

Biogas nach dem EEG – (wie) kann's weitergehen?

Handlungsmöglichkeiten für Anlagenbetreibende




Technische Hochschule
Ingolstadt
Institut für
neue Energie-Systeme

 FH MÜNSTER
University of Applied Sciences


C.A.R.M.E.N.

 INSTITUT FÜR ENERGIE-
UND UMWELTFORSCHUNG
HEIDELBERG

Gefördert durch:

 Bundesministerium
für Ernährung
und Landwirtschaft


Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Impressum

Herausgebende:

Technische Hochschule Ingolstadt
FH Münster
C.A.R.M.E.N. e.V.
ifeu Heidelberg

Autorenschaft:

Norbert Grösch (TH Ingolstadt)
Tobias Baldauf (TH Ingolstadt)
Christian Trox (TH Ingolstadt)
Abdessamad Saidi (TH Ingolstadt)
Prof. Dr.-Ing. Wilfried Zörner (TH Ingolstadt)
Victoria Grüner (FH Münster)
Jurek Häner (FH Münster)
Sylke Mehnhert (FH Münster)

Dr. Daniel Baumkötter (FH Münster)
Prof. Dr.-Ing. Elmar Brügging (FH Münster)
Prof. Dr.-Ing. Christof Wetter (FH Münster)
Melanie Glötzl (C.A.R.M.E.N. e.V.)
Ulrich Kilburg (C.A.R.M.E.N. e.V.)
Jasmin Kaun (C.A.R.M.E.N. e.V.)
Robert Wagner (C.A.R.M.E.N. e.V.)
Regine Vogt (ifeu Heidelberg)

Redaktion:

Technische Hochschule Ingolstadt, FH Münster, C.A.R.M.E.N. e.V.

Bezug als Download:

www.thi.de/go/energie
www.carmen-ev.de
www.ifeu.de
www.fh-muenster.de

Gestaltung:

Janina Jarothe (C.A.R.M.E.N. e.V.)
Monika Kastl (C.A.R.M.E.N. e.V.)
Anna-Sofia Kraus (C.A.R.M.E.N. e.V.)
Barbara Ableitner (C.A.R.M.E.N. e.V.)

Bilder:

Technische Hochschule Ingolstadt, FH Münster, C.A.R.M.E.N. e.V., Beerepoot & Voskamp GmbH

Stand: April 2024

4., vollständig überarbeitete Auflage

Alle Rechte vorbehalten.

Kein Teil dieses Werkes darf ohne schriftliche Einwilligung der Herausgebenden in irgendeiner Form reproduziert oder unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt, verbreitet oder archiviert werden. Für die Ergebnisdarstellung mit Schlussfolgerungen, Konzepten und fachlichen Empfehlungen sowie die Beachtung etwaiger Rechte von Autorinnen und Autoren sind ausschließlich die Verfassenden Personen zuständig.

Haftungsausschluss:

Die hier aufgeführten Informationen wurden mit größtmöglicher Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt. Dennoch übernehmen die Herausgebenden keine Gewähr für die Aktualität, Vollständigkeit und Richtigkeit der bereitgestellten Informationen.

Inhaltsverzeichnis

1. Danksagung und Grußworte	4
2. Einführung in das Thema	5
3. Gebrauchsanweisung	7
4. Vom Ist-Stand zum Weiterbetrieb	9
4.1 Allgemeingültige Grundvoraussetzungen	9
4.2 Roadmap für den Weiterbetrieb	9
4.3 Generalüberholung an Bestandsanlagen	11
4.4 Überblick über die wichtigsten Generalüberholungsmaßnahmen	16
5. Repoweringkonzepte für den Weiterbetrieb	19
5.1 Teilnahme an Ausschreibung	25
5.2 Bereitstellung von Kraftstoff (Bio-CNG-Tankstelle)	31
5.3 Neubau einer Gülle-Kleinanlage	40
5.4 Eigenverbrauch und Direktlieferung	44
5.5 Rohgasseitige Bündelung	47
5.6 Zusammenschluss der Anlagenbetreibenden	49
5.7 Bioraffinerie	52
5.8 Stilllegung, Umnutzung und Rückbau der Biogasanlage	54
6. Effizienzbewertung und Methoden	56
6.1 Konzeptübergreifende Maßnahmen	57
6.2 Konzeptspezifische Maßnahmen	65
7. Schlusswort	67
8. Anhang	69

1. Danksagung und Grußworte



Die Biogasbranche leistet einen zentralen Beitrag zur Substitution fossiler Primärenergieträger. Will die Bundesregierung die gesteckten Klimaschutzziele erfüllen, so kann sie auf diesen Schlüsselbaustein nicht verzichten.

Gleichzeitig sehen sich Anlagenbetreibende nach

zwei Jahrzehnten, in denen sie in den jeweils gültigen Anforderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) eine feste Orientierung fanden, mit dem Ende der garantierten Einspeisevergütung in Sichtweite mit existenziellen Fragen konfrontiert.

Lassen sich mit der Biogaserzeugung ohne eine feste Vergütung für den Strom noch Erlöse generieren? Welche Entwicklungen sind in der Vergütungsstruktur für Biogasanlagen zu erwarten? Welche alternativen Verwertungsoptionen und Märkte kommen für mich infrage? Welche Anforderungen muss ich dazu mit meiner Anlage erfüllen? Wie stellt sich der Ertüchtigungsbedarf entsprechend dar? Kurzum, welche Perspektiven habe ich nach der Förderung über das EEG?

Diese Frage kann nicht allgemeingültig beantwortet werden, denn die Zukunftsperspektiven für Biogasanlagen sind so individuell wie die Anlagen selbst.

Umso wichtiger ist es, dass Anlagenbetreibende bei der Vielzahl an Fragestellungen, die es zu berücksichtigen gilt, ihre Zukunftschancen und -optionen methodisch bewerten.

Mit der vorliegenden Handreichung möchten wir Ihnen eine belastbare Hilfestellung bieten, mit der Sie anhand einer strukturierten Vorgehensweise sowohl die grundsätzlichen Perspektiven für den Weiterbetrieb als auch

die Möglichkeiten ausgewählter Zukunftskonzepte vor dem Hintergrund Ihrer persönlichen Rahmenbedingungen bewerten können.

Um die gegenwärtige Realität bestehender Anlagen hinreichend zu berücksichtigen, fließen neben der Betrachtung politischer Entwicklungen insbesondere Erkenntnisse und Erfahrungen, die wir vor Ort an zahlreichen repräsentativen Praxisanlagen im intensiven Austausch mit Anlagenbetreibenden und Personen mit Branchenexpertise gewonnen haben, in diese Handreichung ein.

Derartig umfassende Untersuchungen sind ohne eine Förderung nicht möglich, weshalb wir uns beim Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft sowie der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. als Projektträger für die Unterstützung zu diesem relevanten Vorhaben bedanken möchten.

Nicht zuletzt gilt jedoch unser Dank unseren Mitwirkenden aus der FH Münster, dem C.A.R.M.E.N. e.V. und dem Institut für Energie- und Umweltforschung, die gemeinsam mit uns in den letzten zwei Jahren mit großem Engagement und einem kritischen Geist die Erstellung dieser umfassenden und zugleich differenzierten Entscheidungshilfe möglich gemacht haben.

Wir wünschen Ihnen beim Studieren des Leitfadens viel Freude, wertvolle Erkenntnisse und Ideen für die Zukunft Ihrer Anlage.

Ihr Wilfried Zörner

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Wilfried Zörner".

2. Einführung in das Thema

Die Biogasbranche blickt nach vorne – mit den Erfahrungen aus der Vergangenheit: Der Erfahrungsschatz von über 20 Jahren hilft, gut in die Zukunft zu kommen. Die Anlagenbetreibenden sollten ihre Erfahrung selbst auswerten und die passenden Schlüsse ziehen. Dieser Leitfaden bietet dabei Hilfestellung.

In der Vergangenheit zu verweilen bringt oft nicht viel – ein kleiner Rückblick soll gestattet sein:

Als im Jahr 2000 das EEG eingeführt wurde, hatte niemand in der Biogasbranche im aktiven Bewusstsein, dass die 20-jährige EEG-Vergütung eines Tages tatsächlich zu Ende gehen könnte.

Dennoch wurden bei Fachvorträgen diese 20 Jahre + Inbetriebnahmejahr stets erwähnt. Mit Beginn des Jahres 2021 war für die ersten Biogasanlagen das Ende der Förderperiode 1 erreicht. Jedoch haben sich wenige Betreibende im Rahmen der Ausschreibung für die Förderperiode 2 beworben und einen Zuschlag erhalten. Der große Schwung an aus der Förderperiode 1 fallenden Anlagen ist erst ab Neujahr 2026 zu erwarten.

Die Zeit drängt, liefern Biogasanlagen doch einen wesentlichen Beitrag zum erneuerbaren Strommix in Deutschland. Die einfache Speichermöglichkeit und bedarfsgerechte Stromerzeugung dienen als Ausgleich für die fluktuierende Sonnen- und Windenergie. Gleichzeitig ist die Biogasbranche eine wichtige arbeitgebende Instanz, insbesondere im ländlichen Raum. Damit diese volkswirtschaftlichen Leistungen erhalten bleiben können, müssen Eigentümerinnen und Eigentümer sowie Betreibende von Biogasanlagen wirtschaftliche Zukunftsmöglichkeiten erschließen können. Diese Parole lässt sich natürlich einfach zu Papier bringen oder in den Computer tippen. Wenn es darum geht, welche Möglichkeiten dies im Einzelnen sein sollen, wie diese aussehen, für welche Betriebe diese passen und was für die Umsetzung getan werden muss, reagieren auch Personen mit Branchenexpertise zu Recht etwas zurück-



haltend. Als Projektteam haben wir uns im Rahmen des REzAB-Projekts (**R**Epoweringmaßnahmen hinsichtlich zukünftiger Aufgaben von **B**iogasanlagen) daran gewagt, genau diese Fragen systematisch zu untersuchen und zu beantworten.

Dabei haben wir zunächst einen umfangreichen Frankenkatalog für die Zukunftsfähigkeit erarbeitet. Dieser wurde in der Praxis an je sieben Biogasanlagen in Nordrhein-Westfalen und in Bayern angewendet. Natürlich wurde berücksichtigt, dass alle Investitionsgüter, welche zwanzig Jahre betrieben wurden, einer Generalüberholung mit vorausgegangener Inspektion zu unterziehen sind. Mit der Auswertung der Umfrageergebnisse und Vor-Ort-Untersuchungen wurden anlagenbezogene Repoweringkonzepte entwickelt und Effizienzsteigerungsmaßnahmen abgeleitet.

Um das Ergebnis vorweg zu nehmen: Es gibt nicht das eine Zukunftskonzept für alle Biogasanlagen in Deutschland. Vielmehr wurde der Fokus auf die Entwicklung einer praxisnahen Methodik gelegt, mit der Anlagenbetreibende den Zustand ihrer Biogasanlage bewerten, die Zukunftsoptionen der eigenen Anlage ableiten und die notwendigen Umsetzungsmaßnahmen – Repowering – ausarbeiten können.



In diesem Leitfaden werden für den Weiterbetrieb folgende als geeignet erachtete Zukunftskonzepte präsentiert:

- Teilnahme an Ausschreibung
- Bereitstellung von Kraftstoff (Bio-CNG-Tankstelle)
- Neubau einer Gülle-Kleinanlage
- Eigenverbrauch und Direktlieferung
- Rohgasseitige Bündelung mehrerer Biogasanlagen zu einer zentralen Aufbereitungs- und Einspeisungsanlage
- Zusammenschluss der Anlagenbetreibenden und Weiterbetrieb einer Gemeinschaftsanlage
- Bioraffinerie

Aus dieser Aufzählung ist bereits die unterschiedliche Praxistauglichkeit der genannten Konzepte erkennbar. Die Teilnahme an den Ausschreibungen ist vergleichsweise einfach möglich. Der Umbau der Anlage zu einer Bioraffinerie ist dagegen in der Praxis bisher kaum erprobt. Die weiteren Konzeptvarianten können unter Berücksichtigung der notwendigen Voraussetzungen mit mehr oder weniger Praxisreife umgesetzt werden.

Tatsächlich wird es so sein, dass nicht alle Biogasanlageneigentümer und -eigentümerinnen einen Weiterbetrieb bewerkstelligen können oder wollen – aus verschiedenen Gründen. Für diese Anlagen wird somit nur der gezielte Rückbau in Frage kommen. Auch dieses Szenario wird hier thematisiert.

Der Biogasbranche werden die Ergebnisse in Form dieses Leitfadens zur Verfügung gestellt. Er soll allen Eigentümerinnen und Eigentümern sowie Betreibenden und Personen in beratender Funktion helfen, die Zukunftsfähigkeit der Anlagen zu erkennen.

Das Projektteam erhofft sich, dass dieser Leitfaden möglichst viel Verbreitung findet und einen Beitrag für zukunftsfähige Biogasanlagen bundesweit leisten kann.

Um das Kopieren und Umsetzen wird ausdrücklich gebeten!



3. Eine Gebrauchsanweisung

Der Leitfaden bietet die Möglichkeit, ein für Biogasbestandsanlagen geeignetes Zukunftskonzept selbstständig zu erarbeiten und stellt passende Konzeptideen vor.

Wie lässt sich dieser Leitfaden konkret zur Erarbeitung eines passenden Zukunftskonzeptes nutzen?

Zunächst ist es für Anlagenbetreibende wichtig zu wissen, welcher Aufwand darin besteht, die Biogasanlage nach dem Auslaufen der Förderperiode 1 noch mindestens für zehn Jahre erfolgreich und sicher zu betreiben. Im besten Fall muss nichts getan werden. Doch die Erfahrungen aus dem REzAB-Projekt zeigen, dass in der Praxis allein schon aufgrund des unvermeidlichen Verschleißes entsprechende Maßnahmen erforderlich werden. Die anfallenden Kosten spielen bei der Zukunftsplanung stets eine entscheidende Rolle.

Mit der Checkliste in Kapitel 4 können Anlagenbetreibende schrittweise organisieren, wie die Biogasanlage vom Ist-Stand für den Weiterbetrieb ertüchtigt werden kann. Im Prinzip ist eine aus dem BHKW-Bereich bekannte Generalüberholung durchzuführen, hier aber bezogen auf die gesamte Biogasanlage. Welche Ertüchtigungen konkret umzusetzen sind, ist von Anlage zu Anlage unterschiedlich.

Deshalb und weil davon auszugehen ist, dass die mögliche Umstellung des Anlagenkonzeptes mit einer entsprechenden Generalüberholung bislang noch nicht durchgeführt werden musste, bietet der Leitfaden an dieser Stelle zusätzliche Informationen und verweist auf weiterführende Literatur, die bei einer ganzheitlichen Planung unterstützt. Im Anhang findet sich ein Verzeichnis der im Leitfaden verwendeten Abkürzungen. Stets sollten Expertinnen und Experten sowie Sachverständige in der Planungsphase hinzugezogen werden. Welche Fragestellungen beauftragte Sachverständige untersuchen sollten und was diese Leistungen ungefähr kosten, wird detailliert erklärt.



Nach der Umsetzung notwendiger Maßnahmen ist die Biogasanlage fit für die Zukunft – und es stellt sich die Frage: Wie kann es weitergehen?

Der Weg in die Ausschreibung ist als Anschlussförderung sicherlich bekannt. Doch es existieren noch eine Reihe anderer Repoweringkonzepte für den Weiterbetrieb, die möglicherweise in Frage kommen. Anhand der Anlagenparameter und der Rahmenbedingungen vor Ort lassen sich bestimmte Konzepte vorab ausschließen und passende auswählen.

Wie funktioniert das Ganze? In Kapitel 5 sind Anforderungen und Kriterien an die Biogasanlage und an das Betriebskonzept in einer Entscheidungshilfe zusammengefasst.

Die Liste ist lang, denn es werden insgesamt 48 Kriterien abgefragt. Für eine wichtige Zukunftsentscheidung sollte man sich ausreichend Zeit nehmen.

Aufgeteilt in verschiedene Kategorien entscheiden Anlagenbetreibende, ob eine Anforderung oder ein Kriterium erfüllt ist. Zutreffende Voraussetzungen werden angekreuzt. Jede ist mit bis zu drei Punkten gewichtet und einem Repoweringkonzept, gekennzeichnet über eine Leitfarbe, zugeordnet. Am Ende wird in einem Ranking festgestellt, welche Repoweringkonzepte möglicherweise eine Zukunftsoption bieten. Diese sollten in die engere Wahl gezogen und genauer betrachtet werden. Was auch nach der Umsetzung eines geeigneten Betriebskonzepts zu berücksichtigen ist, wird in diesem Kapitel ebenfalls erläutert.



Im Anschluss sind die jeweiligen Repoweringkonzepte detailliert beschrieben und leicht über die jeweilige Leitfarbe zu finden.

Eingangs sind für jedes dieser Repoweringkonzepte die spezifischen Grundvoraussetzungen beschrieben. Vor dem Ende der Förderperiode 1 sind die zentralen Weichen für die Zukunft zu stellen. Welche Maßnahmen zu welchem Zeitpunkt umzusetzen sind, wird Schritt für Schritt erklärt.

Noch einmal ist gewissenhaft zu prüfen, ob die Biogasanlage in die Rahmenbedingungen passt.

Abgerundet werden ausgewählte Repoweringkonzepte mit einer wirtschaftlichen Kalkulation zum jeweiligen Szenario. Dabei wurden eine 500 kW_{el} Standardanlage und / oder konkrete Anlagen aus dem REzAB-Projekt den dargestellten Bedingungen unterworfen und ein Betriebsergebnis ermittelt.

Diese beispielhaften Kalkulationen sollen helfen, entsprechende Berechnungen auch für die eigene Anlage vorzunehmen. Im Anhang sind eine detaillierte Beschreibung der gewählten Standardanlage und die Grundlagen der Kalkulation zu finden. Weitere Unterstützung besteht durch die einschlägigen Beratungsinstitutionen, welche in der Planungsphase hinzugezogen werden sollten.

Stehen mehrere geeignete Konzepte zur Auswahl, so ist eine Kombination von zwei Konzepten denkbar. Hierbei ist jedoch der entsprechende organisatorische Mehraufwand zu bedenken.

Abschließend werden in Kapitel 6 konzeptübergreifende und konzeptspezifische Effizienzsteigerungsmaßnahmen vorgestellt, die das ausgewählte Repoweringkonzept sowie den generellen effizienten Betrieb der Biogasanlage ergänzen und optimieren können.

4. Vom Ist-Stand zum Weiterbetrieb

In diesem Kapitel widmen wir uns der Frage, wie Biogasanlagenbetreibende den derzeitigen Anlagenzustand ermitteln und durch welche Maßnahmen sie die Anlage auf einen zukünftigen Weiterbetrieb vorbereiten können.

Die Antwort lautet: durch eine angemessene Generalüberholung! Diese setzt eine umfassende Untersuchung der Bausubstanz und des Zustandes der technischen Gewerke unter besonderer Beachtung sicherheitstechnischer Fragen voraus.

Zu diesen Themen geben wir Hinweise zum Prüfumfang und den entstehenden Kosten und gehen auf weitere, sich daraus ergebende Baustellen ein (z. B. Dokumentation). Neben einem Ausblick über das aktuell und zukünftig geltende Regelwerk rundet eine Übersicht der wichtigsten Generalüberholungsmaßnahmen mit Hinweisen zur Dringlichkeit des Handlungsbedarfs und den anfallenden Kosten das Kapitel ab.

4.1 Allgemeingültige Grundvoraussetzungen

Neben einem guten bau- und sicherheitstechnischen Zustand der Anlage müssen weitere Grundvoraussetzungen gegeben sein, bevor die Planung eines Zukunftskonzepts erfolgen kann:

1. Abgeschriebene und abbezahlte Bestandsanlage: Betreibende sollten – von Investitionen in das Zukunftskonzept abgesehen – keine offenen Verbindlichkeiten aus der Förderperiode 1 aufweisen.
2. Anlagenzustand: Betreibende sollten die Anlage ordnungsgemäß instand gehalten haben. Sie sollten Anlagenteile rechtzeitig ersetzt haben, bevor diese die allgemeine Funktionsfähigkeit der Anlage gefährden. Sie sollten regelmäßig Potenziale zur Effizienzsteigerung identifiziert und genutzt haben.
3. Motivation für Weiterbetrieb: Betreibende sollten auch nach 20 oder mehr Jahren Anlagenbetrieb



„Lust auf Biogas“ haben. Auch das Thema Hof-/Betriebsnachfolge sollte im gegebenen Fall betrachtet werden.

4. Zukunftsfähiger Standort: Schließlich sollte auch die Akzeptanz der Anlage in der näheren und weiteren Umgebung sichergestellt sein. Da die Umsetzung der Zukunftskonzepte häufig Neuland bedeutet, wäre es ungünstig, wenn Betreibende gleichzeitig mit einer weiteren Belastung konfrontiert werden.

4.2 Roadmap für den Weiterbetrieb

Wie bereitet man die Biogasanlage auf den Weiterbetrieb vor?

In der nachfolgenden Checkliste wird Schritt für Schritt dargestellt, welche Maßnahmen durchzuführen sind, um die Biogasbestandsanlage fit für die Zukunft zu machen.

Anmerkung: Die Liste dient zur Orientierung. Der empfohlene Prüfumfang ist nicht zwingend auf jede Biogasanlage übertragbar, bietet jedoch eine gute Grundlage für die Einschätzung des Generalüberholungsbedarfes.

Tabelle 1: Checkliste für den erfolgreichen Weiterbetrieb

Nr.	Schritte	Kommentar / Erläuterung / Erklärung	Check?
1	Generalüberholung der Biogasanlage	Umfasst insbesondere die nachfolgenden Prüfungen, welche in Kapitel 4.3 detailliert erläutert werden	
1.1	Bautechnische Prüfung	Ziel: Identifizierung von Schwachstellen an der Bausubstanz Zeitpunkt: <ul style="list-style-type: none">• Ca. 5 Jahre vor Ende Förderperiode 1• Gemeinsam mit geplanten oder anstehenden Revisionen	<input type="checkbox"/>
1.2	Sicherheitstechnische Prüfung	Ziel: Identifizierung von Schwachstellen an der Technik Zeitpunkt: <ul style="list-style-type: none">• Ca. 5 Jahre vor Ende Förderperiode 1• Bei Planung und Umsetzung umfassender Änderungen	<input type="checkbox"/>

Weiterführende Literatur:

- „A-003 Checkliste Sicherheit“, Fachverband Biogas
- „A-021 Leitfaden Sichere Instandhaltung“, Fachverband Biogas
- „Arbeitshilfe für sicherheitstechnische Prüfungen von Biogasanlagen“, LAI

2	Umsetzung der erforderlichen Maßnahmen	Ggf. Genehmigung einholen bzw. anpassen, eine Übersicht der Kosten ist in Kapitel 4.4 dargestellt	<input type="checkbox"/>
3	Anlagendokumentation an generalüberholten Zustand anpassen	Nachkommen der Dokumentations-, Prüf-, Melde- und Weiterbildungspflichten Anforderungen der einschlägigen Behörden und Versicherungen erfüllen	<input type="checkbox"/>

Weiterführende Literatur:

- „Prüf- und Dokumentationspflichten“, Biogas Forum Bayern
- „VdS 3470 – Biogasanlagen“, Gesamtverband der Deutschen Sachversicherer e.V.

4.3 Generalüberholung an Bestandsanlagen

20 Jahre gehen an einer Biogasanlage nicht spurlos vorbei. Täglich sind die Gewerke und Komponenten den Belastungen durch Einsatzsubstrate, Witterung und dem täglichen Betrieb ausgesetzt.

Das geht langfristig an die Substanz und kann zu potentiellen Schwachstellen führen. Es ist zu beachten, dass für Biogasbestandsanlagen aus bautechnischer und sicherheitstechnischer Sicht eine rein „symptomatische Behandlung“ nicht ausreichend ist. Dabei bedarf es umfassender Maßnahmen, um die Schutzziele gegenüber Menschen, Tieren und Umwelt zu gewährleisten und einen guten Anlagenzustand zu erhalten.

Im Rahmen der Projekt-Untersuchungen an den ausgewählten Biogasanlagen in Nordrhein-Westfalen und Bayern wurden zwei wesentliche Prüfungen durchgeführt, die eine gute Grundlage für die Ermittlung des Zustandes von Bestandsanlagen bieten. Der Verschleiß an Gewerken und Anlagentechnik wird identifiziert und bemängelte Komponenten können rechtzeitig instandgesetzt oder ausgetauscht werden. Die notwendigen Generalüberholungsmaßnahmen werden erfasst, wodurch sich die anfallenden Kosten bei der anschließenden Planung des Zukunftskonzeptes einschätzen lassen.

An dieser Stelle sei erwähnt: Eine gut geplante Generalüberholung spart Kosten und schont die Nerven. Vorausschauendes und rechtzeitiges Handeln mindert zukünftige ökonomische Risiken!

Die beiden Prüfungen für die Bewertung des Anlagenzustandes werden nachfolgend kurz vorgestellt.



Hinweis: Die nachfolgend genannten Kosten wurden im Jahr 2019 erhoben.

4.3.1 Bautechnische Begutachtung der Betonbehälter – Standsicherheit für den Weiterbetrieb

Kosten: je Behälter 3.000 - 3.500 €, zzgl. Anfahrt

Hinweis:

Behälter müssen für die Untersuchung entleert und gereinigt sein, der Prüfumfang beträgt einen Tag! Gemäß DAfStb-Richtlinie ist die fachgerechte Prüfung des Behälterzustandes von sachkundigen Planenden für Betoninstandhaltung durchzuführen.

Behälterschäden bleiben im laufenden Anlagenbetrieb oft unentdeckt. Über die Jahre hinweg wird der Behälterbeton durch chemische Angriffe vom Biogas und Gärsubstrat wesentlich beansprucht. Es entstehen Schäden, die erst bei einer Behälterentleerung sichtbar werden. Insbesondere für den Weiterbetrieb ist eine umfassende Prüfung (siehe Tabelle 2) der beanspruchten Gärbehälter nach langjährigem Anlagenbetrieb in der Förderperiode 1 anzuraten, um den notwendigen Sanierungsbedarf abschätzen zu können.

Empfohlener Prüfumfang:

Bodenplatte, Innen- und Außenwandbereich sowie Be-tondecke (wenn vorhanden)

Weiterführende Literatur:

„Fermenterreinigung – aber sicher!“, Biogas Forum Bayern

Tabelle 2: Prüfungsarten bei bautechnischer Begutachtung der Betonbehälter

Art der Prüfung	Bestimmung
Abklopfprüfung	Auffällige Schäden an den Behälter-Oberflächen (Hohlräume, Fehlstellen, Abplatzungen oder Rissbildung)
Ritzprüfung	Festigkeit der Behälter-Oberflächen
Freistemmen der Bewehrung und Prüfung auf Korrosion	Bewehrungsschäden durch bauschädliche Salze und Karbonatisierung
Prüfung der Karbonatisierung durch Indikatortest mit Phenolphthalein-Lösung	Karbonatisierungstiefe im Beton – Angriff der Bausubstanz durch Kohlendioxid aufgrund von Versäuerung (sinkender pH-Wert)
Herausarbeiten von Bohrmehlproben	Sulfatgehalt – Betonbelastung durch bauschädliche Salze
Betondeckungsmessung	Prüfung der Mindestbetondeckung zum Schutz der Bewehrung
Optional: Herausarbeiten Bohrkern	Karbonatisierungstiefe Bewehrungsdurchmesser Validierung der Betondeckungsmessung Druckfestigkeitsprüfung
Optional: Untersuchung mittels Auflichtmikroskops	Betonschutz – Schichtdicke und Zustand des Betonschutzes
Abschließend: Fachgerechtes Verschließen der Bohrlöcher	

Die wesentlichen Erkenntnisse der Projekt-Untersuchungen werden in dem nachfolgenden Exkurs kurz dargestellt.

Exkurs: Auswertung der betontechnischen Begutachtung an vier Biogasfermentern

Hinweis:

Die Ergebnisse wurden gemeinsam mit bautechnischen Gutachtern der Firma Krieg & Fischer Ingenieure GmbH erarbeitet und bestätigen die Erfahrungen aus der Praxis.

Allgemeine Erkenntnisse:

- Allgemein besteht ein guter Ist-Zustand im Substratabereich der Betonbehälter.
- Schutz vor Karbonatisierung ist bei ausreichender Betondeckung über 20 Jahre gegeben.
- Überschreitung der Rissbreite führt langfristig zu Schäden und hohem Sanierungsaufwand.
- Schwefelsäurebildung ist kritisch zu betrachten: Korrosionsschäden im Gasbereich bei unzureichendem Betonschutz führen zu hohem Sanierungsaufwand.
- Die Herausarbeitung des Bohrkerns ist im Gasraum durchzuführen.

Grundregeln einer guten „Betonpflege“:

- Gasraum durch sachkundige Planende Person regelmäßig prüfen lassen, wenn
 - kein Betonschutz: alle 2 Jahre
 - Beschichtung als Betonschutz: nach 4 Jahren, anschließend alle 2 Jahre
 - Auskleidung als Betonschutz: alle 10 Jahre
- Prüfintervalle bei hoher Schwefelkonzentration im Biogas oder Lufteinblasung ggf. verkürzen
- Korrosionsschäden im Gasraum frühzeitig beheben
- Betonschutz regelmäßig prüfen und bei Beschädigung erneuern
- Als Betonschutz geeignet sind Folienauskleidungen oder das Aufbringen einer für den Anwendungsfall bauaufsichtlich zugelassenen Beschichtung z.B. 2 K-Epoxidharz oder 2 K-Polyuretan durch einen Fachbetrieb.
- Fachgerechtes und zeitnahe Verschließen von Rissbildungen bei Überschreitung der Rissbreite von 0,3 mm, insbesondere auf Betondecken, im Gasraum oder am Außenbereich

Tipp: als Betreibende Person Zwischenprüfungen durchführen

- Haptik der Betonoberfläche bei Wartungsarbeiten mit Fermenteröffnung prüfen
- Datum, Uhrzeit, Lage der Öffnung festhalten und mit Fotos dokumentieren
- Dokumentation der AwSV-sachverständigen Person bei regulärer Prüfung vorlegen
- Bei Auffälligkeiten eine sachkundige planende Person hinzuziehen

Typische Betonschäden eines Behälters: Beton und Wandkopf im Gasraum deutlich angegriffen



Betonsanierung und Erneuerung der Beschichtung:

Kosten*: 25,00 - 35,00 €/m² Sanierungsfläche, zzgl. Betonsanierungsbedarf



Hochdruckstrahlen



Reprofilieren und Grundieren



Beschichten

*pauschal gemittelt aus Vergleichsangeboten von Fachbetrieben, abhängig je Behältergröße

Quelle der Fotos: Beerepot & Voskamp GmbH

4.3.2 Sicherheitstechnische Begutachtung – Stand der Technik für den zukünftigen Weiterbetrieb

Kosten: 1.500 - 3.000 €, je nach Anlagengröße und Genehmigungssituation

Hinweis:

Die vorgestellte Prüfung ersetzt keine gesetzlich vorgeschriebenen Prüfungen wie

- Prüfung der Anlagensicherheit nach BImSchG §29a
- Wasserrechtliche Prüfung nach AwSV
- Prüfung der elektrotechnischen Betriebsmittel nach DGUV Vorschrift 3
- Prüfung der Explosionssicherheit nach BetrSichV

Für die Zukunftsplanung ist jedoch der Umfang der beschriebenen sicherheitstechnischen Prüfung zu empfehlen. Der Prüfumfang ist vorab mit einem Sachverständigen abzustimmen und an die anlagenspezifischen Rahmenbedingungen anzupassen. Insbesondere sollten mit dem Sachverständigen neben den aktuellen auch die zukünftig geltenden Anforderungen (siehe Exkurs unten) an den Stand der Anlagen- und Sicherheitstechnik diskutiert werden.

