



# Berichte über Landwirtschaft

Zeitschrift für Agrarpolitik und Landwirtschaft

**BAND 100 | Ausgabe 1**

**Agrarwissenschaft**  
**Forschung**  

---

**Praxis**

# Welche Konzepte machen Bioenergiedörfer zukunftsfähig? Geschäftsfelder basierend auf Strom-, Wärme- und Kraftstoffvermarktung

Von Robert Ißler, Marianne Karpenstein-Machan, Marinus Schnitzlbaumer, Ines Wilkens

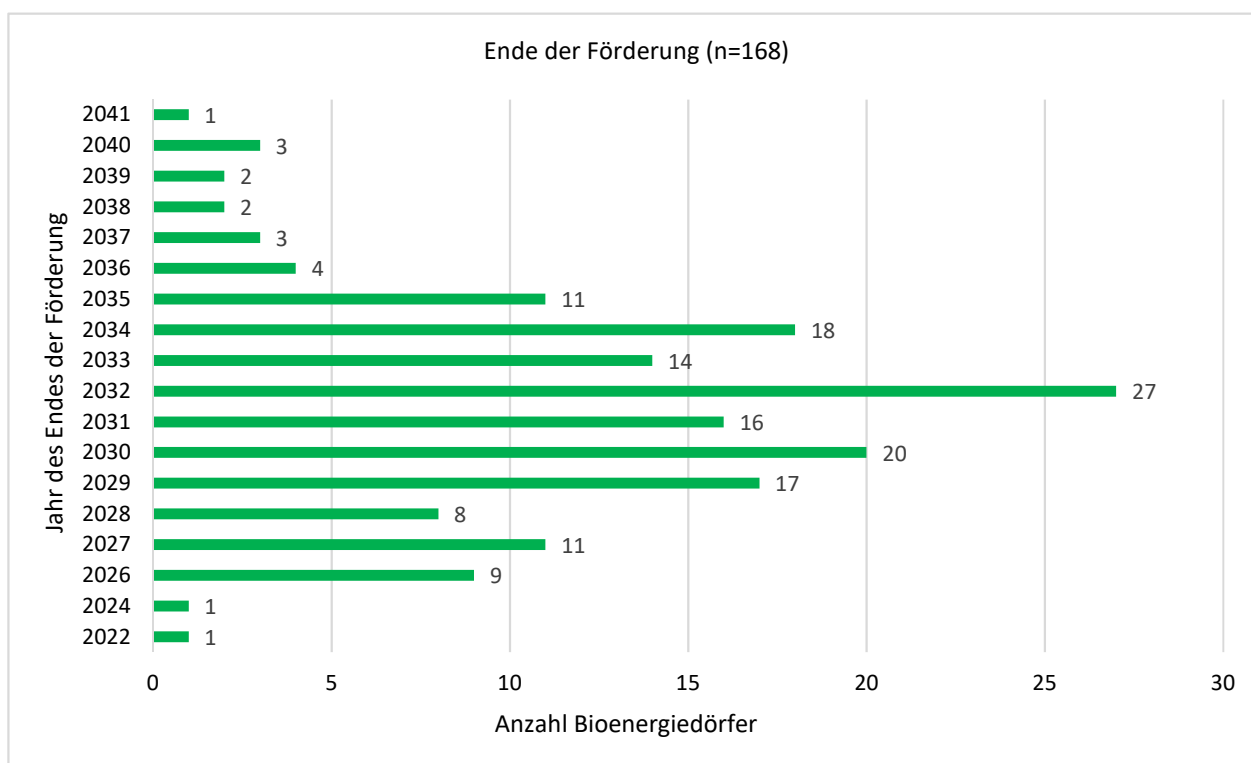
## 1 Einleitung

Im Kontext der notwendigen Wärmewende bedarf es Lösungen zur Umstellung der Wärmeversorgung auf erneuerbare Energien. Hier setzt das Konzept der Bioenergiedörfer (BED) an: Ein BED ist ein Dorf, das einen großen Teil seines Strom- und Wärmebedarfs unter Nutzung von überwiegend regional bereitgestellter Biomasse selbst deckt. Bereits im Jahre 2005 ging die Gemeinde Jühnde in Südniedersachsen als erstes Bioenergiedorf an den Start. Mittlerweile sind mehr als 200 BED in Deutschland auf der Internetseite der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe gelistet, gut 40 davon sind als „Anwärter“ genannt (FNR 2021a). Der Name „Bioenergiedorf“ verbindet alle diese Dörfer, es gibt jedoch viele Unterschiede in Bezug auf Projekthistorie und technische Umsetzung. Allen gemeinsam ist jedoch ein Nahwärmenetz zur Versorgung der Haushalte mit Wärmeenergie und nicht zuletzt ein großes Engagement der Bürger im Dorf.

Ein wirtschaftlicher Betrieb wird in den meisten BED durch die 20 - jährige Vergütung des Stroms über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)<sup>1</sup> sichergestellt. Für viele Dörfer läuft die Vergütung 2025 bis 2030 aus (siehe Abbildung 1). Die Stromvergütung macht den größten Teil der Einnahmen aus, die Wärme wird oft unter dem Vergleichspreis für fossile Wärme an die Bürger abgegeben (Karpenstein-Machan et al. 2013, Karpenstein-Machan 2017). Das Auslaufen der Förderperiode stellt daher die BED vor die existenzielle Frage, wie ein wirtschaftlicher Betrieb der Energieanlagen und ein fairer Wärmepreis für die Wärmekunden auch danach sichergestellt werden kann.

---

<sup>1</sup> Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist



**Abbildung 1: Voraussichtliches Ende der ersten EEG-Förderperiode in den Bioenergiedörfern**

Hier setzt das Verbundprojekt „Innovative Konzepte und Geschäftsmodelle für zukunftsfähige Bioenergiedörfer – klimafreundlich, demokratisch, bürgernah“ der Universitäten Kassel und Göttingen an. Zukunftsoptionen aus der Literatur und der Praxis werden von den Wissenschaftlerinnen gesichtet, bewertet und in Kooperation mit den Praxispartnern aus den BED im Reallabor auf Umsetzbarkeit und Wirtschaftlichkeit geprüft. Zur Untersuchung der Strukturen und der Zukunftsperspektiven der BED wurde eine Interviewstudie in 22 BED durchgeführt, ein Fragebogen an die restlichen Dörfer gesandt (Rücklauf 15 %) und die Datenblätter der BED bei der FNR, Internetauftritte der BED sowie das Marktstammdatenregister ausgewertet. Für die Zusammenarbeit im Reallabor wurden die BED Krebeck/Wollbrandshausen im Landkreis Göttingen und das BED Altenmellrich im Landkreis Soest gewonnen. Ergebnisse des Projektes werden in Form von Handlungsempfehlungen auf der Transferplattform „energiewendedörfer.de“ veröffentlicht.

In diesem Artikel werden perspektivische Geschäftsfelder im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor vorgestellt und auf Ihre Relevanz für den Weiterbetrieb von BED analysiert. In einer vorangegangenen Publikation wurden Geschäftsfelder basierend auf dem Einsatz nachhaltiger Substrate, daran angepasster Technik und der Vermarktung neuer Produktlinien vorgestellt (Bauböck und Karpenstein-Machan [22.10.2021 Buel]).

Nachfolgend werden zunächst die rechtlichen Rahmenbedingungen aufgezeigt, vor deren Hintergrund sich neue Geschäftsmodelle für den Strom-, Wärme- und Verkehrssektor in den BED entwickeln könnten. Im Anschluss daran wird eine Wirtschaftlichkeitsberechnung über die in diesem Projekt identifizierten neuen Geschäftsfelder vorgestellt, diskutiert und in einer SWOT-Analyse die Stärken und Schwächen bewertet.

## 2 Gesetzliche Rahmenbedingungen

### 2.1 Vermarktungsoptionen von Strom im EEG

Die große Herausforderung liegt für die BED darin, ihre stark auf die Stromerlöse durch das EEG ausgerichteten Geschäftsmodelle nach dem Auslaufen der ersten EEG-Förderphase umzugestalten. In der Post-EEG Zeit ist eine auskömmliche Vermarktung des Stroms an der Strombörse nicht kalkulierbar, denn die perspektivisch erzielbaren Erlöse können nicht vorhergesagt werden. Agora und Wattsight (2020) prognostizieren durchschnittliche Preise von etwa 4,9 bis 6,4 ct/kWh abhängig vom Ausbaupfad der anderen Technologien der erneuerbaren Energien (EE). Selbst unter bestmöglichen Konditionen, d.h. der Höchstwert der vorhergesagten Stromvergütung liegt vor und ein Großteil der BHKW-Abwärme kann lukrativ über ein Nahwärmenetz vermarktet werden, können viele Biogasanlagen ohne eine staatliche Förderung ihre Kosten nicht mehr decken (Trommler et al. 2016). Hingegen bietet das Ausschreibungsmodell mit 10 Jahren weiterer EEG-Vergütung Optionen, höhere Erlöse zu erzielen, aber auch durch die Erneuerbaren-Energien-Richtlinie der EU (RL 2018/2001/EU) im Folgenden RED II<sup>2</sup> genannt entwickeln sich Perspektiven.

#### 2.1.1 Ausschreibungsvolumen und Konditionen

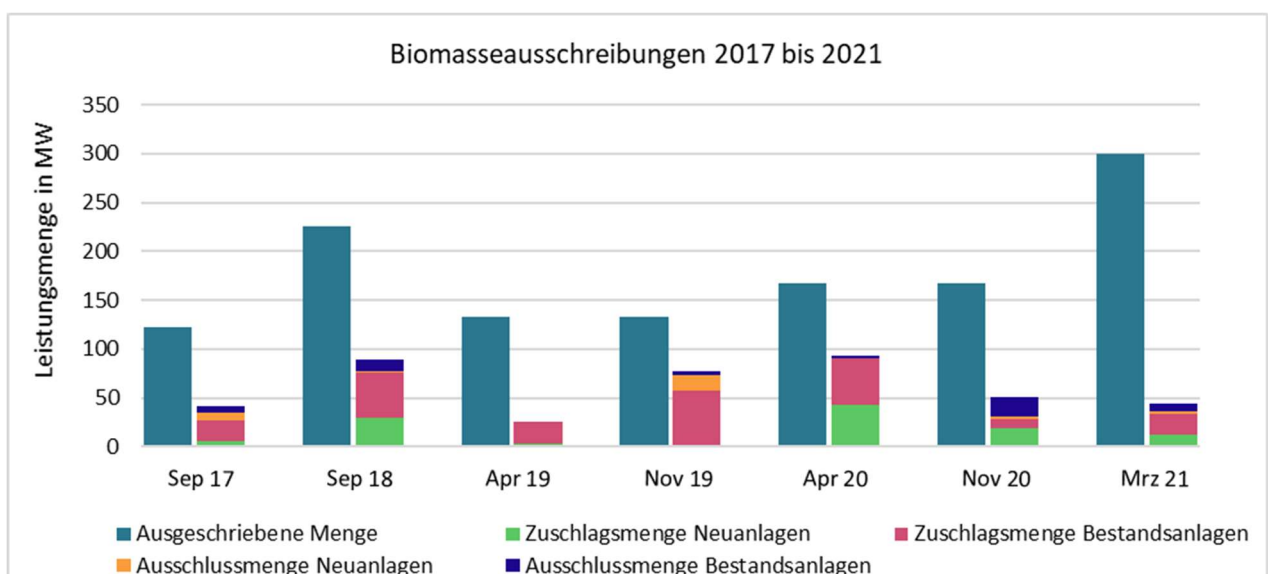
Mit dem EEG 2017 wurde die Ausschreibung für Stromerzeugung aus Biomasse (§ 28ff. EEG) für eine 10 - jährige Förderung eingeführt und nun im EEG 2021 angepasst. Nach aktuellem Stand werden zweimal jährlich Ausschreibungsrunden für Biomasseanlagen durchgeführt. Das Ausschreibungsvolumen ist mit 600 MW<sub>elektrisch</sub> festgelegt, wobei zusätzlich die Leistung ausgeschrieben wird, die im Vorjahr nicht bezuschlagt wurde (§28b Abs. 1 EEG). Bei einer Unterzeichnung, also wenn die abgegebenen Gebote geringer sind als die ausgeschriebenen 600 MW, greift die sogenannte endogene Mengensteuerung nach §39d Abs. 3 EEG 2021. In diesem Fall werden die teuersten 20 % aus dem Gebotsverfahren ausgeschlossen. Zusätzlich wurden im EEG 2021 die

---

<sup>2</sup> Richtlinie 2018/2001/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (ABl. L 328 vom 21. Dezember 2018, S. 82).

sogenannten Südquoten eingeführt. Danach werden bei den Ausschreibungen für Biomasseanlagen die Hälfte der Zuschläge gesichert an Anlagenbetreiber aus der Südregion vergeben (§39d EEG). Welche Landkreise darunterfallen, kann in Anlage 5 zu §3 Nr. 43c EEG nachgelesen werden.

