

Schlussbericht

zum Vorhaben

Thema: **Multifunktionale Bioenergienutzung im ländlichen Raum „MultiBioLR“**

Zuwendungsempfänger:

Teilvorhaben 1: Technische Universität Bergakademie Freiberg

Teilvorhaben 2: Sächsisches Netzwerk Biomasse e.V.

Teilvorhaben 3: AEV Energy GmbH

Förderkennzeichen:

Teilvorhaben 1: 2220 NR034A

Teilvorhaben 2: 2220 NR034B

Teilvorhaben 3: 2220 NR034C

Laufzeit: **01.11.2020 bis 30.06.2022**

Veröffentlichung: **03.02.2023**

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Ernährung
und Landwirtschaft

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) als Projektträger des BMEL für das Förderprogramm Nachwachsende Rohstoffe unterstützt. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei der Autorenschaft.

Inhaltsverzeichnis

I.	Kurzbericht	1
I.1.	Aufgabenstellung	1
I.2.	Planung und Ablauf des Vorhabens	1
I.3.	Resümee der wesentlichen Ergebnisse	2
II.	Ausführliche Darstellung der Ergebnisse	5
II.1.	Arbeitspaket 1: Regionale Potential- und Standortanalysen	5
II.1.1.	Potenzialabschätzung der verfügbaren Flächen für den Rohstoffanbau (Biogassubstrate, holzartige Biomasse)	5
II.1.2.	Einsatzstoffe zur regionalen Verwertung in Biogasanlagen	6
II.1.3.	Holzartige Einsatzstoffe zur regionalen Verwertung im Betrachtungsgebiet	12
II.2.	Arbeitspaket 2: Energie- und THG-Bilanzen	14
II.2.1.	Allgemeine Angaben der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G.	14
II.2.2.	Ist-Zustand im Bereich Strom	14
II.2.3.	Ist-Zustand im Bereich Biogas.....	15
II.2.4.	Ist-Zustand im Bereich Kraftstoff	19
II.2.5.	Ist-Zustand im Bereich Wärmeerzeugung, insbesondere durch Holzhackschnitzel der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G.	23
II.2.6.	Entwicklung eines Rechners zur Ermittlung der Treibhausgasbilanzen nach der REDII	25
II.2.7.	Ergebnisse THG-Bilanzierung der Bioenergieanlagen (Biogas, Rapsölkraftstoff und Holz) der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G.	30
II.3.	Arbeitspaket 3: Zukunftsoptionen Bioenergie, Anlagenseite	35
II.3.1.	Versuchsanbau mit Blühflächen der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. im Rahmen des Projektes MultiBioLR	35
II.3.2.	Durchführung von Blühpflanzenbiomasse-Fermentierungen (Batch-Versuche).....	42
II.3.3.	Prüfung der Vermarktungswege von Reststoffen aus Bioenergieanlagen	47
II.3.4.	Prüfung eines Anlagenkonzeptes für die 2. Vergütungsperiode der Biogasanlage an der MVA	47
II.3.5.	Blindleistungsregelung bei Biogasanlagen cos phi	50
II.3.6.	Option Errichtung eines Satelliten-BHKW am Nahwärmenetz und Mikrogasleitung	52
II.3.7.	Option Gasaufbereitung und Gasspeicherung (zusätzlich Biogas als Kraftstoff).....	54
II.3.8.	Biogasnetze zur zentralen Gasaufbereitung	55
II.4.	Arbeitspaket 4: Optionen der Sektorenkopplung	60
II.4.1.	Wärmeabsatzanalyse für Biogasanlagen in der Region südlicher Landkreis Mittelsachsen	60
II.4.2.	Optionen Wärmenetze der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G.	66
II.4.3.	Option KWK Holzgas am Nahwärmenetz Clausnitz	69

II.4.4. Wege der Stromvermarktung: Regionalstromvermarktung im Untersuchungsgebiet, Terminmarkt, Eigenverbrauch und Stromtankstelle	70
II.5. Arbeitspaket 5: Machbarkeitsstudie	72
II.5.1. Öffentlichkeitsarbeit und Netzwerk	72
II.5.2. Diskussion der Varianten für die Biogasanlage an der MVA in der 2. Vergütungsperiode (VP).....	77
II.5.3. Diskussion und Darstellung der THG-Bilanz der Variante Holzgas-KWK am geplanten Nahwärmenetz	78
II.5.4. Selektion von einzelnen Maßnahmen zur Erhöhung der Bioenergienutzung in der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. und Zusammenfassung	80
II.6. Literatur- und Quellenverzeichnis:.....	81
II.7. Abkürzungsverzeichnis.....	86
II.8. Abbildungsverzeichnis.....	88
II.9. Tabellenverzeichnis	90
III. Erfolgskontrolle.....	92
III.1. Verwertung	92
III.2. Erkenntnisse von Dritten	92
III.3. Veröffentlichungen	92
IV. ANHANG.....	94
IV.1. Teilvorhaben 1: TU Bergakademie Freiberg, Institut für Wärmetechnik und Thermodynamik, Lehrstuhl für Gas- und Wärmetechnische Anlagen	94
IV.1.1. Ziel und Gegenstand des Teilvorhabens	94
IV.1.2. Bearbeitete Arbeitspakete	94
IV.1.3. Wesentliche Ergebnisse des Teilvorhabens	95
IV.2. Teilvorhaben 2: Sächsisches Netzwerk Biomasse e.V.	97
IV.2.1. Ziel und Gegenstand des Teilvorhabens	97
IV.2.2. Bearbeitete Arbeitspakete	97
IV.2.3. Wesentliche Ergebnisse des Teilvorhabens	98
IV.3. Teilvorhaben 3: AEV Energy GmbH	100
IV.3.1. Ziel und Gegenstand des Teilvorhabens	100
IV.3.2. Bearbeitete Arbeitspakete	101
IV.3.3. Wesentliche Ergebnisse des Teilvorhabens	101

I. Kurzbericht

I.1. Aufgabenstellung

Ziel des Verbundvorhabens war die Ausführung einer Durchführbarkeitsstudie zur multifunktionalen Bioenergienutzung im ländlichen Raum. Dabei sollten Stärken und Schwächen von möglichen Bioenergiepilotanlagen, insbesondere zu den Punkten Energiebereitstellung, Ökonomie und Treibhausgas (THG) - Einsparung dargestellt werden. Zusammen mit den für die Errichtung der untersuchten Pilotanlagen notwendigen Ressourcen sollten im Ergebnis des Vorhabens die Erfolgsaussichten für die Etablierung dieser Pilotanlagen dargestellt und für die Bewertung (bzgl. einer weiteren Projektphase) für die anschließende Begutachtung aufbereitet werden.

Mit diesem Vorhaben wurden Bioenergiepotentiale im ländlichen Raum erfasst, analysiert und bewertet. Die Bewertung erfolgte interdisziplinär unter ökonomischen, ökologischen und gesellschaftspolitischen Gesichtspunkten und schließt die Bereiche Strom, Wärme und Mobilität mit ein. Es wurden Möglichkeiten beleuchtet für eine stärkere Integration von Bioenergie in ein zukunftsorientiertes Energiekonzept sowie für eine Sektorenkopplung erneuerbarer Energien. Die sich daraus ergebende Zukunftsoptionen beziehen sich im Konkreten auf einen landwirtschaftlichen Betrieb, stets unter Berücksichtigung der Übertragbarkeit auf andere ländliche Regionen. Neben den technischen Zielstellungen, wie Steigerung der Flexibilität und Effizienz, wurden den Zielen Arten- und Insektenschutz, Akzeptanz und Kommunizierbarkeit eine große Bedeutung beigemessen.

I.2. Planung und Ablauf des Vorhabens

Durch die TUBAF konnten die regionalen Bioenergiepotentiale im Untersuchungsgebiet südlich von Freiberg erfasst und analysiert werden. Über einen Unterauftrag an die Firma DBI-GUT GmbH wurde das Arbeitspaket 1 (AP 1) bearbeitet.

Die Datenerhebung zur Bioenergiepotentialanalyse sowie die Analyse von potenziellen Wärmesenken für Wärmenetze und die Planung von Mikrogasnetzten für eine zentrale Gasaufbereitung im Untersuchungsgebiet südlich von Freiberg wurde von allen Projektpartnern und der DBI-GUT GmbH durch die Ergänzung von Detaildaten zu Biogasanlagen im Untersuchungsgebiet begleitet. Das Einbringen von praktischem Fachwissen und Kenntnisse einiger regionaler Bioenergieanlagen besonders der Partner AEV und SNB waren dabei entscheidend für die erfolgreiche Analyse. Dazu erfolgte zusammen mit allen Partnern und der Firma DBI-GUT GmbH ein regelmäßiger Austausch und online Beratungen zum Stand der Arbeiten.

Für die Erstellung der Energie- und Treibhausgasbilanz (THG) der Bioenergiebereiche Biogas, Holz und Rapsölkraftstoff der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. wurden betriebspezifische Daten vom SNB erhoben. Dazu erhielt die Agrargenossenschaft einen Unterauftrag, der auch weitere Leistungen wie die Durchführung von Anbauversuchen von Blühpflanzen beinhaltete. Die ermittelten Daten wurden für die Erstellung der THG-Bilanzen der IST-Situation von der TUBAF und SNB verwendet.

Zur Abstimmung des Arbeitsstandes wurden regelmäßige Beratungen wie auch das Kick-off-Treffen mit allen Partnern durchgeführt. Diese fanden aufgrund der während der Projektlaufzeit vorherrschenden Pandemielage online bzw. telefonisch statt.

Aufgrund der Einschränkungen durch Covid-19 konnten nicht alle Aufgaben im Projekt gemäß dem ursprünglichen Zeitplan abgearbeitet werden. Viele geplante Treffen im Projektkonsortium und mit Partnern konnten nicht stattfinden bzw. beschränkten sich auf Telefonate und Online-Besprechungen. Erst seit Sommer 2021 konnten wieder persönliche Treffen durchgeführt werden. Zudem war der fachliche Austausch auf Tagungen und Konferenzen durch Online-Formate nur eingeschränkt möglich.

Besonders die Ermittlung der Anlagendaten der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e. G. im AP 2 verzögerten sich durch eingeschränkte Möglichkeiten des direkten Austausches vor Ort. Weiterhin konnten geplante Aktionen für die Öffentlichkeitsarbeit zum Projekt überwiegend nur online oder sehr eingeschränkt durchgeführt werden. Im Jahr 2021 wurden fast keine Veranstaltungen in der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. organisiert, um die Ergebnisse des Projektes zum Blühpflanzenanbau und das geplante Nahwärmenetz mit Holzenergie vorzustellen. Damit ist die eigentliche Zielgruppe nicht erreicht worden. Aus diesen Gründen wurde eine Projektverlängerung um 2 Monate bei der Förderstelle beantragt und genehmigt.

Im Sommer 2021 konnte nur ein Feldtag an den Ackerflächen zum Versuchsanbau mit Blühpflanzen unter Einschränkungen durchgeführt werden. Mit diesem Tag ergab sich eine gute Resonanz unter den Besuchern und der Presse. Weitere Aktionen der Öffentlichkeitsarbeit sind im Kapitel 5 aufgeführt.

Entsprechend der Projektplanung erfolgten durch die TUBAF Biogas-Batchertragstests zur anaeroben Fermentation von drei verschiedenen Sorten von Blühpflanzenmischungen aus den Anbauversuchen der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. Es konnte eine zusätzliche Mischung an Blühpflanzen als ursprünglich geplant untersucht werden. Diese wurden nach der Ernte als Heu konserviert und zur Verfügung gestellt. Entsprechende Absprachen wurden dazu mit der Genossenschaft und dem Partner SNB getroffen.

Zukunftsoptionen für das Strommanagement zur Netzentlastung und Stromvermarktung wurden untersucht, wie die Option einer innovativen Regionalstromvermarktung im Untersuchungsgebiet. Bei diesem Modell wird regional erzeugter Strom auch regional verbraucht und trägt dabei zur Netzentlastung bei. Es erfolgte hierbei in AP 3 und AP 4 eine gute Zusammenarbeit mit dem Partner AEV und dessen Unterauftragnehmer, der Gruppe Freiburger Land e.G. (GFL).

Optionen für den Weiterbetrieb der Biogasanlage des Agrarbetriebes in Clausnitz werden ab dem Jahr 2025 gesucht. Im Vorhaben konnten verschiedene Varianten diskutiert sowie Vor- und Nachteile gegenübergestellt werden. Hierbei waren alle Partner zu den Aufgaben des jeweiligen AP entsprechend eingebunden.

Für die Planung eines Nahwärmenetzes in Clausnitz durch die Genossenschaft wurden die technisch-ökonomischen Möglichkeiten für die Variante KWK mit betriebseigenen Holzhackschnitzeln geprüft. Diese sind zum Vergleich mit der Basisvariante Heizkesselanlage mit Holzhackschnitzeln gegenübergestellt und deren Auswirkungen auf die THG-Bilanz errechnet.

Koordiniert wurde das Vorhaben von der TUBAF. Die Partner SNB und AEV brachten sich gemäß des Projektplanes in die Aufgaben ein.

I.3. Resümee der wesentlichen Ergebnisse

a) Arbeitspakete und Meilensteine

Arbeitspakete (AP) (lt. Planung im Antrag)	Bearbeitungszeitraum (lt. Balkenplan im Antrag)	Zielerreichung
AP 1 Regionale Potential- und Standortanalysen	11/2020 bis 08/2021	- Ermittlung von potenziellen Quellen an Substraten, Reststoffen und potenziellen Wärmeabnehmern im Untersuchungsgebiet ist abgeschlossen - Regionale Potenzial- und Standortanalyse der Biomassen ist erfolgt
AP 2 Energie- und THG-Bilanzen	11/2020 bis 06/2022	- Energie- und THG-Bilanzen für die Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. sind erstellt und abgeschlossen
AP 3 Zukunftsoptionen Bioenergie, Anlagenseite	11/2020 bis 06/2022	- Biogasertragstests mit Blühpflanzen durchgeführt - Zukunftsoptionen Bioenergie behandelt - Option Mikrobiogasnetz mit zentraler Gasaufbereitung untersucht - Aufgaben vom AP sind abgeschlossen
AP 4 Optionen der Sektorenkopplung	11/2020 bis 06/2022	- Ermittlung von potenziellen Wärmesenken im Untersuchungsgebiet ist abgeschlossen - Einbindung KWK-Anlage Holzgas geprüft - Prüfung Integration E- und Gasmobilität erfolgt
AP 5 Machbarkeitsstudie	06/2021 bis 06/2022	- THG-Bilanzen der Maßnahmen verglichen - Wirtschaftlichkeit dargestellt - Selektion von Einzelmaßnahmen erfolgt - Öffentlichkeitsarbeit durchgeführt

Meilensteine (M) (lt. Planung im Antrag)	Fälligkeit (lt. Balkenplan im Antrag)	Zielerreichung
M 1 Abschluss der regionalen Standort- und Potenzialanalyse	08/2021	- wie geplant im August 2021 erreicht - Ergebnisse zu den regionalen Potenzialen für die fermentativen Substrate und der holzartigen Biomassen liegen vor - regionale Standortanalyse abgeschlossen
M 2 Abschluss der Evaluierung des Standes der Machbarkeitsstudie und Zukunftsoptionen Bioenergie	03/2022	- mit Evaluierung des Standes der Machbarkeitsstudie (AP5) und der Zukunftsoptionen Bioenergie (AP3) im März 2022 erreicht

b) Zusammenfassung

Die regionalen Bioenergiepotentiale im Untersuchungsgebiet südlich von Freiberg wurden erfasst und analysiert. Die dafür notwendige Datenbasis erarbeitete mit Unterstützung durch alle Partner die Firma DBI-GUT GmbH. Durch Informationen aus dem Netzwerk des Vereins SNB konnten viele zusätzliche Informationen ermittelt werden. Es wurde vor allem ein hohes wirtschaftliches Potenzial an holzartiger Biomasse in der Region aufgrund der großen Bewaldung der Vorgebirgs- und Gebirgslage festgestellt.

Die 19 vorhandenen Biogasanlagen im Gebiet basieren hauptsächlich auf der Zugabe von Rindergülle und einem kleinen Anteil an Futterresten bzw. Grassilage und Getreide. Nur 3 Anlagen werden überwiegend mit dem Substrat Schweinegülle betrieben. Diese Anlagen nutzen das wirtschaftliche Substratpotenzial der Region zum Großteil aus.

Betriebsspezifische Daten für die Erstellung der Energie- und Treibhausgasbilanz (THG) der Bioenergiebereiche Biogas, Holz und Rapsölkraftstoff der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. wurden erhoben und für die Erstellung der THG-Bilanzen der IST-Situation verwendet.

Ein Excel-basierter Rechner konnte für die Bilanzierungen der Treibhausgase der IST-Situation der Bioenergieanlagen entwickelt werden, der auch für die THG-Bilanzen der behandelten Varianten Verwendung findet. Dieser Rechner basiert auf den Vorgaben der Erneuerbaren Energie Richtlinie (RED II, 2018/2001). Mit diesem Werkzeug können der Betrieb aber auch weitere Anwender verschiedene Zukunftsvarianten der Bioenergieanlagen bilanzieren, vergleichen und die Auswirkungen auf die THG-Emissionen überprüfen.

Optionen für den Weiterbetrieb der Biogasanlage an der Milchviehanlage (MVA) des Betriebes ab dem Jahr 2025 wurden untersucht. Dabei spielten neben einem Weiterbetrieb in der zweiten Vergütungsperiode die Varianten mit Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz sowie die Verwertung als Kraftstoff (inner- und außerbetrieblich) eine Rolle. Als zusätzliche Variante kam die Errichtung eines Satelliten-BHKW am geplanten Nahwärmenetz im Ort in Betracht. Damit können die vorhandenen Wärmeüberschüsse der Anlage sinnvoll verwendet werden. Die Flexibilität der gesamten Anlage nimmt deutlich zu.

Für die Planung eines Nahwärmenetzes in Clausnitz durch die Genossenschaft wurden die technisch-ökonomischen Möglichkeiten für die Variante KWK mit betriebseigenen Holzhackschnitzeln geprüft. Diese sind zum Vergleich der Basisvariante Heizkesselanlage mit Holzhackschnitzeln gegenübergestellt einschließlich der Auswirkungen auf die THG-Bilanz.

Weitere Varianten bzgl. Zukunftsoptionen für das Strommanagement zur Netzentlastung und der Stromvermarktung wurden untersucht. Aktuell bietet sich die Option einer innovativen Regionalstromvermarktung im Untersuchungsgebiet an. Bei diesem Modell wird regional erzeugter Strom auch regional verbraucht und trägt dabei zur Netzentlastung bei. Außerdem ist durch die Regionalität von einer Steigerung der Akzeptanz gegenüber Erneuerbaren-Energien-Anlagen vor Ort auszugehen.

In einer Standortanalyse der Region südlicher Landkreis Mittelsachsen konnten Abwärmepotenziale bestehender Biogasanlagen aufgezeigt und diese mit Wärmesenken in definierten Umkreisen um die Anlagen gegenüber gestellt werden. Vor allem bei größeren Biogasanlagen mit einem verfügbaren Abwärmepotenzial könnte sich die Option Wärmenetz wirtschaftlich darstellen lassen. Weiterhin wurde die Möglichkeit von Biogasnetzen zwischen den bestehenden Anlagen untersucht. Das Ziel dieser Bündelung

ist eine zentrale Biogasaufbereitung und Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz. Dabei sind nach den festgelegten Kriterien Netze zwischen 9 bis 11 Anlagen mit einer Gesamtlänge von bis zu 30 km möglich. Es könnten mehr als 2/3 der gesamten Biogasmenge der Region gebündelt werden.

Mitbetrachtet wurden der Anbau und die Verwendbarkeit von blühenden Dauerkulturen und Blühpflanzenmischungen als Biogassubstrat. Das primäre Ziel dabei ist der damit einhergehende ökologische Zusatznutzen (Insektenschutz). Aus der Zielstellung heraus ergeben sich noch weitere ökologische sowie gesellschaftliche Vorteile. Hier zu nennen sind die Erhaltung und Neuschaffung von Arbeitsplätzen vor Ort oder die Schließung regionaler Kreisläufe durch die Nutzung von land- und forstwirtschaftlicher Biomasse. Die Studie schafft eine Kommunikationsgrundlage, womit die Akzeptanz von Bioenergieanlagen gesteigert werden soll. Die Ergebnisse dieser Studie liefern damit einen wirtschaftlichen Nutzen für den ländlichen Raum. Außerdem bietet die Machbarkeitsstudie Anhaltspunkte für Zukunftsforschungen in der Energiewirtschaft, dem Klimaschutz und dem Naturschutz.

Aus den Ergebnissen wurden Handlungsempfehlungen für Land- und Forstwirtschaft und schließlich auch für Kommunen abgeleitet, um die Bereitstellung und Nutzung von regionaler Bioenergie in Zukunft zu steigern. Durch eine gezielte Öffentlichkeitsarbeit werden Lösungsansätze an Multiplikatoren herangetragen. Für bestehende und zukünftige Bioenergieanlagen sollen sich Zukunftsoptionen ergeben, wie z.B. Flexibilitätspotenziale, der Anbau von Blühpflanzen oder eine Biogasaufbereitung zu Kraftstoff.

II. Ausführliche Darstellung der Ergebnisse

II.1. Arbeitspaket 1: Regionale Potential- und Standortanalysen

In den vorliegenden Untersuchungen werden für verschiedene Themen (vgl. AP 1) detaillierte GIS- und Potenzialanalysen durchgeführt. Das AP umfasst folgende Potenzialanalysen:

- Potenzialabschätzung der verfügbaren Flächen für den Rohstoffanbau (Biogassubstrate, holzartige Biomasse)
- Einsatzstoffe zur regionalen Verwertung in Biogasanlagen
- Wärmeabsatzanalyse für Biogasanlagen
- Basic Engineering für Mikrobiogasnetze

II.1.1. Potenzialabschätzung der verfügbaren Flächen für den Rohstoffanbau (Biogassubstrate, holzartige Biomasse)

Im folgenden Kapitel wird das Untersuchungskapitel zunächst anhand seiner geografischen Lage identifiziert. Das Gebiet erstreckt sich dabei in südöstlicher Richtung von Freiberg im Landkreis Mittelsachsen über die untenstehenden Gemeinden (vgl. AP 1):

- Bobritzsch / Hilbersdorf
- Weißenborn / Erzgebirge
- Brand-Erbisdorf
- Eppendorf
- Lichtenberg / Erzgebirge
- Frauenstein / Erzgebirge
- Mulda / Sachsen
- Großhartmannsdorf
- Dorfchemnitz
- Sayda
- Neuhausen / Erzgebirge
- Rechenberg /Bienenmühle

Ziel der Untersuchungen ist die hochaufgelöste Betrachtung der Nutzung von Bioenergie (insb. fermentative Biomassen) im ländlichen Raum. In diesem Kontext wird das substratseitige Potenzial der Biomasse in drei voneinander abgrenzbaren Potenzialmengen (theoretisch, technisch und wirtschaftlich) für das Betrachtungsgebiet ausgewiesen. Im Vergleich zu vorausgegangenen Untersuchungen wird eine detaillierte räumliche Auflösung sichergestellt. Während im Vorgängerprojekt nur einzelne Landkreise ausgewertet werden konnten, soll durch die Skalierung auf Gemeindeebene eine möglichst standortgenaue Analyse erfolgen.

Legende

-  Untersuchungsgebiet (Gemeinden)  Anlagenstandorte Biogasanlagen



Abbildung 1: Untersuchungsgebiet mit Gemeindegrenzen sowie die Anlagenstandorte der Biogas-BHKWs (rot)

Wie eingangs beschrieben, umfasst das Untersuchungsgebiet die Gemeinden entlang der Freiburger Mulde sowie deren Zuflüsse im südlichen Teil des Landkreises Mittelsachsen (siehe Abbildung 1). Eine Begrenzung erfolgt durch die Stadt Freiberg und den Tharandter Wald im Norden, Tschechien im Süden, Leubsdorf und Oederan im Westen sowie Pfaffroda, Borstendorf und die Talsperre Seidenbach im Südwesten. Es handelt sich um ein vorwiegend ländlich geprägtes Gebiet mit Verdichtungsansätzen in der Region um Freiberg und Brand-Erbisdorf. Die Landwirtschaft nimmt insgesamt einen hohen Stellenwert ein. Besonders im Norden des Gebietes ist die Agrar- und Weidewirtschaft vorherrschend, während in Gebirgsnähe die Forstwirtschaft an Bedeutung gewinnt. Die Gemeinden haben insgesamt ca. 39.500 Einwohner (EW) (Stand: Juni 2020), wobei die Regionen Brand-Erbisdorf (9.265 EW) und Bobritzsch / Hilbersdorf (5.702 EW) die höchsten Bevölkerungszahlen aufweisen [stla 2022].

II.1.2. Einsatzstoffe zur regionalen Verwertung in Biogasanlagen

In diesem Kapitel werden die regionalen Einsatzstoffe sowie deren Potenziale zur Biogasgewinnung analysiert. Dabei wird auf Daten der DVGW-Potenzialstudie „Gesamtpotenzial EE-Gase“ zurückgegriffen. Zur Ermittlung des Gesamtpotenzials ist eine Methodik entwickelt worden, die den Datenbestand von fermentativem erzeugtem Biogas berücksichtigt und vereinheitlicht.

Betrachtete Einsatzstoffe:

- Stroh (insb. Mais- und Rapsstroh) und Wirtschaftsdünger aus der Region, welche derzeit noch nicht in Biogasanlagen eingesetzt werden (vor allem auch aus kleineren Betrieben)
- Reststoffe aus der Landschaftspflege in Abstimmung mit den Landkreisen
- Reststoffe aus der Lebensmittelindustrie und Bioabfall

- Dauerkulturen und Blühpflanzen

Die Potenzialermittlung erfolgt standort- und regionenscharf für die Substrate. Hierbei wird zwischen dem theoretischen, technischen und wirtschaftlich-nachhaltigen Potenzial unterschieden und die Ergebnisse auf ein durchschnittliches Erntejahr bezogen. Die vorgenommene Abgrenzung der gewählten Potenzialbegriffe untereinander ist nicht zwingend und kann daher von anderen Studien abweichen. Um konkrete Aussagen zu den Potenzialen im Betrachtungsgebiet treffen zu können, ist es notwendig, die Potenzialbegriffe zu vergleichen. Die Ausweisung der Potenziale erfolgt in Kubikmeter im Normzustand (m³ i.N.).

- **Theoretisches Potenzial**

Das theoretische Potenzial definiert die maximale Obergrenze für die Bereitstellung an Biomasse, die zur Energieerzeugung genutzt werden kann. In industriellen Betrieben entspricht dies der Produktionsmenge. Bei kommunalen / gewerblichen sowie landwirtschaftlichen Substraten bilden Recherchewerte die Grundlage für das theoretische Potenzial. Dazu zählen landkreisbasierte Kennwerte aber auch Tierzahlen der amtlichen Statistiken.

- **Technisches Potenzial**

Das technische Potenzial stellt den Anteil des theoretischen Potenzials dar, der mit heutigen Restriktionen (zum Beispiel Bergungsrate, Lager-, Entnahme- und Reinigungsverluste) maximal nutzbar ist. Bei den landwirtschaftlichen Substraten beinhalten die Restriktionen vorwiegend die Ernte bzw. Lagerung der Erzeugnisse. Solche Minderungen ergeben sich aus bestehenden Erntetechniken und Silierverlusten.

- **Wirtschaftliches Potenzial**

Das wirtschaftliche Potenzial ist der Anteil des technischen Potenzials, der unter den gültigen Rahmenbedingungen und aus volks- sowie betriebswirtschaftlicher Sicht nutzbar ist.

Bei den betrachteten Substraten kann primär der Bezugspreis Auskunft zur Wirtschaftlichkeit geben. Alle Reststoffe, die kostenfrei zur Verfügung stehen, sind per Definition unter den Rahmenbedingungen wirtschaftlich einsetzbar. Bei den landwirtschaftlichen Substraten werden Nachhaltigkeitskriterien berücksichtigt. So werden Natur- und Wasserschutzgebiete sowie Nationalparks als landwirtschaftliche Eingrenzungen verstanden und stehen damit als Fläche nicht zur Verfügung.

Neben den definierten Potenzialbegriffen bedarf es für die Berechnung der Potenzialmengen weitere Parameter sowie Berechnungsgrößen. Diese werden in der untenstehenden Tabelle dargestellt und bilden die Basis. Neben den ausgewählten Substraten werden der spezifische Methangasertrag in m³ Methan pro t Frischmasse (FM), die jeweilige Berechnungsgröße sowie die technischen und wirtschaftlichen Verluste angegeben.

Tabelle 1: Parameterübersicht für die Potenzialberechnung (LK = Landkreis) Quelle: [DBI 2021, Erler 2019]

Substrat	spez. Methangasertrag in m³ CH ₄ je t FM	Berechnungsgröße	technische Verluste in %	wirtschaftliche Verluste in %
Mais- / Rapsstroh	97,6	in Tonnen je LK	100,0	-
Zuckerrüben- / Kartoffelblatt	48,0	in Tonnen je LK	82,5 100,0	0,0 -
Energiepflanzen (insb. Silomais)	106,0	in Tonnen je LK	11,5	0,0
Wirtschaftsdünger	Rind: 18,7	in Tonnen je LK	15,1	0,0
	Schwein: 12,2		11,0	0,0
	Geflügel: 36,6		10,0	0,0
Kommunaler Grünschnitt	105,0	in Tonnen je LK	7,0	0,0
Bioabfall	74,0	kg/Person je GM	21,9	40,0

Substrat	spez. Methangasertrag in m ³ CH ₄ je t FM	Berechnungsgröße	technische Verluste in %	wirtschaftliche Verluste in %
Straßenbegleitgrün	52,9	Pflegefläche in ha/km	80,0	0,0
Lebensmittelabfälle	55,4	spezifisch je Einrichtung	7,0	0,0
Dauerkulturen / Blühpflanzen	100,4	in Tonnen je LK	15,0	70,0

Im weiteren Verlauf erfolgen eine Auswahl der eingangs aufgelisteten Substrate sowie eine separate Erklärung der Potenzialberechnung. Die landwirtschaftlichen Einsatzstoffe für die Verwertung in Biogasanlagen sind primär die Energiepflanzen (insb. Silomais), verschiedene Stroharten, Erntereste sowie der Wirtschaftsdünger. Für die Berechnung der Potenziale wird auf ein durchschnittliches Erntejahr zurückgegriffen. Die Datenbank der Regionalstatistik listet für jeden Landkreis in Deutschland durchschnittliche Ernterträge in dt/ha. Ergänzt werden diese regionalen Daten durch die am DBI vorliegenden GIS-Datensätze zu den deutschlandweiten Ackerflächen. Diese Flächen sind im GIS implementiert und können mit einer hohen regionalen Schärfe abgebildet werden. Diese Parameter ermöglichen eine Berechnung der Erntemenge. Neben den GIS-Informationen zu den Ackerflächen wird mittels der Ackerkennzahl die Erntemenge weiter spezifiziert. Die Ackerkennzahl gibt an, wie hoch die Nutzbarkeit der jeweiligen Ackerfläche ist. Die Einteilung erfolgt nach den Attributen gering, mittel sowie sehr gut. Mittels dieser Einteilung wird gewährleistet, dass gute Ackerflächen eine höhere Ertragsmenge ausweisen als welche mit geringer Nutzbarkeit (bspw. aufgrund Hanglage, Waldnähe usw.). Diese Erntemenge bildet die Berechnungsgrundlage für das theoretische Potenzial. Im Kontext der Potenzialbegriffe müssen Abschlagsfaktoren bestimmt werden, die aus technischer Sicht eine vollständige Mobilisierung der Biomasse verhindern. Die angewendete Agrartechnik, mangelnde Vergärfähigkeit sowie die notwendige Humusbildung auf Feldern bedingt, dass bspw. nicht alle Getreidestroharten realisiert werden (für fermentative Verwertung nur Mais- und Rapsstroh). Vielmehr verbleibt die Menge aus obengenannten Gründen auf dem Feld. Gleiches gilt für das Kartoffelblattaufkommen. Im Gegensatz dazu können rund 10 – 25 % der Zuckerrübenblätter energetisch genutzt werden. Die ermittelten Potenziale stellen dann das technische Potenzial dar. Im Vergleich zum wirtschaftlichen Potenzial werden bei Ernteresten keine weiteren ökonomischen Einschränkungen gesehen.

Das Hauptsubstrat deutscher Biogasanlagen ist Silomais. Die Maispflanze besitzt einen hohen spezifischen Energieertrag und ist damit prädestiniert für eine Vergärung. Aus diesem Grund bestimmt die landkreisspezifische Erntemenge an Mais häufig das Gesamtpotenzial der Region. Dennoch wird der energiereiche Silomais neben der Vergärung auch als Futtermittel verwendet. In der Analyse wird daher darauf geachtet diesen Verwendungszweig nicht zu unterrepräsentieren. Nach der Ermittlung der Erntemenge wird landkreisscharf die Menge an Futtermais berechnet, die notwendig ist, um die Nutztiere zu versorgen. Primär wird Futtermais in Deutschland an Rinder verfüttert. Nach dieser Bilanzierung kann die energetisch nutzbare Menge an Silomais bestimmt werden. Diese bildet die Berechnungsgrundlage für das theoretische Potenzial. Nach der Ernte wird der Silomais, dem Namen nach siliert und dabei entstehen Lager- sowie Silierverluste in Höhe von 11,5 % die als Abzüge zum technischen Potenzial angenommen werden.

Zur Ermittlung der Potenziale aus der Verwertung von Wirtschaftsdünger werden die landkreisscharfen Tierzahlen für die Nutzungstiere Schwein, Rind sowie Geflügel aus dem Jahr 2016 herangezogen [RDB 2017, 2018]. Zur Berechnung der spezifischen Menge in Tonnen Frischmasse findet eine Unterscheidung innerhalb der Tiergruppen statt. So liegen detaillierte Daten zum Aufkommen von Wirtschaftsdünger differenziert nach Tierarten vor, für Rinder sind das bspw. Milchkühe, männliche Rinder, Jungrinder sowie Kälber. Diese Methodik ermöglicht eine detaillierte Abschätzung der zu erwartenden Potenziale. Neben den theoretischen Potenzialen werden als technische Abzüge aufgrund der Stallhaltungsquote sowie der Größenklasse der Betriebe angenommen. Rinder sowie Geflügel werden in den Sommermonaten außen gehalten (rund 4 Monate). In diesem Kontext wird deutlich, dass in diesem Zeitraum keine technische Möglichkeit besteht den Wirtschaftsdünger zu mobilisieren. Darüber hinaus ist die technische Machbarkeit des zentralen Aufsammelns des Aufkommens erst ab einer gewissen Anzahl der Tiere sinnvoll. Im Ergebnis sind die aus Tabelle 1 bestimmten technischen Verluste angewandt worden.

Im Kontext der Reststoffe aus der Landschaftspflege ist neben dem kommunalen Grünschnitt auch das Straßenbegleitgrün zentraler Bestandteile der Betrachtung. Das Aufkommen von Garten- sowie Parkabfällen inklusive des Friedhofsgrünschnittes (zusammengefasst als Grünschnitt) werden aus den Abfallbilanzen der einzelnen Landkreise extrahiert. Diese Menge kann jedoch nicht ohne Restriktionen zur fermentativen Umsetzung in einer Biogasanlage vergärt werden. Neben dem grünartigen Anteil ist bei dieser, in den Abfallbilanzen ausgewiesenen Menge, auch ein holzartiger Bestandteil enthalten. Aus diesem Grund können nur rund 30 % dieser Menge für die Verwendung in einer Biogasanlage identifiziert werden. Dieser Datenstand bildet die Berechnungsgrundlage für das theoretische Potenzial. Zur Berechnung des technischen Potenzials fallen, vergleichbar vorherigen Substraten rund 7 % technische Verluste in Form von Lager- bzw. Entnahmeverlusten an.

Bei der Potenzialermittlung des aufwachsenden und zu mähenden Straßenbegleitgrüns wird neben Literaturwerten auf eine Vielzahl an GIS-Datensätzen zurückgegriffen. Eine zentrale Aufgabe von den deutschen Straßenmeistereien ist die Pflege des Straßenrandes. Jeder Straßentyp in Deutschland weist dabei andere Pflegeflächen auf. Im Schnitt wachsen der Literatur nach rund 8 t FM pro Hektar Pflegefläche und Jahr auf. Die zu pflegende Fläche wird bei Kreisstraßen mit 0,4 ha / km sowie bei Landes- und Bundesstraßen bei rund 0,6 ha / km angenommen [Kaltschmitt 2016]. Mittels dieser Parameter sowie den im GIS implementierten Straßenverläufen in ganz Deutschland kann das Grünschnittaufkommen regional hoch aufgelöst in Tonnen Frischmasse berechnet werden. Für das technische Potenzial fallen rund 80 % technische Verluste in Form von Mobilisierungs- bzw. Entnahmeverlusten an, da eine Sammlung oftmals zu aufwändig ist.

Die Potenzialermittlung für die Menge an biogenen Reststoffen aus der Lebensmittelindustrie wird als gemeindespezifische Betrachtung mehrerer verschiedener Einrichtungen modelliert. Die standortgenaue DBI-Datenbank beinhaltet verschiedene Gebäudetypen in denen Lebensmittelreste anfallen können. In diesem Kontext erfolgt die Berechnung einrichtungsspezifisch mittels diverser Mengenfaktoren sowie weiterer Parameter bspw. Werktage im Jahr. Für die Analyse werden die standortgenauen Abfallmengen der folgenden Einrichtungen ermittelt:

- Restaurants
- Bundeswehrstandorte
- Pensionen
- Krankenhäuser
- Hochschulen
- Schulen
- Kindertagesstätten
- Supermärkte

Im Ergebnis werden die einzelne Menge je Gemeinde im Betrachtungsgebiet aufsummiert und auf die Gemeindeflächen spezifisch ausgewertet. Mittels dieser Methodik wird gewährleistet, dass die Lebensmittelabfälle im Betrachtungsgebiet vergleichbar sind.

Darüber hinaus soll weiterhin das Aufkommen von Bioabfall je Gemeinde im Betrachtungsgebiet modelliert werden. Zu diesem Zweck wird auf statistische Daten des örtlichen und zuständigen Entsorgungsunternehmens zurückgegriffen [EKM 2021]. In der Abfallbilanz des Landkreises fallen je Einwohner rund 32 kg Bioabfall jährlich an [EKM 2021]. Über die gemeindespezifischen Einwohnerzahlen wird in einem zweiten Schritt das theoretische Potenzial abgeleitet. Ferner werden im Zuge der stufenweisen Betrachtungen über das technische und wirtschaftliche Potenzial Abzüge von dem Anfall angenommen. Als potenziell wirtschaftlich werden rund 15 kg pro Bewohner der Gemeinden des Landkreis Mittelsachsen festgelegt. Diese Menge berücksichtigt konkurrierende Verwertungswege von Bioabfällen, wie Kompostierung.

Zum Abschluss der Potenzialermittlung erfolgt in einem letzten Schritt die Analyse der Dauerkulturen bzw. Blühpflanzen im vorliegenden Betrachtungsgebiet. Hierbei handelt es sich um landwirtschaftliche Erzeugnisse die als Ganzpflanze geerntet werden. „Dauergrünland ist eine landwirtschaftliche Fläche, die durch Einsaat oder auf natürliche Weise (Selbstaussaat) zum Anbau von Gras oder anderen Grünfütterpflanzen genutzt wird und seit mindestens fünf Jahren, entsprechend einem Zeitraum von sechs aufeinander folgenden Flächenverzeichnissen, nicht Bestandteil der Fruchtfolge des landwirtschaftlichen Betriebs ist“ (LWK NRW 2016). Diese Bewirtschaftung wird in Deutschland auf rund 4,7 Millionen Hektar betrieben. Dauergrünland hat damit einen Anteil von 28 % an der landwirtschaftlich genutzten Fläche. Es besteht vorrangig aus Wiesen (40 %), Weiden (56 %) sowie Hutungen und Naturschutzflächen (4 %) [DESTATIS 2018]. Neben dem Dauergrünland werden auch Feldfrüchte wie Leguminosen und Feldgras als Raufutter auf Grünlandflächen angebaut. Das auf Grünland erzeugte Grünfütter findet häufig

Verwendung als kostengünstiges Futtermittel, aber auch als Substrat für Biogasanlagen. Um den Bedarf an Grünlandfuttermitteln abbilden zu können, werden die Tierzahlen und der Grundfutterbedarf der Tiere herangezogen. Vergleichbar der Modellierung des Silomais wird auch für das Grünfutter zuerst der Bedarf für die Versorgung der Nutztiere fokussiert. Anschließend werden die Mengen anhand der Parameter der Tabelle angewandt. Rund 30 % des theoretischen Potenzials stehen aus technischer Sicht zur Verfügung. Dieser Abschlagfaktor wird an der durchschnittlichen Höhe des Landkreises modelliert. Vermeintlich bergige und damit hochgelegene Landkreise eignen sich für eine Mobilisierung eher weniger. Für das Betrachtungsgebiet werden rund 30 % des technischen Potenzials als wirtschaftlich mobilisierbar klassifiziert.

Abschließend werden alle analysierten Einsatzstoffe miteinander kombiniert und überlagert, mit dem Ziel ein flächenbezogenes Gesamtpotenzial im Betrachtungsgebiet zu ermitteln. Die Ergebnisse werden mit Hilfe des GIS in Abbildungen/Karten dargestellt.

Die untenstehende Abbildung 2 zeigt die ermittelten Ergebnisse des theoretischen sowie des technischen Potenzials der Berechnung. Die Darstellung der Daten erfolgt ausschließlich in Form von flächenspezifischen Werten in m^3 Methan pro Hektar und Jahr.

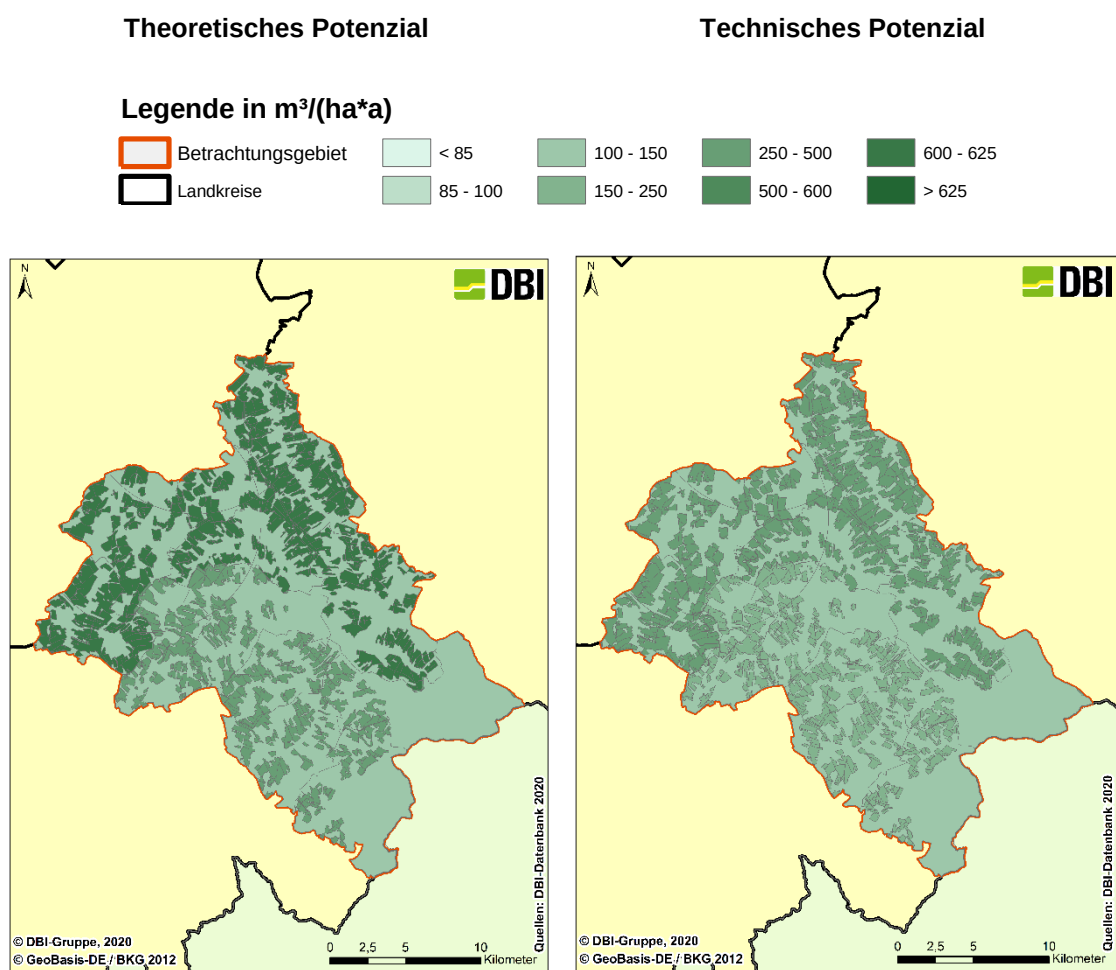


Abbildung 2: theoretisches und technisches Potenzial im Betrachtungsgebiets

Innerhalb des Betrachtungsgebiets ergeben sich die größten Potenziale im Norden der Region. Weiterhin zeichnen sich die landwirtschaftlichen Erntereste bzw. die Energiepflanzen als Hauptsubstrat für diese Potenziale verantwortlich. Die Substrate mit den höchsten Anteilen sind absteigend die Energiepflanzen (insb. Silomais), der Wirtschaftsdünger sowie die Dauer- und Blühpflanzen. Insgesamt können ein theoretisches Potenzial von rund 13,6 Mio. m^3 Methan pro Jahr sowie abzüglich der technischen Verluste nach Tabelle 1 rund 9,4 Mio. m^3 Methan pro Jahr als technisches Potenzial ausgewiesen werden (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2: Ergebnisse der Potenzialberechnung für die fermentativen Substrate des Betrachtungsgebietes

	Theoretisches Potenzial	Technisches Potenzial	Wirtschaftliches Potenzial
Absolut (in Mio. m ³ Methan pro Jahr)	13,6	9,4	7,8
Energiegehalt in GWh *	135,7	93,5	77,9

*Heizwert von Methan: 9,97 kWh / m³

Neben dem theoretischen und technischen Potenzial ist in der Ergebnistabelle das wirtschaftliche Potenzial enthalten. Die Berechnungsgrundlage des wirtschaftlichen Potenzials stellt den Energiegehalt der Substrate dar, die unter Verwendung der Kennwerttabelle (Tabelle 1) unter den gegebenen wirtschaftlichen Bedingungen für eine Nutzung in einer Biogasanlage zur Verfügung stehen. Ferner können demnach rund 78 GWh (in Form von Methan) aus den vorliegenden Substraten potenziell erzeugt werden.

Ergänzend zur Potenzialanalyse erfolgt in enger Abstimmung mit der Projektleitung sowie dem Verein Sächsisches Netzwerk Biomasse e.V. eine Zusammenstellung der bestehenden Biogasanlagen im vorliegenden Betrachtungsgebiet. Die Einträge aus der DBI-GIS Datenbank sind mit den Daten des Vereinsregisters validiert sowie durch Realdaten ergänzt worden, um einen vollständigen Datensatz für die Modellierungen sowie weiteren Analysen zu ermöglichen.

