

## ProBiogas-Studie an Praxisanlage

### Anlage BaWü-1

- 176 kW<sub>el</sub>
- 59 % NawaRo / 41 % Wirtschaftsdünger



### Optimierungsmaßnahmen:

- Anpassungen EEG 2021 (Substrat, Flexibilisierung)
- Mikrogasleitung mit Satelliten-Standort (Wärmeverkauf)

## Machbarkeitsstudie für Biogasanlage „BaWü-1“

© Benedikt Hülsemann, Universität Hohenheim

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 .....	9
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.....	10
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 .....	16
4.1.1	Kennzahlen.....	16
4.1.2	Leistungen .....	17
4.1.3	Kosten.....	18
a)	Kapitalkosten .....	18



b) Substratkosten .....	18
4.1.4 Betriebskosten und Allgemeine Kosten .....	18
4.1.5 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis .....	19
4.2 Optimierungsmaßnahme 2: Mikrogasleitung .....	19
4.2.1 Kennzahlen .....	19
4.2.2 Leistungen .....	20
4.2.3 Kosten.....	21
a) Kapitalkosten .....	21
b) Substratkosten .....	23
c) Betriebskosten und Allgemeine Kosten .....	23
4.2.4 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis .....	23
4.3 Gesamtkonzept .....	23
4.3.1 Kennzahlen.....	23
4.3.2 Leistungen .....	24
4.3.3 Kosten.....	24
4.3.4 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis.....	24
4.3.5 Sensitivitätsanalyse .....	25
4.4 Fazit der Optimierungsstrategien.....	28
Literatur .....	29



## 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-1“ soll die Umsetzung einer Mikrogasleitung zum Erschließen einer neuen Wärmesenke zur besseren Ausnutzung der Prozesswärme techno-ökonomisch vorstellen und bewerten. Zusätzlich sollen eine Substratumstellung und eine Vor-Ort-Verstromung realisiert werden. Die Höchstbemessungsleistung der untersuchten Biogasanlage beträgt hierbei 176 kW<sub>el</sub>.

## 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, 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

$i_{\text{kalk}}$  = Kalkulationszinssatz in %

Die Substratpreise wurden vom Betreiber erfragt und erfasst. Die Preise sind als „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 Gesamtrentabilität 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<sub>el</sub>), 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 EEG 2021 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 <sub>el</sub>	0,56
3-fache Überbauung	ct/kWh <sub>el</sub>	0,65
4-fache Überbauung	ct/kWh <sub>el</sub>	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 Abhängigkeit 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-1 liegt im Kreis Ravensburg und ist an einen landwirtschaftlichen Betrieb, der 70 Hektar landwirtschaftliche Nutzfläche sowie 70 Milchkühe und die dazugehörige Nachzucht umfasst, angegliedert. Allgemeine Informationen zur Biogasanlage finden sich in der nachfolgenden Tabelle.

Tabelle 3: Allgemeine Informationen zur Biogasanlage BaWü-1 (Ist-Stand) im Bezugsjahr 2019

Allgemeine Informationen		
Standort	Ravensburg (Baden-Württemberg)	
Betriebsform	GbR (1 Gesellschafter)	
Genehmigung	Baurecht	
Vergütung nach EEG	Jahr	2009
Direktvermarktung	Ja/Nein	Nein
Inbetriebnahmejahr	Jahr	2011
Installierte elektrische Leistung	kW <sub>el</sub>	385
Elektrische Höchstbemessungsleistung (HBL)	kW <sub>el</sub>	176

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

#### 3.1 Anlagenbeschreibung

Die Biogasanlage besitzt ein beheiztes Gärvolumen von 1.200 m<sup>3</sup> und zusätzlich gasdichte Gärproduktlager mit einem Gärvolumen von 2.700 m<sup>3</sup> (siehe Abbildung 1).

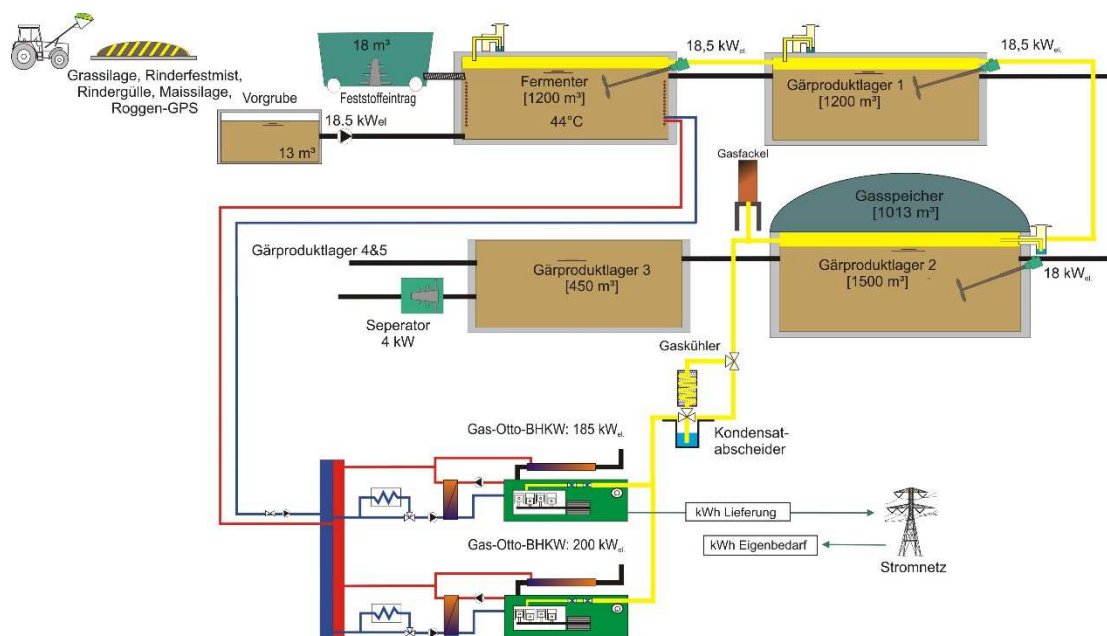


Abbildung 1: Anlagenschema der Biogasanlage BaWü-1 (Quelle und Illustration: Universität Hohenheim)

Die Biogasverwertung (Vor-Ort-Verstromung) erfolgt mit zwei Blockheizkraftwerken (BHKW) mit einer Gesamtleistung von 385 kW<sub>el</sub>.





### 3.1.1 Substratbereitstellung und -einbringung

Die festen Substrate werden in einer Fahrsiloanlage in 200 m Entfernung zum Fermenter gelagert. Zur Verkürzung der Transportwege kommt ein mobiler Feststoffeintrag zum Einsatz, der 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. Die Rindergülle wird in einer Vorgrube zwischengelagert und mit einer Schneckenpumpe alle dreieinhalb Stunden in den Fermenter gepumpt.

### 3.1.2 Fermenterkaskade

Der Fermenter ist mit einem Betondach ausgeführt und wird beheizt. Die Durchmischung des Fermenterinhalt geschieht durch ein langsam rührendes Stabrührwerk in 5/45 Minuten Intervallen. Über einen freien Überlauf gelangt das Gärsubstrat aus dem Fermenter in das Gärproduktlager (GPL) 1. Das GPL 1 wird nicht beheizt und besitzt isolierte Wände. Zudem ist es mit einem Betondach abgedeckt und mit einem langsam rührenden Stabrührwerk ausgestattet, welches alle drei Stunden für vier Minuten rührt. Über einen freien Überlauf gelangt das Gärsubstrat in das GPL 2, welches ein Tragluftdach besitzt. Die Durchmischung des gasdichten GPL 2 geschieht durch ein Stabrührwerk, welches zweimal am Tag für sechs Minuten aufrührt. Vom GPL 2 wird das Gärsubstrat aktiv durch eine Pumpe in das GPL 3 transportiert. Dieses ist offen und nicht mit dem gasdichten System verbunden. Mit einem Teil des Gärrests aus dem GPL 3 wird eine Fest-Flüssig-Trennung mittels Pressschneckenseparator durchgeführt. Des Weiteren wird der übrige Anteil des Gärrests in zwei nahegelegene offene GPL mit 350 m<sup>3</sup> und 400 m<sup>3</sup> Lagervolumen gepumpt und von dort auf die Felder ausgebracht.

