

# Erhebung und Verminderung von Methanemissionen in Biogasanlagen

## Teil I: Einführung in die Thematik

1.Version, Stand: Juli 2020



kompost  
& biogas  
verband

## Inhalt

1	Vorwort .....	3
2	Aktuelle Situation und Perspektiven in Europa und Österreich.....	4
2.1	Aktuelle Situation in der Europäische Union.....	4
2.2	Aktuelle Situation in Österreich .....	7
2.2.1	Rechtsgrundlage für die Anlagengenehmigung .....	7
2.2.2	Rechtsgrundlagen für das Förderwesen.....	12
2.2.3	Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012) .....	12
2.2.4	Umweltförderungsgesetz .....	13
2.2.5	Emissionszertifikate.....	13
3	Vorteile der Nutzung von Biogas und Biomethan .....	13
4	Emissionsquellen und Empfehlungen für die Emissionsreduktion bei Biogasanlagen .....	14
4.1	Substratannahme und Vorstufen der Fermentation.....	14
4.2	Fermentationsprozess .....	14
4.3	Lagerung von Gärrückständen .....	15
4.4	Verwertung von Biogas .....	15
4.4.1	Blockheizkraftwerk (BHKW) .....	16
4.4.2	Biogasaufbereitung .....	16
4.4.3	Gasfackel .....	16
4.5	Nachbehandlung von Gärrückständen.....	16
4.6	Überblick über Emissionsminderungsmaßnahmen bei Biogasanlagen .....	16
5	Initiativen der Biogasindustrie zur Reduktion von Methanemissionen .....	17

# 1 Vorwort

Mit der Beschlussfassung zur Eindämmung des Klimawandels ([Paris Agreement](#)) [1], setzte sich die internationale Staatengemeinschaft das Ziel, die globale Erwärmung auf 1,5 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Um dieses Ziel erreichen zu können, sind immense Anstrengungen zur Verminderung des Ausstoßes von Treibhausgasen, vor allem von Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>), Methan (CH<sub>4</sub>) und Lachgas (N<sub>2</sub>O), notwendig. Auf nationaler Ebene hat sich die österreichische Bundesregierung im [Regierungsprogramm 2020-2024](#) [2] dazu bekannt, Klimaneutralität bis 2040 erreichen zu wollen.

Die Biogastechnologie liefert erneuerbare Energie in Form von Biogas und trägt als Substitut fossiler Energieträger zum Klimaschutz und somit auch zur Erreichung der Klimaneutralität bei. Biogas ist aufgrund seiner Speicherbarkeit genau dann verfügbar, wenn Bedarf besteht und dadurch eine Schlüsseltechnologie für die Energiewende. Allerdings können die positiven Auswirkungen auf den Klimaschutz durch mögliche Methanverluste, welche abhängig von der Betriebsweise und der eingesetzten Technologie auftreten können, reduziert werden. Vor allem in Hinblick auf die hohe Treibhauswirksamkeit von Methan gilt es, vermeidbare Emissionen, etwa aufgrund von Leckagen, zu verhindern und technologiebedingte Emissionen wie den Methanschluß bei Gasverwertungseinrichtungen, die Methanpermeation von Gasseichermembranen oder Emissionen durch offene Gärrestlagerung, weitestmöglich zu reduzieren.

Darüber hinaus legt die Erneuerbaren-Energie-Richtlinie 2018 (RED II) [3], die bis 2021 von den EU-Mitgliedstaaten in nationales Recht zu transformieren ist, fest, dass Biogasanlagen ab einer bestimmten Größe und abhängig vom Jahr der Inbetriebnahme eine bestimmte Menge an Treibhausgaseinsparungen im Vergleich zu fossilen Brennstoffen nachzuweisen haben. Dadurch ist die Notwendigkeit der Treibhausgaseinsparung in der europäischen Biogasindustrie zusätzlich präsent. Das folgende Kapitel widmet sich einer Darstellung der aktuellen Situation in Europa und Österreich und zeigt Perspektiven für die **zukünftige Entwicklung** auf (Kapitel 2).

Mit diesem Informationspapier unterstreicht der Kompost & Biogas Verband Österreich (KBVÖ) neben den zahlreichen **positiven Effekten des Einsatzes von Biogas** (Kapitel 3), die Wichtigkeit der Minimierung möglicher Methanemissionen in der Biogastechnik. Zu diesem Zweck werden potenzielle **Emissionsquellen** dargestellt und **Strategien zu deren Minimierung** skizziert (Kapitel 4). Weiters werden ausgewählte laufende **Initiativen zur Reduktion der Methanemissionen im europäischen Biogassektor** vorgestellt (Kapitel 5).

Das vorliegende Dokument wurde im Zuge des Forschungsprojekts „EvEmBi – Evaluation and reduction of methane emissions from different European biogas plant concepts“ (gefördert im Zuge des 11. ERA-NET Bioenergy Joint Call/ 1<sup>st</sup> add. Call of BESTF3) [4] gemeinsam mit den Partnern erstellt.

Zu den Projektpartnern zählen das Deutsche Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, Universität Stuttgart, Fachverband Biogas e. V., Universität für Bodenkultur Wien, BEST Bioenergy and Sustainable Technologies GmbH, Abwasser und Abfalltechnik GmbH, Kompost & Biogas Verband Österreich, Ökostrom Schweiz, Berner Fachhochschule, Oester Messtechnik GmbH, Research Institutes of Sweden, Avfall Sverige, Svenskt Vatten und die Technische Universität Dänemark. Die Partner wurden national gefördert durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft Deutschland über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft (FFG), die Schwedische Energieagentur, das Schweizer Bundesamt für Energie und die Technische Universität Dänemark.

## 2 Aktuelle Situation und Perspektiven in Europa und Österreich

Nachfolgend werden der Status Quo sowie der Rechtsrahmen als auch Entwicklungsmöglichkeiten für die Biogasindustrie in Europa und Österreich skizziert.

### 2.1 Aktuelle Situation in der Europäische Union

Der europäische Biogas- und Biomethanesektor ist im vergangenen Jahrzehnt stetig gewachsen. Ende 2018 gab es europaweit 18.802 Biogas- und 610 Biomethananlagen. Die Abbildungen 1 und 2 zeigen die Entwicklung von Biogas- und Biomethananlagen beginnend ab 2009 bzw. 2011. Im Jahr 2018 stieg die Anzahl an Biogasanlagen um 2%, jene von Biomethananlagen sogar um 13%. Die Daten belegen den bereits aktuell hohen Reifegrad des Biogasmarkts und die rasche Entwicklung des Biomethanmarkts.

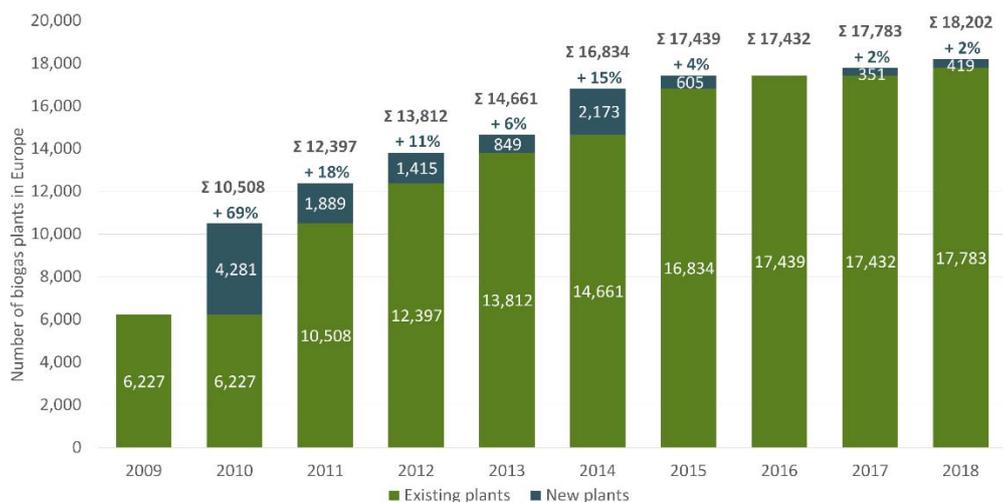


Abbildung 1: Anzahl von Biogasanlagen in Europa (Quelle: EBA)