Im Ergebnis konnten 19 BGA identifiziert werden mit einer kumulierten installierten Leistung von rund 5,7 MW sowie einer Bemessungsleistung von 4,2 MW (Grundlage der Berechnungen). In einem ersten Schritt erfolgt die Geokodierung der Anlagen im Betrachtungsgebiet sowie der Abgleich mit dem wirtschaftlichen Potenzial. Mit dem Ziel der Identifikation von nicht genutzten Potenzialen erfolgt der Abgleich der eingesetzten Biogasmenge für die Erzeugung der elektrischen Arbeit sowie dem modellierten Energiegehalt der Substrate. Das Ergebnis ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

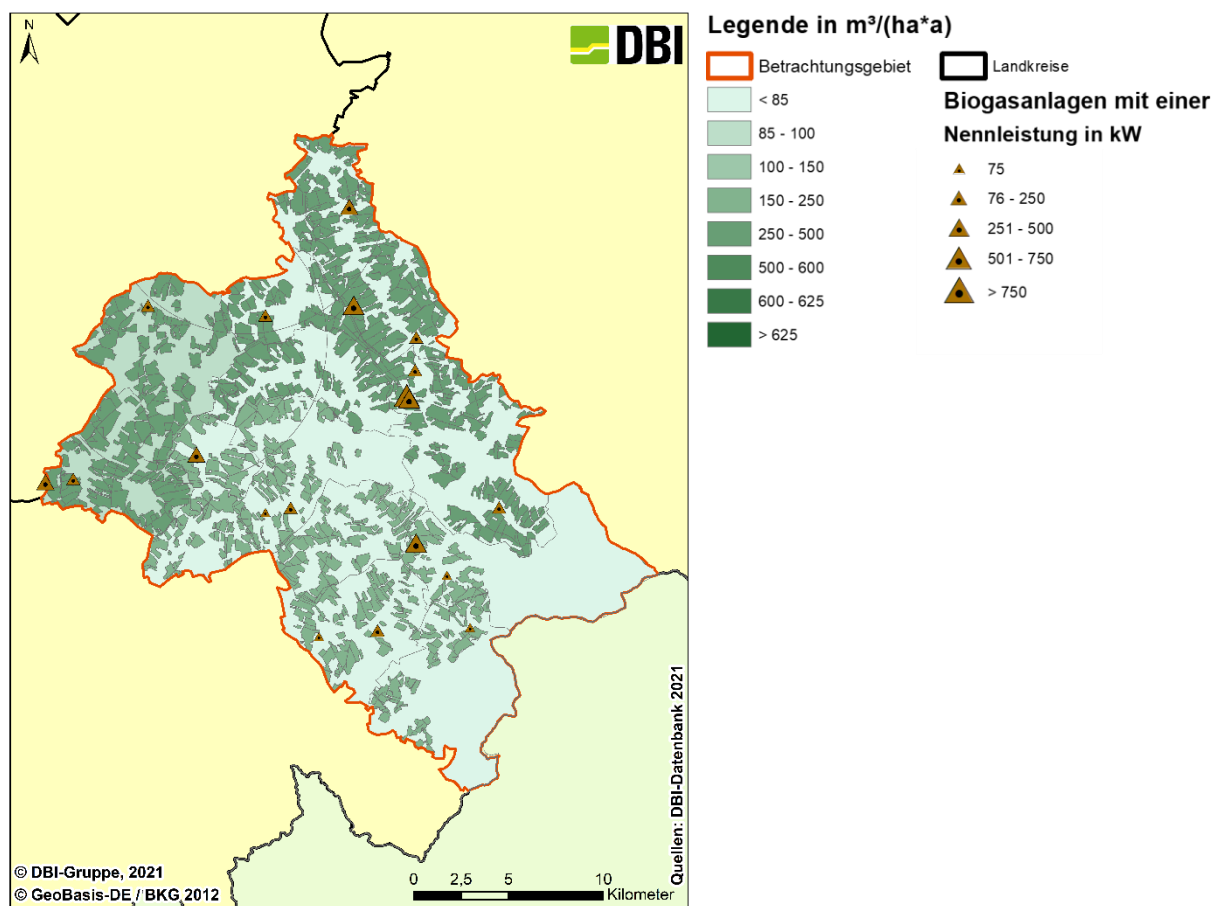


Abbildung 3: wirtschaftliches Potenzial sowie die Standorte der Biogas BHKWs mit elektrischer Nennleistung in kW

Abbildung 3 zeigt die Verteilung des wirtschaftlichen Potenzials sowie die Verortung der Biogasanlagen im Betrachtungsgebiet. Zum Abgleich des Energiegehalts, der für die Erzeugung der elektrischen Arbeit notwendigen eingesetzten Substrate, wird aus der gegebenen Bemessungsleistung, einem leistungsabhängigen Wirkungsgrad des BHKWs sowie einer festgelegten Volllaststundenzahl von 8.000 h pro

Jahr eine als Input notwendige Menge Biogas bestimmt. Der elektrische Wirkungsgrad ist für die einzelnen Standorte nicht genau bekannt, weshalb dazu auf Literaturwerte der ASUE zurückgegriffen wird [ASUE 2020]. Dabei wurden die Wirkungsgrade der biogasbetriebenen BHKW durch eine logarithmische Approximation in Abhängigkeit zur elektrischen BHKW-Leistung ermittelt. Folglich steigt der Wirkungsgrad mit zunehmender Leistung ebenfalls leicht an, da größere BHKW über die Laufzeit eine etwas höhere Effizienz aufweisen als kleinere BHKW [ASUE 2020].

Im Ergebnis bedarf es bei der Verwendung dieser Parameter eines Einsatzes von rund 85 GWh/a in Form von Biogas. Da der Energiegehalt modellhaft von im Biogas enthaltenen Methan ausgeht (siehe Tabelle 1), kann geschlussfolgert werden, dass im Vergleich mit dem wirtschaftlichen Potenzial eine Ausnutzung von größer **100 %** notwendig ist. Zur Einordnung dieser Abschätzung gilt es zu erwähnen, dass diese nur im Kontext des Bilanzkreises des festgelegten Betrachtungsgebiets gilt. Einige der Anlagen (bspw. im Westen) beziehen möglicherweise Substrate aus Nachbargemeinden, die nicht Teil der Analysen waren. Eine explizite Zuordnung der Substrate bzw. im speziellen der Ackerflächen ist mit den zugrundeliegenden Daten nicht möglich, dient aber für eine Größenordnung. Gleichwohl können allgemeine Aussagen zur Substratnutzung aus den gewonnenen Erkenntnissen abgeleitet werden. Einerseits wird deutlich, dass im Betrachtungsgebiet anhand der Daten zum Status quo eine **hohe Ausnutzung der wirtschaftlich** zur Verfügung stehenden fermentativen Substrate erfolgt. Andererseits zeigt sich die große Abhängigkeit der Biogasanlagen von der Verwertung von landwirtschaftlichen Substraten, da diese den Großteil des Potenzials darstellen. Zur Bestandssicherung der Biogasanlagen sollen im AP 3 und 4 zwei mögliche Konzepte diskutiert werden, welche die Wirtschaftlichkeit erhöhen und die Anlagen auch für die Post EEG-Zeit zukunftssicher machen.

II.1.3. Holzartige Einsatzstoffe zur regionalen Verwertung im Betrachtungsgebiet

In diesem Exkurs werden die regionalen holzartigen Einsatzstoffe sowie deren Potenziale zur thermochemischen Verwertung (SNG-Erzeugung) abgeschätzt. Diese lassen sich unterteilen in Rückstände aus dem Bestand (Waldholz und Stroh), Rest- und Nebenprodukte aus industriellen Verarbeitungsschritten und speziell für die energetische Verwertung angebaute Energiepflanzen. Dabei wird auf Daten der DVGW-Potenzialstudie „Gesamtpotenzial EE-Gase“ zurückgegriffen [Erler 2019].

Betrachtete Einsatzstoffe in Anlehnung an [Erler 2019, Thomè 2013]:

- Stroh, welches aufgrund des hohen Ligninanteil nicht in einer Biogasanlage verwertet werden kann (Getreidestroh der Kulturpflanzen Weizen, Gerste, Hafer, Roggen und Triticale)
- forstwirtschaftliche Rohstoffe (Waldholz, Waldrestholz und KUP)
- kommunale, holzartige Reststoffe (Baumschnitt, Straßenbegleitholz & holzartige Grünabfälle)
- industrielle und gewerbliche Resthölzer

Die Potenzialermittlung erfolgt standort- und regionenscharf für die Substrate. Hierbei wird zwischen dem theoretischen, technischen und wirtschaftlich-nachhaltigen Potenzial unterschieden. Die Potenzialbegriffe sind der Abgrenzung der fermentativen Substrate ähnlich. Die Ausweisung der Potenziale erfolgt vergleichbar den der fermentativen Biogassubstrate in Kubikmeter im Normzustand (m^3 i.N.). Zur Berechnung der thermochemischen Biomasse, die für eine SNG-Nutzung im Kontext der drei Potenzialbegriffe bestimmt werden kann, werden die in Tabelle 3 gelisteten spezifischen Methangaserträge für die Substrate verwendet. Der Bestimmung der Methangaserträge liegt eine beispielhaft ausgelegte SNG-Anlage mit einem Kaltgaswirkungsgrad von 61,2 % zugrunde [Erler 2019, Herbes et al. 2018]. Vergleichbar den fermentativen Substraten erfolgt die Potenzialberechnung für das Untersuchungsgebiet des südlichen Mittelsachsen.

Tabelle 3: Methangasertrag für die Potenzialberechnung der thermochemischen Biomasse nach [DBI 2021, Erler 2019]

Substrat	spez. Methangasertrag in $\text{m}^3 \text{CH}_4$ je t FM
Industrierestholz	252,1
Getreidestroh	243,9
Altholz	243,6
Sägerestholz	176,5
Waldholz	158,4

Substrat	spez. Methangasertrag in m ³ CH ₄ je t FM
Straßenbegleitholz	152,4
Landschaftspflegeholz	150,3
KUP-Holz	116,2

Mittels der spezifischen Methangaserträge und den Flächendaten (bspw. land- und forstwirtschaftlich genutzte Flächen oder andere relevante Gebiete mit einem Biomasseaufkommen) können die Potenziale modellgestützt berechnet werden. Im Ergebnis kann, vergleichbar fermentativer Biogaspotenziale, aussagefähiges Kartenmaterial des Biomasseaufkommens erstellt werden.

Die folgende Abbildung 4 zeigt das wirtschaftlich-nachhaltige Potenzial der thermochemischen Verwertung (SNG-Erzeugung) im Gebiet des südlichen Mittelsachsens.

Legende in m³/(ha*a)

 Betrachtungsgebiet	 < 100	 250 - 500	 1.000 - 1.500	 > 2.000
 Landkreise	 100 - 250	 500 - 1.000	 1.500 - 2.000	

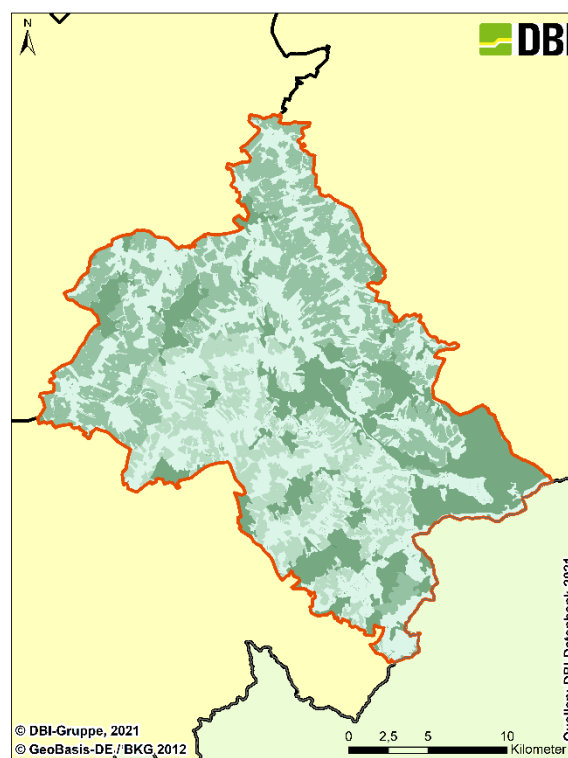


Abbildung 4: Wirtschaftliches Potenzial der holzartigen Einsatzstoffe für die regionale Verwertung

In Tabelle 4 ist das wirtschaftliche Potenzial der holzartigen Biomasse zur thermochemischen Verwertung im Betrachtungsgebiet dargestellt. Es wird deutlich, dass die größten Potenziale zentral in der Gemeinde Mulda/Sa. sowie im süd-östlichen Teil liegen. Begründen lassen sich diese Schwerpunkte mit den dortigen großen Waldgebieten. Waldholz- sowie Waldrestholz stellt für das Gesamtpotenzial den größten Anteil dar.

Tabelle 4: Ergebnisse der Potenzialberechnung für die holzartigen Einsatzstoffe des Betrachtungsgebietes

	Theoretisches Potenzial	Technisches Potenzial	Wirtschaftliches Potenzial
Absolut (in Mio. m ³ Methan pro Jahr)	24,2	19,9	10,8
Energiegehalt in GWh *	240,8	198,2	107,7

*Heizwert von Methan: 9,97 kWh / m³

Neben dem theoretischen und technischen Potenzial ist in der Ergebnistabelle das wirtschaftliche Potenzial der holzartigen Einsatzstoffe enthalten. Es wird deutlich, dass neben dem Potenzial der fermentativen Biogassubstrate (Tabelle 2) weitere Potenziale für die holzartigen Einsatzstoffe im Gebiet vorhanden sind

und genutzt werden können. Das ausgewiesene Potenzial für die SNG-Erzeugung liegt höher als das vergleichbare Potenzial für die Biogaserzeugung. Dieser Fakt liegt in der vorherrschend durch Wald- und Forstgebiete geprägten Region des Untersuchungsgebiet begründet. Als wirtschaftliches Potenzial können mehr als 100 GWh in Form von Methansubstituten identifiziert werden. Es wird explizit darauf hingewiesen, dass die hier ausgewiesenen Potenziale aus einer thermochemischen Verwertung der holzartigen Biomasse zu einem SNG (synthetic natural gas) stammen.

Die Ergebnisse ermöglichen die Ableitung möglicher Handlungsempfehlungen für weitere Konzepte der multifunktionalen Bioenergienutzung im ländlichen Raum. So stehen bspw. für die Biogasanlage Clausnitz für ein potenzielles Wärmenetz neben der Nutzung der extern verfügbaren Abwärme der Biogasanlage auch Potenziale für die biomasse-befeuerte Zusatzoption zur Verfügung. Die Nutzung von holzartigen Biomassen durch verschiedene Heizkesseltypen ist weitläufig erprobt und etabliert. Im Gegensatz dazu steht die thermochemische Verwertung der holzartigen Biomasse [Erlar 2019, Herbes et al. 2018].

Die Wärmeabsatzanalyse der extern verfügbaren Abwärme der Biogasanlagen wird daher für die Anlagen im Betrachtungsgebiet untersucht.

II.2. Arbeitspaket 2: Energie- und THG-Bilanzen

Der Partner Sächsisches Netzwerk Biomasse e.V. (SNB) hat betriebspezifische Daten für die Erstellung der Energie- und Treibhausgasbilanz (THG) der Bioenergiebereiche Biogas, Holz und Rapsölkraftstoff der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. erhoben. Diese konnten zusammen mit der TUBAF für die Erstellung der THG-Bilanzen verwendet werden.

II.2.1. Allgemeine Angaben der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G.

Nachfolgend werden die Standortbedingungen und Betriebsdaten der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. aufgeführt insbesondere in Hinblick auf die Energie- und THG-Bilanzen.

Tabelle 5: Betriebsdaten der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. im Ist-Zustand

Naturräumliche Voraussetzungen	– Höhe über NN: 535 bis 780 m – Vegetationszeit: 210 Tage – Durchschnittliche Jahrestemperatur: 5,8 °C – Niederschlag: 960 mm – Bodenpunkte: Durchschnitt Ackerwertzahl = 24, V9, sandiger Lehm, Grünlandzahl = 30
Bewirtschaftete Fläche/Pflanzenproduktion	– 1.364 ha landwirtschaftliche Nutzfläche (davon 1.155 ha Ackerland, 209 ha Dauergrünland) – 78 ha Eigentumswald – 41 ha Erstaufforstungsfläche
Tierproduktion	– ca. 700 Milchkühe – ca. 700 Färsen, Jungrinder, Kälber – Milchleistung: 9.500 kg/Kuh Marktleistung

II.2.2. Ist-Zustand im Bereich Strom

Der Agrarbetrieb hat in den 90er Jahren begonnen den Geschäftsbereich Erneuerbare Energien zu entwickeln. Der Anfang war mit ersten Windkraftanlagen und der ersten Biogasanlage im Jahr 2001 vollzogen. Weitere Anlagen, u.a. die Stromerzeugung mit PV und die Ölmühle zur Eiweiß- und Kraftstoffproduktion, sind im Laufe der Jahre dazu gekommen. Die Daten für die Anlagen zur Stromerzeugung der Genossenschaft sind in Tabelle 6 zusammengestellt.

Tabelle 6: Übersicht der Stromerzeugung der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. (WKA= Windkraftanlage, BGA= Biogasanlage, PV= Photovoltaik)

Anlagen	Stromerzeugung [kWh/a]	davon Eigennutzung [kWh/a]
Summe 3 x BGA	5.700.000	-
Summe 3 x WKA	5.000.000	-
Summe PV	1.500.000	230.000
Stromerzeugung gesamt	12.200.000	230.000

Der Betrieb erzeugt circa die **12-fache Strommenge** des Eigenverbrauchs an Elektroenergie, der bei **1 Mio. kWh** liegt. Größtenteils wird dieser Strom in das Netz eingespeist und nach EEG direkt vermarktet. Nur ein kleiner Teil der erzeugten **12,2 Mio. kWh Strom** wird selbst verbraucht (**230.000 kWh** von PV- Anlagen in MFH, Werkstatt, MVA und Büro/Hofladen), ohne die Verwendung von Batteriespeichern. In Abbildung 5 ist ein Flussdiagramm zur Strombilanz des Betriebes zur Veranschaulichung aufgeführt.

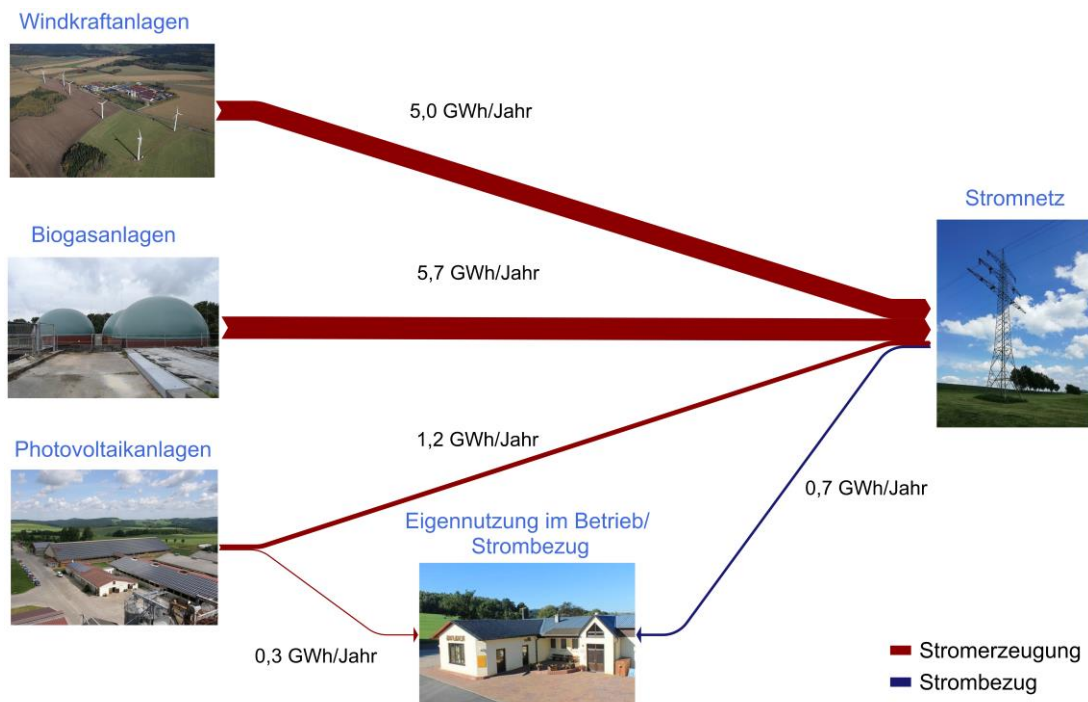


Abbildung 5: Strombilanz der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G.

Seit 1994 bzw. 1996 betreibt die Genossenschaft zwei Windkraftanlagen (WKA) mit jeweils 600 kW elektr. Leistung. Eine weitere gebrauchte ältere WKA in dieser Leistungsklasse kam 2016 dazu und eine der drei Windkraftanlagen wurde 2017 durch eine leistungsstärkere Anlage mit 2,3 MW elektr. Leistung ersetzt. Weitere geplante Repowering-Maßnahmen der beiden älteren WKA wurden trotz Beteiligungsmöglichkeiten für Anwohner und geplanten Einnahmen für die Gemeinde durch den Widerstand aus der Bevölkerung blockiert. Für den langfristigen wirtschaftlichen Weiterbetrieb dieser Anlagen werden Lösungen benötigt.

II.2.3. Ist-Zustand im Bereich Biogas

Die Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. betreibt seit dem Jahr 2001 als einer der ersten Landwirtschaftsbetriebe der Region eine Biogasanlage (BGA). Diese Anlage diente als Vorbild für viele weitere Anlagen der Region, die danach errichtet wurden. Insgesamt gibt es im Untersuchungsgebiet

19 landwirtschaftliche Biogasanlagen, die zum überwiegenden Teil mit Gülle (Rinder- und Schweinegülle) betrieben werden. Die Anlagen der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. werden mit über **80-Masse-% Rindergülle als Substrat** betrieben. In Abbildung 6 sind die Stoffströme der BGA an der MVA dargestellt, wobei Angaben zum Eigenstrom- und Wärmebedarf nicht enthalten sind.

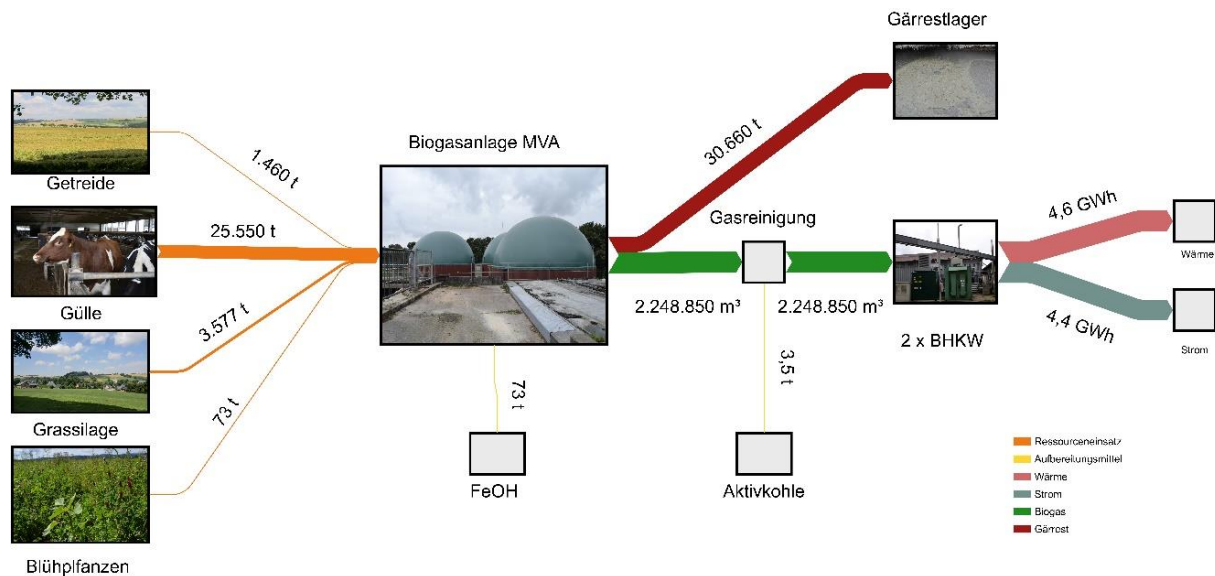


Abbildung 6: Stoffströme der BGA an der MVA ohne Angaben zum Eigenstrom- und Wärmebedarf

Nachfolgend sind die wesentlichen Daten der drei Biogasanlagen (BGA) der Genossenschaft aufgeführt:

- Zwei kleine Biogasanlagen je 75 kW elektrisch in Clausnitz und Cämmerswalde, baugleich
 - Baujahr 2012/ 2013
 - 1.250 m² Fermenter, **offenes Gärrestlager**, 150 Tage Verweilzeit
 - Einsatzstoff: **87,5 Masse-% Rindergülle und 12,5 Masse-% qualitativ minderwertiges Getreide**
 - Tägliche Ration: 7 m³ Gülle und 1 t Getreide über unterirdische Vorgrube für 2 Tage portioniert, über Radlader beschickt
 - Methangehalt nominal 53 %, Bandbreite 50 - 55 %
 - **Notheizkessel für Biogas/ Heizöl 200 kW_{therm.}**
 - **Wärmenetz zur Beheizung MFH mit 9 bzw. 6 WE, 8 ct/kWh Wärmeerlös**
 - 8.500 bis 8.600 Bh/a
 - BHKW von MAN (Bj. 2013) mit 75 kW_{elektr.}, 98 kW_{therm.} und 205 kW_{Brennstoff},
 - Wirkungsgrad_{elektr.} 36%
 - Jeweils **612.000 - 619.200 kWh Strom/a** eingespeist
- Eine Biogasanlage 706 kW elektrisch an der Milchviehanlage (MVA) in Clausnitz
 - Baujahr 2001 mit 225 kW, 1 BHKW, Erweiterung 2004 – EEG 2004
 - **Wärmenutzung: Trocknung (Getreide, Holz), Wäscherei, EFH, Milchkarussell, Warmwasser, Ölmühle, Hallen**
 - Drei Fermenter à 1.180 m³, **offene Gärrestlager**, Vorgrube für Anmischung, **Zerkleinerung von Grassilage mit Querstromzerkleinerer QZ (QZ nicht mehr in Betrieb)** (8-15 t Grassilage/d)
 - Einsatzstoff: **83 Masse-% Gülle und 17 Masse-% Grassilage und Getreide**
 - Tagesration: 70 m³ Rindergülle, 90 m³ RZ (Rezirkulat), 10 t Grassilage, 4 t Getreideschrot, 200 kg Eisenschlamm FeOH
 - Methangehalt nominal 59 bis 60 %
 - Gas-Otto-Motor von Fa. MTU (2008)
 - **350 kW_{el} und 396 kW_{therm}**
 - Regelenergiemarkt, Direktvermarktung über Gruppe Freiberger Land e.G.
 - Biogasvolumenstrom: 138,4 m³/h bis 141,7 m³/h
 - Zündstrahlmotor von Fa. Schnell (2008)
 - 200 kW_{el}
 - 95.700 Bh
 - Regelenergiemarkt, Direktvermarktung über Gruppe Freiberger Land e.G.

- 4 - 5% Rapsöl als Zündöl; 4 l/h bei Volllast
- **Ersetzt durch Gas-Otto-BHKW von Fa. Schnell in 2020 mit 356 kW elektr.**
- 8.500 bis 8.600 Bh/a
- Stromeinspeisung von **4.570.000 kWh/a**
- 1 Gasspeichersack im alten Hochsilo



Abbildung 7: Biogasanlage der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. an der Milchviehanlage (MVA), hier noch mit QZ

In Abbildung 8 sind die Stoffströme der beiden baugleichen 75 kW-BGA in Clausnitz und Cämmerswalde dargestellt, wobei Angaben zum Eigenstrom- und Wärmebedarf nicht enthalten sind.

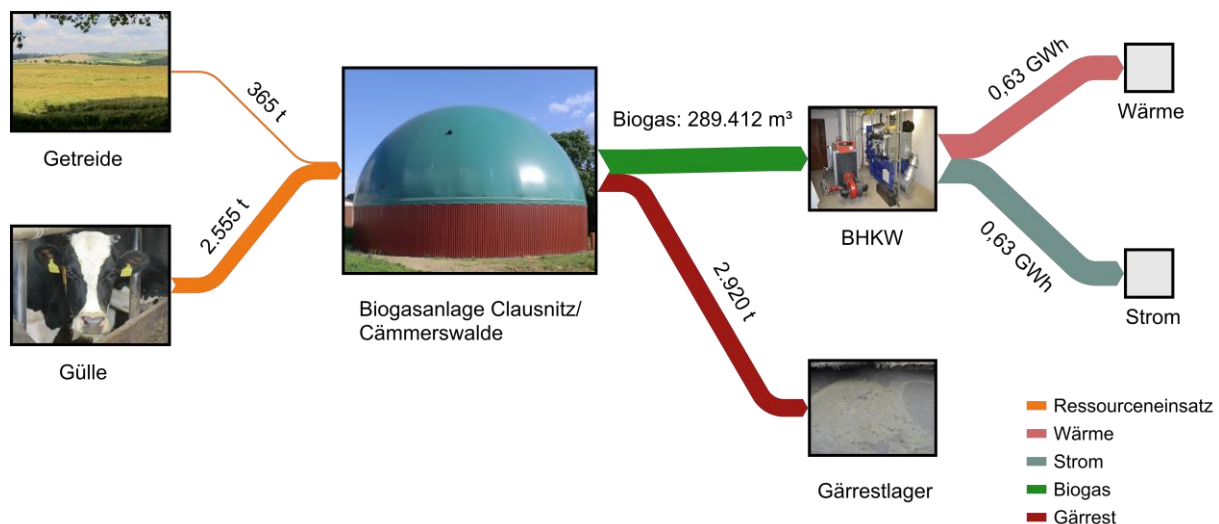


Abbildung 8: Stoffströme der beiden baugleichen 75 kW-BGA in Clausnitz und Cämmerswalde ohne Angaben zum Eigenstrom- und Wärmebedarf

Die Abwärme der Biogasanlage an der Milchviehanlage (MVA) in Höhe von **3.100 MWh/a** wird zur Beheizung eines Einfamilienhauses (EFH), zur Versorgung einer Wäscherei, zur Erntegutdrying in 3 Wärmeboxen, zur Holz Trocknung von Hackschnitzeln, zur Beheizung der technischen Ölmühle (Saatvorwärmung), des Sozialtraktes, zur Warmwassererzeugung und zur Versorgung von zwei Hallen, die teilweise an Gewerbetreibende vermietet werden, eingesetzt. Mit einer Wärmenutzung von fast **70%** wird ein überwiegender Teil der KWK-Wärme der Biogasverstromung der großen BGA im Betrieb genutzt.

Weiterhin ist ein Wärmeüberschuss von dieser Biogasanlage von ca. **1.500 MWh im Jahr** vorhanden, der für weitere Nutzungsoptionen zur Verfügung steht. Der Jahresverlauf des Wärmeanfalls aus dem Jahr 2020

ist in Abbildung 9 dargestellt. Der Wärmeüberschuss ist in den Monaten September und Oktober am größten. In den Sommermonaten wird viel Wärme für Trocknungsprozesse (u.a. Getreide, Raps, Heu, Holz) genutzt.

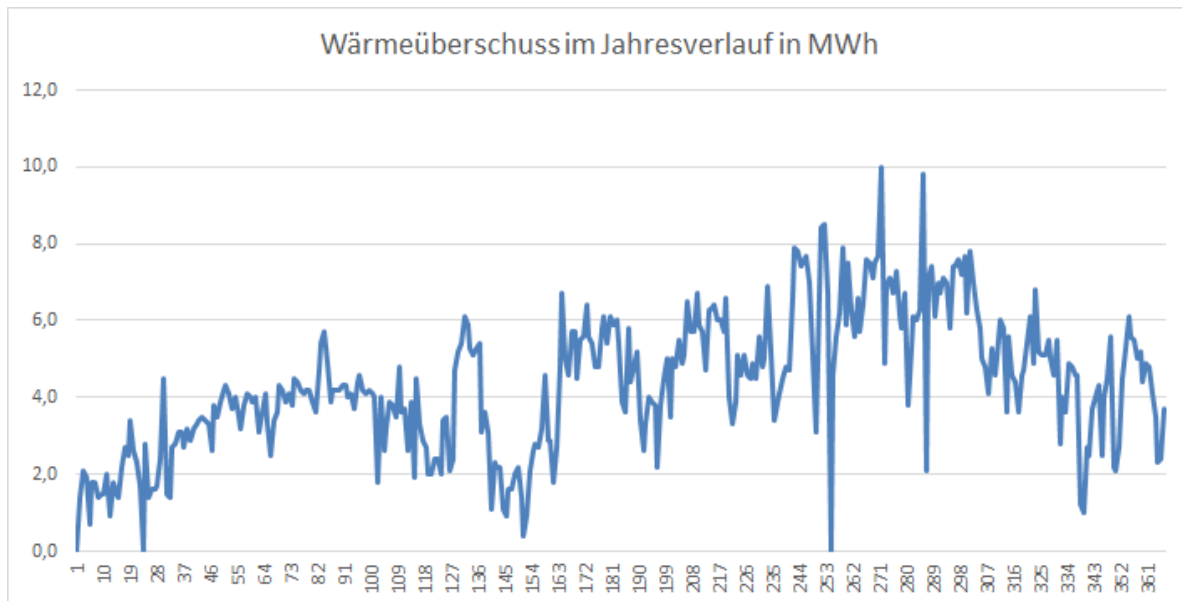


Abbildung 9: Darstellung des Wärmeüberschusses der Biogasanlage an der MVA der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. im Jahr 2020 (in Summe ca. 1.500 MWh/a)

Eine Pilotanlage zur Biogaserzeugung im Feststoffverfahren aus dem Jahr 2004 wird nicht mehr wie vorgesehen betrieben. Ein Teil der Behälter wird als Vorgrube zum Anmischen der Substrate genutzt.

Die beiden 75 kW Biogasanlagen haben eine Wärmenutzung von jeweils **0,315 MWh/a** (Beheizung MFH) und einen ebenso großen Wärmeüberschuss, der für weitere Nutzungen zur Verfügung steht.

Die gesamte Wärmebilanz der Genossenschaft aus den drei Biogasanlagen ist in der folgenden Abbildung 10 als Flussdiagramm dargestellt.

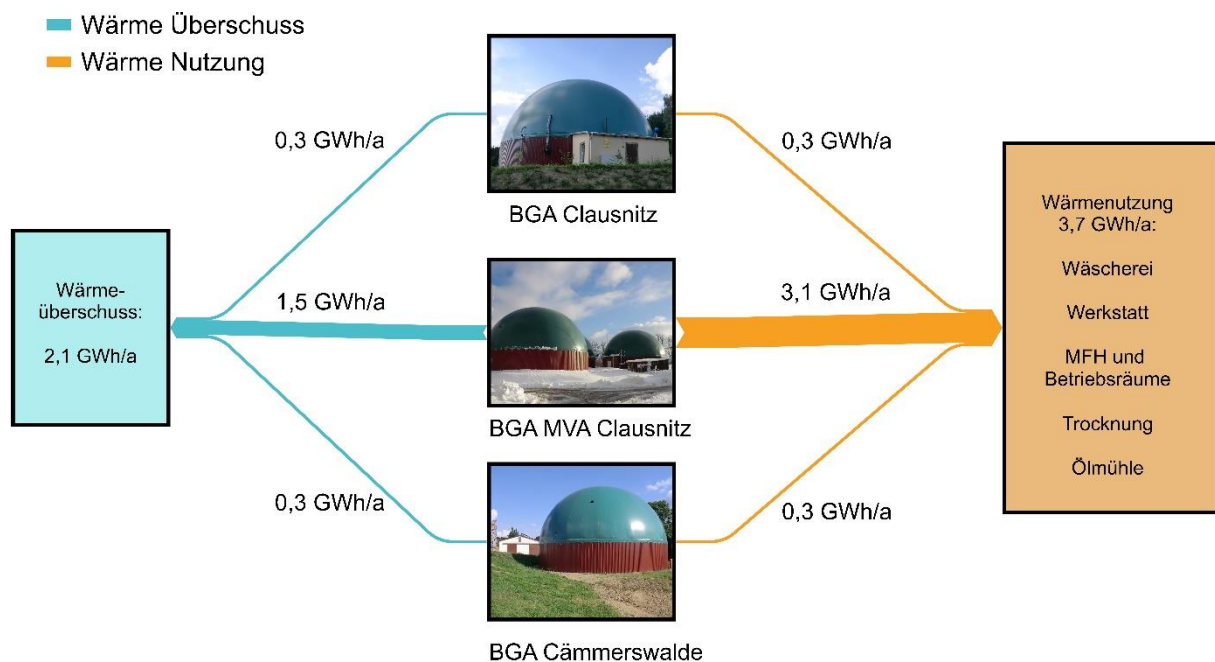


Abbildung 10: Flussdiagramm Wärmebilanz der drei Biogasanlagen der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G.

Insgesamt werden **3.730 MWh/a** Wärme aus der Biogasverstromung im Betrieb genutzt und es steht ein Abwärmepotenzial von ca. **2.100 MWh/a** Wärme zur Verfügung.

In der folgenden Abbildung 11 ist das Biogas-BHKW in der Ortschaft Clausnitz mit 75 kW elektrischer Leistung und der Notheizkessel für Biogas und Heizöl abgebildet. Dieses ist baugleich wie an der 75 kW- Biogasanlage in Cämmerswalde.



Abbildung 11: Biogas-BHKW 75 kW elektr. Leistung (rechts) und Notheizkessel für Biogas / Heizöl an der BGA Clausnitz

Die gesamte Energiemenge, die im Jahr 2019 von Anlagen der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. in den Bereichen **Strom, Wärme und Kraftstoff** erzeugt wurden, entsprechen einer Menge von **1,9 Mio. Liter Heizöläquivalent**. Den größten Beitrag liefert hierbei die Stromerzeugung nach der Kraftstoffnutzung und der Wärmeerzeugung.

II.2.4. Ist-Zustand im Bereich Kraftstoff

Die Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. betreibt seit dem Jahr 2005 eine technische Ölmühle mit dem Ziel der Produktion von Rapspresskuchen zur Versorgung des eigenen Milchviehs mit eiweißreichem Rapspresskuchen und der Herstellung von Rapsölkraftstoff für betriebseigene Landmaschinen. Nachfolgend werden die wichtigsten Parameter zum Rapsanbau und zur Ölmühle aufgeführt.

Anbau

- 144 ha im Anbau 2020 (10,5 % der Ackerfläche) – ca. 518 t Raps/a
- nur frühreife Sorten, übliche Sorten: Viking, Tenno, Lorenz
- Liniensorten und einige Hybride
- große Streuung der Sorten, um Anbaurisiko zu minimieren und Arbeitsspitzen zur Ernte zu verteilen
- kein Sommerraps im Anbau, nur Winterraps

Saatreinigung und Trocknung

- zuerst Reinigung, dann Trocknung, sonst trocknet der Besatz
- Entstaubung, Windsichtung und ggf. Nachreinigung
- Boxentrocknung über Lufttrocknung durch Luftboden – Abwärme Biogas-BHKW
- Trocknung auf ca. 7% - dadurch auch Masseverlust
- tlw. Saat zu trocken vom Feld geerntet mit 4-5% Feuchte – Möglichkeit der Befeuchtung vor Pressung im Wochenvorratsbehälter (25 l/t)

Anlagentechnik

- 3 Lochseihpressen, 125 kg Saat/h
- Anschlussleistung von 8 kW
- ca. 80% Abpressgrad; 13-14 % Restfett im Rapskuchen (TM)
- Filtration: 1x Ama Vertikaldruckkerzenfilter, 2x Ama Kerze, 1x Beutel
- Ama Cricketfilter
- Reinigungsverfahren mit Tonmineralien im Einsatz
- 2 Lagertanks Edelstahl (30 + 40m³) für PÖ

- Presskopfkühlung mit Luft durch Ventilator

Die technische Ölmühle hat für Saatreinigung, Fördern, Auspressen, Filtern und Pumpen einen Strombedarf von ca. **42.500 kWh** im Jahr 2020. Für die THG-Bilanzierung wurde ein Überschlagswert für den Strombedarf der Ölmühle von 64 kWh/t Saat von der Agrargenossenschaft verwendet, der sich mit Praxiswerten vom TFZ im Bereich von 51 bis 83 kWh/t Saat deckt [TFZ 2016].

Die technische Ölmühle verfügt über eine Kapazität von 1.000 t Rapssaat im Jahr bzw. max. 330.000 l kaltgepresstes Rapsöl. Im Jahr 2020 wurden **232.668 l Rapsöl** erzeugt. Die wichtigsten Daten von Rapsanbau und –verarbeitung aus dem Jahr 2020 sind in der folgenden Tabelle 7 dargestellt.

Tabelle 7: Rapsanbau und –verarbeitung in der technischen Ölmühle der AG „Bergland“ Clausnitz e.G. im Jahr 2020

Daten	l/a	kg/a
Rapssaat Ernte 2020		517.700
Menge Saat gesamt gepresst		664.058
Rapsöl erzeugt	252.900	232.668
Rapskuchen erzeugt		431.390
Rapsölkraftstoff		
in eigenen Maschinen eingesetzt	84.560	77.795
Verkauf	168.340	154.873

Im Jahr 2020 wurden durch die AG „Bergland“ Clausnitz e.G. **144,2 ha Raps** mit einem durchschnittlichen Ertrag von **3.590,2 kg/ha** angebaut. Der mineralische Stickstoffdüngerbedarf liegt für den Rapsanbau im Schnitt bei **142,12 kg/ha** und variiert je nach Ackerschlag zwischen **135 und 156 kg/ha**. Für die Treibhausgasbilanz sind die Emissionen beim Anbau und besonders des Stickstoffeinsatzes und der damit verbundenen Lachgasemissionen in der Produktion von Rapsölkraftstoff entscheidend [TFZ, 2016].

Die Einnahmen aus dem THG-Quotenhandel durch den Einsatz von Rapsölkraftstoff im Betrieb sind in den letzten Jahren deutlich angestiegen und haben eine hohe Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit. Von 38 cent/l im Jahr 2019 bis auf 76 cent/l im Jahr 2021. Der THG-Quotenhandel wird für die Genossenschaft durch ein Handelsunternehmen abgewickelt und hat folgenden Hintergrund. Ein quotenverpflichtetes Unternehmen, welches z.B. fossile Kraftstoffe in Verkehr bringt, kann zur Erfüllung der Quotenverpflichtung dies per Vertrag von einem Unternehmen, welches Biokraftstoffe nutzt, übertragen. Das heißt, ein anderes Unternehmen bringt die anrechenbaren Kraftstoffe in Verkehr, wie in diesem Fall die Agrargenossenschaft und das quotenverpflichtete Unternehmen lässt sich dies auf seine Verpflichtung anrechnen.

Weiterhin wichtig für den wirtschaftlichen Betrieb ist die Energiesteuerentlastung für Biokraftstoffe in der Land- und Forstwirtschaft, die aber für das Jahr 2022 noch nicht geregelt ist. Der Einsatz von Rapsölkraftstoff bedeutet Mehrkosten gegenüber dem Betrieb der Landmaschinen mit Diesel, da höhere Maschinenkosten, evtl. Umrüstungen, Kosten für Tankstelle und Zertifizierungen dazu kommen. Aus diesen Gründen sind zusätzliche Einnahmen aus dem THG-Quotenhandel und Entlastungen bei der Energiesteuer von wirtschaftlicher Bedeutung.

Nachfolgend ist in Abbildung 12 ein Flussdiagramm der Verfahrensschritte der technischen Ölmühle zur Kaltpressung von Rapssaat in der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. dargestellt.

Beschreibung der Produktionsprozesse und der Dokumentation zur Herstellung von kaltgepresstem Rapsöl in der AG "Bergland" Clausnitz e.G.

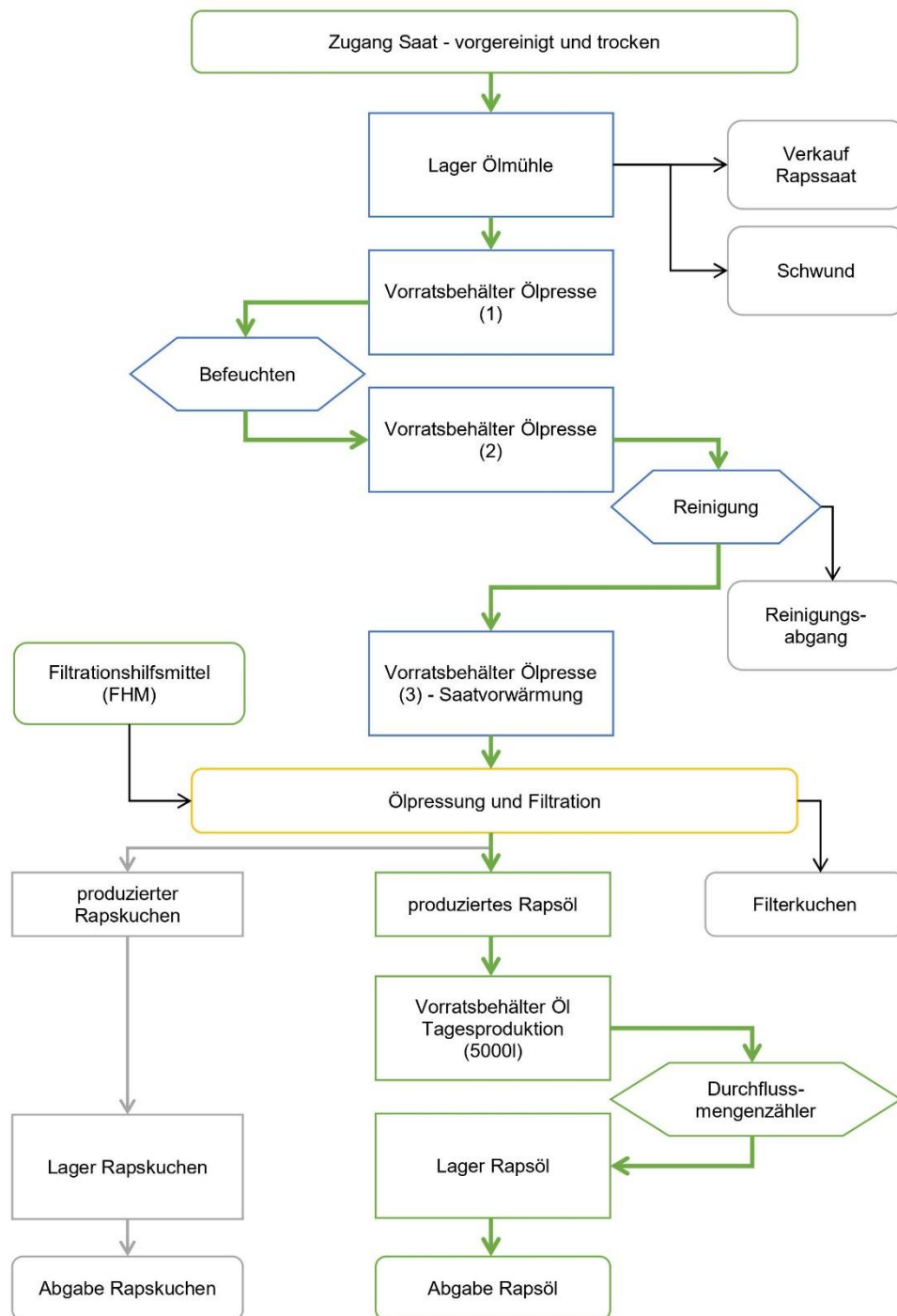


Abbildung 12: Flussdiagramm der Verfahrensschritte der technischen Ölmühle zur Kaltpressung von Rapssaat in der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G.

Mit der Verfütterung von Rapspresskuchen an das Milchvieh wurden seither positive Erfahrungen gemacht. Durch den Einsatz von selbst erzeugten Eiweißpresskuchen wird importierter Sojaextraktionsschrot (SES) substituiert und Treibhausgasemissionen eingespart. Diese Einsparung kann aber nicht in der THG-Bilanzierung nach RED II angerechnet werden. Das TFZ hat die Substitution von SES durch Rapspresskuchen modellhaft durchkalkuliert, um die Klimaschutzwirkung von Rapsölkraftstoff nicht durch eine **Unterbewertung**, wie dies bei der energetischen Bewertung nach RED II erfolgt, zu beeinflussen [TFZ 2016].

Rapspresskuchen stellt mit **Zweidrittel** der Menge das Hauptprodukt der Rapsverarbeitung dar. Zu **einem Drittel** wird Rapsölkraftstoff erzeugt, der in **9 angepassten Maschinen** (Traktoren, Häcksler, selbstfahrendes Mähwerk) des Betriebes zum Einsatz kommt und damit auch zu einer Reduzierung der

Treibhausgasemissionen beiträgt. Insgesamt wird zwischen **35 und 40 % des Kraftstoffbedarfs** der Genossenschaft mit selbsterzeugtem Kraftstoff gedeckt.

Durch Aspekte der Wirtschaftlichkeit und der technischen Verfügbarkeit werden nur Landmaschinen mit einem hohen jährlichen Kraftstoffbedarf mit Rapsölkraftstoff betrieben. Es kommen sogenannte Ein-Tank-Systeme und Zwei-Tank-Systeme mit Diesel als Startkraftstoff zum Einsatz, s. Beispiele in Abbildung 13.



Abbildung 13: Landmaschinen mit Umrüstung auf Pflanzenölkraftstoff, links Zwei-Tank-System, rechts Ein-Tank-System

Im Projekt "Umsetzung eines Qualitätssicherungssystems bei der Produktion, Herstellung und Anwendung von Rapsölkraftstoff" vom Partner Sächsisches Netzwerk Biomasse e.V. wurde u.a. die dezentrale Verarbeitung von Rapssaat und die Anwendung von Rapspresskuchen und Rapsölkraftstoff in der AG „Bergland“ untersucht und ein Grundstein für eine hohe Qualität der Produkte gelegt [Ferchau et al. 2009]. Durch den Einsatz einer **speziellen Tonerde** in der Ölinreinigung kann seither die DIN 51605 (Kraftstoffe für pflanzenölsaugliche Motoren - Rapsölkraftstoff - Anforderungen und Prüfverfahren) sicher eingehalten werden [DIN 51605]. Die Gehalte von aschebildenden Elementen wie Phosphor, Kalzium und Magnesium werden durch den Einsatz dieser Tonerde (Tonmineralen) stark reduziert bzw. komplett entfernt. Eine konstant hohe Rapsölkraftstoffqualität ist die Voraussetzung für den langjährigen erfolgreichen Betrieb der Maschinen mit diesem regionalen Kraftstoff.

