

Machbarkeitsstudie im Projekt „ProBiogas“ für die Praxisbiogasanlage

„Bayern-2“



© Benedikt Hülsemann, Universität Hohenheim, dieses Bild zeigt nicht die untersuchte Biogasanlage

Benedikt Hülsemann, Christian Biedlingmaier | Universität Hohenheim

Erstellt: Dezember 2021

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

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	4
2	Durchführung und Annahmen	4
2.1	Darstellung und Berechnung des Ist-Standes der Biogasanlagen	5
2.2	Annahmen für die Berechnungen der Optimierungsoptionen.....	6
2.2.1	Allgemeine Annahmen.....	6
2.2.2	Annahmen Leistungen	6
2.2.3	Annahmen Kapitalkosten	7
2.2.4	Annahmen Substratkosten.....	7
2.2.5	Annahmen Betriebskosten und Allgemeine Kosten	7
3	Ist-Stand.....	8
3.1	Anlagenbeschreibung.....	8
3.1.1	Substratbereitstellung und -einbringung	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.....	13
4	Optimierungsstrategien	15
4.1	Optimierungsmaßnahme: Flexibilisierung der Stromproduktion durch die Reduktion der Bemessungsleistung.....	16
4.1.1	Kennzahlen.....	16
4.1.2	Leistungen	17
4.1.3	Kosten.....	18
a)	Kapitalkosten	18



b) Substratkosten	19
4.1.4 Betriebskosten und Allgemeine Kosten	19
4.1.5 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis	20
4.1.6 Sensitivitätsanalyse	20
4.2 Fazit der Optimierungsstrategien.....	21
Literatur	22



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 „Bayern-2“ soll die Umsetzung einer Verringerung der Bemessungsleistung zur Flexibilisierung einer Bestandsanlage techno-ökonomisch vorstellen und bewerten. Zusätzlich sollen eine Substratumstellung und die Abdeckung eines Gärproduktlagers realisiert werden. Die Höchstbemessungsleistung der untersuchten Biogasanlage beträgt im Ist-Stand 200 kW_{el}.

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 bezüglich Anlagengröße und Substratverhältnis zu erfassen.



2.1 Darstellung und Berechnung des Ist-Standes der Biogasanlagen

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

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

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

Tabelle 1: Abschreibungsdauer einzelner Komponenten nach DLG (2006)

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

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

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

A = Gesamtkosten/Annuität in €/a

KW = Kapitalwert in €/a

i_{kalk} = Kalkulationszinssatz in %

Die Substratpreise wurden vom Betreiber erfragt und erfasst. Die Preise 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 Gesamrentabilität wird berechnet als das Verhältnis von Gewinn im Bezugsjahr zu den Gesamtinvestitionskosten.

2.2 Annahmen für die Berechnungen der Optimierungsoptionen

Die Berechnung der Optimierungsoptionen macht eine Reihe von Annahmen nötig.

2.2.1 Allgemeine Annahmen

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

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

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

2.2.2 Annahmen Leistungen

Als Grundlage für alle Berechnungen, die eine Förderung nach dem EEG 2021 mit sich bringen, dienen die Vorgaben des EEG nach Stand 10.6.2021. Es wird zudem von einem Gebotszuschlag, der dem Maximalgebot entspricht (18,4 ct/kWh_{el}), ausgegangen. Um die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Maßnahmen bewerten zu können, wird außerdem für jede Optimierungsmaßnahme, die einen Übergang ins EEG 2021 vorsieht, die 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 Gärrestaubsbringung und die Substrate wurden identisch zum Ist-Stand behandelt.

2.2.5 Annahmen Betriebskosten und Allgemeine Kosten

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

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



3 Ist-Stand

Die Biogasanlage Bayern-2 liegt im Kreis Unterallgäu und wird von einem Haupterwerbslandwirt betrieben. Der landwirtschaftliche Betrieb des Biogasanlagenbetreibers umfasst insgesamt 100 ha landwirtschaftliche Nutzfläche, die sich auf 55 ha Ackerland und 45 ha Grünland aufteilen. Tierhaltung gibt es auf dem landwirtschaftlichen Betrieb nicht, weshalb die eingesetzte Rindergülle extern von zwei landwirtschaftlichen Betrieben zugekauft wird.

Allgemeine Informationen zur Biogasanlage finden sich in der folgenden Tabelle.

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

Allgemeine Informationen		
Standort	Unterallgäu (Bayern)	
Betriebsform	Einzelunternehmer	
Genehmigung	Baurecht	
Vergütung nach EEG	Jahr	2004
Direktvermarktung	Ja/Nein	Nein
Inbetriebnahmejahr	Jahr	2005
Installierte elektrische Leistung	kW _{el}	210
Elektrische Höchstbemessungsleistung (HBL)	kW _{el}	200

Die Biogasanlage wird vom Eigentümer selbst geführt und ist instandgehalten.

