

## Machbarkeitsstudie im Projekt „ProBiogas“ für die Praxisbiogasanlage „NDS-3“



© anonym

Verena Wilken | Landwirtschaftskammer Niedersachsen

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



4.1.4	Betriebskosten und Allgemeine Kosten .....	21
4.1.5	Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis .....	22
4.1.6	Sensitivitätsanalyse .....	23
4.2	Fazit der Optimierungsstrategien.....	23
Literatur	.....	24



## 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 zunächst anhand der Durchführung einer techno-ökonomischen Analyse ausgewählter Biogasanlagen-Modelle (KTBL-Betriebsmodelle) und dann 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 „NDS-3“ soll einen umfassenden Substratwechsel techno-ökonomisch vorstellen und bewerten. Bei der Substratwahl ist darauf zu achten, dass für den Satelliten-Standort, der noch weitere zwei Jahre im alten EEG laufen soll, der Trockenfermentationsbonus weiter bezogen werden soll.

## 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 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 Strobel (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

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

Die Substratpreise wurden vom Betreiber erfragt und erfasst. Die Preise werden „frei Lager“ 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 werden auf die produzierte Strommenge im Bezugsjahr bezogen. Die Gesamtrentabilität wird berechnet als das Verhältnis von Gewinn im Bezugsjahr zu den Gesamtinvestitionskosten.



## 2.2 Annahmen für die Berechnungen der Optimierungsoptionen

Die Berechnung der Optimierungsoptionen macht eine Reihe von Annahmen nötig.

### 2.2.1 Allgemeine Annahmen

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

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

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

### 2.2.2 Annahmen Leistungen

Als Grundlage für alle Berechnungen, die eine Förderung nach dem EEG 2021 mit sich bringen, dienen die Vorgaben des EEG nach Stand 10.6.2021. Es wird zudem von einem Gebotszuschlag, der dem Maximalgebot entspricht (18,4 ct/kWh<sub>el</sub>), ausgegangen. Um die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Maßnahmen bewerten zu können, wird außerdem für jede Optimierungsmaßnahme, die einen Übergang ins EEG 2021 vorsieht, die 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 <sub>el</sub>	0,56
3-fache Überbauung	ct/kWh <sub>el</sub>	0,65
4-fache Überbauung	ct/kWh <sub>el</sub>	0,73

### 2.2.3 Annahmen Kapitalkosten

Bei Bauwerken wie Fermentern, 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 erläutert.



### 3 Ist-Stand

Die Biogasanlage NDS-3 liegt im Landkreis Uelzen und wird von elf Landwirten betrieben (siehe Tabelle 3). Die Anlage liegt in einer Ackerbauregion – alle elf angegliederten Betriebe sind reine Pflanzenbaubetriebe ohne Viehhaltung.

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

Allgemeine Informationen		
Standort	Uelzen (Niedersachsen)	
Betriebsform	GmbH & Co. KG (11 Gesellschafter)	
Genehmigung	BlmSchG	
Vergütung nach EEG	Jahr	2004
Direktvermarktung	Ja/Nein	Ja
Inbetriebnahmejahr	Jahr	2005/2007
Installierte elektrische Leistung	kW <sub>el</sub>	3.030 (am Standort: 1.870; 1.160 am Satellit, an den das Gas verkauft wird)
El. Höchstbemessungsleistung (HBL)	kW <sub>el</sub>	1.470 (am Standort 970; Satellit: 500)

Die Anlage mit dem Satelliten hat eine Höchstbemessungsleistung von insgesamt 1.470 kW<sub>el</sub> und eine installierte Leistung von 3.030 kW<sub>el</sub>. Die Anlage wurde 2005 in Betrieb genommen, 2007 folgte der Satellit. Beide werden momentan nach EEG 2004 vergütet, wobei der Satellit von einem anderen Betreiber geführt wird und das Gas dorthin verkauft wird.

Mit dem Ende des ersten Vergütungszeitraums im Jahr 2025 müsste die Anlage in die Ausschreibung wechseln, der Satellit im Jahr 2027.

#### 3.1 Anlagenbeschreibung

Die Biogasanlage besitzt ein beheiztes Gärvolumen von 6.855 m<sup>3</sup> und ein gasdichtes Gärvolumen von 19.743 m<sup>3</sup> (siehe Abbildung 1).





