



**Wasserstoff –
Machbarkeitsstudie**

**Fortführungsperspektiven Biogas
für den Kreis Borken**

Projekt

Die Erstellung der Machbarkeitsstudie wurde vom Kreis Borken beauftragt.

Laufzeit: 01.09.2021 – 31.01.2022

Projektpartner

Dieses Projekt wurde unter Zusammenarbeit des Kreises Borken und der energielenker projects GmbH durchgeführt.

Auftraggeber

Kreisverwaltung Borken

Burloer Straße 93

46325 Borken

Tel.: +49 2861 681-7190

Ansprechpartner:

Edith Gülker, Michael Weitzell

Auftragnehmer

energielenker projects GmbH

Hüttruper Heide 90

48268 Greven

Tel.: +49 251 27601-734

Ansprechpartner:

Christoph Hanrott, Johannes Meyer



Lesehinweis

Aus Gründen der besseren Lesbarkeit wurde im vorliegenden Bericht bei Personenbezeichnungen in der Regel die maskuline Form verwendet. Diese schließt jedoch gleichermaßen die feminine Form mit ein. Die Leserinnen und Leser werden dafür um Verständnis gebeten.

VORWORT

Langfristig werden dem Energieträger Wasserstoff große Potentiale zugesprochen. Wasserstoff kann im Mobilitätssektor, in der Industrie und im Stromsektor für den Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung aus PV und Wind eingesetzt werden.

Biogas kann diese Bereiche bereits heute bedienen und könnte die Lücke zur Defossilisierung abdecken, bis Wasserstoff im großen Maßstab eingesetzt wird und Biomasse in anderen Sektoren benötigt wird.

Bislang wird Biogas im Kreis Borken fast ausschließlich zur Erzeugung von Strom eingesetzt und dies meist als Grundlaststrom. Mit zunehmendem Ausbau von Wind- und PV-Strom wird weniger Grundlaststrom benötigt. Grundlaststrom ist sogar hinderlich, um hohe Anteile von Wind und PV bei der Stromerzeugung zu erreichen. Der produzierte Strom der Biogasanlagen wird durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz gefördert. Die meisten Anlagen wurden vor über 10 Jahren in Betrieb genommen. In dieser Zeit lag die Produktion von CO₂-armen Strom im Fokus (CO₂-arm im Vergleich zu Kohle und Gas). Der heutige Förderrahmen legt zunehmend den Fokus auf eine flexible Stromproduktion und den Einsatz von Biogas im Verkehrssektor. Zudem werden deutliche höhere Anforderungen an die CO₂-Reduktion durch die eingesetzten Rohstoffe gesetzt.

Mögliche Fortführungskonzepte für die Biogasanlagen im Kreis Borken nach Ende der 20-jährigen EEG-Laufzeit sollten einen möglichst hohen Beitrag zur Energiewende leisten und gleichzeitig den Betreibern eine vernünftige Perspektive für einen wirtschaftlichen Betrieb geben. Im Rahmen dieser Studie werden die möglichen Fortführungskonzepte aufgezeigt, sowohl im Kontext der Energiewende als auch aus Sicht der Biogasanlagenbetreiber.

| | |
|--|----|
| VORWORT..... | 3 |
| ABBILDUNGSVERZEICHNIS | 5 |
| ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS | 6 |
| 1. AKTUELLE SITUATION..... | 7 |
| 2. FOLGEAUSSCHREIBUNG (FLEXIBILISIERUNG)..... | 10 |
| 3. BIOMETHANAUFBEREITUNG | 14 |
| 4. VERMARKTUNGSMÖGLICHKEITEN BIOMETHAN | 16 |
| 5. WASSERSTOFFERZEUGUNG..... | 18 |
| 6. ÜBERSICHT ABSATZWEGE | 21 |
| 7. SITUATION IM KREIS BORKEN..... | 23 |
| 8. ÜBERSICHT DER CO ₂ -EINSPARUNGEN | 28 |
| 9. AUSBAUPOTENZIALE BIOMASSE..... | 30 |
| 10. ZUSAMMENFASSUNG | 33 |
| ANHANG..... | 34 |

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

| | |
|---|----|
| Abbildung 1. EEG-Vergütungsbestandteile..... | 7 |
| Abbildung 2. installierte Leistung nach IBN-Jahr..... | 7 |
| Abbildung 3: Installierte BGA-Leistung nach Gemeinde/Stadt..... | 8 |
| Abbildung 4. Beispielhafte 500 kW Anlage | 8 |
| Abbildung 5. Energieflussdiagramm 500-kW-BGA..... | 9 |
| Abbildung 6. Erlöse/Kosten einer typischen Biogasanlage | 9 |
| Abbildung 7. technische Daten einer flexibilisierten 500 kW-Anlage..... | 11 |
| Abbildung 8. Energieflussdiagramm mit Flex-BHKW | 11 |
| Abbildung 9. Erlöse einer Biogasanlage in der Anschlussphase..... | 12 |
| Abbildung 10. vereinfachte Darstellung Biogasaufbereitung..... | 14 |
| Abbildung 11. Betriebskosten und Investitionen BGAA (~ 400 Nm ³ /h)..... | 15 |
| Abbildung 12. Beispielhafte Gasströme einer BGAA..... | 16 |
| Abbildung 13. typische CO ₂ -Emissionen von Biomethan im Kraftstoffmarkt | 17 |
| Abbildung 14. Vergleich der möglichen Vermarktungspfade von Biomethan | 18 |
| Abbildung 15: Vergleich der H ₂ -Erzeugungstechnologien..... | 20 |
| Abbildung 16. Übersicht verschiedener Biogasabsatzpfade | 21 |
| Abbildung 17. SWOT-Analyse der vorgestellten Absatzpfade | 22 |
| Abbildung 18. Übersicht der CO ₂ -Emissionen und -Verdrängung | 28 |
| Abbildung 19: Strom- und Wärmeertragspotenzial im Kreis Borken | 31 |
| Abbildung 20. inländisches Biomasseangebot für die energetische Nutzung | 32 |
| Abbildung 21. Prognose: BGA-Entwicklung, Kreis Borken..... | 32 |

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

| | |
|----------------|--|
| BHKW | Blockheizkraftwerk |
| BGAA | Biogasaufbereitungsanlage |
| CNG | Compressed Natural Gas (Biomethan für den Kraftstoffmarkt) |
| EEG | Erneuerbare-Energien-Gesetz |
| EU | Europäische Union |
| H ₂ | Wasserstoff |
| LNG | Liquified Natural Gas (verflüssigtes Biomethan für Kraftstoffmarkt) |
| LOI | Letter of Interest (Absichtserklärung) |
| NRW | Nordrhein-Westfalen |
| OWL | Ost-Westfalen-Lippe |
| RED II | Renewable Energy Directive II Erneuerbare-Energien Richtlinie |
| THG | Treibhausgas |
| WFG | Wirtschaftsförderungsgesellschaft für den Kreis Borken |

1. AKTUELLE SITUATION

Rechtliche Rahmenbedingungen

Der Großteil der bestehenden Biogasanlagen im Kreis Borken nutzt das erzeugte Biogas zur Strom- und Wärmeerzeugung in einem Blockheizkraftwerk. Der erzeugte Strom wird dabei gemäß EEG vergütet. Ausschlaggebend für die rechtlichen Rahmenbedingungen und die Höhe der Vergütungssätze sind dabei die Fassungen des EEG zum Zeitpunkt des jeweiligen Inbetriebnahmezeitpunktes der Anlage. Die nachfolgende Tabelle zeigt die typischen Vergütungsbestandteile der jeweiligen EEG-Fassung.

| Vergütung | EEG2000 | EEG2004 | EEG2009 | EEG2012 | EEG2014 | EEG2017 |
|----------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Grundvergütung | X | X | X | X | X | X |
| NaWaRo | X | X | X | EVK1/2 | - | - |
| Tec-Bonus | - | 2 ct | 2 ct | - | - | - |
| Gülle-Bonus | - | X | X | - | - | - |
| TALuft-Bonus | 1 ct | 1 ct | 1 ct | - | - | - |

Abbildung 1. EEG-Vergütungsbestandteile

Bestandsaufnahme bestehender Biogasanlagen im Kreis Borken

Die meisten Biogasanlagen wurden in dem Zeitraum von 2000 bis 2010 mit einer kumulierten Gesamtleistung von rund 70 MW in Betrieb genommen.¹ Für diese Anlagen wird zeitnah ein Anschlusskonzept benötigt, da sich der EEG-Vergütungszeitraum für die ersten Anlagen dem Ende nähert.

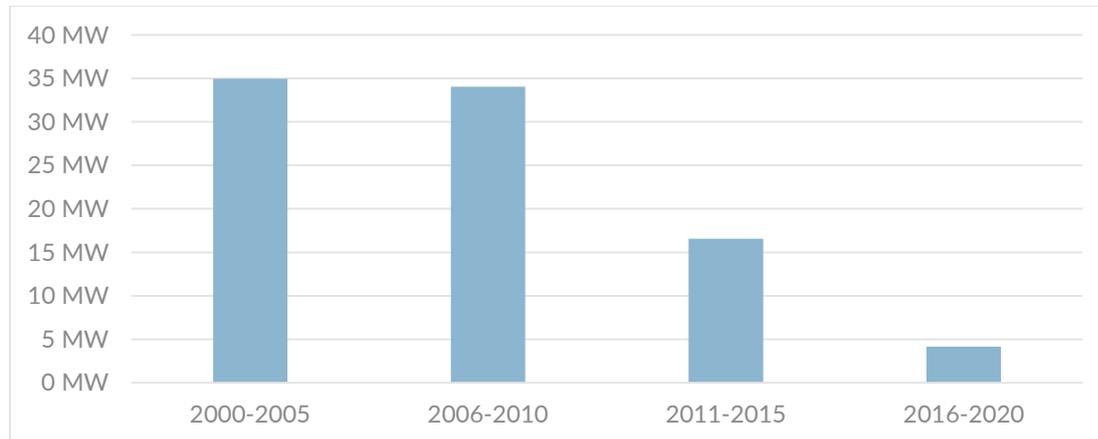


Abbildung 2. installierte Leistung nach IBN-Jahr

Mit Blick auf die Abbildung 3 ist erkennbar, dass die Stadt Borken mit 25 MW die meiste installierte BGA-Leistung aufweist, gefolgt von Vreden mit 12 MW. Die gesamte Stromproduktion aus Biomasse belief sich im Jahr 2020 auf rund 615 GWh.