3.1 Anlagenbeschreibung

Die Biogasanlage besitzt ein beheiztes Gärvolumen von 730 m³ (siehe Abbildung 1).

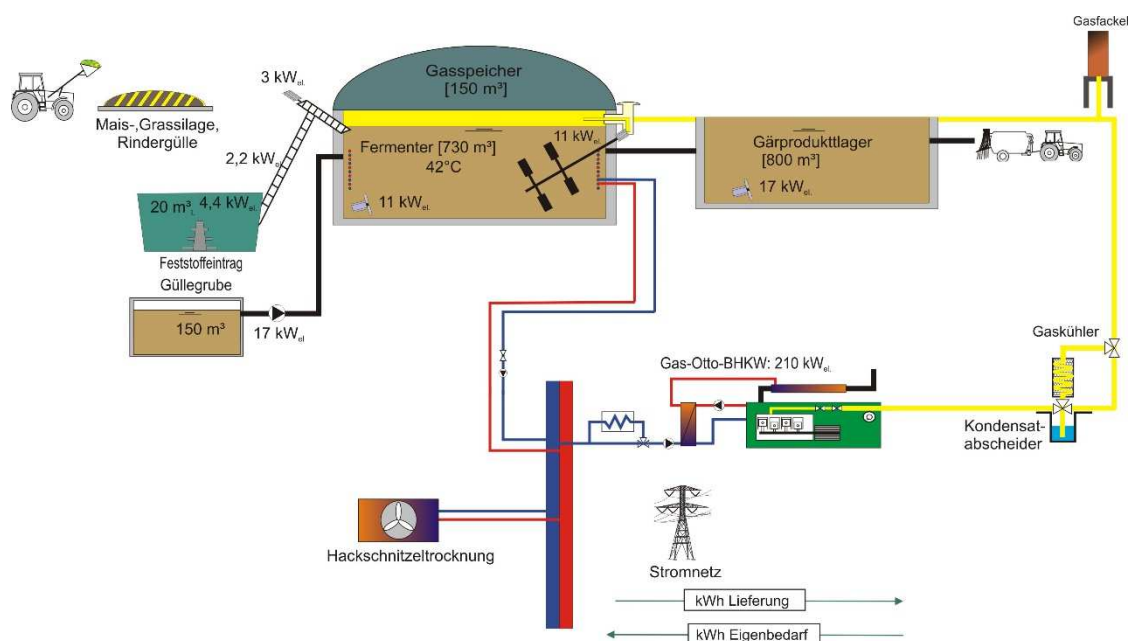


Abbildung 1: Anlagenschema der Biogasanlage Bayern-2 (Quelle und Illustration: Universität Hohenheim)



Die Biogasverwertung (Vor-Ort-Verstromung) erfolgt mit einem Blockheizkraftwerk (BHKW) mit einer installierten Leistung von 210 kW_{el}.

3.1.1 Substratbereitstellung und -einbringung

Die eingesetzte Gülle wird im Abstand von durchschnittlich 14 Tagen von einem der beiden externen tierhaltenden landwirtschaftlichen Betrieben bezogen und in der Vorgrube an der Biogasanlage zwischengelagert. Aus der Vorgrube wird die Rindergülle mit einer Kreiselpumpe einmal täglich in den Fermenter befördert. Die eingesetzten nachwachsenden Rohstoffe werden direkt an der Biogasanlage in einer Fahrsiloanlage gelagert. Mit einem Traktor werden sie von dort aus in den Feststoffeintrag transportiert. Vom Feststoffeintrag gelangt das Substrat über eine Zuführschnecke in Intervallen von 26/70 Minuten in den Fermenter.

3.1.2 Fermenterkaskade

Das Substrat im beheizten und gasdicht abgedeckten Fermenter wird alle 25 Minuten für einen Zeitraum von 10 Minuten mit einem Stabrührwerk und einem Tauchmotorrührwerk durchmischt. Durch den Überlauf gelangt das vergorene Substrat in das Gärproduktlager. Die Durchmischung des Gärproduktlagers erfolgt mittels eines fest installierten Tauchmotorrührwerks alle 14 Tage bei der Entnahme des Gärrestes. Die Gärprodukte werden dabei zu den tierhaltenden Betrieben gefahren, von denen die Rindergülle bezogen wird, wodurch Transportkosten aufgrund von Vermeidung von Leerfahrten eingespart werden.

3.1.3 Biogasverwertung

Das im Fermenter entstehende Rohbiogas wird in einem Foliengasspeicher über dem Fermenter gespeichert. Von dort aus gelangt das Rohbiogas zur Gasentfeuchtung, bevor es einem Gas-Otto-Motor zugeführt wird. Das BHKW hat eine Leistung von 210 kW_{el} und läuft 8.669 Stunden pro Jahr im Volllastbetrieb. Für den Notfall steht eine automatische Gasfackel zur Gasverbrennung zur Verfügung.

