorteil, dass das entstehende Biogas den gleichen Hauptenergieträger wie Erdgas, nämlich das Methan (CH_4), enthält. Neben Methan und Kohlendioxid beinhaltet das Rohbiogas auch geringe Mengen an Stoffwechselprodukten aus dem anaeroben Umbauprozess und ist zudem mit Wasserdampf gesättigt.

Komponenten von Biogas und ihre Wirkungen

Komponenten	Anteil	Wirkungen
Methan (CH ₄)	50 – 75 Vol.-%	Brennbare Gaskomponente
Kohlenstoffdioxid (CO ₂)	20 – 50 Vol.-%	Vermindert Brennwert und Zündverhalten, erhöht die Methanzahl und Klopfestigkeit von Motoren, fördert Korrosion, falls das Gas feucht ist, schädlich für alkalische Brennstoffzellen (AFC)
Schwefelwasserstoff (H ₂ S)	0 – 5.000 ppm	Korrosion in Aggregaten und Rohrleitungen, SO ₂ -Emissionen nach Verbrennung, Katalysatorgift
Ammoniak (NH ₃)	0 – 500 ppm	Vermindert den Brennwert und Zündverhalten, schädlich für Brennstoffzellen, NO _x -Emissionen nach Verbrennung
Wasserdampf (H ₂ O)	1 – 5 Vol.-%	Korrosion in Aggregaten und Rohrleitungen, Kondensat beschädigt Instrumente und Aggregate, bei Frost Vereisungsgefahr von Rohrleitungen und Düsen
Stickstoff (N ₂)	0 – 5 Vol.-%	Vermindert Brennwert und Zündverhalten
Siloxane	0 – 50 mg/m ³	Nur bei der Verwertung von Abwässern oder Abfällen, bilden Quarzablagerungen welche wie Schleifmittel wirken und Motoren schädigen

Tabelle 11: Komponenten des Biogases

Kohlendioxid, Schwefelwasserstoff und Wasserstoff fördern die Korrosion in Rohrleitungen und Nutzungsaggregaten. Die abweichenden Inhaltsstoffe von Biogas gegenüber Erdgas machen eine Aufbereitung des Biogases entsprechend dem gewählten Verwertungsverfahren notwendig. Die verschiedenen Verwertungsverfahren stellen unterschiedliche Ansprüche an die Gasqualität.

Wird Biogas in einem BHKW oder Gasbrenner energetisch genutzt so besteht die Gasaufbereitung üblicherweise nur aus der Entschwefelung, teilweisen Trocknung und wenn notwendig der Siloxanentfernung.

4.6.1 Entschwefelung

Die Entschwefelung von H₂S kann durch mehrere Verfahren erfolgen.

Verfahren zur Entschwefelung von Biogas

Verfahren	Trenneffekt
Biologische Entschwefelung durch den Eintrag von Luft in den Fermenter	Biologische Oxidation von H ₂ S im Gasraum des Fermenters durch Bakterien unter Bildung von S, SO ₃ ²⁻ , SO ₄ ²⁻
Externe Entschwefelung in einer Tropfkörperanlage	H ₂ S Absorption und mikrobiologische Oxidation finden am gleichen Ort statt
Biowäscher	H ₂ S Absorption und mikrobiologische Oxidation finden am gleichen Ort statt
Fällung	Eisenchlorid führt zur Ausfällung von H ₂ S als Eisensulfid (Fe ₂ S ₃)
Membrantrennung	Membrandurchlässigkeit von H ₂ S ist höher als die für CH ₄ und CO ₂

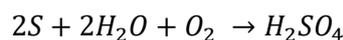
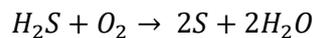
Entschwefelung mit eisenhaltigen Massen	Bildung von Eisensulfiden
Entschwefelung mit Zinkoxid	Adsorbieren des Schwefelwasserstoffs an Zinkoxid
Entschwefelung mit Aktivkohle	Adsorbieren des Schwefelwasserstoffs an Aktivkohle

Tabelle 12: Entschwefelungsverfahren

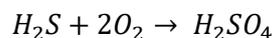
4.6.1.1 Biologische Entschwefelung

Die biologische H₂S-Eliminierung beruht auf der Absorption von Schwefelwasserstoff in Wasser und einer anschließenden biologischen Oxidation des in Wasser gelösten Schwefelwasserstoffs durch suspendierte bzw. immobilisierte Schwefelbakterien mit Luftsauerstoff zu Schwefel. Schwefelbakterien (*Thiobacillus* und *Sulfolobus*), die in der Vergärungsmasse enthalten sind, wandeln das im Vergärungsprozess gebildete H₂S zu elementarem Schwefel (S) und weiter zu Sulfat (H₂SO₄) um.

Neben Schwefelwasserstoff benötigen die Bakterien auch Kohlenstoff, anorganische Salze (N, P, K) sowie Spurenelemente (Fe, Co, Ni). Diese Substanzen liegen im Fermenter in ausreichendem Maße vor. Sauerstoff dagegen, der aufgrund der anaeroben Bedingungen im Reaktor nicht vorhanden ist, muss eigens in den Gasraum eingeblasen werden.



Auch die direkte Oxidation von Schwefelwasserstoff zu Sulfat ist möglich:



Abhängig von der Temperatur, der Reaktionszeit, der spezifischen Oberfläche sowie auch Ort und Menge der zugeführten Luft können Entschwefelungsraten bis zu 99% mit diesem Verfahren erreicht werden. Positiv auf diesen Prozess wirken sich Temperaturen über 20°C und feuchte Bedingungen aus. Die biologische Entschwefelung kann extern als Biowäscher oder auch als Tropfkörperanlage sowie innerhalb des Fermenters ausgeführt werden.

4.6.1.2 Entschwefelung im Fermenter

Eine in den Fermenter integrierte biologische Entschwefelung wird durch das Einblasen von Luft (i.d.R. 8-12Vol.-%. des Biogasvolumens) in den Gasraum des Fermenters erreicht. Dieses Verfahren ist technisch sehr einfach auszuführen und Stand der Technik vor allem bei kleinen Biogasanlagen. Nachteilig an diesem Verfahren ist die sehr grobe Luftzudosierung, die besonders bei schwankenden H₂S-Gehalten im Biogas nur eine teilweise und unzuverlässige Entschwefelung ermöglicht bzw. bedingt durch die ungenaue Steuerung des Luftgebläses einen sehr hohen Inertgasanteil (Luft) im Biogas zur Folge haben kann. Der erhebliche Inertgas- bzw. Sauerstoffeintrag beeinträchtigt auch die Biogasqualität und verschlechtert die Voraussetzungen für weitere Aufbereitungsprozesse, da eine Nachreinigung und Entfernung von O₂ und N₂ erforderlich ist. Erst ab einer Anlagengröße oberhalb von 200 kWel. wird die biologische Entschwefelung in einen externen Reaktor verlagert. Ein Vorteil der biologischen Entschwefelung im Fermenter ist die Tatsache, dass der Schwefel über den Austrag der Gülle wieder in den natürlichen Stoffkreislauf zurückgeführt wird.



Abbildung 31: Innenansicht Fermenter mit Entschwefelungseinrichtung

4.6.1.3 Entschwefelung in einer Tropfkörperanlage

Im Gegensatz zur Entschwefelung im Fermenter findet bei diesem Verfahren die mikrobiologische Reaktion in einer externen Tropfkörperanlage statt. Die für den biologischen Abbau von Schwefelwasserstoff benötigten Bakterien (*Thiobacillen*) sind in der umlaufenden Nährlösung suspendiert als auch auf den im Reaktor befindlichen Tropfkörpern immobilisiert. Bei dieser Methode wird dem Biogas die Luft zudosiert bevor es in den Reaktor (=Biowäscher) geführt wird. Die im Reaktor angesiedelten Bakterien werden ständig mit Nährstofflösung berieselt. Die H_2S -Absorption an die Flüssigkeit und mikrobiologische Oxidation findet am gleichen Ort statt. Bei diesem Verfahren wird ebenso wie bei dem der Entschwefelung im Fermenter 4 bis 6% Luft dem Biogasvolumenstrom zudosiert. Durch die Größe des Reaktors und die Tropfkörper werden sehr große Flächen und damit sehr lange Kontaktzeiten ermöglicht. Aus diesen Gründen können auch schwer lösliche Schadstoffe aus dem Gas entfernt und sehr hohe Abbauraten bis 99% erreicht werden. Die Oxidationsprodukte Schwefel und Sulfat werden mit der Nährlösung ausgeschleust. Die im Kreislauf geführte Nährlösung muss somit teilweise ausgetauscht werden. Die optimale Temperatur der Waschlösung sollte zw. 28 und 32°C liegen, damit die Mikroorganismen optimal arbeiten können. Die Luftzudosierung ist bei dieser Ausführung gut steuerbar, wodurch sich der Inertgaseintrag ca. 1,5-2Vol% begrenzen lässt.

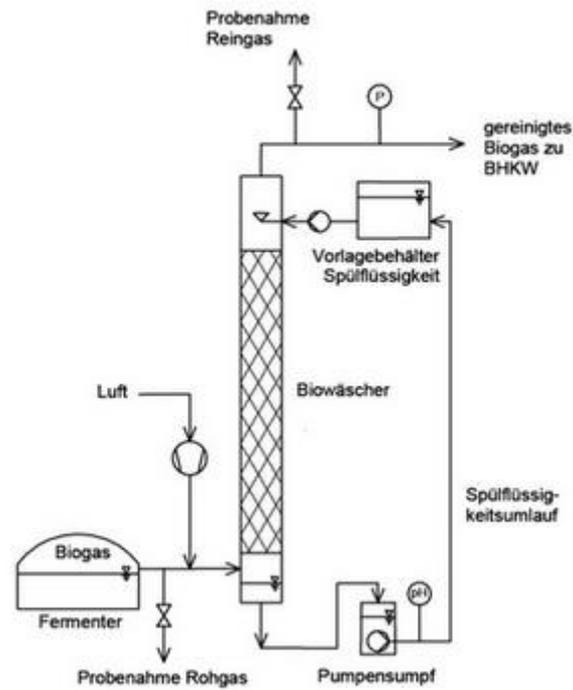


Abbildung 32: Funktionsschema Tropfkörperanlage

4.6.1.4 Biowäscher

Biowäscher bestehen im Wesentlichen aus einem Gegenstromabsorber und einem Bioreaktor. Im Gegenstromabsorber durchströmt das Biogas eine Füllkörperkolonne, in der das zu entfernende H_2S absorbiert wird. Als Absorptionsmedium wird leicht alkalisches Wasser verwendet. Vorteile der Zugabe verdünnter Natronlauge sind, dass sich durch die im Vergleich zu Wasser höhere Basizität (pH-Milieu um 8-9) die Wasserlöslichkeit von H_2S in der Waschlösung deutlich verbessert und in der Folge höhere Beladungen bzw. Abscheideraten erreicht werden können. Die für den mikrobiellen Abbau benötigten Mikroorganismen sind ebenfalls in der Waschlösung enthalten. Danach wird diese Flüssigkeit in einen zweiten Reaktor geführt, in dem durch Zudosierung von Luft der H_2S zu Schwefel und Sulfat mikrobiologisch umgesetzt wird. Auf diese Weise besteht die Möglichkeit, optimale Betriebsbedingungen (pH-Wert, Temperatur, Sauerstoffkonzentration) für den H_2S -Abbau einzustellen. Der anfallende Elementarschwefel wird kontinuierlich aus dem Bioreaktor in einen Schwefelabscheider ausgetragen. Es muss permanent ein wenig Waschwasser und damit auch technische Natronlauge nachgespeist werden. Die regenerierte Waschlösung wird wiederum zum Wäscher zurückgeführt. Schließlich muss in den Bioreaktor auch stetig eine Nährlösung zugegeben werden, um für die Mikroorganismen optimale Lebens- und Wachstumsbedingungen aufrecht zu erhalten. Vorteilhaft an diesem Verfahren ist, dass keine Luft in den Biogasstrom eingebracht wird und durch die Oxidation des absorbierten Schwefelwasserstoffes in einem separaten Bioreaktor eine Verblockung des Wäschers ausgeschlossen werden kann. In der folgenden Abbildung ist eine derartige externe Entschwefelung schematisch dargestellt.

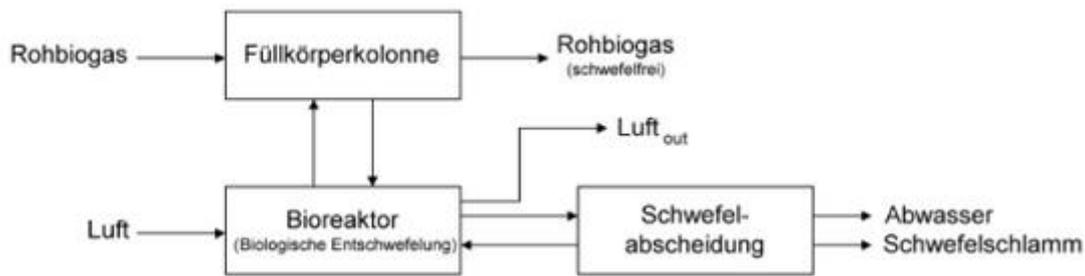


Abbildung 33: Funktionsschema Biowäscher

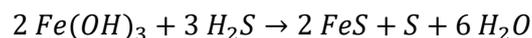
Des Weiteren ist das Verfahren sehr gut geeignet, auch sehr hohe Schwefelfrachten bis über 30.000mg/m³ aus dem Gas zu entfernen. Mit einer zweistufigen Gegenstromabsorption ist prinzipiell auch eine Grob- und Feinentschwefelung auf weniger als 5mg/Nm³ H₂S möglich. Nachteilig ist allerdings der etwas höhere apparative Aufwand im Vergleich zu einer Tropfkörperanlage.

4.6.1.5 Chemische Entschwefelung im Fermenter

Durch gezielte Zugabe von Eisen-Salzen in den Fermenter wird Schwefel als schwer lösliche Eisensulfide gebunden, der Verbrauch liegt bei 0,023 Liter Eisen-III-chlorid pro m³ Biogas. Dieses Verfahren eignet sich für die Nassvergärung, der Gehalt an H₂S kann auf 200-500mg/m³ Gas abgesenkt werden. Die chemische Entschwefelung im Fermenter wird zusätzlich eingesetzt, wenn die biologische Entschwefelung im Gasraum des Fermenters nicht ausreicht.

4.6.1.6 Adsorption an eisenhaltiger Masse

Bei einem seit langem angewandtem Verfahren zur Entschwefelung von Gasen werden Eisenoxide oder Eisenhydroxide eingesetzt. An diese Stoffe bindet sich das H₂S unter Bildung von Eisensulfiden.



Die Eisenmassen, die bei diesem Vorgang verbraucht werden, müssen periodisch durch Lufteinblasung regeneriert werden. Für einen kontinuierlichen Betrieb sind somit zwei parallel geschaltete Reinigungseinheiten nötig. Die Regenerierung kann allerdings höchstens zehnmal durchgeführt werden, danach muss die Schüttung erneuert werden.

Ein Verfahren, bei dem hingegen ein kontinuierlicher Betrieb möglich ist, benötigt zudem zudosierte Luft zur Regeneration. Die Eisenoxid-Reinigungsmasse befindet sich bei diesem Verfahren in einem turmförmigen Behälter. Von oben wird bei Bedarf frische Reinigungsmasse zugeführt, während das „verbrauchte“ Eisenoxid am Boden des Behälters abgezogen wird. Das H₂S-hältige Biogas durchfließt den Turm im Gegenstrom von unten nach oben.

Um den Verbrauch an Eisenoxid gering zu halten, wird dem Gas eine geringe Menge Luft zudosiert. Dadurch regeneriert sich die Schüttung laufend. Erst wenn sich zu viel elementarer Schwefel (entsteht bei der Regeneration) an der Oberfläche der Reinigungsmasse abgesetzt hat, lässt die Entschwefelungsleistung nach. Der Schwefel wird zusammen mit der abgenutzten Reinigungsmasse vom Boden des Behälters entfernt.

Die Hauptkomponenten einer derartigen Entschwefelungsanlage bestehen in der Regel aus einem Edelstahlbehälter zur Aufnahme der pelletierten Gasreinigungsmasse, der Erstbefüllung mit Pellets und der Regelungstechnik (im Wesentlichen die Regenerationsluftdosierung inkl. der gesamten Steuerungseinheit für die Luftzumischung, Temperaturüberwachung, Luftmengenüberwachung).

Je nach Größe der Anlage und gewünschter Betriebsweise können die Entschwefelungsanlagen unterschiedlich ausgestattet und automatisiert werden. Bei kleineren Entschwefelungsanlagen entstehen durch handbetätigte Entnahme- und Befüllschleusen sowie einfache Hebezeuge für die zuzuführende Gasreinigungsmasse geringere Investitionskosten. Allerdings ist hierbei mit höheren Betriebskosten zu rechnen.

Größere Entschwefelungsanlagen werden mit automatisch bedienbaren Schleusen ausgestattet. Drehklappen und Schieber werden elektrisch betätigt. Die Zufuhr der frischen Gasreinigungsmasse erfolgt hier durch eine Schrägförderanlage.

Auswirkung auf die Investition hat auch die Höhe der Rohbiogaskonzentration. Bei H_2S im Rohbiogas bis 1000 ppm kann die Baugröße der Anlage klein gehalten werden. Die parallele Luftzumischung kann einfach ausgeführt werden. Reinigungsleistungen bis auf Gehalte unter 1 ppm H_2S sind möglich.

4.6.1.7 Entschwefelung mit Zinkoxid

Ein weiteres Verfahren zur Entfernung von Schwefelwasserstoff mit Hilfe eines Adsorbens stellt die Entschwefelung mit Zinkoxid dar. Das Zinkoxid liegt in der Regel in Pelletsform vor.

Dieses Verfahren wird vorzugsweise zur Feinentschwefelung eingesetzt. Neben der H_2S -Entfernung kann auch Carbonylsulfid (COS) und Mercaptane mit diesem Verfahren abgetrennt werden, wenn diese vorher zu H_2S hydrolysiert werden. Die Prozesstemperatur liegt bei 200 bis 400°C.

Als wichtigster Vorteil gelten die hohen Endreinheiten von weniger als 1ppm. Nachteile sind die hohen Adsorbenskosten und die notwendige hohe Prozesstemperatur. Das beladene Sorbens kann nicht regeneriert werden.

4.6.1.8 Adsorption an Aktivkohle

Bei diesem Verfahren erfolgt die Entfernung des Schwefelwasserstoffes durch katalytische Oxidation des an der Aktivkohleoberfläche adsorbierten Schwefelwasserstoffes. Durch die Imprägnierung der Aktivkohle kann die Reaktionsgeschwindigkeit und damit die Beladungskapazität erhöht werden.

Ein sinnvoller Einsatz betrifft die Feinstreinigung bei erforderlichen Konzentrationen im Reingas < 1 ppm und erfolgt bei Schwefel-Konzentrationen von 200 bis 400 mg/m³. Bei höheren Konzentrationen wird die Aktivkohle zu schnell beladen.

Kaliumjodid imprägnierte Aktivkohle

Bei der Entschwefelung mit Kaliumjodid (KI) imprägnierter Aktivkohle müssen sowohl Sauerstoff als auch Wasser vorhanden sein. Daher kann diese Aktivkohle für Entfernung von Schwefel aus luftfreien Biogasen nicht verwendet werden.

Einen Nachteil stellen die hohen Betriebskosten dar, die sich durch die aufwändige Regenerierung (mit Dampf mit einer Temperatur über 450°C) und die notwendige Deponierung der beladenen Aktivkohle ergeben. Aufgrund der hohen Betriebskosten sollte dieses Verfahren nur zur Feinentschwefelung verwendet werden.

Kaliumcarbonat imprägnierte Aktivkohle

Auch bei mit Kaliumcarbonat (K_2CO_3) imprägnierter Aktivkohle gilt, dass diese nicht zur Feinentschwefelung sauerstofffreier Biogase verwendet werden kann. Die H_2S -Entfernung findet bei Temperaturen über $50^\circ C$ unter der Anwesenheit von Wasserdampf und Sauerstoff statt.

Die Investitionskosten sind niedrig, die Betriebskosten sind allerdings sehr hoch. Dieses Verfahren ist daher nicht zur Grobentschwefelung geeignet.

Kaliumpermanganat imprägnierte Aktivkohle

Bei einer mit Kaliumpermanganat ($KMnO_4$) imprägnierten Aktivkohleschüttung wird ein H_2S -Gehalt von 5 mg/m^3 erreicht. Bei diesem Verfahren ist kein Lufteintrag notwendig, die Investitionskosten sind gering. Die Betriebskosten sind jedoch hoch, wodurch dieses Verfahren nur zur Feinentschwefelung herangezogen werden kann.

4.6.2 Entfeuchtung

Ziel bei der Entfeuchtung ist es, den Wasserdampftaupunkt durch die verschiedenen Behandlungsverfahren zu senken. Rohbiogas ist wasserdampfgesättigt, entsprechend der ÖVGW-Richtlinie G31 wird ein Taupunkt von $-8^\circ C$ bei einem Gasdruck von 40 bar gefordert, das entspricht $51,76 \text{ mg/m}^3$.

Eine Entfeuchtung ist ebenso für Biogas für Brennstoffzellen, aber auch zur Verlängerung der Wartungsintervalle und der Erhöhung der Standzeiten der Biogas-BHKWs notwendig. Es wurden daher bereits zahlreiche großtechnischen Lösungen aus der Erdgaswirtschaft genutzt, um daraus Verfahren, die an die Größenordnungen der Biogasanlagen angepasst sind, abzuleiten. Diese Verfahren werden nachfolgend vorgestellt.

Die Auswahl des Entfeuchtungsverfahrens hängt davon ab, welche Restriktionen zu berücksichtigen sind. Die Methode nach der Kondensation (drucklos) kommt auf einen Taupunkt von max. $4^\circ C$. Werte unter dieser Grenze können nur nach der PSA-Methode (gefüllt mit Zeolithen oder Silikagel), einer mehrstufigen Behandlung mit Triethylenglykol oder mit der Membrantechnologie erreicht werden.

4.6.2.1 Entfeuchtung durch Kühlung

Für die Entfeuchtung durch Kühlung ist eine Kältemaschine erforderlich. Die Hauptbestandteile der Kältemaschine, sind Verdampfer, Verdichter und Verflüssiger, welche zu einem Kreislauf zusammengeslossen sind und in dem ein Kältemittel zirkuliert. Bei der Verdampfung des Kältemittels im Verdampfer entzieht dieser der Umgebung Verdampfungswärme. Wird nun das Gas am Verdampfer vorbeigeleitet, kann das Wasser auskondensiert und gesammelt werden.

Investitionskosten

Die notwendigen Anlageninvestitionen umfassen die Kältemaschine, den Wärmetauscher, eine Förderpumpe und den Wasserspeicher. Die zum Betrieb notwendige Kälte wird im Aggregat erzeugt. Über die entsprechenden Wärmetauscher wird das Gas zum Kondensieren gebracht.



Abbildung 34: Biogaskühlanlage

Outputqualität

Durch die drucklose Variante der Kühlung kann ein Taupunkt von 4-10° C erreicht werden. Laut ÖVGW G31-Richtlinie muss der Kondensationspunkt für Wasser bei maximal -8° bei einem Druck von 40 bar liegen. Durch die Kompression des Gases vor der Abkühlung kann der erreichbare Taupunkt gesenkt werden.

Entwicklungsstand

Die Investitionskosten dieser Entfeuchtung sind im Vergleich zur Entfeuchtung in langen Leitungen höher. Diese Variante wird derzeit in Biogasanlagen kaum eingesetzt, weil der erreichte Taupunkt für die Verstromung mittels BHKW nicht notwendig ist. Für die Netzeinspeisung kann, der in der ÖVGW-Richtlinie G31 geforderte Taupunkt durch die Kompression des Gases erreicht werden.

4.6.2.2 Membrantechnologie

Mittels dünner Membrane können aufgrund der unterschiedlichen Permeabilitäten bestimmte Komponenten aus dem Biogas abgetrennt werden. Anhand eines erhöhten Druckniveaus kann der Trennvorgang beschleunigt werden. Die wesentlichen Kostenfaktoren bei dieser Anwendung sind die Anschaffungskosten für die Membrane (Investitionskosten) und laufende Kosten beim Betrieb auf Grund des erforderlichen Druckniveaus.

4.6.2.3 Entfeuchtung mit Triethylenglykol

Eine Möglichkeit, das Biogas zu entfeuchten, ist auch die Behandlung mit Triethylenglykol. Dabei wird das Biogas durch Kontakt mit der klaren, farblosen, geruchlosen und hygroskopischen Flüssigkeit entfeuchtet. Das System ist in einem geschlossenen Kreislauf ausgeführt und daher sehr wartungsarm. Auf eventuell auftretende Schaumbildung ist zu achten, weshalb sehr häufig auch Antischaummittel als Zusatz zur Anwendung kommen. Für die Regenerierung der Waschflüssigkeit ist eine Wärmequelle notwendig. (Bei einem Betrieb eines BHKW wäre die Abwärme nutzbar.) Laut Herstellerangaben können mit verschiedenen Glykolararten auch SO₂, H₂S, CS₂ und COS abgetrennt werden.

In der folgenden Abbildung ist eine derartige Anlage zur Entfeuchtung von Gas schematisch dargestellt, wie sie im großtechnischen Maßstab in der Erdgaswirtschaft angewandt wird. Das feuchte Gas wird in der Glykolsäule entfeuchtet, das mit Wasser beladene TEG wird sodann im Regenerator reformiert und geht wieder in den Kreislauf zurück. Für die Regeneration wird eine Wärmequelle benötigt, im Bild als Treibgas dargestellt.

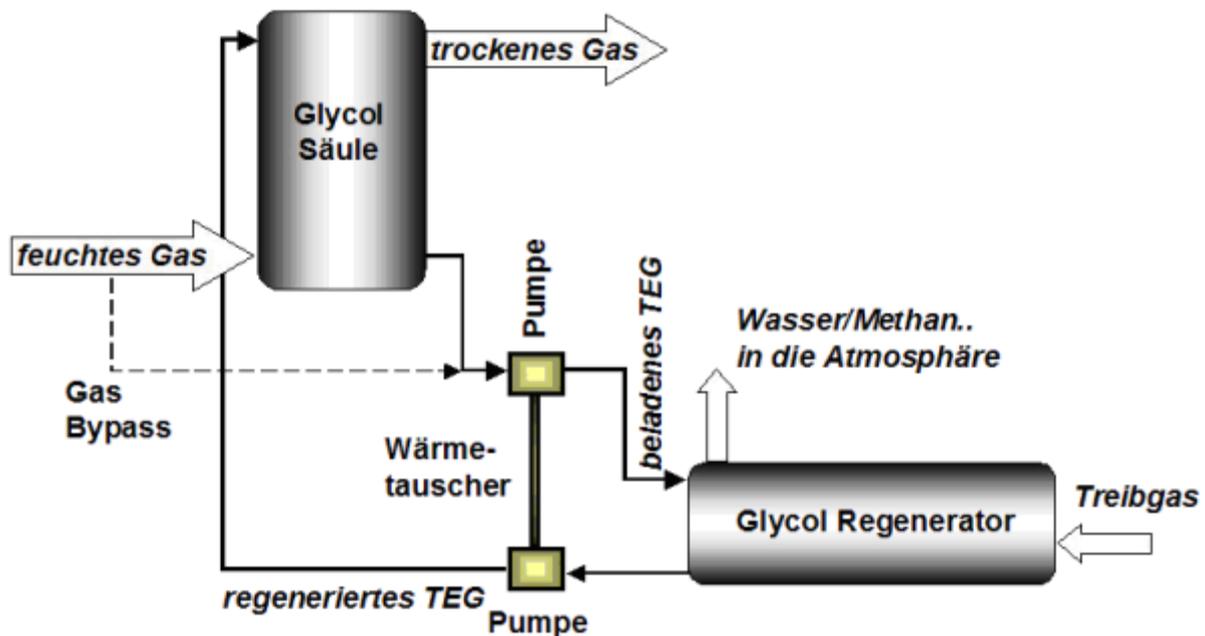


Abbildung 35: Funktionsschema Entfeuchtung mit Triethylglykol

Bei einem einstufigen Betrieb ist eine Herabsetzung des Taupunkts auf unter 10 °C möglich. Dies stellt eine ausreichende Trocknung zum Betrieb von Aktivkohle dar.

4.6.2.4 Entfeuchtung mit Kieselgel

Bei dieser Methode durchströmt das Gas den Adsorber. Dabei bindet sich das Wasser an das Kieselgel oder Silicagel. Das Verfahren wird vorrangig ab einem Volumenstrom von etwa 100 Nm³/h angewendet. Der erreichbare Taupunkt liegt bei -60°C und der Betriebsdruck beträgt 6-10 bar. Bei einem kontinuierlichen Betrieb sind zwei Adsorber notwendig. Diese werden abwechselnd beladen und regeneriert.

Die Regeneration erfolgt durch die Spülung mit trockenem Heißgas bei einer Temperatur von 120 bis 150°C. Aufgrund der höheren Temperatur wird das Wasser wieder desorbiert und mit dem Heißgas abtransportiert. Der Restwassergehalt im Adsorber ist abhängig von der Temperatur und vom Wassergehalt des Heißgases. Dieses Regenerationsverfahren wird vor allem bei großen Mengen angewendet. Durch den hohen Energieaufwand ist es für kleine Anlagen nicht wirtschaftlich.

Bei einer anderen Methode wird der Adsorber durch eine Druckabsenkung/Evakuierung und die Spülung mit einem entspannten Teilstrom regeneriert (10 bis 25% des getrockneten Gases). Die Zykluszeit beträgt 2 bis 10 Minuten. Dieses Verfahren hat gegenüber der Regeneration mit Heißgas den Vorteil, dass niedrige Taupunkte erreicht werden können und der Energiebedarf gering ist. Der Verfahrensablauf ist einfach und die Lebensdauer des Adsorbens ist länger, da keine Temperaturerhöhung erfolgt.

Vorteile dieses Trockenverfahrens gegenüber der Kondensattrocknung sind die hohe Aufnahmekapazität von Wasser, die tiefen Taupunkte, die erreicht werden können und die geringen Betriebskosten. Dieses Verfahren wird bereits bei der Erdgastrocknung angewendet.

4.6.2.5 Entfeuchtung mit Kalziumchlorid

Eine weitere, mit weniger Energieeinsatz verbundene Entfeuchtungsmethode ist die Dehydrierung mittels Kalziumchlorids. Dabei lässt sich eine Entfeuchtung auf einen Taupunkt von 10 – 12 ° C erreichen.

In der folgenden schematischen Darstellung ist ersichtlich, dass sich der Betriebsaufwand auf die Befüllung der Kolonne mit Kalziumchloridpellets reduziert. Es ist ein Betrieb auf zwei Kolonnen oder über ein periodisches System möglich. Die befeuchteten Pellets verflüssigen sich und laufen als Sole am Boden der Kolonne ab.

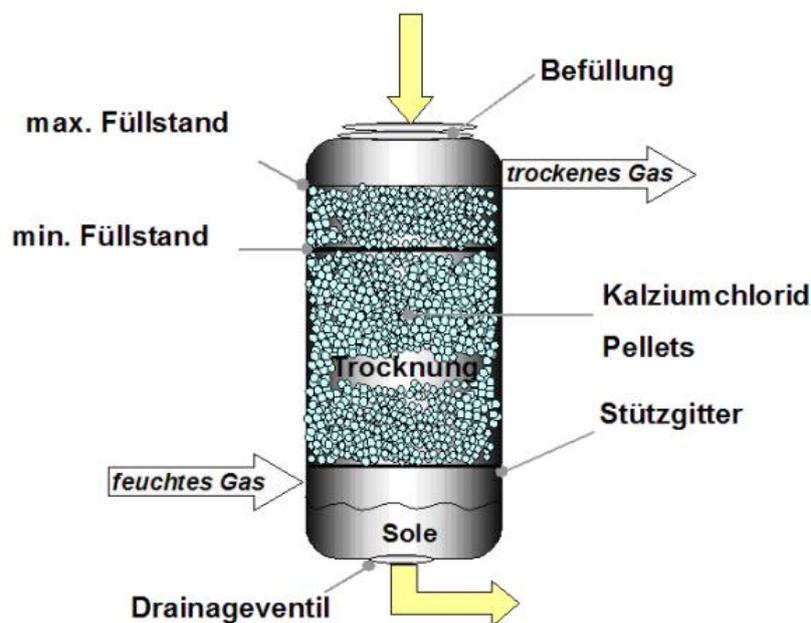


Abbildung 36: Funktionsschema Trocknung mit Kalziumchlorid

Die Investitionskosten sind im Wesentlichen für den Kessel, die notwendigen Ventile und die Rohrleitungen zu veranschlagen. Diese Methode eignet sich auch für kleinere Volumenströme.

Als Betriebskosten müssen die Kosten für die Beschaffung des Kalziumchlorids und die Entsorgung der Sole bzw. die Regenerierung des Kalziumchlorids berücksichtigt werden.

Nachteile des Verfahrens sind der erreichbare Taupunkt und Korrosion- und Verstopfungserscheinungen.

Aufgrund dieser nachteiligen Faktoren wird dieses System nur mehr selten angewendet, weshalb hier keine Werte für Investitions- und Betriebskosten erhoben wurden. Eine Verwendung dieser Technologie für Biogas mit den bekannten Inhaltsstoffen müsste im Detail geprüft werden.

4.6.3 Entfernung von Siloxanen

Siloxane ist die Bezeichnung für Sauerstoff-Verbindungen des Siliziums der allgemeinen Formel $H_3Si-(O-SiH_2)_n-O-SiH_3$. Die Polymerisationsprodukte dieser Organosiloxane sind die so genannten

Silicone. Siloxane werden als Vorstufe für Silikone eingesetzt, diese lassen sich von ihrer Anwendung her in Öle, Harze und Kautschuke einteilen.

Dieses Anwendungsspektrum zeigt, dass Siloxane häufig in Deponie- bzw. Klärgasen vorkommen können. Dies wird durch Gasmotorenhersteller, die Blockheizkraftwerke für die Nutzung von Deponie- und Klärgas erzeugen, immer wieder (aufgrund der auftretenden Schäden) kritisch erwähnt. In landwirtschaftlichen Anlagen wäre ein Eintrag über die Biosphäre (durch den Kreislauf Abwasser – Ausbringung des Klärschlammes in die Landwirtschaft – Aufnahme durch Pflanzen – Einbringung in die Biogasanlage) denkbar, wurde aber noch nicht nachgewiesen.

Als problematisch erweisen sich die Siloxane einerseits bei der motorischen Nutzung, da es bei entsprechend hohen Gehalten zu Vergasungen der Zylinderköpfe kommen kann. Andererseits besteht ein mögliches schädigendes Potenzial bezüglich Menschen und Umwelt. Bei den nicht flüchtigen Silikonen werden keine toxischen Wirkungen festgestellt. Den leicht flüchtigen Silikonen unter dem Sammelbegriff Siloxane wird eine östrogene Wirkung bzw. eine Unterdrückung von Androgenen nachgesagt.

Die Konzentration von Siloxanen in landwirtschaftlichen Anlagen ist wesentlich geringer als bei Klär- bzw. Deponiegas. Entgegen den Vermutungen, dass erhöhte Siloxanwerte durch die Einbringung von Fettabscheiderinhalten vorkommen könnten, konnten diese bei einer Bestimmungsgröße von 0,1 ppm nicht nachgewiesen werden. Daher wurde auf die Möglichkeit zu Entfernung nicht näher eingegangen.

4.6.4 Entfernung von sonstigen Gasbegleitstoffen

In landwirtschaftlichen Biogasanlagen können sonstige Gasbegleitstoffe wie

- Ammoniak
- Aromatische Verbindungen wie Benzol; Toluol, Ethylbenzol, Xylol, Cumol
- Polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe (PAK)
- Halogene wie Chlor, Fluor, Mercaptane auftreten.

Nach Messungen des Bayerischen Landesamtes für Umweltschutz an ausgewählten Biogasanlagen liegen diese Begleitstoffe überwiegend unter der jeweiligen Nachweisgrenze. Bei diesen Messungen lag die Konzentration bei Ammoniak vorwiegend unter 0,1 mg/m³, bei den aromatischen Verbindungen lagen die Werte unterhalb der Nachweisgrenze von 1 mg/m³, bei den PAK lagen die Werte unterhalb der Nachweisgrenze von 0,01 mg/m³ und bei den Halogenen unterhalb der Nachweisgrenze von 0,1 mg/m³.

Bei „Deponiegas“ können aufgrund des abgelagerten Materials eine Vielzahl von Spuren- und Geruchsstoffen (Gasbegleitstoffe) vorkommen. Eine pauschale toxikologische Bewertung ist aufgrund der jeweiligen Besonderheiten einer Deponie nur sehr schwer möglich. Deponie- und Klärgase dürfen aus derzeitiger Sicht nicht in das Gasnetz eingespeist werden.

Mikrobiologische Begleitstoffe

Für Biogas bestehen derzeit keine Anforderungen an eine hygienische Unbedenklichkeit, d.h. es müssen keine Maßnahmen zur Reduktion von Keimen und Mikroorganismen getroffen werden (Hygienisierung). Insbesondere in mesophilen Anlagen muss jedoch davon ausgegangen werden, dass im Rohgas zumindest unmittelbar nach der Entstehung noch Mikroorganismen, darunter auch Keime, auftreten könnten.

Die Biogas-Aufbereitung muss also so konzipiert werden, dass die Verteilung von veredeltem Biogas über das öffentliche Gasnetz aus hygienischer Sicht unbedenklich ist.

Bei der PSA werden z.B.: die Mikroorganismen insbesondere bei der Verdichtung des Roh-Biogases während der Aufbereitung (Temperaturerhöhung auf über 100 °C) abgetötet.

4.6.5 Methananreicherung / Entfernen von Kohlenstoffdioxid

4.6.5.1 Vergleich der Verfahren zur Methananreicherung

In diesem Kapitel werden die Druckwechseladsorption, die Druckwasserwäsche und die Niederdruck-Membranabsorption verglichen. Dabei werden die spezifischen Verfahrenskosten, der Strombedarf und die Methanverluste der Aufbereitungsverfahren gegenübergestellt.

Auf einen Vergleich der anderen Verfahren (Kryogene Gastrennung, Gaspermeation mittels Membranen) muss verzichtet werden, weil sich diese Anlagentypen noch in der Pilotphase befinden.

Zum Vergleich der spezifischen Verfahrenskosten der drei diskutierten Technologien zur Methananreicherung, mit denen Biogas zu Erdgasqualität aufbereitet werden kann, werden diese in der folgenden Abbildung gegenübergestellt. Dabei zeigt sich, dass die Anreicherungskosten nur geringfügig voneinander abweichen. Die Spezifikationen des Produktgases beziehen sich auf Austauschgas (inkl. Flüssiggasbeimischung) mit einer Qualität gemäß Anforderungen ÖVGW G31 und der G33.

Die spezifischen Verfahrenskosten liegen zwischen 0,15 und 0,19 €/Nm³ bei einer Anlagenkapazität von 250 Nm³/h Rohbiogas. Die Verfahrenskosten von 0,15 €/Nm³ wurde für realisierte Aufbereitungsanlagen in Schweden erhoben. Bei einer Anlagenkapazität von 500 Nm³/h sinken die spezifischen Verfahrenskosten auf ca. 0,13 €/Nm³.

Spezifische Verfahrenskosten der Methananreicherung mittels Druckwechseladsorption (PSA), Druckwasserwäsche (DWW) und Niederdruck-Membranabsorption (ND-Membran) in EUR/Nm³ bezogen auf das Produktgas und abhängig von der Anlagengröße in Nm³/h

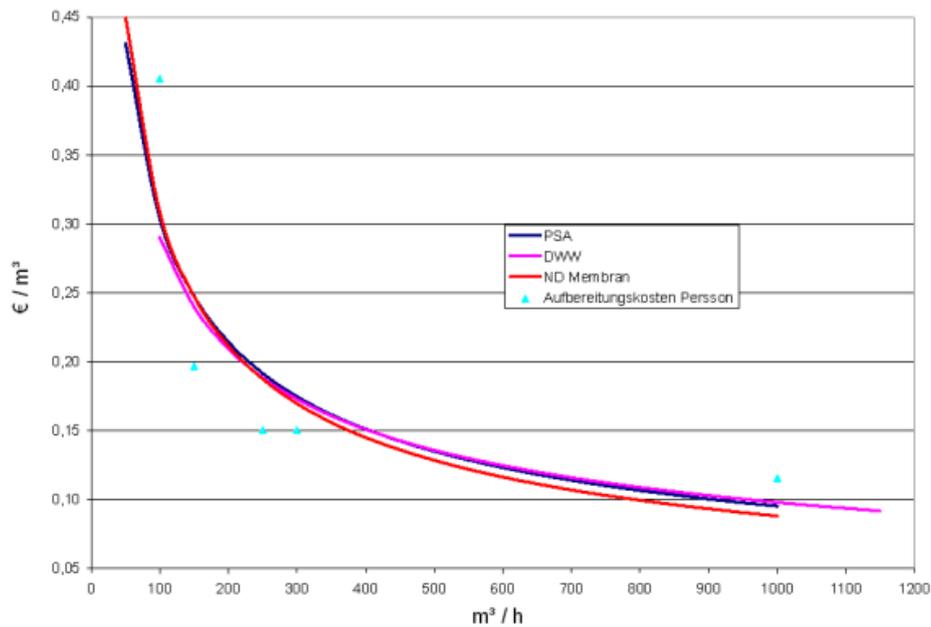


Abbildung 37: Verfahrenskosten Methananreicherung

Das Bild zeigt den degressiven Verlauf der spezifischen Kosten der Methananreicherung in Abhängigkeit von der Anlagenkapazität. Die Ausgleichskurven der Kosten haben Hyperbelform und liegen für alle drei dargestellten Verfahren in etwa gleich auf. Sie sinken von rund € 0,3 pro Kubikmeter bei einer Anlagenkapazität von 100 Kubikmeter pro Stunde auf € 0,15 pro Kubikmeter bei 400 Kubikmeter pro Stunde und rund € 0,1 pro Kubikmeter bei Anlagen mit 1.000 Kubikmeter pro Stunde.

Die Verfahren haben im Betrieb jedoch einen unterschiedlichen Energieverbrauch, wie die folgende Gegenüberstellung zeigt. Die PSA und DWW haben einen ähnlich hohen Strombedarf, was auf das jeweilige Druckniveau (5 –10 bar bei der PSA und 8 bar nach Entfeuchtung bei der DWW) zurückzuführen ist. Bei der Niederdruck-Membranabsorption beträgt der Strombedarf nur ca. ein Drittel der beiden anderen Technologien, da diese nur mit einem Gebläse betrieben werden muss.