Mit Hilfe dieser Begutachtung lässt sich der Zeitpunkt für den Tausch von Anlagenkomponenten und die Nachrüstung zusätzlicher Sicherheitstechnik angemessen planen und die Kosten für den Generalüberholungsbedarf leichter abschätzen. Dadurch können im späteren Weiterbetrieb überraschende Forderungen durch Behörden und Ämter, welche mit hohen Investitionsmaßnahmen einhergehen können, minimiert werden.

Exkurs: Welche rechtlichen Rahmenbedingungen gelten im zukünftigen Anlagenbetrieb?

In den letzten Jahren ist die Biogasbranche von der Einführung und umfassenden Novellierungen gesetzlicher Bestimmungen, Richtlinien und Regelungen geprägt worden. Ein kleiner Ausblick soll an dieser Stelle gewagt werden.

Stand Januar 2024

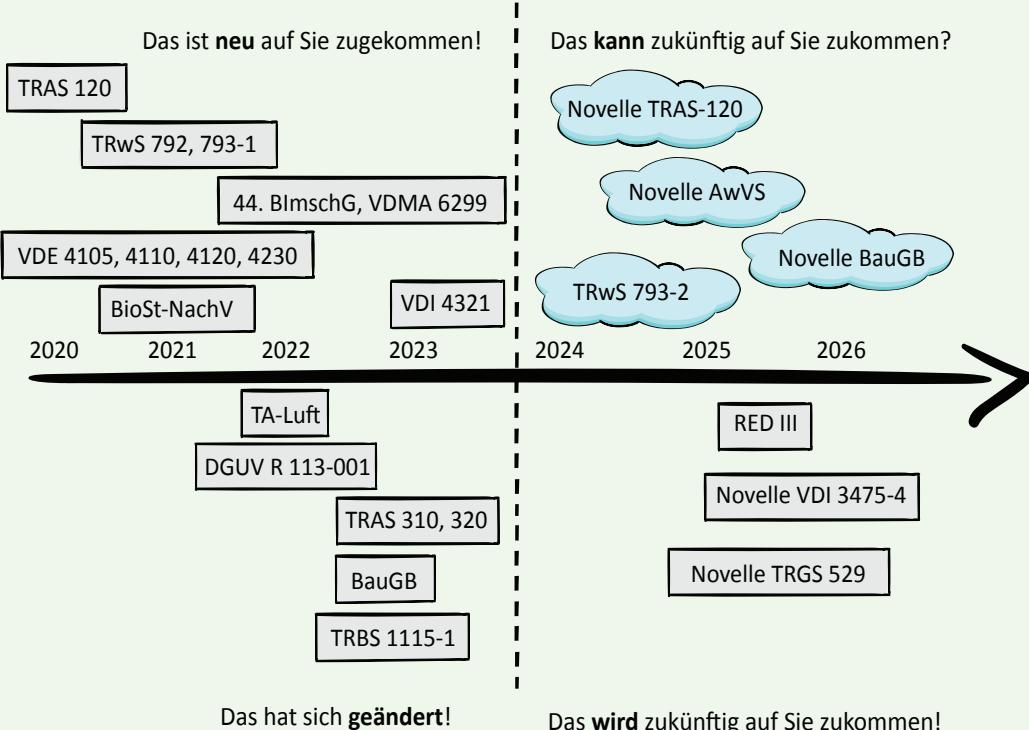


Abb. 1: Entwicklungen der rechtlichen Rahmenbedingungen

Empfohlener Prüfumfang:

Der Umfang der Untersuchung bezieht sich auf den geforderten Stand der Technik nach § 3, Abs. 6 BImSchG und sollte folgende Inhalte abdecken:

- Prüfung des anlagen- und sicherheitstechnischen Konzepts nach dem derzeitigen und zukünftig geforderten Stand der Technik – Ordnungsprüfung, Nah- und Sichtprüfung
- Prüfung der Genehmigungskonformität
- Prüfung der Dokumentationsvollständigkeit und Nachweispflicht (BetrSichV, AwSV, BGV A3 bzw. DGUV V3, BImSchG – falls erforderlich)
- Ermittlung des Generalüberholungsbedarfs aus den Prüfergebnissen

Die Prüfung unterliegt folgenden einschlägigen Regelwerken und Erkenntnisquellen (ohne Anspruch auf Vollständigkeit):

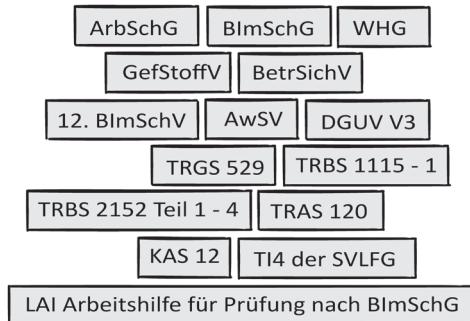


Abb. 2: Auflistung einschlägiger Regelwerke und Erkenntnisquellen

Die TRAS 120 beschäftigt derzeit die Biogasbranche. An dieser Stelle erfolgt eine kurze Übersicht, was die Einführung zukünftig für Biogasanlagenbetreibende bedeutet.

Exkurs: Was ist Stand der Technik bzw. Stand der Sicherheitstechnik?

Mit Einführung der TRAS 120 – „Sicherheitstechnische Anforderungen an Biogasanlagen“ vom 20.12.2018 wird der Stand der Technik und Stand der Sicherheitstechnik von Biogasanlagen definiert.

Ihr Ziel ist der Schutz Personen-, Umwelt- und materiellen Schäden, sowie die Definition sicherheitstechnischer Anforderungen für den störungsfreien Anlagenbetrieb. Sie muss vor und bei der Inbetriebnahme von Neuanlagen und Änderungen im Anlagenbetrieb hinzugezogen werden.

Für welche landwirtschaftlichen Biogasanlagen gilt die TRAS 120?

- Biogasanlagen in der Störfall-Verordnung
- Biogasanlagen genehmigt nach BImSchG
- Empfehlung für Biogasanlagen genehmigt nach Baurecht

Folgende Punkte müssen beachtet werden:

- Die **TRAS 120 dient als Richtlinie – Erkenntnisquelle**
- Die Umsetzung der Anforderungen sind im Einzelfall abzuklären – durch eine qualifizierte **sachverständige Person nach §29b BImSchG** (Liste sachverständiger Personen: ReSyMeSa)
- Stellungnahmen der Landesvollzugsbehörden (i.d.R. Umweltministerien) berücksichtigen

Weiterführende Literatur:

- „*TRAS 120, sowie zugehörige Richtlinien TRAS 310 und TRAS 320*“, BMU
- „*Erlass zur Umsetzung der TRAS 120 in Bayern*“, BayStMUV

4.4 Überblick über die wichtigsten Generalüberholungsmaßnahmen

Die aus den Projekt-Untersuchungen relevanten Generalüberholungsmaßnahmen sind nachfolgend in einer Checkliste dargestellt. Die Angabe einer Kostenbandbreite dient einer groben Abschätzung des voraussichtlichen Investitionsaufwands. Da die Bandbreite teilweise sehr hoch war, wurde statt des Mittelwertes der Medianwert genannt, da dieser robuster gegenüber Ausreißern

ist. Die Ergebnisse beziehen sich auf 10 Bestandsbiogasanlagen mit einer Leistungsspanne von $75 \text{ kW}_{\text{el}}$ bis $2,7 \text{ MW}_{\text{el}}$ und erheben somit keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Die Notwendigkeit der aufgezeigten Maßnahmen ist vom Zustand und dem geplanten Konzept der Biogasbestandsanlagen abhängig und lässt sich nicht verallgemeinern. Vielmehr soll die Checkliste auf wesentliche Schwerpunkte aufmerksam machen.

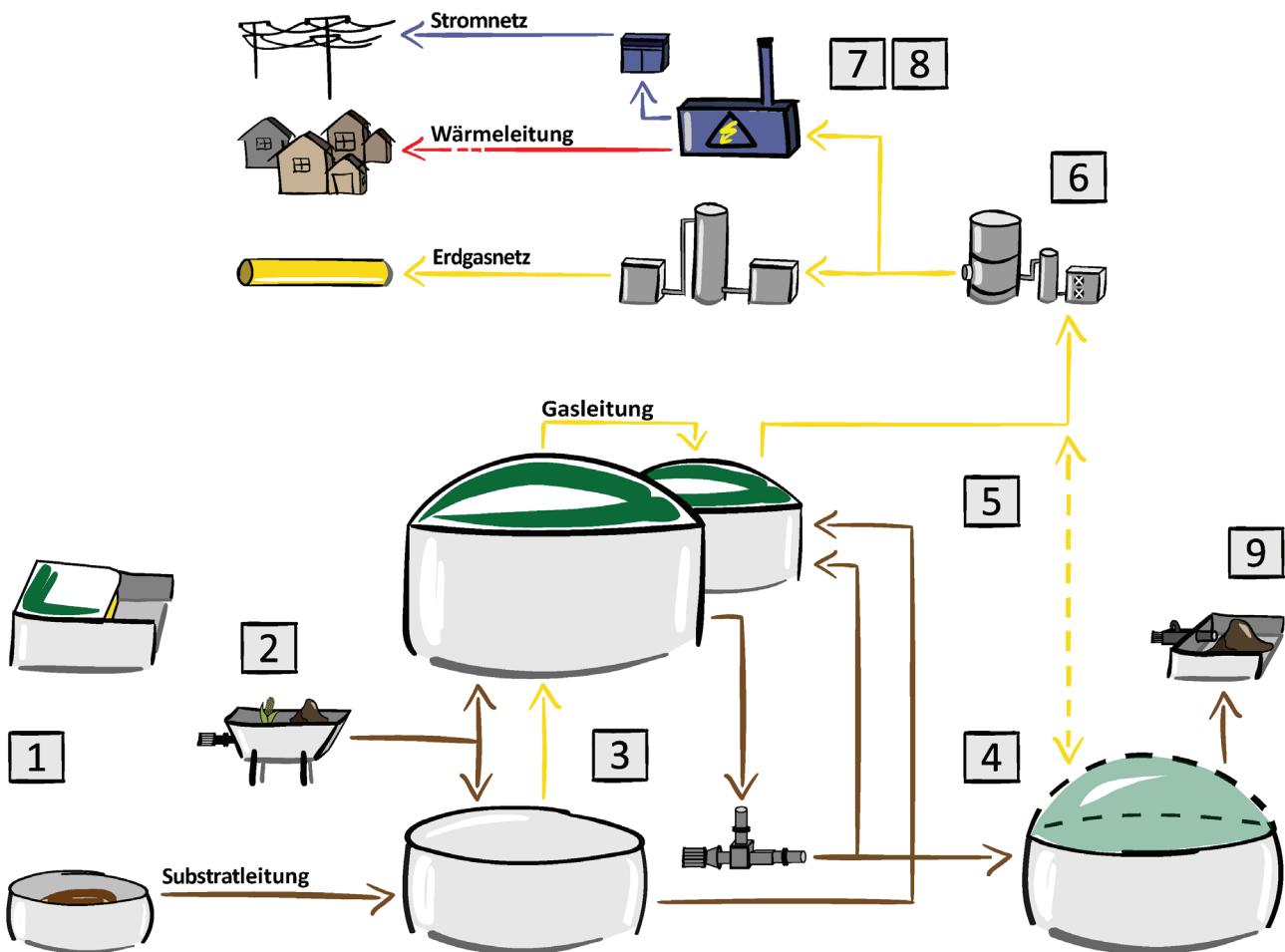


Abb. 3: Biogasanlage

Generalüberholungsbedarf an 10 Biogasbestandsanlagen

Das Ampelsystem beschreibt die Dringlichkeit des Handlungsbedarfs für den zukünftigen Weiterbetrieb:

Womit Sie nicht früh genug beginnen können	<input type="checkbox"/>
Was Sie mittelfristig tun müssen	<input type="checkbox"/>
Was Sie langfristig einplanen sollten	<input type="checkbox"/>

Tabelle 3: Checkliste Generalüberholungsbedarf (an 10 Biogasbestandsanlagen ermittelt)

Check?	Anforderung	Kostenrahmen Generalüberholung in € (Daten aus 2019)
1. Substratlager – JGS-Anlagen		
<input type="checkbox"/>	Dichtes und standsicheres Fahrsilo mit Leckageerkennung	5.000 - 80.000; Mediakosten: 45.000
<input type="checkbox"/>	Dichte und standsichere Lagerbehälter für Jauche, Gülle und Sickersäfte mit Leckageerkennung	5.000 - 20.000; Mediakosten: 8.000
2. Einbringung (Fest- und Flüssigfütterung)		
<input type="checkbox"/>	Gewartete, dichte und standsichere Feststoff- und Flüssigfütterung	5.000 - 50.000 Mediakosten: 10.000
3. Biogasanlagenbehälter		
<input type="checkbox"/>	Vorhandenes Havariekonzept	4.000 - 50.000 Mediakosten: 15.000
<input type="checkbox"/>	Vollständig vorhandene Sicherheits- und Überwachungseinrichtungen (Gassensoren, Feuchtesensoren, Unterdrucksensoren im Fermenter, Überfüllsicherungen etc.)	2.000 - 15.000 Mediakosten: 4.000
<input type="checkbox"/>	Dichte und standsichere Gärbehälter	5.000 - 20.000 Mediakosten: 8.000
<input type="checkbox"/>	Vorhandenes Leckageerkennungssystem bei einwandigen Behältern	Keine Daten vorhanden
<input type="checkbox"/>	Gewartete, dichte und standsichere Einbauten (Rührwerke, Heizungspumpen etc.)	5.000 - 50.000 Mediakosten: 10.000
4. Gasspeicher		
<input type="checkbox"/>	Gasdichte und standsichere Gasspeichersysteme Hinweis: Konformität der Membransystemanforderungen nach TRAS 120 (hierbei die Stellungnahmen berücksichtigen, z.B. des BayStMUV vom 05.09.2019)	EPDM-Folien: 1.500 - 30.000 Mediakosten: 9.000 Doppelmembran: 7.000 - 150.000 Mediakosten: 45.000
5. Rohrleitungen, Armaturen, Pumpen		
<input type="checkbox"/>	Dichte, standsichere und widerstandsfähige Rohrleitungen, Armaturen und Pumpen mit Leckageerkennungssystem	Keine Daten vorhanden
<input type="checkbox"/>	Austausch der oberirdischen PVC Rohre	4.000 - 6.000 Mediakosten: 4.000

Check?	Anforderung	Kostenrahmen Generalüberholung in €
6. Gasaufbereitung und zusätzliche Gasverbrauchseinrichtung		
<input type="checkbox"/>	Dichtheit der Trocknungseinheit und des Kondensat-sammelsystems	750
<input type="checkbox"/>	Automatisierte und standsichere Gasverbrauchseinrichtung (z.B. Gasfackel)	1.000 - 15.000 Mediakosten: 8.000
7. BHKW und BHKW-Räume		
<input type="checkbox"/>	Brandsicherer und störungsfreier BHKW-Betrieb Automatische Gasabsperklappe vor BHKW-Raum	1.000 - 15.000 Mediakosten: 1.500
<input type="checkbox"/>	Emissionsarme Verbrennung im BHKW (z.B. SCR-Katalysator)	18.000 - 145.000 Mediakosten: 24.000
8. Prozessleittechnik und Elektrotechnik		
<input type="checkbox"/>	Automatisierung der Sicherheitsabschaltung (fail safe)	5.000 - 22.500 Mediakosten: 13.750
9. Gärprodukteaufbereitung		
<input type="checkbox"/>	Abdeckung der festen Gärproduktphase	4.000
10. Dokumentations- und Prüfnachweise / Verantwortungspflicht der Betreibenden		
<input type="checkbox"/>	aktuelle Betreibendendokumentation	500 - 1.000 Mediakosten: 500
<input type="checkbox"/>	Schutzkennzeichnung	100 - 150 Mediakosten: 150
<input type="checkbox"/>	Abschaltmatrix: Übersicht der Sicherheitseinrichtungen, deren Ansprechwert und Folgehandlungen bei Ansprechen	400

Nachdem nun die Anlage auf Herz und Nieren geprüft worden ist, alle erforderlichen Maßnahmen umgesetzt und die entsprechenden Anpassungen in der Dokumentation vorgenommen worden sind, ist Ihre Anlage fit für

den Weiterbetrieb. Um zu erfahren, welche Repoweringkonzepte existieren und welche davon für Ihre Anlage in Frage kommen, blättern Sie einfach weiter zu Kapitel 5.

5. Repoweringkonzepte für den Weiterbetrieb

In diesem Kapitel wollen wir Sie auf dem Weg zum Weiterbetrieb unterstützen und Ihnen bei der Auswahl des richtigen Repoweringkonzeptes helfen. Voraussetzung ist natürlich eine Anlage, die fit für mindestens weitere zehn Jahre ist. Wie gehen Sie nun am besten vor?

Um herauszufinden, welche Konzepte in Frage kommen, bietet die nachfolgende Entscheidungshilfe in Form von Anforderungslisten eine geeignete Hilfestellung. Nach Beantwortung der Fragen sollten sich hoffentlich eine oder mehrere Ideen als sinnvoll herauskristallisieren. Einige Anforderungen sind hervorgehoben, da sie für das Konzept wesentliche Voraussetzungen darstellen. Sind



diese „K.o.-Kriterien“ nicht erfüllt, so sollten Sie sich Gedanken machen, ob sich diese Anforderung spätestens im Zuge der Konzeptumstellung umsetzen lassen.

Bitte kreuzen Sie die für Ihre Biogasanlage zutreffenden Voraussetzungen an und tragen die Punkte in das dafür vorgesehene Feld ein. Der Aufwand wird später belohnt werden.

Teilnahme an Ausschreibung			
Anforderung / Voraussetzung	Check	Punkte	
K.O. Flexibilisierung – etwa doppelte Überbauung (max. 45 % Höchstbemessungsleistung) der Bemessungsleistung bis Förderperiode 2 möglich, Nachweis flexible Fahrweise durch Umweltgutachten vorhanden bzw. aussichtsreiche Vorgespräche geführt	<input type="checkbox"/>	3	
K.O. 150 Tage gasdichte Verweildauer bis zur Förderperiode 2 erreichbar	<input type="checkbox"/>	3	
Maisdeckel gemäß EEG wird unterschritten	<input type="checkbox"/>	3	
Zukunftsfähiges BHKW mit Einhaltung der vorgeschriebenen Emissionsgrenzwerte nach 44. BlmSchV	<input type="checkbox"/>	2	
Ausreichend Gasspeicher für die geplanten Stillstandzeiten in einer flexiblen Fahrweise	<input type="checkbox"/>	2	
Wirtschaftlich relevante Wärmenutzung mit marktüblichen Einnahmen	<input type="checkbox"/>	2	
Erreichte Punkte			

Bereitstellung von Kraftstoff (Bio-CNG-Tankstelle)

Biogas wird zu Kraftstoff aufbereitet und für den Verkehrssektor durch eine öffentliche Tankstelle oder für die Versorgung eines Fuhrparks durch eine Hoftankstelle nutzbar gemacht.

Anforderung / Voraussetzung	Check	Punkte
 Hoher Anteil an Wirtschaftsdünger mit langfristiger Versorgungssicherheit umsetzbar (wichtig für die Anrechenbarkeit im Quotenhandel nach RED II)	<input type="checkbox"/>	3
 Standortnahe Abnehmende für Biomethankraftstoff vorhanden (z.B. Fuhrpark)	<input type="checkbox"/>	3
 Platz für Aufbereitungsanlage und Biomethan-Tankstelle vorhanden	<input type="checkbox"/>	3
Entwicklung eines Kraftstoffvermarktungskonzepts möglich (Betreibende als Dienstleistende)	<input type="checkbox"/>	3
Organisatorische Unterstützung durch Gemeinde, Landkreis, Energieagentur zur Umsetzung der Kraftstoffvermarktung vorhanden	<input type="checkbox"/>	2
Bereitschaft, auf bislang unbekannten volatilen Kraftstoff- und Quotenmärkten zu agieren	<input type="checkbox"/>	3
Bereitschaft und Möglichkeit zu erheblichen (Neu-)Investitionen	<input type="checkbox"/>	3
Wenn Stromeinspeisung am Standort begrenzt ist, Beibehaltung oder Erhöhung der Gaserzeugung durch Verschiebung auf Gasaufbereitung denkbar	<input type="checkbox"/>	1
Zugang zu Erdgasnetz – Entnahme von Biomethan / Erdgas möglich, um Liefergarantie zu gewährleisten	<input type="checkbox"/>	2
Erreichte Punkte		

Neubau einer Gülle-Kleinanlage

Die Bestandsanlage wird überwiegend rückgebaut. Die verbleibenden Gewerke werden durch Zubau von Gewerken und Anlagentechnik zu einer neuen Gülle-Kleinanlage ergänzt.

Anforderung / Voraussetzung	Check	Punkte
 Vorbehaltlose Zusage des Netzbetreibenden erzielbar – EEG-Förderfähigkeit als Neuanlage	<input type="checkbox"/>	3
 Hoher Wirtschaftsdüngeranteil mit langfristiger Versorgungssicherheit umsetzbar, mind. 80 % Frischmasseanteil (davon bis zu 10 % überjähriges Kleegras erlaubt) bei maximal 150 kW _{el} Bemessungsleistung	<input type="checkbox"/>	3
 Kein Satelliten-BHKW vorhanden	<input type="checkbox"/>	3
Weiterbetrieb personell für 20 Jahre gesichert	<input type="checkbox"/>	3
Bereitschaft zum (Teil-)Neubau der Biogasanlage	<input type="checkbox"/>	3

Leistungsreduzierung der Biogasanlage und Kompensation des niedrigeren Einkommens durch einen anderen Betriebszweig – Biogas zukünftig als Nebenbetriebszweig	<input type="checkbox"/>	2
Anforderung / Voraussetzung	Check	Punkte
Wärmenutzung gering / Wärmeerzeugung alternativ über Holzhackschnitzel möglich	<input type="checkbox"/>	2
Lagerkapazität aktuell zu gering	<input type="checkbox"/>	1
Erreichte Punkte		

Eigenverbrauch und Direktlieferung		
Eine Alternative zur herkömmlichen EEG-Vermarktung ist der Eigenverbrauch im Betrieb oder die direkte Lieferung an Abnehmende über ein eigenes Netz.		
Anforderung / Voraussetzung	Check	Punkte
K.o. Vermarktungsweg für Gas / Strom in räumlicher Nähe vorhanden	<input type="checkbox"/>	3
Bereitschaft, als energieliefernde Partei über Direktleitungen zu agieren	<input type="checkbox"/>	3
Sehr günstige Gasgestehungskosten	<input type="checkbox"/>	3
Eigene abgeschriebene PV-Anlage am Standort vorhanden	<input type="checkbox"/>	2
(Verbrauchenden-)Lastgang mit hohen Deckungsanteilen für Strom- bzw. Gasnutzung umsetzbar	<input type="checkbox"/>	2
Ausreichend Gasspeicher für Bereitstellung von Gas, Strom und Wärme für Direktverbrauchende	<input type="checkbox"/>	1
Erreichte Punkte		



Rohgasseitige Bündelung

Mehrere lokale Biogasanlagen schließen sich zusammen und liefern die erzeugten Biogasmengen über ein Rohgasnetz an einen zentralen Knotenpunkt, an dem das gebündelte Biogas aufbereitet und vermarktet wird.

Anforderung / Voraussetzung	Check	Punkte
 Ausreichend Biogasanlagen mit ähnlichem Inbetriebnahmedatum in räumlicher Nähe	<input type="checkbox"/>	3
 Biogasleitungen der BGA nach Anforderung an eine Rohgasleitung gemäß EnWG	<input type="checkbox"/>	3
 Geeigneter Knotenpunkt für Einspeisung ins Gasnetz oder als Standort für Kraft-Wärme-Kopplung bzw. Tankstelle gegeben	<input type="checkbox"/>	3
Bereitschaft, mit anderen Betreibenden ein Gemeinschaftsprojekt umzusetzen	<input type="checkbox"/>	3
Organisatorische Unterstützung für einen Zusammenschluss von Betreibenden durch eine koordinierende Stelle vorhanden	<input type="checkbox"/>	3
Vorhandenes Rohgasnetz (z.B. Mikrogasnetz)	<input type="checkbox"/>	1
Kostengünstige Verlegung einer Rohgasleitung möglich	<input type="checkbox"/>	2
Erreichte Punkte		

Zusammenschluss der Anlagenbetreibenden

Lokale Betreibende schließen sich zusammen und betreiben eine gemeinsame Biogasanlage. Die verbliebenen Biogasanlagen werden mit dem Auslaufen der Förderperiode 1 stillgelegt.

Anforderung / Voraussetzung	Check	Punkte
 Biogasanlage bereits als Sondernutzungsgebiet genehmigt bzw. nachträgliche Genehmigung möglich	<input type="checkbox"/>	3
 Ausreichend Biogasanlagen mit ähnlichem Inbetriebnahmedatum in räumlicher Nähe	<input type="checkbox"/>	3
Bereitschaft, mit anderen Betreibenden ein Gemeinschaftsprojekt umzusetzen	<input type="checkbox"/>	3
Organisatorische Unterstützung für einen Zusammenschluss von Betreibenden durch eine koordinierende Stelle vorhanden	<input type="checkbox"/>	3
Gute Wärmenutzung der weitergeführten Anlage, stillzulegende Anlagen ohne Wärmekonzept bzw. Deckung über regenerative Wärmequellen möglich (z.B. Holzhackschnitzel)	<input type="checkbox"/>	1
Tragfähiges Konzept am Weiterbetriebsstandort entwickelbar (z.B. Ausschreibung, Kraftstoff, Bioraffinerie)	<input type="checkbox"/>	3
Umsetzung oder Verkauf von Teilen der nicht weitergeführten Anlagen möglich (z.B. BHKW, Trafo, Fackel, Gasreinigung, Messtechnik)	<input type="checkbox"/>	1
Erreichte Punkte		

Bioraffinerie

Die Biogasanlage wird zu einer Bioraffinerie mit stofflichen und energetischen Produkten weiterentwickelt.

Anforderung / Voraussetzung	Check	Punkte
 Abnehmende Betriebe für stoffliche Produkte gesichert	<input type="checkbox"/>	3
 Platz für zusätzliche Bioraffinerietechnik vorhanden	<input type="checkbox"/>	3
Bereitschaft, sich mit neuen unbekannten Märkten auseinanderzusetzen	<input type="checkbox"/>	2
Offenheit für neue Technologien	<input type="checkbox"/>	2
Bereitschaft, mit anderen Betreibenden ein Gemeinschaftsprojekt umzusetzen	<input type="checkbox"/>	2
Erreichte Punkte		

Tragen Sie nun die Punkte für jedes Zukunftskonzept in Tabelle 4 ein. Teilen Sie dann die Summe der erreichten Punkte durch die Summe der möglichen Punkte. Tragen Sie das Ergebnis in die dafür vorgesehene Spalte ein. Die Konzepte mit den besten Ergebnissen könnten

als Zukunftskonzept geeignet sein! Alle aufgeführten Konzepte sind technisch und organisatorisch umsetzbar. Zusätzlich wurde eine Einschätzung der aktuellen Marktdurchdringung der einzelnen Konzeptvarianten getroffen.

Tabelle 4: Auswertung der Entscheidungshilfe

	Konzept	Erreichte Punkte	Mögliche Punkte	Erreichte Punkte / Mögliche Punkte	Marktdurchdringung
	Ausschreibung		15		Sehr gut
	Kraftstoff		23		Gut
	Gülle-Kleinanlage		20		Gut
	Direktlieferung		14		Ausreichend
	Bündelung Rohgas		18		Befriedigend
	Zusammenschluss		17		Ausreichend
	Bioraffinerie		12		Ausreichend
	Stilllegung	Wenn kein passendes Zukunftskonzept oder nicht wirtschaftlich darstellbar			

Die geeigneten Zukunftskonzepte wurden ausgewählt! Als Hinweis für die spätere Umsetzung sollten die folgenden Maßnahmen bedacht werden, die für eine erfolgreiche und nachhaltige Konzeptumsetzung wichtig

sind. Wie am besten bei der Umsetzung vorzugehen ist, welche spezifischen Voraussetzungen gegeben sein sollten und wie sich die Maßnahme wirtschaftlich darstellt, wird für jedes Konzept im Einzelnen erläutert.