Im Januar 2020 wurde ein altes Biogas-BHKW auf Zündstrahlbasis (> 95.000 Bh) ausgetauscht gegen ein neues Gas-Otto-BHKW. Damit können künftige Abgasgrenzwerte sicher eingehalten werden und der bisherige Verbrauch von **35.800 kg Zündöl (Rapsölkraftstoff) im Jahr entfällt**.

Durch den Einsatz von Maschinen, die mit Rapsölkraftstoff betrieben werden, für den Anbau, die Pflege und die Ernte der Rapsbestände, kann sich die THG-Bilanz der Erzeugung dieses betriebseigenen Kraftstoffs verbessern. Im Durchschnitt werden in der Genossenschaft für den Ackerbau **100 Liter Kraftstoff pro Hektar** benötigt. Es ist ein sehr geringer Mehrverbrauch beim Einsatz von Rapsölkraftstoff gegenüber Diesel festzustellen.

Genaue Daten zum Anteil der Landmaschinen mit Rapsölkraftstoff an der gesamten Erzeugungskette von Rapssaat wurden zusammen mit der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. ermittelt. Weiterhin muss der Aufwand zur Trocknung der Rapssaat berücksichtigt werden. Dazu wird **BHKW-Abwärme** der Biogasverstromung in drei Trockenboxen mit Belüftungsboden verwendet.

Die Berechnung von betriebsspezifischen THG-Werten kann gegenüber der Verwendung von Standardwerten deutliche Vorteile aufweisen. In Untersuchungen der dezentralen Rapsölkraftstoffproduktion in Praxisbetrieben wurde vom TFZ Straubing eine Treibhausgaseinsparung gegenüber der fossilen Referenz von **62 % bis 90 % gegenüber 57 %** des Standardwertes nachgewiesen [TFZ, 2020]. Die hohen Werte werden dabei zumeist durch die Verwendung der Substitutionsmethode für Rapspresskuchen erreicht. Die Anforderung an die THG-Mindesteinsparung liegt für die Ölmühle der AG „Bergland“ Clausnitz e.G. nach RED II **bei mindestens 50 %**. Wenn mit dem Standardwert von 57 % Treibhausgaseinsparung gerechnet wird, ergibt sich durch die Rapsölkraftstoffnutzung in der Agrargenossenschaft eine jährliche Einsparung von **157 t CO₂-Äquivalent**. Das entspricht dem jährlichen CO₂-Fußabdruck von 13,5 Deutschen (11,6 t CO₂/Person) [Umweltbundesamt, 2019].

II.2.5. Ist-Zustand im Bereich Wärmeerzeugung, insbesondere durch Holzhackschnitzel der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G.

Im Landwirtschaftsbetrieb in Clausnitz werden selbsterzeugte Holzhackschnitzel zur Wärmeerzeugung eingesetzt. Das Holz stammt von Pflegemaßnahmen an Feldrändern und aus Waldrestholz von eignen Waldflächen. Dieses Holz wird an 3 verschiedenen Orten über das Jahr gesammelt und im Winter in Dienstleistung gehackt. Danach werden die Hackschnitzel mit Biogasabwärme getrocknet und in Hallen gelagert.

Ziel bei der Hackschnitzelerzeugung und -verwertung ist es, geschlossene betriebliche und/oder regionale Kreisläufe zu realisieren. In der folgenden Tabelle 8 sind Details zur Hackschnitzelerzeugung in der Agrargenossenschaft aufgelistet.

Tabelle 8: Hackschnitzelerzeugung der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G.

Grundvoraussetzungen Motivation	– Biomasse ausreichend im Betrieb verfügbar => preisgünstig – Entzerrung von Arbeitsspitzen (Beschäftigung der Arbeitskräfte im Winter zur Befüllung und Entaschung) – Abwärme für Hackschnitzeltrocknung durch Biogasanlagen verfügbar – genügend Lagerkapazitäten in Scheunen, Hallen, Kellern an den jeweiligen Betriebsstandorten vorhanden
Quellen	– von eigener Kurzumtriebsplantage (KUP) Motivation für die KUP: ○ Fläche am Hangfuß mit steiler Hangneigung ○ Schutz vor Wassererosion ○ Fläche ca. 600 m über NN ○ Biomasse für eigene Hackschnitzelheizungen ○ 1,4 ha Weide – aus eigenem Wald / Erstaufforstung – von Feldrändern / Landschaftspflege
Trocknung	– Trocknung mit eigener BHKW-Wärme aus der Biogasanlage in Trocknungsboxen oder mit einem mobilen Container mit Trocknungsboden, Problematik: ungenügende Durchmischung, hoher Energiebedarf – Transport: technisch optimierter Anhänger mit Gebläse – an Gebäude angepasste individuelle Brennstofflagerung und -zuführung mit Kipprost-Technologie und Federkern-Raumaustragung

Hackschnitzeleinsatz in der Agrargenossenschaft "Bergland" Clausnitz e.G.

Im Jahr werden ca. **2.600 SRM Holzhackschnitzel** im Betrieb erzeugt und ca. **1.000 SRM** im Betrieb eingesetzt. Die restliche Menge wird verkauft, u.a. an ein regionales Heizkraftwerk in Brand-Erbisdorf. In Abbildung 14 sind zwei Anhäufungen mit frisch gehackten Holzhackschnitzel der Genossenschaft abgebildet. Die Hackschnitzel im Hintergrund sind aus höherwertigen Rohstoffen erzeugt und entsprechen der Größenklasse G30 bzw. annähernd der DIN P16. Im Betrieb wird von einem Heizwert mit 700 kWh/SRM bzw. m³ und von der überwiegend verwendeten Holzart Fichte ausgegangen. Die dunkleren Holzhackschnitzel im Vordergrund sind gröber gehackt und enthalten einen höheren Feinanteil aus Rinde und Nadeln. Diese Qualität ist für den Verkauf in das Heizkraftwerk bestimmt.



Abbildung 14: Frisch gehackte Holzhackschnittel mit höherer Qualität (links) für den Einsatz in Heizkessel und geringere Qualität (rechts) für den Verkauf in einem Heizkraftwerk

Derzeit werden **sieben Hackschnitzelheizungen** von der Genossenschaft betrieben, davon fünf Anlagen mit je 40 kW zur Beheizung von betriebseigenen Mehrfamilien-Wohnhäusern (MFH) und zwei Anlagen mit je 50 kW zur Beheizung einer Werkstatt sowie am Standort "Markthalle" (Verwaltung / Hofladen / Veranstaltungssaal). Zur Versorgung und Befüllung der Hackschnitzelanlagen wird ein selbstgebautes mobiles Gebläse verwendet, um den Arbeitsablauf zu erleichtern.

Die gesamte erzeugte Holzmenge des Betriebes entspricht einem **Heizöläquivalent von 200.000 l, davon 80.000 l Eigennutzung**. Für weitere Anwendungen können Holzreserven aus dem eigenen Bestand an Wald und der Kurzumtriebsplantage (KUP) mobilisiert werden.

Die Heizungsanlage der Grundschule in Rechenberg wurde auf Holzhackschnittel umgebaut. Die Agrargenossenschaft übernimmt die jährliche Lieferung von ca. **600 m³** Holzhackschnittel. Damit verbleibt wiederum ein Teil der regional erzeugten Holzenergie in der Region und sorgt für Wertschöpfung und geschlossene Stoffkreisläufe vor Ort.

Der gesamte Betrieb Agrargenossenschaft "Bergland" Clausnitz e.G. hat seinen **Wärmebedarf komplett** von fossilen **auf erneuerbare Energieträger** (Holz und Biogas) in den letzten Jahren umgestellt. Zwei Notheizkessel für Biogas oder Heizöl sind installiert. Diese Energie wird nur bei Reparaturen bzw. Störfällen an den Biogasanlagen zur Sicherstellung der Versorgung von zwei MFH der Genossenschaft, die jeweils mit der Abwärme einer 75 kW elektr. Biogasanlage betrieben werden, benötigt. Beide Notheizkessel können optional auch mit Biogas betrieben werden für den Fall einer längeren Reparatur/Wartung am BHKW. Heizöl kam bisher noch nie zum Einsatz.

Nachfolgend ist in Abbildung 15 ein Flussdiagramm der gesamten Bilanz der Wärmeerzeugung des Betriebes dargestellt.

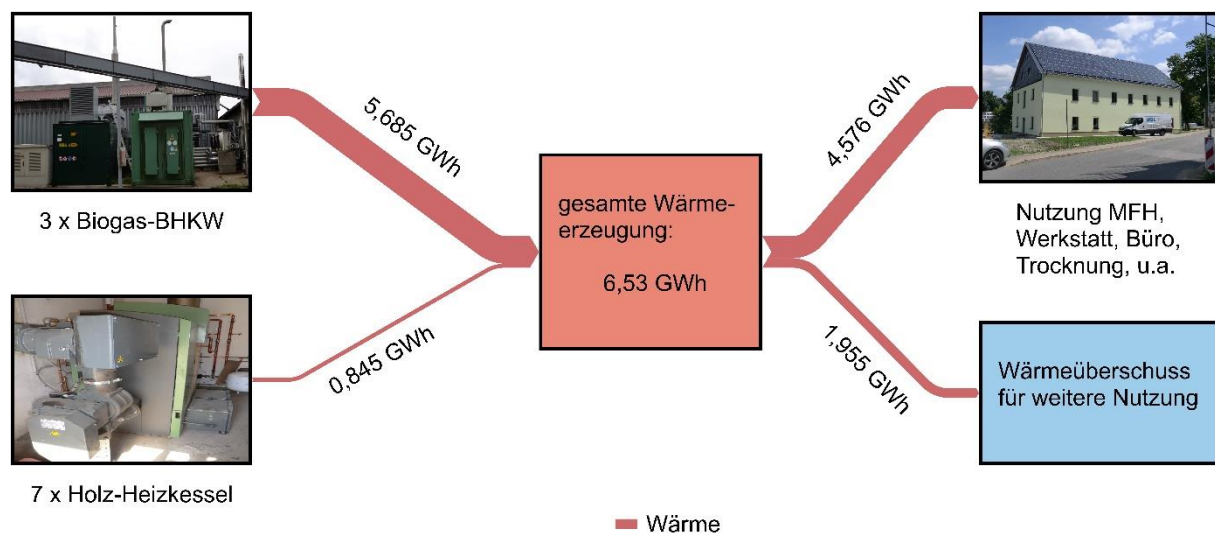


Abbildung 15: Wärmebilanz in der AG „Bergland“ Clausnitz e.G.

Zusammenfassend sind die Deckungsanteile mit erneuerbaren Energien in der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. aufgeführt:

- **12-fache** Deckung des Eigenbedarfs an Elektroenergie (Biogas, Wind, PV)
- **100 %** Deckung des Wärmebedarfs (Biogas, Holz)
- Bis zu **40 %** Deckung des Kraftstoffbedarfs (Rapsölkraftstoff)

II.2.6. Entwicklung eines Rechners zur Ermittlung der Treibhausgasbilanzen nach der REDII

Im Rahmen des Vorhabens wurde eine Berechnungsdatei mittels Excel zur Ermittlung der spezifischen Treibhausgasemissionen der Biogasanlagen, der Rapsölkraftstoffproduktion und der Produktion und Nutzung von Holzhackschnitzeln der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. entwickelt.

Das gesamte Excel-Tool wurde speziell für die Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. erstellt und ist für diesen Betrieb optimiert. Es ist für andere landwirtschaftliche Betriebe mit ähnlichen Anlagen mit gewissen Anpassungen nutzbar. Zukünftige Änderungen in der Anlagenkonfiguration der Genossenschaft sind mit der Berechnungsdatei leicht überprüfbar. Damit können die Auswirkungen auf die THG-Emissionen durch Anpassung verschiedener Parameter analysiert und die strategische Entwicklung der Anlagen evaluiert werden.

Die Berechnungen und die Datenerhebung erfolgte nach den Vorgaben der „RICHTLINIE (EU) 2018/2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen“, Renewable Energy Directive II, kurz RED II genannt [RED II]. Da die Vorgaben der RED II bei der Berechnung der einzelnen Summanden der Gesamtemission nur oberflächliche, teilweise keine Angaben zur Erhebung und Berechnung der Summanden aufweisen, wurden diese unter Zuhilfenahme der Angaben in der Broschüre zum Verbundvorhaben ZertGas erfasst und kalkuliert [DBFZ 2021].

Die Berechnung der Treibhausgasemissionen erfolgte nach der Formel entsprechend der RED II, Anhang VI wie folgt:

$$E = e_{ec} + e_l + e_p + e_{td} + e_u - e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccr}$$

Bedeutung:

E	Gesamtemissionen bei der Produktion des Biomasse-Brennstoffs vor der Energieumwandlung
e _{ec}	Emissionen bei der Gewinnung der Rohstoffe, insbesondere bei Anbau und Ernte der Biomasse, aus der die Biomasse-Brennstoffe hergestellt werden; die CO ₂ - Fixierung während der Kultivierung wird nicht berücksichtigt [SURE 2021]
e _l	auf das Jahr umgerechnete Emissionen aufgrund von Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen; (Anmerkung: in den betrachteten Anlagen nicht zutreffend)
e _p	Emissionen bei der Verarbeitung
e _{td}	Emissionen bei Transport und Vertrieb
e _u	Emissionen bei der Nutzung des Biomasse-Brennstoffs
e _{sca}	Emissionseinsparung durch Akkumulierung von Kohlenstoff im Boden infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken; (Anmerkung: in den betrachteten Anlagen nicht zutreffend)
e _{ccs}	Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von Kohlendioxid; (Anmerkung: in den betrachteten Anlagen nicht zutreffend)
e _{ccr}	Emissionseinsparung durch Abscheidung und Ersetzung von Kohlendioxid; (Anmerkung: in den betrachteten Anlagen nicht zutreffend)

Eines der größten Herausforderungen dabei ist die Datenbeschaffung der zur Berechnung notwendigen Parameter. Da der Betrieb selbst eine Vielzahl von Messwerten zur Eigenkontrolle und für behördliche Anforderungen erfasst, konnten Daten z.B. zum Anbau von Kulturen oder Leistungsbilanzen der Biogas-Blockheizkraftwerke (BHKW) genau berechnet werden. Alle erfassten Daten beziehen sich auf das Jahr 2020. Andere Daten wie Transportentfernung, Verbräuche der Traktoren oder die Gasausbeute aus den einzelnen Substraten, mit Ausnahme der im Batchversuch ermittelten Werte für Blühpflanzen, konnten nur geschätzt bzw. approximiert werden, da keine Messungen zu diesen durchgeführt wurden. In solchen Fällen sind Werte aus vergleichbaren Projekten genutzt, wie z.B. aus der Veröffentlichung zum Projekt ZertGas [DBFZ 2021] oder aus Datenbanken von der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft – [LFL Bayern]. Alle Angaben zu Biogas in Kubikmeter und Liter beziehen sich auf Normbedingungen.

Die Datei ist in 6 Blätter unterteilt. Unter dem ersten Blatt Einführung befindet sich ein Überblick über die einzelnen Summanden der THG-Bilanzierung, sowie eine Legende der Farbzuoordnung der Zellen. Damit ist eine bessere Übersicht über die Vielzahl der Daten gegeben, s. Abbildung 16.

Eingabegröße	
Wert aus Datenbank/Literatur	
1. Zwischenberechnung	
2. Zwischenberechnung	
3. Zwischenberechnung	
Hauptberechnung	
Endergebnis	
Veränderte Variable aus Datenblatt	

Abbildung 16: Legende der Farbzuoordnung der Zellen im Excel-Tool

Unter dem Blatt **Biogas** befindet sich die detaillierte THG-Berechnung der Biogasanlagen jeweils spezifisch für die einzelnen Anlagen und Standorte. Das Blatt **Rapsölkraftstoff** enthält die Berechnung der THG-Emissionen bei der Produktion und Nutzung von Rapsöl als erneuerbarer Kraftstoff. Das Blatt **Holzhackschnitzel** ermittelt die THG-Emissionen bei der Produktion und Nutzung von Holz zur Wärmeerzeugung. Letztlich befinden sich noch ein Blatt mit den verwendeten „Quellen“ und ein „Datenblatt“ im Tool. Das „Datenblatt“ dient der separaten Berechnung von einigen Parametern, die nicht aus Literaturquellen oder Datenbanken entnommen werden konnten bzw. abhängig von den veränderlichen Inputgrößen und hierin separat berechnet sind.

Berechnung der Emissionen aus der Erzeugung und Nutzung von Biogas

Die Agrargenossenschaft betreibt drei Biogasanlagen (BGA) und damit insgesamt vier BHKW. Die beiden BHKW JRA (Jungrinderanlage) Clausnitz I und JRA Clausnitz II (Angabe laut Marktstammdatenregister) wurden aufgrund ihres gemeinsamen Standortes und Versorgung mit Biogas zu einer Biogasanlage (BGA) an der Milchviehanlage (MVA) zusammengefasst. Diese befindet sich an der Geleitstraße auf einem Höhenzug am Ortsrand.

Die zweite Biogasanlage befindet sich in der Ortsmitte Clausnitz und die dritte BGA im Nachbarort Cämerswalde. Die für die THG-Berechnung wesentlichen Unterschiede liegen im Substratmix der Biogasanlagen, der damit verbundenen anderen Biogasmengen und den abweichenden Leistungen der BHKWs. Dabei sind die Anlagen in Clausnitz und Cämerswalde als sogenannte Güllekleinanlagen mit einer elektrischen Leistung von 75 kW baugleich und werden verfahrenstechnisch gleich betrieben.

Das Tool betrachtet die Substrate Getreide (trotz des Einsatzes verschiedener Sorten wird überwiegend und zur Vereinfachung nur Weizen berücksichtigt), Gülle aus der eigenen Milchviehwirtschaft, sowie Gras- und Blühpflanzensilage. Dabei kommen Gras- und Blühpflanzensilage nur bei der BGA an der MVA zum Einsatz. Die Tageseinsatzmengen an Rindergülle in m³ wurden im Datenblatt auf eine Masseangabe umgerechnet. Diese hat später Relevanz bei der Allokation nach Substraten und ist der Vollständigkeit halber mit aufgeführt.

Die Hauptemissionssummanden sind Anbau und Ernte der Rohstoffe. Dabei ist der Hauptemittent die Stickstoff-(N) Düngung der Ackerflächen, da hierbei Lachgas vom Feld freigesetzt wird. Außerdem ist die Produktion der N-Dünger mit sehr hohen CO₂-Emissionen aufgrund des energieintensiven Einsatzes von fossilem Erdgas verbunden. Für die von der Agrargenossenschaft genutzten N-Dünger standen keine eigenen CO₂-Werte zur Verfügung, so dass Angaben aus der Literatur [Europäische Kommission 2021a, draft] verwendet wurden.

Wichtig für die Berechnung sind unter anderem Anbaufläche und Ernte, die genau erfasst wurden. Durch die Silierung von Gras und Blühpflanzen resultiert ein Masseverlust, der als Standardwert mit 10% in der Bilanz berücksichtigt wird [DBFZ 2021]. Alle verwendeten Quellen sind im jeweiligen Excel-Blatt mit Referenznummer in eckiger Klammer vermerkt, die auf die entsprechende Quelle im Excel-Blatt „Quellen“ verweisen.

Bei einigen Punkten mussten Informationen aus verschiedenen Quellen gegeneinander abgewogen werden. Dies ist zum Beispiel der Fall bei der Berücksichtigung von Emissionen aus der Produktion des Saatgutes, das zur Aussaat verwendet wird. Im Verbundvorhaben ZertGas werden diese Emissionen nicht mit in die Betrachtung einbezogen. Das Biogas Forum Bayern [ALB 2019] nimmt diese Emissionen in der Fachinformationsbroschüre „Biomethan als Kraftstoff und Treibhausgas (THG)-Zertifizierung“ (vgl. S.7) mit auf, da diese zur Vorkette gezählt werden können und deshalb ebenfalls berücksichtigt werden sollten. Die Emissionen vom Saatgut wurden im THG-Rechner beim Biogas und Rapsölkraftstoff mit berücksichtigt.

Die Düngeemissionsberechnung nach [DBFZ 2021] erfordert einen großen Aufwand bei der Datenerhebung und Berechnung. Eine gute Abschätzung bietet die verwendete Online-Anwendung zur Berechnung von Lachgasemissionen [GNOC 2014], die sich u.a. auf die IPCC Guidelines dieses Weltklimarates bezieht [IPCC 2006]. Im Rahmen der Grunddüngung wurde zusätzlich Kalium-(K) Dünger eingesetzt, dessen THG-Emissionen aus der Produktion stammen und um den Faktor 10 geringer sind im Vergleich zum mineralischen N-Dünger [LfL Datenbank 2022]. Durch Addition von Lachgasemission und Emissionsfaktoren der Produktion (siehe Auszug Excel-tool Abbildung 17, Zeile 14ff) ergibt sich die Emission aus der Düngung. Die Umrechnung der Lachgasemission von der Einheit kgN₂O/ha*a auf kgCO₂eq/ha*a erfolgt durch Multiplikation mit dem Faktor 298 zum Vergleich der Klimawirksamkeit von Lachgas.

		Getreide (Weizen) trocken	Gülle	Blühpflanzen- Silage	Grassilage	Quellen
11	1.2 Angaben zum Dünger					
12	Düngemittelbedarf gesamt (organisch + mineralisch)	[kg _N /ha*a]	170		150 [1]	
13	mineralischer Dünger	[kg _N /ha*a]	70		150 [1]	
14	Emissionsfaktor mineralischer Dünger	[kgCO ₂ eq/kg _N]	4,571	4,571	4,571	[5] Annex VIII
15	Emission aus mineralischer Dünger	[kgCO ₂ eq/ha*a]	319,970		685,650	
16	K-Dünger	[kg/ha]	40		0,000 [1]	
17	Emission-K-Dünger	[kgCO ₂ eq/kg]	0,4167		0,4167 [5]	
18	Lachgasemission (IPCC)	[kgN ₂ O/ha*a]	3,9663		3,667 [6]	
19	CO ₂ eq Lachgasemission (IPCC)	[kgCO ₂ eq/ha*a]	1.181,96	0,00	0,00	1.092,62
20	Emission aus Dünger	[kgCO ₂ eq/ha*a]	1.518,60	0,00	0,00	1.778,27

Abbildung 17: Auszug Excel-tool Dünger-Emissionsberechnung im Blatt Biogas

Die orange hinterlegten Felder weisen auf eine **Eingabegröße** hin. Die gelb hinterlegten Felder auf **Werte aus Datenbanken**. Die grauen Felder beinhalten dagegen eine **Formel** im Hintergrund. Dort darf nichts eingetragen werden, da dies die dahinterliegende Formel überschreiben würde. Die Daten zur Berechnung der THG-Emission aus der Fahrzeugnutzung auf dem Feld und Straße stammen vom Agrarbetrieb in Clausnitz. Die Emissionen aus der Nutzung von flüssigen Biokraftstoffen wie Rapsöl sind mit 0 angesetzt und werden laut RED II nicht mit bilanziert [RED II, L328/154 Absatz 13]. Im vorliegenden Beispiel der Bergland Clausnitz werden mit selbst erzeugtem Rapsölkraftstoff 40% des gesamten Kraftstoffbedarfs des Betriebes gedeckt und damit die Emissionen in der THG-Bilanz verbessert.

Die für den Anbau eingesetzten Emissionswerte der Chemikalien (z.B. Pflanzenschutzmittel - PSM) wurden für die Berechnung aufgearbeitet. Die aufgebrauchten Mengen von PSM wurden im separaten Datenblatt berechnet und mit den jeweiligen Emissionsfaktoren multipliziert.

Die Werte für die Substrate beziehen sich auf den Hektar (ha) Anbaufläche und sind durch die Erntemenge pro ha dividiert und auf kg umgerechnet. Zwischenergebnisse werden für eine bessere Nachvollziehbarkeit mit angezeigt. Zur Umrechnung auf MJ werden die Werte durch die jeweilige Energieausbeute dividiert. Die Berechnungen orientierten sich am Verbundvorhaben ZertGas [DBFZ 2021].

Eine Ungenauigkeit besteht bei der Berechnung der Emissionen aus dem Transport der Rohstoffe vom Feld zur Biogasanlage. Es wurde ein Durchschnittswert von 5 km Feld-Hof-Entfernung nach Angaben der Agrargenossenschaft in Clausnitz verwendet. Weiterhin existieren keine exakten Verbräuche der eingesetzten Landmaschinen und Aufzeichnungen, welche Maschinen an der Produktion der jeweiligen Kulturen beteiligt gewesen sind. Diese Angaben wurden als Richtwert aus der Literatur entnommen [DBFZ

2021]. Im Betrieb wird Rindergülle nicht mit Landmaschinen über die Straße zur Biogasanlage transportiert und dadurch wurden keine Transportemissionen berücksichtigt. Die Berechnung der Emissionen erfolgte durch das Multiplizieren der jeweiligen *Transportstrecke beladen* mit dem *Verbrauch beladen*, danach addiert mit der *Transportstrecke unbeladen* und multipliziert mit dem *Verbrauch unbeladen*. Weiterhin fließt die bekannte Ladekapazität der Anhänger ein. Die Emissionen werden in gCO₂eq/MJ angegeben. Die Berechnung erfolgte auch in diesem Fall analog zum Projekt ZertGas [DBFZ 2021] und ist in Abbildung 18 dargestellt.

		Getreide (Weizen) trocken	Gülle	Blühpflanzen- Silage	Grassilage	Quellen
46	2. Emission aus Transport und Vertrieb (e_{td})					
47	Transportstrecke beladen	[km]	5	5	5	[1]
48	Transportstrecke unbeladen	[km]	5	5	5	[1]
49	Kraftstoffverbrauch beladen	[l/km]	0,46	0,46	0,46	[3]
50	Kraftstoffverbrauch unbeladen	[l/km]	0,25	0,25	0,25	[3]
51	Ladekapazität	[t]	16	1	7	[1]
52	Anteil Diesel	[%]	60	60	60	[1]
53	CO ₂ -eq Diesel	[kgCO ₂ -eq/l]	3,44	3,44	3,44	[3]
54	Emission aus Transport und Vertrieb (e _{td})	[gCO ₂ -eq/MJ]	0,05	0,00	0,52	0,19
55	Emission aus Transport und Vertrieb (e _{td}) Standardwert	[gCO ₂ -eq/MJ]	3,1	0,8	0	[2]

Abbildung 18: Ausschnitt Excel-tool, Emission aus Transport und Vertrieb

Die Emissionen aus der Verarbeitung müssen wiederum anlagenspezifisch betrachtet werden. Deshalb sind Zusatzstoffe, die zum Beispiel zur Biogasaufbereitung Verwendung finden (Eisenhydroxid und Aktivkohle), nur bei der Anlage bilanziert, bei der sie eingesetzt werden. Weiterhin spielen Strom und Wärmebedarf eine Rolle. Da die Biogasanlagen nur Wärme aus der BHKW-Abwärme verwenden, wurde die Wärmemenge laut Vorgaben der RED II nicht mit einbezogen. Der Strombedarf der Anlagen wiederum, der über das Stromnetz abgedeckt wird, wurde mit betrachtet. Der Emissionsfaktor entspricht dem des europäischen Strommixes, da laut Literatur [DBFZ 2021] dies der gängigen Praxis entspricht. Allerdings sind laut RED II auch Standardwerte der regionalen Versorger zugelassen. Einbezogen wurde der Transport mit Radlader an den Biogasanlagen, um Substrate umzuschichten und zu transportieren. Der Einsatz wurde über die Betriebsstunden des Radladers berücksichtigt. Aus den Werten Einsatzzeit und Verbrauch pro Betriebsstunde (Bh) erfolgte im Datenblatt eine Berechnung des gesamten Dieselerverbrauches.

Die Methanverluste durch Diffusionsverluste aus dem Gasspeicher und Leckagen wurden mit 1,5 % für Biogasanlagen mit offenen Gärrestlager berücksichtigt [LfL 2014]. Ein Verlust von 1% wird für Anlagen mit abgedeckten Gärrestlager verwendet. Geringere Werte sind mit Messungen zu belegen. [DBFZ 2021]. Die betrachtete Biogasanlage setzt überwiegend Gülle (>83 Masse-%) mit einer ausreichenden Verweilzeit von ca. 40 Tagen ein, wodurch die Restgasemissionen im Gärrestlager relativ gering sind. Messungen an Praxisanlagen mit einer hohen Gülleeinsatzmenge erbrachten laut dem Projektpartner AEV Restgasemissionen aus Gärrestlager von unter 1,25%. Weiterhin wird die betrachte Biogasanlage regelmäßig auf Undichtigkeiten hin mit einer Gasleakage-Kamera untersucht und festgestellte Mängel sofort abgestellt. Bei den beiden 75 kW-BGA wird mit 1% Methanverlust gerechnet, da diese Anlagen eine Verweilzeit von 150 Tagen und einen Gülleanteil von 87,5 Masse-% haben.

Für den Summand Emission aus Kohlenstoffakkumulierung wird für die Güllenutzung ein Bonus von 54 kgCO₂eq/t Frischmasse gewährt [RED II, L328/180]. Dieser ist im Datenblatt umgerechnet auf MJ Biogas.

Die Emissionen aus der Nutzung von Biogas, die aus Methan- und Lachgasemissionen bestehen, wurden aus der Literatur übernommen, da auch hier keine Messungen vorhanden waren [DBFZ 2021].

Da die Substratmission allokiert werden müssen, wurde nach den Formeln der RED II die Energieausbeute, die Gewichtungsfaktoren und die Rohstoffanteile berechnet [RED II, L328/180]. Dies erfolgte aufgrund unterschiedlicher Substratmischungen der einzelnen Biogasanlagen anlagenspezifisch.

Schlussendlich werden die Emissionen aufgeteilt auf Wärme und Strom im KWK-Prozess nach den Vorgaben der RED II. Ebenso bedürfen die Minderungspotentiale keiner Eingabe des Benutzers [RED II, L328/183].

Es wurden zur Vergleichbarkeit zu den einzelnen Emissionssummanden Standardwerte mit angegeben. Da teilweise kein Standardwert für das Treibhausgasminierungspotential vorhanden war, wurde ein „Vergleichswert“ berechnet aus den Komparatoren der RED II für Elektrizität oder Wärme und dem Standardwert für THG-Einsparpotential (s. Anlagenausführung Fall 2 in der RED II bei 80% Gülle und 20% Mais) [RED II, L328/177]. Da der Vergleichsfall nicht der Anlagenausführung bei diesem Projekt entspricht, sind diese Werte nur als „Richtwert“ zu betrachten mit begrenzter Genauigkeit, siehe Abbildung 19.

175	8. THG-Minderungspotential				
176	Komparator für Elektrizitätsemission $EC_{F(e)}$	[gCO ₂ eq/MJ _e]	183		[2]
177	Komparator für Wärmeemission $EC_{F(h)}$	[gCO ₂ eq/MJ _{Wärme}]	80		[2]
178	THG-Emission Elektrizität Vergleichswert	[gCO ₂ eq/MJ]	37		[2]
179	THG-Minderungspotential Elektrizität Vergleichswert	[%]	79,781		
180	THG-Emission Wärme Vergleichswert	[gCO ₂ eq/MJ]	41,302		
181	THG-Minderungspotential Wärme Vergleichswert	[%]	48,372		
182	Anforderungen THG-Einsparung für Biomethan im Verkehr	[%]	≥ 50		[2]

Abbildung 19: Vergleichswertangabe im Excel-Tool, Blatt Biogas

Danach erfolgt die Berechnung der anlagenspezifischen THG-Minderungspotenziale für die erzeugte Wärme und Strom.

Berechnung der Emissionen aus der Erzeugung und Nutzung von Rapsölkraftstoff

Im Wesentlichen unterscheiden sich die Berechnungen der THG-Bilanz von Biogas und Rapsölkraftstoff nur bei den Emissionen der Verarbeitung und der Nutzung. Da Rapsöl aus ölhaltigen Rapssamen in einer Ölmühle gewonnen wird, entfallen die Allokationen nach verschiedenen Inputs und mehreren Anlagen wie beim Biogas.

Die RED II bestimmt bei mehreren Inputs ein anderes Allokationsverfahren, wodurch hierbei der Allokationsfaktor Brennstoff und der Faktor Brennstoff Rohstoff von Bedeutung sind [RED II, L328/155 Absatz 18].

Der Allokationsfaktor berücksichtigt, dass aus der Rapssaat zum Großteil Rapspresskuchen entsteht und die Emissionen aus Anbau und Ernte nicht komplett dem Rapsöl zugeordnet werden. Der Rohstoff-Faktor hingegen berücksichtigt, dass der Energiegehalt der gesamten Rapsernte größer ist als der des gewonnenen Rapsöls. Dadurch verteilen sich die Emissionen pro MJ geerntete Rapssaat und verringern sich gegenüber dem Bezug nur auf die erzeugte Menge an Rapsöl.

Hinzu kommt die Allokation der Emissionen der feuchten Masse auf die Trockenmasse, da die Erntefrischmasse höher liegt und damit geringere gewichtsspezifische Emissionen verursacht. Allerdings werden dem Wasser keine Emissionen zugeordnet, was eine Erhöhung der gewichtsspezifischen Emissionen bedeuten würde.

Weitere Eingabewerte zu Anbau und Ernte (e_{ec}), wie zur Düngung, zu den landwirtschaftlichen Fahrzeugen, eingesetzten Chemikalien und den Emissionen aus Transport und Vertrieb (e_{td}) werden abgefragt.

Bei der Verarbeitung in der Ölmühle spielt der Strombezug der Ölmühle eine entscheidende Rolle. Die Trocknung und Vorwärmung der Ölsaart vor der Pressung erfolgt mit Abwärme aus den Biogas-BHWK, die in die Bilanz laut der RED II nicht mit einfließen.

Es erfolgt keine Messung der verbrauchten Elektroenergie der Ölmühle in der AG „Bergland“ Clausnitz. Es wurde der Überschlagswertwert 64 kWh/t Saat aus den Anschlusswerten und Einsatzzeiten der Maschinen von der Agrargenossenschaft verwendet, der sich mit Praxiswerten vom TFZ im Bereich von 51 bis 83 kWh/t Saat deckt [TFZ 2016].

Nicht ausgefüllte Zellen sind für die Betrachtung von anderen Ölmühlen vorgesehen, um z.B. die Emission von Wärme zu berücksichtigen. Es werden keine Nutzungsemissionen bilanziert, da keine Lachgasemissionen bzw. Methanemissionen bei der Nutzung von Rapsölkraftstoff bekannt sind.

Die Gesamtemissionen setzen sich aus den jeweiligen Einzelemissionen zusammen. Zur Berechnung der THG-Einsparung wird der Komparator für Kraftstoffemissionen verwendet [RED II].

104					
105	5. Gesamtemission (E)		Einheit der Emission aus Dropdownliste		
106	Emission des Kraftstoffes ($e_{ec} + e_{td} + e_p$)	[gCO ₂ eq/MJ]	21,647		
107	Emission des Kraftstoffes Standardwert	[gCO ₂ eq/MJ]	40,000		[2]
108					

Abbildung 20: Auswahlmöglichkeit der Einheit im Excel-Tool, Blatt Rapsöl

Für bessere Vergleichbarkeit kann in einer Dropdownliste die Einheit von gCO₂eq/MJ in gCO₂eq/kWh geändert werden, siehe Abbildung 20.

Berechnung der Emissionen aus der Produktion und Nutzung von Holzhackschnitzel zur Wärmeherzeugung

Die Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. erzeugt Holzhackschnitzel für den Betrieb von sieben eigenen Heizungsanlagen. Das Holz dafür stammt aus Waldrestholz vom betriebseigenen Wald und aus Landschaftspflegematerial von der Feldrandpflege. Es müssen die Emissionen aus diesen Quellen nicht berücksichtigt werden, da dieses Holz als „Abfall“ bei der Gewinnung von Stammholz und der Pflege anfällt [LfL 2014]. Einzig die energetischen Aufwendungen der Zerkleinerung (Hacken), als Option die Pelletierung und der Transport müssen berücksichtigt werden. Im Rechenmodell wurde das Hacken der Verarbeitung zugeordnet, da diese Stufe auch als verarbeitender Schritt interpretieren werden kann. Die Genossenschaft baut Weiden im Kurzumtrieb (KUP) auf 1,4 ha an. Diese Holzquelle wird in der THG-Bilanz nicht berücksichtigt, da die KUP aktuell nicht in der üblichen Rotationszeit von 3 bis 4 Jahren geerntet wird. Durch den hohen Anfall von Holz aus den vorher genannten Quellen werden die Rotationszeiten der KUP deutlich verlängert.

Für die Erzeugung von Holzhackschnitzel wird überwiegend Fichte verwendet. Aus diesem Grund werden Heizwert und Dichte dieser Holzart in der Berechnung verwendet.

Eine Pelletierung wurde durch die Agrargenossenschaft als Option in Erwägung gezogen und ist zur Auswahl im Excel-Tool enthalten, u.a. für weitere Nutzer des THG-Rechners. Mit der Herstellung von Holzpellets würden sich Vorteile in der Lagerung und Logistik ergeben, die aber mit höheren energetischen und apparativen Aufwendungen einhergehen. Zur besseren Vergleichbarkeit besteht eine Auswahlmöglichkeit der Maßeinheit des Heizwerts vom Holz zwischen MJ/t und kWh/t.

Die benötigte Lüfterenergie zur Trocknung wurde nicht gemessen, sondern stammt aus dem TFZ-Bericht 70 „Effiziente Lagerungs- und Aufbereitungsverfahren für Holzhackschnitzel“ [TFZ 2020]. Dabei wurde ein Mittelwert aus dem in diesem TFZ-Bericht ermittelten Werten verwendet.

Für den Transport konnten sowohl die Wegstrecke als auch der Verbrauch der Maschinen nicht ermittelt werden. Die Strecke wurde in Absprache mit der Genossenschaft abgeschätzt bzw. der Verbrauch der Maschinen stammt aus der Literatur [DBFZ 2021].

Es werden keine Nutzungsemissionen bilanziert, da keine Lachgasemissionen bzw. Methanemissionen aus der Verbrennung von Holz bekannt sind. Die Gesamtemissionen werden aus den Einzelemissionen addiert und der Komparator für Wärmeemissionen aus der RED II verwendet. Für bessere Vergleichbarkeit kann die Einheit in gCO₂eq/kWh geändert werden.

II.2.7. Ergebnisse THG-Bilanzierung der Bioenergieanlagen (Biogas, Rapsölkraftstoff und Holz) der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G.

THG-Emissionen der Biogasanlagen

Für den Bereich Biogas können durch sehr hohe Anteile an Rindergülle (83 bis 87 Masse-%) Gutschriften in der THG-Berechnung nach RED II erreicht werden. Dies verbessert die Ergebnisse deutlich, s. Abbildungen 21 und 22.

Die THG-Bilanz zeigt Unterschiede zwischen den beiden 75 kW-Biogasanlagen (BGA) und der BGA an der Milchviehanlage (MVA). Die Gülle-Gutschriften sind im THG-Rechner in gleicher Höhe berücksichtigt, aufgrund der unterschiedlichen Substratmischung wirkt sich die Gutschrift an beiden Anlagentypen verschieden aus. Für Anbau und Ernte wird ein Kraftstoffbedarf von 100 l pro Hektar angesetzt. Durch den Einsatz von 40% Rapsölkraftstoff in den Landmaschinen der Genossenschaft reduzieren sich die Emissionen für Anbau, Ernte und Transport leicht um ca. 2 gCO₂eq/MJ. Rauh gibt den Einfluss in der THG-Bilanz nach RED II vom Kraftstoff mit 3 bis 5 g gCO₂eq/MJ an [Rauh 2021].

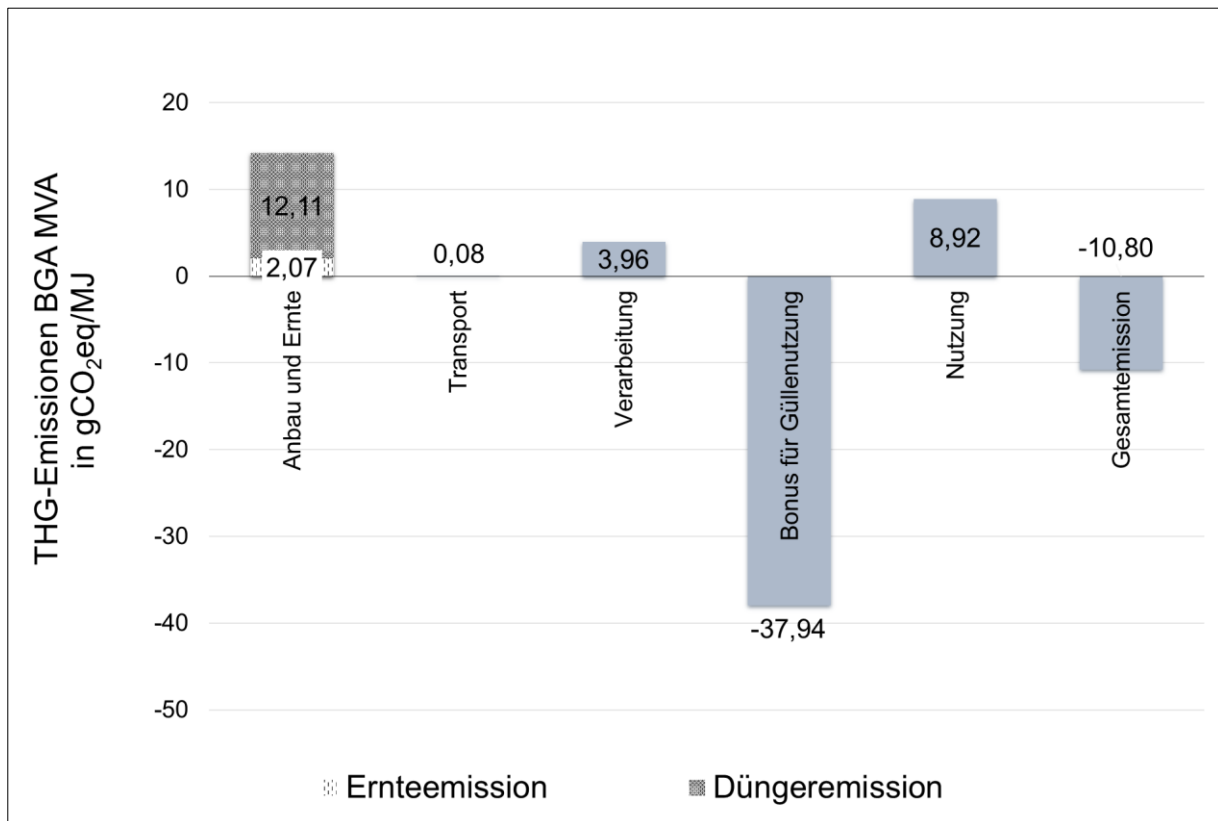


Abbildung 21: THG-Emissionen der Biogasanlage an der MVA der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G.

Die Emissionen aus der Verarbeitung übersteigen mit knapp 4 gCO₂eq/MJ den Standardwert aus der RED II, der mit 1,1 gCO₂eq/MJ angegeben wird. Für eine Zertifizierung wäre es evtl. möglich, auf den günstigeren Standardwert zurückzugreifen. Für die Anbauemissionen für den untersuchten Fall wird in der RED II nur der Standardwert für Getreide mit 27 gCO₂eq/MJ angegeben [RED II]. Dieser wird bei den Berechnungen mit 27,29 gCO₂eq/MJ fast erreicht.

Die größten Anteile neben der Gutschrift auf die THG-Bilanz haben die Emissionen vom Anbau der Substrate (Getreide, Gras) und der Nutzung (Methan- und Lachgas). Wenn höhere Methanverluste angenommen werden, von 1,5 auf 5%, bedeutet dies eine Steigerung der Emission um 1,6 gCO₂eq/MJ.

Die Gesamtemission für die Biogasanlage an der MVA in der Genossenschaft ist mit **-10,80 gCO₂eq/MJ** sehr niedrig. Die Gesamtemission ist dabei nicht die reine Addition der einzelnen Teilemissionen, da die Wirkungsgrade beider BHKW mit einfließen. Der Wert erhöht sich dadurch leicht.

Das THG-Minderungspotenzial ist für die Wärmeerzeugung der BGA MVA mit 108,4% und für die Stromerzeugung mit 110,3% sehr hoch. Damit werden die Anforderungen an die Mindesteinsparung nach RED II für die Stromproduktion ab 2021 von 70 bzw. 80% ab 2026 sicher eingehalten. Untersuchungen an Praxisanlagen nach RED II ergaben für reine Gülleanlagen ein THG-Minderungspotenzial für Strom von 159% und bei BGA mit Gülle und NAWARO zwischen 60 und 97% [Rauh 2021].

Als Substrate werden in der BGA an der MVA täglich 70 m³ Rindergülle, 10 t Grassilage und 4 t Getreide eingesetzt und die Emissionen dafür berücksichtigt. Da Getreide höhere Anbauemissionen als Grassilage aufweist und der Anteil als Kosubstrat in beiden 75 kW-BGA deutlich höher ist, kommen höhere Emissionen bei Anbau und Ernte für beide 75 kW-BGA im Vergleich zur BGA MVA. Die tägliche Substratration beider 75 kW-BGA besteht aus 7 m³ Rindergülle und 1 t Getreide.

Beide 75 kW-BGA in Clausnitz und Cämmerswalde sind baugleich und werden verfahrenstechnisch mit der gleichen Menge an Substraten beschickt. Deshalb erfolgt eine gemeinsame Darstellung der THG-Emissionen beider Anlagen in Abbildung 22.

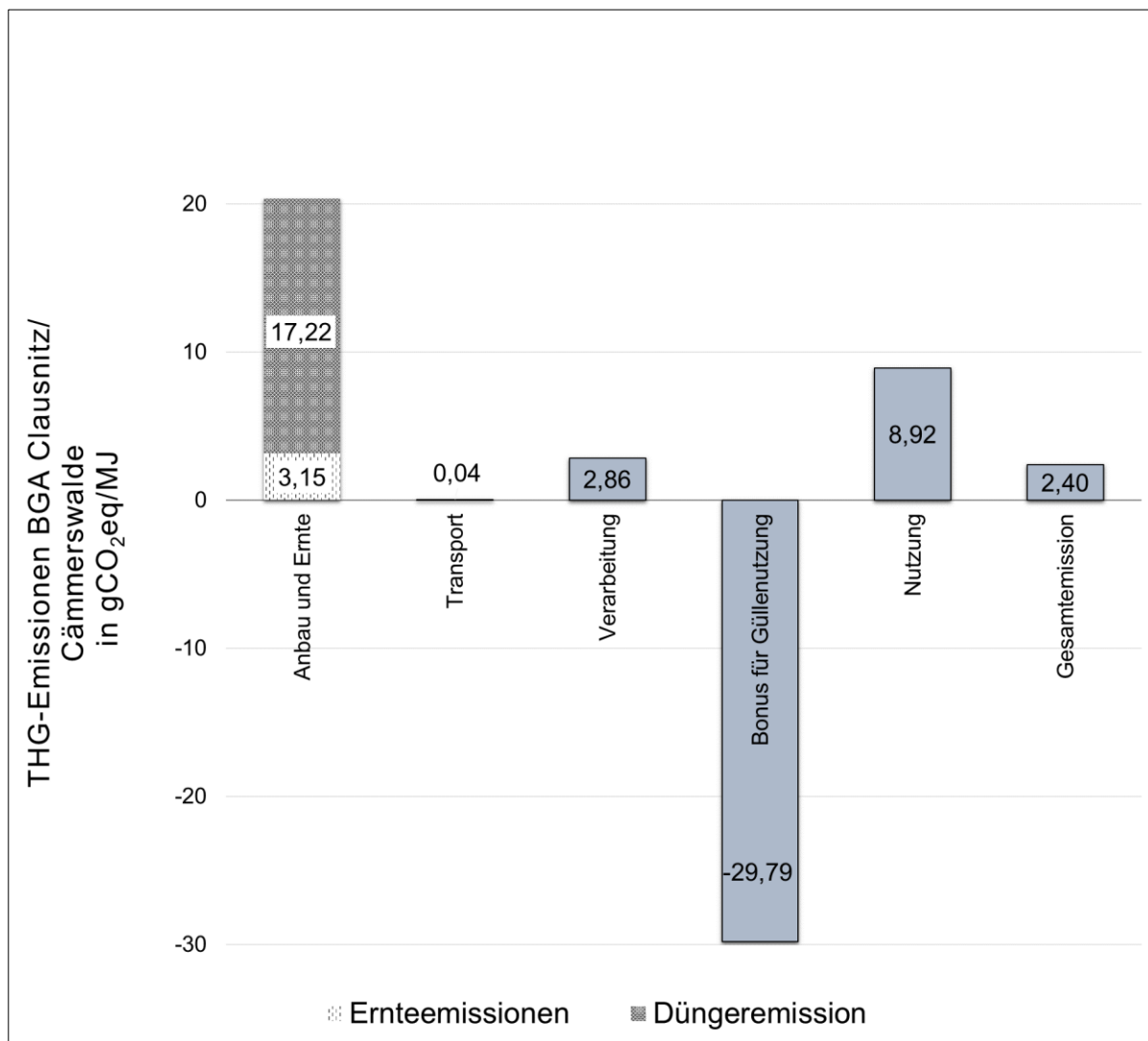


Abbildung 22: THG-Emissionen der 75 kW-Biogasanlagen Clausnitz/Cämmerswalde der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G.