Strombedarf der Gasaufbereitungsanlagen mittels Druckwechseladsorption (PSA), Druckwasserwäsche (DWW) und Niederdruck Membranabsorption (ND-Membran) in kWh/Jahr bezogen auf den Rohgasdurchsatz

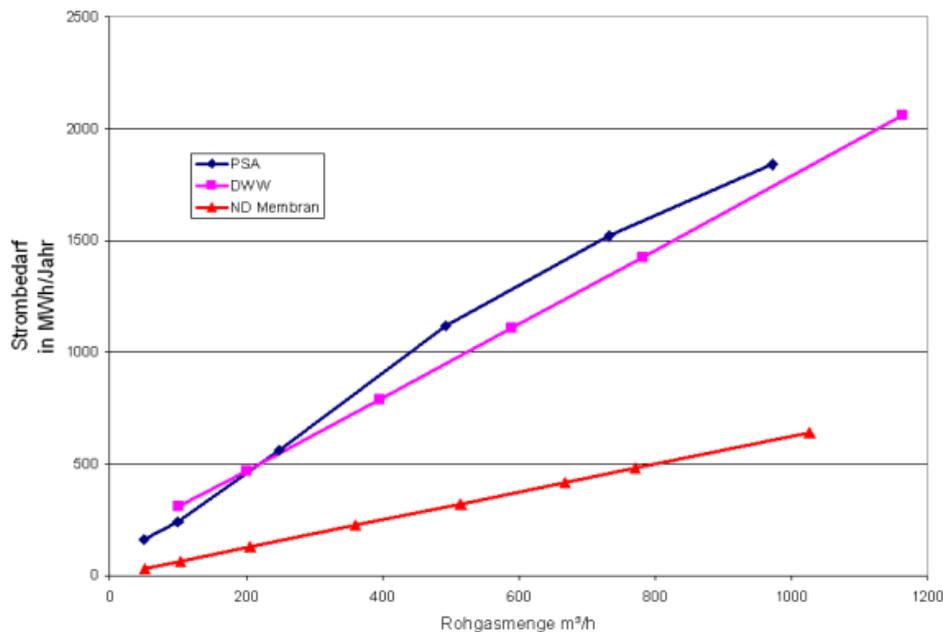


Abbildung 38: Strombedarf für Gasaufbereitung

Das Bild zeigt den jährlichen Strombedarf der drei Aufbereitungstechnologien: Er steigt in etwa linear mit dem Rohgasdurchsatz. Bei 200 Kubikmeter Stundendurchsatz beträgt er für PSA und DWW rund 500 Megawattstunden, für 1.000 Kubikmeter pro Stunde steigt er auf etwa 1.800 Megawattstunden bei. Beim Membranverfahren liegt er jeweils etwa bei einem Drittel dieser Mengen.

In der nachfolgenden Abbildung sind die Methanverluste und die sich daraus ergebenden Verluste von chemisch gebundener Energie dargestellt. Der Verlust an chemisch gebundener Energie bezieht sich auf die Energiebilanz der Aufbereitungsanlage. Die angeführten Werte sind die Verluste bezogen auf die Erzeugung. Die Methanverluste sind verfahrensbedingt, da bei den einzelnen Technologien nicht 100 % des CH₄ vom CO₂ abgetrennt werden können. Bei der DWW wird beispielsweise bei der Reformierung des Waschwassers auch ein Teil des CH₄ ausgewaschen. Es zeigt sich, dass die Verluste bei den Methoden der DWW und der PSA höher sind als bei der Niederdruck-Membrantechnologie.

Verluste der Gasaufbereitungsanlagen mittels Druckwechseladsorption (PSA), Druckwasserwäsche (DWW) und Niederdruck Membranabsorption (ND-Membran) in Prozent bezogen auf die Erzeugung

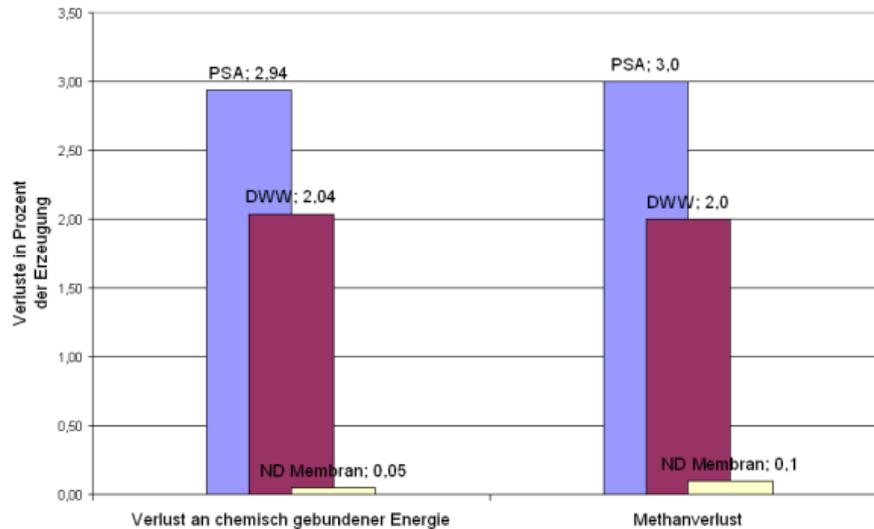


Abbildung 39: Verluste von Gasaufbereitungsanlagen

Das Bild zeigt die Methanverluste bzw. die Verluste an gebundener chemischer Energie. Für PSA liegen sie jeweils etwa bei 3 %, für die DWW bei rund 2 %. Das Membranverfahren ist mit rund 0,1 % nahezu verlustfrei.

4.6.5.2 Druckwasserwásche (DWW)

Das Verfahren beruht auf dem physikalischen Effekt der Lösung von Gasen in Flüssigkeiten. Die Löslichkeit steigt mit zunehmendem Druck an, weshalb mit komprimiertem Biogas gearbeitet wird.

Um das Biogas von den Komponenten CO₂ und H₂S zu trennen, wird es auf den Druck von 6 bis 8 bar verdichtet und am Boden einer Absorptionskolonne eingespeist. Vom Kopf der Kolonne wird Wasser versprüht, so dass es im Gegenstrom zum Gas nach unten rieselt. Die Absorptionskolonne ist mit Füllkörpern ausgestattet, um eine große Oberfläche für den Gas-Flüssigkeits-Kontakt zu gewährleisten. Die folgende Abbildung zeigt das Schema einer Druckwasserwáscheanlage.

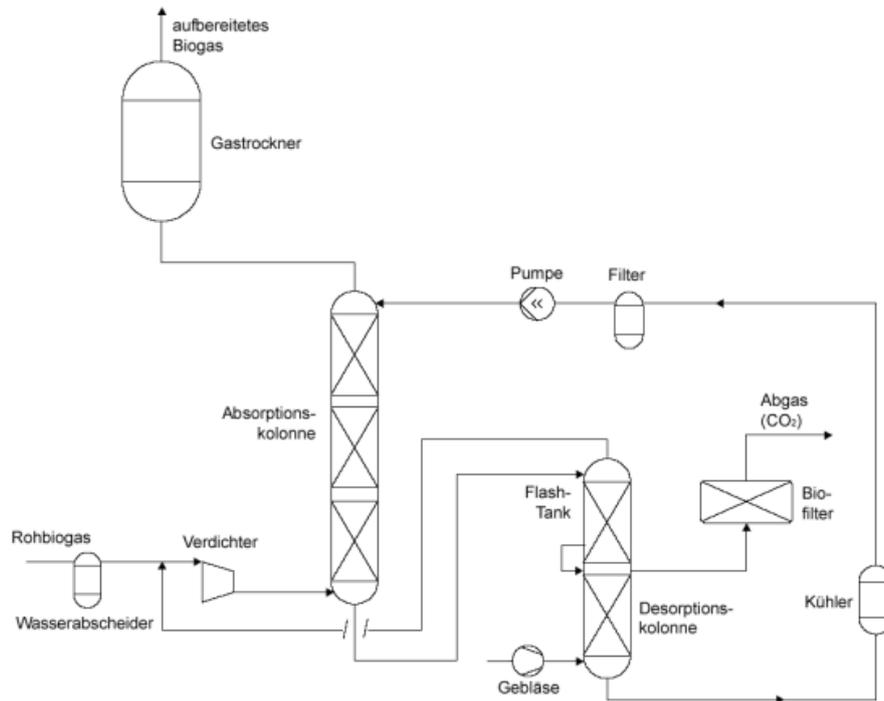


Abbildung 40: Funktionsschema Druckwasserwásche

In der schematischen Darstellung wird das Rohbiogas über einen Wasserabscheider dem Kompressor zugeführt und verdichtet, bevor es von unten in die Absorptionskolonne gelangt. Von dort wird das gereinigte Gas oben entnommen und anschließend getrocknet. Das Waschwasser läuft im Gegenstrom durch den Absorber, wird an dessen Unterseite entnommen und über einen Flashtank in die Desorptionskolonne geleitet. Dort gibt das Wasser die gelösten Gase ab und wird über einen Kühler und einen Filter wieder zurück in die Absorptionskolonne gepumpt.

In der Absorptionskolonne lösen sich die basischen und sauren Bestandteile im Wasser. Es werden auch Stáube und Mikroorganismen gróßtenteils entfernt. Das angereicherte Gas ist mit Wasserdampf gesáttigt und muss anschließend getrocknet werden. Sauerstoff und Stickstoff lösen sich nicht im Waschwasser, diese müssten über Aktivkohle oder Membranverfahren abgetrennt werden. Neben den unerwünschten Komponenten CO_2 und H_2S wird aber auch eine kleine Menge CH_4 gelóst.

Das Reingas hat einen Methangehalt von bis zu 96 Vol.-%, die Restkonzentration an CO_2 betrágt 1-2%. Laut Hersteller wird ein Methangehalt von mindestens 97% (d.h. $10,75 \text{ kWh/m}^3$) erreicht (ohne Vorentschwefelung). Wird das Methan, das bei der Regenerierung der Waschflüssigkeit gewonnen wird, wieder dem Rohbiogasstrom zugemischt, kann der Methanverlust auf 2% gesenkt werden. Eine Vorentschwefelung kann entfallen, da der Grenzwert von $5 \text{ mg/m}^3 \text{ H}_2\text{S}$ auch noch bei $5000 \text{ mg/m}^3 \text{ H}_2\text{S}$ im Rohbiogas erreicht werden kann.

Der Vorteil dieses Verfahrens liegt in der großen Flexibilität, der Biogasdurchsatz kann über eine Drehzahlregelung der Kompressoren berücksichtigt werden. Der Druck und die Temperatur können je nach CO_2 -Gehalt im Rohgas geändert werden. Es kann gesáttigtes Biogas aufbereitet werden und es wird neben CO_2 auch H_2S und NH_3 absorbiert. Die Investitionskosten und die Betriebskosten sind auch gering.

Ein Nachteil ist der hohe Energiebedarf für die Umwálzung des Waschwassers. Ein gróßes Problem bei diesem Verfahren ist der Umstand, dass die Löslichkeit von H_2S in Wasser sehr hoch ist. In der Desorptionskolonne gelingt es nicht, das gesamte H_2S wieder auszutreiben. Außerdem wird ein Teil

des H_2S in der Kolonne zu elementarem Schwefel oxidiert. Dieser reichert sich im System an und kann zu Verstopfungen führen. Es ist daher unerlässlich, das Waschwasser von Zeit zu Zeit auszutauschen oder das Biogas bereits vor dem Waschverfahren zu entschwefeln.

Mehr als die Hälfte der in Europa gebauten Aufbereitungsanlagen haben eine Druckwasserwäsche installiert. Bei dieser Technologie ist ein hoher Entwicklungsstand gegeben.



Abbildung 41: betriebsbereite Einheit für Druckwasserwäsche

4.6.5.3 Druckwechseladsorption (PSA)

Es handelt sich hierbei um ein Trocken-Anreicherungsverfahren, das sich die unterschiedliche Adsorption von CH_4 und CO_2 bei erhöhtem Druck an einem Kohlenstoffmolekularsieb zunutze macht. Das Kohlendioxid bindet sich schneller und stärker an den Feststoff als Methan. Die englischsprachige Bezeichnung für Druckwechseladsorption lautet „Pressure Swing Adsorption“, weshalb solche Anlagen auch oft als PSA-Anlagen bezeichnet werden.

PSA-Anlagen bestehen in der Regel aus vier Adsorptionseinheiten. Während einer Periode mit hohem Druck wird eine Adsorptionseinheit von Biogas durchströmt. Dabei wird das CO_2 (auch eine kleine Menge CH_4) so lange adsorbiert, bis das Kohlenstoffmolekularsieb nahezu gesättigt ist. Nun wird der Biogasstrom durch eine andere Adsorptionseinheit geleitet, um das gesättigte Kohlenstoff-Molekularsieb regenerieren zu können. Dazu wird der Druck reduziert und das wieder desorbierte CO_2 abgesaugt.

Bei weiterer Druckreduktion wird auch die geringe Menge CH_4 desorbiert. Deshalb wird dieser Gasstrom zum Rohbiogas (unbehandeltes Biogas) rückgeführt. Für eine vollständige Regeneration wird schlussendlich mit einer Vakuumpumpe ein Unterdruck erzeugt. In der nachfolgenden Abbildung wird das Verfahrensschema einer Druckwechseladsorptionsanlage mit einem Diagramm des Druckverlaufes dargestellt.

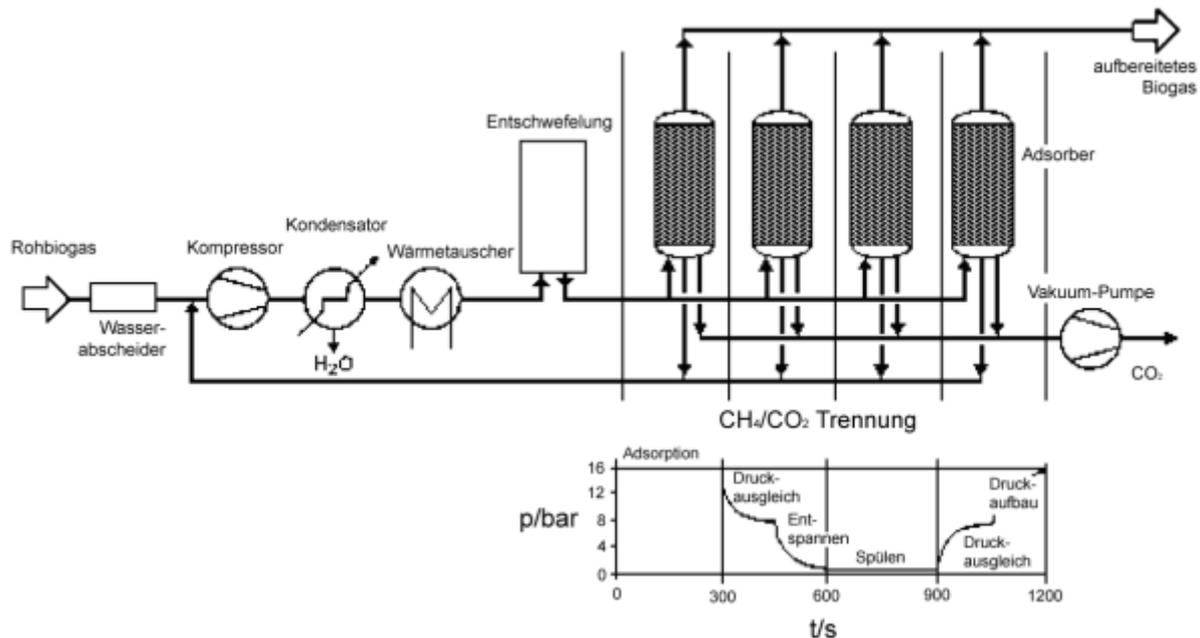


Abbildung 42: Funktionsschema Druckwechseladsorption

Das Bild zeigt die schematische Darstellung einer PSA-Anlage: Das Rohbiogas wird nach dem Wasserabscheider komprimiert und dem Kondensator zugeführt. Über einen Wärmetauscher wird anschließend die entstandene Wärme abgeführt. Nach der Entschwefelung gelangt das Gas von unten zyklisch in einen von vier Adsorbern, an deren Oberseite das aufbereitete Gas austritt. An der Unterseite wird über eine Vakuumpumpe das Kohlendioxid abgesaugt, das Restmischgas wird zurückgeführt und wieder dem Rohbiogasstrom beigemischt (vergleiche die Erklärung der Funktionsweise). Ein Druckdiagramm zeigt den zeitlichen Verlauf des Drucks in den Adsorbern: In den jeweils fünf Minuten langen Phasen wird zuerst das CO₂ bei einem Druck von 16 bar adsorbiert, in Phase zwei wird der Druck abgesenkt und das CO₂ desorbiert. In Phase drei sinkt der Druck weiter und auch Teile des Methans werden desorbiert – dieses Mischgas wird zum Rohgas rückgeführt. In Phase vier wird der Druck wieder aufgebaut.

Der Druck während der Adsorption liegt je nach Anlage zumeist zwischen 6 und 10 bar. Es gibt aber auch Anlagen, die mit höherem Druck arbeiten. Feuchtigkeit und H₂S müssen bereits vor der Adsorptionsanlage aus dem Biogas entfernt werden. H₂S deshalb, weil es sich irreversibel an das Molekularsieb bindet.

Vorteil

Trockenes Verfahren, daher kein Anfall von Abwasser. Das Verfahren eignet sich gut für kleine Anlagenkapazitäten.

Nachteile

Relativ hoher Stromverbrauch sowie die notwendige Entsorgung des Adsorbens. Die H₂S-Konzentration darf max. 400 mg/m³ betragen, wodurch eine Grobentschwefelung notwendig ist. Hohe Methanverluste zählen ebenfalls zu den Nachteilen dieses Verfahrens.

Outputqualität

Durch die PSA-Technologie können folgende Qualitäts-Parameter eingehalten werden:

- CH₄-Gehalt im Rohgas 65 % im Produktgas > 97 %
- H₂S-Gehalt im Rohgas 300 mg/Nm³ im Produktgas < 5mg/Nm³

- Taupunkt bei Umgebungsdruck liegt bei $-65\text{ }^{\circ}\text{C}$

4.6.5.4 Niederdruck-Membranabsorption

Vom Prinzip her ist diese Variante keine klassische Membrantrennung, sondern eine Kombination aus Absorption- und Membrantechnologie. Dabei wird ein spezielles Absorbens durch mikroporöse, hydrophobe Membrane bzw. Membranmodule geleitet. Die an der Membranaußenfläche vorbeiströmenden Gasmoleküle im Biogas werden durch die vergrößerten Kontaktflächen aufgenommen.

Die Niederdruck-Membranabsorption stellt hinsichtlich der Investitionskosten die teuerste Variante dar. Sie liegt aber im Bereich der Betriebskosten in einem günstigeren Bereich als die PSA-Technologie und die Druckwasserwäsche, weshalb die Verfahrenskosten in etwa gleich hoch sind. Die geringen Betriebskosten sind einerseits auf den geringen Stromverbrauch und andererseits auf den sehr geringen Methanverlust zurückzuführen.

Entwicklungsstand

Dieses Verfahren ist derzeit im Entwicklungsstadium. Es wurden bereits verschiedene Pilotanlagen realisiert.

4.6.5.5 Gaspermeation mittels Membranen

Dünne Membranen aus Cellulose-Acetat, Polysulfonen, Silikonen oder Polycarbonaten dienen der Abtrennung einiger Komponenten aus dem Biogas. Durch die unterschiedlichen Permeabilitäten der Gasbestandteile können CO_2 - und H_2S -Moleküle die Membran schneller durchwandern als CH_4 -Moleküle. Im Falle einer Cellulose-Acetat-Membran beträgt die Permeabilität von CO_2 rund das Zwanzigfache der Permeabilität von CH_4 . H_2S weist eine ca. 60-mal so hohe Permeabilität auf. Um den Trennvorgang zu beschleunigen, wird mit einem Druck von 25 bis 40 bar gearbeitet. An der Hochdruckseite der Membran sammelt sich somit das Methan an, während die meisten CO_2 - und H_2S -Moleküle (und auch geringe Mengen CH_4) diese passieren. Da das methanreiche Gas an der Hochdruckseite abgezogen wird, muss es für die Einspeisung nicht mehr eigens verdichtet werden.

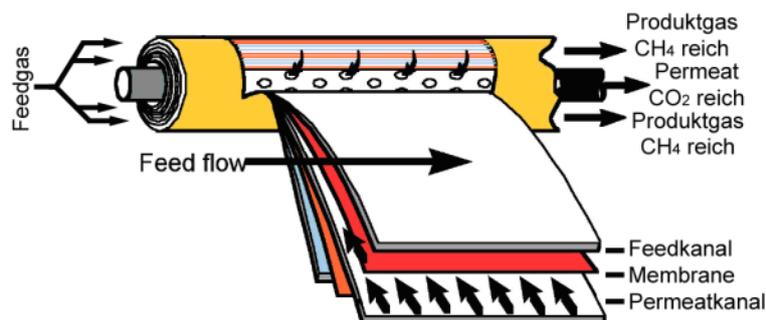


Abbildung 42: Aufbau einer Membraneinheit (Wickelmodul)

Das Bild zeigt ein Spiralwickelmodul: Dieses rohrförmige Modul besteht aus einem zentralen Rohr mit Bohrungen, konzentrisch um dieses Rohr sind die Membran und der Feedkanal angebracht. Das Feedgas wird an einem Ende des Moduls in den Feedkanal eingebracht, das CO_2 und teilweise auch Methan wandern radial durch die Membran in das zentrale Rohr, durch das dieses CO_2 -reiche Permeat

abgeföhrt wird. Das dadurch mit Methan angereicherte Produktgas fließt axial weiter und wird am Ende des Moduls entnommen.

Um sich die Größenordnung einer derartigen Anlage vorstellen zu können, ist in der folgenden Abbildung ein Kompaktmodul dargestellt. Diese, für die Aufbereitung einer Gasturbine konzipierte Anlage verarbeitet in etwa 1180 Nm³/h, sie hat eine Abmessung von 2,5 m Breite, 1,8 m Länge und 1,8 m Höhe.

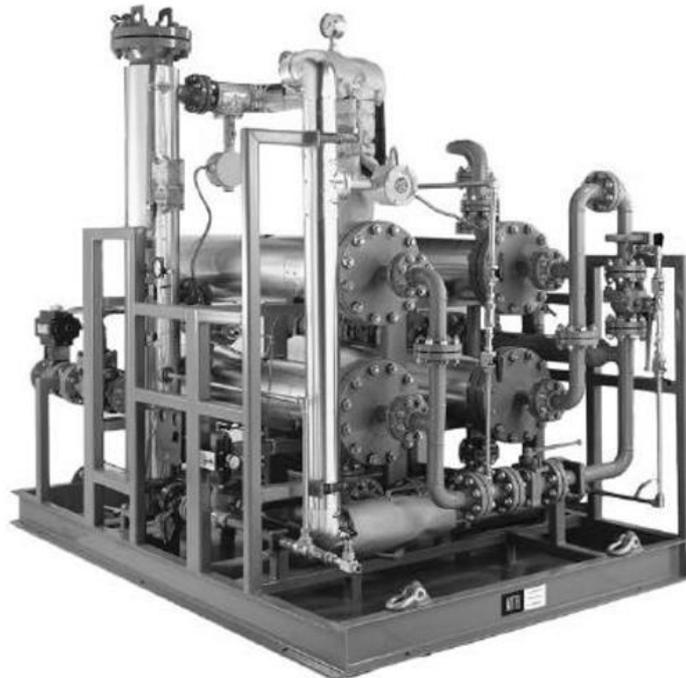


Abbildung 43: funktionsfähige Membraneinheit

Ein Nachteil dieses Trennverfahrens sind die Methanverluste aufgrund der durchtretenden CH₄-Moleküle. Dem begegnet man durch Serienschaltung mehrerer Membranen und Rückführung der methanreicheren Teilströme.

Entwicklungsstand

Bei den bisher errichteten Anlagen kommt es bei der Aufbereitung zu einem sehr hohen Methanverlust. Dies macht diese Technologie im Vergleich zu den anderen Methoden weniger konkurrenzfähig. Eine Serienschaltung mehrerer Membranen hintereinander würde zwar die Ausbeute erhöhen, erhöht aber gleichzeitig wieder die Investitions- und Betriebskosten.

Neuere Forschungen zeigen, dass mittels einer zweistufigen Anordnung der Membrane die Verluste auf etwa 1,5 – 3 % reduziert werden können.

4.6.5.6 Kryogene Gastrennung

In der aktuellen Literatur wird sehr oft die Möglichkeit der kryogenen Gastrennung beschrieben. Die kryogene Gastrennung macht sich den Umstand zunutze, dass die einzelnen Komponenten von Biogas unterschiedliche Kondensationstemperaturen besitzen.

Verfahrensablauf

Der erste Schritt besteht in der Verdichtung des Biogases auf 65 bis 80 bar. Mithilfe von

Kondensatabscheidern können dabei Wasser und ein Teil des Schwefelwasserstoffes abgeschieden werden. Ein anschließendes Molekularsieb reduziert den Wasser- und H₂S-Gehalt neuerlich. Auf diese Weise werden ein Wasser-Taupunkt von -100° C und ein H₂S-Gehalt von weniger als 5 ppm erreicht.

Pro Anlage sind zwei Molekularsiebe vorgesehen. Während eines in Betrieb ist, wird das andere regeneriert. Das Biogas besteht nun nur noch aus Methan und Kohlendioxid (mit minimalen Spuren von Verunreinigungen). Mit konventioneller Destillationstechnik lässt sich dieses Gasgemisch aber aus physikalischen Gründen nur bis zu einem Methangehalt von ca. 92 % rektifizieren. Der Restgehalt an CO₂ geht sonst in seine Feststoffphase über und führt zur Vereisung der Anlage.

Zur Auftrennung dieser beiden Komponenten bedient man sich einer kryogenen Trennstufe. Durch Fremdkälte und Entspannungskälte wird das Gasgemisch auf die für die Trennung notwendigen Temperaturen abgekühlt. Die eigentliche Trennung von CH₄ und CO₂ erfolgt mit Hilfe der klassischen Rektifikationstechnik und dem Einsatz von Mikrowärmetauschern. Am Kopf der Trennkolonne kann dann das CH₄ mit einer Reinheit von 99,95 % bei -151 °C und 2 bar abgezogen werden. Am Sumpf fällt das Kohlendioxid mit einer Reinheit von ca. 98 % bei 46 bar und 12 °C an.

Reingas

Bei diesen Prozessparametern liegt rund die Hälfte des separierten Methans in flüssiger und die andere Hälfte in gasförmiger Form vor. Deshalb ist im Anschluss an die Trennkolonne eine Aufteilung dieser beiden Phasen vorgesehen. Der flüssige Teil wird in einem LNG-Tank (Liquified Natural Gas) zwischengespeichert. Aufgrund des Volumenverhältnisses von flüssigem zu gasförmigem CH₄ von 1:580 lassen sich beträchtliche Mengen CH₄ in einem LNG-Tank speichern.

Das Verhältnis der Energiedichten von Biogas (65 % CH₄, 35 % CO₂) zu flüssigem Methan beträgt 1:850. Durch eine Verdampfungsrate von ca. 1 % pro Tag wird das Temperatur-Druck-Gleichgewicht im LNG-Tank gehalten, da das LNG durch das Verdampfen des Methans gekühlt wird. Aufgrund der hohen Energiedichte ist auch ein Transport des LNG mittels Tanklastzügen überlegenswert. Das produzierte Gas muss dann nicht mehr an Ort und Stelle verwertet werden, sondern kann dort genutzt werden, wo ein echter Bedarf an gasförmigen Energieträgern besteht.

Diese Alternative ist besonders für Biogasproduzenten interessant, die keine Möglichkeit zum Anschluss ihrer Anlage an das Gasnetz haben. Der gasförmige Teil des Methans steht alternativ zur Gasnetz-Einspeisung hier auch direkt für einen Einsatz in BHKW oder Brennstoffzellen zur Verfügung. Das am Sumpf der Trennkolonne mit einer Reinheit von 98 % abgezogene CO₂ wird in einem Drucktank bei rund 12° C und 46 bar in flüssiger Form gelagert. Es steht ebenfalls für eine kommerzielle Nutzung zur Verfügung und bietet so dem Anlagenbetreiber eine weitere Einkommensquelle.

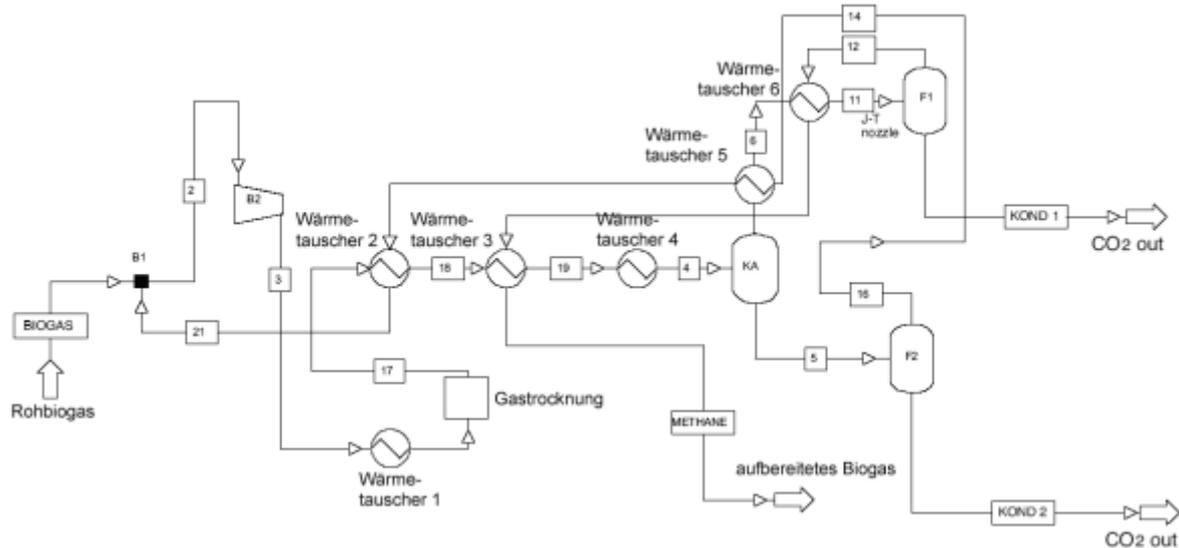


Abbildung 44: Funktionsschema kryogene Gastrennung

Das Rohbiogas wird verdichtet, über einen Wärmetauscher der Gastrocknung zugeführt. In weiteren Wärmetauschern wird das Gas abgekühlt und in Methan und Kohlendioxid aufgespalten. Die dazu nötige Kälte wird aus der Entspannung des abgetrennten Kohlendioxids entnommen.

Ein wesentlicher Vorteil dieser Methode ist die hohe Reinheit des Methans (wird mit 99,95 % bei -151°C und 2 bar abgezogen) und des Kohlendioxids (ca. 98 % bei 46 bar und 12°C). Ein Nachteil liegt im hohen Energiebedarf.

Stand der Technik

Die Notwendigkeit, das Biogas auf 65 bis 80 bar zu verdichten, zeigt bereits den hohen Energieaufwand dieser Behandlungsweise. Entscheidend dabei ist die Frage, welcher Nutzen hinsichtlich des Gesamtprozesses erzielt werden kann. Dies betrifft einerseits die Systemintegration, sprich wie kann der Energieaufwand im Zusammenhang mit anderen Nutzern optimiert werden. Andererseits stellt sich die Frage, wie etwa das CO_2 (da es in einer hohen Reinheit anfällt) verwertet werden kann.

4.6.5.7 Selexolverfahren

Beim Selexolverfahren handelt es sich um ein Druckwäscheverfahren. Als Lösemittel für CO_2 , H_2O und H_2S dient ein Glykol-Dimethyl-Ether. Die Nachteile dieses Verfahrens sind die hohen Betriebsmittel- und Entsorgungskosten sowie der hohe Methanverlust von 6,5%. Dieses Verfahren eignet sich gut für trockene, schwefelfreie Gase. Eine wirtschaftliche Anwendung dieses Verfahrens zur Abtrennung von H_2S , CO_2 und zur Trocknung ist nur für sehr große Gasdurchsätze realisierbar.

4.7 Gasspeicherung

Biogas hat den großen Vorteil ganzjährig produziert werden zu können und damit der Energiebereitstellung zur Verfügung zu stehen. Das im Fermenter produzierte Biogas muss dafür zwischengespeichert werden. Die Größe des gewählten Speichers ist dabei anhängig von der weiteren Verwendung des Biogases. Demnach muss geklärt werden, wie hoch die Biogasproduktion ist und wie der Verlauf des Verbrauchs aussieht.

Aus Sicherheitsgründen müssen Gasspeicher mit Über- und Unterdrucksicherungen ausgestattet sein, um eine unzulässig hohe Änderung des Innendrucks im Speicher zu verhindern. Die Gasspeicher müssen gasdicht, druckfest, medien-, UV-, temperatur- und witterungsbeständig sein.

Biogasspeicher unterscheiden sich vor allem durch ihre Bauart, die Größe und dem gewünschten Betriebsdruck voneinander.

4.7.1 Niederdruckspeicher

Bei Biogasspeichern handelt es sich in der Regel um Niederdruckspeicher aus einer 0,2 – 0,5 mm starken Folien aus PVC (Polyvinylchlorid), Butylkautschuk oder einer Mischung von Polyäthylen und Polypropylen mit einem Betriebsdruck von 0,05 – 0,5 mbar. Niederdruckspeicher können als externe Gasspeicher oder als Gashauben auf dem Fermenter in folgenden Bauformen ausgeführt werden:

- Freiliegendes und fixiertes Folienkissen
- Eingehaustes Folienkissen in Extragebäuden oder Tanks
- Folienkissen auf einer Zwischendecke über dem Fermenter

Zur Vermeidung von explosiven Biogas-Luft-Gemischen ist bei der Aufstellung von Biogasspeichern in Gebäuden auf eine ausreichende Luftzufuhr zu achten. Durch gasdichte Folienhauben wird der Gasspeicher in den Fermenter integriert. An der Oberkante des Fermenters wird eine Holzkonstruktion errichtet, auf der die Folie bei leerem Gasspeicher aufliegt und sich je nach Füllstand des Gasspeichers ausdehnen kann.

Externe Niederdruckspeicher können bei allen Biogasanlagen errichtet werden, während sich integrierte Niederdruckspeicher nur bei vertikalen Fermentern und Nachgärfermentern mit möglichst großem Durchmesser eignen.

Vor- und Nachteile von Niederdruckspeichern

Vorteile	Nachteile
Jede beliebige Form und Größe sind kostengünstig herstellbar	Integrierte Gasspeicher haben ohne zusätzliches Dach nur eine Wärmedämmung zum Gasraum
Keine Korrosionsprobleme	Integrierte Gasspeicher sind ohne zusätzliches Dach windempfindlich
Durch die Verwendung externer Gasspeicher kann die Methankonzentration des aktuell gebildeten Biogases gemessen werden	Bei integrierten Gasspeichern ist die Montage von Rührwerken am Foliendach nicht möglich
Bei integrierten Gasspeichern ist kein zusätzliches Gebäude notwendig	

Tabelle 13: Vor- und Nachteile Niederdruckspeicher

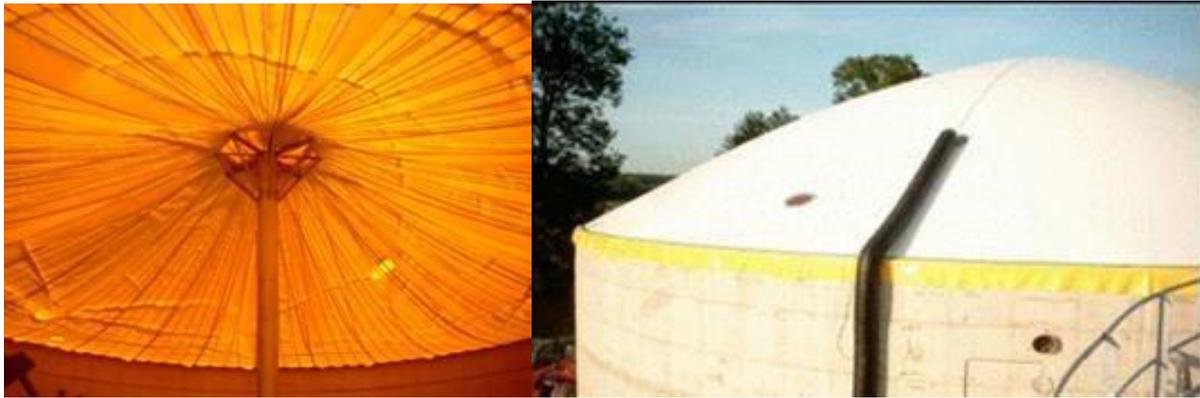


Abbildung 45: Innen- und Außenansicht eines Doppelmembranspeichers

Ebenso besteht die Möglichkeit das Biogas im Gasraum des Fermenters mit festen Betondecken zu speichern. Diese Speicher sind aber aufgrund der deutlich höheren Investitionskosten – die notwendige Baukubatur ist größer und somit auch teurer – nur als kurzzeitige Speicher anzusehen. Zusätzlich muss immer auch noch eine flexibler Gasspeicher in Form eines Folienspeichers zu Verfügung stehen, damit der Gasfüllstand mittels Sensorik eindeutig detektiert werden kann und somit ein automatisierter Betrieb von BHKW, Heizkesseln oder Methanaufbereitungsanlagen ermöglicht wird.

4.7.2 Mittel- und Hochdruckspeicher

Die Speicherung in Gastanks oder -flaschen ist nur erforderlich, wenn das Biogas komprimiert als Kraftstoff verwendet wird oder wenn der Betrieb von Niederdruckspeichern wegen Platzmangel nicht möglich ist. Die Verdichtung auf 10bar hat einen Energiebedarf von ca. 0,22kWh/Nm³. Die Gasentnahme erfolgt mit einem Druckregler. Mitteldruckspeicher haben einen Betriebsdruck von 5-20bar.

Hochdruckspeicher haben einen Betriebsdruck von 200-300bar. Für die hohe Verdichtung sind ca. 5% des Energiegehalts notwendig, daher hat sich die Lagerung von Biogas in Hochdruckflaschen bisher kaum durchgesetzt.



Abbildung 46: Mobiler Hochdruckspeicher

4.8 Flächenbedarf

Der Flächenbedarf einer Biogasanlage wird vor allem durch den Flächenbedarf für die Lagerung des Substrates und der Biogasgülle sowie dem notwendigen Fermentervolumen bestimmt. Die weiteren Bauteile der Anlage, wie Gasaufbereitung, BHKW, Gasfackel oder Abfüllplatz, sind vom Flächenverbrauch nicht als besonders kritisch anzusehen. Auch die Verbindungswege und Abstandsgrenzen zwischen den Anlagenteilen bzw. Bauwerken sind bei der Planung und Auslegung der Anlage für den Flächenbedarf zu berücksichtigen.

Eine generelle Aussage für den Flächenbedarf einer Anlage in m^2/kW_{el} lässt sich leider nicht tätigen, da bestimmte Komponenten und Anlagenteile für bestimmte Leistungsklassen bestimmte Größen voraussetzen, wie es bei der modularen Bauweise üblich ist. Ein BHKW kann zum Beispiel von ca. 50 – 400 kW_{el} aufgrund der Standardisierung im gleich großen Container untergebracht sein. Auch eine Gasfackel in den verschiedenen Leistungsklassen unterscheidet sich in den baulichen Abmessungen nur geringfügig.

Als Richtwert für die grobe Bemessung einer Biogasanlage für Wirtschaftsdünger können folgende Werte herangezogen werden. Dieser beinhaltet die notwendigen Grundflächen für den/die Fermenter, die Lagerstätten für die Substrate (fest und flüssig), die Lagerstätte für die Biogasgülle bzw. den separierten festen Gärrückstand, die technischen Anlagenteile (BHKW, Pumpenbereich, Gasaufbereitung, Gasfackel, Abfüllbereich, etc.) und die notwendigen Fahr- und Verbindungswege innerhalb der Anlage selbst.

Anlagengröße [GVE]	Anlagengröße [kW_{el}]	Erforderlicher Platzbedarf [m^2]
400 - 800	50 - 100	600 – 2.500
1.000 – 2.500	150 - 400	1.500 – 5.000
3.000 – 8.000	500 – 1.000	3.500 – 15.000

Tabelle 14: Platzbedarf Biogasanlage

Diese Zahlen stellen Richtwerte dar und sind stark von der vorhandenen Infrastruktur sowie der genauen verfahrenstechnischen und baulichen Ausgestaltung der Anlage abhängig. Eine seriöse Aussage zum Platzbedarf einer Anlage kann erst nach der Festlegung der Verfahrenstechnik und einer groben Bauentwurfsplanung getätigt werden.

4.9 Emissionen

Bei den Emissionen von Biogasanlagen muss zwischen direkten und induzierten Emissionen unterschieden werden. Direkte Emissionen entstehen durch die Biogasanlage selbst bzw. durch den Betrieb der Anlagenteile und Maschinen. Dazu gehören die BHKWs aber auch Traktoren und Radlader, welche direkt bei der Biogasanlage eingesetzt werden. Diese Emissionen können Luftschadstoffe, Gerüche, Lärm oder Grundwasseremissionen sein.

Bei den durch Biogasanlagen induzierten Emissionen handelt es sich um Emissionen, welche durch den Transport der Substrate zur Anlage und der Verbringung der Biogasgülle bzw. Gärrückstände von der

Anlage stammen. Diese Emissionen werden vor allem durch einen Einsatz von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren wie Traktoren und LKWs bestimmt.

4.9.1 Direkte Emissionen

4.9.1.1 Luftschadstoffe

Dabei handelt es sich primär um die gas- und partikelförmigen Schadstoffe im Abgasstrom des Stationärmotors des BHKW. Andere Gasverbrauchseinrichtungen sind von untergeordneter Bedeutung: Gasfackeln sind nur zeitweise in Betrieb und können daher außer Betracht bleiben. Gaskessel weisen deutlich geringere Schadstoffkonzentrationen auf und es stehen zur Beurteilung die Emissionsgrenzwerte der einschlägigen Gesetze und Verordnungen zur Verfügung.

Eine Regelung des Biogas-Luft-Gemisches zur Optimierung der Brennstoffausnutzung und der Abgaszusammensetzung ist als Stand der Technik anzusehen. Sofern zur Begrenzung der Luftschadstoffemissionen keine landesspezifischen Festlegungen bestehen, kann hinsichtlich der Abgasemissionen des Stationärmotors auf die in der Technischen Grundlage für die Beurteilung von Emissionen aus Stationärmotoren verwiesen werden. Die folgenden Grenzwertempfehlungen sind bezogen auf 0 °C, 1013 mbar, 5 % O₂, in der Regel bei Nennleistung:

Empfohlene Grenzwerte gemäß Technischer Grundlage für die Beurteilung von Emissionen aus Stationärmotoren

Luftschadstoff	Emissionsgrenzwerte	
	< 250 kW BWL (entspr. < 100 kW _{mech.})	≥ 250 kW BWL (entspr. ≥ 100 kW _{mech.})
Stickoxide (NO _x)	-	400 mg/m ³
Stickoxide (NO _x) bei Einsatz von Deponiegas	-	400 mg/m ³ Magermotor
Kohlenmonoxid (CO)	650 mg/m ³	650 mg/m ³
Kohlenmonoxid (CO) bei Einsatz von Deponiegas	650 mg/m ³	400 mg/m ³ Magermotor
NMHC (Nicht-Methan-KW)	-	150 mg/m ³
Schwefelwasserstoff (H ₂ S)	-	5 mg/m ³

Tabelle 15: Emissionsgrenzwerte BHKW / Heizkessel

Zur Ermittlung der Brennstoffwärmeleistung bei Vorliegen mehrerer Stationärmotoren in einer Anlage ist in der Regel die Gesamtleistung anzusetzen. Der Nachweis der Einhaltung dieser Grenzwerte kann entweder durch eine Garantieerklärung des Motorherstellers oder durch eine Abnahmemessung an der ausgeführten Anlage erfolgen. Jährlich ist eine Wartung durch einen Fachkundigen nachweislich durchzuführen, die auch eine vereinfachte Abgasmessung von CO und NO_x umfasst. Bei ungünstiger örtlicher Lage des BHKW wie z.B. unmittelbar angrenzende Wohnnachbarschaft, besonders ungünstigen topografischen Bedingungen etc., ist eine Ausbreitungsrechnung mit einer Immissionsprognose erforderlich. Die Ausbreitungsrechnung ist nach einem anerkannten Rechenmodell durchzuführen.

