



# **Berichte über Landwirtschaft**

Zeitschrift für Agrarpolitik und Landwirtschaft

**BAND 101 | Ausgabe 1**

**Agrarwissenschaft**  
**Forschung**  

---

**Praxis**

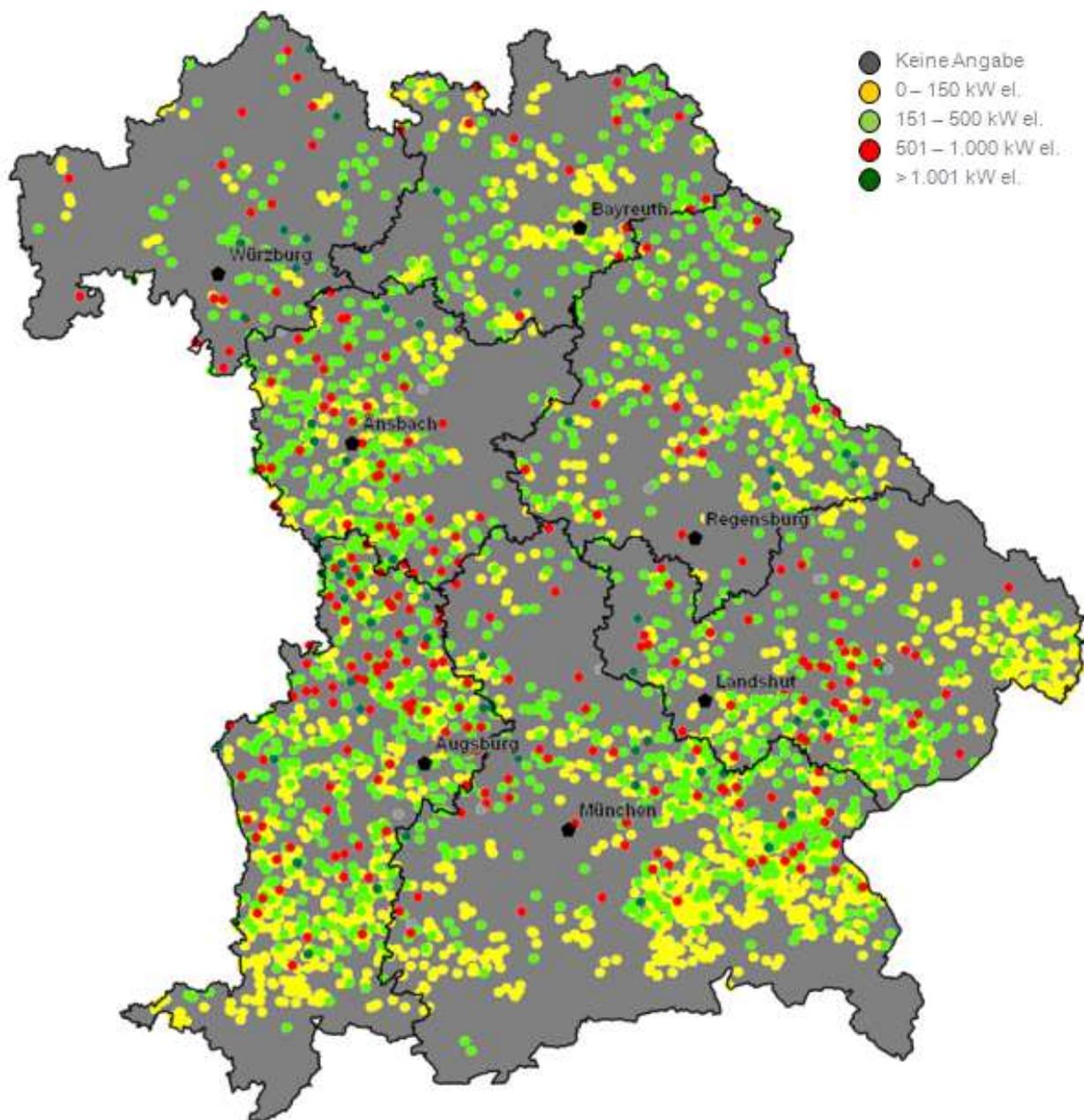
# Neubewertung der Wirtschaftlichkeit kleiner güllevergärender Biogasanlagen vor dem Hintergrund politischer und klimarelevanter Herausforderungen

von Johannes Blattenberger, Korbinian Müller, Uwe Behmel, Diana Hehenberger-Risse, Josef Hofmann

## Einführung

Um den menschengemachten Klimawandel einzugrenzen, ist die Substitution fossiler Energieträger durch erneuerbare Energien eine wichtige Maßnahme. Eine Art der erneuerbaren Energien die dazu beitragen ist Biogas.

Zum Stichtag 31.12.2021 zählt die Biogas-Betreiber-Datenbank in Bayern 2.674 Biogasanlagen mit einer kumulierten installierten elektrischen Nennleistung von 1.445 Megawatt. Abbildung 1 zeigt die Verbreitung von Biogasanlagen in Bayern, aufgegliedert nach der jeweiligen elektrisch installierten Leistung (1).



**Abbildung 1: Biogasanlagen in Bayern (zum Stichtag 31.12.2021) (1)**

Trotz der weiten Verbreitung der Biogastechnologie wird vor allem der Vergärung von tierischem Wirtschaftsdünger noch ein hohes Potential zugeschrieben. Kleine Biogasanlagen die mindestens 80 % Gülle und Mist vergären, sogenannte Güllekleinanlagen (GKA), werden im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) durch eine Sondervergütungsklasse gefördert.

Die bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft schätzt das noch erschließbare Potential an Methan aus tierischem Wirtschaftsdünger aus der Rinderhaltung in Bayern auf ca. 203 Mio. Nm<sup>3</sup>, was - bezogen auf die Klimawirkung - einem CO<sub>2</sub>-Äquivalent (CO<sub>2</sub>eq) von 10<sup>7</sup> t entspricht (2) (3). Durch Verstromung

dieses Methans könnten bei einem angenommenen elektrischen Wirkungsgrad von 30% jährlich ca. 609 GWh grundlastfähige elektrische Arbeit bereitgestellt werden (4).

Die kleinbetriebliche Strukturierung der bayerischen Landwirtschaft stellt hierbei eine Herausforderung zur Ausschöpfung dieses Potentials dar. Tabelle 1 zeigt beispielsweise die Anzahl bayerischer Milchviehbetriebe nach Herdengrößen. Die durchschnittliche Herdengröße beträgt dabei 39 Großvieheinheiten (GV), wobei 94,6 % aller Milchviehbetriebe eine Herdengröße unter 100 GV aufweisen (5).

**Tabelle 1:**  
**Größe der Milchviehbetriebe in Bayern (5)**

Bestandsgröße	Zahl der Betriebe	%-Anteil	Zahl der Tiere	%-Anteil
1 bis 9 Stück	3.709	13,4 %	17.232	1,9 %
10 bis 19 Stück	4.372	15,9 %	64.275	5,6 %
20 bis 49 Stück	10.883	39,5 %	354.333	31,3 %
50 bis 99 Stück	7.124	25,5 %	485.940	43,0 %
> 100	1.500	5,4 %	206.394	18,2 %
Bayern gesamt	27.588	100 %	1.128.174	100 %

Dies stellt ein großes Hemmnis für den Ausbau güllevergärender Anlagen in Bayern dar, da für Betriebe mit kleineren Herdengrößen, wie sie größtenteils in Bayern vorliegen, der Betrieb einer GKA nur in Ausnahmefällen als wirtschaftlich gilt. Als Faustzahl zur Auslegung von Blockheizkraftwerken (BHKWs) an wirtschaftsdüngerbetriebenen Biogasanlagen gilt: 8 – 10 Großvieheinheiten (GV) pro kW elektrische Leistung des BHKW (6). Somit sind für den Betrieb eines mit 30 kW elektrischer Leistung vergleichsweise sehr kleinen BHKWs der Wirtschaftsdünger von etwa 250 GV erforderlich. Selbst bei Zugabe von 20 Masseprozent energiereicher Kosubstrate (z.B. nachwachsender Rohstoffe wie Mais, etc.) ist ein Wirtschaftsdüngeranfall von 85 GV erforderlich, welcher nur auf einem kleinen Teil der bayerischen Betriebe vorhanden ist. Um das beschriebene Methanpotential in Bayern zu nutzen, ist es aufgrund der geringen Herdengrößen und der geringen Transportwürdigkeit von Gülle jedoch notwendig, viele kleine dezentrale GKAs verbrauchernah zu installieren.

In diesem Zusammenhang werden im Forschungs- und Entwicklungsprojekt „Kleine Biogasanlagen aus textilen Materialien“ die wesentlichen Einflussfaktoren auf die jährlichen Kosten und Erlöse anhand einer Beispielanlage dieser Größenordnung nach Optimierungspotentialen untersucht.