3.2 Kennzahlen

3.2.1 Substrate

Als Einsatzstoffe werden derzeit Mais- und Grassilage sowie Rindergülle gefüttert, wobei der Maisanteil an der Fütterung mit 48 % den aktuellen Maisdeckel nach EEG 2021 überschreitet. Weitere Informationen sind in Tabelle 4 zu finden.



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

Substrateinsatz		
Wirtschaftsdünger		
Rindergülle	t FM/a	1.700
<i>Summe Wirtschaftsdünger</i>	<i>t FM/a</i>	<i>1.700 (± 36 %)</i>
Nachwachsende Rohstoffe		
Maissilage	t FM/a	2.300
Grassilage	t FM/a	780
<i>Summe Nachwachsende Rohstoffe</i>	<i>t FM/a</i>	<i>3.080 (± 64 %)</i>
Täglicher Substrateinsatz	t FM/d	13,1
Prozesstechnische Kennzahlen		
Hydraulische Verweilzeit (aktive Stufen)	d	56
Hydraulische Verweilzeit (gasdicht)	d	56
Organische Raumbelastung (aktive Stufen)	kg oTM/(m ³ · d)	3,77
Methangehalt im Biogas	%	51
Spez. Methanproduktion	m ³ CH ₄ /t oTM	348
Theoretische Spez. Methanproduktion nach KTBL	m ³ CH ₄ /t oTM	333
Energieerzeugung und -verwertung		
Stromverwertung		
Eigenstromverbrauch	kWh/a	k.A.
Stromerzeugung	kWh/a	1.590.630
HBL Ausnutzungsgrad	%	91
Spez. Methanproduktion	m ³ CH ₄ /t oTM	352
Wärmeverwertung		
Eigenwärmenutzung	kWh _{th} /a	k. A.
Externe Wärmeabgabe	kWh _{th} /a	884.754
Anteil Wärmeabgabe an prod. ges. Wärmemenge (Eigenwärme unberücksichtigt)	%	53

k.A. = keine Angabe

HBL = Höchstbemessungsleistung

3.2.2 Prozesskennzahlen

Die hydraulische Verweilzeit im gasdichten System ist deutlich unter den im EEG 2021 benötigten 150 Tagen (siehe Tabelle 4). Die Verweilzeit liegt ebenfalls deutlich unterhalb des Mittelwerts der Biogasanlagen in Deutschland. Die Verweilzeit der aktiven Stufe ist hingegen nur leicht unterdurchschnittlich (FNR 2021). Die organische Raumbelastung befindet sich in einem unbedenklichen Bereich. Die spezifische Methanproduktion ist hoch und lässt auf eine hohe Effizienz der Biogasanlage schließen.

3.2.3 Strom- und Wärmeverwertung

Die Stromproduktion beläuft sich auf 91 % der Höchstbemessungsleistung (HBL) und ist somit nicht vollständig ausgelastet. Die externe Wärmenutzung bietet noch 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 weitere 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-, den Technologie- und den KWK-Bonus.

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

Stromerlöse		
Spezifische Stromvergütung	ct/kWh _{el}	22,34
Eingespeister Strom	kWh _{el} /a	1.590.630
Stromerlös	€/a	355.285
Wärmeerlöse		
Spezifische Wärmevergütung (ohne KWK-Bonus)	ct/kWh _{th}	0,85
Wärmeverkauf	kWh _{th} /a	884.754
Wärmeerlöse (ohne KWK-Bonus)	€/a	7.500
Wärmeerlöse (inkl. KWK-Bonus)	€/a	25.195
Gesamterlös		
Stromerlös	€/a	355.285
Wärmeerlös	€/a	7.500
Gesamterlös	€/a	362.785

Darüber hinaus erzielt die Biogasanlage durch die kommerzielle Nutzung der erzeugten Wärme des BHKW einen Wärmeerlös (siehe Tabelle 5). Der größte Anteil der Wärme wird allerdings zur Trocknung von Hackschnitzel verwendet, sodass der erzielte Erlös verhältnismäßig gering ist.

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 nur geringe Kosten für den Erwerb berechnet. 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 Bau einer Werkstatt- und Trocknungshalle. Die Baukosten konnten hierbei durch die eingebrachte Eigenleistung des Betriebsleiters stets verhältnismäßig geringgehalten werden.