Tabelle 5: Checkliste für zu tätigende konzeptübergreifende Maßnahmen

Nr.	Schritte	Kommentar/Erläuterung/Erklärung	Check
1.	Treibhausgasemissionen senken	<ul style="list-style-type: none"> Einsatz verfügbarer Wirtschaftsdünger und landwirtschaftlicher Koppelprodukte Konzeptionelle Maßnahmen (z.B. gute Anlageneffizienz, Methanschlupf senken, etc.) 	<input type="checkbox"/>
2.	Substratversorgung anpassen	Substratlieferung garantieren <ul style="list-style-type: none"> Weiterführende Verträge Zukunftsfähigkeit der NaWaRo- / Gülleliefernden 	<input type="checkbox"/>
3.	Ausreichende Gärproduktlagerkapazität und Ausbringflächen für Betriebsweise in Zukunftskonzept vorhalten	Konformität der DüV für geplanten Substrateinsatz prüfen <ul style="list-style-type: none"> Einhaltung der aktuellen DüV Ausreichend Gärproduktlagerkapazität Gärproduktabnahme klären, ggf. Ausbringfläche anpassen Reduktion der Gärproduktmenge durch Aufbereitung 	<input type="checkbox"/>
4.	Effizienzsteigerungsmaßnahmen angepasst an das Anlagenkonzept umsetzen	Möglichkeiten zur Steigerung der Gesamteffizient der Biogasanlage nutzen (vgl. Kapitel 6: Effizienzbewertung und Methoden)	<input type="checkbox"/>
5.	Genehmigung des Anlagenkonzeptes einholen	Baurechtliche Genehmigung <ul style="list-style-type: none"> Mindestens Anzeigepflicht Immissionsschutzrechtliche Genehmigung <ul style="list-style-type: none"> § 15 BImSchG Anzeigepflicht nicht wesentlicher Änderungen § 16 BImSchG Änderungsgenehmigung durch behördliche Anordnung bei wesentlichen Änderungen 	<input type="checkbox"/>

Weiterführende Literatur:

- Unterliegt die Biogasanlage durch die Konzeptänderung der 12. BImSchV – Störfall-Verordnung?
- „Arbeitshilfe Biogasanlagen“ Berechnungstool im Excel-Format, Umweltbundesamt

6.	Ausreichende IT Sicherheitsgewährleisten	Angepasst an Prozessleittechnik und Sicherheitseinrichtungen der Biogasanlage	<input type="checkbox"/>
----	--	---	--------------------------

Weiterführende Literatur:

- „IT-Risikobeurteilung von PLT-Sicherheitseinrichtungen“, NAMUR-Arbeitsblatt NA 163

7.	Versicherung anpassen	Absicherung in Schadensfällen angepasst an das Zukunftskonzept	<input type="checkbox"/>
----	-----------------------	--	--------------------------

5.1 Teilnahme an Ausschreibung

Im EEG 2017 wurde erstmals für Bestandsbiogasanlagen die Möglichkeit geschaffen, eine Anschlussvergütung von 10 Jahren zu erhalten. Dazu müssen sie an einer der zweimal jährlich stattfindenden Ausschreibungen teilnehmen.

Ein wirtschaftlicher Betrieb in der Förderperiode 2 wird von folgenden Punkten begünstigt:

- Die Gaserzeugung muss nicht oder kaum reduziert werden. Die Biogasanlage ist somit mindestens doppelt überbaut (max. 45 % Höchstbemessungsleistung).
- Der finanzielle Aufwand für die Generalüberholung ist verhältnismäßig gering (insbesondere in großem Umfang aufgeschobene reguläre Instandhaltungen und Anpassung an die aktuellen rechtlichen Anforderungen können meist nicht mehr in der Förderperiode 2 abbezahlt werden).
- 150 Tage gasdichte Verweildauer (Ausnahme bei 100 % WiDü oder 90% Bioabfall) und ausreichend Gasspeicher- und Gärproduktlagerkapazität sind in der angestrebten Betriebsweise gegeben.
- Der Substratmix wurde bereits an den Maisdeckel angepasst.
- Sehr gute betriebswirtschaftliche Wärmenutzung ist vorhanden.
- Ein Satelliten-BHKW ist vorhanden.

Vorgehen und Umsetzung des Konzepts

Die Auflistung erläutert eine sinnvolle Vorgehensweise



bei der Umsetzung des Konzepts und erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Einige Maßnahmen können bei Ihnen möglicherweise bereits realisiert worden sein.

Womit Sie nicht früh genug beginnen können:

- In die Direktvermarktung wechseln
- Installierte Leistung auf geplante Bemessungsleistung in der Ausschreibung erhöhen (Achtung: ab 2 MW Feuerungswärmeleistung Nachhaltigkeitszertifizierung notwendig)
- Bei Erhöhung der Leistung: Netzanschlusspunkt durch die Netzbetreibenden prüfen lassen
- Bedarf an Wärmespeicher prüfen
- Wärmenutzung optimieren (Menge und Einnahmen)
- Alternative Anbaukulturen und die Nutzung von Koppelprodukten testen und ggf. etablieren
- Gasdichte Gärproduktlagerkapazität zur Sicherstellung der 150-Tage-Vorgabe erhöhen
- Eintrag im Markstammdatenregister überprüfen
- ggf. Gasspeichervolumen vergrößern
- Anlage ordnungsgemäß instandhalten und gesetzlich geforderte Maßnahmen zeitnah umsetzen

Exkurs: Positive Auswirkungen eines Satelliten-BHKW im Zusammenhang mit der Ausschreibung

Voraussetzung: Das Satelliten-BHKW stellt eine **eigenständige Anlage im Sinne des EEG** dar.

- Sie haben länger Anspruch auf höhere Vergütung für einen Teil des Stroms. Daher sollten Sie nach dem Wechsel der Hauptanlage in die Ausschreibung möglichst viel Strom durch das Satelliten-BHKW erzeugen.
- Der Generalüberholungsbedarf der Gaserzeugung kann daher über einen längeren Zeitraum und mit insgesamt höheren durchschnittlichen Stromerlösen finanziert werden.

Folgende Punkte müssen beachtet werden:

- Wechselt der Satellit zu einem späteren Zeitpunkt in die Ausschreibung, ist die maximal vergütete Strommenge ebenfalls auf 45 % der installierten Leistung begrenzt. Eine Überbauung ist somit sinnvoll.
- Bei der Gaserzeugung müssen die Anforderungen, die sich aus der Ausschreibung und aus dem EEG des Satelliten ergeben, eingehalten werden (z.B. Maisdeckel und Güllebonus, 150 Tage gasdichte Verweildauer etc.).

Was Sie in den letzten 3 - 4 Jahren der Förderperiode 1 unbedingt tun müssen:

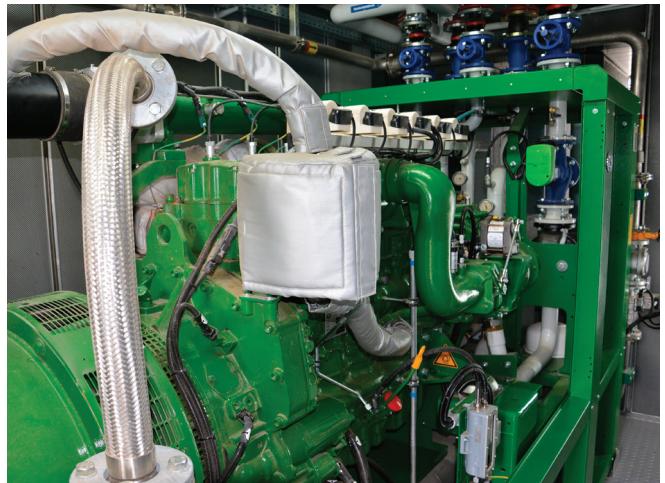
- Nötige Generalüberholungsmaßnahmen umsetzen (siehe Kapitel 4)
- Anlage auf Fahrweise in der Förderperiode 2 vorbereiten (mind. doppelte Überbauung, (45 % Höchstbemessungsleistung), Wärmeversorgungskonzept, bedarfsorientierter Betrieb mit Nachweis durch Umweltgutachten)
- Beim Ersatz von Verschleißteilen oder dem Zubau von Lagerkapazitäten die geplante Betriebsweise berücksichtigen (z.B. Anpassungen im Substratmix, Vermeidung von Überkapazitäten)
- Schrittweise an den Maisdeckel anpassen
- Automatische Gasfackel nachrüsten
- Genehmigung an das geänderte Betriebskonzept anpassen
- Beim BHKW-Austausch zukünftige Anforderungen beachten (Emissionsgrenzwerte, flexibler Betrieb)
- Ein Gebot bei der Ausschreibung abgeben (rechnerisch idealerweise 60 Monate, maximal aber 8 Jahre vor Ende der Förderperiode 1)
- Spätestens vier Wochen vor Gebotstermin Genehmigung im Marktstammdatenregister melden

Was Sie unmittelbar vor dem Wechsel in die Ausschreibung erledigen müssen:

- Den Netzbetreibenden die Bescheinigung über ein Umweltgutachten vorlegen, dass die Anlage technisch für den bedarfsorientierten Betrieb geeignet ist
- Den Netzbetreibenden den geplanten Wechseltermin in die Ausschreibungsphase mitteilen
- Anlagendaten im Marktstammdatenregister aktualisieren

Weiterführende Literatur:

„Leitfaden Ausschreibungen für Biomasseanlagen“, Fachverband Biogas e.V.



Exkurs: Weitere Hinweise zum Ausschreibungsverfahren

Festlegung der Gebotsleistung:

Sie geben im Rahmen der Ausschreibung eine Leistung an, die der zum Zeitpunkt des Wechsels installierten Leistung entspricht. Als Höchstbemessungsleistung gelten 45 % dieses Wertes. Beide Werte sind unabhängig von den jeweiligen Leistungen in der Förderperiode 1.

Beispiel: In Förderperiode 1 haben Sie 300 kW_{el} installiert (damit eine Höchstbemessungsleistung von 285 kW_{el}), fahren die Anlage aber nur mit 200 kW_{el} Bemessungsleistung. Wenn Sie die installierte Leistung unverändert lassen und 300 kW_{el} bieten, wird Ihre Höchstbemessungsleistung neu auf 135 kW_{el} festgelegt. Sollten Sie Ihre Anlage um 500 kW_{el} erweitern, steigt die Höchstbemessungsleistung auf 360 kW_{el}.

Berechnungen zu den Praxisanlagen im REzAB-Projekt haben gezeigt, dass eine Reduzierung der Bemessungsleistung in der Regel nicht wirtschaftlich ist. Der Grund liegt in den vergleichsweise hohen Instandhaltungskosten, die daraus resultieren, dass die Anlagen ursprünglich für eine höhere Auslastung konzipiert wurden.

Festlegung des Gebotswertes:

Sie legen im Rahmen der Vorgaben (insbesondere Gebotshöchstwert) die spezifische Vergütung für Ihren Strom fest. Diese stellt – ähnlich wie in der Förderperiode 1 – den größten Teil Ihrer Einnahmen dar. Zu beachten ist, dass die Gebotshöchstwerte aufgrund von entweder Überzeichnung oder bei Unterzeichnung durch die sog. endogene Mengensteuerung nicht erreichbar sind. Dazu kommt noch der Flexzuschlag (50 bzw. 65 €/kW_{el}) und Ihre optimierten Wärmeeinnahmen. Außerdem erhalten Anlagen bis zu 500 kW bis 2025 einen Zuschlag von 0,5 ct/kWh. Weitere Zusatzerlöse können zwar durch Systemdienstleistungen oder bedarfsorientierte Fahrweise generiert werden, diese sind aber sehr stark von der Entwicklung am Strommarkt und damit den politischen Weichenstellungen abhängig. In Summe sollten die gesicherten Einnahmen Ihre Kosten übersteigen – am besten so deutlich, dass unterm Strich ein Gewinn übrigbleibt. Die wichtigsten Bestandteile Ihrer Kostenstruktur sind:

- Die Kapitalkosten (Restschuld, Generalüberholungsbedarf, regulärer Ersatz von Anlagentechnik)
- Die Instandhaltungskosten (Abschätzung über Kennzahlen und bisherige Betriebserfahrung)
- Die Substratkosten (ggf. geänderte Zusammensetzung berücksichtigen)

Möglicherweise können Sie durch geschickte Einbindung einer PV-Anlage zur Deckung des Eigenstrombedarfs der Anlage (siehe Kapitel 5.4) eine Kostensenkung erreichen.

Vorstellung einer Beispielanlage aus dem REzAB-Projekt

Die Biogasanlage wurde 2006 in Betrieb genommen und in zwei Stufen auf mittlerweile 990 kW_{el} installierte Leistung erweitert. Die Bemessungsleistung wird durch die Privilegierungsvorschriften limitiert und beträgt ca. 585 kW_{el}. Die erzeugte Strommenge liegt bei ca. 5,1 Mio. kWh. Damit ist bezogen auf die Gesamtanlage eine 1,7-fache Überbauung realisiert. Allerdings fallen Ende 2026 zunächst lediglich 610 kW_{el} (das ursprüng-

liche BHKW und das Flex-BHKW) aus der Förderperiode 1. Das Satelliten-BHKW ist eine eigenständige Anlage, deren Vergütungszeitraum erst 2031 endet. Bei der Kalkulation der Wirtschaftlichkeit, insbesondere des Gebotspreises, wird vorausgesetzt, dass das sich noch in der Förderperiode 1 befindende Satelliten-BHKW die höchstmögliche Strommenge erzeugt, da seine spezifische Vergütung (NawaRo- und Güllebonus) deutlich über der der Anlage in Förderperiode 2 liegt. Dadurch verbessert sich die Wirtschaftlichkeit der gesamten Biogasanlage.

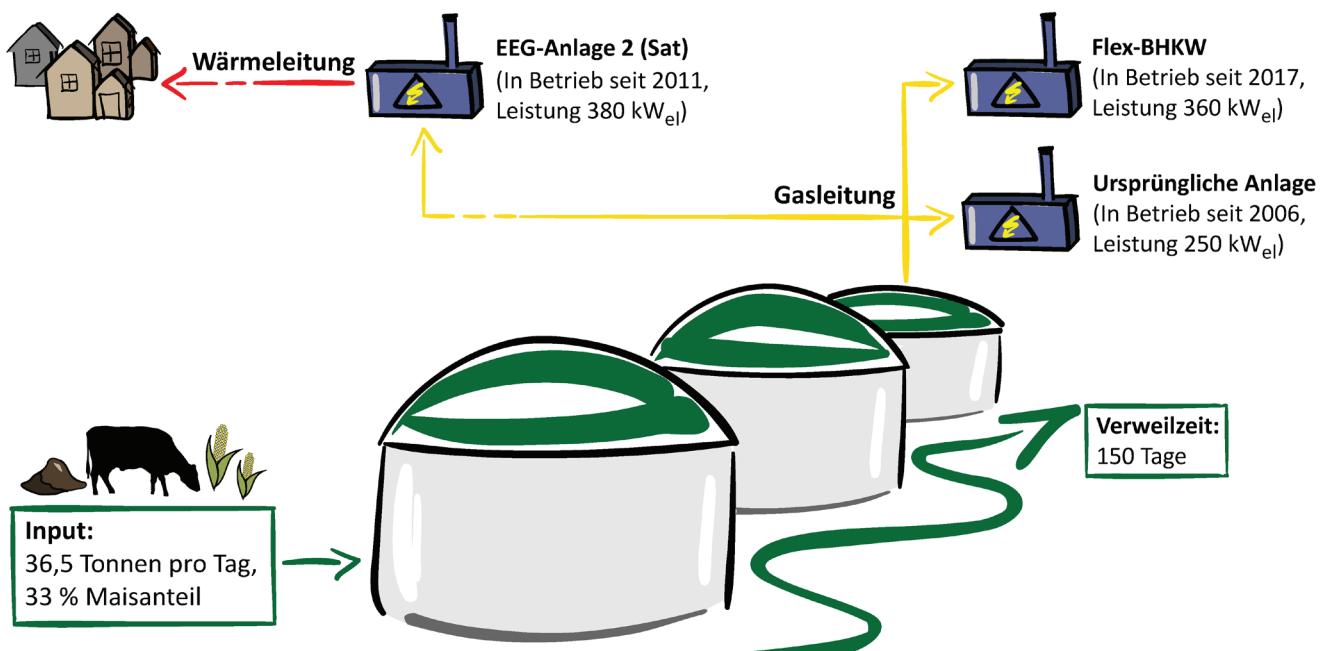


Abb. 4: Beispielanlage im Ausschreibungsmodell

Tabelle 6: Kalkulation der Wirtschaftlichkeit der Beispielanlage in der Ausschreibung (Förderperiode 2)

Kennwerte		
Installierte Leistung	610 kW _{el} (250 kW _{el} + 360 kW _{el})	△ Leistung für Gebotsabgabe
Geplante Stromerzeugung	Ca. 1,7 Mio. kWh	△ Überbauung ca. 3,1-fach
Insgesamt bleibt die erzeugte Strommenge gleich. Die ursprüngliche Biogasanlage erzeugt mit 1,7 Mio. kWh nur noch ca. 33,6 % des Stroms. Für die betrachteten Kosten wurde daher nur dieser Anteil angesetzt.		
Finanzierungsbedarf für Generalüberholung und reguläre Ersatzinvestitionen		
Gewerk	Anschaffungswert Gesamtanlage	Abschreibung und Zinskosten anteilig
Bauwerke und Gasspeicher	318.728 €	8.843 €/a
Rührwerke, Einbringung, Technik	312.413 €	14.589 €/a
Planung	22.817 €	942 €/a
BHKW und Nachrüstung	430.430 €	52.881 €/a
Summe anteilige Kapitalkosten		77.255 €/a
Die Abschreibung erfolgt auf 10 Jahre. Komponenten mit einer geringeren Lebensdauer werden kürzer abgeschrieben. Für die Generalüberholung der gesamten Gaserzeugungsstrecke besteht Investitionsbedarf bei den Gasspeichern, die erneuert werden müssen, und der Einbringung. Es wird außerdem davon ausgegangen, dass technische Komponenten wie Rührwerke, Drucksicherungen, Dichtungen, Schieber, Sensoren, etc. regulär erneuert werden müssen. Die Fahrsiloanlage wurde bereits saniert. Des Weiteren wurden pauschale Prozentsätze für die Überholung der weiteren Anlagenteile angesetzt. Hinzu kommen Investitionen in die BHKW-Technik. Diese wurden mit 100 % angesetzt, da sie sich nur auf die ursprüngliche Biogasanlage beziehen. Neben der Nachrüstung von SCR-Katalysatoren, um die sich in Zukunft verschärfenden Abgasgrenzwerte einzuhalten, wurde davon ausgegangen, dass das ursprüngliche BHKW erneuert und das Flex-BHKW generalüberholt wird.		
Instandhaltungs- und betriebsgebundene Kosten		
BHKW	Für 1,7 Mio. kWh	22.359 €/a
Bauwerke und Technik	Gesamtinvestition in ursprüngliche BGA	13.276 €/a
Lohnkosten	Bei Stundensatz von 20 €/h	23.121 €/a
Bedarfsgebundene Kosten		
Substratkosten		105.482 €/a
Strombezugskosten	Eigenstrombedarf 7 %	24.182 €/a
Sonstige Kosten		
Versicherung, Laborbetreuung, Verwaltung		6.259 €/a
Anteilige Kosten für Instandhaltung, Betrieb, Bedarf, Sonstiges		194.679 €/a
Die Substratkosten für die Energiepflanzen (Maissilage, GPS, Grassilage) wurden pauschal mit 40 €/t frei Fermenter angesetzt. Ausbringkosten und Düngewert wurden nicht berücksichtigt. Außerdem wurde pauschal eine Preissteigerung von 1 %/a angesetzt.		
Einnahmen		
Einnahmen Strom	17,60 ct/kWh Zuschlagswert	303.334 €/a
Flex-Zuschlag	Gemäß EEG 50 bzw. 65 €/kW _{inst.}	35.075 €/a

Wärme	Erzielter Verkaufspreis 7 ct/kWh	42.000 €/a
Summe		380.409 €/a

Zusammenfassung	
Kapitalkosten	77.255 €/a
Instandhaltung, Betrieb, Bedarf, sonstiges	194.679 €/a
Einnahmen	380.409 €/a
Unternehmensgewinn	108.475 €/a
Lohnansatz	23.121 €/a
Gewinn	131.596 €/a
Gesamtkapitalrentabilität	24,1 %

Nachfolgend wird die **Wirtschaftlichkeit einer 500 kW_{el} Standardanlage** im Ausschreibungsmodell berechnet (ausführliche Berechnung und Beschreibung s. Anhang). Die Standardanlage dient dem Vergleich mit der Beispielanlage.

Tabelle 7: Kalkulation der Wirtschaftlichkeit der Standardanlage in der Ausschreibung (Förderperiode 2)

Kennwerte		
Installierte Leistung	1.000 kW _{el}	△ Leistung für Gebotsabgabe
Geplante Stromerzeugung	Ca. 3,85 Mio. kWh	△ Überbauung ca. 2,3-fach
Die erzeugte Strommenge wird in der Förderperiode 2 nicht reduziert. Eine Flexibilisierung erfolgte bereits in Förderperiode 1!		
Finanzierungsbedarf für Generalüberholung und reguläre Ersatzinvestitionen		
Die Abschreibung erfolgt auf 10 Jahre. Komponenten mit einer geringeren Lebensdauer werden kürzer abgeschrieben. Teilweise können Investitionen bereits früher erfolgen, so dass sich eine längere Abschreibung ergibt (insbesondere BHKW und Speicher). Bei der Standardanlage wurde im Zuge der Flexibilisierung das Gärproduktlager gasdicht abgedeckt, ein BHKW mit 1.000 kW _{el} angeschafft und ein Wärmepufferspeicher errichtet.		
Gewerk	Anschaffungswert Gesamtanlage	Abschreibung und Zinskosten
Bauwerke	203.521 €	17.459 €/a
Rührwerke, Einbringung, Technik	214.690 €	30.817 €/a
Planung, Ausschreibung	19.691 €	2.422 €/a
Gas- und Wärmespeicher (Restschuld)	26.400 €	2.508 €/a
BHKW und Nachrüstung (Restschuld)	216.700 €	20.587 €/a

Gewerk	Anschaffungswert Gesamtanlage	Abschreibung und Zinskosten
Netzanschluss (Restschuld)	28.600 €	2.717 €/a
Summe	709.602 €	76.510 €/a
Instandhaltungs- und betriebsgebundene Kosten		
BHKW	Für 3,85 Mio. kWh	32.996 €/a
Bauwerke und Technik	Gesamtinvestition in ursprüngliche BGA	40.362 €/a
Lohnkosten	Bei Stundensatz von 20 €/h	42.288 €/a
Bedarfsgebundene Kosten		
Substratkosten		352.577 €/a
Strombezugskosten	Eigenstrombedarf 8 %	85.972 €/a
Ausbringkosten	Aus Nicht-Wirtschaftsdünger 4 €/m³	24.566 €/a
Sonstige Kosten		
Versicherung, Laborbetreuung, Verwaltung		15.457 €/a
Kosten für Instandhaltung, Betrieb, Bedarf, Sonstiges		594.218 €/a
Für die Instandhaltungs- und betriebsgebundenen Kosten, die bedarfsgebundenen Kosten und die sonstigen Kosten wurde pauschal eine Preissteigerung von 1 %/a angesetzt. Die Anpassung an den Maisdeckel erfolgt durch den Einsatz von Mist, Grassilage, Stroh und Kleegras.		
Einnahmen		
Einnahmen Strom	17,60 ct/kWh Zuschlagswert	673.526 €/a
Flex-Zuschlag	Gemäß EEG 50 bzw. 65 €/kW _{inst.}	57.500 €/a
Wärme	Erzielter Verkaufspreis 7 ct/kWh	98.000 €/a
Düngewert	Aus Nicht-Wirtschaftsdünger 5 €/m³	29.350 €/a
Summe		858.376 €/a
Zusammenfassung		
Kapitalkosten		76.510 €/a
Instandhaltung, Betrieb, Bedarf, Sonstiges		594.218 €/a
Einnahmen		858.376 €/a
Unternehmensgewinn		187.648 €/a
Lohnansatz		42.288 €/a
Gewinn		229.936 €/a
Gesamtkapitalrentabilität		57,5 %

Zusammenfassung und Einordnung des Konzepts

In den Berechnungen der Beispielanlage und der Standardanlage lässt sich das Ausschreibungsmodell wirtschaftlich darstellen, was sich an der guten Gesamtkapitalrentabilität zeigt. Die Teilnahme an den Ausschreibungen

ermöglicht den Weiterbetrieb mit gesicherten Einnahmen. Die Anpassung an die in der Förderperiode 2 vorgesehene Betriebsweise sollte möglichst frühzeitig berücksichtigt und falls möglich umgesetzt werden.

5.2 Bereitstellung von Kraftstoff

Biogas kann im Verkehrssektor einen sehr wichtigen Beitrag zur Einsparung von Treibhausgasen und zur Erreichung der Klimaschutzziele leisten. Dabei sind die einzelnen Technologien – Aufbereitung des Biogases auf Kraftstoff- bzw. Erdgasqualität und die Nutzung von CNG (Compressed Natural Gas) oder LNG (Liquified Natural Gas) als Kraftstoff sowie die Nutzbarmachung des CO₂ – Stand der Technik. Für bestehende Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung stellt die direkte Kraftstoffbereitstellung für eine Tankstelle allerdings ein neues Konzept dar, für das zudem erst die Absatzmärkte erschlossen werden müssen.

Ein wirtschaftlicher Betrieb wird von folgenden Punkten begünstigt:

- Als Substrate können überwiegend Wirtschaftsdünger oder Koppelprodukte eingesetzt werden, um beim Quotenhandel (s. Exkurs) möglichst hohe Erlöse zu erzielen.



- Die Gaserzeugung muss nicht oder kaum reduziert werden (das gesamte Gas kann als Kraftstoff abgesetzt werden oder es wird parallel weiterhin ein BHKW betrieben, z.B. in der Ausschreibung).
- Ein Anschluss an eine bestehende Tankstelle ist möglich.
- Der finanzielle Aufwand für die Generalüberholung der Gaserzeugung fällt nicht zu hoch aus.

Exkurs: Anlagenkonzepte

Denkbar sind grundsätzlich verschiedene Konzepte, je nach Größe der ursprünglichen Biogasanlage und Standortbedingungen: Hoftankstelle nur für eigene vor allem landwirtschaftliche Fahrzeuge, öffentliche Tankstelle am Betriebsstandort oder Einspeisung in das Erdgasnetz und Lieferung an eine CNG- bzw. LNG-Tankstelle. Je nach Konzept ergeben sich unterschiedliche Hemmnisse und kritische Punkte für die Umsetzung:

- Bei allen Varianten muss geklärt werden, wie der Wärmeeigenbedarf der Biogaserzeugung gedeckt wird.
- Bei einer Hoftankstelle, die nur landwirtschaftliche Fahrzeuge versorgt, ist die Auslastung insbesondere saisonal stark schwankend. Insgesamt ist der Kraftstoffbedarf für die hierfür geeignete Motorleistungsklasse (< 100 kW) gering.
- Bei einer öffentlichen Tankstelle darf der Absatz nicht überschätzt werden. An Hand der Zahlen zur CNG-Nutzung und Anzahl der Tankstellen in Deutschland kann grob (!) abgeschätzt werden, dass im Durchschnitt an einer Tankstelle CNG entsprechend einer Bemessungsleistung von 130 kW_{el} abgesetzt wurde.
- Es sollte überlegt werden, wie Engpässe überbrückt und Lieferausfälle vermieden werden (z.B. Standortwahl mit Nähe zum Erdgasnetz).
- Es müssen Tankstellenbetreibende gefunden werden.

Für Bestandsanlagen erscheint es daher insbesondere interessant, ein Konzept zu entwickeln, bei dem neben der Kraftstoffbereitstellung ein zweiter Verwertungspfad besteht. Die Teilnahme an den Ausschreibungen bietet beispielsweise weiterhin gesicherte Einnahmen, wenn das Gebot erfolgreich war. Zudem kann bei bisher nicht überbauten Anlagen die Höhe der Gaserzeugung aufrechterhalten werden, wenn circa die Hälfte in den Kraftstoffbereich geht und die andere Hälfte in die Stromerzeugung, ohne dass eine Erhöhung der BHKW-Leistung erfolgen muss.

Vorgehen und Umsetzung des Konzepts

Im Folgenden erläutern wir Ihnen eine sinnvolle Vorgehensweise bei der Umsetzung des Konzepts. Die Auflistung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, umgekehrt können einige Maßnahmen bei Ihnen möglicherweise bereits realisiert worden sein.

Womit Sie nicht früh genug beginnen können:

- Prüfen, ob eine bestehende Tankstelle versorgt werden kann
- Alternativ prüfen, ob am Betriebsstandort Platz für eine Aufbereitung und Tankstelle vorhanden und gleichzeitig die räumliche Nähe zu den Abnehmenden gegeben ist (beispielsweise Nähe zu Autobahn / Bundesstraße oder zu einem Betriebsgelände, wie Busunternehmen, Sozialdienst, Spedition oder landwirtschaftlicher Fuhrpark)
- Vermarktungskonzept für den Kraftstoff entwickeln (idealerweise Grundauslastung durch feste Abnehmende sicherstellen)
- Nach Möglichkeit Unterstützung bei der Gemeinde, dem Landkreis, einer Energieagentur oder auch einem Projektierenden einholen
- Zertifizieren der Anlage, um künftig am Handel von Treibhausgasquoten teilnehmen zu können

- Referenzen verschiedener Herstellender für die Aufbereitungstechnik prüfen (insbesondere bei „neueren“ Verfahren, z.B. im kleinen Leistungsreich)
- Schlüssiges Anlagenkonzept mit Aufbereitungstechnik, Bereitstellung des Strom- und Wärme-eigenbedarfs der Gaserzeugung, alternativer Gasverwertung erarbeiten
- Rohgasreinigung (Entschwefelung und Trocknung) an geplantes Konzept anpassen
- Methanemissionsquellen reduzieren und optimieren (z.B. Gärproduktlager abdecken und Gasverbrauchseinrichtung automatisieren)



Exkurs: Wichtige Anforderungen an Kraftstoff und Tankstelle (Auszug)

Rechtliche Rahmenbedingungen:

- DIN 51624: 2008; Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Erdgas – Anforderungen und Prüfverfahren
- DIN EN 16723-2:2017; Teil 2: Festlegungen für Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge
- GasNZV und Arbeitsblatt G 262 des DVGW
- BetrSichV (Erlaubnisantrag) und Landesbauordnung (Genehmigung)
- 10. BlmSchV: Inverkehrbringen von Kraftstoffen

Anforderungen an Kraftstoff (Auszug aus DIN 51624 bzw. DIN EN 16723-2):

- Methangehalt: mind. 80 Vol-%
- Wasserstoffgehalt: max. 2 Vol-%
- Sauerstoffgehalt: max. 1 Vol-%

Exkurs: Verkauf – Erlöse und rechtliche Rahmenbedingungen

Einnahmen lassen sich aus dem Verkauf des Kraftstoffs (Stand Dezember 2023: ca. 1,20 €/kg CNG abzgl. Mehrwertsteuer) und aus dem Quotenhandel erzielen.

Quotenhandel:

Wenn am Quotenhandel teilgenommen wird, wird der eigentliche Kraftstoff als „normaler“ Kraftstoff im kaufmännischen Sinne verkauft. Die „grüne“ Eigenschaft, sprich die Treibhausgasminderung, kann gehandelt werden. Dadurch können, je nach Einsparung und Entwicklung der Preise, hohe Einnahmen erzielt werden. Für die Teilnahme am Quotenhandel gibt es dienstleistende Unternehmen. Die Grundlage hierfür stellt die Umsetzung der RED II in deutsches Recht durch die Biokraftstoffnachhaltigkeitsverordnung dar.