4.9.1.2 Geruchsemissionen

Dabei handelt es sich um mögliche Geruchsemissionen aus der Lagerung und Anlieferung von (Co-)Substraten, ausgefaulten Gülle oder Reststoffen sowie durch eventuelle Leckagen der Biogasanlage. Im Projekt sind technische Maßnahmen für die Minderung der Geruchsemission aus den o. a. Bereichen vorzusehen (wie z.B. Übernahme der Co-Substrate in einem geschlossenen Gebäude und Absaugung des Übernahmebereiches, Reinigung der abgesaugten Luft über einen Biofilter).

Entscheidend für die mögliche Belästigung oder Beeinträchtigung von Anrainern sind die Emissionsstärke, die Häufigkeit, die lokalen Ausbreitungsbedingungen sowie die Entfernung zwischen Geruchsquelle und Anrainern. Zur Beurteilung der Zumutbarkeit kann auf die von der Österreichischen Akademie der Wissenschaften (ÖAW), Kommission Reinhaltung der Luft, im Jahr 1994 vorgeschlagenen und in nachfolgender Tabelle angegebenen Werte hingewiesen werden.

Zumutbare Häufigkeit in Abhängigkeit von der Geruchsintensität (Empfehlung der ÖAW)

Geruchsintensität	Zumutbare Häufigkeit
Stark wahrnehmbare Gerüche	Bis 3% der Jahresstunden (263 h)
Summe aus wahrnehmbaren und stark wahrnehmbaren Gerüchen	Bis 8% der Jahresstunden (701 h)

Tabelle 16: Geruchsintensität und Häufigkeit

Als vorbeugende Maßnahme ist die Verwendung geschlossener Transport- und Lagerbehälter und die gewissenhafte Wartung der Anlage zu nennen.

4.9.1.3 Lärmemission

Zur Beurteilung von eventuellen Lärmbelästigungen von Anrainern sind Angaben über die Lärmemission von lärmrelevanten Anlagenteilen der Biogasanlage wie BHKW (von der Anlage selbst, von der Auspuffmündung), den Lüftungsöffnungen des Aufstellungsraumes, dem Verdichter, der mechanischen Lüftungsanlage, der Notkühleinrichtungen etc. den Einreichunterlagen anzuschließen. Die schalltechnischen Daten sind entweder als Schalldruckpegel mit Entfernungsangabe zur Quelle oder als Schallleistungspegel, jeweils A-bewertet, anzugeben.

4.9.1.4 Grundwasserschutz

Erdverlegte Gülleleitungen sind aus Kunststoff herzustellen und die Verbindungen müssen geschweißt sein. Die Dichtheit der verlegten Leitungen und die Eignung für den auftretenden Druck ist durch die ausführende Firma zu bestätigen. Die Verlegung muss in einer solchen Tiefe erfolgen, dass eine Beschädigung durch Überfahren nicht möglich ist.

Behälter sind dicht auszuführen und zu erhalten. Auch hier muss der Hersteller die Dichtheit der Ausführung bescheinigen. Oberirdisch verlegte Substratleitungen aus Kunststoff sind gegen UV-Strahlung zu schützen (z.B. Umwickeln mit Alufolie u. ä.).

4.9.1.5 Methanemissionen

Diese ungewollten Emissionen von Methan, auch Methanschlupf genannt, entstehen durch Leckagen oder Fehlfunktionen von Bau- und Anlagenteilen.

Die meisten Leckagen traten an der Folienanbindung zur Behälterwand, an der Seildurchführung der Tauchmotorrührwerke sowie an Festdachbehältern auf. Zudem entweicht Methan betriebsbedingt über die Überdrucksicherungen der Gasspeicher, aber auch durch offene Kugelhähne oder fehlende Wasservorlagen. Durch geeignete Betriebsweise der Anlage, ausgerichtet auf den Füllstand des Gasspeichers, kann das Auslösen der Überdrucksicherung im Normalbetrieb verringert werden.

Durch Leckagen entweichende Methanemissionen wirken sich nicht nur negativ auf die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage aus, sondern auch auf das Klima, denn Methan ist rund 25-mal klimaschädlicher als Kohlenstoffdioxid. Zudem können sich durch größere Methanleckagen lokale Ansammlungen explosiver Gasgemische bilden und die Sicherheit des Anlagenbetriebes gefährden. Methanleckagen an Biogasanlagen sollten deshalb aufgespürt und vermieden werden.

4.9.2 Indirekte Emissionen

Alle Emissionen, welche nicht direkt der Biogasanlage zuordenbar sind, da sie nicht auf dem Grundstück entstehen, worauf die Biogasanlage errichtet wurde, sind nicht mehr für die Genehmigung der Anlage relevant.

Somit sind alle Lärm- und Luftschadstoffemissionen, welche den Zu- und Ablieferverkehr außerhalb des Betriebsgeländes betreffen nicht mehr für die Beurteilung relevant. Zum Schutz und für den Frieden mit den Nachbarn sollte man die Belastung durch die Güllelogistik aber jedenfalls möglichst minimieren, um in einem friedvollen Nebeneinander die Biogasanlage betreiben zu können.

4.10 Genehmigungen

Die Planung zur Vorbereitung der Anlagengenehmigung („Behördenverfahren“) sollte in enger Zusammenarbeit mit dem Anlagenplaner, dem Anlagenhersteller und dem (landwirtschaftlichen) Berater erfolgen. Diese Phase umfasst die Erstellung des Bauantrages und baut auf die Vorarbeiten der Detailplanung auf.

Es können vier verschiedene Anlagentypen unterschieden werden, wobei je nach Qualifizierung der Anlage ein unterschiedliches Genehmigungsregime zur Anwendung kommt:

- Nicht gewerbliche Anlage ohne Kofermentation
- Nicht gewerblich Anlage mit Kofermentation
- Gewerbliche Anlage ohne Kofermentation
- Gewerbliche Anlage mit Kofermentation

Grundsätzlich müssen bei Genehmigungsverfahren für die Errichtung und den Betrieb einer Biogasanlage folgende Rechtsvorschriften beachtet werden:

- Raumordnungsgesetz, Flächenwidmung
- Baurecht
- Abfallrecht
- Gewerberecht

- Gasrechtliche Bewilligung
- Elektrizitätsrechtliche Bewilligung
- Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz
- Wasserrecht
- Rohrleitungsgesetz

Bei einer Einspeisung von Bio-Methan in das österreichische Gasnetz sind noch zusätzlich folgende Vorschriften und Gesetze zu beachten:

- Gaswirtschaftsgesetz
- ÖVGW-Richtlinie G 31
- ÖVGW-Richtlinie G 33

Eine abfallrechtliche und gewerberechtliche Bewilligung ist für rein landwirtschaftliche Biogasanlagen nicht erforderlich. Werden Abfälle als Kosubstrate eingesetzt, ist eine Abfallrechtliche Genehmigungen erforderlich. Als Abfälle gelten Küchenabfälle, Altspeiseöle oder Pressrückstände aus der Obstverwertung.

Soll eine gewerbliche Biogasanlage errichtet werden, ist eine gewerberechtliche Bewilligung erforderlich. Bei allen Anlagen ist zudem die EU-Hygieneverordnung zu beachten.

4.10.1 Raumordnungsgesetz

Das Grundstück, auf dem die Biogasanlage errichtet werden soll, muss eine entsprechende Flächenwidmung besitzen. Die vorgesehene Nutzung der Fläche ist im Flächenwidmungsplan ausgewiesen. Eine Flächenumwidmung kann ggf. vom Gemeinderat vorgenommen werden.

Bei einer Biogas-Einspeiseanlage ist oft die Errichtung einer längeren Anschlussleitung zum Erdgasnetz notwendig. Schon bei der Festlegung einer möglichen Trassenführung sollte mit den betroffenen Grundeigentümern über Entschädigungen für die Leitungsverlegung gesprochen werden.

4.10.2 Baurecht

Nach dem Baurecht besteht Anzeige- und Bewilligungspflicht beim Bürgermeister als Baubehörde. Meistens wird eine ausschließliche Genehmigung nach der Bauordnung nicht ausreichen, sondern zusätzlich eine Genehmigung nach dem Gewerberecht erforderlich sein.

4.10.3 Abfallrechtliche Genehmigung

Mist, Jauche, Gülle und organisch kompostierbares Material sind dann keine Abfälle, wenn diese im Rahmen eines land- und forstwirtschaftlichen Betriebes anfallen und im unmittelbaren Bereich eines land- und forstwirtschaftlichen Betriebes einer zulässigen Verwendung zugeführt werden (§ 2 Abs 3 AWG 2002).

Ob eine Anlage zur Herstellung von Biogas eine Abfallbehandlungsanlage ist, hängt also davon ab, welches Substrat zur Herstellung von Biogas eingesetzt wird und ob diese Herstellung im unmittelbaren Bereich eines land- und forstwirtschaftlichen Betriebes erfolgt.

Wird zum Beispiel Abfall aus der Biotonne in der Biogasanlage eingesetzt, unterliegt die Anlage dem Abfallwirtschaftsgesetz 2002 (AWG 2002).

4.10.4 Gewerberecht

Die zuständige Gewerbebehörde ist die Bezirkshauptmannschaft.

Gemäß § 74 Abs 1 Gewerbeordnung ist unter einer „gewerblichen Betriebsanlage“ jede örtlich gebundene Einrichtung zu verstehen, die der Entfaltung einer gewerblichen Tätigkeit regelmäßig zu dienen bestimmt ist.

Im Gewerberecht gilt der Grundsatz der „Einheit der Betriebsanlage“. Zur Erteilung der Betriebsanlagengenehmigung für die Gasleitung (Hauptrohrleitung, Zuleitung und Gaseinleitungen) ist daher auch nur eine Behörde berufen, deren Zuständigkeit sich aus den §§ 333, 334 Z 4 oder § 335 Z 1 GewO ergibt.

4.10.5 Gasgesetz

Gasgesetze sind im Unterschied zum Gaswirtschaftsgesetz (GWG) Landessache. Sie beinhalten – regional differenziert - Regelungen über die Erzeugung, Lagerung, Leitung und Verwendung von brennbaren Gasen. Ist die Biogasanlage nach dem gewerblichen Betriebsanlagenrecht zu genehmigen, dann ist eine Genehmigung nach dem Gasgesetz nicht notwendig.

4.10.6 Umweltverträglichkeitsprüfung

Anlagen zur Behandlung (thermisch, chemisch, physikalisch, biologisch, mechanisch-biologisch) von nicht gefährlichen Abfällen mit einer Kapazität von mindestens 35.000 t pro Jahr sind UVP-pflichtig. Davon ausgenommen sind Anlagen zur ausschließlichen stofflichen Verwertung oder mechanischen Sortierung.

4.10.7 Wasserrecht

Die Wasserrechtsbehörde wird in den Bundesländern vom Landeshauptmann in mittelbarer Bundesverwaltung geführt. Die drei Instanzen bilden Bezirksverwaltungsbehörde, Landeshauptmann und Landwirtschaftsministerium.

Biogasanlagen sind auf Grund der technischen Konzeption dazu geeignet wassergefährdende Stoffe zu lagern und zu verarbeiten, d.h. sie sind im Sinne der Gewässerschutzbestimmung dicht auszuführen.

Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Ausbringung der Gärreste auf landwirtschaftliche Flächen. Dabei ist zu beachten, dass der Eintrag von Schadstoffen grundsätzlich zu minimieren ist.

4.10.8 Rohrleitungsgesetz

Das Rohrleitungsgesetz gilt für die gewerbsmäßige Beförderung von Gütern in Rohrleitungen. Ausgenommen sind brennbare Gase mit einem Betriebsdruck von unter 0,5 bar Überdruck und Wasser.

4.10.9 Erforderliche Dokumente für die Genehmigung

Für die Genehmigung einer landwirtschaftlichen Biogasanlage sind mindestens folgende Einreich- und Genehmigungsunterlagen vorzubereiten:

Liste der Einreich- und Genehmigungsunterlagen zur Errichtung einer landwirtschaftlichen Biogasanlage mit Biomethaneinspeisung

✓ Anrainerverzeichnis
✓ Auszug aus dem Flächenwidmungsplan mit Eintragung eventueller Gefahrenzonen
✓ Maßstabsgetreuer Lageplan, in diesem müssen die Biogasanlage sowie die angrenzenden Objekte, Nachbarliegenschaften und die nächstgelegenen Wohnobjekte sowie die Leitungsanlagen ersichtlich sein
✓ Fließschema der Anlage hinsichtlich Gas- und Substratfluss
✓ Technische Beschreibung der Biogasanlage (Betriebsablauf, Einsatzstoffe, Mengenbilanzen, Durchsatz, Verweilzeit, gastechnischer Einrichtungen, Lüftungsanlage, etc.)
✓ Abfallwirtschaftskonzept
✓ Angaben zu den vorgesehenen Sicherheitseinrichtungen und Verriegelungen
✓ Explosionszonenplan und Beschreibung der Explosionsschutzmaßnahmen
✓ Angaben über die Vorkehrungen zur Minimierung der Geruchsemissionen
✓ Angaben über die Lärmemissionen
✓ Technische Beschreibung der elektrischen Anlage und der Anlage zur Netzeinspeisung
✓ Vom Anlagenhersteller oder Lieferanten sind die Vorschriften für die Inbetriebnahme, eine Betriebsanleitung, eine Anleitung für das Verhalten bei Störungen, Vorschriften für die Außerbetriebnahme und ein Alarm- und Gefahrenabwehrplan zu erstellen

Tabelle 17: Liste Einreich- und Genehmigungsunterlagen

5 Biogasnutzung und Energiebilanzen

5.1 Allgemeines

Es ist wichtig zwischen der Wertigkeit einzelner Energieumwandlungstechnologien zu unterscheiden (Wärme, Strom, Kraftstoff etc.). Die Frage, ob eine Energieform als edler bzw. unedler bezeichnet wird hängt davon ab, wie effizient eine Energieform in eine andere umgewandelt werden kann (z.B.: Strom zu Wärme, Strom in mechanische Energie und jeweils umgekehrt etc.).

So kann Strom fast vollständig in Wärme umgewandelt werden, Wärme jedoch nur bedingt in Strom. Strom stellt daher einen sehr hochwertigen Energieträger mit vielen Anwendungsmöglichkeiten dar. Dies liegt nicht an einer mangelhaften Technologie, sondern unterliegt Naturgesetzen. Strom wird in vielen Bereichen unserer Gesellschaft benötigt.

Für die Stromgewinnung aus Biogas stehen verschiedene Möglichkeiten zur Verfügung. Die gebräuchlichste Art der Stromproduktion besteht aus der Verbrennung des Biogases in einem Gas-Otto- oder Zündstrahlmotor, an den ein Generator zur Stromerzeugung gekoppelt ist. Durch die Erzeugung von Strom und die durch die Verbrennung gewonnene Wärme spricht man auch von einem **BlockHeizKraftWerk** (BHKW). Der so produzierte Strom wird überwiegend ins öffentliche Stromversorgungsnetz eingespeist und wird nach dem Ökostromgesetz vergütet. In neuerer Zeit wird auch vermehrt versucht, zur Stromerzeugung Brennstoffzellen und Mikrogasturbinen zu verwenden.

5.2 Stromproduktion in einem BHKW

Ein BHKW – Modul besteht aus einem Verbrennungsmotor und einem Generator sowie aus einem Wärmetauschersystem und einer SRT-Einrichtung (Steuerungs- und Regelungs- Technik). Für eine Verbrennung im BHKW muss das Biogas bestimmte Anforderungen erfüllen.

5.2.1 Gas-Ottomotoren und Zündstrahlmotoren

Gas- Ottomotoren sind die mit Abstand am häufigsten eingesetzten BHKWs in Österreich. Bei Gas-Ottomotoren sollte der Schwefelwasserstoffgehalt im Biogas die Werte von 150 – 200 ppm/m³ Gas nicht überschreiten. Problematische Gasbestandteile entstehen vor allem bei der Co-Fermentation von biogenen Abfällen. Hier können Siloxane und Phosphorverbindungen zu Problemen im Motorraum und im Abgas führen. Gas- Ottomotoren sind speziell für den Gasbetrieb optimiert und arbeiten nach dem normalen Ottoprinzip. Es können aber auch umgebaute Dieselaggregate mit ausgestatteten Zündkerzen verwendet werden. Im Gegensatz zum Gas-Ottomotor arbeitet der Zündstrahlmotoren nach dem Dieselprinzip. Das Biogas wird hier über einen Gasmischer der Verbrennungsluft beigefügt und durch das eingespritzte Zündöl gezündet. Der Zündanteil macht dafür ca. 10 % der zugeführten Brennstoffleistung aus. Als Zündöl kann z.B. Biodiesel verwendet werden. Für einen Gas- Ottomotor kann mit Investitionen von ca. 1000 € und bei Zündstrahlmotor von ca. 900 € je KW installierter elektrischer Leistung und erreichen einem elektrischen Wirkungsgrad von ca. 40 %.



Abbildung 47: Motor-Generator-Einheit eines BHKW, Fa. Innio

5.2.2 Brennstoffzelle

Die Brennstoffzelle ist ein elektrochemischer Wandler, in dem sich Wasserstoff mit Sauerstoff in einem kontrollierten elektrochemischen Prozess (im Gegensatz zu Verbrennung oder Explosion) verbindet – dabei werden elektrischer Strom und Wärme erzeugt. Das Funktionsprinzip ist bei allen Zelltypen grundsätzlich dasselbe. Der elektrische Wirkungsgrad ist sehr gut (bis 70%) und je nach Zelltyp können zusätzlich Temperaturen von bis zu 1.000 °C für eine thermische Nutzung bereitgestellt werden. Das Biogas muss zur Verwendung in der Brennstoffzelle aufbereitet werden.

Aus dem Biogas muss unbedingt H_2S entfernt werden, um die Membranen zu schützen. Einige Zelltypen reagieren weniger empfindlich und kommen mit CO_2 und CO sehr gut zu recht. Diese Gasbegleitstoffe müssen daher z.T. nicht entfernt werden. So z.B. bei der PAFC (Phosphorsaure Brennstoffzelle), MCFC (Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle). Diese beiden Zellarten sind die am weitest ausgereiftesten und werden bereits kommerziell eingesetzt.

Die PAFC finden in Europa noch wenig Verwendung, ist aber in Japan weit verbreitet. Die PAFC ist nach Aussage von Experten, die weltweit am häufigsten eingesetzte Brennstoffzelle. Den beiden Zelltypen wird in den verschiedenen Leistungsklassen nach weiterer Entwicklung großes Potential bei der Nutzung von Biogas vorausgesagt. Die Brennstoffzelle-technologie ist jedoch noch sehr teuer. So können für eine PAFC mit Kosten von ca. 2.000 € und für die MCFC mit momentan 8.000 € je KW installierter elektrischer Leistung gerechnet werden. Die im Gegensatz zum Gas-Otto BHKWs höheren Wirkungsgrade und Standzeiten von bis zu 80.000 h (Gas-Otto BHKW ca. 60.000h) könnten bei entsprechender Kostenreduktion zu einem verstärkten Einsatz der Brennstoffzellentechnologie führen. Wann Brennstoffzellen die Gas-Otto BHKWs als Standardaggregat bei der Verstromung von Biogas ablösen werden, ist jedoch nicht absehbar.

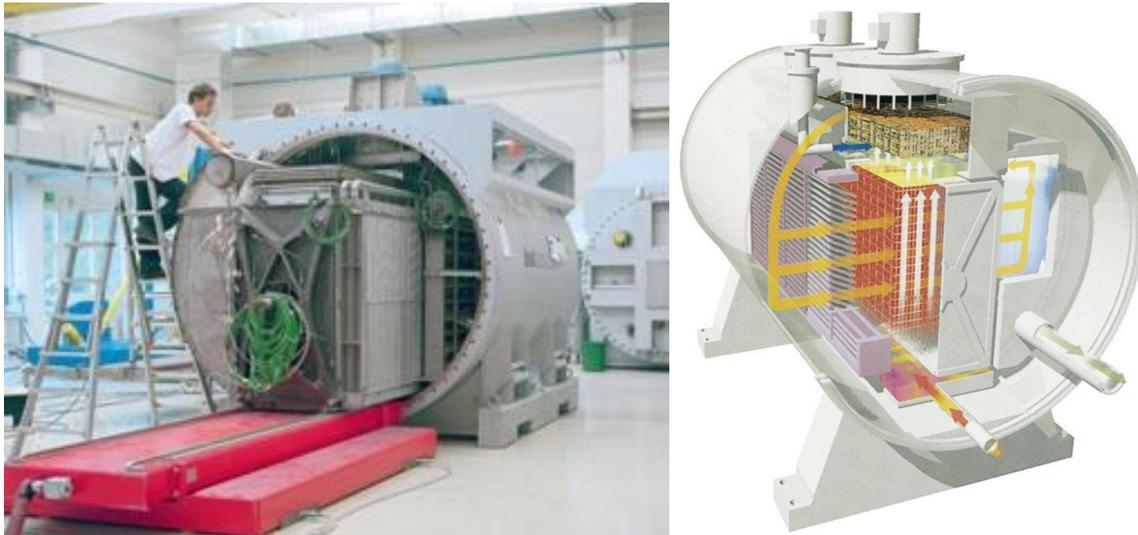


Abbildung 48: Brennstoffzelle

5.2.3 Mikrogasturbine

Die Mikrogasturbine basiert auf der Technologie der Abgasturbinen und kommt mit einem einzigen bewegten Teil ohne Schmieröl aus. Dabei sitzen das Verdichterteil, die Leistungsturbine und ein Permanentmagnet-Generator auf einer gemeinsamen luftgelagerten Welle, die sich mit rund 96.000 Umdrehungen pro Minute dreht. Die Verbrennungsluft tritt durch den Generator ein und kühlt diesen dabei. Mit einem internen Radialverdichter wird die Verbrennungsluft auf ca. 5 bar verdichtet und im Rekuperator mit dem heißen Abgas vorgewärmt. In der Brennkammer wird das zuvor erzeugte Gemisch aus vorgewärmter Verbrennungsluft und Biogas entzündet und in der Brennkammer nach dem Antrieb der Turbine entspannt. Die heißen Abgase geben anschließend wiederum ihre thermische Energie an die Verbrennungsluft im Rekuperator ab. Der elektrische Wirkungsgrad liegt unter denen eines vergleichbaren Motors. Bei den Emissionswerten liegt die Mikrogasturbine deutlich vor den beiden anderen Systemen. Bisher werden Einheiten bis 200 kW elektrisch angeboten, welche auch modular betrieben werden können. Die Investitionskosten liegen im Schnitt um ca. 10 – 15 % über denen von Gas-Otto Motoren. Bei allen Preisangaben ist zu berücksichtigen, dass in der Regel der Preis je kW fällt, je größer der eingesetzte Motor ist. Die Angaben für die Investitionskosten verstehen sich daher als Richtgrößen.

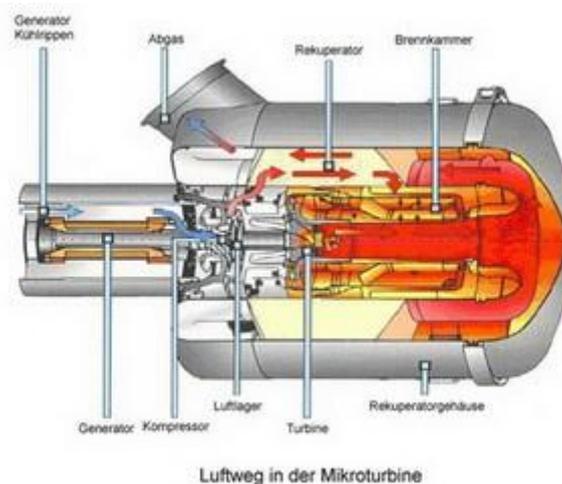


Abbildung 49: Mikrogasturbine

5.2.4 Gas- und Dampfkraftwerk (GuD)

Eine interessante Option ist die dezentrale Erzeugung und zentrale Nutzung des Biogases. So kann nach Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität mit anschließender Durchleitung durch das Gasnetz, dieses in einem entfernten Gas- und Dampfturbinen Kraftwerk (GuD) verstromt werden. In diesem GuD-Kraftwerk wird durch Verbrennung des Gas- Luftgemisches eine Gasturbine angetrieben. Das aus einer Gasturbine abgegebene heiÙe Abgas wird zur Erzeugung von Wasserdampf genutzt, welcher wiederum in einer nachfolgenden Dampfturbine zur weiteren Krafterzeugung verwendet wird. Es wird hier von einem Kombikraftwerk gesprochen.

Um die Leistung noch zu steigern kann der von der Gasturbine erzeugte (Wasser)Dampf z.B. durch Biogas weiter erhitzt werden. Ein großer Vorteil ist der hohe Wirkungsgrad bei diesem kombinierten Prozess. So werden elektrische Wirkungsgrade von bis zu 58 % und eine Abgastemperatur von ca. 500 °C erreicht. Einen weiteren Vorteil der GuD-Kraftwerke stellt die Möglichkeit des schnellen Lastwechsels dar. Dass bedeutet sie können im Bedarfsfall sowohl schnell zugeschaltet als auch niedergefahren werden und decken damit Stromspitzen im Verbrauch ab.

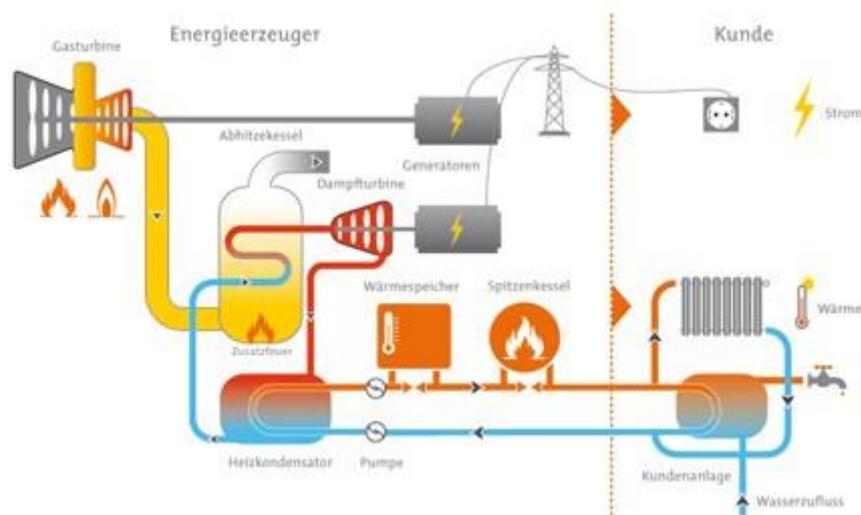


Abbildung 50: Funktionsschema GuD-Kraftwerk

Diese Kraftwerkstypen finden aber erst in größeren Leistungsklassen (einigen MW) Anwendung, da die notwendige Infrastruktur sehr komplex und daher die Investitionskosten dementsprechend hoch sind.

5.3 Wärmenutzungsmöglichkeiten

Bei jedem Verstromungsprozess entsteht auch Abwärme. Je nach eingesetzter Technologie fallen unterschiedliche Mengen und vor allem fällt diese Abwärme auf unterschiedlichen Temperaturniveaus an.

5.3.1 ORC-Prozess

ORC-Prozess (Organic Rankine Cycle) steht für die Verdampfung und Rückkühlung eines organischen Mediums zur Erzeugung von Strom aus Wärme. Im Unterschied zu einem wasserbetriebenen Dampfturbinen-Kreisprozess wird bei einer ORC-Anlage ein organisches Medium mit hoher Molekülmasse eingesetzt. Die Einstellung auf das vorgefundene Temperaturniveau wird in der Regel über die Auswahl der ungiftigen und umweltfreundlichen Kohlenwasserstoffe oder Silikonöle realisiert.

Die wichtigsten Komponenten einer ORC-Anlage sind der Dampferzeuger, die Turbine, der Generator, der Kondensator sowie die Speisepumpe. Das durch die Wärmequelle (Abgas des BHKW, der Mikrogasturbine, etc.) erhitzte und verdampfte ORC-Medium gelangt in die Turbine. In der Turbine wird die innere Energie des Dampfes in mechanische Leistung umgewandelt, womit eine Temperatur und Druckabsenkung des Dampfes verbunden sind. Die Drehbewegung der Turbine wird an einen Generator weitergegeben, welcher diese in elektrische Energie transformiert.

ORC-Anlagen eignen sich auch gut für kleine Temperaturbereiche (z.B. Heizung) und können auf diese durch Änderung des organischen Mediums angepasst werden. Die Technologie wird bereits in geothermischen Kraftwerken und in Holzheizkraftwerken eingesetzt und findet nun auch einen Weg zur Nutzung in Biogasanlagen. Bei sehr großen ORC-Anlagen (2,5 MW_{el}) liegen die Kosten pro installierter kW_{el} bei circa 1.200 €. Bei einer ORC-Anlage mit 60 kW_{el} und einem Input von 300 kW_{th} kann von einem elektrischen Wirkungsgrad von ca. 15 % ausgegangen werden.

5.3.2 Kalina Prozess

Im Gegensatz zu ORC-Technologie wird beim Kalina Prozess ein Ammoniak – Wasser Gemisch eingesetzt. Das Gemisch ist billiger als organische Arbeitsmittel und lässt sich wie beim ORC-Prozess an verschiedene Temperaturniveaus anpassen. Aufgrund der chemischen Struktur des Ammoniaks wirkt das Arbeitsmedium auf die Baugruppen der Kalina-Anlagen korrodierend. Dies bedeutet, dass viele Anlagenteile aus hoch legierten Materialien hergestellt werden müssen.

Durch die Komplexität des Kreisprozesses ist es nicht zu verhindern, dass in breiten Lastbereichen Nassdampf mit hohem Wasseranteil durch die Turbine geführt wird, was zu hohem hydromechanischen Verschleiß an dem Turbinenlaufrad führen kann. Der Kalina Prozess kann eine alternative zum ORC-Prozess sein. Die Investitionskosten liegen im Moment noch über denen der ORC-Anlagen, was unter anderem auch an den größeren Wärmetauschern liegt.

Der Wirkungsgrad des Kalina Prozess liegt über dem des ORC-Prozesses. Der Kalina Prozess wie auch der ORC-Prozess sind ausgereifte Technologien und es existieren bei beiden Verfahren solide Erfahrungswerte. Die Technologien befinden sich jedoch auch noch in einem Entwicklungsprozess und es kann daher erwartet werden, dass innerhalb der thermodynamischen Grenzen eine Wirkungsgradsteigerung erreicht werden kann.

5.3.3 Heizen

Die in beiden vorangegangenen Prozessen beschriebene Nutzung der Abwärme zur weiteren Verstromung stellt eine mögliche Form der Wärmenutzung dar, die sich derzeit noch im Anfangsstadium der Umsetzung befindet. In der Praxis längst umgesetzt werden derzeit die Lieferung der Abwärme an nahe gelegene Wärmeverbraucher. Entscheidend ist dabei, welche Leistung der Wärmeverbraucher benötigt und über welche Zeiträume diese abgenommen wird.

Im Winter kann die Wärme zur Beheizung von Gebäuden z.B. öffentliche Gebäude, Gärtnereien auch unter Verwendung eines bereits bestehenden Nah- oder Fernwärmenetzes genutzt werden. Verbraucher welche annähernd das ganze Jahr über Wärme benötigen, wären zum Beispiel Schwimmbäder, Thermen und Industriebetriebe. Durchschnittliche Wohnhäuser in Österreich besitzen 1.500 bis 1.800 Wärmeeinheitsstunden /Jahr, wobei von einer durchschnittlichen Heizlast zwischen 12 und 15 KW ausgegangen werden kann. Hallenbäder oder ähnliche Bauten haben vergleichsmäßig wesentlich höhere Vollaststunden (ca. 2.500h).

5.3.4 Trocknung von land- und forstwirtschaftlichen Produkten

Da sich die Wärmeabnehmer mit der entsprechenden Wärmelast nicht immer in der Nähe von Biogasanlagen befinden, gibt es auch noch die Möglichkeit landwirtschaftliche Güter zu trocknen und damit eine Verbesserung der Stoffeigenschaften wie Lagerfähigkeit (z.B. Getreide) und/oder Heizwertwertsteigerung (z.B. Holz Trocknung) zu erreichen. Dies kann über gängige Anlagen wie Durchlauftrockner oder und Trocknungsboxen realisiert werden.

5.4 Biogas für Kraftstoffnutzung

Als eine der aussichtsreichsten Alternativen der Biogasnutzung kann der Weg der Biogasaufbereitung zu Kraftstoff als Beimischung zu Erdgas oder als Anwendung in Reinform betrachtet werden. In Österreich wurde diese Variante bisher bei den Biogasanlagen in Pucking (Oö), in Bruck/Leitha (Nö), in Magarethen/Moos (Nö), in Eugendorf (Sbg) und in Schlitters (T) verwirklicht.

Langjährige Erfahrungen in der Schweiz, in Schweden und Norwegen zeigen, dass dieser Weg nicht nur ökologisch und ökonomisch sinnvoll ist, sondern auch die notwendige technische Reife für den industriellen Einsatz erreicht hat. Wenn Biogas in das Gasnetz eingespeist oder direkt als Kraftstoff genutzt wird so ergibt sich, die Erfordernis der weiteren Gas aufbereitung. Das heißt neben dem CO₂ müssen auch die weiteren Verunreinigungen sicher, dauerhaft und kostengünstig entfernt werden.

Gesetzlich darf man nur in das bestehende Gasnetz einspeisen, wenn auch bestimmte Qualitätsanforderungen erfüllt werden. In Österreich gilt dafür die ÖVGW Richtlinie G31. Diese nennt allerdings nur die Kriterien für die Einspeisung von Erdgas. Um auch verstärkt dem Weg der Einspeisung von regenerativen Gasen gerecht zu werden, wurde eine eigene Richtlinie für die Einspeisung von regenerativen Gasen erstellt (ÖVGW G 33). Diese Werte gelten im weitesten Sinne daher auch für die Nutzung des Biogases als Rohstoff für den Einsatz als Kraftstoff für Kraftfahrzeuge.

Kenngröße	Einheit	Biogas	ÖVGW G31	ÖVGW G33
Methan (CH ₄)	[mol %]	50 - 70	---	≥ 96
Kohlendioxid (CO ₂)	[mol %]	25 - 45	≤ 2	
Ammoniak (NH ₃)	[mg/Nm ³]	bis 1.000	technisch frei	
Schwefelwasserstoff (H ₂ S)	[mg/Nm ³]	bis 2.000	≤ 5	
Sauerstoff (O ₂)	[mol %]	bis 2	≤ 0,5	
Stickstoff	[mol %]	bis 8	≤ 5	

Taupunkt	[°C]	gesättigt	≤ -8 bei 40 bar	
Brennwert (Hs)	[kWh/Nm ³]	6,7 – 8,4	10,7 – 12,8	
Gesamtsilizium (Siloxane, Silane)	[mg/Nm ³]			≤ 10

Tabelle 18: Anforderung Biomethan zur Einspeisung und als Kraftstoff

5.4.1 Biogas-Netzeinspeisung

Grundsätzlich gibt es verschiedene Möglichkeiten das Biogas zu nutzen. Es kann in Wärme, Treibstoff und/oder Strom umgewandelt werden oder es kann in das Gasnetz eingespeist werden. Bei der Einspeisung in das Gasnetz erfolgt die Verwertung räumlich getrennt von der Erzeugung.

Bislang wird Biogas in Österreich fast ausschließlich zur Stromerzeugung in Blockheizkraftwerken (BHKW) eingesetzt. Die dabei erreichte energetische Nutzung (Wirkungsgrad) der im Biogas enthaltenen Energie ist meist gering, da die neben der elektrischen Energie entstehende Abwärme aufgrund fehlender Abnehmer meist nicht genutzt werden kann. Dadurch gehen bis zu zwei Drittel der im Biogas enthaltenen Energie ungenutzt verloren. Das heißt, die Biogas-Verstromung ist meist ein energetisch sehr ineffizienter Prozess.

Eine andere, energetisch effizientere Form der Biogasnutzung stellt die Einspeisung des Biogases in das öffentliche Gasnetz oder ein lokales Biogasnetz dar. Das Biogas wird über das Gasnetz zum Verbraucher geleitet und dort etwa für Stromerzeugung, Heizzwecke oder als Treibstoff eingesetzt. Damit ist einerseits eine örtlich flexiblere Nutzung des Biogases mit höherem Wirkungsgrad verbunden, gleichzeitig ersetzt in der Regel Biogas fossiles Erdgas.

Um Biogas in das Gasnetz einspeisen zu können, muss es eine bestimmte Qualität und einen bestimmten Druck aufweisen. Die Qualität des Biogases wird durch die Aufbereitung des Gases sichergestellt. Die Sicherstellung des vertraglich festgelegten Einspeisedrucks, der Einspeisemenge und der Gasqualität erfolgt in einer Übernahmestation.

Zur Einspeisung von Biogas in das Gasnetz sind zusätzlich zur Aufbereitungsanlage für das Gas noch folgende Einrichtungen notwendig:

- Verdichtung
- Übernahmestation (Filter, Mengenummessung, Gas Qualitätskontrolle, Odorierung, Sicherheitseinrichtungen)
- Anschlussleitung

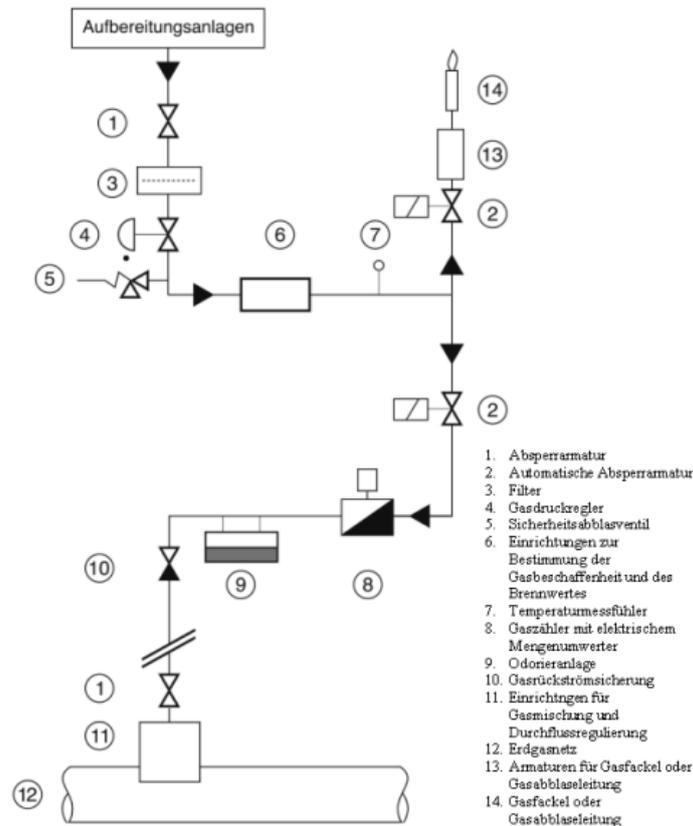


Abbildung 51: Schema Gaseinspeisestation

Das Bild zeigt das Schema einer Biogaseinspeisung: Aus der Aufbereitungsanlage strömt das Gas durch eine Absperrarmatur und einen Filter zum Gasdruckregler weiter zum Sicherheitsabblsasventil. Anschließend gelangt es zur Messeinheit zur Bestimmung der Gasbeschaffenheit und des Brennwertes und den Temperaturmessfühler.

An dieser Stelle befindet sich eine automatische Absperrarmatur, mit der das Gas bei Problemen über eine Gasfackel oder eine Gasabblaseleitung abgeleitet werden kann. Über eine weitere Sperrarmatur gelangt das Gas nun über den Gaszähler mit elektrischem Mengenumwerter zur Odorianlage. Weiter fließt es über eine Gasrückströmsicherung und eine weitere Absperrarmatur zum Erdgasnetz, in das es über Einrichtungen zur Gasmischung und Durchflussregulierung eingespeist wird.

Die Kosten für die Einspeisung sind im Wesentlichen abhängig von folgenden Faktoren:

- Von der Entfernung zum Einspeisepunkt
- Vom Druckniveau (Netzebene 2 oder 3) sowie
- Von der Einspeisemenge (Anlagengröße)
- Von der Art der geforderten Qualitätskontrolle und Messung

5.4.1.1 Netzebenen in Österreich

Das Gasnetz besteht aus Leitungen mit unterschiedlichen Druckniveaus und Funktionen. Es wird zwischen so genannten „Netzebenen“ unterschieden. Das österreichische Gaswirtschaftsgesetz unterscheidet 3 Netzebenen:

- Netzebene 1: Überregionale Transport- und Transitleitung (Hochdruckebene mit einem Druckniveau von 70 bis 120 bar)
- Netzebene 2: Verteilnetze, Versorgung von Großabnehmern (Druckniveau zwischen 6 und 70 bar)
- Netzebene 3: Versorgungsnetze, Ortsnetze, Versorgung von Kleinverbrauchern (Druckniveau bis zu 6 bar)

Systemnutzungstarif

Die Frage, in welche Netzebene das Biogas eingespeist wird, hat erhebliche Auswirkungen auf die anfallenden Kosten für Verdichtung, aber auch auf die Transportkosten im Netz. Für die Nutzung des Gasnetzes müssen je nach Netzebene so genannte „Systemnutzungstarife“ bezahlt werden, ähnlich wie bei den Stromnetzen auch.

Über festgelegte Tarife (Systemnutzungstarife) werden dem Kunden die Transportkosten, die für die Beförderung von Erdgas von der Staatsgrenze zum Endverbraucher anfallen, verrechnet. Die Transportkosten beinhalten dabei das so genannte Netznutzungsentgelt (Kosten für Transport anhand fix vorgegebener Tarife der Energie-Control) sowie Kosten für Messleistungen.

Die Systemnutzungstarife werden in Österreich mittels Kostenumwälzungsverfahren ermittelt. Dabei werden die Kosten der Netzebene 1 auf die Netzebene 2 umgewälzt. Die Kosten der Netzebene 2 werden wiederum auf die Netzebene 3 umgelegt.

Für den Transport von Biogas müssen die gleichen Tarife bezahlt werden wie für den Transport von Erdgas. Diese entsprechen aber nicht den tatsächlich anfallenden Transportkosten für das Biogas. Wird zum Beispiel Biogas in unmittelbarer Nähe vom Einspeisepunkt wieder entnommen, müssen die gleichen Transportkosten bezahlt werden, wie wenn Erdgas mehrere Hundert Kilometer befördert wird.

Die derzeitige Gestaltung der Systemnutzungstarife diskriminiert somit die (Direkt-) Vermarktung von Biogas und stellt damit ein wesentliches Hemmnis für die Biogas-Netzeinspeisung dar.

Die in den einzelnen Netzebenen vorherrschenden Druckverhältnisse bestimmen die Dimensionierung der Anschlussleitung (Durchmesser, Wandstärke, Typ etc.) und die damit verbundenen Verdichteranlage in der Übergabestation. Bei der Einspeisung ist zu beachten, dass der Einspeisedruck größer als der Betriebsdruck ist. Bis zu einem Druck von 10 bar werden in der Netzebene 2 Kunststoffrohre aus Polyethylen, ab 10 bar hingegen ausschließlich Stahlrohre eingesetzt.

In den Versorgungsnetzen (NE3) herrscht größtenteils ein Betriebsdruck von unter 1 bar. Nur neu errichtete Versorgungsnetze (seit Mitte der neunziger Jahre) werden mit einem Betriebsdruck von 4 bar betrieben.

Hinweis

Leitungen der Netzebene 1 können und werden von den Netzbetreibern auch mit einem Druck unter 70 bar betrieben.