Die größten Anteile neben der Gutschrift auf die THG-Bilanz haben die Emissionen vom Anbau der Substrate (Getreide, Gras) und der Nutzung (Methan- und Lachgas). Eine mögliche Erhöhung der Methanverluste von 1 auf 3% bedeutet eine Steigerung der Emission um 1 gCO₂eq/MJ.

Die Gesamtemission für die Biogasanlagen in Clausnitz und Cämmerswalde sind mit jeweils **2,4 gCO₂eq/MJ** sehr niedrig. Die Gesamtemission ist dabei nicht die reine Addition der einzelnen Teilemissionen, da der Wirkungsgrad des BHKW mit einfließt. Der Wert erhöht sich dadurch leicht. Der Standardwert laut RED II liegt bei 62 gCO₂eq/MJ und damit deutlich über den erreichten Werten beider Anlagentypen [RED II].

Das THG-Minderungspotenzial für die Wärmeerzeugung beider 75 kW-BGA in Clausnitz und Cämmerswalde ist mit jeweils 98% und für die Stromerzeugung mit 97,5% sehr hoch.

THG-Emissionen bei der Herstellung von Rapsölkraftstoff

Bei der THG-Bilanz bezüglich der Herstellung von Rapsölkraftstoff haben die Emissionen aus dem Anbau einen überwiegenden Anteil an den Gesamtemissionen, siehe Abbildung 23. Dabei setzen sich die Düngeremissionen von 18,17 gCO₂eq/MJ aus der Herstellung von N-Dünger und den resultierenden Lachgasemissionen zusammen. Mit einer Verringerung des Einsatzes von N-Düngemitteln könnten die Emissionen am wirkungsvollsten gesenkt werden. Im untersuchten Fall werden 140 kg N/ha für den Rapsanbau verwendet. Die Emissionen aus Anbau und Ernte sind mit 20,68 gCO₂eq/MJ deutlich besser als der Standardwert mit 33,4 gCO₂eq/MJ [RED II].

Für Anbau und Ernte werden 100 l Kraftstoff pro Hektar angesetzt, wobei nur 60 l Diesellokraftstoff für die Bilanz zählt, da die eingesetzten 40% Rapsölkraftstoff laut RED II nicht eingerechnet werden [RED II]. Beim

Einsatz von 100% Diesel steigt der Wert von 2,51 auf 4,09 gCO₂eq/MJ und damit die Gesamtemission um rund 1,6 gCO₂eq/MJ an.

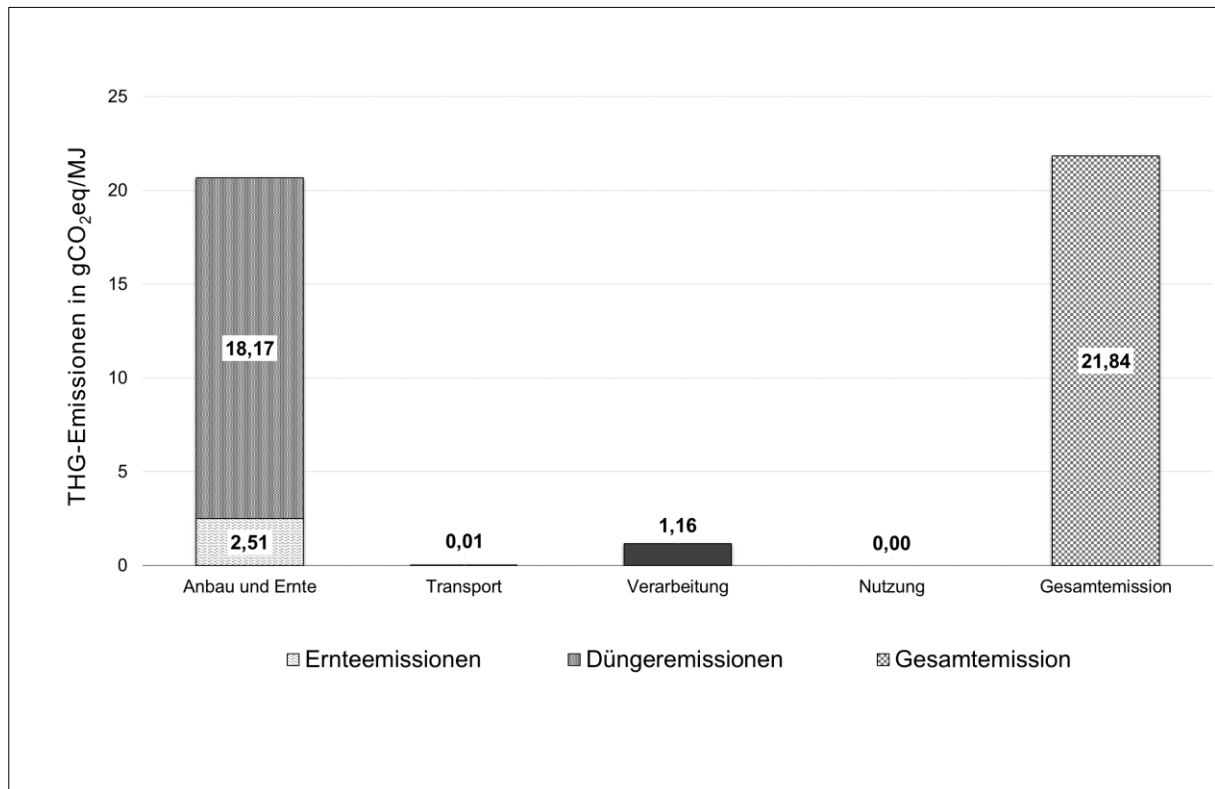


Abbildung 23: THG-Emissionen bei der Herstellung von Rapsölkraftstoff in der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G.

Bei der Verarbeitung wird der Einsatz von Elektroenergie und der Einsatz vom Filterhilfsmittel Tonmineral eingerechnet, wobei ein Wert von 1,16 gCO₂eq/MJ erreicht wird (vgl. Standardwert 5,2 gCO₂eq/MJ). Informationen zu THG-Emissionen des Tonminerals konnten durch Expertenbefragung im TFZ Straubing ermittelt werden [Dressler 2022], wobei dessen Einfluss auf die THG-Bilanz sehr gering ist. Der Einsatz von Wärme wird nicht eingerechnet, da es sich um BHKW-Abwärme aus der Biogasverstromung handelt, d.h. im Standardfall kommt ein THG-Aufschlag durch Wärme dazu. Da es sich um Abwärme handelt, entfällt dieser wieder.

Die Gesamtemission für die Herstellung von Rapsölkraftstoff in der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. betragen **21,84 gCO₂eq/MJ** und sind damit sehr niedrig.

Für den Anbau und die Erzeugung von Rapsölkraftstoff ist ein THG-Minderungspotenzial von 76,77% errechnet worden, welches deutlich über dem Standardwert von 57% liegt. Damit könnten sich für den THG-Quotenhandel Vorteile bei entsprechender Zertifizierung ergeben. Bisher werden unter Einbeziehung von Standardwerten 70% Einsparung für die Erzeugung von Rapsölkraftstoff errechnet.

Die Agrargenossenschaft muss für die Produktion und Vermarktung von Rapsölkraftstoff die THG-Einsparungen jährlich nachweisen. Dieser Nachweis ist zwingend notwendig, um die Befreiung von der Energiesteuer zu erhalten und die Anforderungen der Nachhaltigkeitsverordnung einzuhalten. Dabei wird auf eine vereinfachte Berechnung über die sogenannten NUTS2-Werte und Standardwerte für Verarbeitung und Transport und Vertrieb zurückgegriffen. Es wurde ein NUTS2-Wert von 550 g CO₂eq/kg TM Saat für die Region Chemnitz verwendet. In folgender Tabelle werden die Ergebnisse dieser Berechnung aufgezeigt.

Tabelle 9: Berechnung der THG-Emissionen der Produktion von Rapsölkraftstoff in der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. über NUTS2-Werte

Emission	Einheit	Wert
Voremission Anbau e_{ec}	gCO ₂ eq/MJ	22
Teilstandardwert Verarbeitung e_p	gCO ₂ eq/MJ	5

Emission	Einheit	Wert
Teilstandardwert Transport & Vertrieb e_{td}	$\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$	1
Summe	$\text{gCO}_2\text{eq/MJ}$	28

Im Vergleich zu fossilem Kraftstoff ($94 \text{ gCO}_2\text{eq/MJ}$) ergibt sich dabei ein Einsparpotenzial von **70%** CO_2 -Äquivalent. Dieser Berechnungsweg wird offiziell anerkannt und ermöglicht Praxisbetrieben einen Nachweis der THG-Emissionen bei der Produktion von Rapsölkraftstoff mit relativ geringem Aufwand zu führen. Der Wert von 70% liegt dabei deutlich über dem geforderten Wert der RED II von mindestens 57% THG-Einsparung. Eine Berechnung mit betriebsspezifischen Werten nach den Vorgaben der RED II, wie in diesem Projekt durchgeführt, bietet dagegen eine höhere Genauigkeit und spiegelt die Realität besser wider.

In Untersuchungen der dezentralen Rapsölkraftstoffproduktion in Praxisbetrieben wurde vom TFZ Straubing eine Treibhausgaseinsparung gegenüber der fossilen Referenz von 62% bis 64% nach RED II nachgewiesen [TFZ 2016]. Bei optimierter Produktion werden Werte um 70% als realistisch eingeschätzt. Die für die Genossenschaft in Clausnitz ermittelten Werte liegen mit 76% relativ hoch.

THG-Emissionen bei der Herstellung und Nutzung von Holzhackschnitzel im Heizkessel

Für die Herstellung und Nutzung von Holzhackschnitzel in der Agrargenossenschaft sind folgende Ergebnisse erzielt worden, siehe Abbildung 23.

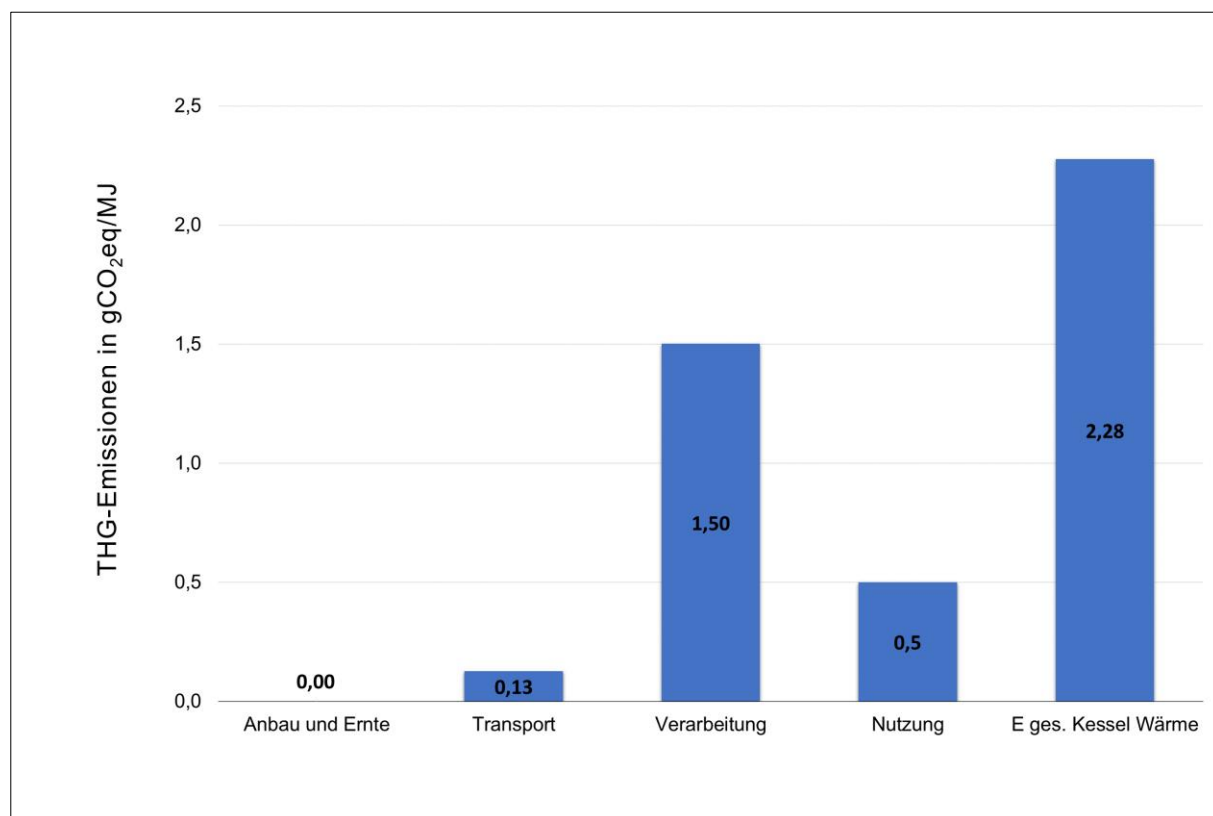


Abbildung 24: THG-Emissionen bei der Herstellung und Nutzung von Holzhackschnitzel im Heizkessel, Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. (E ges. – Gesamte Emissionen)

Die einzelnen Emissionen setzen sich aus $0,13 \text{ gCO}_2\text{eq/MJ}$ für den Transport (zum Sammelplatz, Trocknen, Lager und Heizkessel), der $1,5 \text{ gCO}_2\text{eq/MJ}$ für die Verarbeitung (Hacken, Strom für Lüfter beim Trocknen) und $0,5 \text{ gCO}_2\text{eq/MJ}$ für die Nutzung zusammen. In der untersuchten Variante ist die Differenz beim ermittelten Wert für den Transport mit $0,13$ zu $3,6 \text{ gCO}_2\text{eq/MJ}$ für den Standardwert am höchsten.

Für Anbau und Ernte werden keine Emissionen berücksichtigt, da es sich um Waldrestholz und Holz aus Pflegemaßnahmen handelt.

Die gesamte Emission für die Wärmeerzeugung beim Betrieb der Heizkessel mit Holzhackschnitzel in der Genossenschaft ist mit **$2,28 \text{ gCO}_2\text{eq/MJ}$** sehr niedrig. Der Standardwert laut RED II beträgt $6 \text{ gCO}_2\text{eq/MJ}$

[RED II]. Die Gesamtemission ist dabei nicht die reine Addition der einzelnen Teilemissionen, sondern mit dem Wirkungsgrad der Heizkessel von 0,935 multipliziert. Der Wert erhöht sich dadurch.

Nach der ExpResBio-Methode kommt das TFZ auf höhere THG-Emissionen der Wärmebereitstellung durch Holzhackschnitzel im Bereich von 15 bis 17 gCO₂eq/MJ [TFZ Wissen 2016]. Beachtet werden muss dabei der Bezug auf eine andere Methode und veränderte Randbedingungen, wie z.B. die Herkunft des Holzes bzw. Transportstrecken.

Das THG-Minderungspotenzial ist bei der Wärmeerzeugung mittels Holzkessel in Clausnitz mit **97,15%** sehr hoch. Der Standardwert für Wärme wird mit 91% angegeben [RED II].

II.3. Arbeitspaket 3: Zukunftsoptionen Bioenergie, Anlagenseite

II.3.1. Versuchsanbau mit Blühflächen der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. im Rahmen des Projektes MultiBioLR

Im Projekt inkludiert ist der Anbau und die Verwendbarkeit von blühenden Dauerkulturen und Blühpflanzenmischungen als Biogassubstrat. Hierzu führte das IWTT der TU Bergakademie Freiberg Biogasertragstests durch.

Seit dem Jahr 2015 baut die AG „Bergland“ im Rahmen der Förderrichtlinie Art. 28 der Verordnung (EU) Nr. 1305/2013 - Agrarumwelt- und Klimamaßnahmen (FRL AUK/2015) Blühpflanzen an und besitzt dadurch mehrjährige Erfahrungen. Für Blühflächen existieren Fördermöglichkeiten, wenn bestimmte Kriterien wie eine Bewirtschaftungspause bis 15.09. und der Verzicht auf Düngereinsatz bis 15.09. des Antragsjahres eingehalten werden. Durch die Förderung (AL 5c für mehrjährige Blühflächen und AL 5d für einjährige Blühflächen) wird auch die Wirtschaftlichkeit erreicht.

Der Anbauumfang auf den Flächen der Genossenschaft variierte seit 2015 jährlich zwischen 32 und 48 ha. Mehrjährige und einjährige Mischungen aus Blühpflanzen waren im Anbau vertreten. Nachfolgend ist in Tabelle 10 die Verteilung in den Jahren 2020 bis 2022 aufgestellt. Dabei überwiegt der Anteil an einjährigen Pflanzenmischungen mit über 90%.

Tabelle 10: Verteilung der Anbauflächen an Blühpflanzen der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G.

Anbaujahr	Gesamtfläche [ha]	Fläche mehrjährige Mischungen [ha]	Fläche einjährige Mischungen [ha]
2020	32,92	3,2	29,72
2021	34,73	3,2	31,53
2022	35,12	3,2	31,92

Generell bietet es sich für Agrarbetriebe an, Blühflächen auf schwer zu bewirtschaftende oder ertragsärmere Standorte oder ungünstig gelegene Flächen anzulegen. Es handelt sich in der Genossenschaft größtenteils um ertragsschwache Standorte, kleine und steinige Flächen. Auch ungünstige Flächen am Waldrand, auf denen der Schnee im Frühjahr länger liegen bleibt und Flächen mit Brunnen kommen für den Anbau in Betracht. Bei Maisfeldern werden gern Blühpflanzen als Randflächen besonders an den Ortsseiten verwendet, die gleichzeitig auch als kleiner Pufferstreifen bei Erosionen dienen. Die mehrjährigen Flächen rund um Clausnitz sind alle am Waldrand gelegen.

Bonitur der Versuchsflächen

Im Rahmen des Vorhabens wurden im Jahr 2021 eine Versuchsfläche mit 3 Sorten angelegt. Die Flächen liegen zwischen Clausnitz und Cämmerswalde auf einer Höhe von über 700 m ü. NN. Hier wurden auf einer Fläche von knapp 12 ha drei verschiedene Saatgutmischungen zu Versuchszwecken angebaut. Insgesamt wuchsen Blühpflanzenmischungen in diesem Jahr auf 34,7 ha im Betrieb. Auf der Fläche wurden neben der regionalen Blühmischung **Memendorf blüht auf** (AG Memendorf) die Mischungen **Brache mit Honigpflanzen** (L. Stroetmann Saat) und **TopQuh Bienenweide** (Beiselen) angebaut. Die Standortdetails der Versuchsfläche sind in Tabelle 11 aufgeführt.

Tabelle 11: Standortdetails der Versuchsfläche mit Blühpflanzen im Jahr 2021

Name des Schlages	„Weißbach“
Flächengröße	11,79 ha
Bodenpunkte	22
Höhenlage	700 m über N.N.
Niederschlag	ca. 960 l/a

Die Sortenauswahl erfolgte in Abstimmung mit der Agrargenossenschaft und orientierte sich an den lokalen Standortansprüchen. Die Mischung **Memmendorf blüht auf** stammt aus der Region von der Agrargenossenschaft Memmendorf e.G., die westlich von Freiberg gelegen ist. Diese Genossenschaft hat eine eigene Mischung aus unterschiedlichen Blühpflanzen zusammengestellt und auf die eigenen Anforderungen ausgerichtet. Die AG Memmendorf ist vom Sächsischen Landesbauernverband (SLB) als sogenannter bienenfreundlicher Betrieb ausgezeichnet und hat eine jahrelange Kooperation mit regionalen Imkern aufgebaut.

Bei der Auswahl der Pflanzenarten sollte darauf geachtet werden, gebietseigene Wildpflanzenarten zu verwenden, weil viele Insektenarten auf bestimmte, einheimische Pflanzenarten spezialisiert sind. Wichtig bei diesen Flächen ist die Blühfolge, um für Insekten die Trachtlücke (Pollen und Nektar) in den Sommermonaten auszugleichen. Auch wenn Blühpflanzen Vorteile für Boden und Biodiversität bieten, müssten Wege gefunden werden, um bei hohem ökologischem Wert ein möglichst hohes Ertragspotenzial zu erzielen, um nach der Blüte im Herbst die Pflanzen als Ausgangsstoff für die Biogaserzeugung zu nutzen.

Die Samen der drei Versuchsflächen wurden am 14. Mai 2021 gedrillt. Der Zeitpunkt lag aufgrund von Betriebsabläufen der Agrargenossenschaft relativ spät. Im Vorjahr erfolgte der Anbau 3 Wochen zeitiger. In Abbildung 25 ist der Stand der Versuchsflächen am 25. Juni 2021 dokumentiert.



Abbildung 25: Versuchsfläche mit Blühpflanzen im Aufwuchs am 25. Juni 2021

Die eingesetzten Mischungen enthalten bis zu 15 Arten (verschiedenen Kleearten, Phacelia, Sonnenblumen, Sommerwicke, Serradella, Borretsch, Lupine, Futtererbse, Malve, u.a.).

Am 29. Juli 2021 fand ein Feldtag zur Besichtigung der Versuchsflächen mit Blühpflanzen statt, zu der neben Pressevertretern 15 Personen teilnahmen. Die besichtigte Fläche nutzt die Agrargenossenschaft "Bergland" Clausnitz seit mehreren Jahren als Blühfläche. Dadurch, dass immer derselbe Schlag für Blühmischungen genutzt wird, ergeben sich keine Probleme mit einer eventuellen Verunkrautung von Nachfolgekulturen. Der Bestand auf den Flächen war sehr dicht und stand in der Blüte. Teilweise waren weitere Pflanzenarten von Vorkulturen wie Hafer, Senf, Leindotter und auch Disteln zu erkennen. Einzelne Pflanzenarten wie der Buchweizen waren schon verblüht.



Abbildung 26: Feldtag zur Besichtigung der Versuchsflächen mit Blühpflanzen am 29.07.2021

Am 11.08.2021 erfolgte eine Bonitur des Aufwuchses auf den Blühflächen durch Mitarbeiter der Agrargenossenschaft und dem SNB. Dabei sollte der Deckungsgrad und die Artzusammensetzung auf den Blühflächen und/oder evtl. unerwünschter Unkrautbesatz bestimmt werden. Die Untersuchung fand mit einem Göttinger Bonitur Hilfsrahmen statt. Dieser hat die Abmessung 50 cm x 50 cm. Um für die einzelnen Flächen eine möglichst gute Einschätzung des Deckungsgrades zu bekommen, wurden pro Fläche jeweils 4 Boniturspunkte (je 0,25 m²) zufällig beprobt, um ein repräsentatives Ergebnis zu erhalten. In den Abbildungen 27 bis 30 sind einzelne Arbeitsschritte der Bonitur dokumentiert.



Abbildung 27: Göttinger Bonitur Hilfsrahmen



Abbildung 28: Schnitt bei der Bonitur



Abbildung 29: Auszählung bei der Bonitur

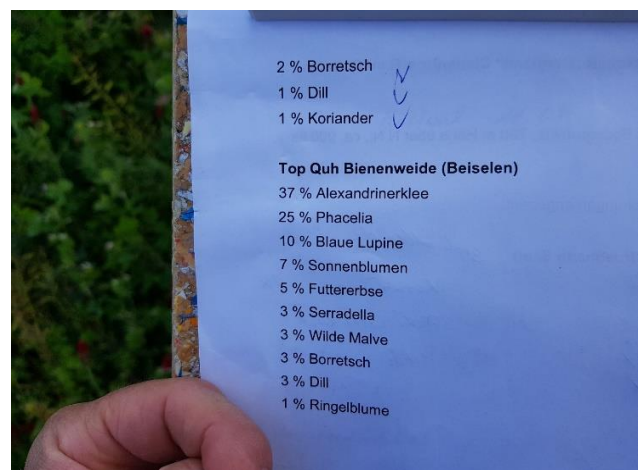


Abbildung 30: Vergleich mit Saatenliste

Tabelle 12: Ergebnisse Vergleich Saatgut der Blühpflanzenmischungen mit der Bonitur (nur Fläche 1) und Frischmasse der genommenen Proben, 05.08.2021

Blühmischung	„Brache mit Honigpflanzen“		„Memmendorf blüht auf“	„TopQuh Bienenweide“
	Fläche 1		Fläche 2	Fläche 3
Lieferant	L. Stroetmann Saat GmbH & Co. KG		Agrargenossen- schaft Memmendorf e.G.	Beiselen GmbH
Zusammensetzung	13 Sorten [%]	Bonitur: 13 Sorten [%] (ausgezählte Pflanzen)	15 Sorten [%]	10 Sorten [%]
Buchweizen	30	7 (19)	20	
Sonnenblume	15	1 (3)	8	7
Inkarnatklee	12	16 (45)	3	
Alexandrinerklee	12	14 (40)	2	37
Sommerwicke	8	7 (19)		
Phacelia	6	3 (8)	15	25
Perserklee	5	2 (7)	2	
Weißklee	3	49 (142)	5	
Rotklee	3			
Steinklee	2			
Koriander	2	1 (3)	1	
Dill	1	1 (3)	1	3
Ringelblume	1	0,34 (1)	5	1
Saatwicke			20	
Serradella			12	3
Schwedenklee			2	
Kornblume			2	
Borretsch			2	3
Blaue Lupine				10
Futtererbse				5
Wilde Malve				3
Frischmasse der Probe	2,89 kg/m ²		6,58 kg/m ²	4,23 kg/m ²

Alle Sorten der Blühmischung auf Fläche 1 Brache mit Honigpflanzen fanden sich in der Bonitur wieder. Die Kleesorten sind sehr dominant und konnten teilweise nicht namentlich zugeordnet werden. Die Blühmischung beinhaltet 30% Buchweizen, wovon nur 7% in der Bonitur sich wiederfanden. Dagegen sind Rot-, Weiß- und Steinklee mit 2 bis 3% in der Blühmischung vorhanden und in der Auszählung mit 49% (ca. die Hälfte der Pflanzen). Sonnenblumen mit 15% in der Blühmischung konnten nur zu 1% gezählt werden, s. Tabelle 12.

Bei Saatgut gibt es immer die Unklarheit bei der Deklaration in %. Es kann einerseits die Anzahl von Samen als Ausgangspunkt genommen werden oder das Gewicht der Samen. Folgendes Beispiel zur Erklärung: 1 Sonnenblumensamen ist genauso schwer wie z.B. 40 Rotkleesamen. Somit besteht die Mischung jeweils

aus 50%, wenn das Samengewicht der Bezugspunkt ist. Bei Aussaat steht in diesem Fall überwiegend Klee gegenüber nur einer Sonnenblume. Das könnte eine Ursache für die beobachteten starken Abweichungen bei der Bonitur sein.

Aufgrund des starken Vorkommens von verschiedenen Kleearten sind einige Samen der angebauten Mischungen nicht aufgegangen und konnten sich nicht durchsetzen. Besonders bei den Flächen 2 und 3 könnte die Vorkultur mit Blühpflanzen Einfluss genommen haben. Verstärkt fanden sich zusätzliche Arten auf den Flächen wieder (z.B. Kornblume, Koriander, Leindotter, Diestel und Inkarnatklee). Obwohl auf der Fläche 2 **Memmendorf blüht auf** Buchweizen mit 20% in der Saadmischung enthalten ist, konnte dieser kaum visuell festgestellt werden. Die Ergebnisse der visuellen Beurteilung der Flächen sind in Tabelle 13 aufgeführt.

Tabelle 13: Ergebnisse der visuellen Beurteilung der Versuchsflächen, 05.08.2021

Blühmischung	„Brache mit Honigpflanzen“ Fläche 1	„Memmendorf blüht auf“ Fläche 2	„TopQuh Bienenweide“ Fläche 3
Zustand der Fläche	Anbau Sommergerste im Vorjahr	Anbau Blühfläche im Vorjahr	Anbau Blühfläche im Vorjahr
visuelle Beurteilung	Blühmischung findet sich wieder	Hauptbestandsbildner: Inkarnatklee (dominant), Borretsch, Alexandrinerklee, Persischer Klee, Sonnenblume	Blühfläche weist einen hohen Deckungsgrad und Artenvielfalt auf; allerdings decken sich die Arten nicht mit den angesäten Arten der Blühmischung
	Zusätzliche Arten: Ackerhellerkraut, Melde, vermutlich Acker-Vogelknöterich, Diestel	Einige Arten der angebauten Mischung konnten sich nicht etablieren, evtl. wegen dichtem Inkarnatkleebestand	Zusätzliche Arten: einzelne dichte Diestelnester, Kornblume, Koriander, Leindotter
		Kaum Buchweizen, obwohl 20% im Saatgut und auf benachbarter Fläche 1 sehr häufig	Dichte Bestände von Inkarnatklee, obwohl nicht in der Blühmischung vorhanden

Proben von allen 3 Versuchsflächen wurden am Tag der Bonitur geerntet und anschließend von der Agrargenossenschaft getrocknet und für die Durchführung von Biogasertragstests an der TUBAF zur Verfügung gestellt.

In den nachfolgenden Abbildungen einige visuelle Eindrücke von den 3 Versuchsflächen am Feldtag, 29. Juli 2021, zu sehen. Es konnte subjektiv eine hohe Attraktivität für den Besuch durch Insekten festgestellt werden. Auf einer Abbildung ist sogar ein Schmetterling abgebildet.

Die Genossenschaft arbeitet mit lokalen Imkern zusammen, die über bestimmte Maßnahmen (z.B. Rapsspritzen) auf den Flächen informiert werden. Bei anstehenden Grünlandschnitt belassen demnach die Imker die Honigbienen in ihren Beuten, um Verluste von bis zu einem Volk zu vermeiden. Das ist besonders beim ersten Schnitt im Mai wichtig, da in dieser Zeit einige Blühpflanzen auch im Grünland Insekten anziehen.



Abbildung 31: Detail Versuchsfläche 1 mit Mischung **Brache mit Honigpflanzen**,
Sorten erkennbar u.a. Buchweizen, Phacelia, Sonnenblumen, Weißklee, Inkarnatklee, 29. Juli 2021



Abbildung 32: Detail Versuchsfläche 2 mit Mischung **Memmendorf blüht auf**, 29. Juli 2021
Sorten erkennbar u.a. Buchweizen, Inkarnatklee, Sonnenblumen, Disteln, Weiß- und Rotklee



Abbildung 33: Detail Versuchsfläche 3 mit Mischung **TopQuh Bienenweide**,
Sorten erkennbar u.a. Ringelblume, Kornblume, Inkarnatklée, Borretsch, 29. Juli 2021

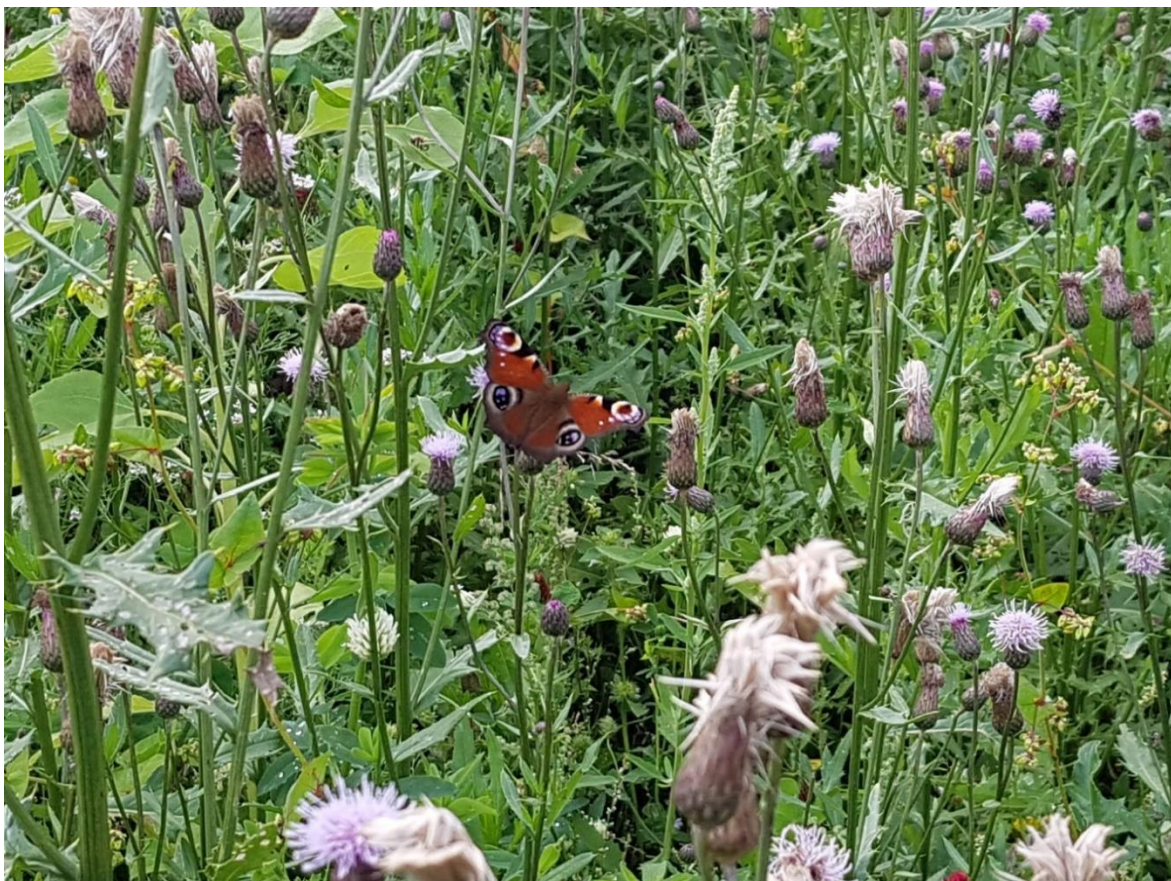


Abbildung 34: Detail Versuchsfläche 1 mit Mischung **Brache mit Honigpflanzen**,
Sorten erkennbar u.a. Weißklée, Buchweizen, Sonnenblumen, Disteln mit Schmetterling, 29. Juli 2021

Am 16. Oktober 2021 fand die Ernte der Blühpflanzen auf den Versuchsflächen und den übrigen Flächen mit Blühpflanzen statt. Der Erntezeitpunkt war in diesem Jahr zeitiger als in den bisherigen Jahren. Durch den späteren Aussaattermin war der Bestand noch sehr grün. Die Jahre davor war die Blühmischung komplett abgestorben und braun. Es fehlte dadurch einiges an Blattmasse. Zudem wurde bei der Ernte darauf geachtet, die Bestände sehr hoch zu mähen, damit keine Steine in den Häcksler gelangen, um einen teuren Schaden zu vermeiden. Bei der Handernte während der Bonitur erfolgte die Ernte im Gegensatz dazu kurz über den Boden, um die gesamte Masse zu erhalten. Dadurch kommen ca. 10 cm Differenz in der Schnitthöhe zustande, die zu starken Abweichungen in den Erträgen führen. Die Frischmasseangaben in Tabelle 12 können somit nicht auf den Hektar hochgerechnet werden.

Insgesamt lag der durchschnittliche Ertrag bei ca. 44,4 dt Frischmasse (FM)/ha (entspricht 4,44 t FM/ha) im Jahr 2021 mit einer Trockensubstanz (TS) von 28%. Im Vorjahr 2020 schwankten die Erträge der Blühflächen zwischen 60 und 80 dt FM/ha bzw. 6 bis 8 t FM/ha. Einer der Gründe für geringere Erträge im Jahr 2021 gegenüber dem Jahr 2020 sind u.a. Hagelschäden.

Die Ertragsangaben sind als sehr ungenau zu betrachten, da die Mengennmessung beim Häckseln der Blühflächen Probleme bereitet. Wenn relativ wenig Masse in den Häcksler kommt, stimmen die gemessenen Werte vielfach mit der Realität nicht überein. Der Durchfluss des Erntegutes wird nur unzureichend registriert auch bei sehr trockenem Erntegut, was in den letzten Jahren der Regelfall war. Die Maschine erkennt die Menge nur teilweise.

Andere Praxisversuche berichten von Erträgen zwischen 15 und 55 t Frischmasse pro Hektar, wobei im Durchschnitt Werte um 30 t FM bei einem Trockensubstanzgehalt von 28% realistisch sind [ErBioWa 2022]. Erträge von Feldversuchen des Netzwerkes Lebensraum Feldflur schwanken zwischen 7 und 17 t Trockenmasse pro Hektar bei einem Trockensubstanzgehalt von 28% [Netzwerk Lebensraum Feldflur 2022].

Die Ergebnisse aus dem Versuchsanbau in der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. erbrachten gute Ergebnisse, obwohl bei den Ertragsmessungen die beschriebenen Probleme auftraten. Der Aufwuchs wird überwiegend in Grassilage eingemischt und/oder als Deckschicht auf dem Silo verwendet. Diese Mischung dient als Substrat für die Biogasanlage an der MVA. In sehr trockenen Jahren und vertrockneten Beständen wurden in der Vergangenheit die Biomasse der Blühpflanzenflächen nicht geerntet und keiner Nutzung zugeführt.

Aufgrund des Anbaus auf überwiegend den gleichen Flächen lassen sich Probleme mit Unkrautdruck für die Folgejahre vermeiden. Auf der Blühfläche selbst kann sich allerdings Unkraut bei fehlender Bodenbearbeitung weiter vermehren und die Blühpflanzen verdrängen.

II.3.2. Durchführung von Blühpflanzenbiomasse-Fermentierungen (Batch-Versuche)

Mit der vorhandenen Versuchsaapparatur im Biogaslabor des IWTT der TU BAF wurden Batch-Untersuchungen zur anaeroben Fermentation mit Blühpflanzenheu aus dem Versuchsanbau der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. durchgeführt.

Der Versuchsaufbau für Batchuntersuchungen wurde angelehnt an die Vorgaben der VDI-Richtlinie 4630 konzipiert [VDI]. Er besteht aus den folgenden Komponenten:

- Wasserbad mit Temperiereinheit
- 2 Liter Glasfermenter
- Gaszähler des Typs Mikrogaszähler (Milligascounter MGC-1)
- Kondensationsgefäß und gasdichte Schläuche als Verbinder
- Gasanalyse mittels IR- und elektrochemischen Sensoren
- Gasbeutel, diffusionsdicht

Der Versuchsaufbau der Batchversuche am Institut für Wärmetechnik und Thermodynamik entspricht prinzipiell dem des Bergedorfer Gärtests, der Gasvolumenmessung mittels Mikrogaszähler, siehe nachfolgende Abbildung.

Cämmerswalde. Die Höhenlage der Ackerfläche beträgt dort über 700m NN. Die Ernte der Proben von diesen Blümmischungen erfolgte am 18. Oktober 2021 mit einer Motorsense. Anschließend zerkleinerte ein Häcksler die Proben. Aufgrund der geringen Menge wurden die Pflanzenteile im Häcksler stark zerfasert. Anschließend erfolgte eine Heubereitung im Trockenschrank zur Konservierung der Biomasse. Die folgenden Abbildungen zeigen die 3 verwendeten Proben ohne weitere Aufbereitung für die Batchversuche.

Abbildung 37 zeigt den typischen Zerkleinerungsgrad der Heuprobe 1 **TopQuh Bienenweide** aus dem Jahr 2021. Die einzelnen Grasbestandteile weisen dabei zerfaserte Halme mit typischen Längen zwischen 0,5 und 6 cm auf. Maximal sind Bestandteile bis zu 10 cm zu finden.



Abbildung 37: Blühpflanzenheu Probe 1, TopQuh Bienenweide

Die Abbildung 38 zeigt den typischen Zerkleinerungsgrad der Heuprobe 2 **Brache mit Honigpflanzen** aus dem Jahr 2021. Die Grasbestandteile weisen einen ähnlichen Zerkleinerungsgrad und Zerfaserung wie die Probe 1 **TopQuh Bienenweide** auf.



Abbildung 38: Blühpflanzenheu Probe 2, Brache mit Honigpflanzen

Die Abbildung 39 zeigt den typischen Zerkleinerungsgrad der Heuprobe 3 **Memmdorf blüht auf** aus dem Jahr 2021. Die Grasbestandteile weisen einen ähnlichen Zerkleinerungsgrad und Zerfaserung wie die Probe 1 **TopQuh Bienenweide** auf.



Abbildung 39: Blühpflanzenheu Probe 3, Memmdorf blüht auf

In Tabelle 14 sind die Ergebnisse aus der Bestimmung der Trockensubstanz (TS) und der organischen Trockensubstanz (oTS) der jeweiligen Blühpflanzenheu-Proben aufgeführt. Der Anteil der oTS an TS liegt bei den Heuproben in einem Bereich zwischen 86 bis 90%.

Tabelle 14: Trockensubstanz- und organische Trockensubstanz der untersuchten Blühpflanzenheu-Proben

Blühpflanzenheu-Proben	Trockensubstanz (TS) [%]	organische Trockensubstanz (oTS) [%]
1. TopQuh Bienenweide, Beiselen GmbH	90,74	79,96
2. Brache mit Honigpflanzen, L. Schroetmann Saat GmbH & Co. KG	90,31	81,01
3. Memmdorf blüht auf, Agrargenossenschaft Memmdorf e.G.	90,35	78,16

Abbildung 40 zeigt einen von drei durchgeführten Batchversuchen mit Blühpflanzenheu aus dem Jahr 2021 als Beispiel. Aufgrund von Störungen bei der Versuchsdurchführung (Undichtigkeiten, Prozessstörungen, etc.) konnten nicht alle drei Ansätze aus dem Versuch in diesem Diagramm aufgetragen werden. In weiteren Wiederholungen des Versuchs wurden dann entsprechende Werte für die ausgefallenen Ansätze ermittelt.

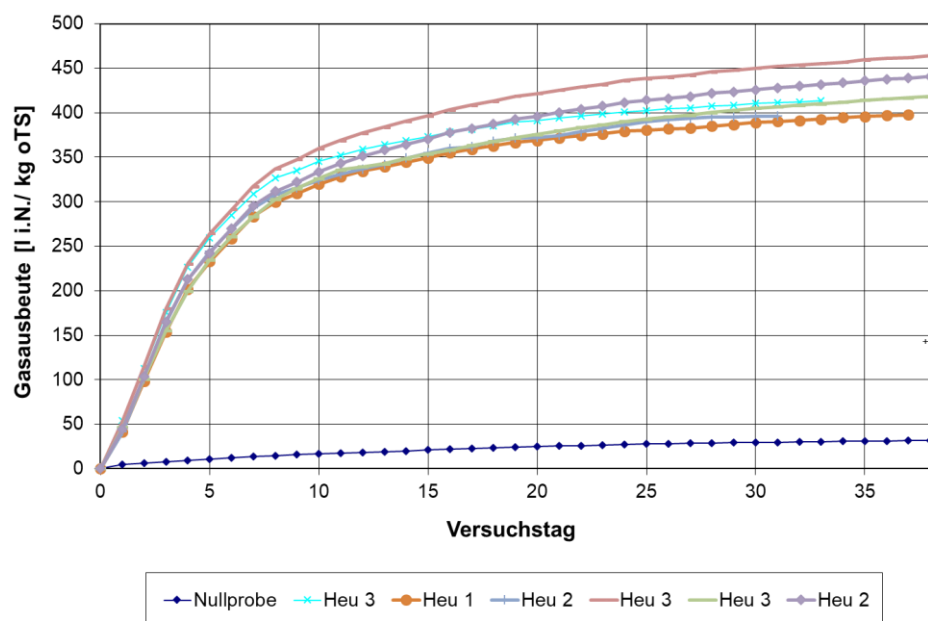


Abbildung 40: Batchversuch mit Blühpflanzenheu aus dem Versuchsanbau der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G., 2021

Das Abbruchkriterium nach VDI 4630 von $< 0,5\%$ (an 3 aufeinanderfolgenden Tagen auftretend) der gesamten Biogasbildung wurde bei diesem Versuch nach 31 bis 38 Tagen und liegt damit im Bereich der anderen beiden Versuche erreicht. Damit ist der Verlauf mit einer langsamen Abbaukinetik typisch für faserreiche Substrate. Trotz der starken Inhomogenität der Proben und der hohen Anzahl an verschiedenen Pflanzen wurden keine starken Abweichungen zwischen den einzelnen Proben registriert.

Für Blühpflanzenheu aus dem Versuchsanbau wurden Methangehalte von bis zu 63,2 Vol.-% und maximal 83 ppm an Schwefelwasserstoff registriert. Der Gehalt an Schwefelwasserstoff liegt auf einem sehr niedrigen Niveau und die Methankonzentration relativ hoch mit Werten über 60 Vol.-%. Alle 3 Proben liegen dabei in einem vergleichbaren Bereich. Die Analysen am Ende der Laufzeit ergaben keine Auffälligkeiten bei den pH- und FOS/ TAC-Werten, was auf einen stabilen Prozess schließen lässt.

Die höchste Gasausbeute wurde von der Probe 3 **Memmendorf blüht auf** mit 417 l Biogas/kg oTS erreicht. Probe 2 **Brache mit Honigpflanzen** erzielte mit 400 l Biogas/kg oTS einen hohen Gasertrag und die Probe 1 **TopQuh Bienenweide** ergab im Schnitt 387 l Biogas/kg oTS im Batchversuch. Die Tabelle 15 zeigt die Zusammenfassung über die durchgeführten Batchversuche mit Blühpflanzenheu aus Clausnitz. Dabei werden durchschnittliche Werte der erzielten Biogasausbeute und der Methangehalte angegeben.

Tabelle 15: Gasausbeute und Methangehalt von Blühpflanzenheu aus dem Versuchsanbau 2021 der AG „Bergland“ Clausnitz e.G. (Durchschnitt)

Blühpflanzenheu-Proben	Gasausbeute (Durchschnitt) [l/kg oTS]	Methangehalt (Durchschnitt) [%]
1. TopQuh Bienenweide, Beiselen GmbH	387,4	62,5
2. Brache mit Honigpflanzen, L. Schroetmann Saat GmbH & Co. KG	400,0	61,6
3. Memmendorf blüht auf, Agrargenossenschaft Memmendorf e.G.	417,0	63,2

Im Durchschnitt lagen alle Blühpflanzenmischungen als Heu bei der erreichten Gasausbeute in einem Bereich von **387 bis 417 l/kg oTS** nah beieinander. Die Methangasausbeuten liegen im Bereich von 242 bis 263,5 l/kg oTS. Auf die Tonne Heu gerechnet ergeben sich Biogasausbeuten zwischen

310 bis 326 m³/t Frischmasse (FM) und damit unterhalb der Werte für Strohpellets von 373 m³/t FM [KTBL 2021]. Das KTBL gibt für Grassilage spezifische Biogasausbeuten von 567 l/kg oTS und für Maissilage 658 l/kg oTS an. Dieser Bereich wird mit Heu aus Blühpflanzenmischungen nicht erreicht.

Im Vergleich zu den ermittelten Ergebnissen von Blühpflanzenheu werden in der Literatur ähnliche Biogasausbeuten genannt, wie z.B. 428 l/kg oTS bei der Untersuchung von frischen Wildblumenmischungen [KTBL 2021]. Beim Methangehalt werden in dieser Literaturangabe 53 Vol.-% angegeben, die als Mittelwert aus einer Vielzahl von Laborversuchen zur Verfügung stehen. Ein weiterer Versuchsanbau an drei Standorten von unterschiedlichen Wildpflanzensilagen und verschiedenen Standjahren durch die Firma Biopract ergab im Batch Laborversuch Biogasausbeuten zwischen 392 bis 403 l/kg oTS [Unmack 2015]. Die Autoren von Cossel et al. berichten über ihre Versuche mit Wildpflanzenmischungen von Methangaserträgen zwischen 241,5 bis 248,5 l/kg oTS [von Cossel 2021].

Ein zusätzlicher Batchversuch mit Blühpflanzenheu, geerntet am 11. August 2021, aus dem Versuchsanbau der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. ergab höhere Biogasausbeuten als die Proben der Ernte Mitte Oktober 2021. In diesem Versuch erzielte die Probe 1 **TopQuh Bienenweide** mit durchschnittlich 489,8 l Biogas/kg oTS die höchste Gasausbeute der 3 Blühpflanzenmischungen. Danach folgen die Probe 3 **Memmendorf blüht auf** mit 459,7 l Biogas/kg oTS und die Probe 2 **Brache mit Honigpflanzen** mit 450 l Biogas/kg oTS. Ein früherer Erntetermin, der aber aufgrund von Förderbestimmungen für Blühflächen für die „Bergland“ Clausnitz keine Relevanz hat, führt zu einer deutlich höheren Biogasausbeute. Die Methangehalte waren ebenfalls erhöht (68 bis 71 Vol.-%) und der Gehalt an Schwefelwasserstoff (max. 37 ppm) niedriger.

Insgesamt wurden 3 Batchuntersuchungen mit jeweils bis zu 10 Ansätzen in der Projektlaufzeit durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen für die untersuchten Blühpflanzenmischungen ein relativ hohes Gasbildungspotenzial bei relativ langen Versuchslaufzeiten auf. Damit ist Biomasse aus Blühpflanzen ein gut geeignetes Substrat zur Erzeugung von Biogas in landwirtschaftlichen Betrieben.

