

ProBiogas-Studie an Praxisanlage

Machbarkeitsstudie für Biogasanlage „Thüringen-1“



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.....	9
3.1	Anlagenbeschreibung.....	9
3.1.1	Substratbereitstellung und -einbringung	10
3.1.2	Fermenterkaskade.....	10
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.....	14
4	Optimierungsstrategien	16
4.1	Optimierungsmaßnahme: Anpassung EEG 2021 und der Fütterung	16
4.1.1	Kennzahlen	17
4.1.2	Leistungen	18
a)	Kapitalkosten	18
b)	Substratkosten	19
4.1.3	Betriebskosten und Allgemeine Kosten	19



4.1.4	Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis.....	20
4.1.5	Sensitivitätsanalyse	21
4.2	Fazit der Optimierungsstrategien.....	22
Literatur	23



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 „Thüringen-1“ soll die Flexibilisierung der Stromproduktion durch eine Reduktion der Bemessungsleistung techno-ökonomisch vorstellen und bewerten.

2 Durchführung und Annahmen

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

Es wurden Biogasanlagen aus den Bundesländern Baden-Württemberg, Bayern, Niedersachsen und Thüringen ausgewählt, um ein breites Spektrum 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).

$$A = KW * \frac{q^N(q-1)}{q^N-1} \quad (1)$$

A = Gesamtkosten/Annuität in €/a

KW = Kapitalwert in €

N = Abschreibedauer in Jahren

$$q = 1 + i_{kalk}$$

i_{kalk} = Kalkulationszinssatz in %

$$Z = A - \frac{KW}{N} \quad (2)$$

Z = Zinslast in €/a

Die Substratpreise wurden vom Betreiber erfragt und erfasst. Die Preise sind als „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 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 notwendige Änderung aufgrund der Vorgaben des EEG 2021 ohne weitere Optimierungsmaßnahme gerechnet.

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



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

Spezifischer Erlös Direktvermarktung		
2,2-fache Überbauung (Mindestanforderung EEG 2021)	ct/kWh _{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, Gärrestlagern, Fahrsilos, etc. wird davon ausgegangen, dass keine Alternativnutzung möglich ist, sodass angenommen wird, dass diese keinen Restwert nach der Abschreibungsdauer besitzen. Zudem wird angenommen, dass diese bei Umsetzung der Optimierungsstrategie vollständig abgeschrieben sind. Gleichzeitig wird angenommen, dass die Bauwerke eine Nutzungsdauer von über 30 Jahren besitzen, somit fallen im 10-jährigen Weiterbetrieb keine Fixkosten (Abschreibung und Zinsen) für diese Anlagenteile an.

Alle anderen Anlagenteile, deren Nutzungsdauer während des 10-jährigen Betrachtungszeitraums für den Weiterbetrieb ausläuft, werden durch neue Anlagenteile ersetzt. Der Investitionsbedarf für neue Anlagenteile wird aus aktuellen Angeboten oder aus der KTBL-Biogasanlagen-Datenbank (Preise werden in dieser mit einem Preisindex fortgeschrieben) entnommen (KTBL 2021a). Der Zinssatz wird zu 1,5 % angenommen.

Es wird davon ausgegangen, dass alle Anlagenkomponenten, die eine längere Laufzeit als 10 Jahre besitzen, trotzdem über 10 Jahre abgeschrieben werden. Dies soll der Unsicherheit der weiteren Förderung über die 10 Jahre hinaus Rechnung tragen und somit den Worst Case abdecken. Wenn im Einzelfall eine längere Abschreibung aufgrund einer Folgenutzung geplant ist, ist dies gesondert erwähnt.

2.2.4 Annahmen Substratkosten

Kosten für die Gärrestausrückführung und die Substrate wurden identisch zum Ist-Stand behandelt.

2.2.5 Annahmen Betriebskosten und Allgemeine Kosten

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



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



3 Ist-Stand

Die Biogasanlage Thüringen-1 liegt im Kreis Saale-Holzland und ist an einen landwirtschaftlichen Betrieb, der 2018 Hektar landwirtschaftliche Nutzfläche sowie 1.150 Milchkühe und die dazugehörige Nachzucht umfasst, angegliedert.

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

Allgemeine Informationen		
Standort	Saale-Holzland (Thüringen)	
Betriebsform	GmbH & Co KG	
Genehmigung	BlmSchG	
Vergütung nach EEG	Jahr	2004
Direktvermarktung	Ja/Nein	Nein
Inbetriebnahmejahr	Jahr	2002
Installierte elektrische Leistung	kW _{el}	526
Elektrische Höchstbemessungsleistung (HBL)	kW _{el}	500

3.1 Anlagenbeschreibung

Die Biogasanlage besitzt ein beheiztes Gärvolumen von 4.050 m³ (siehe Abbildung 1).

