

ProBiogas-Studie an Praxisanlage

Machbarkeitsstudie für Biogasanlage „BaWü-2“

Anlage BaWü-2

- 906 kW_{el}
- 59 % NawaRo
- 41 % Wirtschaftsdünger

Optimierungsmaßnahmen:

- Anpassungen der Fütterung (sep. Rindergülle)
- Anpassung EEG 2021 (Erhöhung Verweilzeit)



© Universität Hohenheim, das Bild zeigt nicht die untersuchte Biogasanlage

Benedikt Hülsemann, Christian Biedlingmaier | Universität Hohenheim

Erstellt: Dezember 2021

Diese Veröffentlichung entstand im Rahmen des Projektes „Biogas Progressiv: Zukunftsweisende Strategien für landwirtschaftliche Biogasanlagen“ (ProBiogas) finanziert mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) aus dem Sondervermögen Energie- und Klimafond (FKZ: 22405416; 22407617; 22408117).

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|-------|--|----|
| 1 | Einleitung..... | 4 |
| 2 | Durchführung und Annahmen | 4 |
| 2.1 | Darstellung und Berechnung des Ist-Standes der Biogasanlagen | 5 |
| 2.2 | Annahmen für die Berechnungen der Optimierungsoptionen..... | 6 |
| 2.2.1 | Allgemeine Annahmen..... | 6 |
| 2.2.2 | Annahmen Leistungen | 6 |
| 2.2.3 | Annahmen Kapitalkosten | 7 |
| 2.2.4 | Annahmen Substratkosten..... | 7 |
| 2.2.5 | Annahmen Betriebskosten und Allgemeine Kosten | 7 |
| 3 | Ist-Stand..... | 8 |
| 3.1 | Anlagenbeschreibung..... | 8 |
| 3.1.1 | Substratbereitstellung und -einbringung | 8 |
| 3.1.2 | Fermenterkaskade..... | 9 |
| 3.1.3 | Biogasverwertung | 9 |
| 3.2 | Kennzahlen | 9 |
| 3.2.1 | Substrate..... | 9 |
| 3.2.2 | Prozesskennzahlen..... | 10 |
| 3.2.3 | Strom- und Wärmeverwertung..... | 11 |
| 3.3 | Ökonomische Parameter..... | 11 |
| 3.3.1 | Leistungen | 11 |
| 3.3.2 | Kosten..... | 11 |
| a) | Kapitalkosten | 11 |
| b) | Substratkosten | 12 |
| c) | Betriebskosten und Allgemeine Kosten | 13 |
| 3.3.3 | Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis..... | 14 |
| 4 | Optimierungsstrategien | 15 |
| 4.1 | Optimierungsmaßnahme 1: Notwendige Anpassungen zum Weiterbetrieb im EEG 2021 | 15 |
| 4.1.1 | Kennzahlen..... | 15 |
| 4.1.2 | Leistungen | 16 |
| 4.1.3 | Kosten..... | 16 |
| a) | Kapitalkosten | 16 |



| | |
|--|----|
| b) Substratkosten | 16 |
| 4.1.4 Betriebskosten und Allgemeine Kosten | 17 |
| 4.1.5 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis | 17 |
| 4.2 Optimierungsmaßnahme 2: Mikrogasleitung | 17 |
| 4.2.1 Kennzahlen | 17 |
| 4.2.2 Leistungen | 17 |
| 4.2.3 Kosten..... | 18 |
| a) Kapitalkosten | 18 |
| b) Substratkosten | 18 |
| c) Betriebskosten und Allgemeine Kosten | 18 |
| 4.2.4 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis | 19 |
| 4.3 Gesamtkonzept | 19 |
| 4.3.1 Kennzahlen..... | 19 |
| 4.3.2 Leistungen | 19 |
| 4.3.3 Kosten..... | 19 |
| 4.3.4 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis..... | 20 |
| 4.3.5 Sensitivitätsanalyse | 20 |
| 4.4 Fazit der Optimierungsstrategien..... | 23 |
| Literatur | 25 |



1 Einleitung

Für zahlreiche Biogasanlagenbetreiber stellt sich mit Ablauf der 1. EEG-Förderperiode die Frage, wie ihre Anlage weiterhin rentabel regenerative Energie produzieren kann. Die im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2021) vorgesehene Verlängerung der Vergütung über die Ausschreibungen für Biomasseanlagen bietet grundsätzlich die Möglichkeit eines Weiterbetriebs, allerdings sind dafür technisch sowie ökonomisch optimierte Anlagenkonzepte notwendig.

Mit dem Projekt „Biogas Progressiv – zukunftsweisende Strategien für landwirtschaftliche Biogasanlagen“ (ProBiogas) wird das Ziel verfolgt, praxistaugliche Verfahrensoptionen für den Weiterbetrieb von Biogasanlagen zu evaluieren. Die Evaluierung erfolgt zweistufig anhand der Durchführung einer techno-ökonomischen Analyse ausgewählter Biogasanlagen-Modelle (KTBL-Betriebsmodelle) und anhand von realen Praxisanlagen (Machbarkeitsstudien). Die dabei untersuchten Verfahrensoptionen sind:

- Substratwechsel/-anpassung
- Optimierung der Wärmenutzung
- Aufbereitung des Biogases zu Biomethan (Einspeisung, optional Nutzung als Kraftstoff)
- Flexibilisierung der Stromproduktion.

Weitere potenzielle Nutzungs- bzw. Einkommensoptionen, die im Projekt nicht techno-ökonomisch detailliert dargestellt werden konnten, werden in Form von Konzeptbeschreibungen (Exposés) vorgestellt.

Im Rahmen des Projekts wurden zwölf Machbarkeitsstudien an Praxisanlagen erstellt. Sie dienen zum einen dazu, die ausgewählten Verfahrensoptionen im praxisnahen Bezug anzuwenden und eine Erkenntnisquelle für Anlagenbetreiber zu erstellen und zum anderen, um die Erkenntnisse daraus zur Validierung der Biogasanlagen-Modelle zu nutzen.

Die vorliegende Machbarkeitsstudie der Praxisanlage „BaWü-2“ soll die Umsetzung einer Substratumstellung hinzu separierter Rindergülle techno-ökonomisch vorstellen und bewerten.

2 Durchführung und Annahmen

Für die Auswahl der Biogasanlagen wurden Betreiber angesprochen, die planen, den Anlagenbetrieb nach der ersten Förderperiode von 20 Jahren aufrecht zu erhalten. Es wurden sowohl Biogasanlagen mit einer Restförderlaufzeit von weniger als einem Jahr als auch solche mit mehr als zehn Jahren untersucht. Hintergrund ist die lange Amortisationsdauer vieler Optimierungsstrategien, die eine frühzeitige Planung unabdingbar macht.

Es wurden Biogasanlagen aus den Bundesländern Baden-Württemberg, Bayern, Niedersachsen und Thüringen ausgewählt, um ein breites Spektrum bezüglich Anlagengröße und Substratverhältnis zu erfassen.



2.1 Darstellung und Berechnung des Ist-Standes der Biogasanlagen

Für die Beschreibungen und Berechnungen des Ist-Standes der Biogasanlagen wurden unterschiedlichste Daten bei den Betreibern erhoben. Bezugsjahr für die ökonomischen Berechnungen ist je nach Datenlage eines der Jahre 2018-2020.

Die ökonomische Datenaufnahme erfolgte nach Strobl (2011). Die Kosten werden aufgeschlüsselt in Kapitalkosten, Substratkosten und Betriebs- und Allgemeine Kosten.

Die Abschreibungen wurden linear und statisch angenommen. Falls nicht vom Betreiber anders angegeben, werden die Abschreibungsdauern nach Tabelle 1 und der Zinssatz zu 1,5 % angenommen. Die Abschreibungsdauern sind nach DLG (2006) angenommen worden.