Erfahrungen von insgesamt sieben Biomasseausschreibungen zeigen, dass in den Jahren 2017 bis 2021 vergleichsweise wenig Betreiber von Bestandsanlagen auf das Ausschreibungsmodell umgestiegen sind. Zudem waren alle Ausschreibungen unterzeichnet, es wurden im Durchschnitt nur 33 % der Ausschreibungsmenge bedient. In Abbildung 2 sind die Ergebnisse der bisherigen Ausschreibungsrunden dargestellt:



**Abbildung 2: Biomasseausschreibungen 2017 bis 2021 (eigene Darstellung nach Bundesnetzagentur 2021)**

Ursächlich für die Unterzeichnungen könnte sein, dass für viele Anlagenbetreiber das Auslaufen der EEG-Vergütung noch weit entfernt ist, aber auch die formellen Anforderungen für eine erfolgreiche Teilnahme an den Ausschreibungen eine Hürde darstellen. In den vergangenen Ausschreibungsrunden wurden durchschnittlich 19 % der eingegangenen Gebote wegen Formfehlern nicht berücksichtigt (BNetzA 2021). Der zulässige Höchstgebotswert für Bestandsanlagen liegt nach EEG 2021 bei 18,40 ct pro kWh Strom mit einer jährlichen Degression von 1 % ab Januar 2022 (§39g Abs. 5 Nr. 3 EEG) und damit im Vergleich zum EEG 2017 um etwa 2 ct/kWh höher.

Derzeit ist noch nicht abzusehen, welchen Einfluss die endogene Mengensteuerung und die Einführung der Südquoten auf eine erfolgreiche Teilnahme haben. In jedem Fall entstehen aber größere Unsicherheiten, ob man einen Zuschlag erhält, so dass die eigenen Preisstrukturen der

Stromerzeugung noch wichtiger werden. Dabei sind die Anforderungen des EEG 2021 bezüglich des Substrateinsatzes und der Flexibilisierung zu beachten.

Eine Teilnahme an der Ausschreibung ist frühestens acht Jahre vor dem Auslaufen der 20 - jährigen EEG-Vergütung möglich. Nach dem Erhalt eines Zuschlags muss innerhalb von drei Jahren in den Betrieb gemäß den Ausschreibungsregularien gewechselt werden (§39g Abs. 1,2 EEG). Ein Wechsel bedeutet für den Betreiber, dass die Anlage zukünftig nach den Anforderungen des EEG 2021 betrieben werden muss. Darunter zählen zum einen die Bestimmungen nach §39i Abs. 1 EEG, nach denen der eingesetzte Maisanteil als Substrat maximal 40 % betragen darf. Weiterhin muss sichergestellt werden, dass die Gärreste mindestens 150 Tage in einem gasdichten Behälter gelagert werden können (§9 Abs. 5 EEG). Weitere Anforderungen sind beispielsweise das Verbot einer Eigenstromnutzung, die in Kombination mit anderen Geschäftsmodellen ein Problem darstellen kann. Außerdem werden Anforderungen an eine flexible Anlagenleistung gestellt, indem nur 45 % der gesamt installierten BHKW-Leistung vergütet werden (§39i Abs. 2 Nr.1 EEG). Dieses Kriterium wird für einen wirtschaftlichen Betrieb in der Regel über eine Investition in weitere Stromerzeuger erfüllt. Was Flexibilisierung für die Betreiber bedeutet und welche Förderinstrumente dabei zusätzlich gelten, wird im nächsten Abschnitt beschrieben.

### 2.1.2 Flexibilisierung, Flexprämie und Flexzuschlag

Während ursprünglich Biogasanlagen für den Grundlastbetrieb vorgesehen waren, wird mittlerweile die Fähigkeit, bedarfsgerecht Strom zu produzieren und damit der Volatilität anderer EE-Technologien entgegenzuwirken als wichtiger Bestandteil für das Energiesystem gesehen (Daniel-Gromke et al. 2019). So ist es erstrebenswert, die BHKWs derart zu steuern, dass sie in Zeiten, in denen wenig anderer EE-Strom erzeugt wird, mehr Leistung in das Netz bringen und umgekehrt die Produktion einstellen, wenn viel Strom erzeugt wird. Dies kann ermöglicht werden, indem man die Laufzeit des vorhandenen BHKW reduziert (passive Flexibilisierung) oder die gesamt installierte Leistung erhöht und entsprechend in Zeiträumen mit hohen Strompreisen mehr Strom einspeist, als bisher mit nur einem BHKW möglich war (Daniel-Gromke et al. 2019). In beiden Fällen sind für Bestandsanlagen dabei Änderungen vorzunehmen, die neben dem BHKW auch das Fütterungsmanagement des Fermenters, den Gas- und Wärmespeicher sowie die zugehörige Peripherie umfassen.

Die typischste Form der Flexibilisierung war bisher die sogenannte „doppelte Überbauung“. Dabei wurden 100 % der BHKW-Leistung zugebaut, also ein zweites BHKW derselben Größe installiert. Somit kann in der Hälfte der Zeit dieselbe jährliche Stromproduktion erfolgen. Nach dem

Ausschreibungsmodell des EEG 2021 in dem nur noch 45 % der Leistung förderbar sind, müssen heute entsprechend ca. 120 % BHKW-Leistung zugebaut werden. Ein solches Vorhaben lässt sich in der Regel nahezu vollständig über die Förderinstrumente (s.u.) finanzieren (FNR 2018). Durch die Förderung für den Zubau von flexibler Leistung wird auch eine stärkere Überbauung finanzierbar, weshalb es sich lohnen kann, konsequent zu flexibilisieren<sup>3</sup>. Die vorhandenen BHKWs laufen dann wesentlich weniger, was ihre gesamte Lebensdauer erhöht und die erforderlichen Neuinvestitionen besser streut (FNR 2018).

Der Grad der Überbauung entscheidet außerdem darüber, wie hoch die Mehrerlöse sind, die an der Strombörse erzielt werden können, da in Zeiten von geringer Stromproduktion durch Windkraft und Photovoltaik die Preise entsprechend höher sind. Damit können sich ab Ende der 2020er Jahre die Mehrerlöse durch konsequente Flexibilisierung im Vergleich zur „normalen Flexibilisierung“ in etwa verdoppeln (FNR 2018). Nach Daniel-Gromke et al. (2019) sind die Zusatzerlöse an der Börse heute allerdings noch nicht gewinnentscheidend, der Wirkungsgradgewinn moderner BHKW mit höherer Leistung hat einen größeren Einfluss auf die Erlösstruktur, positiv wirken sich auch die niedrigeren spezifischen Kosten für größere BHKWs aus.

Anlagen, die noch nicht an der Ausschreibung teilgenommen haben, können über die Flexibilitätsprämie (Flexprämie) gefördert werden. Pro überbautem kW<sub>el</sub> wird nach §50b EEG ab einem Zubau von mindestens 20 % bis zu einer doppelten Überbauung (entspricht einem 100-prozentigem Leistungszubau) jährlich eine Prämie in Höhe von 130 € pro kW zusätzlich installierter Leistung gewährt. Weiter werden 65 € pro Kilowatt für jedes kW ausbezahlt, das zusätzlich zur doppelten Überbauung installiert wurde (Anlage 3 zu §50b EEG). Je nachdem welche der folgenden zwei Bedingungen eher eintritt, endet die Zahlung der Flexprämie nach 10 Jahren oder zum Ende der 20jährigen EEG-Vergütung des EEG-Standortes, für den die Flexibilisierung erfolgte.

Anlagen, die nach dem Ausschreibungsmodell vergütet werden, erhalten für den flexiblen Betrieb für den 10-jährigen Förderzeitraum den sogenannten Flexibilitätszuschlag (Flex-Zuschlag) in Höhe von jährlich 65 €/kW pro installierter Leistung (§50a Abs. 1 EEG). Der Anteil an Leistung, der bereits vollständig über die Flexibilitätsprämie gefördert wurde, ist dabei auf 50€/kW reduziert (Welteke-Fabricsius 2021).

---

<sup>3</sup> Ein Zubau von mehr als 200 % bis 375 % der vorhandenen BHKW-Leistung wird in Fachkreisen als konsequente Flexibilisierung bezeichnet (FNR 2018).

In beiden Fällen wurden mit dem EEG 2021 zusätzliche Qualitätsanforderungen an die flexiblen BHKWs eingeführt. Nach §50a, b Abs. 3 EEG müssen die Anlagen an mindestens 4.000 Viertelstunden im Jahr eine Strommenge erzeugen, die mindestens 85 % ihrer installierten Leistung entspricht, um für Flexibilitätsprämie oder -zuschlag zugelassen zu werden.

Eine konsequente Flexibilisierung ist derzeit nur rentabel, wenn mit einer möglichst vollständigen Förderung der Zusatzinvestitionen (d.h. Erhalt von mindestens 8 Jahren Flexprämie und 10 Jahren Flexzuschlag) geplant werden kann, um die Investitionen zu tragen (von Bredow und Widmann 2021). Sollte es Anlagenbetreibern möglich sein, beide Förderinstrumente in Anspruch zu nehmen, entstehen die größten wirtschaftlichen Vorteile bei einer frühen, konsequenten Flexibilisierung (Daniel-Gromke et al. 2019). Eigene Berechnungen für BED werden in Abschnitt 3.1. vorgestellt.

## 2.2 Vermarktung von Biomethan und Kraftstoffen

### 2.2.1 Biomethanherzeugung und Einspeisung in Gasnetz

Wenn Biogas in BED für die Biomethanherzeugung und Einspeisung ins Gasnetz genutzt werden soll, muss zunächst geprüft werden, ob diese nicht in Konkurrenz zur Wärmeerzeugung steht. BED haben in der Regel ein umfangreiches Nahwärmenetz mit vielen Wärmekunden, denen ganzjährig nach Bedarf Wärme geliefert wird. Wärmekunden haben mit Anschluss an das Nahwärmenetz in vielen Dörfern auf eine eigenständige Wärmeversorgung verzichtet und mit der Betriebsgesellschaft z.B. einer Genossenschaft einen langjährigen Wärmeliefervertrag abgeschlossen. Für das neue Geschäftsfeld kann also lediglich ein Teilstrom des Biogases von der Biogasanlage abgezweigt werden. Nach Daniel-Gromke et al. (2020) sollte für einen wirtschaftlichen Betrieb einer Biogasaufbereitungsanlage ein Mindestvolumenstrom von 250 Nm<sup>3</sup>/h Biogasüberschuss vorhanden sein. Auch sollte eine ganzjährige Produktion mit über 8.000 Stunden/Jahr angestrebt werden, um die spezifischen Kosten weiter zu senken. Die Abzweigung einer solch großen Menge Biogas und ein ganzjähriger Betrieb der Biogasaufbereitungsanlage ist für ein einzelnes BED mit einer Biogasanlage in der Regel unrealistisch (siehe Kap. 3.2.).

Während die Aufbereitung in einer Biogasaufbereitungsanlage vom Anlagenbetreiber zu finanzieren ist, wird ein Großteil der zusätzlich notwendigen Bestandteile wie zum Beispiel die Anlage zur Konditionierung des Gases über den Gasnetzbetreiber bezahlt, der die entstandenen Kosten auf die Gaskunden umlegen kann. Die Zuleitung zum Gasnetz wird abhängig von der Länge ebenfalls über den



Gasnetzbetreiber teilfinanziert (§36 GasNZV<sup>4</sup>). Die gesamten Investitionen sind für den Betreiber auf 250.000 € gedeckelt, sofern die Leitung zum Einspeisepunkt 1 km nicht überschreitet. Nach §20a GasNEV<sup>5</sup> erhalten Einspeiser von Biomethan für vermiedene Netzkosten über einen Zeitraum von 10 Jahren ein Entgelt in Höhe von 0,7 ct pro Kilowattstunde eingespeistes Gas.

Leider haben sich die Biomethanpreise in den letzten Jahren rückläufig entwickelt (dena 2020). Die Einspeisung ist daher mit finanziellen Risiken verbunden. Abhängig von den Einsatzstoffen variieren die Preise, zu denen Biomethan kurzfristig gehandelt wird, zwischen 5,7 ct/kW (Abfall) und 7,2 ct/kWh (Gülle). Langfristige Verträge liegen preislich zwischen 5,9 ct/kWh und 7,4 ct/kWh. Im Vergleich zu den Vorjahren ist ein Preisverfall zu erkennen, der voraussichtlich für Biomethan aus NaWaRo-Anlagen weiter anhalten wird (dena 2020). In der Regel findet der Handel von Biomethan bilateral statt, so dass in diesem Sektor die Preisschwankungen auch stark von den entsprechenden Händlern und Verträgen abhängig sind (Beyrich et al. 2019). Auch die zeitliche Begrenzung für vermiedene Netzkosten kann laut einer Analyse der Deutschen Energie-Agentur (dena) für viele Aufbereitungsanlagen den Verlust der Wirtschaftlichkeit nach Ablauf der 10 Jahre bedeuten (dena 2018).

