

Machbarkeitsstudie im Projekt „ProBiogas“ für die Praxisbiogasanlage „BaWü-3.1“

Anlage BaWü-3.1

- 328 kW_{el}
- 64 % NawaRo / 36 % Wirtschaftsdünger

Optimierungsmaßnahmen:

- Anpassungen EEG 2021 (Überbauung, Überdachung Gärrestlager)
- Anpassungen der Fütterung (Apfeltrester statt Maissilage)
- Ausbau Wärmenetz

© Benedikt Hülsemann, Universität Hohenheim

Benedikt Hülsemann, Teresa Knill | 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	6
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	16
4.1.3	Kosten.....	17
a)	Kapitalkosten	17



b) Substratkosten	17
4.1.4 Betriebskosten und Allgemeine Kosten	17
4.1.5 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis	17
4.2 Optimierungsmaßnahme 2: Mikrogasleitung	18
4.2.1 Kennzahlen	18
4.2.2 Leistungen	19
4.2.3 Kosten.....	19
a) Kapitalkosten	19
b) Substratkosten	19
c) Betriebskosten und Allgemeine Kosten	20
4.2.4 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis	20
4.3 Gesamtkonzept	23
4.3.1 Kennzahlen.....	23
4.3.2 Leistungen	23
4.3.3 Kosten.....	24
4.3.4 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis.....	24
4.3.5 Sensitivitätsanalyse	25
4.4 Fazit der Optimierungsstrategien.....	27
Literatur	28



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-3.1“ soll die Umsetzung einer Erweiterung des bestehenden Wärmenetzes bei gleichzeitiger Einspeisung des Stroms über das EEG 2021 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 fortzuführen. 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 unter anderem bezüglich Anlagengröße und Wirtschaftsdüngeranteil 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 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 Biogasanlagen 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_{el}), ausgegangen. Um die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Maßnahmen bewerten zu können, wird außerdem für jede Optimierungsmaßnahme, die einen Übergang ins EEG 2021 vorsieht, die 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 _{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, Gärproduktlagern, 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 Gärrestausrückführung 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-3.1 liegt im Kreis Ravensburg und ist an einen landwirtschaftlichen Betrieb, der 60 Hektar Grünland umfasst, angegliedert. Allgemeine Informationen zur Biogasanlage finden sich in der nachfolgenden Tabelle.

Tabelle 3: Allgemeine Informationen zur Biogasanlage BaWü-3.1 (Ist-Stand) im Bezugsjahr 2019

Allgemeine Informationen		
Standort	Ravensburg (Baden-Württemberg)	
Betriebsform	KG	
Genehmigung	Baurecht	
Vergütung nach EEG	Jahr	2009
Direktvermarktung	Ja/Nein	Nein
Inbetriebnahmejahr	Jahr	2011
Installierte elektrische Leistung	kW _{el}	420
Elektrische Höchstbemessungsleistung (HBL)	kW _{el}	475

Die Biogasanlage wird vom Eigentümer selbst geführt und ist sehr gut instandgehalten. Die installierte elektrische Leistung liegt unterhalb der elektrischen Höchstbemessungsleistung. Dies kann durch die Drosselung eines BHKW begründet werden (Angabe des Betreibers).

3.1 Anlagenbeschreibung

Die Biogasanlage besitzt ein beheiztes Gärvolumen von 3.000 m³ und ein Gärproduktlager mit einem Gärvolumen von 3.000 m³ (siehe Abbildung 1).

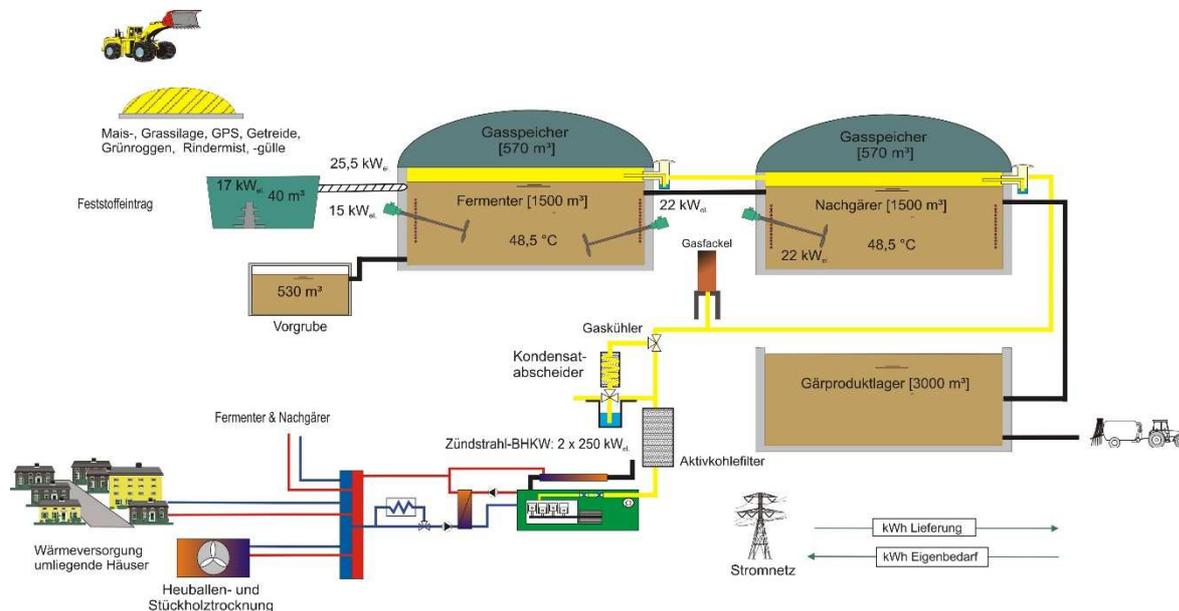


Abbildung 1: Anlagenschema der Biogasanlage BaWü-3.1 (Quelle und Illustration: Universität Hohenheim)

Die Biogasverwertung (Vor-Ort-Verstromung) erfolgt mit zwei Blockheizkraftwerken mit einer Gesamtleistung von 420 kW_{el}.



3.1.1 Substratbereitstellung und -einbringung

Der Betrieb verwendet als Vorgrube einen Güllebehälter aus Beton, der aus dem Bestand des Rinderstalls stammt. Die Feststoffeinbringung erfolgt über einen Vorlagebehälter und einer Flüssigfütterungsanlage, wobei das trockene Substrat mit Gärsubstrat aus dem Fermenter oder dem Nachgärer gemischt wird und jeweils wieder in den Fermenter oder Nachgärer gepumpt wird.

3.1.2 Fermenterkaskade

Der Fermenter und der Nachgärer sind jeweils mit einer Doppelmembranfolie überdacht und beheizt. Die Durchmischung des Fermenterinhalt geschieht durch zwei langsam rührende Stabrührwerke in 18/12 Minuten Intervallen. Über einen freien Überlauf gelangt das Gärsubstrat aus dem Fermenter in den Nachgärer. Im Nachgärer ist ein Stabrührwerk, welches in 10/20 Minuten Intervallen rührt, eingebaut. Das Gärsubstrat gelangt ebenfalls über einen freien Überlauf vom Nachgärer in das Gärproduktlager. Im Gärproduktlager wird der Gärrest mit einem Tauchmotorrührwerk vor der Ausbringung durchmischt.

