

Machbarkeitsstudie im Projekt „ProBiogas“ für die Praxisbiogasanlage „Bayern-3“

Anlage Bayern-3

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

Optimierungsmaßnahmen:

- Anpassungen der Fütterung (60 % Wirtschaftsdünger)
- Mikrogasleitung, Biomethanaufbereitung und Tankstelle

© Benedikt Hülsemann, Universität Hohenheim, das Bild zeigt nicht die untersuchte Anlage

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	10
3.2	Kennzahlen	10
3.2.1	Substrate.....	10
3.2.2	Prozesskennzahlen.....	11
3.2.3	Strom- und Wärmeverwertung.....	11
3.3	Ökonomische Parameter.....	12
3.3.1	Leistungen	12
3.3.2	Kosten.....	12
a)	Kapitalkosten	12
b)	Substratkosten	13
c)	Betriebskosten und Allgemeine Kosten	14
3.3.3	Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis.....	15
4	Optimierungsstrategien	16
4.1	Optimierungsmaßnahme 1: Anpassung der Fütterung.....	18
4.1.1	Kennzahlen	18
4.1.2	Leistungen	19
a)	Kapitalkosten	19
b)	Substratkosten	19
4.1.3	Betriebskosten und Allgemeine Kosten	20



4.1.4	Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis.....	20
4.2	Optimierungsmaßnahme 2: Biomethanaufbereitung und CNG-Tankstelle /Gesamtkonzept.....	20
4.2.1	Kennzahlen.....	21
4.2.2	Leistungen.....	21
4.2.3	Kosten.....	22
a)	Kapitalkosten.....	22
b)	Substratkosten.....	23
c)	Betriebskosten und Allgemeine Kosten.....	23
4.2.4	Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis.....	24
4.2.5	Sensitivitätsanalyse.....	25
4.3	Fazit der Optimierungsstrategien.....	26
	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 „Bayern-3“ soll die Realisierung einer Biomethanaufbereitung in der Größenordnung von 50 m³/h mit angeschlossener CNG-Tankstelle techno-ökonomisch vorstellen und bewerten.

2 Durchführung und Annahmen

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

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



2.1 Darstellung und Berechnung des Ist-Standes der Biogasanlagen

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

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

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

Tabelle 1: Abschreibungsdauer einzelner Komponenten nach DLG (2006)

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

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

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

A = Gesamtkosten/Annuität in €/a

KW = Kapitalwert in €/a

i_{kalk} = Kalkulationszinssatz in %

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

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



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

2.2 Annahmen für die Berechnungen der Optimierungsoptionen

Die Berechnung der Optimierungsoptionen macht eine Reihe von Annahmen nötig.

2.2.1 Allgemeine Annahmen

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

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

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

2.2.2 Annahmen Leistungen

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

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

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

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



2.2.3 Annahmen Kapitalkosten

Bei Bauwerken wie Fermentern, Gärproduktlager, Fahrhilfen, 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 Bayern-3 liegt im Regierungsbezirk Unterfranken und ist eine Gemeinschaftsanlage von 13 Gesellschaftern, wobei 12 davon ortsansässige Landwirte sind.

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

Allgemeine Informationen		
Standort		Unterfranken (Bayern)
Betriebsform		GmbH & Co KG (13 Gesellschafter)
Genehmigung		BlmSchG
Vergütung nach EEG	Jahr	2009
Direktvermarktung	Ja/Nein	Ja
Inbetriebnahmejahr	Jahr	2011
Installierte elektrische Leistung	kW _{el}	950
Elektrische Höchstbemessungsleistung (HBL)	kW _{el}	906

Die Biogasanlage die von einem Geschäftsführer, einem Anlagenfahrer und saisonalen Aushilfskräften bewirtschaftet wird, ist sehr gut instandgehalten.

3.1 Anlagenbeschreibung

Die Biogasanlage besitzt ein beheiztes Gärvolumen von 6.840 m³ und zusätzlich zwei gasdichte Gärproduktlager mit einem Gesamtvolumen von 11.000 m³ (siehe Abbildung 1).