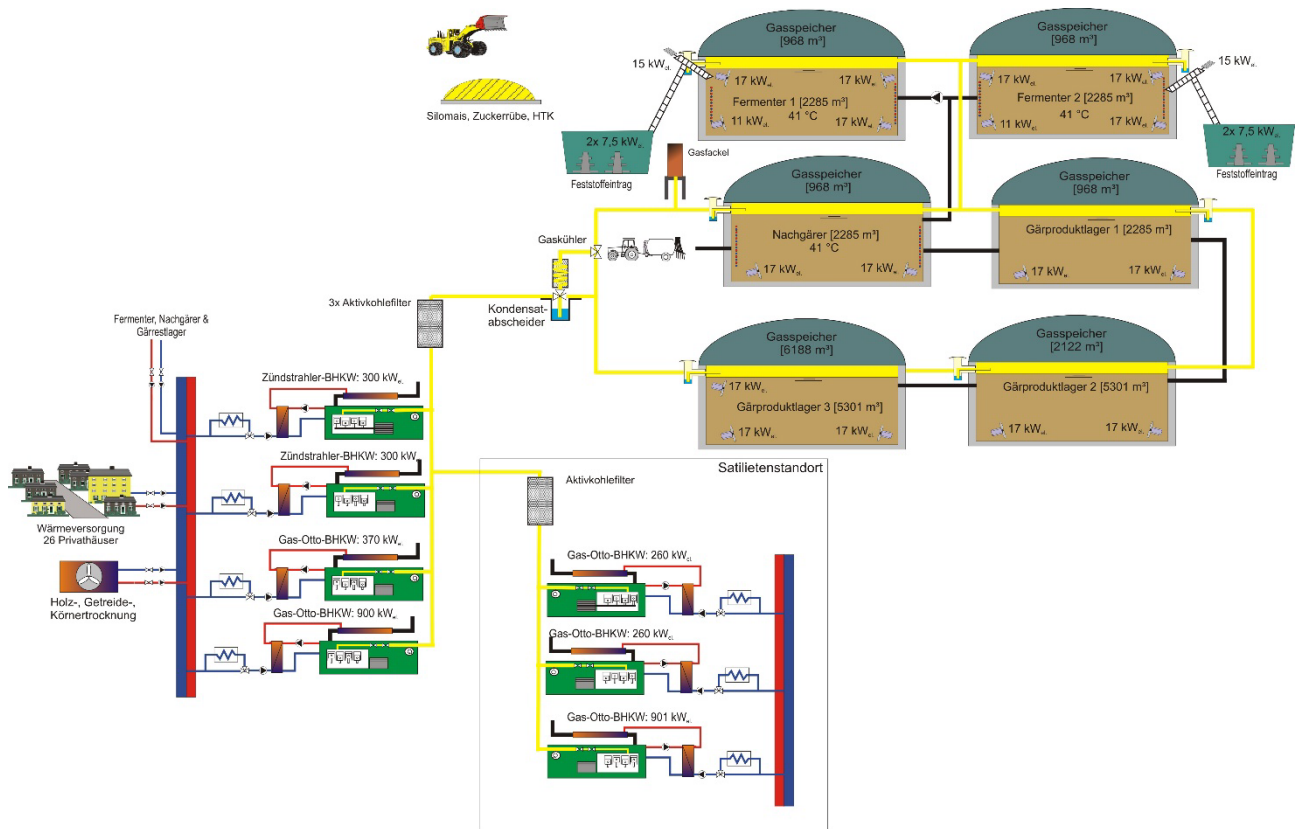


Abbildung 1: Anlagenschema der Biogasanlage NDS-3 (Quelle: Verena Wilken; Illustration: Universität Hohenheim)

### 3.1.1 Substratbereitstellung und -einbringung

Die nachwachsenden Rohstoffe werden von den Landwirten ab Feld gekauft und direkt an der Anlage einsiliert. Der Hühner trockenkot (HTK) wird regelmäßig angeliefert und an der Anlage zwischengelagert.

Die Fütterung direkt vom Silo in die beiden ca. 30 t fassenden Feststoffbehälter erfolgt ein- bis zweimal täglich mit einem Radlader. Vom Feststoffeintrag wird die Silage per Futterschnecke in den Fermenter transportiert.

### 3.1.2 Fermenterkaskade

Die Biogasanlage besteht aus sechs Behältern, die alle mit einem Tragluftdach ausgestattet sind (siehe Abbildung 1). Die beiden Fermenter werden direkt beschickt und zwischen Fermenter 1 und 2 kann das Substrat hin und her gepumpt werden.

Die beiden Fermenter, der Nachgärer sowie das Gärprodukt (GPL) 1 haben jeweils ein nutzbares Fermentervolumen von 2.285 m<sup>3</sup>, die beiden nachgeschalteten GPL (GPL 2 und 3) sind mit jeweils 5.301 m<sup>3</sup> größer. In allen Behältern sind Tauchmotorrührwerke verbaut, in den Fermentern jeweils vier (3 x 17 kW, 1 x 11 kW) und im Nachgärer sowie den ersten beiden GPL jeweils zwei mit 17 kW, im GPL 3 befinden sich nochmals drei Tauchmotorrührwerke mit 17 kW. Geheizt wird in den ersten drei Behältern auf 41° C. Nur



die drei beheizten Behälter sind auch isoliert, jedoch sind alle sechs Behälter mit einem gasdichten Tragluftdach abgedeckt. Die Gärproduktentnahme erfolgt aus GPL 1.

### **3.1.3 Biogasverwertung**

Das Biogas wird aus dem Nachgärer und den drei GPL zur Gasverwertung geleitet. In den Gasleitungen befinden sich Kondensatschächte. Den BHKW an der Anlage sind ein Gaskühler, ein Verdichter sowie drei Aktivkohlefilter vorgeschaltet. An den Satelliten wird das gekühlte und verdichtete Gas geleitet und vor Ort nacherwärmt. Auch am Satelliten befindet sich ein Aktivkohlefilter, an beiden Standorten ist eine fest montierte Gasfackel installiert (s. Abbildung 1).

Die Biogasverwertung (Vor-Ort-Verstromung) erfolgt mit vier Blockheizkraftwerken (BHKW) an der Anlage mit einer Gesamtleistung von 1.870 kW<sub>el</sub>. Vom produzierten Strom wird nur der Überschuss eingespeist. Zudem wird Gas an den 500 m (Luftlinie) entfernten Satelliten verkauft. Dort erfolgt eine weitere Vor-Ort-Verstromung mittels drei BHKW, welche insgesamt eine installierte Leistung von 1.160 kW<sub>el</sub> haben.

## **3.2 Kennzahlen**

### **3.2.1 Substrate**

Als Substrate werden mit 97 % hauptsächlich nachwachsende Rohstoffe eingesetzt und zwar Maissilage, welche mit 81 % den größten Anteil ausmacht, und Zuckerrüben. Die restlichen 3 % sind Hühnertrockenkot (HTK) (siehe Tabelle 4).