Tabelle 1: Abschreibungsdauer einzelner Komponenten nach DLG (2006)

| Abschreibungsdauer in Jahren | |
|------------------------------|----|
| Grundstück | 0 |
| Erschließung | 0 |
| Planung | 15 |
| Bauliche Anlagen | 20 |
| Technische Anlagen | 10 |
| BHKW | 7 |

Können die Kapitalkosten, aufgeschlüsselt in Abschreibungen und Zinslast, nicht den Betreiberangaben entnommen werden, so werden diese nach der Annuitätenmethode berechnet (Mußhoff und Hirschauer, 2016).

$$A = KW * \frac{q^N(q-1)}{q^N-1} \text{ mit } q = 1 + i_{\text{kalk}} \quad (1)$$

A = Gesamtkosten/Annuität in €/a

KW = Kapitalwert in €/a

i_{kalk} = Kalkulationszinssatz in %

Die Substratpreise wurden vom Betreiber erfragt und erfasst. Die Preise werden „frei Platte“ angegeben und enthalten damit alle Kosten für den Pflanzenbau, die Ernte, den Transport sowie die Einlagerung bzw. Silierung.

Betriebsstoffkosten werden vollständig aus den Betreiberangaben übernommen. Die Personalkosten wurden, falls nicht anders angegeben, vom Betreiber erfasst. Falls keine Personalkosten genannt werden konnten, wurden diese in Höhe von 21 €/Arbeitskraftstunde (Akh) angenommen.



Die spezifischen Gesamtkosten der Biogasanlage werden auf die produzierte Strommenge im Bezugsjahr bezogen. Die Gesamrentabilität wird berechnet als das Verhältnis von Gewinn im Bezugsjahr zu den Gesamtinvestitionskosten.

2.2 Annahmen für die Berechnungen der Optimierungsoptionen

Die Berechnung der Optimierungsoptionen macht eine Reihe von Annahmen nötig.

2.2.1 Allgemeine Annahmen

Es wird angenommen, dass die Biogasanlagen im Jahr 2021 die Optimierungsmaßnahmen umsetzen.

Die Inflation wird nicht berücksichtigt, da davon ausgegangen wird, dass sich die Kosten durch Inflation und die Kosteneinsparungen durch die Verbesserung der Effizienz aufgrund der Weiterentwicklung der Technik ausgleichen. Diese Annahme wurde der Einfachheit halber angenommen, da die Inflation im Projektzeitraum starke Schwankungen aufwies und keine „genauer“ Ergebnisse durch Annahme einer Inflation erwartet wurde.

Der ggf. nötige Rückbau der Anlage bleibt hier unberücksichtigt, da er sowohl nach Ende der ersten Förderperiode als auch nach Ende der Weiterbetriebsperiode in vergleichbarer Höhe Kosten verursachen würde.

2.2.2 Annahmen Leistungen

Als Grundlage für alle Berechnungen, die eine Förderung nach dem EEG 2021 mit sich bringen, dienen die Vorgaben des EEG nach Stand 10.6.2021. Es wird zudem von einem Gebotszuschlag, der dem Maximalgebot entspricht (18,4 ct/kWh_{el}), ausgegangen. Um die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Maßnahmen bewerten zu können, wird außerdem für jede Optimierungsmaßnahme, die einen Übergang ins EEG 2021 vorsieht, die notwendige Änderung aufgrund der Vorgaben des EEG 2021 ohne weitere Optimierungsmaßnahme gerechnet.

Die Biogasanlagen im neuen EEG sind verpflichtet an der Direktvermarktung teilzunehmen und können daraus Mehrerlöse generieren. In Abhängigkeit der Überbauung wurden für alle Machbarkeitsstudien folgende Mehrerlöse angenommen (KTBL 2021a):

Tabelle 2: Angenommener spezifischer Erlös aus Direktvermarktung in Abhängigkeit der Überbauung (KTBL 2021a)

| Spezifischer Erlös Direktvermarktung | | |
|--|----------------------|------|
| 2,2-fache Überbauung (Mindestanforderung EEG 2021) | ct/kWh _{el} | 0,56 |
| 3-fache Überbauung | ct/kWh _{el} | 0,65 |
| 4-fache Überbauung | ct/kWh _{el} | 0,73 |



2.2.3 Annahmen Kapitalkosten

Bei Bauwerken wie Fermentern, Gärproduktlager, Fahrsilos, etc. wird davon ausgegangen, dass keine Alternativnutzung möglich ist, sodass angenommen wird, dass diese keinen Restwert nach der Abschreibungsdauer besitzen. Zudem wird angenommen, dass diese bei Umsetzung der Optimierungsstrategie vollständig abgeschrieben sind. Gleichzeitig wird angenommen, dass die Bauwerke eine Nutzungsdauer von über 30 Jahren besitzen, somit fallen im 10-jährigen Weiterbetrieb keine Fixkosten (Abschreibung und Zinsen) für diese Anlagenteile an.

Alle anderen Anlagenteile, deren Nutzungsdauer während des 10-jährigen Betrachtungszeitraums für den Weiterbetrieb ausläuft, werden durch neue Anlagenteile ersetzt. Der Investitionsbedarf für neue Anlagenteile wird aus aktuellen Angeboten oder aus der KTBL-Biogasanlagen-Datenbank (Preise werden in dieser mit einem Preisindex fortgeschrieben) entnommen (KTBL 2021a). Der Zinssatz wird zu 1,5 % angenommen.

Es wird davon ausgegangen, dass alle Anlagenkomponenten, die eine längere Laufzeit als 10 Jahre besitzen, trotzdem über 10 Jahre abgeschrieben werden. Dies soll der Unsicherheit der weiteren Förderung über die 10 Jahre hinaus Rechnung tragen und somit den Worst Case abdecken. Wenn im Einzelfall eine längere Abschreibung aufgrund einer Folgenutzung geplant ist, ist dies gesondert erwähnt.

2.2.4 Annahmen Substratkosten

Kosten für die Gärrestaubsbringung und die Substrate wurden identisch zum Ist-Stand behandelt.

2.2.5 Annahmen Betriebskosten und Allgemeine Kosten

Die variablen Kosten werden für alle Bestandsanlagenteile als konstant angenommen. Ausnahme bilden die baulichen Instandhaltungskosten, welche mit zusätzlichen 100 % Aufschlag im Vergleich zum Ist-Stand bei Berechnung der Optimierungsoptionen angenommen werden, um den notwendigen Retrofitkosten und dem Alter der Anlage gerecht zu werden. Wenn die Instandhaltungskosten (Bau) im Ist-Stand unplausibel gering sind oder keine angegeben wurden, wird ein Wert, durch lineare Regression der Kostenposition Instandhaltung (Bau) in Anhängigkeit von der Bemessungsleistung der anderen untersuchten Biogasanlagen, bestimmt.

Die variablen Kosten der Folgeinvestitionen, beruhend auf den Optimierungsmaßnahmen, werden auf Grundlage der in der KTBL-Datenbank (KTBL 2021a) hinterlegten Werte für Wartung, Reparaturen, Betriebsmittelverbrauch und Arbeitsaufwand oder aufgrund von Literaturwerten bestimmt. Die genaue Vorgehensweise wird jeweils bei jeder Machbarkeitsstudie individuell erläutert.



3 Ist-Stand

Die Biogasanlage BaWü-2 liegt im Kreis Ravensburg und ist an einen landwirtschaftlichen Betrieb, der 140 Hektar landwirtschaftliche Nutzfläche sowie 80 Milchkühe und die dazugehörige Nachzucht umfasst, angegliedert. Allgemeine Informationen zur Biogasanlage finden sich in der folgenden Tabelle.