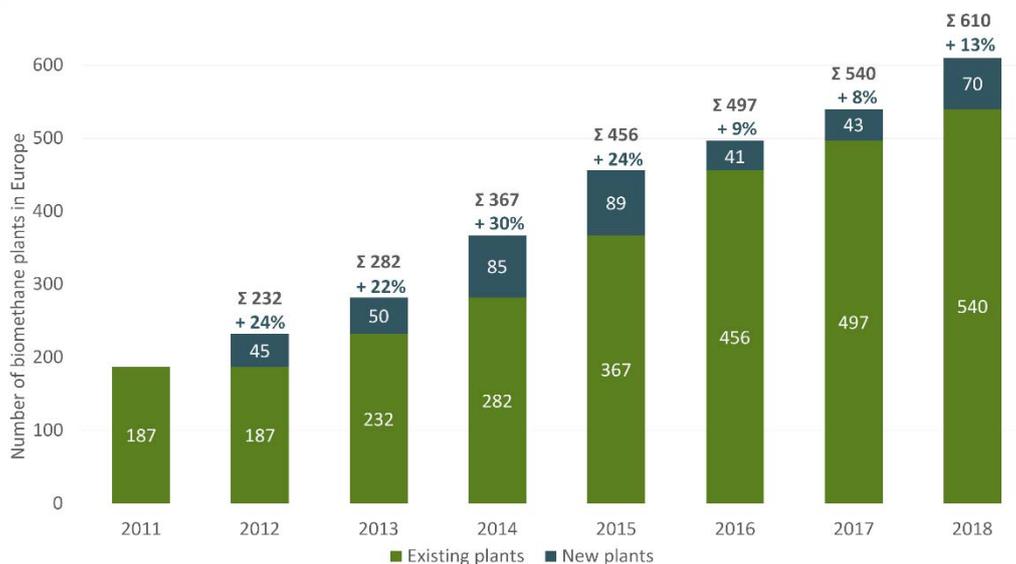


Abbildung 2: Anzahl von Biomethananlagen in Europa (Quelle: EBA)

Um die Vorgaben der Erneuerbaren-Energie-Richtlinie (RED II) und des Pariser Klimaschutzabkommens zu erreichen, gilt es, die Produktion aus erneuerbaren Energiequellen wie Biogas auch weiterhin deutlich anzukurbeln. Gleichzeitig steht die Gaswirtschaft vor der Herausforderung, die durch die

Verbrennung von Erdgas ausgestoßenen Treibhausgasemissionen deutlich zu senken, weswegen „Greening the Gas“ im Zentrum laufender Diskussionen steht.

Die RED II sieht für 2030 das verbindliche Gesamtziel von 32% erneuerbarer Energie auf EU-Ebene vor (Art. 3) und legt darüber hinaus Nachhaltigkeitskriterien für feste, gasförmige und flüssige Biomasse fest. Biogasanlagen mit einer Leistung von über 2 Megawatt ( $MW_{th}$ ) müssen gewisse Einsparziele bei ihren Treibhausgasemissionen im Vergleich mit fossilen Brennstoffen erreichen. Nur wenn sie diese erreichen, dürfen sie in die Quote des verbindlichen Gesamtziels auf Unionsebene eingerechnet werden. Die Voraussetzungen für die Anrechenbarkeit variieren je nach Anwendung (Strom, Wärme, Kraftstoff) und steigen im Laufe der Zeit graduell an. Die Berechnung der Emissionseinsparungen kann unter Heranziehung der Standardwerte des Anhang VI der RED II oder mit den spezifischen Werten der jeweiligen Anlage erfolgen. Die Mitgliedstaaten haben die Möglichkeit, auf nationaler Ebene strengere Kriterien vorzugeben und die Reduktionserfordernisse auch auf kleinere Anlagen, deren Leistung unter  $2 MW_{th}$  liegt, auszudehnen. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die Reduktionserfordernisse und die entsprechenden Vergleichswerte für fossile Brennstoffe, welche im oberen Abschnitt der Tabelle zu finden sind. Zusätzlich sind Standard-Treibhausgaseinsparungswerte für verschiedene Biogasanlagen angeführt. Erreicht man mit den angegebenen Standardwerten nicht die erforderliche Treibhausgaseinsparung oder sind die eingesetzten Substrate nicht angeführt, so kann man die tatsächlich erzielte Treibhausgaseinsparung auch selbst nachweisbar ermitteln.

Eine der ersten Maßnahmen der neuen Europäischen Kommission, die nach den Wahlen des Europäischen Parlaments im Mai 2019 gebildet wurde und im Dezember 2020 ihr Amt angetreten ist, war die Vorstellung des „Green Deals“ [5]. Das Leuchtturmprojekt der Kommission, das sie während ihrer bis 2024 andauernden Periode verfolgen wird, soll Europa bis 2050 zum ersten klimaneutralen Kontinent der Erde machen. Dafür werden einschlägige Rechtsakte überprüft und gegebenenfalls geändert werden. Zusätzlich werden neue Rechtsakte, wie z.B. das „Climate Law“, welches die politischen Klima- und Umweltziele der Kommission rechtlich verankern soll, in Kraft treten. Außerdem sollen die Ziele der Erneuerbaren-Energie-Richtlinie sowie der Effort-Sharing-Verordnung [6], überprüft werden – eine Anhebung der Treibhausgas-Reduktionsziele auf 50-55% bis 2030 scheint aus aktueller Sicht wahrscheinlich.

Angesichts der geschilderten Nachhaltigkeitsanforderungen und der angekündigten Umsetzung des Europäischen Green Deals muss jede Technologie danach trachten, möglichst geringe Treibhausgasemissionen zu verursachen. Die Weiterentwicklung der Technik zur Reduktion von Methanemissionen ist daher auch für die Biogastechnik von hoher Bedeutung.

Tabelle 1: Treibhausgasreduktionserfordernis für Biogasanlagen abhängig vom Inbetriebnahmezeitpunkt, Herkunft von Strom und Wärme sowie Art des Gärrückstandslager entsprechend der RED II Art. 7 in Verbindung mit Art. 29 und Anhang VI; KBVÖ abgeleitet aus RED II

Standardemissionswert für die fossile Vergleichsgröße zum jeweiligen erneuerbaren Energieträger	Strom				Verkehr				
	[g CO <sub>2</sub> eq MJ <sup>-1</sup> ]								
Biokraftstoff					94				
flüssige Brennstoffe	183								
Biomasse-Brennstoffe (Biogas + Biomethan)	183				94				
<b>Anforderung an die Treibhausgasreduktion je nach Inbetriebnahmedatum</b>									
für Anlagen > 2 MWth. (Art. 29)	Inbetriebnahme	bis 05.10. 2015	> 01.01. 2021	>01.01. 2026	Abgasverbrennung	bis 05.10. 2015	> 05.10. 2015	> 01.01. 2021	>01.01. 2026
	THG-Standardwerte: Anhang VI (Seite 91 ff.)	geforderte THG-Einsparung	n.a	70%		80%	50%	60%	65%
<b>Standardisierte Treibhausgaseinsparungswerte für Biogas abhängig von Einsatzstoffen, Bezugsquelle f Strom u Wärme, sowie Art d Gärrückstandslagers</b>									
<b>GÜLLE</b>									
offenes Gärrückstandslager	Strom + Wärme durch KWK	94%		nein	72%				
				ja	94%				
geschlossenes Gärrückstandslager	Strom + Wärme durch KWK	240%		nein	179%				
				ja	202%				
offenes Gärrückstandslager	Strom vom Netz, Wärme durch KWK	85%							
geschlossenes Gärrückstandslager		219%							
offenes Gärrückstandslager	Strom vom Netz, Wärme vom Biogas-Kessel	86%							
geschlossenes Gärrückstandslager		235%							
<b>MAIS, GESAMTE PFLANZE</b>									
offenes Gärrückstandslager	Strom + Wärme durch KWK	21%		nein	17%				
				ja	39%				
geschlossenes Gärrückstandslager	Strom + Wärme durch KWK	53%		nein	41%				
				ja	63%	63%			
offenes Gärrückstandslager	Strom vom Netz, Wärme durch KWK	18%							
geschlossenes Gärrückstandslager		47%							
offenes Gärrückstandslager	Strom vom Netz, Wärme vom Biogas-Kessel	10%							
geschlossenes Gärrückstandslager		43%							
<b>BIOABFALL</b>									
offenes Gärrückstandslager	Strom und Wärme durch KWK	26%		nein	20%				
				ja	42%				
geschlossenes Gärrückstandslager	Strom und Wärme durch KWK	78%	78%	nein	58%	58%	58%		
				ja	80%				
offenes Gärrückstandslager	Strom vom Netz, Wärme durch KWK	21%							
geschlossenes Gärrückstandslager		68%	68%						
offenes Gärrückstandslager	Strom vom Netz, Wärme vom Biogas-Kessel	14%							
geschlossenes Gärrückstandslager		66%	66%						
<b>GÜLLE UND MAIS (60:40)</b>									
offenes Gärrückstandslager	Strom und Wärme durch KWK	32%		nein	25%				
				ja	48%	48%			
geschlossenes Gärrückstandslager	Strom und Wärme durch KWK	82%		nein	62%	62%			
				ja	84%				
offenes Gärrückstandslager	Strom vom Netz, Wärme durch KWK	28%							
geschlossenes Gärrückstandslager		73%	73%						
offenes Gärrückstandslager	Strom vom Netz, Wärme vom Biogas-Kessel	22%							
geschlossenes Gärrückstandslager		72%	72%						
Kriterium ist erfüllt	Kriterium ist beinahe erfüllt				Kriterium ist nicht erfüllt				

## 2.2 Aktuelle Situation in Österreich

### 2.2.1 Rechtsgrundlage für die Anlagengenehmigung

Folgend wird der Rechtsrahmen für die Errichtung und den Betrieb von Biogasanlagen dargestellt. Tabelle 2 bietet einen Überblick über das Genehmigungsverfahren, Tabelle 3 (weiter unten) enthält eine Übersicht über die einschlägigen Gesetze samt der darin vorgesehenen Bewilligungsbehörden und eine Anmerkung zur Relevanz für Biogasanlagen.