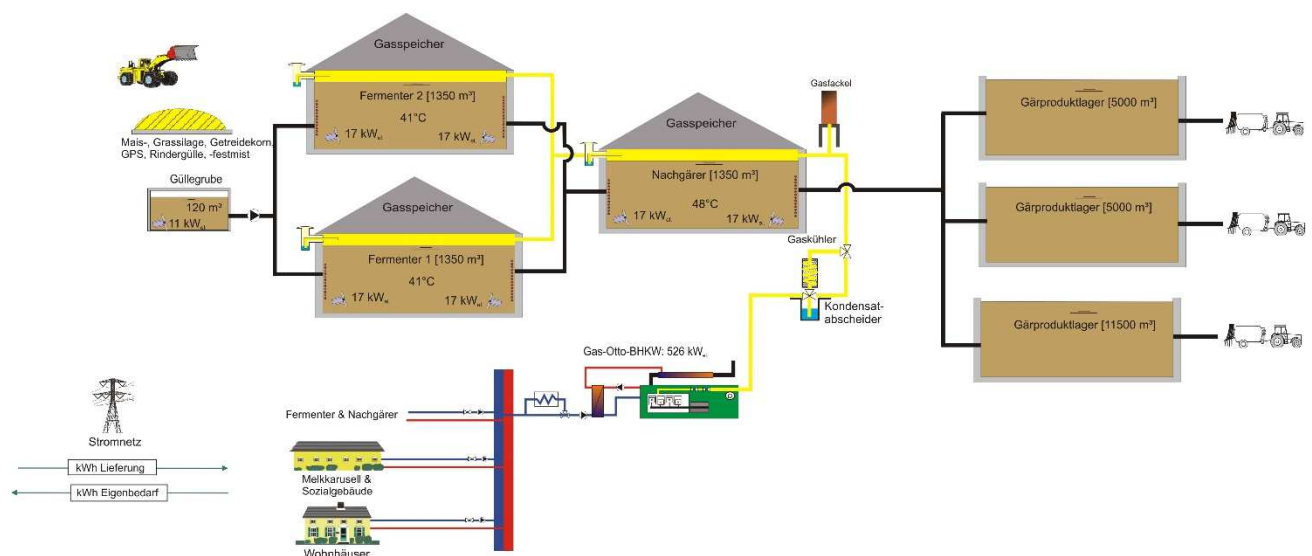


Abbildung 1: Anlagenschema der Biogasanlage Thüringen-1 (Quelle und Illustration: Universität Hohenheim)

Die Biogasverwertung erfolgt mit einem Blockheizkraftwerk (BHKW) am Anlagenstandort mit einer installierten Leistung von 526 kW_{el}.



3.1.1 Substratbereitstellung und -einbringung

Der größte Anteil der festen Substrate wird in einer Fahrsiloanlage in unmittelbarer Nähe zur Vorgrube gelagert. Lediglich 2,8 % werden in einer 4,8 km entfernten Fahrsiloanlage gelagert und müssen zum Betriebsstandort transportiert werden.

Die Feststoffe gelangen ebenso wie die Gülle aus dem Stall in eine Vorgrube, die mit einem Rührwerk ausgestattet ist. Aus der Vorgrube wird das Substrat jeweils mit einer Exzentrerschneckenpumpe in je einen Fermenter befördert.

3.1.2 Fermenterkaskade

Die beiden Fermenter sind jeweils mit einer Gashaube ausgestattet. Die Durchmischung des Fermenterinhalts geschieht durch zwei Tauchmotorrührwerke in 4,4/60 bzw. 6,2/60 Minuten Intervallen. Über einen freien Überlauf gelangt das Gärsubstrat aus den Fermentern in den Nachgärer, der ebenfalls mit einer Gashaube ausgestattet ist. Die Durchmischung des Behälterinhalts erfolgt mit zwei Tauchmotorrührwerken in 1,5/58,5 Minuten bzw. 5,2/60 Minuten Intervallen. Über einen Überlauf gelangt das Gärsubstrat in eines der Gärproduktlager. Alle drei Gärproduktlager sind nicht an das gasdichte System angeschlossen und verfügen insgesamt über eine Lagerkapazität von 21.500 m³.

3.1.3 Biogasverwertung

Das entstandene Biogas gelangt vom Foliengasspeicher über den Nachgärer zur Gasentfeuchtung, bevor es dem Gas-Otto-Motor zugeführt wird. Das BHKW wird jährlich 8.525 Stunden unter Volllast betrieben. Das produzierte Biogas wird biologisch und mittels Aktivkohlefilter entschwefelt. 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 Grassilage sowie Getreidekorn gefüttert. Weitere Informationen sind in Tabelle 4 zu finden.