### 2.2.2 Kraftstoffe basierend auf der Renewable Energy Directive (RED)

Weiterhin kann auch die Vermarktung von Biomethan im Verkehrssektor eine Option für Biogasanlagenbetreiber sein. Die rechtliche Grundlage hierzu legt die Erneuerbare-Energie-Richtlinie RED II der EU. Hier sind unter anderem Vorgaben für Treibhausgasemissionen (THG) im Verkehrssektor festgelegt. Sie ist bis Mitte 2021 in deutsches Recht umzusetzen. Bis zum Jahr 2030 wird ein Mindestanteil von Erneuerbarer Energie (EE) in der EU im Verkehrssektor von 14 % gefordert (Art. 25 RL 2018/2001/EU) (Naumann et al. 2021). In Deutschland soll zur Erfüllung dieser Vorgaben eine stufenweise Erhöhung der THG-Minderungsquote bis zum Jahr 2030 auf 25 % erfolgen (Deutscher Bundestag, 2021)<sup>6</sup>. Diese legt fest, wie viele Emissionen im Vergleich zum Einsatz konventioneller Kraftstoffe eingespart werden müssen.

---

<sup>4</sup> Gasnetzzugangsverordnung 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

<sup>5</sup> Gasnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2197), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 27. Juli 2021 (BGBl. I S. 3229) geändert worden ist

<sup>6</sup> Der entsprechende Gesetzesentwurf wurde am 17.9.2021 vom Bundestag beschlossen. Die Gesetzesänderung tritt am 1.1.2022 in Kraft.

### 2.2.2.1 THG-Minderungsquote

Die THG-Minderungsquote muss beim Inverkehrbringen von Kraftstoffen eingehalten werden und beträgt im Jahr 2021 bereits 6 % gegenüber dem Einsatz konventioneller Kraftstoffe. Für Produzenten von Biomethan bedeutet das, dass sie entsprechende Quotenverpflichtungen für andere, z.B. Mineralölunternehmen erfüllen können, in dem sie Zertifikate der eingesparten Emissionen an diese veräußern (Naumann et al. 2021). Die Höhe der Treibhausgasreduzierung bei der Produktion von Biomethan kann über die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) zertifiziert oder anhand von Standardwerten (derzeit nur für Gülle, Reststoffe und Mais) bestimmt werden, die in der RED II festgelegt sind (ABl. L 328/194 ff.). Biomethan aus Abfall- und Reststoffen stellt die wettbewerbsfähigste Option für eine Quotenvermarktung dar, da die Standardwerte ein sehr hohes Minderungspotenzial aufweisen (Grösch et al. 2020).

### 2.2.2.2 CO<sub>2</sub>-Zertifikate für fortschrittliche Kraftstoffe

Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass die Abnehmer von Biomethan-Zertifikaten je nach Marktlage Preise akzeptieren, die unterhalb des gesetzlichen Strafgeldes für eine Nichteinhaltung der Mindestquoten liegen. Derzeit muss pro Tonne CO<sub>2</sub>, die über den gesetzlichen Anforderungen liegt, eine Strafzahlung von 470 € bezahlt werden (§ 37c Abs. 2 S. 6 BImSchG<sup>7</sup>), die ab 2022 auf 600 € angehoben wird (Deutscher Bundestag 2021). Am Markt werden diese Zertifikate bilateral gehandelt, weshalb es keinen festen Preisindex dafür gibt. Die Preise für die Quoten wurden für das Jahr 2021 mit etwa 320 €/t CO<sub>2</sub> prognostiziert (Mozgovoy 2020).

Eine weitere Vorgabe der RED II Richtlinie betrifft den Anteil fortschrittlicher Biokraftstoffe wie z.B. Biomethan im Verkehrssektor, der bis 2030 gemäß der deutschen Umsetzung der RED II 2,6 % betragen muss (Deutscher Bundestag, 2021; Naumann et al. 2021). Mengen oberhalb dieses Mindestanteils können zweifach auf den EE-Anteil im Verkehrssektor angerechnet werden, um die entsprechenden Technologien für fortschrittliche Biokraftstoffe zu fördern (ebenda). Die Einsatzstoffe, die einen Kraftstoff als „fortschrittlich“ kennzeichnen, sind in Anhang IX RED II festgelegt und umfassen unter anderem Abfall- und Reststoffe, Wirtschaftsdünger und Stroh.

Eine (Hof-)Tankstelle kann eine sehr interessante Einnahmequelle für Biogasanlagenbetreiber darstellen, wenn im Fermenter überwiegend Stroh, Gülle oder Abfallstoffe vergärt. Nach RED II-

---

<sup>7</sup> Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274; 2021 I S. 123), das zuletzt durch Artikel 10 des Gesetzes vom 27. Juli 2021 (BGBl. I S. 3146) geändert worden ist.

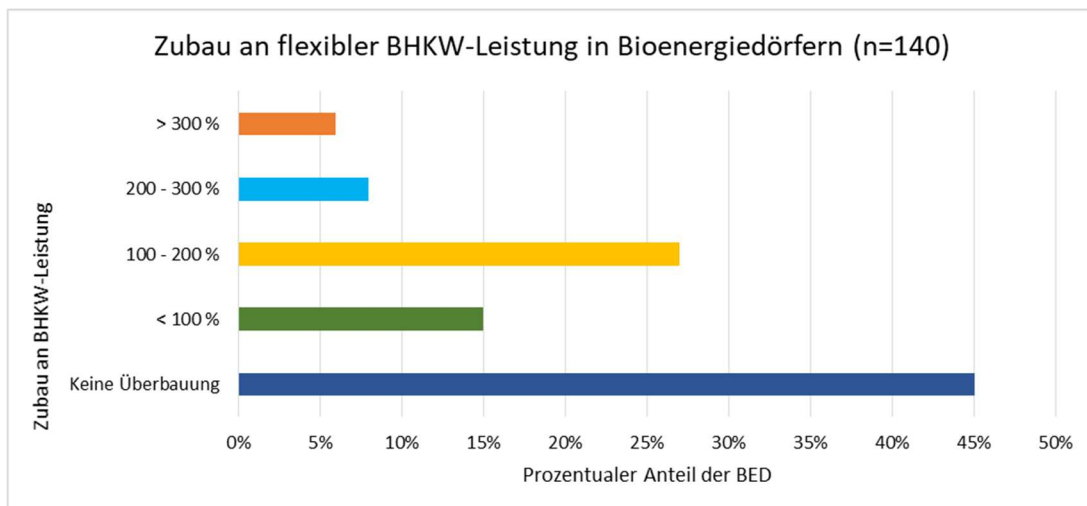
Standardwerten zur Treibhausgasminde rung werden diese Gärsubstrate besonders gut bewertet, so dass die Erlöse, die hiermit aus dem Biomethan-Quotenhandel erreicht werden können, entsprechend höher liegen als bei anderen Substraten. Gemäß einer Wirtschaftlichkeitsberechnung von (Göggöz et al. 2020), ist eine anteilige Umstellung auf Tankstellenbetrieb mit Quotenerlösen nach RED II stets ökonomischer als die reine Vor-Ort-Verstromung und bietet eine gute Perspektive für Biogasanlagenbetreiber nach Ablauf der 10-jährigen Folgeförderung (siehe Kap. 4.2.).

### 3 Neue Geschäftsfelder für Bioenergiedörfer auf dem Prüfstand im Reallabor

Basierend auf dem EEG und der RED II sind verschiedene Geschäftsfelder für BED denkbar, die nachfolgend dargestellt und anhand ihrer Auswirkungen auf die Wärmeversorgung des BED diskutiert werden.

#### 3.1 Wirtschaftlichkeit der Flexibilisierung

Eine Auswertung der Daten des Marktstammdatenregisters in Abbildung 3 gibt einen Überblick, wie stark der Zubau bereits von den BED genutzt wurde. Rund 45 % der BED haben noch keine Überbauung vorgenommen und von denjenigen, die überbaut haben, bevorzugt offenbar die Mehrheit eine mäßige Überbauung bis zur doppelten Leistung. Knapp 15 % der Dörfer bauen weniger als 100 % zu, das heißt das neue BHKW hat eine geringere Leistung als das Bestands-BHKW. Eine konsequente Überbauung mit mehr als 200% bis über 300 % erfolgt in 14 Prozent der BED.



**Abbildung 3: Zubau an flexibler Leistung von Bioenergiedörfern (Eigene Berechnungen, Datenquelle Marktstammdatenregister)**

Die nachfolgende Gewinn- und Verlustrechnung (GuV) untersucht zwei Szenarien für eine typische 500 kW Biogasanlage mit einem 610 kW Flex-BHKW. Die Biogasanlage ist im Jahr 2010 in Betrieb gegangen und die Flexibilisierung erfolgt im Jahr 2022, somit kann noch ein Teil der Flexibilisierungskosten über

die Flexprämie finanziert werden. Die Wärmevermarktung im BED ist dabei konstant mit 8,5 ct/kWh angesetzt. Im Szenario B erfolgt der Zuschlag in der Biomasseausschreibung fünf Jahre später als im Szenario A, was eine geringere Stromvergütung zur Folge hat. Beim Szenario B wird zudem die Auswirkung von 5 % höheren Biogasgestehungskosten durch allgemeine Preissteigerungen aufgezeigt. In beiden Fällen wird ein um 25 % reduzierter Zuschlagspreis im Vergleich zum maximal zulässigen Höchstpreis angenommen, um auf die endogene Mengensteuerung zu reagieren. Ob dieser Sicherheitsaufschlag für eine erfolgreiche Teilnahme an der Ausschreibung ausreichend ist, kann an dieser Stelle nicht bewertet werden.

**Tabelle 1:**  
**Wirtschaftlichkeit der Flexibilisierung – Vergleich von zwei Szenarien**

<u>Annahmen:</u>			
	<b>Bezuschlagungsjahr A</b>	<b>2025</b>	Szenario A
	<b>Bezuschlagungsjahr B</b>	<b>2030</b>	Szenario B
	Installierte Leistung	1.110 kW	<i>entspricht 500 kW Bemessungsleistung bei 120 % Zubau.</i>
	Volllaststunden	3.942 Stunden	
	BHKW-Wirkungsgrad elektrisch	40,0 %	
	BHKW-Wirkungsgrad thermisch	46,0 %	
	Anteil der BHKW-Abwärme die verkauft wird	45%	<i>Versorgung eines Nahwärmenetzes mit überwiegend Wohnhäusern als Abnehmer, somit im Sommer nur geringer Wärmeabsatz</i>
	Zuschlagspreis A	13,26 ct/kWh	
	Zuschlagspreis B	12,61 ct/kWh	<i>Zuschlag 25 % unter Höchstpreis (wegen der endogenen Mengensteuerung)</i>
	Durchschnittlicher Mehrerlös durch flexible Fahrweise	0,50 ct/kWh <sub>el</sub>	
	Wärmeverkaufspreis	8,5 ct/kWh	
	Vollkosten der Biogaserzeugung Szenario A	5,5 ct/kWh Rohgas	
	Vollkosten der Biogaserzeugung Szenario B	5,8 ct/kWh Rohgas	<i>Allgemeine Preissteigerung von 5 % (Substratkosten, Hilfsstoffe, Lohnkosten etc.).</i>
	Spez. BHKW-Kosten A	2,44 ct/kWh <sub>el</sub>	<i>Enthält Kosten für Investition, Wartung, Reparatur und Hilfsstoffe.</i>
	Spez. BHKW-Kosten B	2,11 ct/kWh <sub>el</sub>	<i>In Szenario B ist bereits mehr über die Flexprämie finanziert</i>
	Jahresproduktion Strom	4.380.000 kWh	
	Jährlich verkaufte Wärmemenge	1.971.000 kWh	
	Produktion Rohbiogas	10.950.000 kWh	
<u>Kosten</u>		Szenario A	Szenario B
	Rohbiogaskosten A	602.000 €	635.000 €
	Kosten BHKW	99.500 €	92.500 €
	<b>Gesamtkosten</b>	<b>701.500 €</b>	<b>727.500 €</b>
<u>Erlöse</u>		Szenario A	Szenario B
	Stromerlöse ohne Mehrerlöse an der Börse	580.500 €	552.000 €
	Flexzuschlag	35.500 €	30.500 €
	Wärmeerlöse	167.500 €	
	Mehrerlös durch flexible Fahrweise im Jahr	22.000 €	22.000 €
	<b>Gesamterlöse</b>	<b>805.500 €</b>	<b>772.000 €</b>
<u>Ergebnis</u>			
	Gewinn	104.000 €	44.500 €

Es zeigt sich, dass bereits geringe Änderungen in den Rohbiogaskosten und den Gebotspreisen (Szenario B) die Wirtschaftlichkeit der Anlage mehr als halbieren. Eine genaue Kenntnis über die Kostenstrukturen der eigenen Anlage ist also von großer Bedeutung für eine erfolgreiche Teilnahme an der Biomasseausschreibung. Auch sollte eine frühere Teilnahme an der Ausschreibung in Erwägung gezogen werden, um bessere Fördersätze erhalten zu können.