3.1.3 Biogasverwertung

Das entstandene Biogas wird zunächst in den Behältern biologisch entschwefelt und anschließend mit einer Aktivkohleaufbereitung weiter gereinigt. Das aufbereitete Biogas wird in zwei Zündstrahl-BHKW genutzt. Diese werden unter Vollast betrieben und besitzen jeweils eine Leistung von 250 kW_{el}, wobei eines auf 170 kW_{el} gedrosselt wurde. Die Drosselung des zweiten BHKW ist nötig, da die Anlage über das Baurecht genehmigt ist und damit im Jahr nur 1,2 Mio. m³ Biogas bei einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von maximal 1 MW produzieren darf. Als zusätzliche Gasverbrauchseinrichtung steht eine Gasfackel zur Verfügung. Der Strom wird voll eingespeist und beide BHKW sind regelungsfähig.

3.2 Kennzahlen

3.2.1 Substrate

Als Einsatzstoffe werden derzeit Rindergülle, Mais-, Gras- und Ganzpflanzensilage gefüttert, wobei der Maisanteil an der Fütterung mit 26 % den aktuellen Maisdeckel nach EEG 2021 deutlich unterschreitet. Weitere Informationen sind in Tabelle 4 zu finden.



Tabelle 4: Kennzahlen der Biogasanlage BaWü-3.1 (Ist-Stand) im Bezugsjahr 2019

Substrateinsatz		
Wirtschaftsdünger		
Rindergülle	t FM/a	3.349
<i>Summe Wirtschaftsdünger</i>	<i>t FM/a</i>	<i>3.349 (± 37 %)</i>
Nachwachsende Rohstoffe		
Maissilage	t FM/a	2.363
Grassilage	t FM/a	2.799
Ganzpflanzensilage	t FM/a	543
<i>Summe Nachwachsende Rohstoffe</i>	<i>t FM/a</i>	<i>5.705 (± 63 %)</i>
Täglicher Substrateinsatz	t FM/d	24,8
Prozesstechnische Kennzahlen		
Hydraulische Verweilzeit (aktive Stufen)	d	121
Hydraulische Verweilzeit (gasdicht)	d	121
Organische Raumbelastung (aktive Stufen)	kg oTM/(m ³ d)	1,91
Methangehalt im Biogas	%	50
Spez. Methanproduktion	m ³ CH ₄ /t oTM	329
Theoretische Spez. Methanproduktion nach KTBL	m ³ CH ₄ /t oTM	324
Energieerzeugung und -verwertung		
Stromverwertung		
Eigenstromverbrauch	kWh/a	150.000
Stromerzeugung	kWh/a	2.743.877
HBL Ausnutzungsgrad	%	66
Wärmeverwertung		
Eigenwärmenutzung	kWh _{th} /a	k.A.
Externe Wärmeabgabe	kWh _{th} /a	300.000
Anteil Wärmeabgabe an prod. ges. Wärmemenge (Eigenwärme unberücksichtigt)	%	7

k.A. = keine Angabe

HBL = Höchstbemessungsleistung

3.2.2 Prozesskennzahlen

Die hydraulische Verweilzeit im gasdichten System ist kürzer als die im EEG 2021 benötigten 150 Tage (siehe Tabelle 4). Die Verweilzeit im gasdichten System liegt im unteren Mittelfeld, während die der aktiven Stufe im oberen Mittelfeld der Biogasanlagen in Deutschland liegt (FNR 2021). Die organische Raumbelastung befindet sich in einem unbedenklichen Bereich. Die spezifische Methanproduktion entspricht den KTBL Standardwerten (KTBL, 2021).

3.2.3 Strom- und Wärmeverwertung

Die Stromproduktion beläuft sich auf 66 % 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-3.1 im Jahr 2019 (Ist-Stand)

Stromerlöse		
Spezifische Stromvergütung (inkl. Direktvermarktung)	ct/kWh _{el}	20,41
Eingespeister Strom	kWh _{el} /a	2.743.877
Stromerlös	€/a	559.948
Wärmeerlöse		
Spezifische Wärmevergütung (ohne KWK-Bonus)	ct/kWh _{th}	0
Wärmeverkauf	kWh _{th} /a	300.000
Wärmeerlöse (ohne KWK-Bonus)	€/a	0
Wärmeerlöse (inkl. KWK-Bonus)	€/a	9.000
Gesamterlös		
Stromerlös	€/a	559.948
Wärmeerlös	€/a	0
Zusätzliche Erlöse	€/a	7.000
Gesamterlös	€/a	566.948

Die Wärme wird derzeit nicht verkauft, sondern nur für die Heuballentrocknung und das eigene Wohnhaus genutzt. Daher wird nur der Erlös durch KWK-Bonus erzielt (siehe Tabelle 5).

Es werden zusätzlich Erlöse für die Trocknung von Scheitholz (ca. 4.000 €) bzw. die Trocknung von ca. 300 Heuballen á 10 € generiert.

3.3.2 Kosten

a) Kapitalkosten

Die Erst- und Folgeinvestitionen der Biogasanlage sind Tabelle 6 zu entnehmen. Die Planungskosten waren im Paketpreis des Anlagenbauers enthalten und können daher nicht einzeln aufgeführt werden. Das Grundstück wurde für eine symbolische Summe vom angegliederten Betrieb übernommen. Die baulichen Kosten sind ebenfalls geringgehalten, was dadurch zustande kommt, dass der Betreiber nur BHKW Gebäude und Zwischengebäude als solche ausgewiesen hat und die Behälter als technische Anlagen ansieht. Die Kosten der technischen Anlagen fallen dementsprechend hoch aus.



Die Folgeinvestitionen beinhalten zum einen die Kosten des zweiten BHKW (250 kW_{el}) und zum anderen den zweimaligen Austausch der Feststoffeinbringung. Dies ist aufgrund der großen Menge an Grassilage notwendig gewesen. 2014 wurde ein Förderband verbaut, das sich allerdings nicht bewährt hat. Deshalb wurde im Jahr 2018 die Feststoffeinbringung zu einer Flüssigfütterungsanlage der Firma Wangen umgerüstet. Um die Wärmenutzung zu steigern, wurde 2019 zusätzlich in eine Energienutzzentrale der Firma Lauber investiert, mit der Heuballen und Holz getrocknet werden können. Über die gesamte Betriebsdauer hinweg wurde der zur Substratfütterung verwendete Schlepper in einem Abstand von 3 Jahren regelmäßig ersetzt.

Tabelle 6: Investitionen und Abschreibungen der Biogasanlage BaWü-3.1 im Jahr 2019 nach Angaben des Betreibers (Ist-Stand)

Gesamtinvestitionen			
		Erstinvestition	Folgeinvestition
Grundstück und Genehmigung	€	3.000	0
Erschließung	€	20.000	0
Planung	€	0	0
Bauliche Anlagen	€	529.011	0
Technische Anlagen	€	424.936	408.029
BHKW	€	169.280	164.181
Gesamtinvestition	€	1.718.437	
Kapitalkosten			
Abschreibung	€/a	158.918	
Zinslast	€/a	14.479	
Kapitalkosten gesamt	€/a	173.396	
Spezifische Kapitalkosten	ct/kW_{el}	6,32	
Kennzahlen			
Spez. BHKW-Investitionskosten	€/kW _{el} install.	667	
Spez. Investitionskosten	€/kW _{el} HBL	3.617	

Die Abschreibung und Zinslast wurden mit den im Projekt getroffenen Annahmen berechnet. Der Betreiber hat für die Folgeinvestitionen nahezu identische Abschreibungskosten angegeben bei allerdings gleichzeitig deutlich niedrigerer Zinslast (spez. Kapitalkosten 4,32 ct/kW_{el}).