¹ LANUV NRW

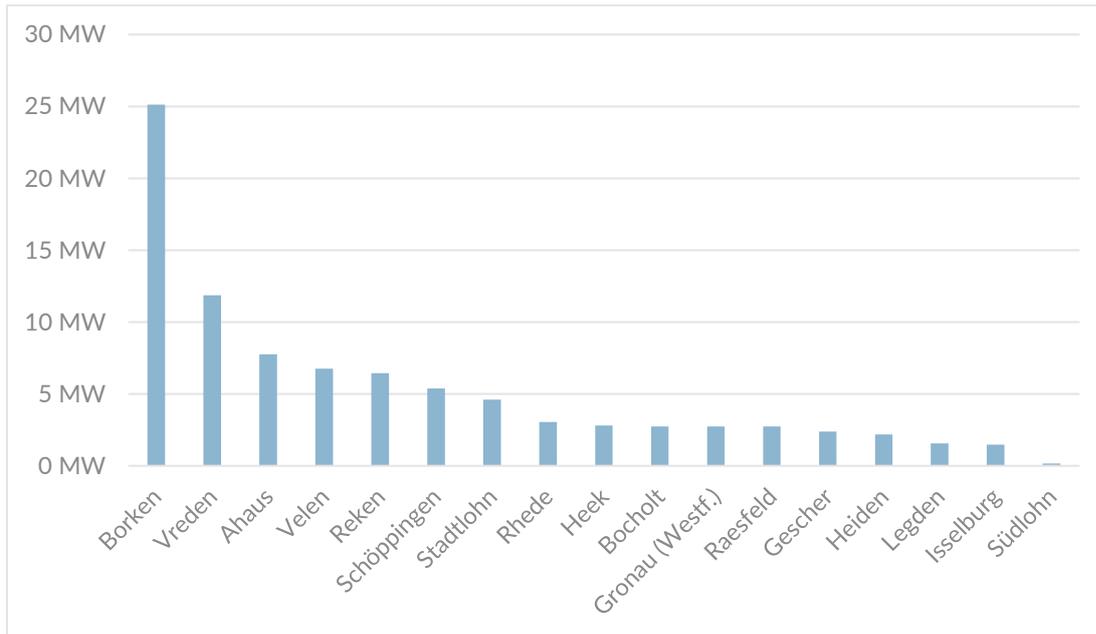


Abbildung 3: Installierte BGA-Leistung nach Gemeinde/Stadt

Beispielrechnung 500 kW-Anlage

Im Folgenden werden zur beispielhaften Darstellung des Status Quo die Daten und die Kosten und Erlöse einer Biogasanlage mit einer Bemessungsleistung von rund 500 kW dargestellt. In dieser Anlage wird zu einem großen Teil Mais als nachwachsender Rohstoff eingesetzt. Außerdem wird Rindergülle genutzt, um den Güllebonus gem. EEG 2009 zu erhalten.

| | | |
|----------------------------------|-----------------------------|------------|
| Inbetriebnahme | 2009 | |
| Rechtlicher Rahmen | EEG 2009 | |
| Inst. Leistung BHKW (elektrisch) | 549 kW | |
| Jährliche Laufzeit BHKW | 7.950 Vbh/a | |
| Bemessungsleistung | 498 kW | |
| Gasproduktion | 2,1 Mio. Nm ³ /a | |
| Stromproduktion | 4.362 MWh/a | |
| Wärmeproduktion | 3.300 MWh/a | |
| Eingesetzte Rohstoffe | Maissilage | 9.837 to/a |
| | Rindergülle | 4.200 to/a |

Abbildung 4. Beispielhafte 500 kW Anlage

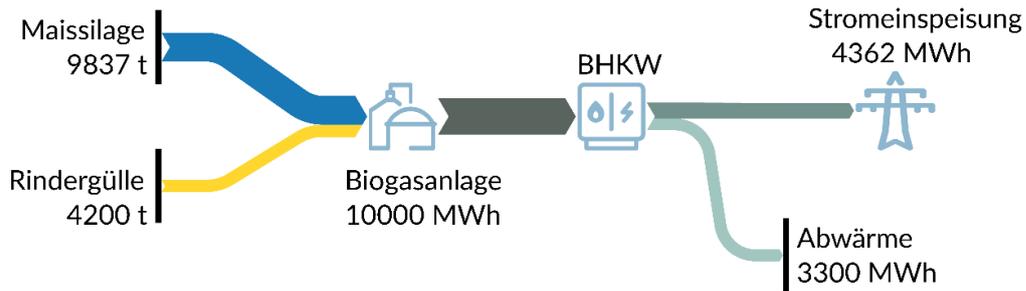


Abbildung 5. Energieflussdiagramm 500-kW-BGA

Auf dieser Basis ergibt sich eine Kosten- und Erlösstruktur, die für Anlagen dieser Größenordnung typisch sind.

| | |
|----------------|------------------------|
| Erlöse | 993 T€/a |
| EEG-Vergütung | 973 T€/a ~ 22,3 ct/kWh |
| Wärmeerlöse | 20 T€/a |
| Rohstoffe | -395 T€/a |
| Strombezug | -67 T€/a |
| Sonstiges | -20 T€/a |
| Rohertrag | 511 T€/a |
| Betriebskosten | -271 T€/a |
| EBITDA | 240 T€/a |

Abbildung 6. Erlöse/Kosten einer typischen Biogasanlage

Nach Ende des ersten Förderzeitraums stellt sich bei Anlagen dieser Größenordnung die Frage nach dem Weiterbetrieb, um auch zukünftig ein wirtschaftliches Ergebnis zu erzielen.

2. FOLGEAUSSCHREIBUNG (FLEXIBILISIERUNG)

Rechtliche Rahmenbedingungen

Nach dem Auslaufen aus dem 20-jährigen EEG-Förderungszeitraums kann an dem Ausschreibungsverfahren für Biogas-Bestandsanlagen teilgenommen werden. Die zweite Förderperiode besitzt eine Dauer von zehn Jahren und ist an diverse Voraussetzungen gekoppelt.

Sollte die Flexibilisierung der Anlage noch nicht in der ersten Förderperiode erfolgt sein, so muss diese spätestens für die Zweite stattfinden. Dabei ist mindestens eine doppelte Überbauung, also eine Verdopplung der BHKW-Leistung erforderlich. Daneben werden u.a. die Einhaltung des maximal zulässigen Anteiles von Mais und Getreide (Maisdeckel) und ein ausreichendes Gasspeichervolumen, um den flexiblen Anlagenbetrieb sicherstellen zu können, vorausgesetzt.

Durch die Anlagenflexibilisierung kann der sogenannte Flexzuschlag beansprucht werden. Dieser beläuft sich auf 65 € pro kW und Jahr bei noch nicht geförderter Leistung und auf 50 € pro kW und Jahr bei bereits geförderter Leistung.

Umstellung der Rohstoffe

Im Gegensatz zu der bisherigen Begrenzung des Maisanteils auf 44 Massenprozent wurde dieser im EEG 2021 auf 40 % reduziert.²

Notwendige technische Erweiterungen

Für den Erhalt der Flexprämie wird nach dem EEG 2021 eine Überbauung von mindestens 222% verlangt. So müsste z.B. für ein bereits bestehendes BHKW mit einer Leistung von 450 kW die Gesamtleistung 1.000 kW betragen. Es wäre also ein Flex-BHKW mit einer installierten Leistung von 550 kW vonnöten.³

Eine weitere Voraussetzung ist die gasdichte Verweildauer des Biogases für 150 Tage.

Beispielrechnung einer flexibilisierten 500-kW Anlage

Im betrachteten Beispiel wird eine typische 500 kW Anlage mit einem Flex-BHKW erweitert. Die Bemessungsleistung der Gesamtanlage bleibt dabei gleich, was durch eine Änderung der jährlichen Laufzeit erreicht wird. Das bestehende BHKW läuft zukünftig nur noch rund 1.000 Vbh/a, sodass auch die Wartungskosten deutlich reduziert werden.

Um an einer Folgeausschreibung teilnehmen zu können, müssen zudem noch die Rohstoffe verändert werden, sodass zukünftig der max. 40%-Maisanteil eingehalten wird. In Abbildung 7 sind die technischen Daten der flexibilisierten Anlage dargestellt.

² § 39i Absatz 1, EEG 2021

³ § 44b Absatz 1, EEG 2021

| | | |
|-------------------------|----------------------------------|--------------------------------------|
| BHKW-Inbetriebnahme | 2009 | Variante 1: 2022 Variante 2: 2030 |
| Rechtlicher Rahmen | Anschlussvergütung gem. EEG 2021 | |
| elektr. Leistung BHKW | 549 kW | 1.203 kW |
| Jährliche Laufzeit BHKW | 1.000 Vbh/a | 3.203 Vbh/a |
| Bemessungsleistung | 498 kW | |
| Gasproduktion | 2,1 Mio. Nm ³ /a | |
| Stromproduktion | 4.362 MWh/a | |
| Wärmeproduktion | 3.300 MWh/a | |
| Eingesetzte Rohstoffe | Maissilage | 5.787 to/a |
| | Luzerne | 2.500 to/a |
| | Maisstroh | 1.500 to/a |
| | Rindergülle | 4.200 to/a |

Abbildung 7. technische Daten einer flexibilisierten 500 kW-Anlage

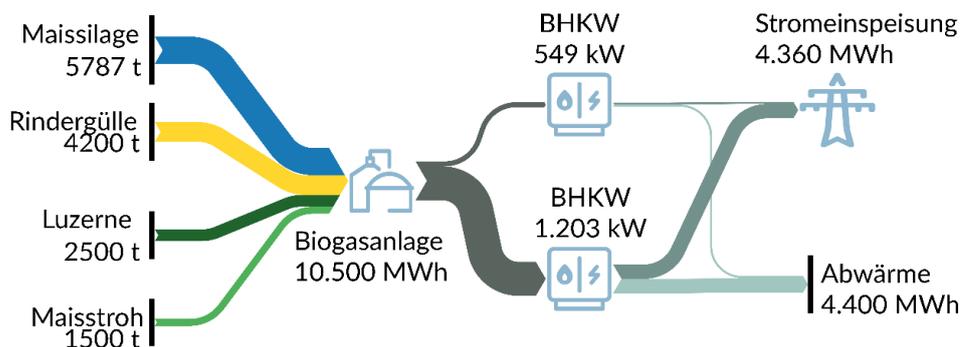


Abbildung 8. Energieflussdiagramm mit Flex-BHKW

Vergütungsstruktur Folgeausschreibung

Im Rahmen der EEG-Ausschreibung wird bezüglich der Vergütungssätze zwischen Neu- und Bestandsanlagen unterschieden. Bestandsanlagen können einen maximalen Höchstwert von 18,22 ct/kWh bekommen, während der Höchstwert von Neuanlagen 2 ct/kWh niedriger bei 16,24 ct/kWh gedeckelt ist (Stand März 2022).

Neben der Ausschreibungsvergütung kann, wie eingangs bereits beschrieben, der Flexzuschlag bei einer weiteren Ausschreibung in Anspruch genommen werden. Nachfolgend wird an einem bestehenden 549 kW BHKW veranschaulicht, in welcher Höhe der Flexzuschlag anfällt. Dabei wird angenommen, dass die installierte Gesamtleistung durch ein weiteres BHKW mit 1.203 kW angehoben wird.

Sollte während des ersten Förderzeitraums noch keine Inanspruchnahme der Flexprämie erfolgt sein, so wird jedes installierte Kilowatt mit 65 € in Form des Flexzuschlags gefördert. Damit ergibt sich eine jährliche Förderung i.H.v. 114 T€.