RED II (Erneuerbare Energien Richtlinie):

Die Richtlinie legt „Kriterien für Treibhausgaseinsparungen“ fest, die erfüllt werden müssen, um am Quotenhandel teilnehmen zu dürfen. Zur Berechnung der Treibhausgasminderungsquote können für die einzelnen Einsatzstoffe entweder Standardwerte oder anlagenspezifisch berechnete Werte verwendet werden. Die Standardwerte für Wirtschaftsdünger sind hoch, so dass bei Anlagen, die nahezu ausschließlich Gülle bzw. Mist einsetzen, auf eine Berechnung verzichtet werden kann. Bei Anlagen mit nennenswerten Anteilen von nachwachsenden Rohstoffen empfiehlt es sich, die Treibhausgasminderungen nach den Vorgaben der RED II einzeln zu berechnen und zu zertifizieren (bei den eingesetzten Mengen an Wirtschaftsdüngern kann auf die Standardwerte zurückgegriffen werden). Im Vergleich zu den Standardwerten lassen sich hierbei höhere Quoten erzielen. Die Emissionen für die Produktion der Substrate müssen flurstückgenau und unter Verwendung der realen Aufwendungen für Dünger, Kraftstoff, etc. berechnet werden. Zusätzlich sind die klimawirksamen Lachgasemissionen abzuschätzen. Dies stellt zumindest anfänglich einen erheblichen Aufwand dar.

Des Weiteren darf der Maximalwert der Methanemissionen in die Atmosphäre von 0,2 % nicht überschritten werden (Aufbereitungstechnik mit geringem Methanschlupf bzw. Restgasverbrennung und gasdichte Gärproduktlager i.d.R. nötig).

Energiesteuer:

Um am Quotenhandel teilnehmen zu können, muss die Energiesteuer nach dem Energiesteuergesetz abgeführt werden. Nach Abs. (2) § 2 liegt diese bis Ende 2023 bei 1,39 ct/kWh, danach steigt sie allerdings jährlich schrittweise an bis auf 3,18 ct/kWh ab 2027. Diese feste und planbare Abgabe reduziert die Einnahmen aus dem Quotenhandel.

Allerdings funktioniert dieser marktwirtschaftlich. Steigt die Nachfrage nach Zertifikaten, so sind höhere Preise erzielbar. Die CO₂-Steuer auf Kraftstoffe hat zwar nichts mit dem Quotenhandel zu tun, wird aber zu einer Preissteigerung bei Kraftstoffen führen, was die Einnahmen beim Kraftstoffverkauf erhöht und so ebenfalls die steigende Energiesteuer ausgleichen könnte.

Weiterführende Literatur:

- „Biomethan als Kraftstoff und Treibhausgas (THG)zertifizierung“, Biogas Forum Bayern (Teil 1 - 3)
- „Märkte für Biomethan“, Biogas Forum Bayern
- „LaRA-Leitfaden“

Was Sie in den letzten 3 - 4 Jahren der Förderperiode 1 unbedingt tun müssen:

- Nötige Generalüberholungsmaßnahmen umsetzen (siehe Kapitel 4)
- Anlage auf Fahrweise bei schwankendem Kraftstoffbedarf vorbereiten, ggf. Gas- und Wärmespeicher nachrüsten
- Langfristige Verfügbarkeit von Wirtschaftsdüngern und / oder Koppelprodukte absichern sowie die Anlagentechnik anpassen
- Beim Ersatz von Verschleißteilen oder dem Zubau von Lagerkapazitäten die geplante Betriebsweise berücksichtigen, um zukünftige Zusatzkosten zu vermeiden
- Kommunikation mit den Gasversorgenden aufnehmen, wenn für die Absicherung von Ausfällen Gas aus dem Gasnetz entnommen werden soll
- Genehmigung an das geänderte Betriebskonzept anpassen
- Geeignetes Betriebskonzept für eine „intelligente“ Tankstelle entwickeln (z.B. Zahlungsmöglichkeit mit EC und Tanken durch Kunden)
- Vermarktungskonzept abschließend ausarbeiten, Vorverträge mit den Abnehmenden abschließen
- Erarbeitetes Anlagenkonzept umsetzen

- Hochdrucktanks bzw. Gasspeicher für aufbereitetes Biogas planen und errichten; Lagerkapazität an Abnahmefrequenz anpassen

Was Sie unmittelbar vor der Inbetriebnahme der Tankstelle und der Gasaufbereitungsanlage erledigen müssen:

- Verstärkt Wirtschaftsdünger und Koppelprodukte einsetzen, um Erlöse beim Quotenhandel zu steigern
- Mitarbeitende mit der Technik vertraut machen
- Anlage öffentlichkeitswirksam darstellen
- An das Marktstammdatenregister melden, wenn Konzept mit Ausschreibungsmodell kombiniert wird



Exkurs: Stromvermarktung im Kraftstoffbereich

Denkbar wäre auch die Vermarktung von Strom an einen Betreibenden von Ladesäulen. Hierbei muss beachtet werden, dass eine Kombination von geförderter Direktvermarktung und Sonstiger Direktvermarktung rechtlich sehr schwierig umsetzbar ist. Wer sich dafür interessiert, sollte dies im Vorfeld prüfen und eventuelle Fallstricke genau ausloten. Vorzüglich hierbei ist, dass ohne besondere Investitionen eine Teilnahme am THG-Quotenhandel für jede Anlage möglich ist.

Vorstellung einer Beispielanlage aus dem Forschungsprojekt

Die Biogasanlage wurde 2005 mit einer Leistung von 250 kW_{el} in Betrieb genommen. Die Bemessungsleistung beträgt derzeit 225 kW_{el}. Rindergülle und Rindermist machen fast die Hälfte der eingesetzten Substrate aus. Des Weiteren kommen Mais und in geringen Anteilen Grassilage, Getreide-GPS, Hirse als Zwischenfrucht und Getreideschrot zum Einsatz. Die Anlage verfügt über einen Fermenter, zwei Nachgärer und ein

offenes Gärproduktlager. Die gasdichte Verweildauer beträgt 126 Tage. Es handelt sich um eine Gemeinschaftsanlage, bei der auch die Nachfolge gesichert ist.

Am Betriebsstandort ist kaum Platz für eine Weiterentwicklung vorhanden. Genehmigungsänderungen werden durch die Nähe zu einer Reihe von sensiblen Gebieten erschwert. Positiv zu sehen ist das grundsätzliche Wohlwollen der Gemeinde und die Lage in einer Region, die besonders innovativ im Bereich der

Erneuerbaren Energien aufgestellt ist. Es sind also unterstützende Strukturen für die Konzeptentwicklung vorhanden. Des Weiteren befindet sich in direkter Nachbarschaft zur Biogasanlage ein Unternehmen mit einem großen Transportbedarf, das bereits grundsätzliches Interesse am Bezug von grüner Energie aus der Biogasanlage geäußert hat. Die folgenden Berechnungen sind beispielhaft zu sehen, konkrete Planungen liegen für die Biogasanlage nicht vor. Es wird eine Tankstelle errichtet und gleichzeitig an der Ausschreibung teilgenommen. Der Wirtschaftsdüngeranteil wird leicht erhöht auf ca. 60 %.

Die Beispielanlage wies bei der Untersuchung Methanverluste von 3,73 % bezogen auf die gesamte Methanproduktion auf. Im Zuge der Generalüberholung wird das Gärproduktlager gasdicht abgedeckt sowie Gasleckagen an Dichtungen, Schaugläsern und Durchführungen beseitigt. Dadurch können die Methanverluste erheblich reduziert werden, was höhere Einnahmen aus dem Quotenhandel ermöglicht. Aufgrund des nennenswerten Anteils an nachwachsenden Rohstoffen im Substratmix wurden die Treibhausgasminderungen nach den Vorgaben der RED II einzeln berechnet.

Tabelle 8: Kalkulation der Wirtschaftlichkeit der Beispielanlage im Kraftstoffmodell (Förderperiode 2)

Kennwerte		
Installierte Leistung	250 kW _{el}	≤ Leistung für Gebotsabgabe
Geplante Stromerzeugung	Ca. 0,98 Mio. kWh	≤ Überbauung ca. 2-fach
Insgesamt bleibt die erzeugte Gasmenge gleich. Ca. 50 % der erzeugten Gasmenge soll künftig in die Kraftstoffbereitstellung gehen. Damit muss die BHKW-Leistung nicht erhöht werden, um die nötige Überbauung einzuhalten.		
Finanzierungsbedarf für Generalüberholung und reguläre Ersatzinvestitionen		
Da die Kraftstoffnutzung grundsätzlich zeitlich unbegrenzt erfolgen kann, wird bei diesem Konzept eine längere Abschreibung mit 15 Jahren gewählt. Komponenten mit einer geringeren Lebensdauer werden kürzer abgeschrieben.		
Gewerk	Anschaffungswert Gesamtanlage	Abschreibung und Zinskosten
Bauwerke und Gasspeicher	215.652 €	19.306 €/a
Rührwerke, Einbringung, Technik	114.158 €	16.324 €/a
Planung	15.929 €	1.760 €/a
BHKW und Nachrüstung	248.600 €	21.727 €/a
Summe Anschaffung und Kapitalkosten	594.339 €	59.117 €/a
Für die Generalüberholung der gesamten Gaserzeugungsstrecke besteht Investitionsbedarf bei der Fahrsiloanlage und den Gasspeichern auf den beiden Nachgärem, die erneuert werden müssen. Die Einbringtechnik wurde bereits im letzten Drittel der Förderperiode 1 erneuert, sodass nur Verschleißteile zu ersetzen sind. Der Fermenter wurde bereits umfassend saniert. Es wird außerdem davon ausgegangen, dass technische Komponenten wie Rührwerke, Drucksicherungen, Dichtungen, Schieber, Sensoren, etc. regulär erneuert werden müssen. Des Weiteren wurden pauschale Prozentsätze für die Überholung der weiteren Anlagenteile angesetzt. Hinzu kommen Investitionen in die BHKW-Technik. Es wird angenommen, dass ein neues BHKW mit moderner Abgasreinigung angeschafft wird. Das bisher offene Gärproduktlager wird gasdicht abgedeckt und es wird ein Pufferspeicher installiert.		
Finanzierungsbedarf für Gasaufbereitung und Tankstelle		
Die Abschreibung erfolgt auf 15 Jahre. Bei der Aufbereitungstechnik wurde allerdings nur eine Lebensdauer von 10 Jahren angesetzt. Die Anschaffungswerte sind aufgrund der geringen Praxiserfahrung als Schätzwerte zu verstehen.		

Gewerk	Anschaffungswert (Abschätzung)	Abschreibung und Zinskosten
Gasaufbereitung	330.000 €	40.543 €/a
Tankstelle	220.000 €	19.696 €/a
Leitungen	11.000 €	984 €/a
Peripherie	11.000 €	984 €/a
Planung	10.000 €	896 €/a
Summe	582.000 €	63.103 €/a
Instandhaltungs- und betriebsgebundene Kosten		
Gasaufbereitung	4,0 %	14.165 €/a
Tankstelle	1,5 %	3.541 €/a
Leitungen und Peripherie	1,0 %	234 €/a
BHKW	Für 0,98 Mio. kWh, Teilwartungsvertrag	7.865 €/a
Bauwerke und Technik	Erfahrungswerte	22.030 €/a
Lohnkosten	20 €/h	30.069 €/a
Bedarfsgebundene Kosten		
Substratkosten		158.114 €/a
Strombezugskosten	Gaserzeugung, Wärmenetz, Aufbereitung und Verdichtung mit 25 ct/kWh	91.429 €/a
Ausbringkosten	Aus Nicht-Wirtschaftsdünger 2 €/m³	5.761 €/a
Energiesteuer	3,00 ct/kWh	78.970 €/a
Sonstige Kosten		
Versicherung, Laborbetreuung, Verwaltung		15.876 €/a
Kosten für Instandhaltung, Betrieb, Bedarf, Sonstiges		428.054 €/a
Ca. 50 % der Feuerungsenergie gehen in die Kraftstoffbereitstellung, der Rest in die Verstromung. Das Projekt wird als Gesamtprojekt betrachtet.		
Einnahmen		
Einnahmen Strom	17,6 ct/kWh Zuschlagswert	172.283 €/a
Flex-Zuschlag	Gemäß EEG 65 €/kW _{inst.}	16.250 €/a
Wärme	Erzielter Verkaufspreis 7 ct/kWh	44.474 €/a
Düngewert	Aus Nicht-Wirtschaftsdünger 5 €/m³	13.420 €/a
CNG-Verkauf	1,20 €/kg (abzgl. MwSt); 1 %/a Preissteigerung	194.321 €/a
Quotenhandel	Mit 3,03 ct/kWh und Anteil von 80 % von Erlös; Preissteigerung 4 %/a	85.178 €/a
Summe Einnahmen		525.926 €/a

Zusammenfassung	
Kapitalkosten	122.220 €/a
Instandhaltung, Betrieb, Bedarf, Sonstiges	428.054 €/a
Einnahmen	525.926 €/a
Unternehmensgewinn	-24.348 €/a
Lohnansatz	30.069 €/a
Gewinn	5.721 €/a
Gesamtkapitalrentabilität	4,3 %

Es wird deutlich, dass sich dieses Konzept an der Beispielanlage nicht wirtschaftlich darstellen lässt. Nur bei deutlich sinkenden Anschaffungswerten sowie

Substratpreisen kann ein positiver Unternehmensgewinn erzielt werden.

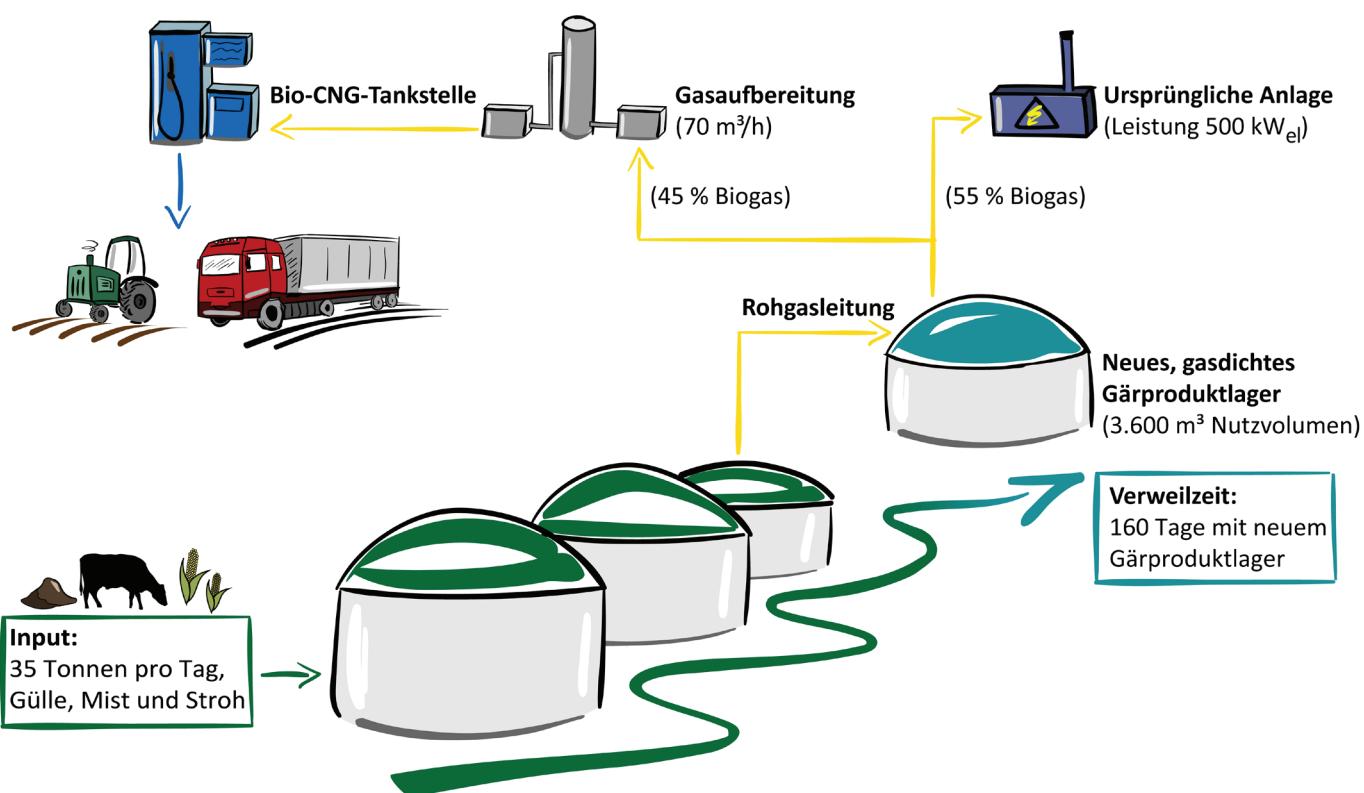


Abb. 5: Standardanlage im Kraftstoffmodell

Nachfolgend wird die Wirtschaftlichkeit der 500 kW_{el} Standardanlage im Kraftstoffmodell berechnet. Die Standardanlage, Beschreibung s. Anhang, dient dem Vergleich mit der Beispielanlage.

Der Substratmix wird für den Kraftstoffquotenhandel optimiert, wobei die Masse gleich bleibt. Rindergülle, Rindermist und Pferdemist machen 87 % der Input-

stoffe aus. Des Weiteren kommen Getreide- und Maisstroh zum Einsatz. Da es eine nicht zu stemmende Herausforderung darstellt, die gesamte bisher erzeugte Gasmenge als CNG an einem Standort abzusetzen, wird auch hier das Konzept betrachtet, dass ein Teil des Gases weiterhin in einem BHKW genutzt wird und die Anlage einen Zuschlag in der Ausschreibung erhält.

Tabelle 9: Kalkulation der Wirtschaftlichkeit der Standardanlage im Kraftstoffmodell (Förderperiode 2)

Kennwerte		
Installierte Leistung	500 kW _{el}	≤ Leistung für Gebotsabgabe
Geplante Stromerzeugung	Ca. 1,4 Mio. kWh	≤ Überbauung ca. 3,1-fach
Die erzeugte Gasmenge wird auf 70 % der Menge in Förderperiode 1 reduziert. 45 % der Feuerungsenergie sollen in die Kraftstoffbereitstellung gehen.		
Finanzierungsbedarf für Generalüberholung und reguläre Ersatzinvestitionen		
Die Abschreibung soll auf 15 Jahre erfolgen. Komponenten mit einer geringeren Lebensdauer werden kürzer abgeschrieben. Teilweise können Investitionen schon früher erfolgen, sodass sich eine etwas längere Abschreibung ergibt (Gärproduktlager) oder Ersatzinvestitionen können vorgezogen werden (z.B. Anpassung an veränderten Substratmix).		
Gewerk	Anschaffungswert Gesamtanlage	Abschreibung und Zinskosten
Bauwerke inkl. Gas- und Wärmespeicher	251.324 €	22.500 €/a
Netzanschluss	7.150 €	640 €/a
Rührwerke, Einbringung, Technik	155.966 €	20.210 €/a
BHKW und Nachrüstung	356.950 €	28.840 €/a
Planung	14.278 €	1.279 €/a
Summe Anschaffung und Kapitalkosten	785.668 €	73.469 €/a
Es wird angenommen, dass die Standardanlage noch in Förderperiode 1 ein neues gasdichtes Gärproduktlager mit einem Tragluftdach errichtet. Generalüberholungsbedarf besteht für die Fermenter und Teile der Technik. Es wird ein neues BHKW angeschafft.		
Finanzierungsbedarf für Gasaufbereitung und Tankstelle		
Die Abschreibung erfolgt auf 15 Jahre. Bei der Aufbereitungstechnik wurde allerdings nur eine Lebensdauer von 10 Jahren angesetzt. Die Anschaffungswerte sind aufgrund der geringen Praxiserfahrung als Schätzwerte zu verstehen.		
Gewerk	Anschaffungswert	Abschreibung und Zinskosten
Gasaufbereitung	550.000 €	64.350 €/a
Tankstelle	220.000 €	18.480 €/a
Leitungen	110.000 €	9.240 €/a
Peripherie	11.000 €	924 €/a
Planung	10.000 €	840 €/a
Summe	901.000 €	93.834 €/a
Instandhaltungs- und betriebsgebundene Kosten		
BHKW	Für 1,4 Mio. kWh, Teilwartungsvertrag	8.541 €/a
Bauwerke und Technik	Gaserzeugung und -aufbereitung, Tankstelle	49.698 €/a
Lohnkosten	20 €/h	30.969 €/a

Bedarfsgebundene Kosten		
Substratkosten		148.094 €/a
Strombezugskosten	Gaserzeugung, Wärmenetz, Aufbereitung und Verdichtung mit 25 ct/kWh	136.411 €/a
Energiesteuer	3,00 ct/kWh	87.114 €/a
Sonstige Kosten		
Versicherung, Laborbetreuung, Verwaltung, Gutachten		29.476 €/a
Kosten für Instandhaltung, Betrieb, Bedarf, Sonstiges		490.303 €/a
Pauschal wurde eine Preissteigerung von 1 %/a angesetzt. Ausbringkosten und Düngewert wurden nicht berücksichtigt.		
Einnahmen		
Einnahmen Strom	17,6 ct/kWh Zuschlagswert	251.117 €/a
Flex-Zuschlag	Gemäß EEG 65 €/kW _{inst.}	32.500€/a
Wärme	Erzielter Verkaufspreis 7 ct/kWh	20.598 €/a
CNG-Verkauf	1,20 €/kg (abzgl. MwSt); 1 %/a Preissteigerung	230.038 €/a
Quotenhandel	Mit 4,0 ct/kWh und 80 % Erlösanteil; Preissteigerung 3 %/a	124.869 €/a
Summe Einnahmen		659.122 €/a

Zusammenfassung		
Kapitalkosten		167.303 €/a
Instandhaltung, Betrieb, Bedarf, Sonstiges		490.303 €/a
Einnahmen		659.122 €/a
Unternehmensgewinn		1.516 €/a
Lohnansatz		30.969€/a
Gewinn		32.485 €/a
Gesamtkapitalrentabilität		2,4 %

Zusammenfassung und Einordnung des Konzepts

Die Bereitstellung von Kraftstoff stellt grundsätzlich ein zukunftsähnliches Konzept mit etablierter Technik dar. Allerdings zeigen die konkreten Beispiele, dass die Umsetzung nur bei optimalen Rahmenbedingungen wirtschaftlich ist. Darüber hinaus ist von den Betrei-

benden die Bereitschaft gefordert, sich auf ein völlig neues Vermarktungskonzept einzulassen. Da künftig die für den Kraftstoff abzuführende Energiesteuer ansteigt, müssen zum Ausgleich die Preise für CNG und im Quotenhandel ebenfalls steigen.

5.3 Neubau einer Gülle-Kleinanlage

Im EEG gibt es keine Regelung für den Neubau einer Biogasanlage an einem bestehenden Biogasanlagenstandort. Daher muss dieses Konzept immer mit den zuständigen Netzbetreibenden und mit der Unterstützung einer fachjuristisch tätigen Person geklärt werden. Es kann auch ein Verfahren bei der Clearingstelle-EEG angestoßen werden, um strittige Punkte zu klären. Es ist dabei insbesondere zu klären, ob die bestehende Biogasanlage vollständig rückgebaut und stillgelegt werden muss, oder ob einzelne Anlagenteile weitergenutzt werden können, wie etwa das BHKW-Gebäude, der Netzanschluss, das Gärproduktlager etc. Bei dem hier vorgestellten Konzept soll eine neue Gülle-Kleinanlage nach § 44 EEG 2023 in Betrieb genommen und somit ein neuer Vergütungsanspruch für 20 Jahre erhalten werden.

Ein wirtschaftlicher Betrieb wird von folgenden Punkten begünstigt:

- Es sind ausreichend Wirtschaftsdüngermengen langfristig vorhanden.
- Der Betrieb einer eventuell deutlich kleineren Biogasanlage lässt sich in das Gesamtkonzept des Betriebs integrieren.
- Es ist nur eine geringe Wärmenutzung vorhanden oder diese kann auch mit anderen Brennstoffen wirtschaftlich erfolgen (z.B. Hackschnitzel).
- Die ursprüngliche Biogasanlage ist abgeschrieben und kann rückgebaut werden (siehe Kapitel 5.8).

Vorgehen und Umsetzung des Konzepts

Im Folgenden erläutern wir Ihnen eine sinnvolle Vorgehensweise bei der Umsetzung des Konzepts. Die Auflistung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, umgekehrt können einige Maßnahmen bei Ihnen möglicherweise bereits realisiert worden sein.

Nach dem aktuellen Kenntnisstand der Autorenschaft kann bei einer vollständigen Stilllegung und dem kompletten Rückbau der ursprünglichen Biogasanlage eine neue Biogasanlage am selben Standort in Betrieb genommen werden. Es gibt auch Praxisbeispiele, bei denen einzelne Anlagenkomponenten weiter genutzt



werden konnten. Der Neubau der Fermenter und die Anschaffung eines neuen BHKW sind in aller Regel notwendig. Des Weiteren sollten die getätigten Investitionen in etwa den Kosten für einen Neubau entsprechen.

Womit Sie nicht früh genug beginnen können:

- Mit den Netzbetreibenden klären, ob die Neuinbetriebnahme einer Gülle-Kleinanlage möglich ist
- Vertrag abschließen, bei dem sich der Netzbetreiber möglichst ohne Vorbehalte zur Anerkennung des Vergütungsanspruchs verpflichtet (insbesondere wichtig, wenn Teile der ursprünglichen Biogasanlage weiter genutzt werden sollen)
- Langfristige Verfügbarkeit der Wirtschaftsdünger absichern

Was Sie in den letzten 3 - 4 Jahren der Förderperiode 1 unbedingt tun müssen:

- Falls Behälter oder Leitungen weitergenutzt werden sollen: Prüfen, ob diese für weitere 20 Jahre Betrieb geeignet sind, bzw. Sanierungskonzept erstellen und umsetzen (weitere Informationen zur Generalüberholung in Kapitel 4)
- Mit der zuständigen Genehmigungsbehörde den Weiterbetrieb, die Umnutzung und den Rückbau der einzelnen Anlagenkomponenten klären
- Genehmigung für Neubau der Gülle-Kleinanlage einholen
- Bei Fremdlieferung von Wirtschaftsdüngern: Hygienekonzept mit den zuständigen Behörden erstellen
- Wärmenutzung neu konzeptionieren; Optimierungspotenziale ausschöpfen; alternative Wärmequelle erschließen

- Konzept für die Nutzung der freiwerdenden Landwirtschaftsflächen erarbeiten; eventuell bestehende Pachtverträge auslaufen lassen
- Düngermanagement an geringeren Anfall von Gärprodukt und dessen veränderte Zusammensetzung anpassen
- Stilllegung, Neubau und Inbetriebnahme der Biogasanlage sorgfältig planen
- Finanzierungskonzept mit der Bank erarbeiten

Was Sie unmittelbar vor der Neuinbetriebnahme erledigen müssen:

- Stilllegung der ursprünglichen Biogasanlage an das Markstammdatenregister und an die Genehmi-

- gungsbehörde melden
- Inbetriebnahme an das Markstammdatenregister innerhalb von einem Monat nach der Inbetriebnahme und an die Genehmigungsbehörde melden
- Neuinbetriebnahme öffentlichkeitswirksam darstellen: Grund für die Baumaßnahmen erklären, sehr gute Ökobilanz der Gülle-Kleinanlage darstellen etc.

Weiterführende Literatur:

„Gülle-Kleinanlagen“, FNR

„Viehhaltung und Biogas-Güllekleinanlagen“, Biogas Forum Bayern

„Wirtschaftlichkeit von Kleinbiogasanlagen auf Göllebasis“, Biogas Forum Bayern

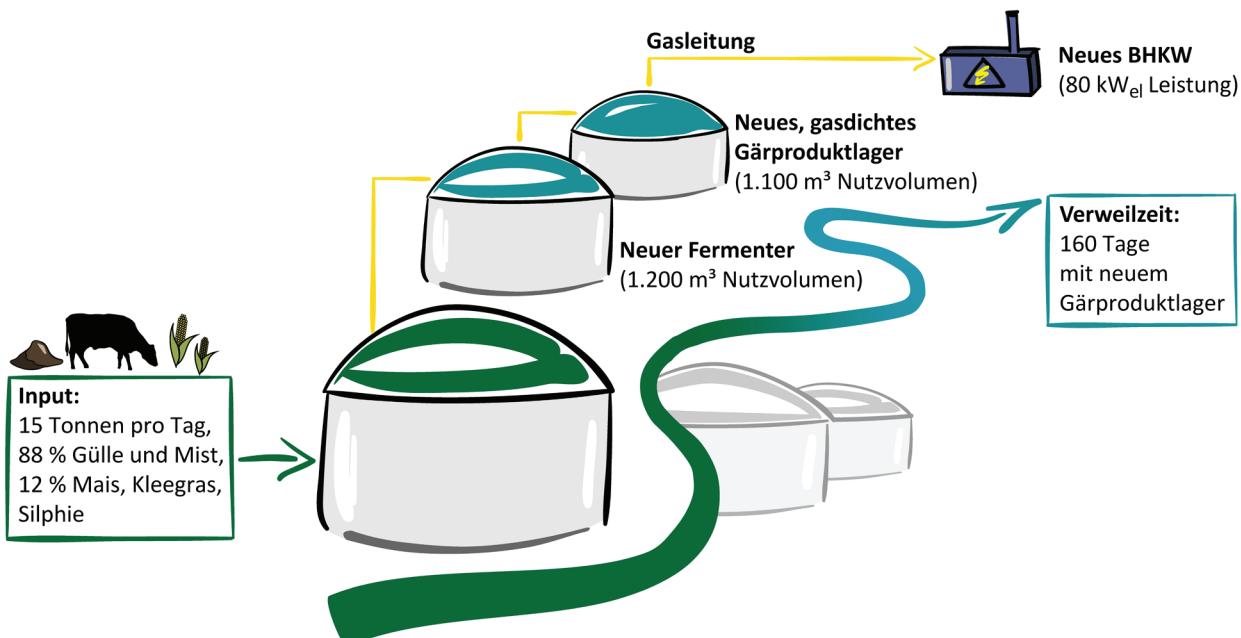


Abb. 6: Standardanlage als Neubau einer Gülle-Kleinanlage

Im REzAB-Projekt ließ sich aufgrund der lokalen Rahmenbedingungen, wie Tierbestand, bei keiner Beispielanlage der Neubau als Gülle-Kleinanlage darstellen.

Nachfolgend wird daher die Wirtschaftlichkeit des Konzeptes anhand der 500 kW_{el} Standardanlage, Beschreibung s. Anhang, berechnet.

Tabelle 10: Kalkulation der Wirtschaftlichkeit der Standardanlage als Neubau einer Gülle-Kleinanlage

Kennwerte		
Installierte Leistung	80 kW _{el}	
Geplante Stromerzeugung	Ca. 650.000 kWh	
Es erfolgt eine deutliche Reduzierung der Stromerzeugung.		