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

<b>Substrateinsatz</b>		
<b>Wirtschaftsdünger</b>		
HTK	t FM/a	809
<i>Summe Wirtschaftsdünger</i>	<i>t FM/a</i>	<i>809 (± 3 %)</i>
<b>Nachwachsende Rohstoffe</b>		
Maissilage	t FM/a	21.614
Zuckerrüben	t FM/a	4.137
<i>Summe Nachwachsende Rohstoffe</i>	<i>t FM/a</i>	<i>25.751 (± 97 %)</i>
<b>Täglicher Substrateinsatz</b>	<b>t FM/d</b>	<b>72,8</b>
<b>Prozesstechnische Kennzahlen</b>		
Hydraulische Verweilzeit (aktive Stufen)	d	94
Hydraulische Verweilzeit (gasdicht)	d	271
Organische Raumbelastung (aktive Stufen)	kg oTM/(m <sup>3</sup> · d)	3,24
Methangehalt im Biogas	%	52
Spez. Methanproduktion	m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /t oTM	365
Theoretische Spez. Methanproduktion nach KTBL	m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /t oTM	352
<b>Energieerzeugung und –verwertung</b>		
<b>Stromverwertung</b>		
Eigenstromverbrauch	kWh/a	ca. 800.000
Stromeinspeisung an der Anlage	kWh/a	6.443.486
Stromeinspeisung aus Gasverkauf am Satelitten	kWh/a	3.974.662
<i>Stromeinspeisung gesamt</i>	<i>kWh/a</i>	<i>10.418.148</i>
<i>Stromproduktion gesamt (inkl. Eigenstrom)</i>	<i>kWh/a</i>	<i>11.218.148</i>
HBL Ausnutzungsgrad	%	81
<b>Wärmeverwertung</b>		
Eigenwärmenutzung (geschätzt)	kWh <sub>th</sub> /a	ca. 525.600
Externe Wärmeabgabe	kWh <sub>th</sub> /a	4.620.699
Anteil Wärmeabgabe an prod. ges. Wärmemenge (Eigenwärme unberücksichtigt, nur Anlage)	%	58

HBL = Höchstbemessungsleistung

Nach dem neuen Maisdeckel im EEG 2021 dürfen maximal 40 % Mais und Getreide eingesetzt werden. Hier wird für die maislastige Anlage NDS-3 eine massive Umstellung notwendig sein.

### 3.2.2 Prozesskennzahlen

Die hydraulische Verweilzeit im aktiven (= beheizten) System beträgt 94 Tage und im gasdichten 271 Tage. Bei einem Wechsel in die Ausschreibung muss eine Verweilzeit von 150 Tagen im gasdichten System eingehalten werden was durch die drei gasdichten Gärrestlager sogar deutlich überschritten wird.

Die organische Raumbelastung im aktiven System (also bezogen auf die ersten drei Behälter) der Anlage NDS-3 ist mit 3,24 kg oTM/(m<sup>3</sup> d) im unbedenklichen Bereich.



Die spezifische Methanproduktion ist aufgrund der energiereichen Substrate Mais und Zuckerrüben sehr hoch.

### 3.2.3 Strom- und Wärmeverwertung

Die Stromproduktion von Anlage und Satellit lag im Jahr 2019 bei 11.218.148 kWh<sub>el</sub>. Die Anlage ist Überschusseinspeiser, somit ergab sich nach Abzug des Eigenbedarfs eine eingespeiste Strommenge von 10.418.148 kWh<sub>el</sub>, womit die HBL von 1.470 kW zu 81 % ausgenutzt wurde (siehe Tabelle 4).

Die durch die BHKW am Anlagenstandort produzierte Wärme wurde zu 58 % genutzt bzw. 62 % der nach Abzug des Eigenbedarfs noch zur Verfügung stehenden Wärme wurde genutzt. Extern wird die Wärme zur Wärmeversorgung von diversen Privathäusern im Dorf zu einem Preis von derzeit 2,7 ct/kWh<sub>th</sub> verkauft. Darüber hinaus wird mit der Wärme eine Trocknungsanlage zur Trocknung von Wirtschaftsgütern betrieben. Diese steht den Kommanditisten zum Selbstkostenpreis zur Verfügung.

## **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 Besonderheit der Anlage besteht darin, dass der Satellit einen anderen Eigentümer hat. Im Folgenden werden nicht die Einnahmen durch den Stromverkauf am Satelliten berücksichtigt, sondern der Erlös aus dem Gasverkauf.

Die Anlage wird über das EEG 2004 vergütet. Sie erhält neben der Grundvergütung den NawaRo-, den Emissionsminderungs-, den Technologie- bzw. Trockenfermentations- sowie den KWK-Bonus. An der Anlage gibt es zusätzlich eine Flexibilitätsprämie. Insgesamt wird der Strom an der Anlage mit 21,81 ct/kWh<sub>el</sub> vergütet. Das Gas wird momentan für 6,3 ct/kWh<sub>Hs</sub> (Brennwert) abgegeben. Der Gasverkauf an den Satelliten erbrachte im Jahr 2019 Einnahmen in Höhe von 662.263,16 €. Da aus dem Gas 3.974.662 kWh<sub>el</sub> Energie erzeugt wurden, entspricht die Vergütung umgerechnet 16,66 ct/kWh<sub>el</sub> und im Durchschnitt mit der Anlage zusammen 19,85 ct/kWh<sub>el</sub>. Hinzu kommt ein Mehrerlös durch die Direktvermarktung für den Standort Anlage. Insgesamt konnte im Jahr 2019 durch Stromeinspeisung und Gasverkauf ein Erlös von 2.089.479 € generiert werden (siehe Tabelle 5).