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

Substrateinsatz		
Wirtschaftsdünger		
Rindergülle	t FM/a	42.020
Rinderfestmist	t FM/a	1.280
<i>Summe Wirtschaftsdünger</i>	<i>t FM/a</i>	<i>43.300 (± 96 %)</i>
Nachwachsende Rohstoffe		
Maissilage	t FM/a	1.760
Grassilage	t FM/a	27
Getreidekorn	t FM/a	230
<i>Summe Nachwachsende Rohstoffe</i>	<i>t FM/a</i>	<i>2.017 (± 4 %)</i>
Täglicher Substrateinsatz	t FM/d	124,2
Prozesstechnische Kennzahlen		
Hydraulische Verweilzeit (aktive Stufen)	d	33
Hydraulische Verweilzeit (gasdicht)	d	33
Organische Raumbelastung (aktive Stufen)	kg oTM/(m ³ d)	1,05
Methangehalt im Biogas	%	55
Spez. Methanproduktion	m ³ CH ₄ /t oTM	243
Theoretische Spez. Methanproduktion nach KTBL	m ³ CH ₄ /t oTM	231
Energieerzeugung und -verwertung		
Stromverwertung		
Eigenstromverbrauch	kWh/a	268.648
Stromerzeugung	kWh/a	4.131.600
HBL Ausnutzungsgrad	%	94
Wärmeversorgung		
Eigenwärmenutzung	kWh _{th} /a	2.144.400
Externe Wärmeabgabe	kWh _{th} /a	692.500
Anteil Wärmeabgabe an prod. ges. Wärmemenge (Eigenwärme unberücksichtigt)	%	17

k.A. = keine Angabe

HBL = Höchstbemessungsleistung

3.2.2 Prozesskennzahlen

Die hydraulische Verweilzeit im gasdichten System ist deutlich unter den im EEG 2021 geforderten 150 Tagen. Die Verweilzeit im gasdichten System und der aktiven Stufe ist zudem im Vergleich zu anderen Biogasanlagen in Deutschland sehr niedrig (FNR 2021). Die organische Raumbelastung befindet sich jedoch in einem unbedenklichen Bereich. Die spezifische Methanproduktion ist unter Berücksichtigung der Menge an Rindergülle und -festmist höher als dieses nach KTBL (2021) zu erwarten ist. Dies spricht für eine hohe Effizienz des biologischen Prozesses.

3.2.3 Strom- und Wärmeverwertung

Die Stromproduktion beläuft sich auf 94 % der Höchstbemessungsleistung (HBL) und ist somit nahezu vollständig ausgelastet. Die externe Wärmenutzung bietet noch



Optimierungspotenzial. Aufgrund der großen Güllemenge wird allerdings bereits 50% der Wärme für die Erwärmung der Fermenter und Nachgärer benötigt.

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-, den KWK-, den Technologie- Bonus sowie den Formaldehyd-Bonus.

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

Stromerlöse		
Spezifische Stromvergütung	ct/kWh _{el}	20,7
Eingespeister Strom	kWh _{el} /a	4.131.600
Stromerlös	€/a	855.230
Wärmeerlöse		
Spezifische Wärmevergütung (ohne KWK-Bonus)	ct/kWh _{th}	6,14
Wärmeverkauf	kWh _{th} /a	692.500
Wärmeerlöse (ohne KWK-Bonus)	€/a	42.498
Wärmeerlöse (inkl. KWK-Bonus)	€/a	63.271
Stromerlös	€/a	855.230
Wärmeerlös	€/a	42.498
Gesamterlös	€/a	897.728

Darüber hinaus erzielt die Biogasanlage durch die kommerzielle Nutzung der erzeugten Wärme des BHKW einen Wärmeerlös (siehe Tabelle 5).

3.3.2 Kosten

a) Kapitalkosten

Die Erst- und Folgeinvestitionen der Biogasanlage sind Tabelle 6 zu entnehmen. Aufgrund dessen, dass das Grundstück zum angegliederten landwirtschaftlichen Betrieb gehörte, wurden keine Kosten dafür berechnet.

Die Folgeinvestitionen beinhalten die Errichtung der Gärrestlager (2012), sowie den Austausch eines BHKW (2018).