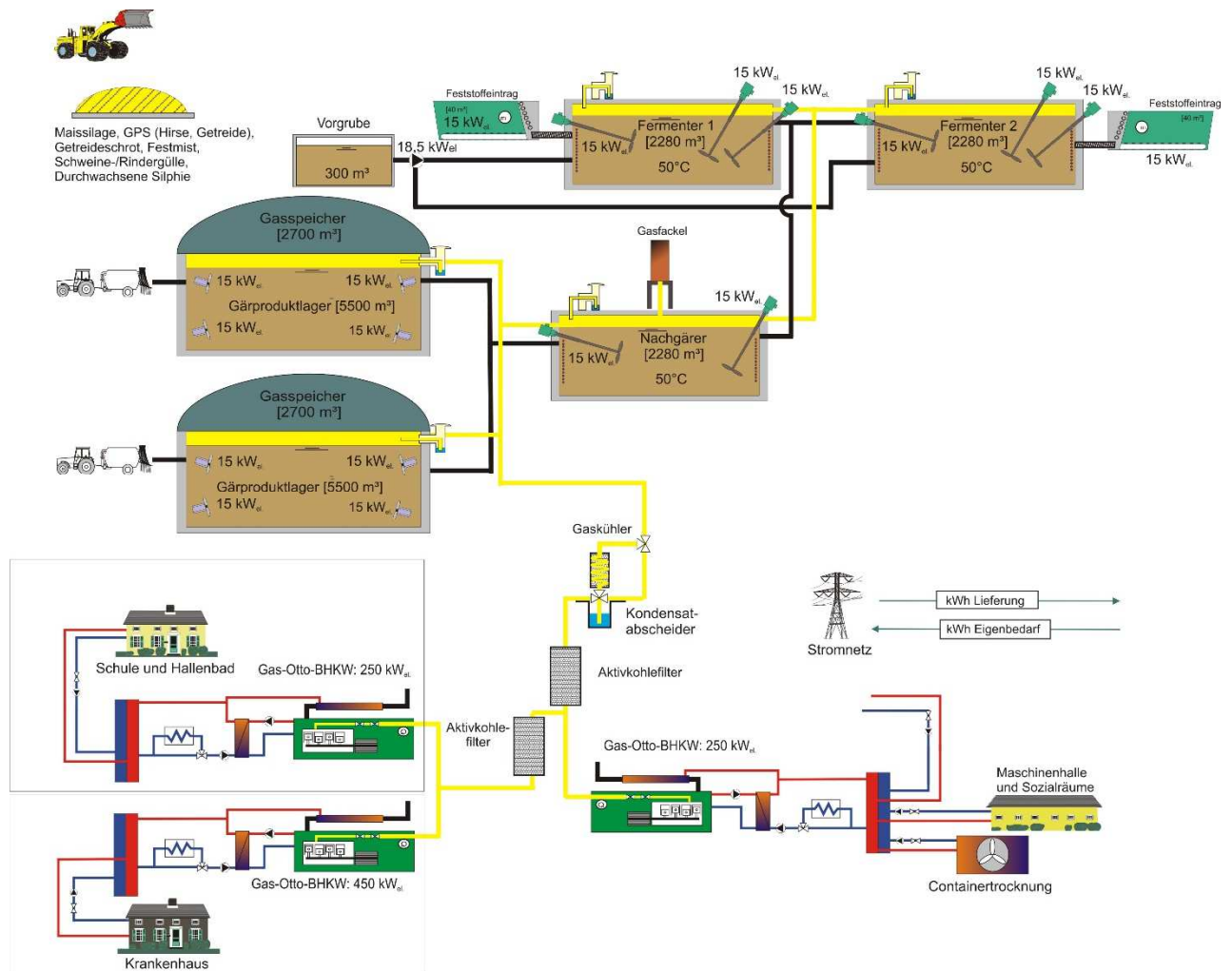


Abbildung 1: Anlagenschema der Biogasanlage Bayern-3 (Quelle und Illustration: Universität Hohenheim)

Die Biogasverwertung erfolgt mit einem Blockheizkraftwerk (BHKW) am Standort und zwei Satelliten-BHKW mit einer Gesamtleistung von 950 kW_{el}.

3.1.1 Substratbereitstellung und -einbringung

Die festen Substrate werden in einer Fahrsiloloanlage in unmittelbarer Nähe der Fermenter gelagert. Von den beiden Feststoffeinträgen gelangt das Substrat jeweils mittels Stopfschnecke in die beiden Fermenter. Die Gülle wird in einer Vorgrube zwischengelagert und von dort in den Fermenter gepumpt.

3.1.2 Fermenterkaskade

Die Fermenter sind jeweils mit einem Betondach ausgeführt und werden beheizt. Die Durchmischung des Fermenterinhalt geschieht durch drei langsam rührende Stabrührwerke in 12/30 Minuten Intervallen. Über einen freien Überlauf gelangt das Gärsubstrat aus den Fermentern in den Nachgärer. Der Nachgärer wird beheizt und ist isoliert. Zudem ist er mit einem Betondach abgedeckt und wird mit zwei langsam rührenden Stabrührwerken durchmischt. Über einen Überlauf gelangt das Gärsubstrat in die Gärproduktlager, welche jeweils mit einem Tragluftdach versehen sind. Die Durchmischung



der baugleichen Gärproduktlager geschieht einmal täglich durch je vier Tauchmotorrührwerke.

3.1.3 Biogasverwertung

Das entstandene Biogas gelangt aus den Gärproduktlagern zur Gasentfeuchtung und zu einem Aktivkohlefilter, bevor ein Teil des Biogases dem Gas-Otto-Motor mit 250 kW_{el} installierter Leistung am Anlagenstandort zugeführt wird. Am Anlagenstandort wird die Wärme für eine Trocknungsanlage verwendet. Der größere Anteil des Biogases wird hingegen nach der Gastrocknung und Entschwefelung verdichtet und in eine Mikrogasleitung abgegeben. Über diese Leitung werden zwei Satelliten-Standorte mit Biogas versorgt. Ein Standort befindet sich an einer Schule mit Hallenbad (Satelliten-BHKW mit 250 kW_{el} installierter Leistung). Der zweite Satelliten-Standort ist ein Krankenhaus, an dem ein BHKW mit einer elektrischen Leistung von 450 kW_{el} genutzt wird. Für den Notfall steht eine automatische Gasfackel zur Gasverbrennung zur Verfügung.

3.2 Kennzahlen

3.2.1 Substrate

Als Einsatzstoffe werden derzeit Rindergülle, -festmist, Mais- und Ganzpflanzensilage gefüttert. Weitere Informationen sind in Tabelle 4 zu finden. Mit 54 % Maissilage am Substratmix ist der Maisdeckel im neuen EEG 2021 deutlich überschritten.



Tabelle 4: Kennzahlen der Biogasanlage Bayern-3 (Ist-Stand) im Bezugsjahr 2019

Substrateinsatz		
Wirtschaftsdünger		
Rinder- & Schweinegülle	t FM/a	8.900
Rinderfest-, Schafs-, Schweine-, Pferdemist	t FM/a	630
<i>Summe Wirtschaftsdünger</i>	<i>t FM/a</i>	<i>9.530 (± 41 %)</i>
Nachwachsende Rohstoffe		
Maissilage	t FM/a	12.500
Ganzpflanzensilage	t FM/a	1.270
<i>Summe Nachwachsende Rohstoffe</i>	<i>t FM/a</i>	<i>13.770 (± 59 %)</i>
Täglicher Substrateinsatz	t FM/d	63,8
Prozesstechnische Kennzahlen		
Hydraulische Verweilzeit (aktive Stufen)	d	107
Hydraulische Verweilzeit (gasdicht)	d	279
Organische Raumbelastung (aktive Stufen)	kg oTM/(m ³ d)	2,2
Methangehalt im Biogas	%	52
Spez. Methanproduktion	m ³ CH ₄ /t oTM	361
Theoretische spez. Methanproduktion nach KTBL (2021b)	m ³ CH ₄ /t oTM	336
Energieerzeugung und -verwertung		
Stromverwertung		
Eigenstromverbrauch (ohne Satelliten-BHKW)	kWh/a	530.000
Stromerzeugung	kWh/a	7.800.000
HBL Ausnutzungsgrad	%	98
Wärmeversorgung		
Eigenwärmenutzung	kWh _{th} /a	k.A.
Externe Wärmeabgabe	kWh _{th} /a	5.400.000
Anteil Wärmeabgabe an prod. ges. Wärmemenge (Eigenwärme unberücksichtigt)	%	66

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. Die Verweilzeit im gasdichten System und der aktiven Stufe liegt jeweils im oberen Mittelfeld der Biogasanlagen in Deutschland (FNR 2021). Die organische Raumbelastung befindet sich in einem unbedenklichen Bereich. Die spezifische Methanproduktion ist unter Berücksichtigung der Menge an Rindergülle und -festmist höher als es nach KTBL-Richtwerten (2021b) zu erwarten ist. Dies spricht für eine hohe Effizienz des Biogasprozesses.

3.2.3 Strom- und Wärmeverwertung

Die Stromproduktion beläuft sich auf 98 % der Höchstbemessungsleistung (HBL) und ist somit nahezu vollständig ausgelastet. Die externe Wärmenutzung ist an den Satelliten-



Standorten sehr hoch. Am Anlagenstandort ist allerdings noch Potenzial zum Ausbau der Wärmenutzung vorhanden. Aufgrund der Entfernungen zu potenziellen Wärmesenken kann dieses Potenzial momentan allerdings nicht erschlossen werden.