Anschlussleitung für Netzebene 1

Nach der Richtlinie ÖVGW G33 ist die Einspeisung in Netzebene 1 nicht grundsätzlich ausgeschlossen. Jedoch kann bei der Einspeisung in die Fernleitungen nicht ausgeschlossen werden, dass das eingespeiste Biogas in die Gasspeicher der OMV eingelagert wird. Dies soll aber wegen der möglichen Verschmutzungsgefahr der Gassonden durch Bakterien verhindert werden.

Derzeit ist kein Gaskunde direkt an die Netzebene 1 angeschlossen. Mangels entsprechender Erfahrungswerte bezüglich Aufwandes und Kosten und aufgrund der Tatsache, dass ein Anschluss eines Netzbenutzers an die Netzebene 1 nur sehr schwer umsetzbar wäre, wird ein Anschluss an Netzebene 1 in weiterer Folge nicht betrachtet.

Anschlussleitung für Netzebene 2

Für den Anschluss einer Biogasanlage stehen in der Netzebene 2 grundsätzlich zwei Möglichkeiten zur Verfügung. Unter einem Druck von 10 bar kann ein Polyethylen-Rohr verlegt werden, über einem Druck von 10 bar muss ein Stahlrohr für den Anschluss verwendet werden.

Aufbauend auf diesen technischen Rahmenbedingungen sollen nachfolgend die durchschnittlichen Kostensätze für die Verlegung von Polyethylen- als auch von Stahlrohren dargestellt werden.

Investitionskosten

Auf den Laufmeter bezogen belaufen sich die Kosten bei einem **Stahlrohr** (Nennweite 100mm zulässiger Maximaldruck 70 bar) auf

- ca. € 240/lfm bei 250 Meter
- ca. € 200/lfm bei 500 Meter
- ca. €160/lfm bei 1000 Meter.

Im Fall einer Polyethylenleitung (PE-Rohr der Fa. Pipelife, Nennweite 100mm, zulässiger Maximaldruck 10 bar) belaufen sich die Kosten auf

- ca. € 198/lfm bei 250 Meter
- ca. € 195/lfm bei 500 Meter
- ca. € 156/lfm bei 1000 Meter.

Die angeführten Preise sind „all-inklusive“ Preise je Laufmeter und enthalten die folgenden Positionen:

- Projektierung (Planung, Kommissionierung)
- Material (Rohre, Fittings, Schieber, Isolierkupplung)
- Rohrbau (Kompletter Bau, Druckprobe, Isolieren u. Heißeinbindung)
- Tiefbau (Kompletter Bau, Druckprobe, Heißeinbindung u. Vermessung)
- Bauüberwachung (TÜV und Durchstrahlung)

Für die Preisermittlung wurde eine Bodenbeschaffenheit bis zu Bodenklasse 4 (nach ÖNORM B 2205 mittelschwer lösbarer Boden) angenommen. Weiters wurde angenommen, dass kein Straßen- bzw. Flussübergang notwendig ist und sich das Grundstück im Eigentum des Biogasproduzenten befindet.

Eine Hochdruck-Anschlussleitung mit Stahlrohr (bis 70 bar) kostet nur geringfügig mehr als eine Mitteldruck-Leitung mit einem Polyethylenrohr (bis 10 bar). Polyethylenrohre sind in der Anschaffung etwas günstiger, die Verschweißung der Polyethylenrohre ist einfacher. Alle anderen Maßnahmen müssen wie bei einer Verlegung von Stahlrohren in gleichem Umfang durchgeführt werden.

Die Kostenkalkulation zeigt, dass der Leitungsbau in der Netzebene 2 generell mit hohen Kosten verbunden ist. Vor allem die Anschlusskosten für eine Leitung mit nur 50 Metern bewegen sich aufgrund der aufwendigen Rohr-, Tiefbau- und Inbetriebnahmearbeiten für diese kurze Distanz mit 498 €/lfm (Stahlrohr) bzw. 396 €/lfm (PE-Rohr) auf einem hohen Niveau.

Bis 250 Meter ist eine Kostendegression, um ca. 50% bei beiden Rohrarten festzustellen, die Kosten bleiben dann bis zu einer Länge von 5 km konstant. Im arbeits- und materialaufwendigen Hochdruckleitungsbau ist erst ab einer Leitungslänge von 5 km mit einer weiteren Kostenreduktion zu rechnen.

In diesem Zusammenhang muss angeführt werden, dass der Anschluss einer Biogasanlage an die Netzebene 2 aufgrund der hohen sicherheitstechnischen Vorschriften und der aufwendigen Verlegearbeiten in Kooperation mit einem Verteilnetzbetreiber erfolgen muss. Inwieweit Teile der Anschlussarbeiten, so z.B. Tiefbauarbeiten, in Eigenregie durchgeführt werden können, kann nur im konkreten Anlassfall entschieden werden.

In aller Regel wird jedoch die Anschlussleitung bei Einspeisung in Netzebene 2 für einen maximalen Betriebsdruck von 70 bar, also als Stahlrohr, auszuführen sein, da auch bei maximalem Betriebsdruck in Netzebene 2 eingespeist werden können muss.

Anschlussleitung für Netzebene 3

Für den Fall einer Anschlussleitung in Netzebene 3 (bis max. 6 bar) wurde bei der Kostenanalyse von der Verlegung eines Polyethylenrohres mit einem Druckniveau von 6 bar ausgegangen. Bei der Kostenerhebung wurden dabei sämtliche Materialkosten sowie alle notwendigen Tiefbauarbeiten berücksichtigt, wobei wiederum einfache geologische Bedingungen angenommen wurden.

Es kann von einem durchschnittlichen Kostenbereich von ca. € 55 bis 100 € je Laufmeter ausgegangen werden. In den niedrigeren Kosten sind die Vermessung, die Baumeisterarbeiten, der Rohrbau und die Materialkosten enthalten. Fallen noch zusätzlich Kosten für die Asphaltierung, eine Entschädigung für Privatgrund und Kosten für Eigenleistungen des Netzbetreibers an, dann ergeben sich Kosten von 100 €/lfm.

Es muss an dieser Stelle betont werden, dass diese Kostensätze jedoch stark von den geologischen Rahmenbedingungen abhängig sind. Bei schwierigen Verhältnissen (z.B. dichtverbautes Gebiet, schwierigem Untergrund oder hohen Servitutsentschädigungen) können die Kosten noch höher liegen. Die Anschlusskosten an die Übernahmestation sind in den angeführten Kosten enthalten.

Bei einer PE-Leitung für 4 bar und einem Nenndurchmesser von 110 mm kann mit folgenden Investitionskosten für die Verlegung gerechnet werden:

- 0,5 km 28.000 – 50.000 € (55-100 €/lfm)
- 1 km 45.000 – 80.000 € (45-80 €/lfm)
- 2 km 84.000 – 140.000 € (42-75 €/lfm)
- 3 km 120.000 – 200.000 € (40-67 €/lfm)

In der Praxis müssen stets die Anschlusskosten abhängig von den tatsächlichen geologischen Bedingungen erhoben werden, allgemein gültige Aussagen können aus der hier durchgeführten Kostenanalyse nicht abgeleitet werden.

Vergleich der Leitungskosten für Netzebene 2 und 3

Die in nachfolgender Abbildung dargestellten Kosten für die einzelnen Netzebenen zeigen den Kostenunterschied eines Anschlusses an die Netzebene 3 im Gegensatz zur Netzebene 2.

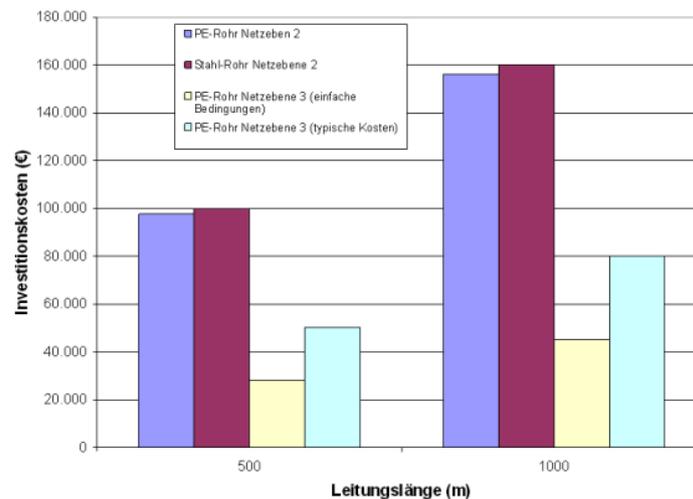


Abbildung 52: Investitionskosten Gasleitungsbau

Es ist generell ein hoher Kostenunterschied zwischen Netzebene 3 und Netzebene 2 erkennbar. Die Ursachen hierfür liegen einerseits in den Materialkosten und andererseits in den wesentlich höheren Arbeitsaufwendungen. So muss z. B. in der Netzebene 2 bei einer Stahlrohrverlegung jede Schweißnaht aus sicherheitstechnischen Gründen eigens geröntgt werden, dafür benötigt man wiederum speziell ausgebildete Arbeitskräfte.

In Bezug auf die Netzebene 2 sei nochmals festgehalten, dass nur bis zu einem Einspeisedruck von 10 bar bzw. entsprechender Anordnung der Verdichterstation ein Polyethylenrohr verwendet werden kann, für einen höheren Einspeisedruck jedoch ein Stahlrohr verwendet werden muss.

Auffallend ist vor allem auch der deutliche Kostenunterschied zwischen einer Polyethylen-Anschlussleitung in Netzebene 2 (bis 10 bar) und Netzebene 3 (bis 6 bar). Dieser Kostenunterschied hat folgende Gründe:

- Erhöhter Aufwand im Rohrbau und erweiterte Tiefbauarbeiten für Netzebene 2
- PE-Rohre für Netzebene 2 (Hochdruckebene) müssen mit einer aufwändigen Schweißmethode von eigens ausgebildeten Schweißtechnikern zusammengefügt werden.
- Bei PE-Leitungen in Netzebene 3 können die Verlegearbeiten von konzessionierten Installateuren mittels einfacher Schweißtechnik durchgeführt werden, aufwändige Tiefbauarbeiten fallen nicht an.
- PE-Leitung in Netzebene 2 müssen im Rahmen einer aufwendigen Inbetriebnahme technisch geprüft und abgenommen werden. Es muss ein speziell ausgebildeter Sachverständiger zur sorgfältigen Prüfung der Hochdruckleitung vor Ort bestellt werden, um die Sicherheit für den anschließenden Betrieb gewährleisten zu können.
- PE-Leitungen in Netzebene 3 können durch den konzessionierten Installateur vor Ort ohne Zuziehung eines Sachverständigen in Betrieb genommen werden.
- Zuletzt wirken sich auch die Kostenunterschiede für die PE-Leitungen auf die Gesamtkosten aus. Ein Preisvergleich von relevanten PE-Rohren für die Netzebene 2 und 3 zeigt, dass ein Rohr für die Ebene 3 um etwa 50% günstiger angeboten wird als ein Rohr für die Netzebene 2.

Bei der Verlegung einer PE-Leitung in Netzebene 3 entfallen einige Arbeiten. In Summe fallen daher die Kosten für eine PE-Anschlussleitung in der Netzebene 3 für ein Druckniveau bis 6 bar wesentlich günstiger aus als eine PE-Anschlussleitung in Netzebene 2 bis 10 bar. Dieser Umstand sollte daher bei den Überlegungen zum Bau einer Anschlussleitung entsprechend berücksichtigt werden.

Anmerkung

Es sei an dieser Stelle nochmals erwähnt, dass die hier angeführten Durchschnittskosten auf allgemeinen Erhebungen basieren. Die Durchschnittskosten können in der Praxis je nach geologischen Gegebenheiten und technischen Anforderungen unterschiedlich sein. Die ermittelten Kosten können daher nur eine Orientierung bieten, um in weiterer Folge abschätzen zu können, welche Bedeutung die Anschlusskosten im Hinblick auf die Gesamtkosten einer Anlage zur Biogas-Netzeinspeisung haben.

5.4.1.2 Verdichtung

Um das Gas in die verschiedenen Netzebenen einspeisen zu können, ist eine Verdichtung des Gases notwendig. In den verschiedenen Netzebenen ist ein unterschiedlicher Betriebsdruck vorhanden, für die Einspeisung muss das Biogas knapp über den Druck am Einspeisepunkt verdichtet werden.

Das aufbereitete Biogas steht abhängig vom Aufbereitungsverfahren mit einem bestimmten Druck zur Verfügung. Zur weiteren Verdichtung des Biogases stehen einerseits Schrauben- und andererseits Kolbenkompressor zur Verfügung.

Die Auslegung der Verdichtungsanlage hängt somit von der gewählten Aufbereitungstechnik und vom Druck am Einspeisepunkt ab. Mit einigen Methoden kann das entsprechende Druckniveau zumindest für Netzebene 3 (NE 3) erreicht werden. Die Kosten für die Gasverdichtung (Investition und Betrieb) für diese Technologien sind daher schon in den untersuchten Aufbereitungsverfahren berücksichtigt und müssen nicht mehr extra hinzugerechnet werden.

Methode	Druckniveau	NE 3	NE 2
Druckwechseladsorption (PSA)	5 -10 bar	X	
Druckwasserwäsche (DWW)	8 bar (nach Entfeuchtung)	X	
Niederdruck Membranabsorption	im mbar Bereich		
Gaspermeation	6 -90 bar (je nach Verfahren)	X	je nach Verfahren
Kryogene	Ca. 2 bar		

X...Verdichtung für die Einspeisung in die jeweilige Netzebene ist ausreichend

Tabelle 19: Übersicht Verdichtungsmethoden bezogen auf die Netzebene

Mit den ausgewählten Aufbereitungsverfahren wird ein Betriebsdruck von 5 bis 10 bar erreicht. Ist der Betriebsdruck der Aufbereitung ausreichend, fallen keine zusätzlichen Kosten mehr für die Verdichtung an. Für die Einspeisung in NE3 reicht der Betriebsdruck der Aufbereitung mittels PSA, DWW und Gaspermeation aus. Bei einer Einspeisung in NE 2 kann noch eine zusätzliche Verdichterstation notwendig sein.

Kolbenkompressor

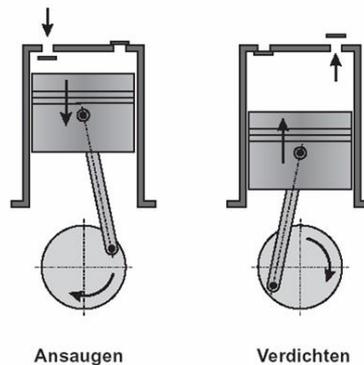
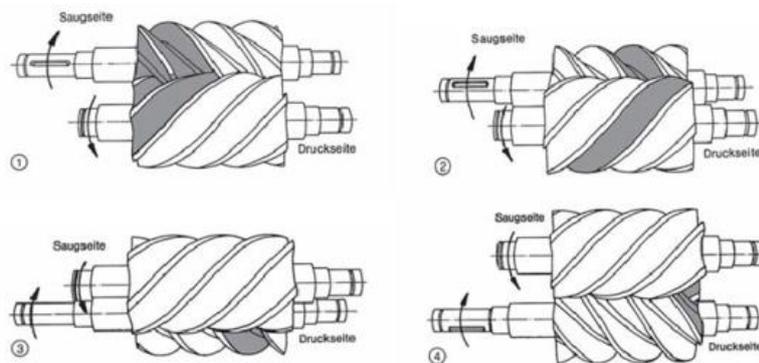


Abbildung 53: Funktionsprinzip Kolbenkompressor

Die Abbildung zeigt die zwei Takte eines Verdichtungszyklus: Im ersten Takt wandert der Kolben im Zylinder nach unten und saugt damit das Gas durch das geöffnete Einlassventil an. Während der Kolben durch den Pleuel wieder nach oben gedrückt wird, verdichtet er das Gas bei geschlossenem Einlassventil und geöffnetem Auslassventil.

Schraubenkompressor



Ansaugen (1)
Die Luft tritt durch die Einlassöffnung in die saugseitig offenen Schraubengänge der Rotoren.
Verdichten (2) + (3)
Durch fortschreitende Drehung der Rotoren wird die Lufteinlassöffnung verschlossen, das Volumen verkleinert und der Druck erhöht. Während dieses Vorgangs wird Öl eingespritzt.
Ausströmen (4)
Die Verdichtung ist beendet. Der Enddruck ist erreicht und das Ausströmen beginnt.

Abbildung 54: Funktionsprinzip Schraubenkompressor

Das Bild zeigt die Funktionsweise eines Schraubenkompressors. Der Kompressor besteht aus zwei Schrauben, deren Gewinde ineinandergreifen. Der Verdichtungsprozess besteht aus vier Phasen: In der Ansaugphase tritt die Luft durch die Einlassöffnung in die saugseitig offenen Schraubengänge der Rotoren ein. In den folgenden beiden Phasen wird die Einlassöffnung durch die fortschreitende Drehung der Rotoren verschlossen, das Volumen verkleinert und der Druck erhöht. Während dieses Vorgangs wird Öl eingespritzt. In der letzten Phase ist der Verdichtungsprozess beendet, der Ausgangsdruck ist erreicht und das Ausströmen beginnt.

Investitionskosten

Die Investitionskosten für die Verdichtung hängen davon ab, welches Druckniveau erreicht werden muss. Für eine einstufige Verdichtung, von einem Vordruck von 10 bis 300 mbar, auf etwa 10 bar ist mit Investitionskosten in der Höhe von € 35.000 zu rechnen (Fördervolumen bis 200 Nm³/h).

Bei einer Fördermenge von 150 - 200 m³/h ergeben sich (Vordruck von 10 bis 300 mbar) bei einer Verdichtung bis 70 bar (Netzebene 2) Investitionskosten in der Höhe von € 62.000 - 100.000.

Die Verdichtungskosten für die Netzeinspeisung setzen sich aus den Wartungs- und Instandhaltungskosten (Ersatzteile und Verbrauchsmaterialien wie Schmier- und Kühlöl, Luftfilter, Ölfilter) sowie den Energiekosten (Strom bzw. Treibstoff) und den Kapitalkosten (Zinsen und Tilgung, Abschreibung) zusammen.

Betriebskosten

Die Betriebskosten für die Verdichter liegen lt. Hersteller für die Netzebene 2 (70 bar) bei ca. 3,4 Cent/m³ für Energie und 1,4 Cent/m³ für Wartung. Für Netzebene 3 (6 bar) belaufen sich Betriebskosten für Energie auf ca. 2,0 Cent/m³ und für Wartung auf 0,9 Cent/m³.

Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass bei Schraubenverdichtern mit höheren Anschaffungskosten im Vergleich zu Kolbenverdichtern zu rechnen ist und dass demgegenüber die Wartungskosten bei Schraubenverdichtern im Vergleich zu Kolbenverdichtern geringer sind.

5.4.1.3 Filter

Um eventuell auftretende Staub- und Partikelteilchen herauszufiltern, welche nach der Reinigungs- bzw. Aufbereitungsstufe in die Leitung gelangen können, ist ein Filter vorzusehen.

Die folgende Abbildung zeigt einen Patronen-Feinfilter. Auf der linken Seite tritt das ungefilterte Gas ein und an der rechten Seite wieder aus. Auf beiden Seiten ist am Anschlussstutzen eine Vorrichtung zur Messung der Drucke vor und nach dem Filter angebracht. Wird über das Differenzdruckmanometer ein zu hoher Druckabfall des Filters festgestellt, ist die Filterpatrone zu ersetzen.

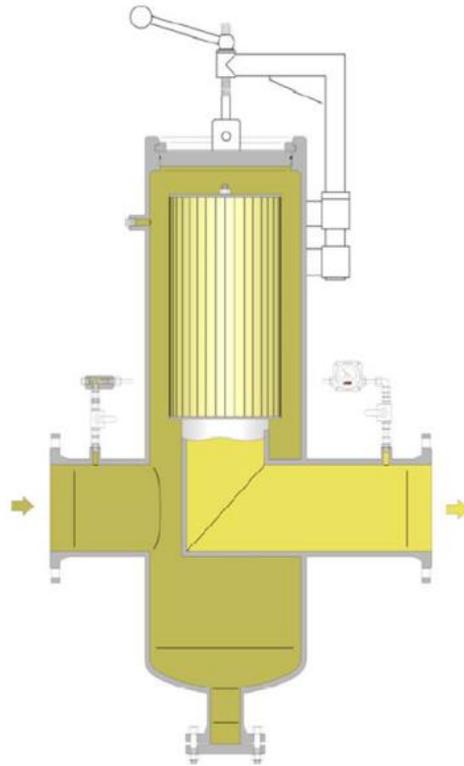


Abbildung 55: Schnittbild Gasfilter

Für einen Filter bis ca. 6 bar muss mit Kosten im Bereich von € 200 für etwa 10 m³/h und € 450 für etwa 50 m³/h gerechnet werden. Für einen Volumenstrom von 300 m³/h bei 6 bar ist mit Kosten in der Höhe von 1.500 € und bei 700 m³/h mit 1.800 € zu rechnen. Im Hochdruckbereich um die 70 bar muss für einen Filter mit einer Kapazität von 700 m³/h mit Kosten von ca. 2.000 € gerechnet werden.

Im Hinblick auf die Gesamtkosten einer Anlage sind die Kosten der Filterung von untergeordneter Bedeutung.

5.4.1.4 Messung

Abhängig von der eingespeisten Gasmenge bestehen einschlägige Vorschriften, in welchen Intervallen welche Daten erfasst und an den Netzbetreiber übermittelt werden müssen. Für die Einspeisung von Biogas sind diese in der ÖVGW G33 beschrieben.

Für Einspeiser ab 1 Mio. kWh Brennwertleistung pro Jahr sind diese Vorschriften in der Gasstatistik Verordnung geregelt. Dies ist eine Verordnung der Energie-Control GmbH betreffend der Anordnung statistischer Erhebungen über gasförmige Energieträger jeder Art.

Folgende Werte müssen gemessen werden:

- Volumenstrom
- Brennwert
- Normdichte
- Wobbe-Index
- Methanzahl
- Gasbegleitstoffe nach vereinbarten Intervallen

Die Kosten für Turbinenradzähler zur Volumenstrommessung bewegen sich für 10 – 160 m³/h bei einem Betriebsdruck bis zu 10 bar bei etwa € 2.000, bis 1000 m³/h etwa € 4.000. Im Druckbereich bis zu 100 bar belaufen sich die Kosten für 1000 m³/h auf € 10.000.

Zur Messung der Komponenten CH₄, H₂S, O₂ und CO₂ kann ein Mehrkanal-Gasanalysator zur kontinuierlichen oder diskontinuierlichen Messung verwendet werden. Die Kosten für das Gasanalyse-Gerät inklusive der einzelnen Komponenten zur Gasmessung sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Kosten für Gasanalysegeräte	
Gerätegrundpreis	€ 5.000
CH ₄ – Analyse (0-100 Vol.% oder 0 – 100 % UEG)	€ 3.000
H ₂ S – Analyse (0 – 500 ppm oder 1 – 2000 ppm)	€ 2.000
O ₂ – Analyse (0 – 21 Vol.%)	€ 2.000
CO ₂ – Analyse (0 – 50 Vol.%)	€ 3.000
SUMME	€ 15.000

Tabelle20: Kosten für Gasanalysegeräte

Die Standzeit der einzelnen Sensoren ist sehr von den Betriebsbedingungen der Anlage abhängig und kann daher stark schwanken. Die werkseitigen Angaben für den Verbrauch der elektrochemischen Messzellen, ausgedrückt in Standzeiten, werden für O₂ mit 2-5 Jahren, für H₂S mit 1-4 Jahren angegeben. Da sich die für CH₄ und CO₂ eingesetzten Infrarotsensoren nicht verbrauchen, ist mit wesentlich längeren Standzeiten zu rechnen. Vom Anlagenhersteller wird empfohlen, das Gerät einmal im Jahr kalibrieren zu lassen. Die Kosten dafür liegen bei ca. 100 € je Sensor plus einer Anfahrtspauschale von ca. € 200 bis 600 €, je nach Standort.

5.4.1.5 Odorierung

Um bei Leckagen das austretende, geruchlose Gas wahrnehmen zu können, muss dem Gas permanent ein Geruchsstoff beigemischt werden. Vorwiegend werden dafür Mercaptane oder THT (Tetrahydrothiophen C₄H₈S) verwendet. Die genaue Anwendung ist in der ÖVGW-Richtlinie G79 geregelt. Prinzipiell bestehen zwei unterschiedliche Möglichkeiten das Odoriermittel beizumengen: es kann über eine Bypass-Anordnung oder eine Einspritzung beigemischt werden.

Laut einer Herstellerfirma kann die Bypass-Odorierung ab einer Anlagengröße von 100 m³/h und die Einspritz-Odorierung ab wenigen m³/h angewendet werden.



Abbildung 56: Odorierungseinrichtungen

Die Investitionskosten für Odorieranlagen liegen im Bereich zwischen € 10.000 (für Anlagen mit ca. 100m³ /h) und € 30.000 (für Anlagen mit ca. 1000 m³/h). Wird in ein Gasnetz eingespeist, in welchem odoriertes Gas transportiert wird, dann muss auch das eingespeiste Biogas odoriert werden. (siehe ÖVGW G33)

5.4.1.6 Sicherheitseinrichtungen

Ein Sicherheitsabsperrentil dient zur Überwachung und automatischen Unterbrechung des Gasflusses bei Über- und/oder Unterschreitung des voreingestellten Gasdruckes.



Abbildung 57: Gas-Sicherheitsabsperrentile

Die Gesamtkosten (Investitions- und Betriebskosten) für die oben genannten Komponenten wurden in den Gesteungskosten der Technologien in diesem Kapitel berücksichtigt, soweit sie in den Quellenangaben einkalkuliert waren.

Die Kosten für diese Vorrichtungen liegen im Bereich Netzebene 3 in der Größenordnung ab etwa € 1.000 bis 2.500 und auf Netzebene 2 zwischen € 2.000 bis € 4.000. Diese Kosten spielen im Hinblick auf die Gesamtkosten einer Anlage eine untergeordnete Rolle.

5.4.2 Biogas als Kraftstoff für Kraftfahrzeuge

Die Kraftstoffverordnung (BGBl II Nr. 418/1999) gibt vor, welche Anforderungen an die Qualität von Erdgas bzw. aufbereitetem Biogas beim Einsatz als Kraftstoff in Österreich zu erfüllen hat. Darin werden Grenzwerte für die relative Dichte, den Brennwert, den Wobbe-Index und den höchstzulässigen Druck angegeben.

Merkmal	Einheit	Grenzwerte	
		Mindestwert	Höchstwert
Relative Dichte		0,55	0,7
Brennwert	[kWh/Nm ³]	8,38	13,11
Wobbe-Index	[kWh/Nm ³]	12,81	15,72
Staub		technisch frei	

Tabelle 21: Grenzwerte für Biogas als Kraftstoff

Kraftstoffverordnung (BGBl II Nr. 418/1999) gibt vor, welche Anforderungen an die Qualität von Erdgas bzw. aufbereitetem Biogas beim Einsatz als Kraftstoff in Österreich zu erfüllen hat. Darin werden Grenzwerte für die relative Dichte, den Brennwert, den Wobbe-Index und den höchstzulässigen Druck angegeben.

5.4.2.1 Compressed Natural Gas (CNG) / Compressed Biomethane (CBM)

Für die Nutzung von Biogas als Kraftstoff ist neben der Aufbereitung auf die Qualität von Erdgas auch noch die Komprimierung des Gases auf einen Druck von max. 240 bar (24 MPa) notwendig. Nur so wird eine genügend hohe Energiedichte des Gases für eine ausreichende Kilometerleistung für die Nutzung in Kraftfahrzeugen erreicht.

CNG-Speicher speichern komprimiertes gasförmiges Erdgas bzw. aufbereitetes Biogas und werden vor allem für Pkw und kleinere LKW eingesetzt. Die Speichermedien sind Stahlflaschen oder leichtere, aber teurere aramidfaserverstärkte Aluminiumflaschen. Das Erdgas wird in der Tankstelle auf einen Druck von bis zu 20 MPa komprimiert; reines Methan hat bei 20 MPa Druck und etwa 293 K eine Dichte von 162 kg/m³. Der Wert von 20 MPa ist eine sinnvolle Obergrenze, da er für Methan leicht über dem idealen Wert liegt, der das Maximum für den Quotienten aus Druck und Kraftstoffmasse ist. Das bedeutet, dass das Verhältnis von Arbeit, die zum Komprimieren des Erdgases notwendig ist, in Relation zur Speicherdichte bei einem Druck von 20 MPa besonders günstig ist. Bei höheren Drucken würde der Bedarf an Kompressionsarbeit sehr stark steigen, auch würden stabilere Speicher unabdingbar.

Nachteil an der CNG-Speicherung ist das große Volumen des Tanks: Ein Tank, der 2500 MJ an Energie in auf 20 MPa komprimiertes Erdgas speichern kann, hat ein Volumen von etwa 300 dm³, im Vergleich dazu hat ein Tank für Motorenbenzin mit demselben Energiegehalt ein Volumen von 80 dm³. Aufgrund des eingeschränkten Platzangebotes bei PKW ist somit von einer geringeren, nutzbaren Wegleistung des Fahrzeuges gegenüber eines Diesel- oder Benzinfahrzeuges auszugehen – natürlich bei gleichen Tankvolumina.

Aufgrund der erheblichen Investitionskosten in die Verdichtung und Lagerung von CNG bzw. CBM ist eine wirtschaftliche Nutzung nur für mittlere und große Biogasanlagen interessant. Auch bei einem fehlenden oder sehr weit entfernten Anschlusspunkt an ein Gasnetz könnte diese Variante für Biogasanlagenbetreiber von Interesse sein.

5.4.2.2 Liquefied Natural Gas (LNG) / Liquefied Biomethane (LBM)

Die Nutzung von verflüssigtem Biomethan erfolgt vor allem im Bereich der schweren LKW bzw. bei Bussen, da für die Lagerung des flüssigen Biomethans eigene Kryobehälter mit aufwendiger Isolierung notwendig sind.

Flüssiges Biomethan bleibt unter atmosphärischem Druck flüssig bei -162 °C (Siedepunkt bei über 99,6 % Biomethananteil), ist lagerungsfähig und leicht transportierbar. Der tiefkalte Energieträger eröffnet die Möglichkeit, Bioenergie über lange Zeit zu speichern oder LNG zu ersetzen. Der Heizwert beträgt 5870 kWh/m^3 bei -162 °C . Im Vergleich zu Biogas mit beispielsweise 55 % Biomethananteil und nur zirka $5,5\text{ kWh/m}^3$ bei 21 °C ist die Energiedichte etwa um den Faktor 1000 höher. Im Vergleich zu LNG, welches durchschnittlich 98 % Methan und 2 % Ethan enthält, kann flüssiges Biomethan bis 99,8 % Methan enthalten. Der Rest ist Kohlendioxid. Ein Normkubikmeter flüssiges Biomethan enthält 600 Normkubikmeter gasförmigen Biomethans. Der Brennwert in regasifizierter Form beträgt bis zu $11,04\text{ kWh/m}^3$ und in flüssiger Form bis zu 6622 kWh/m^3 .

Voraussetzung für eine ökonomisch sinnvolle Verflüssigung von Biogas mit industriellen Methoden ist bislang ein minimaler Volumenstrom von etwa $250\text{ m}^3/\text{h}$. Der Prozess beginnt mit der Biogasaufbereitung, in der Dämpfe und Gase entfernt werden, bevor das gereinigte Gas kryogen verflüssigt wird.

Bei Biogasanlagen liegt der Volumenstrom in der Regel deutlich unter der Grenze zur Wirtschaftlichkeit. Damit eine Verflüssigung bei einem Volumenstrom von $25\text{ m}^3/\text{h}$ Rohbiogas ökonomisch sinnvoll wird, ist der Aufwand klein zu halten und die Produktion von vermarktbarem Trockeneis nötig, welches als Nebenprodukt bei der kryogenen Biomethanherstellung anfällt.

Nach der Biogasaufbereitung folgt eine druckfreie dreistufige kryogene Kühlung. In der Vorkühlung wird das Gas auf zirka -78 °C gebracht, wodurch letzte Reste von Schwefelwasserstoff, Ammoniak und Wasserdampf ausfrieren. In der zweiten Kühlstufe wird das behandelte Biogas auf zirka -153 °C gebracht. Dabei resublimiert Kohlendioxid an Kondensationskeimen zu Trockeneis in Form von Flocken oder festem Kristall. Die dritte und letzte Kühlstufe erzeugt verflüssigtes Biomethan mit zirka -163 °C . Während das Methan kondensiert, bleiben Sauerstoff und Stickstoff gasförmig und werden abgeleitet. Es bleibt flüssiges Biomethan mit einer Reinheit von 98–99,8 % über, der Rest ist Kohlendioxid. Dabei sind 0,2 % Kohlendioxidanteil anscheinend nicht zu verhindern, aber höhere Konzentrationen weisen auf zu wenige Kondensationskerne oder zu hohen Gasstrom in der zweiten Kühlstufe hin.

Diese Produktionsschritte sind verfahrenstechnisch anspruchsvoll und daher auch von den Kosten her nicht zu vernachlässigen. Für kleine und mittlere Biogasanlagen sind solche Systeme nicht wirtschaftlich betreibbar.

5.5 Nutzung des abgetrennten Kohlendioxids (CO₂)

Das bei der Gasaufbereitung entstehende Kohlendioxid lässt sich zu weiteren Produkten weiterverarbeiten. Zum einen kann man daraus Kohlensäure für die Getränkeindustrie herstellen, zum anderen kann man daraus auch Trockeneis – die feste Form des Kohlendioxids – erzeugen.

5.5.1 Technische und lebensmittelechte Kohlensäure

Bei der Abtrennung des Kohlendioxids aus dem Rohbiogas durch die weiter oben genannten Verfahren wie zum Beispiel die Druckwasserwäsche, Druckwechseladsorption oder Aminwäsche wird das entstehende CO₂ nicht mehr in die Umgebung entlassen, sondern wird gesammelt und einem Verdichter zugeführt. Durch das hohe Verdichten des CO₂ wird das Gas verflüssigt und kann in Druckbehälter (Gasflaschen) abgefüllt und transportiert werden.

Bei der Nutzung des Kohlendioxids aus Biogas, welches bei der Vergärung von Wirtschaftsdüngern und Abfallstoffen entsteht, wird vor allem technische Kohlensäure hergestellt, welche bei technischen Prozessen wie zum Beispiel Inertisierungen, Feuerlöschanlagen oder Kühlanlagen eingesetzt wird. Dieses technische CO₂ lässt sich durch weitere kostenintensive Reinigungs- und Kontrollschritte zu lebensmittelechtem CO₂ aufbereiten.

Bei der Nutzung von Biogas aus der Vergärung von Mais oder anderen Pflanzenprodukten ist eine solche zusätzliche Aufbereitung zur lebensmittelechten CO₂ nicht mehr notwendig.

Mit lebensmittelechtem Kohlendioxid lassen sich Erträge von ca. 40 – 60 EUR je Tonne CO₂ erwirtschaften, wohin gegen bei „nur“ technischem CO₂ die Erträge unter 10 EUR je Tonne liegen.

5.5.2 Trockeneis

Bei der kryogenen Abscheidung des CO₂ aus dem Biogas entsteht als Nebenprodukt festes Kohlendioxid, auch Trockeneis genannt. Dieses Trockeneis kann ebenfalls am freien Markt Erträge beim Verkauf erzielen.

Trockeneis wird in den Bereichen der Kühlung, zu Showeffekten im Bühnen- und Veranstaltungsbereich oder als industrielles Reinigungsverfahren (strahlen mit Trockeneispellets) eingesetzt. Der Vorteil dieses Einsatzstoffes ist, dass dieser zur Gänze verdampft und somit keine Rückstände übrigbleiben.

6 Gärrest- und Düngemanagement

6.1 Zusammensetzung, Eigenschaften

Die ausgegorenen Biogassubstrate werden allgemein als Gärprodukt, Gärrest, Gärückstand oder Biogasgülle bezeichnet, je nachdem aus welchen Ursprungssubstrat diese stammen. In der Fachsprache spricht man auch vom Fugat. Während der Fermentation wird dem Substrat zwar die Energie in Form von Kohlenwasserstoffverbindungen entzogen, alle anderen Inhaltsstoffe sind jedoch weiterhin im Gärprodukt enthalten. Das Zurückführen dieser Gärprodukte auf die substratliefernden Wiesen- und Ackerflächen führt zu einem geschlossenen Nährstoffkreislauf. Generell sind Gärprodukte, wie auch Wirtschaftsdünger, dem Düngerecht unterstellt.

Unbelastete Gärreste aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen werden als hochwertige organische Dünger genutzt. Sie enthalten Nährstoffe, wie z.B. Stickstoff, Phosphor, Kalium und Schwefel, aber auch alle weiteren (Mikro-) Nährstoffe, die für das Pflanzenwachstum notwendig sind. Die gezielte Anwendung als Ersatz für Mineraldünger wird so ermöglicht. Insgesamt wird die Qualität der Wirtschaftsdünger durch den Fermentationsprozess verbessert, da Nährstoffe besser pflanzenverfügbar, aber auch Krankheitserreger und Unkrautsamen zum Teil abgetötet werden.

Nicht abgebaute stabile Kohlenstoffverbindungen führen zum Humus- und Strukturaufbau im Boden und verbessern die Bodenfruchtbarkeit, die Bodendurchlüftung, die Wasserspeicherfähigkeit sowie die mikrobielle Aktivität. Durch den Abbau von Säuren während der Vergärung ist der Gärrest im Vergleich zu Gülle auch weniger geruchsintensiv und weniger aggressiv hinsichtlich Blattverätzungen. Die Nährstoffzusammensetzung kann je nach Ausgangssubstraten stark schwanken. Um nach guter fachlicher Praxis zu düngen, sind daher Laboranalysen notwendig.

Man unterscheidet flüssige und feste Gärprodukte. Gärprodukte aus der Trockenfermentation sind dem Stallmist ähnlich. Daraus ergeben sich unterschiedliche Anforderungen bezüglich Lagerung, Aufbereitung und Ausbringung. Für die Lagerung flüssiger Gärprodukte müssen geeignete wasserdichte Behälter verwendet werden. Aufgrund von Ammoniak- und weiteren klimarelevanten Emissionen ist eine gasdichte Abdeckung bis auf einige Ausnahmen gesetzlich vorgeschrieben.

Werden Bioabfälle mitvergoren, gelten abfallrechtliche und seuchenhygienische Vorgaben. In der Regel wird der Gärrest hier vor der Ausbringung hygienisiert (z. B. durch Erhitzen). Die Ausbringung hat entsprechend der Düngeverordnung und ggf. weiterer anzuwendender Vorschriften zu erfolgen. Hierfür kann die vorhandene Gülle- bzw. Dungtechnologie genutzt werden. Ziel ist eine optimale Ausnutzung der Nährstoffe und die Verringerung von Nährstoffverlusten.

Insbesondere in Regionen mit hoher Anlagen- und Viehdichte kann eine sinnvolle Düngennutzung von Gülle und Gärrest häufig nicht mehr gewährleistet werden. Hier ist eine Aufbereitung der Gärreste und eine Vermarktung (getrocknet oder pelletiert) sinnvoll, um die Nährstoffkonzentration zu erhöhen und den Gärrest transportfähig zu machen.

6.2 Einfluss des Gärprozesses auf den Wirtschaftsdünger

Durch den Fermentationsprozess und die Zugabe von Cosubstraten verändern sich wesentliche Substrateigenschaften und somit Anwendungseigenschaften des vergorenen Wirtschaftsdüngers. Diese Veränderungen des Wirtschaftsdüngers sollte der Landwirt bei der Lagerung und Ausbringung der Biogasgülle bzw. des Gärückstandes berücksichtigen.

6.2.1 Verringerung des Trockenmassegehaltes

Durch die Fermentation wird die organische Trockenmasse von Gülle oder verflüssigtem Festmist in Abhängigkeit von der Verweildauer im Fermenter zu 30-60 Prozent abgebaut. Diese Reduktion kommt dadurch zustande, dass ein Teil der Kohlenstoffverbindungen der organischen Trockenmasse in Methan (CH₄) und Kohlendioxid (CO₂) abgebaut wird. Cosubstrate werden je nach Zusammensetzung sehr unterschiedlich abgebaut.

Die Verringerung des Trockenmassegehaltes bedeutet für die Düngungspraxis, dass die Biogasgülle bzw. der Gärrückstand bei der Ausbringung in den Pflanzenbestand besser von den Pflanzen abläuft und leichter im Boden versickert. Dadurch verringern sich die Ammoniakverluste, bei ordnungsgemäß ausgefauter Gülle auch die Geruchsbelästigung und die Gefahr von Pflanzenverätzungen. Die Verringerung des TM-Gehaltes bringt noch eine verfahrenstechnische Erleichterung beim Homogenisieren, Pumpen und Ausbringen mit sich.

6.2.2 Anstieg des Ammoniumstickstoffgehaltes

Beim anaeroben Abbau von organischer Substanz wird ein Teil des organisch gebundenen Stickstoffs in die Ammoniumform überführt. Durch den Anstieg des Ammoniumstickstoffgehaltes ist zu erwarten, dass die Pflanzenverfügbarkeit des Stickstoffes verbessert wird. Andererseits steigt durch den höheren Anteil an Ammoniumstickstoff auch die Gefahr der Stickstoffverluste bei der oberflächlichen Ausbringung und Lagerung.

6.2.3 Verringerung des Kohlenstoff-Stickstoff-Verhältnisses (C/N)

Das C/N-Verhältnis wird, durch den Abbau der Kohlenstoffverbindungen in der Gülle bzw. im verflüssigten Festmist zu Methan, verringert. Diese Verringerung bewirkt ebenfalls eine verbesserte Stickstoffwirkung.

6.2.4 Anstieg des pH-Wertes

Der Anstieg des pH-Wertes ist als ungünstige Auswirkung der Fermentation anzuführen. Mit der Erhöhung des pH-Wertes besteht ein erhöhtes Risiko für Ammoniakemissionen während und nach der Ausbringung der Biogasgülle

6.3 Nährstoffbilanz und Inhaltsstoffe des Substrates und des Gärrestes

6.3.1 Substrat

Rindergülle besteht zum größten Teil aus Wasser und den darin gelösten Nährstoffen, organischen Substanzen und mineralischen Bestandteilen. Die genaue Zusammensetzung variiert dabei je nach Tierart, der Fütterung und der Zuleitung aus Niederschlags- und Spülwässern.

Nährstoffe	Milchvieh- und Rindergülle
Stickstoff (Gesamt-N)	3-5kg/m ³
davon Ammonium-N (NH ₄)	2-2,5 kg/m ³

Phosphat (P ₂ O ₅)	1-2 kg/m ³
Kalium (K ₂ O)	4-5 kg/m ³

Tabelle 22: Nährstoffgehalt Gärsubstrat

6.3.2 Biogasgülle / Gärrest

Der Nährstoffgehalt der Gärreste ist von der Zusammensetzung des Eingangssubstrats, deren Nährstoffgehalte und den Gärbedingungen abhängig. Ergebnisse aus der Untersuchung von Praxisbetrieben zeigen, dass die TS- und Nährstoffgehalte stark schwanken können. Für eine pflanzenbauliche und umweltgerechte Verwertung des Gärsubstrats sind daher betriebsspezifische Untersuchungen der Gärreste vor der Ausbringung unerlässlich. Die folgende Werte der Analyse von Gärresten können daher nur als Anhaltspunkt verwendet werden.