Im Vergleich zu anderen Errichtungs- und Betriebsgenehmigungen stellen sich Genehmigungsverfahren für Biogasanlagen relativ umfangreich dar. Grundsätzlich berührt die Genehmigung von Biogasprojekten folgende Rechtsbereiche:

- Raumordnungsrecht
- Baurecht
- Abfallrecht
- Gewerberecht
- Gaswirtschaftsrecht (bei Gaseinspeisung)
- Elektrizitätsrecht (bei Stromeinspeisung)
- Wasserrecht

Welche Gesetze bei der Beantragung einer Errichtungs- und Betriebsbewilligung tatsächlich zur Anwendung gelangen hängt vom eingesetzten Rohstoff und der Verwendung des produzierten Biogases ab. Es gibt kein einheitliches österreichisches Anlagenrecht, weswegen abhängig von den genannten Faktoren unterschiedliche Genehmigungsverfahren zur Anwendung kommen. Die drei wesentlichen Gesetze für Genehmigungsverfahren von Biogasanlagen sind:

- Abfallwirtschaftsgesetz
- Gewerbeordnung
- Elektrizitätsgesetz des jeweiligen Bundeslandes

Tabelle 2: Zuordnung der Genehmigungsverfahren für Biogasanlagen in Österreich; BiogasIN

Energieanwendung	eingesetzte Substrate			
	kein Abfall		organische Abfälle	
Stromproduktion	Ja		Nein	
Wärmeproduktion	Ja	Nein	↓	
	oder			
Schirmgesetze für die Genehmigung	Gewerbeordnung	EIWOOG	Gewerbeordnung	AWG
mitbetrachtete Regularien	VEXAT Bauordnung Wasserrechtsgesetz Gaswirtschaftsgesetz Arbeitnehmerschutzgesetz Sonstige Regelwerke wie: ÖNORMEN; ÖWAV u ÖVGW Regelblätter			
zusätzlich erforderliche Genehmigungen	Raumordnungsgesetz: muss bereits vor der Genehmigung der Anlage vorliegen Tiermaterialien-gesetz: Genehmigung beim Einsatz tierischer Nebenprodukte notwendig Starkstromwegegesetz: für die Ableitung des Stroms in das Netz Gaswirtschaftsgesetz: für die Ableitung von Biomethan			

In jedem der genannten Gesetze ist ein „konzentriertes Genehmigungsverfahren“ vorgesehen. Das bedeutet, dass bei Beantragung nach einem dieser Gesetze auch die Vorgaben der anderen einschlägigen Gesetze im Verfahren mitbehandelt werden, die Genehmigung wird „konzentriert“ geprüft und erteilt. Folglich müssen alle geforderten Unterlagen der betroffenen Gesetze miteingereicht werden. Im Gegenzug ist gesichert, dass kein weiteres Verfahren notwendig wird und mögliche Konfliktfelder der Gesetze untereinander mit Nachwirkung ausgeräumt sind. Insgesamt bietet das konzentrierte Verfahren dem Bewilligungswerber erhebliche organisatorische Vorteile.

Aufgrund der zu erwartenden Erweiterungen des Betriebszweckes sollte die Einreichung unter dem jeweiligen Schirmgesetz mit Bedacht vorgenommen werden.

Von diesem konzentrierten Verfahren nicht erfasst ist die notwendige Widmung des Grundstückes, weil diese ja bei der Errichtungsbewilligung bereits vorliegen muss. Ebenso nicht erfasst sind notwendige Genehmigungen für die Energiefortleitung und Anbindung an das jeweilige Netz (Strom: Starkstromwegegesetz des jeweiligen Bundeslandes; Gas: Gaswirtschaftsgesetz). Diese Genehmigungen werden üblicherweise nach der Errichtungsbewilligung beantragt. Unerlässlich ist aber die grundsätzliche Einigung bezüglich Einspeisepunkt und Kosten der Netzanbindung bereits vor der Errichtungsbewilligung einzuholen. Werden dabei auch Fremdgrundstücke beansprucht sollte dies auch unbedingt bereits vorher vertraglich geregelt werden.

Eine eigene Bewilligung ist bei Einsatz von tierischen Nebenprodukten (z.B.: Gülle) auch nach dem Tiermaterialien-gesetz (TMG) notwendig.

In den folgenden Unterkapiteln wird erläutert, wann welches Verfahren zur Anwendung gelangt und wie die Verfahrensabläufe und -erfordernisse ausgestaltet sind.

#### 2.2.1.1 Abfallwirtschaftsgesetz 2002 (AWG)

Das AWG [7] bildet die wichtigste rechtliche Grundlage für die Abfallwirtschaft in Österreich und regelt u.a. die Genehmigung von Abfallbehandlungsanlagen (§§ 37 ff. AWG). Eine Biogasanlage ist dann nach dem AWG zu bewilligen, wenn sie Abfall – entsprechend der Definition des AWG (§ 2 Abs. 1 und 2 AWG) – einsetzt.

Von dieser Grundregel gibt es zwei Ausnahmen: Eine Genehmigung ist nicht erforderlich, wenn Mist, Jauche, Gülle und organisch kompostierbares Material im Rahmen eines land- und forstwirtschaftlichen Betriebs als Abfall anfallen und im unmittelbaren Bereich eines land- und forstwirtschaftlichen Betriebs einer zulässigen Verwendung zugeführt werden (§ 2 Abs. 3 AWG). Weiters bedarf es keiner Genehmigung, wenn die im eigenen Betrieb anfallenden Abfälle ausschließlich zur stofflichen Verwertung dienen und eine Genehmigungspflicht nach der Gewerbeordnung besteht (§ 37 Abs. 2 AWG).

Da das AWG ein konzentriertes Verfahren vorsieht, wendet die zuständige Behörde die einschlägigen Vorschriften in den Bereichen Gas-, Elektrizitätswirtschafts-, Raumordnungs-, Gewerbe-, Wasserrecht, etc. (vgl. § 38 AWG) mit an. Vorgaben aus diesen Rechtsbereichen werden im Verfahren folglich mitgeprüft.

Dem Genehmigungsantrag (siehe § 39 AWG) sind insbesondere anzuschließen

- Angaben über die Eignung des Standorts
- Angaben über Art, Zweck, Umfang und Dauer des Projekts
- der Grundbuchauszug aus dem hervorgeht, dass die Errichtung zulässig ist
- Baubeschreibung samt Plänen und Skizzen
- eine Beschreibung des Betriebs (z.B. eingesetzte Rohstoffe, Verwendung des produzierten Biogases und Einsatz des entstandenen Gärrückstands)
- Beschreibung der erwartenden Emissionen und Maßnahmen zu deren Vermeidung/Minderung
- Abfallwirtschaftskonzept

Damit das Vorhaben genehmigt wird, muss es weitere Voraussetzungen (§ 43 Abs. 1 AWG) erfüllen: es darf das Leben und die Gesundheit des Menschen nicht gefährden, die Emissionen von Schadstoffen haben nach dem Stand der Technik begrenzt zu sein, Nachbarn dürfen nicht durch Lärm, Geruch, Rauch, Staub, Erschütterungen oder in anderer Weise unzumutbar belästigt werden, etc.

Im Zuge des Verfahrens kommen neben dem/der AntragstellerIn und der Gemeinde auch den Nachbarn und einem allfälligen von dem/der AntragstellerIn abweichenden EigentümerIn der Liegenschaft Parteistellung (§ 42 AWG) zu.

Handelt es sich um eine Behandlungsanlage für nicht gefährliche Abfälle mit einer Kapazität von weniger als 10.000 Tonnen pro Jahr kommt ein vereinfachtes Genehmigungsverfahren zur Anwendung, in dem der Bescheid innerhalb von vier Monaten nach Antragstellung zu erlassen ist (§ 37 Abs. 3 Z. 3 iVm § 50 AWG). Zuständige Behörde für das Verfahren ist der Landeshauptmann des Bundeslandes, in dem die Anlage errichtet werden soll (§ 38 Abs. 6 AWG), wobei er die Zuständigkeit ganz oder teilweise an die Bezirksverwaltungsbehörde übertragen kann.