Tabelle 6: Investitionen und Abschreibungen der Biogasanlage Thüringen-1 im Jahr 2019 nach Angabe Betreiber (Ist-Stand)

Gesamtinvestitionen			
		Erstinvestition	Folgeinvestition
Grundstück und Genehmigung	€	10.000	0
Erschließung	€	54.800	0
Planung	€	35.800	0
Bauliche Anlagen	€	448.000	282.174
Technische Anlagen	€	168.900	0
BHKW	€	339.695	454.570
Gesamtinvestition	€	1.793.939	
Kapitalkosten			
Abschreibung	€/a	44.498	
Zinslast	€/a	8.253	
Kapitalkosten gesamt	€/a	52.750	
Spezifische Kapitalkosten	ct/kWh_{el}	1,08	
Kennzahlen			
Spez. BHKW-Investitionskosten	€/kW _{el} install.	864	
Spez. Investitionskosten	€/kW _{el} HBL	3.588	

Die sehr niedrigen Kapitalkosten beruhen darauf, dass die BHKW bereits 2019 abgeschrieben waren. Zudem nimmt der Betreiber als Abschreibungsdauer für die Genehmigung, Erschließung, Planung und die baulichen Anlagen jeweils 25 Jahre an bzw. für die technischen Anlagen 15 Jahre.

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

b) Substratkosten

Der größte Kostenfaktor für den Betrieb der Biogasanlage sind die jährlichen Substratkosten. Die Substratkosten befinden sich im Mittelfeld im Vergleich zu anderen Biogasanlagen (siehe Tabelle 7). Alle Substrate werden vollständig von dem angegliederten landwirtschaftlichen Betrieb zugekauft. Für Silagen wurden pauschal Silierverluste von 12% angenommen und auf die „frei Silo“ Preise aufgeschlagen (KTBL 2021a).



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

NawaRo		
Maissilage	€/t FM	39,20
	€/a	68.992
Grassilage	€/t FM	33,60
	€/a	907
Getreidekorn	€/t FM	145,60
	€/a	33.488
Wirtschaftsdünger		
Rindergülle	€/t FM	4,00
	€/a	168.080
Rinderfestmist	€/t FM	9,00
	€/a	11.520
Gesamt		
Gesamtsubstratkosten	€/a	282.987
Spezifische Substratkosten	ct/kWh_{el}	6,85

c) Betriebskosten und Allgemeine Kosten

Die Betriebskosten der Biogasanlage können der Tabelle 8 entnommen werden. Auffällig sind die hohen Kosten für die Prozessbetreuung und Beratung.

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

Betriebs- und Allgemeine Kosten		
Strombezug	€/a	50.913
Sonstige Schmierstoffe und Betriebsmittel	€/a	2.680
Instandhaltung (Bau)	€/a	20.760
Instandhaltung (Technik und Maschinen)	€/a	4.807
Instandhaltung (BHKW)	€/a	21.990
Prozessbetreuung und Beratung	€/a	42.222
Umweltgutachten	€/a	11.165
Berufsgenossenschaft		874
Versicherung, Beiträge	€/a	17.723
Personal (Geschäftsführer, Anlagenfahrer, saisonale Aushilfskräfte)	€/a	30.817
Buchführung/Verwaltung	€/a	5.600
Gesamtbetriebskosten	€/a	203.951
Spezifische Betriebskosten	ct/kWh_{el}	4,94

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 weit über dem Median der im Rahmen Biogas-Messprogramms III (3,92 ct/kWh_{el}) ermittelt wurde (FNR 2021). Der hohe Gewinn beruht vor allem auf den sehr niedrigen Kapitalkosten.



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

Leistungen		
Stromerlös	€/a	855.230
Wärmeerlös	€/a	42.498
Gesamterlös	€/a	897.728
Kosten		
Kapitalkosten	€/a	52.750 ($\pm 10\%$)
Spezifische Kapitalkosten	ct/kWh _{el}	1,08
Substratkosten	€/a	282.987 ($\pm 52\%$)
Spezifische Substratkosten	ct/kWh _{el}	6,85
Betriebs- und Allgemeine Kosten	€/a	203.951 ($\pm 38\%$)
Spezifische Betriebs- und Allg. Kosten	ct/kWh _{el}	4,94
Kosten gesamt	€/a	539.688 ($\pm 100\%$)
Gesamtübersicht		
Spezifischer Gesamterlös	ct/kWh _{el}	21,73
Spezifische Gesamtkosten	ct/kWh _{el}	12,87
Gewinn	€/a	366.060
Spezifischer Gewinn	€/kW_{el} install.	656
	ct/kWh_{el} prod.	8,86
Gesamtrentabilität	%	20,41

* Kosten abzüglich der Gewinne außerhalb der Stromvergütung



4 Optimierungstrategien

Der Betreiber der Biogasanlage möchte beim Weiterbetrieb kein zusätzliches Risiko eingehen, da er die zukünftige Versorgung mit Substraten für die Biogasanlage als kritisch bewertet. Die Ursache hierfür ist, dass alle eingesetzten Substrate von dem angegliederten landwirtschaftlichen Futterbaubetrieb zugekauft werden. Dabei stellt vor allem die eingesetzte Rindergülle ein günstiges Substrat dar und gewährleistet einen rentablen Betrieb der Biogasanlage.