## Die Beispielanlage

Die betrachtete Beispielanlage beruht auf dem im Rahmen des Forschungs- und Entwicklungsprojektes „Kleine Biogasanlagen aus textilen Materialien“ entwickelten Anlagenkonzept, welche als Demonstrationsanlage auf dem Gelände des Agrarbildungszentrums Landshut-Schönbrunn errichtet werden soll. Dabei soll untersucht werden ob ein alternatives Baukonzept für den Fermenter gegenüber der konventionellen Beton-Massivbauweise eine deutliche Kostenreduktion ermöglicht. Der Fermenter ist bei diesem Konzept als rundes, mit Folien ausgekleidetes Erdbecken ausgeführt, das mit einer Kuppel in Form eines Kugelabschnittes überdacht ist. Die Verwertung des Biogases erfolgt in einem Gasmotor mit einer elektrischen Leistung von 16 kW und einer thermischen Leistung von rund 33 kW.

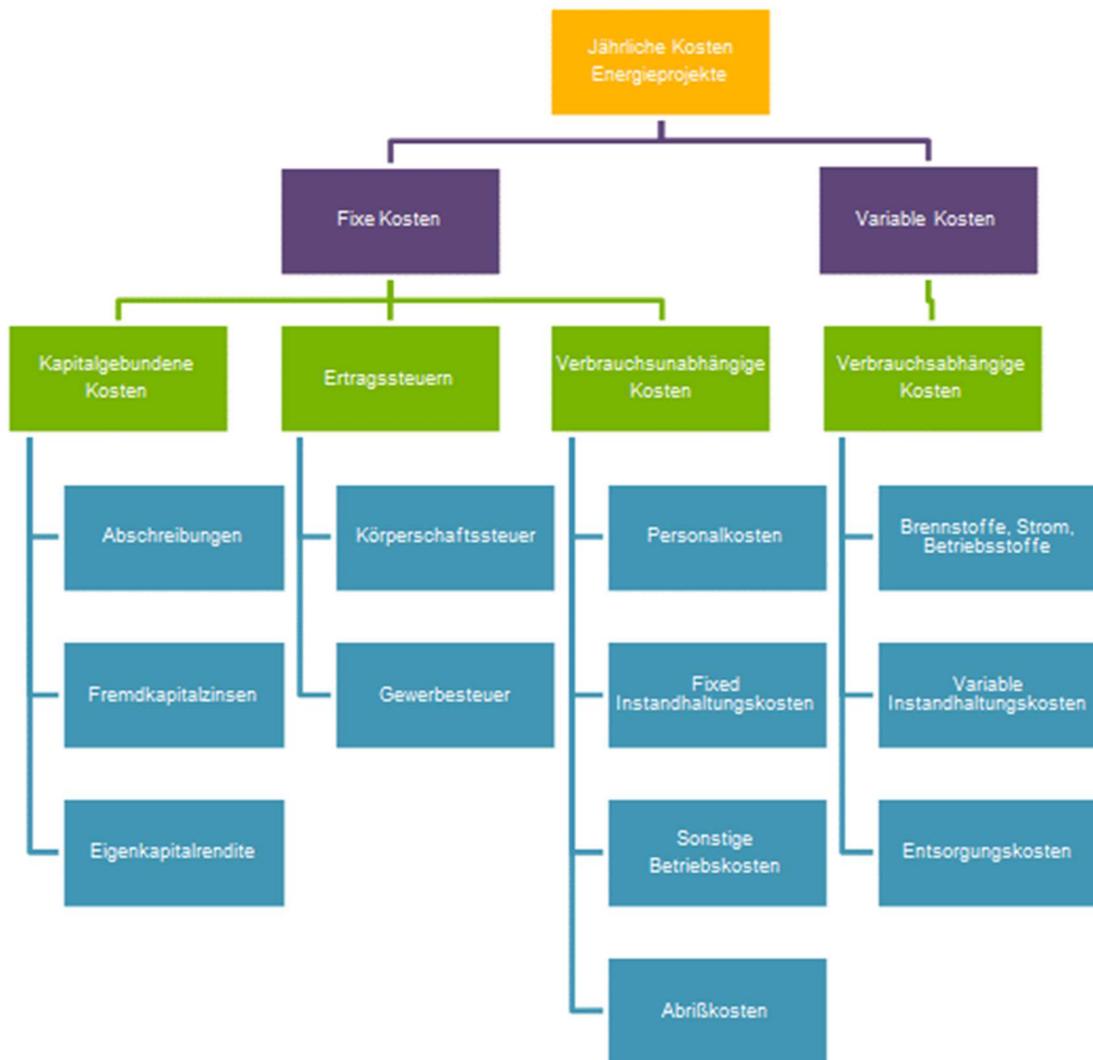
In Tabelle 2 sind die Abschätzungen für die geplante Beispielanlage dargestellt:

**Tabelle 2:**  
**Kenndaten der Beispielanlage**

Brennstoffleistung (Biogas)	57 kW (52 -55 % Methan)
Substrat	100 % Festmist und Gülle (3,2 t/d) 14 % TS
Elektrischer Wirkungsgrad	28 %
Thermischer Wirkungsgrad	60 %
Jährlich im BHKW produzierte elektrische Arbeit	113.319 kWh
Jährlich nutzbare elektrische Arbeit	99.721 kWh
Jährlich nutzbare Wärme	169.979 kWh

## Grundlagen der Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen

Als Entscheidungsgrundlage für oder gegen den Bau einer Biogasanlage dient in der Regel eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Die Kostenarten, die bei Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen von Energieprojekten von Relevanz sind, werden wie folgt eingeteilt (Abbildung 2).

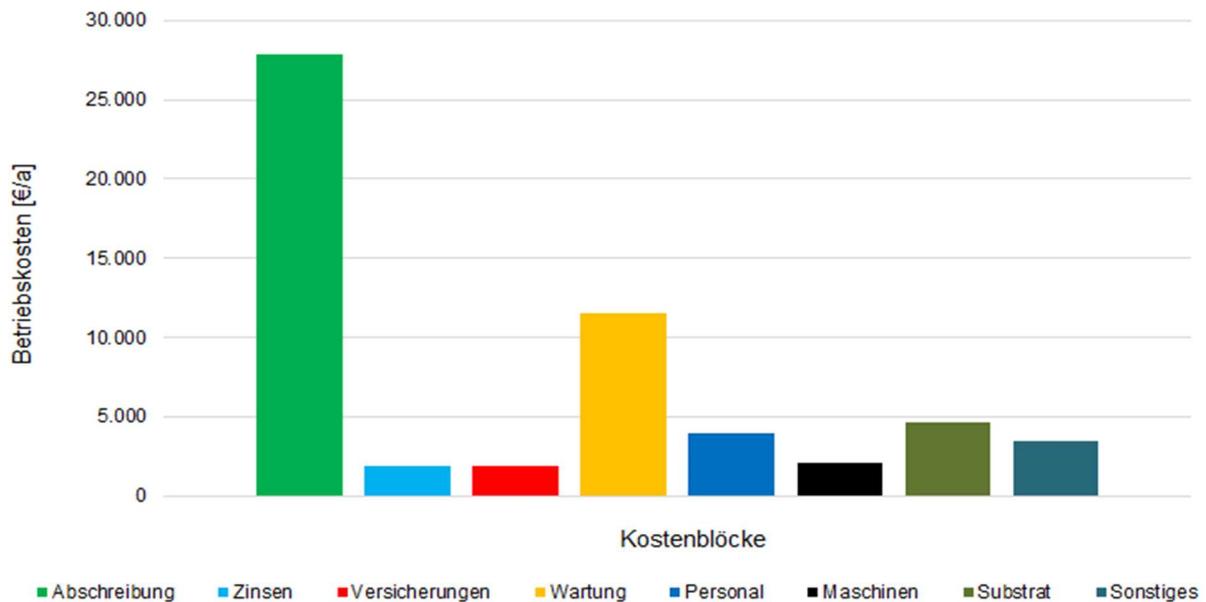


**Abbildung 2: Kostenarten von Anlagen. Eigene Darstellung nach (7)**

Sie schließen in der Regel, den gesamten Lebenszyklus von der Planung über Errichtung und Betrieb bis zum Rückbau der Anlage und Entsorgung der Komponenten mit ein. Dies ermöglicht eine Betrachtung des Investitionsobjekts nach der Annuitätenmethode. Dabei werden sämtliche Einzahlungen und Erträge aus dem Investitionsprojekt gleichmäßig auf die Nutzungsjahre verteilt und deren Differenz als sogenannte Annuität ermittelt. Die Investition ist dann als sinnvoll zu beurteilen, wenn der jährliche Ertrag größer oder gleich den jährlichen Einzahlungen ist. In diesem Fall erhält man mindestens das eingesetzte Kapital, verzinst mit dem angenommenen Kalkulationszinsfuß, zurück. Im Weiteren werden die nach Planungsstand derzeit geschätzten Kosten näher aufgeschlüsselt.