Finanzierungsbedarf für Neubau und Generalüberholung weitergenutzter Anlagenteile		
Gewerk	Anschaffungswert Gesamtanlage	Abschreibung und Zinskosten
Bauwerke	223.733 €	16.301 €/a
Rührwerke, Einbringung, Technik	205.201 €	27.702 €/a
Planung	18.076 €	1.317 €/a
Anpassung Netzanschluss	11.440 €	833 €/a
BHKW	116.512 €	13.621 €/a
Summe	574.962 €	59.774 €/a
Es wird davon ausgegangen, dass das bestehende offene Gärproduktlager weiterhin genutzt werden kann, ebenso das BHKW-Gebäude, die Zuwegung und die Fahrsiloanlage. Alle anderen Gewerke werden vollständig neu errichtet. Für die weitergenutzten Komponenten wurden Kosten für die Überholung einkalkuliert.		
Instandhaltungs- und betriebsgebundene Kosten		
BHKW	Für 650.000 kWh, Teilwartungsvertrag	8.290 €/a
Bauwerke und Technik		15.808 €/a
Lohnkosten	20 €/h	13.517 €/a
Bedarfsgebundene Kosten		
Substratkosten		31.699 €/a
Strombezugskosten	Eigenstrombedarf 8 %	15.183 €/a
Ausbringkosten	Aus Nicht-Wirtschaftsdünger 4 €/m³	1.992 €/a
Sonstige Kosten		
Versicherung, Laborbetreuung, Verwaltung		7.219 €/a
Kosten für Instandhaltung, Betrieb, Bedarf, Sonstiges		93.708 €/a
Die Gülle-Kleinanlage setzt weiterhin ca. 3.800 t Rindergülle ein. Außerdem können zusätzlich 1.100 t Rindermist bezogen werden. Ca. 12 Masse-% werden mit Maissilage und in geringem Umfang Kleegras und Durchwachsener Silphie abgedeckt. Außerdem wurde pauschal eine Preissteigerung von 1 %/a angesetzt.		
Einnahmen		
Einspeisevergütung	Gemäß EEG 2023 mit 21,69 ct/kWh	140.881 €/a
Wärme	Erzielter Verkaufspreis 7 ct/kWh	28.416 €/a
Düngewert	Aus Nicht-Wirtschaftsdünger 5 €/m³	2.380 €/a
Summe Einnahmen		171.677 €/a

Zusammenfassung	
Kapitalkosten	59.774 €/a
Instandhaltung, Betrieb, Bedarf, Sonstiges	93.708 €/a
Einnahmen	171.677 €/a
Unternehmensgewinn	18.195 €/a
Lohnansatz	13.517 €/a
Gewinn	31.712 €/a
Gesamtkapitalrentabilität	10,9 %

Dieses Konzept lässt sich mit einer Gesamtkapitalrendite von 10,9 % wirtschaftlich darstellen.

Zusammenfassung und Einordnung des Konzepts

Der Neubau einer Gülle-Kleinanlage stellt ein erprobtes Konzept mit einem gesicherten 20-jährigen Vergütungsanspruch dar. Ob bestehende Anlagenteile genutzt werden können, ist im Einzelfall mit den Netzbetreibenden

zu klären und möglichst ohne Rechtsvorbehalte abzusichern. Gülle-Kleinanlagen weisen eine sehr gute Ökobilanz auf, da sie Methanemissionen aus der offenen Rohgüllelagerung vermeiden. In den meisten Fällen werden sich die Einnahmen aus dem Betriebszweig Biogas aber deutlich reduzieren.

Exkurs: Gülle-Kleinanlage nach §44 EEG 2023 „Vergärung von Gülle“

Voraussetzungen und Merkmale:

- BHKW an der BGA und installierte Leistung $BHKW \leq 150 \text{ kW}_{\text{el}}$
- Im Jahresdurchschnitt $\geq 80\%$ Wirtschaftsdünger (ohne Geflügelmist und -kot; davon bis zu 10 % überjähriges Kleegras möglich)
- Mindestwert gasdichte Verweilzeit 150 Tage bei Einsatz von Nicht-Wirtschaftsdüngern
- Vergütung bei Direktvermarktung ab 01. Juli 2024 (jährliche Degression um 0,5 %): $21,89 \text{ ct/kWh} \leq 75 \text{ kW}_{\text{el}}$ Bemessungsleistung und $18,91 \text{ ct/kWh} > 75 \text{ kW}_{\text{el}}$ Bemessungsleistung
- Abschlag bei EEG-Vergütung (wenn keine Direktvermarktung; nur bis $100 \text{ kW}_{\text{el}}$ möglich): $0,2 \text{ ct/kWh}$

Wie viel Wirtschaftsdünger ist nötig?

Als Faustzahl gilt: Bei Gülle sind 8 - 10 GV nötig, um 1 kW_{el} zu betreiben. Wird ausschließlich Wirtschaftsdünger vergoren, sind auch kleinere Anlagengrößen wirtschaftlich darstellbar.

Gülle ist nicht gleich Gülle:

Die Gasausbeuten von Gülle oder Mist variieren teilweise deutlich und hängen u.a. von der Art der Tierhaltung, der Fütterung und der Einbringung in den Fermenter ab. Daher sollte im Vorfeld bei einer repräsentativen Probe die Gasausbeute bestimmt werden.

5.4 Eigenverbrauch und Direktlieferung

Schon immer existierte für Biogasanlagenbetreibende die Möglichkeit, den Strom nicht über das EEG zu vermarkten, sondern (ähnlich wie bei der Wärme) selbst zu nutzen (Eigenstromnutzung bzw. **Eigenverbrauch**) und / oder an in unmittelbar in der Nähe befindliches Klientel zu verkaufen. Bei Letzterem spricht man, wenn bestimmte Voraussetzungen erfüllt sind, von einer **Direktlieferung**.

In der Praxis wurde diese Alternative nie umgesetzt, da die Einnahmen nie an die garantierte EEG-Vergütung heranreichen konnten. Mit dem Ende der Förderperiode 1 gestiegenen Strombezugskosten haben sich jedoch die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen geändert.

Ein wirtschaftlicher Betrieb wird von folgenden Punkten begünstigt:

- Es befinden sich ein oder mehrere Abnehmende in der Nähe, die dauerhaft, also in der Grundlast, einen der Erzeugungsleistung entsprechenden Stromverbrauch aufweisen.
- Die Gas- und Stromgestehungskosten sind gering.



- Die Anlage kann durch Zwischenspeicherung von Rohgas flexibel betrieben werden, um wärme- und stromseitig Lastgänge der abnehmenden Personen nachfahren zu können.
- Die Kopplung mit einer abgeschriebenen PV-Anlage, deren Stromerzeugung zwar nicht steuerbar, aber deutlich günstiger ist, ist möglich. Der Ausgleich erfolgt dann über das Biogas-BHKW.

Weiterführende Literatur:

„Leitfaden Eigenversorgung“, Bundesnetzagentur

Exkurs: Merkmale, Vorteile und Grenzen des Eigenverbrauchs

Von Eigenverbrauch ist nur dann die Rede, wenn zwischen erzeugender und Verbrauchender Person juristische und Personenidentität besteht und wenn für den Transport nicht das öffentliche Netz benutzt wird. Vorteil dieser Vermarktungsform ist, dass der organisatorische und bürokratische Aufwand relativ gering ist und keinerlei Abgaben anfallen.

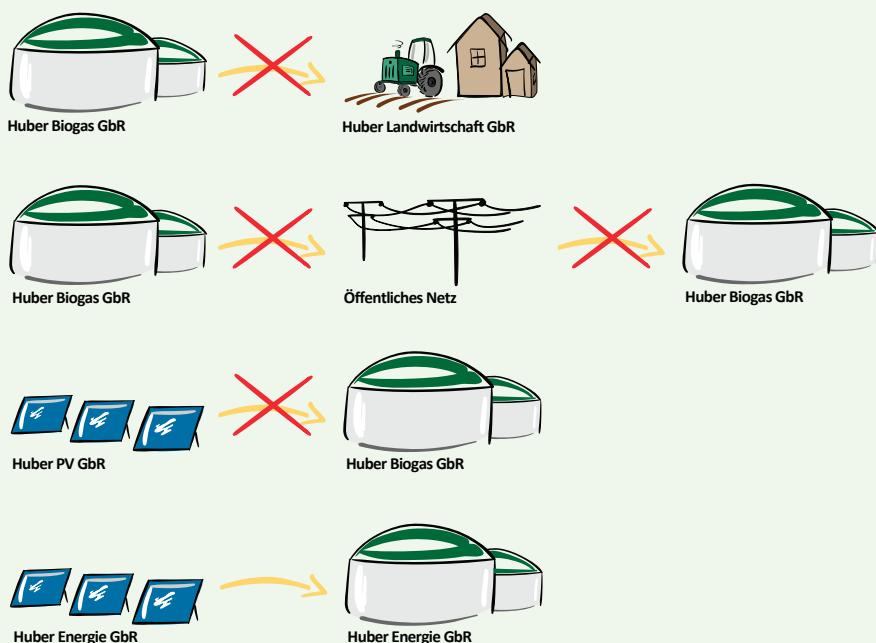


Abb. 7: Was zählt als Eigenverbrauch?

Exkurs: Merkmale, Vorteile und Grenzen der Direktlieferung

Nicht jede Lieferung von Strom an Dritte ist eine Direktlieferung. Voraussetzung ist eine eigene Leitung zwischen erzeugenden und verbrauchenden Personen bei einer nicht zu großen Entfernung (unmittelbare räumliche Nähe, max. 4,5 km). Ist dies gegeben, entfallen eine Reihe von Abgaben und Umlagen – insbesondere aber die Netzentgelte, die je nach Region bis zu 10 ct betragen können. Im Gegensatz zum Eigenverbrauch wird bei Anlagen > 2 MW_{el} die Stromsteuer (2,05 ct) fällig.

Wie sich die Abgabenhöhe je nach Art der Stromlieferung unterscheidet, verdeutlicht nachfolgende Grafik:

Abgaben und Umlagen bei verschiedenen Stromveräußerungsformen

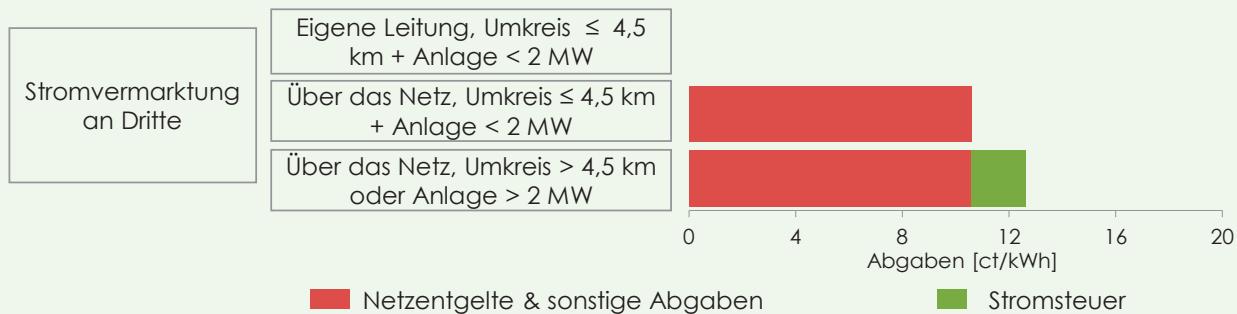


Abb. 8: Höhe der Abgaben und Umlagen bei Direktlieferung

Achtung:

Es gilt zu vermeiden

- Energieversorgungsunternehmen (EVU) gemäß EnWG
- netzbetreibende Partei gemäß EnWG

zu werden, weil dies umfangreiche bürokratische und organisatorische Verpflichtungen mit sich bringt. Erreicht werden kann dies i. d. R. nur, wenn

- eine Kundenanlage betrieben wird (Grundstücke müssen aneinander grenzen)
- nicht mehr als zwei Abnehmende versorgt werden

Im Einzelfall sollte vor Umsetzung des Konzepts juristischer Rat eingeholt werden.

Wenn stromerzeugende und letztverbrauchende Parteien jeweils über einen eigenen Netzzuschluss verfügen, muss eine der beiden aus technischen Gründen stillgelegt werden.

Vorgehen und Umsetzung des Konzepts

Im Folgenden erläutern wir Ihnen eine sinnvolle Vorgehensweise bei der Umsetzung des Konzepts. Die Auflistung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, umgekehrt können einige Maßnahmen bei Ihnen möglicherweise bereits realisiert worden sein.

Was Sie in den letzten 3 - 4 Jahren der Förderperiode 1 unbedingt tun müssen:

- Nötige Generalüberholungsmaßnahmen umsetzen (siehe Kapitel 4)

- Stromgestehungskosten durch Umstieg auf günstigere Einsatzstoffe reduzieren
- Möglichen Eigenverbrauch ermitteln
- Lastgang für Eigenverbrauch ermitteln und optimieren
- Stromdirektlieferungskundschaft identifizieren
- Stromverbrauch und Lastgang der Kundinnen und Kunden ermitteln
- Konzept für Reservelieferung entwickeln
- Messkonzept mit netzbetreibende Partei abstimmen

- Stromliefervertrag und Muster-Stromrechnung unter Beachtung sämtlicher rechtlichen Vorgaben erstellen (Hinzuziehen einer Fachanwältin oder eines Fachanwaltes sinnvoll)

Exkurs: Es gilt zu beachten!

- Auch wenn keine EEG-Vergütung mehr gezahlt wird, gelten bestimmte im EEG festgelegte Pflichten, z.B. die Meldung im Marktstammdatenregister bei relevanten Ereignissen (z.B. Wechsel der Eigentümerinnen und Eigentümer, Leistungsänderung) oder das Einspeisemanagement.
- Alle erzeugten Strommengen müssen einer Vermarktung zugeführt werden. Falls noch Strommengen „übrig“ bleiben, dürfen Sie diese nicht „wild“ einspeisen, sondern müssen sie anderweitig vermarkten.

Was Sie unmittelbar vor dem Einstieg in den Eigenverbrauch und die Direktlieferung erledigen müssen:

- Verträge mit kaufenden Personen abschließen
- Meldepflichten gegenüber der Bundesnetzagentur erfüllen
- Mitteilungs- und Abrechnungspflichten gegenüber den (Verteil-)Netzbetreibenden nachkommen
- Berichtspflichten gegenüber den Übertragungsnetzbetreibenden einhalten

Die Kalkulation der anlagenspezifischen Stromgestehungskosten ist ein zentraler Punkt bei der Erstellung und Prüfung eines möglichen Direktlieferungskonzeptes. Im REzAB-Projekt wurden für die untersuchten Bestandsanlagen die realen Stromgestehungskosten ermittelt. Der daraus resultierende Mittelwert beträgt 17,72 ct/kWh.



Abb. 9: Stromgestehungskosten der Biogasanlagen

Ein weiterer wichtiger Parameter sind die zu erzielenden Einnahmen. Aufgrund der erzeugten Strommengen und der damit verglichen niedrigen Abnahmemengen in Privathaushalten kommen insbesondere Gewerbe- und Industriebetriebe als potenzielle Zielgruppe in Frage. Hier liegen die Strombezugskosten allerdings unter denen privater Konsumierender.

Der in einer Biogasanlage erzeugte und in unmittelbarer Nähe verbrauchte Strom besitzt zwei Eigenschaften, die möglicherweise verglichen mit dem Marktpreis geringfügig höhere Einnahmen ermöglichen. Dass der Strom lokal erzeugt und verbraucht wird, kann über das Regionalnachweisregister beim Umweltbundesamt dokumentiert und zertifiziert werden. Zusätzlich führt das Umweltbundesamt ein Herkunftsachweisregister, worüber der Strom als erneuerbar gekennzeichnet werden kann.

Exkurs: Direktlieferung von Rohbiogas

Es besteht grundsätzlich die Möglichkeit Rohbiogas an Dritte zu verkaufen. Rohbiogas kann z. B. in Produktionsprozessen, zur Wärmeerzeugung oder zur Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt werden. Durch die kommunale Wärmeleitplanung sind viele Kommunen auf der Suche nach regenerativen Wärmequellen. Unternehmen sind gesetzlich verpflichtet Ihren Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele zu leisten, somit nimmt das Interesse an lokal erzeugter regenerativer Energie stetig zu. Viele Betreibende haben durch den Betrieb von Satelliten BHKW bereits Erfahrungen im Betrieb von Mikrogasnetzen. Bei einer Direktlieferung muss neben den rechtlichen Regelungen (z.B. nach EnWG) das Thema der Versorgungssicherheit berücksichtigt werden. Durch die Bündelung mehrerer Biogasanlagen entsteht eine höhere Absicherung für Direktabnehmende.

5.5 Rohgasseitige Bündelung

Volkswirtschaftlich betrachtet erscheint es am sinnvollsten, das Biogas anstelle der Vor-Ort-Verstromung aufzubereiten und in das Erdgasnetz einzuspeisen. Dieses bietet hohe Speicherkapazitäten und eröffnet neue und vielseitige Handlungsmöglichkeiten der Gasnutzung. Bis jetzt sind dafür nötige Aufbereitungsanlagen für übliche Biogasanlagen oft zu teuer bzw. es befindet sich keine geeignete Erdgasleitung für die Aufnahme in der Region. Andererseits ist es aufgrund der Rohstofflogistik schwer, genügend große Biomethananlagen zu bauen. Somit kann es eine Lösung sein, Rohbiogas über Leitungen an einen zentralen Punkt zu bringen und dort die Aufbereitungs- und Einspeisungsanlage zu betreiben.

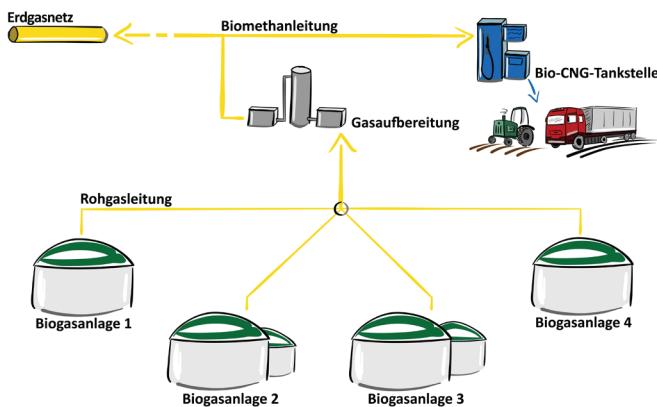


Abb. 10: Struktur einer rohgasseitigen Bündelung

Ein wirtschaftlicher Betrieb wird von folgenden Punkten begünstigt:

- Organisatorische Unterstützung durch bauausführende Firma, Planende, Kommune, sonstige Einrichtung sollte möglich sein.
- Es besteht die Bereitschaft der Betreibenden, ein Gemeinschaftsprojekt umzusetzen.
- Es sind ausreichend Biogasanlagen mit ähnlichem Inbetriebnahmedatum in räumlicher Nähe vorhanden.
- Aus dieser Gruppe sollte sich eine koordinierend tätige Person finden.
- In der Nähe befindet sich ein geeigneter Einspeisepunkt in das Gasnetz oder ein Standort für eine Tankstelle.
- Es besteht kaum Wärmenutzung an den Biogasanlagen.
- Es sind ausreichend Gasspeicherkapazitäten vorhanden, die Ausfälle im Rohgasnetz auffangen.



- Das Rohgasleitungsnetz sollte möglichst auf unver siegelten Flächen verlegt werden können.
- Die Biogasleitungen an den Biogasanlagen erfüllen bereits die Anforderungen an Gasleitungen über fremden Grund und Boden nach dem EnWG, sofern eine Rückwirkung dieser höheren Anforderungen auf die Biogasanlagen zutrifft.

Exkurs: Nutzungsmöglichkeiten

- Aufbereitung und Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz
- Aufbereitung und Versorgung einer CNG-bzw. LNG-Tankstelle (s. auch „Biomethantankstelle“)

Vorgehen und Umsetzung des Konzepts

Im Folgenden erläutern wir Ihnen eine sinnvolle Vorgehensweise bei der Umsetzung des Konzepts. Die Auflistung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, umgekehrt können einige Maßnahmen bei Ihnen möglicherweise bereits realisiert worden sein.

Womit Sie nicht früh genug beginnen können:

- Fermenterbeheizung weiterhin sicherstellen
- Tragfähige Betreibendenkonstellation suchen und gründen
- Eigentumsverhältnisse, Haftungsfragen, Nachweispflichten klären
- Vertragskonzept für die Bündelung erarbeiten
- Geeignetes Konzept für die Verwertung nach Bündelung finden

- Vertragliche Regelung über Reaktionszeit der koordinierend tätigen Person bei Stillstand der Gasverbrauchseinrichtung festlegen (Gaseinspeisung bzw. Tankstelle)
- Trassenverlauf für Gasnetz suchen und privatrechtlich sichern
- Planung durch Sachkundige, ggf. durch Erdgasnetzbetreiber durchführen lassen
- Gasnetz durch DVGW-Unternehmen verlegen lassen
- Nur nach DVGW und EnWG zugelassene Bauteile verwenden

Was Sie in den letzten 3 - 4 Jahren der Förderperiode 1 unbedingt tun müssen:

- Nötige Generalüberholungsmaßnahmen umsetzen (siehe Kapitel 4)
- Beim Ersatz von Verschleißteilen oder dem Zubau von Lagerkapazitäten die geplante Betriebsweise berücksichtigen (Substratkosten sparen, angepasste Gasreinigung)
- Genehmigung an das geänderte Betriebskonzept anpassen
- Vermarktungskonzept abschließend ausarbeiten, Vorverträge mit den Abnehmenden abschließen

Wichtig bei Biomethaneinspeisung

- Kommunikation mit den Gasnetzbetreibenden aufnehmen
(Netzanschlussbegehren)
- Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) beachten
- Geeignete Aufbereitungstechnik mit geringem Methanschlupf (max. 0,2 %) auswählen
- Gashändler auswählen

Wichtig bei CNG-bzw. LNG-Tankstelle

- Verstärkt Wirtschaftsdünger und Koppelprodukte einsetzen, um Erlöse bei Quotenhandel zu steigern
- Biogasanlage auf Fahrweise bei schwankendem Kraftstoffbedarf vorbereiten, ggf. Gas- und Wärme speicher nachrüsten
- Kommunikation mit den Gasnetzbetreibenden aufnehmen, wenn für die Absicherung von Ausfällen Gas aus dem Gasnetz entnommen werden soll

- Geeignetes Betriebskonzept für eine „intelligente“ Tankstelle entwickeln (z.B. Zahlungsmöglichkeit mit EC und Tanken durch Kundschaft)
- Hochdrucktanks bzw. Gasspeicher für aufbereitetes Biogas planen und errichten; Lagerkapazität an Abnahmefrequenz anpassen

Wichtig bei Rohgasleitungen

- Kondensatschächte an Tiefpunkten planen, errichten und entleeren (Explosionsschutz beachten)
- Gasverdichter an jeder Biogasanlage nachrüsten
- Kühlung / Entfeuchtung des Rohgases vorab vorsehen; ansonsten Stickstoffspülung nach Betriebsunterbrechungen notwendig
- 24 Stunden-Rufbereitschaft bei Gasleitung über fremden Grund und Boden sicherstellen
- Fördermöglichkeit prüfen
- Leitung vor Erstinbetriebnahme mit Stickstoff spülen

Zusammenfassung und Einordnung des Konzepts

Volkswirtschaftlich ist diese Option wertvoll. Insgesamt ergibt sich durch ein derartiges Projekt jedoch ein komplexes Gebilde, das organisatorisch und betriebswirtschaftlich beherrscht werden muss. Die Technologien für die gasseitige Bündelung, die Biomethanaufbereitung und -einspeisung sind Stand der Technik.

Weiterführende Literatur:

- „Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung“, FNR
- „Biomethan“, FNR
- „Rechtliche Rahmenbedingungen Einspeisung“, Biogaspartner

5.6 Zusammenschluss der Anlagenbetreibenden

Die Notwendigkeit, neue Investitionen zu tätigen oder auf ein alternatives Anlagenkonzept zu setzen, sind für einige Biogasanlagenbetreibende zu hohe Hemmfaktoren für einen Weiterbetrieb der eigenen Biogasanlage. Speziell Konzeptideen für kleine Hofbiogasanlagen stoßen schnell an die Grenzen der wirtschaftlichen Zukunftsfähigkeit. Zu bedauern wäre es, durch die Stilllegungen das über die Jahre gesammelte Wissen und wertvolle Knowhow in Zukunft zu verlieren und nicht weiter zu nutzen.

Denn auch mit einer guten Zukunftsperpektive stellt der Weiterbetrieb einzelne Biogasanlagenbetreibende vor zum Teil große Heraus-



forderungen. Wenn beide Situationen regional zusammenkommen, dann kann der innovative Ansatz eines Zusammenschlusses von Betreibenden für den erfolgreichen Weiterbetrieb einer gemeinsamen Biogasanlage sinnvoll sein.

Exkurs: Motivationen für einen Zusammenschluss von Betreibenden

- Verbund aus mehreren Betreibenden mit Biogas-Erfahrung
- Durch Vergrößerung gute Chancen, den Weiterbetrieb einer Biogasanlage umzusetzen
- Personelle Unterstützung für den Weiterbetrieb erforderlich
- Erhöhung der Kreditwürdigkeit / Verbesserung der Konditionen durch zusätzliche Investorinnen und Investoren (Betreibende der stillzulegenden Biogasanlagen)
- Mehr gesicherte Fläche in Hand der Betreibenden für Substratanbau und Gärproduktausbringung
- Keine eindeutige Regelung der Hof- und Betriebsnachfolge trotz Motivation für den Weiterbetrieb
- Herausforderung für andere Biogasanlagenbetreibende in der Region (Umkreis 15 km), wirtschaftliche Zukunftsoptionen für den eigenen Weiterbetrieb zu finden
- Stillgelegte Behälter können, z. B. durch Vermietung, weiter genutzt werden

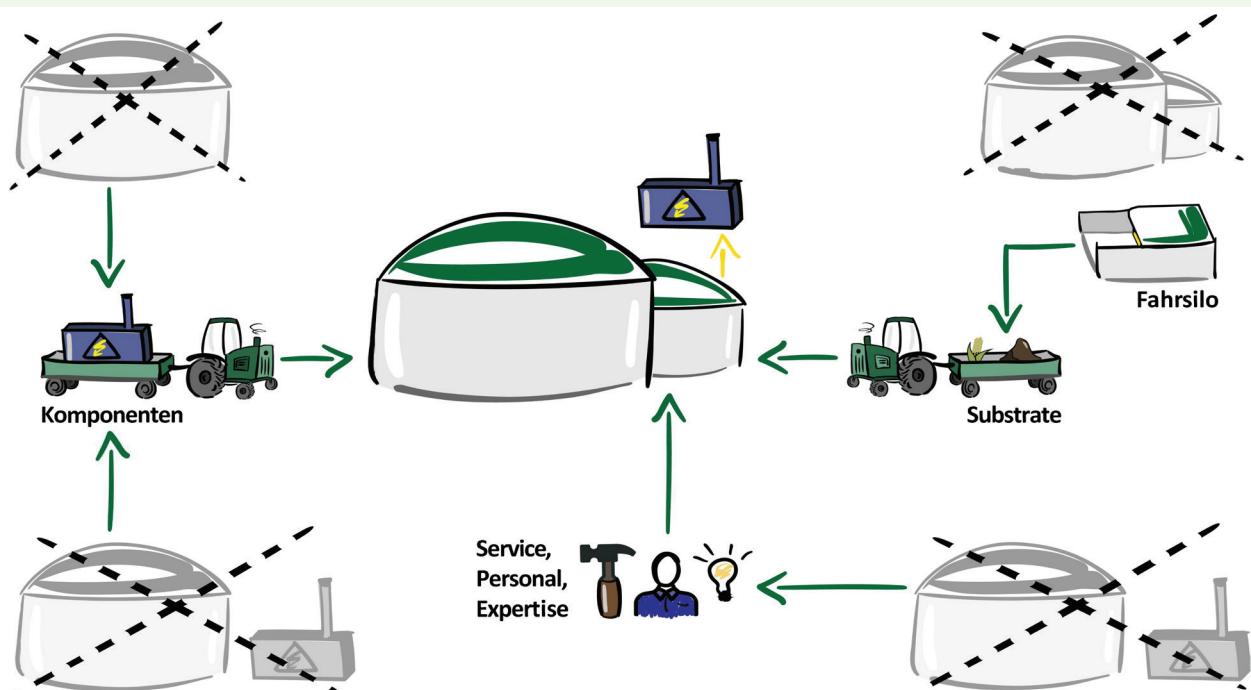


Abb. 11: Struktur eines Betreibendenzusammenschlusses

Exkurs: Möglichkeiten für einen Zusammenschluss

- Beteiligung Substrat: Anbau, Ernte, Konservierung, Lagerung, Lieferung, Einbringung, Ausbringung der Gärprodukte
- Beteiligung Anlagenkomponenten: gut erhaltene Anlagenkomponenten verfügbar machen (Komponenten für eine Umstellung des Anlagenkonzeptes oder Ersatzteile)
- Beteiligung bei Anlagenbetreuung und Serviceleistungen: Anlagendokumentation, Prozessüberwachung, Übernahme von Wartungsarbeiten, Mitbringen entsprechender Qualifikationen (Elektrofachkraft, etc.), Sachkundenachweis für betrieblich verantwortliche Personen, Durchführung von Instandhaltungsarbeiten, notwendige Betreibendenschulungen

Formen des Zusammenschlusses:

- Gleichberechtigte Partnerinnen und Partner in der Betriebsgesellschaft
- Hauptverantwortliche Person mit Vertragspartnerinnen und Vertragspartnern

Um abzuschätzen, ob die Idee eines Zusammenschlusses eine realistische Option sein kann, werden nachfolgend wesentliche Grundvoraussetzungen gelistet.

Ein wirtschaftlicher Betrieb wird von folgenden Punkten begünstigt:

- Es besteht organisatorische Unterstützung durch andere Betreibende, Planungsbüro und Kommune.
- Ein wirtschaftliches Zukunftskonzept für den Weiterbetrieb der weiterzuführenden Biogasanlage ist bereits gefunden (mögliche Konzeptvarianten, siehe Ausschreibung, Bereitstellung von Kraftstoff, Bioraffinerie).
- Die Biogasanlage liegt in einer Region mit hoher Biogasdichte.
- Betreibende der zukunftsfähigen Biogasanlage sind bereit, als koordinierend tätige Personen zu agieren.
- Alle Betreibenden sind bereit, ein Gemeinschaftsprojekt umzusetzen.
- Die regionalen Biogasanlagen weisen ähnliche Inbetriebnahmehäufigkeit auf.
- Durch die Stilllegung von regionalen Biogasanlagen können brauchbare Anlagenkomponenten für den Zusammenschluss versetzt werden (BHKW, Fackeln, Gasreinigung etc.).

Vorgehen und Umsetzung des Konzepts

Im Folgenden erläutern wir Ihnen eine sinnvolle Vorgehensweise für die Umsetzung des Konzepts. Die Auflistung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, umgekehrt können einige Maßnahmen bei Ihnen möglicherweise bereits realisiert worden sein.