II.3.3. Prüfung der Vermarktungswege von Reststoffen aus Bioenergieanlagen

Durch aktuelle Krisen hat sich der Preis für Mineraldünger um das vier- bis Fünffache erhöht. Zum Teil war Dünger auch nicht mehr lieferbar. Damit rückt automatisch jeder organische Dünger wie Gülle und Mist sofort in den Fokus. Bedingt durch die doch gut verteilte Tierhaltung in der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. kann organischer Reststoff (Gärrest) flächendeckend im eigenen Betrieb vollständig verwertet werden. Eine Separierung vom Gärrest macht nur Sinn, wenn die Nährstoffe über große Entfernungen transportiert werden müssen. In diesem Fall (Clausnitz) ist das nicht sinnvoll, da der Betrieb die Nährstoffe selbst benötigt. Zusätzlich müsste der Betrieb in Ausbringtechnik für Flüssigkeiten (Güllefass) und für Feststoffe (Dung- oder Kompoststreuer) investieren. Mit dem Einsatz von Gärreste aus den eigenen Biogasanlagen konnten gute Ergebnisse im Feldbau erzielt und Mineraldüngermengen eingespart werden.

II.3.4. Prüfung eines Anlagenkonzeptes für die 2. Vergütungsperiode der Biogasanlage an der MVA

Die Agrargenossenschaft "Bergland" Clausnitz e.G. in Rechenberg-Bienenmühle Clausnitz betreibt seit 2001 eine Biogasanlage zur Vergärung von Flüssigkeiten und Feststoffen. Im Jahre 2004 wurde die Anlage um eine Trockenfermentation erweitert. Mit dieser Trockenfermentationsstufe wurden mehr als 50% der fiktiven Neuherstellungskosten investiert. Damit hat die Gesamtanlage das neue Inbetriebnahme-Jahr 2004 erhalten. Die Vergütung nach dem EEG 2004 läuft allerdings am 31.12.2024 aus. Infolgedessen ist auch eine Modernisierung nach dem EEG 2004 nicht mehr möglich.

Die Anlage besteht im Wesentlichen aus folgenden Anlagenkomponenten:

- drei Fermenter mit je ca. 1.200 m³ Faulraum, das gesamte Faulraumvolumen beträgt damit ca. 3.600 m³
- drei Gasspeicher mit je ca. 1.000 m³ und einem Gasspeicher mit ca. 1.400 m³, das Gesamtspeichervolumen beträgt damit ca. 4.400 m³
- einer installierten Leistung von 706 kWel (zwei Gas-Aggregate mit 350 kWel bzw. 356 kWel). Die Betriebsstunden der BHKW liegen bei rund 120.000 bzw. 25.000 Bh.

Als **Eingangsstoffe** werden derzeit eingesetzt:

- ca. 70 m³/d Rindergülle mit 8 – 10% TS

- ca. 10 t/d Grassilage mit einem TS-Gehalt von 25 - 30% und
- ca. 4 t/d Getreide.

Die Gesamtmenge der Einsatzstoffe beträgt somit durchschnittlich 84 t/d bzw. 84 m³/d.

Damit ergeben sich folgende **Randbedingungen**:

- Die Höchstbemessungsleistung liegt bei 575 kWel (durchschnittliche Strommenge der letzten drei Jahre oder max. 95% der installierten Leistung).
- Die Verweilzeit im gasdichten System / Fermenter-System beträgt ca. 40 Tage.
- Bei der derzeitigen Bemessungsleistung kann Biogas für ca. 15 Stunden gespeichert werden.
- Der überwiegende Anteil der anfallenden Wärme der BHKW wird im Betrieb genutzt (Bürogebäude, Wohnungen, Melkstand, Trockner für Holz).

Mit dem EEG 2017 wurde die Möglichkeit geschaffen, Bestandsanlagen unter bestimmten Auflagen weitere 10 Jahre betreiben zu können (die sogenannte 2. Vergütungsperiode). Diese Möglichkeit wurde im EEG 2021 beibehalten. Der Weiterbetrieb ist an erhebliche Auflagen gebunden. Folgende Randbedingungen müssen dafür laut dem EEG 2021 eingehalten werden:

- Teilnahme an der Ausschreibung der BNetzA und Erteilung eines Zuschlages inkl. der Gebotsobergrenze in Verbindung mit einer endogenen Ausschreibung und dem Verlust aller Boni (die Einspeisevergütung verringert sich dadurch von 20 ct/kWh bis 24 ct/kWh auf ca. 18,40 ct/kWh, ohne Degression)
- Die Höchstbemessungsleistung (HBL, Einspeiseleistung) beträgt nur 45% der installierten Leistung, d.h. $706 \text{ kW} \times 0,45 = \mathbf{318 \text{ kW}}$
- Erfüllung von Qualitätskriterien für bestehende BHKW
- Der maximale Anteil von Mais und Getreide beträgt 40%
- Mindestverweilzeit im gasdichten System von 150 Tagen
- Das Eigenstromprivileg entfällt vollständig (mit dem sog. Osterpaket wurde die Möglichkeit der Nutzung von Eigenstrom wieder eingeführt)
- Deutlich verschärfte Abgaswerte im Rahmen der 44. BImSchV (u. a. sinkt der NO_x-Gehalt im Abgas von derzeit 500 mg/m³ auf dann 100 mg/m³) die nur durch den Einsatz von SCR-Katalysatoren eingehalten werden können
- Für die damit verbundenen Umbauten ist eine Änderungsgenehmigung nach §16 BImSchG erforderlich. Mit der Änderung muss auch der gesamte Betrieb alle derzeit gültigen Auflagen erfüllen.

Insbesondere Biogasanlagen, die bis 2004 mit einem hohen bis sehr hohen Gülleanteil errichtet wurden, sind nicht in der Lage diese Auflagen ohne beträchtliche Investitionen und Risiken zu erfüllen.

Die jetzige 1. Vergütungsperiode (1. VP) läuft am Jahresende 2024 aus. Im März 2022 bewarb sich die BGA an der MVA der Agrargenossenschaft an der Ausschreibung für eine 2. VP ab dem Jahr 2025. Der Zuschlag wurde erteilt und dieser kann ggf. auf andere Varianten der Anlagenkonfiguration angepasst werden. Für die Bedingungen der Ausschreibung wurde ein Zuschlagswert von **17,99 ct/kWh** erreicht. Die BGA kann nach dem Zuschlag noch 36 Monaten im derzeitigen EEG betrieben werden. Die Umstellung auf die 2. VP erfolgt dann automatisch.

Die 318 kW Höchstbemessungsleistung (HBL) ist eine Anlagenleistung im Jahresschnitt, d.h. es können Spitzen mit höheren Leistungen und auch Zeiten mit niedrigeren Leistungen gefahren werden.

Um die Abdeckung des offenen Gärrestlagers (für die Mindestverweilzeit von 150 Tagen) zu vermeiden, muss das Substrat zu 100% aus Gülle und Mist bestehen. Es könnte eine Verteilung der Güllemenge der BGA an der MVA auf die beiden 75 kW BGA vorgenommen werden, welche aber mit einem sehr hohen Transportaufwand über die Straße verbunden wäre. Die bisher eingesetzten Nawaro (Getreide) von beiden 75 kW BGA müsste zu der BGA an der MVA transportiert werden. Damit könnten die 150 Tage Verweilzeit in der bestehenden Anlagenkonstellation mit drei Fermentern erreicht werden. Diese Option wird aufgrund des hohen Logistik- und Transportaufwandes nicht weiterverfolgt.

Wichtig ist die THG-Bilanz zur Treibhausgasreduzierung innerhalb der Wertschöpfungskette des Standortes, die im Rahmen des Projektes erstellt wurde. Bei diesem Konzept sind folgende Parameter von großer Bedeutung:

- Das Konzept muss ökonomisch umsetzbar und finanzierbar sein und den Weiterbetrieb der Biogasanlage ermöglichen.
- Die Nutzung der bestehenden Biogasanlage zur Biogaserzeugung.
- Die Sicherung der Wärmeversorgung und der Prozesswärme für die Biogasanlage durch die Nutzung der Abwärme aus der Verstromung soll gewährleistet sein.

- Die Umsetzung muss zeitnah möglich sein.

Für die AG stellt sich damit die Frage, ob die Biogasanlage (BGA) an der Milchviehanlage mit 706 kW installierter elektrischer Leistung und in welcher Form weiterbetrieben werden kann. Vor dieser Grundsatzfrage stehen aber auch zahlreiche Anlagen mit einem ähnlichen Alter und einer ähnlichen Substratzusammensetzung.

Die Anlage soll weiter betrieben und auf einen zukunftsfähigen Betrieb ausgerichtet werden. Dafür müssen jetzt Vor- und Nachteile abgewogen und eine Entscheidung getroffen werden. Die im Rahmen dieses Vorhabens untersuchten Varianten dienen dabei mit als Entscheidungsgrundlage. Im Folgenden sollen unterschiedliche Varianten diskutiert werden.

Die Biogasanlage der Agrargenossenschaft "Bergland" Clausnitz e.G. wurde vor der Inbetriebnahme 2001 ohne Auflagen bezüglich einer Mindestverweilzeit genehmigt. Daran änderte sich mit der Erweiterung 2004 nichts. Auch bei einer Änderungsanzeige nach §15 BImSchG ergeben sich keine zusätzlichen Auflagen. Anders sieht es bei einer wesentlichen Änderung nach §16 BImSchG aus. Hier müssen dann alle derzeitigen Auflagen aus dem EEG 2012/2014 und 2017/2021 bzw. der TA Luft eingehalten werden. Erfolgt eine Änderung im bestehenden EEG (also bis max. 2024), müssen folgende Randbedingungen beim Einsatz von Nawaro eingehalten werden:

- mind. 150 Tage im gasdichten System: Bei „reinen“ Gülleanlagen (mit Festmist und ggf. Futterresten) gilt, durch die TA-Luft in der derzeit gültigen Fassung, hinsichtlich der Mindestverweilzeit die Vorgabe von mind. 50 Tagen.

Eine Regelung zum Einsatz von Festmist und Futterresten ist im EEG nicht erfolgt. Mehrere Gutachter bewerten Festmist ähnlich wie Gülle. Unter Umständen kann diese Betrachtung auch auf Futterreste übertragen werden, allerdings nur in einer sehr überschaubaren Menge. Die Thüringische Landesanstalt für Landwirtschaft spricht hier von max. 3% des eingesetzten Futters für die Tierhaltung, das dann als Futterrest anfallen kann.

Um eine Verweilzeit im **gasdichten System von 150 Tagen** zu erreichen, müsste die Agrargenossenschaft ca. 8.500 m³ zusätzlich gasdicht abdecken. Weiterhin sind folgende Ausgaben erforderlich:

- das bestehende BHKW mit 120.000 Bh ist technisch am Ende der Laufzeit - Neuinvestition nötig
- zusätzlicher Nachfermenter bzw. Gärrestlager mit Gasspeicher und Rührtechnik
- Leitungsbau für Substrat, Biogas und Heizungsbau
- Gaskühlung und Entschwefelung
- Erdarbeiten, Fundamente
- Planung, Genehmigung, Gutachten

Unberücksichtigt bleiben dabei folgende positive Effekte, die die Wirtschaftlichkeit positiv beeinflussen:

- Durch die gasdichte Abdeckung im GRL steigt die Biogasausbeute.
- Durch die erheblich verlängerte Lagerzeit des Gärrestes kann Gärrest gezielter ausgebracht werden.
- Durch die Installation weiterer BHKW reduzieren sich die Ausfall- und Stillstandzeiten der/des BHKW.
- Der technische Fortschritt hat sich gerade beim elektrischen Wirkungsgrad der BHKW deutlich gezeigt.
- Vergütung zuzüglich eines Flexzuschlages in Höhe von 65,- €/kW (installierte Leistung).

Der Nachweis zur Eignung einer flexiblen Fahrweise wird dann durch ein Gutachten bestätigt.

Aufbauend auf die erfolgte Flexibilisierung der BGA an der MVA im EEG 2012/2014 und die erfolgreiche Teilnahme an der Ausschreibung ergeben sich folgende Werte:

Installierte Leistung $P_{\text{Inst.}}$	neues BHKW	500 kW
	$P_{\text{Inst.}}$ (Bestand 706 kW)	1.206 kW
Flexzuschlag pro kW	pro Jahr	78.390 €/a
	pro kWh	1,6 ct/kWh
	Mögliche Zusatzerlöse	0,6 - 0,8 ct/kWh
Flexzuschlag	10 Jahre	783.900 €

Der Vergütungszeitraum in der 2. VP für Bestandsanlagen beträgt 10 Jahre, das gilt auch für den Flexzuschlag. Da es in der 2. Vergütungsperiode keine Bonusregelungen mehr gibt, kann in der Anlage jeder organische Reststoff bzw. Abfall verwertet werden. Allerdings gelten hier zum Teil sehr strenge Auflagen bezüglich der Hygienisierung. Aber auch die landbauliche Verwertung des Gärrestes auf den Flächen des Betriebes darf nicht vernachlässigt werden. Zusätzliche Einnahmen entfallen, da diese bereits im Rahmen der Flexibilisierung erfolgt sind. Ggf. ist die Lagerzeit im gasdichten System noch anzupassen.

II.3.5. Blindleistungsregelung bei Biogasanlagen $\cos \phi$

Die Bereitstellung von Systemdienstleistungen erfolgte bisher überwiegend durch große Kraftwerke. Durch die zunehmende Stilllegung von diesen durch den Kohle- und Atomausstieg ist man auf neue, auch dezentrale Akteure angewiesen. Biogasanlagen werden heute meist nicht netzdienlich betrieben, auch wenn diese zunehmend flexibilisiert werden.

Mit der Einbeziehung der Blindleistung kann eine dynamische Berechnung der maximalen Einspeiseleistung erfolgen und somit eine Netzüberlastung durch die Regelung der Blindleistung vermieden werden. In der Regel erfolgt eine statische Berechnung.

Biogasanlagen weisen für die Blindleistungsregelung Vorteile auf, wie z.B. eine hohe Anlagenverfügbarkeit, Flexibilität aufgrund der Gasspeicherkapazitäten und der Einsatz von BHKWs, die einen Teil der Systemdienstleistungen erbringen können. Dafür sind keine aufwendigen Umrüstungen der Anlagen notwendig.

Bisher existiert noch kein Markt und Vergütung für die Erbringung dieser Leistungen durch Biogasanlagen, könnte aber in Zukunft auch als Einkommensquelle an Bedeutung gewinnen.

Die Blindleistung Q resultiert aus der Phasenverschiebung zwischen Spannung und Strom im Netz. Die Blindleistung ist für Verbraucher nicht nutzbar, muss aber im Netz übertragen werden und wird üblicherweise als kVar angegeben. Bei der Einspeisung von elektrischer Energie ins Stromnetz resultiert eingespeiste Blindleistung in einer Erhöhung der Spannung im Netz. Blindleistung kann unabhängig von der Fließrichtung der elektrischen Energie (Bezug oder Einspeisung) in beide Richtungen fließen. Die Generatoren von BHKWs aber auch Windkraftanlagen können den Anteil an produzierter oder aufgenommener Blindleistung steuern. Ein BHKW kann elektrische Energie einspeisen (Wirkleistung P in kW) und gleichzeitig Blindleistung beziehen oder eben auch einspeisen, Blindleistungsregelung genannt.

Statt des Betrags an Blindleistung kann auch der Wirkfaktor $\cos \phi$ (Φ) angegeben werden. Der Wert ergibt sich aus dem Verhältnis zwischen Wirkleistung P und Scheinleistung S ($\cos \phi = P/S$). ϕ ist dabei der Verschiebungswinkel zwischen Strom und Spannung und wird auch als Wirkfaktor bezeichnet. In der folgenden Abbildung 41 ist das zur Veranschaulichung graphisch dargestellt.

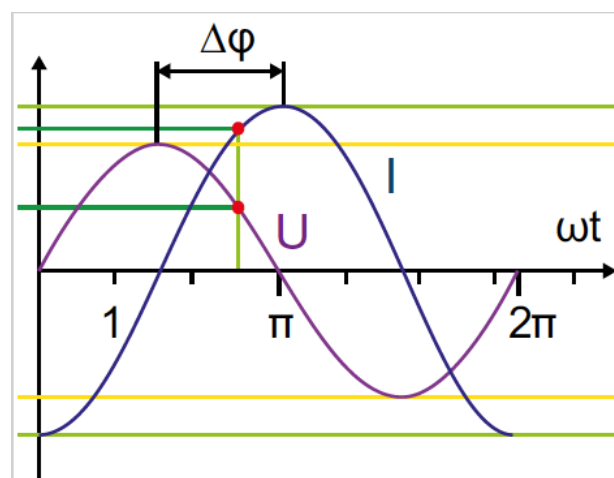


Abbildung 41: Wirkfaktor $\cos \phi$ (Φ), auch Blindleistung genannt, ergibt sich aus dem Verhältnis zwischen Wirkleistung und Scheinleistung S

Die Beziehung zwischen Wirkfaktor und Blindleistung kann wie folgt interpretiert werden:

- Ein $\cos \phi$ von 1 ($\phi = 0$) bedeutet das Strom und Spannung genau in Phase sind, es wird weder Blindleistung aufgenommen noch abgegeben.

- Ein negativer $\cos \phi$ Wert bedeutet die Aufnahme von Blindleistung.
- Da die Vorzeichen sowohl von Wirkleistung, Blindleistung als auch vom $\cos \phi$ immer abhängig von der Blickrichtung sind (Richtung Netz oder Richtung Generator) wird der $\cos \phi$ auch oft statt mit Vorzeichen, mit dem Zusatz „übererregt“ und „untererregt“ versehen. Übererregter Betrieb bedeutet Abgabe von Blindleistung und bewirkt eine Anhebung der Netzspannung. Ein untererregter Generator nimmt Blindleistung auf und senkt so die Spannung im Netz.

Die Spannungshaltung im öffentlichen Netz ist heutzutage ein wichtiger Punkt für die Netzstabilität. Ohne gezielte Regelung der Blindleistung würden an manchen Standorten sonst so hohe Netzspannungen auftreten, dass bei Spitzenlasten (Bspw. bei hoher Einspeisung von Wind- und PV-Strom bei gleichzeitig wenig Strombezug) zu Ausfällen durch Überspannung kommen würde. Welches Regelungsverfahren nötig ist, legt der Netzbetreiber durch seine Angaben während der Netzverträglichkeitsprüfung und bei der Zertifizierung fest. Für Biogasanlagen mit kleinen und mittleren Leistungen (BHKW) und gut ausgebauten Netzen reicht dem Netzbetreiber oft schon die Vorgabe eines festen Wertes für den $\cos \phi$, bspw. 0,95 untererregt. Dieser kann bei modernen BHKW in der Steuerung hinterlegt werden, bei älteren Maschinen muss er meist direkt am Spannungsregler des Generators eingestellt werden. Oft gibt der Netzbetreiber auch eine Kennlinie für den $\cos \phi$ vor. Dies soll folgendes Beispiel illustrieren: Die Kennlinie regelt den $\cos \phi$ Wert linear von 1 bei 0 kW Wirkleistung bis zu 0,95 bei Volleinspeisung. Solche Kennlinien können bei modernen BHKW in der Steuerung hinterlegt werden. In schwierigen Fällen mit viel Wirkleistung und schlecht ausgebauten Netzen müssen mitunter aber auch eine komplizierte Regelung aufgebaut werden. Im nachfolgenden Beispiel ist eine solche Regelung in der Abbildung 42 aufgezeigt.

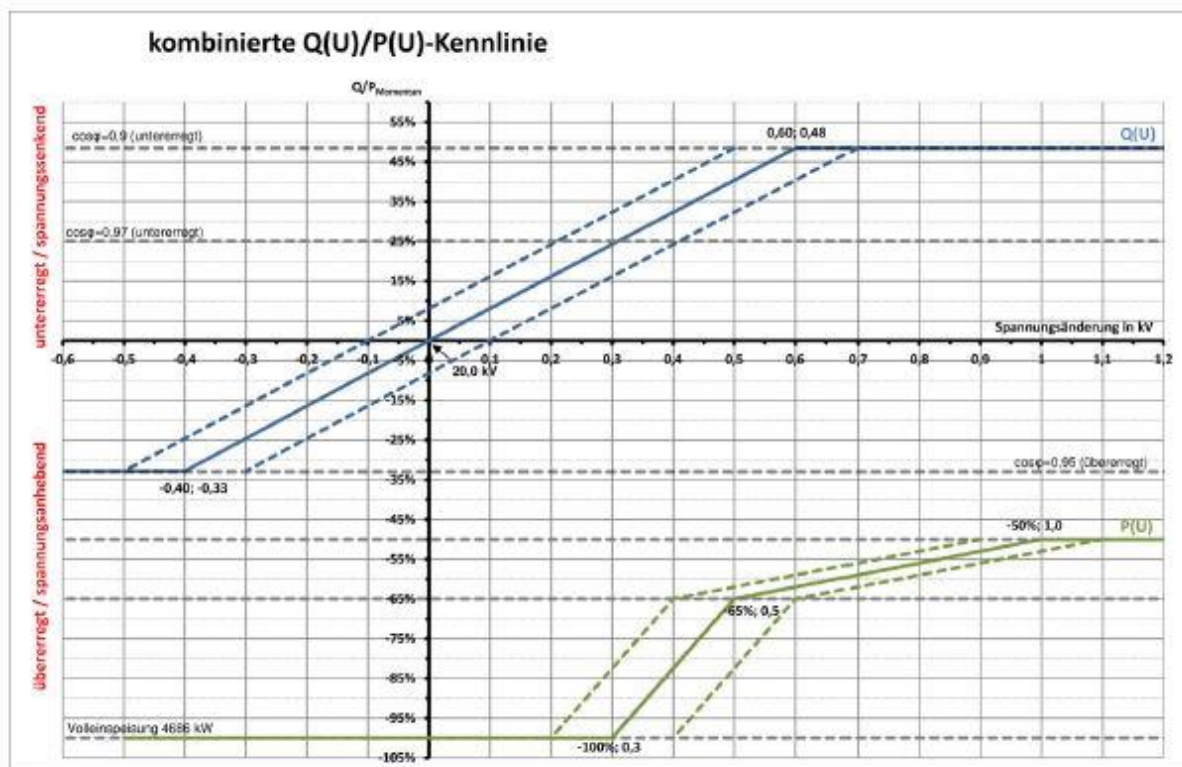


Abbildung 42: Kennlinie zur Steuerung von $\cos \phi$ zur Unter- bzw. Übererregung (spannungssenkend bzw. spannungsanhebend)

In diesem Beispiel wird zusätzlich zur Blindleistungsregelung die Wirkleistung reduziert, wenn eine Netzspannung von 20,5 kV überschritten wird. Diese Regelung ist für die standartmäßige Steuerung von BHKW meist zu viel. In diesen Fall müsste ein Parkregler zum Einsatz kommen oder ggf. die BHKW-Steuerung erweitert werden.

Im Fall der untersuchten Biogasanlage an der Milchviehanlage in der AG „Bergland“ Clausnitz ergeben sich unter Einbeziehung der **Blindleistungsregelung die Möglichkeit für eine höhere Überbauung der Anlagenleistung** bei der flexiblen Stromeinspeisung. Gerade bei zunehmender Belegung des Stromnetzes mit fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugern wie aus Windkraft und Photovoltaik, sind die Grenzen der flexiblen Stromerzeugung schnell erreicht. Mit einer das Stromnetz stützenden Fahrweise der Erzeugungsanlagen (BHKWs) kann eine sogenannte „Netzdienlichkeit“ sichergestellt werden.

In der Nähe von Clausnitz befinden sich einige Windparks und zahlreiche Photovoltaikanlagen als fluktuierende Einspeisequellen. Durch die geografische Lage an der Landesgrenze zu Tschechien ist das Stromnetz begrenzt. Im angrenzenden Windpark an der MVA könnte zukünftig die Leistung deutlich erhöht werden, da dieser größtenteils aus ausgeförderten Anlagen besteht. Damit könnten die Grenzen der Stromnetze erreicht werden. Die Blindleistungsregelung kann den Netzzugang an solchen Orten ermöglichen, an denen das Netz bereits voll ausgelastet ist.

Die Firma AEV Energy GmbH hat an der Biogasanlage in Sembten bei Guben (Brandenburg) zusammen mit der E.ON edis Contracting (EDIC) die Blindleistungsregelung erfolgreich eingeführt. Nur durch diese dynamische Regelung war es möglich eine sehr hohe Überbauung der Anlage mit 4.686 kW elektrischer Leistung zu realisieren. Damit konnte eine deutlich größere Flexibilisierung dieser Anlage umgesetzt werden. Ansonsten wären nur eine Überbauung von ca. 1 MW möglich gewesen.

Auch in diesem Fall gibt es in der Nähe große Windparks und Photovoltaikanlagen sowie eine grenznahe Lage, die die potenzielle Einspeiseleistung begrenzen. Dazu kommt der begrenzende Faktor der örtlichen Netzkapazität.

II.3.6. Option Errichtung eines Satelliten-BHKW am Nahwärmenetz und Mikrogasleitung

Überlegenswert ist die Errichtung eines neuen Satelliten-BHKW, um damit in die Ausschreibung zu gehen. Aktuell wird außerhalb des Betriebsgeländes noch keine Wärme genutzt. Denkbar wäre die Errichtung eines Satelliten-BHKW an einer Wärmesenke. Das BHKW kann dann mit einer Biogasfernleitung (Mikrobiogasnetz) an die bestehende Biogaserzeugung angebunden werden.

Voraussetzung dazu wäre eine räumliche Trennung von der bestehenden Biogaserzeugung. Man geht davon aus, dass dies ab einer Entfernung von **mindestens 500 m gegeben** ist. Zusätzlich muss eine neue Wärmesenke erschlossen werden.

Dieses BHKW wäre dann in diesem Fall eine Neuanlage nach dem EEG 2021. Diese „Neuanlage“ müsste folgende Voraussetzungen erfüllen:

- Teilnahme an der Ausschreibung der BNetzA und Erteilung eines Zuschlages inkl. der Gebotsobergrenze in Verbindung mit einer endogenen Ausschreibung. Die Gebotsobergrenze liegt bei 16,40 ct/kWh, (ohne Degression).
- Die Höchstbemessungsleistung (HBL, Einspeiseleistung) beträgt nur 45% der installierten Leistung.
- Der maximale Anteil von Mais und Getreide beträgt 40%
- Mindestverweilzeit im gasdichten System von 150 Tagen (was aber bei Gülle und Mist nicht zutrifft)
- Für die damit verbundenen Umbauten ist ab einer Feuerungswärmeleistung von 1 MW eine Neugenehmigung nach §4 BImSchG erforderlich.

Eine Neu- oder Änderungsgenehmigung nach §16 BImSchG der bestehenden Anlage ist nicht erforderlich. Die Verlegung einer Biogasfernleitung ist in der Regel genehmigungsfrei. In manchen Bundesländern reicht eine Anzeige beim Wirtschaftsministerium. Für die Teilnahme an der Ausschreibung muss drei Wochen vorher die Genehmigung vorliegen. Zur Teilnahme ist ferner eine Sicherheit in Höhe von 60,- €/kW zu hinterlegen.

Die Biogasfernleitung soll aus PE-Rohr DN 200 bestehen und eine Länge von 1.850 m besitzen. In Abbildung 43 ist der geplante Verlauf der Biogasleitung in der Karte eingetragen.



Abbildung 43: Geplanter Verlauf der Mikrogasleitung von der Biogasanlage an der MVA zum Nahwärmenetz zum Betrieb des Satelliten-BHKW

Folgende Aufteilung zwischen den bestehenden BHKW und dem neuen Satelliten-BHKW ist bisher geplant, siehe Tabelle 16.

Tabelle 16: Übersicht elektrische Leistung und Aufteilung Variante Satelliten-BHKW am Nahwärmenetz

BGA	Installierte elektrische Ist-Leistung [KW]	geplante elektrische Leistung [KW]	Höchst-bemessungs-leistung (HBL) [%]	Tatsächliche elektrische Leistung [KW]	Aufteilung [%]
Bestand	706		0,45	317,70	58,6
Neuanlage Sat.-BHKW		499	0,45	224,55	41,4
Gesamt	706	499		542,25	100,0

Die Substratmengen könnten in der Variante Satelliten-BHKW wie bisher beibehalten werden, da durch den BHKW-Zubau die Leistung konstant bleibt.

Hauptsächlich werden die beiden Bestands-BHKW an der BGA in Betrieb sein. Bei Wärmebedarf geht das Sat.-BHKW am Nahwärmenetz in Betrieb. Am Wärmenetz ist ein Pufferspeicher zur Wärmespeicherung mit 50.000 l vorgesehen. Damit können der Bedarf und die Erzeugung von Wärme zeitlich entkoppelt werden.

Die Vorgaben im EEG 2021 fordern eine konsequente Überbauung und eine bedarfsgerechte Stromproduktion. Das könnte mit dieser Variante sehr gut erreicht werden bei gleichzeitiger höherer Ausnutzung des vorhandenen Abwärmepotenzials der Biogasanlage an der MVA.

II.3.7. Option Gasaufbereitung und Gasspeicherung (zusätzlich Biogas als Kraftstoff)

Eine weitere Option könnte eine Anlage zur Gasaufbereitung auf Erdgasqualität und Gaseinspeisung in das Erdgasnetz sein. Die Erdgasleitung verläuft mit 500 m Abstand in der Nähe der Grundstücksgrenze der MVA entfernt. Das Konzept sieht vor, die Gaserzeugung bilanziell zu teilen in Biogas aus Rindergülle, welches als Biomethan eingespeist wird sowie Biogas aus Grassilage und Getreide. Hierbei wird die tägliche Einsatzmenge an Grassilage, die das teuerste Kosubstrat darstellt, von 10 auf 7 Tonnen reduziert. Damit könnten ca. 320 kW elektrische Leistung erreicht werden, die der Grenze der Höchstbemessungsleistung entspricht. Folgende Randbedingungen werden angenommen:

- Aufbereitung nur der Biogasmenge aus Gülle
- Zugabemenge Gülle wie bisher 70 m³/d
- Gasmenge aus der Zugabe von täglich bisher 4 t Getreide und 7 t Grassilage zur Eigenversorgung der MVA mit BHKW
- Bilanzielle Trennung der Biogasmengen rechtlich im EEG möglich
- Höhere Einnahmen aus dem Verkauf von Biomethan aus 100% Gülle möglich
- installierte Leistung 0,45 x 706 kW_{el} = 318 kW (45% HBL)
- Aufbereitungstechnologie – Membran
- CH₄-Schlupf von 1 % (Vorgabe nach der Gasnetz-ZugangsVO 0,2%)
- Schlupf muss mit thermischer Nachverbrennungsanlage für das Offgas behandelt werden (Investition 250.000 €)
- Hilfsenergie (Strom) ca. 0,3 bis 0,4 ct/m³ Rohbiogas
- Ausgangslage bisher BGA an der MVA: 2.408.000 m³ Biogas/a bei 60% CH₄

Biogas aus Rindergülle wird zu Biomethan aufbereitet und als Kraftstoff Bio-CNG (Compressed Natural Gas) vermarktet. Durch die Beteiligung am THG-Quotenhandel können zusätzliche Einkommen generiert werden. Dabei setzen sich die Einnahmen aus:

- dem Verkauf der chemischen Energie, der Biomethanmoleküle und
- dem Verkauf der CO₂-Zertifikate (Treibhausgasminderungsquote, kurz THG-Quote)

zusammen.

Bezüglich Biomethan als Treibstoff liegt aktuell die Beimischungsquote bei 7% (2022), sie steigt auf 8% (2023) und auf 12% (2026) an. Im Jahr 2030 soll die Biokraftstoffquote dann bei 30% liegen. Die Preise für diese Quote haben sich in den letzten Jahren deutlich erhöht. Nach aktuellen Prognosen sind weitere Erhöhungen zu erwarten.

Derzeit liegt der Preis für CO₂-Zertifikate bei rund 300 €/t CO₂eq. In der unten angeführten Darstellung wird der Marktwert der THG-Gutschrift aufgeführt. Bei einem Quotenpreis von 150 €/t CO₂eq beträgt der Marktwert von Biokraftstoff 10,18 ct/kWh bei der Gewinnung von Biomethan ausschließlich aus Gülle und Mist. Beim aktuellen CO₂-Zertifikatspreis von ca. 300 €/t CO₂eq liegt der Marktwert dann bei 20,36 ct/kWh, zuzüglich des Preises für die chemische Energie in Höhe von derzeit 10 bis 14 ct/kWh.

Ausgehend von einem Marktwert in Höhe von 13,57 ct/kWh (CO₂-Zertifikatspreis von 200 €/t CO₂eq) und einem Erdgaspreis von 10 ct/kWh ergibt sich ein Verkaufswert von Biomethan in Höhe von 23,57 ct/kWh. Die Biogasanlage an der MVA in Clausnitz produziert derzeit 5.588 m³ Biogas/d bzw. 3.058 m³ Biomethan/d aus Rindergülle, Grassilage und Getreide. Bei einem Brennwert von 11,1 kWh/m³ für Biomethan ergibt das eine Energiemenge von 33.944 kWh/d bzw. 12.139.500 kWh/a.

Betrachtet man die Biogasproduktion ausschließlich aus Gülle, so erzeugt die Anlage 2.160 m³ Biogas/d bzw. 1.188 m³ Biomethan/d. Bei dem oben angeführten Brennwert ergibt das eine Energiemenge von 13.190 kWh/d bzw. 4.813.200 kWh/a. Multipliziert mit dem angegebenen Verkaufspreis ergibt sich ein Erlös von 1.134.500 €/a. Der gesetzliche Rahmen dazu ist im § 37 des BImSchG hinterlegt.

Alternativ zur Abgabe kann auch ein Teil des Biomethans im eigenen Betrieb fossile Kraftstoffe (Diesel) ersetzen. Die THG-Quote wird dann direkt von der Quotenstelle (Hauptzollamt) an den Betrieb ausgezahlt. Ein vergleichbares Verfahren existiert bereits bei der Quotenabrechnung von selbst erzeugtem und selbst verwertetem Pflanzenölkraftstoff.

Bei einer Nichterreichung der gesetzlich geforderten Quote müssen Mineralölhändler Pönale von 600 €/t CO₂eq bezahlen. Der Biomethanhersteller übergibt die Quote und das Biomethan an einen Abnehmer und wird dafür bezahlt. Der Abnehmer kann eine regionale oder überregionale Tankstelle, ein Direktvermarkter bzw. Händler oder ein Mineralölunternehmen sein.

Optional könnte zusätzlich eine Hoftankstelle für Biomethan errichtet werden, um künftig Landmaschinen mit eigenem Biomethan zu betreiben. Dazu müsste das Gas auf 200 bar verdichtet werden bei

entsprechendem Strombedarf. Der Investitionsbedarf beträgt für eine Hoftankstelle zusätzlich ca. 450.000 €.

Derzeit ist nur ein Traktormodell eines Herstellers für den Kraftstoff Biomethan erhältlich und kann noch nicht die derzeit üblichen Arbeitszeiten und Einsatzprofile, die mit den Kraftstoffen Diesel und Rapsölkraftstoff möglich sind, abdecken. Um einen kontinuierlichen Absatz im Jahr zu erhalten, sind weitere regelmäßige Tankkunden notwendig. Dafür kommen Speditionen und Busunternehmen in der Region in Betracht, die dafür gewonnen werden müssten. Der innerbetriebliche Absatz von Biomethankraftstoff ist stark saisonal abhängig, d.h. von Arbeitsspitzen beim Ackerbau. Ein Beispiel für eine Hoftankstelle ist in Abbildung 44 dargestellt.



Abbildung 44: Hoftankstelle zur Betankung von CNG-Fahrzeugen

II.3.8. Biogasnetze zur zentralen Gasaufbereitung

Eine Bestandssicherung von Biogasanlagen kann, wie im Kapitel 1.4.1 analysiert, über eine gesteigerte externe Abwärmenutzung gewährleistet werden. Wie dort beschrieben, haben laut der Umfrage bzw. der Realdaten des Vereins Sächsisches Netzwerk Biomasse e.V. lediglich die vier betrachteten Anlagen grundsätzlich verfügbare Abwärme für die externe Nutzung am jeweiligen Standort. Bei den verbleibenden Anlagenstandorten findet die Wärmenutzung entweder gar nicht (nicht geplant) oder intern statt. In diesem Kontext soll ein weiteres zukunftsfähiges Nutzungskonzept im Rahmen der Arbeiten untersucht werden.

Eine weitere Nutzungsmöglichkeit von Biogasanlagen in der Post EEG-Zeit ist die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan, welches danach in das Erdgasnetz eingespeist werden kann. Dadurch ist es bilanziell deutschlandweit nutzbar und einsetzbar, z.B. zur Betreibung von Wärmenetzen oder zur flexiblen Stromproduktion. Da die Aufbereitung mit hohen spezifischen Kosten verbunden ist, erscheint es wirtschaftlich sinnvoll, das produzierte Biogas mehrerer Biogasanlagen für eine gemeinsame Aufbereitungsanlage zusammenzufassen. Dieses Vorgehen ermöglicht eine Kostendegression der Biogasaufbereitung. Es kommt zu einer positiven Wirkung von Skaleneffekten durch den Größenmaßstab der Aufbereitung.

Die nachfolgende Analyse erfolgt vor dem Hintergrund der Modellierung von zusammenhängenden Biogassammelleitungsnetzen. Ausgehend von den technischen Parametern der Anlagen, die in Zusammenarbeit mit dem Verein Sächsisches Netzwerk Biomasse e.V. erstellt wurden, erfolgt die Potenzialanalyse für Biogasnetze. Dabei wird die Berechnung der Netze nach Abstimmung mit der Projektleitung für alle Biogasanlagen unabhängig der Ergebnisse der Wärmebedarfsanalyse durchgeführt. Für die Güllekleinanlagen (<80kW) eignen sich Biogassammelkonzepte aufgrund der technischen Parameter zumeist nicht. Sie werden daher nur optional in der Betrachtung geführt.

Für die Konzeptionierung von Biogassammelnetzen wird am DBI der Kennwert der Biogasbelegung als das Maß für die Ausdehnung genutzt. Die Biogasbelegung der Leitungen stellt ein Maß für die Wirtschaftlichkeit des Netzes dar. Als Biogasbelegung wird die Menge an produziertem Biogas bezeichnet, welches über die Gesamtlänge der Leitung pro Jahr abgesetzt wird. Die Grenze zur Wirtschaftlichkeit wird

mit rund 2.000 kWh/(m·a) festgelegt, Expertise [DBI 2021]. Wenn mehr Biogas pro Jahr über die Leitung abgesetzt werden kann, gilt diese als wirtschaftlich und bei Unterschreitung des Grenzwertes als nicht besonders wirtschaftlich (Wirtschaftlichkeit: Kosten für Bau, Wartung, Instandhaltung).

Bei den folgenden Modellierungen handelt es sich um eine Grobtrassenplanung, welche der ersten Orientierung dient. Die berechneten Netze folgen via lineare Verbindung zwischen den Anlagen und sind damit nicht direkt technisch umsetzbar. Eine konkrete Netzplanung inkl. Auslegung der Biogasnetze kann nach einer genaueren Einzelfallbetrachtung (Ortsanalyse ggf. mit einer Begehung) erfolgen.

Für die Erstellung des Biogasnetzes wird zunächst eine Entfernungsanalyse zwischen allen Biogasanlagen durchgeführt. Ausgehend von der Biogasanlage mit der größten Biogasproduktionsmenge wird eine Linie zur nächstbesten Anlage gezogen und die potenzielle Belegung des Netzabschnittes mit Biogas berechnet. Es wird immer die kürzeste Strecke (Luftlinie) zwischen den Anlagen bzw. zwischen einer Anlage und dem entstehenden Netz ermittelt. Wenn die Bedingung der Mindestbelegung (2.000 kWh/(m·a)) erfüllt ist, wird die neue Anlage mit dem Netz verbunden. Danach wird iterativ wiederum die nächstbeste Verbindung gesucht und der Abstand der Anlage zum Netz sowie die Biogasbelegung des Leitungsabschnittes berechnet. Das Anbindung weiterer Biogasanlagen erfolgt so lange, bis die Bedingung nicht mehr erfüllt wird, d.h. bis die 2.000 kWh/(m·a) unterschritten werden.

Die Biogasbelegung kann für die Netzbewertung auf unterschiedliche Arten Anwendung finden. Zur besseren Verdeutlichung der beiden Anwendungsfälle werden zwei Szenarien definiert und für die Bewertung der Netzauslegungen genutzt. Zum einen wird im ersten Szenario jeder neue Netzabschnitt auf Erfüllung der festgelegten Bedingung (Mindestbelegung) für die Auswahl der anzuschließenden Anlagen geprüft. Zum anderen kann das gesamte erstellte Biogasnetz im Zuge der Modellierung auf die Bedingung für die Auswahl der anzuschließenden Anlagen geprüft werden, wie es im zweiten Szenario beschrieben ist.

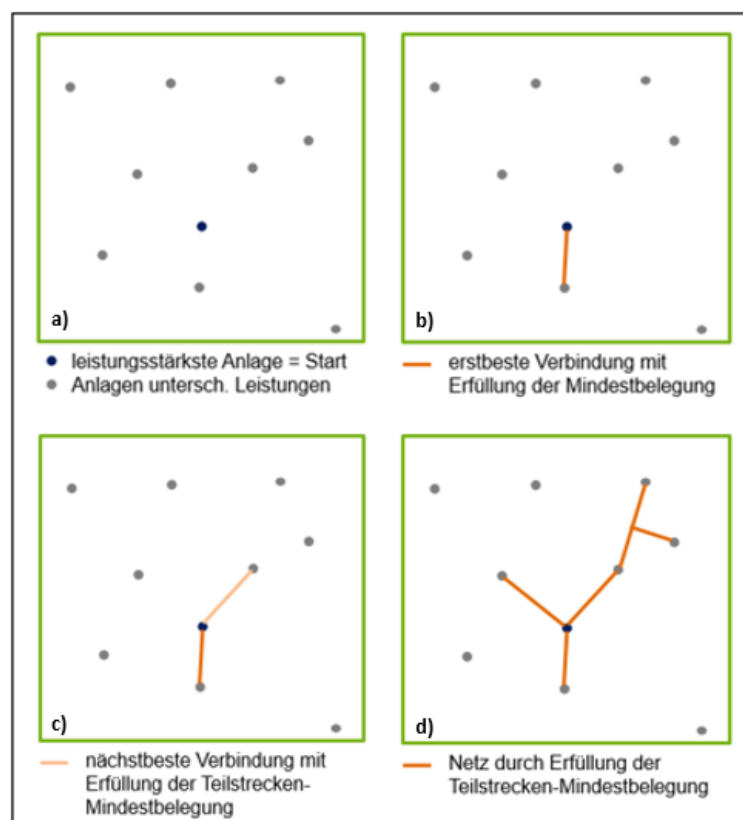


Abbildung 45: Schema zur Netzbildung nach Teilstrecken-Mindestbelegung – Szenario 1

Beim ersten Szenario wird als festgelegte Bedingung ausschließlich der durchschnittlichen Belegung einer Biogasleitung mit Biogas zwischen zwei Anlagen oder zwischen Anlage und Netz betrachtet (siehe Abbildung 45). Es wird für die einzelnen Netzteile eine Mindestbelegung von 2.000 kWh/(m·a) festgelegt, um die Wirtschaftlichkeit des Netzes zu garantieren. Die Gesamtbelegung des Netzes entspricht also mindestens der Belegung der einzelnen Abschnitte, nämlich mindestens 2.000 kWh/a pro Meter Rohrleitung. Wenn es jedoch in der Umgebung nur wenige Anlagen mit der entsprechenden Produktionsleistung gibt, um die Mindestbelegung über die jeweilige Entfernung zu erfüllen, werden auch nur diese an das Netz angeschlossen. Alle sonstigen Anlagen werden automatisch vom Modell aussortiert,

d.h. nicht an das entstehende Netz angebunden. Dieses ergänzende Konzept wird im zweiten Szenario behandelt, in dem nicht nur die einzelnen Netzabschnittsbelegungen, sondern die Gesamtbelegung des entstehenden gesamten Netzes betrachtet wird.

Im zweiten Szenario wird somit die Gesamtbelegung des Biogasnetzes als zu erfüllende Bedingung betrachtet (siehe Abbildung 46). Die Mindestbelegung von 2.000 kWh/(m·a) gilt nun für das gesamte erstellte Netz und nicht mehr nur für die Einzelabschnitte. Der Unterschied zum ersten Szenario ist, dass auch Anlagen mit kleinerer Biogasproduktionsmenge ausgewählt und an das im Zuge der Modellierung erstellte Biogasnetz angeschlossen werden können, da ein Ausgleich der geringeren Biogasproduktionsmenge mit einer oder mehreren Anlagen mit größerer Biogasproduktionsmenge erfolgen kann.

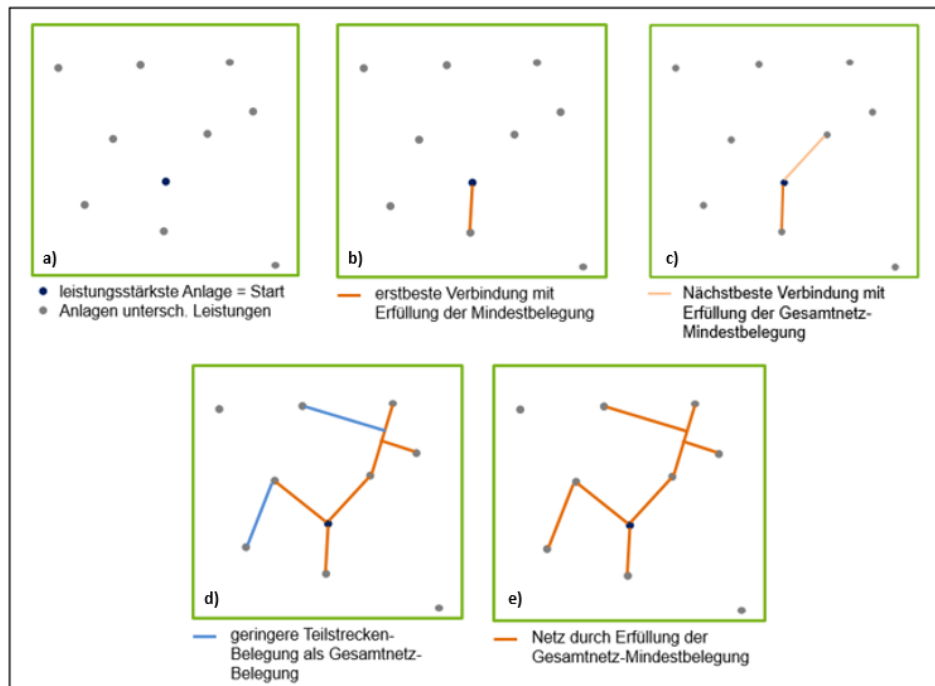


Abbildung 46: Schema zur Netzbildung nach Gesamtnetz-Mindestbelegung Szenario 2

Ergebnisse der Biogasnetzmodellierung:

Im Szenario 1 der Netzmodellierung ergeben für das Betrachtungsgebiet mit den identifizierten Biogasanlagen 4 Netze, die mit ihren jeweiligen spezifischen Parametern in der nachfolgenden Tabelle aufgelistet sind.

Tabelle 17: Ergebnisse Netzmodellierung Szenario 1

Netz ID	Länge Netzabschnitt in Meter	Belegung Netzabschnitt in kWh/(m*a)	Belegung Netz in kWh/(m*a)	Biogasmenge Netz in GWh/a
1	210	82.625	13.809	22,5
1	1.420	3.661	13.809	22,5
2	2.360	6.291	6.299	14,9
3	1.480	5.622	5.628	8,3
4	5.202	2.599	2.602	13,5

Die Modellierung zeigt, dass sofern jeder Netzabschnitt das festgelegte wirtschaftliche Kriterium erfüllen muss, insgesamt 5 Netzabschnitte zu 4 Netzen verbunden werden können. Das Netz mit der Netz-ID 1 besteht aus zwei Teilabschnitten, während die verbleibenden Netze jeweils nur die Verbindung von zwei Biogasanlagen darstellen. In Summe können über die Netze rund 60 Mio. kWh/a in Form von Biogas gebündelt werden. Damit lassen sich die spezifischen Aufbereitungskosten durch eine gemeinsame Aufbereitung senken. In der nachfolgenden Abbildung werden die Ergebnisse des Szenario 1 grafisch ausgewertet.

Legende

 Betrachtungsgebiet	elektr. Bemessungsleistung in kW	 200 - 250
 Landkreise	 < 100	 250 - 500
 Biogasnetz	 100 - 200	 > 500



Abbildung 47: grafische Darstellung der modellierten Netze im Szenario 1 (MP-Milchproduktion, SZ-Schweinezucht, MV-Milchvieh, NFA-Nassfermentationsanlage)

Abbildung 47 zeigt die vier modellierten Netze im Szenario 1. In Norden verbindet das Biogasnetz mit der Netz-ID 4 die Anlagen aus Nieder- und Oberboblitzsch über eine Distanz von mehr als 5 km. Trotz der großen Entfernung erfüllt das Netz die Mindestbelegung. Das Netz mit der Netz-ID 1 verbindet die beiden BGA aus Burkardsdorf mit der BGA Lichtenberg. Dieses Biogasnetz bündelt die größte Biogasmenge im Szenario 1. Die Netz-ID 2 hat das Netz, welches die beiden Anlagen in Clausnitz über rund 2,4 km miteinander verbindet. Die verbleibende Netz-ID 3 befindet sich ganz im Westen des Betrachtungsgebiets in Eppendorf.