### 3.1.3 Biogasverwertung

Das entstandene Biogas gelangt vom Foliengasspeicher über dem GPL 2 zur Gasentfeuchtung, bevor es den zwei Gas-Otto-Motoren zugeführt wird. Ein BHKW mit 185 kW<sub>el</sub> läuft jährlich 6.000 Stunden im Teillastbetrieb, während das andere BHKW, mit einer elektrischen Leistung von 200 kW<sub>el</sub>, 2.000 Stunden im Jahr in Start-Stopp-Betrieb unter Vollast läuft. Für den Notfall steht eine automatische Gasfackel zur Gasverbrennung zur Verfügung.

## **3.2 Kennzahlen**

### 3.2.1 Substrate

Als Einsatzstoffe werden derzeit Rindergülle, Mais-, Gras- und Roggen-Ganzpflanzensilage gefüttert, wobei der Maisanteil an der Fütterung mit 42 % den aktuellen Maisdeckel nach EEG 2021 knapp überschreitet. Weitere Informationen sind in Tabelle 4 zu finden.



Tabelle 4: Kennzahlen der Biogasanlage BaWü-1 (Ist-Stand) im Bezugsjahr 2019

<b>Substrateinsatz</b>		
<b>Wirtschaftsdünger</b>		
Rindergülle	t FM/a	2.248
<i>Summe Wirtschaftsdünger</i>	<i>t FM/a</i>	<i>2.248 (± 41 %)</i>
<b>Nachwachsende Rohstoffe</b>		
Maissilage	t FM/a	2.300
Grassilage	t FM/a	730
Roggen-Ganzpflanzensilage	t FM/a	201
<i>Summe Nachwachsende Rohstoffe</i>	<i>t FM/a</i>	<i>3.231 (± 59 %)</i>
<b>Täglicher Substrateinsatz</b>	<b>t FM/d</b>	<b>15,0</b>
<b>Prozesstechnische Kennzahlen</b>		
Hydraulische Verweilzeit (aktive Stufen)	d	80
Hydraulische Verweilzeit (gasdicht)	d	260
Organische Raumbelastung (aktive Stufen)	kg oTM/(m <sup>3</sup> · d)	2,93
Methangehalt im Biogas	%	52
Spez. Methanproduktion	m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /t oTM	247
Theoretische Spez. Methanproduktion nach KTBL	m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /t oTM	331
<b>Energieerzeugung und -verwertung</b>		
<b>Stromverwertung</b>		
Eigenstromverbrauch	kWh/a	k.A.
Stromerzeugung	kWh/a	1.200.000
HBL Ausnutzungsgrad	%	78
<b>Wärmeverwertung</b>		
Eigenwärmenutzung	kWh <sub>th</sub> /a	135.000
Externe Wärmeabgabe	kWh <sub>th</sub> /a	162.000
Anteil Wärmeabgabe an prod. ges. Wärmemenge (Eigenwärme unberücksichtigt)	%	11

k.A. = keine Angabe

HBL = Höchstbemessungsleistung

### 3.2.2 Prozesskennzahlen

Die hydraulische Verweilzeit im gasdichten System übersteigt die im EEG 2021 benötigten 150 Tage deutlich (siehe Tabelle 4). Die Verweilzeit im gasdichten System liegt im oberen Mittelfeld der Biogasanlagen in Deutschland. Die Verweilzeit der aktiven Stufe ist hingegen leicht unterdurchschnittlich (FNR 2021). Die organische Raumbelastung befindet sich ebenfalls in einem unbedenklichen Bereich. Die spezifische Methanproduktion ist hingegen auch unter Berücksichtigung der großen Menge an Rindergülle gering.

### 3.2.3 Strom- und Wärmeverwertung

Die Stromproduktion beläuft sich auf 78 % der Höchstbemessungsleistung (HBL) und ist somit nicht vollständig ausgelastet. Die externe Wärmenutzung bietet noch erhebliches Potenzial zum Ausbau.



### 3.3 Ökonomische Parameter

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

#### 3.3.1 Leistungen

Die Vergütung der Biogasanlage erfolgt nach dem EEG 2009 (siehe Tabelle 3). Neben der Grundvergütung erhält der Biogasbetrieb den NawaRo-, den Gülle- und den KWK-Bonus sowie die Flexibilitätsprämie.

Tabelle 5: Erlösübersicht der Biogasanlage BaWü-1 im Jahr 2019 (Ist-Stand)

<b>Stromerlöse</b>		
Spezifische Stromvergütung	ct/kWh <sub>el</sub>	24,61
Eingespeister Strom	kWh <sub>el</sub> /a	1.200.000
Stromerlös	€/a	295.316
<b>Wärmeerlöse</b>		
Spezifische Wärmevergütung (ohne KWK-Bonus)	ct/kWh <sub>th</sub>	1,18
Wärmeverkauf	kWh <sub>th</sub> /a	169.500
Wärmeerlöse (ohne KWK-Bonus)	€/a	2.034
Wärmeerlöse (inkl. KWK-Bonus)	€/a	5.390
<b>Gesamterlös</b>		
Stromerlös	€/a	295.316
Wärmeerlös	€/a	2.034
Sonstige Erlöse	€/a	0
<b>Gesamterlös</b>	<b>€/a</b>	<b>297.354</b>

Darüber hinaus erzielt die Biogasanlage durch die kommerzielle Nutzung der erzeugten Wärme des BHKW einen Wärmeerlös (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 berechnet. Erschließungskosten waren nicht notwendig, da die Fläche bereits erschlossen war. Der Wert der einzeln aufgeführten Position „Planungskosten“ ist niedrig, da diese Kosten zum Teil in den anderen Kosten mit enthalten sind und von diesen keine genauere Aufschlüsselung möglich ist.

Die Folgeinvestitionen beinhalten die Kosten der Flexibilisierung der Anlage. Im Zuge der Flexibilisierung wurde ein zusätzliches BHKW mit einer Leistung von 200 kW<sub>el</sub> angeschafft, das GPL 2 gebaut sowie das GPL 1 zur Erhöhung der hydraulischen Verweilzeit und der Gasspeicherkapazität gasdicht abgedeckt.



Tabelle 6: Investitionen und Abschreibungen der Biogasanlage BaWü-1 im Jahr 2019 nach Angabe Betreiber (Ist-Stand); Kosten für Grundstück und Genehmigung und Planung sind als unrealistisch anzusehen

<b>Gesamtinvestitionen</b>			
		<b>Erstinvestition</b>	<b>Folgeinvestition</b>
Grundstück und Genehmigung	€	1.000	0
Erschließung	€	0	0
Planung	€	3.000	5.000
Bauliche Anlagen	€	188.000	55.000
Technische Anlagen	€	200.000	60.000
BHKW	€	100.000	140.000
<b>Gesamtinvestition</b>	<b>€</b>	<b>752.000</b>	
<b>Kapitalkosten</b>			
Abschreibung	€/a	52.683	
Zinslast	€/a	6.850	
<b>Kapitalkosten gesamt</b>	<b>€/a</b>	<b>59.533</b>	
<b>Spezifische Kapitalkosten</b>	<b>ct/kW<sub>el</sub></b>	<b>4,96</b>	
<b>Kennzahlen</b>			
Spez. BHKW-Investitionskosten	€/kW <sub>el</sub> install.	623	
Spez. Investitionskosten	€/kW <sub>el</sub> HBL	4.273	

Die Abschreibung und Zinslast entsprechen jeweils den Angaben des Betreibers und wurden dementsprechend an der Stelle nicht selbst berechnet. Mit den im Projekt angenommen Abschreibungsdauern sind deutlich höhere Abschreibungskosten bei gleichzeitig niedrigerer Zinslast anzunehmen (spez. Kapitalkosten 6,63 ct/kW<sub>el</sub>).