Bei der im obigen Beispiel dargestellten Biogasanlage mit 1,2-fachem Zubau und jährlich knapp 4.000 Volllaststunden, sollte es keine Zielkonflikte mit der Wärmeversorgung in einem BED geben. Um sich dem saisonalen Wärmebedarf anzupassen, ist ein wärmegeführtes BHKW ein folgerichtiger Weg. Eine Überbauung der BHKW-Leistung ist auch für die Anpassung an den Wärmebedarf des BED erforderlich, um die Gasproduktion im Winter auf ca. das Dreifache zu erhöhen und in den Sommermonaten ca. auf die Hälfte zu reduzieren (Karpenstein-Machan 2021). Mit zwei BHKWs und einer saisonal angepassten Fütterung lässt sich der Wärmebedarf gut „nachfahren“. Idealerweise werden in den Sommermonaten lediglich Wirtschaftsdünger vergoren und im Winter energiereichere Substrate verwendet. In BED mit vielen Wärmekunden bietet es sich an, den Strom dann zu produzieren, wenn auch Wärme benötigt wird. Inwieweit das mit einer stark stromgeführten Fahrweise mit vielfacher Überbauung des BHKW zu Zielkonflikten führt, ist von der Größe der Gas- und Wärmespeicher abhängig. Wenn BHKWs z. B. nur noch 2.000 Stunden im Jahr laufen, um die jeweiligen Börsenhöchstpreise zu erreichen und dann abschalten, könnte es zu Engpässen in der Wärmeversorgung kommen, wenn die Speicher nicht ausreichend dimensioniert sind. Auch (Daniel-Gromke et al. 2019) geben zu bedenken, dass in Abhängigkeit vom Wärmebedarf eine stark stromgeführte Fahrweise die Notwendigkeit eines größeren Wärmespeichers oder eines Spitzenlastkessels nach sich zieht. Passt man die Biogasproduktion und die Fahrweise der BHKWs aber an die saisonalen Schwankungen des Wärmebedarfes an, fällt dieser Einfluss nicht so stark ins Gewicht, sofern die Wärmespeicher ausreichend groß dimensioniert sind, um auch in der Heizperiode die Ruhezeiten der BHKWs zu überbrücken (FNR 2018).

In der oben genannten Weise wurde in einem von den Autoren interviewten BED verfahren. Ein neues Flex-BHKW mit 1.300 kW wurde zu den vorhandenen zwei BHKW mit jeweils 2x250 kW zugebaut. Das Wärmespeichervolumen wurde von 165 auf 215 m<sup>3</sup> vergrößert und ein zusätzlicher Fermenter installiert, der auch als Gas- und Lagerbehälter dient. Trotz hoher BHKW-Leistung wird ein moderater, lange vorausschauender Stromfahrplan (3 Tage) mit 2 mal 6 Stunden (morgens und abends) gefahren. Auch der saisonal unterschiedliche Wärmebedarf wird berücksichtigt und die BHKW-Leistung im Sommer gedrosselt und im Winter erhöht. Durch die Flexibilisierung konnte 25 % mehr Wärme aus dem Biogas für das Nahwärmenetz gewonnen und der Bedarf an Holzhackschnitzeln für den

redundanten Heizkessel reduziert werden. Die in dieser Weise umgesetzte Flexibilisierung hat dem BED finanzielle Vorteile gebracht und die Sicherheit der Wärmeversorgung erhöht.

## 3.2 Wirtschaftlichkeit der Biomethanerzeugung mit Hoftankstelle

### 3.2.1 Voraussetzungen prüfen

Grundsätzlich muss bei der Biogasaufbereitung zwingend die Nutzungskonkurrenz zwischen der Kraftstoffherstellung und der Wärmebereitstellung für das Nahwärmenetz berücksichtigt werden. Wird ein kontinuierlicher Tankstellenbetrieb priorisiert, muss entsprechend dafür gesorgt werden, dass der Wärmebedarf im BED immer ausreichend gedeckt wird, evtl. auch mit einer zusätzlichen Wärmequelle wie Solarthermie oder Power to Heat (siehe Kap. 4.2.).

Vor der baulichen Planung muss außerdem zunächst geprüft werden, ob lokale Abnehmer von Biomethan vorhanden sind, da eine hohe Auslastung und ein kontinuierlicher Tankstellenbetrieb eine Voraussetzung für den wirtschaftlichen Betrieb sind. Ein kontinuierlicher Absatz für das produzierte Biomethan (compressed natural gas - CNG) kann z. B. durch regionale Transportunternehmen oder lokale Landwirtschaftsbetriebe, die gasbetriebene LKWs bzw. Landwirtschaftsmaschinen besitzen oder anschaffen, abgesichert werden. So empfiehlt es sich, im Vorfeld Partnerschaften zu prüfen, die ggf. für beide Seiten einen Mehrwert bieten können. Für Speditionen und andere Betriebe im Logistikbereich ist nach §1 Abs 2 Nr. 8 BFStrMG<sup>8</sup> eine Mautbefreiung vorgesehen, falls sie gasbetriebene Fahrzeuge nutzen. In Abhängigkeit von der Fahrzeuggröße und der (bisherigen) Schadstoffklasse können zwischen 90 € und 260 € pro tausend Fahrkilometer eingespart werden (Anlage 1 des BFStrMG), was ein Argument für einen Umstieg auf diese Technologie sein kann. Auch bezogen auf die Treibstoffkosten liegt die Kostenersparnis bei CNG-LKW bei maximalem Energiesteuersatz (und gleichbleibenden Dieselpreisen) bei etwa 22 % pro 100 Fahrkilometer. Bis zum Jahr 2027 ist außerdem die Energiesteuer für CNG-Kraftstoffe reduziert (§2 Abs. 2 EnergieStG<sup>9</sup>). Dem gegenüber stehen die erhöhten Anschaffungskosten, für die es seit Beginn 2021 keine staatliche Förderung mehr gibt. Perspektivisch werden CNG-Antriebe insbesondere für schwere Maschinen wie LKW, in denen der Umstieg auf Elektrofahrzeuge schwierig ist, auch für längere Zeit relevant sein (Naumann et al. 2021).

---

<sup>8</sup> Bundesfernstraßenmautgesetz vom 12. Juli 2011 (BGBl. I S. 1378), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 8. Juni 2021 (BGBl. I S. 1603) geändert worden ist.

<sup>9</sup> Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 30. März 2021 (BGBl. I S. 607) geändert worden ist.

### 3.2.2 Hoftankstelle – Betrieb durch ein Bioenergiedorf

Im Reallabor konnte anhand von konkreten Anlage- und Produktionsdaten sowie Feedback eines kooperierenden BED die Wirtschaftlichkeit einer Aufbereitung zu Biomethan mit weiterem Verkauf an einer eigenen Tankstelle (Hoftankstelle) untersucht werden. Dabei wurde unterschieden zwischen dem verfügbaren Biogasüberschuss bei einer maximalen Auslastung des Fermenters (V-1) und einem potenziellen Überschuss, der durch einen zusätzlichen Einsatz von Solarthermie zur ergänzenden Wärmeerzeugung entsteht (V-2). In (Kelch et al. 2021) ist die Vollkostenrechnung zu diesen Szenarien im Detail beschrieben. Tabelle 2 zeigt zunächst die Annahmen für die Berechnungen.

**Tabelle 2:**  
**Annahmen Szenario Hoftankstelle**

	V-1	V-2
Rohbiogasüberschuss	195 Nm <sup>3</sup> /h	280 Nm <sup>3</sup> /h
Betriebsstunden	7.600 h	7.500 h
Rohbiogaskosten	5,0 ct/kWh	
Aufbereitungskosten (Membranverfahren)	2,2 ct/kWh	2,0 ct/kWh
Nettoverkaufspreis CNG	0,92 ct/kg	
Quotenerlös CO <sub>2</sub>	200 €/t	

In dem BED kann ein Rohbiogasüberschuss von 195 Nm<sup>3</sup>/h für etwa 7.600 Stunden im Jahr für die Tankstelle genutzt werden, der nicht für die Wärmeversorgung benötigt wird. Durch die Ergänzung einer zentralen Solarthermieranlage, erhöht sich der stündliche Überschuss auf 280 Nm<sup>3</sup> für 7.500 Stunden. Damit kann unter den oben gezeigten Annahmen zu den Rohbiogas- und Biogasaufbereitungskosten in beiden Fällen eine Hoftankstelle gewinnbringend betrieben werden. Die jährlichen Überschüsse liegen bei etwa 154.000 € (V-1) bzw. 179.000 € (V-2), wobei knapp 45 % der Erlöse jeweils auf den Verkauf von CO<sub>2</sub>-Quoten entfallen. Tabelle 3 fasst die Ergebnisse zusammen:

**Tabelle 3:**  
**Szenarienvergleich der jährlichen Kosten und Erlöse einer Hoftankstelle**

	V-1	V-2
Jährliche Kosten		
Rohbiogasbereitstellung	387.000 €	548.000 €
Biogasaufbereitung	170.000 €	217.000 €
Kosten Tankstelle	196.000 €	258.000 €
Kosten Solarthermie	- €	84.000 €
<b>Summe Kosten</b>	<b>753.000 €</b>	<b>1.107.000 €</b>
Jährliche Erlöse		
CNG-Verkauf	514.000 €	729.000 €
CO <sub>2</sub> -Quotenverkauf	393.000 €	557.000 €
<b>Summe Erlöse</b>	<b>907.000 €</b>	<b>1.286.000 €</b>
<b>Gewinn pro Jahr</b>	<b>154.000 €</b>	<b>179.000 €</b>

Wie bereits angemerkt, muss bei eigener Hoftankstelle dafür gesorgt werden, dass ausreichend Abnehmer in der Nähe sind, die CNG tanken. In diesen Szenarien entspricht das Angebot an Methan der Vollversorgung von ca. 19 (V-1) bzw. 27 (V-2) CNG-LKW pro Jahr. Daraus ergibt sich ein großes Vermarktungsrisiko, sofern man ausschließlich auf den Betrieb der Hoftankstelle setzt. Eine Kombination aus Tankstelle und einer Einspeisung in das Erdgasnetz kann dieses Risiko minimieren und sicherstellen, dass das Methan stets abgesetzt werden kann. In den hier betrachteten Größenordnungen liegen die jährlichen Zusatzkosten für die Einspeiseinfrastruktur bei etwa 70.000 €. Dazu kommen die reduzierten Verkaufserlöse von etwa 125.000 € (V-1) bzw. 166.000 € (V-2) im Jahr, die sich durch die gewinnschwächeren Absatzmöglichkeiten bei der Einspeisung ergeben. Um Wirtschaftlichkeit zu erreichen, müssten in diesem Fallbeispiel bei einem Biomethanverkaufspreis für die Einspeisung von 6,0 ct/kWh noch immer 66 % (V-1) bzw. 69 % (V-2) des produzierten Methans über die Hoftankstelle veräußert werden. Das entspricht der Vollversorgung von etwa 13 (V-1) bzw. 19 (V-2) CNG-LKW. Für das untersuchte BED ist diese Variante mit viel Unsicherheit verbunden, da die Rahmenbedingungen für den Standort einer Tankstelle und auch die Suche nach potenziellen Kunden sich bereits im Vorfeld als schwierig erwiesen.

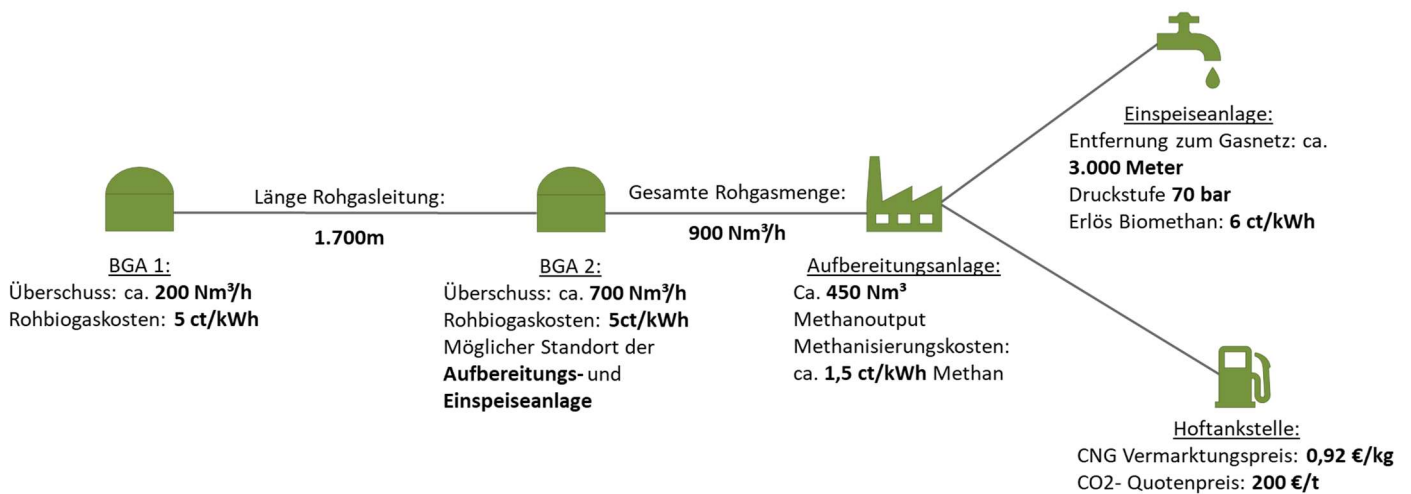
### 3.3 Wirtschaftlichkeit der Biomethanerzeugung und Einspeisung in das Erdgasnetz

Berechnungen für ein anderes Reallabor haben gezeigt, dass erst ab einer Aufbereitungskapazität von 450 Nm<sup>3</sup> Rohbiogas pro Stunde (Membranverfahren) und einem Biomethanverkaufspreis von 6,3 ct/kWh der Betrieb einer Biogasaufbereitungsanlage mit reiner Einspeisung in das Erdgasnetz lohnend ist. Dies setzt Gesamtkosten der Rohbiogaserzeugung von 5 ct/kWh und eine hohe Anlagenauslastung mit 8.500 Volllaststunden voraus. Da unter diesen Voraussetzungen die gesamte Biogasproduktion des BEDs benötigt würde, bliebe nichts für die Verstromung und Wärmeproduktion übrig. Diese Vermarktung stellt somit für das ausgewählte BED keine Option dar. Ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlage wäre dann gegeben, wenn durch Zusammenschluss des BED mit einer weiteren Biogasanlage in der Nähe ein Überschussvolumenstrom von 900 Nm<sup>3</sup> Rohbiogas pro Stunde zusammenkäme, was im nächsten Kapitel beschrieben wird.