Womit Sie nicht früh genug beginnen können:

- Beteiligte Biogasanlagenbetreibende in der Planungsphase einbeziehen und tragfähige Betriebskonstellation entwickeln
- Ein passendes Zukunftskonzept für die weiterbetriebene Biogasanlage finden (Ausschreibung, Tankstelle, Gaseinspeisung / andere Vermarktungswege)
- Rechtliche Rahmenbedingungen und Rechtsform für den Zusammenschluss definieren / schaffen z. B. Beginn und Dauer der Zusammenarbeit, Eigentumsverhältnisse, Haftungsfragen, Nachweispflichten
- Finanzierungskonzept erstellen



Was Sie in den letzten 3 - 4 Jahren der Förderperiode 1 unbedingt tun müssen:

- Finale Rechtsform für den Weiterbetrieb gründen
- Nötige Generalüberholungsmaßnahmen umsetzen (siehe Kapitel 4)
- Baulichen Zustand aller Biogasanlagen prüfen (stillgelegte Anlagen können eventuell als Güllelager / Gärproduktlager dienen)
- Beim Ersatz von Verschleißteilen oder dem Zubau von Lagerkapazitäten die geplante Betriebsweise und Einsatzstoffe berücksichtigen
- Biogasanlage und Genehmigung auf die Fahrweise des gewählten Repoweringkonzepts in der Förderperiode 2 vorbereiten
- Konzept für die frei werdenden Anbauflächen der stillzulegenden Biogasanlagen entwickeln, möglichst so, dass sich Synergien mit der erhaltenen Biogasanlage ergeben (z.B. Einsatz von Körnermaisstroh oder Gülleseparation)
- Rückbau und Umwidmung der stillzulegenden Anlagen planen, Abschluss von Verträgen für die Nutzung der Lagerkapazitäten abschließen

Zusammenfassung und Einordnung des Konzepts

Aus gesellschaftlicher Sicht ist diese Option besonders wertvoll. Der Zusammenschluss von Biogasanlagenbetreibenden für den Betrieb einer gemeinsamen Biogasanlage wird den aktuellen Anlagenbestand aufgrund von notwendigen Stilllegungen nicht erhalten können. Dennoch bietet das Betriebskonzept gute Zukunftsperspektiven für den Erhalt der Biogaserzeugung in entsprechend geeigneten Regionen, wovon alle Beteiligten durch ihren Beitrag im Verbund profitieren. Der wesentliche Vorteil besteht darin, dass das über die Jahre gesammelte Wissen gebündelt wird und nachhaltig erhalten bleibt.

5.7 Bioraffinerie

In der allgemeinen gesellschaftlichen Diskussion wird die Kombination aus rohstofflicher Verwertung von Biomasse mit anschließender Nutzung der Produktionsabfälle in einer Biogasanlage als Königsweg angesehen. Aus der organischen Biomasse lassen sich Grundchemikalien und Lignin synthetisieren, die in der Industrie Anwendung finden. Neben der Biomasseaufbereitung lässt sich anstelle oder zusätzlich zur Vor-Ort-Verstromung auch das erzeugte Biogas rohstofflich nutzen. Dazu erfordert es eine Aufbereitungsstufe, deren Produkte (Methan und Kohlenstoffdioxid) vermarktet oder beispielsweise zu Wasserstoff weiterverarbeitet werden. Derartige Kombinationen werden auch als Bioraffinerie bezeichnet.



bezeichnet. Im nachfolgenden Bild werden einige Kombinationsmöglichkeiten aufgezeigt.

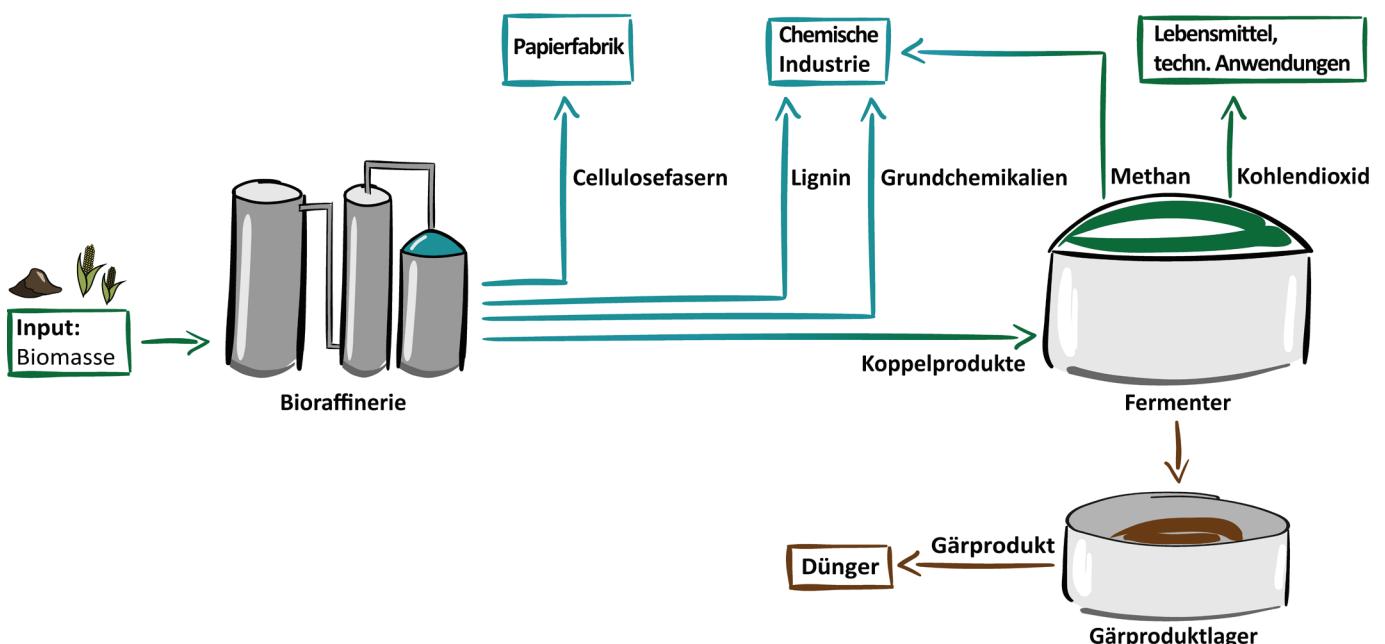


Abb. 12: Nutzungsmöglichkeiten der Stoffe aus einer Bioraffinerie

Ein wirtschaftlicher Betrieb wird von folgenden Punkten begünstigt:

Erzeugung und Vermarktung von Grundchemikalien / Lignin

- Es ist eine Umbaumöglichkeit (Platzbedarf, Prozesstechnik) der Biogasanlage hin zur Bioraffinerie möglich.
- Koppelprodukte aus der Bioraffinerie sollen weiterhin anaerob zu Biogas umgesetzt werden können.
- Wärme aus dem Biogas-BHKW kann sinnvoll in der Bioraffinerie eingesetzt werden.

- Die Bereitschaft zur Einbindung Forschender für die wissenschaftlicher Begleitung und die Evaluation der Pilotanlage ist vorhanden.
- Je nach Gefahrenpotenzial der erzeugten Stoffe befindet sich die Bioraffinerie an einem dafür geeigneten Standort (z. B. Industrie- oder Gewerbegebiet).
- Entweder existiert bereits ein Markt für Grundchemikalien / Lignin oder Investierende sollten die Bereitschaft zur Erschließung eines derartigen Marktes mitbringen.

Vermarktung der produzierten Gase

- Die Bereitschaft zum Zusammenschluss mehrerer Biogasanlagen sollte vorhanden sein, um an zentraler Stelle eine Aufreinigungs- (Biomethan), Abscheide- (Kohlenstoffdioxid) und Dampfreformierungsanlage (Wasserstoff) zu errichten und zu betreiben (siehe Kapitel 5.5 und 5.6).
- Biomethan bzw. Wasserstoff kann lukrativ abgesetzt werden.
- Es sind Abnehmende für das Kohlenstoffdioxid vorhanden (z.B. Gewächshäuser für Düngung).

Vorgehen und Umsetzung des Konzepts

Im Folgenden erläutern wir Ihnen eine sinnvolle Vorgehensweise bei der Umsetzung des Konzepts. Die Auflistung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, umgekehrt können einige Maßnahmen bei Ihnen möglicherweise bereits realisiert worden sein. Es ist darauf zu achten, dass Biogasanlagen in der Förderperiode 1 die Vereinbarkeit mit dem NawaRo-Bonus prüfen sollten.

Erzeugung und Vermarktung von Grundchemikalien / Lignin

- Planung, Genehmigung und Umbau der Biogasanlage hin zur Bioraffinerie umsetzen
- Wissenschaftliche Forschungspartnerschaft für die Begleitung und Evaluation der Pilotanlage einplanen
- Fördermittel für den Bau von Pilotanlagen beantragen
- Absatzmarkt für die erzeugten Stoffe schaffen

Exkurs: Was sind Grundchemikalien?

Massenprodukte der chemischen Industrie wie Kunststoffe, Farben, Tenside werden aus verschiedenen Grundchemikalien synthetisiert. Diese lassen sich in größeren Massen und somit günstig herstellen.

Zu den organischen Grundchemikalien zählen beispielsweise Essigsäure, Ethanol oder Milchsäure. Grundchemikalien werden aus fossilen, aber auch aus nachwachsenden Rohstoffen hergestellt. Grundsätzlich ist es auch möglich, einige Grundchemikalien biotechnologisch in sogenannten Bioraffinerien herzustellen. Die theoretische Ausbeute an Grundchemikalien aus dem organischen Anteil der Biomasse liegt im Allgemeinen bei 10 %.

Exkurs: Besonderheit Biomethan in der chemischen Industrie

In der chemischen Industrie wird Erdgas zur Wasserstoffgewinnung eingesetzt. Dieses könnte durch Biomethan ersetzt werden. Allerdings wird zukünftig Wasserstoff vermehrt durch Überschussstrom aus Sonne und Wind hergestellt werden. Biogener Wasserstoff (gewonnen aus Biomethan) könnte hier eine gute Ergänzung darstellen.

- Eigenschaft der biogenen Herkunft zur besseren Vermarktbarkeit testieren
- zur Sicherstellung der Akzeptanz proaktiv Aufklärungs- und Informationsarbeit leisten

Vermarktung der produzierten Gase

- Zusammenschluss organisieren und gründen (siehe Kapitel 5.5)
- Vorverträge bzw. Verträge für den Absatz abschließen
- Rechtliche Auflagen und Genehmigungen prüfen
- Zentrale Aufbereitungs-, Abschiede- und Dampfreformierungsanlage errichten und betreiben
- Vermarktungsweg für Biomethan bzw. Wasserstoff erschließen (Transport zum Kunden über vorhandenes Erdgasnetz, Direktleitung oder Hoftankstelle)
- Transport des abgeschiedenen Kohlenstoffdioxids zum Abnehmenden sicherstellen (vorzugsweise leitungsgebunden bei lokalen abnehmenden Personen, alternativ über LKW)

Zusammenfassung und Einordnung des Konzepts

Volkswirtschaftlich erscheint es sinnvoll, die Biogasanlage zu einer Bioraffinerie umzurüsten, um anstelle oder zusätzlich zu der Vor-Ort-Verstromung marktfähige Stoffe herzustellen. Jedoch muss der Markt für die erzeugten Stoffe erschlossen werden. Zusätzlich stellt die Errichtung und der Betrieb einer Bioraffinerie ein Pilotprojekt dar, welches durch Forschungseinrichtungen begleitet werden sollte.

5.8 Stilllegung, Umnutzung und Rückbau der Biogasanlage

Lässt sich der Weiterbetrieb nicht wirtschaftlich darstellen oder fehlt die Motivation bzw. Nachfolge für den Betrieb der Biogasanlage, wird über eine Stilllegung des Betriebszweigs Biogas nachgedacht. Auch im Hinblick auf die vorgestellten Konzeptideen, wie Neubau einer Gülle-Kleinanlage oder die Leistungsreduzierung im Ausschreibungsmodell, ist ein Teilrückbau von Gewerken und Anlagenkomponenten zu berücksichtigen. Was eine Stilllegung bedeutet und welche Verpflichtungen und Anforderungen notwendig werden, wird nachfolgend beschrieben.

Grundsätzlich ist zu sagen, dass die Aufgabe des Betriebszweigs Biogas nicht einfach mit dem Abschalten des BHKW und der Trennung vom Netz erledigt ist.

Vorgehen zur Aufgabe des Betriebszweigs Biogas

Grundsätzlich ist ein sicherer Anlagenbetrieb selbst bei einer geplanten Stilllegung in der Restlaufzeit stets zu gewährleisten. Das Risiko eines Unfalls sinkt deutlich, die Gefahr eines Wertverlustes für das Betriebsgelände wird minimiert und der Versicherungsschutz aufrecht erhalten.

Bevor es an den gezielten Rückbau der Biogasanlage geht, sollte über eine Umnutzung der Gewerke nachgedacht werden, um die entstehenden Rückbaukosten zu senken. Es besteht die Möglichkeit, die Behälter und Komponenten einer landwirtschaftlichen Nutzung zuzuführen. Voraussetzungen sind ein entsprechend guter Zustand der Biogasanlage und die frühzeitige Kommunikation mit der zuständigen Genehmigungsbehörde. Auch hier ist unter Umständen eine bautechnische Untersuchung notwendig (siehe Kapitel 4).

Für gut erhaltene Anlagenkomponenten ohne zukünftigen Nutzen vor Ort, wie BHKW oder Trafo, können entsprechende Preise generiert werden, wenn sich der



Markt für gebrauchte Anlagenkomponenten erschließen lässt. Hierbei ist zu erwähnen, dass Verschleißerscheinungen den Verkaufswert erheblich senken, da eine Generalüberholung notwendig ist. Sonst stellen die Komponenten allenfalls einen Schrottwert dar. Bei einem vorhandenen Nahwärmenetz ist eine Weiternutzung und Bedarfsdeckung durch andere regenerative Energien, beispielsweise einer Hackschnitzelheizung, zu empfehlen. Wird die Wärmelieferung dagegen eingestellt, ist unbedingt auf eine ordnungsgemäße Kündigung des Liefervertrags zu achten, da ansonsten die Wärmelieferpflicht weiter besteht.

Die Stilllegung ist innerhalb eines Monats nach deren Eintreten im **Marktstammdatenregister** einzutragen. Häufig wurde die Rückbauverpflichtung in der Baugenehmigung als Forderung fixiert und als Baulast in das Grundbuch eingetragen. Das gilt ggf. auch für die verlegten Rohgas- oder Wärmeleitungen. Hier sind zusätzliche Verträge und eventuelle Grunddienstbarkeiten zu berücksichtigen.

Idealerweise wurden für die finanzielle Absicherung über die Betriebslaufzeit Rücklagen gebildet oder mit der Inbetriebnahme eine Rückbaubürgschaft geleistet, die den Abriss finanziell abdeckt.

Exkurs: Warum Rückbau stets sinnvoll ist?

- Pflicht zur Sicherung und Versicherung der verbleibenden Anlagenkomponenten
- Umnutzung der Biogas-Betriebsfläche
- Wertsteigerung der Betriebsfläche
- Ortsbild und Akzeptanz in der Bevölkerung: keine Bauruinen stehen lassen

Für den Rückbau sind die folgenden Schritte durchzuführen. Die Auflistung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit:

Den Rückbau organisieren

- Umnutzungsmöglichkeiten der Biogasanlage erfassen
- Notwendige Maßnahmen gemeinsam mit Genehmigungsbehörde abklären
- Kostenrahmen und Finanzierung abklären
 - a) Angebote für Entkernung und Abriss einholen
 - b) Angebot für Entleerung und Behälterreinigung einholen
- Biogasanlage unter besonderer Berücksichtigung des Explosionsschutzes außer Betrieb nehmen
- Verkaufsfähige Komponenten veräußern
- Betreibendengesellschaft der Biogasanlage abwickeln oder umstellen

Den Rückbau durchführen

- Behälter entleeren und reinigen
- Gasfreiheit der gesamten Anlage herstellen und bestätigen lassen
- Maschinenrückbau / Entkernung: gut erhaltene Komponenten verkaufen, sonst Schrottwert erzielen
- Weitere Komponenten, wie Heizungsrohre, Holzbalken, Schutzfolien, Dämmung oder Verkleidung rückbauen und entsorgen (aus Kosten- und Umweltgründen getrennt entsorgen)
- Stahlbeton und Asphalt abreißen und abtransportieren (hierbei klären, wo diese recycelt oder deponiert werden dürfen – Schutzanstriche vorher beproben und Zusammensetzung klären)
- Baustellenoberfläche wiederherstellen

Weiterführende Literatur:

- „Fermenterreinigung – aber sicher!“, Biogas Forum Bayern
- „TI4; Anhang 6: Arbeitseinweisung für die Überbetriebnahme einer Biogasanlage“, SVLFG

Exkurs: Was kostet der Abriss, was kostet die Entsorgung?

Ein wesentlicher Kostenfaktor stellen die Arbeits- und Maschinenkosten für den Abriss der Gewerke dar. Besonders der Aufwand für den Rückbau der Behälterfundamente oder die Betondeckenplatten der Lagerflächen ist zu beachten.

Hinweis: Regionale Preisunterschiede sind für die Kostenkalkulation zu berücksichtigen.

Tabelle 11: Abriss- und Entsorgungskosten wesentlicher Reststoffe

Zu entsorgende Stoffe	Spezifische Kosten der Reststoffe
Stahlbeton	ca. 20 €/m ³ zuzüglich Transport (5 - 30 €/m ³)
Kunststoffe	ca. 200 €/t
Dämmstoffe ohne Flammhemmer	ca. 200 €/t (abhängig von Verunreinigungen)
Kabel und Stahlteile	Stellen einen Schrottwert dar

6. Effizienzbewertung und Methoden

An einer Biogasanlage bestehen vielfältige Möglichkeiten und Ansätze, die Effizienz von Prozessen und Anlagenkomponenten zur Biogasherstellung und -nutzung zu steigern. Durch technische und prozessbiologische Untersuchungen lassen sich die anlagenspezifischen Effizienzsteigerungsmaßnahmen identifizieren.

Im REzAB-Projekt wurden Analysen an Biogasanlagen durchgeführt und daraus auf weitere Biogasanlagen übertragbare Erkenntnisse gewonnen. Die Untersuchungen umfassten die Bestimmung von Restgaspotenzialen, die Identifikation von zusätzlichen Wärmesenken, die Detektion von Methanleckagen sowie die Messung des Eigenstrombedarfs der Biogasanlagenverbraucher. Im Hinblick auf die zahlreichen Effizienzsteigerungsmöglichkeiten werden in diesem Kapitel Effizienzkategorien eingeführt, die in der Abbildung 12 vorgestellt werden.



Die Zuordnung dient der Orientierung, schließt jedoch die gleichzeitige Zugehörigkeit zu anderen Kategorien nicht aus. Darüber hinaus wird zwischen konzeptübergreifenden und konzeptspezifischen Maßnahmen unterschieden. Die konzeptübergreifenden Maßnahmen können bei jeder Anlage und jedem Konzept durchgeführt werden. Speziell angepasst an die Repoweringkonzepte aus Kapitel 5 werden konzeptspezifische Maßnahmen gelistet. Grundsätzlich ist zu empfehlen, den Stand von Technik und Innovationen im Blick zu behalten und daraus die Möglichkeiten für die eigene Biogasanlage zu erkennen.

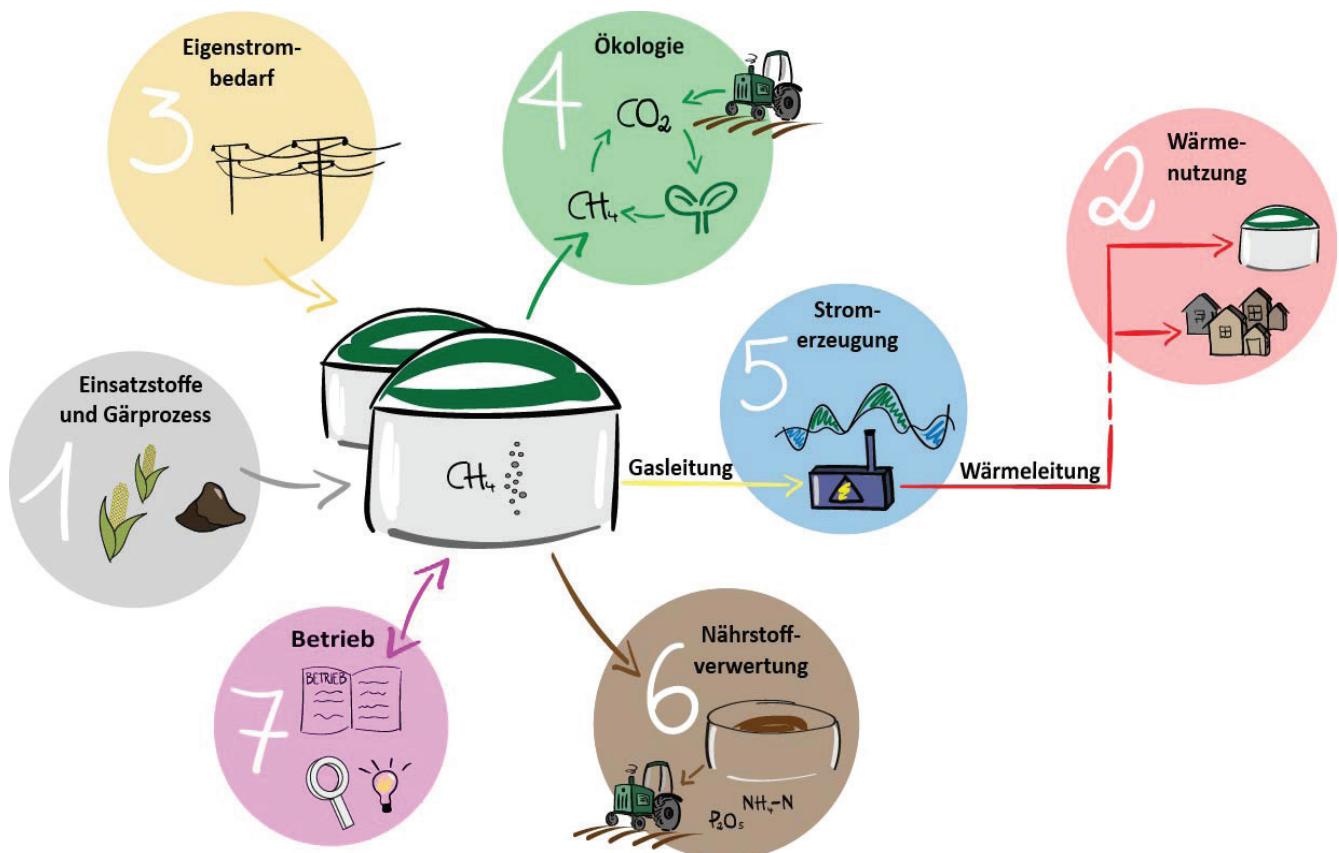


Abb. 13: Effizienzsteigerungskategorien

6.1 Konzeptübergreifende Maßnahmen

Die konzeptübergreifenden Maßnahmen sind grundsätzlich eine Option für jede Biogasanlage. Der angegebene Kostenrahmen, die empfohlenen Messintervalle und Durchführungskriterien sowie weitere Hinweise lassen abschätzen, ob die Maßnahmen für die eigene Biogasanlage angemessen sind.

6.1.1 Einsatzstoffe und Gärprozess

Die Substratverwertung und die Stabilität des Gärprozesses sind zwei wesentliche Stellschrauben für die Effizienz jeder Biogasanlage. Das Restgaspotenzial ist dabei ein wichtiger Parameter zur Bestimmung der Substratausnutzung. Regelmäßige Beprobungen des Gärsubstrates ermöglichen die Bewertung der Prozessstabilität. Auf der Grundlage beider Untersuchungen lassen sich die Substratverwertung steigern und der Einsatz alternativer Einsatzsubstrate abschätzen, wodurch sinkende Einsatzstoffkosten erreicht werden können.



Das Restgaspotenzial ermitteln

Kosten: zwischen 300 € - 700 €, je nach Prüfumfang

Hinweis: Grundsätzlich ist die Restgaspotenzialanalyse zu empfehlen, wenn eine betriebliche Optimierung des Anlagenkonzeptes angestrebt wird oder Entscheidungen über die Erweiterung der Biogasanlage zu treffen sind. Auch im laufenden Anlagenbetrieb lässt eine regelmäßige Restgaspotenzialanalyse darauf schließen, ob die Substratausnutzung zufriedenstellend ist und die Potenziale genutzt werden. Das Messintervall ist hierbei individuell auf das Anlagen- und Fütterungskonzept abzustimmen. Die Probenahme erfolgt am Übergang des letzten gasdichten Gärbehälters zur Gärproduktentnahme oder offenen Lagerung.



Wird ein hohes Restgaspotenzial identifiziert, so gilt es die Ursache zu finden und den Gärprozess entsprechend zu optimieren. Mögliche Effizienzsteigerungsmaßnahmen werden in den nachfolgenden Punkten beschrieben.

Substratverwertung optimieren

Ein hohes Restgaspotenzial deutet auf eine ungenügende Substratverwertung hin. Um die Substratumsetzung zu erhöhen und den Substrateinsatz langfristig zu senken, können die folgenden Optimierungsmaßnahmen sinnvoll sein.

Logistikkonzept und Substratlagerung optimieren, um die Substratqualität zu erhalten

- Kurze Transportwege für Substrate, insbesondere für Wirtschaftsdünger einhalten
- Möglichst kurze Substrat-Lagerdauer anstreben und offene Lagerung vermeiden
- Silierverluste reduzieren (Nacherwärmung vermeiden, Verdichtung optimieren, Vorschub der Anschnittfläche von 2,5 Meter pro Woche anstreben, Einsatz von Silierhilfsmitteln abschätzen)

Weiterführende Literatur:

- „Ökologische und ökonomische Optimierung von bestehenden und zukünftigen Biogasanlagen“, TH Ingolstadt, FH Münster und ifeu
- „Bereitung hochwertiger Silage – die Grundlage für hohen Biogasertrag“, Biogas Forum Bayern
- „Verpilzte Einsatzstoffe als Biogassubstrat“, Biogas Forum Bayern

Hydraulische Verweilzeit erhöhen:

- Fermentationsstrecke erweitern oder Fütterungs-menge reduzieren
- Kurzschlussströme vermeiden (Anpassung des Auslösezeitpunktes des Gärproduktabzugs auf die Fütterungszyklen)
- Sinkschichten beheben (regelmäßige Reinigung bei Einsatz störstoffhaltiger Substrate, wie z.B. Hühnertrockenkot oder Zuckerrüben mit Sandan-haftung)

Substratvorbehandlung integrieren:

- Mechanische, biologische oder chemische Vorbe-handlungstechniken einsetzen (bei unzureichen-dem Substrataufschluss oder Einsatz langfaseriger Substrate mit kurzen Verweilzeiten)

Weiterführende Literatur:

„Substrataufbereitung“, Biogas Forum Bayern

Substitution nachwachsender Rohstoffe

Neben der Substratverwertung sind die Einsatzstoffkos-ten ein wesentlicher wirtschaftlicher Faktor. Einsatz-substrate sollten grundsätzlich ein möglichst günstiges Kosten-/Nutzenverhältnis aufweisen. Daher erscheint es sinnvoll, die teuren Einsatzstoffe durch kostengünstige Wirtschaftsdünger oder Koppelprodukte zu ersetzen.

Was zu beachten ist:

- Substratverfügbarkeit prüfen (Transportentfernung, Nährstoffbilanzen)
- Hygienische Hemmnisse prüfen (Auflagen aus vete-rinärrechtlicher Sicht)
- Gülleeinsatz erfordert höheren Gärvolumen- sowie Lagerbedarf oder senkt die Verweildauer
- Einfluss auf den Pump- und Rühraufwand berück-sichtigen
- Integration einer geeigneten Voraufschlusstechnik kann sinnvoll sein

Weiterführende Literatur:

„ZukunftsKonzept Koppelprodukte: Biogasprodukti-on aus Stroh, Mist und Co.“

Gärprozess kontrollieren und stabilisieren

Die regelmäßige Kontrolle der biologischen Prozesspara-meter bietet eine gute Grundlage, um die Stabilität des Gärprozesses einzuschätzen und mögliche Störungen frühzeitig zu erkennen. Die Zusammenarbeit mit zerti-fizierten Prüflaboren, Biologinnen und Biologen sowie Prozessoptimierenden hilft, den komplexen Gärprozess ganzheitlich zu bewerten.

Eine **regelmäßige Prüfung** der folgenden Prozesspara-meter ist daher stets zu empfehlen:

- Eingangssubstrate hinsichtlich Menge, TS, oTS und ggf. Gasbildungspotenzial
- Fermenterinhalt hinsichtlich TS, oTS, Makronähr-stoffe, Spurenelemente und Säurespektrum
- Gasqualität hinsichtlich Methan, Kohlendioxid, Sau-erstoff, Schwefel

Für die **Stabilisierung des Gärprozesses** werden folgen-de Maßnahmen empfohlen:

- Verweilzeit erhöhen und Raumbelastung senken
- Gärtemperatur und Fütterung konstant halten
- Prozesshemmungen vermeiden
- Geeignete Zusatz- und Hilfsstoffe einsetzen (bei Mangel, Bedarf und Prozessstörungen)

Weiterführende Literatur:

- „Prozessbiologische Störungen in NawaRo- und Gülleanlagen“, Biogas Forum Bayern
- „Einsatzstoffspezifische Besonderheiten in der Prozessführung“, Biogas Forum Bayern
- „Marktübersicht Zusatz und Hilfsstoffe in Bio-gasanlagen“, Biogas Forum Bayern

6.1.2 Wärmennutzung



KWK-Anlagen können neben der Einspeisung von Strom gleichzeitig wertvolle Erlöse durch den Verkauf der erzeugten Wärme generieren. Es ist wirtschaftlich sowie ökologisch von Vorteil, an das Anlagenkonzept angepasste Nutzungspotenziale für die Restwärme zu finden. Hierbei ist das Standortpotenzial der entscheidende Faktor. Die Effizienz bei der Wärmeerzeugung und der Wärmennutzungsgrad sind im Hinblick auf das Anlagenkonzept und die Fahrweise der Biogasanlage zu betrachten. Die Nachrüstung von Wärmemengenzählern ist eine Voraussetzung für die Steigerung der Effizienz und wird damit dringend empfohlen.