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 durchschnittlich (FNR 2021).

#### *b) Substratkosten*

Der größte Kostenfaktor für den Betrieb der Biogasanlage sind die jährlichen Substratkosten. Die Substratkosten der Mais-, Grassilage und Getreide-Ganzpflanzensilage befinden sich im unteren Mittelfeld im Vergleich zu anderen Biogasanlagen (siehe Tabelle 7). Die geringen spezifischen Kosten beruhen auf den geringen Substratpreisen in der Region. Die Kosten für die Rindergülle liegen im Durchschnitt der im Projekt untersuchten Biogasanlagen. Die Rindergülle wird vollständig vom an der Biogasanlage angeschlossenen Rinderstall entnommen und in einer Vorgrube an der Biogasanlage gelagert. Für Silagen wurde pauschal Silierverluste von 12% angenommen und auf die „frei Silo“ Preise aufgeschlagen (KTBL 2021a).



Tabelle 7: Substratkosten der Biogasanlage BaWü-1 „frei Lager“ im Jahr 2019 (Ist-Stand)

<b>NawaRo</b>		
Maissilage	€/t FM	33,60
	€/a	77.280
Grassilage	€/t FM	33,60
	€/a	24.528
Getreide-GPS	€/t FM	25,20
	€/a	5.065
<b>Wirtschaftsdünger</b>		
Rindergülle	€/t FM	4,00
	€/a	8.992
<b>Gesamt</b>		
<b>Gesamtsubstratkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>115.865</b>
<b>Spezifische Substratkosten</b>	<b>ct/kWh<sub>el</sub></b>	<b>9,66</b>

### c) Betriebskosten und Allgemeine Kosten

Die Betriebskosten der Biogasanlage können der Tabelle 8 entnommen werden. Die Personalkosten beruhen auf der Annahme einer täglichen Arbeitszeit von 2,5 Akh und Lohnkosten von 21 €/h (KTBL 2021a). Insgesamt fallen die Personalkosten vergleichsweise gering aus. Die Ursache dafür ist, dass die geleistete Bereitschaft nicht im Lohn mit einberechnet ist. Dies beruht auf der Annahme des Anlagenbetreibers, dass dieser ohnehin am Standort bzw. am angegliederten landwirtschaftlichen Futterbaubetrieb dauerhaft verfügbar ist.

Tabelle 8: Betriebskosten und Allgemeine Kosten der Biogasanlage BaWü-1 im Jahr 2019 (Ist-Stand)

<b>Betriebs- und Allgemeine Kosten</b>		
Strombezug (abzgl. Stromsteuererstattung)	€/a	12.000
Sonstige Schmierstoffe und Betriebsmittel	€/a	1.900
Instandhaltung (Bau)	€/a	2.000
Instandhaltung (Technik und Maschinen)	€/a	5.000
Instandhaltung (BHKW)	€/a	5.000
Prozessbetreuung, Beratung	€/a	2.000
Umweltgutachten	€/a	1.200
Versicherung, Beiträge	€/a	2.500
Personal (Anlagenfahrer)	€/a	19.163
Buchführung/Verwaltung	€/a	1.500
<b>Gesamtbetriebskosten</b>	<b>€/a</b>	<b>52.263</b>
<b>Spezifische Betriebskosten</b>	<b>ct/kWh<sub>el</sub></b>	<b>4,36</b>



### 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 über dem Median des Biogas-Messprogramms III (3,92 ct/kWh<sub>el</sub>) (FNR 2021) .

Tabelle 9: Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis der Biogasanlage BaWü-1 im Jahr 2019 (Ist-Stand)

<b>Leistungen</b>		
Stromerlös	€/a	295.316
Wärmeerlös	€/a	2.034
<b>Gesamterlös</b>	<b>€/a</b>	<b>297.350</b>
<b>Kosten</b>		
Kapitalkosten	€/a	59.533 (≙ 26 %)
Spezifische Kapitalkosten	ct/kWh <sub>el</sub>	4,96
Substratkosten	€/a	115.865 (≙ 51 %)
Spezifische Substratkosten	ct/kWh <sub>el</sub>	9,66
Betriebs- und Allgemeine Kosten	€/a	52.263 (≙ 23 %)
Spezifische Betriebs- und Allg. Kosten	ct/kWh <sub>el</sub>	4,36
<b>Kosten gesamt</b>	<b>€/a</b>	<b>227.661 (≙ 100 %)</b>
<b>Gesamtübersicht</b>		
Spezifischer Gesamterlös	ct/kWh <sub>el</sub>	24,78
Spezifische Gesamtkosten	ct/kWh <sub>el</sub>	18,98
<b>Gewinn</b>	<b>€/a</b>	<b>69.689</b>
<b>Spezifischer Gewinn</b>	<b>€/kW<sub>el</sub> install.</b>	<b>181</b>
	<b>ct/kWh<sub>el</sub> prod.</b>	<b>5,80</b>
<b>Gesamtrentabilität</b>	<b>%</b>	<b>9,3</b>



#### 4 Optimierungsstrategien

Bei der Betrachtung des Ist-Standes der Anlage ist auffällig, dass nur eine geringe Menge an Wärme bisher extern genutzt wird (siehe Tabelle 4). Abzüglich des Eigenwärmeverbrauchs der Anlage und des angegliederten landwirtschaftlichen Betriebs werden 1.200.000 kWh<sub>th</sub> der produzierten Wärmemenge bisher nicht genutzt, die zusätzlich vergütet werden könnten. Bei der Potenzialanalyse des Standorts sind zwei mögliche große Wärmeabnehmer in der Umgebung aufgefallen.

Der Nachbarort in 450 m Entfernung ist mit 24 Wohnhäusern ein potenziell bedeutsamer Wärmeabnehmer. Diese Variante ist allerdings nach Angaben des Anlagenbetreibers nicht möglich umzusetzen. Viele der Anwohner in dieser Ortschaft beheizen ihre Wohnhäuser mit Holz aus dem eigenen Wald und ein Teil der Anwohner schließt eine Zusammenarbeit mit dem Anlagenbetreiber aus.

Aus diesem Grund wurde die Wärmeabnahme einer 2,4 km entfernten Molkerei als möglicher Wärmeabnehmer untersucht. Die Molkerei produziert pulverförmige Hochproteinderivate aus Milch und hat einen hohen, ganzjährigen Wärmebedarf. Die Optimierungsstrategie sieht die Verlegung einer Gasleitung zur Molkerei und die Errichtung eines neuen Satelliten-BHKW vor.

Zur Umsetzung der Strategie soll ein 2,4 km langes Mikrogasleitungsnetz gebaut werden. Die BHKW sind entsprechend der Vorgaben des EEG (Bemessungsleistung maximal 45 % der installierten Leistung) zu dimensionieren. Es soll weiterhin die gleiche Bemessungsleistung wie beim Ist-Stand erreicht werden, da eine Erweiterung aufgrund der verfügbaren Menge an Substrat nicht umzusetzen ist. Die Umsetzung des Mikrogasnetz soll mit zwei BHKW realisiert werden, eines am Standort und eines am neuen Satelliten-Standort an der Molkerei. Am Standort der Biogasanlage soll, um das bestehende Wärmenetz und die Beheizung der Fermenter weiter mit ausreichend Wärme zu beliefern, ein 151 kW<sub>el</sub> BHKW anstelle der bisher genutzten BHKW installiert werden. Mittels des Wärmenetzes sollen außerdem zwei weitere Mehrfamilienhäuser mit Wärme versorgt werden (150.000 kWh<sub>th</sub> pro Jahr). Um die Bereitstellung der Wärme zu den Mehrfamilienhäusern zu garantieren soll die Versorgung zudem priorisiert werden. An der Molkerei soll ein BHKW mit einer elektrischen Leistung von 240 kW<sub>el</sub> und einer thermischen Leistung von 309 kW<sub>th</sub> installiert werden (siehe Abbildung 2). Das neue Satelliten-BHKW soll direkt auf dem Gelände der Molkerei in einem Schallschutzcontainer untergebracht werden.