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 den Formaldehyd-Bonus.

Tabelle 5: Erlösübersicht der Biogasanlage Bayern-3 im Jahr 2019 (Ist-Stand)

Stromerlöse		
Spezifische Stromvergütung	ct/kWh _{el}	22,25
Eingespeister Strom	kWh _{el} /a	7.800.000
Stromerlös	€/a	1.735.800
Wärmeerlöse		
Spezifische Wärmevergütung (ohne KWK-Bonus)	ct/kWh _{th}	3,40
Wärmeverkauf	kWh _{th} /a	5.300.000
Wärmeerlöse (ohne KWK-Bonus)	€/a	180.200
Wärmeerlöse (inkl. KWK-Bonus)	€/a	330.000
<hr/>		
Stromerlös	€/a	1.735.800
Wärmeerlös	€/a	180.200
Gesamterlös	€/a	1.916.000

Darüber hinaus erzielt die Biogasanlage durch die kommerzielle Nutzung der erzeugten Wärme der BHKW einen Wärmeerlös (siehe Tabelle 5). Der erzielte Wärmepreis am Satelliten-Standort am Krankenhaus ist zudem am Gaspreis gekoppelt.

3.3.2 Kosten

a) Kapitalkosten

Die Erst- und Folgeinvestitionen der Biogasanlage sind Tabelle 6 zu entnehmen.

Im Jahr 2013 wurden Folgeinvestitionen an der Biogasanlage getätigt. So wurde eine Maschinenhalle mit angegliederten Sozialräumen und eine Vorgrube errichtet. Des Weiteren wurde eine Trocknungsanlage für landwirtschaftliche Erntegüter und ein Schallschutzcontainer angeschafft.



Tabelle 6: Investitionen und Abschreibungen der Biogasanlage Bayern-3 im Jahr 2019 nach Angaben des Betreibers (Ist-Stand)

Gesamtinvestitionen			
		Erstinvestition	Folgeinvestition
Grundstück und Genehmigung	€	250.000	60.000
Erschließung	€	80.000	0
Planung	€	250.000	0
Bauliche Anlagen	€	950.000	265.000
Technische Anlagen	€	2.840.000	118.000
BHKW	€	830.000	0
Gesamtinvestition	€	5.643.000	
Kapitalkosten			
Abschreibung	€/a	491.788	
Zinslast	€/a	44.256	
Kapitalkosten gesamt	€/a	536.045	
Spezifische Kapitalkosten	ct/kWh_{el}	6,87	
Kennzahlen			
Spez. BHKW-Investitionskosten	€/kW _{el} install.	874	
Spez. Investitionskosten	€/kW _{el} HBL	6.228	

Im Vergleich zu anderen Biogasanlagen, die im Rahmen des Projekts und im Biogas-Messprogramm III betrachtet wurden, sind die spezifischen Kapitalkosten als deutlich überdurchschnittlich zu bewerten (FNR 2021). Als Ursache dafür sind vor allem die bereits erfolgte Realisierung der Satelliten-Standorte und des Wärmenetzes zu nennen.

b) Substratkosten

Der größte Kostenfaktor für den Betrieb der Biogasanlage sind die jährlichen Substratkosten. Die Substratkosten befinden sich im oberen Mittelfeld im Vergleich zu anderen Biogasanlagen (siehe Tabelle 7). Die Rinder- und Schweinegülle wird vollständig von landwirtschaftlichen Betrieben in unmittelbarer Umgebung zugekauft und in einer Vorgrube an der Biogasanlage gelagert.



Tabelle 7: Substratkosten der Biogasanlage Bayern-3 „frei Lager“ im Jahr 2019 (Ist-Stand)

NawaRo		
Maissilage	€/t FM	42,56
	€/a	532.000
Hirse-GPS	€/t FM	39,20
	€/a	11.760
Getreide-GPS	€/t FM	33,60
	€/a	19.600
Durchwachsene Silphie	€/t FM	33,60
	€/a	15.120
Wirtschaftsdünger		
Rinder- & Schweinegülle	€/t FM	5,00
	€/a	44.500
Rinderfest-, Schweine-, Schafsmist	€/t FM	9,00
	€/a	4.950
Gesamt		
Gesamtsubstratkosten	€/a	623.034
Spezifische Substratkosten	ct/kWh_{el}	7,99

c) Betriebskosten und Allgemeine Kosten

Die Betriebskosten der Biogasanlage können der Tabelle 8 entnommen werden. Die Personalkosten setzen sich aus den Lohnkosten für den Geschäftsführer, den Anlagenfahrer und einigen saisonalen Aushilfskräften zusammen. Aufgrund der Konstellation des Betriebs muss der Bereitschaftsdienst komplett ausgezahlt werden, sodass die Personalkosten höher ausfallen im Vergleich zu anderen Betrieben.

Tabelle 8: Betriebskosten und Allgemeine Kosten der Biogasanlage Bayern-3 im Jahr 2019 (Ist-Stand)

Betriebs- und Allgemeine Kosten		
Strombezug	€/a	96.000
Schmierstoffe und Betriebsmittel	€/a	30.000
Instandhaltung (Bau)	€/a	15.000
Instandhaltung (Technik und Maschinen)	€/a	65.000
Instandhaltung (BHKW)	€/a	80.000
Prozessbetreuung, Beratung	€/a	10.000
Umweltgutachten	€/a	1.600
Berufsgenossenschaft	€/a	1.000
Versicherung, Beiträge	€/a	25.000
Personal (Geschäftsführer, Anlagenfahrer, saisonale Aushilfskräfte)	€/a	125.000
Buchführung/Verwaltung	€/a	15.000
Gesamtbetriebskosten	€/a	463.600
Spezifische Betriebskosten	ct/kWh_{el}	5,94



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

Tabelle 9: Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis der Biogasanlage Bayern-3 im Jahr 2019 (Ist-Stand)

Leistungen		
Stromerlös	€/a	1.735.800
Wärmeerlös	€/a	180.200
Gesamterlös	€/a	1.916.000
Kosten		
Kapitalkosten	€/a	536.045 (± 33 %)
Spezifische Kapitalkosten	ct/kWh _{el}	6,87
Substratkosten	€/a	623.034 (± 38 %)
Spezifische Substratkosten	ct/kWh _{el}	7,99
Betriebs- und Allgemeine Kosten	€/a	463.600 (± 29 %)
Spezifische Betriebs- und Allg. Kosten	ct/kWh _{el}	5,94
Kosten gesamt	€/a	1.622.679 (± 100 %)
Gesamtübersicht		
Spezifischer Gesamterlös	ct/kWh _{el}	24,56
Spezifische Gesamtkosten	ct/kWh _{el}	20,80
Gewinn	€/a	293.321
Spezifischer Gewinn	€/kW_{el} install.	309
	ct/kWh_{el} prod.	3,76
Gesamtrentabilität	%	5,20