Tabelle 6: Investitionen und Abschreibungen der Biogasanlage Bayern-2 im Jahr 2019 nach Angabe Betreiber (Ist-Stand); Kosten für Grundstück und Genehmigung und Planung sind als unrealistisch anzusehen

Gesamtinvestitionen			
		Erstinvestition	Folgeinvestition
Grundstück und Genehmigung	€	5.000	0
Erschließung	€	36.000	0
Planung	€	1.000	0
Bauliche Anlagen	€	174.000	44.500
Technische Anlagen	€	106.000	46.000
BHKW	€	70.000	168.000
Gesamtinvestition	€	615.500	
Kapitalkosten			
Abschreibung	€/a	50.192	
Zinslast	€/a	8.351	
Kapitalkosten gesamt	€/a	58.543	
Spezifische Kapitalkosten	ct/kW_{el}	3,68	
Kennzahlen			
Spez. BHKW-Investitionskosten	€/kW _{el} install.	1.133	
Spez. Investitionskosten	€/kW _{el} HBL	3.078	

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 wären höhere Abschreibungskosten bei gleichzeitig niedriger Zinslast anzunehmen (spez. Kapitalkosten 4,11 ct/kW_{el}).

Im Vergleich zu anderen Biogasanlagen im vorliegenden Projekt und im Biogas-Messprogramm III sind die spezifischen BHKW-Kosten als hoch zu bewerten und die spezifischen Investitionskosten als leicht überdurchschnittlich (FNR 2021).

b) Substratkosten

Der größte Kostenfaktor für den Betrieb der Biogasanlage sind die jährlichen Substratkosten. Die Substratkosten der Mais- bzw. Grassilage und Rindergülle, befinden sich im Mittelfeld im Vergleich zu anderen Biogasanlagen (siehe Tabelle 7).



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

NawaRo		
Maissilage	€/t FM	39,20
	€/a	90.160
Grassilage	€/t FM	33,60
	€/a	26.208
Wirtschaftsdünger		
Rindergülle	€/t FM	2,00
	€/a	3.400
Gesamt		
Gesamtsubstratkosten	€/a	119.768
Spezifische Substratkosten	ct/kWh_{el}	7,53

c) Betriebskosten und Allgemeine Kosten

Die Betriebskosten der Biogasanlage und der Hackschnitzeltrocknung können der Tabelle 8 entnommen werden. Der größte Kostenpunkt sind die Personalkosten aufgrund von Bereitschaftsdiensten des Anlagenfahrer/-betreibers. Für das BHKW gibt es einen Vollwartungsvertrag, der die kompletten Kosten der Instandhaltung des BHKW abdeckt.

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

Betriebs- und Allgemeine Kosten		
Strombezug (abzgl. Stromsteuererstattung)	€/a	20.000
Sonstige Schmierstoffe und Betriebsmittel	€/a	5.000
Instandhaltung (Bau)	€/a	2.000
Instandhaltung (Technik und Maschinen)	€/a	3.000
Instandhaltung (BHKW)	€/a	7.000
Maschinenmiete, Leasing, Miete und Pacht	€/a	200
Prozessbetreuung, Beratung	€/a	4.000
Umweltgutachten	€/a	2.000
Versicherung, Beiträge	€/a	16.500
Personal (Anlagenfahrer)	€/a	30.000
Buchführung/Verwaltung	€/a	3.300
Gesamtbetriebskosten	€/a	93.000
Spezifische Betriebskosten	ct/kWh_{el}	5,85

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_{el}) (FNR 2021) .



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

Leistungen		
Stromerlös	€/a	355.285
Wärmeerlös	€/a	7.500
Gesamterlös	€/a	362.785
Kosten		
Kapitalkosten	€/a	58.543 (≙ 22 %)
Spezifische Kapitalkosten	ct/kWh _{el}	3,68
Substratkosten	€/a	119.768 (≙ 44 %)
Spezifische Substratkosten	ct/kWh _{el}	7,53
Betriebs- und Allgemeine Kosten	€/a	93.000 (≙ 34 %)
Spezifische Betriebs- und Allg. Kosten	ct/kWh _{el}	5,85
Kosten gesamt	€/a	271.311 (≙ 100 %)
Gesamtübersicht		
Spezifischer Gesamterlös	ct/kWh _{el}	22,81
Spezifische Gesamtkosten	ct/kWh _{el}	17,06
Gewinn	€/a	91.474
Spezifischer Gewinn	€/kW_{el} install.	436
	ct/kWh_{el} prod.	5,75
Gesamtrentabilität	%	14,9



4 Optimierungsstrategien

Bei der Biogasanlage Bayern-2 muss für den Weiterbetrieb im EEG 2021 die Biogasanlage mindestens 2,23-fach überbaut und die hydraulische Verweilzeit von 56 Tagen auf 150 Tage erhöht werden. Hierfür kommen drei verschiedene Varianten in Betracht.