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 unterdurchschnittlich (FNR 2021).

b) Substratkosten

Der größte Kostenfaktor für den Betrieb der Biogasanlage sind die jährlichen Substratkosten. Die Substratkosten der Maissilage sind als überdurchschnittlich, die der Grassilage als durchschnittlich und die der Getreide-GPS als unterdurchschnittlich zu anderen Biogasanlagen in Deutschland zu bewerten (siehe Tabelle 7) (FNR 2021). Diese



Kostenstruktur kann durch die Strukturen der Region der Biogasanlage (viel Grünland und wenig Ackerland) begründet werden. Zudem stammt die Grassilage überwiegend von den eigenen ökologisch bewirtschafteten Flächen, während der Mais vollständig von anderen Betrieben zugekauft wird. Die Kosten für die Rindergülle sind gering im Vergleich zu anderen Biogasanlagen. Die Rindergülle wird von einem ökologisch wirtschaftenden Milchviehbetrieb in der Nähe bezogen. Für Silagen wurde pauschal Silierverluste von 12% angenommen und auf die „frei Silo“ Preise aufgeschlagen (KTBL 2021a).

Tabelle 7: Substratkosten der Biogasanlage BaWü-3.1 „frei Lager“ im Jahr 2019 (Ist-Stand)

NawaRo		
Maissilage	€/t FM	47,04
	€/a	111.156
Grassilage	€/t FM	33,60
	€/a	94.046
Getreide-GPS	€/t FM	25,20
	€/a	13.684
Wirtschaftsdünger		
Rindergülle	€/t FM	1,60
	€/a	5.358
Gesamt		
Gesamtsubstratkosten	€/a	224.244
Spezifische Substratkosten	ct/kWh_{el}	8,17

c) Betriebskosten und Allgemeine Kosten

Die Betriebskosten der Biogasanlage können der Tabelle 8 entnommen werden. Die Instandhaltungskosten (Bau) fallen wiederum aufgrund der Definition des Anlagenbetreibers sehr gering aus.

Tabelle 8: Betriebskosten und Allgemeine Kosten der Biogasanlage BaWü-3.1 im Jahr 2019 (Ist-Stand)

Betriebs- und Allgemeine Kosten		
Strombezug (abzgl. Stromsteuererstattung)	€/a	31.241
Sonstige Schmierstoffe und Betriebsmittel	€/a	2.907
Instandhaltung (Bau)	€/a	52
Instandhaltung (Technik und Maschinen)	€/a	1.497
Instandhaltung (BHKW)	€/a	30.000
Prozessbetreuung, Beratung	€/a	0
Umweltgutachten	€/a	4.376
Versicherung, Beiträge	€/a	7.861
Personal (Anlagenfahrer)	€/a	37.440
Buchführung/Verwaltung	€/a	3.392
Gesamtbetriebskosten	€/a	118.766
Spezifische Betriebskosten	ct/kWh_{el}	4,33



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 unter dem Median des Biogas-Messprogramms III (3,92 ct/kWh_{el}) (FNR 2021).

Tabelle 9: Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis der Biogasanlage BaWü-3.1 im Jahr 2019 (Ist-Stand)

Leistungen		
Stromerlös	€/a	559.948
Wärmeerlös	€/a	0
Gesamterlös	€/a	559.948
Kosten		
Kapitalkosten	€/a	173.396 (± 34 %)
Spezifische Kapitalkosten	ct/kWh _{el}	6,31
Substratkosten	€/a	224.244 (± 43 %)
Spezifische Substratkosten	ct/kWh _{el}	8,17
Betriebs- und Allgemeine Kosten	€/a	118.766 (± 23 %)
Spezifische Betriebs- und Allg. Kosten	ct/kWh _{el}	4,33
Kosten gesamt	€/a	516.406 (± 100 %)
Gesamtübersicht		
Spezifischer Gesamterlös	ct/kWh _{el}	20,66
Spezifische Gesamtkosten	ct/kWh _{el}	18,82
Gewinn	€/a	43.542
Spezifischer Gewinn	€/kW_{el}	104
	ct/kWh_{el}	1,84
Gesamtrentabilität	%	2,97

* Kosten abzüglich der Gewinne außerhalb der Stromvergütung



4 Optimierungstrategien

Bei der Betrachtung des Ist-Standes der Anlage ist auffällig, dass bisher nur eine geringe Menge an Wärme extern zur Beheizung eines Wohnhauses genutzt wird (siehe Tabelle 4). Mit der Annahme, dass 30 % der produzierten Wärme für die Erwärmung der Biogasanlage benötigt wird, stehen der Biogasanlage noch ca. 2 Millionen kWh_{th} zur externen Nutzung zur Verfügung.

Diese könnten in Zukunft effizienter verwertet werden. Die Trocknungsanlage, welche derzeit vor allem im Sommer stark genutzt wird, soll weiter betrieben werden. Darüber hinaus sollen als weitere Wärmesenken insbesondere für die Wintermonate ein Feuerwehrhaus und eine Grundschule samt Turnhalle über ein Wärmenetz versorgt werden.

Zusätzlich soll eine Substratumstellung durchgeführt werden, indem die verhältnismäßig teure Maissilage mit Apfeltrester substituiert wird. Apfeltrester fällt als Nebenprodukt bei der Apfelsaftherstellung an und ist in der Erntesaison kostengünstig in der Bodenseeregion verfügbar.

Die Bewertung der Maßnahmen wird mit der Annahme durchgeführt, dass die Vergütung über das EEG 2021 erfolgt. Die im EEG 2021 geforderten Maßnahmen bzw. Rahmenbedingungen sind daher ebenfalls einzuhalten.