Bei einer vorangegangenen Einnahme der Flexprämie bemisst sich die Vergütung an der bereits geförderten Leistung. Wird seit 2022 die Flexprämie i.H.v. 130 €/kW beansprucht, dann ergibt sich, bei der angenommenen Zusatzleistung von 1.203 kW, eine jährliche Förderung von rund 104 T€.

Soll die Anlage ab 2030 in die zweite Förderperiode übergehen, dann wird die berechnete Flexprämie für acht Jahre ausgezahlt. Die gesamte Fördersumme beträgt demnach etwa 911 T€. Die bereits geförderte Leistung berechnet sich durch die Division des erhaltenen Förderzuschlags (911 T€) mit 1.300 € pro kW. In diesem Fall wurden zum Ende des Jahres 2029 rund 700 kW gefördert.

Diese 700 kW werden mit 50 €/kW und die übrige Leistung (1.052 kW) mit 65 €/kW vergütet. Im Mittel beträgt der Förderzuschlag somit 59 €/kW.

| | IST-Situation | Flex-Zuschlag ab 2030 vorherige Flex- Prämie seit 2022 | Flex-Zuschlag ab 2030 ohne vorherige Flexprämie |
|----------------------------------|---------------------------|---|--|
| EEG-Vergütung | 973 T€/a ~ 22,3 ct/kWh | 763 T€/a ~ 17,5 ct/kWh | 763 T€/a ~ 17,5 ct/kWh |
| Flex-Zuschlag (ab 2030) | | 104 T€/a | 114 T€/a |
| EEX-Spread (Börsenmehrerlöse) | | 65 T€/a | 65 T€/a |
| Wärmeerlöse | 20 T€/a | 98 T€/a | 98 T€/a |
| Summe | 993 T€/a | 1.030 T€/a | 1.040 T€/a |

Abbildung 9. Erlöse einer Biogasanlage in der Anschlussphase

Stromdirektvermarktung

Die Vermarktung des Stromes an der Strombörse über einen Direktvermarkter ist bereits heute üblich und für den Erhalt der Anschlussvergütung eine zwingende Voraussetzung. Die schwankenden Preise an der Strombörse können durch die Flexibilisierung genutzt werden, um höhere Stromerlöse zu generieren.

Wärmenutzung

Bei bestehenden Biogasanlagen liegt der Fokus häufig auf der Stromerzeugung. Die anfallende Wärme wird oft als unbrauchbares Nebenprodukt über Tischkühler abgeführt oder zu einem geringen Preis (teils kostenlos) verkauft. Um zukünftig sowohl wirtschaftliche aber auch ökologisch sinnvolle Konzepte umzusetzen, wird es notwendig sein die Wärmenutzung aus Biogasanlagen zu optimieren. Hierbei spielen Nahwärmenetze eine wichtige Rolle. So können beispielsweise Wohn- oder Gewerbeflächen mit dieser Wärme versorgt werden.

Investitionen

Die höchste Investition ist für den Zubau eines BHKW zur Flexibilisierung erforderlich. Die Höhe der Investition variiert stark mit dem ausgewählten BHKW. Zudem hängen die Kosten für die Einbindung des BHKW und für den Netzanschluss von dem

jeweiligen Standort ab. Als grober Richtwert kann eine Investition von 1.000 € je kW_{el} angesetzt werden. Der Zubau eines 1 MW-BHKW kostet somit inkl. Einbindung (Strom, Wärme, Steuerung) ungefähr 1 Mio.€. Bei Biogasanlagen mit Tragluftdächern hat die Biogasanlage bereits eine relevante Speichergröße. Bei fehlendem oder zu geringem Gasspeichervolumen fallen zusätzliche Kosten für den Zubau an Gasspeicherkapazität an.

Für die Teilnahme an der Folgeausschreibung muss die Biogasanlage eine gültige Genehmigung für den Anschlusszeitraum und für den veränderten Rohstoffeinsatz haben. Diese Kosten müssen ebenfalls berücksichtigt werden. Für die neuen Rohstoffe kann es erforderlich sein das Eintragungssystem anzupassen oder andere Maßnahmen vorzunehmen.

Neben diesen Investitionen für die Flexibilisierung und der Teilnahme an der Ausschreibung fallen weitere typische Investitionen bzw. Instandhaltungskosten an, wie z.B. der Austausch der Dächer, die Sanierung der Silokammern oder eine große Wartung des bestehenden BHKW.

Option: Reduktion der Substratmenge und Auslastung der Anlage

Neben dem Zubau eines neuen BHKW und der somit einhergehenden Flexibilisierung, gibt es noch eine weitere Möglichkeit, um die Vorgaben der EEG-Anschlussvergütung einzuhalten. Hierbei kann die Laufzeit des bestehenden BHKW reduziert und die eingesetzte Substratmenge reduziert werden. So muss keine zusätzliche BHKW-Leistung zugebaut werden, um die reduzierte Auslastung zu erreichen.

Dadurch, dass sich bei diesem Szenario die Fixkosten der Anlage auf weniger erzeugten Strom und Wärme verteilen, wird diese Option nur bei Anlagen mit sehr geringen laufenden Kosten möglich sein.

Option: Güllekleinanlagen

Eine Sonderklasse der Biogasanlagen stellen die sogenannten Güllekleinanlagen dar. In diese Kategorie fallen Anlagen, mit einer installierten Leistung von bis zu 150 kW_{el} und einem Gülleanteil von mindestens 80 Masseprozent. Der anzulegende Vergütungssatz liegt für solche Anlagen gemäß EEG bei 22,23 ct/kWh⁴, wobei ab dem 01.07.2022 eine jährliche Degression von 0,5% einsetzt. Ab einer installierten Leistung von 100 kW_{el} wird die Bemessungsleistung auf 50% begrenzt, wobei neue Güllekleinanlagen ab dieser Leistungsgröße einen Anspruch auf den Flexzuschlag i.H.v. 65 €/kW_{inst} haben.

Anlagen (max. 150 kW_{inst}), deren ursprünglicher Vergütungszeitraum bis zum 01.01.2025 endet, können für weitere zehn Jahre in dem für sie geltenden EEG verbleiben. Sie zählen nicht als Neuanlage und müssen auch nicht die Voraussetzungen des EEG 2021 erfüllen. Spätestens ab dem Wechsel in die Anschlussförderung müssen sie jedoch mind. 80% Gülle vergären. Sie erhalten eine Förderung i.H.v. 15,5 ct/kWh

⁴ § 44, EEG

bis einschließlich 75 kW Bemessungsleistung und 7,5 ct/kWh bis zu 150 kW Bemessungsleistung. Auch hier greift eine jährliche Degression von 0,5% ab 2022.⁵

3. BIOMETHANAUFBEREITUNG

Biogas kann als Kraftstoff genutzt werden. Dadurch wird das erzeugte Rohbiogas nicht mehr in einem BHKW verstromt, sondern gereinigt, sodass Methan in Erdgas-Qualität produziert wird. Dafür wird eine Gasaufbereitung benötigt, welche das im Rohgas enthaltene Methan von den übrigen Biogasbestandteilen abtrennt. Übrig bleibt sogenanntes Biomethan, welches als Austauschgas die gleichen Gasqualitäten wie Erdgas hat.

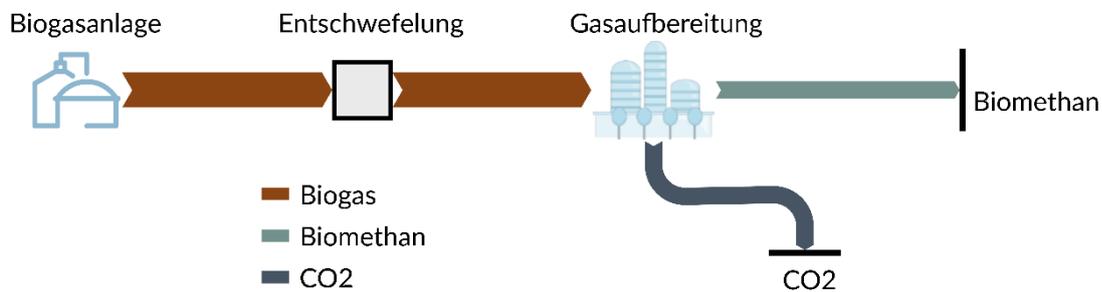


Abbildung 10. vereinfachte Darstellung Biogasaufbereitung

Das erzeugte Biomethan wird anschließend üblicherweise in das öffentliche Erdgasnetz eingespeist. Bilanziell wird es an die Endkunden, wie beispielsweise EEG-BHKW oder CNG-Tankstellen vermarktet.

Notwendige technische Erweiterung

Zur Reinigung des Rohgases ist eine Gasaufbereitungsanlage notwendig. Es haben sich verschiedene Verfahrenstechniken im Markt etabliert, die unterschiedliche Vor- und Nachteile hinsichtlich des Strom- und Wärmebedarfs und der verbrauchsgebundenen Kosten haben. Wesentliche Unterschiede bestehen dabei zwischen Wärme- und Strombasierten Verfahren.

Aufgrund der höheren Investitionen in die Aufbereitungstechnik und für den Gasanschluss eignet sich eine Biomethanaufbereitung üblicherweise erst für Biogasanlagen mit einem elektrischen Leistungsäquivalent von rund 1 MW.

Dadurch ergeben sich zwei Möglichkeiten, bestehende Biogasanlagen für eine zukünftige Gasaufbereitung zu nutzen. Zum einen können bestehende Anlagen erweitert werden, in dem die Gasproduktion z.B. durch den Zubau von Fermenterkapazität oder Änderung der Rohstoffe erhöht wird. Zum anderen können sich mehrere kleinere Biogasanlagen zusammenschließen, um so gemeinsam eine zentrale Gasaufbereitungsanlage auszulasten. Hierbei ist es notwendig, dass eine räumliche Nähe der bestehenden Anlagen gegeben ist.

⁵ Fachagentur nachwachsende Rohstoffe e.V.

Hierbei spielt auch die Höhe der Investitionen eine wichtige Rolle. Die Kosten für eine größere Anlage, die durch den Zusammenschluss mehrerer Biogasanlagen ausgelastet werden kann, sind spezifisch deutlich geringer als die Kosten für eine dezentrale kleine Gasaufbereitungsanlage.