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

<b>Stromerlöse</b>		<b>Anlage</b>	<b>Satellit</b>	<b>Gesamt</b>
Stromvergütung	ct/kWh <sub>el</sub>	21,81	16,67	19,85
Eingespeister Strom	kWh <sub>el</sub> /a	6.443.486	3.974.662	10.418.148
Stromerlös/Erlös aus Gasverkauf	€/a	1.405.523	662.263	2.067.786
Erlös Vorteil Direktvermarktung	€/a	21.693	-	21.693
<b>Wärmeerlöse</b>				
Wärmevergütung (ohne KWK-Bonus)	ct/kWh <sub>th</sub>		0,77	
Wärmeverkauf	kWh <sub>th</sub> /a		4.620.699	
Wärmeerlöse (ohne KWK-Bonus)	€/a		35.690	
Wärmeerlöse (inkl. KWK-Bonus)	€/a		124.542	
<b>Sonstige Erlöse</b>				
Sonstiges (Pacht, Maschinenmiete etc.)	€/a		2.386	
<b>Gesamterlös</b>				
Strom- + Gaserlös inkl. Direktvermarktung	€/a		2.089.479	
Wärmeerlös	€/a		35.690	
Sonstige Erlöse	€/a		2.386	
<b>Gesamterlös</b>	<b>€/a</b>		<b>2.127.555</b>	

Die Wärme wurde im Jahr 2019 mit durchschnittlich 0,77 ct/kWh<sub>th</sub> vermarktet (inkl. Trocknung), wodurch mit einem Wärmeverkauf von 4.620.699 kWh<sub>th</sub> ein Erlös von 35.690 €/a erwirtschaftet werden konnte. Dazu kamen sonstige Einnahmen in Höhe von 2.386 €. Im Jahr 2019 wurden somit insgesamt 2.127.555 € eingenommen.

### 3.3.2 Kosten

Die laufenden Kosten der Anlage im Bezugsjahr gliedern sich in Kapitalkosten, Substratkosten sowie Betriebs- und Allgemeine Kosten. Die spezifischen Kapital-, Substrat- und Betriebskosten, welche auf die Kilowattstunde bezogen sind, werden hier auf die eingespeiste Strommenge bezogen und nicht auf die produzierte Strommenge (inkl. Eigenbedarf).

#### a) *Kapitalkosten*

Die Erst- und Folgeinvestitionen der Anlage sind Tabelle 6 zu entnehmen. Das Grundstück ist keinem Betrieb direkt angegliedert und wurde extra für die Anlage erworben. Erschließungskosten sowie Kosten für Planung und Genehmigung konnten nicht gesondert angegeben werden, diese sind in anderen Positionen bereits verrechnet.

Die Folgeinvestitionen sind für alle Positionen relativ hoch, da zwei Jahre nach der Inbetriebnahme noch der Satellit installiert wurde. Zusätzlich entfallen auf die Folgekosten das Gärproduktlager, der Pufferspeicher sowie das Nahwärmenetz.



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

<b>Gesamtinvestitionen</b>			
		<b>Erstinvestition</b>	<b>Folgeinvestition</b>
Grundstück	€	68.367	51.802
Erschließung	€	0	0
Planung & Genehmigung	€	0	0
Bauliche Anlagen	€	648.450	2.229.085
Technische Anlagen	€	239.995	777.994
BHKW	€	390.344	1.210.624
Maschinen	€	0,00	183.821
Sonstiges	€	11.924	22.775
<b>Gesamtinvestition</b>	<b>€</b>	<b>5.835.181</b>	
<b>Kapitalkosten</b>			
Abschreibung	€/a	390.088	
Zinslast	€/a	35.677	
<b>Kapitalkosten gesamt</b>	<b>€/a</b>	<b>425.765</b>	
<b>Spezifische Kapitalkosten</b>	<b>ct/kWh<sub>el</sub></b>	<b>4,09</b>	
<b>Kennzahlen</b>			
Spez. BHKW-Investitionskosten	€/kW <sub>el</sub> install.	856	
Spez. Investitionskosten	€/kW <sub>el</sub> HBL	Ohne Satellit: 6.617 Mit Satellit: 4.367	

Im Vergleich zu den im Biogasmessprogramm III geprüften Anlagen liegt die Anlage NDS-3 mit den spezifischen BHKW-Kosten etwas über dem Durchschnitt von 849 €/kW<sub>el</sub> (FNR 2021). Die spezifische Investitionssumme liegt mit dem Satelliten leicht unter dem Literaturwert von 4.935 €/kW<sub>el</sub> HBL, ohne den Satelliten deutlich darüber.

#### b) Substratkosten

Die nachwachsenden Rohstoffe Mais und Zuckerrüben werden den Landwirten ab Feld abgekauft. Die in Tabelle 7 aufgeführten Preise sind „frei Lager“ und enthalten somit bereits die Kosten für den Transport, die Einlagerung und Silierverluste. Verrechnet mit den Substratmengen aus Als Substrate werden mit 97 % hauptsächlich nachwachsende Rohstoffe eingesetzt und zwar Maissilage, welche mit 81 % den größten Anteil ausmacht, und Zuckerrüben. Die restlichen 3 % sind Hühnertrockenkot (HTK) (siehe Tabelle 4).

Tabelle 4 ergeben sich Kosten in Höhe von 1.197.435 € im Jahr 2019 für nachwachsende Rohstoffe. Der HTK wird für 12 €/t zugekauft und macht mit 9.700 €/a den deutlich geringeren Teil an den Substratkosten aus.



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

<b>NaWaRo</b>		
Maissilage	€/t FM	48,52
	€/a	1.048.630
Zuckerrüben	€/t FM	35,97
	€/a	148.805
<b>Wirtschaftsdünger</b>		
HTK	€/t FM	12,00
	€/a	9.700
<b>Gesamt</b>		
Gesamtsubstratkosten	€/a	1.207.135
Gärproduktlogistik	€/a	7.348
<b>Substrat- + Gärproduktkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>1.214.483</b>
<b>Spezifische Substratkosten</b>	<b>ct/kWh<sub>el</sub></b>	<b>11,66</b>

Für die Abfuhr der Gärprodukte werden Logistikkosten getragen, welche mit 7.348 €/a zu Buche schlagen. Die spezifischen Substratkosten liegen mit 11,66 ct/kWh<sub>el</sub> im Vergleich der anderen Anlagen im Projekt sehr hoch, was dem sehr hohen NawaRo-Anteil und den hohen spezifischen Kosten der Maissilage geschuldet ist.