	TS (in %)	N ges. (kg/m ³)	NH ₄ (kg/m ³)	P ₂ O ₅ (kg/m ³)	K ₂ O (kg/m ³)
Maximal	13,2	9,1	6,8	6,0	10,9
Minimal	2,9	2,4	1,4	0,9	2,0
Durchschnitt	6,5	5,1	3,2	2,3	5,5

Tabelle 23: Nährstoffgehalt Biogasgülle

Beim Gärprozess wird die leicht abbaubare organische Masse abgebaut, es bleibt hauptsächlich schwerer abbaubare, relativ stabile organische Substanz zurück, in der der restliche zusammen mit dem Ammoniumstickstoff als im Anwendungsjahr verfügbarer Stickstoff bezeichnet wird. Der verbleibende Stickstoff wird sehr langsam mineralisiert, je nach Witterung und Bodenbearbeitungsintensität ist mit Freisetzungsraten von 1 bis 3 % des Gesamtstickstoffes pro Jahr zu rechnen.

Die absoluten Nährstoffmengen ändern sich durch die Vergärung nur unwesentlich. Von besonderer Bedeutung ist der durch den Abbau organischer Substanz steigende Teil an pflanzenverfügbarem Stickstoff, der sich in einem höheren Ammoniumanteil am Gesamtstickstoff zeigt.

Viele Biogasanlagen gehen dazu über, die anfallenden Gärreste zu separieren. Es entsteht eine flüssige und relativ feste Phase. Untersuchungen an praxisüblichen Pressschneckenseparatoren zeigen, dass auch in der festen Phase ein hoher Anteil Ammoniumstickstoff verbleibt.

Aus den Ergebnissen über die pflanzenbauliche Wirkung der separierten festen Gärreste geht hervor, dass dieser potenziell rasch verfügbare Stickstoffanteil kaum pflanzenwirksam wird. Bei separierten festen Gärresten werden meist hohe pH-Werte bis >9 festgestellt, die das Risiko gasförmiger Stickstoffverluste stark erhöhen. Diese können bereits im Lager auftreten und zusammen mit den Ausbringverlusten zu hohen Gesamtverlusten führen. Da Phosphate eine hohe Affinität zur Komplexbildung mit organischen Bestandteilen zeigen, reichern sich diese vermehrt in der separierten festen Phase an.

TS	N ges.	NH ₄	P ₂ O ₅	K ₂ O
----	--------	-----------------	-------------------------------	------------------

	(in %)	(kg/m ³)	(kg/m ³)	(kg/m ³)	(kg/m ³)
Flüssige Phase	5,7	4,9	3,1	2,0	5,4
Feste Phase	24,3	5,8	2,7	5,0	5,8

Tabelle 24: Nährstoffgehalt flüssiger / fester Gärrückstand

Die in allen Arten von Gärresten enthaltenen Phosphat- und Kalimengen sind in ihrer Wirkung langfristig denen der Mineraldünger gleichwertig und können in der Düngplanung voll angesetzt werden.

Schwermetalle unterliegen keinem biologischen Abbau, sie konzentrieren sich daher in der verbleibenden Trockenmasse des Gärrückstandes auf. Da die tolerierbaren Schwermetallgehalte nach den gesetzlichen Regelungen in mg/kg Trockenmasse angegeben werden, kann es in manchen Fällen zu Grenzwertüberschreitungen kommen.

6.4 Humuswirkung von Biogasgülle

Die Ergebnisse einer Studie in den 1980er Jahren zeigen, dass die Biogaserzeugung zu einer ähnlichen C-Stabilisierung wie die aerobe Rotte führt. Die Ergebnisse von Bebrütungsversuchen mit Boden-Gülle sowie Boden-Biogasgülle-Gemischen belegen, dass die Düngung unvergorener und vergorener Gülle eine vergleichbare Humusproduktion zur Folge hat.

Ursache ist die höhere C-Stabilität der Biogasgülle im Vergleich zur unvergorenen Gülle. Allerdings können Aussagen zur Humusdynamik im Boden nur mit Hilfe langjähriger Experimente getroffen werden. Da Ergebnisse von Langzeituntersuchungen zur C-Dynamik im Boden nach Biogasgülledüngung noch nicht vorliegen, wurde zur Schätzung der Humuswirkung der Gärreste der VDLUFA Standpunkt zur Humusbilanzierung (2004) herangezogen.

Dieser geht von einer höheren Humusproduktionsleistung der Biogasgülle im Vergleich zu unvergorenen Wirtschaftsdüngern aus. Für Wirtschaftsdünger ist mit einer Humusproduktion von 87 kg Humus C/t TS und für Gärprodukte mit einem deutlich gestiegenen Faktor von 142 kg Humus C/t TS zu kalkulieren. Auch wenn hierfür nur ältere experimentelle Untersuchungen aus der Güllevergärung vorliegen, so sollte doch bei der Bewertung der Biogasgülle der höhere Humusproduktionsfaktor zur Anwendung kommen.

6.5 Hygienisierungswirkung und Reduktion von Unkrautsamen

Anhand des Monitorings der Thüringer Biogasanlagen 2012 zeigt sich, dass der hygienische Status der flüssigen Gärreste deutlich besser ist als der von Rohgülle. Durch die Vergärung liegt bei der Gesamtkeimzahl eine Reduktion im Mittel um 1 bis 2 Zehnerpotenzen vor.

Weiter werden auch E. Coli deutlich um mindestens 3 Zehnerpotenzen bis auf die Nachweisgrenze (100 KBE/g) und die Fäkalstreptokokken um 1 bis 2 Zehnerpotenzen gegenüber den Ausgangssubstraten reduziert.

Die Verminderung der Clostridien ist ebenfalls messbar, auch wenn hier geringere Abbauraten vorhanden sind.

Der Vergleich von Stallmist mit den festen Gärresten führt zu ähnlichen Ergebnissen.

	n	Gesamtkeimzahl	Fäkalstreptokokken	E. coli	Clostridien
Gülle	28	115 x 10 ⁶	333 x 10 ³	156 x 10 ³	5.381
Gärrest flüssig	22	3,9 x 10 ⁶	16 x 10 ³	0,2 x 10 ³	1.327
Stallmist	10	946 x 10 ⁶	37 x 10 ³	236 x 10 ³	1.001
Gärrest fest	3	99 x 10 ⁶	15 x 10 ³	0,1 x 10 ³	317

Tabelle 25: Hygienisierungswirkung der Biogasanlage- Verminderung der KBE

Bereits unter mesophilen Bedingungen ist nach kurzer Einwirkzeit eine Reduktion von Pilzsporen zu erwarten. Wurmeier und Larven werden im mesophilen Temperaturbereich innerhalb weniger Tage und im thermophilen Bereich innerhalb weniger Stunden zerstört.

Die Biogaserzeugung führt zu einer deutlichen Verminderung der Unkrautsamen. Dieser Effekt ist umso stärker, je länger die Aufenthaltszeit im Fermenter und je höher die Temperatur liegt.

6.6 Aufbereiten des Gärrestes bzw. der Biogasgülle

Aufbereitete transportwürdige Gärrückstände könnten ein interessantes Produkt für viele Anwender sein, z. B. für Landwirte in reinen Ackerbauregionen, für Erwerbs- und Hobbygärtner oder Garten- und Landschaftsbauer. Rein pflanzliche Gärrückstände kommen auch als Tiereinstreu oder als Bauprodukt in Frage. Durch die Aufbereitung und Konditionierung von Gärrückständen, z.B. durch Volumenreduzierung oder das Aufkonzentrieren von Nährstoffen, können die Kosten für Lagerung, Transport und Ausbringung gesenkt werden. Zu den wichtigsten Aufbereitungsverfahren zählen Separation, Trocknung, Pelletierung, biologische Behandlung, Verdampfung und Nährstoffextraktion (Strippung, Fällung).

6.6.1 Separation

Während der Separation werden die Gärprodukte mechanisch in feste und flüssige Phase aufgetrennt. Dadurch kann der Lagerbedarf für flüssige Gärrückstände um bis zu 20 % reduziert werden. Die feste Phase mit Trockenmassegehalten von 20-40 % weist eine verbesserte Transportwürdigkeit auf und ist v. a. mit Kohlenstoff und Phosphat angereichert. Die flüssige Phase mit einem Trockenmassegehalt von 1-8 % ist mit Ammonium (NH₄⁺) angereichert und gilt somit als schnell wirksamer Stickstoffdünger. Verwendete Techniken und Verfahren zur Separation sind Schneckenpresse, Bandfilterpresse, Siebe und Flotation.

6.6.2 Trocknung

Die Trocknung dient der Reduzierung von Wasser im Gärrückstand, wobei heiße Luft, vorzugsweise BHKW-Abwärme, durch die Gärrückstände geführt werden. Die trockenen Gärprodukte weisen Trockenmassegehalte von bis zu 90 % auf. Die erzeugten Produkte können neuen Absatzbereichen, wie Erdenwerken oder der Düngemittelherstellung, zugeführt werden. Getrocknete Gärrückstände sind in Abhängigkeit der Restfeuchte lager- und transportstabil.

Zur Vermeidung von Ammoniakverlusten und Geruchsemissionen kann die Trocknerabluft mittels saurer Wäscher gereinigt werden. Gleichzeitig kann Ammoniumsulfatlösung (ASL) als Stickstoffdünger

hergestellt werden. Eine Alternative zur Vermeidung von Ammoniak-Emissionen ist die Ansäuerung der Gärrückstände. Zu den häufigsten Trocknerarten zählen Bandtrockner, Schubwende-, Wirbelschicht- und Trommeltrockner oder Wagen- bzw. Containertrockner.

6.6.3 Pelletierung

Die Pelletierung bezweckt das Kompaktieren der getrockneten Gärrückstände mit einem Trockenmassegehalt von 85-90 % und einer Schüttdichte von etwa 250-350 kg/m³ auf 700-750 kg/m³. Durch die Erhöhung der Dichte soll die Transportwürdigkeit und die Lagerfähigkeit verbessert werden. Dazu werden die getrockneten Gärprodukte unter hohem Druckeinfluss durch Matrizen gepresst. Man unterscheidet Ringmatrizen und Flachmatrizen. Der Strombedarf zur Pelletierung getrockneter Gärrückstände beträgt etwa 30 – 50 kWh_{el}/t. Gärpellets lassen sich in Gartencentern und Baumärkten vermarkten. Gärpellets können zusätzlich mit mineralischen und organischen Zuschlagsstoffen zu Spezialdüngemitteln veredelt werden.

6.6.4 Biologische Behandlung

Durch Kompostierung oder biologische Abwasserreinigung wird die Stabilisierung des organischen Materials erreicht. Geruchsemissionen werden reduziert und Stickstoff wird als gebundener organischer Stickstoff fixiert bzw. in Luftstickstoff umgewandelt.

Durch die aerobe Rotte werden feste Gärrückstände in Abhängigkeit des Rottegrades in Frisch- und Fertigkomposte überführt. Sie dienen im Garten- und Landschaftsbau als Bodenhilfsstoffe und Düngemittel. Die enthaltenen Nähr- und Kohlenstoffe werden in stabilere Humuskomplexe umgewandelt. Durch die hohen Rottetemperaturen von bis zu 70°C werden Nachrotteverfahren häufig als Hygienisierungsstufe für feste Gärprodukte eingesetzt.

Bei der biologischen Abwasserreinigung erfolgt durch Nitrifikation (belüftete Umsetzung von NH₄ zu Nitrat) und Denitrifikation (anaerobe Umsetzung von Nitrat zu Luftstickstoff) die biologische Umwandlung von im Gärrückstand enthaltenen Stickstoffverbindungen in Luftstickstoff (N₂). Dazu sind in der Regel große Klärbecken notwendig, die zur Belüftung, Absetzung, Klärung und ggf. Fällung verwendet werden. Ziel ist es, das gereinigte Wasser in den Vorfluter einzuleiten. Aufgrund der Nährstoffüberschüsse in der Landwirtschaft gewinnen diese Verfahren mehr an Interesse.

6.6.5 Flüssige Aufbereitung

Durch die Abtrennung von Wasser soll eine Volumenreduktion von bis 50 % und eine Aufkonzentrierung der Fest- bzw. Nährstoffe erreicht werden. Dabei werden eine dickflüssige Nährstofflösung (Konzentrat), Wasser (Permeat) und ggf. ASL generiert. Die aufkonzentrierte Nährstofflösung kann wie flüssige Gärprodukte ausgebracht werden. Dabei vermindern sich Kosten, Arbeitsaufwand und Lagerbedarf. Das Permeat kann in die Atmosphäre abgegeben, u. U. in Gewässer eingeleitet oder auf landwirtschaftlichen Flächen verregnet werden. Die Volumenreduktion erfolgt mittels Eindampfung (Normaldruck), Vakuumverdampfung (Unterdruck) oder Membranverfahren (Filtration). Die ASL aus der Abluftbehandlung der Verdampfungsverfahren kann als Mineraldünger vermarktet werden.

6.6.6 Nährstoffextraktion

Bei der Nährstoffextraktion werden Einzelnährstoffe generiert, die als Mineraldünger ausgebracht oder in der chemischen Industrie verwendet werden. Zudem wird der Gärrückstand bis hin zur Einleitfähigkeit aufbereitet. Einzelne Schritte der Nährstoffextraktion sind Filtration, Fällung des Phosphats und Strippung des Ammoniums.

Während der Fällung entsteht Magnesiumammoniumphosphat (MAP) oder Calciumphosphat, die als Mineraldünger oder zur weiteren Herstellung von Düngemitteln eingesetzt werden. Bei der Strippung können ASL aus dem Gaswäscher sowie ggf. ein stickstoffreicher Kalkdünger erzeugt werden. Zudem entsteht ein stickstoffreduziertes Gärprodukt, das als Rezyklat wieder in die Fermentation zugeführt werden kann. So können im Fermenter auch Substrate mit höheren Stickstoffgehalten ohne Risiko einer Hemmung eingesetzt werden. Das Abwasser mit hohen Nährstoff- und Organikanteilen kann konventionell wie flüssige Wirtschaftsdünger ausgebracht oder einer weiteren Aufbereitung unterzogen werden.

6.7 Faktoren für Ammoniakemissionen

Wirtschaftsdünger enthalten Stickstoff sowohl in einer organischen, langsam pflanzenverfügbaren Form als auch in einer mineralischen, schnell pflanzenverfügbaren Fraktion, welche im Wesentlichen aus Ammonium (NH_4^+) besteht. Der Anteil an Ammonium am Gesamtstickstoffgehalt hängt u.a. von der Art des Wirtschaftsdüngers und der Tierart ab. Beispielsweise enthält Rindergülle ca. 50 %, Schweinegülle ca. 60 % und dagegen Rinder- bzw. Schweinejauche ca. 90 % Ammoniumanteil am Gesamtstickstoff, sowie Festmiste nur ca. 25-30 %.

Ammonium (NH_4^+) entsteht erst nach der Ausscheidung durch das Tier als Folge bakterieller und enzymatischer Abbauprozesse stickstoffhaltiger Verbindungen. Dies sind vor allem Harnstoff und Eiweiß. Ammonium steht nach der Ausbringung den Pflanzen direkt bzw. nach seiner schnellen Umwandlung im Boden in Nitrat zur Verfügung. Der flüchtige, gasförmige Ammoniak (NH_3) geht in die Atmosphäre und verursacht die typischen Geruchsemissionen.

Deshalb sind bei der Ausbringung von Wirtschaftsdüngern, im Besonderen von flüssigen Wirtschaftsdüngern in Form von Gülle und Jauche, zur Reduktion der Ammoniakemissionen folgende Gegebenheiten zu beachten.

- Bei der Ausbringung von flüssigen Wirtschaftsdüngern erfolgt der größte Teil der Ammoniakverluste in die Atmosphäre unmittelbar bei und in den ersten Stunden nach der Ausbringung.
- Die tatsächliche Höhe der Ammoniakemission ist eine Folge des komplexen Zusammenwirkens der Rahmenbedingungen aus Gülleeigenschaften, Standort, Witterung und emissionsmindernden Maßnahmen.
- Bewiesen ist, dass unter sonst gleichen Rahmenbedingungen (Gülle, Standort, Witterung) bei bodennaher streifenförmiger Ausbringung deutlich weniger Ammoniak freigesetzt wird als bei Breitverteilung.
- Die relative Emissionsminderung gegenüber der Breitverteilung ist beim Schleppschuh höher als beim Schleppschlauch. Die höchsten Minderungspotenziale werden bei der Injektion erreicht.

Das Verhältnis von gebildetem Ammoniak im Vergleich zu Ammonium unterliegt dabei bereits im Stall und Lager einem dynamischen Gleichgewicht. Dieses ist maßgeblich von der Temperatur und dem pH-Wert abhängig.

Die Ammoniakemission ist jedoch auch von der Ammoniumkonzentration (abhängig von Tierart und TM-Gehalt) und der benetzten bzw. der verdunstungsgefährdeten Oberfläche (Stall, Lager, Feld) abhängig.

Insbesondere nach der Ausbringung von flüssigen Wirtschaftsdüngern kann es zu sehr hohen Ammoniakverlusten kommen. Im Extremfall können diese Breitverteilung bei über 90 % des mit flüssigen Wirtschaftsdüngern ausgebrachten Ammoniumstickstoffs liegen. Die Höhe der Ammoniakemissionen wird generell von einer Vielzahl von Faktoren beeinflusst, die sich wiederum teilweise wechselseitig beeinflussen können.

6.7.1 Verhalten der Gülle bei der Ausbringung

Dabei sind die chemischen Eigenschaften von Gülle selbst ein wesentlicher Faktor für die Ammoniakverluste. In der Gülle sind bestimmte natürliche Puffersysteme (z.B. Karbonatpuffer, Ammoniumpuffer, flüchtige organische Säuren) enthalten. Der pH-Wert von normaler, d.h. nicht angesäuertes, Gülle im Lager oder Güllefass liegt um den Neutralpunkt.

Ab dem Moment der Ausbringung werden diese Puffersysteme in sehr kurzer Zeit verändert. Dabei werden Kohlendioxid und flüchtige organische Säuren freigesetzt. Die Folge davon ist auch ein Anstieg des pH-Wertes, welcher sich innerhalb einer halben Stunde etwa auf pH 8,5 erhöhen kann. Aufgrund chemischer Gesetzmäßigkeiten der Gleichgewichtsbeziehungen 40 zwischen Ammonium und Ammoniak wird dadurch kurzfristig das Gleichgewicht stark in Richtung Ammoniak verschoben.

Die Ausgasung wird auch durch den starken Konzentrationsunterschied zwischen Ammoniak im Wirtschaftsdünger und der Atmosphäre begünstigt, wobei hohe Temperaturen und Wind diesen Prozess noch weiter verstärken. Diese natürlichen Prozesse sind ein Motor für die mitunter sehr hohen Ammoniakverluste direkt nach der Ausbringung.

6.7.2 Einflüsse der Witterung

Eine große Bedeutung für die Emissionen nach der Ausbringung von flüssigen Wirtschaftsdüngern hat die Witterung (Abb. 58).

Dabei geht es physikalisch um Folgendes: Zwischen dem im flüssigen Wirtschaftsdünger (Beispiel Gülle) vorhandenem Ammoniak und der oberflächennahen Grenzschicht zur bzw. der Atmosphäre (Luft) selbst besteht ein Konzentrationsgefälle. Je höher dieses ist und je länger diese Gefälle besteht, desto höher sind die Ammoniakemissionen. Es entspricht dem physikalischen Prinzip bei Gasen und Lösungen, dass sich Konzentrationsunterschiede ausgleichen. Einzelne Wirkungszusammenhänge von Witterungsparametern gibt Tabelle 26 wieder.



Abbildung 58: Witterung bei Gülleausbringung

Durch eine Ausbringung bei bedecktem Himmel, kühlem, feuchten und windstillem Wetter lassen sich die Ammoniakverluste stark senken – aber auch bei idealem „Gülewetter“ sind die Emissionen bei bodennaher streifenförmiger Technik (Bild rechts) niedriger als bei der Breitverteilung (Bild links).

6.7.3 Weitere Faktoren

Je schneller flüssiger Wirtschaftsdünger in den Boden eindringt, desto geringer ist das Freisetzungspotenzial an Ammoniak, weil der Kontakt zur Atmosphäre nur kurz ist. Dies ist z. B. bei Jauche und stark verdünnter Gülle der Fall.

Hohe Trockensubstanzgehalte sind meist nachteilig. Aber auch weitere Eigenschaften, die das Fließverhalten beeinträchtigen, wie z.B. die Zähflüssigkeit dickerer Rindergüllen als Folge von höheren Gehalten an organischer Substanz und Schleimstoffen zählen dazu. Verschlammte, verdichtete sowie wassergesättigte Böden hemmen die Infiltration ebenfalls.

Durch die Wahl des Ausbringzeitpunkts mit günstigen Boden- und Witterungsbedingungen lassen sich die Emissionen auf Grünland senken (Tab. 26).

Wenn Gülle bzw. Gärreste ausgebracht werden, muss eine rasche Infiltration in den Boden erfolgen. Dies setzt Folgendes voraus

- Dünflüssigkeit des Wirtschaftsdüngers
- Aufnahmefähige Böden
- Wenig Pflanzenbewuchs (im Grünland: auf kurze Stoppeln bei Breitverteilung)
- Kühles, feuchtes Wetter, bedeckter Himmel, ggf. länger anhaltender Schwachregen
- keine Ausbringung bei warm-heißen, trockenem Wetter; dann allenfalls in den kühlen Abendstunden und nicht am Morgen

Diese Bedingungen der bekannten „Gülleregeln“ treffen aber in der Praxis häufig nicht mit möglichen Ausbringzeitpunkten im Futterjahr überein.

Einfluss	Effekte
Niederschlag	Regen nach der Ausbringung verdünnt die ausgebrachte Gülle und beschleunigt dadurch die Versickerung. Dies senkt das Verlustpotenzial und mindert die Emissionen. Da die Infiltration neben dem Niederschlag aber auch vom Boden abhängt, kann man hier keine einfachen allgemeingültigen Zusammenhänge zur Ammoniakemission finden.
Temperatur (Boden, Luft)	Das Gleichgewicht zwischen Ammonium und Ammoniak in der Gülle verschiebt sich bei höheren Temperaturen in Richtung Ammoniak. Die Löslichkeit von Gasen in Flüssigkeiten nimmt mit ansteigender Temperatur ab. Der Druck des Ammoniaks in der Gülle nimmt daher zu, diese in Richtung des Konzentrationsgefälles Gülle - güllennahe Grenzschicht - Atmosphäre zu verlassen. Bei Temperaturen unter 5°C emittiert nur halb so viel Ammoniak wie bei 15°C.
Wind	Wind vermindert laufend die Konzentration des Ammoniaks über der Gülle. Dadurch bleibt der Konzentrationsunterschied zwischen dem emittierenden Wirtschaftsdünger und der Luft erhalten. Ein Gleichgewicht stellt sich erst ein, wenn nur noch sehr wenig Ammoniak im Wirtschaftsdünger vorhanden ist.
Relative Luftfeuchtigkeit	Eine tiefe relative Luftfeuchtigkeit begünstigt die Verdunstung von Wasser, insbesondere bei hohen Temperaturen. Dadurch steigt das Wassersättigungsdefizit der Luft und die Verdunstungsrate erhöht sich. Dadurch wiederum steigt die Konzentration des Ammoniumstickstoffs im Wirtschaftsdünger und damit auch das Bestreben des neu gebildeten Ammoniaks, aus dem Wirtschaftsdünger zu entweichen.
Einstrahlung	Hohe Einstrahlung (Sonne, unbedeckter Himmel) wirkt indirekt auf die Temperatur, die Verdunstung von Wasser und nach oben steigenden Luftströmungen.

Tabelle 26: Einfluss der Witterung auf die Ammoniakemissionen

6.7.4 Gülleverdünnung und Ammoniakemission

Ein möglichst niedriger Trockenmassegehalt (TM-Gehalt) des flüssigen Wirtschaftsdüngers hilft, Ammoniakverluste in die Atmosphäre bei und nach der Ausbringung zu senken. Starke Verdünnung von „normaler“ Gülle kann ein sehr effektives Verfahren zur Reduzierung von Ammoniakverlusten sein. So lassen sich z. B im Vergleich zu einer Gülle mit 7,1 % TS bei einer Verdünnung mit Wasser in Verhältnis 1:1 (3,6 % TM) bzw. 1:2 (2,4 % TM) Reduktionen der NH₃-Verluste in Höhe ca. 40 bzw. 55 % nachweisen. Dies entspricht etwa einem Minderungspotenzial von rund 10-12 % pro Prozent Trockenmasse-Reduktion.

Jedoch kann allein vom TM-Gehalt von flüssigen Wirtschaftsdüngern konkret nur sehr grob auf die Höhe der Minderung der Ammoniakverluste geschlossen werden. Dies liegt auch daran, dass sich Güllen bzw. Biogasgärreste in ihren physikalischen und chemischen Eigenschaften selbst bei gleichem TM-Gehalt stark unterschieden können.

In der Praxis sind jedoch einer starken Verdünnung schnell Grenzen gesetzt. Zu nennen sind hierbei die erforderliche Lagerkapazität und das steigende Transportvolumen sowie die proportional ansteigenden Verfahrenskosten, eine erhöhte Maschinenbelastung sowie die vermehrte

Bodenbelastung durch zusätzliche Überfahrten. Daneben muss Wasser auch kostengünstig zur Verfügung stehen. Dies ist wohl nur in regenreichen Gebieten der Fall.

Ebenfalls lassen sich durch Separation Gülle und Gärreste verdünnen und damit Ammoniakverluste bei der ausgebrachten flüssigen Phase verringern. Allerdings sind hierbei nach wie vor gute Ideen und Innovationen bei der Festphase gefragt.

6.7.5 pH-Wert (Ansäuerung) und Ammoniakemission

Ein Weg der Emissionsminderung besteht darin, den pH-Wert der Gülle durch Ansäuerung im Stall oder Lager auf pH 6,4 oder saurer zu senken. Damit wird chemisch eine Umwandlung von Ammonium in Ammoniak stark gebremst.

Eine Ansäuerung ist technisch mit mineralischen, organischen Säuren oder mit Melasse möglich. Auch hier besteht noch gewisser Forschungs- und Entwicklungsbedarf.

Auch kann der pH-Wert durch Säurezugabe direkt bei der Ausbringung gesenkt werden. Das Verfahren wird z. B. in Dänemark schon als zertifiziertes Verfahren praktiziert – allerdings nicht in Zusammenhang mit Breitverteilung, sondern mit streifenförmiger bodennaher Ausbringung, meist Schleppschlauch.

6.7.6 Emissionsarme Technik

Die tatsächliche Höhe der Ammoniakemission ist eine Folge des komplexen Zusammenwirkens der Rahmenbedingungen aus Gülleeigenschaften, Standort, Witterung und emissionsmindernden Maßnahmen. Dies erklärt, dass in Einzelversuchen sowohl bei der Breitverteilung als auch bei streifenförmiger Ausbringung auf den Boden bzw. der Injektion unterschiedliche Ammoniakfreisetzungen gemessen werden und auch die relativen Unterschiede zwischen den Techniken voneinander mehr oder weniger abweichen können (siehe Tabelle 27). Falsch wäre es daher, aus bewusst gewählten Einzelversuchen Rückschlüsse auf ein ganzes Verfahren zu setzen.

Die Einstufung emissionsmindernder Maßnahmen beziehen sich daher in der Regel auf die relative Emissionsminderung bei sonst gleichen Rahmenbedingungen.

Dabei gilt es bei der Vielzahl der Einzelexperimente und international veröffentlichten Auswertungen schon seit langem als wissenschaftlich ausreichend belegt, dass streifenförmige Ausbringtechniken, hier insbesondere bei Grünland der Schleppschuh und die Injektion, technische Verfahren sind, bei denen nach der Ausbringung von flüssigen Wirtschaftsdüngern weniger Ammoniak in die Atmosphäre entweicht als bei der Breitverteilung.

Reduktion			
Ausbringtechnik	Anzahl der Einzelexperimente	Mittelwert	Streubereich der Mittelwerte
Schleppschlauch	45	35%	0-74%
Schleppschuh	37	64%	57-70%
Schlitzinjektion	56	80%	60-99%

Tabelle 27: Reduktion der NH₃-Emissionen durch Ausbringtechnik bezogen auf Breitverteiler

6.8 Emissionsarme Ausbringung von Biogasgülle

Als emissionsmindernde Ausbringungsverfahren gelten derzeit Techniken mit Schleppschräuchen, Schleppschuhen sowie die flache oder tiefe Gülleinjektion. Bei den bodennahen Verfahrenstechniken wird der Güllestrom aus dem Fass durch Loch- oder Schneckenverteiler zu den einzelnen Schläuchen geführt und damit exakt in der Breite verteilt.

Mit emissionsmindernden Ausbringungsverfahren wird, im Vergleich zu Breitverteilern (z.B. Schwanhalsverteiler, Schwenkverteiler) die mit Gülle bedeckte Fläche verkleinert. Dadurch wird weniger Ammoniak (NH_3) in die Luft emittiert und im flüssigen Wirtschaftsdünger (Gülle, Jauche, Biogasgärrest) bleibt mehr wertvoller pflanzenverfügbare Ammonium-Stickstoff für das Pflanzenwachstum.

So erreicht bei einer Grünlanddüngung mit Rindergülle in Höhe von 170 kg Gesamt-N pro Hektar beim Schleppschräuchverfahren durchschnittlich in etwa 10-15 kg pflanzenwirksamer Ammonium-N mehr als bei der Breitverteilung den Boden. Beim Schleppschuh bzw. der Injektion erhöhen sich diese Mengen auf rund 20-25 bzw. 30-35 kg pflanzenverfügbaren Stickstoff. Dies berichten auch Praktiker.

Dass bodennahe streifenförmige Technik auch zu relevanten Mehrerträgen führen kann, konnte bereits in der Vergangenheit in Versuchen nachgewiesen werden. Im Mittel wurden beim Schleppschräuchverfahren nur geringe Mehrerträge (plus 2,4 %) beobachtet. Deutlich höher fielen diese beim Schleppschuh (plus 5,8 %) und bei der Injektion (plus 7,5 %) aus.

Vorteilhaft beim Einsatz emissionsarmer Technik sind, neben den deutlich verminderten Ammoniakemissionen, die verminderten Geruchsemissionen. Praktiker berichten, dass beim Einsatz bodennaher Technik Gülle auf Wiesen ausgebracht werden kann, wo bisher mit Breitverteilungstechnik keine Ausbringung möglich bzw. mit starkem Konfliktpotenzial verbunden war, z.B. in Dorf- oder Stadtnähe. Diese Erfahrungen werden auch sehr positiv von der nichtlandwirtschaftlichen Bevölkerung rückgemeldet.

Da die Gülle bodennah abgelegt oder sogar in den Boden injiziert wird, ist eine genaue und windunabhängige Ausbringung möglich. Dadurch sind gegenüber der windanfälligen Breitverteilung geringere Abstände zu Feldgrenzen bzw. Gewässern möglich.

Einen weiteren Vorteil, in diesem Fall für den Gewässerschutz bei drainiertem Grünland, zeigen bayerische und österreichische Versuchsergebnisse. Danach sinkt bei Starkregenereignissen kurz nach Gülleausbringung der Phosphataustrag deutlich, wenn Gülle streifenförmig bodennah ausgebracht bzw. injiziert und nicht breitverteilt wird.

Nachfolgend werden die Techniken Schleppschräuch, Schleppschuh und Injektion vorgestellt sowie Vor- und Nachteile der einzelnen Verfahren angesprochen und Tipps zum optimalen Einsatz gegeben, um qualitativ hochwertiges Futter zu erhalten.

6.8.1 Schleppschräuch

Mit dem Schleppschräuchsystem wird Gülle mittels einzelner, frei hängender Schleppschräuche über die gesamte Arbeitsbreite in Bändern mit 20-40 cm Reihenabstand bodennah streifenförmig abgelegt. So wird die Verteilgenauigkeit, im Gegensatz zur Breitverteilung, nicht durch Wind beeinflusst. Das Minderungspotenzial der Schleppschräuchtechnik zur Ammoniakreduktion gegenüber Breitverteilungstechnik liegt bei mindestens 30 %.

Entwickelt wurde das Schleppschräuchsystem vor allem für die Düngung von Getreidebeständen. Die leichte emissionsarme Technik erlaubt große Arbeitsbreiten (6- 36 m) bzw. Flächenleistungen und wird

daher vor allem im Ackerbau eingesetzt. Der Einsatz im Grünland bzw. im mehrschnittigen Feldfutterbau ist zwar auch möglich, hat sich allerdings hier nur wenig durchgesetzt bzw. erfordert eine gewisse Vorsicht. Dies hat folgende Gründe:

- Im Gegensatz zu Getreidebeständen ist im Grünland, Acker- und Klee gras der Anteil unbewachsener Bodenoberfläche wesentlich geringer. Nachteilig ist daher die streifenförmige Ablage vorwiegend auf den Bestand (Stoppeln) und nicht direkt auf den Boden, zumal die Schläuche ohne nennenswerten Auflagedruck über die Stoppeln hinweggleiten.
- Zudem dringt Rindergülle bei Trockensubstanz-Gehalten von über 6 Prozent nur sehr langsam in den Boden ein. Verantwortlich dafür ist die Zähigkeit dickerer Rindergülle, verursacht durch hohe Schleimgehalte.
- Ähnliches gilt für faserreiche Gärreste oder strohreiche Gülle. Eintrocknete Güllestränge können mit dem anwachsenden Grünlandbestand mit nach oben wachsen oder zu einem Ersticken der darunter liegenden Grasnarbe führen. Die Gefahr der Futtermittelverschmutzung nimmt, wie beim Breitverteiler, mit höherem Anwachsen der Bestände zu.
- Daher ist die Flexibilität beim Einsatzzeitpunkt (im Gegensatz zum Schleppschuh oder der Injektion) eher gering.
- Die bisherigen Erfahrungen haben gezeigt, dass die Schleppschauchtechnik nur beim Einsatz von stark verdünnter Gülle, separierter Gülle und/oder niederschlagsreicher Witterung zu empfehlen ist, um ein Hochwachsen des Güllestreifens weitgehend ausschließen zu können.
- Trockenheit nach der Ausbringung mit dem Schleppschauch kann zu einem Hochwachsen des Güllestreifens führen.
- In Milchviehbetrieben mit hohem Grünlandanteil ist die Schleppschauchtechnik gegenüber der Schleppschuhtechnik daher nur wenig verbreitet.

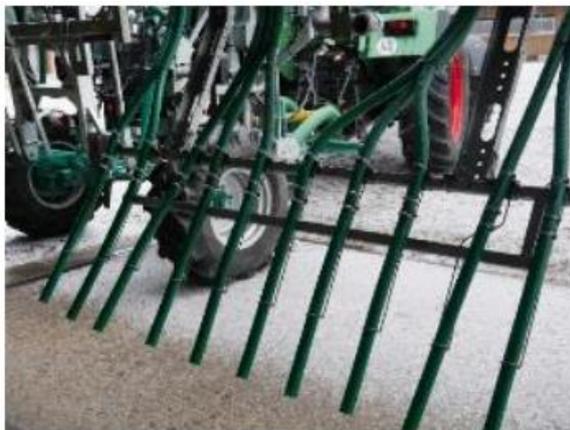


Abbildung 59: Schleppschauch / Schleppschuhtechnik

6.8.2 Schleppschuh

Schleppschuhverteiler wurden für die Ausbringung insbesondere auf wachsende Bestände entwickelt und laufend weiter verbessert, um Abhilfe für die Nachteile des Schleppschauchverteilers zu schaffen. Das Schleppschuh- oder auch Schleppfußsystem ähnelt dem des Schleppschauches. Im Gegensatz zu diesem sind jedoch an jedem Schlauchauslauf federbelastete, schuh- bzw. kufenähnliche Werkzeuge angebracht (Abb. 3). Hier gibt es verschiedenste Entwicklungen, einige Beispiele zeigt (Abb. 4).

Die am Schlauchauslauf angebrachten Werkzeuge bewirken ein Scheiteln bzw. Öffnen der Grasnarbe, so dass die Gülle direkt auf den Boden bzw. in den leicht angeritzten obersten Bodenbereich abgelegt

wird. Anschließend schließt sich der Bestand wieder, wodurch der Luftkontakt und die Einstrahlung – und damit auch die Ammoniakemissionen - verringert werden (Abb. 5).

Insbesondere ist dies bei schon etwas angewachsenen Beständen der Fall. Dadurch können gegenüber der Schleppschlauchtechnik, jedoch insbesondere gegenüber der Breitverteilung die Ammoniakverluste in die Atmosphäre stark reduziert werden.

Insgesamt kann von einem Minderungspotenzial bei der Ammoniakemission der Schleppschuhtechnik von mindestens 50 % gegenüber der Breitverteilung ausgegangen werden, Werte von ca. 55-65 % sind dabei auch möglich.

Die Reihenabstände sind mit 20-30 cm (variabel, frei wählbar) meist etwas enger als beim Schleppschlauchsystem, die Arbeitsbreiten liegen zwischen 3 m und 30 m. Schleppschuhverteiler zeichnen sich durch eine Seitenwindunempfindlichkeit sowie eine gute Verteilgenauigkeit aus.

Die genaue Führung der Kufen/Schuhe am Boden ist für den Erfolg der Schleppschuhtechnik wichtig. Bei großen Arbeitsbreiten und welligem Gelände sowie hohen Fahrgeschwindigkeiten und/oder geringen Scharldrücken kann die Schleppschuhtechnik an ihre Grenzen geraten, so dass dann der Vorteil gegenüber dem Schleppschlauch schwinden kann.

Empfehlenswert sind daher spezielle schmale Grünlandkufen in Kombination mit einem optimalen Scharldruck, um den Pflanzenbestand zu teilen und die Güllebänder sauber am Boden abzulegen und diesen evtl. sogar etwas anschlitzten.

Breitere Schleppschuhkufen hingegen erhöhen die Möglichkeit, dass die Pflanzen anteilig mehr niedergedrückt werden und sich daraus ein höheres Potenzial für Verschmutzungen durch Güllereste ergibt. Diese Einflussfaktoren sollten bei einer Anschaffung der Technik berücksichtigt werden.

Augenmerk gilt neben der Ausbringmenge auch der Abstimmung von Fahrgeschwindigkeit und Bodenführung. Höhere Fahrgeschwindigkeiten und ein größerer Volumenstrom der Pumpe führen zu ungleichmäßiger Bodenführung und erhöhen die Gefahr einer Futtermverschmutzung durch unsaubere Applikation. Damit sich der Verteiler dem Untergrund gut anpassen und die Gülle auf den Boden ablegen kann, sind ggf. eine Anpassung der Fahrgeschwindigkeit und Fördermenge der Pumpe erforderlich, z. B. durch eine kleinere Zapfwellenvorwahl.

Zusätzlich sollten noch folgende Bedingungen und Verhältnisse berücksichtigt werden:

Aspekte	Darauf ist zu achten
Fließfähige Gülle bzw. Gärreste	<ul style="list-style-type: none"> ➤ vor dem Ausbringen homogenisieren ➤ Verdünnung mit Wasser (Regenwasser) v.a. im Sommer, je dünner, desto besser. Ziel wären TS-Gehalte unter 4-5 % ➤ bei hohem Grobfaseranteil (z.B. Einstreu mit langfaserigem Stroh aus Tiefboxen; Biogasanlagen mit hohem NaWaRo-Anteil): Auswahl der Einstreu überdenken, Faserverdauung bei den Kühen in der Fütterung optimieren, Separieren ➤ Vergärung verringert den TS-Gehalt und den Schleimstoffgehalt

Witterung und Bodenverhältnisse	<ul style="list-style-type: none"> ➤ keine Ausbringung bei trockenem und warmem Wetter, da harte und vertrocknete Streifen sich schlecht auflösen. Getrocknete Güllereste im Bestand können nach oben wachsen. ➤ bei stark ausgetrockneter Bodenoberfläche oder zu nassen Böden zieht die Gülle schlechter in den Boden ein, insbesondere wenn sie nicht sehr dünnflüssig ist. ➤ je dicker die Gülle, desto wichtiger ist ausreichend Niederschlag (80-100 mm) zwischen Ausbringung und Schnitt. ➤ kühle Lufttemperatur, bedeckter Himmel und möglichst trockener Boden, leichter Regen bei und nach Ausbringung. ➤ Vorsicht bei feuchten bzw. nassen Böden und hohen Gewichten: Pflanzen, die in den feuchten Boden eingedrückt werden, lassen kaum Gülleablage zwischen den Pflanzen zu, zudem steht das Gras in der Fahrspur auch lange nicht mehr auf
Zeitpunkt	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Schlepptschuh: Die Gülle sollte zwischen die Pflanzen direkt auf den Boden abgelegt werden; genügend Schardruck ist hierbei wichtig. ➤ eine Ablage auf der kurzen Stoppel (< 7cm) sowie eine Ablage in einen zu hohen Bestand (> 15 cm) sollten vermieden werden, um die Gefahr von Verunreinigungen zu reduzieren. ➤ nicht zu spät ausbringen, damit noch ausreichend Zeit (mind. 3 bis 4 Wochen) zwischen Ausbringung und Schnitt verbleibt.
Güllemenge	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Güllemenge begrenzen, d.h. maximal 15 (-20) m³ /ha pro Gabe; nur bei sehr dünner Gülle auch mehr ➤ Gerade bei höherem Grobfaseranteil die Ausbringmenge im Jahr auf kleinere Gaben verteilen (besser 4x10 als 2x20 m³ /ha)
Ernte	<ul style="list-style-type: none"> ➤ richtige Schnitthöhe, 6-7 cm, in Trockenlagen ggf. höher. Sollte es nach dem Güllefahren die nächsten Tage nicht regnen, unbedingt bei der nächsten Mahd auf noch vorhandene Güllereste achten. Sollten noch Güllereste (Güllestreifen) am Boden vorhanden sein. Das Mähwerk auf mindestens 7 cm einstellen. Kreiselheuer und Schwader so einstellen, dass die Zinken keinesfalls den Boden berühren

Tabelle 28: Empfehlungen zur Minimierung des Eintrages von Gülleresten in das Futter

6.8.3 Injektion (Schlitzverfahren)

Mittels Schlitzverteilern wird flüssiger Wirtschaftsdünger direkt in den Boden injiziert. Dazu wird mit einer Schneidscheibe die Grasnarbe bzw. der Boden ca. 1-4 cm (je nach Modell, ausgeübtem Druck, Bodenzustand und Güllemenge) aufgeschnitten und die Gülle nachfolgend in diese Schlitz abgelegt (Abbildung 60).

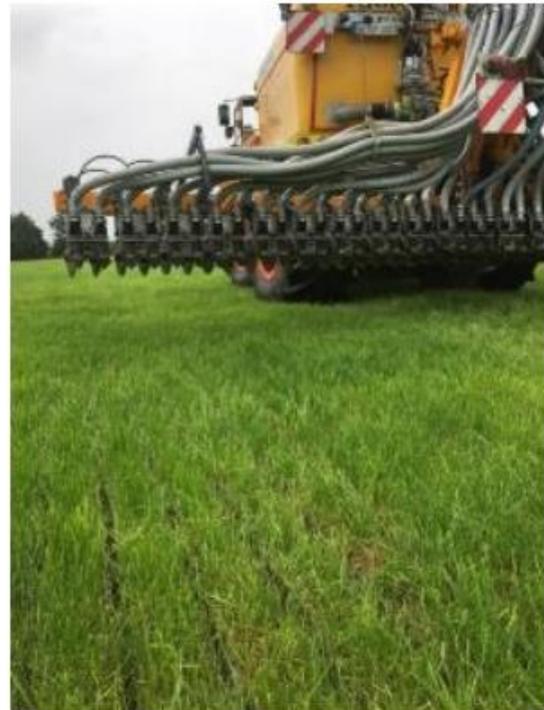


Abbildung 60: Gülleinjektion mittels Schneidscheibe

Durch die Ablage direkt in die oberste Bodenschicht und nicht auf die Bodenoberfläche sickert (infiltriert) die flüssige Phase schnell in die Bodenmatrix ein, sofern vor der Ausbringung der Boden gut abgetrocknet, idealerweise leicht feucht, jedoch nicht völlig ausgetrocknet ist. Die Arbeitsbreite der Technik liegt derzeit meist zwischen 6 m und 13,5 m, der Reihenabstand zwischen 20 und 30 cm (frei wählbar).