## Kosten der betrachteten Beispielanlage

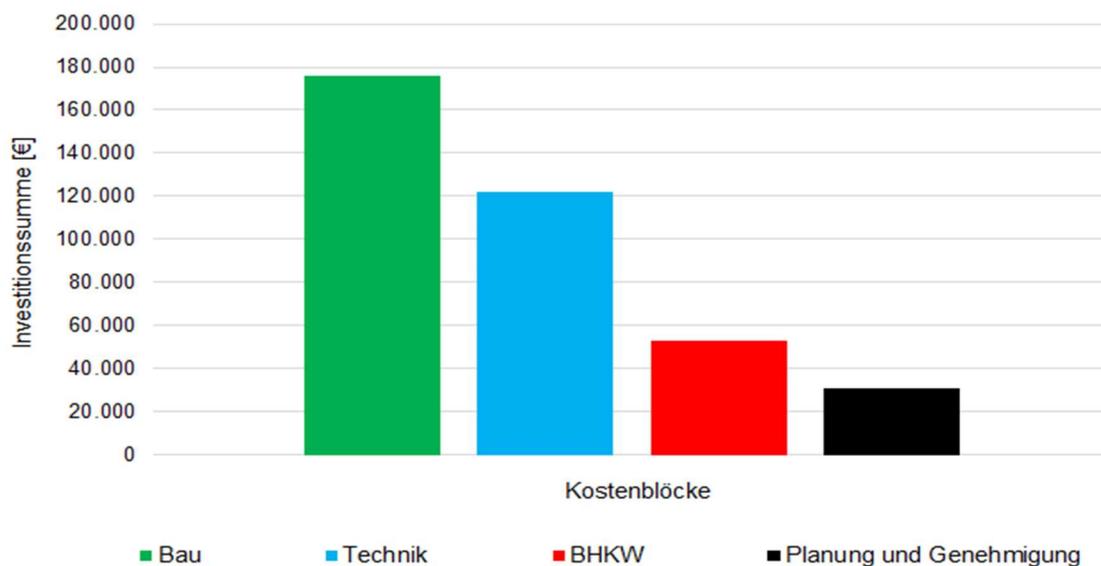
Bei den Investitionskosten wird derzeit in einer ersten Abschätzung von etwa 400.000 € ausgegangen. Diese setzen sich anteilig etwa folgendermaßen zusammen: 45 % Baukosten, 30 % Investitionen für Technik (außer BHKW), 15 % BHKW nebst Gasreinigung und 10 % Planung und Genehmigung (Abbildung 3).



**Abbildung 3: Geschätzte Investitionskosten der betrachteten Beispielanlage (8)**

Insbesondere die Baukosten können jedoch in der Praxis durch Eigenleistungen beträchtlich gesenkt werden.

Bei den periodisch anfallenden Kosten entfallen etwa die Hälfte auf Abschreibungen und ein mit 25 % beträchtlicher Teil auf Wartung (Abbildung 4).



**Abbildung 4: Geschätzte Betriebskosten der betrachteten Beispielanlage (8)**

## Bisherige Möglichkeiten für Erlöse der betrachteten Beispielanlage

Wesentliche Faktoren zur Verbesserung der Erlössituation sind die Vermeidung von Fremdstrombezug, die durch das EEG geförderte Einspeisung bzw. der Verkauf von überschüssigem Strom am Strommarkt sowie die Nutzung der Wärme des BHKW als Heiz- oder Prozesswärme.

Letzteres ist nur effizient, wenn die Investitionskosten für die Verteilung der Wärme weitgehend vermieden werden können, d.h. die Nutzung der Wärme in unmittelbarer Nähe des BHKW erfolgt.

Güllebasierte Kleinanlagen stellen bislang eine Ausnahme dar, da die jährlichen Ertragsmöglichkeiten durch das EEG die Annuität im Regelfall nicht decken. Um effizient kostensenkende Maßnahmen umzusetzen, gilt es zunächst die wesentlichen Faktoren, die zur Annuität beitragen zu identifizieren. Dazu wurden mehrere Faktoren in einer Sensitivitätsanalyse gegenübergestellt.

## Sensitivitätsanalyse

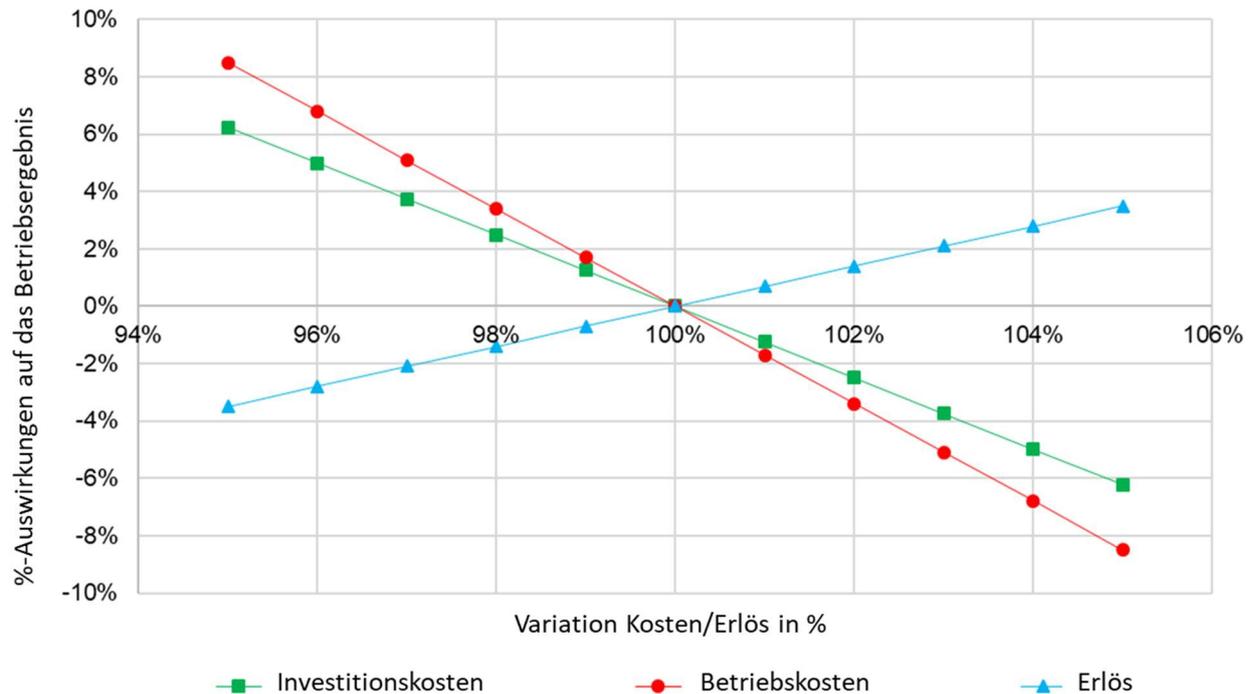
Mit einer Sensitivitätsanalyse ist es möglich, die Auswirkungen auf eine Ausgangsgröße (z.B. den Gewinn) iterativ zu untersuchen, indem einzelne Eingangsparameter bei ansonsten gleichbleibenden Bedingungen schrittweise verändert werden. Dazu werden im Weiteren die Variation folgender betriebswirtschaftlicher und prozessbezogener Parameter der Beispielanlage auf ihren Einfluss auf die Annuität hin untersucht:

**Tabelle 3:**  
**In der Sensitivitätsanalyse untersuchte betriebswirtschaftliche und prozessbezogene Parameter**

Betriebswirtschaftliche Parameter	Investitionskosten
	Betriebskosten
	Stromvergütung
	Wärmevergütung
	Sonstige Erlöse (z.B. CO <sub>2</sub> -Zertifikatehandel, Lohnrocknung, etc.)
Prozessparameter	spezifischer Biogasertrag
	Methankonzentration
	organische Trockensubstanz (oTS)
	elektrischer Wirkungsgrad des BHKW
	Eigenstromverbrauchsanteil

Durch diese Betrachtungen sollen die die effizientesten Parameter zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit identifiziert werden.