* Kosten abzüglich der Gewinne außerhalb der Stromvergütung



4 Optimierungsstrategien

Die Biogasanlage hat an den beiden Satelliten-Standorten eine sehr hohe Wärmenutzung. Am Anlagenstandort der Biogasanlage selbst findet hingegen bisher lediglich eine Wärmenutzung über die Beheizung der Fermenter und Dienstgebäude sowie über die Trocknung von landwirtschaftlichen Ernteprodukten statt. Ein verbessertes Wärmekonzept am Stammsitz der Anlage mit weiteren Wärmeabnehmern stellt daher ein großes Optimierungspotenzial für den Betrieb dar. Allerdings befindet sich in der näheren Umgebung der Biogasanlage kein Wärmeabnehmer, der an einer Wärmeversorgung interessiert ist.

Aus diesem Grund soll überprüft werden, ob es wirtschaftlich rentabel ist, die Strom- und Wärmeproduktion am Standort zu verringern und das Biogas anderweitig zu verwerten.

Bei einer Standortanalyse im Umkreis von 2 km um die Biogasanlage ergaben sich verschiedene Nutzungsalternativen für das Biogas. Vor allem die Biomethanproduktion stellt eine interessante Alternative dar und es gibt mehrere potentielle Abnehmer.

Der erste potentielle Abnehmer ist eine Rapsölmühle im Nachbarort. Der Betreiber denkt schon länger über den Bau und Betrieb einer Tankstelle für CNG nach. Allerdings führt der notwendige Trassenweg der Mikrogasleitung zur Rapsmühle über versiegelte Fläche, wodurch die Kosten für eine Mikrogasleitung verhältnismäßig hoch ausfallen würden und ein wirtschaftlicher Betrieb vermutlich nicht möglich ist.

Der zweite mögliche Abnehmer ist eine Autobahntankstelle, welche sich in einem Kilometer Entfernung zum Stammsitz der Biogasanlage befindet. An den Betreiber der Tankstelle könnte aufbereitetes Biomethan verkauft werden. Den Verkauf des Biomethans an den Endverbraucher würde dabei der Tankstellenbetreiber übernehmen.

Der dritte mögliche Absatzweg ist ein Verkauf von CNG an einer eigenen Tankstelle an einen externen Standort. Als Standort hierfür kommt ein Grundstück in Frage, welches zur Biogasanlage gehört und sich in unmittelbarer Nähe zu einer Autobahnausfahrt befindet.

Um die Wertschöpfung am Produkt der Biogasanlage möglichst groß zu halten, soll im Folgenden die letztgenannte Möglichkeit betrachtet werden.

Auf dem Grundstück in 1.442 m Entfernung zur Biogasanlage soll dementsprechend eine Tankstelle mit einer Kapazität von 25 m³_{STP} Biomethan pro Stunde errichtet werden, die von den Anlagenbetreibern der Biogasanlage selbst betrieben wird. Da der Kraftstoff vom Endkunden diskontinuierlich abgenommen, die Kraftstoffproduktion jedoch kontinuierlich betrieben werden soll, wird ein 2.280 m³_{STP} großer Gasspeicher verbaut. Dies entspricht der Lagerkapazität der Produktion von zwei Tagen.

Die Versorgung der Tankstelle mit Biomethan soll durch eine Mikrogasleitung erfolgen. Für die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan wird am Stammsitz der Biogasanlage eine Aufbereitungsanlage für das Biogas mit einer Aufbereitungskapazität von 50 m³_{STP}/h Rohgas errichtet.



Bei einer Aufbereitungskapazität von $50 \text{ m}^3_{\text{STP}}/\text{h}$ Rohgas und einer Auslastung von 8.000 h/a werden für die Kraftstoffproduktion jährlich $400.000 \text{ m}^3_{\text{STP}}/\text{a}$ Biogas benötigt.

Um den Erlös aus dem CO_2 Quotenhandel zu steigern, soll zudem die Fütterung auf 60% Wirtschaftsdünger umgestellt werden.

Die Satellitenstandorte sollen im Folgenden unabhängig von der Optimierung weiterhin nach den jeweiligen aktuellen EEGs vergütet werden. Somit handelt es sich im Folgenden nur um einen Teil der Biogasanlage, für den die Post-EEG Strategie berechnet wird. Grund ist die lange Restlaufzeit im EEG und die sehr gute Wärmeausnutzung, die eine Anpassung auf eine andere Optimierungsstrategie wenig sinnvoll erscheinen lässt. Unter den für das EEG 2021 im Projekt getroffenen Annahmen ist bei einem vollständigen Umstieg ins EEG 2021 ein Stromerlös von $19,54 \text{ ct}/\text{kWh}_{\text{el}}$ in Zukunft zu erzielen, während zusätzliche Kosten durch die Anschaffung der BHKW zur Erfüllung der Überbauung anfallen (bei gleichen Kosten wie bisher $1,61 \text{ ct}/\text{kWh}_{\text{el}}$) und die Kapitalkosten um $1,15 \text{ ct}/\text{kWh}_{\text{el}}$ sinken. Somit wäre die Biogasanlage auch im EEG 2021 rentabel, der Gewinn würde aber bei gleichbleibendem Wärmeverkauf auf $1,36 \text{ ct}/\text{kWh}_{\text{el}}$ sinken (Abschreibung bauliche Anlagen entfällt). Eine Erhöhung des spez. Wärmeerlös um $6 \text{ ct}/\text{kWh}$ würde z. B. zu einem spez. Gewinn von $3,12 \text{ ct}/\text{kWh}_{\text{el}}$ führen.