In Abbildung 11 sind die Betriebskosten und Investitionen verschiedener Gasaufbereitungsverfahren für eine Anlagengröße von rund 400 Nm³/h, also einem elektrischen Leistungsäquivalent von rund 1 MW, dargestellt. Die Kosten größerer Anlagen steigen dabei nur leicht an, sodass bei größeren Anlagen deutlich geringere spezifische Betriebs- und Kapitalkosten erreicht werden können.

| Aufbereitungsverfahren | Druckwasser-Wäsche | Druckwechsel-Adsorption | phys. Druckwäsche | Membranverfahren | Aminwäsche |
|--------------------------|--------------------|-------------------------|-------------------|------------------|--------------|
| Strom | 192 T€/a | 128 T€/a | 122 T€/a | 192 T€/a | 45 T€/a |
| Wärme | 0 T€/a | 0 T€/a | 0 T€/a | 0 T€/a | 62 T€/a |
| Wasser | 3 T€/a | 0 T€/a | 0 T€/a | 0 T€/a | 0 T€/a |
| Methanschlupf | 24 T€/a | 24 T€/a | 24 T€/a | 24 T€/a | 2 T€/a |
| Wartung & Instandhaltung | 37 T€/a | 45 T€/a | 43 T€/a | 43 T€/a | 53 T€/a |
| Investition | 1.870 T€ | 1.400 T€ | 1.350 T€ | 1.750 T€ | 1.800 T€ |
| Gasnetzanschluss | mind. 250 T€ | mind. 250 T€ | mind. 250 T€ | mind. 250 T€ | mind. 250 T€ |

Abbildung 11. Betriebskosten und Investitionen BGAA (~ 400 Nm³/h)⁶

In Abbildung 12 sind die Gasströme einer beispielhaften Gasaufbereitungsanlage dargestellt. Das erzeugte Rohgas wird zunächst gereinigt. Dabei teilt sich der Gasstrom annähernd zu gleichen Teilen in Produktgas und Schwachgas auf. Schwachgas enthält zu großen Teilen CO₂ und kann beispielsweise zur CO₂-Verflüssigung weitergenutzt werden. Das Produktgas, welches Erdgas-Qualität hat, wird in das öffentliche Erdgasnetz eingespeist und bilanziell an Endkunden verkauft. Bei Nutzung einer lokalen CNG-Tankstelle wird das erzeugte Biomethan bilanziell aus dem Erdgasnetz wieder entnommen und über eine Verdichtungsstation und Hochdruckspeicher an der Zapfsäule an den Endkunden abgegeben.

⁶ Energielenker GmbH – eigene Recherche

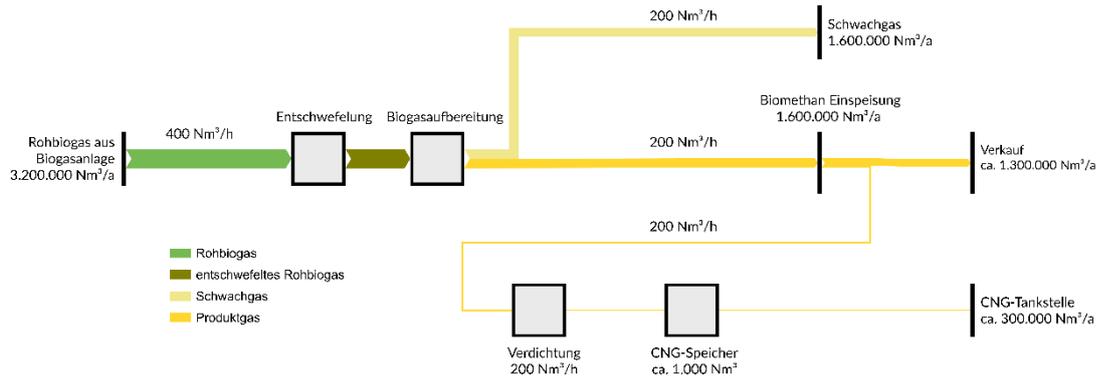


Abbildung 12. Beispielhafte Gasströme einer BGAA

4. VERMARKTUNGSMÖGLICHKEITEN BIOMETHAN

Für das aufbereitete Biomethan bieten sich verschiedene Vermarktungsmöglichkeiten an. Diese finden allerdings nur bilanziell statt. Physisch wird das erzeugte Biomethan, unabhängig vom Vermarktungspfad, am BGA-Standort über eine Gaseinspeisestation in das öffentliche Erdgasnetz eingespeist.

Biomethannutzung im Wärmemarkt

In der Vergangenheit wurde dieses Gas hauptsächlich bilanziell in KWK-Anlagen zur Wärmeerzeugung genutzt. Der beim Kraft-Wärme-Kopplungs-Prozess erzeugte Strom wird dabei vollständig in das öffentliche Stromnetz eingespeist und gemäß dem EEG vergütet. Dieses Konzept wird beispielsweise in Krankenhäusern, Hochschulen oder Gärtnereien angewendet.

Die aktuelle Gesetzeslage stellt allerdings deutlich höhere Anforderungen an die Biomethan-Nutzung im KWK-Bereich, sodass diese Konzepte für Neuanlagen schwer umzusetzen sind. Lediglich im Süden Deutschland können hochflexible Biomethan-BHKW eine EEG-Vergütung noch bekommen.

Nichtsdestotrotz bietet sich als Biomethanproduzent weiterhin die Möglichkeit das Gas an Endkunden im Wärmemarkt zu verkaufen. Hierbei werden meistens längerfristige Lieferverträge geschlossen.

Kraftstoffmarkt

Im Rahmen der europäischen „Renewable Energy Directive“ (RED II) wurde eine Treibhausgasminderungsquote im Verkehrssektor beschlossen. Hierdurch sind Inverkehrbringer von Kraftstoffen verpflichtet den Treibhausgasausstoß durch den Einsatz von regenerativen Kraftstoffen zu reduzieren. Im Jahr 2030 soll eine Treibhausgasminderungsquote von 25% erreicht werden. Neben dem direkten

Verkauf dieser Kraftstoffe bietet sich die Möglichkeit die THG-Quoten zu erwerben und somit bilanziell die Vorgaben zu erfüllen.

Kraftstoffe aus Biomethan (CNG) wurden dabei als fortschrittliche Kraftstoffe kategorisiert und können je nach eingesetztem Rohstoff unterschiedlich hohe THG-Quoten erzielen.⁷

Aus diesem Grund bieten sich für Biomethanproduzenten lukrative Vermarktungsmöglichkeiten, das erzeugte Biomethan als CNG oder LNG im Kraftstoffmarkt zu verkaufen. Die erzielbaren THG-Quoten hängen dabei vom eingesetzten Rohstoff ab. Außerdem wird bewertet, ob die benötigte Energie für den Betrieb der Biogasanlage und Gasaufbereitung regenerativ zur Verfügung gestellt wird.

| Eingesetzter Rohstoff | Spezifische CO ₂ -Emissionen |
|-------------------------|---|
| Biomethan aus Gülle | -360 g _{CO2} /kWh |
| Biomethan aus Mais | 107 g _{CO2} /kWh |
| Biomethan aus Bioabfall | 48 g _{CO2} /kWh |

Abbildung 13. typische CO₂-Emissionen von Biomethan im Kraftstoffmarkt⁸

Das Biomethan kann nach anschließender Verdichtung (CNG) oder Verflüssigung (LNG) an einer Tankstelle bereitgestellt werden. Im Falle von Biomethan erhalten die genannten Abkürzungen oft das Präfix „Bio-“.

Die Anlagenkonzepte sind bei der Kraftstoffherstellung aus Biogas sehr unterschiedlich. Neben der Errichtung einer Hoftankstelle für landwirtschaftliche Nutzfahrzeuge ist es auch möglich, das Biomethan an eine bereits vorhandene Tankstelle zu liefern. Es besteht weiterhin die Möglichkeit, eine öffentliche Tankstelle vor Ort zu errichten, wodurch Transportkosten vermieden werden können. Eine große Herausforderung bei der Kraftstoffherstellung aus Biogas ist eine stetige Nachfrage bzw. eine vorhandene Grundauslastung der Produktionsanlagen. Es sollten daher im Vorfeld feste Kunden wie bspw. Speditions- oder Busunternehmen akquiriert werden, um den Kraftstoffabsatz sicherzustellen.

Neben der Nutzung von verdichtetem Biomethan (CNG) kann Biomethan auch verflüssigt werden (LNG). Der Aufwand für die Verflüssigung ist deutlich höher, allerdings bieten sich im Verkehrssektor Vorteile hinsichtlich der Energiedichte und somit der Reichweite der Nutzfahrzeuge. Aufgrund der hohen Investitionen ist es allerdings notwendig große zentrale Anlagen zu errichten, an denen das Biomethan verflüssigt und vermarktet wird.

⁷ 38. BImSchV

⁸ Werte basieren auf der Richtlinie (EU) 2018/2001 des europäischen Parlaments und des Rates vom 11.12.2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen

| | Wärmemarkt | CNG | LNG |
|-------------------------------|--|---|---|
| Erlöse | <ul style="list-style-type: none"> • Energiepreis • vermiedene Netznutzung | <ul style="list-style-type: none"> • Energiepreis • vermiedene Netznutzung • THG-Quote | <ul style="list-style-type: none"> • Energiepreis • vermiedene Netznutzung • THG-Quote |
| Optional | | <ul style="list-style-type: none"> • CO₂-Verflüssigung | <ul style="list-style-type: none"> • CO₂-Verflüssigung |
| Kosten | <ul style="list-style-type: none"> • Biogasproduktion • Wartung BGAA • Strom BGAA | <ul style="list-style-type: none"> • Biogasproduktion • Wartung BGAA • Strom BGAA | <ul style="list-style-type: none"> • Biogasproduktion • Wartung BGAA • Strom BGAA • Wartung / Strom Verflüssigung |
| Notwendige Investition | <ul style="list-style-type: none"> • BGA-Umbau (abhängig vom Rohstoff) • Gasaufbereitung | <ul style="list-style-type: none"> • BGA-Umbau (abhängig vom Rohstoffmix) • Gasaufbereitung | <ul style="list-style-type: none"> • BGA-Umbau (abhängig vom Rohstoffmix) • Gasaufbereitung • LNG-Verflüssigung |

Abbildung 14. Vergleich der möglichen Vermarktungspfade von Biomethan

5. WASSERSTOFFERZEUGUNG

Eine weitere Möglichkeit das Biogas zukünftig zu nutzen ist die Herstellung von Wasserstoff. Hierbei gibt es mehrere Ansätze aus dem Rohgas Wasserstoff zu gewinnen.

Da die Technologien aktuell in ersten Pilotanlagen getestet werden und noch keine serielle Anwendung vorliegt, gibt es noch Unsicherheiten bezüglich der Definition des erzeugten Wasserstoffs. Zunächst ist unklar, ob Wasserstoff, der aus Biogas gewonnen wird, als grün deklariert wird. Des Weiteren muss noch gesetzlich festgelegt werden, welche THG-Quoten dem Wasserstoff aus Biomasse angerechnet werden können. Erst wenn diese Fragen gesetzlich geklärt sind, kann ein abschließender Vergleich der Verfahrenstechniken durchgeführt werden.

Biogasreformation

Die Biogasreformation basiert auf der Dampfreformierung. Anstatt fossilem Erdgas wird Biogas als „Feed-Gas“ verwendet.

Bei der Verwendung von Biogas als Feed-Gas müssen einige Dinge beachtet werden: Biogas ist nicht wie Erdgas ein Reingas, sondern ein Gasgemisch aus CH₄ und anderen Störstoffen wie H₂S (Schwefelwasserstoff) und NH₃ (Ammoniak). Aufgrund der Korrosionsfähigkeit der Verbindung von H₂S und Wasser ist eine zusätzliche Tiefenentschwefelung notwendig. Weiterhin wird ein höherer Feed-Massenstrom benötigt, um den gleichen Methanmassenstrom zu erhalten, wie bei der klassischen Dampfreformierung von Erdgas [1].