Der Betriebsleiter denkt jedoch über eine starke Umstrukturierung des angegliederten landwirtschaftlichen Betriebes mit deutlich weniger Tierbesatz nach, wodurch die günstige Güllelieferung entfallen würde. Der Betreiber betrachtet die entstehende Abhängigkeit zu anderen Betrieben als ein zu hohes Risiko, welches vermieden werden sollte.

Als Optimierungsstrategie wurde daher die Reduktion der Bemessungsleistung ausgewählt. Dies ermöglicht eine flexible Stromerzeugung ohne die Notwendigkeit die installierte Leistung zu erhöhen.

4.1 Optimierungsmaßnahme: Anpassung EEG 2021 und der Fütterung

Beim Weiterbetrieb der Biogasanlage soll eine Vergütung im EEG 2021 angestrebt werden. Dieses schreibt eine Überbauung vor und eine maximale Bemessungsleistung, die 45 % der installierten elektrischen Leistung nicht überschreitet. Die installierte elektrische Leistung soll weiterhin 526 kW_{el} betragen, sodass die Bemessungsleistung beim Weiterbetrieb auf 236,7 kW_{el} reduziert wird.

Aufgrund der bisher geringen Verweilzeit ist die Abdeckung von zwei Gärrestlagern vorzusehen.

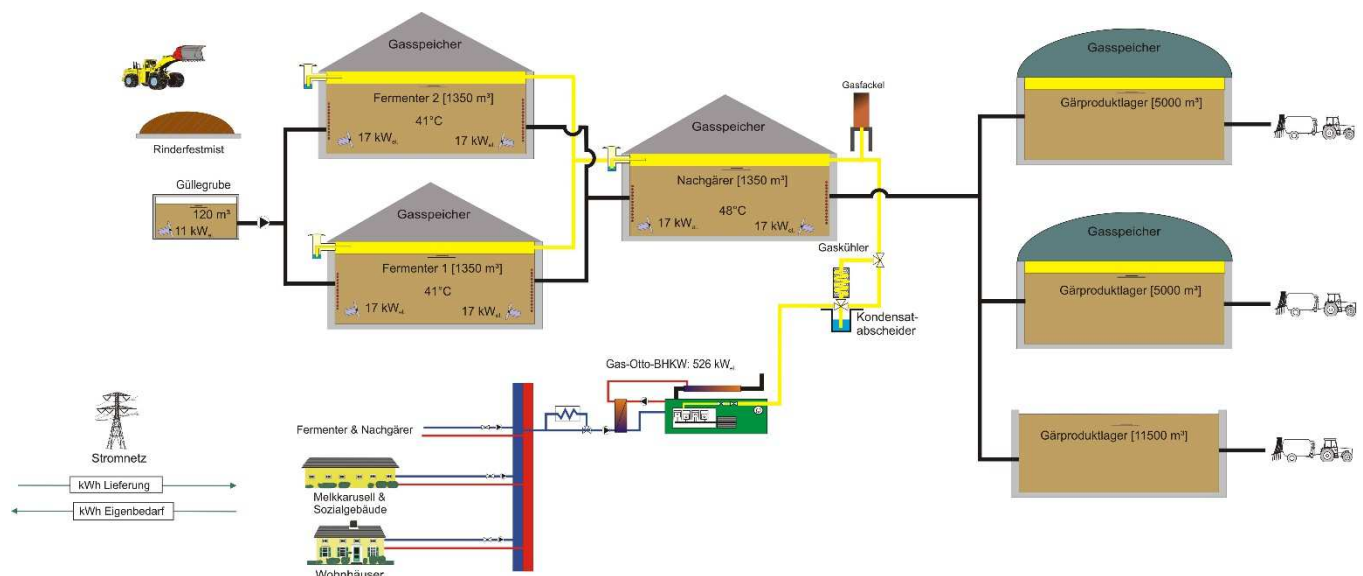


Abbildung 2: Biogasanlage Thüringen-1 nach der Umsetzung aller Optimierungsmaßnahmen (Quelle und Illustration: Universität Hohenheim)



4.1.1 Kennzahlen

Durch die verringerte Bemessungsleistung kann beim Weiterbetrieb der Biogasanlage deutlich weniger Substrat eingesetzt werden. Beim vorliegenden Betrieb müssen dadurch keine nachwachsenden Rohstoffe mehr eingesetzt werden und die Masse der Rindergülle kann ebenso verringert werden. Es wird zudem angenommen, dass der Eigenstromverbrauch und die Eigenwärmenutzung um den prozentualen Anteil der reduzierten Leistung sinkt, die Bemessungsleistung zu 100% ausgenutzt wird und die verkaufte Menge an Wärme konstant bleibt. Dies hat einen maßgeblichen Einfluss auf die Prozesskennzahlen (siehe Tabelle 10).