#### *2.2.1.2 Gewerbeordnung 1994 (GewO 1994)*

Für (gewerbliche) Biogasanlagen kommt darüber hinaus eine Genehmigungspflicht nach der GewO [8] in Frage. Gemäß § 74 Abs. 1 GewO ist unter einer „gewerblichen Betriebsanlage“ jede örtlich gebundene Einrichtung zu verstehen, die der Entfaltung einer gewerblichen Tätigkeit regelmäßig zu dienen bestimmt ist.

Das Gewerberecht kommt zur Anwendung, wenn als Rohstoff kein Abfall eingesetzt wird bzw. wenn die im eigenen Betrieb anfallenden Abfälle ausschließlich zur stofflichen Verwertung dienen (vgl. § 2 Abs 3 AWG) und das produzierte Biogas nur für die Wärmeerzeugung eingesetzt wird. Auch im Zuge des gewerberechtlichen Genehmigungsverfahrens sind andere einschlägige Rechtsvorschriften mitanzuwenden und somit keine gesonderte Antragstellung erforderlich (§ 356b GewO). Zuständig für

das gewerberechtliche Genehmigungsverfahren der Betriebsanlage ist die Bezirksverwaltungsbehörde des Bezirks, in dem die Anlage errichtet werden soll.

#### *2.2.1.3 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG) bzw. Elektrizitätsgesetze der Bundesländer*

Neben dem EIWOG [9], welches ein Bundesgesetz ist, stehen Ausführungsgesetze der Bundesländer in Geltung, welche die in diesem Gebiet anzuwendenden Genehmigungsverfahren regeln. Das Elektrizitätsrecht kommt zur Anwendung, wenn das mit dem erzeugten Biogas Strom produziert wird.

Die notwendigen Antragsunterlagen finden sich in den jeweiligen Landesgesetzen, sind grundsätzlich aber mit jenen für eine Genehmigung nach dem Abfallwirtschaftsrecht (AWG) vergleichbar. Meist variieren die Vorgaben je nach Engpassleistung der geplanten Anlage. Unter Umständen ist für Erzeugungsanlagen mit geringerer Engpassleistung oder solche, die nur zur Notstromversorgung bestimmt sind, vereinfachte Verfahren vorgesehen. Zuständige Behörde ist die Landesregierung des Bundeslandes, in dem die Anlage errichtet werden soll.

Tabelle 3: Rechtsrahmen für die Genehmigung einer Biogasanlage in Österreich; BiogasIN

	Rechtsgrundlage	Funktion	zuständige Behörde	Zuständigkeit/wiedehrende Beurteilung	Kosten & ca. Verfahrensdau
anzuwendende Schirmgesetze	Abfallwirtschaftsgesetz (AWG)	Genehmigungsvoraussetzungen für die Errichtung und den Betrieb von Biogasanlagen, in denen Abfall als Rohstoff eingesetzt wird	Bundesministerium für Klimaschutz (BMK) Landesregierung/Bezirksverwaltung sbehörde	Gesetz Genehmigung/wiedehrende Beurteilung alle 5 Jahre	hängt von den eingereichten Dokumenten ab; unter
	Elektrizitätswirtschafts und Organisationsgesetz (EIWOG)	Genehmigungsvoraussetzungen für die Errichtung und den Betrieb von Biogasanlagen, die keinen Abfall als Rohstoff einsetzen	Bundesministerium für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort (BMDW) für Bundesgesetz; Landesregierung für das Landesgesetz Landesregierung/Bezirksverwaltung sbehörde	Gesetz Genehmigung	hängt von den eingereichten Dokumenten ab; unter 4.000€
	Gewerbeordnung (GewO)	legt die Regeln für die Genehmigung für die Errichtung und den Betrieb von Biogasanlagen fest, die auch Wärme verkaufen (> 4MW)	Bundesministerium für Digitalisierung und Landesregierung/Bezirksverwaltung sbehörde	Gesetz Genehmigung/wiedehrende Beurteilung alle 5 Jahre	hängt von den eingereichten Dokumenten ab; unter
	Gaswirtschaftsgesetz	legt die Regeln für den Anschluss zum Gasnetz fest	Bundesministerium für Digitalisierung und Landesregierung/Bezirksverwaltung	Gesetz Genehmigung	
	Tiermaterialienengesetz	legt die Regeln für Substrate aus Tiermaterialien fest	Bundesministerium für Gesundheit, Soziales, Pflege & Konsumentenschutz (BMSGPK) Landesregierung/Bezirksverwaltung	Gesetz Genehmigung	
	Verordnung explosionsfähiger Atmosphären (VEXAT)	Sicherheitsvorgaben für explosionsfähige Atmosphären	Bundesministerium für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort (BMDW) Landesregierung/Bezirksverwaltung sbehörde	Gesetz Genehmigung	
	Technische Grundlage für die Beurteilung von Biogasanlagen	Richtlinien für die Sachverstände für die technische Beurteilung von Biogasanlagen	Bundesministerium für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort (BMDW)	Richtlinie	
	Starkstromwegegesetz	legt die Regeln für den Netzanschluss fest	Landesregierung/Bezirksverwaltung sbehörde	Gesetz/Genehmigung	
	Raumordnungsgesetz	regelt, wo eine Biogasanlage errichtet werden darf	Landesregierung Gemeinde	Gesetz Genehmigung	hängt vom Bundesland ab, ca. 1.000€
	Bauordnung	regelt, wie gebaut werden darf	Landesregierung Bezirksverwaltungsbehörde	Gesetz Genehmigung	

## 2.2.2 Rechtsgrundlagen für das Förderwesen

Im Jahr 2019 gab es laut Daten der OeMAG [10] österreichweit 281 Biogasanlagen zur kombinierten Strom- und Wärmeproduktion mit einem Einspeisevertrag mit dieser sowie 15 Biomethananlagen. Im Laufe der letzten Jahre stagnierte die installierte Leistung, was primär auf die durchaus herausfordernde Entwicklung des Rechtsrahmens zurückzuführen ist. Die österreichische Biogasbranche erhofft sich jedoch eine positive Dynamik durch das noch im Jahr 2020 zu erwartende Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz.

Der Rechtsrahmen für die Förderung von Energieproduktion aus Biogas findet sich aktuell im Wesentlichen in drei Gesetzen: dem Ökostromgesetz 2012 [11], dem Umweltförderungsgesetz [12] und dem Emissionszertifikatengesetz [13]. Hier ein graphischer Überblick:

Tabelle 4: Rechtliche Grundlagen für das Fördersystem in Österreich; KBVÖ

Rechtsgrundlage	Funktionsweise	zuständige Behörde	Zuständigkeit	Voraussetzungen/ Unterlagen	Kosten & ca. Verfahrensdauer
Ökostromgesetz 2012	Einspeisetarif	Bundesministerium für Klimaschutz (BMK)	Gesetz, Einspeisetarif	Errichtungs- & Betriebsbewilligung, Rohstoffkonzept, Rohstoffverträge	Je nach eingereichten Unterlagen; unter 2 Monate
		Landesregierung	Genehmigung		
		OeMAG	Abwicklung	Bewilligungen	unter 2 Monate
Umweltförderungsgesetz	Investitionsförderung - nicht für Stromerzeugung	Bundesministerium für Klimaschutz (BMK)	Gesetz		
		Kommunalkredit	Abwicklung	Rechnungen, Wirtschaftlichkeitsdaten, Potenzial zur CO <sub>2</sub> -Reduktion	
Emissionszertifikatengesetz	Treibhausgaszertifikate - nicht für Anlagen, die andere Förderungen erhalten haben	Bundesministerium für Klimaschutz (BMK)			
		Kommunalkredit	Abwicklung		

## 2.2.3 Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012)

In Österreich ist die Förderung von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern im Ökostromgesetz 2012 geregelt. Das Gesetz sieht vor, dass die Produktion durch Einspeisetarife und Investitionsförderungen (diese jedoch nicht für Biogasanlagen) angekurbelt wird. Zukünftig soll das Ökostromfördersystem als ein Teil des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG), welches sich aktuell in Ausarbeitung befindet, geregelt werden.