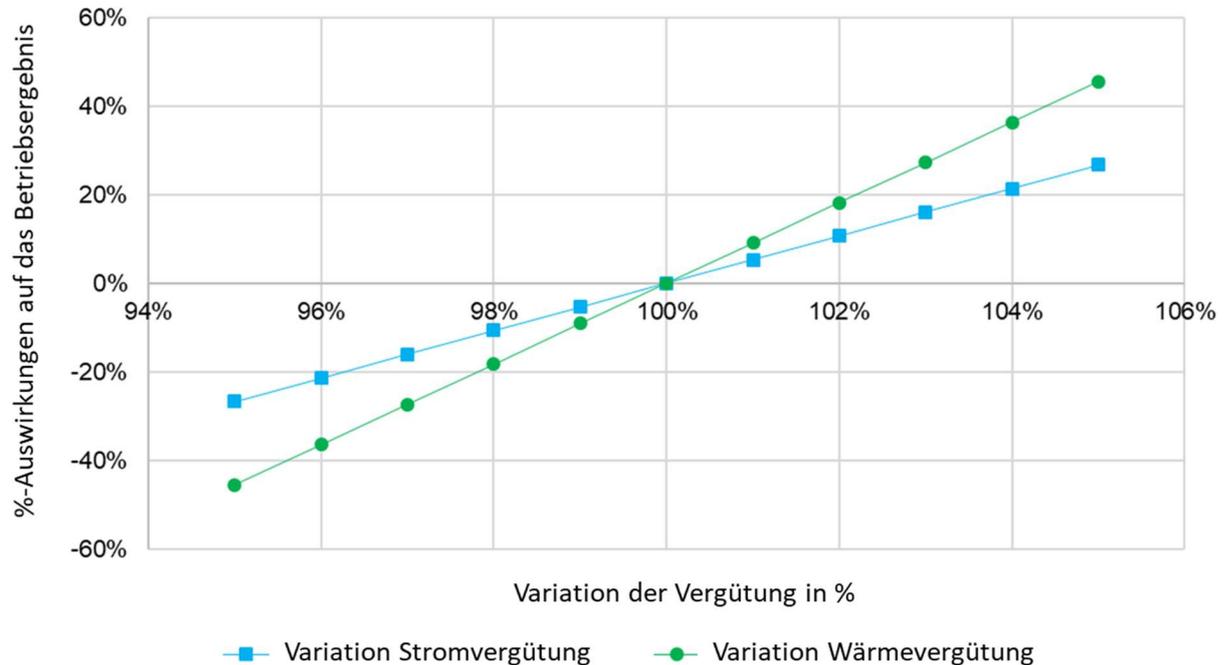
Abbildung 5 zeigt die Sensitivitätsanalyse der betriebswirtschaftlichen Parameter Erlös, Investitionskosten und Betriebskosten:



**Abbildung 5: Einfluss der Variation von Betriebskosten und Investitionskosten auf die Annuität (8)**

Es zeigt sich, dass die Betriebskosten einen größeren Einfluss auf das Betriebsergebnis haben als Investitionskosten oder Erlöse. Einsparungen bei Investitionen, wenn im Gegenzug die Betriebskosten steigen, z.B. durch Störungen, führen tendenziell weniger zu einer Verbesserung der Wirtschaftlichkeit. Im Gegensatz dazu können höhere Investitionskosten in Anlagen durch einen störungsfreien und wartungsarmen Betrieb leichter kompensiert werden.

Abbildung 6 zeigt die Sensitivitätsanalyse für den Einfluss der Strom- und Wärmevergütung auf die Annuität:

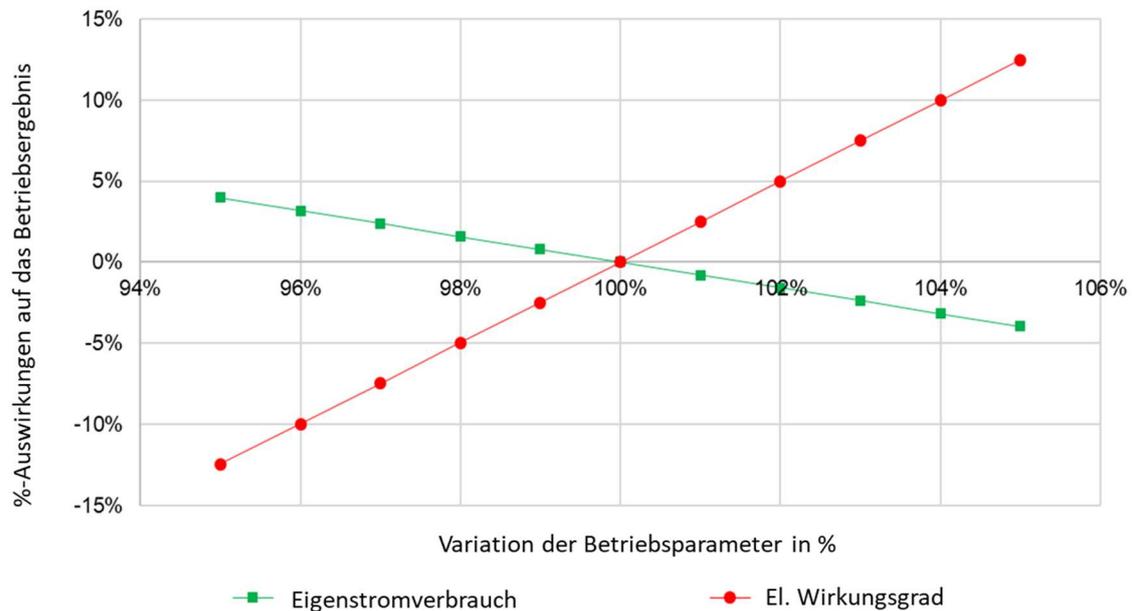


**Abbildung 6: Einfluss der Variation von Strom- und Wärmevergütung auf die Annuität (8)**

Erlöse für Strom und Wärme beeinflussen das Betriebsergebnis maßgeblich, wobei die Wärme auf dem derzeitigen Preisniveau einen höheren Einfluss hat als der Strom. Das liegt bei BHKWs dieser Größenordnung am mit 60 - 65 % über doppelt so hohen thermischen als elektrischen Wirkungsgrad. Diese Effizienz wird durch Brennwertechnik erreicht, bei dem die Kondensationswärme des Verbrennungsproduktes Wasser genutzt werden kann.

Ein Wärmekonzept ist so zu gestalten, dass die Wärme möglichst nahe am BHKW idealerweise in Form von Prozesswärme (ca. 80 °C) verbraucht werden kann. Ein Nahwärmenetz lohnt sich durch die hohen spezifischen Investitions- und Wartungskosten und den einhergehenden Wärmeverlust für BHKW der Größenordnung bis 30 kW<sub>el</sub> in den seltensten Fällen. Bezüglich Wärmenutzung zu Heizzwecken ist zusätzlich zu beachten, dass viele Landwirte ohnehin mit Holz aus der eigenen Waldwirtschaft heizen und somit mit sehr niedrigen Brennstoffkosten kalkulieren. In wirtschaftlicher Hinsicht ist die Substitution einer in unmittelbarer Umgebung vorliegenden Gas- oder Ölheizung anzustreben.

Abbildung 7 zeigt die Sensitivitätsanalyse für den Einfluss der Eigenverbrauchsrate und des elektrischen Wirkungsgrads des BHKW auf die Annuität:



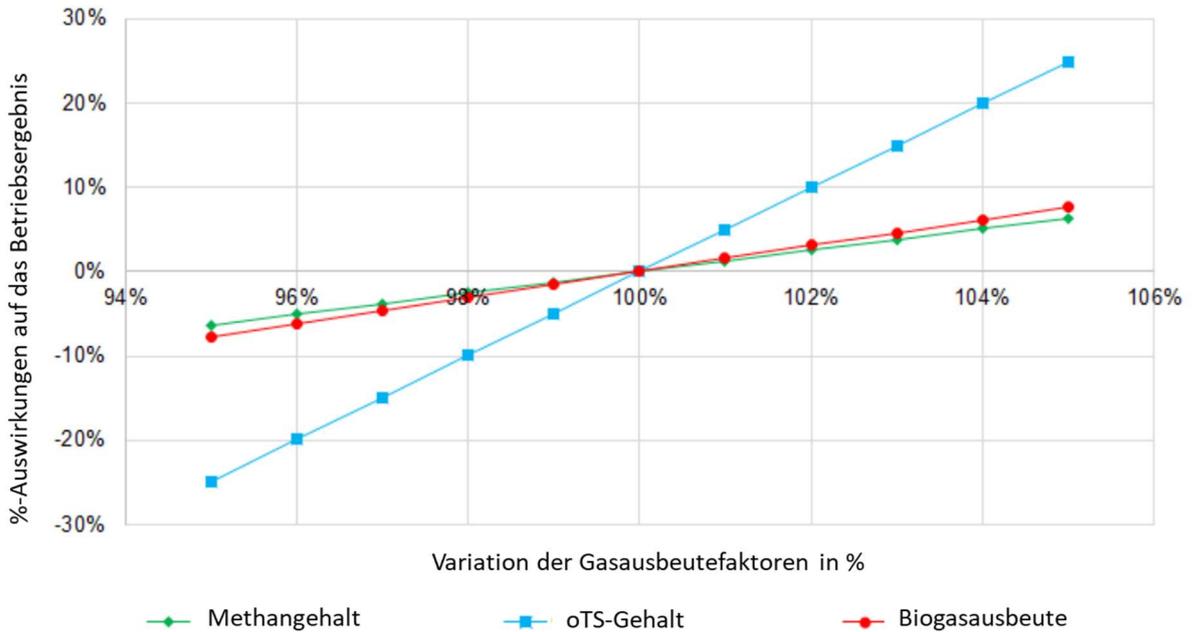
**Abbildung 7: Einfluss der Variation von Eigenstromverbrauch und elektrischer Wirkungsgrad des BHKW auf die Annuität (8)**

In Abbildung 7 ist erkennbar, dass der elektrische Wirkungsgrad des Blockheizkraftwerks die Annuität relativ stark beeinflusst. So führt etwa eine Erhöhung des Wirkungsgrads der Kraft-Wärme-Kopplung um 2 % zu einer Verbesserung des Betriebsergebnisses um 5 %. Um einen möglichst hohen elektrischen Wirkungsgrad durch das BHKW zu erreichen, sollte dieses auf einen möglichst konstanten Betrieb auf etwa 90 % der Nennlast ausgelegt werden.