Zuerst wird das Biogas zusammen mit überhitztem Wasserdampf in den Dampfreformer geleitet, in welchen Wasserstoff und Kohlenmonoxid (CO) katalytisch

hergestellt werden. Um den übrigbleibenden Methangehalt zu minimieren und gleichzeitig die H₂-Ausbeute zu maximieren, wird mit einem größeren Wasserdampf/Feed-Gas-Verhältnis gearbeitet, als theoretisch benötigt wird [2].

Um die Wasserstoffausbeute weiter zu erhöhen, wird eine Wassergas-Shift-Reaktion durchgeführt. Das entstehende CO aus dem Dampfreformierungsprozesses wird zusammen mit Wasserdampf zu CO₂ und H₂.

Abschließend wird der Wasserstoff im Gasgemisch mittels Druckwechsel-Adsorption (*engl. Pressure Swing Adsorption, PSA*) abgespalten. Die Adsorption von Gasbestandteilen ist auf die Porosität von verschiedenen Materialien zurückzuführen, dessen Kraft abhängig von den Gasbestandteilen, den verwendeten Materialien, dem Partialdruck der Gaskomponente und der Temperatur ist. Gasbestandteile mit geringer Polarität wie Wasserstoff wird im Gegensatz zu z.B. Kohlenwasserstoffen fast nicht adsorbiert, es entsteht ein Massenstrom mit hoher Wasserstoffreinheit [3].

Das abgeschiedene Methan (Tailgas) kann dann in einem Brenner verbrannt werden, um die benötigte Prozesswärme für die Dampfreformierung bereitzustellen.

Die Biogasreformation ist für Anlagen eine Lösung, bei welchen die EEG-Vergütung ausläuft und die ohne diese Vergütung nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden kann [4].

Pyrolyse

Bei der Pyrolyse, oft auch Methanpyrolyse genannt, wird CH₄ thermisch gespalten. Dabei kann sowohl fossiles Erdgas als auch Biogas, Biomethan oder Grubengas als Edukt verwendet werden. Die thermische Spaltung von Methan, Biogas o.ä. erfolgt unter Ausschluss von oxidierenden Reaktionspartner wie Sauerstoff oder Kohlendioxid. Für die Reaktion ist eine hohe Prozesstemperatur notwendig. Die ersten CH₄-Zersetzungsreaktionen können unter bestimmten Voraussetzungen bereits bei 500 °C stattfinden, in der Regel beträgt die Prozesstemperatur aber mehr als 1.000 °C [5].

Ein Vorteil der Pyrolyse im Vergleich zur Dampfreformierung ist, dass neben Wasserstoff nicht CO₂, sondern elementarer Kohlenstoff in fester Form (Thermalruß) anfällt. Dieses ist einfacher zu bearbeiten und könnte sogar vermarktet werden, um ihn beispielsweise als Bestandteil von Straßenbelag zu verwerten, wodurch dieser langfristig gebunden werden kann [6].

Allerdings können neben Wasserstoff und Thermalruß auch weitere Kohlenwasserstoffe oder auch, bei der Pyrolyse von Erdgas, Schwefelverbindungen entstehen, welche durch eine nachgeschaltete Gasreinigung (z.B. PSA) vom Wasserstoff getrennt werden müssten. Durch diese unerwünschten Nebenprodukte kann der Umsatz maßgeblich beeinflusst werden.

Eine Beschreibung der verschiedenen Pyrolyseverfahren kann [5] und [7] entnommen werden.

Plasmalyse

Die Plasmalyse ist ein von der Firma Graforce GmbH entwickeltes Verfahren, um Wasserstoff herzustellen. Mittels einer anliegenden hochfrequenten Wechselspannung wird ein nicht-thermisches Plasma zwischen zwei Elektroden erzeugt. Wird nun z.B. (Bio-) Methan zwischen den Elektroden hindurchgeführt, wird es durch das Hochfrequenzfeld in Wasserstoff und Kohlenstoff aufgespalten. Der Kohlenstoff fällt ebenfalls, wie bei der Pyrolyse, elementar in fester Form an. Die Methanplasmalyse besitzt einen Energiebedarf von $10 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{kg}_{\text{H}_2}$ und würde damit 75 % weniger elektrische Energie benötigen als die Elektrolyse [8].

Das Verfahren findet aber auch Anwendung in der Schmutzwasseraufbereitung. Abwasser aus Biogasanlagen, Klärwerken etc. kann dem Reaktionsraum zugeführt werden woraufhin durch das o.g. Prinzip der Plasmabildung u.a. NH_4 (Ammonium) in Stickstoff und Wasserstoff dissoziiert wird. Dies hat den Vorteil, dass das Wasser der vorangegangenen Anlage (z.B. Biogasanlage) direkt wieder zugeführt werden kann. Für ein kg_{H_2} sollen $20 \text{ kWh}_{\text{el}}$ und Abwärme erforderlich sein [8]. Der Unterschied zu dem oben beschriebenen Verfahren ist, dass lediglich eine Plasmaelektrode benötigt wird. Die korrespondierende Elektrode würde dem Schmutzwasserreservoir entsprechen [9].

Nach dem plasmalytischen Trennen des Methans oder Schmutzwassers entstehen andere gasförmige Moleküle, welche mittels Gasmembran getrennt und anschließend weiterverarbeitet werden können.

| Technologie | Elektrolyse | Biogas-Reformation | Pyrolyse | Plasmalyse |
|--------------------|-------------|--------------------|---------------|-------------------|
| Wasserstofffarbe | Grün | Orange | Türkis | ? |
| Arbeitsmedium | Wasser | Biogas | (Bio-) Methan | Methan/ Wasser |
| Etablierte Technik | Ja | Ja | Ja | Nein |
| Anlagenprinzip | Elektrisch | Thermisch | Thermisch | Elektrisch |

Abbildung 15: Vergleich der H_2 -Erzeugungstechnologien

Methanisierung

Eine weitere Möglichkeit der Wertschöpfung stellt die sogenannte Methanisierung dar. Hierbei wird aus Wasserstoff und CO_2 Methan erzeugt. Dieses kann anschließend zusammen mit dem Biomethan ins Gasnetz eingespeist werden. Der Vorteil der Methanisierung ist, dass zum einen das anfallende CO_2 aus der Gasaufbereitung genutzt werden kann. Zum anderen kann Wasserstoff, der nicht direkt genutzt werden kann, durch die Umformung zu Methan im Gasnetz gespeichert werden. Allerdings entstehen beim Prozess hohe Energieverluste, weshalb sehr niedrige Energiepreise benötigt werden, um die Methanisierung wirtschaftlich darstellen zu können.

6. ÜBERSICHT ABSATZWEGE

Die Biogasanlagen im Kreis Borken stellen einen wichtigen Bereich der regenerativen Energieversorgung dar. Auch wenn die Branche aufgrund sich verändernder Gesetze oft pessimistisch auf einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb schaut, bieten alternative Vermarktungswege vielversprechende Alternativen zur aktuellen Verstromung. Vor allem der Verkauf von aufbereitetem Biogas als Biomethan im Kraftstoffmarkt kann mittelfristig eine wirtschaftlich attraktive Lösung darstellen.

Die Erzeugung von Wasserstoff aus Biogas ist durch mehrere Verfahren möglich, steht allerdings noch relativ am Anfang, sodass die Grundlagen für einen wirtschaftlichen Betrieb erst noch bestätigt werden müssen. Abbildung 16 gibt einen Überblick über die vorgestellten Absatzpfade von Biogas.

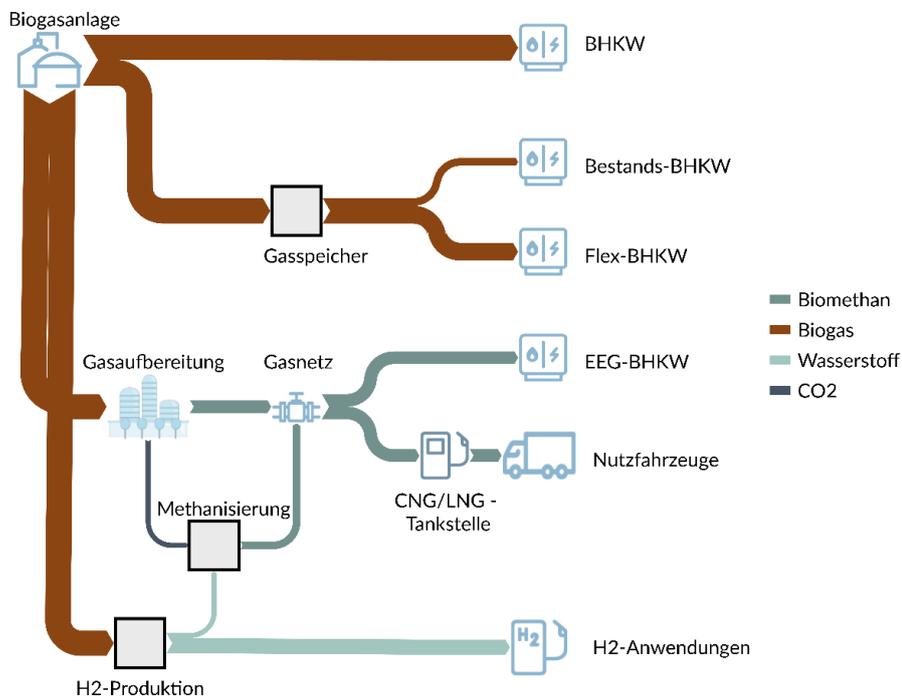


Abbildung 16. Übersicht verschiedener Biogasabsatzpfade

| | Flexibilisierung | CNG | LNG | H₂ |
|-----------------|---------------------------------------|---|--|--|
| Stärken | Gesicherte Vergütung | Bilanzielle Vermarktung Einfache Herstellung | transportables Produkt | hochwertiger Energieträger |
| Schwäche | BHKW-Zubau notwendig | Gasnetzzugang notwendig Niedriges Absatzpotenzial Hohe Anforderung an Rohstoffe Gewisse Anlagengröße notwendig | Aufwändige Produktion Hohe Anforderung an Rohstoffe Gewisse Anlagengröße notwendig | Anlagen noch in der Pilotphase H ₂ -Markt noch im Aufbau |
| Chancen | Wärmenutzung Mehrerlöse Strombörse | Hohe Erlöse durch THG-Quotenhandel | Hohes Absatzpotenzial | höchste CO ₂ -Vermeidung |
| Risiken | Rohstoffpreise | Keine gesicherte Vergütung/ schwankende Preise | Absatzmarkt noch im Aufbau | Gesetzeslage unklar |

Abbildung 17. SWOT-Analyse der vorgestellten Absatzpfade

7. SITUATION IM KREIS BORKEN

Zur Bewertung der Potenziale der vorgestellten Nutzungspfade von Biogas im Kreis Borken wurde eine Auswertung der aktuellen Situation bzw. der Potenziale durchgeführt.