Von allen drei emissionsarmen streifenförmigen Techniken hat die Injektion mit Abstand die größte emissionsmindernde bzw. geruchsreduzierende Wirkung. Gegenüber der Breitverteilung liegt das Minderungspotenzial von Ammoniakemissionen bei rund 70-80 %. Die Gefahr einer Verschmutzung des Pflanzenbestands durch Güllereste bei normaler Aufwandmenge ist äußerst gering (Abb. 61).

Die Ausbringung nach einer Schnittnutzung ist in einem großen Zeitfenster (bis ca. 15 cm Wuchshöhe) möglich und auch bei sonniger warmer Witterung halten sich die Ammoniakemissionen bei der Gülleinjektion in Grenzen. Dies schafft für eine saubere und emissionsarme Gülleausbringung große Flexibilität.

Hinsichtlich der Futtermittelverschmutzung gibt es beim Einsatz der Schlitztechnik mit Ausnahme des Einsatzes bei extremer Trockenheit, nassen Böden, bei sehr hohen Ausbringmengen und sehr dickflüssiger Gülle vom Prinzip her keine Probleme.



Abbildung 61: Gülleinjektion - verminderte Gefahr der Futtermverschmutzung

Nachteilig bei der Gülleinjektion sind der Mehrbedarf an Zugkraft. Aufgrund der im Vergleich zur Breitverteilung, der Schleppschlauch und Schleppschuhtechnik stark begrenzten Arbeitsbreite der Injektionstechnik ist nicht nur die Flächenleistung niedriger, sondern es muss auch mehr Bodenfläche und zudem bei hohem Gewicht der Schlitztechnik überfahren werden.

Dadurch steigt die Gefahr der Bodenbelastung. Bodenschonende technische Maßnahmen wie die richtige Reifenwahl, Reifendruckregelanlagen und/oder Hundegang bei Selbstfahrern sind daher genauso wichtig wie die Feinfühligkeit und Erfahrung des Fahrers in Hinblick auf Standort und Einsatzzeitpunkt. Bei optimaler Maschinenkonfiguration ist ein Einsatz auch in Hanglagen möglich.

Aufgrund der hohen Investitionskosten und der notwendigen Auslastung kommt das Verfahren vorwiegend überbetrieblich (Lohnunternehmer, Maschinenring) als absätziges Verfahren zum Einsatz. Bei diesem bleibt die Ausbringtechnik (Selbstfahrer oder gezogen) auf der Fläche und wird über Zubringerfahrzeuge beliefert.

6.8.4 Verschlauchung

Für arrundierte Flächen und große Schläge kann die Kombination von bodennaher Ausbringtechnik (Schleppschuh, Injektion) und Verschlauchung einen arbeits- und betriebswirtschaftlich interessante Alternative sein.

Durch die Verschlauchung lassen sich die Schlagkraft erhöhen, das Gewicht der Ausbringtechnik senken und dadurch der Bodendruck reduzieren. Gerade wo der Einsatz von schweren Transportfässern öfters nicht möglich ist, z.B. bei feuchten und rutschigen Grasnarben in Hanglagen, werden die Vorteile der Verschlauchung deutlich. Nachteilig sind die hohen Rüstzeiten für Auf- und Abbau inklusive Reinigung der Schlauchleitungen.

7 Wirtschaftlichkeit

7.1 Allgemeines, Methodik

Die Wirtschaftlichkeit einer Biogasanlage ist von vielen Parametern in der Kosten- und Ertragsstruktur abhängig. Daher ist es notwendig alle anfallenden Kosten für die Erstellung und den Betrieb der Anlage, sowie die Erträge aus dem Verkauf der hergestellten Produkte zu kennen und gegenüberzustellen.

Als Basis für eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung müssen daher alle Kosten sowie Erträge eruiert und bewertet werden, dies erfolgt im Rahmen einer dynamischen Wirtschaftlichkeitsberechnung.

Da die Kosten je nach Anlagengröße und -ausstattung stark in ihrer Höhe variieren, können in dieser Betrachtung teilweise nur Erfahrungs- und Schätzwerte verwendet werden. Auch bei der Ertragssituation sind bestimmte Annahmen zu treffen, da bestimmte gesetzliche Rahmenbedingungen (z.B. Erneuerbaren Gasgesetz) zurzeit zwar diskutiert, aber noch nicht endgültig im Nationalrat beschlossen wurden. Auch die Thematik der Förderungen sind von diesen gesetzlichen Bedingungen abhängig.

Es wird daher in den folgenden Unterpunkten die generelle Struktur der Kosten und Erträge aufgezeigt, im Detail wird aber erst im Kapitel der Handlungsempfehlungen für die bestimmten Regionen anhand einer präferierten Anlagenkonfiguration näher darauf eingegangen.

Als Preisbasis für die Investitionskosten der Anlagen wurde auf das Berechnungstool des Kuratoriums für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL) zurückgegriffen, mit einem Aufschlag von 20%, da die Kostenstruktur in Österreich etwas anders gelagert ist aufgrund der kleineren und der deutlich geringeren Anzahl von Anlagen her gegenüber Deutschland.

Für die Berechnung der Annuität in der dynamischen Wirtschaftlichkeitsrechnung wurden ein Zinssatz von 3% und eine Laufzeit von 15 Jahren angenommen, bei einem Eigenkapitalanteil von 25%.

Die Abschreibungsdauer für alle Bauleistungen werden mit 30 Jahre, die Abschreibungsdauer für den anlagentechnischen Bereich der Biogasanlage mit 15 Jahren angenommen.

Die Kalkulation enthält keine Mehrwertsteuer und gewährte / geplante Förderungen wurden in der Berechnung berücksichtigt.

7.2 Kosten für die Biogasbereitstellung, -aufbereitung und -einspeisung

7.2.1 Investitionskosten

Die Investitionskosten für die Anlage bestehen im Wesentlichen aus den Baukosten für die Vorgrube, den Fermentern, den Nachgärern, den Gärrestelägern und den Gasspeichern samt Tragluftdächern, sowie aus den Kosten für den Anlagenbau wie Heizkessel, Rohrleitungen, Pumpen, Mess-, Steuer- und Regelungstechnik, BHKW, Gasaufbereitung, Gaseinspeisung und der Gasfackel. Auch die Nebenkosten in Form von Planungs- und Genehmigungskosten sind ebenfalls enthalten.

7.2.2 Fixe Kosten

Die fixen Kosten der Anlage bestehen aus den Abschreibungen (AFA) für die Anlage, der Annuität für die Finanzierung der Anlage, den Versicherungskosten und den Personalkosten für den Betrieb der Anlage.

7.2.3 Variable Kosten

Die variablen Kosten bestehen aus den Anteilen Reparatur, Wartung und Instandhaltung der Anlage, den notwendigen Betriebsmitteln und Betriebsstoffe, den Analysen der Gärsubstrate und Gärreste, sowie den Kosten für die Anlieferung der Gärsubstrate und der Ausbringung der Gärreste.

7.3 Erträge aus Wärme-, Strom- und Biomethannutzung

Erträge lassen sich aus dem Verkauf von Wärme, Strom oder des Biomethan erzielen. Je nach Abnehmer und nach Angebot und Nachfrage für das Produkt im örtlichen Umkreis der Anlage können höhere, aber auch niedrigere Preise im Vergleich zu den Marktpreisen erwirtschaftet werden.

Steht zum Beispiel ein großes Potenzial an Wärmeenergie einer niedrigen Nachfrage gegenüber sinken die erzielbaren Erlöse meistens unter die marktüblichen Preise ab. Dies ist bei den „minderwertigen“ Energien wie Wärme öfter zu beobachten, als bei den „höherwertigen“ Energien wie Strom und Gas.

Als Anhaltspunkt für die erzielbaren Erlöse lassen sich die Handelspreise für die Energieträger verwenden bzw. wurden die im Erneuerbaren Gasgesetz (EGG) genannten Ausgleichsbetrag (Marktquote) in der Höhe von 20 ct/kWh für Biomethan verwendet.

Die durchschnittlichen Erträge für Wärmeenergie in der Höhe von 10ct/kWh bzw. 100 EUR/MWh sind jene Erlöse, welche Nah- bzw. Fernwärmeunternehmen im Untersuchungsgebiet für ihre Dienstleistung von ihren Kunden verlangen.

Die Erlöse beim Verkauf von elektrischer Energie liegen im Bereich von 5 – 10 ct/kWh, je nach Abnahme der Energie. Sollten die Voraussetzungen des EAG vorliegen, gibt es zusätzlich zu den Marktpreisen noch eine Marktprämie in der Höhe von 27ct/kWh.

Energieträger	Durchschnittliche Erlöse [€ct/kWh]	Marktprämie [€ct/kWh]
Wärmeenergie	4,00 – 10,00	0,00
Strom	5,00 – 10,00	27,00
Biomethan	3,00 – 7,00	20,00

Tabelle 29: Durchschnittliche Erträge aus der Biogasnutzung

Die genauen Höhen der Erlöse, welche zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit eines Anlagentyps verwendet werden, findet man am Beginn der einzelnen Wirtschaftlichkeitsberechnungen.

7.4 Erträge aus der Nutzung des Wirtschaftsdüngers

Die Erlöse aus dem Verkauf des entstehenden flüssigen Wirtschaftsdüngers an Drittkunden sind eher als gering zu bezeichnen, da der Verwendungsbereich lokal auf den Anlagenstandort beschränkt ist und die Transportkosten im Vergleich dazu als hoch einzustufen sind.

Wird der flüssige Wirtschaftsdünger mit Hilfe von Separatoren in eine flüssige Phase und eine feste Phase aufgetrennt, welche in weiterer Folge noch getrocknet und pelletiert wird, können auch weiter entfernte Absatzmärkte erschlossen werden. Dazu sind aber erhebliche zusätzliche Investitionen in die

Gärrestaufbereitung und Trocknung verbunden, welche sich erst größeren Gülleaufkommen und überschüssiger nicht anderwärtig nutzbarer Heizenergie zu amortisieren beginnen.

Aus diesem Fall wird auf diese Erträge in der folgenden Betrachtung auch nicht näher eingegangen und auf Studien des Biogasverbandes Bayern verwiesen, wo diese Thematik bereits aufgearbeitet wurde.

7.5 Investitionsförderungen

Gewährte Förderungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien können die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen nicht nur positiv beeinflussen, sondern überhaupt erst ermöglichen. Viele der älteren Anlagen, welche nach dem Ökostromgesetz 2012 mit garantierten Einspeisetarifen betrieben wurden, waren erst durch diese tarifliche Förderung in der Lage positiv zu bilanzieren.

Durch das neue Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG 2021), als Restnachfolger des Ökostromgesetzes, kommt es zu einer Verschiebung des Förderzweckes weg von der Verstromung von Biogas in Richtung der Einspeisung von Biomethan in das öffentliche Gasnetz, sofern sich das Gasnetz in entsprechende Nähe zum Betriebsstandort befindet.

Neue Anlagen sollen demnach vordringlich in der Nähe des gut ausgebauten Gasnetzes errichtet werden und das erzeugte Biomethan in das Gasnetz einspeisen. Dazu wurden auch die Gasnetzanschlussregelungen für Einspeisungen aus erneuerbaren Gasen neu geregelt. Neben dem prioritären Netzzugang und der Durchleitung gibt es jetzt auch eine eigene Kostentragungsregel für den Gasnetzzugang. Zudem wird es Investitionszuschüsse sowohl für die Umrüstung bestehender Biogasanlagen als auch für neu zu errichtende Biomethananlagen geben. Dadurch wird mit der Umstellung des Gasnetzes auf erneuerbare Energien begonnen.

Bei der Vor-Ort-Verstromung wird es in Zukunft ebenso wesentliche Änderungen geben. Neue Anlagen soll es nur mehr mit kleiner Leistung und gasnetzfern betrieben geben. Diese Anlagen sollen vor allem neben der Zielerreichung von 100 % erneuerbarem Strom der Netzstabilisierung und Versorgungssicherheit dienen. Das gleiche gilt für bestehende Biogasanlagen. Größere gasnetznahe Anlagen sollen auf Gasaufbereitung umstellen und nur gasnetzferne Anlagen als auch Kleinanlagen erhalten weiterhin eine Unterstützung in der Verstromung.

Durch die Sicherung des Anlagenbestands sowie dem Schaffen eines Anreizsystems für den Ausbau erneuerbarer Gase sieht die Biogas-Branche einer optimistischen Zukunft entgegen. Was noch fehlt, ist ein Abwicklungssystem für die Biomethaneinspeisung.

Wesentliche Details des EAG-Paktes in Bezug auf Biogas in Kurzform:

- **Neuanlagen zur vor Ort KWK-Anwendung:**
 - Leistung: < 250 kW_{el}.
 - Brennstoffnutzungsgrad: > 65 %
 - Substrateinsatz:
biologisch abbaubare Abfälle
sowie ≥ 30 % Wirtschaftsdünger und ≤ 30 % Zwischenfrüchte und Restgrünland
 - Entfernung zum Gasnetz: > 10 km Anschlusspunkt
 - Laufzeit: 20 Jahre
 - Kontingent: ≥ 1,5 MW_{el}.

- **Nachfolgerarif nach der Tariflaufzeit nach Ökostromgesetz**
 - Leistung:

- $\leq 250 \text{ kW}_{\text{el.}}$: ohne Einschränkungen bzgl. Entfernung zum Gasnetz: bis zum 30 Betriebsjahr
- $> 250 \text{ kW}_{\text{el.}}$ u $> 10 \text{ km}$ Leitungslänge zum Gasnetz: bis zum 30 Betriebsjahr
- $> 250 \text{ kW}_{\text{el.}}$ u $< 10 \text{ km}$ Leitungslänge zum Gasnetz: 24 Monate mit der Möglichkeit der einmaligen Verlängerung um 2 Jahre (Gasanschluss nicht fristgerecht möglich)
- Brennstoffnutzungsgrad: $> 60 \%$
- Substrateinsatz: $\leq 60 \%$ Getreide und Mais
- **Investitionsförderung für die Umrüstung bestehender Biogasanlagen auf Gaseinspeisung**
 - Substrateinsatz (Datum Förderantrag):
 - Bis 31.12.2024: $\leq 50 \%$ Getreide und Mais
 - Ab 01.01.2025: $\leq 30 \%$ Getreide und anderen Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt, Zuckerpflanzen und Ölpflanzen
 - Ab 01.01.2027: $\leq 15 \%$ Getreide und anderen Kulturpflanzen mit hohem Stärkegehalt, Zuckerpflanzen und Ölpflanzen
 - Inbetriebnahme: 24 Monate (ab Fördervertrag)
 - Förderrate: 45 %
 - Förderkontingent: € 15 Mio. a⁻¹
 - Förderbar: Gasaufbereitung, Umrüstung Rohstoffeinsatz, Erweiterung (Mittelbegrenzung)
- **Investitionsförderung für neue Biomethananlagen**
 - Substrateinsatz (Datum Förderantrag):
 - Bis 31.12.2024: $\leq 25 \%$ Getreide und Mais
 - Ab 01.01.2025: biologisch abbaubare Abfälle und/oder Reststoffe
 - Inbetriebnahme: 36 Monate (ab Fördervertrag)
 - Förderrate: 30 %
 - Förderkontingent: € 25 Mio. a⁻¹
- **Gasnetzzugang**
 - Kostenübernahme durch das Gasnetz u Integration in die Systemnutzungsentgelte
 - Netzzutritt,
 - Mengemessung,
 - Qualitätsprüfung,
 - Odorierung,
 - Verdichterstationen/Leitungen
 - Kosten bis zu einem Netzanschlussquotienten von $60 \text{ lfm m}^3 \text{CH}_4 \text{ h}^{-1}$ u maximal
 - Bestandsanlagen: $\leq 10 \text{ km}$
 - Neuanlagen: $\leq 3 \text{ km}$

7.6 Rechtsformen, Investoren und strategische Partner

Für die Wahl der Rechtsform einer Biogasanlage ist es von Bedeutung, welche Interessen die jeweiligen Initiatoren im Projekt verfolgen und welche Möglichkeiten sie haben, ihre Interessen im Projekt durchzusetzen.

7.6.1 Rechtsformen

Die Rechtsformen, welche für die Gründung des Betriebes gewählt wird, hängt von vielen Faktoren ab. Als Rechtsform kommen zum Beispiel Einzelunternehmen, Personengesellschaften wie die Offene Handelsgesellschaft (OHG) oder Kommanditgesellschaft (KG), aber auch Kapitalgesellschaften wie die

Gesellschaft mit beschränkter Haftung (GmbH), der Aktiengesellschaft (AG) und der Genossenschaft zur Anwendung.

Die einzelnen Rechtsformen haben Vor- und Nachteile gegenüber den anderen Rechtsformen in Bezug auf Besteuerung, Haftung, Buchhaltungsregelungen und dem Stammkapital. Eine genaue Auflistung der einzelnen Punkte ist in diesem Rahmen aber leider nicht möglich und auch nicht sinnvoll. Besser ist es sich am Beginn des Projektes mit dem Steuerberater einen Termin zu vereinbaren und die grundsätzliche Unternehmensform zu erarbeiten.

7.6.2 Investoren und strategische Partner

Bei Investitionen in Millionenhöhe ist es ratsam das Risiko für einen Kapitalverlust zu minimieren. Neben der Wahl der Rechtsform des Unternehmens kann es daher auch sinnvoll sein, Investoren und strategische Partner für die Investition in die Biogasanlage zu finden.

Investoren sind Geldgeber, welche ihr eigenes Kapital in ein Unternehmen investieren zum Zweck eine Rentabilität zu generieren. Normalerweise sind diese Investoren nicht im operativen Geschäft involviert, sondern bekommen nur jährlich ihre Gewinnausschüttung aus dem Betrieb der Anlage überwiesen – sie sind quasi stille Gesellschafter des Unternehmens.

Im Gegensatz dazu können die strategischen Partner neben dem Interesse ebenfalls Gewinne aus der Führung des Unternehmens zu erwirtschaften auch noch andere Ziele verfolgen, wie z.B. Zugriff auf bestimmte Produkte, Absatzmarkt für die eigenen Produkte, etc.

Im Falle einer Biogasanlage, welche thermische Energie, elektrische Energie oder Biomethan vermarktet, könne solche strategischen Partner Energieversorgungsunternehmen sein (TIWAG, TIGAS, Stadtwerke, Betreiber von Nah- und Fernwärmenetzen, etc.)

Auch Substratlieferanten, welche nicht direkt an der Biogasanlage beteiligt sind, können mittels Verträge zu strategischen Partnern werden, um sie längerfristig an das Unternehmen zu binden und somit eine gewisse Planungs- und Betriebssicherheit der Anlage zu gewährleisten.

Auch Dienstleister, wie Lohnunternehmer (Maschinenring), welche mit den Dienstleistungen des Gärsubstrattransport oder der Biogasgülleausbringung beauftragt werden, ist es sinnvoll mittels strategischer Allianzen an das Unternehmen zu binden. Das kann für beide Seiten Vorteile generieren, wie zum Beispiel einer Verringerung des Stundensatzes für den Maschineneinsatz für die Biogasanlage bei einer garantierten Auslastung für den Dienstleister.

7.7 Szenario – Heizkessel

Das Szenario Heizkessel bzw. der Verkauf der überschüssigen thermischen Energie aus der Vergärung von Wirtschaftsdünger in einer Biogasanlage zeigt die notwendige Anlagengröße auf, um einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage zu gewährleisten.

7.7.1 Grundlegende Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsrechnung

Folgende Annahmen und Rahmenbedingungen wurden für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit der Anlage verwendet:

Parameter	Wert / Einheit
Art der Anlage	Heizkessel – Deckung Eigenbedarf, Verkauf Überschusswärme
Investitionskosten	je nach Anlagengröße
Förderung	bis 30% der Investitionskosten
Abschreibung	15 Jahre Anlage, 30 Jahre Gebäude
Finanzierung	3% Zinssatz, 15 Jahre, Eigenkapitalanteil 25%
Abholen Gärsubstrat	€3 /m ³
Ausbringen Biogasgülle	€4 /m ³
Eigenbedarf Wärme	28% der thermischen Leistung BHKW
Eigenbedarf Strom	7% des elektrischen Leistung BHKW
Erlös Verkauf Wärme	8ct/kWh
Verwendung Gärrest	Ausbringung der Biogasgülle auf landwirtschaftliche Flächen

Tabelle 30: Annahmen Heizkessel

7.7.2 Investitionskosten

Die Investitionskosten setzen sich wie folgt zusammen:

Kostenart	200 GVE	400 GVE	600 GVE	800 GVE	1000 GVE	2000 GVE	4000 GVE	5000 GVE
Investitionskosten für gesamte Anlage	664.176	973.598	1.259.500	1.482.562	1.766.095	3.132.116	5.990.136	7.706.538
Fördermittel (30%)	-	-	-	-	-	-	-	-
	199.253	292.079	377.850	444.769	529.829	939.635	1.797.041	2.311.961
Investitionskosten (Abweichung +/- 30%)	464.924	681.518	881.650	1.037.793	1.236.267	2.192.481	4.193.095	5.394.576

Tabelle 31: Investitionskosten Heizkessel

7.7.3 Wirtschaftlichkeitsrechnung

Die Kosten und Erträge setzen sich wie folgt zusammen:

Kosten / Erträge [EUR/a]	200 GVE	400 GVE	600 GVE	800 GVE	1000 GVE	2000 GVE	4000 GVE	5000 GVE
Fixe Kosten	29.460	83.947	104.416	120.433	142.353	242.051	472.226	601.811
Variable Kosten	36.942	65.836	94.995	123.026	151.661	295.321	586.901	733.065
Gesamtkosten	66.401	149.783	199.411	243.459	294.014	537.372	1.059.127	1.334.876
Erträge Wärme	25.980	51.959	77.939	103.918	129.898	259.795	519.590	649.488
Gewinn / Verlust pro Jahr	-	-	-	-	-	-	-	-
	40.422	97.824	121.472	139.541	164.116	277.577	539.537	685.388

Tabelle 32: Wirtschaftlichkeitsrechnung Heizkessel

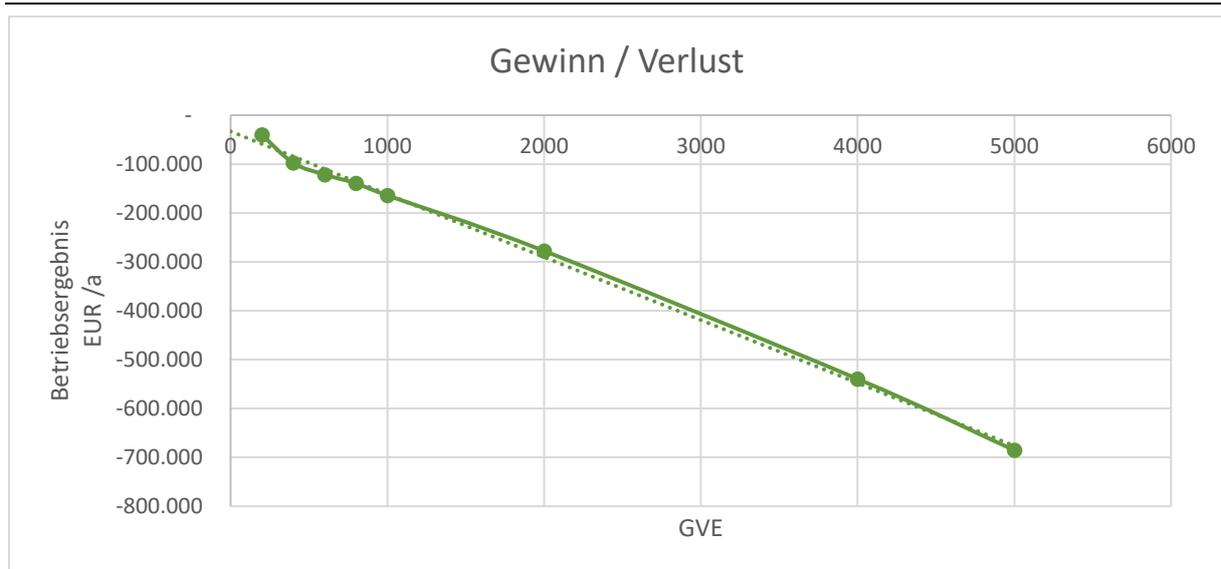


Abbildung 62: Kostenverlauf Heizkessel

Aus dem Betriebsergebnis ist ersichtlich, dass eine Nutzung des Biogases nur für Heizzwecke kein positives Ergebnis liefert, auch nicht bei zunehmender Anlagengröße. Die erzielbaren Einnahmen aus dem Verkauf der Wärme mit 8ct/kWh können die Kosten der Anlage nicht decken.

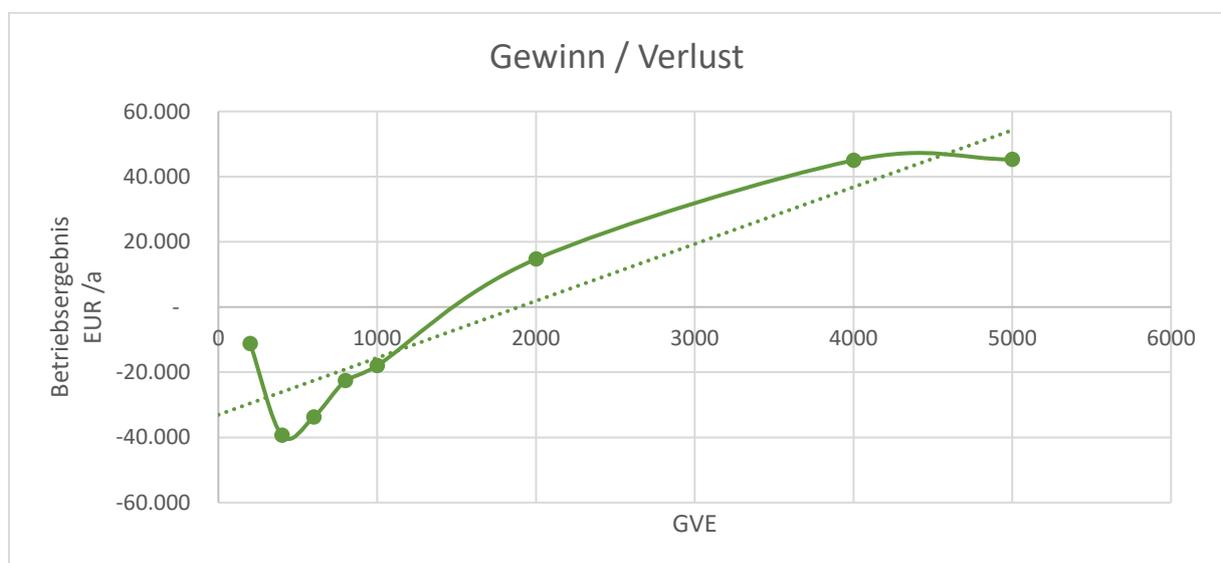


Abbildung 63: Kostenverlauf Heizkessel bei 17ct/kWh

Erst ab einem Verkaufspreis von ca. 17ct/kWh kommt es zu einem positiven Betriebsergebnis bei einer Anlagengröße von ca. 1.500 GVE. Ein so hoher Erlös aus dem Wärmeverkauf lässt sich in der Regel aber nicht dauerhaft realisieren, besonders bei größeren Anlagen- und Wärmekapazitäten.

7.7.4 Fazit - Heizkessel

Eine wirtschaftliche Fúhrung eines Betriebes zur Vergáruung von Wirtschaftsdúnger nur mit dem Verkauf von Wármeenergie zu marktúblichen Preisen lásst sich nicht kostendeckend durchfúhren. Diese, von den Investitionskosten her gúntigste Variante einer Biogasanlage, ist im Untersuchungsraum daher aus wirtschaftlichen Úberlegungen nicht umsetzbar.

7.8 Szenario – BHKW

Das Szenario BHKW bzw. der Verkauf von úberschússiger elektrischer und thermischer Energie aus der Vergáruung von Wirtschaftsdúnger in einer Biogasanlage zeigt die notwendige AnlagengrúÙe auf, um einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage zu gewáhrleisten.

7.8.1 Grundlegende Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsrechnung

Folgende Annahmen und Rahmenbedingungen wurden für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit der Anlage verwendet:

Parameter	Wert / Einheit
Art der Anlage	BHKW – Deckung Eigenbedarf, Verkauf Úberschussenergie
Investitionskosten	je nach AnlagengrúÙe
Fórdernug	Keine Fórdernug, da Entfernung Gasnetz < 10km
Abschreibung	15 Jahre Anlage, 30 Jahre Gebáude
Finanzierung	3% Zinssatz, 15 Jahre, Eigenkapitalanteil 25%
Abholen Gársubstrat	€3 /m ³
Ausbringen Biogasgúlle	€4 /m ³
Eigenbedarf Wármee	28% der thermischen Leistung BHKW
Eigenbedarf Strom	7% des elektrischen Leistung BHKW
Erlós Verkauf Wármee	8ct/kWh
Erlós Verkauf Strom	10ct/kWh
Verwendung Gárrést	Ausbringung der Biogasgúlle auf landwirtschaftliche Fláchen

Tabelle 33: Annahmen BHKW

7.8.2 Investitionskosten

Die Investitionskosten setzen sich wie folgt zusammen:

Kostenart	200 GVE	400 GVE	600 GVE	800 GVE	1000 GVE	2000 GVE	4000 GVE	5000 GVE
Investitionskosten für gesamte Anlage	829.885	1.200.042	1.585.346	1.850.988	2.169.857	3.715.195	7.069.198	9.004.933

Fördermittel (30%)	0	0	0	0	0	0	0	0
Investitionskosten (Abweichung +/- 30%)	829.885	1.200.042	1.585.346	1.850.988	2.169.857	3.715.195	7.069.198	9.004.933

Tabelle 34: Investitionskosten BHKW

7.8.3 Wirtschaftlichkeitsrechnung

Die Kosten und Erträge setzen sich wie folgt zusammen:

Kosten / Erträge [EUR/a]	200 GVE	400 GVE	600 GVE	800 GVE	1000 GVE	2000 GVE	4000 GVE	5000 GVE
Fixe Kosten	103.989	144.764	187.073	215.553	251.512	417.510	801.624	1.012.611
Variable Kosten	63.098	110.101	146.107	185.220	230.397	437.304	856.384	1.056.099
Gesamtkosten	167.086	254.865	333.180	400.772	481.909	854.814	1.658.008	2.068.710
Erträge Wärme	9.944	20.320	36.662	47.394	57.802	105.356	210.713	263.391
Erträge Strom	21.312	44.391	57.070	77.851	99.014	208.914	436.030	545.037
Gesamterträge	31.256	64.711	93.731	125.245	156.817	314.270	646.742	808.428
Gewinn / Verlust pro Jahr	-	-						
	135.830	190.154	239.448	275.528	325.092	540.544	1.011.266	1.260.282

Tabelle 35: Wirtschaftlichkeitsrechnung BHKW

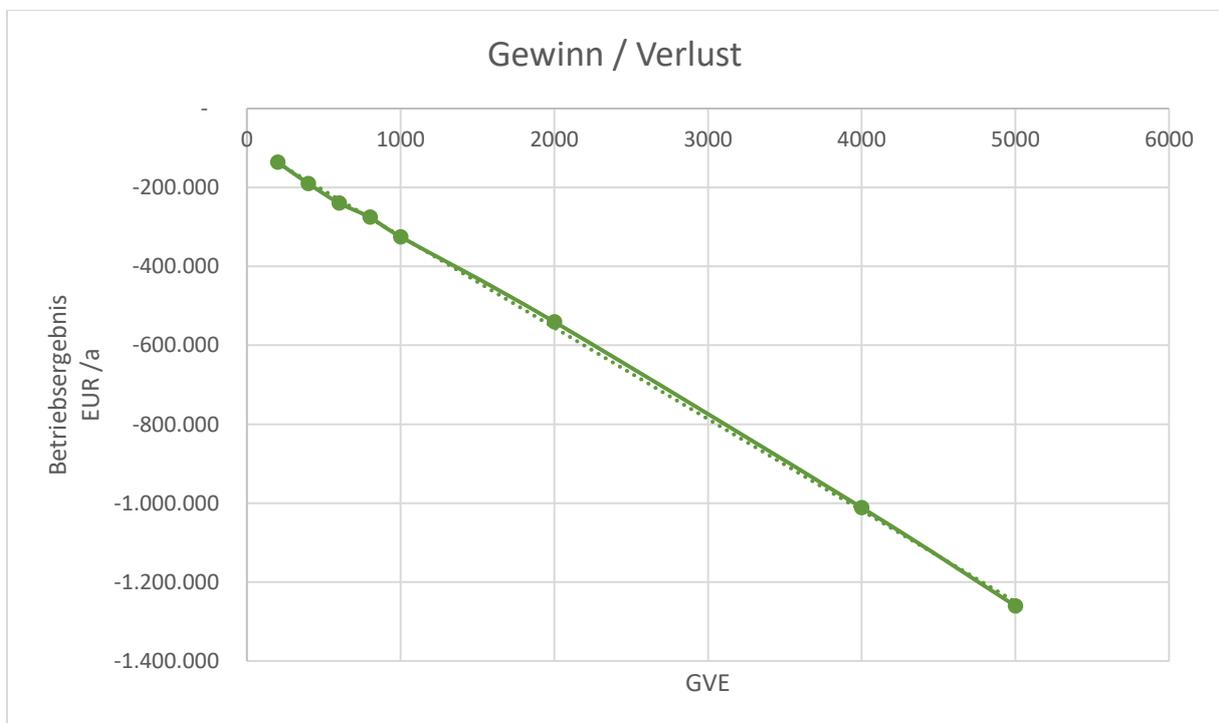


Abbildung 64: Kostenverlauf BHKW

Aus dem Betriebsergebnis ist ersichtlich, dass eine Nutzung des Biogases mittels BHKW kein positives Ergebnis liefert, auch nicht bei zunehmender Anlagengröße. Die erzielbaren Einnahmen aus dem Verkauf von Wärme mit 8ct/kWh und Strom mit 10ct/kWh können die Kosten der Anlage nicht decken.



Abbildung 65: Kostenverlauf BHKW bei 34ct/kWh Strom

Erst ab einem Verkaufserlös von ca. 34ct/kWh kommt es zu einem positiven Betriebsergebnis bei einer Anlagengröße von ca. 3000 GVE. Ein so hoher Erlös aus dem Stromverkauf lässt sich in der Regel aber nicht dauerhaft realisieren.

7.8.4 Fazit - BHKW

Eine wirtschaftliche Führung eines Betriebes zur Vergärung von Wirtschaftsdünger mit dem Verkauf von thermischer und elektrischer Energie zu marktüblichen Preisen, ohne Investitionsförderung und Marktprämien, lässt sich nicht kostendeckend durchführen. Diese Variante einer Biogasanlage ist im Untersuchungsraum daher aus wirtschaftlichen Überlegungen nicht umsetzbar.

7.9 Szenario – Biomethaneinspeisung + Heizkessel

Das Szenario Biomethaneinspeisung bzw. der Verkauf von Biomethan aus der Vergärung von Wirtschaftsdünger in einer Biogasanlage zeigt die notwendige Anlagengröße auf, um einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage zu gewährleisten. Die erzeugte Heizenergie aus dem Biogas wird ausschließlich zur Eigennutzung in der Biogasanlage verwendet und wird nicht verkauft.

7.9.1 Grundlegende Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsrechnung

Folgende Annahmen und Rahmenbedingungen wurden für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit der Anlage verwendet:

Parameter	Wert / Einheit
Art der Anlage	Biomethaneinspeisung + Heizkessel – Deckung Eigenbedarf Wärme, Zukauf elektr. Energie, Verkauf Biomethan
Investitionskosten	je nach Anlagengröße
Förderung	bis 30% der Investitionskosten
Abschreibung	15 Jahre Anlage, 30 Jahre Gebäude
Finanzierung	3% Zinssatz, 15 Jahre, Eigenkapitalanteil 25%
Abholen Gärsubstrat	€3 /m ³
Ausbringen Biogasgülle	€4 /m ³
Eigenbedarf Wärme	28% der thermischen Leistung BHKW
Eigenbedarf Strom	7% des elektrischen Leistung BHKW
Zukauf Strom	22ct/kWh
Erlös Verkauf Biomethan	5ct/kWh + 20ct/kWh Marktquote
Verwendung Gärrest	Ausbringung der Biogasgülle auf landwirtschaftliche Flächen

Tabelle 36: Annahmen Biomethaneinspeisung + Heizkessel

7.9.2 Investitionskosten

Die Investitionskosten setzen sich wie folgt zusammen:

Kostenart	200 GVE	400 GVE	600 GVE	800 GVE	1000 GVE	2000 GVE	4000 GVE	5000 GVE
Investitionskosten für gesamte Anlage	1.587.494	1.896.916	2.182.818	2.405.880	2.689.413	4.062.034	7.559.572	8.687.605
Fördermittel (30%)	-	-	-	-	-	-	-	-
	476.248	569.075	654.845	721.764	806.824	1.218.610	2.267.872	2.606.282
Investitionskosten (Abweichung +/-30%)	1.111.246	1.327.841	1.527.973	1.684.116	1.882.589	2.843.424	5.291.700	6.081.324

Tabelle 37: Investitionskosten Biomethaneinspeisung + Heizkessel

7.9.3 Wirtschaftlichkeitsrechnung

Die Kosten und Erträge setzen sich wie folgt zusammen:

Kosten / Erträge [EUR/a]	200 GVE	400 GVE	600 GVE	800 GVE	1000 GVE	2000 GVE	4000 GVE	5000 GVE
Fixe Kosten	145.959	168.913	189.382	205.399	227.319	327.624	616.650	710.655
Variable Kosten	89.898	147.626	191.862	241.683	297.777	560.021	1.100.766	1.342.971
Gesamtkosten	235.857	316.539	381.244	447.083	525.096	887.645	1.717.416	2.053.625

Gesamterträge Biomethan	100.468	200.935	301.403	401.871	502.338	1.004.677	2.009.353	2.511.692
Gewinn / Verlust pro Jahr	- 135.389	- 115.604	- 79.841	- 45.212	- 22.758	117.031	291.937	458.066

Tabelle 38: Wirtschaftlichkeitsrechnung Biomethaneinspeisung + Heizkessel

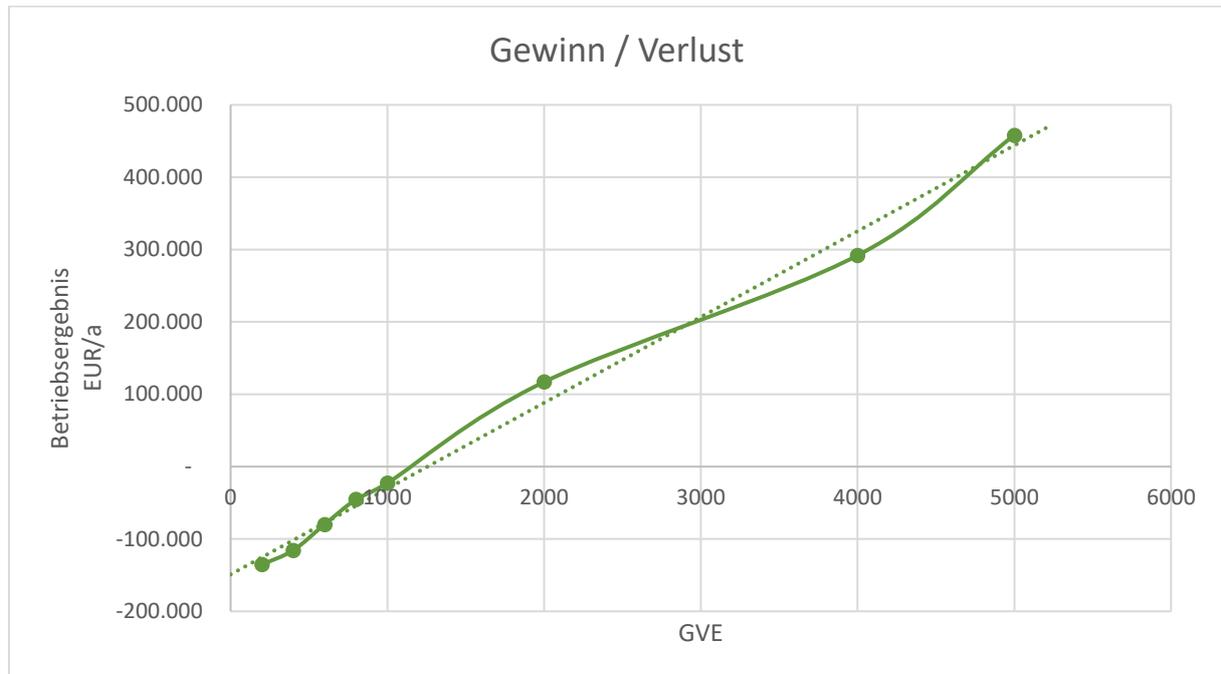


Abbildung 66: Kostenverlauf Biomethaneinspeisung + Heizkessel

Aus dem Betriebsergebnis ist ersichtlich, dass eine Nutzung des aufbereiteten Biogases zu Biomethan ab einer Betriebsgröße von ca. 1.200 – 1.500 GVE zu einem positiven Betriebsergebnis führt, unter der Annahme, dass ein Einspeisetarif von 25ct/kWh für das Biomethan erwirtschaftet werden kann.

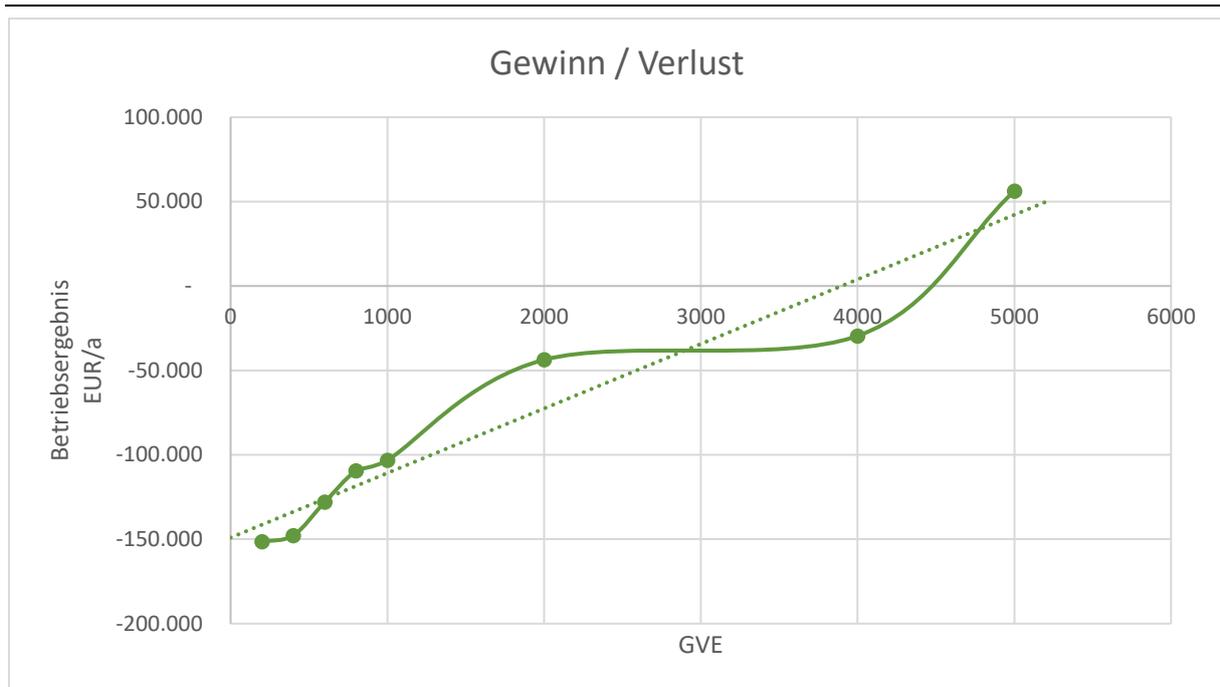


Abbildung 67: Kostenverlauf Biomethaneinspeisung + Heizkessel bei 21ct/kWh

Sinkt der Verkaufserlös unter 21ct/kWh ist ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlage nicht mehr gegeben.