### 3.3.1 Biomethanerzeugung und Einspeisung ins Erdgasnetz – Betrieb durch zwei Biogasanlagen

In dem untersuchten Reallabor ist die Zusammenarbeit mit einer nahe gelegenen Biogasanlage möglich. Der zweite Betreiber hat seinen Standort nur 1,7 Kilometer entfernt und nur geringe Verpflichtungen zur Wärmeabgabe. Es könnte ein gemeinsamer Überschussvolumenstrom von 900 Nm<sup>3</sup>/h Rohbiogas für ca. 8.500 Stunden im Jahr erreicht werden. Da mit größerer Kapazität die spezifischen Kosten für die Biogasaufbereitung und Einspeisung abnehmen, wurde für diese Konstellation erneut geprüft, ob eine Einspeisung in das Erdgasnetz wirtschaftlich ist. Dafür muss eine Rohbiogasleitung zwischen den beiden Anlagen errichtet werden, um das gesamte Gasaufkommen gemeinsam an einem Standort aufzubereiten und einzuspeisen. Abbildung 4 zeigt eine mögliche Zusammenarbeit des BED mit der benachbarten Biogasanlage. Dargestellt werden die entsprechenden Rohgasüberschüsse der beiden Biogasanlagen, die Rohbiogaskosten, Methanoutput sowie die Annahmen zur Einspeisung und die Preise für die Vermarktung von Biomethan bzw. CNG als Kraftstoff. Auch die Option einer Hoftankstelle mit den entsprechenden Vermarktungs- bzw. Quotenpreisen sind aufgeführt.



**Abbildung 4: Schema der gemeinsamen Rohgasaufbereitung und Optionen der Vermarktung**

Kommt diese Konstellation zustande, ist eine reine Einspeisung bei einem Biomethanpreis von 6,0 ct/kWh bereits wirtschaftlich darstellbar. Eine 10-prozentige Tankstellennutzung senkt den notwendigen Biomethanpreis auf 5,76 ct/kWh herab, ab dem das Modell wirtschaftlich wird. Mit steigendem Anteil an vor Ort verkauftem CNG gewinnt die Aufbereitung weiter an Attraktivität: Eine 30-prozentige Tankstellennutzung würde bedeuten, dass die Einspeisung in das Erdgasnetz mit einem Biomethanpreis von 4,91 ct/kWh auskommen würde, damit das Konzept Gewinne erwirtschaftet. Tabelle 4 zeigt die Ergebnisse für verschiedene Nutzungsgrade der Tankstelle.

**Tabelle 4:**

**Szenarienvergleich der gemeinsamen Rohgasaufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz und prozentuale Nutzung des Methans (als CNG) an einer Tankstelle**

	<b>Anteil Tankstelle:</b>	<b>0%</b>	<b>10%</b>	<b>30%</b>
Kosten p.a.	Rohbiogasbereitstellung und -aufbereitung, Einspeiseinfrastruktur	2.626.000 €		
	Kosten Tankstelle	- €	122.000 €	275.000 €
	<b>Summe Kosten</b>	<b>2.626.000 €</b>	<b>2.748.000 €</b>	<b>2.901.000 €</b>
Erträge p.a.	Biomethanverkauf Netz	2.373.000 €	2.136.000 €	1.660.000 €
	Vermiedene Netzentgelte	277.000 €	249.000 €	194.000 €
	CNG-Verkauf	- €	263.000 €	789.000 €
	CO <sub>2</sub> -Quotenverkauf	- €	187.000 €	561.000 €
	<b>Summe Erträge</b>	<b>2.650.000 €</b>	<b>2.835.000 €</b>	<b>3.204.000 €</b>
	<b>Gewinne pro Jahr</b>	<b>24.000 €</b>	<b>87.000 €</b>	<b>303.000 €</b>
	Gewinn pro Jahr (Ab Jahr 11)*	90.000 €	205.000 €	487.000 €
	Biomethanpreis für Gewinnschwelle	5,95 ct/kWh	5,76 ct/kWh	4,91 ct/kWh
	Jährlich voll versorgte CNG-LKW	-	10 CNG-LKW	30 CNG-LKW
	*Aufgrund der vermiedenen Netzentgelte, die nur für 10 Jahre gewährt werden, wurden in dieser Betrachtung die Investitionskosten auf 10 Jahre zu 4% Zins finanziert. Entsprechend erhöhen sich die jährlichen Gewinne ab Jahr 11.			

In diesem Beispiel würde eine 30-prozentige Tankstellennutzung etwa 30 CNG-LKW voraussetzen, die jährlich an der Tankstelle voll versorgt werden. Der Vorteil dieses Modells liegt in der Flexibilität: Es konnte gezeigt werden, dass bei einer Rohbiogasmenge von 900 Nm<sup>3</sup>/h auch eine alleinige Einspeisung des produzierten Methans zu derzeitigen Marktpreisen möglich ist. Ein steigender Absatz an der Tankstelle verbessert dieses Ergebnis, ist allerdings nicht notwendig, um einen Gewinn zu erwirtschaften. Der Betreiber ist weniger davon abhängig, dass ausreichend Tankkunden durchgehend verfügbar sind. Bei steigender Tankstellenkapazität muss darauf geachtet werden, dass Erzeugung und Verbrauch zeitlich voneinander entkoppelt werden. Die Kosten für die dafür benötigten größeren Speicher sind im Vergleich zu den anderen Investitionen jedoch gering und können entsprechend nachgerüstet werden, wenn der Kundenstamm ansteigt.

In einer weiteren Untersuchung wurde geprüft, ob über eine Einspeisung ins Gasnetz in Verbindung mit einer direkten Kooperation mit einer externen CNG-Tankstelle Vorteile erzielt werden können. Die Ergebnisse werden nachfolgend aufgezeigt.

### 3.3.2 Einspeisung mit direkten Verträgen zu Tankstellenbetreibern

Eine weitere Vermarktungsmöglichkeit ergibt sich, indem eine direkte Kooperation mit einer CNG-Tankstelle in der näheren Umgebung eingegangen wird. Damit könnte über bilaterale Verträge ein

höherer Erlös entstehen, als wenn das Gas über einen Direktvermarkter im gesamten Gasnetz vertrieben würde. Bilanziell würde in einer solchen Konstellation vom Tankstellenbetreiber ebenso viel Biomethan entnommen, wie vom Anlagenbetreiber eingespeist wird. Zum einen kann durch die Partnerschaft der Tankstellenbetreiber den geforderten Mindestanteil über CO<sub>2</sub>-Quotenzertifikate zu angemessenen Preisen erfüllen und die überschüssigen Zertifikate weiterverkaufen, wovon beide Seiten profitieren. Andererseits können Einsparungen in den Netzentgelten verwirklicht werden, sofern die Einspeiseanlage und die Tankstelle im selben Tarifgebiet und auf gleichem Druckniveau liegen.

Die durchschnittlichen Kosten für die Netznutzung in Deutschland können mit etwa 1,5 ct/kWh abgeschätzt werden. Unter den Rahmenbedingungen aus Kapitel 3.3.1 (Betrieb durch zwei Biogasanlagen) belaufen sich die gesamten Kosten auf 9,95 ct/kWh CNG, wobei für die ersten 10 Jahre vermiedene Netzentgelte in Höhe von 0,7 ct/kWh und die Bio-CNG Eigenschaft des Methans bei einem Quotenpreis von 100 €/t CO<sub>2</sub><sup>10</sup> mit etwa 2,75 ct/kWh angerechnet werden können. Derzeitige Tankstellenpreise für CNG liegen bei etwa 8,15 ct/kWh netto. Nach diesen Berechnungen ließe sich ein Gewinn von ca. 1,65 ct/kWh in den ersten 10 Jahren oder 1,95 ct/kWh ab Jahr 11 erreichen, der zwischen den beiden Kooperationspartnern aufgeteilt werden könnte. Tabelle 5 fasst die Ergebnisse zusammen:

**Tabelle 5:**  
**Kosten und Erlöse der Tankstellenbelieferung mit Biomethan**

Positionen	Höhe	Kommentar
Rohbiogaskosten	5,0 ct/kWh	
Biogasaufbereitungskosten	1,5 ct/kWh	
Kostenanteil Einspeiseanlage	0,25 ct/kWh	
Netznutzungskosten	1,5 ct/kWh	∅ Netzentgelte: ca. 1,3 ct/kWh
Kosten für Verwaltung und Vertrieb	0,3 ct/kWh	
Energiesteuer	1,4 ct/kWh	Derzeitiger Steuersatz für CNG
<b>Summe Kosten</b>	<b>9,95 ct/kWh</b>	
Vermiedene Netzentgelte	0,7 ct/kWh	Nur für 10 Jahre gewährt
Erlöse für Biomethanquoten	2,75 ct/kWh	Bei 150€/t CO <sub>2</sub> -äq.
<b>Notwendiger Mindest-Absatzpreis</b>	<b>6,5 ct/kWh</b>	
<b>... nach 10 Jahren*</b>	<b>6,2 ct/kWh</b>	
CNG-Verkaufspreis	8,15 ct/kWh	L-Gas, 0,92 €/kg,
<b>Mögliche Gewinnmarge</b>	<b>1,65 ct/kWh</b>	Kann unter den Kooperationspartnern aufgeteilt werden.
<b>... nach 10 Jahren*</b>	<b>1,95 ct/kWh</b>	

*\*Annahme: Finanzierung aller Komponenten über 10 Jahre analog zur Auszahlungsdauer der vermiedenen Netzentgelte. Entsprechend müssen nach dieser Zeit nur noch die laufenden Kosten berücksichtigt werden.*

<sup>10</sup> In diesem Szenario werden die Quotenpreise halbiert, da die Erträge zwischen Betreiber und Tankstellenbesitzer aufgeteilt werden.

Eine solche Kooperation kann also sinnvoll für beide Seiten sein, sofern die Rahmenbedingungen dafür gegeben sind. Dabei sei allerdings auf die großen regionalen Unterschiede in den Gasnetzentgelten hingewiesen, die zwischen 0,4 und 3,6 ct/kWh liegen (BNetzA und Bundeskartellamt 2020).

## 4 Diskussion der Geschäftsfelder

Die in Kapitel 3 vorgestellten Geschäftsfelder werden im Hinblick auf die Nutzbarkeit für BED diskutiert und anschließend final bewertet.

### 4.1 Flexibilisierung der Stromerzeugung

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung für eine Referenzanlage zeigt, dass eine Teilnahme an der Ausschreibung mit BHKW-Überbauung zur bedarfsgerechten Stromerzeugung bei Rohbiogaskosten unter 6 ct/kWh und Gebotspreisen von ca. 13 ct/kWh wirtschaftlich darstellbar ist. Im betrachteten Fall wurden konservative Annahmen bezüglich der Gebotshöhe gewählt, um die Unsicherheiten des Ausschreibungsdesigns widerzuspiegeln. Durch die politische Nachbesserung der Bestimmungen zum Flexibilitätszuschlag können auch diese im Szenario gewählten niedrigen Zuschlagswerte für einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb sorgen. Die Annahmen zu den Rohbiogaskosten und Wärmeverkaufspreisen decken sich mit den Ergebnissen der Befragungen in den BED. Stets sollten allerdings die Kostenstrukturen des eigenen BED im Vorfeld gut bekannt sein und entsprechend in den Geboten berücksichtigt werden. BED, die derzeit noch überwiegend Mais als Einsatzstoff nutzen, müssen zudem die Einhaltung des Maisdeckels beachten. Bei einer Umstellung auf alternative Energiepflanzen oder Reststoffe können ggf. weitere Einnahmen durch Boni aus der Landwirtschaft oder durch eine erhöhte Zahlungsbereitschaft von Wärmekunden erzielt werden, die die Umstellung ihrer Landwirte honorieren. Weiterhin sollte bei alternativen Substraten ein etwaiger verringerter Gasertrag bedacht werden (Dotzauer et al. 2021). Durch eine saisonale Fütterung können schwerer vergärbare Substrate mit geringeren Gaserträgen gezielt in den Sommermonaten eingesetzt werden, in denen der Wärmebedarf gering ist (Karpenstein-Machan 2021).