Dazu wurde die aktuelle und die potenzielle Wärmenutzung aus vorhandenen Biogas-BHKW dargestellt. Außerdem wurde erarbeitet, an welchen Standorten sich eine Aufbereitung des Biogases zu Biomethan anbieten würde.

Wärmenutzungspotenzial aus Biogas-BHKW im Kreis Borken

Die Standorte der Biogas-BHKW wurden mit den Wärmesenken im Kreis Borken verschnitten, um so darzustellen, an welchen Standorten Erzeugung und Verbrauch örtlich nah beieinander liegen. Um die realisierbare Entfernung zwischen Erzeuger und Abnehmer zu berücksichtigen, wurden Radien um die BHKW-Standorte gezogen (1,5 km, bzw. 3 km). Die Radien wurden so gewählt, dass eine realistische Wärmeleitung möglich wäre. In der Praxis stellt eine Entfernung von 3 km eine realistische Projektumgebung dar.

Auf der Karte ist zu erkennen, dass es bereits mehrere Standorte gibt, an denen die erzeugte Wärme genutzt wird. Ein Großteil der vorhandenen BHKW hat allerdings noch kein Wärmenutzungskonzept, sodass hier noch ein großes Potenzial zur Effizienzsteigerung vorliegt.

Vor allem in den Bereichen, die mit einem Sternchen markiert sind, deckt sich Wärmeherzeugung und -senke sehr gut, sodass auf diesen Standorten ein Fokus liegen sollte.

Die identifizierten Standorte können als Ausgangspunkt für die Entwicklung neuer Wärmenetze dienen. Für eine erfolgreiche Umsetzung müssen die geeigneten Partner und der geeignete Förderrahmen ermittelt werden. Die Wärme aus der Biogasanlage ist eine wichtige Grundlage für ein neues Wärmenetz, sollte aber durch weitere Erzeuger ergänzt werden (u.a. Holz, Power-to-Heat, Wasserstoff, Großwärmespeicher). Eine kommunale Wärmeplanung kann einen sehr guten Rahmen für die Identifizierung der Wärmeabnehmer geben.

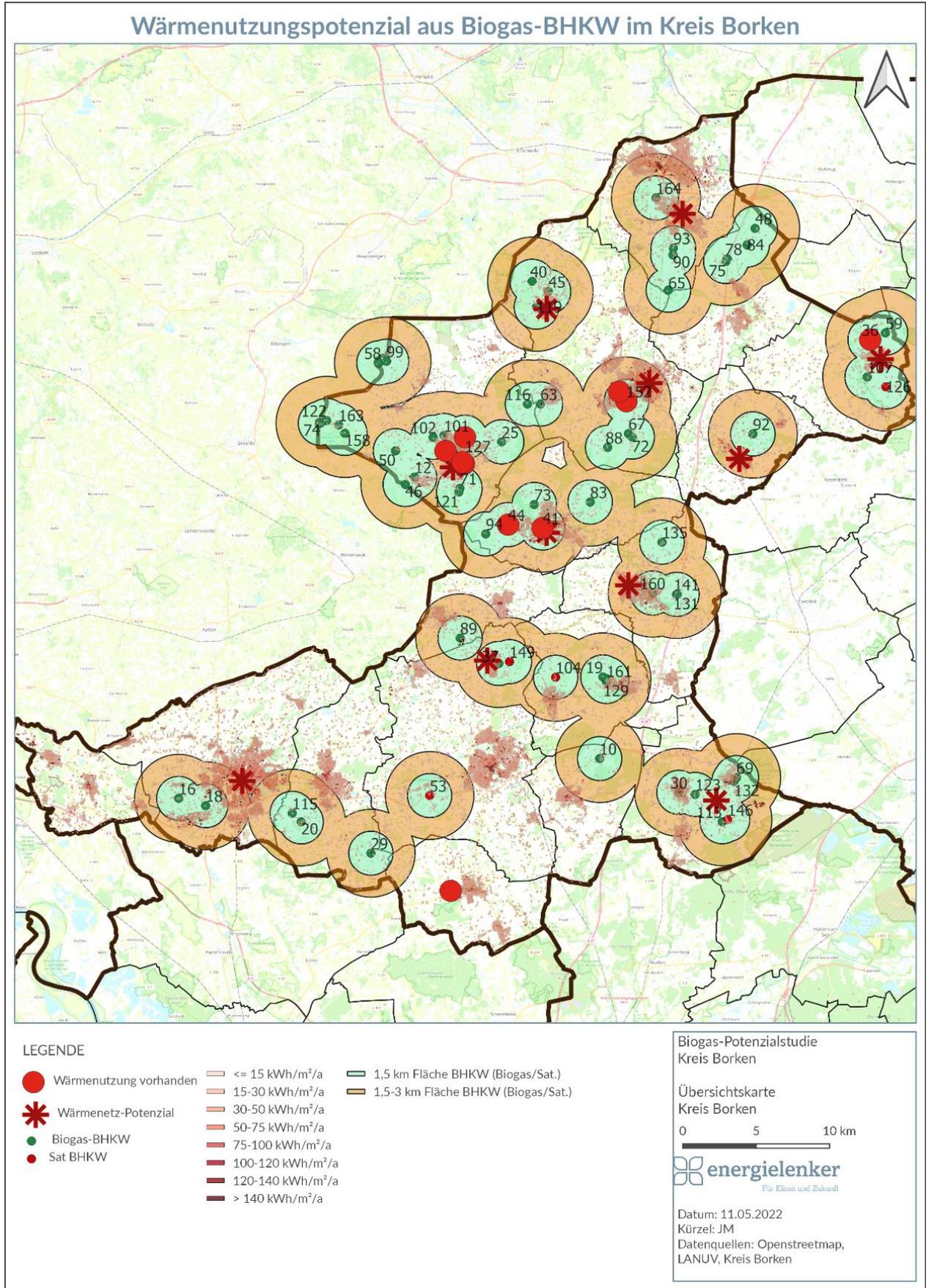


Abbildung 18. Wärmenutzungspotenzial Biogas-BHKW

Biogasaufbereitungsmöglichkeiten im Kreis Borken

Neben der Optimierung der Wärmenutzung an den bestehenden Verstromungsanlagen (BHKW) besteht ein weiteres Potenzial im Kreis Borken darin, bestehende Biogasanlagen, um eine Biogasaufbereitungsanlage zu erweitern, um so das entstehende Biomethan in Erdgasverteilnetze einzuspeisen.

Um zu bewerten, ob sich Standorte dafür eignen, wurden die Biogasanlagen hinsichtlich ihrer produzierten Gasmenge klassifiziert. Zur Auslastung einer Aufbereitungsanlage muss eine gewisse Größe vorhanden sein, sodass kleinere Anlagen für diesen Nutzungspfad nur im Zusammenschluss mit anderen Anlagen in Frage kommen. Aus diesem Grund wurden Anlagen betrachtet, bei deren Größe der Zusammenschluss von zwei Anlagen zur Auslastung einer Aufbereitungsanlage ausreichend ist.

Im Kreis Borken kommen viele Anlagen vor, die eine jährliche Gasproduktion von rund 2,3 Mio. Nm³/a aufweisen. Anlagen dieser Größenordnung können aufgrund Ihrer Größe ohne weitere Ausbaumaßnahmen keine Gasaufbereitungsanlage auslasten. Durch einen Zusammenschluss von zwei oder mehr Anlagen dieser Größenordnung kann allerdings die notwendige Größe von rund 400 Nm³/h (~ 1 MW_{el}) erreicht werden, die für eine Gasaufbereitungsanlage die untere Grenze darstellt (vgl. Kapitel 3). Um diese Anlagen wurden Radien eingezeichnet, sodass einerseits der Abstand zur nächstgelegenen Anlage, aber auch zu den Erdgastransportnetzen sichtbar wird. Auch bei diesem Nutzungspfad ist für den Kreis Borken erkennbar, dass es mehrere Standorte gibt, die sich für eine Biomethanherzeugung anbieten.

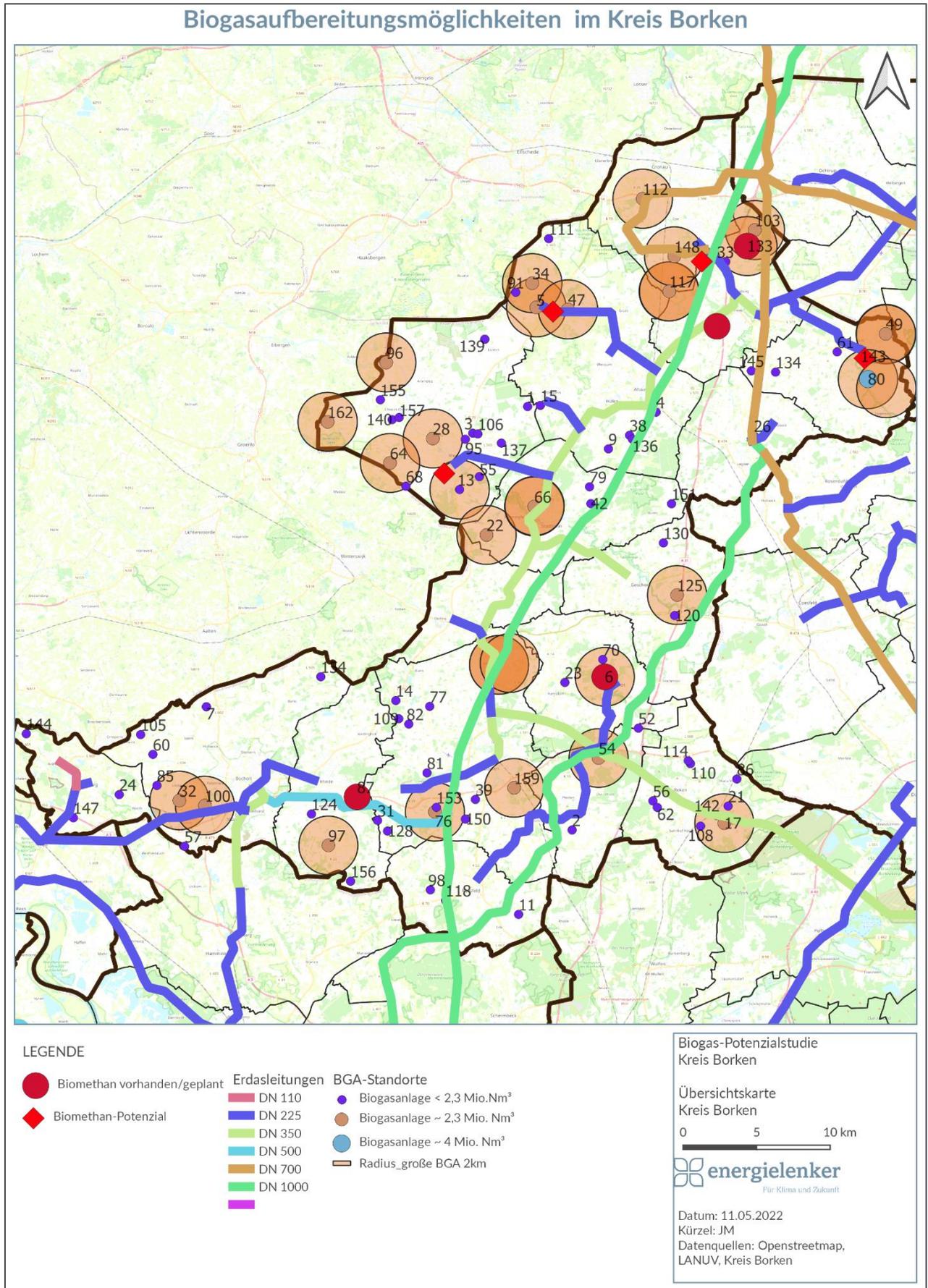


Abbildung 19. Biogasaufbereitungsmöglichkeiten Kreis Borken

Pilotstandorte im Kreis Borken

Die einzige im Kreis Borken installierte Biomethananlage der Firma Wenning Biogas GmbH & Co. KG befindet sich an der B67 östlich von Rhede. Als Substrat wird Anbaubiomasse und Wirtschaftsdünger verwendet. Das am Standort ebenfalls vorhandene BHKW besitzt eine Leistung von 160 kW.