Die erste Variante sieht vor die elektrische Höchstbemessungsleistung des Versuchsbetriebs im Vergleich zum bisherigen Anlagenbetrieb ($200 \text{ kW}_{\text{el}}$) konstant zu halten. Nach dem EEG 2021 müsste die entsprechende installierte Leistung damit $445 \text{ kW}_{\text{el}}$ betragen, wodurch ein weiteres BHKW mit $235 \text{ kW}_{\text{el}}$ angeschafft werden müsste. Da die hydraulische Verweilzeit aktuell 56 Tage beträgt, müsste außerdem das Gärproduktlager gasdicht ausgeführt und zusätzlich ein Nachgärer mit circa 450 m^3 errichtet werden. Durch die erhöhte Einspeiseleistung würde des Weiteren ein neuer Transformator benötigt werden. Um den Maisdeckel von 40 Massenprozent einzuhalten, müsste darüber hinaus die Maissilage durch ein anderes Substrat substituiert werden, wobei dem Anlagenbetreiber derzeit kein alternatives Substrat zur Verfügung steht. Insgesamt ist diese Variante durch die hohen Investitionskosten von über 500.000 € sehr kapitalintensiv. Damit ist ein wirtschaftliches Risiko verbunden, welches der Anlagenbetreiber nicht eingehen möchte.

Die zweite Variante sieht einen Umbau der Biogasanlage zu einer Güllekleinanlage vor. Güllekleinanlagen erzielen nach dem EEG 2021 im Jahr 2021 eine Vergütung von $22,23 \text{ ct/kWh}_{\text{el}}$ und es muss bei einer Bemessungsleistung von unter $100 \text{ kW}_{\text{el}}$ nicht überbaut werden (EEG 2021). Dagegen spricht allerdings, dass die Gülleversorgung durch die benachbarten landwirtschaftlichen Betriebe nach Aussage des Anlagenbetreibers nicht über 20 Jahre gewährleistet werden kann.

Aus den zuvor genannten Gründen ist nur die dritte Variante umsetzbar und soll im Folgenden genauer durchgerechnet werden. Diese sieht eine Reduzierung der elektrischen Höchstbemessungsleistung auf $94,5 \text{ kW}_{\text{el}}$ vor, sodass die vorhandene installierte BHKW Kapazität von $210 \text{ kW}_{\text{el}}$ für die geforderte Überbauung nach dem EEG 2021 ausreicht. Durch die Reduktion der Bemessungsleistung muss außerdem weniger Substrat in die Anlage eingebracht werden, wodurch die hydraulische Verweilzeit auf 93 Tage ansteigt. Dadurch kann die geforderte hydraulische Verweilzeit von 150 Tagen durch eine gasdichte Überdachung des Gärproduktlagers mit einem 450 m^3 Gasspeicher erzielt und auf den Bau eines zusätzlichen Behälters verzichtet werden. Dies sorgt gleichzeitig für eine Gasspeicherung von über 30 Stunden was für eine Flexibilisierung ausreichend ist.