Tabelle 3: Allgemeine Informationen zur Biogasanlage BaWü-2 (Ist-Stand) im Bezugsjahr 2019

| Allgemeine Informationen | | |
|--|--------------------------------|------|
| Standort | Ravensburg (Baden-Württemberg) | |
| Betriebsform | OHG (2 Gesellschafter) | |
| Genehmigung | Baurecht | |
| Vergütung nach EEG | Jahr | 2004 |
| Direktvermarktung | Ja/Nein | Nein |
| Inbetriebnahmejahr | Jahr | 1999 |
| Installierte elektrische Leistung | kW _{el} | 865 |
| Elektrische Höchstbemessungsleistung (HBL) | kW _{el} | 346 |

Die Biogasanlage ist vom Eigentümer selbst geführt und ist sehr gut instandgehalten.

3.1 Anlagenbeschreibung

Die Biogasanlage besitzt ein beheiztes Gärvolumen von 509 m³ und zusätzlich gasdichte Gärproduktlager mit einem Gärvolumen von 2.155 m³ (siehe Abbildung 1).

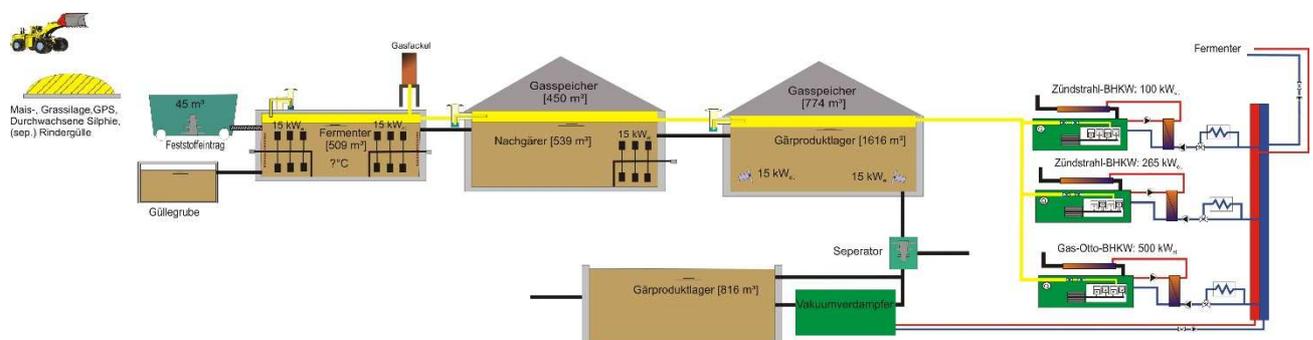


Abbildung 1: Anlagenschema der Biogasanlage BaWü-2 (Quelle und Illustration: Universität Hohenheim)

Die Biogasverwertung (Vor-Ort-Verstromung) erfolgt mit drei Blockheizkraftwerken (BHKW) mit einer Gesamtleistung von 865 kW_{el}.

3.1.1 Substratbereitstellung und -einbringung

Die festen Substrate werden in einer Fahrsiloanlage in 500 m Entfernung zum Fermenter gelagert. Zur Verkürzung der Transportwege kommt ein mobiler Feststoffeintrag zum Einsatz, der mit 45 m³ Lagerkapazität die Substratmenge für einen ganzen Tag bevorraten kann. Vom Feststoffeintrag gelangt das Substrat über Dosierwalzen in eine Zuführschnecke, die das Substrat direkt in den Fermenter einbringt.



3.1.2 Fermenterkaskade

Die Durchmischung des Fermenterinhalt geschieht durch zwei Paddelrührwerke. Diese rühren abwechselnd für je 8 Minuten, mit einer Pause von 2 Minuten. Über einen freien Überlauf gelangt das Gärsubstrat aus dem Fermenter in den Nachgärer. Der Nachgärer ist isoliert und ist mit einem Paddelrührwerk ausgestattet, welches alle 10 Minuten für 5 Minuten rührt. Über einen Überlauf gelangt das Gärsubstrat in das Gärproduktlager. Die Durchmischung des gasdichten Gärproduktlagers geschieht mit zwei Tauchmotorrührwerken, wobei beide Rührwerke abwechselnd betrieben werden. Die Rührintervalle der Rührwerke sind 15 min /30 min und 15 min /45 min.

3.1.3 Biogasverwertung

Das entstandene Biogas gelangt vom Foliengasspeicher über dem Nachgärer zur Gasentfeuchtung und Entschwefelung (Aktivkohlefilter), bevor es den drei BHKW zugeführt wird. Die beiden Zündstrahlmotoren mit 100 kW_{el} bzw. 265 kW_{el} Leistung laufen 263 bzw. 256 Stunden pro Jahr. Das meiste Biogas wird hingegen über den Gas-Otto-Motor mit einer Leistung von 500 kW_{el} verwertet. Dieser läuft 5.713 Stunden im Jahr. Für den Notfall steht eine automatische Gasfackel zur Gasverbrennung zur Verfügung.

3.2 Kennzahlen

3.2.1 Substrate

Als Einsatzstoffe werden derzeit Rindergülle, separierte Rindergülle, Mais-, Gras- und Grünroggen-Ganzpflanzensilage sowie Durchwachsene Silphie gefüttert, wobei der Anteil an Mais- und Ganzpflanzensilage am Substratmix mit 9 % deutlich unterhalb des aktuellen Maisdeckels nach EEG 2021 liegt. Weitere Informationen sind in Tabelle 4 zu finden.



Tabelle 4: Kennzahlen der Biogasanlage BaWü-2 (Ist-Stand) im Bezugsjahr 2019

| Substrateinsatz | | |
|---|---------------------------------------|-----------------------|
| Wirtschaftsdünger | | |
| Rindergülle | t FM/a | 2.590 |
| Separierte Rindergülle | t FM/a | 2.590 |
| <i>Summe Wirtschaftsdünger</i> | <i>t FM/a</i> | <i>5.180 (± 46 %)</i> |
| Nachwachsende Rohstoffe | | |
| Maissilage | t FM/a | 1.051 |
| Grassilage | t FM/a | 4.257 |
| Grünroggen-Ganzpflanzensilage | t FM/a | 300 |
| Durchwachsene Silphie | t FM/a | 580 |
| <i>Summe Nachwachsende Rohstoffe</i> | <i>t FM/a</i> | <i>6.188 (± 54 %)</i> |
| Täglicher Substrateinsatz | t FM/d | 31,1 |
| Prozesstechnische Kennzahlen | | |
| Hydraulische Verweilzeit (aktive Stufen) | d | 16 |
| Hydraulische Verweilzeit (gasdicht) | d | 86 |
| Organische Raumbelastung (aktive Stufen) | kg oTM/(m ³ · d) | 13,81 |
| Methangehalt im Biogas | % | 52 |
| Spez. Methanproduktion | m ³ CH ₄ /t oTM | 295 |
| Theoretische Spez. Methanproduktion nach KTBL | m ³ CH ₄ /t oTM | 301 |
| Energieerzeugung und -verwertung | | |
| Stromverwertung | | |
| Eigenstromverbrauch | kWh/a | k.A. |
| Stromerzeugung | kWh/a | 3.022.200 |
| HBL Ausnutzungsgrad | % | 100 |
| Wärmeverwertung | | |
| Eigenwärmenutzung | kWh _{th} /a | k.A. |
| Externe Wärmeabgabe | kWh _{th} /a | 2.800.000 |
| Anteil Wärmeabgabe an prod. ges. Wärmemenge (Eigenwärme unberücksichtigt) | % | 92 |

k.A. = keine Angabe

HBL = Höchstbemessungsleistung

Die Biogasanlage reizt die komplette Bemessungsleistung aus. Zusätzlich verfügt sie über eine nahezu vollständige Wärmeverwertung. Die Wärmeverwertung erfolgt dabei über eine Gärrestverdampfung.