Das ÖSG verankert für Strom aus erneuerbaren Energiequellen eine gesetzliche Abnahmepflicht der Ökostromabwicklungsstelle (OeMAG) zu festgelegten Einspeisetarifen. Die OeMAG ist zum Abschluss von Förderverträgen (Kontrahierung) verpflichtet solange noch Mittel im vorgesehenen Fördertopf vorhanden sind. Das vorgesehene Kontingent beläuft sich auf 50 Millionen Euro (degressiv) pro Jahr und wird fix aufgeteilt auf die einzelnen Technologien, wobei bei der Antragstellung das „first come first served“-Prinzip gilt. Die Vertragsdauer beträgt für rohstoffabhängige Anlagen wie Biogas 15 Jahre, für die übrigen Technologien 13 Jahre. In diesem Zeitraum werden die Strommengen fix von der OeMAG abgenommen.

Der Ökobilanzgruppenverantwortliche (die OeMAG) kauft den Ökostrom von den Ökostromproduzenten zu den verordneten Einspeisetarifen. Anschließend verkauft er den Strom weiter an die Bilanzgruppenverantwortlichen und/oder den Stromhändler. Die Mehrkosten werden von den Endverbrauchern durch den sogenannten Ökostromförderbeitrag und der jährlich pro Haushalt verrechneten Ökostrompauschale eingebracht – beide Beträge werden auf der Stromrechnung transparent ausgewiesen und über die Netzbetreiber an die OeMAG weitergegeben.

#### 2.2.4 Umweltförderungsgesetz

Im Rahmen des Umweltförderungsgesetzes gibt es ein Umweltförderungsprogramm für österreichische Unternehmen, das Subventionen für die Nutzung von erneuerbaren Energien (Voraussetzung: Standards für Heiz- und Kühlanlagen müssen erfüllt sein), für die Verbesserung der Energieeffizienz und für andere klimabezogene Maßnahmen gewährt.

Das Umweltförderungsgesetz stellt seit 1993 die Grundlage für Förderungen im Umweltbereich dar. Davon umfasst sind Umweltmaßnahmen in der Siedlungswasserwirtschaft, der Altlastensanierung und die Umweltförderung im In- und Ausland. Die Maßnahmen richten sich an verschiedene Zielgruppen und weisen dementsprechend eine unterschiedliche Ausgestaltung der Förderbedingungen auf. Das Förderprogramm für Umweltaktionen (einschließlich solcher zur Bekämpfung des Klimawandels) in Unternehmen ist die sogenannte "Umweltförderung im Inland", welche durch das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Mobilität, Infrastruktur, Technik (BMK) geregelt und abgewickelt wird.

Das Ziel des Förderprogramms Umweltförderung im Inland ist der Schutz der Umwelt durch Vermeidung oder Verminderung von:

- CO<sub>2</sub>-Emissionen
- Luftverschmutzung und
- Vermeidung und Behandlung gefährlicher Abfälle

#### 2.2.5 Emissionszertifikate

Im Rahmen des Kyoto-Protokolls wird es den Industrieländern ermöglicht einen Teil ihrer Reduktionsverpflichtung durch die Durchführung emissionsmindernder Projekte im Ausland in Form von Joint Implementation (JI) und des Clean Development Mechanism (CDM) zu erreichen.

Eine Bedingung für die Ausgabe von Gutschriften in Bezug auf die erzielten Reduktionen ist, dass die Projekte zu realen, messbaren und langfristigen Klimaveränderungen führen.

### 3 Vorteile der Nutzung von Biogas und Biomethan

Biogas wird hauptsächlich aus organischen Reststoffen und Energiepflanzen gewonnen. Wie auch andere erneuerbare Energieträger kann Biogas in unterschiedlichen Sektoren zur Senkung von Treibhausgasemissionen beisteuern: im Verkehrsbereich, zur Erzeugung von Wärme und Strom oder auch als Rohstoff für weitere Anwendungen. Der Vorteil im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energieträgern liegt darin, dass Biogas auf bereits bestehende Infrastrukturen zurückgreifen kann und dass es zudem nach der Einspeisung in das Erdgasnetz saisonal speicherbar ist. Durch die Speicherfähigkeit bietet Biogas eine wesentliche Ergänzung zur volatilen Produktion von Solar- oder Windkraft und ist dadurch der Schlüssel zur Versorgungssicherheit bei 100 % erneuerbarem Anteil.

Der Gärrückstand ist der verbleibende Teil der abgebauten Biomasse nach der Biogasproduktion: es handelt sich um eine stabile organische Substanz, die reich an verschiedenen Nährstoffen (Stickstoff, Phosphor, Kalium) sowie Spurenelementen ist. Je nach Substrat, welches für die Biogasproduktion eingesetzt wird, kann der Gärrückstand direkt als organischer Dünger in der Landwirtschaft verwendet werden. Er kann auch weiter veredelt werden, um hochwertige Nährstoffe zu gewinnen. Die Verwendung des Gärrückstands als organischer Dünger hat mehrere Vorteile: sie ermöglicht die Wiederverwendung von Nährstoffen und ersetzt somit mineralischen Dünger bzw. fossile Energie für dessen Produktion. Letztlich enthält der Gärrückstand auch schwer abbaubaren Kohlenstoff, welcher wiederum für die Humusproduktion zur Verfügung steht.

Da die Biogastechnik die höchsten Arbeitsplatzeffekte unter den erneuerbaren Energien aufweist, wirken Biogas und Biomethan zusätzlich unterstützend für die regionale Entwicklung.

## 4 Emissionsquellen und Empfehlungen für die Emissionsreduktion bei Biogasanlagen

Da Methan ein sehr hohes Treibhauspotenzial aufweist (28-fach im Vergleich zu Kohlendioxid) [14], gilt es, dessen Freisetzung zu minimieren. Bei einer Biogasanlage können unterschiedliche Emissionsquellen vorhanden sein, so zum Beispiel Flächenquellen, Punktquellen und Quellen, welche nur unter bestimmten Betriebsbedingungen auftreten. Zu den relevantesten und häufigsten Quellen zählen:

- Emissionen durch das Abgas von Blockheizkraftwerken und Biogasaufbereitungsanlagen (Methanschlupf)
- Emissionen aus offenen oder nicht gasdichten Gärrestlagern
- Emissionen aus Vorstufen der Fermentation (Substratannahme/-aufbereitung/-lagerung)
- Leckagen an Gasspeichern und deren Fixierung
- Emissionen von Sicherheitsventilen

Neben dem Beitrag zur Bekämpfung des Klimawandels hat die Minimierung von Methanemissionen zahlreiche weitere positive Effekte: z.B. betreffend die Arbeitssicherheit, Kosteneinsparungen und Geruchsvermeidung. Liegt etwa die Konzentration von Biogas in der Atmosphäre zwischen 6 und 22 Vol.-% beziehungsweise jene von Biomethan zwischen 4,4 und 16,5 Vol.%, besteht ein explosives Gasgemisch, also die Gefahr einer Explosion in Gegenwart einer Zündquelle. Darüber hinaus können schon geringe Methanverluste zu erheblichen finanziellen Verlusten führen. Da Methan als Energieträger zu den Haupteinnahmequellen zählt, streben AnlagenbetreiberInnen die Nutzung der größtmöglichen Menge des produzierten Methans an. Obwohl Methan ein geruchloses Gas ist, kann die Verringerung von Biogasemissionen bedingt durch beinhalten Begleitstoffe gleichzeitig Geruchsemissionen, wie jene von Schwefelverbindungen, reduzieren. Im Folgenden werden die bedeutendsten Emissionsquellen sowie wirksame Maßnahmen zur Vermeidung und Minimierung der Emissionen beschrieben. Eine detaillierte Beschreibung der Emissionsquellen findet sich in [15] und den Verweisen darin. Verschiedene Messmethoden zur Detektion und Quantifizierung von Emissionen an Biogasanlagen werden ausführlich in [16] beschrieben.

### 4.1 Substratannahme und Vorstufen der Fermentation

Abhängig von unterschiedlichen Bedingungen (Art des Substrats, Lagerzeit, Vorbehandlung, Temperatur, pH-Wert, usw.) können Emissionen aus Annahme- oder Puffertanks entstehen. Während die Emissionen durch feste Substrate wie Silage vernachlässigbar sind, verursacht die Lagerung von Gülle, insbesondere von Rinder- und Schweinegülle, Emissionen. Auch nicht gasdichte Misch- oder Hydrolysebehälter, in welchen die Substrate vor der Zuführung in den Fermenter vermischt werden, verursachen Emissionen. Im Projekt AcEta [17] wurden die Emissionen solcher Vorstufen auf landwirtschaftlichen Anlagen untersucht. Dabei kam man zu dem Ergebnis, dass diese Behälter hohe Emissionen verursachen können. Auf Abfallbehandlungsanlagen können Emissionen bei der Substratannahme beziehungsweise während der Vorbehandlung der Abfälle entstehen. Die Abluft aus diesen Vorbehandlungsstufen und das darin enthaltene Methan wird dabei in der Regel über Biofilter emittiert [18]. Emissionen in der Substrat-Annahmephase können zum Beispiel durch eine gasdichte Abdeckung offener Behälter, eine angemessene Lagertemperatur und einen entsprechenden pH-Wert vermieden werden. Im Falle von Gülle wird empfohlen, diese direkt in das gasdichte Biogassystem einzubringen, um Emissionen zu vermeiden und eine hohe Biogausausbeute zu erzielen.