#### c) Betriebskosten und Allgemeine Kosten

Die Betriebskosten sowie die allgemeinen Kosten der Biogasanlage können Tabelle 8 entnommen werden. Zu den allgemeinen Kosten zählen unter anderem die Personal- sowie die Instandhaltungskosten für die Anlage. An Personalkosten wurden im Jahr 2019 2.500 Stunden z. B. für Füttern, Dokumentation, Reparaturen, Management etc. abgerechnet.



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

<b>Betriebs- und Allgemeine Kosten</b>		
Strombezug/Zählergebühr	€/a	872
Zündöl	€/a	4.186
Sonstige Schmierstoffe und Betriebsmittel	€/a	6.147
Instandhaltung (Bau)	€/a	3.040
Instandhaltung (Technik und Maschinen)	€/a	41.537
Instandhaltung (BHKW)	€/a	83.075
Prozessbetreuung und Beratung	€/a	1.973
Gärhilfsstoffe und Zusätze	€/a	8.199
Sonstiges (Fremdleistungen, Material, Handelsware)	€/a	4.921
Gutachten	€/a	3.250
Versicherung, Beiträge (inkl. Berufsgenossenschaft)	€/a	24.112
Personal (Anlagenfahrer + Geschäftsführer)	€/a	91.314
Buchführung und Verwaltung	€/a	12.503
Sonstiges (Steuern, Bewirtung, PKW, etc.)	€/a	23.433
<b>Gesamtbetriebskosten</b>	<b>€/a</b>	<b>308.562</b>
<b>Spezifische Betriebskosten</b>	<b>ct/kWh<sub>el</sub></b>	<b>2,96</b>

Die spezifischen Betriebskosten sind mit 2,96 ct/kWh<sub>el</sub> im Vergleich zu den anderen Anlagen im Projekt sehr gering. Dabei ist zu beachten, dass durch die Überschusseinspeisung die Kosten für den Strombezug hier entfallen. Dafür dürften die Substratkosten etwas höher liegen, da aus der Substratmenge nicht nur der eingespeiste Strom produziert wird, sondern auch der Eigenstrombedarf gedeckt werden muss.

### 3.3.3 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis

Die Einnahmen aus Strom und Gas teilen sich etwa in 2/3 an der Anlage und 1/3 aus dem Gasverkauf an den Satelliten auf. Hinzu kommen geringere Einnahmen für Wärme und Sonstiges, so dass im Jahr 2019 ein Gesamterlös in Höhe von 2.127.555 €/a generiert wurde (siehe Tabelle 9).

Die Kosten werden zu 62 % durch die Substrate verursacht, womit der Anteil im Vergleich zu den anderen im Projekt betrachteten Anlagen sehr hoch liegt. Insgesamt kamen im Jahr 2019 Kosten in Höhe von 1.948.801 € zustande. Mit spezifischen Gesamtkosten in Höhe von 18,71 ct/kWh<sub>el</sub> lag die Anlage etwa bei dem im BMP III ermittelten Mittelwert von 18,9 ct/kWh<sub>el</sub> der untersuchten Anlagen (FNR 2021).





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

<b>Leistungen</b>		
Stromerlös/Erlös aus Gasverkauf	€/a	2.089.479
Wärmeerlös	€/a	35.690
Sonstige Erlöse	€/a	2.386
<b>Gesamterlös</b>	<b>€/a</b>	<b>2.127.555</b>
<b>Kosten</b>		
Kapitalkosten	€/a	425.756 ( $\cong$ 22 %)
Spezifische Kapitalkosten	ct/kWh <sub>el</sub>	4,09
Substratkosten	€/a	1.214.483 ( $\cong$ 62 %)
Spezifische Substratkosten	ct/kWh <sub>el</sub>	11,66
Betriebs- und Allgemeine Kosten	€/a	308.562 ( $\cong$ 16 %)
Spezifische Betriebs- und Allgemeine Kosten	ct/kWh <sub>el</sub>	2,96
<b>Kosten gesamt</b>	<b>€/a</b>	<b>1.948.801 (<math>\cong</math> 100 %)</b>
<b>Gesamtübersicht</b>		
Spezifischer Gesamterlös	ct/kWh <sub>el</sub>	20,42
Spezifische Gesamtkosten	ct/kWh <sub>el</sub>	18,71
<b>Gewinn</b>	<b>€/a</b>	<b>178.754</b>
<b>Spezifischer Gewinn</b>	<b>ct/kWh<sub>el</sub> prod.</b>	<b>1,72</b>
<b>Gesamtrentabilität</b>	<b>%</b>	<b>2,8</b>

Der Gewinn der Anlage NDS-3 lag im Jahr 2019 bei 178.754 €, womit sie wirtschaftlich betrieben wurde. Der spezifische Gewinn lag bei 1,72 ct/kWh<sub>el</sub>, womit sie im Vergleich zu den im Biogasmessprogramm III betrachteten Anlagen deutlich unter dem Mittelwert von 4,59 ct/kWh<sub>el</sub> sowie unter dem Median von 3,92 ct/kWh<sub>el</sub> liegt (FNR 2020). Die Gesamtrentabilität (hier berechnet als das Verhältnis von Gewinn im Bezugsjahr zu den Gesamtinvestitionskosten) ist mit 2,8 % sehr gering.



## 4 Optimierungsstrategien

Die Gesellschafter dieser im Landkreis Uelzen gelegenen Biogasanlage haben sich drei Jahre vor dem Ende der ersten Förderperiode noch nicht entschieden, ob die Anlage an der Ausschreibung teilnehmen soll.