3.2.2 Prozesskennzahlen

Die hydraulische Verweilzeit im gasdichten System liegt deutlich unter den im EEG 2021 vorgeschriebenen 150 Tagen (siehe Tabelle 4). Die Verweilzeit im gasdichten System und in der aktiven Stufe ist im Vergleich zum Anlagenbestand in Deutschland gering (FNR 2021). Die organische Raumbelastung in der aktiven Stufe ist sehr hoch, was auf eine hohe Belastung des biologischen Systems schließen lässt. Die spezifische Methanproduktion ist hingegen nur knapp unterhalb des nach KTBL zu erwartendem Wert.



3.2.3 Strom- und Wärmeverwertung

Die Stromproduktion entspricht 100 % der Höchstbemessungsleistung (HBL) und ist somit vollständig ausgelastet. Die externe Wärmenutzung bietet ebenfalls keinerlei Potenzial zum Ausbau sofern an der Gärrestverdampfung festgehalten werden soll. Es sind allerdings auch keine anderen Wärmeabnehmer in der Nähe der Anlage vorhanden.

3.3 **Ökonomische Parameter**

Die ökonomischen Parameter des Ist-Standes beruhen auf den vom Anlagenbetreiber zur Verfügung gestellten Daten aus dem Jahr 2019. Werden weitere Annahmen getroffen oder Faustzahlen verwendet, so wird darauf hingewiesen.

3.3.1 Leistungen

Die Vergütung der Biogasanlage erfolgt nach dem EEG 2004 (siehe Tabelle 3). Neben der Grundvergütung erhält der Biogasbetrieb den NawaRo-, den Gülle-, den KWK- und den Emissionsminderungs-Bonus sowie die Flexibilitätsprämie.

Tabelle 5: Erlösübersicht der Biogasanlage BaWü-2 im Jahr 2019 (Ist-Stand)

| Stromerlöse | | |
|---|----------------------|----------------|
| Spezifische Stromvergütung | ct/kWh _{el} | 25,95 |
| Eingespeister Strom | kWh _{el} /a | 3.022.200 |
| Stromerlös | €/a | 784.152 |
| Wärmeerlöse | | |
| Spezifische Wärmevergütung (ohne KWK-Bonus) | ct/kWh _{th} | 0 |
| Wärmeverkauf | kWh _{th} /a | 2.800.000 |
| Wärmeerlöse (ohne KWK-Bonus) | €/a | 0 |
| Wärmeerlöse (inkl. KWK-Bonus) | €/a | 81.089 |
| Gesamterlös | | |
| Stromerlös | €/a | 784.152 |
| Wärmeerlös | €/a | 0 |
| Gesamterlös | €/a | 784.152 |

Für die Nutzung der erzeugten Wärme des BHKW wird laut Betreiber kein zusätzlicher Wärmeerlös erzielt, da diese vollständig in der dem Betrieb angegliederten Gärrestverdampfung genutzt wird (siehe Tabelle 5).

3.3.2 Kosten

a) *Kapitalkosten*

Die Erst- und Folgeinvestitionen der Biogasanlage sind Tabelle 6 zu entnehmen. Aufgrund dessen, dass das Grundstück zum angegliederten landwirtschaftlichen Betrieb gehörte, wurden keine Kosten dafür angesetzt. Die Kosten für Genehmigung und Planung fallen verhältnismäßig gering aus. Der Grund ist, dass die Kosten teilweise in den anderen Kostenkategorien enthalten sind und nicht eindeutig benannt werden konnten.



Die Folgeinvestitionen beinhalten die Kosten der Flexibilisierung der Anlage sowie für den Bau der Gärrestverdampfung.

Tabelle 6: Investitionen und Abschreibungen der Biogasanlage BaWü-2 im Jahr 2019 nach Angaben des Betreibers (Ist-Stand)

| Gesamtinvestitionen | | | |
|----------------------------------|-----------------------------|------------------------|-------------------------|
| | | Erstinvestition | Folgeinvestition |
| Grundstück und Genehmigung | € | 5.000 | 30.000 |
| Erschließung | € | 15.000 | 0 |
| Planung | € | 7.000 | 0 |
| Bauliche Anlagen | € | 100.000 | 0 |
| Technische Anlagen | € | 113.000 | 682.000 |
| BHKW | € | 300.000 | 165.000 |
| Gesamtinvestition | € | 1.417.000 | |
| Kapitalkosten | | | |
| Abschreibung | €/a | 157.729 | |
| Zinslast | €/a | 11.817 | |
| Kapitalkosten gesamt | €/a | 169.546 | |
| Spezifische Kapitalkosten | ct/kW_{el} | 5,61 | |
| Kennzahlen | | | |
| Spez. BHKW-Investitionskosten | €/kW _{el} install. | 538 | |
| Spez. Investitionskosten | €/kW _{el} HBL | 4.009 | |

Im Vergleich zu anderen Biogasanlagen im vorliegenden Projekt und im Biogas-Messprogramm III sind die spezifischen BHKW-Kosten als günstig zu bewerten und die spezifischen Investitionskosten als leicht überdurchschnittlich (FNR 2021). Die etwas höheren spezifischen Investitionskosten kommen durch die Überbauung zustande.

b) Substratkosten

Der größte Kostenfaktor für den Betrieb der Biogasanlage sind die jährlichen Substratkosten. Die Substratkosten der NawaRo sind gering im Vergleich zu anderen Biogasanlagen (siehe Tabelle 7). Die Rindergülle des angegliederten landwirtschaftlichen Betriebs wird kostenlos an die Biogasanlage abgegeben. Der landwirtschaftliche Betrieb erhält im Gegenzug kostenlos die entsprechende Menge an ASL-Dünger, weshalb für den landwirtschaftlichen Betrieb die Gülleabgabe rentabel ist. 33% der Grassilage werden zudem zugekauft. Für Silagen wurden pauschal Silierverluste von 12 % angenommen und auf die „frei Silo“ Preise aufgeschlagen (KTBL 2021a).



Tabelle 7: Substratkosten der Biogasanlage BaWü-2 „frei Lager“ im Jahr 2019 (Ist-Stand)

| NawaRo | | |
|-----------------------------------|----------------------------|----------------|
| Maissilage | €/t FM | 28,22 |
| | €/a | 29.663 |
| Grassilage extern | €/t FM | 41,22 |
| | €/a | 57.830 |
| Grassilage intern | €/t FM | 20,05 |
| | €/a | 57.220 |
| Durchwachsene Silphie | €/t FM | 28,22 |
| | €/a | 16.370 |
| Grünroggen-GPS | €/t FM | 20,16 |
| | €/a | 6.048 |
| Wirtschaftsdünger | | |
| Rindergülle | €/t FM | 0 |
| | €/a | 0 |
| Separierte Rindergülle | €/t FM | 20,40 |
| | €/a | 52.836 |
| Gesamtsubstratkosten | €/a | 219.968 |
| Spezifische Substratkosten | ct/kWh_{el} | 7,28 |

c) Betriebskosten und Allgemeine Kosten

Die Betriebskosten der Biogasanlage können der Tabelle 8 entnommen werden. Der größte Kostenpunkt sind dabei die Leasingkosten für die Maschinen. Die Betriebskosten der Gärrestverdampfung sind in den Betriebskosten enthalten, wodurch die hohen Stromkosten begründet werden können.