Parallel dazu ist die Minimierung des internen Stromverbrauchs (Pumpen, Rühren und Aufbereitung, Vermeidung von Blindstrom) anzustreben. Besonders bei der Substrataufbereitung bestehen Optionen mit unterschiedlichem Energiebedarf. Hier ist im Einzelfall abzuwägen, ob die Vorteile durch die Aufbereitung (z.B. weniger Betriebsstörungen, ggf. höhere Abbaugrade) den erhöhten Strombedarf z.B. für Zerkleinerung aufwiegen.

Durch Zerkleinerung und/oder milder alkalischer Behandlung des Strohanteils kann die Abbaubarkeit des Substrats und somit die Biogasausbeute verbessert werden (9). Diese ist bei Gülle und Festmist im Vergleich zu energiereichen Substraten wie nachwachsenden Rohstoffen gering. Da Festmist über 60 % schwer abbaubare Lignocellulose enthält, sind lange Verweilzeiten von über 100 Tagen im Fermenter erforderlich. Eine weitere Option ist die Kofermentation von leicht abbaubaren Materialien (Abbildung 8). Die Erhöhung des abbaubaren oTS hat einen signifikanten Einfluss auf das Betriebsergebnis.

Abbildung 8 zeigt die Sensitivitätsanalyse für den Einfluss des Methangehalts, des oTS und der auf den oTS bezogenen, spezifischen Biogasausbeute auf die Annuität:



**Abbildung 8: Einfluss der Variation von Methanengehalt, oTS und der auf den oTS bezogenen, spezifischen Biogasausbeute auf die Annuität (8)**

Abbildung 8 zeigt, dass aus wirtschaftlicher Perspektive ein möglichst hoher oTS-Gehalt des Substrats anzustreben ist, wobei eine Erhöhung des oTS-Gehalts um 1 % den Gewinn der Beispielanlage schon um ca. 5 % steigern würde. In der Praxis ist der oTS-Gehalt unter anderem stark davon abhängig, von welchen Tieren der Mist oder die Gülle stammt und die Art und Menge des verwendeten Kosubstrats. Der spezifische Methanengehalt des Biogases, sowie die auf den oTS bezogene, spezifische Methanausbeute haben einen geringeren Einfluss auf das Betriebsergebnis.

### Faktoren zur Neubewertung der Wirtschaftlichkeit.

In der Vergangenheit wurden bei Investitionsentscheidungen hinsichtlich Biogasanlagen meist die EEG-Vergütung durch die Stromeinspeisung als stark überwiegende Erlösquelle den Kosten gegenübergestellt.

Der Fokus auf die Stromeinspeisung zur Einführung des EEG im Jahre 2000 spiegelt jedoch Vorteile von Biogasanlagen in Bereichen, die in der Zwischenzeit an Bedeutung gewonnen haben, nicht mehr wider.

Dies betrifft insbesondere die nachfolgenden Faktoren:

- Vorgaben für THG-Emissionen und die daraus resultierende Begrenzung von Treibhausgas-Emissionen (THG).
- Der in weiten Teilen der Gesellschaft und Politik getragene Wille zur Dekarbonisierung der Wirtschaft und Gesellschaft.
- Die erhöhte Volatilität der Energie und Kraftstoffpreise, etwa durch politische Unwägbarkeiten.
- Die Verknappung von Rohstoffen (z.B. Mineraldünger) und einhergehenden Preissteigerungen am globalen Markt.
- Die Verbesserung der Resilienz der Energieversorgung im ländlichen Raum, sowie die Ermöglichung einer (zumindest in Teilen) autarken Stromversorgung für landwirtschaftliche Betriebe.

Um diese bisher nicht monetär vergüteten Vorteile zu berücksichtigen, ist eine Neubewertung der Wirtschaftlichkeit für Kleinbiogasanlagen angebracht. Dies erfordert auch eine Umstrukturierung der Fördersituation, z.B. ein Konzept z.B. basierend auf der Reduktion von THG-Emissionen, gewöhnlich ausgedrückt in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten (CO<sub>2</sub>eq). Wie sich die Förderung von THG-Einsparungen zusammensetzt, und wie sie sich auf die Wirtschaftlichkeit von Kleinbiogasanlagen auswirken könnte wird nachfolgend dargestellt.

## Einsparung klimawirksamer Gase als Erlösquelle für Biogasanlagen

Die auf die Kilowattstunde elektrischer Arbeit bezogenen THG-Emissionen (kg<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub>/kW<sub>el</sub>) aus Biogasanlagen variieren enorm, abhängig von einer Vielzahl an anlagenspezifischen Faktoren wie die Art des eingesetzten Substrats, die Art der Energieumwandlung und Nutzung sowie die Handhabung von Gärprodukten oder Leckagen. In den ungünstigsten Fällen ist davon auszugehen, dass die spezifischen CO<sub>2</sub>eq für Energie aus Biogasanlagen die der fossilen Referenzen sogar deutlich übertreffen können (10) (11).

Die derzeitige EEG-Vergütung bietet weniger einen Anreiz zur Reduktion von THG als vielmehr zur Maximierung der eingespeisten Strommenge und des damit verbundenen Erlöses. Deswegen hat sich die durchschnittliche installierte elektrische Leistung pro Biogasanlage seit der Einführung des EEG im Jahre 2000 mehr als versiebenfacht (12), verbunden mit dem verstärktem Anbau und Einsatz energiereicherer nachwachsender Rohstoffe. Reststoffbasierte Hofbiogasanlagen wirtschaftlich abzubauen ist unter diesen Rahmenbedingungen jedoch schwierig, da sie durch die verfügbaren

Mengen und den Energieinhalt des Substrats in ihrer elektrischen Leistung begrenzt sind (6) und den weiteren positiven Effekten einer solchen Anlage (Reduktion THG-Ausstoß, Veredelung des Wirtschaftsdüngers, etc.) bisher noch kein wirtschaftlicher Gegenwert zugeordnet wird. Um die gesellschaftlichen Herausforderungen wie der Vermeidung von THG-Emissionen, Trinkwasserverunreinigungen, Humusrückgang und ökologisch nicht verträgliche Düngemittel zu bewältigen, müssen auch im landwirtschaftlichen Sektor die geeigneten Anreize gesetzt werden.

Die Vermarktung von CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten der durch die Biogasanlage vermiedenen THG-Emissionen würde in diesem Kontext einen direkten Zusammenhang zwischen der Zielgröße des EEG -der Verminderung von THG-Emissionen- und den Erlösen aus einer GKA ermöglichen (13). Eine derartige Erlösmöglichkeit würde den Einsatz von Gülle und Festmist z. B. durch die Vermeidung der THG-Emissionen bei deren Lagerung fördern (im Gegensatz zum Einsatz von Energiepflanzensilage). Außerdem würde ein Anreiz für die möglichst vollständige Verwertung des Methans zur Bereitstellung von Strom **und** Wärme und damit der Energieeffizienzsteigerung gesetzt.

Nachfolgend sollen die THG-Einsparungen am Beispiel der oben dargestellten Beispielanlage abgeschätzt und eine mögliche Berücksichtigung der THG-Einsparungen in die Erlösstruktur der Beispielanlage dargestellt werden.

Bei der Verstromung des Biogases im BHKW, der am weitest verbreiteten Form der Betriebsweise von Biogasanlagen werden in dieser Betrachtung vier Faktoren berücksichtigt, welche die THG-Emissionen wesentlich beeinflussen:

- Bereitstellung von regenerativem Strom
- Bereitstellung von regenerativer Wärme
- Verringerung direkter Emissionen beim Umgang mit dem Wirtschaftsdünger
- Methanschlupf im BHKW.

Diese sollen für die einleitend beschriebene Beispielanlage abgeschätzt werden. Dazu sind einige Annahmen zu treffen:

Der ansonsten in Grundlast überwiegend fossil bereitgestellte Strom und die Wärme werden durch die entsprechenden Mengen an Strom und Wärme aus der Biogasanlage substituiert. Das Umweltbundesamt schätzt die Verringerung des THG-Ausstoßes durch Strom und Wärme aus Biogasanlagen, die ab 2012 gebaut wurden gegenüber den fossilen Referenzen auf etwa 70% (14). Die Differenz der einhergehenden THG-Reduktionen kann als THG-Einsparung angerechnet werden.