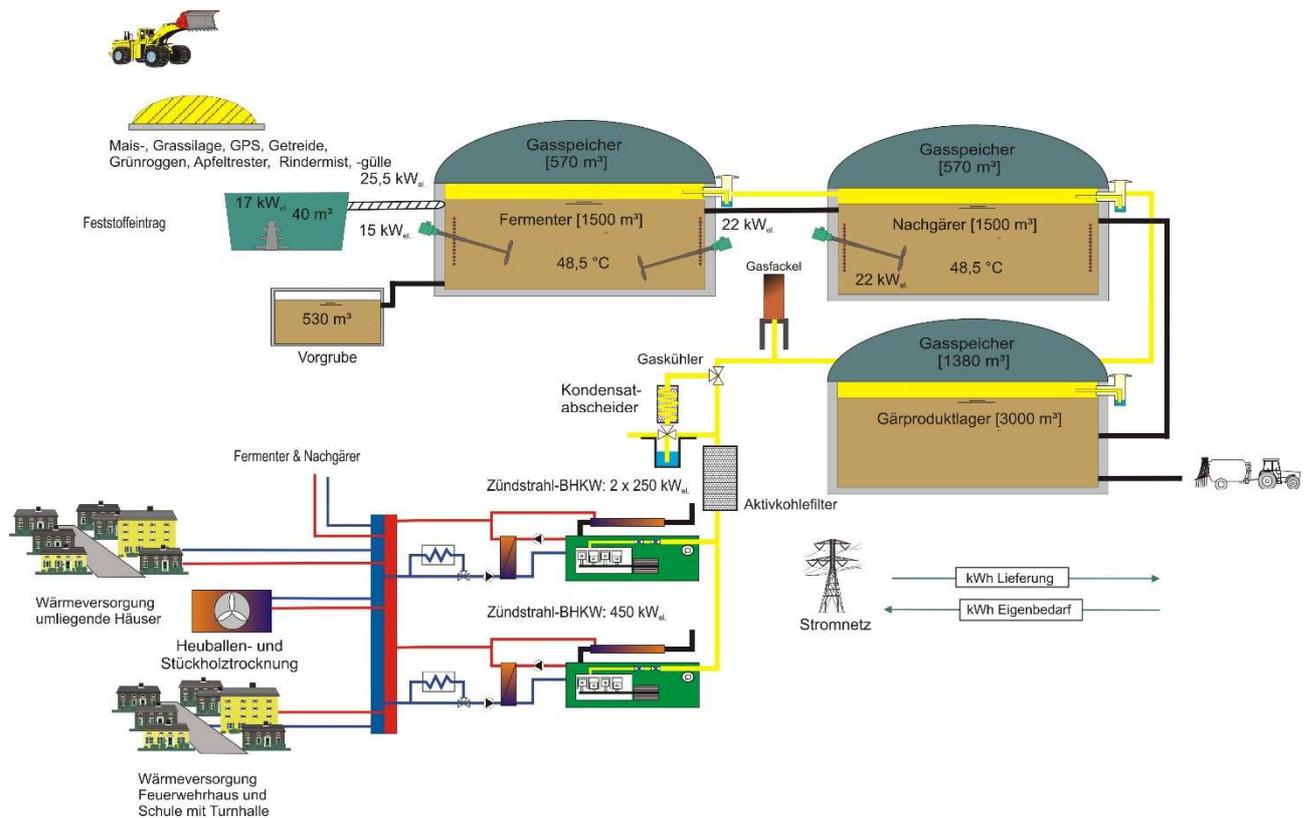


Abbildung 2: Biogasanlage BaWü-3.1 mit allen Optimierungsmaßnahmen



Im Folgenden werden zunächst die Auswirkungen aufgrund von notwendigen Maßnahmen zur Teilnahme im EEG 2021 diskutiert, bevor anschließend der Substratwechsel und die Erschließung des Wärmenetzes einzeln betrachtet werden. Abschließend werden alle drei Maßnahmen zu einer vollständigen Optimierungsstrategie zusammengeführt.

4.1 Optimierungsmaßnahme 1: Notwendige Anpassungen zum Weiterbetrieb im EEG 2021

Der produzierte Strom aller BHKW soll nach EEG 2021 vergütet werden, weshalb diverse Vorgaben erfüllt sein müssen. Der Weiterbetrieb im EEG 2021 soll bei der Biogasanlage BaWü-3.1 mit gleicher Leistung wie bisher erfolgen. Die Anlage ist derzeit nicht überbaut und muss, um die geforderte Überbauung einzuhalten, von 420 kW_{el} auf mindestens 933 kW_{el} erweitert werden. Um dies zu gewährleisten, muss ein weiteres BHKW angeschafft werden. Zudem soll eine Genehmigung nach BImSchG erfolgen, was eine Investition in die gasdichte Abdeckung des Gärproduktlagers notwendig macht. Dies hat gleichzeitig zur Folge, dass das bisher gedrosselte BHKW nun unter voller Leistung betrieben werden kann, sodass die fehlende BHKW-Leistung von 433 kW_{el} mit einem 450 kW_{el} Gas-Otto-BHKW bereitgestellt werden kann.

4.1.1 Kennzahlen

Auf Basis der Optimierungsmaßnahme 1 verändert sich nur die hydraulische Verweilzeit im gasdichten System. Diese würde dann 242 d betragen und übersteigt somit die Vorgaben nach EEG 2021 deutlich.

4.1.2 Leistungen

Die Maßnahmen haben weder Einfluss auf die Wärmeerlöse noch auf die zusätzlichen Erlöse. Aufgrund der Teilnahme an der Ausschreibung im Rahmen des EEG 2021 verändern sich allerdings die Stromerlöse (Tabelle 10).

Tabelle 10: Stromerlös nach Optimierungsmaßnahme 1 unter Annahme einer gleichbleibenden Bemessungsleistung zum Ist-Stand

Stromerlös		
Grundvergütung EEG 2021	ct/kWh _{el}	19,96
Mehrerlös Direktvermarktung	ct/kWh _{el}	0,56
Stromvergütung gesamt	ct/kWh _{el}	20,53
Eingespeister Strom	kWh _{el} /a	2.743.877
Stromerlös	€/a	563.208

Es wird ein Zuschlag des Höchstgebotspreises angenommen. Der Betrieb hat außerdem bisher am Standort der Biogasanlage nur für 500 kW_{el} eine Flexprämie erhalten, sodass diese für weitere 450 kW_{el} in der 2. Förderperiode bezogen werden kann (rechtlicher Stand EEG 2021 vom 20.06.2021). Des Weiteren kann mit einem Mehrerlös aus der Direktvermarktung gerechnet werden (siehe Tabelle 2).



4.1.3 Kosten

a) *Kapitalkosten*

Es muss, aufgrund der im EEG 2021 notwendigen Überbauung, in ein neues BHKW investiert werden. Zusätzlich ist es, zur Gewährleistung einer hydraulischen Verweilzeit von 150 Tagen im gasdichten System und zur Gewährleistung eines flexiblen Betriebs (genug Speichervolumen) nötig, in eine gasdichte Abdeckung des Gärproduktlagers zu investieren. Die in Tabelle 11 aufgeführten Kosten beinhalten sowohl die Kosten für das BHKW und die gasdichte Abdeckung als auch die Installation und Inbetriebnahme von diesen. Für das BHKW und die Abdeckung wurden vorliegende Angebote von Firmen zur Kostenermittlung verwendet.

Tabelle 11: Kosten der Folgeinvestition für das BHKW und die Abdeckung des Gärproduktlagers aufgrund der Optimierungsmaßnahme 1 für die Biogasanlage BaWü-3.1

Zusätzliche Investitionskosten		
BHKW 450 kW _{el}	€	230.000
Gasdichte Abdeckung Gärproduktlager	€	105.850
Zusätzliche Kapitalkosten		
Abschreibung	€/a	43.442
Zinslast	€/a	2.894
Zusätzliche Kapitalkosten gesamt	€/a	46.336

Zusammen mit den fortlaufenden Kapitalkosten aus dem Ist-Stand der Anlage (140.860 €/a) ergeben sich jährliche Kapitalkosten von 187.196 € bzw. spezifische Kapitalkosten von 6,82 ct/kWh_{el}.

b) *Substratkosten*

Durch die Optimierungsoption 1 verändern sich die Substratkosten im Vergleich zum Ist-Stand nicht.