Im Rahmen der H₂-Machbarkeitsstudie wurden außerdem Gespräche mit Akteuren geführt, die konkret Folgekonzepte für bestehende Biogasanlagen im Kreis Borken ausarbeiten.

Zusammenschluss mehrerer Biogasanlagen mit gemeinsamer Aufbereitung

Im Raum Heek planen drei Anlagenbetreiber eine gemeinsame Gasaufbereitung. Aktuell werden dort 5,3 Mio. Nm³/a Rohbiogas produziert.

| | |
|--------------|----------------------------------|
| BGA 1 | 2,3 Mio. Nm ³ /a |
| BGA 2 | 1,5 Mio. Nm ³ /a |
| BGA 3 | 1,5 Mio. Nm ³ /a |
| Summe | 5,3 Mio. Nm³/a |

Das erzeugte Rohbiogas soll in Rohgasleitungen zu einer zentralen Aufbereitungsanlage transportiert werden. Der Standort ist in der Nähe einer bestehenden Erdgastransportleitung geplant, sodass das aufbereitete Biomethan in diese eingespeist werden kann.

Zudem ist die Vermarktung des anfallenden CO₂ angedacht. Dafür werden konkrete Abnehmer benötigt. Die Abtrennung und Vermarktung des CO₂ kann bei der Vermarktung von Biomethan als Treibhausgasminderung angerechnet werden.

Die Anlagenbetreiber müssen für das Vorhaben in die Behälter und die Einbringtechnik investieren, um zukünftig Rohstoffe einsetzen zu können, die hohe THG-Quotenerlöse ermöglichen.

Umbau einer stillgelegten Biogasanlage zur Umstellung auf Biomethanaufbereitung

In Velen wird aktuell eine insolvente Biogasanlage von einem Konsortium aus fünf Unternehmen umgebaut, sodass dort ab 2024 Biomethan aufbereitet werden kann. Geplant ist eine Produktion von 60 GWh/a Produktgas. Als Substrat soll ausschließlich Gülle und Mist verwendet werden. Nachwachsende Rohstoffe und Abfallstoffe sollen nicht verwendet werden. Dadurch können hohe THG-Quoten erzielt werden. Das erzeugte Biomethan wird anschließend über eine vier Kilometer lange Leitung zur nächstgelegenen Erdgastransportleitung geführt, in welche es eingespeist wird.

8. ÜBERSICHT DER CO₂-EINSPARUNGEN

Um die vorgestellten Nutzungspfade miteinander zu vergleichen, bietet sich neben der wirtschaftlichen Einordnung die Bewertung der jeweiligen CO₂-Emissionen an. In Abbildung 20 ist eine Übersicht der verschiedenen Nutzungspfade von Biogas und deren spezifischen CO₂-Emissionen dargestellt, die durch eine Biogasnutzung verdrängt werden können.

Zunächst muss zwischen den verschiedenen Substrat-Kategorien Gülle/Mist, NaWaRo (u.a. Mais) und Bioabfällen unterschieden werden. Durch den Einsatz von Gülle und Mist werden klimaschädliche Methanemissionen bei der Lagerung vermieden. Die Nutzung von Biogas aus diesen Substraten vermeidet THG-Quoten i.H.v. 1,8 kgCO₂/m³Biogas. Der Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen, beziehungsweise Bioabfällen erzeugt dagegen CO₂-Emissionen i.H.v. 0,6 bzw. 0,3 kgCO₂/m³Biogas.

Wird das erzeugte Biogas anschließend zur Stromerzeugung eingesetzt, hängen die verdrängten CO₂-Emissionen vom verdrängten Strommix ab. Durch den Ersatz von Kohlestrom können so 1,9 kgCO₂/m³Biogas verdrängt werden. Durch einen zukünftig höheren Anteil von regenerativem Strom im Netz werden diese verdrängten Emissionen allerdings sinken.

Da die Verstromung von Biogas hauptsächlich in KWK-Anlagen durchgeführt wird, kann durch die Nutzung der anfallenden Wärme ergänzend 0,6 kgCO₂/m³Biogas eingespart werden. Die dargestellte Einsparung wird allerdings nur erreicht, wenn eine bisherige Wärmeerzeugung aus Erdgas verdrängt und eine vollständige Wärmenutzung erreicht wird. Ansonsten kann der dargestellte Wert nur anteilig angerechnet werden.

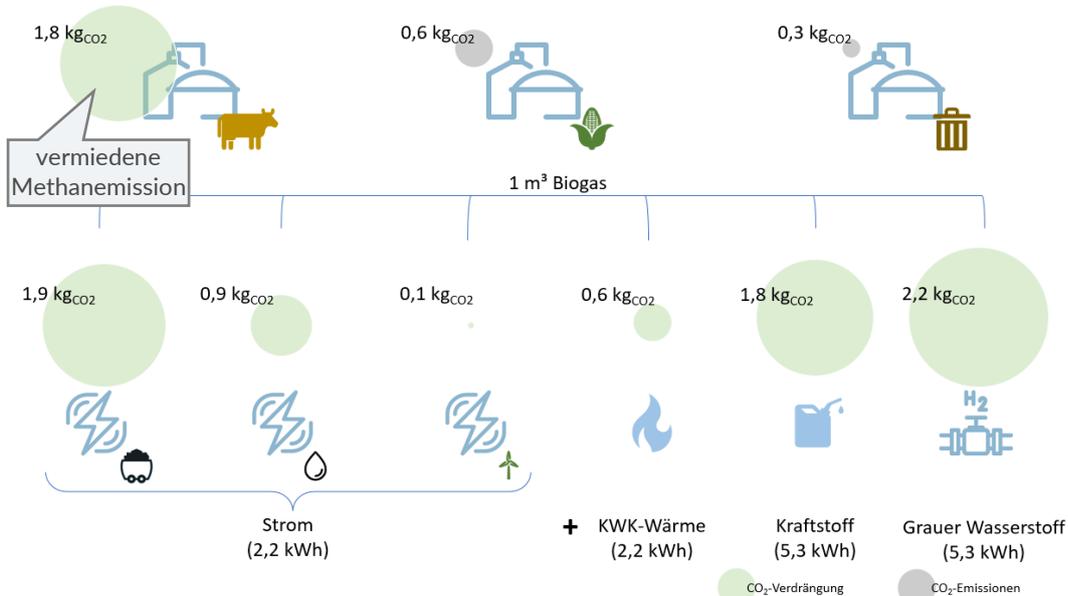


Abbildung 20. Übersicht der CO₂-Emissionen und -Verdrängung⁹

⁹ Werte basieren auf der Richtlinie (EU) 2018/2001 des europäischen Parlaments und des Rates vom 11.12.2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen

Wie in Abbildung 20 deutlich wird, konnte in der Vergangenheit durch die Verdrängung von Kohlestrom eine hohe CO₂-Einsparung erzielt werden. Gegenüber der Verdrängung von Strom aus Erdgas oder regenerativem Strom führt der Einsatz von Biogas im Verkehrssektor jedoch zu höheren CO₂-Einsparungen. Noch höhere Einsparungen lassen sich erzielen, wenn das Biogas mit vorgestellten Verfahren zu Wasserstoff umgewandelt wird und hierdurch fossiler Wasserstoff verdrängt wird.

9. AUSBAUPOTENZIALE BIOMASSE

Laut dem Datenstand im FIS Energieatlas NRW des LANUV (Stand Ende 2020) beträgt die installierte elektrische Leistung der Biomasse- und Abfallanlagen im Kreis Borken 109 MW_{el}. Jährlich werden damit 627 MWh/a Strom erzeugt bzw. 21% des Strombedarfs gedeckt. Umgerechnet entspricht dies einer Auslastung von 5.729 Vbh/a.

Aufgrund der vorgestellten Änderungen der rechtlichen und technischen Rahmenbedingungen muss die Betriebsweise der Biogasanlagen zukünftig geändert werden. Um bewerten zu können, wie viel Strom und Wärme zukünftig durch die Biomasseanlagen im Kreis Borken erzeugt wird, wurde die Potenzialstudie des LANUV ausgewertet.

Die nachfolgend dargestellten Ausbaupotenziale für Biomasse basieren auf der LANUV-Potenzialstudie aus dem Jahr 2014. Das im Fokus stehende NRW-Leitszenario setzt sich aus den drei folgenden Szenarien der jeweiligen Wirtschaftszweige zusammen:

- Forstwirtschaft – NATUR II
- Landwirtschaft – NATUR
- Abfallwirtschaft – MAX

Landwirtschaft

Unter die Landwirtschaft fallen neben der Anbaubiomasse in Form von Energiepflanzen auch Wirtschaftsdünger (Gülle und Festmist) und Erntenebenprodukte.

Das Szenario NATUR (Ambitionierter Naturschutz) berücksichtigt neben den Rahmenbedingungen des EEG 2012, den Cross-Compliance Regelungen und der Düngeverordnung zudem strengere Stickstoffgrenzen und Naturschutzaufgaben. Durch diese strengeren Restriktionen werden die potenziellen Anbauflächen für Energiepflanzen begrenzt. Genauere Informationen zu dem Szenario können dem Kapitel 3 der LANUV-Potenzialstudie entnommen werden.

Insgesamt ergeben sich somit Potenziale für Strom und Wärme von 327 GWh/a und rund 940 GWh/a.

Forstwirtschaft

Zu dem Bereich der Forstwirtschaft gehören nachhaltig entnehmbare Mengen Waldholz, Sägenebenprodukte, Industrierestholz und Holzpellets. Dazu zählen auch Kurzumtriebsplantagen, auf denen schnellwachsende Baumarten angepflanzt werden.