Tabelle 8: Betriebskosten und Allgemeine Kosten der Biogasanlage BaWü-2 im Jahr 2019 (Ist-Stand)

| Betriebs- und Allgemeine Kosten | | |
|---|----------------------------|----------------|
| Strombezug (abzgl. Stromsteuererstattung) | €/a | 62.959 |
| Zundöl | €/a | 2.313 |
| Instandhaltung (Bau) | €/a | 5.000 |
| Instandhaltung (Technik und Maschinen) | €/a | 32.000 |
| Instandhaltung (BHKW) | €/a | 41.871 |
| Maschinenmiete, Leasing | €/a | 70.070 |
| Prozessbetreuung, Beratung | €/a | 5.000 |
| Umweltgutachten | €/a | 2.200 |
| Versicherung, Beiträge | €/a | 10.000 |
| Personal (Anlagenfahrer) | €/a | 50.000 |
| Buchführung/Verwaltung | €/a | 10.000 |
| Gesamtbetriebskosten | €/a | 291.413 |
| Spezifische Betriebskosten | ct/kWh_{el} | 9,64 |



3.3.3 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis

Die Biogasanlage ist momentan wirtschaftlich rentabel, wie der Tabelle 9 zu entnehmen ist. Der spezifische Gewinn bezogen auf die produzierte Strommenge liegt knapp über dem Median des Biogas-Messprogramms III von 3,92 ct/kWh_{el} (FNR 2021).

Tabelle 9: Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis der Biogasanlage BaWü-2 im Jahr 2019 (Ist-Stand)

| Leistungen | | |
|--|-----------------------------------|--------------------------|
| Stromerlös | €/a | 784.152 |
| Wärmeerlös | €/a | 0 |
| Gesamterlös | €/a | 784.152 |
| Kosten | | |
| Kapitalkosten | €/a | 169.546 (± 25 %) |
| Spezifische Kapitalkosten | ct/kWh _{el} | 5,61 |
| Substratkosten | €/a | 219.968 (± 32 %) |
| Spezifische Substratkosten | ct/kWh _{el} | 7,28 |
| Betriebs- und Allgemeine Kosten | €/a | 291.413 (± 43 %) |
| Spezifische Betriebs- und Allg. Kosten | ct/kWh _{el} | 9,64 |
| Kosten gesamt | €/a | 680.927 (± 100 %) |
| Gesamtübersicht | | |
| Spezifischer Gesamterlös | ct/kWh _{el} | 25,95 |
| Spezifische Gesamtkosten | ct/kWh _{el} | 22,53 |
| Gewinn | €/a | 103.225 |
| Spezifischer Gewinn | €/kW_{el} install. | 120 |
| | ct/kWh_{el} prod. | 3,42 |
| Gesamtrentabilität | % | 7,3 |



4 Optimierungstrategie

In näherer Umgebung der Biogasanlage sind viele tierhaltende landwirtschaftliche Betriebe angesiedelt, von denen der Biogasbetrieb separierte Gülle zukaufen könnte. Das Interesse von den landwirtschaftlichen Betrieben ist hierbei groß, da sie dadurch mit ihrer Gülle zusätzliche Erlöse generieren können. Des Weiteren liegt der Stickstoffbedarf ihrer ertragreichen Grünlandflächen oft über der festgelegten Grenze von 170 kg organischem Stickstoff pro Hektar. Durch die Umwandlung der Gülle an der Biogasanlage zu ASL-Dünger können die Landwirte somit ihren eigenen Dünger ausbringen und müssen nicht zusätzlich mineralischen Dünger zukaufen.

Im vorliegenden Fall möchte der Anlagenbetreiber den Anteil der in dieser Region sehr stark nachgefragten Maissilage weiter verringern und stattdessen den Anteil der separierten Gülle erhöhen.

Neben diesen Maßnahmen wäre auch eine Reduzierung der Bemessungsleistung denkbar, dies wird aber vom Anlagenbetreiber nicht gewünscht. Eine alternative Wärmeverwertung zum Ist-Stand kommt zudem ebenfalls nicht in Betracht, da kein Wärmeabnehmer in der Nähe der Biogasanlage vorhanden ist.

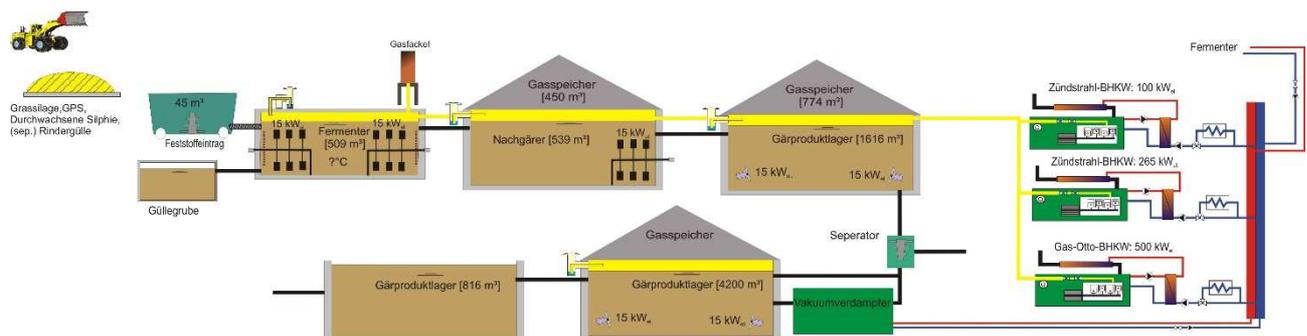


Abbildung 2: Biogasanlage BaWü-2 nach Durchführung aller Optimierungsmaßnahmen

4.1 Optimierungsmaßnahme 1: Substratanpassung

Wie oben beschrieben soll im Folgenden Maissilage mit separierter Rindergülle ersetzt werden.

4.1.1 Kennzahlen

Durch die Substratänderung verändern sich auch eine Reihe von Kennzahlen (siehe Tabelle 10).

Bei der Substitution von Maissilage mit separierter Rindergülle ist darauf zu achten, dass das Methanpotential des zugeführten Substrats gleichbleibt. Um den Methanertrag von einem kg_{oTM} Maissilage zu ersetzen, benötigt es nach den Richtwerten der KTBL insgesamt 1,36 kg_{oTM} separierte Rindergülle (KTBL, 2021). Bezogen auf die Frischmasse werden zur Substitution einer 1 t_{FM} Maissilage 2,13 t_{FM} separierte Rindergülle benötigt.



Tabelle 10: Substrateinsatz und prozesstechnische Kennzahlen der Biogasanlage BaWü-2 nach Optimierungsmaßnahme 1 aufgrund der Substitution von Maissilage durch separierter Rindergülle

| Substrat | | |
|--|-----------------------------|-----------------------|
| Wirtschaftsdünger | | |
| Rindergülle | t FM/a | 2.590 |
| Separierte Rindergülle | t FM/a | 4.829 |
| <i>Summe Wirtschaftsdünger</i> | <i>t FM/a</i> | <i>7.419 (± 59 %)</i> |
| Nachwachsende Rohstoffe | | |
| Maissilage | t FM/a | 0 |
| Grassilage | t FM/a | 4.257 |
| Grünroggen-Ganzpflanzensilage | t FM/a | 300 |
| Durchwachsene Silphie | | 580 |
| <i>Summe Nachwachsende Rohstoffe</i> | <i>t FM/a</i> | <i>5.137 (± 31 %)</i> |
| Tägl. Substrateinsatz | t FM/d | 34,4 |
| Prozesstechnische Kennzahlen | | |
| Hydraulische Verweilzeit (aktive Stufen) | d | 15 |
| Hydraulische Verweilzeit (gasdicht) | d | 77 |
| Organische Raumbelastung (aktive Stufen) | kg oTS/(m ³ · d) | 12,49 |

4.1.2 Leistungen

Die Maßnahme hat keinen Einfluss auf die Strom- und Wärmeerlöse.

4.1.3 Kosten

a) *Kapitalkosten*

Die Substratumstellung hat keinen Einfluss auf die Kapitalkosten, sodass diese als konstant angenommen werden können, mit Ausnahme der getroffenen Annahme, dass die baulichen Anlagen und die Planung abgeschlossen sind, was die Abschreibungen um 11.800 €/a und die Zinsen um 1.067 €/a im Vergleich zum Ist-Stand verringert.

b) *Substratkosten*

Auf Basis der in Kapitel 4.1.1 beschriebenen Änderungen bzgl. der zuzuführenden Massen und den entsprechenden Substratpreisen ist mit einer Kostenerhöhung von 16.012 €/a, bzw. 0,53 ct/kWh_{el} zu rechnen. Somit ergeben sich Substratkosten von 235.980 €/a, bzw. 7,81 ct/kWh_{el}. Erst bei einem Preis für separierter Rindergülle von unter 13,25 €/t_{FM} oder einem Preisanstieg der Maissilage auf über 43,46 €/t_{FM} ist mit einer Kostenersparnis zu rechnen.