Tabelle 10: Substrateinsatz und prozesstechnische Kennzahlen der Biogasanlage Thüringen-1 nach Optimierungsmaßnahme aufgrund der Substitution von Nachwachsenden Rohstoffen zu Wirtschaftsdünger

Substrat		
Wirtschaftsdünger		
Rindergülle	t FM/a	31.050
Rinderfestmist	t FM/a	1.280
<i>Summe Wirtschaftsdünger</i>	<i>t FM/a</i>	<i>32.330 (± 100 %)</i>
Tägl. Substrateinsatz	t FM/d	88,58
Prozesstechnische Kennzahlen		
Hydraulische Verweilzeit (aktive Stufen)	d	46
Hydraulische Verweilzeit (gasdicht)	d	159
Organische Raumbelastung (aktive Stufen)	kg oTS/(m ³ d)	1,86
Energieerzeugung und -verwertung		
Stromverwertung		
Eigenstromverbrauch	kWh/a	120.892
Stromerzeugung	kWh/a	2.073.492
HBL Ausnutzungsgrad	%	100
Wärmeversorgung		
Eigenwärmenutzung	kWh _{th} /a	964.980
Externe Wärmeabgabe	kWh _{th} /a	692.500
Anteil Wärmeabgabe an prod. ges. Wärmemenge (Eigenwärme unberücksichtigt)	%	33

Die Verweilzeit ist im Vergleich zum Ist-Stand deutlich länger, allerdings noch immer im Vergleich zum derzeitigen Biogasanlagenbestand in Deutschland sehr gering (FNR, 2021). Die Verweilzeit im gasdichten Raum entspricht den Vorgaben nach EEG 2021. Die organische Raumbelastung wurde aufgrund der geringen Substratmenge zusätzlich gesenkt und ist damit auf niedrigem Niveau.

Der Anteil der verkauften Wärme an der produzierten Wärme steigt deutlich. Zusammen mit dem Eigenverbrauch werden 80% der produzierten Wärme genutzt.



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. Unter Annahme eines Zuschlags des Höchstgebotspreises erhält der Biogasbetrieb im EEG 2021 18,4 ct/kWh_{el}. Da der Betrieb beim bisherigen Anlagenbetrieb noch keinen Flex-Zuschlag erhalten hat, wird für die gesamte installierte elektrische Leistung von 526 kW_{el} ein Flex-Zuschlag von 65 €/kW_{el} ausbezahlt. Zusätzlich wird eine Vergütung aufgrund der Teilnahme an der Direktvermarktung angenommen (siehe Tabelle 11).

Tabelle 11: Stromerlös nach Optimierungsmaßnahme

Stromerlös		
Spezifische Grundvergütung EEG 2021	ct/kWh _{el}	20,05
Spezifische Direktvermarktung	ct/kWh _{el}	0,56
Spezifische Stromvergütung	ct/kWh _{el}	20,61
Eingespeister Strom	kWh _{el} /a	2.073.492
Stromerlös	€/a	427.324
Gesamterlös		
Stromerlös	€/a	427.324
Wärmeerlös	€/a	42.498
Gesamterlös	€/a	469.822

a) Kapitalkosten

Bei der geplanten Umstellung auf eine flexible Stromerzeugung durch die Reduktion der Bemessungsleistung fallen nach Angaben des Anlagenbetreibers keine zusätzlichen Kapitalkosten an. Allerdings wird angenommen, dass das im Ist-Stand bereits abgeschriebene BHKW ersetzt werden muss, weshalb zusätzliche Kosten anfallen. Dabei wird von einem konstanten Preis für das BHKW ausgegangen. Die technischen Anlagen werden zudem fortgeschrieben und zwei Gasspeicher zur Einhaltung der Verweilzeit im gasdichten System sind nach EEG 2021 vorzusehen. Die Kostenannahme erfolgt nach der KTBL Datenbank (KTBL 2021a). Gleichzeitig entfallen durch die getroffenen Annahmen die Kosten für die baulichen Anlagen und die Planung. Insgesamt steigen die Kapitalkosten beim Weiterbetrieb um 59.804 €/Jahr.