Im Szenario 2 der Netzmodellierung ergeben für das Betrachtungsgebiet mit den identifizierten Biogaslagen nur noch zwei Netze, die mit ihren jeweiligen spezifischen Parametern in der nachfolgenden Tabelle aufgelistet sind. Im Gegensatz zum Szenario 1 zeigt sich aber, dass ein sehr großes Sammelnetz mit 8 Netzabschnitte entsteht. Damit können mehr als 2/3 der gesamten Biogasmenge des Untersuchungsgebiets mit einer Leitung verbunden werden.

Tabelle 18: Ergebnisse Netzmodellierung Szenario 2

Netz ID	Länge Netzabschnitt in Meter	Belegung Netzabschnitt in kWh/(m*a)	Belegung Netz in kWh/(m*a)	Biogasmenge Netz in GWh/a
1	210	82.625	2.051	60,6
1	1.420	3.661	2.051	60,6
1	7.620	1.727	2.051	60,6
1	4.720	1.366	2.051	60,6
1	1.240	1.787	2.051	60,6
1	5.200	1.361	2.051	60,6
1	4.680	1.020	2.051	60,6

Netz ID	Länge Netzabschnitt in Meter	Belegung Netzabschnitt in kWh/(m*a)	Belegung Netz in kWh/(m*a)	Biogasmenge Netz in GWh/a
1	4.470	984	2.051	60,6
2	1.480	5.622	5.628	8,3

Die Modellierung zeigt, dass sofern nur das gesamte modellierte Biogasnetz das festgelegte wirtschaftliche Kriterium erfüllen muss, dass sich mit der Netz-ID 1 ein großes Biogasnetz bildet. Das Netz mit der Netz-ID 1 besteht aus acht Teilabschnitten. Während die ersten beiden Teilabschnitte die Mindestbelegung von 2.000 kWh/(m·a) erfüllen, sind die weiteren Abschnitte zwischen rund 1.000 kWh/(m·a) und rund 1.800 kWh/(m·a). In Summe können diese Teilabschnitte durch die ersten beiden Abschnitte substituiert werden und das Gesamtnetz erfüllt die vorliegende Bedingung. Der große Vorteil solcher Biogasnetze ist die Bestandssicherung vieler Anlagen für die Zukunft. Mit dem Netz 1 können somit über die Netze rund 60 Mio. kWh/a in Form von Biogas gebündelt werden. Das Netz 1 erstreckt sich über eine Länge von fast 30 km. Die Ausdehnung des Netzes wird in der nachfolgenden Abbildung grafisch dargestellt.

Legende

 Betrachtungsgebiet	elektr. Bemessungsleistung in kW	 200 - 250
 Landkreise	 < 100	 250 - 500
 Biogasnetz	 100 - 200	 > 500



Abbildung 48: grafische Darstellung der modellierten Netze im Szenario 2 (MP-Milchproduktion, SZ-Schweinezucht, MV-Milchvieh, NFA-Nassfermentationsanlage)

Abbildung 48 zeigt das fast 30 km lange Biogassammelnetz, welches alle Anlagen im Norden und Nordosten des Betrachtungsgebiets bündelt. Im Speziellen sei hierbei noch einmal darauf hingewiesen, dass es sich bei der vorliegenden Modellierung um eine potenzielle Grobtrassierung handelt, die modellseitig durch die gewählten Rahmenbedingungen zustande kommt. Die gewonnenen Erkenntnisse stellen dabei ausdrücklich keine Praxiswerte insb. zur möglichen Trassierung dar. Vielmehr bedarf es einer Einzelfallbetrachtung, ob ein solches Biogasnetz wirtschaftlich mit allen Anlagen betrieben werden kann. In solchen Fällen kann der Wegfall einer BGA den gesamten Modellierungsprozess sowie die Ergebnisse der Grobtrassierung verändern. Der tatsächliche Netzverlauf ist überdies durch mögliche Trassierungsgrundsätze (Vermeiden von Flüssen sowie großen Straßen u.ä.) länger als der hier gewählte lineare Ansatz.

Die getätigten Modellierungen zeigen Szenarien auf, wie zukunftssichere Konzepte für die Biogasanlagen im Untersuchungsgebiet für die Post EEG-Zeit aussehen könnten. Der große Vorteil einer (oder auch

mehrerer) Biogasaufbereitungsstellen ist die mögliche unbegrenzte Einspeisung des auf Erdgasqualität aufbereiteten Biomethans. Vor dem Hintergrund steigender Energiepreise stellt diese Option eine gute Vermarktungsmöglichkeit dar und steigert den Anteil grüner Gase in der deutschen Erdgasinfrastruktur.

II.4. Arbeitspaket 4: Optionen der Sektorenkopplung

II.4.1. Wärmeabsatzanalyse für Biogasanlagen in der Region südlicher Landkreis Mittelsachsen

In den meisten Fällen wird Biogas Vor-Ort verstromt und nach EEG eingespeist und dient als primäre Verdienstmöglichkeit. Die gleichzeitig anfallende Abwärme der Biogas-BHKW-Anlagen bleibt oftmals ungenutzt bzw. wird nur ein geringer Teil der Wärme extern genutzt [Herbes et al. 2018]. Nach einer gemeinsamen Studie des Fachverband Biogas e.V. und der Hochschule für Umwelt und Wirtschaft Nürtingen-Geislingen verwenden über 30 % der Anlagen nur maximal 10 % der erzeugten Wärme extern [Herbes et al. 2018].

Die produzierte thermische Energie der Biogasanlage bzw. des Biogas-BHKW stellt eine Wärmenutzungsmöglichkeit in unmittelbarer räumlicher Nähe dar. Durch eine zukünftige bessere Nutzung der anfallenden Abwärme bei der Biogaserzeugung könnte somit eine höhere Wirtschaftlichkeit der Anlage erreicht werden.

Tabelle 19: Übersicht Biogasanlagen im Untersuchungsgebiet mit wichtigen Kenngrößen (Anlagenregister SNB)

Anlagenstandort BGA	Brutto-nennleistung, elektr. [kW]	Bemessungs-Leistung, elektr. [kW]	Laufzeit EEG	Elektrische Jahresarbeit in MWh/a
Cämmerswalde	75	75	bis 2033	600
Clausnitz, Anlage 1	706	670,7	ab 2025	5.366
Clausnitz, Anlage 2	75	75	bis 2033	600
Oberbobritzsch - Schweinezuchtanlage	100	100	bis 2024	800
Oberbobritzsch - Milchproduktionsanlage	745	313,5	bis 2026	2.508
Niederbobritzsch	365	346,75	bis 2028	2.774
Nassau	230	209	bis 2026	1.672
Lichtenberg	834	250	wird flexibilisiert für 2. VP ab 2023	2.000
Burkersdorf	230	230	bis 2022	1.840
Großhartmannsdorf	385	200	wird flexibilisiert für 2. VP ab 2023	1.600
Friedebach	160	160	bis 2025	1.280
Eppendorf	172	135	bis 2025	1.080
Leubsdorf/Eppendorf, neue MVA	356	260	bis 2036	2.080
Burkersdorf - Schweinemastanlage	590	560,5	bis 2023	4.484
St. Michaelis	215	204,25	bis 2026	1.634
Berthelsdorf	240	228	bis 2027	1.824
Ullersdorf	75	75	bis 2034	600
Biogasanlage Zethau 1	75	75	bis 2036	600

Anlagenstandort BGA	Bruttolenleistung, elektr. [kW]	Bemessungs-Leistung, elektr. [kW]	Laufzeit EEG	Elektrische Jahresarbeit in MWh/a
Biogasanlage Zethau 2	80	80	bis 2029	640

Die Basis der Untersuchung bildet die DBI-GIS-Datenbank, welche deutschlandweit die Standorte aller Biogasanlagen (das Anlagenregister vom SNB, s. Tabelle 19) sowie der Wärmeabnehmer (Gebäude) enthält. Darunter fallen Gebäudeinformationen zu privaten Haushalten, Gewerbe, Industrie, Handel, Dienstleistungen (GHD), Kommunen und Sonstige. Die Untergliederung erfolgt stets nach Sinn und Zweck des Objektes, d.h. dass z.B. Krankenhäuser immer zur Kategorie Kommunen gezählt werden, auch wenn sich diese im privaten Besitz befinden bzw. sie einen privaten Betreiber haben. Die Kategorie „Sonstiges“ beschreibt gewerblich oder industriell genutzte Gebäude, für die weder eine eindeutige Branchenzugehörigkeit noch exakte Bedarfs-/ Verbrauchsinformationen vorliegen. Ist dies der Fall wird eine Abschätzung durch eine Wärme- und Strombedarfsmodellierung mittels spezifischer Höchst-, Mindest- und Mittelwerten durchgeführt. Standortdaten der Sektoren bzw. Gebäude stammen aus verschiedenen Quellen und werden zur gegenseitigen Ergänzung miteinander harmonisiert und sind adressgenau in einem Geoinformationssystem (GIS) eingepflegt. In Abbildung 49 ist ein Schema zur Zusammensetzung der DBI-Datenbasis dargestellt, in dem das betrachtete Segment Wohngebäude hervorgehoben ist.

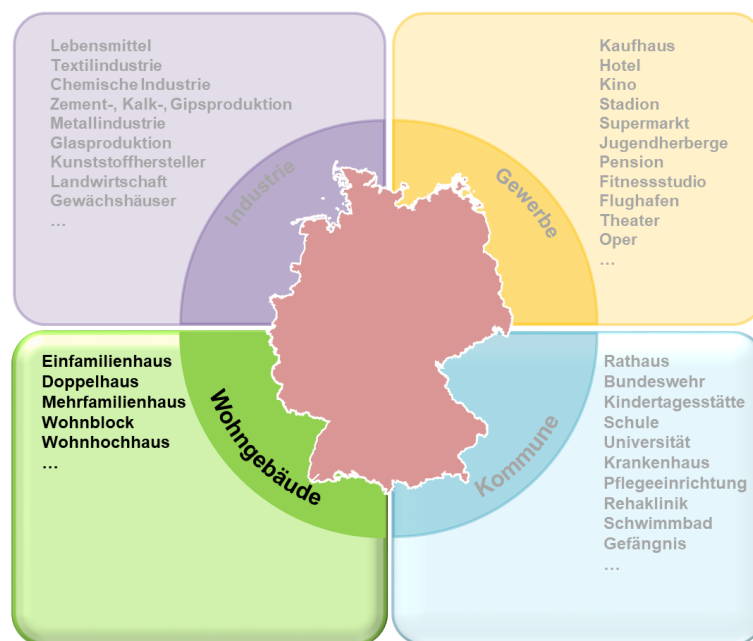


Abbildung 49: Einteilung der Wärmeabnehmer in der DBI-Datenbank [DBI 2021]

In der DBI-GIS-Datenbank sind standortgenaue Daten von etwa 20 Mio. Wohngebäudeadressen deutschlandweit gespeichert. Weiterhin sind nähere Gebäudeinformationen wie z.B. Gebäudetyp, Baujahr oder Wohnungsanzahl enthalten. Die vom Nutzerverhalten abhängigen spezifischen Wärmeverbräuche werden u.a. in Abhängigkeit von Wohngebäudetyp (Ein-, Zwei- oder Mehrfamilienhaus), Baujahr und Anzahl der Haushalte je Gebäude ermittelt.

Im Folgenden soll das Potenzial der externen Wärmenutzung für die betreffenden Biogasanlagen untersucht werden. Ausgehend von den Biogasanlagen wird deren Umfeld GIS-gestützt für drei Szenarien (500, 1.000 und 1.500 Meter Radius) untersucht, um potenzielle Wärmeabnehmer in einem definierten Umkreis um die Anlage zu erfassen. Die Größe der Radien richtet sich nach dem Ziel, potenzielle Wärmeabnehmer in räumlicher Nähe zu lokalisieren, weshalb ein maximaler Abstand von 1,5 Kilometern gewählt wird. Die Radien werden, beginnend mit 500 Metern, schrittweise vergrößert, um die Anzahl der jeweils betrachteten Gebäude und damit den zu deckenden Wärmebedarf zu erhöhen. Anschließend wird der Wärmebedarf der betrachteten Gebäude mit dem nutzbaren Abwärmepotenzial der dazugehörigen Biogasanlage abgeglichen. Auf dieser Grundlage wird eine Versorgungsabdeckung der Gebäude, in Abhängigkeit vom betrachteten Umkreis von der Biogasanlage ermittelt. In enger Abstimmung mit dem Verein Sächsisches Netzwerk Biomasse e.V. wird die Analyse nur für diejenigen Biogasanlagen durchgeführt, die auch extern nutzbare Abwärme am Standort zur Verfügung haben. Ein Großteil der landwirtschaftlichen Biogasanlagen nutzt die Wärme intern am Standort bspw. für die Getreidetrocknung

oder zur Beheizung der Stallanlagen sowie Wohnhaus.

Tabelle 20: Gebäudekennzahlen im Umkreis der Biogasanlagen

Summe Gebäude	500 Meter	1.000 Meter	1.500 Meter
	59	263	722
Anlagenstandort	Summe Gebäude je Umkreis pro Biogasanlage		
BGA Clausnitz	1	40	154
BGA Niederbobritzsch	25	120	208
BGA Lichtenberg	5	34	228
BGA Burkersdorf	28	69	132

Die beim DBI vorhandenen gebäudegenauen Wärmebedarfskennzahlen werden mit dem externen Wärmepotenzial der 4 gelisteten Biogasanlagen abgeglichen und der Deckungsanteil der Anlagen in deren jeweiligen Umkreisen graphisch in den drei nachfolgenden Karten dargestellt.

Die Deckungsraten des Wärmebedarfs der Gebäude durch die Biogasanlagen sind in Prozent angegeben und gelten für die im jeweiligen Umkreis-Szenario erfassten Gebäude. Der Wärmebedarf der im Versorgungsgebiet erfassten Gebäude (vgl. Abbildung 50) gilt als erfüllt, wenn die Summe der Wärmebedarfszahlen der vorhandenen Gebäude das Abwärmepotenzial der Biogasanlage nicht überschreitet. Der Wärmebedarf gilt als teilgedeckt, sobald die Summe der Wärmebedarfe das Abwärmepotenzial der Biogasanlage überschreitet. Keine Deckung findet nur dann statt, wenn keine Gebäude mit Wärmebedarf in dem Umkreisgebiet vorhanden sind.

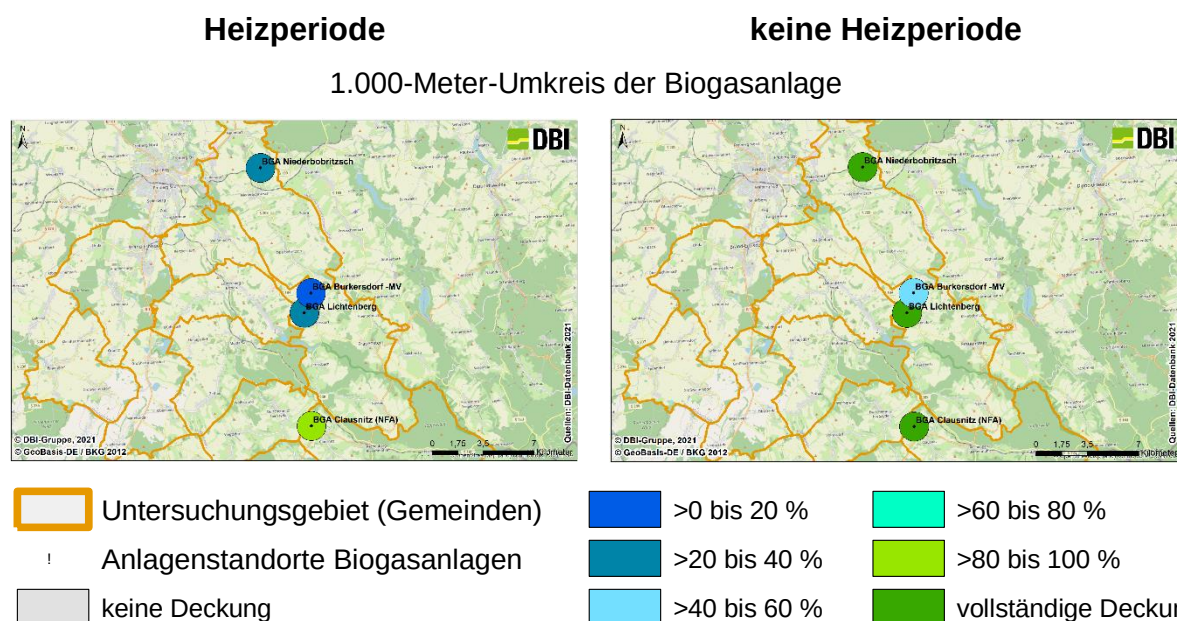


Abbildung 50: Deckungsrate des Wärmebedarfs im Januar (links) und Juli (rechts) im Umkreis von 1.000 Metern (MV-Milchvieh, NFA-Nassfermentationsanlage)

In Abbildung 50 sind jeweils der Januar beispielhaft für den Winter- (Heizperiode) und Juli für den Sommerzeitraum (keine Heizperiode) dargestellt. Allgemein erkennbar ist die unterschiedliche Deckung des Wärmebedarfs bezogen auf den betrachteten Zeitraum. Im Winterzeitraum ist, aufgrund der kälteren Temperaturen, der Wärmebedarf allgemein größer als im Sommerzeitraum. Deshalb kann dieselbe Anlage in der Heizperiode nicht den kompletten Wärmebedarf decken, wohingegen sie es im Sommerzeitraum im selben Umkreis-Szenario, aufgrund des geringeren Wärmebedarfs, kann. Beispielsweise deckt die Biogasanlage in Niederbobritzsch (nördlichste BGA) im Januar im 1.000-Meter-Umkreis nur 20 bis 40 % des Wärmebedarfs, wohingegen sie im Juli eine vollständige Deckung erreicht. Von der Produktionsleistung der Anlage hängt ab, wie viele Wärmeabnehmer in den betrachteten Umkreisen

versorgt werden können. Je kleiner die betrachteten Umkreise sind, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit, dass eine umfassende Versorgung der Wärmeabnehmer erfolgen kann. Je größer die betrachteten Umkreise (500, 1.000 & 1.500m) werden, desto mehr Wärmeabnehmer werden in die Betrachtung mit einbezogen, wodurch der für die Berechnungen relevante Wärmebedarf ansteigt. Da angenommen wird, dass die Produktionsleistung der Anlage (basierend auf der Annahme von 8.000 VLS) über das Jahr gleichbleibt, wird der Anteil der Wärmeabnehmer geringer, der mit steigendem Radius und in Abhängigkeit des betrachteten Zeitraums (Heizperiode / keine Heizperiode) versorgt werden kann.

Die Anlage in Clausnitz weist eine nutzbare Wärmemenge auf, die die vorhandenen Wärmebedarfe der jeweiligen Wärmeabnehmer im Umkreisszenario von 1.000m sowohl im Sommer- als auch im Winterzeitraum nahezu vollständig decken kann. Weiterhin ist für Anlagen interessant, die in bestimmten Szenarien eine vollständige Deckung des vorhandenen Wärmebedarfs erreichen, wie groß dieser Anteil der genutzten Abwärme im Verhältnis zur gelieferten Gesamtwärmemenge ist. Dazu sind in den drei folgenden Diagrammen (vgl. Abbildung 51, Abbildung 52, Abbildung 53) die Anteile der Wärmenutzung außerhalb der Betriebe aller Biogasanlagen in den drei Umkreisszenarien über das Jahr dargestellt.

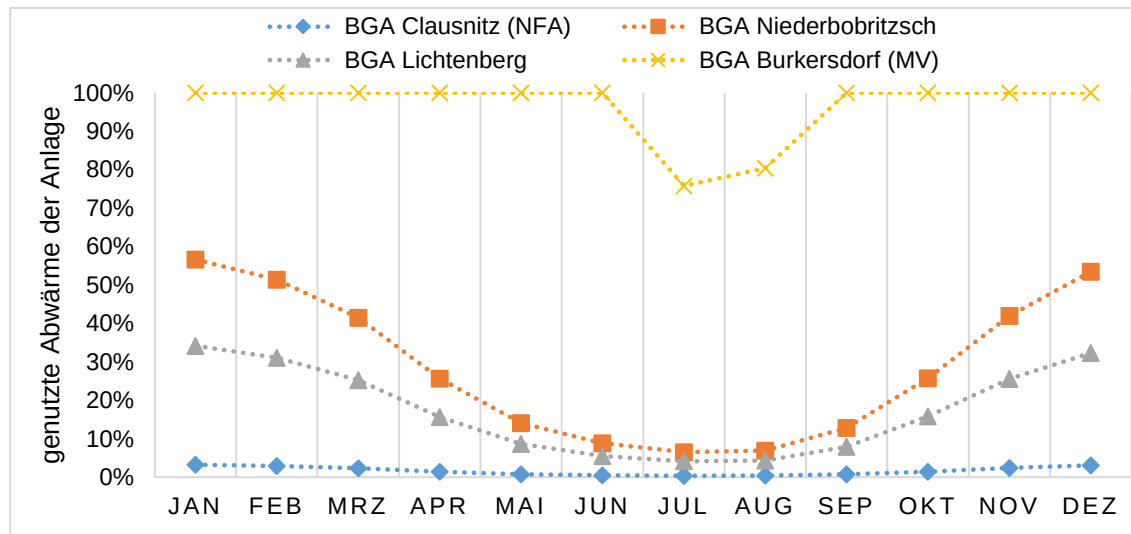


Abbildung 51: Genutzte Abwärme aller Biogasanlagen über das Jahr im 500-Meter-Umkreis (MV-Milchvieh, NFA-Nassfermentationsanlage)

Abbildung 51 zeigt, dass im Umkreisszenario für 500 m nur die Biogasanlage in Burkersdorf ihre verfügbare Wärmemenge absetzen könnte. Bis auf die 2 Sommermonate, in denen der Wärmebedarf der umliegenden Gebäude geringer ist als in der Heizperiode wird eine Nutzung von 100 % erreicht. Die verbleibenden Anlagen besitzen aufgrund ihrer ländlichen Lage keine ausreichenden Abnehmerstrukturen im direkten Umfeld (500 m).

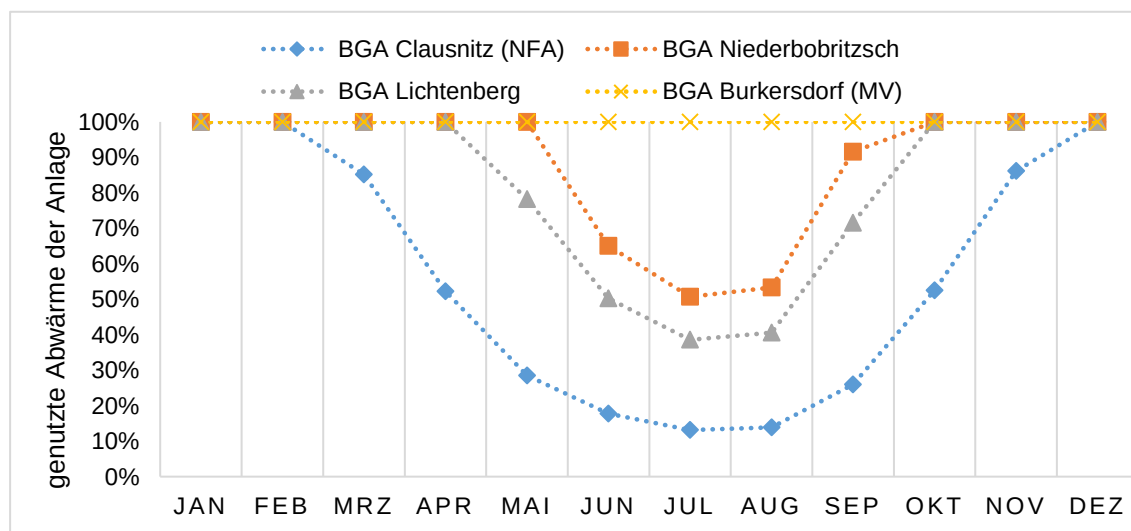


Abbildung 52: Genutzte Abwärme aller Biogasanlagen über das Jahr im 1.000-Meter-Umkreis (MV-Milchvieh, NFA-Nassfermentationsanlage)

Mit der Verdopplung des Umkreises auf 1.000m zeigt sich der zu erwartende Effekt, dass die genutzte Abwärme aller Anlagen steigt. Es kann geschlussfolgert werden, dass eine Wärmenutzung gerade in den

Wintermonaten ein lohnendes zusätzliches Vertriebskonzept für die Anlagen sein könnte, da in dieser Zeit große Anteil der Abwärme (> 80 %) genutzt werden.

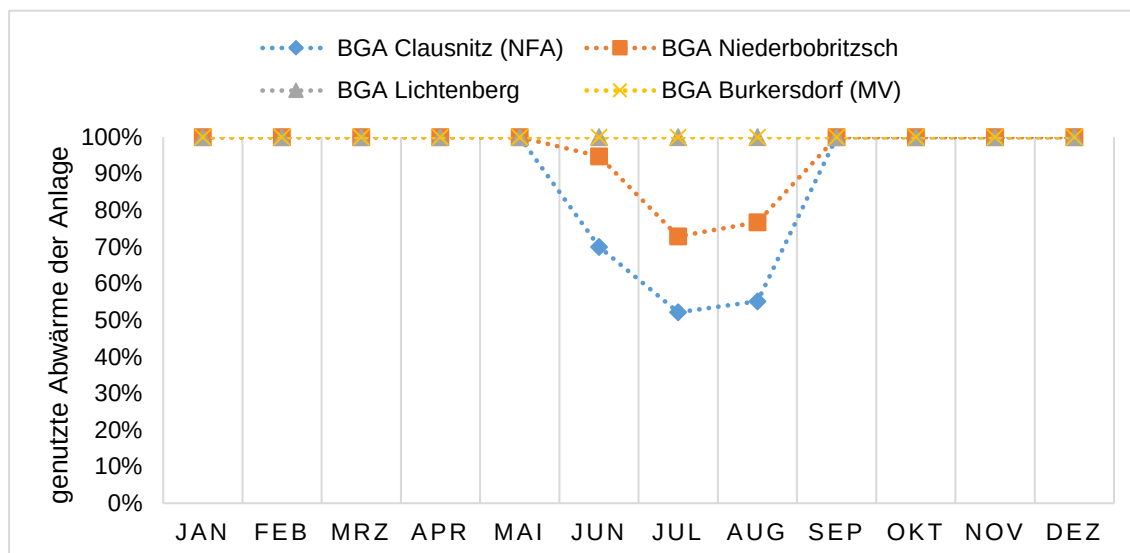


Abbildung 53: Genutzte Abwärme aller Biogasanlagen über das Jahr im 1.500-Meter-Umkreis (MV-Milchvieh, NFA-Nassfermentationsanlage)

Bei der Analyse des maximal gewählten Umkreises von 1.500 m zeigt die Auswertung aus Abbildung 53, dass die abgesetzte Wärmemenge bei allen 4 Biogasanlagen steigt sowie in mehr als der Hälfte des Jahres 100 % beträgt. Lediglich die große BGA in Clausnitz kann in den Sommermonaten (keine Heizperiode) ihre potenziell verfügbare Abwärme nicht absetzen.

In der nachfolgenden Tabelle 21 sind die Ergebnisse der Wärmeanalyse einzeln für die Anlagen sowie alle Umkreisszenarien aufgeführt. Die Daten der absetzbaren Wärmemenge zeigen die tatsächlich genutzte externe Wärme, die bspw. via Nahwärmenetz an Wärmebedarfsträger in dem jeweiligen Umkreis abgegeben werden kann.

Tabelle 21: Ergebnisse absetzbare Wärmemenge je Umkreisszenario in kWh/a

Anlage	nutzbare Abwärme	Abwärme 500m	Abwärme 1.000m	Abwärme 1.500m
BGA Clausnitz	1.500.000	24.400	844.200	1.346.700
BGA Niederbobritzsch	2.697.600	776.600	2.384.300	2.572.800
BGA Lichtenberg	582.000	102.100	474.900	582.000
BGA Burkersdorf	212.000	204.300	212.000	212.000

Zur besseren Veranschaulichung ist in der nachfolgende Abbildung 54 die tatsächlich genutzte Abwärme in Prozent für jede Biogasanlage pro Jahr dargestellt. Dazu wird der Anteil der über das Jahr genutzten Abwärme der Biogasanlage mit der Gesamtmenge der extern verfügbaren Wärmemenge ins Verhältnis gesetzt. Errechnet wird der Anteil der Jahresmenge an genutzter Abwärme aus der Summe aller monatlich genutzten Wärmemengen.

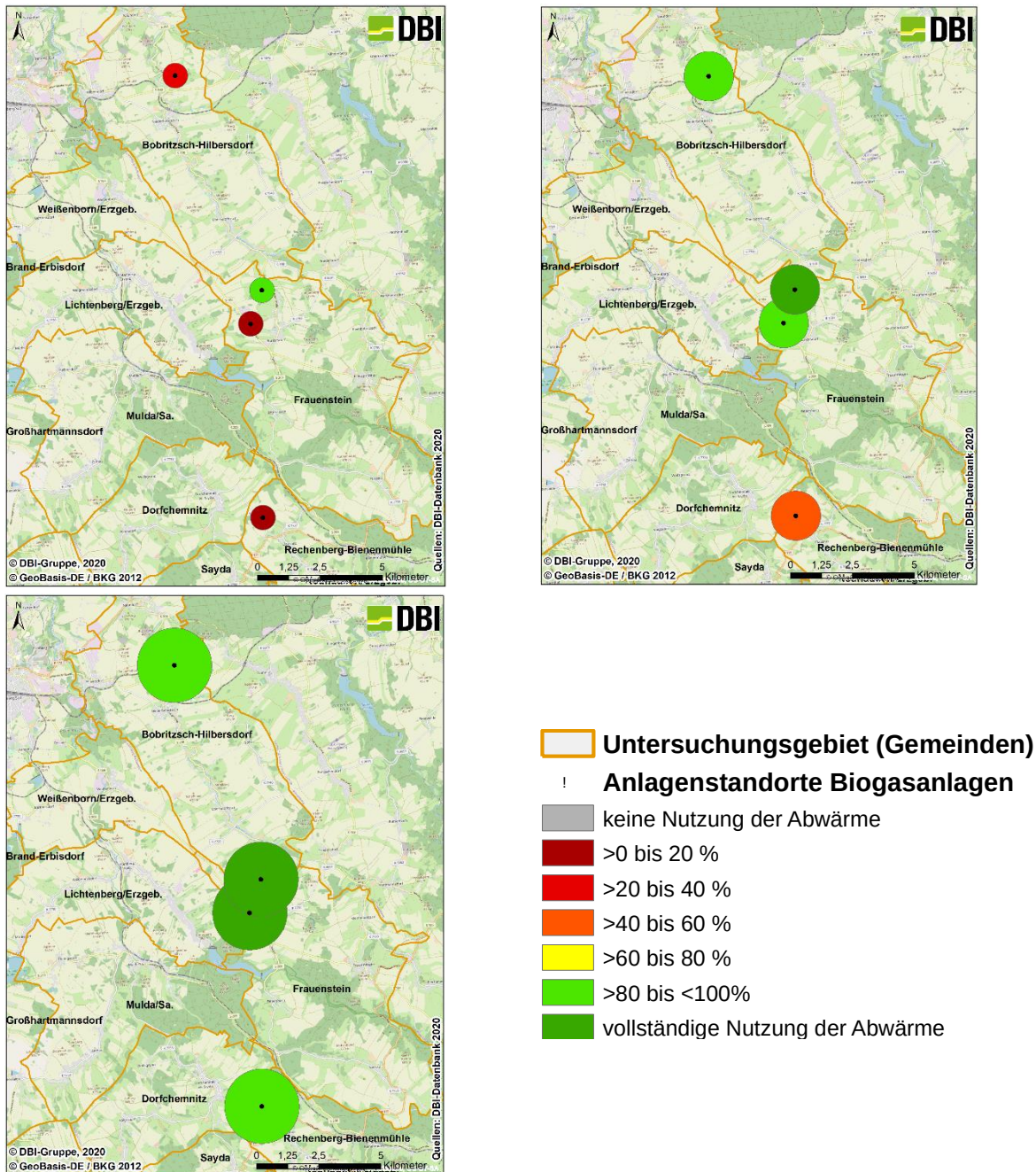


Abbildung 54: Tatsächlich genutzte Abwärme der Biogasanlagen im 500-Meter (oben links), 1.000-Meter (oben rechts) und 1.500-Meter-Umkreis (unten links)

Bei den Biogasanlagen Clausnitz, Lichtenberg und Niederbobritzsch werden die verfügbaren Abwärmemengen bei dem 500-Meter-Umkreis nur gering ausgenutzt (vgl. Abbildung 54). Die Nutzung der verfügbaren Abwärme ist bei der Anlage in Burkertsdorf im 500-Meter-Umkreis bei rund 96 %, da in diesem Bereich bereits ausreichend Wärmeabnehmer mit zu deckendem Wärmebedarf lokalisiert sind. Die Wärmeproduktion der Anlage ist im Vergleich zu den anderen drei Anlagen sehr gering. Dazu kommt ein schneller Anstieg der Zahl der Wärmeabnehmer vom 500-Meter bis zum 1.000-Meter-Umkreisszenario, weshalb der Wärmebedarf die zur Verfügung stehende Abwärmemenge der Anlage schnell überschreitet. In Gebieten mit weniger Wärmeabnehmern um die Anlage (z.B. Clausnitz und Lichtenberg), steigt die tatsächliche Nutzung der Abwärme der Anlage nur gering an mit steigendem Umkreis-Szenario.

Aus den Untersuchungen kann geschlossen werden, dass keine der vier betrachteten Anlagen über das Umkreis Szenario von 1.500 Metern hinaus weitere Wärmeabnehmer mit ihrer verfügbaren Abwärme versorgen könnten. Auf das Jahr bezogen sind von allen Anlagen Nahwärmenetze mit einer hohen Auslastung der Abwärmennutzung in einem Umkreis von max. 1.500m sinnvoll betreibbar (vgl. Abbildung 54). Eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist dennoch im Einzelfall zu prüfen und hängt von den örtlichen Gegebenheiten und Wärmepreisen ab.

II.4.2. Optionen Wärmenetze der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G.

a) Option Wärmenetz mit Heizzentrale im „Hetzegut“ Clausnitz

Aufgrund von hohen Überschüssen bei der betriebseigenen Produktion von Holzhackschnitzel gibt es Überlegungen, Anteile davon regional in der Gemeinde Rechenberg-Bienenmühle einzusetzen. Der bisherige Verkauf an ein Heizkraftwerk macht aus wirtschaftlichen Gründen und aufgrund von Transportaufwendungen wenig Sinn. Im Jahr 2021 ist in der Oberschule Rechenberg-Bienenmühle ein neuer Heizungskessel für Holzhackschnitzel in Betrieb gegangen, der mit Brennstoff der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. versorgt wird. Der Kessel verfügt über 350 kW thermische Leistung und hat einen prognostizierten Jahresbedarf von ca. 600 m³ Holzhackschnitzel. Darüber hinaus gibt es die Idee, ein Wärmenetz im Ort Clausnitz durch die AG „Bergland“ zu realisieren. Der Stand der Überlegungen wird nachfolgend dargestellt. Ein zentrales Gebäude mit Scheune, das sogenannte „Hetzegut“ befindet sich im Besitz der Genossenschaft, wird aktuell renoviert und soll vermietet werden. Das Wohngebäude umfasst 4 Wohneinheiten (WE) und hat auf beiden Dachseiten (Richtung SO und NW) eine PV-Anlage erhalten.



Abbildung 55: Ansicht des geplanten Wärmenetzes Clausnitz mit Angabe des bisherigen Energieträgers

Die ehemalige Scheune des „Hetzegutes“ wird durch entsprechende Baumaßnahmen zum Heizhaus umfunktioniert (in Abbildung 55 rot gekennzeichnet). Dabei sind Auflagen des Denkmalschutzes zu beachten. Beide Gebäudeteile liegen zentral im Ort neben der Kirche und werden durch die Geleitstraße getrennt, s. Abbildung 56.

Zwei Heizkessel für Holzhackschnitzel mit jeweils 200 kW thermische Leistung sind geplant, die das Wärmenetz mit Wärme versorgen sollen. Die Umsetzung soll in 2 Ausbauphasen erfolgen. Für die Versorgung des Netzes wird ein Bedarf von ca. 1.200 m³ Holzhackschnitzel im Jahr prognostiziert. Die Länge des Netzes soll mindestens 1 km betragen.



Abbildung 56: Ansicht „Hetzegut“ mit Wohnhaus mit 4 WE (links) und Scheune als künftige Heizzentrale (rechts)

Für den Anschluss an das Wärmenetz sind nach aktuellem Stand in der ersten Ausbaustufe folgende Abnehmer vorgesehen: ein Mehrfamilienhaus mit 26 Wohneinheiten (WE) und ein Wohnhaus mit 4 WE zur Vermietung, die Turnhalle, DRK-Station (Deutsches Rotes Kreuz) und der Fleischer. In der zweiten Ausbaustufe sollen Grundschule, Heimathaus, weitere EFH und Kindertagesstätte folgen. Bisher wurden neben Heizöl auch Strom und Gas zur Beheizung eingesetzt.

Es laufen Gespräche zur weiteren Gewinnung von Abnehmern in der näheren Umgebung. Für diesen Zweck war auch eine Informationsveranstaltung in der Laufzeit des Vorhabens 2022 eingeplant, die aber aufgrund noch vieler offener Fragen zur Realisierung des Nahwärmenetzes verschoben wurde. Die Agrargenossenschaft führte aber erste Gespräche zu diesem Thema im Gemeinderat.

Die Umsetzung des Vorhabens Nahwärmenetz verzögert sich u.a. auch aufgrund der nicht geklärten Fördersituation. Die Richtlinie „Bundesförderung effiziente Wärmenetze“ (BEW) wurde im Jahr 2021 als Entwurf veröffentlicht und ist bis jetzt, Mitte 2022, noch nicht verabschiedet [BEW 2021]. Die Förderung bedingt eine Mindestanzahl von 16 Hausanschlüssen von denen erst 11 aktuell gesichert sind. Der Anschluss an den Wohnblock mit 26 WE z.B. zählt als ein Anschluss.

Die Planung ist noch nicht abgeschlossen. Erste Berechnungen wichtiger Parameter wie z.B. der voraussichtlichen Heizlast und ein Angebot eines Installationsbetriebes zu den Kosten liegen vor. In Tabelle 22 sind technische Details zur Kesselanlage dargestellt.

Tabelle 22: Technische Details zur Kesselanlage für das geplante Nahwärmenetz in Clausnitz

Wärme- erzeuger	Rang	Nennleistung thermisch [kW]	Brennstoffverbrauch Holzhackschnitzel [SRM]	Erzeugte Wärme [kWh]	Volllast- stunden [h]
Kessel 1	Grundlast	200	1.177	823.055	4.136
Kessel 2	Spitzenlast	200	65	22.498	114

Auf der Wärmeerzeugerseite sind zwei Kessel je 200 kW mit einer Gesamtwärmeerzeugung von 845.500 kWh pro Jahr, davon je einer in Grund- und in Spitzenlast vorgesehen. Zur Verringerung der Taktung der Kessel ist ein Pufferspeicher mit 10.000 Liter und einer Speicherkapazität von ca. 103.824 kWh vorgesehen. Die Kessel können im Schwachlastbetrieb bis auf 60 kW thermische Leistung heruntergefahren werden. Durch Übergangsstationen in den Gebäuden kann Heizenergie und Wärme zur Warmwasserbereitung bereitgestellt werden. Auf der Abnehmerseite wurde eine Heizlast von 450 kW mit einem Gesamt-Wärmebedarf von 845.400 kWh pro Jahr ermittelt. Nachfolgend sind die wichtigsten Parameter des Nahwärmenetzes und die Wirtschaftlichkeit dargestellt.

Tabelle 23: Technische und wirtschaftliche Parameter des geplanten Nahwärmenetzes

Heizlast	450 kW
Wärmebedarf	845.400 kWh

Investitionskosten	646.600 €
- Anlagentechnik	240.000 €
- Gebäude	140.000 €
- Wärmenetz	266.600 €
Anschlusskostenbeiträge	96.000 €
Finanzierungsbedarf	550.600 €

Gesamtkosten pro Jahr	104.242 €
Wärme=Gesamterlöse pro Jahr	109.199 €
Jahresüberschuss pro Jahr	4.957 €
Wärmegestehungskosten	0,05 €/kWh

Bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung handelt sich um eine dynamische Aufstellung der Kosten mit einem Abschreibungszeitraum von 15 Jahren. Es wird mit einem erzielbaren Wärmepreis von 8 cent/ kWh gerechnet. Durch eine Förderung nach dem BEW könnte sich die Wirtschaftlichkeit deutlich verbessern. Die eingesparten Emissionen durch die Substitution von fossilen Energieträgern wurden separat unter Berücksichtigung des Komparators für Wärmeemission aus der RED II errechnet und ergab folgendes Ergebnis. Die Amortisierungszeit für die Variante Heizkessel und Nahwärmenetz beträgt 7,1 Jahre.

Tabelle 24: Berechnung der jährlich vermiedenen Emissionen des Nahwärmenetzes

	[t CO₂eq]
Emissionen vermieden	18,31

Der Primärenergiefaktor für den nicht erneuerbaren Anteil für Holz liegt bei 0,2 gegenüber den zu ersetzenden Energieträgern im Bestand wie Strom mit 1,8 sowie für Heizöl und Flüssiggas von 1,1 [GEG 2020]. Damit würde sich eine deutliche Verbesserung des Faktors mit der Umstellung des Energieträgers ergeben. Durch Effizienzmaßnahmen wie einer verbesserten Dämmung der anzuschließenden Gebäude und einer entsprechenden Anlagentechnik lassen sich weitere Optimierungen des Brennstoffbedarfs erreichen.

b) Option Erweiterung bestehender Wärmenetze an 75 kW-Biogasanlage

An den vorhandenen zwei kleineren Biogasanlagen mit 75 kW elektrische Leistung der Genossenschaft in Clausnitz und Cämmerswalde sind jeweils kleine Wärmenetze angeschlossen. Diese beheizen jeweils ein Mehrfamilienhaus (MFH) seit dem Jahr 2013. Die Abwärme der Biogas-BHKW reicht für den Winter aus, um die Heizlast zu decken. Im Sommer sind Überschüsse an Wärme vorhanden.

Im Entwurf der Förderrichtlinie BEW ist die Möglichkeit der Erweiterung vorhandener Wärmenetze vorgesehen. An die Agrargenossenschaft wurden Anfragen von Hauseigentümern im Umkreis der Anlage herangetragen. Mit einer zusätzlich zu installierenden Holzheizungsanlage für Holzhackschnitzel könnte eine Erweiterung dieser beiden Netze erfolgen. Der Wärmeabsatz der kleinen Biogasanlagen besonders im Sommerhalbjahr ließe sich damit deutlich erhöhen. In diesem Zeitraum kann der Holzkessel überwiegend im Ruhezustand verbleiben. Ein zusätzlicher Wärmespeicher kann die Starts der Kesselanlage und das Wärmemanagement optimieren.

Mit der Erweiterung der beiden Nahwärmenetze an den zwei kleinen Biogasanlagen erhöht sich der Holzverbrauch des Betriebes deutlich mit einer Effizienzsteigerung der Wärmenutzung. Je Biogasanlagen

stehen bis zu 0,3 GWh an Wärmeüberschuss jährlich zur Verfügung, der je nach Ausbau der weiteren Gebäudeanschlüsse genutzt werden kann.

II.4.3. Option KWK Holzgas am Nahwärmenetz Clausnitz

Holz kann durch eine zweistufige Umwandlung in Holzgas und mit der nachfolgenden Verbrennung in einem BHKW in Strom und Wärme gewandelt werden. Das Gas besteht hauptsächlich aus brennbaren Bestandteilen wie Wasserstoff, Kohlenmonoxid, Methan und Kohlenwasserstoffverbindungen.

Mit Holzgas im KWK-Verfahren lassen sich deutlich höhere Wirkungsgrade als mit der einfachen Verbrennung in einem Kessel erzielen. Als Nachteile können die teilweise geringen Betriebserfahrungen der Anlagen, die komplexe Anlagentechnik und der damit einhergehende hohe Betreuungsaufwand erachtet werden.

Für Holzvergaser bestehen hohe Anforderungen an die Qualität des Brennstoffes. Im Rahmen des Vorhabens wurden verschiedene Hersteller befragt. Vielmals kommen Holzpellets zum Einsatz, aber auch Holzhackschnitzel sind möglich. Die Hersteller verweisen auf hohe Qualitätsanforderungen für die eingesetzten Hackschnitzel, wie geringe Anteile an Rinde und Staub. Der Einsatz von Stammholz als Rohstoff zur Holzhackschnitzelherstellung wird angestrebt.

Eine Praxisanlage zur Holzvergasung mit BHKW bei der Firma Radßuweit in der Nähe von Freiberg konnte besichtigt und mit dem Betreiber Betriebserfahrungen ausgetauscht werden. Die Anlage verfügt über eine Trocknungseinheit, eine Siebung, 2 Holzvergaser und 2 Holzgas-BHKW mit gesamt 120 kW elektrischer und ca. 250 kW thermischer Leistung. Als Brennstoff kommen Holzhackschnitzel mit hohen Qualitätsanforderungen zum Einsatz. Der Anlagenhersteller ist die Firma Terra-Tec GmbH aus Sonnefeld. In Abbildung 57 ist die Anlage dargestellt.



Abbildung 57: Anlage zur Holzvergasung mit Holz Trocknung (links) und BHKW-Modul (rechts) der Firma Radßuweit

Weiterhin konnten Informationen zum Thema Holzvergasung von der Firma Lipro Energy GmbH & Co. KG bezogen werden. Es werden von dieser Firma auch hohe Anforderungen an die Holzqualität und eine entsprechende Siebung vor der Vergasung empfohlen.

Für das Vorhaben Nahwärmenetz in Clausnitz wird die Variante Holzgas-KWK betrachtet. Geplant sind 2 Heizkessel mit jeweils 200 kW thermischer Leistung. Der elektrische Wirkungsgrad der Holzgas-KWK-Anlage wird mit 30% und der thermische Wirkungsgrad mit 50% angesetzt. Durch eine Holzvergasungsanlage von 100 bis 120 kW elektr. Leistung kann man einen Heizkessel einsparen und den

2. Heizkessel als Spitzenlastkessel einsetzen. Dadurch könnten Investitionskosten von über 80.000 € eingespart werden.

Für eine komplette Anlage für die Holzvergasung inkl. Trocknung, Siebung und BHKW-Anlage kommen je nach Hersteller Investitionskosten von 400.000 bis 900.000 € zusammen. In einer Wirtschaftlichkeitsberechnung wurde eine Holzgas-KWK-Anlage mit 900.000 € Anlagenkosten zusammen mit einem Spitzenlastheizkessel am Nahwärmenetz untersucht. Als Abschreibungsdauer wurden 15 Jahre, der Kalkulationszins von 3% und 2% für Preissteigerung angesetzt. Für das BHKW werden 4.000 Jahresvolllaststunden angesetzt. In Tabelle 25 sind beide Varianten gegenübergestellt.

Tabelle 25: Wirtschaftlichkeitsberechnung der Variante Holzgas-KWK mit Heizkessel, wesentliche Ergebnisse

Investitionskosten	1.386.600 €
- Anlagentechnik	980.000 €
- Gebäude	140.000 €
- Wärmenetz	266.600 €
Anschlusskostenbeiträge	96.000 €
Finanzierungsbedarf	1.290.600 €

Gesamtkosten pro Jahr	169.819 €
Wärmeerlöse pro Jahr	109.199 €
Gesamterlöse pro Jahr	163.285 €
Stromgestehungskosten	-0,079 €/kWh
Wärmegestehungskosten	0,046 €/kWh

Im Ergebnis sind die Wärmegestehungskosten in der Variante Heizkessel mit ca. 5 cent/ kWh fast vergleichbar mit denen durch die Holzgas-KWK-Anlage erzeugte Wärme mit 4,6 cent/ kWh. Die Investitionskosten sind mit knapp 1,4 Mio. € sehr hoch und übersteigen die Kosten der Heizkesselanlage deutlich. Dafür können durch den Stromverkauf Einnahmen generiert werden. Die Basisvergütung liegt bei 14 cent/ kWh, auf die ca. 5 cent/ kWh Erlöse durch die Stromdirektvermarktung dazu kommen.

Die Amortisierungszeit für Holzgas-KWK-Anlage mit Nahwärmenetz beträgt 6,6 Jahre und liegt damit leicht unter der Variante Heizkessel und Nahwärmenetz mit 7,1 Jahre.