Eine Erweiterung der Gasspeicher ist nicht geplant, da im Ist-Stand eine Gasspeicherung von über 14 Stunden möglich ist. Dies wurde als ausreichend angenommen.



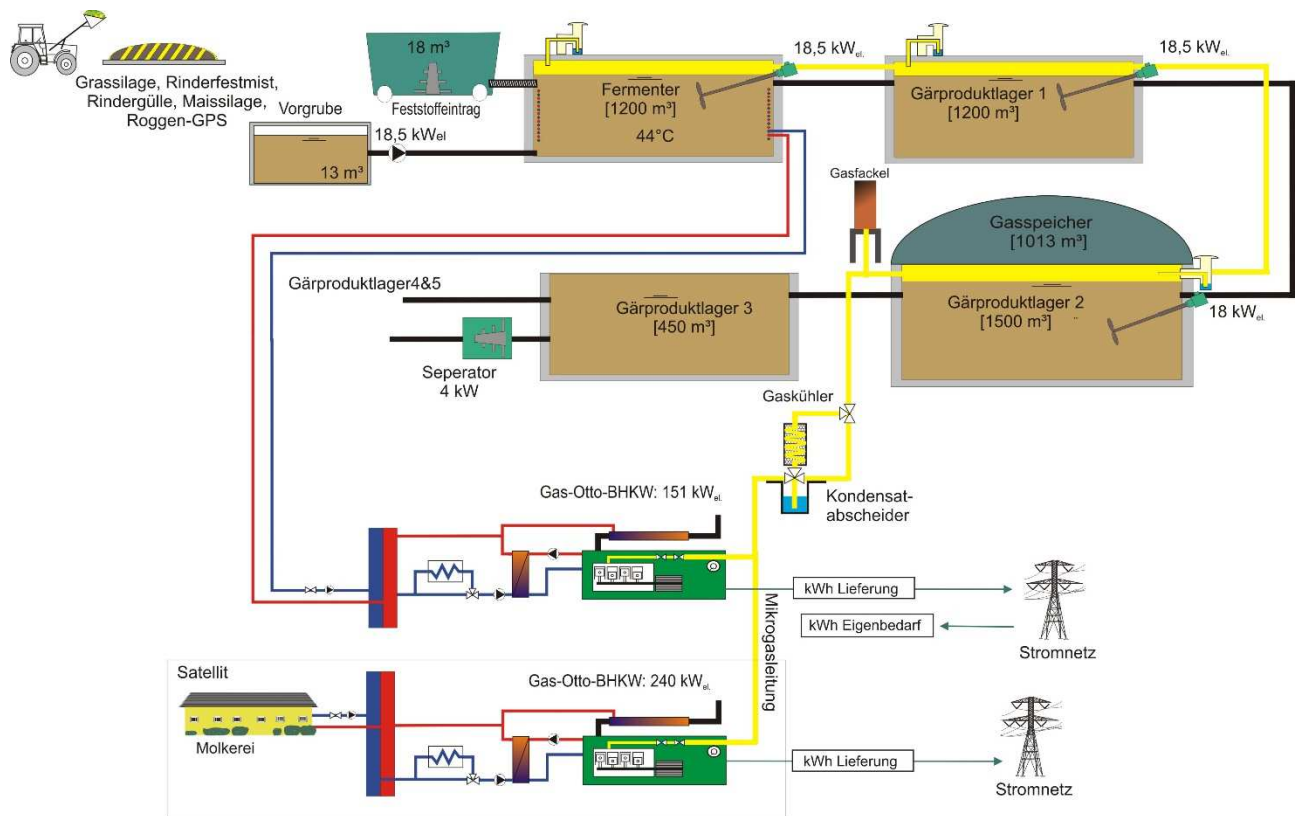


Abbildung 2: Biogasanlage BaWü-1 mit Optimierungsmaßnahmen

#### 4.1 Optimierungsmaßnahme 1: Notwendige Anpassungen zum Weiterbetrieb im EEG 2021

Der produzierte Strom aller BHKW soll nach EEG 2021 vergütet werden, weshalb einige Vorgaben erfüllt sein müssen. Es ist eine Überbauung und die Anpassung des Masseanteils der Maissilage vorzusehen.

##### 4.1.1 Kennzahlen

Der Masseanteil der Maissilage muss von 42 % auf 40 % reduziert werden, um den Maisdeckel des EEG 2021 zu erfüllen. Im Umfeld und im angegliederten landwirtschaftlichen Betrieb der Biogasanlage ist vor allem eine hohe Verfügbarkeit von Grassilage gegeben, daher sollen 2 % des Maisanteils zukünftig durch Grassilage abgedeckt werden. Um die Bemessungsleistung konstant zu halten, ist darauf zu achten, dass das Methanpotential des zugeführten Substrats konstant bleibt. Aufgrund des geringeren Methanpotentials von Grassilage ( $320 \text{ L}_{\text{CH}_4}/\text{kg}_{\text{OTS}}$ ) im Vergleich zu Maissilage ( $340 \text{ L}_{\text{CH}_4}/\text{kg}_{\text{OTS}}$ ) (KTBL 2021b) sollen 78,0 t pro Jahr Maissilage mit 87,5 t pro Jahr Grassilage substituiert werden. Die Veränderungen in der Fütterung und der Prozesskennzahlen sind in der Tabelle 10 aufgeführt. Aufgrund der geringen substituierten Menge sind keine prozessbiologischen Schwierigkeiten zu erwarten. Die Änderungen der Verweilzeit und der organischen Raumbelastung sind minimal (siehe Tabelle 10).





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

<b>Substrat</b>		
<b>Wirtschaftsdünger</b>		
Rindergülle	t FM/a	2.248
<i>Summe Wirtschaftsdünger</i>	<i>t FM/a</i>	<i>2.248 (± 41 %)</i>
<b>Nachwachsende Rohstoffe</b>		
Maissilage	t FM/a	2.222
Grassilage	t FM/a	818
Roggen-Ganzpflanzensilage	t FM/a	201
<i>Summe Nachwachsende Rohstoffe</i>	<i>t FM/a</i>	<i>3.241 (± 59 %)</i>
<b>Tägl. Substrateinsatz</b>	<b>t FM/d</b>	<b>15,0</b>
<b>Prozesstechnische Kennzahlen</b>		
Hydraulische Verweilzeit (aktive Stufen)	d	80
Hydraulische Verweilzeit (gasdicht)	d	260
Organische Raumbelastung (aktive Stufen)	kg oTS/(m <sup>3</sup> · d)	2,94

Die Maßnahmen haben keinen Einfluss auf die Strom- und Wärmeverwertung.

#### 4.1.2 Leistungen

Die Maßnahmen haben keinen Einfluss auf die Wärmeerlöse. Aufgrund der Teilnahme an der Ausschreibung im Rahmen des EEG 2021 verändern sich allerdings die Stromerlöse (Tabelle 11).