Der spezifische CO<sub>2</sub>-Fußabdruck des deutschen Strommix unterliegt seit dem verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien in den letzten Jahren starken Veränderungen, wobei das Umweltbundesamt für das Jahr 2020 von einem Wert von 0,366 kg/kWh<sub>el</sub> ausgeht (Stand 2019) (15). Abhängig vom Heizsystem sind die spezifischen THG-Emissionen von Wärmeenergie ebenfalls sehr unterschiedlich,

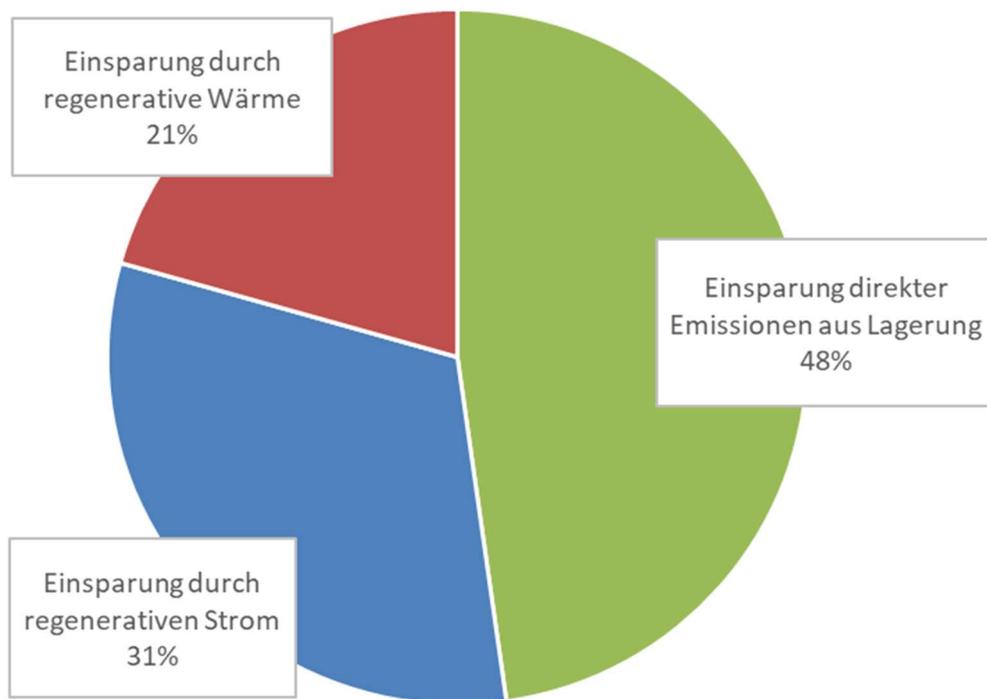
für die vorliegenden Berechnungen wird die Substitution einer Erdgasheizung mit  $0,182 \text{ kg/kWh}_{\text{th}}$  angenommen (16).

Bei der Lagerung von Gärprodukten werden im Vergleich zur Lagerung von unvergorenem Material weitaus weniger THG-Emissionen emittiert (17). Dieser Effekt soll ebenfalls als THG-Reduktion angerechnet werden. Die von Paulsen et al. (18) ermittelten Werte für die Emissionen durch die Lagerung einer Tonne Frischmasse entsprechen im Schnitt einem  $\text{CO}_2\text{eq}$  von  $31,4 \pm 5,2 \text{ kg}$ . Das Reduktionspotential dieser Emissionen hängt von zahlreichen Faktoren ab, etwa von der Art der Lagerung (abgedeckt/unabgedeckt), der Substratbeschaffung, oder der Verweilzeit bei der anaeroben Vergärung. Maldaner et al. (19) berechnen, dass sich die Methan-Emissionen, die einen Großteil der THG-Emissionen bei der Lagerung ausmachen, gegenüber unvergorenem Material um 85 % verringern können, diese Reduktionsrate wird auch für die Beispielanlage angenommen.

Da die Verbrennung des Biogases im BHKW nur unvollständig stattfindet, entweicht ein gewisser Anteil im Abgasstrom. Nach Aschmann & Effenberger werden diese Emissionen mit einem  $\text{CO}_2\text{eq}$  von  $92 \text{ g}$  pro  $\text{kWh}_{\text{el}}$  produzierten Stroms angenommen (20). Die bisher errechnete THG-Einsparung verringert sich entsprechend der gesamten im BHKW produzierten Strommenge von rund  $170 \text{ MWh}$  (siehe Tabelle 2) um ca.  $10 \text{ Tonnen CO}_2\text{eq}$  pro Jahr.

Die Summe der dargestellten THG-Reduktionen durch die Beispielanlage beträgt unter den genannten Annahmen knapp  $79 \text{ t}_{\text{CO}_2\text{eq}}/\text{Jahr}$ .

Die mengenmäßige Verteilung der betrachteten THG-Einsparpotentiale ist für die Beispielanlage in Abbildung 9 dargestellt. Der Methanschlupf wurde hierbei anteilig der nutzbaren elektrischen- und thermischen Energie von den Einsparungen durch regenerative Wärme und durch regenerativen Strom abgezogen.

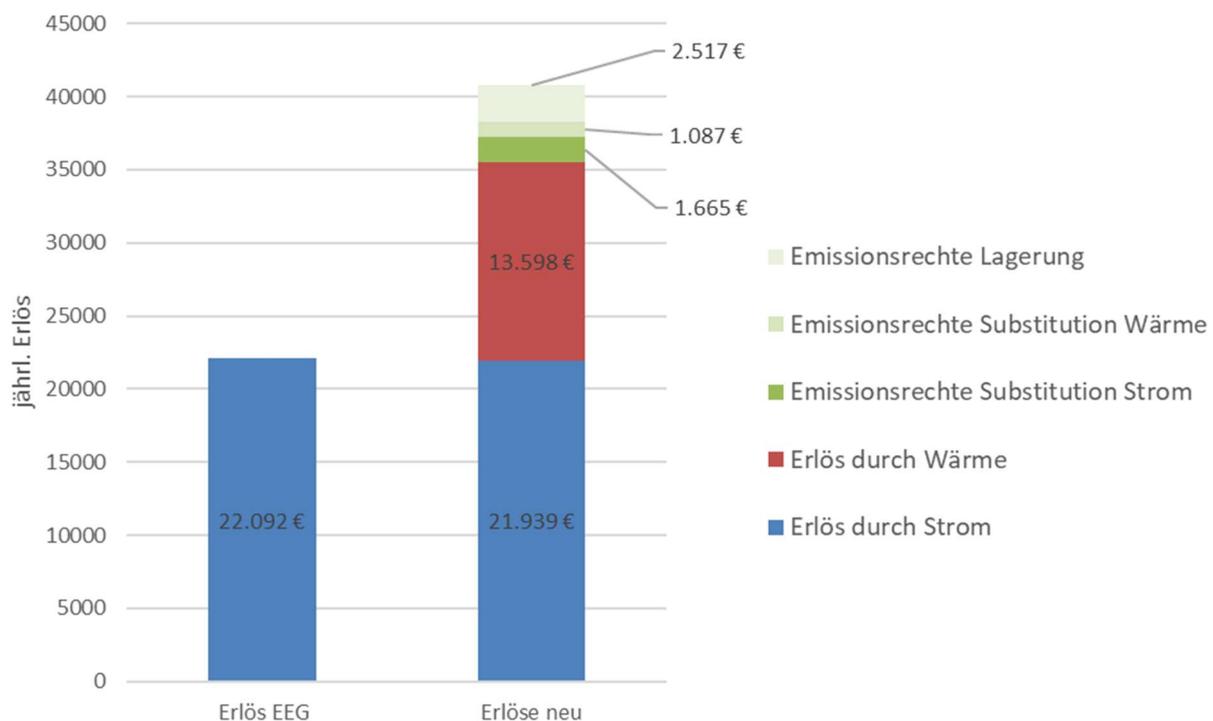


**Abbildung 9: Anteilige THG-Einsparung durch die Beispielanlage. Eigene Darstellung nach (14), (15), (16), (18).**

Diese Summe, sowie die Zusammensetzung der THG-Einsparungen dürften sich je nach Biogasanlage extrem unterscheiden, abhängig davon ob z.B. überhaupt eine vollständige Wärmenutzung vorliegt. Eine anlagenspezifische Betrachtungsweise ist somit erforderlich. Bei der Beispielanlage resultiert mit ca. 73% ein Großteil der THG-Reduktion aus der Wärmenutzung und der Vermeidung direkter Emissionen, welche in der jetzigen EEG Förderung nicht berücksichtigt werden.