II.4.4. Wege der Stromvermarktung: Regionalstromvermarktung im Untersuchungsgebiet, Terminmarkt, Eigenverbrauch und Stromtankstelle

Bei diesem Modell wird regional erzeugter Strom auch regional verbraucht und trägt dabei zur **Netzentlastung** bei. Außerdem ist durch die Regionalität von einer Steigerung der Akzeptanz gegenüber Erneuerbaren-Energien-Anlagen vor Ort auszugehen. Alternativ zur Vermarktung von Strom und Treibstoffen ist der weitere Aufbau der Direktvermarktung von Strom zur regionalen Verwertung eine Möglichkeit für eine Erhöhung der Wirtschaftlichkeit.

Seit Anfang 2019 ermöglicht das Regionalnachweisregister (RNR) die Ausstellung von Regionalnachweisen für Strom aus EEG-Anlagen. Im Regionalnachweisregister werden Nachweise verwaltet, aus denen hervorgeht, in welcher EEG-Anlage (z. B. eine Biogasanlage der Region) eine bestimmte Menge Strom aus erneuerbaren Energien produziert wurde. Stromanbieter können damit ihren privaten, gewerblichen und öffentlichen Verbrauchern ein regionales Produkt Strom aus EEG-Anlagen anbieten.

Ein weiteres Ziel der regionalen Stromvermarktung ist, eine höhere Akzeptanz für die Energiewende in der Bevölkerung zu erreichen. Eine zunehmende Akzeptanz von regionalen Produkten im Bereich Lebensmittel ist in den letzten Jahren zu beobachten und lässt den Schluss der Übertragbarkeit auf andere Bereiche wie den Strombezug zu.

Der Regionalnachweis ermöglicht es Verbrauchern, EEG-Strom von Biogasanlagen und anderen Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Strom aus der Region zu beziehen. Die Region wird aus den

Postleitzahlengebieten gebildet, die sich in einem 50-km-Umkreis um das Postleitzahlengebiet befinden, in dem der Strom verbraucht wird. Die Vermarktungsgenossenschaft Gruppe Freiberger Land e. G. (GFL) tritt hierbei gemeinsam mit den Mitgliedern an, um den Strom der Mitglieder gemeinsam und regional zu vermarkten.

Ein erstes Produkt konnte zusammen mit dem Partner Würzburger Versorgungs- und Verkehrs-GmbH (WVV) in den Markt eingeführt werden. Dieser Partner hat bereits Erfahrungen auf dem Gebiet der Regionalstromvermarktung vorzuweisen. Durch die Regionalstromvermarktung ergeben sich folgende Vorteile:

- Relevante Zusatzerlöse von **0,7 ct/kWh bis zu 1,4 ct/kWh** (nur auf den EEG-Strom des Anlagenbetreibers)
- Vorbereitung auf die Post-EEG-Zeit
- Intensivierung des positiven regionalen Images
- Erfahrungen in der Umsetzung des Regionalnachweisregisters

Aktuell werden über den **Terminmarkt** stark gestiegene Strompreise über die Vermarktungsgenossenschaft Gruppe Freiberger Land e. G. (GFL) vermarktet:

01.04.2022 bis 31.12.2022	> 25 ct/kWh
01.01.2023 bis 31.03.2023	> 25 ct/kWh
01.04.2023 bis 31.03.2024	> 25 ct/kWh

Damit können deutlich höhere Stromerlöse durch die Biogasanlagen erzielt werden. Ebenso profitieren die anderen EE-Anlagen von der geänderten Marktlage, wodurch z.B. ausgeförderte Windkraftanlagen der Genossenschaft wieder rentabel betrieben werden können.

Option Einrichtung einer öffentlichen Stromtankstelle

Eine Stromtankstelle ist nur möglich mit einer Offgrid-Erzeugungsanlage, bei der ein extra Kabel nur zur Tankstelle verlegt wird. Damit besteht eine Diskrepanz zwischen der Erzeugung und der stark fluktuierenden Abnahme, welche sich bei einer Biogasanlage ohne einen Stromspeicher nicht praktisch umsetzen lässt. Es ist bisher keine Biogasanlage in Deutschland bekannt, die dieses Konzept umgesetzt hat.

Mit einer direkten Anbindung müsste das möglich sein. Gemäß der Änderung zum EEG 2021 ist dieses Konzept ab 2023 wieder möglich. Vom Image des Betriebes betrachtet wäre das auf alle Fälle sinnvoll und würde die E-Mobilität auch in die ländlichen Regionen verstärken.

Eigenverbrauch von EE-Strom

Durch die stark gestiegenen Strompreise steigen die Betreiber von der Gesamtstromeinspeisung auf die Überschusseinspeisung um. Im EEG 2023 wird es zudem auch wieder möglich sein, Eigenstrom für den gesamten Betrieb (nicht an Dritte) zu nutzen. Die Genossenschaft in Clausnitz prüft diese Möglichkeit zum verstärkten Eigenverbrauch von Strom aus PV- und Windkraftanlagen.

Bei Überschusseinspeisung speist der Betreiber den überschüssigen Strom, den er nicht selbst verbrauchen kann, ins Netz ein. Seit 2004 existiert im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) die Wahlmöglichkeit zwischen einer Volleinspeisung und einer Überschusseinspeisung des in der eigenen erneuerbaren Stromproduktionsanlage erzeugten Stroms. Während im Fall der Volleinspeisung der gesamte erzeugte Strom in die öffentliche Vermarktung fließt, kommt bei der Überschusseinspeisung nur noch die Strommenge auf den Markt, die nicht mehr im eigenen Umfeld, im Rahmen der Eigenstromversorgung, verbraucht werden kann. Diese sog. Eigenstrom-Privileg wurde im EEG 2014 gekippt. Seit 2014 gibt es nur die Gesamtstromeinspeisung mit geringen Ausnahmen für den Eigenbedarf. Das wird sich aber 2023 wieder ändern. Damit kann Biogasstrom zur Eigenversorgung genutzt werden. Bei künftigen Strombezugspreisen deutlich über 30 ct/kWh, könnte die Möglichkeit an den Biogasanlagen der Genossenschaft in Clausnitz in Betracht gezogen werden.

Zu beachten ist allerdings, dass das EEG für viele Erneuerbare-Energien-Anlagen eine Pflicht zur Direktvermarktung vorsieht. Diese Pflicht greift ab einer installierten Leistung von 100 kW bei Windenergie, Biogas, Wasserkraft und Photovoltaik.

II.5. Arbeitspaket 5: Machbarkeitsstudie

II.5.1. Öffentlichkeitsarbeit und Netzwerk

Das Thema Öffentlichkeitsarbeit im Rahmen des Projektes wurde hauptsächlich vom Verein SNB durchgeführt. Es erfolgte eine aktive Einbindung der beiden anderen Partner AEV und TUBAF, die hierbei unterstützend wirkten.

Vielfach konnte auf das Netzwerk vom Verein SNB aufgebaut werden, welches sich im Laufe des Projektes um weitere Partner erweitert hat. Mit Experten vom Fachverband Biogas e.V. kam ein reger fachlicher Austausch zustande, der dem Projekt Informationen mit aktuellem Bezug lieferte.

Nachfolgend sind die Aktionen und Beiträge der Öffentlichkeitsarbeit aller Partner aufgelistet. Aufgrund der zu der Zeit herrschenden Bedingungen der Pandemie fanden Treffen und Vorträge zumeist online statt. Einzelne Veranstaltungen konnten persönlich organisiert und besucht werden, was einen intensiveren persönlichen Austausch mit Fachleuten ermöglichte.

- **Vortrag** „Energie & Klima & Biodiversität – Blühpflanzen auf landwirtschaftlichen Flächen zur Biogaserzeugung“ am 29. April 2021 im Rahmen des Tages der Erneuerbaren Energien, online

Der Beitrag wurde als online-Vortrag zusammen vom SNB und der TUBAF gehalten.

- **Netzwerkarbeit**, persönlicher Austausch mit Andreas Jahnel vom Sächsischen Landesbauernverband e. V. (SLB) zu aktuellen Themen der Bioenergie in der Landwirtschaft am 21. Juli 2021 in Dresden

An diesem Gespräch nahmen Vertreter vom SNB und von der TUBAF teil. Dabei wurden Möglichkeiten zur Kooperation bei der Öffentlichkeitsarbeit und Unterstützung in der Projektarbeit erörtert.

- **Eintrag** in den Referenzflächenatlas vom Fachverband Biogas e.V. im Juli 2021.

Der Atlas bietet einen deutschlandweiten Überblick über alternative Energiepflanzen zur Vergärung in Biogasanlagen. Für den Agrarbetrieb „Bergland“ Clausnitz wurden die Wildpflanzenmischungen, Durchwachsende Silphie und die Ölpflanzen Leindotter, Senf, Lein und Raps eingetragen. Der Eintrag wurde vom SNB vorgenommen und ist auf folgender Seite veröffentlicht (Abruf: 09.05.2022):

<https://biogas.org/edcom/webfwb.nsf/id/DE-Referenzflaechen-Atlas>

- **Feldtag** „Blühpflanzen auf landwirtschaftlichen Flächen zur Biogaserzeugung“ am 29. Juli 2021.

Der Tag wurde vom SNB und der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. zusammen mit dem externen Partner Saxonia Bildung GmbH organisiert. Der Fachverband Biogas e.V. bewarb die Aktion im Rahmen der Woche der Artenvielfalt in einem online-Auftritt.

In der **Freien Presse**, Regionalteil Freiberg, erschien am 9. August 2021 dazu ein Artikel mit dem Titel „Blühwiese nützt nicht nur Insekten“, siehe Abbildung 58. Insgesamt erschienen 3 Berichte über diesen Feldtag in verschiedenen Publikationen die nachfolgend aufgelistet sind.



Abbildung 58: Artikel zum Feldtag in der Freien Presse

- Im August 2021 publizierten die Projektpartner das Thema in der **Verbandszeitung** des Sächsischen Landesbauernverbandes (SLB) **Agrar Aktuell** mit einem Beitrag unter dem Titel „Informativer Feldtag: Blühpflanzen auf landwirtschaftlichen Flächen zur Biogaserzeugung in Clausnitz“.
- Weiterhin erfolgte eine online **Veröffentlichung** in dem monatlich erscheinenden Agrarfachmagazin **TopAgrar** unter dem Titel „Feldtag: Blühpflanzen auf landwirtschaftlichen Flächen“ am 4. August 2021. Diese ist unter der Adresse abrufbar (Abruf: 23.06.2022):

<https://www.topagrar.com/energie/news/feldtag-bluehpflanzen-auf-landwirtschaftlichen-flaechen-12644580.html>

- **Konferenzposter** zum siebten FNR/KTBL-Online-Biogaskongress am 29. und 30. September 2021 der Reihe „Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven“

Ferchau, E.; Wellerdt, J.; Himmelstoß, A.; Krause, H. (2021): Biogas als Baustein der multifunktionalen Bioenergienutzung einer Agrargenossenschaft im Erzgebirge, Konferenz-Poster. 7. FNR/KTBL-Biogaskongress 2021, Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven, 29. und 30.09.2021, online

- **Vortrag** von A. Himmelstoß „Vorstellung des Regionalstromkonzeptes der Gruppe Freiburger Land e.G.“ von der GFL auf der Mitgliederversammlung des Sächsisches Netzwerk Biomasse e.V. (SNB) am 15. September 2021 in der Markthalle in Clausnitz.
- **Vortrag** „Praxisbericht - Gruppe Freiburger Land e.G. – 26 Anlagenbetreiber vermarkten Regionalstrom“ zur 17. Sächsischen Biogastagung – Chancen für den Klimaschutz am 5. Oktober 2021 in Klipphausen, OT Groitzsch

Der Beitrag wurde vom Partner AEV Energy GmbH, Herrn Alfons Himmelstoß gehalten. Das Programm dieser Tagung ist nachfolgend eingefügt, s. Abbildung 59.

Programm			
Das Sächsische Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie (LfULG) lädt ein zur			
17. Sächsischen Biogastagung			
– Chancen für den Klimaschutz –			
Termin: 05. Oktober 2021 09:30 bis 14:30 Uhr			
Ort: Gaststätte „Groitzscher Hof“ Zum Kalkwerk 3 01665 Klipphausen OT Groitzsch			
Vor dem Hintergrund des Klimaschutzes ist der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien unaufhaltsam. Das schließt die Erhaltung des Biogasanlagenbestandes ein sowie die kostengünstige Umstellung auf neue Anforderungen. Die sächsischen Biogasanlagen sind Systemdienstleister in den Bereichen Energie, Umwelt und Landwirtschaft. Sie liefern und speichern bedarfsgerecht Strom und Wärme, vermindern klimaschädliche Emissionen, sind Bestandteil der Kreislaufwirtschaft und Wertschöpfung. Zahlreiche Betreiber haben ihren Weg in die Zukunft mit ganz individuellen Konzepten gefunden. Die Veranstaltung ordnet sich ein in das LfULG-Leitprojekt „Herausforderung Klimawandel in Sachsen“. Sie richtet sich an Landwirtschaftsbetriebe mit Biogaserzeugung, Anlagenbetreiber, Behörden, Fachleute und Interessierte der Branche.			
Norbert Eichkorn Präsident des Landesamtes für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie Dr. Uwe Bergfeld Abteilungsleiter Landwirtschaft Werner Sommer Abteilungsleiter Klima, Luft, Lärm; Strahlenschutz			
09:30 Uhr	Begrüßung Norbert Eichkorn, Präsident des LfULG	12:45 Uhr	Nährstoffextraktion aus Gärresten nach dem Berthold-Verfahren Tall Pressler, Nährstofflenker GmbH Münster
09:45 Uhr	Aktuelle Rahmenbedingungen in Deutschland und Sachsen Herwig Vopel, Staatsministerium für Energie, Klimaschutz, Umwelt und Landwirtschaft (SMEKUL)	13:15 Uhr	TA Luft – Auswirkungen auf die sächsischen Biogasanlagen Thomas Heidenreich, LfULG
10:15 Uhr	Vorbereitung auf den Ernstfall – Musterhandbuch als Hilfe für Betriebsleiter Peter Gamer, LfULG	13:45 Uhr	Praxisbericht – Gruppe Freiberger Land e.G. 26 Anlagenbetreiber vermarkten Regionalstrom Alfons Himmelstoss, AEV Bioenergy Dresden
10:45 Uhr	Pause	14:15 Uhr	Schlusswort Dr. Uwe Bergfeld, LfULG
11:00 Uhr	Möglichkeiten und Grenzen der energetischen Verwertung von Alternativpflanzen Dr. Kerstin Jäkel, LfULG	14:30 Uhr	Ende der Veranstaltung
11:30 Uhr	Herstellung von grünem Wasserstoff aus Biomasse Tobias Weide, FH Münster	Moderation: Werner Sommer, LfULG	
12:00	Pause		

Abbildung 59: Programm zur Sächsischen Biogastagung mit Beitrag vom Partner AEV, 2021

- **Netzwerkarbeit**, persönlicher Austausch mit Andreas Jahnel vom Sächsischen Landesbauernverband e. V. (SLB) zu aktuellen Themen der Bioenergie in der Landwirtschaft am 15.03.2022 in Freiberg

An diesem Gespräch nahmen Vertreter vom SNB und von der TUBAF teil. Dabei wurden Möglichkeiten der Zusammenarbeit bei der Öffentlichkeitsarbeit besprochen, wie z.B. ein gemeinsamer Pressetermin mit Journalisten.

- **Vortrag** auf dem Institutskolloquium IWTT der TUBAF am 13. April 2022 mit dem Titel „Multifunktionale Bioenergienutzung im ländlichen Raum am Beispiel der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G.“, gehalten von Erik Ferchau
- **TV-Beitrag** „Autarke Energieversorgung: Welche Innovationen gibt es?“, MDR Umschau vom 26. April 2022

<https://www.ardmediathek.de/video/umschau/autarke-energieversorgung-welche-innovationen-gibt-es/mdr-fernsehen/Y3JpZDovL21kci5kZS9iZWl0cmFnL2Ntcy8yYWNlZTQ4Yi0yMmVlLTQ2MGU0YU0My01YjRjODk0MzYwYmQ>

Im TV-Beitrag geht es um autarke Energielösungen u.a. am Beispiel der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. Dabei wurde der Fokus auf den Einsatz von Rapsölkraftstoff in Landmaschinen sowie Strom- und Wärmeproduktion durch Biogas gesetzt; inklusive der damit verbundenen finanziellen Einsparungen. Beteiligt an der Erstellung des Beitrages waren der Verein SNB, die TUBAF und die Agrargenossenschaft. Das TV-Team wurde mehrfach auf das Projekt „MultiBioLR“ hingewiesen, brachte es allerdings nicht im Beitrag.

- **Vortrag** „Bioenergie für Wärme, Strom und Mobilität am Beispiel der Agrargenossenschaft ‘Bergland’ Clausnitz e.G.“ im Rahmen des Tages der Erneuerbaren Energien 2022, online

Am 28. April 2022 fand ein **Online-Vortrag** statt mit dem Titel „Bioenergie für Wärme, Strom und Mobilität am Beispiel der Agrargenossenschaft ‘Bergland’ Clausnitz e.G.“. Dabei wurde ein Überblick über die Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarer Energie und die Kreislaufwirtschaft im Betrieb gegeben. Beteiligt an diesem Vortrag waren SNB und TUBAF. Folgender Screenshot dokumentiert die Ankündigung des Beitrages zum Energietag im online-Auftritt der Veranstaltung.

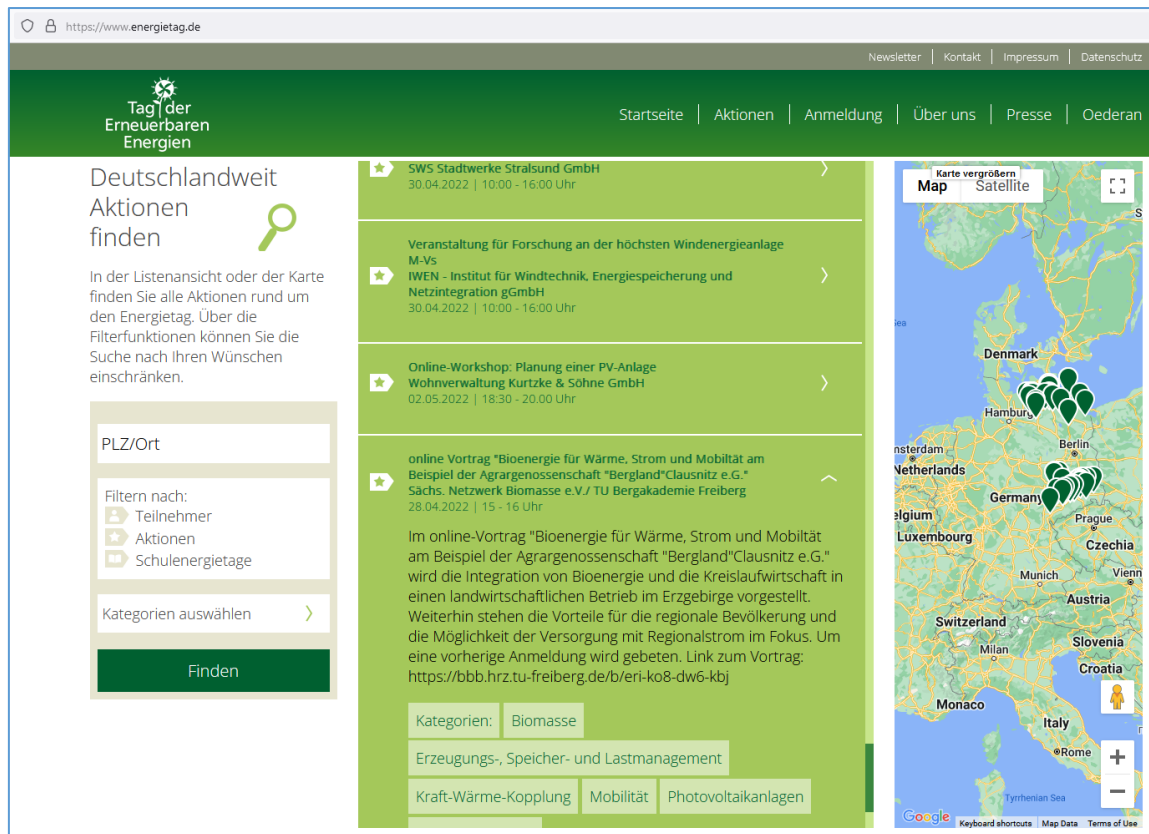


Abbildung 60: Screenshot von der Ankündigung des Beitrages von SNB und TUBAF am Energietag 2022, online

- Beteiligung am **Praxisseminar** Biomasse, Holzgas, Strom und Wärme am 19. Mai 2022 in Brand-Erbisdorf. Im Rahmen dieses Seminars wurde eine Holzgasanlage inklusive Trocknung, Siebung, Vergasung und BHKW besichtigt. Das Seminar wurde vom SNB zusammen mit dem externen Partner Saxonia Bildung GmbH organisiert. Innerhalb des Programms konnten viele Fragen zum Thema Holzgas mit Relevanz zum Projekt gestellt und beantwortet werden.



Abbildung 61: Einladung zum Praxisseminar Holzgas vom SNB mit Saxonia Bildung, 19. Mai 2022

Nach Projektende sind drei weitere Veranstaltungen mit Bezug zum Vorhaben geplant:

- Das **Sommergespräch mit Journalisten** wird mit dem Sächsischen Landesbauernverband am 30.08.2022 gemeinsam mit der Agrargenossenschaft „Bergland“ in Clausnitz stattfinden. Vorträge u.a. von SNB, AEV, AG Clausnitz und anschließende Besichtigung der Biogasanlagen und anderen EE-Anlagen sind vorgesehen.
- Ein weiteres **Praxisseminar** zum Thema Holzgas ist aufgrund der hohen Nachfrage für den 15. September 2022 mit Herrn Radßuweit in BED geplant. Gemeinsam mit der Saxonia Bildung gGmbH wird der Verein SNB das Seminar organisieren und durchführen.
- Eine **Informationsveranstaltung** mit der Vorstellung des Vorhabens zum geplanten Nahwärmenetz in Clausnitz ist vor allem für die Anwohner vorgesehen. Der SNB und die Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. werden diese Vorstellung durchführen. Dazu gibt es noch keinen konkreten Termin. Diese Veranstaltung war zum Ende der Projektlaufzeit vorgesehen, musste aber aufgrund von Verzögerungen bei der Verabschiedung der Förderrichtlinie für Nahwärmenetze und weiterer interner Gründe der Agrargenossenschaft unbestimmt verschoben werden. Ein Termin im Herbst 2022 wird angestrebt.

Im Rahmen der Gespräche mit anderen Landwirtschaftsbetrieben der Region konnte eine Sensibilisierung zum Thema Bioenergie festgestellt werden. Ein Betrieb der Region ist dem Beispiel der AG Clausnitz gefolgt und hat zwei Holzhackschnitzelheizungen installiert mit Holz aus eigenen Quellen. Ein geplantes Wärmenetz hängt ebenso wie in Clausnitz von der Förderrichtlinie BEW ab. Eine andere Genossenschaft mit Biogasanlage hat die Absicht ein Wärmenetz bzw. eine Biogasfernleitung zu einer Wärmesenke zu planen. Die Übertragbarkeit der Ergebnisse könnte in einem Landwirtschaftsbetrieb im Erzgebirge zum Thema Biomethan erfolgen. Dabei kann die Anwendung eines THG-Rechners von Bedeutung sein.

II.5.2. Diskussion der Varianten für die Biogasanlage an der MVA in der 2. Vergütungsperiode (VP)

Die Biogasanlage an der MVA hat im Frühjahr 2022 erfolgreich an der Ausschreibung für den Weiterbetrieb in der 2. VP teilgenommen und 3 Jahre Zeit zur Umsetzung, siehe Details in AP 3.

In Abbildung 62 ist ein Vergleich zur Wirtschaftlichkeit der Varianten Satelliten-BHKW am Nahwärmenetz und Biomethan dargestellt. Beide Varianten basieren auf der Basisvariante der BGA (linke Spalte Basis BGA MVA) und stellen eine Erweiterung dar. In allen Varianten müssen die Vorgaben des EEG 2021 eingehalten werden, u.a. die Leistungsreduzierung auf 45% Höchstbemessungsleistung (HBL, siehe Diskussion in AP 3).

Übersicht vorläufige Wirtschaftlichkeit			
Leistungsreduzierung auf 45% HBL			
Ausgaben/Einnahmen pro Jahr	Basis BGA MVA 2. VP gem. EEG 2021, 1 x 356 kW _{el} , 1 x 350 kW _{el}	Nahwärmenetz "Hetzegut" Neuanlage Sat. - BHKW, 499 kW _{el}	Neuanlage BGA MVA Biomethan
Gesamtkosten der Anlage	575.198 €	1.115.299 €	1.200.000 €
1. Ausgaben pro Jahr			
Investitionsbedarf der Anlage (Fremdmittel)	14.380 €	69.706 €	75.000 €
Abschreibung pro Jahr	21.570 €	27.882 €	30.000 €
Zinsen pro Jahr (zukünftig über Vertragslaufzeit)	3.800 €	9.719 €	12.000 €
Wartungs- u. Instandhaltungskosten BHKW	34.788 €	24.588 €	0 €
Wartungs- u. Instandhaltungskosten Maschinen	53.504 €	11.153 €	0 €
Personalkosten / Arbeitskosten	21.900 €	5.475 €	0 €
Grassilage	159.505 €	0 €	0 €
Getreide	109.500 €	0 €	0 €
Strom	76.002 €	5.901 €	31.473 €
Abgasnachbehandlung (SCR-Kat), AdBlue (Harnstoff)	3.131 €	3.934 €	0 €
Kosten für Wartung und Instandhaltung	0 €	0 €	26.916 €
Versicherungssumme	10.701 €	22.306 €	24.000 €
2. Einnahmen pro Jahr			
Verkauf von Strom	500.560 €	321.457 €	0 €
Flexzuschlag	45.890 €	32.435 €	0 €
Einnahmen durch Verkauf von Biomethan	0 €	0 €	738.872 €
Zusatzerlöse aus der Direktvermarktung	27.831 €	19.671 €	0 €
Einnahmen durch Eigenverbrauch von Wärme	83.280 €	0 €	0 €
Einnahmen durch Verkauf von Wärme	0 €	87.600 €	0 €
Gesamteinnahmen pro Jahr	657.560 €	461.162 €	738.872 €
Ausgaben pro Jahr	508.781 €	180.665 €	199.389 €
Gewinn (gem. Ausschreibung)	148.779 €	280.497 €	539.483 €
Gewinn pro Jahr für beide Anlagenteile		429.276 €	688.262 €

Abbildung 62: Vergleich zur Wirtschaftlichkeit der Varianten Satelliten-BHKW am Nahwärmenetz (Mitte) und Biomethan (rechts) mit Gaseinspeisung; beide Varianten bedingen die Basisvariante

Mit der Basisvariante wird die elektrische Anlagenleistung stark reduziert nach den Vorgaben des EEG 2021 auf 45% Höchstbemessungsleistung, d.h. 318 kW. Damit sinkt die tägliche Zugabemenge an Grassilage von 10 auf 0 Tonnen. Dem hohen Investitionsbedarf von ca. 575.000 € steht ein relativ niedriger Gewinn gegenüber.

Die Variante Satelliten-BHKW erfordert weitere zusätzliche Investitionen zu den 575.200 € von über 1,1 Mio.€ in eine Mikrobiogasleitung und ein BHKW am Standort des Nahwärmenetzes. Die Substratmengen der BGA an der MVA können beibehalten und das Abwärmepotenzial der Anlage kann fast vollständig in der Wärmesenke im Ort genutzt werden. Dabei kann der Holzkessel im Sommerhalbjahr bei niedriger Wärmelast in Reserve verbleiben und die Anlagenleistung des Biogas-BHKW kann bedarfsgerecht geregelt werden. Ein Pufferspeicher kann Wärme zwischenspeichern. Die Variante erhöht die Flexibilität der Anlage deutlich und zeigt viele Synergien auf.

Die höchsten Investitionen, aber auch die größte Gewinnaussicht mit 688.262 €, wird mit der Variante Biomethan erreicht. Für den Agrarbetrieb birgt die Option Biomethan viele noch unbekannte Risiken, die sich aus der Technologie und aus Rahmenbedingungen ergeben, die eine langfristige Planung erschweren. Auch die zusätzliche Option Hoftankstelle erhöht den Investitionsbetrag noch einmal deutlich und erfordert regelmäßigen Absatz an Biomethan-Kraftstoff. Zusätzliche Einnahmen könnten über den THG-Quotenhandel generiert werden, analog dem im Agrarbetrieb bekannten Verfahren beim Rapsölkraftstoff.

Die Varianten für die Biogasanlage an der MVA wirken sich folgenderweise auf die THG-Bilanz aus.

Tabelle 26: Vergleich THG-Bilanz Varianten mit IST-Zustand Biogasanlage MVA

Anlage	Emission		THG-Minderungspotential		
	Strom [gCO ₂ eq/MJ]	Wärme [gCO ₂ eq/MJ]	Strom [%]	Wärme [%]	Kraftstoff [%]
Basis 318 kW	-15,43	-43,53	123,78	119,29	-
BGA MVA IST-Zustand	-18,86	-6,69	110,31	108,36	-
Sat.-BHKW	-18,05	-6,40	109,86	108,00	-
Biomethan Gülle-Gas	-153,60	-54,46	183,93	168,08	193,51
Biomethan Nawaro-Gas	66,81	23,69	70,38	63,49	-

In der Variante Satelliten-BHKW bleiben die Einsatzstoffe gleich. Nur der Wärmeabsatz wird optimiert. Die erhöhte Wärmenutzung wird in der RED II nicht abgebildet und wirkt sich nicht auf das Ergebnis positiv aus. Die eingesparte Emission wurde separat unter Berücksichtigung des Komparators für Wärmeemission aus der RED II errechnet und beträgt jährlich 32,5 tCO₂eq.

Für den Gastransport über die Mikrogasleitung und dem Betrieb des zusätzlichen BHKW am Nahwärmenetz werden zusätzlich zum Eigenstrombedarf von 7,6% der Biogasanlage (BGA) an der MVA weitere 1% dazu gerechnet. Für den Methanverlust ist durch den Betrieb der Mikrogasleitung und des zusätzlichen Satelliten-BHKW eine Erhöhung um 0,5% auf 2% vorgesehen. Weitere Änderungen der Eingabewerte sind für diese Varianten in der THG-Bilanz nicht zu berücksichtigen. In der Variante Sat.-BHKW sinkt das THG-Minderungspotenzial leicht ab, d.h. die Emission der gesamten Anlage steigt leicht an. Die Emissionen aus Verarbeitung steigen durch den erhöhten Eigenstrombedarf und die höheren Methanverluste von 3,74 auf 4,42 gCO₂eq/MJ. Der Standardwert ist hierbei niedriger mit 1,1 gCO₂eq/MJ. Die Zertifizierung nach der RED II lässt ein gemischtes Verfahren zu, d.h. es ist erlaubt den besseren Standardwert wie in diesem Fall zu verwenden. Im Vorhaben wird diese Verfahrensweise nicht angewendet, um die Ergebnisse möglichst nah der Realität abzubilden.

Aufgrund der geringeren Menge an Grassilage in der Basisvariante steigt das THG-Minderungspotenzial an. Die besten Werte hat die Variante Biomethan mit Gülle-Gas (100% Gülle). Durch die hohen Gutschriften für Gülle steigt das Minderungspotenzial für Strom auf ca. 184%. Wenn dieses Biomethan wie vorgesehen als Kraftstoff verwendet wird, steigt das THG-Minderungspotenzial nochmals auf über **193%** an.

Für den Gasanteil aus Nawaro (Grassilage und Getreide) wiederum sinkt das Minderungspotenzial für Strom auf 70% ab, da keine Gutschrift für Gülle in der Bilanz berücksichtigt wird. Damit können die Mindestanforderungen an die THG-Minderung für das Jahr 2021 von 70% für die Stromproduktion knapp erreicht werden.

II.5.3. Diskussion und Darstellung der THG-Bilanz der Variante Holzgas-KWK am geplanten Nahwärmenetz

Für die Holzgas-KWK Lösung wurde eine THG-Bilanzierung nach RED II durchgeführt. Diese Bilanzierung der Wärme- und Stromproduktion ergab im Vergleich zur Variante Heizkessel folgende Ergebnisse, s. Abbildung 63.

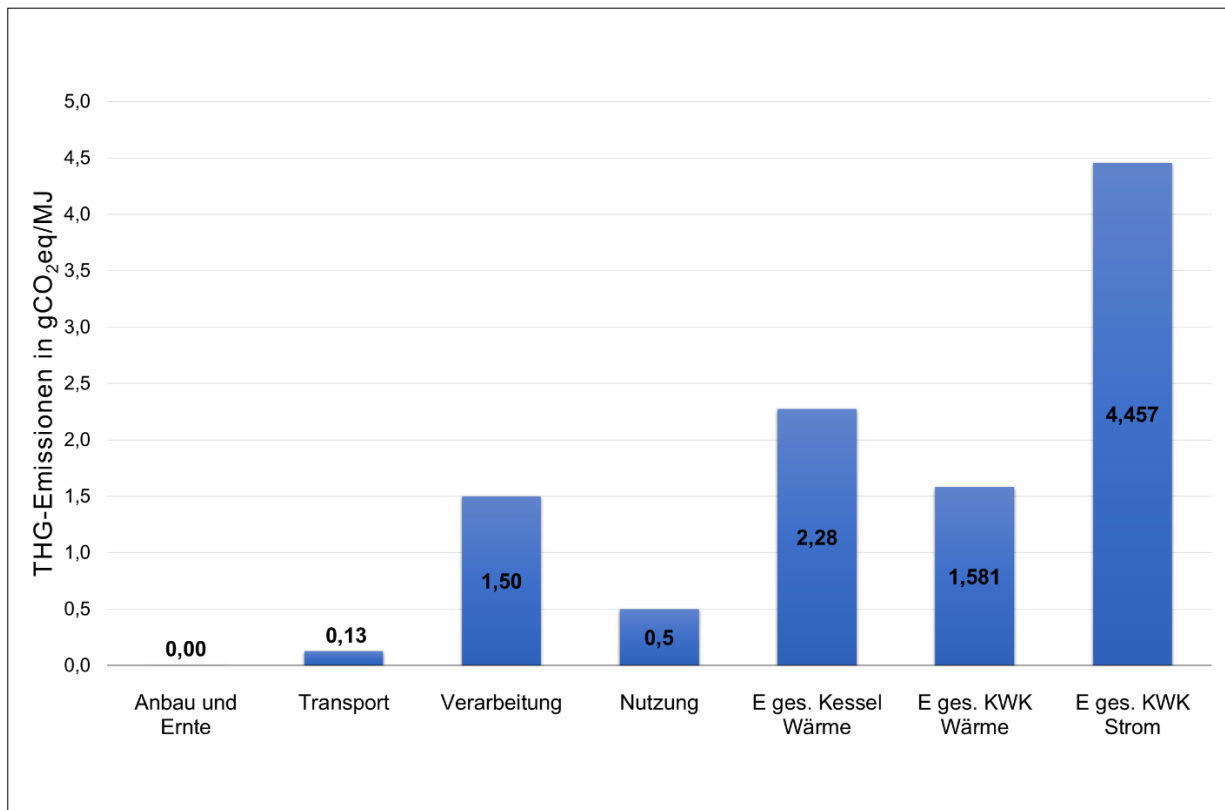


Abbildung 63: Vergleich zur Varianten Heizkessel vs. KWK mit Holzgas aus Holzhackschnitzel (E ges. - Gesamtemission)

Die Emissionen der Wärme könnten bei der Variante KWK mit Holzgas von 2,28 gCO₂eq/MJ von der Variante Heizkessel auf 1,581 gCO₂eq/MJ reduziert werden. Für die Erzeugung der Elektroenergie aus dem KWK-Prozess mit Holzgas kommt eine Emission von 4,457 gCO₂eq/MJ dazu.

Nach der ExpResBio-Methode kommt das TFZ auf höhere THG-Emissionen der Wärmebereitstellung durch Holzgas-KWK mit 8,3 gCO₂eq/MJ und 30,9 gCO₂eq/MJ für den erzeugten Strom [TFZ Wissen 2016].

Das THG-Minderungspotenzial ist bei der Wärmeerzeugung mittels Holzgas-KWK mit 97,34% leicht verbessert als bei der reinen Wärmeerzeugung im Heizkessel mit 97,15%. Das ist in beiden Fällen deutlich besser als der Standardwert für Wärme mit 91%.

Für die Stromerzeugung mittels Holzgas-KWK wird ein Minderungspotenzial von 97,56% erreicht, deutlich besser als der Standardwert von 87%. In Abbildung 64 sind diese Werte aus dem THG-Rechner noch einmal aufgeführt.

54	7. THG-Minderungspotential			
55	Komparator für Wärmeemission $EC_{F(h)}$	[gCO ₂ eq/MJ _{Wärme}]	80	[2]
56	Komparator für Elektrizitätsemissionen $EC_{F(e)}$	[gCO ₂ eq/MJ _{Strom}]	183	[2]
57	THG-Minderungspotential Wärme	[%]	97,3407	
58	THG-Minderungspotential Wärme Standardwert	[%]	91	[2]
59	THG-Minderungspotential Strom	[%]	97,5643	
60	THG-Minderungspotential Strom Standardwert	[%]	87	[2]

Abbildung 64: THG-Minderungspotenzial für die Strom- und Wärmeerzeugung mittels Holzgas-KWK, Auszug aus THG-Rechner

Das Gebäude der alten Scheune, in der die Heizungs- bzw. die Holzgasanlage integriert werden könnte, ist für beide Technologien zu klein. Eine Holzgas-KWK-Anlage in Containerbauweise daneben zu setzen, muss bezüglich der Denkmalschutzbestimmungen für das Gebäude und den Hof geklärt werden.

Für die AG Bergland kommt die Variante Holzgas-BHKW einerseits nicht als Option in Betracht aufgrund der hohen Anforderungen an die Holzqualität. Sinnvoll erscheint hierbei die bisherige Aufteilung der Verwertungswege aufrecht zu erhalten und **Stammholz nicht energetisch** zu nutzen, sondern stofflich und nur das Rest- und Pflegeholz der energetischen Nutzung zuzuführen.

Weiterhin werden Unsicherheiten in Bezug auf die Zuverlässigkeit der Technik der Holzvergasung und des hohen Betreuungsaufwandes genannt. Die Holzqualität der Genossenschaft schwankt von Jahr zu Jahr stark aufgrund unterschiedlicher Herkunft und Zusammensetzungen der Holzrohstoffe.

Durch die Integration der Holzgas-BHKW-Anlage würde der Holzbedarf ansteigen, um das Nahwärmenetz mit Wärme zu versorgen, da der thermische Wirkungsgrad mit ca. 50% deutlich geringer als der des Heizkessels mit 92% ist.

Mit der Investition in eine eigene Holzpelletierungsanlage könnten Holzpellets hergestellt werden, um einerseits Lagerraum- und Transportkosten einzusparen und um die Auswahl an Holzgasanlagen durch weitere Anbieter zu erweitern. Überwiegend werden Holzpellets als Brennstoff für derartige KWK-Anlagen eingesetzt.

Die geringe Holzqualität mit hohen Rindenanteilen würden sich aber auch hierbei auf die Pelletqualität negativ auswirken. Außerdem sind die Investitionskosten für eine Pelletierungsanlage mit ca. 800.000 € sehr hoch.

II.5.4. Selektion von einzelnen Maßnahmen zur Erhöhung der Bioenergienutzung in der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. und Zusammenfassung

Folgende Maßnahmen im Rahmen der Studie für weitere Betrachtungen konnten selektiert werden:

1. Bau des Nahwärmenetzes im Ort Clausnitz auf Basis von Holzhackschnitzel (2 Heizkessel mit je 200 kW_{th}) im „Hetzegut“
2. Bau eines Satelliten-BHKW (P_{Bem} mit 225 kW_{el} / P_{th} mit = 250 kW_{th}) am Nahwärmenetz in Clausnitz und Mikrogasnetz mit Biogas als Ergänzung der BGA an der MVA
3. Erweiterung vorhandener Nahwärmenetze (zwei 75 kW-BGA) in Clausnitz und Cämmerswalde mit je einem Holzkessel für Holzhackschnitzel

Für die Umsetzung der Maßnahme 1 sind die Planungen weit fortgeschritten. Es liegen Angebote und Wirtschaftlichkeitsberechnungen vor. Auch die erforderlichen Gebäude im Ort sind vorhanden und teilweise renoviert. Eine Entscheidung hängt u.a. von der Verabschiedung der Förderrichtlinie BEW ab. Der höhere Bedarf an Holz kann zusätzlich aus eigenen Ressourcen mobilisiert werden. Dazu zählt auch die intensivere Nutzung der KUP, für deren künftige Nutzung eine THG-Bilanz erstellt werden sollte.

Maßnahme 2 mit der Variante Satelliten-BHKW am geplanten Nahwärmenetz erscheint realisierbar, bedarf aber weiterer rechtlicher Genehmigungen nach BImSchG. Mit der Umsetzung könnten viele Synergieeffekte erreicht und die Substratzusammensetzung der Biogasanlage in der 2. VP beibehalten werden, wobei die elektrische Leistung am Standort der BGA auf die HBL von 318 kW_{el} reduziert wird und die freiwerdende Biogasmenge dann über die Biogasfernleitung zum Sat.-BHKW transportiert wird. Die Heizkesselanlage am geplanten Nahwärmenetz könnte mit dieser Maßnahme um einen Kessel reduziert werden. Falls diese Maßnahme an rechtlichen Hürden oder an der Finanzierung scheitert, wird die BGA in der Basisvariante mit verminderter elektrischer Leistung von 318 kW in die 2. VP geführt.

Maßnahme 3 beinhaltet die Möglichkeit beide 75-kW-BGA wärmegeführt zu betreiben, d.h. im Sommer mit reduzierter Leistung entsprechend der niedrigeren Heizlast, die evtl. nur mit der Zugabe von Rindergülle erreicht wird. Im Winter können bei höherem Wärmebedarf das Kosubstrat entsprechend zugegeben werden. Spitzen im Wärmebedarf können mit dem zusätzlichen Holzkessel gedeckt werden. Es wäre ein Sommer- und Winterfahrplan für die Zugabemengen der BGA zu entwickeln und zu testen. Ein Pufferspeicher für Wärme rundet das Steuerungskonzept ab.

Mit der Erweiterung der beiden vorhandenen Nahwärmenetze (Beheizung von MFH) an den zwei kleinen 75 kW-Biogasanlagen würde sich der Holzverbrauch des Betriebes weiter erhöhen bei einer gleichzeitigen Effizienzsteigerung der Wärmenutzung. Je Biogasanlagen stehen bis zu 0,3 GWh an Wärmeüberschuss jährlich zur Verfügung, der je nach Ausbau der weiteren Gebäudeanschlüsse genutzt werden kann. Damit könnten jährlich je Biogasanlage bis zu 6,5 t CO_{2eq} eingespart werden. Zusätzlich könnte ein wärmegeführtes Konzept einer optimierten Fahrweise der Biogasanlagen mit Sommer – und Winterbetrieb entwickelt werden.

Die Genossenschaft kann zusätzlich ausreichend Rest- und Pflegeholz mobilisieren, um einen zukünftigen erhöhten Holzbedarf zu decken. Zudem stehen Wärmeüberschüsse zur Trocknung der Hackschnitzel zur Verfügung. Der weitere Einsatz von regionalen Holzressourcen zur Wärmeversorgung im Agrarbetrieb und in der Kommune sollte beibehalten und ausgebaut werden.

Der Einsatz von Rapsölkraftstoff aus der eigenen Ölmühle sollte weiter favorisiert werden. Damit können die Eiweißversorgung des Milchviehs und fast die Hälfte des Kraftstoffbedarfs im Betrieb gedeckt werden. Dabei hängt der Ausbau wie auch die Beibehaltung der Kraftstoffnutzung von technischen (verfügbare Maschinen) und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ab. Die Einnahmen aus dem THG-Quotenhandel sind durch den Einsatz von Rapsölkraftstoff im Betrieb in den letzten Jahren deutlich angestiegen (2021 auf 76 cent/l) und haben eine hohe Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit.

Der Ortsteil Clausnitz könnte sich nach Abschluss der empfohlenen Maßnahmen Bioenergiedorf nennen, da über 50% der erzeugten Strom- und Wärmemenge aus Bioenergie stammt. Die Gemeinde Rechenberg-Bienenmühle hat einen Stromverbrauch von ca. 6 GWh/a. Mit 5,7 GWh jährlich allein aus der Biogasverstromung der Agrargenossenschaft lässt sich der Verbrauch jetzt schon fast zu 100% decken.

Bei der Wärme könnte der Anteil von über 50% erst nach dem Bau des Wärmenetzes mit Holz oder Holz/Biogas und der Erweiterung des vorhandenen Wärmenetzes an der 75 kW-Biogasanlage erreicht werden. Bei ca. 600 bis 800 Einwohner im Ortsteil Clausnitz besteht für private Wohngebäude laut einer Abschätzung ein jährlicher Bedarf von ca. 4,5 Mio. kWh Wärme. Allein für das geplante Wärmenetz werden ca. 845.000 kWh Wärme veranschlagt, in dem auch Gewerbebetriebe, Schule und Kindergarten enthalten sind. Viele Privatgebäude werden mit Holz beheizt sowie ein MFH mit der Abwärme der 75 kW-BGA der Genossenschaft.

Durch den Einsatz der Blühpflanzenbiomasse zur Biogaserzeugung wird ein zusätzlicher energetischer Nutzen erreicht. Ein weiterer Anbau wird auch aus Naturschutz- und Insektenschutzgründen empfohlen.

Für die Agrargenossenschaft ist die Berechnung der THG-Bilanz bisher nur für den Bereich Rapsölkraftstoff, mit einem vereinfachten Verfahren, erforderlich. Die aufwändige Berechnung betriebsspezifischer Daten für Biogas wäre für die Variante Biomethan als Kraftstoff vorgeschrieben. Alternativ kann dabei auf Standardwerte zurückgegriffen werden, die aber zumeist zu ungünstigen Werten führen.

Eine weiterführende wissenschaftliche Begleitung nach und während der Umsetzung der Maßnahmen würden weitere Erkenntnisse über die Auswirkungen auf die Energie- und THG-Bilanz durch die Bioenergieanlagen in der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. erbringen. Weiterhin kann die Übertragbarkeit der Ergebnisse in Bezug auf die THG-Emissionen auf andere Landwirtschaftsbetriebe geprüft werden. Im entwickelten THG-Rechner sind entsprechende Möglichkeiten vorgesehen.

Mit den vorgeschlagenen Maßnahmen kann der Anteil der regionalen Bioenergienutzung im Agrarbetrieb sowie in der Kommune erhöht und vorhandene Ressourcen an Biomasse lokal genutzt werden.