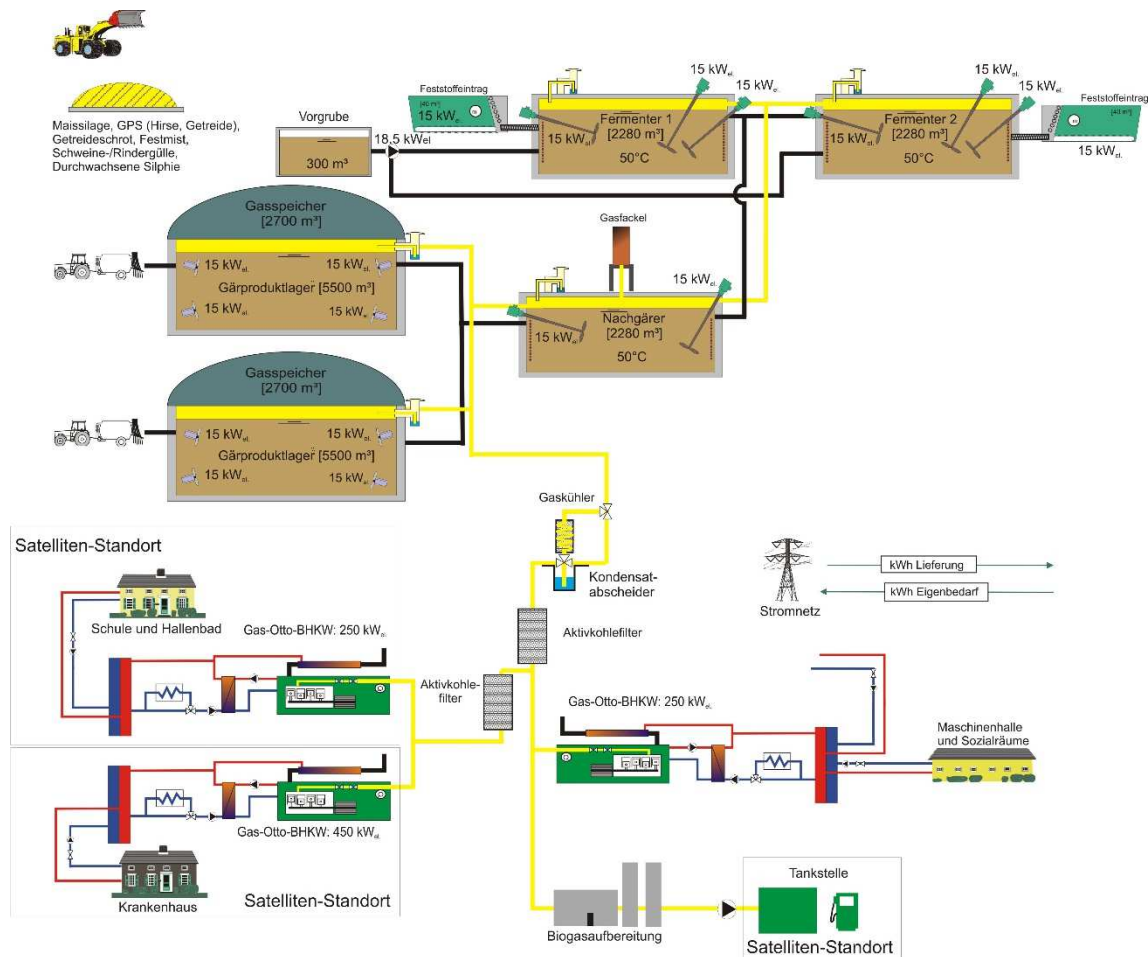


Abbildung 2: Biogasanlage Bayern-3 mit Optimierungsmaßnahmen

4.1 Optimierungsmaßnahme 1: Anpassung der Fütterung

Beim Weiterbetrieb der Biogasanlage soll der Anteil des Wirtschaftsdüngers auf 60 % gesteigert werden, um eine möglichst große THG-Minderung bei der Produktion von BioCNG zu erzielen. Die restlichen 40 % des Substratmix sollen durch die Fütterung von NawaRo erfolgen, wobei das produzierte Biogasvolumen konstant bleiben soll.

4.1.1 Kennzahlen

Wie zuvor beschrieben soll die Substratmenge angepasst werden. Dafür soll Maissilage mit Rinderfestmist substituiert werden. Aufgrund des geringen Methanpotentials pro kg



Frischmasse von Rinderfestmist erhöht sich der tägliche Substrateinsatz. Dies hat auch einen maßgeblichen Einfluss auf die Prozesskennzahlen (siehe Tabelle 10).

Tabelle 10: Substrateinsatz und prozesstechnische Kennzahlen der Biogasanlage Bayern-3 nach Umsetzung der Optimierungsmaßnahme 1 aufgrund der Substitution von Nachwachsenden Rohstoffen mit Wirtschaftsdünger

Substrat		
Wirtschaftsdünger		
Rinder- & Schweinegülle	t FM/a	8.900
Rinderfest-, Schafs-, Schweine-, Pferdemit	t FM/a	7.275
<i>Summe Wirtschaftsdünger</i>	<i>t FM/a</i>	<i>16.175 (± 60 %)</i>
Nachwachsende Rohstoffe		
Maissilage	t FM/a	9.508
Ganzpflanzensilage		1.270
<i>Summe Nachwachsende Rohstoffe</i>	<i>t FM/a</i>	<i>10.778 (± 40 %)</i>
Tägl. Substrateinsatz	t FM/d	73,84
Prozesstechnische Kennzahlen		
Hydraulische Verweilzeit (aktive Stufen)	d	93
Hydraulische Verweilzeit (gasdicht)	d	242
Organische Raumbelastung (aktive Stufen)	kg oTS/(m ³ d)	2,05

Die Verweilzeit ist im Vergleich zum Ist-Stand geringer, allerdings noch immer sehr hoch im Vergleich zum Biogasanlagenbestand in Deutschland (FNR, 2021). Die organische Raumbelastung wurde aufgrund des großen Anteils an Rinderfestmist zusätzlich gesenkt und ist weiterhin niedrig.

4.1.2 Leistungen

Das Methanpotential wird bei der Substratumstellung konstant gehalten. Zudem erfolgt aufgrund der langen Restlaufzeit keine Umstellung in ein neueres EEG der Satellitenstandorte, sodass die Leistungen identisch zum Ist-Stand sind.

4.1.3 Kosten

a) *Kapitalkosten*

Die Kapitalkosten werden durch die Maßnahme nicht beeinflusst. Aufgrund der langen Restlaufzeit der momentanen Förderung wird nicht davon ausgegangen, dass die Abschreibungen für die baulichen Anlagen auslaufen.

b) *Substratkosten*

Es wird von konstanten Substratpreisen ausgegangen, sodass durch die Substitution von Maissilage zu Rinderfestmist Substratkosten eingespart werden. Gleichzeitig sinken die spezifischen Substratkosten auf Basis der getroffenen Annahmen (siehe Tabelle 11).