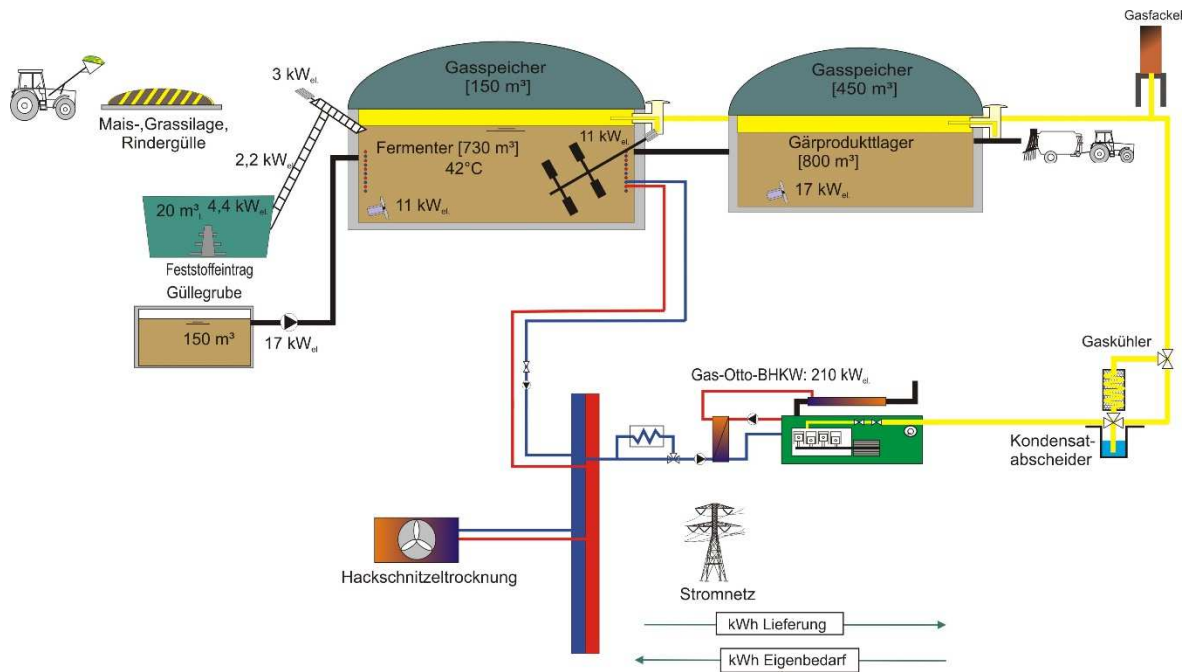


Abbildung 2: Biogasanlage Bayern-2 mit Optimierungsmaßnahmen

4.1 Optimierungsmaßnahme: Flexibilisierung der Stromproduktion durch die Reduktion der Bemessungsleistung

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 sowie eine längere Verweilzeit.

4.1.1 Kennzahlen

Die Reduzierung der Bemessungsleistung auf 94,5 kW_{el} sorgt für eine Reduzierung der produzierten Strommenge. Dabei wird die Erfüllung der max. Bemessungsleistung angenommen. Durch die reduzierte produzierte Strommenge wird im Vergleich zum Ist-Stand insgesamt deutlich weniger Substrat benötigt. Bei der Substratanpassung soll dabei nur der Maiseinsatz verringert werden, während die Einsatzmengen für Grassilage und Rindergülle konstant bleiben.

Bei einem elektrischen Wirkungsgrad des BHKW von 38 % und Transformatorenverlusten von 1 %, kann der jährliche Maiseinsatz um 1.295 t_{FM} reduziert werden (s. Tabelle 10). In Massenprozent wird der Maisanteil damit von bisher 48 % auf 29 % abgesenkt, wodurch der im EEG 2021 geforderte Maisdeckel von 40 % deutlich unterschritten wird. Bei einer Reduktion des Maiseinsatzes sind keine prozessbiologischen Schwierigkeiten zu erwarten.

Die Verweilzeit im beheizten System erhöht sich und die organischen Raumbelastung verringert sich durch die Maßnahme. Beides ist prozessbiologisch von Vorteil. Durch die geplante gasdichte Abdeckung des Gärproduktlagers wird die Verweilzeit im gasdichten System zusätzlich angehoben.



Tabelle 10: Substrateinsatz und prozesstechnische Kennzahlen der Biogasanlage Bayern-2 nach der Optimierungsmaßnahme aufgrund der Reduktion von Maissilage

Substrat		
Wirtschaftsdünger		
Rindergülle	t FM/a	1.700
<i>Summe Wirtschaftsdünger</i>	<i>t FM/a</i>	<i>1.700 (± 49 %)</i>
Nachwachsende Rohstoffe		
Maissilage	t FM/a	1.005
Grassilage	t FM/a	780
<i>Summe Nachwachsende Rohstoffe</i>	<i>t FM/a</i>	<i>1.785 (± 51 %)</i>
Tägl. Substrateinsatz	t FM/d	9,5
Prozesstechnische Kennzahlen		
Hydraulische Verweilzeit (aktive Stufen)	d	76
Hydraulische Verweilzeit (gasdicht)	d	160
Organische Raumbelastung (aktive Stufen)	kg oTM/(m ³ d)	2,63
Energieerzeugung und -verwertung		
Stromverwertung		
Stromerzeugung	kWh/a	827.820
Ausnutzungsgrad max. Bemessungsleistung	%	100
Spez. Methanproduktion	m ³ CH ₄ /t oTM	311
Wärmeverwertung		
Externe Wärmeabgabe	kWh _{th} /a	0
Anteil Wärmeabgabe an prod. ges. Wärmemenge (Eigenwärme unberücksichtigt)	%	0

Die bisherige Wärmeverwertung mit Hilfe einer Hackschnitzeltrocknung kann nicht mehr durchgeführt werden, da der Betrieb dieser im EEG 2021 nicht rentabel ist (Wegfall KWK-Bonus). Daher wird von keiner externen Nutzung der Wärme ausgegangen.

4.1.2 Leistungen

Wie bereits beschrieben wird kein Wärmeerlös beim Betrieb im EEG 2021 generiert. Zudem verringern sich die Stromerlöse durch die Maßnahmen deutlich (Tabelle 11).



Tabelle 11: Stromerlös nach Optimierungsmaßnahme 1 unter Reduzierung der Bemessungsleistung im Vergleich zum Ist-Stand

Stromerlös		
		Biogasanlage
Spezifische Grundvergütung EEG 2021	ct/kWh _{el}	20,55
Spezifische Direktvermarktung	ct/kWh _{el}	0,56
Spezifische Stromvergütung	ct/kWh _{el}	21,11
Eingespeister Strom	kWh _{el} /a	827.820
Stromerlös	€/a	174.744

Unter Annahme eines Zuschlags des Höchstgebotspreises (18,4 ct/kWh_{el}) zuzüglich der Boni für Anlagen bis 500 kW_{el} installierte Leistung (0,5 ct/kWh_{el}) im EEG 2021 ergibt sich eine Stromvergütung von 18,9 ct/kWh des vom BHKW bereitgestellten Stroms. Zusätzlich erhält die Biogasanlage einen Flexzuschlag von 65 €/kW_{el}. Daraus folgt ein zusätzlicher Erlös von 13.650 €/a (1,65 ct/kWh_{el}).