In das NRW-Leitszenario fließt das Forstwirtschaftsszenario NATUR II ein. Dieses berücksichtigt u.a. geringere Erträge in z.B. Natur- und Vogelschutzgebieten. Weiterhin steht die stoffliche Verwendung im Vordergrund, die energetische Nutzung von Holz ist zweitrangig. Durch eine Kaskadennutzung und einen ambitionierteren Naturschutz kann ein qualitativer Ausbau der Biomassenutzung gewährleistet werden. Weitere Informationen zu dem Szenario können dem Kapitel 4.2 der LANUV-Potenzialstudie entnommen werden.

Für den Kreis Borken ergeben sich für die Forstwirtschaft ein Stromertragspotenzial von 2 GWh/a. Im Wärmebereich liegt das Potenzial bei 45 GWh/a. Die Potenziale der Forstwirtschaft werden nicht in Biogasanlagen genutzt.

Abfallwirtschaft

Bei Betrachtung der Abfallwirtschaft wurden folgende Mengen berücksichtigt:

- Altholz
- Klärschlamm
- Deponiegas
- Bio- und Grünabfälle
- Hausmüll
- Hausmüllähnliche Gewerbeabfälle und Sperrmüll
- Tierische Nebenprodukte und Speisereste
- Holz- und halmgutartiges Landschaftspflegematerial

Das angenommene Szenario MAX sieht eine Effizienzsteigerung der Abfallverwertung und der Umlenkung von Stoffströmen (z.B. Vergärung statt Kompostierung) vor.

Mit 71 GWh/a im Bereich Strom und 140 GWh/a im Bereich Wärme nimmt die Abfallwirtschaft einen Anteil von 18% und 12% ein. Den größten Anteil vom Biomasse-Gesamtpotenzial besitzt die Landwirtschaft mit 82 - 84% (vgl. Abbildung 21).



Abbildung 21: Strom- und Wärmeertragspotenzial im Kreis Borken

Auffällig ist, dass das Potential lt. LANUV mit rund 400 GWh/a deutlich unter der aktuellen Stromproduktion von 627 GWh/a liegt. Diese Entwicklung lässt sich durch mehrere Veränderungen erklären. Die Stromerzeugung in der Abfallwirtschaft soll von 12 auf 71 GWh/a steigen. Die Prognose der Biogaserzeugung basiert auf dem Leitszenario „Natur“, welches eine Reduktion der NaWaRo-Nutzung impliziert. Die Reduzierung des Einsatzes von Energiepflanzen wird auch durch das aktuelle EEG (Stichwort „Maisdeckel“) und die RED II (Stichwort „THG-Quoten“) vorangetrieben. Aus diesem Grund ist anzunehmen, dass die Stromerzeugung der bisherigen NaWaRo-Anlagen reduziert wird. Auf der anderen Seite wird es einen Zuwachs an Anlagen geben, die zukünftig Gülle und Mist einsetzen.

Diese Entwicklung auf Kreisebene spiegelt sich auch in bundesweiten Prognosen wider (Abbildung 22). Es ist ersichtlich, dass der Anteil an NaWaRo's abnimmt, während der Gülle-Anteil steigt.



Abbildung 22. inländisches Biomasseangebot für die energetische Nutzung¹⁰

Gemäß des aktuellen EEG müssen zukünftige Anlagen flexibel betrieben werden und dürfen daher maximal 45% des Jahres ausgelastet werden. Daraus folgt, dass der zukünftigen Stromerzeugung i.H.v. 397 GWh/a mindestens 100 MW installierte Leistung gegenüber stehen. Hier zeigt sich der Trend der Flexibilisierung, da die erzeugte Strommenge stärker sinkt als die installierte Leistung, die annähernd konstant bleibt.

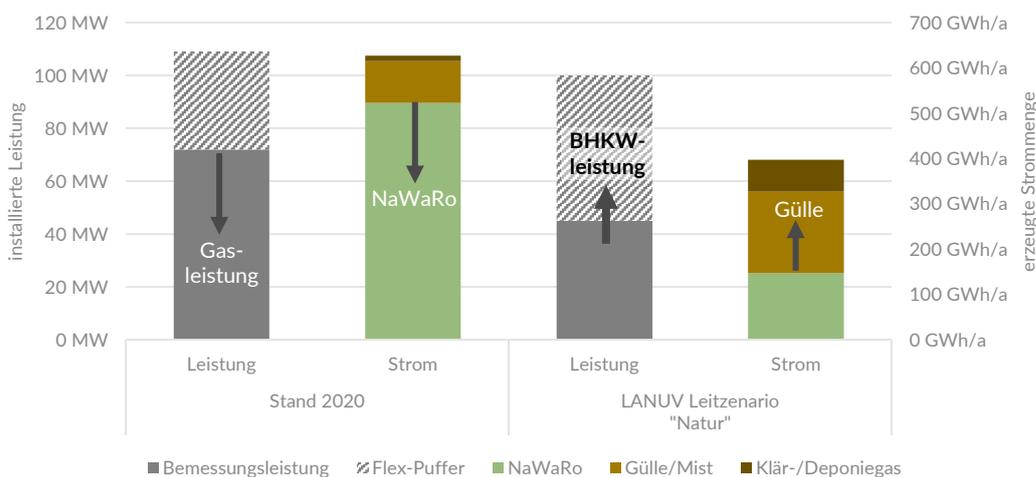


Abbildung 23. Prognose: BGA-Entwicklung, Kreis Borken¹¹

¹⁰ Quelle: Prognos AG, Klimaneutrales Deutschland 2045, 2021

¹¹ Basierend auf Zahlen des FIS Energieatlas, LANUV, 2020

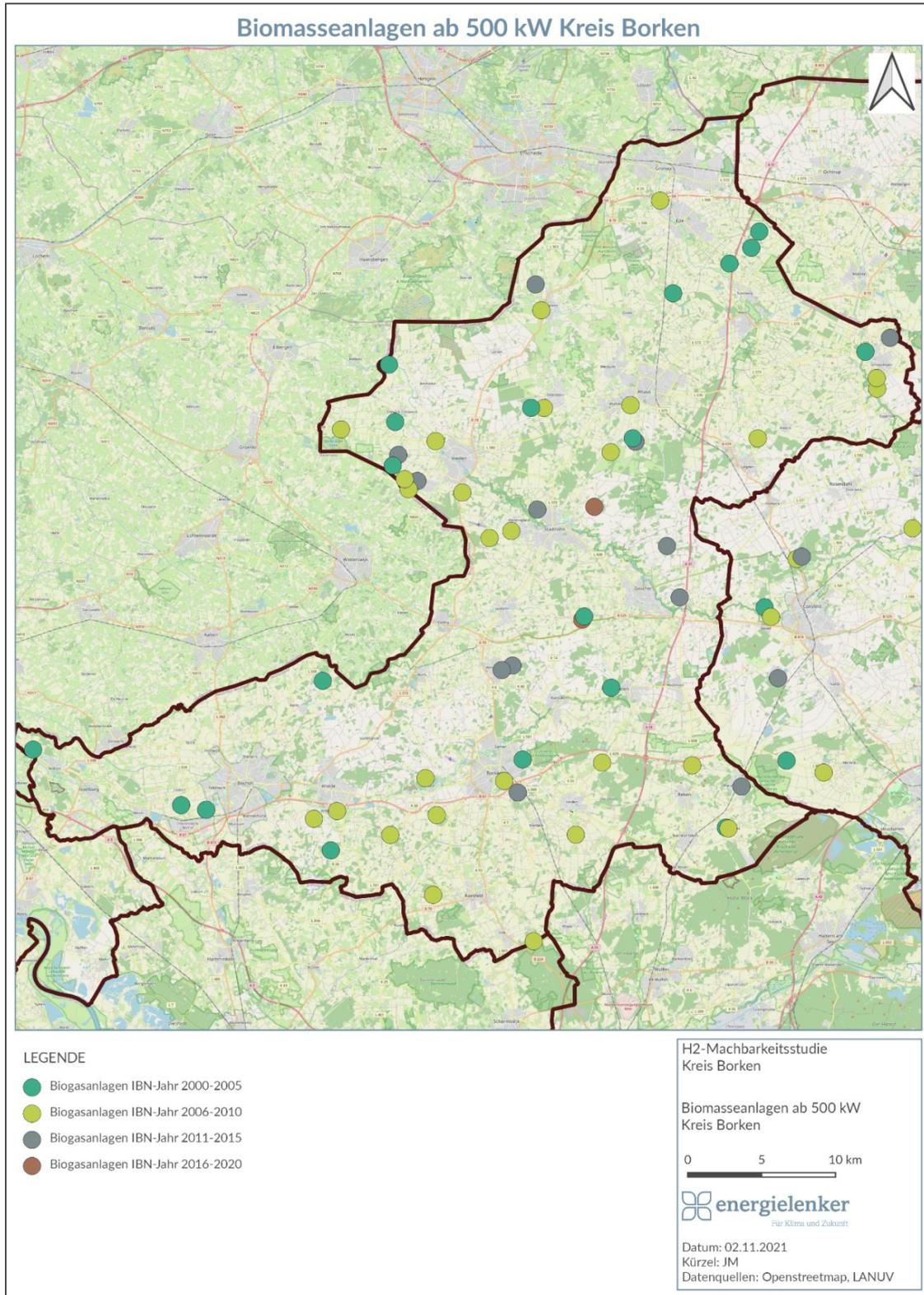
10. ZUSAMMENFASSUNG

Den Biogasanlagen im Kreis Borken stehen verschiedene Optionen für den Weiterbetrieb nach dem Ende der 20-jährigen EEG-Vergütung zur Verfügung. Insbesondere die Flexibilisierung und die Erzeugung von Biokraftstoffen der 2. Generation sind derzeit die naheliegendsten Optionen. Mittel- bis langfristig kann auch die Umwandlung von Biogas zu Wasserstoff eine Option sein.

Die Anschlussvergütung des EEG 2021 für flexibilisierte Biogasanlagen und auch die Vermarktung am Kraftstoffmarkt erfordern eine Reduzierung der nachwachsenden Rohstoffe. Das Biogaspotential ohne nachwachsende Rohstoffe liegt auch bei steigendem Einsatz von Gülle, Mist und anderen Reststoffen ca. 1/3 niedriger als die heutige Produktion. Bei einem sinkenden Anteil von nachwachsenden Rohstoffen wird somit die Stromproduktion voraussichtlich gegenüber heute sinken. Durch die Flexibilisierung kann die elektrische Leistung aber auf dem heutigen Niveau gehalten werden.

Während die Biogasmenge sinkt, erhöht sich die Qualität des Biogases. Die eingesetzten Rohstoffe verursachen weniger Treibhausgasemissionen oder vermeiden bei der Nutzung von Gülle sogar Methanemissionen. Die Flexibilisierung der Biogasanlagen erhöht die Wertigkeit des Stromes und kann die schwankende Produktion von Wind und Photovoltaik entgegenwirken. Der Einsatz von Biogas im Kraftstoffmarkt erhöht ebenfalls die Erlöse und vermeidet mehr CO₂ als die Verdrängung von Strom aus Erdgaskraftwerken.

ANHANG



Nähere Informationen zu Ansprechpartnern und Standorten können bei der Kreisverwaltung Borken eingeholt werden.