Ergänzung zur kommunalen Wärmeversorgung:

Das Gesetz zur kommunalen Wärmeplanung (KWP-G), das ab 2024 alle Kommunen betrifft, verpflichtet zur Berücksichtigung bzw. Beteiligung der Biogasanlagenbetreibenden (siehe §7 & §15). Das bedeutet für die Anlagenbetreibenden, als relevante Wärmeerzeugungsanlagen, dass einerseits planungsrelevante Daten gemäß Anlage 1 des KWP-G weitergegeben werden müssen und die Biogasanlagen andererseits als Wärmeliefernde berücksichtigt werden müssen. Gleichzeitig wird empfohlen, sich im Planungsprozess gemäß §15 als energieliefernde Partei anzubieten, um ggf. technische Fragestellungen zur Wärmeerzeugung an Biogasanlagen zu beantworten.

Indem erzeugte und genutzte Wärmemengen über den Jahresverlauf gesehen bilanziert und gegenübergestellt werden, lässt sich die vorhandene Restwärme quantifizieren. Im Anschluss ist zu ermitteln, ob potenzielle Wärmeabnehmende in der lokalen Umgebung vorhanden sind. Die Auslegung und der Betrieb des Wärmenetzes sollte in Zusammenarbeit mit einer fachplanerisch tätigen Person erfolgen.

Effizienzsteigerung der Wärmeerzeugung und -nutzung

Möglicherweise können neben der Nutzung des Restwärmepotenzials weitere Stellschrauben zur Effizienzsteigerung in der Erzeugung und Nutzung von Biogas-

wärme gedreht werden:

- Netz- und Wärmeverluste möglichst weitgehend minimieren (z.B. durch die Erhöhung der Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf)
- Die Fahrweise der Biogasanlage und damit die Wärmeerzeugung an den Wärmelastgang der Verbrauchenden anpassen oder Speichermöglichkeiten nutzen



Der Strombedarf ist ein weiterer wesentlicher Faktor zur Steigerung der Gesamteffizienz einer Biogasanlage. Hierbei gilt es, Einsparpotenziale für den Betrieb der einzelnen Hauptverbraucher zu detektieren und entsprechende Effizienzsteigerungsmaßnahmen abzuleiten. Im Rahmen der REzAB-Projektuntersuchungen wurde der Eigenstrombedarf an 13 Biogasanlagen untersucht. Aus den Ergebnissen lassen sich die nachfolgenden Handlungsempfehlungen ableiten.

- Intelligente Steuerung des Wärmenetzes integrieren (z.B. Pumpenläufe)
- Weitere Wärmequellen generieren (z.B. Nachrüstung Wärmetauscher am Ladeluftkühler)
- Wenn keine standortbedingte Chance auf eine (weitere) Wärmennutzung besteht, die Nachverstromung der Wärme als Option betrachten
- Wärmenetz ggf. um einen Wärmepufferspeicher erweitern, um Leistungsspitzen zu kappen und möglichst umfangreiche Wärmeversorgung aufrecht zu erhalten
- Wärmeübergabe bei den Verbrauchenden optimieren (hydraulischer Abgleich, Durchflussmenge, Temperaturspreizung)
- Wasserqualität im Wärmenetz überprüfen

6.1.3 Eigenstrombedarf

Messung Eigenstrombedarf

Kosten: 800 - 2.500 €, je nach Anzahl der zu messenden elektrischen Verbraucher und Detailgrad der Messungen

Hinweis: Im laufenden Anlagenbetrieb ist neben der Erfassung des Gesamtstrombedarfs der Biogasanlage mindestens eine kontinuierliche Messung der Stromaufnahmen der Rührtechnik zur Prüfung von Wartungsbedarf

und Überwachung der Substratdurchmischung sinnvoll.

Im REzAB-Projekt wurde an den Biogasanlagen jeweils der Gesamtstrombedarf und der Verbrauch der einzelnen Hauptkomponenten, sowie der externen Verbraucher (z.B. Trocknungsanlage) gemessen. Die Projektergebnisse zeigen, dass der Anteil einzelner Hauptverbraucher am Eigenstrombedarf vom Anlagenkonzept abhängig ist. Nachfolgend werden die allgemeingültigen Erkenntnisse aus den Untersuchungen gelistet und Optimierungsmöglichkeiten aufgezeigt.

BHKW:

- Wirkungsgraderhöhung durch Generalüberholung (i.d.R. alle 40.000 Betriebsstunden) oder Austausch alter BHKW
- Strombedarf der Notkühlung reduzieren (z.B. durch Drehzahlregelung der Ventilatoren und regelmäßige Wartung wie Säuberung von Staub)

Substratmix:

- Einfluss hoher TS-Gehalte und pastöse Substrateigenschaften auf den Eigenstrombedarf berücksichtigen

Substrateintrag:

- Anzahl und Längen der Förderschnecken auf ein Minimum begrenzen
- Bei Substratumstellung die Eintragstechnik an Einsatzstoffe anpassen

Rührtechnik:

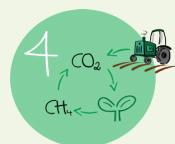
- Frequenzumrichter zur Drehzahlregelung installieren (dadurch ein „sanftes“ Anfahren und Anpassung der Rührleistung an Schwankungen der Einsatzstoffcharakteristik möglich)
- Röhrlaufzeiten durch Auswahl geeigneter Rührtechnik begrenzen (Langsamläufer für pastöse und viskose Gärgemische sowie Schnellläufer für dünnflüssige und zu Schwimmschichten neigende Gärgemische)

Sonstige Anlagenkomponenten:

- Kosten / Nutzen von Aufbereitungstechniken mit hohem Strombedarf evaluieren
- Pumpstrecken so kurz wie möglich halten (insbesondere bei dickflüssigen und zähen Gärsubstraten)
- Biologische Entschwefelung mit Linearkolbenpumpe anstatt Druckluftkompressoren durchführen

- Trocknungsanlage frequenzgerichtet und über Restfeuchte steuern

Biogasanlagen liefern einen wichtigen Beitrag zur Energiewende und Einhaltung von Klimaschutzzügen. Entscheidend ist dabei eine positive Ökobilanz. Grundsätzlich sind schädliche Emissionen von Treibhausgasen, wie Methan und Kohlenstoffdioxid, aus dem Biogasprozess zu begrenzen. Auch ein überschüssiger Nährstoffaustausch ist zu vermeiden. Es werden Maßnahmen beschrieben, die zur Verbesserung der Treibhausgasbilanz von Biogasanlagen beitragen, die sich auch positiv auf die Wirtschaftlichkeit, Akzeptanz in der Bevölkerung und Anlagensicherheit auswirken.

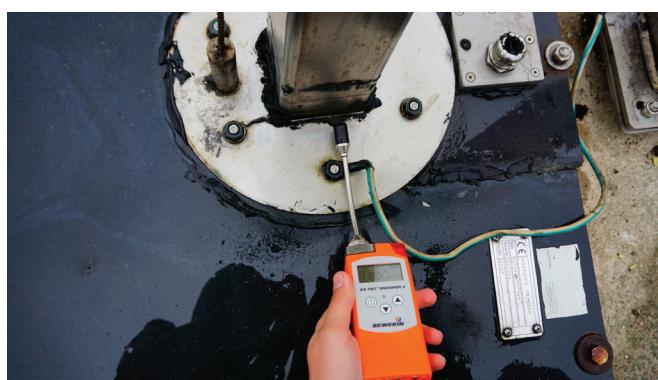


6.1.4 Ökologie

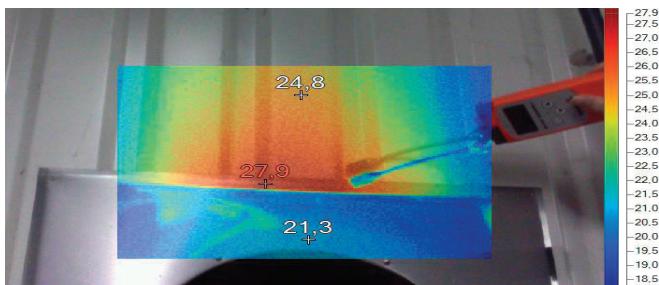
Methanleckagen erkennen und Emissionen senken

Kosten: ca. 500 € für Methandetektiergerät

In den REzAB-Projektuntersuchungen wurden die biogasführenden Anlagenkomponenten mit einem Methanschnüffler begangen und identifizierte Gasleckagen quantitativ eingeschätzt. Ziel der Untersuchungen war es, Emissionsstellen zu finden, zu beseitigen und durch vorbeugende Maßnahmen zukünftig zu vermeiden. Dies kann durch den Betreibenden selbst mit einem Methanschnüffler erfolgen. Zudem kann eine Wärmekamera die Ortung und qualitative Einschätzung einer Leckagestelle durch Visualisierung ermöglichen. Ein methansensitives, optisches Verfahren (mittels Gaskamera) ist dann vorteilhaft, wenn die Begehung mit einem transportablen Gasspürgerät durch die Größe und Zugänglichkeit der Biogasanlage einschränkt ist.



Detektion einer Gasleckage mittels Methanschnüffler an einer Überdrucksicherung



Thermografische Detektion einer Emissionsstelle am Schauglas

Grundregeln für eine emissionsarme Biogasanlage

Erstellung eines **Mess- und Prüfplans** nach folgenden Vorgaben:

- Wöchentliche Sichtprüfungen der gasführenden Anlagenkomponenten und Messungen mittels Handmessgerät durchführen (TRAS 120; Anhang VI: Konzept zur Eigenüberwachung)

Tabelle 12: Detektierte Gasleckagen und mögliche Maßnahmen

Ort der Methanleckage	Mögliche Maßnahme
Seildurchführung von Tauchmotorührwerken und Flanschverbindungen	Regelmäßige Überprüfung und Wartung der Seildurchführung durchführen (z.B. Nachfetten)
Feststoffeintrag im Betrieb, insbesondere Eintragsschnecken- system mit korrosionsbedingten Rissen oder Löchern	Feststoffeinbringung ertüchtigen bzw. austauschen (kurze Wege der Substrateinbringung berücksichtigen)
Service-Schacht am Tragluftdachsystem (Schraubverbindung zur Membran)	Regelmäßig die Schrauben nachziehen
Offene Vorgrube	Lagerungsmengen gering und Lagerungszeitraum kurz halten bzw. gasdichte Abdeckung vorsehen
Offene Überläufe	Konstruktive Lösung erarbeiten (nach dem Stand der Technik) 1. gasdichte Abdeckung vorsehen 2. durch geschlossenes System ersetzen
Dichtungen (Schaugläser, Schächte, Drucksicherungen)	Regelmäßige Überprüfung und Wartung durchführen
Verschraubungen und Abdichtung Gasmembrane	Schrauben nachziehen oder Abdichtung instandhalten

Maßnahmen zur Optimierung der THG-Bilanz

Neben der Detektion der Methanleckagestellen können folgende Maßnahmen zur **Optimierung der Klimagasbilanz** beitragen:

- Emissionen der Gärproduktlagerung reduzieren (VDI 4630, Restgaspotenzial kleiner als 1,5 % bei 20°C)
- Gärproduktausbringung optimieren (z.B. kurze Transportwege, emissionsarme Ausbringtechnik)
- ökologischen Landbau als Perspektive betrachten

- Zusätzliche Prüfung mittels Handmessgerät nach Installations-, Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten sowie nach Inbetriebnahme von gasführenden Komponenten durchführen
- Ergänzende Prüfungen durch Dienstleistende – Gas- kamerabegehung beauftragen (alle 3 Jahre TRAS 120; Abschnitt 2.6.4 (4))

Wartung und Instandhaltung:

- Tausch verschlissener Komponenten zeitnah umsetzen (z.B. Dichtungen)
- Prüfungen der Lebensdauer und des Zustands der Gasmembranen (Herstellendenangaben)

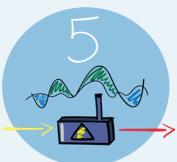
Charakteristische Gasleckagestellen

Die bei den Anlagenbegehungen identifizierten Emissionsstellen werden in Tabelle 12 aufgeführt. Diese lassen sich in der Regel ohne große Investitionen beheben.

- Ernte- und Fütterungslogistik optimieren (z.B. kurze Transportwege)
- vollständige Wärmenutzung anstreben
- Wirtschaftsdüngereinsatz steigern, Potenzial in der Region ausschöpfen
- Automatische Notfackel nachrüsten, Auslösen der Überdrucksicherung vermeiden
- Ökologischen Zustand der landwirtschaftlichen Flächen erhalten und verbessern, Humus-Aufbau fördern

6.1.5 Stromerzeugung

Die Stromerzeugung ist die Haupteinnahmequelle der meisten Biogasanlagen. Dieser Abschnitt gibt einige praktische Tipps und Hinweise, wie die Stromproduktion effizient gestaltet werden kann. Grundsätzlich ist zu empfehlen, das technische Geschehen und die Entwicklungen in der Motoren-technik im Auge zu behalten. Ein großes BHKW besitzt grundsätzlich einen höheren Wirkungsgrad im Vergleich zu mehreren BHKW mit in Summe gleicher Leistung.



Flexible Stromerzeugung

In Zukunft bewegt sich der Anlagenbestand hin zu einer flexiblen Fahrweise für die nachfrageorientierte Strom- und Wärme production. Um die BHKW flexibel fahren zu können, müssen die technischen Voraussetzungen gegeben sein. Ein intelligenter Fahrplan, der die Starts von BHKW, die Strom- und auch Wärmeführung sowie Preise berücksichtigt, steigert die Effizienz und die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage. Die BHKW-Leistung muss schnell steuer- und regelbar sein. Um dies zu realisieren, müssen Schnittstellen zur Fernbedienbarkeit installiert werden. Für einen **schnellen Anlagenstart** sind folgende Punkte zu beachten:

- Sämtliche Nebenantriebe dauerhaft bestromen
- Optimale BHKW-Einstellung vornehmen (Gas-Luft-Gemisch und Zündzeitpunkt regeln)
- Motortemperatur über 60°C halten (z.B. durch elektrische Stillstandheizung oder Wärmerückbezug aus dem Heizungsnetz)
- Gasaufbereitung vor Übergang in den externen Speicher schalten (größere Kapazität)

Nachverstromung der Restwärme

Bei überschüssiger Wärme ohne ausreichende Wärmeneske kann die Nachverstromung eine sinnvolle Option darstellen. Dabei finden das Organic Rankine Cycle- (ORC-) und das Clausius Rankine Cycle- (CRC-) Verfahren in der Praxis ihre Anwendung. Beide Technologien stellen eine Steigerung der Stromerzeugung dar. Eine Nachverstromung wird nach dem EEG zur instal-

lierten Verstromungsleistung der Biogasanlage gezählt. Unter konzeptionellen, wirtschaftlichen und ökologischen Betrachtungen ist eine direkte Nutzung der Wärme effizienter.

Weiterführende Literatur:

„Nachverstromung in landwirtschaftlichen Biogasanlagen“, Biogas Forum Bayern

6.1.6 Nährstoffverwertung

Die Entsorgungskosten für Gärprodukte sind in den letzten Jahren tendenziell angestiegen. Die Aufbereitung von Gärprodukten kann die Verwertungskosten reduzieren. Mit entsprechenden Technologien lassen sich zudem transportwürdige Dünger herstellen und so neue Einnahmequellen erschließen.



Im Hinblick auf die Nährstoffverwertung bieten sich folgende Effizienzsteigerungsmaßnahmen an:

- Technologien zur Aufbereitung von Gärprodukten nutzen (z.B. Fest-Flüssig-Trennung, Trocknung, Verdampfung), siehe Tabelle 13
- Ausbringlogistik optimieren (Zusammenarbeit mit Lohnunternehmenden oder Maschinenringen)
- Gärprodukte vermarkten (z.B. Pflanzendünger für Baumärkte)

Weiterführende Literatur:

- „Pflanzenbauliche Verwertung von Gärückständen aus Biogasanlagen“, FNR
- „Düngen mit Gärprodukten“, Fachverband Biogas

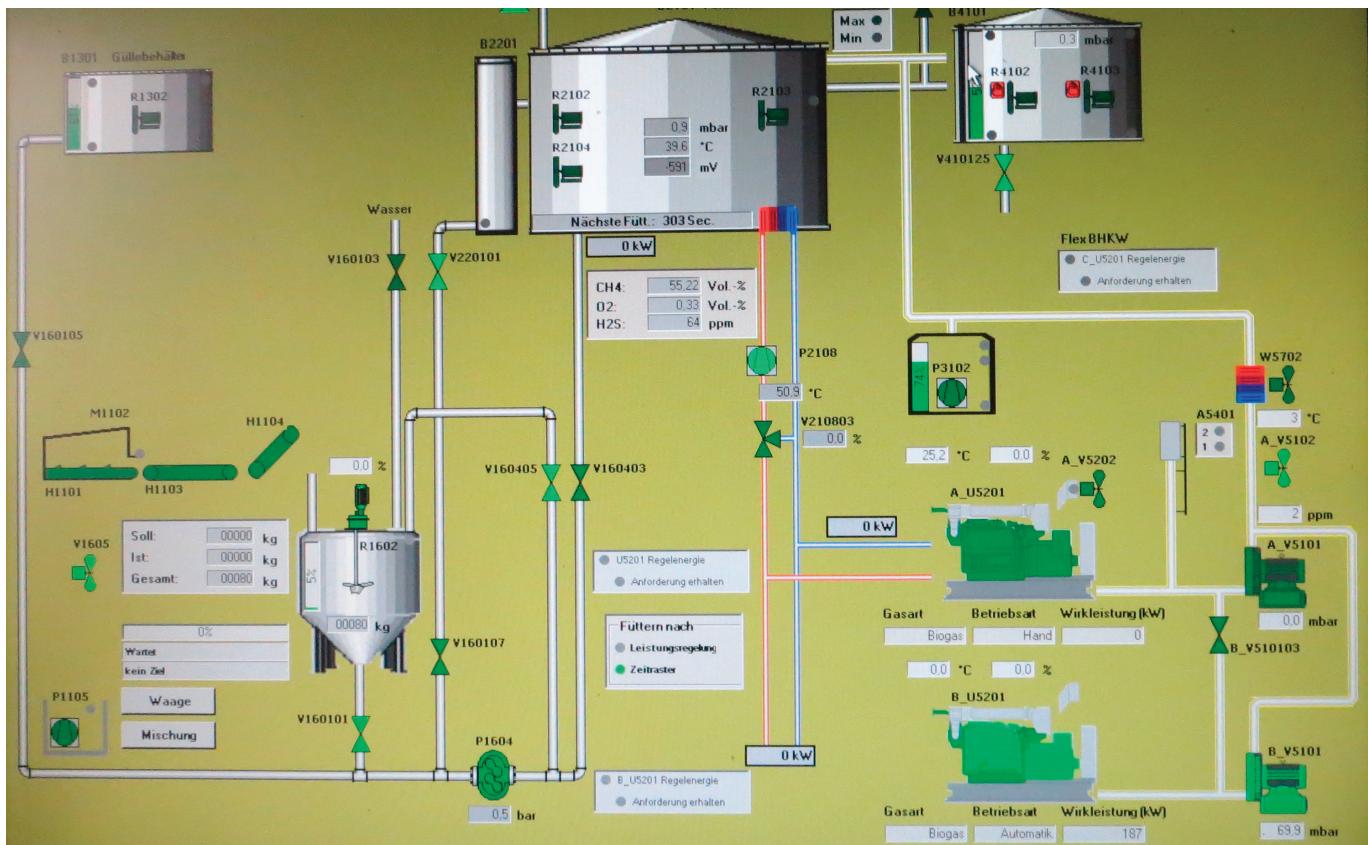
Tabelle 13: Übersicht zum Abscheidegrad unterschiedlicher Nährstofffraktionen bei der Aufbereitung von Gärprodukten

Verfahrensschritt	Input	Abscheidung in die/das	Abscheidegrade				
			TR	N _{tot}	NH ₄ -N	P ₂ O ₅	K ₂ O
			in % des Gehalts im Input				
Fest-Flüssig-Trennung							
Pressschnecke (PSS) ¹	Gärprodukt	feste Phase	33-44%	13-29%	9-17%	22-50%	12-20%
Dekanterzentrifuge ²	Gärprodukt	feste Phase	60-74%	30-46%	18-43%	64-81%	15-40%
Bandfilterpresse ³	Gärprodukt	feste Phase	84-87%	56-59%	23-38%	95-98%	28-29%
Feinfilter ⁴	Gärprodukt	feste Phase	35-55%	15-38%	10-30%	30-61%	10-30%
Stripverfahren							
Luftstripping ^{*5}	flüssige Phase PSS	Ammoniumsulfatlösung (ASL)	-	-	54-99%	-	-
Vakuumverdampfung							
2-stufige Vakuum-verdampfung inkl. Brüdenwäsche ⁶	flüssige Phase PSS	Ammoniumsulfatlösung (ASL)	-	-	78-92%	-	-
Membrantechnik							
Mikrofiltration ⁷	flüssige Phase PSS	Retentat Mikrofiltration	62%	51%	52%	70%	46%
Ultrafiltration ⁸	flüssige Phase PSS	Retentat Ultrafiltration	59%	38%	32%	58%	30%

Fußnoten 1-8:

1. Projekt Gärwert S.179, Projekt Nährwert
2. Projekt Gärwert S.179, Projekt Nährwert
3. Projekt Gärwert S.179
4. Industrieauftrag FHMS, Projekt OptiSep S. 37, Projekt Nährwert
5. Projekt L'AmmoRE, Industrieauftrag FHMS, Projekt Nährwert
6. Projekt Gärwert S. 179, Projekt Nährwert
7. Projekt Nährwert
8. Projekt Gärwert

* NH₄-N Abscheidung stark abhängig von den gewählten Einstellungsparametern (Luftstripping: pH-Wert, Temperatur; Vakuumverdampfung: Temperatur, Druck)



6.1.7 Betrieb

Voraussetzung für eine effiziente Betriebsweise von Biogasanlagen ist die Anlagenüberwachung mit einer an das Betriebskonzept angepassten Messtechnik. So können Betriebsabläufe und die Steuerung von Anlagenkomponenten optimiert werden, was zu positiven Effekten auf Wirtschaftlichkeit, Umwelt und Anlagensicherheit führt.



Der Stand der Technik definiert die Anforderungen an messtechnische Einrichtungen. Darüber hinaus kann weitere Messtechnik zur Anlagenüberwachung unterstützend wirken und die Optimierung der Betriebsparameter erleichtern.

Es empfiehlt sich, die folgenden Parameter zu überwachen und durch ein intelligentes Betriebstagebuch auswerten zu lassen:

- Biologische Prozessparameter (siehe Kapitel 6.1.1)
- Eigenenergiebedarf der gesamten Biogasanlage und der Hauptverbraucher (siehe Kapitel 6.1.3)
- Füllstände für Behälter und Gaspeicher
- Druck in Substratleitungen
- Betriebsstunden Notkühler und Gasfackel
- Gasraum- und Brenngaszusammensetzung
- Biogasmenge (volumetrische Messung)
- Wärmemenge für Verbrauchende und Eigenwärmeverbrauch (siehe Kapitel 6.1.2)

Weiterführende Literatur:

- „Empfehlung für die messtechnische Ausstattung landwirtschaftlicher Biogasanlagen“, Biogas Forum Bayern
- „Schlüsselparameter zur Kontrolle des Gärprozesses, Laboranalytik“, Biogas Forum Bayern
- „Motivation, Voraussetzungen und Methoden für die Prozessüberwachung“, Biogas Forum Bayern

6.2 Konzeptspezifische Maßnahmen

Die konzeptspezifischen Maßnahmen beziehen sich auf die Phase nach der Auswahl bzw. der Umsetzung eines Konzeptes aus Kapitel 5. Hierbei soll die Effizienz der Anlage bezogen auf das gewählte Konzept gesteigert

werden. Es werden Maßnahmen aufgezeigt, die wesentlich für die zuvor, aus Kapitel 5 ausgewählten Konzepte sind. Sie sollen helfen, die Anforderungen an das gewählte Konzept einfacher zu erreichen und die Effizienz der gesamten Anlage zu steigern.

Tabelle 14: Übersicht einer Auswahl konzeptspezifischer Effizienzmaßnahmen

Teilnahme an Ausschreibung
<p>Einsatzstoffe und Gärprozess:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Einhaltung des Maisdeckels durch Umstellung auf Koppelprodukte und Wirtschaftsdünger
<p>Wärmenutzung:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Hohe Wärmenutzung generieren und -vermarktung ausbauen • Wärmenetz um einen Wärmepufferspeicher erweitern und auch zur BHKW-Vorwärmung nutzen (für bedarfsoorientierten Anlagenbetrieb)
<p>Eigenstrombedarf:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Überprüfung der Taktung der Rührwerke insbesondere bei geänderter Substratzusammensetzung • Notkühler des BHKW regelmäßig warten und sauber halten
<p>Stromerzeugung:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bedarfsorientierte Biogasproduktion (Flexible Fütterung) • Flexiblem Anlagenbetrieb optimieren: Ölwechselintervalle anpassen, Zustand und Funktionsfähigkeit der Gasreinigung prüfen (Schwefelwert prüfen)
<p>Betrieb:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Zugriff der Direktvermarktenden automatisieren • Fahrplan der Stromerzeugung optimieren und regelmäßig aktualisieren • Wesentliche Anlagenparameter mit Sensoren erfassen und den Direktvermarktenden online zur Verfügung stellen
Bereitstellung von Kraftstoff (Bio-CNG-Tankstelle)
<p>Einsatzstoffe und Gärprozess:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Koppelprodukteinsatz steigern, Einsatz von Additiven und / oder Vorbehandlungstechniken prüfen • Wirtschaftsdüngereinsatz erhöhen THG-Quote
<p>Wärmenutzung:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wärmeversorgung optimieren (z.B. durch Holzheizung, Solarthermie, Abwärme, Wärmepumpe)
<p>Ökologie:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Methanschlupf der Aufbereitungsanlage senken • Schwachgasnutzung integrieren

Neubau einer Gülle-Kleinanlage
Einsatzstoffe und Gärprozess:
<ul style="list-style-type: none"> • Güllefeststoffe einsetzen, da bei weniger Fütterungsvolumen der gleiche Gasertrag erzielt wird • Mist aufbereiten (Steigerung von Substrataufschluss und Gasertrag)
Wärmenutzung:
<ul style="list-style-type: none"> • Wärmerückgewinnung vor Gärproduktlager berücksichtigen • Gülle nicht abkühlen lassen • Dämmung einbauen oder erweitern
Eigenstrombedarf:
<ul style="list-style-type: none"> • Rührtechnik an die Substratmenge und -eigenschaft anpassen
Ökologie:
<ul style="list-style-type: none"> • Gute Substratausnutzung anstreben (geringes Restgaspotenzial) • Substratlogistik, Gärproduktnutzung, -ausbringung optimieren
Betrieb:
<ul style="list-style-type: none"> • Entschwefelungsmethode an die Einsatzsubstrate anpassen
Eigenverbrauch und Direktlieferung
Stromerzeugung:
<ul style="list-style-type: none"> • Bedarfsorientierte Biogasproduktion (Flexible Fütterung) • Batteriespeicher integrieren • Flexible Fahrweise an den Lastgang der Verbrauchenden anpassen
Rohgasseitige Bündelung
Je nach Art der Gasnutzung / -verwertung
Zusammenschluss der Anlagenbetreibende
Je nach Art der Gasnutzung / -verwertung
Bioraffinerie
Je nach Art der Nutzung / Vermarktung der verschiedenen Produkte

7. Schlusswort

Im Rahmen des REzAB-Projekts wurde deutlich, dass die Entscheidung für einen Weiterbetrieb von den Betreibenden frühzeitig getroffen werden muss, um die konzeptionelle Weiterentwicklung langfristig planen zu können. Je näher das Ende der Förderperiode 1 rückt, desto schwieriger wird es, geeignete Zukunftskonzepte wirtschaftlich darzustellen und umzusetzen.

Neben den gängigen Instandhaltungsarbeiten sind vor der Planungsphase die Aufwendungen für die Generalüberholung als Vorbereitung der Biogasanlage auf den zukünftigen Anlagenbetrieb zu berücksichtigen. Hierunter fallen beispielsweise der notwendige Prüfumfang für den bautechnischen Zustand sowie die Konformität mit den zukünftig geltenden Regelwerken hinsichtlich Umweltschutz und Anlagensicherheit. Bereits hier lässt sich abschätzen, ob ein Weiterbetrieb überhaupt in Frage kommt oder ob der Aufwand für die Modernisierung bereits eine zu hohe finanzielle Hürde darstellt. Grundsätzlich zeigte sich im Projekt, dass sich das Aufschieben von Investitionen in die Anlagentechnik letztendlich nicht lohnt.

Gezielte konzeptübergreifende und konzeptspezifische Effizienzsteigerungsmaßnahmen tragen dazu bei, betriebliche Prozesse und Abläufe zu optimieren, Treibhausgasmissionen zu senken und die Wirtschaftlichkeit der Biogasbestandsanlagen zu erhöhen. Die geeigneten Maßnahmen sind individuell an die Anlagensituation und auf das jeweilige Anlagenkonzept anzupassen.

Anhand der erarbeiteten Projektergebnisse zeigte sich, dass die gegenwärtigen gesetzlichen Rahmenbedingungen in Bezug auf die Perspektiven verschiedener Zukunftsoptionen für den Weiterbetrieb teilweise kritisch zu beurteilen sind. Darauf aufbauend lassen sich potenzielle Stellschrauben ableiten, deren Anpassung die Umsetzung der vorgestellten Repoweringkonzepte begünstigen kann. Neben den aktuellen betriebswirtschaftlichen Gegebenheiten ist dabei auch die ökologische Wirkung zu berücksichtigen, damit das Konzept gesellschaftliche Akzeptanz findet.



Bis zum Jahr 2023 zeigte sich eine zögernde Teilnahme am Ausschreibungsverfahren. Der niedrige und periodisch sinkende Höchstgebotswert, die geltenden Teilnahmebedingungen sowie sozioökonomische Herausforderungen, beispielsweise durch fehlende Hofnachfolge, schafften bisher geringe Anreize. Die für 2023 und 2024 angehobenen Höchstgebotswerte führten bisher zu einer deutlich gesteigerten Beteiligung von Bestandsanlagen. Für kleine Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von unter 500 kW_{el} erweist sich eine doppelte Überbauung der Bemessungsleistung in der Förderperiode 2 als nur schwer wirtschaftlich darstellbar. Generell wird die Umsetzung der Überbauung bereits in Förderperiode I auch bei kurzen Restlaufzeiten empfohlen, weil hier die Flexibilitätsprämie greift, dennoch aber in der Folgeausschreibung ein (etwas reduzierter) Flexibilitätszuschlag gewährt wird. Leider kann die Flexibilitätsprämie nicht beim sog. „Nachflexibilisieren“ genutzt werden.