Tabelle 11: Stromerlös nach Optimierungsmaßnahme 1 unter Annahme einer gleichbleibenden Bemessungsleistung zum Ist-Stand

<b>Stromerlös</b>		
Spezifische Grundvergütung EEG 2021	ct/kWh <sub>el</sub>	18,90
Spezifische Direktvermarktung	ct/kWh <sub>el</sub>	0,56
Eingespeister Strom	kWh <sub>el</sub> /a	1.200.000
<b>Stromerlös</b>	<b>€/a</b>	<b>233.520</b>

Unter Annahme eines Zuschlags des Höchstgebotspreises zuzüglich des Bonis für Anlagen bis 500 kW<sub>el</sub> installierte Leistung des EEG 2021 ergibt sich eine Stromvergütung von 18,9 ct/kWh. Der Betrieb hat bisher am Standort der Biogasanlage eine Flexprämie erhalten. Daher erhält dieser an diesem Standort 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).

Unter Annahme der Erfüllung der Höchstbemessungsleistung, wird zusammen mit den Wärmeeinnahmen aus dem Ist-Stand der Anlage ein Erlös von 232.243 €/a generiert.



### 4.1.3 Kosten

#### a) *Kapitalkosten*

Die Substratumstellung hat keinen Einfluss auf die Fixkosten. Hingegen muss aufgrund der im EEG 2021 notwendigen Überbauung in neue BHKW investiert werden. Die aufgeführten Kosten beinhalten sowohl die BHKW als auch die Installation und Inbetriebnahme von diesen. Es wurde von konstanten spezifischen Investitionskosten der BHKW ausgegangen (Betreiberangabe). Daraus ergeben sich die Kosten in der Tabelle 12.

Tabelle 12: Kosten der BHKW Folgeinvestition aufgrund der Optimierungsmaßnahme 1 für die Biogasanlage BaWü-1

<b>Zusätzliche Kapitalkosten durch Optimierungsmaßnahme 1</b>		
BHKW	€	243.593
Abschreibung BHKW	€/a	34.799
Zinslast	€/a	2.119
<b>Zusätzliche Kapitalkosten gesamt</b>	<b>€/a</b>	<b>36.918</b>

Zusammen mit den weiterlaufenden Kapitalkosten (28.193 €/a für technische Anlagen) aus dem Ist-Stand der Anlage ergeben sich jährliche Kapitalkosten von 65.111 € bzw. spezifische Kapitalkosten von 5,43 ct/kWh<sub>el</sub>. Es sei darauf hingewiesen, dass die BHKW Kosten verhältnismäßig günstig kalkuliert sind, sodass an anderen Standorten höhere Kosten entstehen könnten.

#### b) *Substratkosten*

Maissilage und Grassilage führen pro Tonne Frischmasse frei Silo zu Kosten von jeweils 30 € (frei Platte 33,6 €/t<sub>FM</sub>), sodass beim Tausch der beiden Substrate in diesem Fall nur die erhöhte Substratmenge aufgrund des geringeren Methanpotentials pro Tonne Frischmasse beachtet werden muss. Es müssen insgesamt 9,5 t/a mehr gefüttert werden, dadurch erhöhen sich die Substratkosten um 336 €/a (siehe Tabelle 13).

Tabelle 13: Gesamtsubstratkosten nach Optimierungsmaßnahme aufgrund der Anpassung an das EEG 2021 für die Biogasanlage BaWü-1

<b>Kostenposition</b>		
Gesamtsubstratkosten	€/a	116.201
Spezifische Substratkosten	ct/kWh <sub>el</sub> prod.	9,68

#### 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 auf 4.000 € pro Jahr, so dass die Betriebskosten insgesamt bei 54.263 €/a, bzw. bei spezifischen Betriebskosten von 4,52 ct/kWh<sub>el</sub> liegen.



#### 4.1.4 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis

Die spezifischen Gesamtkosten erhöhen sich auf Basis der getroffenen Maßnahmen auf 19,63 ct/kWh. Basierend auf den kalkulierten durchschnittlichen Stromerlös von 19,46 ct/kWh<sub>el</sub> ergibt sich somit ein Verlust aus dem Stromerlös von 2.040 €/a bzw. 0,17 ct/kWh. Der Wärmeverkauf kann zusätzlich als konstant zum Ist-Stand angenommen werden und beläuft sich auf 2.034 €/a. Der somit zu erzielendem Verlust von 6 €/a zeigt, dass es für die Biogasanlage notwendig ist, zukünftig einen zusätzlichen Erlös zu generieren.

#### **4.2 Optimierungsmaßnahme 2: Mikrogasleitung**

Um einen zusätzlichen Erlös zu generieren, soll eine Mikrogasleitung zu einer Molkerei gebaut werden, die ein Satelliten-BHKW an der Molkerei mit Gas versorgt. Mit dieser soll am Standort der Molkerei ein zusätzlicher Wärmeerlös generiert werden.

Die Strecke der Mikrogasleitung wurde so gewählt, dass die Baukosten der 2.410 Meter langen Biogasleitung (PE-Leitung, 100 mm Durchmesser) möglichst gering ausfallen. Um den dauerhaften störungsfreien Betrieb des Biogasnetzes zu gewährleisten, soll außerdem ein Kondensatschacht verbaut werden. Die Entschwefelung und Entwässerung des Gases soll mit der gleichen Technik wie bisher durchgeführt werden, wobei ein Radialverdichter für den Biogastransport zum Satelliten-BHKW vorgeschaltet wird. Darüber hinaus soll ein Gasmengenzähler verbaut werden, um die Wirtschaftlichkeit des Satelliten-BHKWs besser bewerten zu können. Aufgrund der Vorgaben im EEG 2021 (§ 44b) werden alle BHKW im flexiblen Betrieb gefahren.

Auch wenn der Satelliten-Standort als Neuanlage eine Vergütung von 20 Jahren beanspruchen kann, wird im Folgenden die Anlage in 10 Jahren abgeschrieben, da der Betrieb der Biogasanlage darüber hinaus nicht sichergestellt werden kann.

##### 4.2.1 Kennzahlen

Die Substrate und Prozesskennzahlen des biologischen Prozesses werden nicht beeinflusst.

Es wird davon ausgegangen, dass die Molkerei die Wärme der Biogasanlage jeder Zeit zu 90 % abnimmt und dass die Molkerei zusätzlich Wärme über eine weitere externe Quelle flexibel beziehen kann. Daher ist der Bau eines Wärmepufferspeichers nicht vorgesehen. Die Wärmeleitungsverluste sind mit 150 kWh/m pro Jahr angenommen (KTBL, 2021). Die vorgesehenen Wärmemengen sind in der Tabelle 14 dargestellt.



Tabelle 14: Angenommene Wärmemengen nach Umsetzung der Mikrogasleitung zur Molkerei als Optimierungsmaßnahme für die Biogasanlage BaWü-1

<b>Wärmeverwertung</b>			
		<b>Biogasanlage</b>	<b>Satellit</b>
Eigenwärmenutzung	kWh <sub>th</sub> /a	135.000	0
Externe Wärmenutzung	kWh <sub>th</sub> /a	169.500	940.167
Anteil Wärmeabgabe an prod. ges. Wärmemenge am jeweiligen Standort	%	56	90

#### 4.2.2 Leistungen

Die Stromerlöse an der Biogasanlage und am Satelliten variieren (siehe Tabelle 11).

Tabelle 15: Stromerlös nach Optimierungsmaßnahme 1 unter Annahme einer gleichbleibenden Bemessungsleistung zum Ist-Stand

<b>Stromerlös</b>				
		<b>Biogasanlage</b>	<b>Satellit</b>	<b>Gesamt</b>
Spezifische Grundvergütung EEG 2021	ct/kWh <sub>el</sub>	18,90	18,55	18,62
Spezifische Direktvermarktung	ct/kWh <sub>el</sub>	0,56	0,56	0,56
Spezifische Stromvergütung	ct/kWh <sub>el</sub>	19,46	19,11	19,18
Eingespeister Strom	kWh <sub>el</sub> /a	253.921	946.079	1.200.000
<b>Stromerlös</b>	<b>€/a</b>	<b>49.413</b>	<b>180.796</b>	<b>230.209</b>

Die Stromvergütung des BHKW am Standort der Biogasanlage ergibt sich identisch zu Kapitel 4.1.2. Der Satelliten-Standort gilt entgegen des BHKWs an der Biogasanlage als Neuanlage. Dies führt zu einer geringeren Grundvergütung von 16,4 ct/kWh<sub>el</sub>. Allerdings berechtigt dies auch gleichzeitig zum Erhalt des Flex-Zuschlags. Somit erhält der Betreiber am Satelliten-Standort für die gesamte installierte Leistung einen Flex-Zuschlag von 65 €/kWh<sub>el</sub> und somit einer Grundvergütung von 18,55 ct/kWh<sub>el</sub>.