Zwar liegt der staatlich festgelegte Preis für eine Tonne ausgestoßenen CO<sub>2</sub> im Jahre 2022 bei 30 €, an der Börse werden CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte jedoch bei etwa 80 €/t<sub>CO2eq</sub> gehandelt (21). Der jährliche Ertrag durch den Emissionshandel an der Börse beläuft sich bei der Beispielanlage somit auf über 5.200 €/Jahr. Die hypothetische Ertragsstruktur der Beispielanlage setzt sich somit aus mehreren Faktoren zusammen: der vollständigen Wärme- und Stromvermarktung und den auf Emissionshandel basierten Einnahmen. Als realistisch erzielbare Erlöse werden für den Strom 22 ct/kWh<sub>el</sub>, und für die Wärme 8 ct/kWh<sub>th</sub> angesetzt. Diese Werte dürften standortabhängig stark variieren, jedoch ist seit 2021 ein starker Anstieg sämtlicher Energiepreise zu beobachten (22) (23).

Abbildung 10 stellt das hypothetische Erlösmodell („Erlöse neu“ in Abbildung 10) der aktuellen EEG-Vergütung von 22,23 ct/kWh<sub>el</sub> für Güllekleinanlagen gegenüber („Erlös EEG“ in Abbildung 10).



**Abbildung 10: Gegenüberstellung eines hypothetischen Ertragsmodells bei vollständiger Vermarktung von Strom und Wärme, sowie Erträgen aus dem Emissionshandel mit der aktuellen EEG-Vergütung**

Durch die vollständige Vermarktung der Energie (Strom und Wärme) sowie der Emissionsrechte kann der Erlös gegenüber einem auf Strom begrenzten Erlösmodell fast verdoppelt werden. Die THG-Einsparungen müssen, da sie stark von betriebsspezifischen Faktoren abhängen, für die Betriebe individuell ermittelt werden.

## Fazit/Ausblick

GKA können unter der derzeitigen Erlösstruktur nur in seltenen Fällen wirtschaftlich betrieben werden. Es ist offensichtlich, dass GKA in vielerlei Hinsicht positive Beiträge zu unterschiedlichen gesellschaftlichen und ökologischen Herausforderungen leisten können. Dafür ist jedoch eine Änderung der Ertragsstruktur und eine direkte Vergütung dieser positiven Beiträge nötig.

Bei Kleinanlagen ist es nicht sinnvoll, Strom- oder Wärmeerzeugung zu fördern. Regenerativer Strom kann, sogar in Verbindung mit Speichern, in kleinen PV-Anlagen oder Kleinwindanlagen wirtschaftlicher erzeugt werden, als dies mit GKA möglich ist (24). Jedoch ist davon auszugehen, dass

die direkte Vermarktung des Stroms und der Wärme an unmittelbare Nachbarn derzeit sogar zu noch höheren Preisen wie den oben angesetzten 22 ct/kWh<sub>el</sub> und 8 ct/kWh<sub>th</sub> problemlos möglich ist.

Die Betrachtung der verschiedenen betriebswirtschaftlichen und prozessbezogenen Parameter zeigte, dass die Erhöhung des oTS, etwa durch Kofermentation starke Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit kleiner Biogasanlagen haben kann. Die Inanspruchnahme wertvoller Ackerböden zum Anbau von Energiepflanzen wie Mais ist aus ökologischer Perspektive jedoch problembehaftet, hier bietet sich die Nutzung von Zwischenfrüchten (z.B. Klee gras) an.

Eine Genehmigung zur teilweisen Kofermentation von Reststoffen aus der Lebensmittel- und Getränkeindustrie oder Lebensmittel, die zum Verzehr nicht mehr geeignet sind (kein Biomüll), würde ein enormes Angebot an energiereichen Kosubstraten eröffnen. Dies war in den 90er Jahren schon einmal Praxis und hat dort zu sehr wirtschaftlichen Kleinanlagen geführt. Die Verwertung des Gärrests würde jedoch schon aus hygienischen und seuchenschutzrechtlichen Gründen eine geeignete Regelung und Überwachung der Verwertung des Gärrests erfordern um Missbrauch zu vermeiden.

Dabei müssen der administrative und genehmigungsrechtliche sowie steuerliche Aufwand für die Vermarktung der Energie für Besitzer von Kleinanlagen geringgehalten werden.

Das Umweltbundesamt empfiehlt die Förderung der Vermeidung von CO<sub>2</sub>eq bei güllebasierten Biogasanlagen (14). Die Vermarktung von CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten zu Börsenpreisen könnte eine praktikable und unbürokratische Lösung bieten. Auch hier muss auf die administrative Beherrschbarkeit für den Besitzer der Kleinanlage geachtet werden.

Die Quantifizierung der vermiedenen THG-Äquivalente auf den landwirtschaftlichen Betrieben stellt für die Bestimmung der individuellen Fördersumme eine weitere Aufgabe dar. Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) bietet eine Methodik zur Ermittlung der THG-Emissionen bei Produktion und Verbrauch von Biokraftstoffen wie Biogas, sowie Standardwerte für die einhergehenden THG-Emissionen dieser Kraftstoffe unter verschiedenen Produktionsbedingungen (z.B. Biogas aus verschiedenen NaWaRo-Substraten oder aus Gülle) (25). Diese Richtlinie bezieht sich jedoch auf den gesamteuropäischen Raum, eine regionale und betriebsspezifische Betrachtung würde den Anlagenbetreibern weitaus mehr Anreiz bieten einzelne Potentiale zur THG-Einsparung auf Ihren Betrieben auszuschöpfen.

Ein mögliches Tool bietet hier die Landesanstalt für Landwirtschaft in Freising Weihenstephan mit ihrem Treibhausgasrechner. Die Web-Anwendung ermöglicht eine individuelle Abschätzung und Bewertung der THG-Emissionsquellen für den landwirtschaftlichen Betriebszweig Biogas (26).

Die Berechnung ist untergliedert in die Substratbereitstellung (Anbau, Ernte, Transport, Lagerung) sowie den Betrieb der Biogasanlage und des Blockheizkraftwerks (BHKW) zur energetischen Wandlung des erzeugten Biogases. Es werden alle wesentlichen Ströme von THG entlang der "Biogaskette" quantifiziert.

Die Ausdehnung des CO<sub>2</sub>-Zertifikatenhandels auf Großanlagen als zusätzliche Erlösquelle ist aufgrund der Menge an eingesetzten Energiepflanzen vor dem Hintergrund des Klimaschutzes jedoch nicht sinnvoll.

Als Untergrenze für diese Maßnahmen soll eine Brennstoffleistung von 100 kW als Maximum vorgeschlagen werden, bei denen BHKWs < 30 kW<sub>el</sub> betrieben werden können. Nur dann kann das in Tabelle 1 dargestellte Potential nennenswert erschlossen werden.

Es ist sicher lohnend, hier neue Modelle für die Betreiber von KGA < 30 kW<sub>el</sub> zu ermöglichen, da hier alleine Bayern und Baden-Württemberg ein beträchtliches Potential besteht. Problematisch ist dabei, dass Biogasmotoren dieser Leitungsklasse auf die Leistung bezogen vergleichsweise teuer sind. Durch die Notwendigkeit höherer Stückzahlen kann es hier jedoch noch zu Preissenkungen für kleine, aber technisch ausgereifte, Biogas-BHKWs kommen.

Der Ausbau von GKA zur Nutzung des Methanpotentials aus tierischen Wirtschaftsdüngern schreitet unter den derzeitigen Förderbedingungen nur langsam voran. Um dieses Potential zu nutzen ist es erforderlich, den Betrieb von GKA flächendeckend wirtschaftlich profitabel zu gestalten. Dafür müssen Hemmnisse wie zu hohe Investitionskosten abgebaut, und neue Förder- und Absatzmöglichkeiten geschaffen werden. Die Förderung der Stromeinspeisung -wie sie im EEG stattfindet- hat sich als wenig wirkungsvoll für den Ausbau von GKA erwiesen.

Nicht nur in der Landwirtschaft findet das Prinzip der anaeroben Vergärung organischer Masse Einsatz, auch in der Abwasserbehandlung ist die Vergärung von Klärschlamm Stand der Technik. Diese findet jedoch ebenfalls erst ab einer gewissen Anlagengröße flächendeckend Anwendung. Kläranlagen mit einer Ausbaugröße von unter 10.000 Einwohnerwerten (EW) stabilisieren den Klärschlamm zumeist aerob (27). Etwa 76,9 % aller Abwasserbehandlungsanlagen sind dieser Größenordnung zuzuordnen, auch wenn diese insgesamt nur 11,5 % des in Deutschland anfallenden Abwassers behandeln (28). Zwar ist bekannt, dass gerade Anlagen mit aerober Schlammstabilisierung große potentielle Quellen für THG-Emissionen darstellen. Bezüglich der emittierten Mengen und Einsparpotentiale bei diesen Anlagen besteht jedoch noch Forschungsbedarf.