Tabelle 12: Kapitalkosten nach Optimierungsmaßnahme

Folgeinvestitionen		
BHKW	€	454.570
Tragluftdach	€	157.646
Technische Anlagen	€	168.900
Gesamt Folgeinvestition	€	781.116
Kapitalkosten		
Abschreibung	€/a	97.593
Zinslast	€/a	6.708
Kapitalkosten gesamt	€/a	104.302
Spezifische Kapitalkosten	ct/kWh_{el}	5,03

b) Substratkosten

Es wird davon ausgegangen, dass die spezifischen Kosten konstant im Vergleich zum Bezugsjahr 2019 sind. Durch die reduzierten Inputmengen und der 100% Wirtschaftsdüngerfütterung, verringern sich die absoluten Kosten und die spezifischen Kosten des Substratmixes deutlich (siehe Tabelle 13).

Tabelle 13: Gesamtsubstratkosten nach Optimierungsmaßnahme aufgrund der Anpassung für die Biogasanlage Thüringen-1

Wirtschaftsdünger		
Rindergülle	€/t FM	5,00
	€/a	155.250
Rinderfestmist	€/t FM	9,00
	€/a	11.520
Gesamt		
Gesamtsubstratkosten	€/a	166.770
Spezifische Substratkosten	ct/kWh_{el}	8,04

4.1.3 Betriebskosten und Allgemeine Kosten

Es wird angenommen, dass die Betriebskosten um denselben Anteil wie die Stromproduktion beim Weiterbetrieb verringert werden. Eine Ausnahme stellen lediglich die Kosten für das Umweltgutachten, die Versicherung und die Kosten für die Buchführung und Verwaltung dar, die beim Weiterbetrieb trotz der geringeren Stromproduktion identisch zum Ist-Stand sind. Die Instandhaltungskosten für die baulichen Anlagen werden beim Weiterbetrieb aufgrund der getroffenen Annahme zudem verdoppelt. Zusätzlich werden 692,92 €/a für Reparaturkosten am Tragluftdach vorgesehen (KTBL 2021a) (siehe Tabelle 14).



Tabelle 14: Betriebs- und Allgemeine Kosten nach der Optimierungsmaßnahme aufgrund der Anpassungen für die Biogasanlage Thüringen-1

Betriebs- und Allgemeine Kosten		
Strombezug	€/a	22.911
Sonstige Schmierstoffe und Betriebsmittel	€/a	1.206
Instandhaltung (Bau)	€/a	42.213
Instandhaltung (Technik und Maschinen)	€/a	2.163
Instandhaltung (BHKW)	€/a	9.896
Prozessbetreuung und Beratung	€/a	19.000
Umweltgutachten	€/a	11.165
Berufsgenossenschaft		393
Versicherung, Beiträge	€/a	17.723
Personal (Geschäftsführer, Anlagenfahrer, saisonale Aushilfskräfte)	€/a	13.868
Buchführung/Verwaltung	€/a	5.600
Gesamtbetriebskosten	€/a	146.138
Spezifische Betriebskosten	ct/kWh_{el}	7,05

4.1.4 Kalkulatorisches Betriebszweigergebnis

Aus den Ergebnissen in Tabelle 15 wird ersichtlich, dass das Gesamtkonzept unter den getroffenen Annahmen zwar wirtschaftlich rentabel ist, sich allerdings der Gewinn verringert.

Tabelle 15: Erlöse und Kosten des Ist-Standes und des Gesamtkonzepts, Bezug des Gesamtkonzepts erfolgt jeweils auf produzierte kWh des Ist-Standes um eine Vergleichbarkeit zu ermöglichen

Stromerlöse			
		Ist-Stand	Gesamtkonzept
Spezifische Stromvergütung	ct/kWh _{el}	20,7	20,61
Eingespeister Strom	kWh _{el} /a	4.131.600	2.073.492
Stromerlös	€/a	855.230	427.324
Wärmeerlöse			
Spezifische Wärmevergütung	ct/kWh _{th}	6,14	6,14
Wärmeverkauf	kWh _{th} /a	692.500	692.500
Wärmeerlös	€/a	42.498	42.498
Kosten			
Spezifische Kapitalkosten	ct/kWh _{el}	1,08	5,03
Spezifische Substratkosten	ct/kWh _{el}	6,85	8,04
Spezifische Betriebs- und Allgemeine Kosten	ct/kWh _{el}	4,94	7,05
Gesamtübersicht			
Spezifischer Gesamterlös	ct/kWh _{el}	21,73	22,66
Spezifische Gesamtkosten	ct/kWh _{el}	12,87	20,12
Spezifischer Gewinn	ct/kWh _{el}	8,86	2,54
Gesamrentabilität	%	20,41	8,45

Die Verringerung des Gewinns beruht dabei auf deutlich höheren Stromgestehungskosten, die unter anderem dadurch entstehen, dass die Abschreibung des BHKW im Gegensatz



zum Ist-Stand mitberücksichtigt wurde, zusätzliche Investitionen getätigt werden müssen und die Menge an produziertem Strom gleichzeitig deutlich gesenkt wurde. Der spezifische Stromerlös kann hingegen nahezu konstant gehalten werden und aufgrund des Anstiegs des Anteils der extern verkauften Wärmemenge steigt der spezifische Gesamterlös sogar.