Wie zuvor wird jeweils mit einem Mehrerlös aus der Direktvermarktung gerechnet (siehe Tabelle 2) und die Erfüllung der Höchstbemessungsleistung angenommen.

Unter Annahme der Wärmepreise, die vom Biogasanlagenbetreiber angegeben wurden und einer 90 %igen Wärmeauslastung am Satellitenstandort, wird durch den zusätzlichen Wärmeverkauf ein Mehrerlös von 37.641 €/a im Vergleich zum Ist-Stand generiert (siehe Tabelle 16).



Tabelle 16: Wärmeerlöse nach Umsetzung der Mikrogasleitung zur Molkerei als Optimierungsmaßnahme für die Biogasanlage BaWü-1

<b>Wärmeerlöse</b>		<b>Biogasanlage</b>	<b>Satellit</b>	<b>Gesamt</b>
Spezifische Wärmevergütung	ct/kW <sub>th</sub>	3,20	4,00	3,88
Wärmeverkauf	kWh <sub>th</sub> /a	169.500	940.167	1.109.667
Wärmeerlöse	€/a	5.424	37.607	43.031

Insgesamt ergibt sich ein Gesamterlös von 269.850 €/a aus dem Verkauf von Strom und Wärme.

#### 4.2.3 Kosten

##### a) Kapitalkosten

Die Kosten für die Mikrogasleitung betragen 40,32 €/m bei einer Länge von 2.410 m. Die genaue Zusammensetzung der Kosten ist in Tabelle 17 dargestellt.



Tabelle 17: Annahmen für den Bau der Mikrogasleitung und der technischen Komponenten bei Umsetzung der Optimierungsmaßnahme 2 der Biogasanlage BaWü-1 (KTBL 2021a)

<b>Annahmen Bau Mikrogasleitung</b>		
Planung und Genehmigung	% der Tiefbaukosten	10
Planung und Genehmigung	€/m	2,37
Formteile	% der Investitionskosten der Biogasleitung	35
Formteile	€/m	3,7
Erdarbeiten/Tiefbau	€/m	23,67
Biogasleitung (inklusive Montage)	€/m	10,58
<b>Gesamtsumme Bau Mikrogasleitung</b>	<b>€/m</b>	<b>40,32</b>
<b>Annahmen technische Komponenten</b>		
Radialverdichter	€	7.532
MSR Technik	€	4.868
Gasmengenzähler	€	5.000
Kondensatschacht	€	21.095
Schallschutzcontainer	€	18.210
<b>Gesamtsumme technische Komponenten</b>	<b>€</b>	<b>56.705</b>
<b>Sonstiges (Keymer AG, 2011)</b>		
Planung	€	10.913
Netzanschluss Satellit	€	15.000
TÜV-Abnahme	€	3.000
<b>Gesamt</b>		
Bau Mikrogasleitung	€	97.171
technische Komponenten	€	56.705
Sonstiges	€	28.913
<b>Gesamtkosten</b>	<b>€</b>	<b>182.791</b>

Zusätzlich fallen noch weitere Kosten für die benötigten technischen Komponenten, für die verfahrenstechnische Planung, für den Netzanschluss des Satelliten-Standorts sowie für die TÜV-Abnahme an (siehe Tabelle 17). Daraus ergeben sich Gesamtkosten für die Investition von 182.791 €.

Die resultierenden Abschreibungskosten und die Zinslast (mit 1,5 % Zinsen) belaufen sich auf 19.879 € (siehe Tabelle 18). Die Abschreibungsdauer wurde gemäß Tabelle 1 angenommen.



Tabelle 18: Zusätzliche Kapitalkosten durch die Optimierungsmaßnahme 2 „Mikrogasleitung“ für die Biogasanlage BaWü-1

<b>Zusätzliche Kapitalkosten</b>		
Investitionen	€	182.789
Abschreibung	€/a	18.279
Zinslast	€/a	1.542
<b>Zusätzliche Kapitalkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>19.821</b>

Die gesamten Kapitalkosten mit Umsetzung der Optimierungsmaßnahme 2 belaufen sich damit auf 82.739 €/a.

#### *b) Substratkosten*

Die Substratkosten werden durch die Optimierungsmaßnahme 2 nicht beeinflusst und betragen weiterhin 116.201 €/a.

#### *c) Betriebskosten und Allgemeine Kosten*

Für die Betriebskosten und Allgemeinen Kosten des Mikrogasnetzes wird angenommen, dass diese 4 % der Gesamtinvestition entsprechen (Keymer, 2011). Dadurch erhöhen sich die Kosten um 7.655 € pro Jahr auf 61.918 €/a. In diesen Kosten sind auch die höheren Eigenstromkosten berücksichtigt.

#### 4.2.4 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis

Die spezifischen Gesamtkosten erhöhen sich aufgrund des Baus der Mikrogasleitung um 2,57 ct/kWh<sub>el</sub> (Investitions- und Betriebskosten) auf 21,73 ct/kWh<sub>el</sub>. Zudem sinken die Stromerlöse um 0,28 ct/kWh<sub>el</sub>. Gleichzeitig steigt, mit Annahme einer 90%igen Wärmenutzung am Satellitenstandort, allerdings auch der Wärmeerlös um 3,1 ct/kWh<sub>el</sub>. Dementsprechend kann durch den Bau der Mikrogasleitung unter den gegebenen Annahmen die Wirtschaftlichkeit im Vergleich zum Ist-Stand und im Vergleich zur Optimierungsmaßnahme 1 erhöht werden.

### **4.3 Gesamtkonzept**

Ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb ist nur mit der Zusammenführung mehrerer Strategien möglich, zumal Optimierungsmaßnahme 1 Voraussetzung zur Teilnahme an der EEG-Ausschreibung ist. Daher sollen die bereits berechneten Konzepte im Folgenden zu einem Gesamtkonzept zusammengefasst werden (siehe auch Abbildung 2).

#### 4.3.1 Kennzahlen

Die prozesstechnischen Änderungen sind der Tabelle 10 und Tabelle 14 zu entnehmen. Durch den Zusammenschluss der einzelnen Optimierungsstrategien ergeben sich keine zusätzlichen Änderungen.



### 4.3.2 Leistungen

Die Leistungen sind der Tabelle 11, Tabelle 15 und Tabelle 16 zu entnehmen. Die Stromerlöse werden dabei durch das EEG 2021 beeinflusst und die Wärmeerlöse durch den Verkauf der Wärme an die Molkerei.

Auf Basis der Ergebnisse ergibt sich unter Berücksichtigung des Wärme- und Stromerlöses ein spezifischer Gesamterlös von 22,77 ct/kWh<sub>el</sub>. Dies liegt 2,01 ct/kWh<sub>el</sub> unterhalb der Vergütung des Ist-Standes. Die Einflüsse auf den Gesamterlös werden in Kapitel 4.3.5 weiter beschrieben.

### 4.3.3 Kosten

Die spezifischen Gesamtkosten bei Weiterbetrieb und Umsetzung beider Optimierungsmaßnahmen in der zweiten Förderperiode des EEG sind insgesamt um 2,76 ct/kWh<sub>el</sub> höher als im Vergleich zur ersten Förderperiode.