Bei den BED ist eher eine verhaltene Flexibilisierung zu beobachten. Ein Großteil der untersuchten Dörfer mit Überbauung weist lediglich einen Zubau von 100-200 Prozent auf (siehe Abb. 3). Das lässt vermuten, dass die Variante einer höheren Überbauung, wie sie von Experten empfohlen wird (FNR 2018; Daniel-Gromke et al. 2019), offenbar auf Skepsis stößt. Mögliche Erklärungsansätze können eine Scheu vor zu großen Investitionen sein, da bei einer konsequenten Flexibilisierung zusätzlich zu den BHKWs auch größere Gas- und Wärmespeicher notwendig sind, um die Versorgungssicherheit der

Wärmekunden zu erhalten. Welche Effekte eine hohe Flexibilisierung auf die Wärmeversorgung genau haben, ist nicht klar zu beantworten – Aussagen aus der Literatur bleiben hier vage (Barchmann et al. 2016, Vogel et al. 2018). Hinzu kommt, dass stark flexible Biogasanlagen am Strommarkt zwar gut dazu in der Lage sind, marktorientiert hohe Strompreisenfenster auszunutzen, wie beispielsweise in dem Projekt VisuFlex gezeigt wird, aufgrund geringer Mehrerlöse an der Börse diese Flexibilität bisher allerdings nur von wenigen angestrebt wird (FNR 2021b).

Insgesamt lassen sich Unsicherheiten bezüglich der Zukunftsfähigkeit konsequenter Flexibilisierungsmodelle erkennen. Wie die Diskussion um den Flexibilitätszuschlag im EEG 2021 (von Bredow und Widmann 2021) erneut gezeigt hat, sind die politischen Rahmenbedingungen für Betreiber zu unbeständig. Aufgrund fehlender politischer Sicherheit meiden somit Anlagenbetreiber die Investitionen in die Flexibilisierung. Von den interviewten Dörfern äußern 14 von 19 eine Unzufriedenheit mit den politischen Rahmenbedingungen, instabile Regelungen und hohe bürokratische Hürden waren dabei die am häufigsten genannten Gründe.

Dieser Zusammenhang spiegelt sich auch in ähnlicher Weise in den Ausschreibungsergebnissen wider: Von den insgesamt ausgeschriebenen 1.250 MW wurden nur für etwa ein Drittel der Menge Gebote abgegeben, wovon etwa 20 % nicht bezuschlagt wurden (ohne Berücksichtigung der endogenen Mengensteuerung: 17 %). Damit zeigt sich die Unsicherheit der Anlagenbetreiber zum Wechsel in das Ausschreibungssystem aber auch, dass die bürokratischen Anforderungen bei Antragstellern zu Formfehlern und damit zu einem Ausschluss aus dem Bieterverfahren führen. Auch wenn der Wechsel in die Ausschreibung für viele BED erst in einigen Jahren relevant wird (siehe Abb. 1), sind verlässliche Perspektiven für Planung und Finanzierung von solchen Vorhaben ein wichtiger Punkt für die zukünftige Entwicklung der BED. Finanzielle Anreize für die Wärmenutzung könnten für BED dabei ebenfalls sinnvoll sein. Diese bleiben durch das EEG 2021 ebenso wie die Nutzung alternativer Substrate allerdings unberücksichtigt.

Es besteht die Gefahr, dass selbst bei einer erfolgreichen Teilnahme an der Ausschreibung aufgrund von zu geringerer Flexibilisierungshöhe in der ersten Förderperiode, die vorhandenen BHKWs das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben und keine Perspektiven für Folgeinvestitionen mehr vorhanden sind. Wenn Biogasanlagen aus betriebswirtschaftlicher Sicht nicht weiterbetrieben werden, müssen die Nahwärmenetze über alternative Wärmeerzeuger gespeist werden, was allerdings eine gewisse Liquidität voraussetzt und höhere Wärmepreise erwarten lässt.

Nachfolgend ist eine SWOT-Analyse der Flexibilisierung für BED dargestellt, die diese Überlegungen noch einmal zusammenfasst.

**Tabelle 6:**  
**SWOT-Analyse der Flexibilisierung für BED**

Stärken aus Sicht des BED/ Unternehmens	Schwächen aus Sicht des BED/ Unternehmens
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Der Flexzuschlag ist jetzt politisch gesichert.</li> <li>- Investitionen in die Flexibilisierung sind über die Flexprämie und den Flexzuschlag refinanzierbar.</li> <li>- Eine moderate Flexibilisierung ist gut kombinierbar mit einer wärmegeführten Fahrweise der BHKWs.</li> <li>- Durch Kostendegressionen größerer BHKWs lassen sich auch umfassendere Flexibilisierungsvorhaben wirtschaftlich darstellen.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Das Gebotsverfahren des EEG 2021 birgt Unsicherheiten in der Höhe der Gebote, da die teuersten 20 % ausgeschlossen werden.</li> <li>- Administrative Risiken und erhöhte rechtliche Anforderungen bei einem Wechsel in das Ausschreibungssystem erschweren eine erfolgreiche Teilnahme.</li> <li>- Es gibt keine finanziellen Anreize für die Wärmenutzung und alternative Substrate im EEG 2021.</li> <li>- Bei hoher Flexibilisierung kann es zu Engpässen in der Wärmelieferung kommen, die eine Erweiterung des Wärmespeichers voraussetzen.</li> </ul>
Chancen durch äußere Faktoren	Risiken durch äußere Faktoren
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bei flexibler Fahrweise sind perspektivisch zusätzliche Stromerlöse zu erwarten.</li> <li>- Ein hoher Flexibilisierungsgrad kann langfristig Perspektiven für den Weiterbetrieb liefern, sofern die Wärmeversorgung gesichert ist.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Es gibt starke administrative Hürden in der Ausschreibung und finanzielle Unsicherheiten insbesondere bezogen auf große Investitionen.</li> </ul>

#### 4.2 Methanerzeugung für Einspeisung ins Erdgasnetz und/oder Tankstellenbetrieb

Die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan kann eine alternative Einnahmequelle darstellen, falls die weitere Förderung zu gering oder aus anderen Gründen nicht möglich ist. Aufgrund eines großen Abnehmerstammes für Biomethan aus dem Gasnetz ist die vollständige Einspeisung dabei die risikoärmste Variante, die allerdings auch das geringste Erlöspotenzial liefert und erst ab ca. 450 Nm<sup>3</sup>/h Rohbiogasüberschuss für Biomethanpreise über 6,3 ct/kWh wirtschaftlich wird. Die Vermarktung kann flexibler erfolgen, da das Erdgasnetz eine große Speicherfunktion erfüllt. Das gibt die Möglichkeit einer kontinuierlichen Methanproduktion, ohne in größere Speicher investieren zu müssen.

Wenn die Rahmenbedingungen vor Ort es erlauben, kann auch eine direkte Kooperation mit einer CNG-Tankstelle in der Nähe eine Vermarktungsmöglichkeit darstellen, die über das Erdgasnetz mit dem produzierten Biomethan versorgt wird. Durch bilaterale Verträge und ggf. eingesparte Netzentgelte können damit höhere Gewinne als bei der reinen Einspeisung erreicht werden, sofern der Biogasüberschuss ausreichend ist. Der Betrieb einer Hoftankstelle liefert wesentlich höhere Erlösmöglichkeiten insbesondere durch den Verkauf von CO<sub>2</sub>-Quotenzertifikaten, setzt allerdings einen stetigen Abnehmerstamm voraus, so dass hier ein Vermarktungsrisiko besteht. Die Kombination

aus Hoftankstelle und Einspeisung in das Gasnetz kann dieses Risiko abfedern, ist allerdings erst ab einer hohen Biogasüberschussmenge in BED umsetzbar. Die Flexibilität, die dadurch entsteht, ermöglicht es, dass an kalten Wintertagen die Biogasaufbereitung reduziert werden kann, um die Wärmelastspitzen über BHKWs bereitstellen zu können.

Die Ergebnisse aus den Reallabor-Untersuchungen werden nachfolgend noch einmal zusammengefasst:

- (1) Die alleinige Gaseinspeisung ist nur in einem der Praxis-BED mit hoher Biogasproduktion möglich (mindestens 450 Nm<sup>3</sup>/h für 8.500 Betriebsstunden). Dabei müsste die Wärmeversorgung des Nahwärmenetzes beinahe vollständig substituiert werden. Für die betrachteten BED ist hier die Nutzungskonkurrenz zu groß, um ein funktionierendes Geschäftsmodell zu bilden.
- (2) Eine Kooperation eines BED mit einer Biogasanlage ohne signifikante Wärmenutzung zeigt ein besseres Potenzial, da in diesem Fall tatsächlich nur der Biogasüberschuss verwendet wird, welcher die Wärmeerzeugung nicht beeinträchtigt. In diesem Fall kann bei derzeitigen Biomethanpreisen bereits die reine Einspeisung wirtschaftlich erfolgen. Eine zusätzliche Investition in eine Hoftankstelle verbessert das Ergebnis weiter.
- (3) Ein direkter Vertrag mit einer nahegelegenen Tankstelle, die über das Erdgasnetz beliefert wird, liefert höhere Erlöspotenziale als die reine Einspeisung. Wenn ein geeigneter Vertriebspartner gefunden werden kann, ist dieses Modell der reinen Einspeisung vorzuziehen. Auch hier ist allerdings der Rohbiogasüberschuss entscheidend. Die dargestellten Erlöse in Kapitel 3.3.2 beziehen sich auch auf die gemeinsame Einspeisung der zwei kooperierenden Biogasanlagen. Für den Biogasüberschuss des BED alleine ist auch dieses Konzept nicht wirtschaftlich.
- (4) Der Betrieb einer Hoftankstelle kann nach Berechnungen für eines der Reallabore mit einem Biogasüberschuss von 195 Nm<sup>3</sup>/h und einer jährlichen Auslastung der Aufbereitungsanlage von 7.600 Stunden schon wirtschaftlich werden. Die Voraussetzung dabei ist allerdings ein passender Abnehmerstamm, der beispielsweise aus kooperierenden Fuhrparks oder eigenen landwirtschaftlichen CNG-Maschinen bestehen kann. Da für diese Größenordnung eine Einspeisung als zusätzliche Sicherheit nur unter guten Marktbedingungen möglich ist, sind Anzahl und Abnahme der Tankkunden für den Erfolg entscheidend.

In allen betrachteten Szenarien kann festgestellt werden, dass die Rohbiogaskosten einen entscheidenden Einfluss auf die Ergebnisse der Betrachtung haben. Die Partnerdörfer haben mit Kosten um die 5,0 ct/kWh dafür sehr gute Voraussetzungen. Für Anlagen mit höheren Rohbiogaskosten könnte ein Umstieg von Silomais auf günstigere Substrate, z.B. Dauerkulturen wie durchwachsene Silphie (*Silphium perfoliatum*) und Riesenweizengras (*Agropyron elongatum*) empfohlen werden, die geringere Anbaukosten verursachen und in ihrer Biogasausbeute dem Mais

nicht deutlich bzw. nicht unterlegen sind (Wolf et al. 2016, Hartmann et al. 2018) . Eine Erhöhung des Wirtschaftsdüngeranteils ist ebenfalls empfehlenswert und erhöht zusätzlich die angerechnete CO<sub>2</sub>-Quote, liefert allerdings weitaus weniger Gaspotenzial als Energiepflanzen wie Mais (Dotzauer et al. 2021). Da der Substratinput durch den vorhandenen Fermenter begrenzt ist, muss in diesem Zusammenhang bei einer Umstellung der Substrate auch die Wärmeversorgung zwingend mitgedacht werden.

Um eine möglich hohe Auslastung der Biogasaufbereitung zu erreichen, sind häufig ergänzende Wärmeerzeuger notwendig. Dies können einfach Holzkessel sein, aber auch die Ergänzung durch eine Solarthermieanlage oder eine Power-to-Heat-Lösung, bestehend aus einer Kaskadenschaltung von Wärmepumpen mit anteiliger Stromnutzung einer post-EEG-Windkraftanlage, sind in dem Forschungsprojekt untersucht worden. In Kelch et al. (2021) wird für ein BED dargestellt, dass sich die für die Biogasaufbereitung verfügbaren Rohbiogasüberschüsse um 43 % erhöhen, wenn ein Solarthermiefeld zur Wärmeerzeugung ergänzt würde. Die Biogasaufbereitungsanlage kann besser ausgelastet werden, so dass die spezifischen Rohbiogasaufbereitungskosten sinken (Beyrich et al. 2019). Auch die Ergänzung einer Pyrolyseanlage, die eine breite Substratbasis zulässt, kann ein möglicher ergänzender Wärmeerzeuger für das Nahwärmenetz im Rahmen einer Kraftstoffvermarktung sein. In (Bauböck und Karpenstein-Machan[22.10.2021Buel]) wird die Wirtschaftlichkeit verschiedener Substratkombinationen untersucht und gezeigt, dass die Pflanzenkohle eine attraktive zusätzliche Einnahmequelle sein kann, hier allerdings die eingesetzten Substrate die Vermarktungsmöglichkeiten der Pflanzenkohle stark beeinflussen.