4.1.4 Betriebskosten und Allgemeine Kosten

Die Betriebskosten ändern sich durch die Optimierungsmaßnahme 1 nicht. Die produzierte Strommenge wird konstant gehalten, weshalb die Betriebskosten der BHKW als identisch zum Ist-Stand angenommen werden. Die Instandhaltungskosten (Bau) im Ist-Stand sind vernachlässigbar. Um trotzdem einen realistischen Wert für die Retrofitkosten anzunehmen, wurden die zusätzlichen Instandhaltungskosten (Bau) über eine lineare Regression der anderen Anlagen (Instandhaltungskosten (Bau) über die Bemessungsleistung) gerechnet. Diese belaufen sich auf 5.788 €/a. Somit erhöhen sich die spez. Betriebskosten auf 4,54 ct/kWh_{el}.

4.1.5 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis

Die spezifischen Gesamtkosten erhöhen sich auf Basis der getroffenen Maßnahmen auf 19,53 ct/kWh. Basierend auf dem kalkulierten spezifischen Gesamterlös von 21,11 ct/kWh_{el} ergibt sich somit ein Gewinn aus dem Stromerlös von 43.371 €/a bzw. von 1,58 ct/kWh. Dies



liegt knapp unterhalb des derzeitigen Gewinns (Ist-Stand). Es soll daher im Folgenden geprüft werden, ob die Biogasanlage bei Wechsel ins EEG 2021 durch das Senken von Kosten oder durch das Generieren von zusätzlichen Erlösen einen höheren Gewinn erwirtschaften kann.

4.2 Optimierungsmaßnahme 2: Substratwechsel

Die Anlage kann den Maisdeckel im EEG 2021 mit einem Anteil der Maissilage an der Substratration von 26 % zwar problemlos einhalten, Maissilage ist in der Region aber ein sehr teures Substrat, welches zur Reduktion der Kosten teilweise mit Apfeltrester ersetzt werden soll. Dabei soll gleichzeitig der Methanertrag konstant gehalten werden.

4.2.1 Kennzahlen

Die Optimierungsmaßnahme 2 hat maßgeblichen Einfluss auf die Substratzusammensetzung (siehe Tabelle 12).

Bei der bisher eingesetzten Maissilage wurde ein oTS-Gehalt von 31,9 % FM ermittelt. Um weiterhin die gleiche Menge organischer Trockenmasse in die Biogasanlage einzubringen, muss die doppelte Menge an Apfeltrester eingesetzt werden. Aufgrund des geringeren spezifischen Methanertrags muss der Apfeltrester die Maissilage zusätzlich mit 1,38-facher Menge ersetzen, um insgesamt den gleichen Methanertrag erreichen zu können (KTBL 2021b). Nach Berücksichtigung der zuvor genannten Faktoren müssten im Jahr ca. 6.510 t FM Apfeltrester verwendet werden, um den Ertrag der gesamten Maissilage zu ersetzen. Dies entspricht einem Anteil von 41,64 % der organischen Trockenmasse. Damit die Prozessstabilität nicht gefährdet wird, sollte aber nicht mehr als 33 % des oTS-Anteils der Substratration aus Apfeltrester bestehen (Krishna Kafle und Hun Kim 2013). Somit können 70 % der Maissilage (1.654 t) durch 4.557 t FM Apfeltrester ersetzt werden, ohne dass nach Krishna Kafle und Hun Kim (2013) der pH-Wert zu stark abfällt (unter pH 6,8).



Tabelle 12: Substratzusammensetzung nach Substitution eines Teils der Maissilage durch Apfeltrester; Optimierungsmaßnahme 1 wurde nicht berücksichtigt

Substrateinsatz		
Wirtschaftsdünger		
Rindergülle	t FM/a	3.349
<i>Summe Wirtschaftsdünger</i>	<i>t FM/a</i>	<i>3.349 (± 28 %)</i>
Nachwachsende Rohstoffe		
Maissilage	t FM/a	709
Grassilage	t FM/a	2.799
Ganzpflanzensilage	t FM/a	543
Apfeltrester	t FM/a	4.557
<i>Summe Nachwachsende Rohstoffe</i>	<i>t FM/a</i>	<i>8.608 (± 72 %)</i>
Täglicher Substrateinsatz	t FM/d	32,8
Prozesstechnische Kennzahlen		
Hydraulische Verweilzeit (aktive Stufen)	d	92
Hydraulische Verweilzeit (gasdicht)	d	92
Organische Raumbelastung (aktive Stufen)	kg oTM/(m ³ · d)	2,22
Theoretische Spez. Methanproduktion nach KTBL	m ³ CH ₄ /t oTM	338

Die hydraulische Verweilzeit verringert sich aufgrund der größeren Zugabemenge von Apfeltrester. Ebenso erhöht sich die organische Raumbelastung leicht. Diese ist aber nach wie vor unbedenklich. Die Berechnung aller Parameter beruht an dieser Stelle auf der Annahme, dass die Optimierungsmaßnahme 1 noch nicht durchgeführt wurde. Die geringe hydraulische Verweilzeit wäre nach EEG 2021 so nicht zulässig.

4.2.2 Leistungen

Die Strom- und Wärmeerlöse werden durch die Substratumstellung nicht beeinflusst.

4.2.3 Kosten

a) Kapitalkosten

Die Kapitalkosten werden durch die Substratumstellung nicht beeinflusst.

b) Substratkosten

Die Substratkosten sinken durch den Austausch eines Teils der teuren Maissilage mit den deutlich kostengünstigeren Apfeltrester (siehe Tabelle 13). Die Preisangabe zum Apfeltrester beruht auf Aussagen von regionalen Anbietern und des Betreibers. Eine längere Lagerung des Substrats an der Biogasanlage ist nicht vorgesehen, daher sollen keine Silierverluste berücksichtigt werden.



Tabelle 13: Substratkosten der Biogasanlage BaWü-3.1 nach Substitution eines Teils der Maissilage durch Apfeltrester

Veränderung NawaRo		
Maissilage	€/t FM	47,04
	€/a	33.351
Apfeltrester	€/t FM	10,00
	€/a	45.570
Gesamt		
Gesamtsubstratkosten	€/a	192.010
Spezifische Substratkosten	ct/kWh_{el}	7,00

c) Betriebskosten und Allgemeine Kosten

Die Betriebskosten und Allgemeinen Kosten werden durch die Substratumstellung nicht beeinflusst.

4.2.4 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis

Die spezifischen Gesamtkosten verringern sich aufgrund des Substratwechsels auf 17,64 ct/kWh_{el}. Gleichzeitig hat die Optimierungsstrategie keinen Einfluss auf die Erlöse, sodass der Gewinn gesteigert werden kann und mit einem Gewinn von 82.865 €/a, bzw. 3,02 ct/kWh_{el} kalkuliert werden kann. Die Umsetzung dieser Maßnahme erscheint sinnvoll, vorausgesetzt es ist möglich, den Apfeltrester für einen Preis von 10 €/tFM zu erwerben.

4.3 Optimierungsmaßnahme 3: Ausbau des Wärmenetzes

Im Ist-Stand ist das Potential der Wärmenutzung bisher kaum ausgeschöpft. Daher soll dies im Folgenden betrachtet werden.