Tabelle 11: Gesamsubstratkosten nach Umsetzung der Optimierungsmaßnahme 1 für die Biogasanlage Bayern-3

NawaRo		
Maissilage	€/t FM	42,56
	€/a	404.660
Hirse-GPS	€/t FM	39,20
	€/a	11.760
Getreide-GPS	€/t FM	33,60
	€/a	19.600
Durchwachsene Silphie	€/t FM	33,60
	€/a	15.120
Wirtschaftsdünger		
Rindergülle	€/t FM	5,00
	€/a	44.500
Rinderfestmist	€/t FM	9,00
	€/a	65.475
Gesamt		
Gesamsubstratkosten	€/a	561.115
Spezifische Substratkosten	ct/kWh_{el}	7,19

c) Betriebskosten und Allgemeine Kosten

Die Betriebskosten werden durch die Anpassung nicht verändert. Aufgrund des geringen Alters der Biogasanlage werden auch die Instandhaltungskosten als konstant angenommen. Aufgrund der langen Restlaufzeit der momentanen Förderung wird nicht davon ausgegangen, dass die Instandhaltungskosten (Bau) deutlich ansteigen.

4.1.4 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis

Die spezifischen Gesamtkosten verringern sich auf Basis der getroffenen Maßnahmen auf 20,00 ct/kWh. Basierend auf dem kalkulierten durchschnittlichen Stromerlös von 22,25 ct/kWh_{el} ergibt sich somit ein Gewinn aus dem Stromerlös von 175.500 €/a bzw. 2,25 ct/kWh. Der Wärmepreis wird zusätzlich als konstant zum Ist-Stand angenommen, weshalb der Wärmeverkauf einen Erlös von 180.200 €/a generiert. Der somit erzielte Gewinn läge bei 355.700 €/a, bzw. 4,56 ct/kWh.

4.2 **Optimierungsmaßnahme 2: Biomethanaufbereitung und CNG-Tankstelle /Gesamtkonzept**

Die Optimierungsmaßnahme 2 baut auf die veränderte Substratzufuhr aus Optimierungsmaßnahme 1 auf und stellt daher gleichzeitig das Gesamtkonzept dar.

Es soll zusätzlich zur Optimierungsmaßnahme 1, wie bereits beschrieben, ein Teil des Gases zu Biomethan aufbereitet und eine CNG-Tankstelle realisiert werden. Die Biomethanaufbereitung soll dabei mittels Membranverfahren erfolgen.



4.2.1 Kennzahlen

Die Substrate und Prozesskennzahlen des biologischen Prozesses werden gegenüber der Optimierungsmaßnahme 1 nicht verändert.

Die Strom- und Wärmeverwertung am Biogasanlagenstandort wird zugunsten der Biomethanproduktion reduziert. Es soll in Zukunft nur eine Bemessungsleistung von 127 kW realisiert werden. Das restliche Gas soll zu Biomethan aufbereitet werden. Dadurch kann die Aufbereitungsanlage mit einer Kapazität von 50 m³_{STP}/h pro Jahr für 8.000 Stunden betrieben werden.

Der Eigenstrombedarf der Aufbereitungsanlage wird mit 0,25 kWh_{el}/m³ Rohgas angenommen (KTBL 2021a). Zur Berechnung der Tankstelle sind in der Literatur keine Angaben zum Eigenstrombedarf bekannt. Es wird angenommen, dass diese Kosten in den Betriebskosten enthalten sind.

Es wird mit 1 % Methanschlupf bei der Biomethanaufbereitung, einem Methangehalt von 51,5 % und dem Vorliegen von Normbedingungen gerechnet (1013,25 mbar und 273,15 K). Darüber hinaus wird eine Dichte des Biomethans von 0,72 kg/m³ angenommen.

Für den Strombezug des Verdichters der Tankstelle wurde der Kompressor CTA 15.2-16 von Bauer Kompressor zugrunde gelegt (Bauer, 2022).

Tabelle 12: Angenommene Energieerzeugung und -verwertung nach Umsetzung der Optimierungsmaßnahmen der Biogasanlage Bayern-3

Stromverwertung		
Stromerzeugung	kWh/a	6.882.294
Wärmeversorgung		
Externe Wärmeabgabe	kWh _{th} /a	5.120.150
Biomethan		
Biomethanerzeugung	m ³ _{STP} /a	400.000
Ausnutzungsgrad	%	91
Eigenstrombedarf	kWh _{el} /a	100.000
CNG		
CNG Erzeugung	kg/a	146.837
Ausnutzungsgrad	%	100
Stromverbrauch Verdichter	kWh _{el} /a	81.359

4.2.2 Leistungen

Auf Basis der bisherigen Annahmen kann der in Tabelle 13 dargestellte Erlös erzielt werden. Die spez. Stromvergütung ist genauso wie die spez. Wärmeerlöse als konstant angenommen worden.

Für den Erlös des produzierten CNG wird von einem spezifischen Nettoverkaufspreis von 0,74 €/kg_{CNG} (Scholwin und Grope, 2017) ausgegangen. Auf Basis der Substratumstellung



sind CO₂-Einsparungen von 4.368 kg CO_{2,eq} pro t_{CNG} zu erwarten (EU 2018/2001). Als Quotenpreis werden an dieser Stelle 200 €/tCO_{2eq} angenommen.

Tabelle 13: Erlösübersicht nach Umsetzung der Optimierungsmaßnahmen für die Biogasanlage Bayern-3

Stromerlös		
Spezifische Stromvergütung	ct/kWh _{el}	22,25
Eingespeister Strom	kWh _{el} /a	6.882.294
Stromerlös	€/a	1.531.310
CNG-Erlöse		
Biomethanproduktion	m ³ /a	206.000
Spezifischer CNG-Erlös	ct/kg _{CNG}	74
CNG-Erzeugung	kg _{CNG} /a	146.837
CNG-Erlös	€/a	108.659
Angenommener Quotenpreis	€/tCO _{2eq}	200
Angenommene Einsparung	kgCO _{2eq} /t _{CNG}	4.368
Erlös Quotenpreis	ct/kg _{CNG}	87
Erlös Quotenpreis	€/a	127.748
Gesamterlös CNG	€/a	236.408
Gesamterlös		
Stromerlös	€/a	1.531.310
Gesamterlös CNG	€/a	236.408
Wärmeerlös	€/a	176.603
Gesamterlös	€/a	1.944.321

4.2.3 Kosten

a) Kapitalkosten

Die Kosten der CNG-Tankstelle beruhen auf einem konkreten Angebot einer Firma und deren Annahmen, während die Investitionskosten der Aufbereitungsanlage auf Scholwin und Grope (2017) und die Planung und Genehmigung der Aufbereitungsanlage auf Dunkelberger et al. (2015) beruhen. Die genaue Kostenaufstellung und die Gesamtkosten können Tabelle 14 entnommen werden.