Tabelle 11: Gesamtsubstratkosten nach Optimierungsmaßnahme 1 aufgrund der Anpassung an das EEG 2021 für die Biogasanlage BaWü-2

| NawaRo | | |
|--------------------------|--------|--------|
| Maissilage | €/t FM | 28,22 |
| | €/a | 0 |
| Wirtschaftsdünger | | |
| Separierte Rindergülle | €/t FM | 20,40 |
| | €/a | 98.512 |

c) Betriebskosten und Allgemeine Kosten

Die Betriebskosten werden durch die Anpassung an das EEG 2021 nicht verändert. Lediglich die Instandhaltungskosten für die baulichen Anlagen verdoppeln sich aufgrund der getroffenen Annahmen um 5.000 € pro Jahr, so dass die Betriebskosten insgesamt bei 296.413 €/a bzw. bei spezifischen Betriebskosten von 9,81 ct/kWh_{el} liegen. Die Stromkosten aufgrund des Rührens werden als konstant angenommen.

4.1.4 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis

Die spezifischen Gesamtkosten erhöhen sich auf Basis der getroffenen Maßnahmen auf 22,77 ct/kWh. Basierend auf den kalkulierten durchschnittlichen Stromerlös von 25,95 ct/kWh_{el} ergibt sich somit ein Gewinn von 96.071 €/a bzw. 3,18 ct/kWh. Die Maßnahme ist ohne Wechsel ins EEG 2021 wirtschaftlich darstellbar. Der Gewinn verringert sich allerdings um 7.336 €/a, bzw. 0,24 ct/kWh. Bei der momentanen Preisgestaltung und unter den getroffenen Annahmen ist daher die Anpassung nicht anzuraten.

4.2 **Optimierungsmaßnahme 2: Notwendige Anpassungen zum Weiterbetrieb im EEG 2021**

Um in das EEG 2021 zu wechseln, ist eine Mindestverweilzeit von 150 Tagen einzuhalten. Daher muss ein zusätzlicher Behälter gebaut werden oder die Fütterungsmenge reduziert werden. Vom Betreiber wird allerdings der Bau eines zusätzlichen Behälters favorisiert, weshalb dies im Folgenden betrachtet wird.

4.2.1 Kennzahlen

Die Kennzahlen des biologischen Prozesses werden nicht beeinflusst. Jedoch verlängert sich die Verweilzeit im gasdichten Raum bei Bau eines Gärproduktlagers mit einem Volumen von 4.200 m³ auf 200 Tage.

4.2.2 Leistungen

Aufgrund der Teilnahme an der Ausschreibung im Rahmen des EEG 2021 verändern sich die Stromerlöse (Tabelle 12).



Tabelle 12: Stromerlös nach Optimierungsmaßnahme 2 unter Annahme einer gleichbleibenden Bemessungsleistung zum Ist-Stand

| Stromerlös | | |
|-------------------------------------|----------------------|----------------|
| Spezifische Grundvergütung EEG 2021 | ct/kWh _{el} | 18,40 |
| Spezifische Direktvermarktung | ct/kWh _{el} | 0,56 |
| Spezifische Stromvergütung | ct/kWh _{el} | 18,96 |
| Eingespeister Strom | kWh _{el} /a | 3.022.200 |
| Stromerlös | €/a | 573.009 |

Es wird die Annahme getroffen, dass die Biogasanlage einen Zuschlag im Rahmen des Höchstgebotspreises von 18,4 ct/kWh_{el} erhält. Der Betrieb hat in der 1. Förderperiode eine Flexprämie erhalten. Daher erhält dieser keinen Flex-Zuschlag in der zweiten Förderperiode (rechtlicher Stand EEG 2021 vom 20.06.2021). Des Weiteren wird jeweils mit einem Mehrerlös aus der Direktvermarktung gerechnet (siehe Tabelle 2).

Die Maßnahmen haben keinen Einfluss auf die Wärmeerlöse.

4.2.3 Kosten

a) Kapitalkosten

Zur Erhöhung der hydraulischen Verweilzeit auf deutlich über 150 Tage will der Betreiber einen gasdichten Behälter mit 4.200 m³ errichten, wodurch die 150 Tage Verweilzeit deutlich überschritten werden. Es entstehen dadurch insgesamt Kapitalkosten von 29.395 €/a.

Tabelle 13: Investitionen und Abschreibungen der Biogasanlage BaWü-2 nach Umsetzung der Optimierungsmaßnahme 2

| Folgeinvestitionen | | |
|----------------------------------|---------------------------|----------------|
| Bauliche Anlagen | € | 271.090 |
| Gesamte Folgeinvestition | € | 271.090 |
| Kapitalkosten gesamt | | |
| Abschreibung | €/a | 173.037 |
| Zinslast | €/a | 15.323 |
| Kapitalkosten gesamt | €/a | 186.074 |
| Spezifische Kapitalkosten | ct/kW_{el} | 6,16 |

b) Substratkosten

Die Optimierungsmaßnahme 2 hat keinen Einfluss auf die Substratkosten.

c) Betriebskosten und Allgemeine Kosten

Für die Betriebskosten und Allgemeinen Kosten wird angenommen, dass sowohl die Instandhaltungskosten als auch die Versicherungskosten jeweils 1 % der Gesamtinvestition entsprechen. Zusätzlich werden Eigenstromkosten für die benötigte Rührenergie beachtet. Dafür wird die Annahme getroffen, dass die Rührwerke 15 Minuten pro Stunde betrieben



werden und dass der Strom für 21,1 ct/kWh_{el} bezogen werden kann, was dem Wert für Industriekunden im Jahr 2021 nach BDEW (2022) entspricht. Es wird zudem eine Steigerung von 10 % der Prozessbetreuung und Beratungskosten angenommen.

Tabelle 14: Betriebs- und Allgemeine Kosten der Biogasanlage BaWü-2 nach Umsetzung der Optimierungsmaßnahme 2

| Veränderte Posten Betriebs- und Allgemeine Kosten | | |
|--|----------------------------|----------------|
| Strombezug | €/a | 86.406 |
| Instandhaltung (Bau) | €/a | 10.000 |
| Instandhaltung (Technik und Maschinen) | €/a | 34.711 |
| Prozessbetreuung, Beratung | €/a | 5.500 |
| Versicherung, Beiträge | €/a | 12.711 |
| Betriebskosten nach der Optimierungsmaßnahme 2 | | |
| Gesamtbetriebskosten | €/a | 308.664 |
| Spezifische Betriebskosten | ct/kWh_{el} | 10,21 |

4.2.4 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis

Die spezifischen Gesamtkosten erhöhen sich aufgrund des Baus des Gärproduktlagers um 1,12 ct/kWh_{el} auf 22,18 ct/kWh_{el} (Investitions- und Betriebskosten). Gleichzeitig sinken die spezifischen Erlöse auf Basis der getroffenen Annahmen auf 18,96 ct/kWh_{el}. Somit resultiert ein Verlust von 97.412 €/a bzw. von 3,22 ct/kWh_{el}. Die Maßnahme ist nicht rentabel.

4.3 Gesamtkonzept

Im Folgenden sollen die beiden bereits berechneten Konzepte zu einem Gesamtkonzept zusammengefasst werden (siehe auch Abbildung 2).

4.3.1 Kennzahlen

Die prozesstechnischen Änderungen sind der Tabelle 10 zu entnehmen. Im Vergleich zu dieser ändert sich nur die Verweilzeit im gasdichten Raum auf 200 Tage.