Um über die Teilnahme an der Ausschreibung eine Förderung im EEG 2021 zu bekommen, müssen einige Parameter eingehalten werden. Im Ist-Stand waren die Mindestverweildauer sowie die mindestens 2,2fache Überbauung sowohl an der Anlage als auch am Satelliten gegeben. Handlungsbedarf besteht bei der Einhaltung des Maisdeckels, der mit 81 % Mais stark überschritten ist. Somit muss eine **Substratanpassung** berechnet werden.

### 4.1 Optimierungsmaßnahme: Substratanpassung

Der produzierte Strom aller BHKW am Anlagenstandort soll nach EEG 2021 vergütet werden, weshalb für die Anlage NDS-3 die Anpassung des Masseanteils der Maissilage vorzusehen ist.

#### 4.1.1 Kennzahlen

Die Kennzahlen zur Strom- und Wärmeproduktion und -verwertung ändern sich nicht im Vergleich zum Ist-Stand. Substrate und prozesstechnische Kennzahlen ändern sich aber durch die Anpassung an den Maisdeckel.

Bei der Zusammenstellung einer neuen Substratration müssen verschiedene Aspekte bedacht werden. Da der Satellit erst zwei Jahre nach der Anlage in das neue EEG wechseln würde, müssen die Anforderungen beider EEGs parallel erfüllt werden. Somit muss der neue Maisdeckel eingehalten werden und gleichzeitig darf der Trockenfermentationsbonus nicht aufs Spiel gesetzt werden. Es müssen also Substrate eingesetzt werden, deren Trockensubstanzgehalt in der Regel über 30 % liegt, die in der Region (kostengünstig) verfügbar sind und die die Lagerraumkapazität nicht zusätzlich belasten. Da von einer gleichbleibenden Bemessungsleistung zum Ist-Stand ausgegangen werden soll, muss in der Summe auch der gleiche Methanertrag erreicht werden.



Tabelle 10: Substrateinsatz und prozesstechnische Kennzahlen an der Biogasanlage NDS-3 nach der Optimierungsmaßnahme im Vergleich zum Ist-Stand

<b>Substratmengen</b>			
Substrat	Einheit	Substrateinsatz 2019	Substrateinsatz nach Opt. 1
<b>Wirtschaftsdünger</b>			
Rindergülle separiert	t FM/a	0	3.000
Hühner trockenkot (HTK)	t FM/a	809	2.250
<i>Summe Wirtschaftsdünger</i>	<i>t FM/a</i>	<i>809 (± 3 %)</i>	<i>5.250 (± 20 %)</i>
<b>Nachwachsende Rohstoffe</b>			
Maissilage	t FM/a	21.614 (± 81)	9.000 (± 34 %)
Sorghum	t FM/a	0	3.863
Getreideganzpflanzensilage (GPS)	t FM/a	0	3.000
Zuckerrübensilage	t FM/a	4.137	4.000
Getreidekorn	t FM/a	0	1.470 (± 6 %)
<i>Summe Nachwachsende Rohstoffe</i>	<i>t FM/a</i>	<i>25.751 (± 97 %)</i>	<i>21.333 (± 80 %)</i>
<b>Täglicher Substrateinsatz</b>	<b>t/d</b>	<b>72,8</b>	<b>72,8</b>
<b>Prozesstechnische Kennzahlen</b>			
Prozesstechnische Kennzahl	Einheit	Kennwerte 2019	Kennwerte Opt. 1
Hydraulische Verweilzeit (aktiv)	d	94	94
Hydraulische Verweilzeit (gasdicht)	d	271	271
Organische Raumbelastung	kg oTM/(m <sup>3</sup> · d)	3,24	3,41

In der neuen Ration wurde der Anteil Maissilage von 81 auf 34 % verringert (siehe Tabelle 10). Dazu kommen 6 % Getreidekorn, so dass der Maisdeckel gerade eingehalten wird. Der Anteil Zuckerrübensilage bleibt etwa gleich zum Ist-Stand und der Anteil HTK wird von 3 auf 8 % erhöht. Neu hinzu kommen Sorghum und GPS mit 15 bzw. 11 %. Die eingesetzte Masse pro Tag verändert sich nicht, so dass auch die prozesstechnischen Kennzahlen kaum verändert werden.

#### 4.1.2 Leistungen

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

Grundsätzlich wird hier vom Erhalt des Höchstgebotspreises von 18,4 ct/kWh<sub>el</sub> ausgegangen. In diesem Fall wird von gleicher Stromproduktion wie im Ist-Stand ausgegangen, wobei eine Eigenstromnutzung im EEG 2021 nur eingeschränkt möglich ist und somit die 800.000 kWh<sub>el</sub> Eigenstrom aus dem Ist-Stand der Einspeisung zugerechnet werden können. Damit bleibt die Anlage mit der eingespeisten Energiemenge trotzdem noch unter den 45 % der installierten Leistung, die als minimale Flexibilisierung im EEG 2021 vorgeschrieben ist. Für die Anlage am Standort der Biogasanlage wurde bisher eine Flexibilitätsprämie bezogen. Da vom rechtlichen Stand Juni 2021 ausgegangen wird, erhält sie an diesem Standort keinen Flex-Zuschlag in der zweiten Förderperiode. Es wird aber von einem Mehrerlös für die Direktvermarktung ausgegangen (siehe Tabelle 11).



Das Gas wurde bisher an den Satelliten zu einem Preis von 6,3 ct/kWh H<sub>s</sub> (Brennwert) verkauft. Da der Satellit noch zwei Jahre länger im alten EEG vergütet werden kann, bleibt der Preis bis zum Wechsel in die Ausschreibung gleich und sollte für den Zeitraum danach neu verhandelt werden. Ein Vorschlag für einen neu verhandelten Preis wäre, sich die Differenz, die sich am Satelliten zwischen alter und neuer Vergütung ergibt, zu teilen und auf den Gaspreis umzulegen. Hieraus würde sich eine Verringerung des Gaspreises auf 5,55 ct/kWh H<sub>s</sub> ergeben. Im Durchschnitt über die zehn Jahre wird deshalb mit 5,7 ct/kWh H<sub>s</sub> gerechnet.