Die thermische Nennleistung beträgt beim ersten BHKW laut Herstellerangaben 232 kW_{th} und beim zweiten BHKW 166 kW_{th}. Dies entspricht bei beiden Aggregaten einem thermischen Wirkungsgrad von 40 %. Damit können theoretisch unter Annahme einer Laufzeit von 23 Stunden am Tag und unter Volllast im Jahr 3.341.210 kWh Wärme produziert werden. Da die Bemessungsleistung gegenüber dem Ist-Stand konstant gehalten werden soll, sollen allerdings nur 2.743.877 kW_{th} produziert werden. Aufgrund der großen Güllemenge wird angenommen, dass 30 % der jährlich produzierten Wärme für die Behälterheizung benötigt wird (Angabe Betreiber, FNR, 2021). Nach Abzug des Wärmebedarfs für die Behälterheizung stehen somit noch jährlich 1.920.714 kWh_{th} an Wärme zur Verfügung. Der Wärmebedarf der bestehenden Trocknungsanlage wird bei der Planung des Wärmenetzes nicht berücksichtigt, da der Bedarf vor allem im Sommer hoch ist, wenn wenig Heizenergie für die Gebäude des Wärmenetzes benötigt wird. Somit hat der Bedarf der Trocknung bei der Betrachtung von Wärmespitzen, die maßgeblich für das Auslegen des Wärmenetzes sind, keinen Einfluss.

Mit dem Wärmenetz sollen zunächst die Grundschule samt Turnhalle und das Feuerwehrhaus samt angeschlossenen Vereinsräumen versorgt werden. Der Wärmebedarf



der Grundschule und der Turnhalle betrug in den letzten Jahren jährlich ca. 320.000 kWh_{th}. In den Wintermonaten Januar und Februar kam es jeweils zu Verbrauchsspitzen von bis zu 70.000 kWh_{th} pro Monat. Für das Feuerwehrhaus mit den Vereinsräumen standen keine Zählerstände zur Verfügung. Nach Angabe des Biogasanlagenbetreibers sind jedoch für das 260 m² große Feuerwehrhaus ein Wärmebedarf von 41.860 kWh_{th}/a und für die 480 m² der Vereinsräume ein Bedarf von 39.840 kWh_{th}/a zu erwarten. Bei Annahme einer Verbrauchssteigerung in den Wintermonaten um den gleichen Faktor wie der der Schule und Turnhalle ergeben sich für die kältesten Monate Verbrauchsspitzen von jeweils ca. 18.000 kWh_{th} pro Monat. Damit ist eine Verbrauchsspitze beider Abnehmer von insgesamt bis zu 88.000 kWh_{th} pro Monat zu erwarten, die mit einer Wärmeproduktion der Biogasanlage von ca. 167.061 kWh_{th} im Monat problemlos mitsamt dem Wärmeverbrauch im Ist-Stand gedeckt werden kann.

4.3.1 Kennzahlen

Die Optimierungsmaßnahme hat keinen Einfluss auf die Substratzusammensetzung und die Stromerzeugung und -verwertung. Die Änderung in der Wärmeverwertung zeigt Tabelle 14.

Tabelle 14: Angenommene Wärmemengen nach Ausbau des Wärmenetzes als Optimierungsmaßnahme 3 für die Biogasanlage BaWü-3.1

Energieerzeugung und -verwertung		
Wärmeverwertung		
Eigenwärmenutzung	kWh _{th} /a	1.002.363
Externe Wärmeabgabe	kWh _{th} /a	701.700
Anteil Wärmeabgabe an prod. ges. Wärmemenge (Eigenwärme unberücksichtigt)	%	21

Die Wärmeverwertung setzt sich aus der Wärmeverwertung im Ist-Stand (Wohnhaus + Trocknung) und dem zuvor beschriebenen Verbrauch der Turnhalle der Grundschule, dem Feuerwehrhaus und den Vereinsräumen zusammen.

4.3.2 Leistungen

Die Stromerlöse werden durch die Optimierungsmaßnahme 3 nicht beeinflusst. Die Wärmeerlöse hingegen steigen deutlich (siehe Tabelle 15).

Tabelle 15: zusätzlicher Wärmeerlös der Biogasanlage BaWü-3.1 nach Realisierung eines Wärmenetzes

Zusätzlicher Wärmeerlös		
Spezifische Wärmevergütung (ohne KWK-Bonus)	ct/kWh _{th}	6,00
Wärmeverkauf	kWh _{th} /a	401.700
Wärmeerlös	€/a	24.102

Durch die Annahme, dass ein Preis von 6 ct/kWh_{th} für die Wärme im neuen Wärmenetz erzielt werden kann (Angabe Betreiber), kann der Gesamterlös auf 591.050 €/a gesteigert werden.



4.3.3 Kosten

a) *Kapitalkosten*

Zum Verkauf der Wärme muss ein neues Wärmenetz gebaut werden. Die Übergabestation für die Grundschule und die Halle befindet sich in 550 m Entfernung, zum Feuerwehrhaus sind es weitere 240 m. Dabei führen nur ca. 20 m der Strecke über versiegelten Baugrund. Die verwendete Wärmeleitung ist mit einem DN 65 Doppelrohr im starren Verbundsystem, das 383 kW und damit ca. 275.760 kWh/M übertragen kann, bewusst überdimensioniert, da das Nahwärmenetz für die Zukunft noch Erweiterungsmöglichkeiten bieten soll. Zu der Investition in die Wärmeleitung kommen Kosten für Erdarbeiten, Formteile, die Montage und die Übergabestationen, die in der folgenden Tabelle 16 genau aufgelistet sind.

Tabelle 16: Angenommene Investitionskosten nach Umsetzung der Optimierungsmaßnahme 3 für die Biogasanlage BaWü-3.1

Zusätzliche Investitionen		
Planung und Genehmigungsarbeiten, offene Fläche 770 Meter	€	18.480
Planung und Genehmigungsarbeiten, versiegelte Fläche 20 Meter	€	1.520
Wärmeleitung	€	27.650
Formteile	€	4.765
Montage	€	23.587
Übergabestation	€	17.000
Gesamtinvestition	€	93.002
Zusätzliche Kapitalkosten		
Abschreibung	€/a	9.300
Zinslast	€/a	784
Kapitalkosten gesamt	€/a	10.085
Spezifische Kapitalkosten	ct/kW_{el}	0,37

Aufgrund dessen, dass in der 2. Förderperiode nur eine Vergütung von 10 Jahren garantiert wird, werden alle Bauteile nur über 10 Jahre abgeschrieben. Daraus ergeben sich zusammen mit den weiterlaufenden Kapitalkosten (140.860 €/a) aus dem Ist-Stand der Anlage jährliche Kapitalkosten von 150.945 € bzw. spezifische Kapitalkosten von 5,50 ct/kWh_{el}. Es sei erwähnt, dass bei frühzeitigem Bau die jährlichen Abschreibungen des Wärmenetzes deutlich reduziert werden könnten, da die Anlage noch 9 Jahre Restlaufzeit der 1. Förderperiode besitzt und die Abschreibungsdauer damit verlängert werden könnte.

b) *Substratkosten*

Die Substratkosten werden durch die Maßnahme nicht beeinflusst.

c) *Betriebskosten und Allgemeine Kosten*

Die Betriebskosten und Allgemeinen Kosten erhöhen sich aufgrund der zusätzlich anfallenden Kosten im Zusammenhang mit dem Wärmenetz. Zur Bestimmung der zusätzlichen Lohnkosten wird mit einem zusätzlichen Arbeitszeitbedarf von 100 Stunden



pro Jahr gerechnet (Angabe Betreiber). Als Stromkosten für die Wärmeleitung werden 13,55 €/m*a) angenommen und für die Instandhaltungskosten 2% der Investitionskosten (KTBL, 2021a). Die weiteren angenommenen zusätzlichen Kosten sind in Tabelle 17 zu finden.