4.3.2 Leistungen

Die Leistungen sind der Tabelle 12 zu entnehmen. Die Stromerlöse werden dabei durch das EEG 2021 beeinflusst.

4.3.3 Kosten

Die spezifischen Gesamtkosten bei Weiterbetrieb und Umsetzung beider Optimierungsmaßnahmen in der zweiten Förderperiode des EEG sind im Vergleich zur ersten Förderperiode insgesamt 1,65 ct/kWh_{el} höher und betragen 24,18 ct/kWh_{el}.



4.3.4 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis

Im Vergleich zum Ist-Stand ist mit Einkommenseinbußen der Biogasanlage zu rechnen. Auf Basis der getroffenen Annahmen ist ein wirtschaftlicher Betrieb nicht möglich (siehe Tabelle 15).

Tabelle 15: Erlöse und Kosten des Ist-Standes und des Gesamtkonzepts

| Stromerlöse | | | |
|---|----------------------|------------------|----------------------|
| | | Ist-Stand | Gesamtkonzept |
| Spezifische Stromvergütung | ct/kWh _{el} | 25,95 | 18,96 |
| Eingespeister Strom | kWh _{el} /a | 3.022.200 | 3.022.200 |
| Stromerlös | €/a | 784.152 | 573.009 |
| Wärmeerlöse | | | |
| Spezifische Wärmevergütung | ct/kWh _{th} | 0 | 0 |
| Wärmeverkauf | kWh _{th} /a | 2.800.000 | 2.800.000 |
| Wärmeerlös | €/a | 0 | 0 |
| Kosten | | | |
| Spezifische Kapitalkosten | ct/kWh _{el} | 5,61 | 6,16 |
| Spezifische Substratkosten | ct/kWh _{el} | 7,28 | 7,81 |
| Spezifische Betriebs- und Allgemeine Kosten | ct/kWh _{el} | 9,64 | 10,21 |
| Gesamtübersicht | | | |
| Spezifischer Gesamterlös | ct/kWh _{el} | 25,95 | 18,96 |
| Spezifische Gesamtkosten | ct/kWh _{el} | 22,53 | 24,18 |
| Spezifischer Gewinn | ct/kWh _{el} | 3,42 | -5,22 |
| Gesamtrentabilität | % | 7,30 | -10,9 |

4.3.5 Sensitivitätsanalyse

Es soll im Folgenden mittels Sensitivitätsanalyse der Einfluss der Kostenpositionen Kapitalkosten, Substratkosten und Betriebskosten auf die Wirtschaftlichkeit untersucht werden (siehe Tabelle 16).

Tabelle 16: Sensitivitätsanalyse zum Gesamtkonzept der Optimierungsmaßnahmen für die Biogasanlage BaWü-2

| Änderungen durch Maßnahme | | | | |
|----------------------------------|----------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|----------------------------------|
| | | Kapitalkosten (+/- 10 %) | Substratkosten (+/- 10 %) | Betriebskosten (+/- 10 %) |
| Spezifische Gesamtkosten | ct/kWh _{el} | +/- 0,62 | +/- 0,78 | +/- 1,02 |

Im Gegensatz zu den meisten anderen untersuchten Biogasanlagen haben die Annahmen bzgl. Kapitalkosten und Instandhaltung (Bau) bei der untersuchten Biogasanlage „BaWü-2“ nur geringe Auswirkungen auf die spez. Kapitalkosten. Aufgrund der Annahmen erfolgt eine Reduzierung der Kosten von 0,27 ct/kWh_{el}.



Den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben die Betriebskosten der Biogasanlage. Dies beruht darauf, dass die Betriebskosten der Gärrestverdampfung in den Kosten enthalten sind. Gleichzeitig ist der Gewinn der Gärrestverdampfung in der Machbarkeitsstudie und im Ist-Stand nur anhand des kostenlosen Erhalts von Gülle beziffert. Der Verkauf des Düngers könnte in Zukunft maßgeblich zum Erfolg beitragen, vorausgesetzt die Düngerpreise steigen weiter oder halten das momentan hohe Preisniveau.

Die als sehr gering angenommenen Investitionskosten für die BHKW erhöhen hingegen die Wirtschaftlichkeit. Bei Annahme der im Projekt durchschnittlich berechneten spez. BHKW-Investitionskosten von 1.128 €/kW_{inst} ergeben sich Investitionskosten von 974.592 € für die beiden BHKW und somit ein Anstieg der spez. Kapitalkosten von 2,56 ct/kWh_{el}.

Bisher wurde eine feste Lebensdauer von 7 Jahren unabhängig von der Betriebsform angenommen. Eine alternative Annahme ist, dass ein BHKW unabhängig von der Fahrweise eine Lebensdauer von 60.000 Betriebsstunden hat. Dies führt zu einer angenommenen Lebensdauer von 17,5 Jahren für die hier untersuchten BHKWs. Dies würde die spezifischen Investitionskosten der BHKW von 2,33 ct/kWh_{el} auf 0,93 ct/kWh_{el} reduzieren.

Für den Stromerlös wurde der kaum erreichbare Best Case von 18,4 ct/kWh_{el} Grundvergütung angenommen. Unter Beachtung der Zuschläge am Gebotstermin 1.9.2021 würde beim erzielten höchsten Zuschlag (18,23 ct/kWh_{el}) (Bundesnetzagentur 2021) die Stromerlöse um 5.138 €/a und beim durchschnittlichen Zuschlag (17,48 ct/kWh_{el}) um 27.804 €/a geringer sein als bisher in der vorliegenden Studie angenommen.

Die Substratkosten haben ebenfalls einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit, jedoch kann selbst bei erheblicher Kostensenkung nur auf Basis der Reduzierung der Kosten für separierten Rindermist mit den in den Optimierungsmaßnahmen getroffenen Annahmen kein positives Betriebsergebnis generiert werden (siehe Abbildung 3).



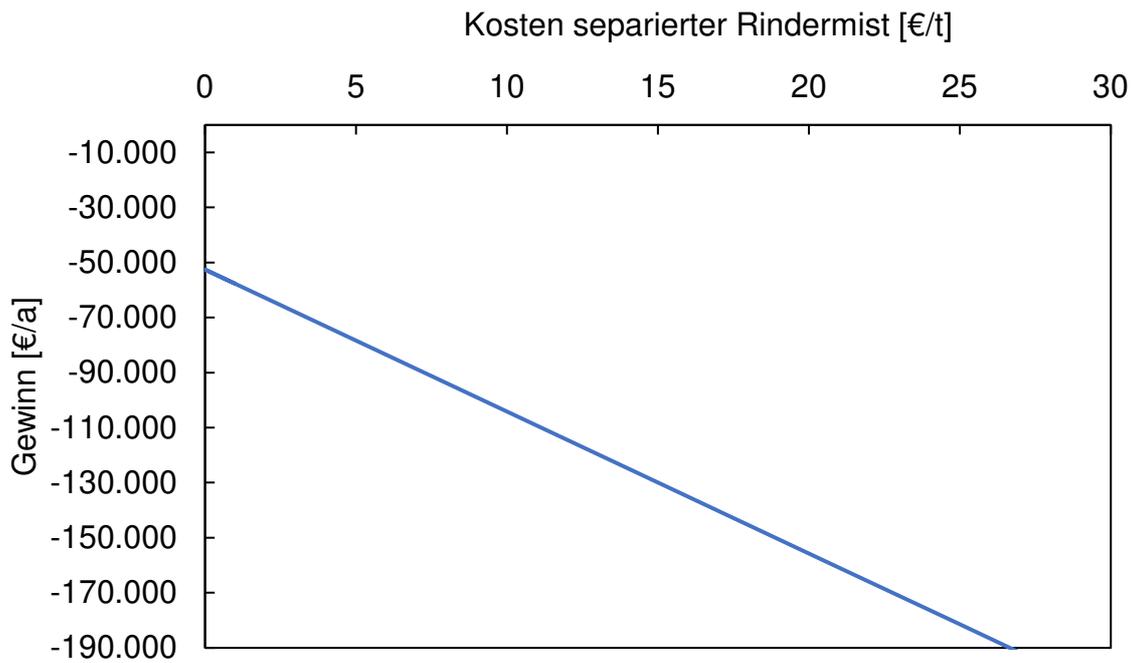


Abbildung 3: Gewinn in Abhängigkeit des Preises von separierter Rindergülle

Der Biogasanlagenbetreiber setzt im Ist-Zustand bereits verstärkt auf den Mehrerlös durch Direktvermarktung bei größerer Überbauung. Der Mehrertrag kann ebenso wie sinkende Preise für separierten Rindermist die Wirtschaftlichkeit erhöhen. Es müsste aber ein Erlös von 5,78 ct/kW_{el} durch Direktvermarktung erzielt werden, um im untersuchten Szenario den Deckungsbeitrag zu erreichen (siehe Abbildung 4).