Des Weiteren wird mit einem Mehrerlös aus der Direktvermarktung gerechnet (siehe Tabelle 2 und Tabelle 11).

4.1.3 Kosten

a) *Kapitalkosten*

Die Kapitalkosten werden aufgrund der getroffenen Annahmen (bauliche Anlagen sind abgeschrieben) um 13.593 €/a reduziert. Dies entspricht einem Kostenrückgang von 24 % gegenüber dem Ist-Stand im Bezugsjahr 2019.

Für die Flexibilisierung der Stromproduktion und Anpassung an das EEG 2021 sind allerdings zusätzliche Investitionen notwendig. Die genaue Zusammensetzung der zusätzlichen Investitionen und die daraus resultierenden Gesamtkapitalkosten für den Weiterbetrieb sind Tabelle 12 zu entnehmen.

Tabelle 12: Kosten der Flexibilisierungsmaßnahme bei der Biogasanlage Bayern-2 (KTBL, 2021b)

Kapitalkosten zur Anpassung ans EEG und zur Flexibilisierung		
Planung und Genehmigung	€	12.294
Anlagensteuerung	€	7.219
Behälterabdeckung und Gasspeicher (450 m ³)	€	38.970
Formteile	€	3.005
Mess- und Steuerungstechnik	€	17.079
Ausdehnungsgefäß	€	3.474
Gesamtkosten	€	81.861
Kapitelkosten Optimierungsmaßnahme		
Abschreibungen	€/a	5.512,85
Zinslast	€/a	915



Zusätzliche Kapitalkosten gesamt	€/a	6.428
---	------------	--------------

Zusammen mit den fortlaufenden Kapitalkosten aus dem Ist-Stand der Anlage ergeben sich jährliche Kapitalkosten von 51.378 €, bzw. 6,21 ct/kWh_{el}.

b) Substratkosten

In Bezug auf die jährlichen Substratkosten werden durch die Reduzierung der Maiseinsatzmenge 50.764 €/a eingespart. Dies entspricht einem prozentualen Kostenrückgang von 42 % gegenüber den jährlichen Substratkosten des Ist-Standes. Aufgrund der geringeren Menge an bereitgestelltem Strom, erhöhen sich die spezifischen Substratkosten allerdings.

Tabelle 13: Gesamtsubstratkosten nach Optimierungsmaßnahme aufgrund der Anpassung an das EEG 2021 für die Biogasanlage Bayern-2

Kostenposition		
Gesamtsubstratkosten	€/a	69.004
Spezifische Substratkosten	ct/kWh _{el} prod.	8,34

4.1.4 Betriebskosten und Allgemeine Kosten

Die Kosten des Umweltgutachten, der Versicherung und der Kosten für die Buchführung und Verwaltung werden auf die jährlichen Kosten bezogen konstant im Vergleich zum Ist-Stand angenommen. Die Instandhaltung (Bau) wird verdoppelt. Alle anderen Betriebskosten werden spezifisch auf die kW_{el} bezogen konstant angenommen.

Die Betriebskosten sinken damit beim Weiterbetrieb um 31.809 €/a, bzw. um 34%, wobei die jeweiligen Kosten im Weiterbetrieb in Tabelle 8 dargestellt ist.

Tabelle 14: Betriebskosten der Biogasanlage Bayern-2 beim Weiterbetrieb im EEG 2021

Betriebs- und allgemeine Kosten		
Strombezug (abzgl. Stromsteuererstattung)	€/a	10.409
Sonstige Schmierstoffe und Betriebsmittel	€/a	2.602
Instandhaltung (Bau)	€/a	4.000
Instandhaltung (Technik und Maschinen)	€/a	1.561
Instandhaltung (BHKW)	€/a	3.643
Maschinenmiete, Leasing, Miete und Pacht	€/a	200
Prozessbetreuung, Beratung	€/a	2.082
Umweltgutachten	€/a	2.000
Versicherung, Beiträge	€/a	16.500
Personal (Anlagenfahrer)	€/a	15.631
Buchführung/Verwaltung	€/a	3.300



Gesamtbetriebskosten	€/a	61.928
Spezifische Betriebskosten	ct/kWh_{el}	7,48

4.1.5 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis

Die spezifischen Gesamtkosten erhöhen sich auf Basis der getroffenen Maßnahmen auf 22,03 ct/kWh. Basierend auf den kalkulierten durchschnittlichen Stromerlös von 21,11 ct/kWh_{el} ergibt sich somit ein Gewinn von -7.616 €/a bzw. -0,92 ct/kWh.