Bei Betrachtung der angenommenen spezifischen Stromerlöse von 19,18 ct/kWh<sub>el</sub> erwirtschaftet das Gesamtkonzept ohne Betrachtung der Wärmeerlöse einen Gewinn von -2,55 ct/kWh<sub>el</sub>. Somit ist der zusätzliche Wärmeerlös maßgeblich für einen wirtschaftlichen Betrieb.

Tabelle 19: Mehrkosten und spezifische Gesamtkosten des Gesamtkonzepts für die Biogasanlage BaWü-1

<b>Zusätzliche Kosten Optimierungsmaßnahme</b>		
Kapitalkosten	€/a	23.206
Substratkosten	€/a	265
Betriebskosten und Allgemeine Kosten	€/a	9.655
<b>Zusätzliche Gesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>33.126</b>
<b>Kosten Kennzahlen</b>		
Spezifische Gesamtkosten	ct/kWh <sub>el</sub>	21,73

### 4.3.4 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis

Im Vergleich zum Ist-Stand ist mit Einkommenseinbußen der Biogasanlage zu rechnen. Auf Basis der Annahmen ist aber ein wirtschaftlicher Betrieb möglich (siehe Tabelle 20).

Der Wärmepreis ist vom Biogasanlagenbetreiber mit den Wärmeabnehmern frei zu verhandeln. Mit der Annahme eines Verkaufs von 90 % der entstehenden Wärme an die Molkerei (940.167 kWh<sub>th</sub> pro Jahr) und einem gleichbleibenden Wärmeverkauf an der Biogasanlage, ist für die Erreichung des Deckungsbeitrags an der Molkerei ein Wärmepreis von 2,75 ct/kWh<sub>th</sub> nötig. Um den Gewinn des Ist-Zustands hingegen zu erreichen, ist ein Wärmeverkaufspreis von 9,03 ct/kWh<sub>th</sub> notwendig. Der Betreiber hat einen Preis von ca. 4 ct/kWh<sub>th</sub> als realistisch angesehen. Dies würde einen Gewinn von 12.480 €/Jahr bedeuten. Für einen wirtschaftlichen Betrieb sind höhere Wärmepreise zu empfehlen (z.B. spezifischer Erlös: 6 bis 8 ct/kWh<sub>th</sub>; Gewinn: 31.185 bis 49.988 €/Jahr).





Tabelle 20: Erlöse und Kosten des Ist-Standes und des Gesamtkonzepts

<b>Stromerlöse</b>			
		<b>Ist-Stand</b>	<b>Gesamtkonzept</b>
Spezifische Stromvergütung	ct/kWh <sub>el</sub>	24,78	19,18
Eingespeister Strom	kWh <sub>el</sub> /a	1.200.000	1.200.000
Stromerlös	€/a	295.316	230.209
<b>Wärmeerlöse</b>			
Spezifische Wärmevergütung	ct/kWh <sub>th</sub>	1,18	3,88
Wärmeverkauf	kWh <sub>th</sub> /a	169.500	1.109.667
Wärmeerlös	€/a	2.034	43.031
<b>Kosten</b>			
Spezifische Kapitalkosten	ct/kWh <sub>el</sub>	4,96	6,89
Spezifische Substratkosten	ct/kWh <sub>el</sub>	9,66	9,68
Spezifische Betriebs- und Allgemeine Kosten	ct/kWh <sub>el</sub>	4,36	5,16
<b>Gesamtübersicht</b>			
Spezifischer Gesamterlös	ct/kWh <sub>el</sub>	24,78	22,77
Spezifische Gesamtkosten	ct/kWh <sub>el</sub>	18,98	21,73
Spezifischer Gewinn	ct/kWh <sub>el</sub>	5,80	1,04
Gesamtrentabilität	%	9,3	1,81

#### 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 20). Den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben die Substratkosten der Biogasanlage. Eine Variation der Substratkosten kann sowohl große positive als auch große negative Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit herbeiführen. Ernteauffälle aufgrund eines Extremwetterereignisses, wie aufgrund des Klimawandels verstärkt erwartet wird, könnten z. B. zu einer weiteren Verringerung der Wirtschaftlichkeit beitragen. Für die Biogasanlage BaWü-1 sind auf Basis des hohen Wirtschaftsdüngeranteils im Substratmix allerdings keine hohen Fluktuationen der Substratkosten zu erwarten. Eine Erhöhung des Wirtschaftsdüngeranteils auf Basis der Ergebnisse könnte wirtschaftlichen Optimierungsbedarf bieten.



Tabelle 21: Sensitivitätsanalyse zum Gesamtkonzept der Optimierungsmaßnahmen für die Biogasanlage BaWü-1

Änderungen durch Maßnahme				
		Kapitalkosten (+/- 10 %)	Substratkosten (+/- 10 %)	Betriebskosten (+/- 10 %)
Zur Kostendeckung notwendiger Wärmeverkaufspreis	ct/kWh <sub>th</sub>	+/- 0,75	+/- 1,05	+/- 0,55
Spezifische Gesamtkosten	ct/kWh <sub>el</sub>	+/- 0,69	+/- 0,97	+/- 0,51

Der Einfluss der Kapitalkosten und der Betriebskosten sind hingegen geringer. Trotzdem sind auch diese möglichst gering zu halten, um eine hohe Wirtschaftlichkeit zu erreichen.

Bei den Kapitalkosten ist hervorzuheben, dass die Annahmen (100% Zuschlag Instandhaltung (Bau), bauliche Anlagen abgeschrieben) massive Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit haben, die eine Reduzierung der Kosten von über 1 ct/kWh<sub>el</sub> zur Folge haben.

Auch die sehr gering angenommenen Investitionskosten für die BHKW erhöhen die Wirtschaftlichkeit. Bei Annahme der im Projekt durchschnittlich berechneten spez. BHKW-Investitionskosten von 1.128 €/kW<sub>inst</sub> ergeben sich Investitionskosten von 441.048 € für die beiden BHKW und somit ein Anstieg der spez. Kapitalkosten von 2,49 ct/kWh<sub>el</sub>. Dies würde wiederum zu einem negatives Betriebsergebnis führen.

Bisher wurde eine feste Lebensdauer von 7 Jahren unabhängig von der Betriebsform angenommen. Die Annahme, dass ein BHKW unabhängig von der Fahrweise eine Lebensdauer von 60.000 Betriebsstunden hat, führt zu einer angenommenen Lebensdauer von 15 Jahren für die hier untersuchten BHKWs. Dies würde die Stromgestehungskosten der Investitionskosten der BHKW von 3,07 ct/kWh<sub>el</sub> auf 1,52 ct/kWh<sub>el</sub> reduzieren.

Des Weiteren hat der nicht vergütete Bereitschaftsdienst im Falle der untersuchten Biogasanlage einen positiven Effekt auf die Wirtschaftlichkeit. Da sich das Wohnhaus des Betreibers in unmittelbarer Nähe zur Anlage befindet, ist die Annahme zutreffend. Bei Annahme einer Arbeitszeit von 4 h/d statt 2,5 h/d würden sich die Betriebskosten allerdings um 1,14 ct/kWh<sub>el</sub> erhöhen und somit den Gewinn deutlich reduzieren.

Der Wärmeerlös ist die Variable mit dem höchsten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Daher ist der Gewinn in Abhängigkeit zum spezifischen Wärmeerlös und der prozentual verkauften Wärme in Abbildung 3 aufgetragen.

Ein hoher spezifischer Wärmepreis ist maßgeblich für die Wirtschaftlichkeit der Optimierungsstrategie und beeinflusst den erzielbaren Gewinn drastisch (siehe Abbildung 3).