Tabelle 11: Stromerlös der Biogasanlage NDS-3 nach Umsetzung der Optimierungsmaßnahme unter Annahme einer gleichbleibenden Bemessungsleistung zum Ist-Stand

<b>Stromerlös Biogasanlage</b>		
Grundvergütung	ct/kWh <sub>el</sub>	18,40
Mehrerlös Direktvermarktung*	ct/kWh <sub>el</sub>	0,56
Stromvergütung gesamt	ct/kWh <sub>el</sub>	18,96
Eingespeister Strom	kWh <sub>el</sub> /a	7.243.486
Stromerlös	€/a	1.373.365
<b>Gaserlös Satellit</b>		
Gaspreis	ct/kWh H <sub>s</sub>	5,7
Gasmenge verkauft	kWh H <sub>s</sub> /a	10.721.893
Erlös Gasverkauf	€/a	611.148
<b>Gesamterlös Strom/Gas</b>		
<b>Gesamt</b>	<b>€/a</b>	<b>1.984.513</b>

\*2,5 fach überbaut, Annahme Mehrerlös siehe Tabelle 2

Zusammen mit den Wärmeeinnahme und weiteren Einnahmen, die gegenüber dem Ist-Stand konstant gehalten wurden, ergibt sich für die Anlage NDS-3 bei Umsetzung der Optimierungsmaßnahme ein Gesamterlös von 2.022.589 €/a.

#### 4.1.3 Kosten

##### a) *Kapitalkosten*

Die Substratumstellung hat keinen Einfluss auf die Kapitalkosten. Es wird in den Machbarkeitsstudien aber davon ausgegangen, dass bauliche Anlagen zum Zeitpunkt des Wechsels abgeschrieben sind. Daraus ergeben sich noch Kapitalkosten in Höhe von 288.906 €/a und spezifische Kapitalkosten von 1,90 ct/kWh<sub>el</sub> (Satellit mit eingerechnet).

##### b) *Substratkosten*

Zusammen mit den neuen Substratmengen aus Tabelle 10 ergeben sich für die Optimierungsoption die Substratkosten in Tabelle 12.



Tabelle 12: Gesamtsubstratkosten nach der Optimierungsmaßnahme aufgrund der Anpassung an das EEG 2021 für die Biogasanlage NDS-3

<b>NaWaRo</b>		
Maissilage	€/t FM	48,52
	€/a	436.680
Zuckerrüben	€/t FM	35,97
	€/a	143.880
Sorghum	€/t FM	36,00
	€/a	139.068
GPS	€/t FM	42,00
	€/a	126.000
Getreidekorn	€/t FM	195,00
	€/a	286.650
<b>Wirtschaftsdünger</b>		
HTK	€/t FM	12,00
	€/a	27.000
Rindergülle separiert	€/t FM	2,00
	€/a	6.000
<b>Gesamt</b>		
Gesamtsubstratkosten	€/a	1.165.278
Gärproduktlogistik	€/a	7.348
<b>Substrat- + Gärproduktkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>1.172.626</b>
<b>Spezifische Substratkosten</b>	<b>ct/kWh<sub>el</sub></b>	<b>10,45</b>

Durch die Substratumstellung sinken die Gesamtsubstratkosten um 41.857 €/a auf insgesamt 1.172.626 €/a und die spezifischen Substratkosten auf 7,72 ct/kWh<sub>el</sub> (Satellit mit eingerechnet).

#### 4.1.4 Betriebskosten und Allgemeine Kosten

Die Betriebskosten werden weitestgehend als konstant zum Ist-Stand angenommen. Der Betrag für die Instandhaltungskosten (Bau) wird im Vergleich zum Ist-Stand verdoppelt und insgesamt mit 6.080 €/a angenommen. Zudem muss der Zukauf des benötigten Eigenstroms von 800.000 kWh/a zusätzlich berücksichtigt werden. Bei einem Preis von 17 ct/kWh (Annahme analog zu den Betriebsmodellen) ergeben sich Kosten von 136.000 €/a, die Kosten für Strombezug/Zählergebühren aus dem Ist-Stand in Höhe von 872 €/a entfällt dafür (siehe Tabelle 13).

Tabelle 13: Zusätzliche Betriebs- und allgemeine Kosten der Biogasanlage NDS-3 aufgrund der Anpassung durch die Optimierungsmaßnahme

<b>Zusätzliche Betriebs- und Allgemeine Kosten nach Optimierungsmaßnahme</b>		
Instandhaltung Bauwerke	€/a	3.040
Stromkosten	€/a	135.128
<b>Zusätzliche Betriebs- und Allgemeine Kosten gesamt</b>	<b>€/a</b>	<b>138.168</b>



Insgesamt erhöhen sich die Betriebskosten damit um 138.168 €/a auf 446.730 €/a, wodurch die spezifischen Betriebskosten auf 3,98 ct/kWh<sub>el</sub> ansteigen.

#### 4.1.5 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis

Die Anlage NDS-3 würde mit den getroffenen Annahmen bei einem Wechsel in die Ausschreibung im Rahmen des EEG 2021 weiterhin einen Gewinn verzeichnen (siehe Tabelle 14). Der Erlös sinkt durch den geringen Höchstgebotspreis zwar deutlich, aber die Kosten fallen ebenfalls etwas geringer im Vergleich zum Ist-Stand aus. Dies liegt hauptsächlich daran, dass bauliche Anlagen für den Zeitpunkt des Wechsels in die Ausschreibung als abgeschrieben angenommen werden und für diese Optimierung keine weiteren Investitionen notwendig werden. Der spezifische Gewinn verringert sich auf 1,02 ct/kWh<sub>el</sub>.