Biogasanlagen, für die das Ausschreibungsmodell nicht in Frage kommt, können auf alternative Zukunftskonzepte setzen. Kraftstoffnutzung und -vermarktung bieten eine Option, deren wirtschaftlicher Erfolg insbesondere bei wirtschaftsdüngerbasierten Anlagen von der Entwicklung der Erlöse aus dem Quotenhandel abhängt. Die konzeptionelle Umstellung durch den Neubau einer Gülle-Kleinanlage, bei der Teile der Gewerke und Anlagenkomponenten der bestehenden Biogasanlage weitergenutzt werden, bewegt sich derzeit in einer rechtlichen Grauzone. Es fehlen Anreizprogramme für eine Vergärung von landwirtschaftlichen Koppelprodukten und Wirtschaftsdünger, insbesondere in Regionen mit

kleiner bis mittlerer Tierbesatzdichte. Dabei ist besonders die Güllevergärung wegen ihrer Methanvermeidung auch langfristig wichtig. Die Nutzung potenzieller Synergien zwischen Biogaserzeugung und ökologischem Ackerbau scheint in diesem Zusammenhang ebenfalls sinnvoll.

Bei der Direktlieferung von Strom oder Rohbiogas tritt man als energieliefernde Partei auf und steht unter Umständen in der Pflicht, die Vollversorgung der auftraggebenden Person für die Energielieferung sicherzustellen, was mit hohen administrativen Hürden einhergeht und das Risiko erhöht. Für die Zukunftsoptionen der rohgasseitigen Bündelung und des Betreibendenzusammenschlusses sind die Stellschrauben abhängig vom gewählten Konzept und den jeweiligen Gegebenheiten. Das Modell der Bioraffinerie befindet sich auf dem Weg von der Forschung hin zur Anwendung und könnte ein Türöffner zu verschiedenen Absatzmärkten sein.

Die politischen Rahmenbedingungen sind entscheidende Faktoren für die Zukunftsfähigkeit der Biogasbranche, entwickeln derzeit jedoch keine ausreichende Anreizwirkung. Biogas ist kein Selbstzweck. Es sollten jedoch die mittel- und langfristigen Klimaschutzwirkungen und der Bedarf an biogener Flexibilität ausreichend vergütet werden.

Ausblick

Biogasanlagen leisten einen wichtigen Beitrag zum Energiesystem und zum Klimaschutz. Die wesentlichen Aufgaben und Beiträge von Biogas und Bioenergie als Erneuerbare Energie wurden im Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung verankert.

Aus Klimasicht liegt vor dem Hintergrund der Energiewende und dem gegebenen Stand der Technik mittelfristig der Beitrag vor allem bei flexibler Stromerzeugung oder auch bei Kraftstoffnutzung. Langfristig, in einem klimaneutralen Deutschland, besteht der Klimaschutzbeitrag weiterhin in der Vergärung von Wirtschaftsdünger und Koppelprodukten.

Aus der Perspektive des Naturschutzes bieten sich zudem Synergien zwischen Biogaserzeugung und ökologischem Landbau.

Auch wenn der Weiterbetrieb von Biogasanlagen am

Ende der Förderperiode 1 nicht in allen Fällen sinnvoll ist, ist die Politik gefordert, geeignete Zukunftskonzepte nicht nur identifizieren zu lassen, sondern auch Anreize für deren Umsetzung zu bieten. Ziel sollte sein, regionale Wertschöpfungsketten und bestehende Infrastrukturen an sinnvollen Standorten zu erhalten.

Die Verantwortung für die Zukunftsfähigkeit der Biogasbestandsanlagen liegt nicht allein bei der Politik, sondern auch in der Bereitschaft der Betreibenden, mit der Zeit zu gehen und sich den aktuellen sowie zukünftigen Rahmenbedingungen anzupassen.

Nach 20 Jahren Biogas im EEG haben sich die Aufgaben der Biogasbranche im Energiesystem geändert. Die flexible und bedarfsgerechte Stromerzeugung durch Biogasanlagen als Ausgleich der steigenden volatilen Erzeugungskapazitäten zählt zu den maßgebenden Zukunftsperspektiven der Biogasbranche aus Sicht von Politik und Gesellschaft. Einen weiteren wesentlichen Beitrag kann Biogas zukünftig in dem Biomethan- und Kraftstoffsektor leisten.

Es gilt, die für die eigene Biogasanlage bestmögliche konzeptionelle Lösungsvariante zu entwickeln und die Herausforderungen in der Umsetzung zu meistern. Die derzeitige Situation macht es für den Betreibenden schwierig, sich zu entscheiden, ob sich Biogas weiter lohnt oder sich auf andere Betriebszweige wie Ackerbau, Tierhaltung oder Sonderkulturen fokussiert werden sollten. Zukünftig würde die Stilllegung des Biogasbetriebes jedoch zu einer Verschärfung der aktuellen Probleme in der Landwirtschaft führen, wenn beispielsweise freiwerdende Flächen für eine Erhöhung der Milchproduktion verwendet werden würden.

Langfristige Planung zahlt sich aus. In diesem Zusammenhang sind Beratungsinitiativen und die Förderung von unterstützenden Strukturen notwendig, die Anlagenbetreibenden helfen, Zukunftskonzepte zu benennen. Diese werden zukünftig einen noch wesentlicheren Beitrag liefern müssen. Ein wichtiger Grundstein für eine erfolgreiche Zukunftsplanung soll bereits durch diesen Leitfaden gelegt werden.

In diesem Sinne wünschen wir Ihnen alles Gute für die Zukunft und weiterhin viel Spaß mit Biogas!

8. Anhang

8.1 Beschreibung und Kalkulationsgrundlagen Standardanlage

Vom Projektteam wurde basierend auf Recherche und Erfahrungswerten eine beispielhafte repräsentative landwirtschaftliche Biogasanlage definiert. Diese wurde 2005 in Betrieb genommen und weist eine elektrische Leistung von 500 kW_{el} (Gas-Otto-Motor) auf. Sie setzt Maissilage (70 %) und Rindergülle (30 %) ein und versorgt ein Nahwärmenetz. Die Anlage verfügt über einen Fermenter, einen Nachgärer sowie ein offenes Gärpro-

duktlager. Anhand dieser Standardanlage wurden die Repoweringkonzepte hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit überprüft. Um die Kriterien in der Anforderungsliste in Kapitel 5 für das überprüfte Repoweringkonzept zu erfüllen, wurden für die Standardanlage jeweils weitere Annahmen getroffen. Beispielsweise wurde für das Konzept „Teilnahme an Ausschreibungen“ angenommen, dass die Biogasanlage in Förderperiode 1 flexibilisiert und die gasdichte Verweilzeit auf mindestens 150 Tage erweitert wurde.

Für die Berechnung wurde eine Einteilung in Baugruppen vorgenommen. Wie sich diese zusammensetzen, ist in Tabelle 14 dargestellt.

Tabelle 15: Übersicht Baugruppen der Standardanlage

Baugruppe	Charakterisierung und Hauptbestandteile
Vorgrube	Betonbehälter, Pumptechnik, Substratleitungen
Netzanschluss	Trafo, Leitungen, Stromzähler
Fermenter / Nachgärer	Betonbehälter, Beheizung, Isolierung, Verkleidung, gasdichte Behälterabdeckung, Substrat- und Gasleitungen
Gärproduktlager	Betonbehälter, Substrat- und Gasleitungen, Entnahmetechnik
Fahrstiloanlage	
Einbringung	Schnecken-, Presskolben- oder Futtermischeintrag, Befülltrichter, Wiegeeinrichtung
Langachsührwerk	
Tauchmotorührwerk	
BHKW	Gas-Otto-Motor, Motorblock, Generator, Wärmetauscher, Wärmeverteiler, Notkühler, Steuerung, Gasleitungen, Kondensatabtrennung, Druckluftstation, Ölbehälter
Gebäude, Wege, Peripherie	
Technikkomponenten einfach	Bauteile mit langer bis mittlerer Nutzungsdauer, z. B. Wärmeleitung, Heizungsverteilung, Kabel, Gasfackel, MSR, Kondensatpumpe, Schieber, Befestigungen, Schauglas, Anmischbehälter, Substratpumpe
Technikkomponenten fein	Bauteile mit kurzer Nutzungsdauer, z. B. Waage, Gasmessung, diverse Gebläse, Gasreinigung, Aktivkohlefilter, Über-/Unterdrucksicherung, Wärmemengenzähler

Vorgehensweise Berechnung:

Nachfolgend werden die Vorgehensweise bei der Berechnung sowie die zugrunde liegenden Annahmen dargestellt. Daran schließt sich Tabelle 15 mit der Kalkulation der Wirtschaftlichkeit der Standardanlage in der Ausschreibung an. Die nachfolgend erläuterten Punkte (1 bis 6) werden in Tabelle 15 mit Zahlenwerten hinterlegt. Die Annahmen beruhen auf allgemein anerkannten Kennwerten und Erfahrungen der Autorenschaft. Dabei wurden grün hinterlegte Werte vom Projektteam festgelegt. Bei gelb hinterlegten Werten handelt es sich um Literaturwerte (z.B. KTBL), während orangene Felder Ergebniswerte darstellen. Es ist zu beachten, dass es sich um eine exemplarische anlagenspezifische Vorgehensweise handelt. Jede Anlage und jedes Repoweringkonzept bedarf der exakten Prüfung und ggf. Anpassung der Berechnung.

1. Vorgesehener Substrateinsatz

Alle eingesetzten Substrate werden mengenmäßig erfasst (Tonnen Frischsubstanz pro Jahr). Mit Hilfe von KTBL-Werten für die spezifische Gasausbeute wird der daraus entstehende Methanertrag berechnet.

2. Bauteilauslegung

Der Silolagerraum wird anhand der Lagerdichte und -dauer der Einsatzstoffe kalkuliert. Die Größe der übrigen Behälter ergibt sich aus der vorgegebenen Verweildauer.

3. BHKW-Auslegung

Hier werden die elektrische Leistung und die Nutzungsgrade (elektrisch und thermisch) des BHKWs erfasst.

4. Einspeisung Elektrizität

In diesem Schritt findet die Berechnung der erzeugten Strommenge statt. Diese ist wiederum verlustbehaftet, sodass sich erst nach Abzug von Niederspannungs- und ggf. Trafoverlusten die tatsächlich eingespeiste und vergütete Strommenge ergibt.

5. Wirtschaftlichkeitsabschätzung

5.1 Einnahmen

Je nach Repoweringkonzept werden die konzeptspe-

zifischen Einnahmen, z.B. durch Kraftstoffverkauf, Marktprämie etc. erfasst. Zudem ist die Berechnung der entstehenden Wärme, des Wärmebedarfs für den Fermenter sowie der verkauften Wärmemenge und der daraus resultierenden Einnahmen hier zu finden. Es wird ebenfalls eine Gutschrift für vermiedene Mineraldünger Kosten durch Gärproduktdüngung berücksichtigt.

5.2 Ausgaben

Kapitalkosten

Hier erfolgt die Zusammenstellung der Anschaffungswerte bzw. des Kapitaldienstes nach Baugruppe gemäß Tabelle 14. Zunächst wird für jede Baugruppe der ursprüngliche Anschaffungswert als Produkt eines volumen- bzw. leistungsspezifischen Kostensatzes mit der jeweiligen Bauteilgröße berechnet. Der Kostensatz ergibt sich aus einer großenabhangigen Funktion, die auf Literaturdaten und Erfahrungswerten von C.A.R.M.E.N. e.V. beruht. Die tatsächlich angesetzten Anschaffungswerte ergeben sich als prozentualer Anteil des ursprünglichen Anschaffungswerts, wobei der Prozentwert den Aufwand für die Generalüberholung darstellt, welcher an Hand der konkreten technischen Daten der untersuchten Biogasanlagen abgeschätzt wurde. Hierzu konnte, neben den bisherigen Erfahrungswerten der Betreibenden und von C.A.R.M.E.N. e.V., auf die Ergebnisse der Begutachtung durch einen Sachverständigen zurückgegriffen werden.

Anschließend findet die Berechnung des Kapitaldienstes, also von Zins und Tilgung, anhand der Annuitätenmethode statt. Die zugrunde gelegten Nutzungsdauern sind ebenfalls aufgeführt.

Instandhaltung, Betrieb, Verbrauch, Sonstiges

Die Grundlage für die spezifischen Instandhaltungssätze für die einzelnen Baugruppen stellen Literatur- in Kombination mit Erfahrungswerten dar. Es werden u. a. die Kosten für den Zukauf von Substraten, Laborbetreuung, Anlagenversicherung und Verwaltung berechnet. Es können außerdem die Bürgschaftskosten für den Rückbau der Anlage aufgeführt werden. Der Bedarf an Elektrizität wird aufgeteilt in Bedarf für den Betrieb der Biogasanlage und ggf. Bedarf für das vorhandene Wärmenetz.

Allen unter diesem Punkt aufgeführten Kostenangaben liegt eine jährliche Preissteigerung von 1 % zugrunde.

5.3 Zusammenstellung

Hier erfolgt ein Überblick über die wichtigsten Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung. Es werden alle Einnahmen sowie Ausgaben aggregiert aufgeführt und daraus der Gewinn errechnet.

6. Kennzahlen

Abschließend werden wichtige Kennzahlen, die die Wirtschaftlichkeit der Anlage und die Gestehungskosten der erzeugten Produkte darstellen, aufgeführt.

Auswahl einiger wichtiger Formeln:

$$\text{Annuität} = \frac{\left(\frac{\text{Zinssatz}}{100\%} + 1\right)^{\text{Nutzungsdauer}} * \frac{100\%}{\text{Zinssatz}}}{\left(\frac{\text{Zinssatz}}{100\%} + 1\right)^{\text{Nutzungsdauer}} - 1} * 100\%$$

$$\text{Kapitaldienst} = \text{Annuität} * \text{Investitionskosten}$$

$$\text{Zinskosten} = \frac{\text{Investitionskosten} * \text{Zinssatz}}{1,75}$$

$$\text{Unternehmergewinn} = \text{Einnahmen} - \text{Kosten}$$

$$\text{Gesamtkapitalrentabilität} = \frac{\text{Unternehmergewinn} + \text{Zinskosten}}{\text{Investitionskosten}}^2$$

$$\text{Cash-Flow} = \text{Unternehmergewinn} + \text{Abschreibung}$$

Werte festgelegt durch Projektteam	
Werte aus der Literatur	
Ergebniswerte	

Tabelle 16: Ausführliche Kalkulation der Wirtschaftlichkeit der Standardanlage in der Ausschreibung (Förderperiode 2)

1. Vorgesehener Substrateinsatz				
Einsatzstoff	FS / a	TS	Methanertrag	
Rindermist	1.000 t / a	22,9 %	38,21 m ³ _{CH4} / t FS	38.210 m ³ _{CH4} / a
Rindergülle	3.790 t / a	8,9 %	16,15 m ³ _{CH4} / t FS	61.209 m ³ _{CH4} / a
Getreidekorn	150 t / a	84,0 %	322,72 m ³ _{CH4} / t FS	48.408 m ³ _{CH4} / a
Maissilage	4.200 t / a	35,1 %	121,02 m ³ _{CH4} / t FS	508.284 m ³ _{CH4} / a
Grassilage	1.700 t / a	28,2 %	79,88 m ³ _{CH4} / t FS	135.796 m ³ _{CH4} / a
Getreide-GPS	500 t / a	32,8 %	107,39 m ³ _{CH4} / t FS	53.695 m ³ _{CH4} / a
Kleegras	500 t / a	35,6 %	101,92 m ³ _{CH4} / t FS	50.960 m ³ _{CH4} / a
Durchwachsene Silphie	400 t / a	23,5 %	58,54 m ³ _{CH4} / t FS	23.416 m ³ _{CH4} / a
Maisstroh	500 t / a	50 %	138,33 m ³ _{CH4} / t FS	69.165 m ³ _{CH4} / a
Summe Jahr	12.740 t / a			989.143 m ³ _{CH4} / a
Summe Tag	34,90 t / d			2.710 m ³ _{CH4} / d
	34,1 %	Maisanteil	„Maisdeckel“ nach EEG 2023 eingehalten	

2. Bauteilauslegung		
	Verweilzeit	Bauteilgröße
Silolagerraum		13.104 m ³
Vorgrube	9 d	90 m ³
Einbringung	2 d	142 m ³
Fermenter	55 d	1.930 m ³
Nachgärtner	55 d	1.930 m ³
Gärproduktlager gasdicht	116 d	3.300 m ³
Gärproduktlager offen	174 d	5.000 m ³

3. BHKW-Auslegung		
	Wirkungsgrad	Leistung
El. Jahresnutzungsgrad	39,0 %	1.000 kW _{el}
Th. Jahresnutzungsgrad	42,0 %	1.077 kW _{th}
Feuerungswärmeleistung		2.564 kW _F
Bemessungsleistung		439 kW _{el}

4. Einspeisung Elektrizität		
	Anteil Verluste	Strommenge
Stromproduktion		3.846.085 kWh _{el} / a
Verluste Niederspannung	0,5 %	19.230 kWh _{el} / a
Einspeisung		3.826.855 kWh _{el} / a

5. Wirtschaftlichkeitsabschätzung				
5.1 Einnahmen				
	Menge	Anteil	Vergütung	Einnahmen
Strom:				
Ausschreibung			0,1760 € / kWh _{el}	673.526 € / a
Flexzuschlag			50 bzw. 65 € / kW	57.500 € / a
Wärme:				
Erzeugung	4.141.938 kWh _{th} / a			
Fermenterbedarf	1.449.678 kWh _{th} / a	35 %		
Netto-Angebot	2.692.260 kWh _{th} / a			
tatsächlicher Verkauf	1.400.000 kWh _{th} / a		0,07 € / kWh _{th}	98.000 € / a
Gärproduktverwertung:				
Düngewert (Gärprodukt ohne WiDü)	5.870 m ³ / a	50 %	10,00 € / m ³	29.350 € / a

5.2 Ausgaben				
Kapitalkosten				
	Spezifische Anschaffungswerte	Ursprünglicher Anschaffungswert	Aufwand für Generalüberholung	Anschaffungswert
Vorgrube	177,94 € / m ³	16.015 €	38 %	6.006 €
Netzanschluss	130,00 € / kW _{el}	130.000 €	22 %	28.600 €
Fermenter	54,18 € / m ³	104.567 €	25 %	26.142 €
Nachgärtner	54,18 € / m ³	104.567 €	25 %	26.142 €
Gärproduktlager gasdicht	29,89 € / m ³	99.534 €	25 %	24.884 €
Gärproduktlager offen	23,73 € / m ³	118.650 €	0 %	0 €
Fahrsiloanlage	27,23 € / m ³	356.822 €	25 %	89.206 €
Einbringung	431,97 € / m ³	61.340 €	77 %	47.232 €
Langachsührwerke	2 St.	14.400 €	110 %	15.840 €
Tachmotorrührwerke	4 St.	21.600 €	110 %	23.760 €
BHKW	394,00 € / kW _{el}			
anteilig davon Motor	40 %	157.600 €	55 %	86.680 €
anteilig davon Rest	60 %	236.400 €	55 %	130.020 €
Gebäude, Wege, Peripherie		129.149 €	13 %	16.144 €
Umwallung				15.000 €
Technikkomponenten einfach		193.724 €	11 %	21.310 €
Technikkomponenten fein		193.676 €	55 %	106.548 €
Pufferspeicher		40.000 €	22 %	8.800 €
Gasspeicher		80.000 €	22 %	17.600 €
Teilnahme an Ausschreibung				10.000 €
Planung und Genehmigung		96.905 €	10 %	9.691 €
Summe Kapitaldienst		2.154.997 €		709.602 €
Auf Basis einer installierten BHKW-Leistung von 1.000 kW _{el} ergibt sich ein spezifischer Anschaffungswert von 2.155 €/kW _{el} .				
Fortsetzung Kapitalkosten auf der folgenden Seite.				

	Nutzungsdauer	Annuität	Kapitaldienst
Vorgrube	14,0 a	11,7 %	571 € / a
Netzanschluss	14,0 a	8,9 %	2.717 € / a
Fermenter	14,0 a	8,9 %	2.483 € / a
Nachgärtner	14,0 a	8,9 %	2.483 € / a
Gärproduktlager gasdicht	14,0 a	8,9 %	2.364 € / a
Gärproduktlager offen			
Fahrsiloanlage	20,0 a	6,7 %	6.601 € / a
Einbringung	14,0 a	8,9 %	3.968 € / a
Langachsührwerke	10,0 a	11,7 %	1.948 € / a
Tauchmotorrührwerke	7,0 a	16,1 %	3.478 € / a
BHKW			
anteilig davon Motor	14,0 a	8,9 %	8.235 € / a
anteilig davon Rest	14,0 a	8,9 %	12.352 € / a
Gebäude, Wege, Peripherie	14,0 a	11,7 %	1.534 € / a
Umwallung	14,0 a	11,7 %	1.425 € / a
Technikkomponenten einfach	10,0 a	11,7 %	2.621 € / a
Technikkomponenten fein	7,0 a	16,1 %	17.791 € / a
Pufferspeicher	14,0 a	8,9 %	836 € / a
Gasspeicher	14,0 a	8,9 %	1.672 € / a
Teilnahme an Ausschreibung	10,0 a	11,7 %	1.230 € / a
Planung und Genehmigung	10,0 a	11,7 %	1.192 € / a
Summe Kapitaldienst			76.510 € / a

Instandhaltungs- und betriebsgebundene Kosten			
	Anteil von Anschaffung		Gesamtkosten
Bau	1,0 %		11.082 € / a
BHKW	0,0082 € / kWh _{el}	Vollwartungsvertrag	32.996 € / a
Rührwerke	7,0 %		2.636 € / a
Einbringung	7,0 %		4.493 € / a
Technikkomponenten einfach	3,0 %		6.080 € / a
Technikkomponenten fein	7,0 %		14.188 € / a
Speicher	1,5 %		1.883 € / a
Anlagenbedienung u. -reinigung	2.021 h / a	20,00 € / h	42.288 € / a

Bedarfsgebundene Kosten			
	Menge	spez. Kosten	Gesamtkosten
Rindermist	1.000 t / a	3,00 € / t	3.139 € / a
Rindergülle	3.790 t / a	0,00 € / t	0 € / a
Maisstroh	500 t / a	60,00 € / t	31.386 € / a
Getreidekorn	150 t / a	140,00 € / t	21.971 € / a
Durchwachsene Silphie	400 t / a	30,00 € / t	12.554 € / a
Maissilage	4.200 t / a	40,00 € / t	175.765 € / a
Grassilage	1.700 t / a	40,00 € / t	71.144 € / a
Getreide-GPS	500 t / a	40,00 € / t	20.924 € / a
Kleegras	500 t / a	30,00 € / t	15.694 € / a
Eigenbedarf Elektrizität	8,0 %	0,25 € / kWh _{el}	80.478 € / a
Bedarf Elektrizität Wärmenetz	1,5 %	0,25 € / kWh _{el}	5.494 € / a
Ausbringkosten (Gärprodukt ohne Wirtschaftsdünger)	5.870 m ³ / a	4,00 € / m ³	24.566 € / a

Sonstige Kosten			
	Investition	Anteil	Gesamtkosten
Laborbetreuung			2.092 € / a
Versicherung	2.154.997 €	0,5 %	11.273 € / a
Verwaltung allgemein			2.092 € / a
Summe laufende Kosten			594.218 € / a

5.3 Zusammenstellung		
5.1 Einnahmen		Gesamt
Ausschreibung	673.526 € / a	858.376 € / a
Flexzuschlag	57.500 € / a	
Wärmeverkauf	98.000 € / a	
Düngewert	29.350 € / a	
5.2 Ausgaben		Gesamt
Kapitalkosten	76.510 € / a	670.728 € / a
Instandhaltung, Betrieb, Bedarf, sonstiges	594.218 € / a	
Unternehmensgewinn	187.648 € / a	
Lohnansatz	42.288 € / a	
Gewinn	229.936 € / a	

6. Kennzahlen		
Bei Betrachtung Gesamtkapitalrentabilität		
Anschaffungswert		709.602 €
Gesamtkapitalrentabilität		57,5 %
Cash-Flow		
Anschaffungswert		709.602 €
Cash-Flow		247.352 € / a
Bei Betrachtung der Arbeitszeitverwertung		
Gewinn ohne vorweg genommene Arbeitszeitvergütung		229.936 € / a
Arbeitszeitverwertung	2.021 h / a	113,77 € / Akh
Gestehungskosten netto		
Gestehungskosten Strom		17,53 € / kWh _{el}
Gestehungskosten Gas	bezogen auf Heizwert	6,80 € / kWh _F

8.2 Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Entwicklungen der rechtlichen Rahmenbedingungen	14
Abb. 2: Auflistung einschlägiger Regelwerke und Erkenntnisquellen	15
Abb. 3: Biogasanlage	16
Abb. 4: Beispielanlage im Ausschreibungsmodell	27
Abb. 5: Standardanlage im Kraftstoffmodell	37
Abb. 6: Standardanlage als Neubau einer Gülle-Kleinanlage	41
Abb. 7: Was zählt als Eigenverbrauch?	44
Abb. 8: Höhe der Abgaben und Umlagen bei Direktlieferung	45
Abb. 9: Stromgestehungskosten der Biogasanlagen	46
Abb. 10: Struktur einer rohgasseitigen Bündelung	47
Abb. 11: Struktur eines Zusammenschlusses von Betreibenden	49
Abb. 12: Nutzungsmöglichkeiten der Stoffe aus einer Bioraffinerie	52
Abb. 13: Effizienzsteigerungskategorien	56

8.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Checkliste für den erfolgreichen Weiterbetrieb	10
Tabelle 2: Prüfungsarten bei bautechnischer Begutachtung der Betonbehälter	12
Tabelle 3: Checkliste Generalüberholungsbedarf (an 10 Biogasbestandsanlagen ermittelt)	17
Tabelle 4: Auswertung der Entscheidungshilfe	23
Tabelle 5: Checkliste für zu tätigende konzeptübergreifende Maßnahmen	24
Tabelle 6: Kalkulation der Wirtschaftlichkeit der Beispielanlage in der Ausschreibung (Förderperiode 2)	28
Tabelle 7: Kalkulation der Wirtschaftlichkeit der Standardanlage in der Ausschreibung (Förderperiode 2)	29
Tabelle 8: Kalkulation der Wirtschaftlichkeit der Beispielanlage im Kraftstoffmodell (Förderperiode 2)	35
Tabelle 9: Kalkulation der Wirtschaftlichkeit der Standardanlage im Kraftstoffmodell (Förderperiode 2)	38
Tabelle 10: Kalkulation der Wirtschaftlichkeit der Standardanlage als Neubau einer Gülle-Kleinanlage	41
Tabelle 11: Abriss- und Entsorgungskosten wesentlicher Reststoffe	55
Tabelle 12: Detektierte Gasleckagen und mögliche Maßnahmen	61
Tabelle 13: Übersicht zum Abscheidegrad unterschiedlicher Nährstofffraktionen bei der Aufbereitung von Gärprodukten	63
Tabelle 14: Übersicht einer Auswahl konzeptspezifischer Effizienzmaßnahmen	65
Tabelle 15: Übersicht Baugruppen der Standardanlage	69
Tabelle 16: Ausführliche Kalkulation der Wirtschaftlichkeit der Standardanlage in der Ausschreibung	71

8.4 Abkürzungsverzeichnis

Akh	Arbeitskraftstunde
AwSV	Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen
BayStMUV	Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Verbraucherschutz
BetrSichV	Verordnung über Sicherheit und Gesundheitsschutz bei der Verwendung von Arbeitsmitteln
BGVA3	jetzt DGUV V3
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BNetzA	Bundesnetzagentur
C.A.R.M.E.N. e.V.	Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V.
CH ₄	Methan
CNG	Compressed Natural Gas
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CRC	Clausius Rankine Cycle
ct	Euro-Cent
DGUV V3	Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung, Vorschrift 3: Prüfung elektrischer Betriebsmittel
DIN	Deutsches Institut für Normung
DIN EN	Zusatz EN steht für Europäische Norm
DüMV	Düngemittelverordnung
DüV	Düngeverordnung
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
EC	Electronic Cash
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EltKU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPDM	Ethylen-Propylen-Dien-Kautschuk - Synthesekautschuk
EVU	Energieversorgungsunternehmen
Flex-BHKW	Blockheizkraftwerk, das bedarfsoorientiert betrieben wird
FNR	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe
FS	Frischsubstanz
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen
GbR	Gesellschaft bürgerlichen Rechts
GefStoffV	Gefahrstoffverordnung
GPS	Ganzpflanzensilage
GV	Großviecheinheit
IT	Informationstechnologie
JGS-Anlagen	Jauche- Gülle- und Silagesickersaftanlagen
KAS	Kommission für Anlagensicherheit
km	Kilometer
K.o.	Knockout

kW _{el}	Kilowatt elektrisch
kW _{th}	Kilowatt thermisch
kWh	Kilowattstunde
kWF	Kilowatt Feuerungswärmeleistung
K ₂ O	Kali
LAI	Bund/Länder-Arbeitsgemeinschaft für Immissionsschutz
LKW	Lastkraftwagen
LNG	Liquified Natural Gas
Mio.	Million
MSR	Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik
MW _{el}	Megawatt (elektrisch)
MwSt.	Mehrwertsteuer
NH ₄ -N	Ammonium
N _{tot}	Gesamtstickstoff
ORC	Organic Rankine Cycle
PKW	Personenkraftwagen
PLT	Prozessleittechnik
PV	Photovoltaik
PVC	Polyvinylchlorid - ein Kunststoff
P ₂ O ₅	Phosphat
RED II	Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU
REzAB	Repoweringmaßnahmen hinsichtlich zukünftiger Aufgaben von Biogasanlagen
Sat	Satelliten
SCR	Selective Catalytic Reduction – Selektive katalytische Reduktion
St	Stück
StromStG	Stromsteuergesetz
SVLFG	Sozialversicherung für Landwirtschaft, Forsten und Gartenbau
t	Tonne
TA-Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft
THG	Treibhausgas
TI4	Technische Informationen 4
TR	Trockenrückstand
TRAS	Technische Regeln für Anlagensicherheit
TRBS	Technische Regeln für Betriebssicherheit
TRGS	Technische Regeln für Gefahrstoffe - Tätigkeiten bei der Herstellung von Biogas
TRwS	Technische Regel wassergefährdende Stoffe
TS	Trockensubstanz
VDE-Normen	Normen, die der Verband deutscher Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik festlegt
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VdS	Verband der Schadenverhütung
WHG	Wasserhaushaltsgesetz
WiDü	Wirtschaftsdünger

Technische Hochschule Ingolstadt

Institut für neue Energie-Systeme

Esplanade 10

85049 Ingolstadt

E-Mail: InES@thi.de

FH Münster

Fachbereich Energie Gebäude Umwelt

Stegerwaldstr. 39

48565 Steinfurt

E-Mail: wetter@fh-muenster.de

C.A.R.M.E.N. e.V.

Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V.

Schulgasse 18

94315 Straubing

E-Mail: contact@carmen-ev.de