### 4.2 Fermentationsprozess

Der Haupt-Fermentationsprozess findet in einem gasdichten System statt. Nichtsdestotrotz können Emissionen etwa durch Diffusion durch die Gasspeichermembrane, Leckagen oder beim Ansprechen

der Überdrucksicherungen entstehen. Allerdings zählen große Leckagen und Emissionen über Sicherheitsventile zu außergewöhnlichen Betriebsbedingungen, sogenannten OTNOCs (Other Than Normal Operating Conditions). Diese Emissionen müssen vermieden werden und sollten nicht während des Normalbetriebs einer Biogasanlage auftreten.

Die erste Empfehlung zur Reduzierung der Methanemissionen richtet sich an Anlagenbauer. Schon während der Planungsphase einer Biogasanlage sollte ein emissionsarmer Betrieb ausreichend berücksichtigt werden. Das betrifft unter anderem die Ausführung der Behälter und die Dimensionierung der Gasleitungen. Darüber hinaus kann die Diffusion durch Gasspeichermembranen durch regelmäßige Wartung der Folien und Weiterentwicklungen in Bezug auf die Membranpermeation minimiert werden.

Bei Membrandächern sollte ein besonderes Augenmerk auf den Übergang zwischen Fermenterwand und -dach gelegt werden. Außerdem treten Leckagen oft an den Seildurchführungen zu den Rührwerken auf. Eine regelmäßige Leckagensuche kann helfen, Leckagen frühzeitig zu erkennen und dadurch Emissionen zu vermeiden. Weiters können Leckagen auch an anderen Teilen einer Biogasanlage auftreten, wie zum Beispiel an Gasleitungen. Auch hier können Emissionen durch eine regelmäßige Leckagensuche vermieden werden. Insbesondere Flanschverbindungen an beweglichen Rohren, wie bei BHKWs oder Gasaufbereitungsanlagen, sind Schwachstellen und sollten regelmäßig auf Leckagen überprüft werden.

Sicherheitsventile am Fermenter sind Vorrichtungen, welche sich bei Überdruck im Fermenter öffnen. In jedem Fall muss aber davor die Gasfackel ansprechen (vorzugsweise automatisch über den Füllstand geregelt), bevor die Sicherheitsventile reagieren. Untersuchungen [21] haben jedoch ergeben, dass es Biogasanlagen gibt, an welchen Sicherheitsventile öfters Biogas emittieren. Eine häufige Ursache liegt darin, dass die Gasspeicher mit zu hohen Füllständen betrieben werden. Bei einem Temperaturanstieg, zum Beispiel durch Sonneneinstrahlung, kommt es zur Volumenausdehnung des Biogases und die Überdrucksicherungen werden ausgelöst, sobald der Füllstand über einen kritischen Wert steigt. Um Wettereffekte auszugleichen, wird ein Füllstand von 50 % empfohlen [15].

Eine weitere Möglichkeit zur Emissionsreduktion ist die Einführung eines Freiwilligensystems, welches eine Verpflichtung zur regelmäßigen Selbstkontrolle beinhaltet. Regelmäßige Kontrollen durch externe Messanbieter können ebenfalls Teil eines solchen Systems sein. In Dänemark und Schweden wurde ein solches Freiwilligensystem z.B. bereits erfolgreich umgesetzt [19, 20].

### 4.3 Lagerung von Gärrückständen

Nach der Vergärung im Fermenter kann sich der Methanbildungsprozess im Biogasrückstand fortsetzen. Daher ist es wichtig, einen nahezu vollständigen Abbau der vergärbaren organischen Substanz zu erreichen. Die beste Lösung besteht darin, den Gärrückstand in einem gasdicht abgedeckten Behälter zu halten, welcher an das Gassystem angeschlossen ist. Hier kann der Gärrückstand abgekühlt und das gebildete Methan genutzt werden. Eine weitere Möglichkeit die Methanverluste zu reduzieren besteht darin, sicherzustellen, dass die Temperatur des Gärrückstandes reduziert wird, da die Methanproduktion bei Temperaturen unter 17 °C abnimmt.

### 4.4 Verwertung von Biogas

Eine weitere Methanemissionsquelle auf Biogasanlagen sind Einrichtungen zur Biogasverwertung. Es lassen sich hauptsächlich zwei Arten der Gasnutzung unterscheiden: die Verbrennung von Biogas zur Erzeugung von Wärme und elektrischer Energie durch ein Blockheizkraftwerk (BHKW) und die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan. Zusätzlich wird bei bestimmten Betriebsbedingungen, wie zum Beispiel einer Fehlfunktion des BHKWs, überschüssiges Biogas über eine Gasfackel oder einem Gasbrenner verbrannt und auf diese Weise Methan in Kohlendioxid und Wasser umgewandelt.

#### 4.4.1 Blockheizkraftwerk (BHKW)

Das BHKW stellt ebenso eine Quelle für den Methanverlust an Biogasanlagen dar. Das Abgas aus der Kraft-Wärme-Kopplung enthält aufgrund von Methanschluß geringfügige Mengen an Methan. Methanemissionen können beispielsweise durch eine regelmäßige Wartung oder im Extremfall durch den Einbau einer thermischen Nachverbrennung reduziert werden. Zur Abgasnachbehandlung kann auch die Verwendung eines selektiven katalytischen Reduktionskatalysators (SCR) eingesetzt werden. Dieser führt zu einer Verminderung von Stickoxiden ( $\text{NO}_x$ ) im Abgas und erlaubt damit Motoranpassungen, welche den Wirkungsgrad des BHKWs erhöhen und auf diese Weise den Methanschluß reduzieren. Jedenfalls können regelmäßige Messungen am BHKW-Abgas und eine gute Dokumentation der Motoreinstellungen Hinweise darauf geben, welche Motoreinstellungen für einen emissionsfreundlichen Betrieb verwendet werden sollen. Auch der Einbau einer Nachbehandlung ist eine Möglichkeit, die Emissionen aus dem Abgas des BHKW zu reduzieren.

#### 4.4.2 Biogasaufbereitung

Eine weitere potenzielle Emissionsquelle sind Biogasaufbereitungseinheiten (Druckwechselabsorption, Druckwasserwäsche, Chemische Wäsche, Membrantechnik, usw.). Einerseits kann Methan in größerem oder geringerem Ausmaß im Abgasstrom der Aufbereitung enthalten sein (Methanschluß). Dies ist bedingt durch technische Einschränkungen und abhängig von der eingesetzten Technologie sowie den Betriebsparametern. Andererseits können bewegliche Teile und Maschinen innerhalb der Aufbereitungseinheit, wie zum Beispiel Kompressoren, im Laufe der Zeit Emissionen verursachen. Daher ist es wichtig, die Leistung der Aufbereitungsanlage im Blick zu behalten und regelmäßig nach Gaslecks zu suchen. Zusätzlich ist eine regelmäßige Wartung nach empfohlenen Intervallen von entscheidender Bedeutung. Außerdem können die Methanemissionen durch eine Abgas-Nachbehandlung reduziert werden.

#### 4.4.3 Gasfackel

Vor Erreichen des im Gesamtsystem der Biogasanlage vorgegebenen Maximaldruckes muss die Gasfackel, noch vor dem Ansprechen weiterer Sicherheitseinrichtungen wie der Überdrucksicherung, automatisch starten und so eine Beschädigung der Biogasanlage verhindern. Die Gasfackel stellt somit sicher, dass Methan nicht unverbrannt in die Atmosphäre entweicht und bedarf einer Einstellung des Biogas-/Luftgemisches [16].

### 4.5 Nachbehandlung von Gärrückständen

Bei einer Nachbehandlung, wie der Kompostierung oder der Fest-Flüssig-Trennung von Gärrückständen, können Methanemissionen auftreten. Die Emissionen können durch ausreichende Belüftung des Substrats minimiert werden.