7.9.4 Fazit – Biomethaneinspeisung und Heizkessel

Eine wirtschaftliche Führung eines Betriebes mit dem Verkauf von Biomethan ist bei der Umsetzung des Erneuerbaren Gasgesetz (EGG) mit einer Marktquote in der Höhe von 20ct/kWh zusätzlich zum Marktpreis von Methan (Erdgas) – zurzeit ca. 14ct/kWh, vor der Energiekrise und wahrscheinlich auch in einiger Zeit wieder übliche Preis von 5ct/kWh – ab einer Größenordnung von ca. 1.500 GVEs möglich.

7.10 Szenario – Biomethaneinspeisung und BHKW

Das Szenario Biomethaneinspeisung bzw. der Verkauf von Biomethan aus der Vergärung von Wirtschaftsdünger in einer Biogasanlage zeigt die notwendige Anlagengröße auf, um einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage zu gewährleisten. Die notwendige thermische und elektrische Energie für den Betrieb der Biogasanlage wird in einem BHKW erzeugt, die überschüssige elektrische Energie wird ebenfalls verkauft und in das öffentliche Stromnetz eingespeist.

7.10.1 Grundlegende Annahmen zur Wirtschaftlichkeitsrechnung

Folgende Annahmen und Rahmenbedingungen wurden für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit der Anlage verwendet:

Parameter	Wert / Einheit
Art der Anlage	Biomethaneinspeisung + BHKW – Deckung Eigenbedarf Wärme und Strom, Verkauf Biomethan + Überschuss elektr. Energie

Investitionskosten	je nach Anlagengröße
Förderung	bis 30% der Investitionskosten (ohne BHKW)
Abschreibung	15 Jahre Anlage, 30 Jahre Gebäude
Finanzierung	3% Zinssatz, 15 Jahre, Eigenkapitalanteil 25%
Abholen Gärsubstrat	€3 /m ³
Ausbringen Biogasgülle	€4 /m ³
Eigenbedarf Wärme	28% der thermischen Leistung BHKW
Eigenbedarf Strom	7% des elektrischen Leistung BHKW
Erlös Verkauf Strom	8ct /kWh
Erlös Verkauf Biomethan	5ct/kWh + 20ct/kWh Marktquote
Verwendung Gärrest	Ausbringung der Biogasgülle auf landwirtschaftliche Flächen

Tabelle 39: Annahmen Biomethaneinspeisung + BHKW

7.10.2 Investitionskosten

Die Investitionskosten setzen sich wie folgt zusammen:

Kostenart	200 GVE	400 GVE	600 GVE	800 GVE	1000 GVE	2000 GVE	4000 GVE	5000 GVE
Investitionskosten für gesamte Anlage	1.697.244	2.035.308	2.393.191	2.662.901	3.018.560	4.381.113	7.874.058	9.972.211
Fördermittel (30%)	473.841	565.649	651.583	717.974	803.201	1.202.112	2.222.448	2.819.643
Investitionskosten (Abweichung +/-30%)	1.223.403	1.469.659	1.741.608	1.944.927	2.215.360	3.179.001	5.651.609	7.152.568

Tabelle 40: Wirtschaftlichkeitsrechnung Biomethaneinspeisung + BHKW

7.10.3 Wirtschaftlichkeitsrechnung

Die Kosten und Erträge setzen sich wie folgt zusammen:

Kosten / Erträge [EUR/a]	200 GVE	400 GVE	600 GVE	800 GVE	1000 GVE	2000 GVE	4000 GVE	5000 GVE
Fixe Kosten	158.455	184.697	213.243	234.538	264.551	364.598	655.070	821.625
Variable Kosten	88.557	142.892	184.426	231.481	285.359	529.858	1.030.953	1.273.534
Gesamtkosten	247.012	327.589	397.669	466.020	549.910	894.457	1.686.022	2.095.159
Erträge Strom	3.526	20.603	38.558	49.600	60.248	108.101	215.106	268.883
Erträge Biomethan	90.345	179.159	246.834	334.385	423.087	882.490	1.764.978	2.206.223
Gesamterträge	93.871	199.762	285.392	383.985	483.334	990.591	1.980.085	2.475.106
Gewinn / Verlust	- 153.141	- 127.827	- 112.277	- 82.034	- 66.576	96.134	294.062	379.947

pro Jahr

Tabelle 41: Wirtschaftlichkeitsrechnung Biomethaneinspeisung + BHKW

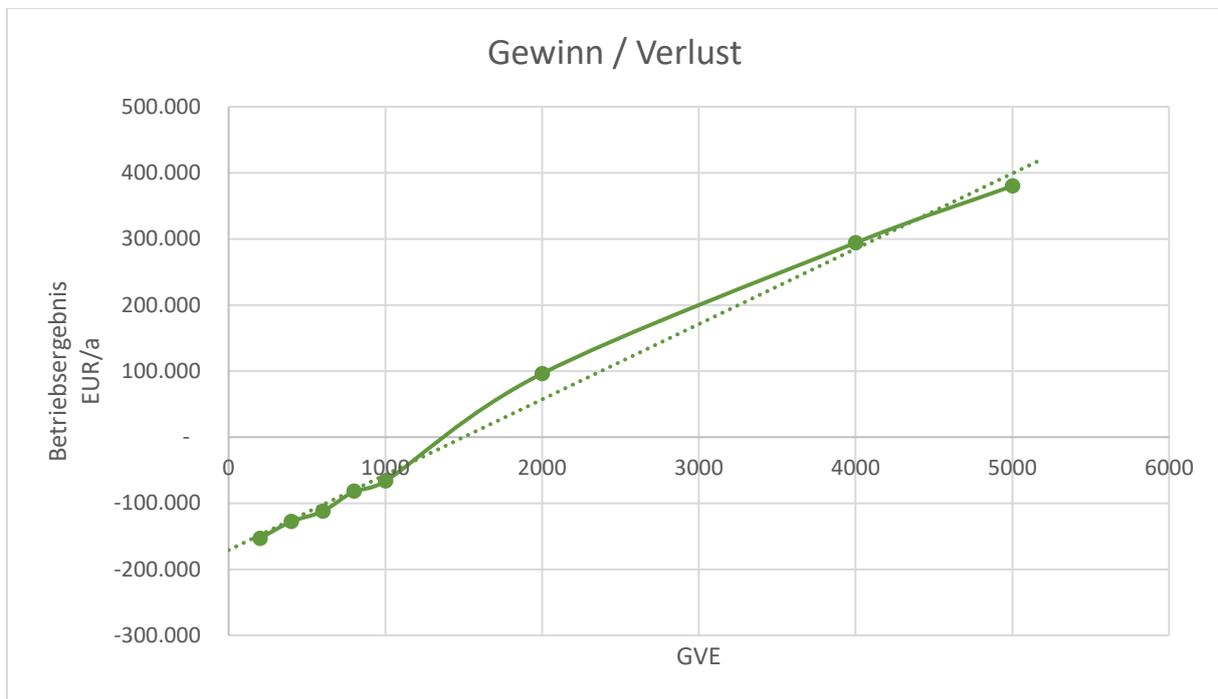


Abbildung 68: Kostenverlauf Biomethaneinspeisung + BHKW

Aus dem Betriebsergebnis ist ersichtlich, dass eine Nutzung des aufbereiteten Biogases zu Biomethan und der zusätzlichen Einspeisung von überschüssigem Strom aus dem BHKW, ab einer Betriebsgröße von ca. 1.700 GVE zu einem positiven Betriebsergebnis führt, unter der Annahme, dass ein Einspeisetarif von 25ct/kWh für das Biomethan und von 8ct/kWh für den Strom erwirtschaftet werden kann.

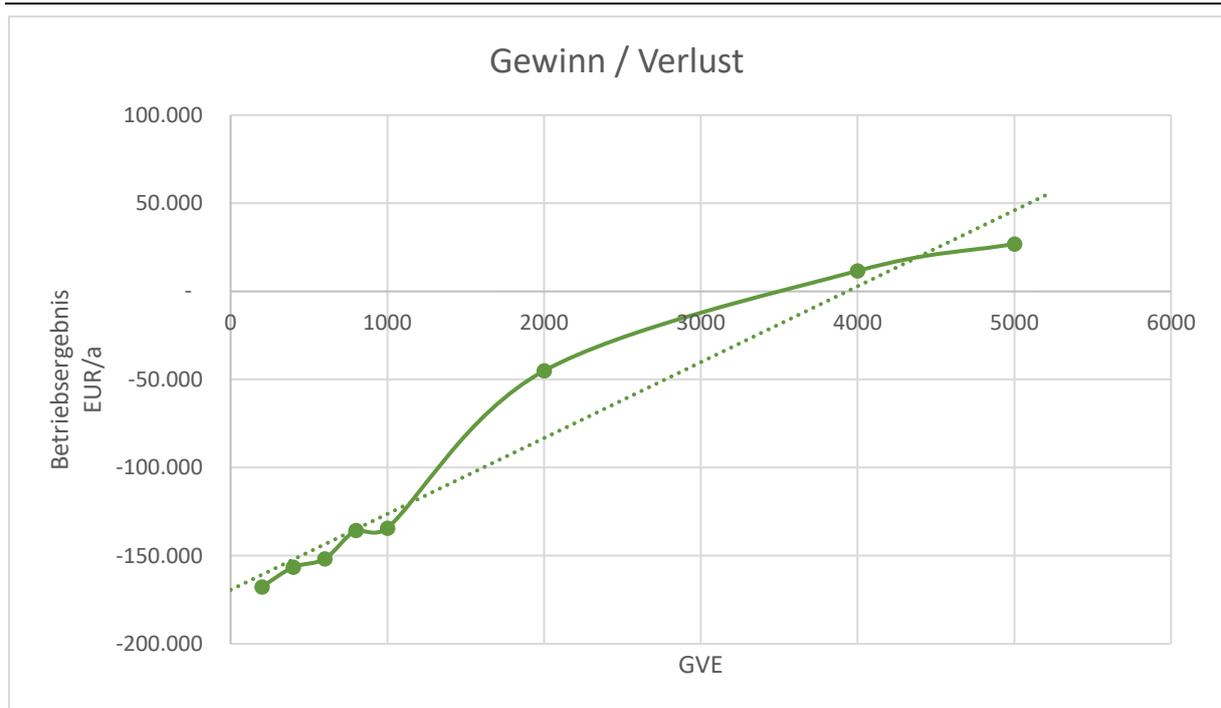


Abbildung 69: Kostenverlauf Biomethaneinspeisung + BHKW bei 21ct/kWh

Verringert sich der Verkaufserlös unter 21ct/kWh für das eingespeiste Biomethan kann ein wirtschaftlicher Betrieb für die Anlage nur mehr für größere Anlagen (> 3.500 GVEs) gewährleistet werden.

7.10.4 Fazit – Biomethaneinspeisung und BHKW

Eine wirtschaftliche Führung eines Betriebes mit dem Verkauf von Biomethan und der überschüssigen elektrischen Energie ist ab einer Größenordnung von ca. 1.700 GVEs möglich.

8 Handlungsempfehlungen

8.1 Region Langkampfen, Angath, Kirchbichl, Bad Häring, Schwoich und Kufstein

8.1.1 Grundlagen und Voraussetzungen

Die Region kann durch folgende Parameter definiert werden.

Parameter	Wert / Einheit
Substrate	Gülle und Festmist
Co-Substrate	Keine nennenswerten Mengen an Co-Substraten in der Region vorhanden
Gesamtanfall an Wirtschaftsdünger in der Region	Bio: ca. 9.000 to/a (520 GVE); Konventionell: ca. 61.000 to/a (3.581 GVE)
Art der Landwirtschaft	Konventionelle Landwirtschaft, vereinzelt biologische Landwirtschaft
Art der Tierhaltung	vor allem Laufstall und vereinzelt Anbindehaltung, teilweise Weidehaltung, selten Alpung der Tiere
Technische Ausstattung der Betriebe	Weitverbreitete, gute technische Ausstattung der Betriebe mit Fahrzeugen und Maschinen für die Güllelagerung und -ausbringung

Tabelle 42: Grundlagen Bereich Langkampfen, Angath, Kirchbichl, Bad Häring, Schwoich und Kufstein

8.1.2 Standort der Biogasanlage

Als möglicher Standort für eine Biogasanlage zur Vergärung von Wirtschaftsdünger aus der konventionellen Landwirtschaft würde sich der Bereich zwischen Unterlangkampfen und Niederbreitenbach in der Gemeinde Langkampfen anbieten. Auch der Standort bei der Verbandskläranlage Kirchbichl (ARA Kirchbichl), mit einer Leitungsverbindung unter dem Inn durch, wäre als Standort geeignet.

Die größten Substratlieferanten wären in direkter Umgebung zur Biogasanlage angesiedelt. Der Transport im Nahbereich (ca. 2-3km) der Anlage könnte mit einer Gülle-Verschlauchung erfolgen und somit nahezu emissionsfrei und kostengünstig.

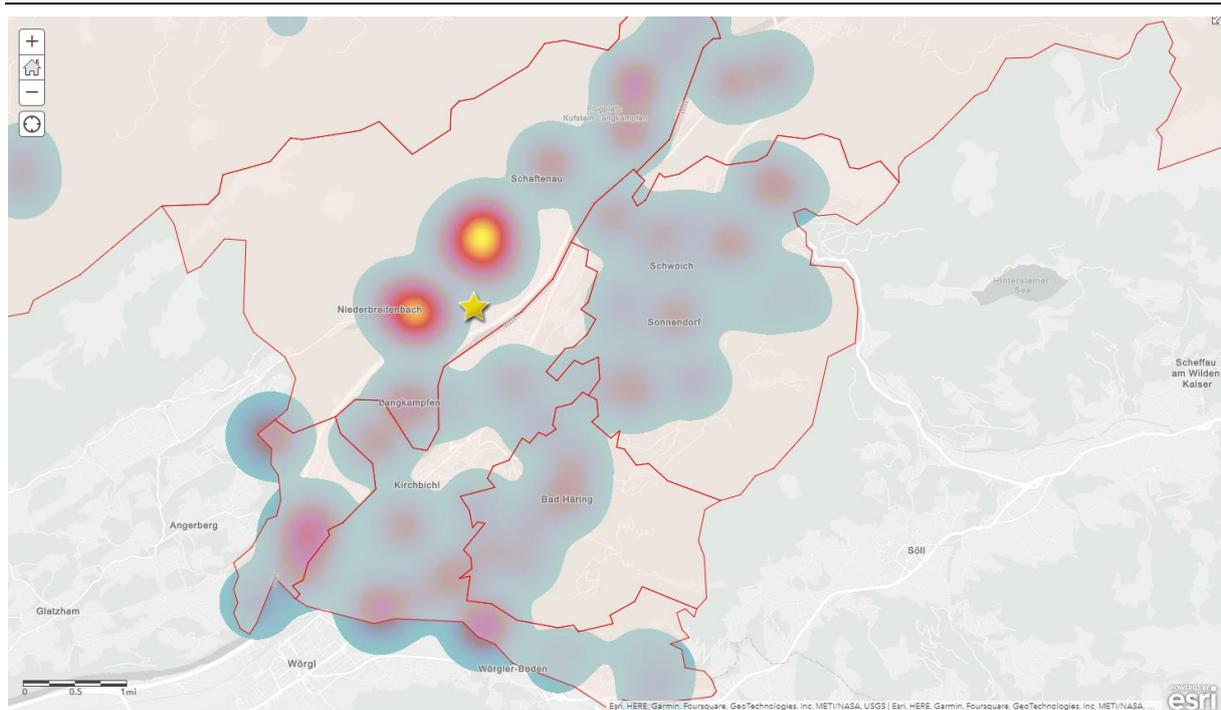


Abbildung 70: Dichte an GVE konventionelle Landwirtschaft Langkampfen und Umgebung, Standort Biogasanlage Langkampfen

Die Erschließung der Substrate von Betrieben, welche nicht mittels Pipeline angebunden werden können, erfolgt mittels Transportfahrzeugen auf der Straße.

Aus der nachfolgenden Abbildung ist ersichtlich, dass vom fiktiven Standort der Biogasanlage aus, sämtliche konventionellen landwirtschaftlichen Betriebe in einer Fahrdistanz von 15km erreichbar ist, über 90% der Betriebe sogar innerhalb von 10km.

Auch Nachbargemeinden wie Angerberg und Wörgl sowie teilweise auch noch Kundl und Breitenbach können als potenzielle Gärsubstratlieferanten in Frage kommen.

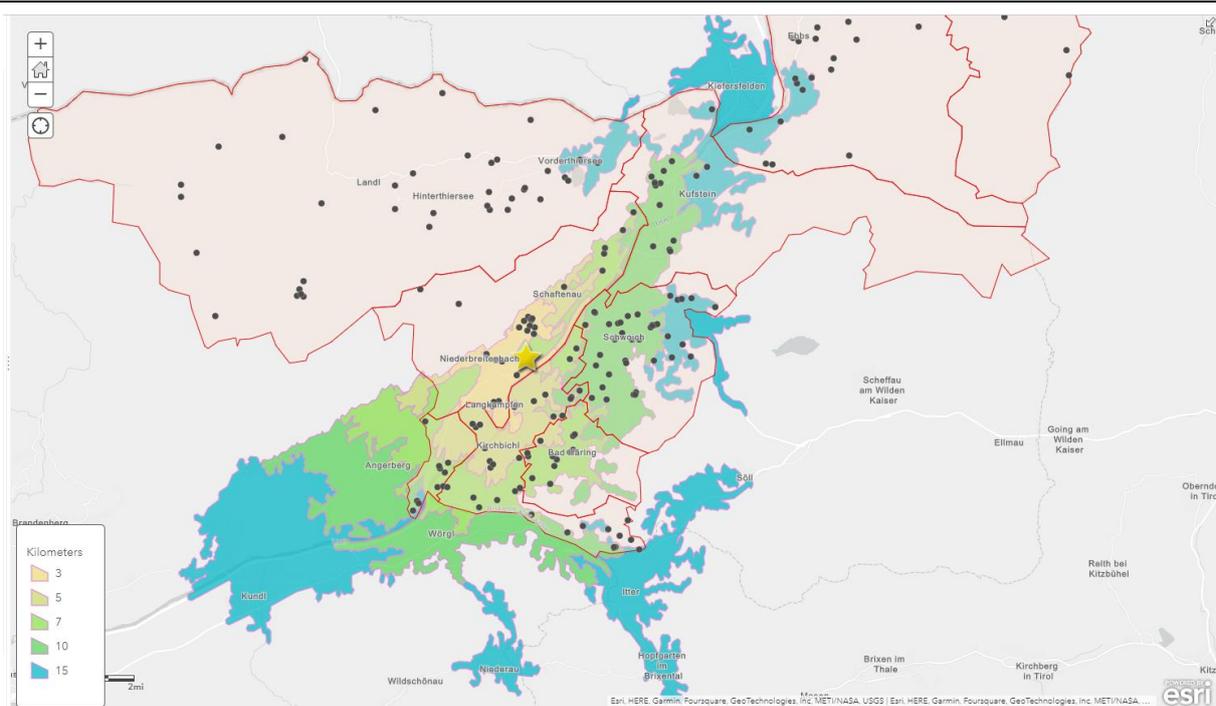


Abbildung 71: Einzugsgebiet der Biogasanlage Langkampfen, abgestuft nach Distanz (3, 5, 7, 10 und 15km)

8.1.3 Biogas- und Energienutzung

In diesem Fall würde sich die Aufbereitung des entstehenden Biogases zu Biomethan und dessen Einspeisung in das Gasnetz anbieten. Das Gasnetz ist in diesem Bereich gut ausgebaut und die Anbindung somit problemlos durchführbar.

Die Anlage kann entweder mit einem Heizkessel zur Eigenversorgung mit Wärme oder einem BHKW zur Eigenversorgung mit Wärme und Strom ausgerüstet werden.

8.1.4 Nutzung des Gärrestes

Die Biogasgülle sollte grundsätzlich als flüssiger Wirtschaftsdünger wieder auf die Wiesen, Felder und Äcker ausgebracht werden. Kann die entstehende Menge an Flüssigdünger aufgrund der limitierten Stickstoffgesamtmenge nicht zu Gänze auf die Flächen der Gärsubstratlieferanten ausgebracht werden, kann die Biogasgülle auch an andere Betriebe abgegeben werden, welche das Limit noch nicht erreicht haben.

Eine Separierung der Biogasgülle ist ebenso vorstellbar, wobei der feste Bestandteil der Gärrestes aufgrund der Einsparung an Volumen und Gewicht auch weiter entfernte Betriebe geliefert werden kann.

8.1.5 Logistikkonzept

Das flüssige Gärsubstrat bzw. die ausgegorene Biogasgülle kann im Nahbereich mittels Verschlauchung gepumpt werden.

Für größere Entfernungen können Traktoren mit Güllefässern oder auch LKWs zum Einsatz kommen. Die Ausstattung der Betriebe in der Region mit großvolumigen Transportkapazitäten und schnellen Zugfahrzeugen ist gut, eine Anschaffung eines eigenen Fuhrparks durch die Biogasanlage kann

angedacht werden. Auch die Nutzung von Drittanbietern (Lohnunternehmer, Maschinenring, etc.) für die Durchführung der Transportlogistik ist vorstellbar.

8.1.6 Wirtschaftlichkeit der Anlage

Ein wirtschaftlicher Betrieb der Biogasanlage zur Biomethaneinspeisung mit Heizkessel startet bei ca. 1.500 GVE und entspricht damit etwas mehr als 1/3 der gesamten GVEs (3.581) in dieser Region, bzw. der gesamten Großvieheinheiten in Langkampfen (1.375).

Ebenso positiv wirkt sich die örtliche Nähe des Gärsubstrates auf die Kostenstruktur der Anlage aus, da Substrate und auch die Gärreste teilweise über Rohrleitungen gepumpt werden können und somit der kostspielige Transport vermindert wird.

Ein wirtschaftlicher Betrieb einer Biogasanlage in dieser Region ist, unter den genannten Voraussetzungen, daher möglich.

8.1.7 Ökologischer Aspekt der Biogasanlage

Aus ökologischer Sicht ist die Vergärung von Wirtschaftsdünger in einer Biogasanlage als erstrebenswert für die Region anzusehen. Zum einen erfolgt durch den Vergärungsprozess eine Verbesserung der Düngewirkung zum anderen kommt es zu einer deutlichen Reduktion der Geruchs- und Stickstoffemissionen in Form von Ammoniak bei der Ausbringung der Biogasgülle.

Durch ein ausgeklügeltes Logistikkonzept in der Kombination aus Gülle-Verschlauchung und straßengebunden Transport können Leerfahrten minimiert und die Transportkosten gesenkt werden.

Durch die geschlossenen Lagerbehälter für das Substrat und die Biogasgülle, welche im Rahmen des Baues der Biogasanlage erstellt werden, kommt es zu einer deutlichen Reduktion der Freisetzung des klimaschädlichen Methans in die Umwelt, im Gegensatz zu der Lagerung in offenen Gruben und Lagerstätten.

Methan hat ein GWP-Faktor (Global Warming Potential) von 25, d.h. dass eine Tonne Methan den 25-fachen Beitrag zum Treibhausgaseffekt in der Atmosphäre beiträgt gegenüber dem Kohlendioxid (CO₂). Somit hilft die Einsparung an Methan deutlich den Treibhausgaseffekt zu bremsen.

Auch die Emission von Lachgas (Distickstoffoxid - N₂O), welches vor allem über stickstoffhaltigen Dünger und die Massentierhaltung in die Atmosphäre gelangt, wenn Mikroorganismen stickstoffhaltige Verbindungen in den Böden abbauen, wird durch die Vergärung von Wirtschaftsdünger in einer Biogasanlage vermindert. Das GWP von Lachgas ist mit einem Faktor von ca. 300 noch deutlich größer als der von Methan.

Aus diesen Aspekten ist eine Aufbereitung der Wirtschaftsdünger durch die Vergärung in einer Biogasanlage aus ökologischen Gründen immer zu empfehlen.

8.2 Region Ebbs, Erl, Niederndorf und Walchsee

8.2.1 Grundlagen und Voraussetzungen

Die Region kann durch folgende Parameter definiert werden.

Parameter	Wert / Einheit
Substrate	Gülle und Festmist
Co-Substrate	Keine nennenswerten Mengen an Co-Substraten in der Region vorhanden
Gesamtanfall an Wirtschaftsdünger in der Region	Bio: ca. 35.000 to/a (2.075 GVE); Konventionell: ca. 23.000 to/a (1.337 GVE)
Art der Landwirtschaft	Ausgewogenes Verhältnis zwischen biologischer und konventioneller Landwirtschaft mit Tendenz zu erhöhtem Anteil an biologischer Landwirtschaft
Art der Tierhaltung	vor allem Laufstall und Weidehaltung, vereinzelt Anbindehaltung, Alpung der Tiere weit verbreitet, im Schnitt zwischen 90-120 Tagen/a
Technische Ausstattung der Betriebe	Durchschnittliche, teilweise gute technische Ausstattung der Betriebe mit Fahrzeugen und Maschinen für die Güllelagerung und -ausbringung

Tabelle 43: Grundlagen Bereich Ebbs, Erl, Niederndorf und Walchsee

8.2.2 Standort der Biogasanlage

Als möglicher Standort für eine Biogasanlage zur Vergärung von Wirtschaftsdünger aus der konventionellen und aus der biologischen Landwirtschaft würde sich der Bereich zwischen Ebbs und Niederndorf anbieten.

Die größten Substratlieferanten wären in direkter Umgebung zur Biogasanlage angesiedelt. Der Transport im Nahbereich (ca. 2-3km) der Anlage könnte mit einer Gülle-Verschlauchung erfolgen und somit nahezu emissionsfrei und kostengünstig.

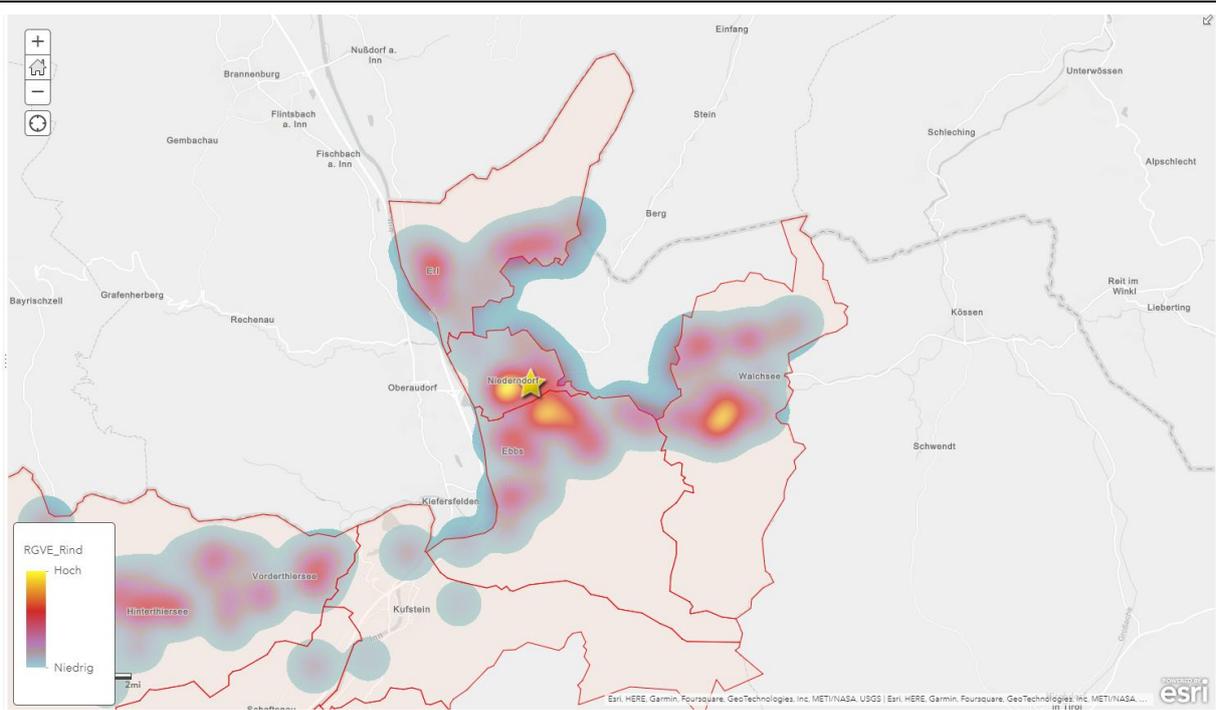


Abbildung 72: Dichte an GVE biologische Landwirtschaft

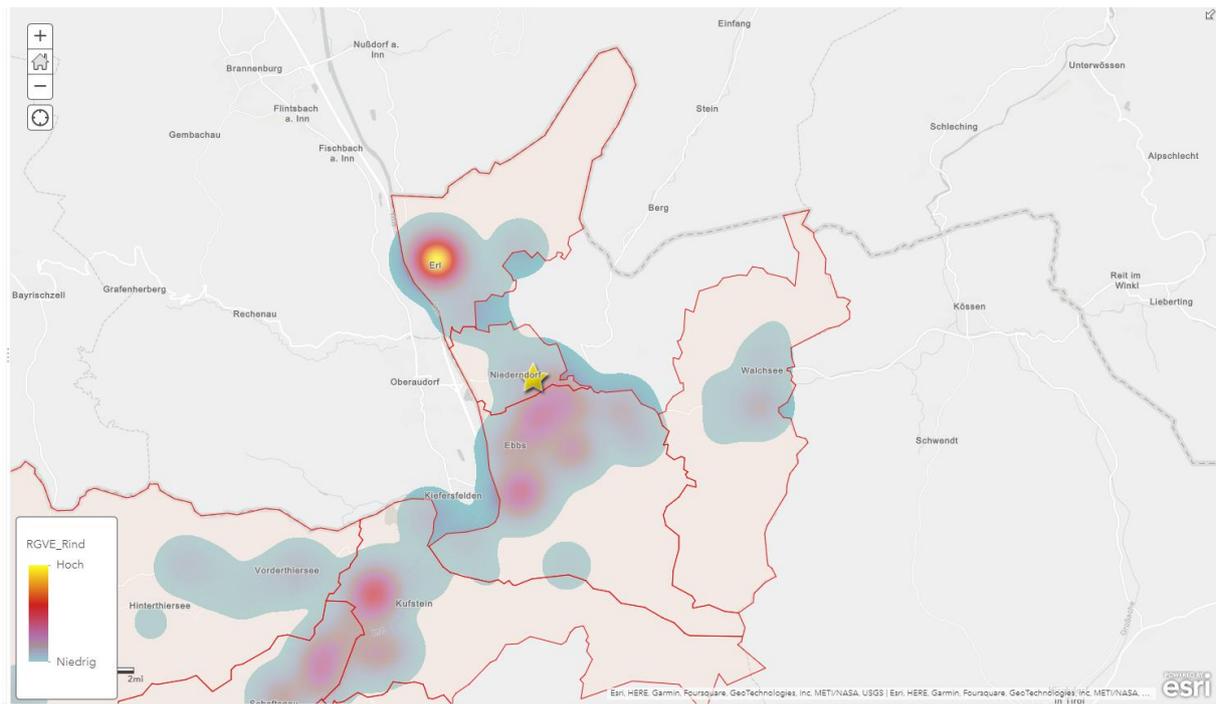


Abbildung 73: Dichte an GVE konventionelle Landwirtschaft

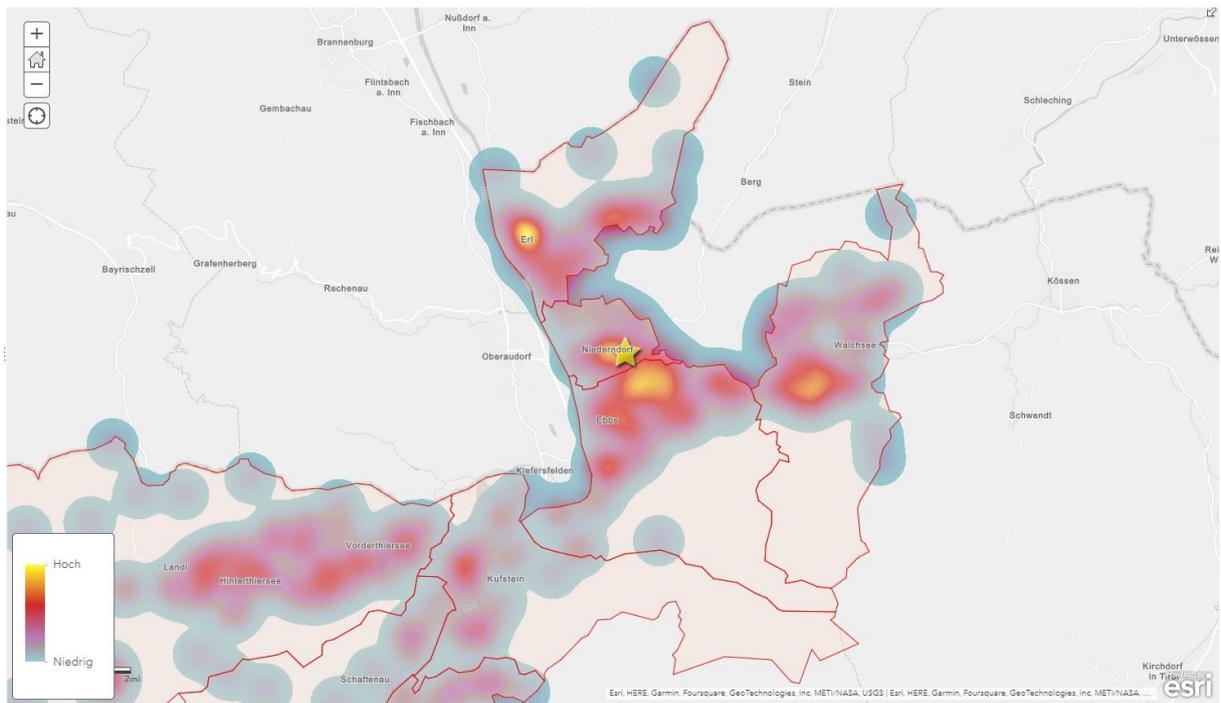


Abbildung 74: Dichte an GVE konventionelle und biologische Landwirtschaft, Standort Biogasanlage Niederndorf

Die Erschließung der Substrate von Betrieben, welche nicht mittels Pipeline angebunden werden können, erfolgt mittels Transportfahrzeugen auf der Straße.

Aus der nachfolgenden Abbildung ist ersichtlich, dass vom fiktiven Standort der Biogasanlage aus, sämtliche landwirtschaftliche Betriebe in einer Fahrdistanz von 15km erreichbar sind, über 90% der Betriebe sogar innerhalb von 10km.

Auch die bayrischen Nachbargemeinden Kiefersfelden und Oberaudorf können noch als potenzielle Gärsubstratlieferanten in Frage kommen.

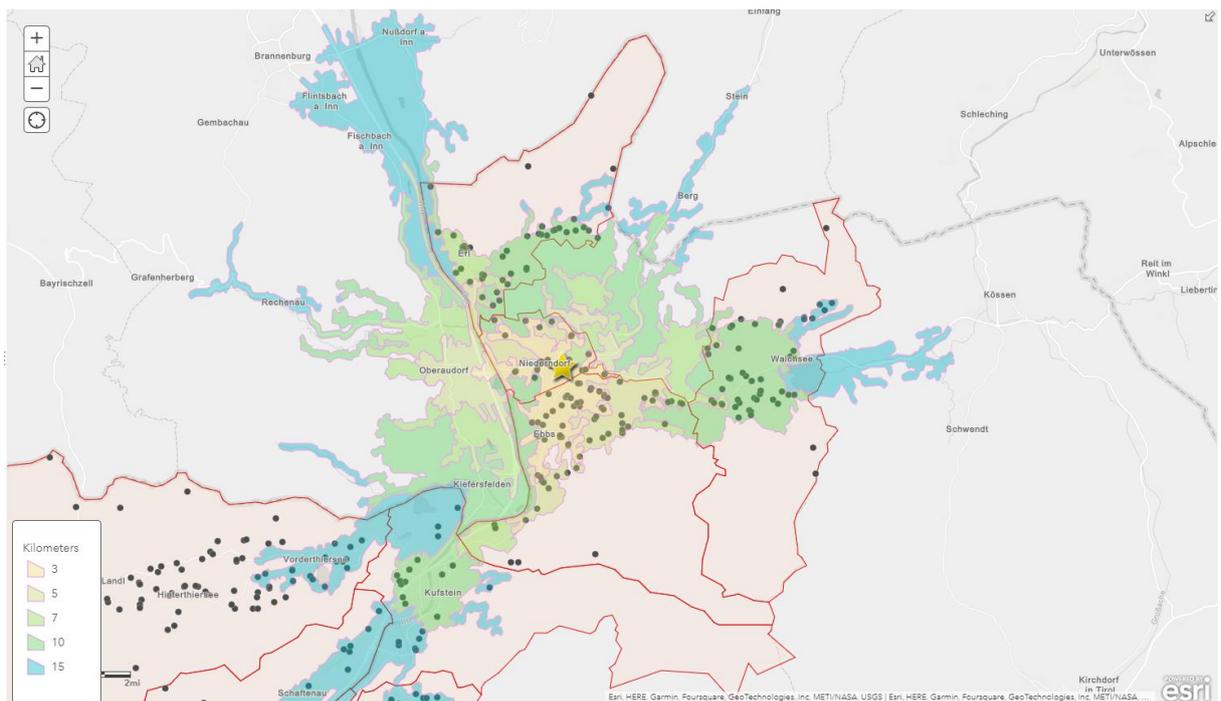


Abbildung 75: Einzugsgebiet der Biogasanlage Niederndorf, abgestuft nach Distanz (3, 5, 7, 10 und 15km)

8.2.3 Biogas- und Energienutzung

In diesem Fall würde sich die Aufbereitung des entstehenden Biogases zu Biomethan und dessen Einspeisung in das Gasnetz anbieten. Das Gasnetz ist in diesem Bereich gut ausgebaut und die Anbindung somit problemlos durchführbar.

Die Anlage kann entweder mit einem Heizkessel zur Eigenversorgung mit Wärme oder einem BHKW zur Eigenversorgung mit Wärme und Strom ausgerüstet werden.

8.2.4 Nutzung des Gärrestes

Die Biogasgülle sollte grundsätzlich als flüssiger Wirtschaftsdünger wieder auf die Wiesen, Felder und Äcker ausgebracht werden. Kann die entstehende Menge an Flüssigdünger aufgrund der limitierten Stickstoffgesamtmenge nicht zu Gänze auf die Flächen der Gärsubstratlieferanten ausgebracht werden, kann die Biogasgülle auch an andere Betriebe abgegeben werden, welche das Limit noch nicht erreicht haben. Die strikte Trennung der beiden Qualitäten an Biogasgülle aus der konventionellen und aus der biologischen Landwirtschaft ist einzuhalten.

Eine Separierung der Biogasgülle ist ebenso vorstellbar, wobei der feste Bestandteil der Gärrestes aufgrund der Einsparung an Volumen und Gewicht auch weiter entfernte Betriebe geliefert werden kann.

8.2.5 Logistikkonzept

Das flüssige Gärsubstrat bzw. die ausgegorene Biogasgülle kann im Nahbereich mittels Verschlauchung gepumpt werden.

Für größere Entfernungen können Traktoren mit Güllefässern oder auch LKWs zum Einsatz kommen. Die Ausstattung der Betriebe in der Region mit großvolumigen Transportkapazitäten und schnellen Zugfahrzeugen ist teilweise gut, eine Anschaffung eines eigenen Fuhrparks durch die Biogasanlage kann angedacht werden. Auch die Nutzung von Drittanbietern (Lohnunternehmer, Maschinenring, etc.) für die Durchführung der Transportlogistik ist vorstellbar.

8.2.6 Wirtschaftlichkeit der Anlage

Ein wirtschaftlicher Betrieb der Biogasanlage zur Biomethaneinspeisung mit Heizkessel startet bei ca. 1.700 GVE und entspricht damit etwa der Hälfte der gesamten GVEs (3.412) in dieser Region.

Durch die Kombination der Vergärung von Wirtschaftsdüngern aus der biologischen und konventionellen Landwirtschaft – natürlich verfahrenstechnisch getrennt in zwei separaten Fermenterlinien – könnte dieses Potenzial genutzt werden.

Ein wirtschaftlicher Betrieb einer Biogasanlage in dieser Region ist, unter den genannten Voraussetzungen, daher möglich.

8.2.7 Ökologischer Aspekt der Biogasanlage

Aus ökologischer Sicht ist die Vergärung von Wirtschaftsdünger in einer Biogasanlage als erstrebenswert für die Region anzusehen. Zum einen erfolgt durch den Vergärungsprozess eine Verbesserung der Düngewirkung zum anderen kommt es zu einer deutlichen Reduktion der Geruchs- und Stickstoffemissionen in Form von Ammoniak bei der Ausbringung der Biogasgülle.

Durch ein ausgeklügeltes Logistikkonzept in der Kombination aus Gülle-Verschlauchung und straßengebunden Transport können Leerfahrten minimiert und die Transportkosten gesenkt werden.

Durch die geschlossenen Lagerbehälter für das Substrat und die Biogasgülle, welche im Rahmen des Baues der Biogasanlage erstellt werden, kommt es zu einer deutlichen Reduktion der Freisetzung des klimaschädlichen Methans in die Umwelt, im Gegensatz zu der Lagerung in offenen Gruben und Lagerstätten.

8.3 Region Thiersee

8.3.1 Grundlagen und Voraussetzungen

Die Region kann durch folgende Parameter definiert werden.

Parameter	Wert / Einheit
Substrate	Gülle und Festmist
Co-Substrate	Keine nennenswerten Mengen an Co-Substraten in der Region vorhanden
Gesamtanfall an Wirtschaftsdünger in der Region	Bio: ca. 11.000 to/a (650 GVE); Konventionell: ca. 2.600 to/a (153 GVE)
Art der Landwirtschaft	Biologische Landwirtschaft vorherrschend, in geringem Umfang konventionelle Landwirtschaft
Art der Tierhaltung	vor allem Weidehaltung, teilweise Laufstall, Alpung der Tiere weit verbreitet, im Schnitt zwischen 90-120 Tagen/a
Technische Ausstattung der Betriebe	Durchschnittliche, teilweise gute technische Ausstattung der Betriebe mit Fahrzeugen und Maschinen für die Güllelagerung und -ausbringung

Tabelle 44: Grundlagen Bereich Thiersee

8.3.2 Standort der Biogasanlage

Als möglicher Standort für eine Biogasanlage zur Vergärung von Wirtschaftsdünger aus der biologischen Landwirtschaft würde sich der Bereich Hinterthiersee anbieten.