Das neue Geschäftsfeld der Biogasaufbereitung zu Biomethan und dessen Vermarktung im Kraftstoffsektor ist für BED eine große Herausforderung, einmal seitens der Investitionen, aber auch seitens des Verwaltungsaufwands. Es ist daher eher für BED geeignet, die auch bisher gut gewirtschaftet haben, eine gute Finanzausstattung besitzen und engagierte Akteure zur Verfügung haben. Alternativ wäre ein Aufruf an die Bürgerinnen und Bürger neue Einlagen in die Genossenschaft zu tätigen möglich oder evtl. auch einen finanzstarken Partner einzubinden, um den Investitionsbedarf abzusichern. Die nachfolgende SWOT-Analyse fasst die Stärken und Schwächen der Geschäftsmodelle noch einmal zusammen:



**Tabelle 7:**

**SWOT-Analyse zur Methanerzeugung für Einspeisung ins Erdgasnetz und/oder Tankstellenbetrieb**

Stärken aus Sicht des BED/ Unternehmens	Schwächen aus Sicht des BED/ Unternehmens
<ul style="list-style-type: none"> <li>- weiteres Standbein für das BED</li> <li>- Biogasproduktion über der Bemessungsleistung möglich</li> <li>- Biogasüberschuss im Sommer für Kraftstoffproduktion verwenden</li> <li>- Hohe Gewinnmargen möglich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Hohe Investitionen</li> <li>- Evtl. Änderung des Substratmixes nötig (damit gem. RED II genug CO<sub>2</sub>-Minderung vorliegt und vermarktet werden kann)</li> <li>- Weniger Biogas für Wärmenetz (evtl. zweite Wärmequelle für Winter nötig)</li> <li>- Abstimmungsbedarf bei Zusammenarbeit mit Projektpartnern</li> <li>- Geringer Ausbau der CNG-Mobilität und volatile Preise der CO<sub>2</sub>-Quoten sorgen für unsichere Investitionsverhältnisse.</li> </ul>
Chancen durch äußere Faktoren	Risiken durch äußere Faktoren
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Steigender CO<sub>2</sub>-Preis</li> <li>- Steigende Gewinnmargen möglich</li> <li>- Neue Vermarktungswege</li> <li>- Der Zusammenschluss mehrerer Betreiber kann die Wirtschaftlichkeit verbessern.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Substrate mit hohem THG-Minderungspotenzial können zu einem geringen Biogasoutput führen</li> <li>- Absatzrisiko bei Tankstellenbetrieb</li> <li>- Technische Risiken</li> <li>- Bis jetzt wenig Gasfahrzeuge auf dem Markt</li> <li>- Begrenzung des Biomethanquotenmarktes durch andere Antriebe wie Elektroautos.</li> </ul>

Während in Deutschland nur Biomethanprojekte mit größeren Kapazitäten wirtschaftliche Perspektiven aufzeigen, werden in der Schweiz viele Projekte mit kleinen Hoftankstellen umgesetzt (weit unter 250 m<sup>3</sup>/h). In diesen von Ökostrom Schweiz initiierten Projekten werden Reststoffe wie Grüngut von Straßenrändern, Erntereste, Wirtschaftsdünger, Speisereste aus der Gastronomie oder Speisereste aus der Lebensmittelverarbeitung in Biogasanlagen eingesetzt, Biogas aufbereitet und an Hoftankstellen vermarktet. Die Wirtschaftlichkeit der als Klimaschutzmaßnahme zertifizierten Anlagen wird durch die Anrechnung von vermiedenen Methanemissionen erreicht (Karpenstein-Machan 2019). Dieses Schweizer Geschäftsmodell ist für tierhaltende Landwirtschaft besonders interessant, da z.B. pro Kuh, deren Exkremete in die Anlage eingespeist wird, eine Tonne CO<sub>2</sub>-Äquivalente angerechnet werden kann. Dieser Ansatz könnte ein Modell für Deutschland sein, um mehr Wirtschaftsdünger in die Biogasanlagen zu bringen, was seit Jahren als politisches Ziel ausgerufen wird. Darüber hinaus könnte das den Bestand vieler Biogasanlagen wirtschaftlich sichern und die Methanemissionen in der Landwirtschaft reduzieren. Die europäische RED II trägt dem zum Teil Rechnung, in dem Bioenergieprodukte wie fortschrittliche Kraftstoffe mit CO<sub>2</sub>-Minderung über den Quotenverkauf ein wirtschaftliches Standbein gewinnen können.

## Zusammenfassung

### **Welche Konzepte machen Bioenergiedörfer zukunftsfähig?** *Geschäftsfelder basierend auf Strom-, Wärme- und Kraftstoffvermarktung*

Die über 200 BED in Deutschland – Ergebnisse einer sozialen Innovation – sind Beispiele für ein nachhaltiges und klimaneutrales Wirtschaftssystem. Sie nutzen regionale nachwachsende Rohstoffe zur Erzeugung von Strom, Wärme sowie Gärprodukte für die Landwirtschaft. Mit den BED haben auch Nahwärmenetze Einzug in ländliche Räume gehalten, diese versorgen zurzeit etwa 25.000 Haushalte mit Heizungswärme und warmem Brauchwasser. Für viele Dörfer läuft die EEG-Vergütung in den Jahren 2025 bis 2030 aus und der Aufbau neuer Geschäftsfelder ist notwendig, um die Wirtschaftlichkeit der Dorfprojekte und Versorgung der Wärmekunden nicht zu gefährden. In der vorliegenden Studie wurden verschiedene infrage kommende Geschäftsmodelle für BED wie Flexibilisierung der Stromerzeugung, Biomethanproduktion mit Einspeisung ins Erdgasnetz bzw. Verkauf in eigener Tankstelle für die in Reallaboren mit den Universitäten kooperierenden BED berechnet. In allen geprüften Geschäftsfeldern gibt es Chancen für BED, wenn die Kosten der Biogasproduktion auf einem niedrigen Niveau liegen (< 6 ct/kWh). Eine moderate Flexibilisierung der Stromerzeugung (z.B. doppelte Überbauung) und eine frühe Teilnahme an der Folgeausschreibung erweisen sich als wirtschaftlich sinnvoll. Ein hoher Flexibilisierungsgrad und geringe BHKW-Laufzeiten erfordern allerdings ausreichend Gas- und Wärmespeichervolumen, damit es nicht zu Engpässen in der Wärmeversorgung kommt. In BED mit vielen Wärmekunden scheint dieses Geschäftsmodell daher wenig kompatibel und wurde noch nicht umgesetzt.

Die besten Gewinnaussichten sind mit der Vermarktung von Biomethan (CNG) an eigener Hoftankstelle zu erwarten. Diese basieren allerdings auf einer kontinuierlichen Auslastung der Tankstelle und sind mit dem höchsten Investitionsvolumen und einem hohen Vermarktungsrisiko verbunden. Um die „Economy of Scale“ für die Biogasaufbereitungsanlagen und genügend Überschuss-Rohbiogas, das nicht für die Wärmeproduktion benötigt wird, zu erreichen, erweist sich eine Kooperation zweier Biogasanlagen als sinnvolles und wirtschaftliches Modell. Die Kombination von Geschäftsmodellen, wie zum Beispiel Einspeisung ins Erdgasnetz und Betrieb einer Hoftankstelle ist ebenfalls eine aussichtsreiche Variante, da sie ein risikoarmes, allerdings einnahmeschwaches Geschäftsfeld mit einem risikoreichen, aber gewinnträchtigen Geschäftsfeld verbindet.

Risiken für die gemeinschaftlich betriebenen BED liegen in der Finanzierbarkeit der Projekte, in den unsteten Rahmenbedingungen der Ausschreibungsmodelle und in der schwankenden Preisgestaltung der Märkte (z.B. Strombörse, Netzvertragspartner). Für BED, die die Wärmewende auf dem Lande in Gang gesetzt haben, fehlen außerdem finanzielle Anreize im EEG, nicht nur die bedarfsgerechte Stromproduktion zu fördern, sondern auch die bedarfsgerechte Wärmeproduktion zu honorieren.

Im Zentrum aller Überlegungen zu Post-EEG-Geschäftsfeldern in BED steht die effiziente und zuverlässige Wärmeversorgung der Wärmekunden, die gesichert sein muss, um die Wärmewende auf dem Lande weiter voranzubringen.

## Summary

### Which concepts make Bioenergy villages sustainable?

#### *Business fields based on electricity, heat and fuel marketing*

More than 200 bioenergy villages in Germany - resulting from a social innovation – exemplify a sustainable and climate-neutral economic system. They use regional renewable raw materials to generate electricity, heat and fermentation products for agriculture. Through them, local heating networks have also found their way into rural areas and currently supply around 25,000 households with heating and domestic hot water. The fact that, for many villages, the EEG compensation will expire between 2025 and 2030 requires new business models in order to endanger neither the economic viability of the village projects nor heat supply to customers. In the study at hand, various possible business models for bioenergy villages, such as more flexible electricity generation, biomethane production being fed into the natural gas grid, or sale at own gas stations are introduced. Calculations for these business models were first prepared by the participating universities and then adjusted in agreement with the real-world laboratories, i.e. the two partner bio-energy villages. Provided the cost of raw biogas production is at a low level (< 6 ct/kWh), all business models considered open opportunities for bioenergy villages. Moderately more flexible power generation (e.g. double overbuilding) and early participation in the follow-up tender prove to be economically viable. However, high flexibility and low CHP runtimes require sufficient gas and heat storage volumes to avoid bottlenecks in the heat supply. Consequently, in bioenergy villages with many heat customers, this business model appears to be less compatible and has not yet been implemented.

The best profit prospects are to be expected where biomethane (CNG) is marketed at own gas stations. However, these are based on a continuous utilization of the gas station and involve the highest investment volumes and a high marketing risk. To achieve the "economies of scale" for the biogas processing plant and enough surplus raw biogas not needed for heat production in the village itself, a cooperation of two biogas plants appears to be a reasonable and economically viable model. The combination of business models, such as feeding into the natural gas grid and operating a gas station, is also a promising variant, as it combines a low-risk, albeit low-revenue business model with a high-risk, but high-profit approach.

Risks for community-operated bioenergy villages lie in the ability to finance the projects, the unsteady framework of the bidding models, and in fluctuating market pricing (e.g., power exchange, grid

contracting partners). For bioenergy villages that have kick-started the rural heat transition, there is also a lack of financial incentives in the EEG to support demand-responsive electricity production while also rewarding demand-responsive heat production.

At the centre of all considerations for post-EEG approaches in bioenergy villages lies the efficient and reliable heat supply to heat customers. It must be ensured to further advance the heat sector transformation in rural areas.

## Literatur (nach DIN ISO 690)

1. AGORA UND WATTSIGHT, 2020. *Die Ökostromlücke, ihre Effekte und wie sie gestopft werden kann: Effekte der Windenergiekrise auf Strompreise und CO<sub>2</sub>-Emissionen sowie Optionen, um das 65-Prozent Erneuerbare-Ziel 2030 noch zu erreichen* [Zugriff am: 22.06.2021] Verfügbar unter: [https://www.stiftung-mercator.de/content/uploads/2020/12/177\\_A-EW\\_Oekostromluecke-stopfen\\_WEB.pdf](https://www.stiftung-mercator.de/content/uploads/2020/12/177_A-EW_Oekostromluecke-stopfen_WEB.pdf)
2. BARCHMANN, Tino, Eric MAUKY, Martin DOTZAUER, Mathias STUR, Sören WEINRICH, H. Fabian JACOBI, Jan LIEBTRAU und Michael NELLES, 2016. Erweiterung der Flexibilität von Biogasanlagen – Substratmanagement, Fahrplansynthese und ökonomische Bewertung. In: *Landtechnik, Agricultural Engineering* [online]. **71**(6), S. 233–251 [Zugriff am: 13.07.2021]. Verfügbar unter DOI: <https://doi.org/10.1515/lt.2016.3146>
3. BAUBÖCK, Roland und Marianne KARPENSTEIN – MACHAN, [22.10.2021]. Bioenergiedörfer im Wandel – Betrachtungen des Einsatzes von Reststoffen sowie des Zubaus einer Pyrolyseanlage an Biogasbestandsanlagen unter den Gesichtspunkten der Nahwärmeversorgung und der Wirtschaftlichkeit. In: *Berichte über Landwirtschaft* [<https://buel.bmel.de/index.php/buel/article/view/385>].
4. BEYRICH, Wiebke, Julia KASTEN, Bernd KRAUTKREMER, Velina DENYSENKO, Nadja RENSBERG, Tina SCHMALFUß, Georgia ERDMANN und Benedikt JACOBS, 2019. *Verbundvorhaben Effiziente Mikro-Biogasaufbereitungsanlagen (eMikroBGAA)* [Zugriff am: 16.08.2021]. Verfügbar unter: <https://www.fnr-server.de/ftp/pdf/berichte/22401615.pdf>
5. BUNDESNETZAGENTUR (BNetzA) und BUNDESKARTELLAMT, 2020. *Monitoringbericht 2019* [online]. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen; Bundeskartellamt [Zugriff am: 03.08.2021]. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht\\_Energie2019.pdf?blob=publicationFile&v=6](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?blob=publicationFile&v=6)
6. BUNDESNETZAGENTUR (BNetzA), 2021. *Ausschreibungen für Biomasse-Anlagen* [online]. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen [Zugriff am: 10. Juni 2020]. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/start.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/start.html)
7. DANIEL-GROMKE, Jaqueline, Peter KORNTZ, Martin DOTZAUER, Mathias STUR, Velina DENYSENKO, Manuel STELZER, Henning HAHN, Bernd KRAUTKREMER, Hartwig von BREDOW und Katrin ANTONOW, 2019. *Leitfaden Flexibilisierung der Strombereitstellung von Biogasanlagen (LF Flex)* [Zugriff am: 16.08.2021]. Verfügbar unter: [https://www.dbfz.de/fileadmin/user\\_upload/Referenzen/Studien/20191108\\_LeitfadenFlex\\_Abschlussbericht.pdf](https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Studien/20191108_LeitfadenFlex_Abschlussbericht.pdf)