Es ist daher nicht anzuraten die Optimierungsmaßnahme durchzuführen ohne einen zusätzlichen Erlös zu generieren.

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

Stromerlöse			
		Ist-Stand	Gesamtkonzept
Spezifische Stromvergütung	ct/kWh _{el}	22,34	21,11
Eingespeister Strom	kWh _{el} /a	1.590.630	827.820
Stromerlös	€/a	355.285	174.744
Wärmeerlöse			
Spezifische Wärmevergütung	ct/kWh _{th}	0,85	0,00
Wärmeverkauf	kWh _{th} /a	885.754	0
Wärmeerlös	€/a	25.195	0
Kosten			
Spezifische Kapitalkosten	ct/kWh _{el}	3,68	6,21
Spezifische Substratkosten	ct/kWh _{el}	7,35	8,34
Spezifische Betriebs- und Allgemeine Kosten	ct/kWh _{el}	5,85	7,48
Gesamtübersicht			
Spezifischer Gesamterlös	ct/kWh _{el}	22,81	21,11
Spezifische Gesamtkosten	ct/kWh _{el}	17,06	22,03
Spezifischer Gewinn	ct/kWh _{el}	5,75	-0,92
Gesamtrentabilität	%	14,9	-1,8

* Kosten abzüglich der Wärmevergütung, Direktvermarktung, CO2-Bepreisung und Flexibilitätsprämie

4.1.6 Sensitivitätsanalyse

Im Folgenden wird der Einfluss der Kapitalkosten, Substratkosten und Betriebskosten auf die Wirtschaftlichkeit mittels Sensitivitätsanalyse untersucht (siehe Tabelle 16). Die Substrat- und Betriebskosten haben nahezu identische Auswirkungen auf die spezifischen Gesamtkosten. Eine Variation der Kosten kann sowohl zu großen positiven als auch großen negativen Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit besitzen. Eine Erhöhung des Wirtschaftsdüngeranteils auf Basis der Ergebnisse könnte daher z.B. noch weiteren wirtschaftlichen Optimierungsbedarf bieten.



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

Änderungen durch Maßnahme		Kapitalkosten (+/- 10 %)	Substratkosten (+/- 10 %)	Betriebskosten (+/- 10 %)
Spezifische Gesamtkosten	ct/kWh _{el}	+/- 0,62	+/- 0,83	+/- 0,75

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 angenommenen Lebensdauer von 15 Jahren für die hier untersuchten BHKWs. Dies würde die Investitionskosten der BHKW von 3,08 ct/kWh_{el} auf 1,52 ct/kWh_{el} reduzieren. Dies würde zu einem Gewinn der Biogasanlage von 10.348 €/a führen.

Für den Stromerlös wurde bisher der kaum erreichbare Best Case von 18,4 ct/kWh_{el} Grundvergütung angenommen. Unter Beachtung der Zuschläge am Gebotstermin 1.9.2021 würde beim erzielten höchsten Zuschlag (18,23 ct/kWh_{el}) (Bundesnetzagentur 2021) die Stromerlöse um 1.407 €/a und beim durchschnittlichen Zuschlag (17,48 ct/kWh_{el}) um 7.616 €/a geringer sein als bisher in der vorliegenden Studie angenommen. Dementsprechend könnte sich die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage weiter verschlechtern.

4.2 Fazit der Optimierungsstrategien

Die Biogasanlage BaWü-1 hat noch eine Restlaufzeit von vier Jahren in der ersten Förderperiode. Unter den getroffenen Annahmen sind die zu erwartenden Erlöse im Vergleich zum Ist-Stand in der zweiten Förderperiode geringer. Auf Basis des EEG 2021 ist mit keinem wirtschaftlichen Betrieb zu rechnen und es sollte nach derzeitiger Lage bis zum Ende der ersten Förderperiode ein Weiterbetrieb ohne weitere Investitionen angestrebt werden.

Der Anlagenbetreiber hat den Weiterbetrieb klar als Wunsch formuliert. Daher sollte nach weiteren Einnahmequellen gesucht werden. Eine Möglichkeit zum Generieren von zusätzlichem Erlös stellt möglicherweise der geplante Bau eines neuen Gewerbebetriebs in unmittelbarer Entfernung zur Biogasanlage dar. Aufgrund der hohen Investitionskosten für den Bau eines Wärmenetzes ist allerdings anzuraten, die Investitionen erst nach dem Vorliegen eines langfristigen Wärmeabnahme-Vertrags mit den Firmen bzw. Interessenten des Gewerbegebiets zu tätigen.



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

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