Die Implementierung kleiner Anlagen zur anaeroben Vergärung von Reststoffen sowohl im landwirtschaftlichen Sektor als auch im Bereich der Abwasserbehandlung könnte einen Beitrag Verringerung der THG-Emissionen leisten. Die jüngste geopolitische Entwicklung wirft eine weitere gesellschaftliche Herausforderung auf, in der solche Anlagen einen positiven Effekt haben können: die globale Abhängigkeit von fossilen Energieimporten zu reduzieren.

## Zusammenfassung

# Neubewertung der Wirtschaftlichkeit kleiner güllevergärender Biogasanlagen

vor dem Hintergrund politischer und klimarelevanter Herausforderungen

In Bayern ist das Potential der Biogaserzeugung aus vergärbarem tierischen Wirtschaftsdünger noch nicht ausgeschöpft. Die Höhe dieses Potentials wird auf ca. 203 Millionen Nm<sup>3</sup> geschätzt, damit könnten bei Verstromung etwa 609 GWh elektrischer Energie bereitgestellt werden. Die derzeitige Förderkulisse begünstigt derzeit die Netzeinspeisung des aus Biogas erzeugten Stroms, was für die meisten Landwirte der kleinstrukturierten Landwirtschaft in Bayern keinen geeigneten wirtschaftlichen Anreiz darstellt ihre tierischen Wirtschaftsdünger in einer Biogasanlage zu verwerten. Um die positiven Effekte der Vergärung tierischen Wirtschaftsdüngers zu erschließen wird daher ein neuer, auf der Reduktion von Treibhausgasen beruhender, Förderansatz vorgestellt.

## Summary

# Reassessment of the economic viability of small manure- fermenting biogas plants

against the background of political and climate-related challenges

In Bavaria, the potential of biogas production from fermentable animal manure has not yet been exhausted. The amount of this potential is estimated at about 203 million Nm<sup>3</sup>, which could provide about 609 GWh of electrical energy if converted to electricity. The current subsidy system favours feeding the electricity generated from biogas into the grid, which does not represent a suitable economic incentive for most small-scale farmers in Bavaria to utilise their animal manure in a biogas plant. In order to tap the positive effects of animal manure fermentation, a new funding approach is presented, based on the reduction of greenhouse gases.

.....

## Literatur

1. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft. Biogas in Zahlen – Statistik zur bayerischen Biogasproduktion. [Online] März 2022. [Zitat vom: 21.03.2022. März 2022.] <https://www.lfl.bayern.de/iba/energie/031607/>.
2. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft. Potential, verfahrenstechnische und ökonomische Konsequenzen für die Biogaserzeugung. [Online] [Zitat vom: 2021. 04 20.] [https://www.lfl.bayern.de/mam/cms07/ipz/dateien/bayernplan\\_einsatz\\_von\\_biogas\\_zum\\_ersatz\\_von\\_gaskraftwerken\\_ag1.pdf](https://www.lfl.bayern.de/mam/cms07/ipz/dateien/bayernplan_einsatz_von_biogas_zum_ersatz_von_gaskraftwerken_ag1.pdf).
3. United Nations. Report of the Conference of the Parties on its nineteenth session, held in Warsaw from 11 to 23 November 2013 . [Online] 2014. 01 31. [Zitat vom: 2021. 04 20.] <https://unfccc.int/resource/docs/2013/cop19/eng/10a03.pdf>.
4. Paschotta, Dr. Rüdiger. RP-Energie-Lexikon. [Online] [Zitat vom: 2021. 04 21.] <https://www.energie-lexikon.info/methan.html>.
5. Bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten. *Land- und Forstwirtschaft in Bayern - Grafiken und Tabellen 2020*. München : s.n., 2020.
6. Wagner, Robert, et al. Wirtschaftlichkeit von Kleinbiogasanlagen auf Güllebasis. [Online] 2015. [Zitat vom: 22. 04 2022.] [http://www.biogas-forum-bayern.de/publikationen/Wirtschaftlichkeit\\_von\\_Kleinbiogasanlagen\\_auf\\_Gullebasis.pdf](http://www.biogas-forum-bayern.de/publikationen/Wirtschaftlichkeit_von_Kleinbiogasanlagen_auf_Gullebasis.pdf).
7. Panos, K. *Praxisbuch der Energiewirtschaft*. Heidelberg : Springer Verlag, 2017.
8. Müller, K. Kosten- und Wirtschaftlichkeitanalyse von Kleingülleanlagen. Landshut : Bachelorarbeit, 2021.
9. Kissel, Rainer, et al. Substrataufbereitung - Zur Verbesserung des Abbaus faserreicher Biomasse. [Online] 2019. [Zitat vom: 14. Juni 2019.] <https://www.biogas-forum-bayern.de/bif8>.
10. Effenberger, Mathias, Maze, Mona und Zerhusen, Bianca. *Klassifizierung der Treibhausgas- und Energiebilanz landwirtschaftlicher Biogasanlagen ("THG-Rechner Biogas")*. s.l. : Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, 2014.
11. Meyer-Aurich, Andreas, et al. Impact of uncertainties on greenhouse gas mitigation potential of biogas. *Renewable Energy*. 20. Juli 2012, S. 277-284.
12. Statista. Durchschnittliche elektrische Leistung je Biogasanlage in Deutschland in den Jahren 2003 bis 2021 . [Online] 2022. [Zitat vom: 19. 04 2022.] <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/262302/umfrage/installierte-leistung-von-biogasanlagen-in-deutschland/>.
13. Deutscher Bundestag. *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2021)*.
14. Umweltbundesamt. *Aktuelle Entwicklung und Perspektiven der Biogasproduktion aus Bioabfall und Gülle*. Dessau-Roßlau : s.n., 2019.
15. Umweltbundesamt. Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2020. [Online] 2021. [Zitat vom: 9. März 2022.] [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-05-26\\_cc-45-2021\\_strommix\\_2021\\_0.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-05-26_cc-45-2021_strommix_2021_0.pdf).
16. —. *CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe*. Dessau-Roßlau : Umweltbundesamt, 2022.
17. VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE. *VDI 3475 Blatt 4 - Emissionsminderung Biogasanlagen in der Landwirtschaft*. Berlin : Beuth Verlag GmbH, 2010.
18. Paulsen, H.M., et al. Landbauforsch. *Appl. Agric Forestry Res*. 2013, S. (63) 29-36.

19. Maldaner, Lia, et al. Methane emissions from storage of digestate at a dairy manure biogas. *Agricultural and Forest Meteorology*. 15. August 2018, S. 96-107.
20. Aschmann, Volker und Effenberger, Mathias. *Verlauf des elektrischen Wirkungsgrades Biogas betriebener BHKW über die Betriebsdauer*. Freising : Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, 2012.
21. <https://www.boerse-frankfurt.de>. [Online] [Zitat vom: 14. Juni 2022.] <https://www.boerse-frankfurt.de/rohstoff/kohlendioxid-co2-emissionsrechte>.
22. C.A.R.M.E.N. e.V. Marktpreisvergleich, Preisentwicklung bei Heizöl, Erdgas, Holzpellets und Hackschnitzel. [Online] 2022. [Zitat vom: 22. 04 2022.] <https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/%20marktpreise-energieholz/marktpreisvergleich/>.
23. Statista. Monatlicher Verbraucherpreisindex für Strom in Deutschland von Februar 2020 bis Februar 2022. [Online] 2022. [Zitat vom: 22. 04 2022.] <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1269523/umfrage/verbraucherpreisindex-fuer-strom/>.
24. Kost, C., et al. *Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien - Juni 2021*. Freiburg : ISE Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, 2021.
25. DAS EUROPÄISCHE PARLAMENT UND DER RAT DER EUROPÄISCHEN UNION. *RICHTLINIE (EU) 2018/2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen*. 2018.
26. <http://www.thg-rechner.de/>. [Online] [Zitat vom: 14. Juni 2022.]
27. DWA. *Merkblatt DWA-M 368 Biologische Stabilisierung von Klärschlamm*. Hennef : Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e. V., 2014.
28. Statistisches Bundesamt. *Fachserie 19/Reihe 2.1.2, Umwelt, Öffentliche Wasserversorgung und öffentliche Abwasserentsorgung – Öffentliche Abwasserbehandlung und -entsorgung –*. Wiesbaden : Statistisches Bundesamt, 2013.
29. Statista. CO2-Ausstoß nach Heizsystem in Deutschland. [Online] [Zitat vom: 10. März 2022.] <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/165421/umfrage/co2-ausstoss-nach-heizsystem-in-deutschland/>.

## Anschrift der Autoren

Johannes Blattenberger,  
Korbinian Müller,  
Uwe Behmel,  
Diana Hehenberger-Risse  
Josef Hofmann

Hochschule Landshut  
Am Lurzenhof 1  
84036 Landshut

E-Mail: [johannes.blattenberger@haw-landshut.de](mailto:johannes.blattenberger@haw-landshut.de)