Tabelle 14: Annahmen für den Bau der Mikrogasleitung und der technischen Komponenten zur CNG-Herstellung bei Umsetzung der Optimierungsmaßnahme 2 der Biogasanlage Bayern-3 (KTBL 2021a)

Annahmen Bau Gasaufbereitung und Mikrogasleitung		
Investitions- und Installationskosten	€	500.000
Genehmigung	€	10.000
Planung	€	40.000
Gasleitung	€	72.485
Gesamtsumme Mikrogasleitung	€	622.485
Annahmen Bau CNG-Tankstelle		
Investitionskosten	€	183.264
Installationskosten	€	8.800
Planung und Genehmigung	% der Investitionskosten	10
Planung und Genehmigung	€	18.326
Gesamtsumme CNG-Tankstelle	€	210.390
Gesamt		
Bau Mikrogasleitung	€	622.485
Bau CNG-Tankstelle	€	210.390
Gesamtkosten Optimierung	€	832.875

Die resultierenden Abschreibungskosten und die Zinslast (mit 1,5 % Zinsen) sind Tabelle 15 zu entnehmen. Die Abschreibungsdauer wurde über 10 Jahre angenommen.

Tabelle 15: Zusätzliche Kapitalkosten durch die Optimierungsmaßnahme 2 für die Biogasanlage Bayern-3

Zusätzliche Kapitalkosten		
Investitionen	€	832.875
Abschreibung	€/a	83.288
Zinslast	€/a	7.025
Zusätzliche Kapitalkosten	€/a	90.312

Zusätzlich werden bei der folgenden Berechnung alle Kapitalkosten des Ist-Stands aufgrund des jungen Alters der Biogasanlage übernommen.

b) Substratkosten

Die Substratkosten werden durch die Optimierungsmaßnahme 2 nicht beeinflusst und betragen wie bei der ersten Optimierungsmaßnahme 561.115 €/a.

c) Betriebskosten und Allgemeine Kosten

Die Betriebskosten und Allgemeinen Kosten werden nach Scholwin und Grope (2017) angenommen (siehe Tabelle 16).

Für den Strombezug wird mit 21,2 ct/kWh_{el} gerechnet. Dies entspricht dem Wert für Industriekunden im Jahr 2021 nach BDEW (2022). Der Eigenstromverbrauch für das BHKW wird entsprechend der Leistung angepasst, da der Eigenstromverbrauch nicht bekannt war, wurde mit dem Median des Biogas-Messprogramm III (4 % des prod. Stroms) gerechnet.



Die Instandhaltungskosten (Bau) werden wie bereits in Optimierungsmaßnahme 1 nicht verändert.

Tabelle 16: Zusätzliche Betriebskosten und Allgemeine Kosten nach Umsetzung des Gesamtkonzepts der Biogasanlage Bayern-3 im Jahr 2019

Betriebs- und Allgemeine Kosten		
Strombezug Tankstelle und CNG-Tankstelle	€/a	38.448
Strombezug Gesamtanlage	€/a	125.884
Betriebskosten CNG-Tankstelle	€/a	4.045
Sonstige Schmierstoffe und Betriebsmittel	€/a	1.500
Instandhaltung (Technik und Maschinen)	€/a	30.000
Personal	€/a	5.000
Zusätzliche Gesamtbetriebskosten	€/a	78.993
Zusätzliche spezifische Betriebskosten	ct/m³_{STP}	53,80

Insgesamt ergeben sich für die gesamte Anlage somit Betriebskosten von 504.029 €/a.

4.2.4 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis

Aus den Ergebnissen in Tabelle 17 wird ersichtlich, dass das Gesamtkonzept unter den getroffenen Annahmen zwar momentan wirtschaftlich rentabel ist, sich allerdings der Gewinn verringert, sodass von einem Bau der Biomethanaufbereitung und der Tankstelle abgeraten werden muss. Für einen kostendeckenden Betrieb der Tankstelle müssten zusätzlich 57,9 ct/kg_{CNG} Erlöst werden. Über den Quotenpreis könnte dies bei einem Preis von 333 €/tCO_{2eq} erreicht werden.

Deutlich wirtschaftlicher hingegen ist die Substratumstellung, die in Optimierungsoption 1 gerechnet wurde. Unter den getroffenen Annahmen wäre die Umsetzung dieser Option den Betreibern bereits im laufenden Betrieb anzuraten.



Tabelle 17: Erlöse und Kosten des Ist-Standes, der Optimierungsstrategie 1 und des Gesamtkonzepts der Biogasanlage Bayern-3, Bezug des Gesamtkonzepts erfolgt jeweils auf produzierte kWh des Ist-Standes, um eine Vergleichbarkeit zu ermöglichen

Stromerlöse				
		Ist-Stand	Opti. 1	Gesamtkonzept
Spezifische Stromvergütung	ct/kWh _{el}	22,25	22,25	20,33
Eingespeister Strom	kWh _{el} /a	7.800.000	7.800.000	6.882.294
Stromerlös	€/a	1.735.800	1.735.800	1.399.170
Wärmeerlöse				
Spezifische Wärmevergütung	ct/kWh _{th}	3,40	3,40	3,45
Wärmeverkauf	kWh _{th} /a	5.300.000	5.300.000	5.120.150
Wärmeerlös	€/a	180.200	180.200	176.603
CNG-Erlöse				
Spezifischer Erlös	ct/kWh _{th}	0	0	161
CNG Produktion	kg _{CNG} /a	0	0	146.837
CNG Erlös	€/a	0	0	236.407
Kosten				
Spezifische Kapitalkosten	ct/kWh _{el}	6,87	6,87	8,03*
Spezifische Substratkosten	ct/kWh _{el}	7,99	7,19	7,19*
Spezifische Betriebs- und Allgemeine Kosten	ct/kWh _{el}	5,94	5,94	6,46*
Gesamtübersicht				
Spezifischer Gesamterlös	ct/kWh _{el}	24,56	24,56	24,93*
Spezifische Gesamtkosten	ct/kWh _{el}	20,80	20,00	21,68*
Spezifischer Gewinn	ct/kWh _{el}	3,76	4,56	3,25*
Gesamtrentabilität	%	5,20	6,31	4,49*

*bezogen auf die Stromproduktion des Ist-Standes

4.2.5 Sensitivitätsanalyse

Zur weiteren Bewertung ist eine Sensitivitätsanalyse der CNG-Gestehungskosten durchgeführt worden (Tabelle 18).

Tabelle 18: Sensitivitätsanalyse zum Gesamtkonzept der Optimierungsmaßnahmen für die Biogasanlage Bayern-3

Änderungen durch Maßnahme				
		Kapitalkosten (+/- 10 %)	Substratkosten (+/- 10 %)	Betriebskosten (+/- 10 %)
Spez. Gesamtkosten	ct/kWh _{el}	+/- 0,80	+/- 0,72	+/- 0,65

Maßgeblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben auch die Kosten des Rinderfestmists, die bei dem gesteigerten Bedarf deutlich teurer werden könnten aufgrund der längeren benötigten Transportwege. Bei einem Anstieg des Preises um 50 % (9 €/t_{FM} auf 13,5 €/t_{FM}) steigen z. B. die Kosten des CNG um 22,30 ct/kg_{CNG} auf 2,41 €/kg_{CNG}.