Trotz einer deutlichen Verringerung des spezifischen Gewinns ist eine Rentabilität gegeben und ein Umstieg in das neue EEG 2021 ist nach der 1. Förderperiode zu empfehlen.

4.1.5 Sensitivitätsanalyse

Zur weiteren Bewertung ist eine Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten durchgeführt worden (Tabelle 16). Den größten Einfluss haben hierbei die Betriebskosten sowie die Substratkosten der Biogasanlage.

Tabelle 16: Sensitivitätsanalyse zum Gesamtkonzept der Optimierungsmaßnahmen für die Biogasanlage Thüringen-1

Änderungen durch Maßnahme		Kapitalkosten (+/- 10 %)	Substratkosten (+/- 10 %)	Betriebskosten (+/- 10 %)
Spezifische Gesamtkosten	ct/kWh _{el}	+/- 0,50	+/- 0,80	+/- 0,71

Maßgeblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben die Kosten der Rindergülle und des Rinderfestmists, die, falls ein externer Zukauf notwendig wird, deutlich teurer werden könnten aufgrund der längeren Transportwege. Dies könnte die Wirtschaftlichkeit maßgeblich gefährden.

Bei den Kapitalkosten ist hervorzuheben, dass die Annahmen (100% Zuschlag Instandhaltung (Bau), bauliche Anlagen abgeschrieben) massive Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit haben. Die Annahmen führen zu einer Reduzierung der Kosten in Höhe von 1,03 ct/kWh_{el}.

Auch die sehr gering angenommenen Investitionskosten für die BHKW erhöhen die Wirtschaftlichkeit. Bei Annahme der im Projekt durchschnittlich berechneten spez. BHKW-Investitionskosten von 1.128 €/kW_{inst} ergeben sich Investitionskosten von 593.328 € für das BHKW und somit ein Anstieg der spez. Kapitalkosten von 1,01 ct/kWh_{el}.

Bisher wurde eine feste Lebensdauer von 7 Jahren unabhängig von der Betriebsform angenommen. Die Annahme, dass ein BHKW unabhängig von der Fahrweise eine Lebensdauer von 60.000 Betriebsstunden aufweist, führt zu einer angenommenen Lebensdauer von 15 Jahren für die hier untersuchten BHKW. Dies würde die Stromgestehungskosten der Investitionskosten der BHKW von 3,32 ct/kWh_{el} auf 1,64 ct/kWh_{el} reduzieren.

Des Weiteren wurde für den Stromerlös bisher der kaum erreichbare Best Case von 18,4 ct/kWh_{el} Grundvergütung angenommen. Unter Beachtung der Zuschläge am Gebotstermin 1.9.2021 würden beim erzielten höchsten Zuschlag (18,23 ct/kWh_{el}) (Bundesnetzagentur 2021) die Stromerlöse um 3.525 €/a und beim durchschnittlichen



Zuschlag (17,48 ct/kWh_{el}) um 14.929 €/a geringer ausfallen als bisher in der vorliegenden Studie angenommen.

4.2 Fazit der Optimierungsstrategien

Unter den getroffenen Annahmen sind Gewinne in Höhe der heutigen Vergütung der Biogasanlage nach EEG 2004 nicht zu erwarten, weshalb die Biogasanlage zunächst im EEG 2004 verbleiben sollte. Ein rentabler Weiterbetrieb im EEG 2021 scheint mit der ausgewählten Optimierungsmaßnahme jedoch trotzdem möglich, auch wenn sich der Gewinn deutlich reduziert.

Die betrachtete Biogasanlage zeigt jedoch, dass ein wirtschaftlicher Betrieb einer Biogasanlage im EEG 2021 durch den Einsatz von landwirtschaftlichen Reststoffen wie Wirtschaftsdünger durchaus möglich und zukunftsfähig ist. Vor allem unter dem Gesichtspunkt der zusätzlichen Emissionsminderung von CO₂ und Emissionsvermeidung von Methan durch die Verwertung des Wirtschaftsdünger in der Biogasanlage sollte diese Betriebsweise einer Biogasanlage politisch stärker gefördert bzw. in den Fokus gerückt werden.



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

Bundesnetzagentur (2021):

https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/Gebotstermin_01_09_2021/gebotstermin_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.

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

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