### 4.6 Überblick über Emissionsminderungsmaßnahmen bei Biogasanlagen

Es gibt unterschiedliche technische und organisatorische Maßnahmen um die Emissionen von Biogasanlagen zu reduzieren. Technische Minderungsmaßnahmen umfassen beispielsweise die Installation neuer Komponenten oder die Wartung von Anlagenteilen und sind meist mit Kosten verbunden. Organisatorische Maßnahmen sind dagegen durch den Eingriff in den Betriebsablauf gekennzeichnet und können Methanverluste effizient reduzieren. Im Folgenden sind die wichtigsten Minderungsmaßnahmen aus [15] und den Erfahrungen des EvEmBi-Projektkonsortiums angeführt. Technische Minderungsmaßnahmen:

- Berücksichtigung möglicher Emissionen bereits bei der Planung der Biogasanlage (Einsatz emissionsvermeidender Technik, richtige Dimensionierung von Gasleitungen, usw.)
- Gasdichte Abdeckung von Behältern (zum Beispiel von Lager- und Mischbehältern)
- Austausch alter Gasspeichermembrane

- Abdichtung von Leckagen

Organisatorische Minderungsmaßnahmen:

- Regelmäßige Leckagensuche
- Leckagensuche/Emissionsmessungen nach Erneuerung von Anlagenkomponenten (zum Beispiel nach der Erneuerung von Gasspeichermembranen klären, ob Maßnahmen notwendig sind)
- Gasspeicherfüllstand vorzugsweise bei 50 %
- Regelmäßige BHKW-Wartung
- Regelmäßige Wartung von Seildurchführungen zu Rührwerken
- Anpassung der Substratzufuhr vor geplanter Wartung
- Erstellung einer Massenbilanz zur rechnerischen Ermittlung von möglichen Verlusten
- Berücksichtigung saisonaler Effekte
- Hohe Verfügbarkeit an Sauerstoff während der Nachbehandlung des Gärrückstands
- Dokumentation von Leckagedetektierung und Quantifizierungsmessungen
- Anpassungen in Bezug auf einen emissionsarmen Betrieb (zum Beispiel Anpassung der BHKW-Motor-Einstellungen)
- Analyse des Restgaspotenzials im Gärrückstand

Um die Umsetzung von technischen und insbesondere organisatorischen Minderungsmaßnahmen an Biogasanlagen zu unterstützen, ist es wichtig, das Wissen über Methanemissionen und deren Minderung an AnlagenbetreiberInnen weiterzugeben. Durch Wissenstransfer und der daraus resultierenden Leistungssteigerung, zum Beispiel durch regelmäßige Selbstinspektion, können Emissionen reduziert werden. Im Folgenden sind einige wichtige sekundäre Minderungsmaßnahmen angeführt, welche eine umfassende Durchführung der primären (technischen und organisatorischen) Maßnahmen ermöglichen. Initiativen zur Umsetzung dieser sekundären Minderungsmaßnahmen in Europa werden im folgenden Abschnitt kurz beschrieben.

Sekundäre Minderungsmaßnahmen:

- Wissenstransfer an AnlagenbetreiberInnen (zum Beispiel über Workshops, Publikationen)
- Kosten-Nutzen-Analyse für einzelne Minderungsmaßnahmen
- Einführung eines Freiwilligensystems zur Selbstkontrolle

## 5 Initiativen der Biogasindustrie zur Reduktion von Methanemissionen

Die Biogasindustrie ist sich der Wichtigkeit der Reduktion von Methanemissionen bewusst und arbeitet seit Jahren an unterschiedlichen Maßnahmen, um diese zu erreichen.

Aufgrund der Auswirkungen von Methanverlusten auf die Wirtschaftlichkeit, Arbeitssicherheit und Umwelt werden Biogasanlagen mit dem Fokus auf deren Reduktion geplant, gebaut und betrieben. Der Stand der Technik von Biogasanlagen und betroffenen Anlagenteilen (gasdichte Abdeckungen, Methanpermeation von Gasspeichermembranen etc.) hat sich in der Vergangenheit deutlich weiterentwickelt. Die Hersteller von Biogasanlagen arbeiten kontinuierlich an weiteren Verbesserungen.

Zahlreiche AnlagenbetreiberInnen haben den Vorteil der Selbstinspektion in Bezug auf die Verminderung von Methanemissionen erkannt. Durch regelmäßige Überprüfungen mittels Gaserkennungsgeräten oder -kameras können – auch in Kombination mit regelmäßiger externer

Wartung – vermeidbare Emissionen sehr gut kontrolliert werden. Innerhalb der Branche gibt es dazu bereits eine hohe Akzeptanz.

Neben den laufenden technischen und organisatorischen Minderungsmaßnahmen wurden in Schweden, Dänemark und der Schweiz die ersten freiwilligen Monitoringsysteme zur Reduktion von Methanemissionen erfolgreich etabliert. Diese Systeme umfassen eine regelmäßige Selbstinspektion in Kombination mit externen Messungen. Ein solches Freiwilligensystem ist in der Lage, die Leistungsfähigkeit der Biogastechnologie zu verbessern. Zu den Zielen eines solchen Systems zählen:

- Die Umweltleistung des Biogassystems weiter zu verbessern
- Unterstützung von AnlagenbetreiberInnen bei der Durchführung einer strukturierten Bestandsaufnahme ihrer Anlage zur Ermittlung von Emissionen sowie Reduktionsmaßnahmen
- Den AnlagenbetreiberInnen ein besseres Wissen über die Größe der Emissionen ihrer Anlage zu vermitteln, die Emissionen zu reduzieren und die Wirtschaftlichkeit zu verbessern
- Die Biogasindustrie besser über Emissionen zu informieren und somit die Weiterentwicklung anzuregen
- Eine bessere Datenbasis bezüglich der tatsächlichen Methanverluste zu schaffen

In Schweden führte der Schwedische Verband für Abfallwirtschaft (Avfall Sverige) 2007 eine freiwillige Verpflichtung für Biogasanlagen zur systematischen Erkennung und Reduktion von Methanemissionen ein [19]. Einen Teil dieser freiwilligen Verpflichtung stellen regelmäßige Emissionsmessungen dar, mittels derer die Methanverluste der Anlagen bestimmt werden können. Zusätzlich werden die Anlagen in Eigen- und Fremdleistung regelmäßig und systematisch auf Leckagen überprüft. Es konnte gezeigt werden, dass die Methanemissionen durch die Einführung eines solchen Systems deutlich reduziert werden können. Der Grund dafür liegt zum einen in der Sensibilisierung der AnlagenbetreiberInnen und zum anderen in der Gewinnung nützlicher Daten. Weitere Informationen in Bezug auf die positive Entwicklung der Einführung der Freiwilligensystems auf Methanemissionen von schwedischen Biogasanlagen mit Methanaufbereitung (2007-2015) sind in [20] enthalten.

In Dänemark wurde ein freiwilliges Methanüberwachungsprogramm für Biogasanlagen im Herbst 2016 vom dänischen Biogasverband ins Leben gerufen [20]. Das Programm umfasst die freiwillige Überwachung von Methanemissionen, welche in jährlichen Berichten an den Biogasverband gemeldet werden. Die gemeldeten Daten werden vom Verband in anonymisierter Form zusammengefügt und als Bericht zugänglich gemacht. Der Biogasverband hat sich eine Beteiligung von 90% der Anlagen zum Ziel gesetzt, sowie die Reduktion des Gesamtmethanverlusts aus dänischen Biogas- und Aufbereitungsanlagen auf nationaler Ebene bis 2020 auf weniger als 1%. Ähnlich wie in Schweden besteht das Freiwilligenprogramm aus zwei Teilen. Die Biogasanlagen führen regelmäßige und systematische Selbstinspektionen durch, bei welchen definierte Stellen und Bestandteile auf Methanleckagen hin überprüft werden. Zusätzlich wird die Anlage in regelmäßigen Abständen von einer externen Messfirma untersucht, welche die Methanverluste quantifiziert. Wenn die Quantifizierung darauf hinweist, dass der Methanverlust der Anlage mehr als 2% der Jahresproduktion oder mehr als 50 Tonnen pro Jahr beträgt, müssen für jede Leckage beziehungsweise jede Emissionsquelle Minderungsmaßnahmen seitens der externen BeraterInnen vorgeschlagen werden. Eine weitere Quantifizierung muss innerhalb von einem Jahr durchgeführt werden.

In der Schweiz hat der landwirtschaftliche Biogasverband Ökostrom Schweiz im Jahr 2010 ebenfalls Klimaschutzprojekte gestartet. Den Anfang machten zwei Biogasanlagen, deren Emissionen von einem externen Messanbieter gemessen wurden. Im Jahr 2019 beteiligten sich 35 landwirtschaftliche Biogasanlagen an den jährlichen Emissionsmessungen, welche mit einer Vor-Ort-Methode (Messung an einzelnen Anlagenkomponenten) durchgeführt wurden. Die teilnehmenden Biogasanlagen erhalten

einen Bericht mit allen Messergebnissen der gesamten Biogasanlage und können diesen für die Entscheidung über mögliche Minderungsmaßnahmen heranziehen.