8. DANIEL – GROMKE, Jaqueline, Nadja RENSBERG, Velina DENYSENKO, Tino BARCHMANN, Katja OEHMICHEN, Michael BEIL, Wiebke BEYRICH, Bernd KRAUTKREMER, Marcus TROMMLER, Toni REINHOLZ, Jens VOLLPRECHT und Christian RÜHR, 2020. *Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht* [Zugriff am: 16.08.2021]. Verfügbar unter: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-01-30\\_texte\\_24-2020\\_biogas2030.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-01-30_texte_24-2020_biogas2030.pdf)
9. DEUTSCHER BUNDESTAG, 2021. *Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungs-Quote* [Zugriff am: 13.07.2021]. Verfügbar unter: <https://dserver.bundestag.de/btd/19/274/1927435.pdf>
10. DEUTSCHE ENERGIE AGENTUR (dena), 2018. *Vermiedene Netzkosten- Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Einspeisung von erneuerbaren Gasen* [online]. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) [Zugriff am: 16.08.2021]. Verfügbar unter: [https://www.biogaspartner.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9265\\_dena\\_Kurzanalyse\\_Vermiedene\\_Netzkosten.pdf](https://www.biogaspartner.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9265_dena_Kurzanalyse_Vermiedene_Netzkosten.pdf)
11. DEUTSCHE ENERGIE AGENTUR (dena), 2020. *Branchenbarometer Biomethan 2020* [online]. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) [Zugriff am: 16.08.2021]. Verfügbar unter: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/Brachenbarometer\\_Biomethan\\_2020.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/Brachenbarometer_Biomethan_2020.pdf)
12. DOTZAUER, Marti, Katharina SCHERING, Tino BARCHMANN, Katja OEHMICHEN, Uta SCHMIEDER, Michael STEUBING, Bernhard WERN, Patrick MATSCHOSS, Joachim PERTAGNOL, Ludger ELTROP, Samah GOUYA, Simon ZIELONKA und Astrid BÖCKMANN, 2021. *Bioenergie – Potentiale, Langfristperspektiven und Strategien für Anlagen zur Stromerzeugung nach 2020 (BE20plus) – Schlussbericht* [online]. Leipzig: Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH [Zugriff am: 03.08.2021]. Verfügbar unter: [https://www.izes.de/sites/default/files/publikationen/20210131\\_BE20plus\\_Schlussbericht\\_31.01.2021\\_final.pdf](https://www.izes.de/sites/default/files/publikationen/20210131_BE20plus_Schlussbericht_31.01.2021_final.pdf)
13. FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE e. V. (FNR), 2018. *Flexibilisierung von Biogasanlagen* [online]. Gülzow: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) [Zugriff am 01.08.2021]. Verfügbar unter: [https://fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Broschuere\\_Flexibilisierung\\_Biogas\\_Web.pdf](https://fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Broschuere_Flexibilisierung_Biogas_Web.pdf)
14. FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE e. V. (FNR), 2021a. *Liste der Bioenergiedörfer* [online]. Gülzow: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) [Zugriff am 15.07.2021]. Verfügbar unter: <https://bioenergiedorf.fnr.de/bioenergiedoerfer/liste>
15. FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE e. V. (FNR), 2021b. *FNR erhebt Echtzeitdaten flexibler Biogas-Stromeinspeisung* [online]. *Biogas bietet kostengünstige Flexibilitätsoption.* Gülzow: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), 25.05.2021 [Zugriff am 15.07.2021]. Verfügbar unter: <https://biogas.fnr.de/service/presse/presse/aktuelle-nachricht/fnr-erhebt-echtzeitdaten-flexibler-biogas-stromeinspeisung>
16. GRÖSCH, Norbert, Christian TROX, Abdessamad SAIDI, Wilfried ZÖRNER, Victoria GRÜNER, Daniel BAUMKÖTTER, Elmar BRÜGGING, Christof WETTER, Melanie GLÖTZL, Ulrich KILBURG, Jasmin GLEICH, Robert WAGNER und Regine VOGT, 2020. *Biogas nach dem EEG – (wie) kann's weitergehen? Handlungsmöglichkeiten für Anlagenbetreiber* [Zugriff am: 16.08.2021]. Verfügbar unter: [https://www.fh-muenster.de/egu/downloads/biogas/Biogas\\_nach\\_dem\\_EEG\\_R\\_EzAB\\_Broschuere.pdf](https://www.fh-muenster.de/egu/downloads/biogas/Biogas_nach_dem_EEG_R_EzAB_Broschuere.pdf)

17. GÖGKGÖZ, Fatih, Jan LIEBTRAU und Michael NELLES, 2020. Kombinierte Bereitstellung von Strom und Kraftstoff an Biogasanlagen - Wirtschaftlichkeit von Anschlusszenarien. In: *Landtechnik, Agricultural Engineering* [online]. **75**(3), S.141-160 [Zugriff am: 16.08.2021]. Verfügbar unter DOI: <https://doi.org/10.15150/lt.2020.3242>
18. HARTMANN, Anja; Johannes BURMEISTER; Maendy FRITZ; Roswitha WALTER. *Dauerkulturen. Aufzeigen der bayernweiten Anbaueignung* [Zugriff am: 16. Oktober 2019]. Verfügbar unter: [http://www.tfz.bayern.de/mam/cms08/rohstoffpflanzen/dateien/tfz\\_bericht\\_5\\_4\\_dauerkulturen\\_ges.pdf](http://www.tfz.bayern.de/mam/cms08/rohstoffpflanzen/dateien/tfz_bericht_5_4_dauerkulturen_ges.pdf)
19. KARPENSTEIN-MACHAN, Marianne, André WÜSTE und Peter SCHMUCK, 2013. Erfolgreiche Umsetzung von Bioenergiedörfern in Deutschland - Was sind die Erfolgsfaktoren? In: *Berichte über Landwirtschaft* [online]. **91**(2), S. 1-25 [Zugriff am: 16.08.2021]. Verfügbar unter DOI: <https://doi.org/10.12767/buel.v91i2.21>
20. KARPENSTEIN-MACHAN, Marianne, 2017. Mit Bioenergie gespeiste Wärmenetze immer noch günstiger. In: *Energie aus Pflanzen*, **21**(2), S. 8-11.
21. KARPENSTEIN-MACHAN, Marianne, 2019. Mit Biomethan mehr Klimaschutz im Verkehr. In: *Energie aus Pflanzen* [online]. **23**(6), S. 30–34 [Zugriff am: 16.08.2021]. Verfügbar unter: <https://digitalkiosk.forstfachverlag.de/de/profiles/64ccfd1dafb6/editions/1ae69b78d0698dd3f4b1>
22. KARPENSTEIN-MACHAN, Marianne, 2021. *Anpassung der Fütterung an wärmegeführtes BHKW* [online]. Kassel: 2020 Universität Kassel und Göttingen: Georg-August-Universität Göttingen, 15.04.2021 [Zugriff am: 16.08.2021]. Verfügbar unter: <https://xn--energiewendedrfer-c0b.de/idea/saisonale-fuetterung-waermebedarf/>
23. KELCH, Jan, Marianne KARPENSTEIN-MACHAN und Ines WILKENS, 2021. *Neue Geschäftsmodelle für Bioenergiedörfer – Auswirkungen auf die Nahwärmenetze*. Tagungsband FNR/KTBL-Kongress „Biogas in der Landwirtschaft-Stand und Perspektiven“, im Druck
24. MOZGOVOY, A., 2020. *Gesetzlicher Rahmen der Nutzung von Biomethan im Kraftstoffsektor* [Webinar]. Fachverband Biogas. 26.05.2020
25. NAUMANN, Karin, Franziska MÜLLER – LANGER, Kathleen MEISEL, Stefan MAJER, Jörg SCHRÖDER und Uta SCHMIEDER, 2021. *Weiterentwicklung der deutschen Treibhausgasemissionsquote* [online]. Leipzig: DBFZ, Februar 2021 [Zugriff am: 16.08.2021]. Verfügbar unter: [https://www.dbfz.de/fileadmin/user\\_upload/Referenzen/Statements/Hintergrundpapier\\_Weiterentwicklung\\_THG-Quote.pdf](https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Statements/Hintergrundpapier_Weiterentwicklung_THG-Quote.pdf)
26. TROMMLER, Marcus, Martin DOTZAUER, Tino BARCHMANN, Markus LAUER, Christiane HENNING, Eric MAUKY, Jan LIEBTRAU und Daniela THRÄN, 2016. *Flexibilisierung von Biogasanlagen in Deutschland: Ein Überblick zu technischen Ansätzen, rechtlichem Rahmen und Bedeutung für das Energiesystem* [Zugriff am: 16.08.2021]. Verfügbar unter: <https://energie-fr-de.eu/de/bioenergien/nachrichten/leser/flexibilisierung-von-biogasanlagen-in-deutschland.html>
27. VOGEL, Lena, Koshin SUGAL, Frank SCHÜNEMEYER, Bernd KRAUTKREMER, Henning HAHN, H. Fabian JACOBI, Corinna NIEMEIR, Klaus ANDUSCHUS und Arnd OSTERFELD, 2018. *Verbundvorhaben: Upgrading von Bestandsbiogasanlagen hin zu flexiblen Energieerzeugern durch eine bedarfsorientierte Dynamisierung der Biogasproduktion (UBEDB)* [Zugriff am: 16.08.2021]. Verfügbar unter: <https://www.fnr-server.de/ftp/pdf/berichte/22401614.pdf>



28. VON BREDOW, Hartwig, Veronika WIDMANN, 2021. *Rechtsgutachterliche Stellungnahme. Zur Begrenzung des Anspruchs auf Flexibilitätszuschlag in §50a Absatz 1 Satz 2 EEG 2021* [Zugriff am: 16.08.2021].  
Verfügbar unter: [https://kwk-flexperten.net/content/form/1614679558\\_Rechtsgutachterliche-Stellungnahme-zu-§-50a-EEG-2021.pdf](https://kwk-flexperten.net/content/form/1614679558_Rechtsgutachterliche-Stellungnahme-zu-§-50a-EEG-2021.pdf)
29. WELTEKE - FABRICIUS, U., 2021. *Ergebnisse der „Reparatur“ des EEG – Flexzuschlag* [Online-Workshop]. update Politik (3). 15.06.2021.
30. WOLF, Lukas, Robert SCHÄTZL und Anja HARTMANN, 2016. *Mais ist nicht unersetzlich. Dem schlechten Image von Silomais steht immer das unschlagbare Argument entgegen: der unerreicht günstige Preis. Das muss aber nicht immer so gelten, zeigen Berechnungen aus Bayern* [Zugriff am: 16.08.2021].  
Verfügbar unter: [https://www.lfl.bayern.de/mam/cms07/iba/dateien/dlg\\_05\\_2016\\_mais\\_ist\\_nicht\\_unersetzlich.pdf](https://www.lfl.bayern.de/mam/cms07/iba/dateien/dlg_05_2016_mais_ist_nicht_unersetzlich.pdf)

## Anschrift der Autoren

Robert Ißler [robert.issler@uni-kassel.de](mailto:robert.issler@uni-kassel.de)

PD Dr. Ing. Marianne Karpenstein-Machan [mariannekarpenstein@uni-kassel.de](mailto:mariannekarpenstein@uni-kassel.de)

Marinus Schnitzlbaumer [marinus.schnitzlbaumer@gmail.com](mailto:marinus.schnitzlbaumer@gmail.com)

Dr. Ines Wilkens [ines.wilkens@uni-kassel.de](mailto:ines.wilkens@uni-kassel.de)

Universität Kassel

Fachgebiet Mikroökonomik und empirische Energieökonomik

Untere Königsstraße 71

34117 Kassel, Germany

Tel: +49 561/ 804 7949

## Danksagung

Die in diesem Artikel vorgestellten Ergebnisse wurden im Rahmen des Forschungsprojektes „Innovative Konzepte und Geschäftsmodelle für zukunftsfähige Bioenergiedörfer – klimafreundlich, demokratisch, bürgernah“ (FKZ: 22405817, 22405218), gefördert durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) über die Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (FNR), erarbeitet. Herzlichen Dank dafür. Ein weiteres Dankeschön geht an unsere Reallaborpartner Bioenergiedorf Altenmellrich und Bioenergiedorf Wollbrandshausen/ Krebeck, die eine Evaluierung unserer Ergebnisse auf Praxistauglichkeit ermöglicht haben.