Tabelle 17: Änderungen der Betriebskosten und Allgemeine Kosten der Biogasanlage BaWü-3.1 durch Optimierungsmaßnahme 3

Zusätzliche Betriebs- und Allgemeine Kosten		
Strombezug	€/a	10.741
Sonstige Schmierstoffe und Betriebsmittel	€/a	1.395
Instandhaltung (Bau)	€/a	1.860
Personal	€/a	2.500
Zusätzliche Gesamtbetriebskosten	€/a	16.496
Zusätzliche spezifische Betriebskosten	ct/kWh_{el}	0,60

Somit ergeben sich spezifische Betriebskosten von 4,93 ct/kWh_{el}.

4.3.4 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis

Die spezifischen Gesamtkosten belaufen sich bei Realisierung des Baus des Wärmenetzes und bei Beachtung der Annahmen auf 18,60 ct/kWh_{el}. Gleichzeitig steigen die Erlöse auf 21,54 ct/kWh_{el}, sodass der Gewinn gesteigert werden kann und mit einem Gewinn von 80.670 €/a, bzw. 2,94 ct/kWh_{el} gerechnet werden kann. Maßgeblich für die Steigerung ist allerdings die Annahme, dass die baulichen Anlagen abgeschrieben sind. Die Umsetzung dieser Maßnahme ist bereits im alten EEG zu empfehlen, vorausgesetzt es ist möglich, langfristige Wärmeabnahmeverträge zu den angenommenen Konditionen abzuschließen. Eine Amortisierung des Wärmenetzes unter den getroffenen Annahmen kann nach 10,7 Jahren erreicht werden. Somit ist eine Amortisierung innerhalb der 10 Jahre Laufzeit der 2. Förderperiode nicht möglich.

4.4 Gesamtkonzept

Wie bereits gezeigt, ist der Ausbau des Wärmenetzes und die Umsetzung des Substratwechsels bereits in der 1. Förderperiode zu empfehlen. Im Folgenden wird dies zusammen mit einem Wechsel ins neue EEG betrachtet.

4.4.1 Kennzahlen

Die prozesstechnischen Änderungen sind Kapitel 4.1.1, Tabelle 12 und Tabelle 14 zu entnehmen. Durch den Zusammenschluss der einzelnen Optimierungsstrategien ergeben sich darüber hinaus keine zusätzlichen Änderungen.

4.4.2 Leistungen

Die Leistungen sind der Tabelle 10 und Tabelle 15 zu entnehmen. Die Stromerlöse werden dabei durch das EEG 2021 beeinflusst und die Wärmeerlöse durch das Nahwärmenetz.



Auf Basis der Ergebnisse ergibt sich unter Berücksichtigung des Wärme- und Stromerlöses ein spezifischer Gesamterlös von 21,66 ct/kWh_{el}. Dies liegt 1,00 ct/kWh_{el} oberhalb der Vergütung des Ist-Standes. Die Einflüsse auf den Gesamterlös werden in Kapitel 4.4.5 weiter beschrieben.

4.4.3 Kosten

Die spezifischen Gesamtkosten bei Weiterbetrieb werden beeinflusst vom Substratwechsel, Zukauf des BHKW, des Gasspeichers und des Wärmenetzes.

a) Kapitalkosten

Die Kapitalkosten der gesamten Folgeinvestitionen belaufen sich nach Tabelle 11 und Tabelle 16 auf 56.421 €/a, bzw. 2,06 ct/kWh_{el}. Daraus resultieren Gesamtkapitalkosten für den Weiterbetrieb von 197.281 €/a, bzw. 7,19 ct/kWh_{el}.

b) Substratkosten

Die Substratkosten sinken durch die Reduzierung der teuren Maissilage und dem Einsatz des deutlich kostengünstigeren Apfeltresters auf 192.010 €/a, bzw. 7,00 ct/kWh_{el} (siehe Tabelle 13).

c) Betriebskosten und Allgemeine Kosten

Die Betriebskosten erhöhen sich nach Kapitel 4.1.4 und Tabelle 17 aufgrund des Wärmenetzes auf 5,14 ct/kWh_{el}.

4.4.4 Kalkulatorisches Betriebsergebnis

Im Vergleich zum Ist-Stand ist mit einer leichten Steigerung des Einkommens der Biogasanlage zu rechnen. Auf Basis der Annahmen ist ein wirtschaftlicher Betrieb möglich (siehe Tabelle 18). Dennoch ist dem Anlagenbetreiber zu empfehlen eine Vergütung nach EEG 2009 weiterhin anzustreben, da die Restlaufzeit noch 10 Jahre beträgt und die Gewinnsteigerung auf der Annahme beruht, dass die baulichen Anlagen abgeschrieben sind.



Tabelle 18: Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis des Ist-Standes und des Gesamtkonzepts

Stromerlöse			
		Ist-Stand	Gesamtkonzept
Stromvergütung	ct/kWh _{el}	20,41	20,53
Eingespeister Strom	kWh _{el} /a	2.743.877	2.743.877
Stromerlös	€/a	559.948	563.208
Wärmeerlöse			
Wärmevergütung	ct/kWh _{th}	0	6,00
Wärmeverkauf	kWh _{th} /a	300.000	701.700
Wärmeerlös	€/a	0	24.102
Kosten			
Spezifische Kapitalkosten	ct/kWh _{el}	6,31	7,19
Spezifische Substratkosten	ct/kWh _{el}	8,17	7,00
Spezifische Betriebs- und Allgemeine Kosten	ct/kWh _{el}	4,33	5,14
Gesamtübersicht			
Spezifischer Gesamterlös	ct/kWh _{el}	20,66	21,66
Spezifische Gesamtkosten	ct/kWh _{el}	18,81	19,33
Spezifischer Gewinn	ct/kWh _{el}	1,85	2,33
Gesamtrentabilität	%	2,99	3,70

Wie bereits bei der Berechnung der Einzelmaßnahmen zu sehen war, ist eine Umsetzung der Optimierungsmaßnahmen 2 und 3 bereits im Ist-Betrieb sinnvoll und wirtschaftlich darstellbar. Auf Basis dessen könnte die Abschreibungsdauer auf 20 Jahre verlängert werden, was die Wirtschaftlichkeit des Baus eines Wärmenetzes ermöglichen würde. Im Falle des Substratwechsels ist sicherzustellen, dass eine ganzjährige Substratbereitstellung möglich ist. Die Umsetzung der Maßnahmen in der 1. Förderperiode könnte die Wirtschaftlichkeit im EEG 2021 deutlich erhöhen und auch dort einen wirtschaftlichen Betrieb sicherstellen.