Der Kompost & Biogas Verband Österreich ist Teil des Projektkonsortiums des laufenden Forschungsprojekts „EvEmBi“ (Evaluation and reduction of methane emissions from different European biogas plant concepts) (gefördert im Zuge des 11. ERA-NET Bioenergy Joint Call/1st add. Call of BESTF3). Im Rahmen dieses Projekts sind durch Unterstützung und Empfehlung der schwedischen und dänischen Projektpartner (Avfall Sverige, Svenskt Vatten, Research Institutes of Sweden, Technical University of Denmark) erste Schritte geplant, um vergleichbare Freiwilligensysteme in anderen europäischen Ländern zu implementieren. Aktuell wird ein Dokument ausgearbeitet, das durch Ratschläge und Empfehlungen weitere europäische Länder bei der Implementierung eigener Systeme zur Kontrolle von Methanemissionen unterstützen soll.

Im Zuge des „EvEmBi“-Projekts sind weitere Initiativen geplant oder wurden bereits umgesetzt. Es werden Methanemissionsmessungen an Biogasanlagen in Deutschland, Österreich, der Schweiz und Schweden durchgeführt und eine Kosten-Nutzen-Analyse für die verschiedenen Minderungsmaßnahmen berechnet, um einen Hinweis auf die finanziellen Auswirkungen bestimmter Maßnahmen zu geben. Darüber hinaus wird das Wissen über Methanemissionen aus Biogasanlagen an Stakeholder und AnlagenbetreiberInnen weitergegeben, um die Methanemissionen nachhaltig zu reduzieren. Dies geschieht durch Workshops (national und europaweit), Webinare und Informationsdokumente.

Dieses Dokument ist Teil eines Gesamtkonzeptes "Erhebung und Verminderung ungewollter Methanemissionen in Biogasanlagen"

1. Einführung in die Thematik
2. Freiwilligen System zur Erhebung und Verminderung ungewollter Methanemissionen
3. Jahresberichte des Freiwilligensystems

#### 4. Literaturverzeichnis

- [1] Vereinte Nationen (2015): Übereinkommen von Paris. URL: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>
- [2] Österreichische Bundesregierung (2020), Regierungsübereinkommen 2020-2024. Aus Verantwortung für Österreich. URL: <https://www.bundeskanzleramt.gv.at/bundeskanzleramt/die-bundesregierung/regierungsdokumente.html>
- [3] EvEmBi-Einführung auf der Homepage der European Biogas Association. URL: <https://www.europeanbiogas.eu/project/evembi/>
- [4] Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32018L2001>.
- [5] Mitteilung der Europäischen Kommission (2019), Der Green Deal. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52019DC0640&from=EN>
- [6] Verordnung (EU) 2018/842 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 zur Festlegung verbindlicher nationaler Jahresziele für die Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Zeitraum 2021 bis 2030 als Beitrag zu Klimaschutzmaßnahmen zwecks Erfüllung der Verpflichtungen aus dem Übereinkommen von Paris sowie zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv%3AOJ.L.2018.156.01.0026.01.DEU>
- [7] Abfallwirtschaftsgesetz 2002 (AWG 2002). URL: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20002086>
- [8] Gewerbeordnung 1994 (GewO). URL: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20002086>
- [9] Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010). URL: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045>
- [10] OeMAG (2019), Bundesländerstatistik 2019. URL: [https://www.oem-ag.at/fileadmin/user\\_upload/Dokumente/statistik/inst\\_leistung/Bundeslandstatistik2019.pdf](https://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/statistik/inst_leistung/Bundeslandstatistik2019.pdf)
- [11] Ökostromgesetz 2012. URL: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007386>
- [12] Umweltförderungsgesetz. URL: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=10010755>
- [13] Emissionszertifikategesetz 2011. URL: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007503>
- [14] Myhre, Gunnar; Shindell, Drew; Bréon, François-Marie; Collins, William; Fuglestedt, Jan; Huang, Jianping et al. (2013): Anthropogenic and Natural Radiative Forcing. In: Thomas F. Stocker, Dahe Qin, Gian-Kasper Plattner, Melinda M.B. Tignor, Simon K. Allen, Judith Boschung et al. (Ed.): Climate change 2013. The physical science basis; Working Group I contribution to the fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. 1. publ. New York NY: Cambridge Univ. Press, S. 659–740. URL: [https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/WG1AR5\\_Chapter08\\_FINAL.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/WG1AR5_Chapter08_FINAL.pdf)[2]
- [15] Liebetrau, Jan; Reinelt, Torsten; Agostini, Alessandro; Linke, Bernd (2017): Methane emissions from biogas plants. Methods for measurement, results and effect on greenhouse gas balance of electricity produced. ed. by Jerry D. Murphy. IEA Bioenergy Task 37. URL: [http://task37.ieabioenergy.com/files/daten-redaktion/download/Technical%20Brochures/Methane%20Emission\\_web\\_end\\_small.pdf](http://task37.ieabioenergy.com/files/daten-redaktion/download/Technical%20Brochures/Methane%20Emission_web_end_small.pdf)
- [16] Clauß, Tina; Reinelt, Torsten; Liebetrau, Jan; Vesenmaier, Angela; Reiser, Martin; Flandorfer, Claudia et al. (2019): Recommendations for reliable methane emission rate quantification at biogas plants. Leipzig: DBFZ (DBFZ-Report, 33). URL: [https://www.dbfz.de/fileadmin/user\\_upload/Referenzen/DBFZ\\_Reports/DBFZ\\_Report\\_33.pdf](https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/DBFZ_Reports/DBFZ_Report_33.pdf)
- [17] Schories, Gerhard; Cordes, Christiana; Winterberg, Ralf (2018): Schlussbericht zum Vorhaben: AcEta (effiziente Hydrolyse und Acidogenese): Bioprozesstechnische Optimierung zweistufiger landwirtschaftlicher Biogasanlagen. Teilvorhaben 1: Bioprozessführung, Teilvorhaben 2: Populationsanalyse. Unter Mitarbeit von TIB - Technische Informationsbibliothek Universitätsbibliothek Hannover, Technische Informationsbibliothek und Technologietransferzentrum Bremerhaven. URL: <https://www.fnr-server.de/ftp/pdf/berichte/22015412.pdf>
- [18] Reinelt, Torsten; Delre, Antonio; Westerkamp, Tanja; Holmgren, Magnus A.; Liebetrau, Jan; Scheutz, Charlotte (2017): Comparative use of different emission measurement approaches to determine methane emissions from a biogas plant. In: *Waste management* 68 (Supplement C), pp. 173–185. DOI: 10.1016/j.wasman.2017.05.053.

- [19] Avfall Sverige (Hg.): Egenkontroll Metanemissioner. En beskrivning av systemet för inventering och reducering av metanemissioner från samrötningsanläggningar, avloppsreningsverk och biogasuppraderingsanläggningar. 2019. URL: [https://www.avfallsverige.se/fileadmin/user\\_upload/3\\_avfallshantering/Egenkontroll\\_metanemissioner\\_2019.pdf](https://www.avfallsverige.se/fileadmin/user_upload/3_avfallshantering/Egenkontroll_metanemissioner_2019.pdf)
- [20] DGC, 2016. Pilotprojekt til et frivilligt måleprogram for metanudledning fra biogas- og opgraderingsanlæg. Dansk Gasteknisk Center. ISBN: 978-87-93180-21-5. URL: <http://www.mynewsdesk.com/dk/energistyrelsen/documents/rapport-fra-dgc-pilotprojekt-til-et-frivilligt-maalprogram-for-metanudledning-fra-biogas-og-opgraderingsanlaeg-59506>
- [21] Reinelt, Torsten; Liebetau, Jan (2020): Monitoring and Mitigation of Methane Emissions from Pressure Relief Valves of a Biogas Plant. In: *Chem. Eng. Technol.* 90 (1), p. 17. DOI: 10.1002/ceat.201900180.
- [22] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (2019): TRAS 120, 27.02.2019. URL: [https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE-Technische-Regel-fuer-Anlagensicherheit-TRAS-120--Sicherheitstechnische-Anforderungen-an-Biogasa/\\$file/LesefassTRAS120.pdf](https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE-Technische-Regel-fuer-Anlagensicherheit-TRAS-120--Sicherheitstechnische-Anforderungen-an-Biogasa/$file/LesefassTRAS120.pdf)
- [23] Avfall Sverige (Hg.): Rapportering av data från metanmätningar enligt Egenkontroll metanutsläpp - frivilligt åtagande 2007-2015. Rapport 2016:18. URL: <https://www.avfallsverige.se/aktuellt/nyhetsarkiv/artikel/rapportering-av-data-fran-metanmatningar-enligt-egenkontroll-metanutslapp-frivilligt-atagande-2007/>
- [24] Ökostrom Schweiz Tätigkeitsbericht 2019