Die größten Substratlieferanten wären in direkter Umgebung zur Biogasanlage angesiedelt. Der Transport im Nahbereich (ca. 2-3km) der Anlage könnte mit einer Gülle-Verschlauchung erfolgen und somit nahezu emissionsfrei und kostengünstig.

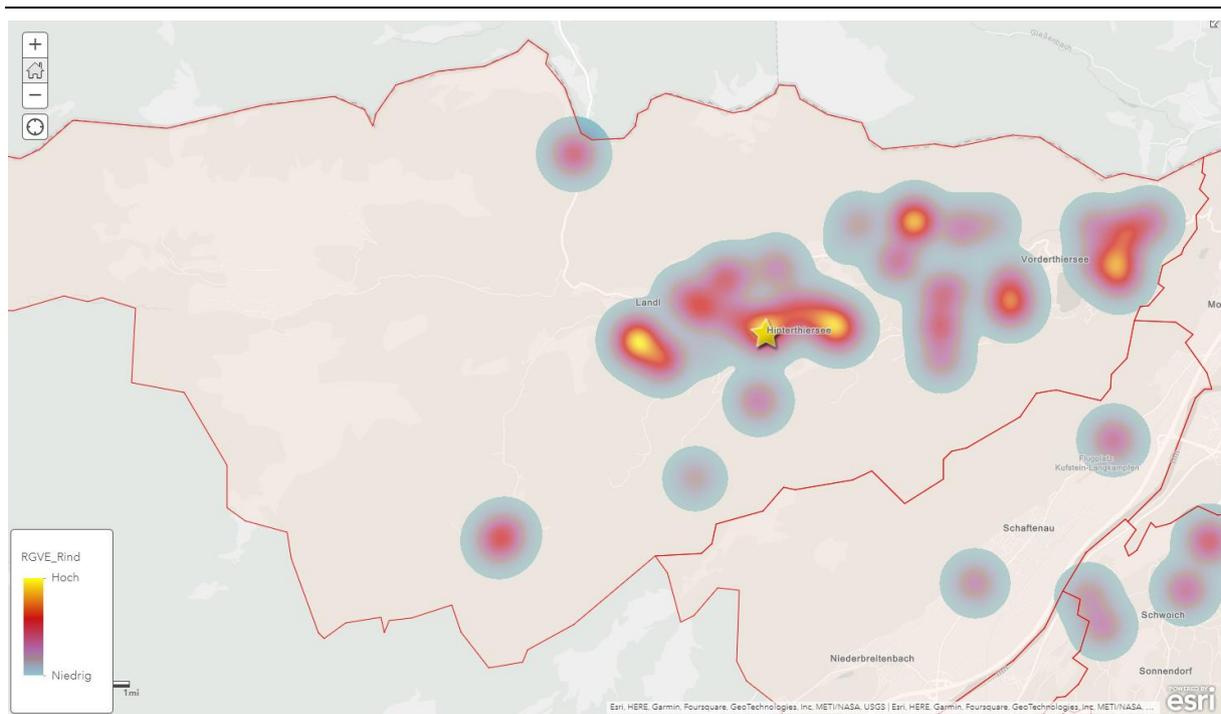


Abbildung 76: Dichte an GVE biologische Landwirtschaft, Standort Biogasanlage Thiersee

Die Erschließung der Substrate von Betrieben, welche nicht mittels Pipeline angebunden werden können, erfolgt mittels Transportfahrzeugen auf der Straße.

Aus der nachfolgenden Abbildung ist ersichtlich, dass vom fiktiven Standort der Biogasanlage aus, sämtliche landwirtschaftliche Betriebe in einer Fahrdistanz von 10km erreichbar sind, über 85% der Betriebe sogar innerhalb von 7km.

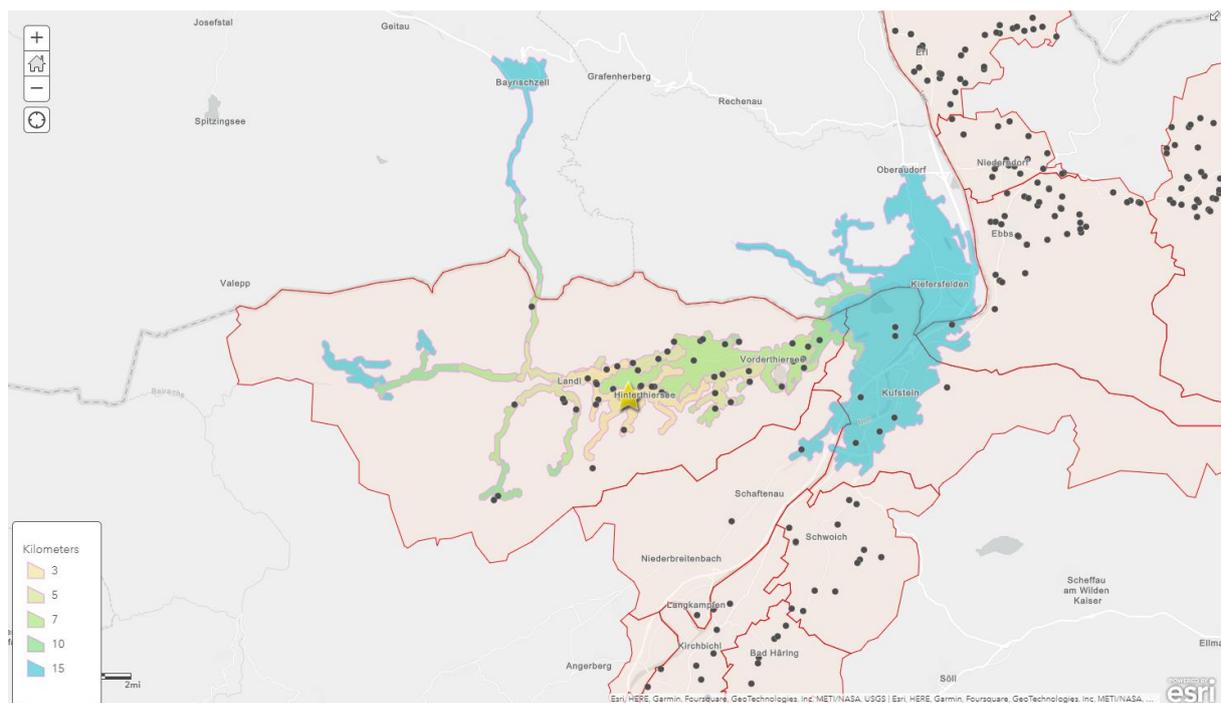


Abbildung 77: Einzugsgebiet der Biogasanlage Thiersee, abgestuft nach Distanz (3, 5, 7, 10 und 15km)

8.3.3 Wirtschaftlichkeit der Anlage

Ein wirtschaftlicher Betrieb einer Biogasanlage mit nur ca. 650 GVE im gesamten Einzugsbereich ist in dieser Form nicht möglich. Auch ein Transport des Gärsubstrates in andere Biogasanlagen ist aufgrund der erheblichen Distanzen nicht ohne weiteres möglich.

Durch die Separierung des Gärsubstrates könnte ein festes, gewichts- und volumenreduziertes Gärsubstrat generiert werden, welches auch über größere Distanzen noch einigermaßen wirtschaftlich transportierbar ist. Somit könnte dieses Substrat auch in der Anlage in Ebbs/Niederndorf eingesetzt werden.

Für den Rücktransport müsste wieder die Separierung der Biogasgülle durchgeführt werden, und die Transport- und Ausbringtechnik für diesen Gärrest angeschafft werden.

Ein wirtschaftlicher Betrieb einer Biogasanlage in dieser Region ist, unter den genannten Voraussetzungen, daher nicht möglich.

9 Positionspapier der Landwirtschaftskammer

Die Landwirtschaftskammer Tirol hat mit ihrem Positionspapier über die „Bereitstellung von Gülle, Jauche und Mist zur Erzeugung von grünem Gas“, als Standesvertretung der landwirtschaftlichen Betriebe, einen Forderungskatalog für die Verwertung von Wirtschaftsdüngern zum Zwecke der Energieerzeugung erstellt.

Dieses Positionspapier sollen die grundsätzlichen Interessen und Vereinbarungen der landwirtschaftlichen Betriebe mit den Betreibern von Biogasanlagen zur Vergärung von Wirtschaftsdüngern regeln.

Viele dieser genannten Punkte wurden in dieser Studie bereits berücksichtigt bzw. eingerechnet, einige der Punkte können aber erst im Rahmen eines konkreten Projektes mit den handelnden Personen vereinbart werden. Eine Übersicht der einzelnen Punkte erfolgt im nächsten Unterkapitel.

9.1 Positionspapier der Landwirtschaftskammer im Detail

Bereitstellung Gülle, Jauche und Mist, Erzeugung von grünem Gas

- Sämtliche Kosten des Transports des Wirtschaftsdüngers und dessen bodennahe Ausbringung auf die landwirtschaftlichen Nutzflächen müssen vom Biogasanlagenbetreiber zur Gänze übernommen werden.
- Für jeden Betrieb, welcher Wirtschaftsdünger zur Verfügung stellt, müssen bei der Abholung eine Nährstoffanalyse (NIR-Sensor) und eine Stoffbilanz auf Kosten des Anlagenbetreibers durchgeführt werden.
- Schlachtabfälle sowie Kofermente, welche bedenkliche Krankheitserreger enthalten können, dürfen nicht eingesetzt werden. Dadurch werden mögliche Probleme bei Abnehmern wie Molkereien etc. vermieden.
- Hygiene: Laufende Untersuchung auf relevante Parameter (Clostridien – 200 KbE pro Liter als Grenze in der Milch in der Hartkäseproduktion) sind erforderlich.
- Beim Auftritt von Störstoffen muss eine Regelung definiert werden.
- Die Lagerung der Biogasgülle im Endlager bis zur Ausbringung hat auf Kosten des Anlagenbetreibers zu erfolgen.
- Sollte die Lagerung der Biogasgülle am landwirtschaftlichen Betrieb auf Wunsch des Landwirts erfolgen, ist diesem ein Kostenersatz wegen Entfall der Lagerkosten beim Anlagenbetreiber von diesem zu gewähren. Der Tarif hierfür wird in Absprache mit der LK und dem Anlagenbetreiber festgesetzt. Eine gemeinsame Lagerung von Rohgülle und Biogasgülle ist ausdrücklich nicht vorgesehen bzw. erlaubt.
- Jedenfalls gewährleistet sein muss eine Rücklieferung auch als separierte Fraktion, insbesondere an jene Landwirte, welche Mist anliefern.
- Die Ausbringung der Biogasgülle hat seitens des Anlagenbetreibers unter Berücksichtigung der Befahrbarkeit der Böden binnen 5 Tagen nach Anforderung durch den Landwirt für diesen kostenlos zu erfolgen.
- Sollte die Ausbringung durch den Landwirt in Eigenregie erfolgen, ist ein Kostenersatz zu gewähren. Die Höhe des Kostenersatzes wird in Absprache mit der LK, MR und dem Anlagenbetreiber festgesetzt.

- Kohlenstoffabbau: Der Vergärungsprozess wirkt sich unter Umständen nachteilig auf das Humusbildungspotential aus. Für diesen Fall hat ein Ausgleich des Kohlenstoffverlustes durch zusätzliche organische Masse oder eine finanzielle Abgeltung zu erfolgen.
- Dazu hat eine Humusbilanzrechnung, insbesondere bei humuszehrenden Kulturen, und eine fachliche Begleitung auf Kosten des Anlagenbetreibers zu erfolgen.
- Biobetriebe:
 - EU BIO-Regulativ: Prinzipiell ist eine Verwendung von organischem Dünger aus konventioneller Haltung möglich, dieser darf jedoch nicht aus industrieller Tierhaltung stammen (Vollspaltensysteme, Käfighaltung, Geflügelhaltung ohne Auslauf).
 - BIO Austria bzw. ZZU-Standard: Eine Verwendung von konventionellem Dünger aus flüssigen tierischen Exkrementen ist nicht erlaubt, Lösungsansatz über getrennte Fermenter und getrennte Lagerung.
- Haftungsfragen für den Anlagenbetreiber bei Folgekosten im Falle von Problemen (Bsp. Hygiene) sind vertraglich zu regeln (Liefersperren, Zertifikatsverluste...).
- vertragliche Vereinbarung: alle relevanten Kriterien und Rahmenbedingungen für die Landwirte (zB. Vertragsdauer, Ausstiegsszenarien im Falle von Änderungen bei GAP oder anderen relevanten rechtlichen Änderungen) sind in einem Vertrag (Liefervereinbarung) genau zu definieren; dabei ist auch für einen ausreichenden Versicherungsschutz Sorge zu tragen.
- Bei Vertragsabschluss ist eine mögliche Gewinnbeteiligung für die Rohstoffbereitstellung durch die Landwirte zu verhandeln bzw. zu vereinbaren.
- Die Rohstoffbereitstellung ist dem Sektor Landwirtschaft und nicht dem Sektor Energie anzurechnen. Das gegenständliche Positionspapier wurde im LK-Ausschuss Recht, Steuern und Energie ausführlich behandelt und einer einstimmigen Beschlussfassung zugeführt.

Innsbruck, am 20. Juni 2023

Die Funktionärinnen und Funktionäre des Ausschusses Recht, Steuern und Energie

10 Zusammenfassung

Ausgangspunkt für die Durchführung dieser Machbarkeitsstudie über die Vergärung von Wirtschaftsdünger in gemeinschaftlichen Biogasanlagen war der Energieleitplan für die Region, welcher im Jahr 2022 erstellt wurde. Als eines der Ergebnisse dieses Leitplanes wurde das große Potenzial an vergärbaren Wirtschaftsdünger in der Region angesehen, welcher noch ungenutzt in den landwirtschaftlichen Betrieben zur Verfügung steht.

Der Untersuchungsraum der Machbarkeitsuntersuchung erstreckt sich über die Gemeinden Langkampfen, welche auch als Hauptinitiator der Untersuchung gilt, Bad Häring, Schwoich, Kufstein, Thiersee, Ebbs, Niederndorf und Erl bis nach Walchsee.

Die Gemeinden Kössen und Schwendt, welche bei der Erstellung des Energieleitplanes ebenfalls involviert waren, haben an der Untersuchung nicht mehr teilgenommen, dafür sind aber die Gemeinden Angath und Kirchbichl der Studie beigetreten.

Als vergärbare Substrate in einer Biogasanlage eignen sich fast alle Substrate biogenen Ursprungs. Diese Stoffe können pflanzlicher, aber auch tierischer Herkunft sein und reichen von Ausscheidungen von Tier und Mensch, Pflanzen und Gräser bis zu Abfällen aus der Kommune, Gewerbe oder Industrie.

In dieser Machbarkeitsuntersuchung werden aber nur Substrate untersucht, welche nicht in Konkurrenz mit der Nahrungs- und Futtermittelproduktion stehen, sondern biogene Reststoffe, die quasi als „Abfall“ angesehen werden können und nicht anderwärtig verwertet werden.

Zu diesen Substraten zählen alle Arten von Wirtschaftsdüngern, wie Mist, Jauche und Gülle, wie sie bei der Haltung von Nutztieren entstehen, sowie Futtermittelreste, welche nicht mehr für die Verfütterung eingesetzt werden können. Diese Substrate stehen in keinem Wettbewerb zu anderen Produkten innerhalb der Agrarproduktion.

Daneben gibt es noch andere biogene Reststoffe, welche für die energetische Vergärung in der Biogasanlage eingesetzt werden können, wie sie z.B. bei der Erzeugung von Lebensmitteln entstehen. Da es in der Region keinen nennenswerten Anfall an diesen biogenen Reststoffen gibt, werden diese Substratfraktion in der Studie auch nicht weiter behandelt.

Der Anfall des Wirtschaftsdüngers in der Region ist sehr unterschiedlich örtlich wie auch zeitlich verteilt. In den Regionen mit einer hohen Dichte an Rinderhaltung betreiben vor allem die konventionelle Landwirtschaft, welche durch eine Haltung im Laufstall und selten einer Alpung der Tiere gekennzeichnet ist. Die konventionelle Landwirtschaft wird häufig im Bereich von Langkampfen, Angath, Kirchbichl, Bad Häring, Schwoich und Kufstein betrieben.

Im Fall der biologischen Landwirtschaft werden die Tiere größtenteils in Weidehaltung gehalten und die Tiere sind in den Sommermonaten für ca. 90-120 Tage auf den Almen untergebracht. Größtenteils biologische Landwirtschaft wird in den Gemeinden Thiersee und Walchsee betrieben, in den restlichen Gemeinden Ebbs, Niederndorf und Erl betreiben annähernd gleich viele Betriebe biologische wie konventionelle Landwirtschaft.

Das Substrataufkommen im Jahresverlauf ist somit in den Bereichen mit der biologischen Landwirtschaft als inhomogen zu bezeichnen, da z.B. mit der Alpung oder der Weidehaltung ein großer

Teil der verfügbaren Substratmengen nicht für die Vergärung genutzt werden kann. In der konventionellen Landwirtschaft, ohne Alpung und der Haltung im Laufstall, sind diese Ressourcen jahresdurchgängig und in höher Menge verfügbar.

Beachtet werden muss, dass der Einsatz von Biogasgülle, dem Endprodukt nach der Vergärung des Wirtschaftsdüngers in der Biogasanlage, in der biologischen Landwirtschaft strikten Regeln und Vorgaben der einzelnen Bioverbände unterliegen. Der Einsatz von Biogasgülle ist möglich, aber es dürfen zum Beispiel keine Substrate aus der konventionellen Landwirtschaft stammen bzw. die Substrate müssen auch gentechnikfrei produziert worden sein. Eine gemeinsame Vergärung der Wirtschaftsdünger aus biologischer und konventioneller Landwirtschaft ist somit nicht möglich.

Die Düngewirkung der Biogasgülle hat erhebliche Vorteile gegenüber der direkten Nutzung des Wirtschaftsdüngers auf den Feldern, Wiesen und Äckern. Durch den Gärprozess findet eine Verminderung des Trockenmassegehaltes und der Anstieg des Ammoniumstickstoffgehaltes statt. Es kommt auch zu einem leichten Anstieg des pH-Wertes und das Kohlenstoff-Stickstoff-Verhältnis wird verringert. Somit ist die Biogasgülle dünnflüssiger, leichter pflanzenverträglich und die Pflanze kann den Stickstoff leichter aufnehmen. Die Biogasgülle ist zudem nicht mehr so geruchsintensiv, da sich der Stickstoffanteil vom Ammoniak zum Ammonium verschiebt.

Die Biogasgülle lässt sich direkt als Flüssigdünger, aber auch in separierter, fester Form als Streugut ausbringen. Die Pflanzenverfügbarkeit der Nährstoffe wird im Fall des festen Gärrestes wird verlangsamt, der Dünger kann somit als Langzeitdünger eingesetzt werden.

Für den Transport der Gärsubstrate wie Gülle, Jauche oder Festmist, aber auch die Ausbringung der flüssigen und festen Gärreste müssen die geeigneten Fahrzeuge und Maschinen zur Verfügung stehen. Die Ausstattung an Fahrzeugen und Maschinen ist, abhängig von der Betriebsgröße, von sehr gut bis ausbaufähig anzusehen. In solchen Fällen, wo nicht die geeigneten Gerätschaften zur Verfügung stehen, können Partnerschaften unter den Betrieben, der gemeinschaftliche Ankauf von Großgeräten durch die Biogasanlage oder auch der Einsatz von Dienstleistern und Lohnunternehmen für die jeweilige Transportaufgabe Abhilfe schaffen. Bedingt durch die hohen Gewichte und Volumina beim Transport von Gärsubstraten und Gärresten, ist ein kostengünstiger Transport unerlässlich für den wirtschaftlichen Erfolg einer Biogasanlage.

Die technische Ausstattung der Biogasanlage unterliegt dem Wandel der Zeit. Wurden bis vor einiger Zeit aufgrund des Ökostromgesetzes noch Anlagen mit einem BHKW zur kombinierten Kraft-Wärme-Kopplung gefördert, hat sich die Förderpolitik im dem neuen Erneuerbaren- Ausbau-Gesetz (EAG) aus dem Jahre 2022 geändert. Mit dem neuen EAG werden nur noch Kleinanlagen mit KWK (<250 kWel.) abseits der Gasnetze (Entfernung > 10km) gefördert. Alle Anlagen, welche sich im Nahbereich einer Gasleitung befinden und das erzeugte Biogas zu Biomethan aufbereiten und einspeisen können mit Förderungen in der Höhe von 30% der Investitionskosten rechnen.

Zusätzlich soll eine Marktquote in der Höhe von ca. 20 ct/kWh zusätzlich zu den Marktpreisen von Methan den Betreibern von Biomethananlagen ausbezahlt werden, sollte das Erneuerbaren-Gas-Gesetz in dieser Art und Weise umgesetzt werden, wie es zurzeit als Regierungsvorlage in Begutachtung ist.

Nimmt man diese Einspeisetarife und die F6rderungen als Anhaltspunkt f6r eine Wirtschaftlichkeitsrechnung so ergibt sich eine kritische Anlagengr66e je nach Verwendung des Biogases. Wird das Biogas zu Biomethan aufbereitet und in das 6ffentliche Gasnetz eingespeist, abz6glich des Eigenbedarfes f6r die Beheizung der Anlagenteile mit einem Gasheizkessel, ist eine Anlagengr66e ab ca. 1.500 GVE (bzw. ca. 26.000 to G6lle) notwendig.

Wird der Energieeigenbedarf, thermisch sowie elektrisch, mittel einem BHKW gewonnen steigt die erforderliche Anlagengr66e auf ca. 1.700 GVE (bzw. 29.000 to G6lle) an. Die Verwertung des Biogases rein zu Heizzwecken oder als Brennstoff in einem BHKW als Kraft-W6rme-Kopplung ergibt durch die fehlenden Investitionsf6rderungen als auch durch die fehlenden Markpr6mien f6r die Energien keine positive Bilanz f6r eine Biogasanlage.

Kommt des Erneuerbaren Gas Gesetz (EGG) in einer anderen Form oder zu anderen Quoten oder Pr6mien so sind die Berechnungen zur Wirtschaftlichkeit der Anlage mit den ge6nderten Parametern zu wiederholen. Sinken die Ertr6ge f6r das Biomethan in den Bereich von €120 -150 / MWh steigt die kritische Anlagengr66e f6r einen wirtschaftlichen Betrieb in den Bereich von 4.000 – 5.000 GVE.

Von 6kologischer Seite betrachtet ist die Verg6rung von Wirtschaftsd6nger aber jedenfalls anzuraten, da neben positiven D6ngeeffekten der Biogasg6lle auch eine Verminderung der Methanemissionen auf den landwirtschaftlichen Betrieben stattfindet, welche einen erheblichen negativen Einfluss auf unser Klima haben. Methan als klimasch6dliches Gas in der Atmosph6re hat etwa die 25-fache Wirksamkeit am Treibhauseffekt gegen6ber dem Kohlendioxid.

Auch die Emission von Lachgas, welches beim Abbau von stickstoffhaltigen Verbindungen durch Mikroorganismen entsteht und in etwa 300-mal so wirksam f6r den Treibhauseffekt gegen6ber dem Kohlendioxid ist, wird durch die Verg6rung in der Biogasanlage vermindert.

Als zusammenfassende Aussage kann gesagt werden, dass die Verg6rung von 6rtlich verf6gbaren Wirtschaftsd6nger in einer Biogasanlage ab einer bestimmten Gr66e wirtschaftlich und 6kologisch sinnvoll ist, wenn das erzeugte Biogas zu Biomethan aufbereitet wird und in das 6ffentliche Gasnetz eingespeist wird.

11 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersichtskarte - Verteilung der RGVE biologische und konventionelle Landwirtschaft	26
Abbildung 2: Theoretischer Substratanfall konventionelle Landwirtschaft im Untersuchungsraum...	29
Abbildung 3: Theoretischer Substratanfall biologische Landwirtschaft im Untersuchungsraum.....	29
Abbildung 4: Lagerkapazitäten Gülle und Festmist.....	31
Abbildung 5: Geschwindigkeit der Transportfahrzeuge.....	33
Abbildung 6: Transportkapazität Güllefass	34
Abbildung 7: Transportkapazität Miststreuer	35
Abbildung 8: Ausstattung Gülletechnik.....	36
Abbildung 9: Transportfahrzeuge Gülle	37
Abbildung 10: Gülle selbstfahrer.....	38
Abbildung 11: Güllefass mit Dolly	39
Abbildung 12: Güllefass mit LKW als Zugfahrzeug	39
Abbildung 13: Ausbringung des festen Gärrestes mit Streufahrzeug.....	41
Abbildung 14: Streuwerk von Miststreuer	41
Abbildung 15: Übersicht Pumpensysteme	48
Abbildung 16: Funktionsschema Balgpumpe	48
Abbildung 17: Exzentrerschneckenpumpe	49
Abbildung 18: Drehkolbenpumpe	49
Abbildung 19: Systeme zur Einbringung von festen Substraten	50
Abbildung 20: Eintragungsschacht für feste Gärsubstrate.....	51
Abbildung 21: Vorlagebehälter mit Wiegeeinheit	51
Abbildung 22: Rohreaktor Freiaufstellung und im Gebäude integriert	53
Abbildung 23: Fermenter freistehend.....	54
Abbildung 24: Fermenter freistehend, Ring-in-Ring-System	55
Abbildung 25: Fermenter in Stahlbauweise	55
Abbildung 26: Batch-Versuch des Gärsubstrates	56
Abbildung 27: vorgeschaltete Hydrolyse-Einrichtung.....	57
Abbildung 28: Endlager in offener Bauweise	58
Abbildung 29: Rührwerkstypen.....	59
Abbildung 30: Tauchmotorrührwerk.....	59
Abbildung 31: Innenansicht Fermenter mit Entschwefelungseinrichtung.....	62
Abbildung 32: Funktionsschema Tropfkörperanlage	63
Abbildung 33: Funktionsschema Biowäscher.....	64
Abbildung 34: Biogaskühlanlage	67
Abbildung 35: Funktionsschema Entfeuchtung mit Triethylenglykol	68
Abbildung 36: Funktionsschema Trocknung mit Kalziumchlorid	69
Abbildung 37: Verfahrenskosten Methananreicherung	72
Abbildung 38: Strombedarf für Gasaufbereitung	73
Abbildung 39: Verluste von Gasaufbereitungsanlagen	74
Abbildung 40: Funktionsschema Druckwasserwäsche.....	75
Abbildung 41: betriebsbereite Einheit für Druckwasserwäsche	76
Abbildung 42: Funktionsschema Druckwechseladsorption	77
Abbildung 42: Aufbau einer Membraneinheit (Wickelmodul).....	78
Abbildung 43: funktionsfähige Membraneinheit	79
Abbildung 44: Funktionsschema kryogene Gastrennung	81
Abbildung 45: Innen- und Außenansicht eines Doppelmembranspeichers.....	83
Abbildung 46: Mobiler Hochdruckspeicher.....	83

Tabelle 17: Liste Einreich- und Genehmigungsunterlagen.....	90
Abbildung 47: Motor-Generator-Einheit eines BHKW, Fa. Innio	92
Abbildung 48: Brennstoffzelle	93
Abbildung 49: Mikrogasturbine.....	94
Abbildung 50: Funktionsschema GuD-Kraftwerk	94
Abbildung 51: Schema Gaseinspeisestation.....	98
Abbildung 52: Investitionskosten Gasleitungsbau	102
Abbildung 53: Funktionsprinzip Kolbenkompressor	104
Abbildung 54: Funktionsprinzip Schraubenkompressor	104
Abbildung 55: Schnittbild Gasfilter.....	106
Abbildung 56: Odorierungseinrichtungen.....	108
Abbildung 57: Gas-Sicherheitsabsperrventile	108
Abbildung 58: Witterung bei Gülleausbringung.....	120
Abbildung 60: Gülleinjektion mittels Schneidscheibe.....	127
Abbildung 61: Gülleinjektion - verminderte Gefahr der Futtermittelverschmutzung.....	128
Abbildung 62: Kostenverlauf Heizkessel	135
Abbildung 63: Kostenverlauf Heizkessel bei 17ct/kWh.....	135
Abbildung 64: Kostenverlauf BHKW	137
Abbildung 65: Kostenverlauf BHKW bei 34ct/kWh Strom	138
Abbildung 66: Kostenverlauf Biomethaneinspeisung + Heizkessel.....	140
Abbildung 67: Kostenverlauf Biomethaneinspeisung + Heizkessel bei 21ct/kWh.....	141
Abbildung 68: Kostenverlauf Biomethaneinspeisung + BHKW	143
Abbildung 69: Kostenverlauf Biomethaneinspeisung + BHKW bei 21ct/kWh	144
Abbildung 70: Dichte an GVE konventionelle Landwirtschaft Langkampfen und Umgebung, Standort Biogasanlage Langkampfen	146
Abbildung 71: Einzugsgebiet der Biogasanlage Langkampfen, abgestuft nach Distanz (3, 5, 7, 10 und 15km).....	147
Abbildung 72: Dichte an GVE biologische Landwirtschaft	150
Abbildung 73: Dichte an GVE konventionelle Landwirtschaft	150
Abbildung 74: Dichte an GVE konventionelle und biologische Landwirtschaft, Standort Biogasanlage Niederndorf	151
Abbildung 75: Einzugsgebiet der Biogasanlage Niederndorf, abgestuft nach Distanz (3, 5, 7, 10 und 15km).....	152
Abbildung 76: Dichte an GVE biologische Landwirtschaft, Standort Biogasanlage Thiersee.....	155
Abbildung 77: Einzugsgebiet der Biogasanlage Thiersee, abgestuft nach Distanz (3, 5, 7, 10 und 15km)	156

12 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Ausgangsmaterialien für die Vergärung in Biogasanlagen	15
Tabelle 2: mikrobiologische Kriterien für das Endprodukt.....	20
Tabelle 3: Hygieneparameter von Gärrückständen	20
Tabelle 4: Auswertung der RGVE auf Basis der GeDaBa – Datenstand 2021.....	25
Tabelle 5: Auswertung des theoretischen Biogas- und Energiepotenzials im Untersuchungsraum	27
Tabelle 5: Anfall an Wirtschaftsdünger	31
Tabelle 6: Einsatzgebiet Transportfahrzeuge Gülle.....	42
Tabelle 7: Einsatzgebiet Transportfahrzeuge fester Gärrest.....	43
Tabelle 8: Vergleich der Eintragungssysteme	52
Tabelle 9: Vergleich der Vorlagesysteme	52
Tabelle 10: Einteilung der Fermentertypen	53
Tabelle 11: Komponenten des Biogases.....	60
Tabelle 12: Entschwefelungsverfahren	61
Tabelle 13: Vor- und Nachteile Niederdruckspeicher	82
Tabelle 14: Platzbedarf Biogasanlage.....	84
Tabelle 15: Emissionsgrenzwerte BHKW / Heizkessel.....	85
Tabelle 16: Geruchsintensität und Häufigkeit.....	86
Tabelle 18: Anforderung Biomethan zur Einspeisung und als Kraftstoff	97
Tabelle 19: Übersicht Verdichtungsmethoden bezogen auf die Netzebene	103
Tabelle 20: Kosten für Gasanalysegeräte.....	107
Tabelle 21: Grenzwerte für Biogas als Kraftstoff.....	109
Tabelle 22: Nährstoffgehalt Gärsubstrat.....	114
Tabelle 23: Nährstoffgehalt Biogasgülle	114
Tabelle 24: Nährstoffgehalt flüssiger / fester Gärrückstand.....	115
Tabelle 25: Hygienisierungswirkung der Biogasanlage- Verminderung der KBE	116
Tabelle 26: Einfluss der Witterung auf die Ammoniakemissionen	121
Tabelle 27: Reduktion der NH ₃ -Emissionen durch Ausbringttechnik bezogen auf Breitverteiler	122
Tabelle 28: Empfehlungen zur Minimierung des Eintrages von Gülleeresten in das Futter.....	126
Tabelle 29: Durchschnittliche Erträge aus der Biogasnutzung.....	130
Tabelle 30: Annahmen Heizkessel.....	134
Tabelle 31: Investitionskosten Heizkessel.....	134
Tabelle 32: Wirtschaftlichkeitsrechnung Heizkessel	134
Tabelle 33: Annahmen BHKW	136
Tabelle 34: Investitionskosten BHKW	137
Tabelle 35: Wirtschaftlichkeitsrechnung BHKW.....	137
Tabelle 36: Annahmen Biomethaneinspeisung + Heizkessel	139
Tabelle 37: Investitionskosten Biomethaneinspeisung + Heizkessel	139
Tabelle 38: Wirtschaftlichkeitsrechnung Biomethaneinspeisung + Heizkessel	140
Tabelle 39: Annahmen Biomethaneinspeisung + BHKW.....	142
Tabelle 40: Wirtschaftlichkeitsrechnung Biomethaneinspeisung + BHKW	142
Tabelle 41: Wirtschaftlichkeitsrechnung Biomethaneinspeisung + BHKW	143
Tabelle 42: Grundlagen Bereich Langkampfen, Angath, Kirchbichl, Bad Häring, Schwoich und Kufstein	145
Tabelle 43: Grundlagen Bereich Ebbs, Erl, Niederndorf und Walchsee	149
Tabelle 44: Grundlagen Bereich Thiersee	154

13 Abkürzungsverzeichnis

Abb. <i>Abbildung</i>	KUUSK <i>Kufstein Umgebung, Untere Schranne, Kaiserwinkl</i>
Abs. <i>Absatz</i>	kW <i>Kilowatt</i>
ARGE <i>Arbeitsgemeinschaft</i>	kWel. <i>Kilowatt elektrisch</i>
Art. <i>Artikel</i>	kWh/t FM <i>Kilowattstunden pro Tonne Frischmasse</i>
ASL <i>Ammoniumsulfatlösung</i>	KWK <i>Kraft-Wärme-Kopplung</i>
AWG <i>Abfallwirtschaftsgesetz</i>	LBM <i>Liquified Biomethan</i>
BGBI. <i>Bundesgesetzblatt</i>	lfm <i>Laufmeter</i>
BHKW <i>Blockheizkraftwerk</i>	LK <i>Landwirtschaftskammer</i>
BSE <i>Bovine spongiforme Enzephalopathie</i>	LKW <i>Lastkraftwagen</i>
bzw. <i>beziehungsweise</i>	LNG <i>Liquified Natural Gas</i>
C <i>Kohlenstoff</i>	m <i>Meter</i>
CBM <i>Compressed Biomethan</i>	m ³ <i>Kubikmeter</i>
CH ₄ <i>Methan</i>	m ³ /ha <i>Kubikmeter pro Hektar</i>
CNG <i>Compressed Natural Gas</i>	MAP <i>Magnesiumammoniumphosphat</i>
Co <i>Cobalt</i>	mg/m ³ <i>Milligramm pro Kubikmeter</i>
CO ₂ <i>Kohlendioxid</i>	min <i>Minuten</i>
COS <i>Carbonylsulfid</i>	Mio. <i>Millionen</i>
ct/kWh <i>Cent pro Kilowattstunde</i>	mm <i>Millimeter</i>
DWW <i>Druckwasserwäsche</i>	mol % <i>Molprozent</i>
EAG <i>Erneuerbaren Ausbau Gesetz</i>	N <i>Stickstoff</i>
EG <i>Europäische Gemeinschaft</i>	N ₂ <i>Stickstoff gasförmig</i>
EGG <i>Erneuerbares Gas Gesetz</i>	N ₂ O <i>Distickstoffoxid (Lachgas)</i>
EUR/MWh <i>Euro pro Megawattstunde</i>	NaWaRo <i>Nachwachsende Rohstoffe</i>
EWG <i>Europäische Wirtschaftsgemeinschaft</i>	NE <i>Netzebene</i>
Fe <i>Eisen</i>	NH ₃ <i>Ammoniak</i>
Fe ₂ S ₃ <i>Eisen (III) Sulfid</i>	NH ₄ ⁺ <i>Ammonium</i>
g <i>Gramm</i>	Ni <i>Nickel</i>
GeDaBa <i>Gemeindedatenbank</i>	NIR <i>Nahinfrarot</i>
GuD <i>Gas- und Dampfturbinen Kraftwerk</i>	Nm ³ <i>Normkubikmeter</i>
GVE <i>Großvieheinheiten</i>	NO _x <i>Stickoxide</i>
GWh <i>Gigawattstunden</i>	Nr. <i>Nummer</i>
GWh/a <i>Gigawattstunden pro Jahr</i>	O ₂ <i>Sauerstoff gasförmig</i>
GWh _{el} <i>Gigawattstunden elektrisch</i>	ÖAW <i>Österreichische Akademie der Wissenschaften</i>
GWP <i>Global Warming Potential</i>	ORC <i>Organic Rankine Cycle</i>
H ₂ O <i>Wasser / Wasserdampf</i>	oTS <i>organische Trockensubstanz</i>
H ₂ S <i>Schwefelwasserstoff</i>	oTS/m ³ <i>organische Trockensubstanz pro Kubikmeter</i>
H ₂ SO ₄ <i>Schwefelsäure</i>	ÖVGW <i>Österreichischer Vereinigung für das Gas- und Wasserfach</i>
i.d.R. <i>in der Regel</i>	P <i>Phosphor</i>
idgF <i>in der gültigen Fassung</i>	ppm <i>parts per million</i>
K <i>Kalium</i>	PSA <i>Pressure Swing Adsorption - Druckwechseladsorption</i>
K ₂ CO ₃ <i>Kaliumcarbonat</i>	PVC <i>Polyvinylchlorid</i>
KBE/g <i>Kolonierbildene Einheiten pro Gramm</i>	RGVE <i>raufutterverzehrende Großvieheinheit</i>
kg/m ³ <i>Kilogramm pro Kubikmeter</i>	S <i>Schwefel</i>
KI <i>Kaliumjodid</i>	
km <i>Kilometer</i>	
km/h <i>Kilometer pro Stunde</i>	
KMnO ₄ <i>Kaliumpermanganat</i>	
KTBL <i>Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft</i>	

SO₃²⁻ *Sulfit*

SO₄²⁻ *Sulfat*

t FM/h *Tonnen Frischmasse pro Stunde*

TNP *Tierische Nebenprodukte*

TS *Trockensubstanz*

VO *Verordnung*

Vol.-% *Volumenprozent*

ZZU *Zurück zum Ursprung*

14 Quellenverzeichnis

Al Seadi, T., Rutz, D., Prassl, H., Köttner, M., Finsterwalder, T., Volk, S., Janssen, R. (2008). Biogas Handbook. Esbjerg, Denmark: University of Southern Denmark.

Amon, T. et al (2001). Neue Entwicklung in der landwirtschaftlichen Biogaserzeugung und wirtschaftliche Rahmenbedingungen. Gumpensteiner Bautagung 2001.

Agentur für erneuerbare Energie (2014) Studienvergleich Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien,
http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/Stromgestehungskosten_akt2014/AEE_Dossier_Studienvergleich_Stromgestehungskosten_sep14.pdf

ALB -Arbeitsgemeinschaft Landtechnik und landwirtschaftliches Bauwesen in Bayern (2022): Wirtschaftlichkeit von Klein-Biogasanlagen auf Güllebasis. Freising, Deutschland.

BAB-Datenpool Bundesanstalt für Agrarwirtschaft und Bergbauernfragen: Gemeindedatenbank
<http://www.gedaba.agrarforschung.at>, Wien, Österreich

Bayrisches Landesamt für Umwelt (Hrsg.): Biogashandbuch Bayern, Augsburg

Bleyl-Androschin J., (2011): Virtuelles Biogas – Ökologische, ökonomische und sozialwissenschaftliche Gesamtbetrachtung von Biogas. Klima + Energie Fonds, Wien.

BMLFUW (2001): Der sachgerechte Einsatz von Biogasgülle und Gärrückständen im Acker- und Grünland. Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft. Wien.

BM Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (2023): <http://www.biogas-netzeinspeisung.at>, Österreich

Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz-EAG) BGBl. I Nr. 150/2021

Burmeister, J., R. Walter und M. Fritz (2014): Düngung mit Biogasgärresten – Auswirkungen auf Bodentiere. In: Biogas Forum Bayern Nr. 1 - 27/2015, Hrsg. ALB Bayern e.V., http://www.biogas-forumbayern.de/De/Fachinformationen/nachhaltig-erneuerbar-energie_Substratproduktion

Eder, M.; Amon, T. (2002): EcoGas, Programm zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen, Ausgabe Österreich (Stand 2002). Österreichisches Kuratorium für Landtechnik, Wien.

Elsäßer, M., Mokry, M., Kleuter, H., Wüst, D., Messner, J., Ruser, R. (2018): Umweltfreundliche biologische Ansäuerung der Gülle zur Reduktion der Ammoniakabgasung und Steigerung der Nährstoffeffizienz. Landinfo 5/2018.

Fachverband Biogas e.V. (2023): <http://www.biogas.org> , Freising, Deutschland.

FNR (2014) Leitfaden Biogasaufbereitung und Einspeisung. – 5., vollständig überarbeitete Auflage, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR); Gülzow, Germany;

FNR (2015) Leitfaden Gülle-Kleinanlagen. – 1. Auflage, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR); Gülzow, Germany;

FNR (2016) Leitfaden Biogas: Von der Gewinnung zur Nutzung. – 7. Auflage, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR); Gülzow, Germany;

Gaderer M., Lautenbach M., Fischer T. (2007) Wärmenutzung in kleinen landwirtschaftlichen Biogasanlagen. – Bayerisches Landesamt für Umweltschutz (LfU), Augsburg, Germany;

Kirchmeyr F., Anzengruber G. (2008) Leitfaden zur Wärmenutzung bei Biogasanlagen. – ARGE Kompost und Biogas Österreich; Linz, Austria.

Kompost & Biogas Verband (2023) www.kompost-biogas.info/biogas/ , Österreich

KTBL: Kuratorium für Technik u. Bauwesen in der Landwirtschaft (2008), Betriebsplanung Landwirtschaft 2008/09', Daten zu Schlachtabfällen und Schweinemist aus Genesys-Merkblatt M101 - Biogausbeute von Hofdüngern und Co-Substraten

KTBL: Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas: <http://daten.ktbl.de/biogas/startseite> , Deutschland

Ministerialentwurf betreffend Bundesgesetz über die Einführung einer Versorgerverpflichtung für Gas aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbares-Gas-Gesetz-EGG); 2022; EGG(251/ME);

Pfundtner, E. et al (2007). Der sachgerechte Einsatz von Biogasgülle und Gärrückständen im Acker- und Grünland. Fachbeirat für Bodenfruchtbarkeit und Bodenschutz. 2. Auflage. BMLFUW, Wien, 2007.

Plata, A. (2008). Optimale Standorte von Biogasanlagen – eine Multikriterienanalyse mit GIS. Diplomarbeit Universität Gießen, Deutschland.

Stürmer, B. (2022). Biogasanlagen: Rahmenbedingungen neu. LK-Online Landwirtschaftskammer Oberösterreich, Bericht vom 29.09.2022

Wendland, M. und F. Lichti (2012): Biogasgärreste Einsatz von Gärresten aus der Biogasproduktion als Düngemittel. In: Biogas Forum Bayern Nr. I- 03/2012, Hrsg. ALB Bayern e.V., http://www.biogas-forum-bayern.de/publikationen/Biogasgarreste_uberarbeitet2012.pdf

Zethner, G., E. Pfundtner und J. Humer, 2002: Qualität von Abfällen in Biogasanlagen. Monographie des Umweltbundesamtes, Wien.

Zethner und Süßenbacher (2012). Vergärung von Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen. Evaluierung hinsichtlich Klimaschutzrelevanz. Umweltbundesamt, Wien, 2012.