Die Wirtschaftlichkeit der Biomethanaufbereitung und der Tankstelle sind maßgeblich vom CNG-Preis und vom CO₂-Preis abhängig. Auch der Gewinn der Gesamtanlage wird durch beide Parameter beeinflusst, wie in Abbildung 3 zu sehen ist.

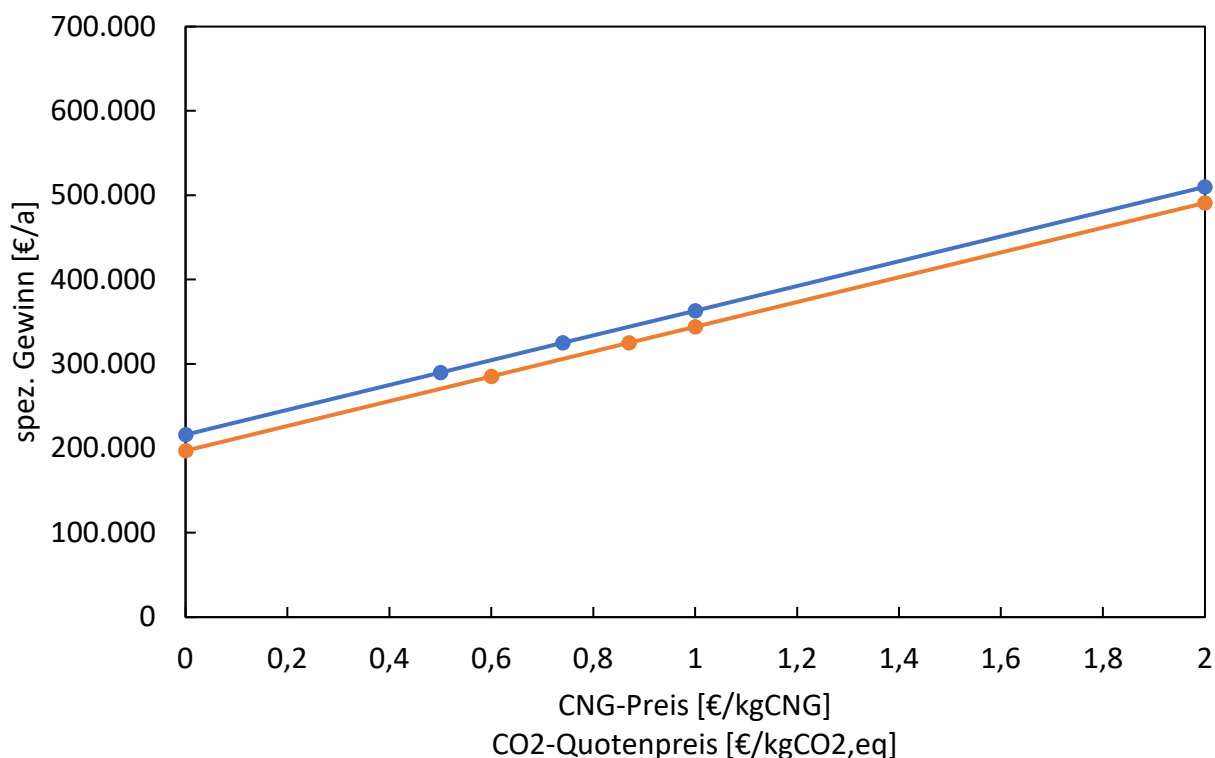


Abbildung 3: Gewinn der Biogasanlage Bayern-3 nach Umsetzung der Optimierungsoptionen in Abhängigkeit des CNG Preises und des Quotenpreises

Da mit einem Anstieg des CNG-Preises und des CO₂-Preises zu rechnen ist, könnte das untersuchte Konzept in Zukunft rentabel werden.

4.3 Fazit der Optimierungsstrategien

Auf Basis der Ergebnisse und aufgrund der noch langen Restlaufzeit im EEG 2021 ist dem Anlagenbetreiber anzuraten, die Maßnahme „CNG-Tankstelle“ noch nicht durchzuführen. Im Falle der vorgestellten Biogasanlage ist der Bau einer Biomethanaufbereitung und einer Tankstelle aufgrund der geringen Menge, die aufbereitet werden soll, nicht zu empfehlen. Die geringe Menge beruht darauf, dass nur auf der Biogasanlage produziertes Biogas aufbereitet werden soll, da nur dort kein Wärmekonzept und kein potenzieller Wärmeabnehmer vorhanden ist. Allerdings ist diese Anlage bereits sehr gut aufgestellt um auch in einem zukünftigen EEG einen wirtschaftlichen Betrieb sicherzustellen. Die Situation wurde 2021 nochmals verbessert in dem der spezifische Wärmeerlös auf 5 ct/kW_{th} erhöht und die BHKW am Krankenhaus und am Anlagenstandort flexibilisiert wurden. Eine Substratumstellung, Flexibilisierung oder der Betrieb einer Tankstelle könnte dennoch in Zukunft, in Abhängigkeit der Marktentwicklung, weitere Mehrerlöse generieren. Mit der Substratumstellung die in der 1. Optimierungsmaßnahme gerechnet wurde, konnte z. B. ein positives Betriebsergebnis erzielt werden, sodass bei Erzielung der angenommenen Preise



die Umsetzung der Maßnahme in Erwägung gezogen werden sollte. Im Falle der Tankstelle sollte die Preisentwicklung von Biomethan und des CO₂-Quotenhandels abgewartet werden. Des Weiteren ist in Zukunft mit einer Reduzierung der Investitionskosten für Biomethananlagen und Tankstellen zu rechnen, was das Konzept zusätzlich wirtschaftlich rentabler machen könnte.



Literatur

BMU (2021): Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), Fassung vom 16. Juli 2021 vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist.

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

Dunkelberg, E.; Salecki, S.; Weiß, J.; Rothe, S.; Böning, G. (2015): Biomethan im Energiesystem: Ökologische und ökonomische Bewertung von Aufbereitungsverfahren und Nutzungsoptionen. Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW).

EU 2018/2001: Richtlinie (EU) 2018/2001 Des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung).

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

KTBL (2013): Faustzahlen Biogas. Stand 2013; Darmstadt, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL).

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.

Scholwin, F.; Grope, J. (2017): Durchführbarkeitsstudie - Biogas als Kraftstoff aus landwirtschaftlichen und kommunalen Reststoffen in Neukirch/Lausitz. Weimar: Agrar-gemeinschaft Oberland GmbH, Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie Sachsen.

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