Zudem ist ein Verkauf von möglichst viel Wärme ein weiterer wichtiger Parameter für die Wirtschaftlichkeit des Gesamtkonzepts. Der Einfluss dessen nimmt mit zunehmendem spezifischen Wärmepreis deutlich zu. Dies verdeutlichen auch die in Abbildung 3 dargestellten Geraden mit 80%igem bzw. 90%igem Verkauf der produzierten Wärme. Der Gewinn wird z. B. bei einem Wärmeverkaufspreis von 6 ct/kW<sub>th</sub> von 31.185 €/a auf 24.966 €/a gesenkt, wenn nur 80 % statt 90 % der produzierten Wärme am Satelliten verkauft wird.

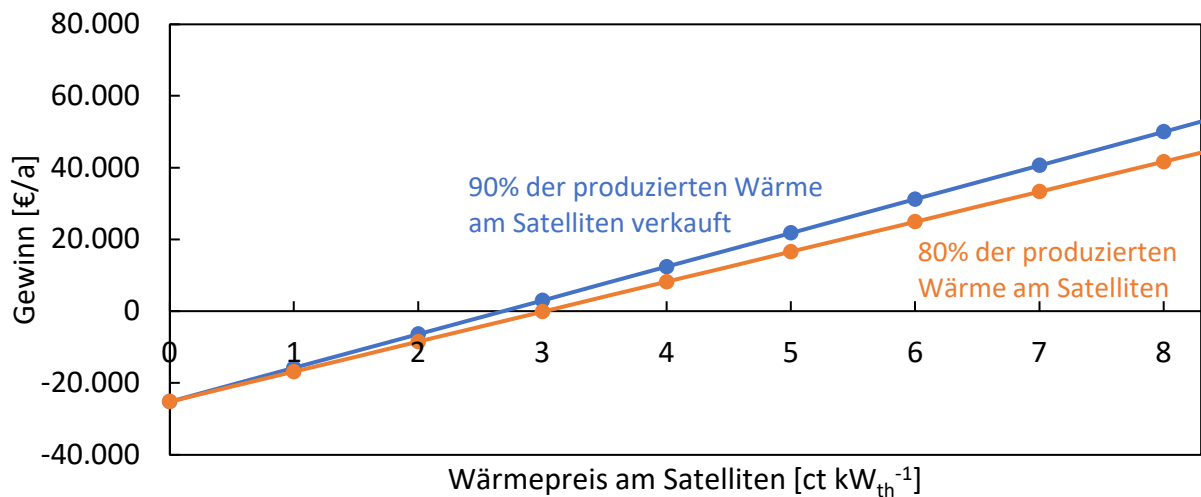


Abbildung 3: Gewinn in Abhängigkeit des Wärmepreises und des Anteils der produzierten Wärme am Satelliten

Für den Stromerlös wurde bisher der kaum erreichbare Best Case von 18,4 ct/kWh<sub>el</sub> Grundvergütung angenommen. Unter Beachtung der Zuschläge am Gebotstermin 1.9.2021 würde beim erzielten höchsten Zuschlag (18,23 ct/kWh<sub>el</sub>) (Bundesnetzagentur 2021) die Stromerlöse um 2.040 €/a und beim durchschnittlichen Zuschlag (17,48 ct/kWh<sub>el</sub>) um 11.040 €/a geringer sein als in der vorliegenden Studie angenommen. Dies wiederum hat starke Auswirkungen auf den benötigten Wärmepreis um Gewinn erwirtschaften zu können (siehe Abbildung 4).



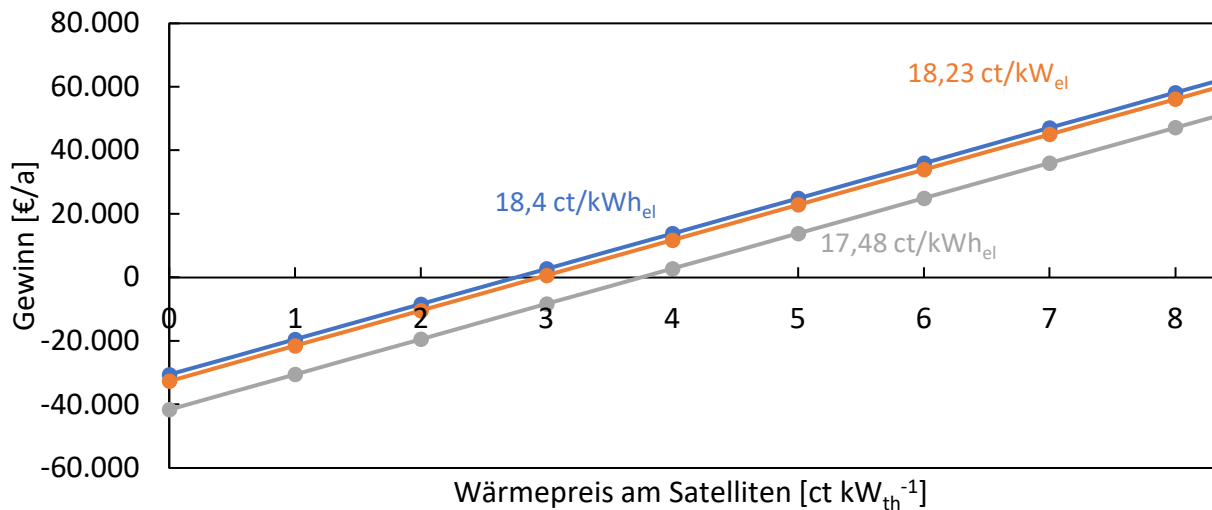


Abbildung 4: Gewinn in Abhängigkeit des Wärmeprices und des Stromerlöses mit der Annahme eines 90% Wärmeverkaufs; Gebotshöchstwert 18,4 ct/kWh<sub>el</sub>, Zuschlag Höchstwert 1.9.2021 (18,23 ct/kWh<sub>el</sub>) und durchschnittlicher Zuschlagswert (17,48 ct/kWh<sub>el</sub>)

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<sub>inst.</sub> Mit der neuen Annahme kann die Biogasanlage einen zusätzlichen Erlös von 0,6 ct/kWh<sub>el</sub> erwirtschaften.

#### 4.4 Fazit der Optimierungsstrategien

Die Biogasanlage BaWü-1 hat zum Untersuchungszeitpunkt noch eine Restlaufzeit von zehn Jahren in der ersten Förderperiode. Unter den getroffenen Annahmen sind die zu erwartenden Erlöse im Vergleich zum Ist-Stand der Biogasanlage in der zweiten Förderperiode geringer. Nichts desto Trotz scheint ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb der Biogasanlage möglich zu sein. Bei einem als realistisch einzuschätzenden Wärmeerlös von ca. 4 ct/kWh<sub>th</sub> und bei einer Wärmeabnahme von 90 % am Satellitenstandort beträgt der Gewinn 12.480 €/a. Kann die extern genutzte Wärme am Satelliten-BHKW hingegen für 6 bis 8 ct/kWh<sub>th</sub> verkauft werden, beträgt der Gewinn bereits 31.185 bis 49.988 €/a. Es wird angeraten, einen langfristigen Wärmevertrag mit der Molkerei anzustreben, in dem die Abnahme einer möglichst hohen Wärmemenge, bzw. einer möglichst hohen Auslastung festgeschrieben ist. Um die Abschreibungslänge zu erhöhen, ist zudem ein Bau des Wärmenetz bereits in der ersten Förderperiode des EEGs zu überlegen.

Für eine Erhöhung der Wirtschaftlichkeit wäre eine Erweiterung der Bemessungsleistung zu überdenken. Des Weiteren sei darauf hingewiesen, dass beim jetzigen Konzept die Wärmebereitstellung am Standort der Biogasanlage knapp bemessen ist und ein Bau eines Wärmespeichers sinnvoll sein könnte. Dies wurde auf Wunsch des Betreibers weggelassen.



## Literatur

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/gebotestermin\\_0109\\_2021.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/Gebotstermin_01_09_2021/gebotestermin_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