Tabelle 14: Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis der Biogasanlage NDS-3 nach Umsetzung der Optimierungsmaßnahme

Parameter	Einheit	Ist-Stand	Optimierung
<b>Leistungen</b>			
Spezifische Stromvergütung	ct/kWh <sub>el</sub>	21,81	18,4
Eingespeister Strom	kWh <sub>el</sub> /a	6.443.486	7.243.486
Stromerlös (inkl. Direktvermarktung)	€/a	1.427.216	1.373.365
Spezifische Gasvergütung	ct/kWh H <sub>S</sub>	6,3	5,7
Gasverkauf	kWh H <sub>S</sub> /a	10.512.111	10.721.893
Erlös Gasverkauf	€/a	662.263	611.148
Spezifische Wärmevergütung	ct/kWh <sub>th</sub>	0,77	0,77
Wärmeverkauf	kWh <sub>th</sub> /a	4.620.699	4.620.699
Wärmeerlös	€/a	35.690	35.690
Sonstige Erlöse	€/a	2.386	2.386
<b>Gesamterlös</b>	<b>€/a</b>	<b>2.127.555</b>	<b>2.022.589</b>
<b>Kosten</b>			
Kapitalkosten	€/a	425.756 (± 22 %)	288.906 (± 15 %)
Spezifische Kapitalkosten	ct/kWh <sub>el</sub>	4,09	2,58
Substratkosten	€/a	1.214.483 (± 62 %)	1.172.626 (± 62 %)
Spezifische Substratkosten	ct/kWh <sub>el</sub>	11,66	10,45
Betriebs- und Allgemeine Kosten	€/a	308.562 (± 16 %)	446.730 (± 23 %)
Spezifische Betriebs- und Allg. Kosten	ct/kWh <sub>el</sub>	2,96	3,98
<b>Kosten gesamt</b>	<b>€/a</b>	<b>1.948.801 (± 100 %)</b>	<b>1.908.262 (± 100 %)</b>
<b>Gesamtübersicht</b>			
Spezifischer Gesamterlös	ct/kWh <sub>el</sub>	20,42	18,03
Spezifische Gesamtkosten	ct/kWh <sub>el</sub>	18,71	17,01
<b>Gewinn</b>	<b>€/a</b>	<b>178.754</b>	<b>114.326</b>
<b>Spezifischer Gewinn</b>	<b>ct/kWh<sub>el</sub></b>	<b>1,72</b>	<b>1,02</b>
<b>Gesamtrentabilität</b>	<b>%</b>	<b>2,8</b>	<b>1,2</b>

Die Substratkosten machen mit 62 % der Kosten immer noch einen sehr hohen Anteil aus.



#### 4.1.6 Sensitivitätsanalyse

Im Folgenden soll der Einfluss der Kostenpositionen Kapitalkosten, Substratkosten und Betriebskosten auf die Wirtschaftlichkeit mittels Sensitivitätsanalyse untersucht werden (siehe Tabelle 15). Mit den getroffenen Annahmen beträgt der Grenzwert für einen Zuschlag, ab dem Gewinn erwirtschaftet wird, für die Anlage NDS-3 16,82 ct/kWh. Die sehr hohen Substratpreise für die Anlage bewirken, dass Schwankungen in diesem Bereich das Betriebsergebnis am stärksten beeinflussen. So würde ein Anstieg der Substratkosten um 10 % bedeuten, dass ein Zuschlag von 18,44 ct/kWh notwendig wäre, um wirtschaftlich zu bleiben, was aber über dem Höchstgebotswert liegt und somit nicht möglich ist.

Tabelle 15: Sensitivitätsanalyse zum Gesamtkonzept der Optimierungsmaßnahmen für die Biogasanlage NDS-3

Änderungen durch Maßnahme		Kapitalkosten (+/- 10 %)	Substratkosten (+/- 10 %)	Betriebskosten (+/- 10 %)
Spezifische Gesamtkosten	ct/kWh <sub>el</sub>	+/- 0,40	+/-1,62	+/- 0,62

Das Betriebsergebnis kann durch viele Faktoren, insbesondere auch durch die Inflation, negativ beeinflusst werden und ein zusätzlicher Erlös zur Sicherung des Einkommens wäre gut. Eine weitere Stellschraube sind die Wärmeeinnahmen. Unter Beachtung der aktuellen Entwicklungen kann die Wärme für mehr als 2,7 ct/kWh vermarktet werden. Ein Anstieg des Wärmeverkaufspreises mit der verkauften Wärmemenge aus dem Ist-Stand auf 6 ct/kWh würde bereits Mehreinnahmen von 43.621 €/a bedeuten.

#### 4.2 **Fazit der Optimierungsstrategien**

Für die Anlage NDS-3 kann ein Wechsel in die nächste Förderperiode stattfinden, wenn mit den Betreibern des Satelliten eine sinnvolle Einigung für den Gaspreis gefunden wird. Dies kann einen Stufenplan beinhalten, da der Satellit noch zwei Jahre länger in der ersten Förderperiode hat. Auch bei der berechneten Substratumstellung wurde dies berücksichtigt, da neben dem neuen Maisdeckel auch die Anforderungen für den Bezug des Trockenfermentationsbonus beibehalten werden mussten. Geht der Satellit zwei Jahre später auch in die Ausschreibung, könnte das Substrat nochmals mit unseparierter Rindergülle angepasst werden, wodurch möglicherweise nochmals Kosten eingespart werden könnten. Zur Sicherstellung eines positiven Betriebsergebnisses ist den Betreibern anzuraten, den Wärmeverkaufspreis ebenfalls neu zu verhandeln.



## Literatur

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

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

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