4.4.5 Sensitivitätsanalyse

Im Folgenden wird mittels Sensitivitätsanalyse der Einfluss der Kostenpositionen Kapitalkosten, Substratkosten und Betriebskosten auf die Wirtschaftlichkeit untersucht (siehe Tabelle 19). Den größten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben die Kapitalkosten und die Substratkosten der Biogasanlage, was das Vorhaben der Reduktion der Maissilage zusätzlich als sinnvoll unterstreicht. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass der regionale Preis von Apfeltrester von 10 €/t_{FM} angenommen wurde. Laut KTBL (2021a) ist mit 21,74 €/t_{FM} zu rechnen. Dies würde die spezifischen Substratkosten auf 8,95 ct/kWh_{el} (245.509 €/a) erhöhen und die Kostenreduktion durch Verwendung von Apfeltrester vollständig aufbrauchen. Somit wäre aus wirtschaftlicher Sicht die Verwendung von Apfeltrester nicht mehr zu empfehlen.



Tabelle 19: Sensitivitätsanalyse zum Gesamtkonzept der Optimierungsmaßnahmen für die Biogasanlage BaWü-3.1

Änderungen durch Maßnahme		Kapitalkosten (+/- 10 %)	Substratkosten (+/- 10 %)	Betriebskosten (+/- 10 %)
Spezifische Gesamtkosten	ct/kWh _{el}	+/- 0,72	+/- 0,70	+/- 0,51

Bei der Bewertung der Kapitalkosten ist die Annahme zu beachten, dass die Kapitalkosten bereits abgeschrieben sind und nur zusätzliche Kosten für die Instandhaltung (Bau) anfallen. Dies erhöht im Vergleich zum Ist-Stand die Wirtschaftlichkeit um 0,97 ct/kWh_{el}.

Bisher wurde eine feste Lebensdauer für die BHKW 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 theoretischen Lebensdauer von 15 Jahren für die hier untersuchten BHKWs. Dies würde die Investitionskosten der BHKW von 3,11 ct/kWh_{el} auf 1,54 ct/kWh_{el} reduzieren.

Für den Stromerlös wurde der kaum erreichbare Best Case von 18,4 ct/kWh_{el} Grundvergütung bisher 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 4.665 €/a und beim durchschnittlichen Zuschlag (17,48 ct/kWh_{el}) um 25.244 €/a geringer sein als bisher in der vorliegenden Studie angenommen.

Ohne die berechneten Wärmeerlöse ist kein positives Betriebsergebnis zu erwarten. Da allerdings nur ein Teil der produzierten Wärme verkauft wird, wird der Erlös bei einem Preis von 6 ct/kWh_{th} nur auf 0,88 ct/kWh_{el} gesteigert. Eine Steigerung des Wärmepreises auf 8 ct/kWh_{th} erhöht den Erlös um 1,17 ct/kWh_{el}. Neben der Erhöhung des Wärmepreises ist die Steigerung der verkauften Wärme eine Möglichkeit, den Gewinn zu erhöhen. Die Erschließung weiterer Wärmequellen erscheint bei Weiterbetrieb somit sinnvoll (siehe Abbildung 3).



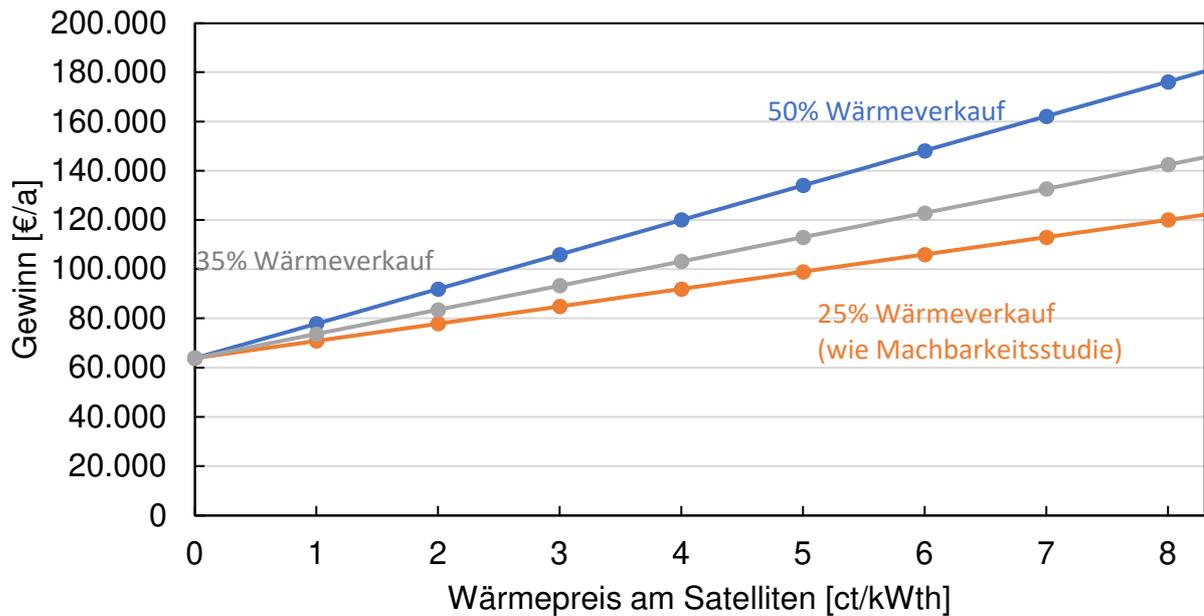


Abbildung 3: Gewinn in Abhängigkeit des Wärmepreises und des Wärmeverkaufs, 25 % der prod. Wärme wird in der Annahme der Machbarkeitsstudie extern genutzt

Zum Zeitpunkt der Verfassung der Machbarkeitsstudie war bei einem Erhalt der Flexibilitäts-Prämie in der 1. Förderperiode der Erhalt einer Flexibilitäts-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 nun 50 €/kW_{inst.} Dies würde zu einem zusätzlichen Erlös von 25.000 €/a und somit von 0,91 ct/kWh_{el} führen.

4.5 Fazit der Optimierungsstrategien

Die Biogasanlage BaWü-3.1 hat noch eine Restlaufzeit von zehn Jahren in der ersten Förderperiode. Unter den getroffenen Annahmen sind die zu erwartenden Gewinne in der zweiten Förderperiode etwas höher als im Vergleich zum Ist-Stand der Biogasanlage. Dies wird allerdings maßgeblich durch die Annahme der vollständig abgeschriebenen baulichen Anlagen beeinflusst.

Die Wirtschaftlichkeit wird durch die Substitution von Maissilage mit Apfeltrester auf Basis der getroffenen Annahme (10 €/t) weiter erhöht. Anhand der angenommenen Preise und des Erlöses von 6 ct/kWh_{th} ist auch der Bau des Wärmenetzes wirtschaftlich darstellbar. Beides sollte der Betreiber bereits in der ersten Förderperiode umsetzen. Vor allem da sich die Erweiterung des Wärmenetzes erst nach 10,7 Jahren amortisiert und sich ein Bau innerhalb der Zeitspanne der 2. Förderperiode nicht rentieren würde.

Trotz Baus des Wärmenetzes verfügt die Biogasanlage noch über ein großes zusätzliches Potential an ungenutzter Wärme. Die Erschließung weiterer Kunden scheint ebenfalls sinnvoll zu sein um die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage weiter zu steigern. Zumal selbst in der Verbrauchsspitze nur knapp über die Hälfte der verfügbaren Wärme nach Umsetzung der Optimierungsstrategie genutzt wird.



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; 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

Krishna Kafle, G.; Hun Kim, S. (2013): Anaerobic treatment of apple waste with swine manure for biogas production: Batch and continuous operation. In: Applied Energy, Volume 103 März 2013, S. 61 - 72

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