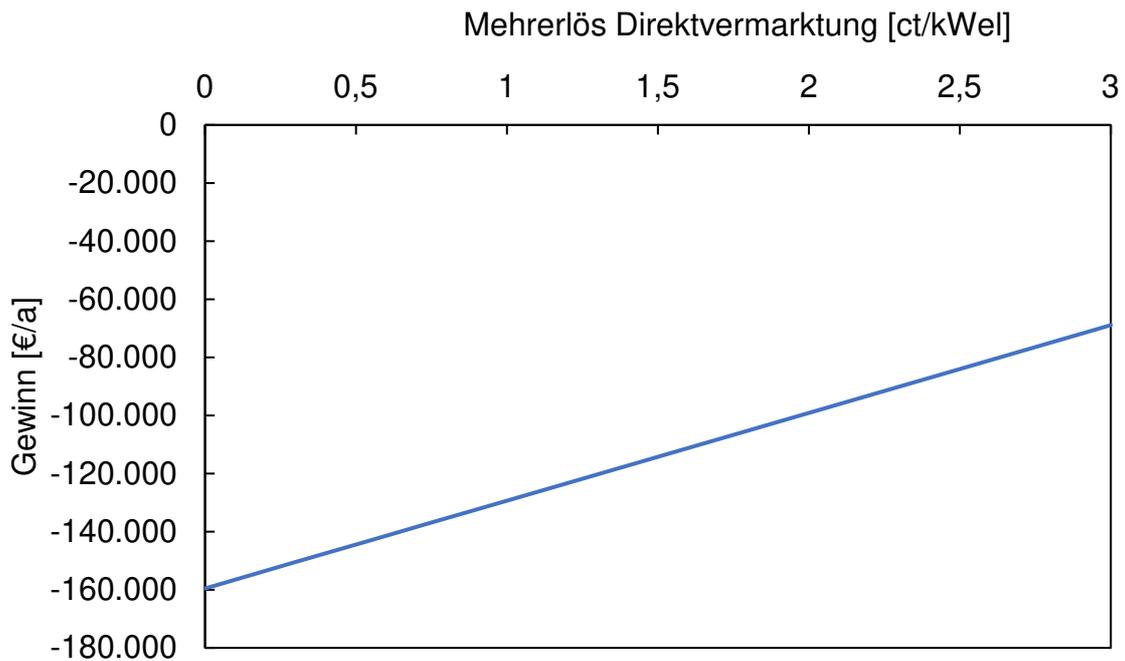


Abbildung 4: Gewinn der Biogasanlage BaWü-2 nach allen Optimierungsmaßnahmen in Abhängigkeit der Mehrerlöse der Direktvermarktung

Zum Zeitpunkt der Verfassung der Machbarkeitsstudie war bei einem Erhalt der Flexibilitäts-Prämie in der 1. Förderperiode der Erhalt einer Prämie in der 2. Förderperiode ausgeschlossen. In dem Punkt wurde das EEG (Stand 23.02.2022) geändert und Biogasanlagen, die bereits eine Flexibilitäts-Prämie in der 1. Förderperiode erhalten haben, bekommen 50 €/kW_{inst.} Mit der neuen Annahme kann die Biogasanlage einen zusätzlichen Erlös von 0,6 ct/kWh_{el} erwirtschaften, was aber auch nicht zu einem positiven Betriebsergebnis führt.

4.4 Fazit der Optimierungsstrategien

Die vorgestellte Optimierungsstrategie ist unter den getroffenen Annahmen nicht wirtschaftlich. Allerdings hängt die Wirtschaftlichkeit von einer Reihe von unsicheren Parametern ab, wie z. B. den erzielbaren Mehrertrag durch die Direktvermarktung, den Einnahmen durch den Verkauf von Düngern oder den Substratkosten. Die Biogasanlage BaWü-2 wird in 3 Jahren aus der 1. Förderperiode des EEGs fallen. Ein Wärmenetz ist nicht zu realisieren, da sich in der Nähe keine größeren Ortschaften befinden.

Es konnte gezeigt werden, dass weder ein deutlich geringerer Preis des separierten Rindermists noch ein deutlich höherer Mehrerlös aus der Direktvermarktung zu einem positiven Betriebsergebnis führt. Wie bereits in anderen Machbarkeitsstudien gezeigt wurde, ist die Biogasanlage zudem zu klein um Biomethan wirtschaftlich aufbereiten zu können.



Ein großes Potential stellt allerdings bei den momentan deutlich steigenden Düngerpreisen ein Mehrerlös aus den Produkten der Gärrestverdampfung dar. Diese erzielen momentan keine Erlöse und werden nur mit der kostenlosen Anlieferung von Rindergülle vergütet. Wenn der Mehrerlös an dieser Stelle steigt, könnte dies die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage deutlich steigern.

Auf Basis der Ergebnisse ist dem Betreiber anzuraten, die EEG Laufzeit der ersten Förderperiode voll auszunutzen und die Preisentwicklungen abzuwarten. Falls die Preise für Strom und Dünger, wie zuletzt, weiter steigen, könnte damit ein weiterhin wirtschaftlicher Betrieb in Zukunft erreicht werden. Dies lässt sich allerdings auf Basis der getroffenen Annahmen zurzeit noch nicht abschließend bewerten.



Literatur

BDEW (2022): Strompreisanalyse Januar 2021, <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>, Zuletzt geprüft: 03.04.2022

BMU (2021): Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), Fassung vom 16. Juli 2021

Bundesnetzagentur (2021):

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/Gebotstermin_01_09_2021/gebotsstermin_0109_2021.html; Zuletzt geprüft: 09.06.2022

DLG (2006): Betriebszweigsabrechnung für Biogasanlagen. Einheitliche Abrechnung und Erfolgskennzahlen für Biogasanlagen aller Rechtsformen. Frankfurt am Main: DLG Verlag.

FNR (2021): Biogas-Messprogramm III, Gülzow, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe, ISBN: 978-3-942147-42-2

Keymer AG (2011): Wärmeleitung oder Mikrogasnetz ein ökonomischer Vergleich, Nürnberg

KTBL (2021a): KTBL-Datenbank Biogas. Stand 2021; Darmstadt, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)

KTBL (2021b): Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Potenziale, Erträge, Einflussfaktoren. KTBL-Schrift 523, Darmstadt, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)

Mußhoff, O.; Hirschauer, N. (2016): Modernes Agrarmanagement. Betriebswirtschaftliche Analyse- und Planungsverfahren. München: Franz Vahlen GmbH

Strobl, M. (2011): Handbuch Betriebszweigabrechnung für Biogasanlagen. Einzelbetriebliches Controlling für Praxis und Beratung. Sankt-Augustin: HLBS-Verlag