II.6. Literatur- und Quellenverzeichnis:

AGRAR HEUTE (2014): Kowalewsky, H.-H., LWK Niedersachsen: Traktor-Vergleichstest Motorcheck (Teil 2)" (Abruf: 06.5.2022)

<https://www.agrarheute.com/technik/traktoren/traktor-vergleichstest-motor-check-teil-2-451306> und <https://www.agrarheute.com/sites/default/files/media/620046/620046.jpg>

ALB BAYERN E.V. (2019): Maierhofer, H.; Rauh, S.; Strobl, M. (2019): Biomethan als Kraftstoff und Treibhausgas (THG)-Zertifizierung Teil 3 Praxisbeispiel Hoftankstelle. In: Biogas Forum Bayern bif13. Fachinformation, Hrsg. ALB Bayern e.V., (Abruf: 06.05.2022)

<https://www.biogas-forum-bayern.de/bif13>
<https://www.biogas-forum-bayern.de/media/files/0005/biomethan-thg-teil3-praxisbeispiel.pdf>

ASUE (2020): „Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.“, (Abruf: 03.05.2020), Online,

https://asue.de/sites/default/files/asue/themen/blockheizkraftwerke/2011/broschueren/05_07_11_asue-bhkw-kenndaten-0311.pdf

BEK (2016): Berechnungsstandard für einzelbetriebliche Klimabilanzen (BEK) in der Landwirtschaft, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL), Darmstadt

BEW (2021): Bundesförderung effiziente Wärmenetze, BEW, Entwurf, BMWi

Bilharz, M. (2019): Klimaneutral leben - Persönliche CO2-Bilanz im Blick, Umweltbundesamt, online (Abruf 26.03.2021)

<https://www.umweltbundesamt.de/klimaneutral-leben-persoенliche-co2-bilanz-im-blick> ,

BImSchV (2019): Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes, Rechtsverordnung der Bundesregierung, laut Ermächtigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU, 2019): Aktionsprogramm Insektenschutz der Bundesregierung – Gemeinsam wirksam gegen das Insektensterben

DBFZ (2021): Moosmann, D.; Oehmichen, K.; Majer, S. (2021): Leitfaden zur Treibhausgasbilanzierung von Energie aus Biogas und Biomethan für die Nachhaltigkeitszertifizierung unter der RED II, Ergebnisse aus dem Verbundvorhaben ZertGas. Leitfaden, Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ), https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Broschueren/Broschuere_Zertgas.pdf

DBFZ (2015a): Oehmichen, K.; Naumann, K.; Postel, J.; Drache, Chr.; Braune, M.; Gröngroft, A.; Majer, S.; Meisel, K.; Müller-Langer, F. (2015): Technische und methodische Grundlagen der THG-Bilanzierung von Biomethan. Handreichung, Deutsches Biomasseforschungszentrum, https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Broschueren/Handreichung_Biomethan.pdf

DBFZ (2015b): Majer, S.; Gröngroft, A.; Drache, Chr.; Braune, M.; Meisel, K.; Müller-Langer, F.; Naumann, K.; Oehmichen, K. (2015): Technische und methodische Grundlagen der THG-Bilanzierung von Biodiesel. Handreichung, Deutsches Biomasseforschungszentrum, https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Broschueren/Handreichung_Biodiesel.pdf

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH (2021): DBI GIS-Datenbank, Freiberg

DESTATIS (2018): Statistisches Bundesamt, Land- und Forstwirtschaft, Fischerei, Feldfrüchte Grünland. Destatis, (Abruf: 21.03.2018), Online, <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/LandForstwirtschaftFischerei/FeldfruechteGruenland/AktuellGruenland2.html>

DIN 51605 (2020): Kraftstoffe für pflanzenöлтаugliche Motoren - Rapsölkraftstoff - Anforderungen und Prüfverfahren. DIN 51605:2020-11, Beuth Verlag

Dressler, D. (2022): persönliche Mitteilung zur Rapsölkraftstoffproduktion. Abteilung Systembewertung Nachwachsender Rohstoffe. Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (TFZ), 18.06.2022, Straubing

Ecofys (2011): „Umweltwirkung von Heizungssystemen in Deutschland“, Umweltbundesamt, Förderkennzeichen 3708 41 150 UBA-FB 001425, Dessau-Roßlau

EKM Entsorgungsdienste Kreis Mittelsachsen GmbH (2021): Abfallaufkommen in Mittelsachsen, Abfallbilanz des Landkreises. Online, <https://www.ekm-mittelsachsen.de/abfallentsorgung/statistik>

eMikroBGAA - „Effiziente Mikro-Biogasaufbereitungsanlagen“ (2019): Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE), DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, FKZ 22402411, 22401615 und 22401715

ErBioWa (2022): Erhöhung des Ertragspotenzials heimischer Wildpflanzenmischungen unter Berücksichtigung von Biodiversität und Wasserschutz, FNR-Projekt, Saaten Zeller GmbH & Co. KG, FKZ: 2219NR215, 2022

Erlar, R. et al. (2019): Ermittlung des Gesamtpotenzials erneuerbarer Gase zur Einspeisung ins deutsche Erdgasnetz (Gesamtpotenzial EE-Gase). Abschlussbericht, DVGW-Forschung, Online, https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/pi-dvgw-anhang_dvgw-forschung_g-201710_ee-gase-gesamtpotenzial_abschlussbericht.pdf

Europäische Kommission (2021a, draft): COMMISSION IMPLEMENTING REGULATION (EU) on rules to verify sustainability and greenhouse gas emissions saving criteria and low indirect land-use change-risk criteria (RED II), draft, (Abruf: 06.05.2022) [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=PI_COM:Ares\(2021\)4234307&from=EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=PI_COM:Ares(2021)4234307&from=EN)

ExpRESSBio (2016): Ergebnisse, Analyse und Bewertung ausgewählter ökologischer und ökonomischer Wirkungen von Produktsystemen aus land- und forstwirtschaftlichen Rohstoffen, Abschlussbericht – "Expertengruppe Ressourcenmanagement Bioenergie in Bayern - ExpRESSBio", Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (TFZ), Straubing

- Fehrenbach, H.; Vogt, R.; Altröck, M.; Kahl, H. (2010): Biomethan als Kraftstoff: Eine Handlungsempfehlung zur Biokraft.NachV für die Praxis, IFEU Heidelberg, Becker Büttner Held
- Ferchau, E., Krüger, T., Kiesevalter, S., Kunzmann, S., Martin, M., Hetze, M., Nürnberger, K. (2009): „Umsetzung eines Qualitätssicherungssystems bei der Produktion, Herstellung und Anwendung von Rapsölkraftstoff“, Schriftenreihe des Landesamtes für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie, Heft 33/2009
- Fritzsche et al. (2018): „Gutachten EE-Ausbaupotentiale in Sachsen“, SAENA
- FvB: Treibhausgasrechner zur Abschätzung der Klimaschutzwirkung einer Biogasanlage, Excel-Datei, Fachverband Biogas e.V., (Abruf 16.04.2021),
<https://biogas.org/edcom/webfwb.nsf/id/DE-Treibhausgasrechner>
- GEG (2020): Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden, Gebäudeenergiegesetz – GEG, Bundesgesetzblatt
- GNOC (2014): Global Nitrous Oxide Calculator. Online-Berechnung von Lachgasemissionen, Joint Research Center, European Commission, (Abruf: 06.05.2022)
<https://gnoc.jrc.ec.europa.eu/>,
- Hijazi, O.; Effenberger, M. (2016): Wesentliche Einflussfaktoren für die Treibhausgasbilanz der Strombereitstellung aus Biogas: Erläuterung anhand ausgewählter Praxisbeispiele. In: Biogas Forum Bayern Nr. V - 3/2016, Hrsg. ALB Bayern e.V., Freising
- HDG Bavaria GmbH: Technische Daten Hackschnitzelheizkessel, (Abruf: 05.05.2022)
<https://www.hdg-bavaria.com/produkt/hackschnitzelheizung/hdg-compact-30-95e/>,
- Herbes, C. et al. (2018): Preise für die Abgabe von Wärme aus Biogasanlagen an Dritte. HfWU, AgrB 1-2018, Online, https://www.hfwu.de/fileadmin/user_upload/ISR/Dokumente/Publikationen_Herbes/2018-02-01_Agrarbetrieb_Herbes-et-al.pdf
- IPCC (2006): Intergovernmental Panel on Climate Change, 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories,
<https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>
- Kaltschmitt, H. & H. (2016): Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren. Springer Vieweg, Berlin
- Krumm, F.: Informationen zu Kaminofen und Kaminholz,
<https://www.kaminofen-kaminholz.de/heizwert-brennholz/heizwerttabelle/>
- KTBL (2021): Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Potenziale, Erträge, Einflussfaktoren. Darmstadt, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL), KTBL-Schrift 526
- LfULG (2009): Qualitätssicherung dezentraler Ölmühlen, Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie (LfULG), Schriftenreihe Heft 33/ 2009
- LfL: Biogasausbeuten-Datenbank, Online-Anwendung, Biogasausbeuten verschiedener Substrate. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), Bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (StMELF), (Abruf: 06.05.2022)
https://www.lfl.bayern.de/iba/energie/049711/?sel_list=1%2Cb&anker0=substratanker#substratanker,
- LfL (2014): Effenberger, M.; Maze, M.; Zerhusen, B.: Klassifizierung der Treibhausgas- und Energiebilanz landwirtschaftlicher Biogasanlagen („THG-Rechner Biogas“). Abschlussbericht, Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, Freising, https://www.lfl.bayern.de/mam/cms07/ilt/dateien/abschlussbericht_thg-rechner.pdf
- LWF: Richter, K., Ehmke, G.: Das Holz der Fichte – Eigenschaften und Verwendung – LWF Wissen 80. Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft (LWF), (Abruf: 06.05.2022)
<https://www.lwf.bayern.de/forsttechnik-holz/holzverwendung/172486/index.php>,
- LWK NRW (2016): Landwirtschaftskammer Nordrhein-Westfalen, „Aktuelle Informationen zur Dauergrünlanderhaltung in 2016,“ (Abruf: 18.03.2018), Online,
<https://www.landwirtschaftskammer.de/foerderung/hinweise/dauergruenlanderhaltung.htm>
- Maierhofer, H., S. Rauh und M. Strobl (2018): Biomethan als Kraftstoff und Treibhausgas(THG)-zertifizierung, Teil 1 Basiswissen. In: Biogas Forum Bayern bif2, Hrsg. ALB Bayern e.V.

www.biogas-forum-bayern.de/bif2

<file:///C:/Users/jwell/Downloads/biomethan-thg-teil1-basiswissen.pdf>

Maierhofer, H., S. Rauh und M. Strobl (2019): Biomethan als Kraftstoff und Treibhausgas (THG)-zertifizierung, Teil 3 Praxisbeispiel Hoftankstelle. In: Biogas Forum Bayern bif13, Hrsg. ALB Bayern e.V.

www.biogas-forum-bayern.de/bif13

<file:///C:/Users/jwell/Downloads/biomethan-thg-teil3-praxisbeispiel-10.pdf>

Majer, S.; Moosmann, D.; Rensberg, N.; Helka, J.: Biogas und Biomethan in der RED2 – Erste Ergebnisse des ZertGasVorhabens, dena Energiewende-Kongress, 17.11. 2020

Müller, Graf, Erler & Lehnert: Technologien und Potenziale der Biomassevergasung in Deutschland, energie I wasser-praxis, Ausgabe: 09/2019, Seite 36-42

Netzwerk Lebensraum Feldflur (2022): Informationen zu Ernte und Ertrag von Wildpflanzen, online (Abruf: 20.06.2022), <https://www.energie-aus-wildpflanzen.de/wissen/hinweis-fuer-die-praxis/>

ProBiogas (2021): „BIOGAS PROGRESSIV – zukunftsweisende Strategien für landwirtschaftliche Biogasanlagen (ProBiogas)“, Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie an der Universität Hohenheim, KTBL e.V., Landwirtschaftskammer Niedersachsen, Forschungsvorhaben (Förderkennzeichen: 22405416, 22407617, 22408117)

Radßuweit, P.: persönliche Mitteilung zu Holzgas-KWK, Dienstleistungsgesellschaft Radßuweit mbH, 29.03.2022, <https://www.radssuweit-gmbh.de/>

Rauh, S. (2021): THG-Berechnung auf Praxisbetrieben – Ergebnisse aus dem Projekt ZertGas, Vortrag, Biogas Convention Digital, Block 3, 23.11.2021

RDB (2017, 2018): Regionaldatenbank Deutschland, „Regionalstatistik,“ (Abruf: 14.12.2017 und 21.03.2018), Online, <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online/data>

RED II: RICHTLINIE (EU) 2018/2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES - vom 11. Dezember 2018 - zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. In: Amtsblatt der Europäischen Union (L 328/82).

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001>

Remmele, E. (2009): Handbuch Herstellung von Rapsölkraftstoff in dezentralen Ölgewinnungsanlagen. 2. Aufl., Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.

Remy, Chr. (2019): „Dokumentation zum Berechnungstool für THG-Emissionen und Primärenergieverbrauch für Infrastruktur der vierten Reinigungsstufe und Herstellung bzw. Reaktivierung von Aktivkohle“, Kompetenzzentrum Wasser Berlin gGmbH, (Abruf: 06.05.2022)

https://micropoll.ch/wp-content/uploads/2020/06/2019_KWB_DOK_Dokumentation-zum-Berechnungstool.pdf,

Scholwin, F., Grope, J. (2017): „Durchführbarkeitsstudie - Biogas als Kraftstoff aus landwirtschaftlichen und kommunalen Reststoffen in Neukirch/Lausitz“. Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie (LfULG), Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft und Energie, Weimar 31.07.2017

https://www.landwirtschaft.sachsen.de/download/Durchfuehrbarkeitsstudie_Biogas_als_Kraftstoff_in_Neukirch2017.pdf

Schuberth, J., Tschetschorke, K. (2013): „Strom- und Wärmeversorgung einer Siedlung bei unterschiedlichen Energieeffizienz-Standards, Umweltbundesamt, UBA Texte CLIMATE CHANGE 10/2013

stla (2020): Statistisches Landesamt Sachsen, „Statistik Sachsen“ (Abruf: 07.10.2020), Online, https://www.statistik.sachsen.de/download/aktuelle-zahlen/statistik-sachsen_al1_einwohnerzahlen-monat.xlsx

StMELF (2021): Treibhausgas (THG) - Rechner Biogas, Webanwendung für eine klimaschonende Biogaserzeugung und -verwertung, Bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten (StMELF), (Abruf 22.03.2021), www.thg-rechner.de

SURE (2021): Technische Anleitung für die Treibhausgas-Berechnung, Version TG-GHG-de-1.2. Arbeitshilfe, SUSTAINABLE RESOURCES Verification Scheme GmbH, <https://www.sure->

[system.org/images/Systemdokumente_DE/TechnischeAnleitungen/TG-GHG-de-1.2_THG-Berechnung_final.pdf](https://www.system.org/images/Systemdokumente_DE/TechnischeAnleitungen/TG-GHG-de-1.2_THG-Berechnung_final.pdf)

Technische Hochschule Ingolstadt, FH Münster, C.A.R.M.E.N. e.V., ifeu Heidelberg, (2020): „Biogas nach dem EEG – (wie) kann´s weitergehen? Handlungsmöglichkeiten für Anlagenbetreiber“

TFZ Wissen (2016): Kosteneffiziente Treibhausgasminderung verschiedener Bioenergien, Band 4, Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (TFZ), Straubing, https://www.tfz.bayern.de/mam/cms08/nachhaltigkeit/dateien/161128_ed_tfz-wissen_4.pdf

TFZ (2016): Rapsölkraftstoffproduktion in Bayern – Analyse und Bewertung ökologischer und ökonomischer Wirkungen nach der ExpResBio-Methode. Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (TFZ), Straubing, Berichte aus dem TFZ 50 https://www.tfz.bayern.de/mam/cms08/biokraftstoffe/dateien/tfz_bericht_50_rapsoelkraftstoffproduktion_in_bayern.pdf

TFZ (2019): Abgasverhalten von Fahrzeugen im realen Betrieb mit alternativen Kraftstoffen – Bestimmung mit einem portablen Emissionsmesssystem (PEMS). Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (TFZ), Straubing, Berichte aus dem TFZ 62, (Abruf: 06.05.2022) https://www.ufop.de/files/3115/6032/2921/tfz_bericht_62_pems_ges.pdf,

TFZ (2020a): Effiziente Lagerungs- und Aufbereitungsverfahren für Holzhackschnitzel. Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (TFZ), Straubing & Freising-Weihenstephan, Berichte aus dem TFZ 70 https://www.tfz.bayern.de/mam/cms08/festbrennstoffe/dateien/tfz_bericht_70_lagerung_hackschnitzel_a.pdf

TFZ: Charakteristische Eigenschaften für Rapsölkraftstoff. Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (TFZ), (Abruf: 06.05.2022) <https://www.tfz.bayern.de/biokraftstoffe/pflanzenoelkraftstoff/035524/index.php>,

TFZ (2020b): Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe (TFZ): Rapsöl als Kraftstoff für Traktoren – Gut für Klima und Umwelt, TFZ Kompakt 8, Straubing, https://www.tfz.bayern.de/mam/cms08/biokraftstoffe/dateien/tfz_kompakt_8_rapsoelkraftstoff_ges.pdf

Thomè-Kozmiensky, K.J.; Beckmann, M. (2013): Dezentrale Energieversorgung. TK-Verlag, 2013, Neuruppin

Thrän, D., & Pfeiffer, D. (2013): Methodenhandbuch -Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte (Bd. „Energetische Biomassenutzung“, Band 4)

TRANSBIO (2022): „TRANSBIO – Transferarbeitsgruppe für Bioenergieanlagen im zukünftigen Energiesystem“, laufendes Vorhaben, DBFZ (FKZ: 2220NR128A – 2220NR128D),

UMWELTBUNDESAMT (2022): Erläuterungen zur Berechnung der vorhandenen Masse von hochentzündlichem Biogas in Biogasanlagen zur Prüfung der Anwendung der StörfallV, (Abruf: 06.05.2022) https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/pdfs/biogas_stoerfallv_1_2_erlaeuterungen.pdf ,

UMWELTBUNDESAMT (2021): Schritte zur Stromkennzeichnung mit Regionalnachweisen, Umweltbundesamt, online, (Abruf: 28.03.2021) <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/regionalnachweisregister-rnr#regionalnachweise-kurz-erklart>

VDI-Richtlinie 4630: Vergärung organischer Stoffe. Beuth Verlag GmbH, 2016 (VDI 4630: 2016-11)

Vollrath, B., A. Werner, K. Marzini und M. Degenbeck (2013): „Wildpflanzenmischungen als Biogassubstrat“, Biogas Forum Bayern Nr. I 21/2013, Hrsg. ALB Bayern e.V.

Wagner, C. et al. (2014): „Faunistische Evaluierung von Blühflächen“, Schriftenreihe der Bayerischen Landesanstalt für Landwirtschaft, Freising-Weihenstephan

WEC: Energie in der Europäischen Union, Zahlen und Fakten, Weltenergieerat Deutschland, (Abruf: 06.05.2022)

<https://www.weltenergie.at/publikationen/energie-fuer-deutschland/energie-fuer-deutschland-2021/energie-in-der-europaeischen-union-zahlen-und-fakten/?cn-reloaded=1&cn-reloaded=1>,

ZertGas (2021) „ZertGas - Implementierung der RED II und Entwicklung von praktikablen Zertifizierungslösungen und Handlungsoptionen für Betreiber von Biogas- und Biomethananlagen“, Verbundvorhaben, DBFZ, (FKZ 03KB164)

Zerhusen, B.; Maze, M.; Effenberger, M. (2019): Ein praxisorientiertes Modell für die Analyse der Treibhausgas- und Energiebilanz landwirtschaftlicher Biogasanlagen, in LANDTECHNIK 74 (5), 118–135, DOI:10.15150/lt.2019.3214

„Zukunft Biogas“ (2022), KTBL-Fachportal, <https://www.zukunftbiogas.de>

II.7. Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
AEV	AEV Energy GmbH
AG	Agrargenossenschaft
AP	Arbeitspaket
atro	absolut trocken
BEW	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze
BGA	Biogasanlage
Bh	Betriebsstunden
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
CH ₄	Methan
CNG	Compressed Natural Gas (komprimiertes Erdgas)
CO ₂ eq	CO ₂ -Äquivalent, Emissionsmenge aller Emissionen auf die Wirkung von CO ₂ umgerechnet
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
DBI	Deutsches Brennstoffinstitut
DBI-GUT	DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
DIN	Deutsche Industrienorm
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (techn.-wissenschaftlicher Verein)
EC _{F(el)}	Komparator für Elektrizitätsemission
EC _{F(h)}	Komparator für Wärmeemission
e _{ec}	Emission aus Anbau und Ernte
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
E _{F(t)}	Komparator für fossile Kraftstoffemissionen
EKM	Entsorgungsdienste Kreis Mittelsachsen GmbH
e _p	Emission aus Verarbeitung

e_{td}	Emission aus Transport und Vertrieb
e_u	Emission aus Nutzung
EW	Einwohner
FM	Frischmasse
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GFL	Gruppe Freiburger Land
GIS	Geoinformationssystem
GNOC	Global Nitrous Oxide Calculator (Berechnung von Lachgasemissionen)
GRL	Gärrestlager
ha	Hektar
HBL	Höchstbemessungsleistung
ID	Identifikationsnummer
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IWTT	Institut für Wärmetechnik und Thermodynamik
JRA	Jungrinderanlage
K-Dünger	Kalium-Dünger
KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft
KUP	Kurzumtriebsplantage
kW_{el}	Kilowatt elektrisch
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
kW_{th}	Kilowatt thermisch
l	Liter
LfL	Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
LHV	Unterer Heizwert
LK	Landkreis
LWF	Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft
MJ	Megajoule
MP	Milchproduktion
MV	Milchvieh
MVA	Milchviehanlage
N_2O	Distickstoffmonoxid (Lachgas)
Nawaro	Nachwachsende Rohstoffe
NFA	Nassfermentationsanlage
oTM	organische Trockenmasse
oTS	organische Trockensubstanz
P_{Bem}	Bemessungsleistung
P_N	Energieausbeute (THG-Rechner)
PÖ	Pflanzenöl
PSM	Pflanzenschutzmittel
P_{th}	Thermische Leistung

RED	Renewable Energy Directive, 2009/28/EG
RED II	Renewable Energy Directive, RL (EU) 2018/2001 Die europäische "Erneuerbare-Energien-Richtlinie". Sie ist in jedem EU-Mitgliedstaat in nationales Recht umzusetzen. Die RED II hat zum Ziel, den Anteil an Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 auf 32 % innerhalb der EU zu erhöhen.
RNR	Regional-Nachweisregister
RZ	Rezirkulat
SES	Sojaextraktionsschrot
SLB	Sächsischer Landesbauernverband
S _N	Rohstoffanteil am Energiegehalt (THG-Rechner); Energetischer Anteil des Rohstoffes n an der Substratmischung (DBFZ ZertGas)
SNB	Sächsisches Netzwerk Biomasse e.V.
SNG	Synthetic Natural Gas (synthetisches Erdgas)
SRM	Schüttraummeter
SURE	Sustainable Resources Verification Scheme GmbH (Zertifizierungsstelle)
SZ	Schweinezucht
t	Tonne
TFZ	Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe
THG	Treibhausgas
TM	Trockenmasse
TS	Trockensubstanz
TUBAF	Technische Universität Bergakademie Freiberg
UBA	Umweltbundesamt
VLS	Volllaststunden
VP	Vergütungsperiode

II.8. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Untersuchungsgebiet mit Gemeindegrenzen sowie die Anlagenstandorte der Biogas-BHKWs (rot)	6
Abbildung 2:	theoretisches und technisches Potenzial im Betrachtungsgebiets	10
Abbildung 3:	wirtschaftliches Potenzial sowie die Standorte der Biogas BHKWs mit elektrischer Nennleistung in kW	11
Abbildung 4:	Wirtschaftliches Potenzial der holzartigen Einsatzstoffe für die regionale Verwertung	13
Abbildung 5:	Strombilanz der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G.	15
Abbildung 6:	Stoffströme der BGA an der MVA ohne Angaben zum Eigenstrom- und Wärmebedarf ...	16
Abbildung 7:	Biogasanlage der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. an der Milchviehanlage (MVA), hier noch mit QZ	17
Abbildung 8:	Stoffströme der beiden baugleichen 75 kW-BGA in Clausnitz und Cämmerswalde ohne Angaben zum Eigenstrom- und Wärmebedarf	17
Abbildung 9:	Darstellung des Wärmeüberschusses der Biogasanlage an der MVA der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. im Jahr 2020 (in Summe ca. 1.500 MWh/a)	18

Abbildung 10:	Flussdiagramm Wärmebilanz der drei Biogasanlagen der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G.	18	
Abbildung 11:	Biogas-BHKW 75 kW elektr. Leistung (rechts) und Notheizkessel für Biogas / Heizöl an der BGA Clausnitz	19	
Abbildung 12:	Flussdiagramm der Verfahrensschritte der technischen Ölmühle zur Kaltpressung von Rapssaat in der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G.	21	
Abbildung 13:	Landmaschinen mit Umrüstung auf Pflanzenölkraftstoff, links Zwei-Tank-System, rechts Ein-Tank-System	22	
Abbildung 14:	Frisch gehackte Holzhackschnitzel mit höherer Qualität (links) für den Einsatz in Heizkessel und geringere Qualität (rechts) für den Verkauf in einem Heizkraftwerk	24	
Abbildung 15:	Wärmebilanz in der AG „Bergland“ Clausnitz e.G.	24	
Abbildung 16:	Legende der Farbzuordnung der Zellen im Excel-Tool	26	
Abbildung 17:	Auszug Excel-tool Dünger-Emissionsberechnung im Blatt Biogas	27	
Abbildung 18:	Ausschnitt Excel-tool, Emission aus Transport und Vertrieb	28	
Abbildung 19:	Vergleichswertangabe im Excel-Tool, Blatt Biogas	29	
Abbildung 20:	Auswahlmöglichkeit der Einheit im Excel-Tool, Blatt Rapsöl	29	
Abbildung 21:	THG-Emissionen der Biogasanlage an der MVA der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G.	31	
Abbildung 22:	THG-Emissionen der 75 kW-Biogasanlagen Clausnitz/Cämmerswalde der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G.	32	
Abbildung 23:	THG-Emissionen bei der Herstellung von Rapsölkraftstoff in der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G.	33	
Abbildung 24:	THG-Emissionen bei der Herstellung und Nutzung von Holzhackschnitzel im Heizkessel, Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. (E ges. – Gesamte Emissionen)	34	
Abbildung 25:	Versuchsfläche mit Blühpflanzen im Aufwuchs am 25. Juni 2021	36	
Abbildung 26:	Feldtag zur Besichtigung der Versuchsflächen mit Blühpflanzen am 29.07.2021	37	
Abbildung 27:	Göttinger Bonitur Hilfsrahmen	Abbildung 28: Schnitt bei der Bonitur.....	37
Abbildung 29:	Auszählung bei der Bonitur	Abbildung 30: Vergleich mit Saatenliste.....	37
Abbildung 31:	Detail Versuchsfläche 1 mit Mischung Brache mit Honigpflanzen , Sorten erkennbar u.a. Buchweizen, Phacelia, Sonnenblumen, Weißklee, Inkarnatklee, 29. Juli 2021	40	
Abbildung 32:	Detail Versuchsfläche 2 mit Mischung Memmendorf blüht auf , 29. Juli 2021 Sorten erkennbar u.a. Buchweizen, Inkarnatklee, Sonnenblumen, Disteln, Weiß- und Rotklee ..	40	
Abbildung 33:	Detail Versuchsfläche 3 mit Mischung TopQuh Bienenweide , Sorten erkennbar u.a. Ringelblume, Kornblume, Inkarnatklee, Borretsch, 29. Juli 2021.....	41	
Abbildung 34:	Detail Versuchsfläche 1 mit Mischung Brache mit Honigpflanzen , Sorten erkennbar u.a. Weißklee, Buchweizen, Sonnenblumen, Disteln mit Schmetterling, 29. Juli 2021 ...	41	
Abbildung 35:	Aufbau des Bergedorfer Gärtests analog Biogaslabor am IWTT [VDI]	43	
Abbildung 36:	Teilansicht Biogaslabor am IWTT (quasikontinuierliche Versuchsanlage, rechts Batch) ..	43	
Abbildung 37:	Blühpflanzenheu Probe 1, TopQuh Bienenweide.....	44	
Abbildung 38:	Blühpflanzenheu Probe 2, Brache mit Honigpflanzen	44	
Abbildung 39:	Blühpflanzenheu Probe 3, Memmendorf blüht auf	45	
Abbildung 40:	Batchversuch mit Blühpflanzenheu aus dem Versuchsanbau der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G., 2021	46	
Abbildung 41:	Wirkfaktor cos φ (Phi), auch Blindleistung genannt, ergibt sich aus dem Verhältnis zwischen Wirkleistung und Scheinleistung S	50	

Abbildung 42:	Kennlinie zur Steuerung von $\cos \phi$ zur Unter- bzw. Übererregung (spannungssenkend bzw. spannungsanhebend).....	51
Abbildung 43:	Geplanter Verlauf der Mikrogasleitung von der Biogasanlage an der MVA zum Nahwärmenetz zum Betrieb des Satelliten-BHKW.....	53
Abbildung 44:	Hoftankstelle zur Betankung von CNG-Fahrzeugen	55
Abbildung 45:	Schema zur Netzbildung nach Teilstrecken-Mindestbelegung – Szenario 1	56
Abbildung 46:	Schema zur Netzbildung nach Gesamtnetz-Mindestbelegung Szenario 2	57
Abbildung 47:	grafische Darstellung der modellierten Netze im Szenario 1 (MP-Milchproduktion, SZ-Schweinezucht, MV-Milchvieh, NFA-Nassfermentationsanlage)	58
Abbildung 48:	grafische Darstellung der modellierten Netze im Szenario 2 (MP-Milchproduktion, SZ-Schweinezucht, MV-Milchvieh, NFA-Nassfermentationsanlage)	59
Abbildung 49:	Einteilung der Wärmeabnehmer in der DBI-Datenbank [DBI 2021]	61
Abbildung 50:	Deckungsrate des Wärmebedarfs im Januar (links) und Juli (rechts) im Umkreis von 1.000 Metern (MV-Milchvieh, NFA-Nassfermentationsanlage)	62
Abbildung 51:	Genutzte Abwärme aller Biogasanlagen über das Jahr im 500-Meter-Umkreis (MV-Milchvieh, NFA-Nassfermentationsanlage)	63
Abbildung 52:	Genutzte Abwärme aller Biogasanlagen über das Jahr im 1.000-Meter-Umkreis (MV-Milchvieh, NFA-Nassfermentationsanlage)	63
Abbildung 53:	Genutzte Abwärme aller Biogasanlagen über das Jahr im 1.500-Meter-Umkreis (MV-Milchvieh, NFA-Nassfermentationsanlage)	64
Abbildung 54:	Tatsächlich genutzte Abwärme der Biogasanlagen im 500-Meter (oben links), 1.000-Meter (oben rechts) und 1.500-Meter-Umkreis (unten links).....	65
Abbildung 55:	Ansicht des geplanten Wärmenetzes Clausnitz mit Angabe des bisherigen Energieträgers	66
Abbildung 56:	Ansicht „Hetzegut“ mit Wohnhaus mit 4 WE (links) und Scheune als künftige Heizzentrale (rechts).....	67
Abbildung 57:	Anlage zur Holzvergasung mit Holztrocknung (links) und BHKW-Modul (rechts) der Firma Radßuweit.....	69
Abbildung 58:	Artikel zum Feldtag in der Freien Presse	73
Abbildung 59:	Programm zur Sächsischen Biogastagung mit Beitrag vom Partner AEV, 2021	74
Abbildung 60:	Screenshot von der Ankündigung des Beitrages von SNB und TUBAF am Energietag 2022, online	75
Abbildung 61:	Einladung zum Praxisseminar Holzgas vom SNB mit Saxonia Bildung, 19. Mai 2022	76
Abbildung 62:	Vergleich zur Wirtschaftlichkeit der Varianten Satelliten-BHKW am Nahwärmenetz (Mitte) und Biomethan (rechts) mit Gaseinspeisung; beide Varianten bedingen die Basisvariante	77
Abbildung 63:	Vergleich zur Varianten Heizkessel vs. KWK mit Holzgas aus Holzhackschnitzel (E ges. - Gesamtemission)	79
Abbildung 64:	THG-Minderungspotenzial für die Strom- und Wärmeerzeugung mittels Holzgas-KWK, Auszug aus THG-Rechner.....	79

II.9. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Parameterübersicht für die Potenzialberechnung (LK = Landkreis) Quelle: [DBI 2021, Erler 2019]	7
Tabelle 2:	Ergebnisse der Potenzialberechnung für die fermentativen Substrate des Betrachtungsgebietes	11

Tabelle 3:	Methangasertrag für die Potenzialberechnung der thermochemischen Biomasse nach [DBI 2021, Erler 2019]	12
Tabelle 4:	Ergebnisse der Potenzialberechnung für die holzartigen Einsatzstoffe des Betrachtungsgebietes	13
Tabelle 5:	Betriebsdaten der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. im Ist-Zustand.....	14
Tabelle 6:	Übersicht der Stromerzeugung der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. (WKA= Windkraftanlage, BGA= Biogasanlage, PV= Photovoltaik).....	15
Tabelle 7:	Rapsanbau und –verarbeitung in der technischen Ölmühle der AG „Bergland“ Clausnitz e.G. im Jahr 2020	20
Tabelle 8:	Hackschnitzelerzeugung der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G.....	23
Tabelle 9:	Berechnung der THG-Emissionen der Produktion von Rapsölkraftstoff in der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. über NUTS2-Werte	33
Tabelle 10:	Verteilung der Anbauflächen an Blühpflanzen der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G.	35
Tabelle 11:	Standortdetails der Versuchsfläche mit Blühpflanzen im Jahr 2021	36
Tabelle 12:	Ergebnisse Vergleich Saatgut der Blühpflanzenmischungen mit der Bonitur (nur Fläche 1) und Frischmasse der genommenen Proben, 05.08.2021	38
Tabelle 13:	Ergebnisse der visuellen Beurteilung der Versuchsflächen, 05.08.2021	39
Tabelle 14:	Trockensubstanz- und organische Trockensubstanz der untersuchten Blühpflanzenheu-Proben	45
Tabelle 15:	Gasausbeute und Methangehalt von Blühpflanzenheu aus dem Versuchsanbau 2021 der AG „Bergland“ Clausnitz e.G. (Durchschnitt).....	46
Tabelle 16:	Übersicht elektrische Leistung und Aufteilung Variante Satelliten-BHKW am Nahwärmenetz.....	53
Tabelle 17:	Ergebnisse Netzmodellierung Szenario 1	57
Tabelle 18:	Ergebnisse Netzmodellierung Szenario 2	58
Tabelle 19:	Übersicht Biogasanlagen im Untersuchungsgebiet mit wichtigen Kenngrößen (Anlagenregister SNB)	60
Tabelle 20:	Gebäudekennzahlen im Umkreis der Biogasanlagen	62
Tabelle 21:	Ergebnisse absetzbare Wärmemenge je Umkreisszenario in kWh/a	64
Tabelle 22:	Technische Details zur Kesselanlage für das geplante Nahwärmenetz in Clausnitz.....	67
Tabelle 23:	Technische und wirtschaftliche Parameter des geplanten Nahwärmenetzes.....	68
Tabelle 24:	Berechnung der jährlich vermiedenen Emissionen des Nahwärmenetzes	68
Tabelle 25:	Wirtschaftlichkeitsberechnung der Variante Holzgas-KWK mit Heizkessel, wesentliche Ergebnisse	70
Tabelle 26:	Vergleich THG-Bilanz Varianten mit IST-Zustand Biogasanlage MVA	78

III. Erfolgskontrolle

III.1. Verwertung

a) Erfindungen/Schutzrechtsanmeldungen

Schutzrechte aus dem Projekt wurden bisher nicht angemeldet.

b) Wirtschaftliche Erfolgsaussichten nach Projektende

Es haben sich gegenüber den im Projektantrag genannten Erfolgsaussichten keine Änderungen ergeben.

c) Wissenschaftliche und/oder technische Erfolgsaussichten nach Projektende

Es haben sich gegenüber dem Projektantrag keine Änderungen der wissenschaftlichen und/oder technischen Erfolgsaussichten ergeben.

d) Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit

Es haben sich gegenüber dem Projektantrag keine Änderungen der wissenschaftlichen und wirtschaftlichen Anschlussfähigkeit ergeben.

III.2. Erkenntnisse von Dritten

Es sind relevante Ergebnisse von dritter Seite zur Fragestellung des Forschungsvorhabens bekannt geworden. Zu erwähnen wäre hier das Forschungsprojekt „ZertGas - Implementierung der RED II und Entwicklung von praktikablen Zertifizierungslösungen und Handlungsoptionen für Betreiber von Biogas- und Biomethananlagen“ (FKZ-Nr. 03KB164) [ZertGas 2021]. Die Ergebnisse, insbesondere in Hinblick auf zukünftige Anforderungen von Bioenergieanlagen nach RED II Nachhaltigkeitskriterien, wurden im weiteren Bearbeitungsverlauf berücksichtigt. Details zum Vorgehen der THG-Bilanzierung konnten Tagungsbeiträgen über das Projekt und dem „Leitfaden zur Treibhausgasbilanzierung von Energie aus Biogas und Biomethan für die Nachhaltigkeitszertifizierung unter der RED II“ entnommen werden [DBI 2021].

Eine weitere Studie, die „BIOGAS PROGRESSIV – zukunftsweisende Strategien für landwirtschaftliche Biogasanlagen (ProBiogas)“ (Förderkennzeichen: 22405416, 22407617, 22408117) hat relevante Ergebnisse für das Vorhaben geliefert [ProBiogas 2021].

Ebenso das KTBL-Fachportal „Zukunft Biogas“, welches im Rahmen des Vorhabens „ProBiogas“ entstand und das laufende Vorhaben „TRANSBIO – Transferarbeitsgruppe für Bioenergieanlagen im zukünftigen Energiesystem“ am DBFZ lieferten viele Informationen [Zukunft Biogas 2022], [TRANSBIO 2022].

Fachliche Gespräche insbesondere zu Details für den Weiterbetrieb von Biogasanlagen und zur Treibhausgasbilanzierung wurden mit dem Fachverband Biogas (Partner im ZertGas Projekt) und dem Sächsischen Landesbauernverband (SLB) geführt.

Weiterhin konnte sich das Konsortium durch die Teilnahme an verschiedenen Fachveranstaltungen zum Thema Bioenergie auf dem aktuellen Stand der Situation und der Herausforderungen halten.

III.3. Veröffentlichungen

Veröffentlichungen innerhalb des Projektes:

- Wellerdt, J.; Ferchau, E. (2021): „Energie & Klima & Biodiversität – Blühpflanzen auf landwirtschaftlichen Flächen zur Biogaserzeugung“, online-Vortrag, Tages der Erneuerbaren Energien, 29. April 2021, online
- Ferchau, E.; Wellerdt, J.; Himmelstoß, A.; Krause, H. (2021): Biogas als Baustein der multifunktionalen Bioenergienutzung einer Agrargenossenschaft im Erzgebirge, Konferenz-Poster: 7. FNR/KTBL-Biogaskongress 2021, Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven, 29.-30.09.2021, online

- Himmelstoß, A. (2021): „Praxisbericht Gruppe Freiberger Land e.G. – 26 Anlagenbetreiber vermarkten Regionalstrom“, Vortrag, 17. Sächsischen Biogastagung – Chancen für den Klimaschutz, AEV Energy GmbH, 5. Oktober 2021, Klipphausen, OT Groitzsch
- Ferchau, E. (2022): „Multifunktionale Bioenergienutzung im ländlichen Raum am Beispiel der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G.“, online-Vortrag, Institutskolloquium IWTT der TUBAF, 13. April 2022, Freiberg
- Ferchau, E.; Ohm, U. (2022): „Bioenergie für Wärme, Strom und Mobilität am Beispiel der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G.“ Tages der Erneuerbaren Energien, 28.04.2022, online

Geplante Veröffentlichungen:

- Sommergespräch mit Journalisten, organisiert vom Sächsischen Landesbauernverband e. V. (SLB)

Gemeinsam mit dem SLB wird am 30.08.2022 in der Agrargenossenschaft „Bergland“ in Clausnitz das Sommergespräch mit Journalisten stattfinden. Vorträge u.a. von SNB, AEV, AG Clausnitz mit dem Schwerpunkt Biogas und eine anschließende Besichtigung der Biogasanlagen und anderen EE-Anlagen sind vorgesehen.

- Die Vorstellung des Vorhabens Nahwärmenetz in Clausnitz vor allem für die Anwohner ist geplant. Der Termin dafür steht noch nicht fest aufgrund noch zu klärender Fördermöglichkeiten über die „Bundesförderung effiziente Wärmenetze“ (BEW). Dabei sollen der Verein SNB und die AG Clausnitz aktiv mit eingebunden werden.

IV. ANHANG

IV.1. Teilvorhaben 1: TU Bergakademie Freiberg, Institut für Wärmetechnik und Thermodynamik, Lehrstuhl für Gas- und Wärmetechnische Anlagen

IV.1.1. Ziel und Gegenstand des Teilvorhabens

Teilvorhaben 1 (TUBAF - IWTT):

Untersuchungen zu Potenzialen, Bilanzierung, Zukunftsoptionen und Sektorenkopplung bestehender und zukünftiger Bioenergieanlagen im ländlichen Raum südlicher Landkreis Mittelsachsen

Mit diesem Teilvorhaben werden Bioenergiepotentiale im ländlichen Raum erfasst, analysiert und bewertet.

Die Bewertung erfolgt interdisziplinär unter ökonomischen, ökologischen und gesellschaftspolitischen Gesichtspunkten und schließt die Bereiche Strom, Wärme und Mobilität mit ein.

Es werden Möglichkeiten für eine stärkere Integration von Bioenergie in ein zukunftsorientiertes Energiekonzept sowie für eine Sektorenkopplung erneuerbarer Energien beleuchtet. Die sich daraus ergebende Zukunftsoptionen beziehen sich im Konkreten auf den landwirtschaftlichen Betrieb der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. Neben den technischen Zielstellungen, wie Steigerung der Flexibilität und Effizienz, werden den Zielen Arten- und Insektenschutz, Akzeptanz und Kommunizierbarkeit eine große Bedeutung beigemessen.

IV.1.2. Bearbeitete Arbeitspakete

Die Arbeitspakete 1 (Regionale Potential- und Standortanalysen), 2 (Energie- und THG-Bilanzen) und 3 (Zukunftsoptionen Bioenergie, Anlagenseite), AP 4 (Optionen der Sektorenkopplung) und AP 5 (Machbarkeitsstudie) konnten planmäßig bearbeitet werden.

Arbeitspaket 1: Regionale Potential- und Standortanalysen

Im Untersuchungsgebiet südlich von Freiberg wurden regionale Bioenergiepotentiale für die Bereiche fermentativ nutzbare und holzartige Biomassen erfasst und analysiert. Dazu erfolgte ein Unterauftrag an die Firma DBI-GUT GmbH.

Arbeitspaket 2: Energie- und THG-Bilanzen

Für die Erstellung der Energie- und Treibhausgasbilanz (THG) der Bioenergiebereiche Biogas, Holz und Rapsölkraftstoff der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. wurden zusammen mit dem Partner Sächsisches Netzwerk Biomasse e.V. (SNB) betriebspezifische Daten erhoben.

Ein Excel-basierter Rechner konnte für die Bilanzierungen der Treibhausgase der IST-Situation der Bioenergieanlagen des Landwirtschaftsbetriebes entwickelt werden, der auch für die THG-Bilanzen der behandelten Varianten Verwendung findet. Dieser Rechner basiert auf den Vorgaben der Erneuerbaren Energie Richtlinie (RED II, 2018/2001). Mit diesem Werkzeug können der Betrieb aber auch weitere Anwender verschiedene Zukunftsvarianten der Bioenergieanlagen bilanzieren, vergleichen und die Auswirkungen auf die THG-Emissionen überprüfen.

Arbeitspaket 3: Zukunftsoptionen Bioenergie, Anlagenseite

Im Bereich der Biogaserzeugung wurden Optionen für den Weiterbetrieb der Anlage an der Milchviehanlage (MVA) ab dem Jahr 2025 untersucht.

Aus den Anbauversuchen der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. wurden von drei verschiedenen Mischungen von Blühpflanzen Biogas-Batchertragstests durch anaerobe Fermentation im Labor TUBAF durchgeführt. Die Biomasse konnte als Heu nach der Ernte konserviert und zur Verfügung gestellt werden. Dazu erfolgten entsprechende Absprachen mit der Genossenschaft und dem Partner SNB.

Im Rahmen des Unterauftrages mit der Firma DBI-GUT GmbH konnten potenzielle Biogasnetze zwischen den bestehenden Anlagen im Untersuchungsgebiet untersucht werden.

Arbeitspaket 4: Optionen der Sektorenkopplung

In der Region südlicher Landkreis Mittelsachsen konnten Abwärmepotenziale bestehender Biogasanlagen aufgezeigt und diese mit Wärmesenken in definierten Umkreisen um die Anlagen gegenüber gestellt werden. Diese Analyse erfolgte in Zusammenarbeit mit der Firma DBI-GUT GmbH.

Für die Planung eines Nahwärmenetzes in Clausnitz durch die Genossenschaft wurden die technisch-ökonomischen Möglichkeiten für die Variante KWK mit betriebseigenen Holzhackschnitzeln geprüft. Diese wurde als Vergleich der Basisvariante Heizkesselanlage mit Holzhackschnitzeln gegenübergestellt und Auswirkungen auf die THG-Bilanz dargestellt werden. Dabei konnte auch auf Fragen des Wärmemanagements eingegangen werden.

Arbeitspaket 5: Machbarkeitsstudie

Die Aufgaben in AP 5 bestehen aus dem Vergleich der THG-Bilanzierung der IST-Situation in der Agrargenossenschaft mit den geplanten Maßnahmen zur Erhöhung der Nutzung von Bioenergie und der Darstellung der Einsparungspotenziale. Das THG-Einsparpotenzial von Bioenergie und neuen Technologien sowie Verknüpfungen verschiedener Bioenergieträger im Beispielbetrieb werden aufgezeigt. Es erfolgte eine Abstimmung über die Selektion von Einzelmaßnahmen zusammen mit den Projektpartnern.

IV.1.3. Wesentliche Ergebnisse des Teilvorhabens

Im Rahmen der Untersuchungen für die regionale Bioenergiepotentiale wurde vor allem ein hohes wirtschaftliches Potenzial von 108 GWh sowie ein technisches Potenzial von 198 GWh an holzartiger Biomasse in der Region aufgrund der großen Bewaldung der Vorgebirgs- und Gebirgslage festgestellt.

Die 19 vorhandenen Biogasanlagen im Gebiet basieren hauptsächlich auf der Zugabe von Rindergülle und einem kleinen Anteil an Futterresten bzw. Grassilage und Getreide. Nur 3 Anlagen werden überwiegend mit dem Substrat Schweinegülle betrieben. Diese Anlagen nutzen das wirtschaftliche fermentative Substratpotenzial von 78 GWh der Region zu über 100% aus. Bei zukünftigen Verschiebungen aufgrund veränderter wirtschaftlicher Rahmenbedingungen mit steigenden Preisen für fossile Energieträger und knapper Verfügbarkeiten könnte ein Großteil des vorhandenen technischen Biomassepotenzials von 93,5 GWh erschlossen werden.

Die Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. hat eine positive Energiebilanz im Bereich Erneuerbare Energien, die teilweise auf Bioenergie basiert. Mit einer Stromerzeugung durch Biogas, Windkraftanlagen und Photovoltaik von ca. 12-mal so viel wie der Eigenverbrauch, einer kompletten Deckung des Wärmebedarfs mit Biogasabwärme und Holzenergie sowie der Erzeugung von bis zu 40% des benötigten Kraftstoffs in Form von Rapsölkraftstoff für die Landmaschinen ist der Betrieb gut aufgestellt.

Aufgrund des hohen Anteils an Rindergülle in der Ration der 3 Biogasanlagen von über 80 Masse-% ergeben sich für die Stromerzeugung hohe THG-Minderungspotenziale mit 110% für die große Biogasanlage an der Milchviehanlage bzw. jeweils 96% für die beiden baugleichen Anlagen mit 75 kW elektr. Leistung.

Im Bereich der Holzhackschnitzelerzeugung und Nutzung ergaben die Berechnungen ein THG-Minderungspotenzial von 97%, höher als der Standardwert mit 91%.

Für den betriebseigenen Anbau und die Erzeugung von Rapsölkraftstoff konnte ein THG-Minderungspotenzial von gut 76 % errechnet werden, was deutlich über dem Standardwert von 57% liegt. Damit könnten sich für den THG-Quotenhandel evtl. Vorteile bei entsprechender Zertifizierung ergeben. Bisher werden unter Einbeziehung von Standardwerten 70% Einsparung für die Erzeugung von Rapsölkraftstoff errechnet.

Insgesamt wurden drei Batchuntersuchungen zum Biogasertrag von Blühpflanzen mit jeweils bis zu 10 Ansätzen in der Projektlaufzeit durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen für die untersuchten Blühpflanzenmischungen ein relativ hohes Gasbildungspotenzial bei relativ langen Versuchslaufzeiten auf. Damit ist Biomasse aus Blühpflanzen ein gut geeignetes Substrat zur Erzeugung von Biogas in landwirtschaftlichen Betrieben und besitzt einen naturschutzfachlichen Zusatznutzen durch einen erhöhten Arten- und Insektenschutz.

Im Durchschnitt lagen alle drei Blühpflanzenmischungen als Heu bei der erreichten Gasausbeute in einem Bereich von 387 bis 417 l/kg organische Trockensubstanz (oTS) nah beieinander. Die Methangasausbeuten liegen im Bereich von 242 bis 263,5 l/kg oTS. Auf die Tonne Heu gerechnet ergeben sich Werte zwischen 310 bis 326 m³ Biogas/t Frischmasse (FM) und damit unterhalb der Werte für Strohpellets von 373 m³/t FM [KTBL 2021].

Zusätzlich wurde Biomasse der Versuchsflächen von einem früheren Erntetermin im August untersucht, was aber aufgrund von Förderbestimmungen für Blühflächen für die „Bergland“ Clausnitz keine praktische Relevanz hat. Die Ergebnisse weisen wie zu erwarten eine deutlich höhere Biogasausbeute auf.

Weiterhin wurde in der Region die Option von Gemeinschaftsanlagen zur zentralen Gasaufbereitung und Einspeisung von Biomethan mit einem Mikrobiogasnetz untersucht. Das Ziel dieser Bündelung ist eine zentrale Biogasaufbereitung und Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz. Dabei sind nach den festgelegten Kriterien Netze zwischen 9 bis 11 Anlagen mit einer Gesamtlänge von bis zu 30 km möglich. Es könnten mehr als 2/3 der gesamten Biogasmenge der Region gebündelt werden.

In einer Standortanalyse der Region südlicher Landkreis Mittelsachsen konnten Abwärmepotenziale bestehender Biogasanlagen aufgezeigt und diese mit Wärmesenken in definierten Umkreisen um die Anlagen gegenüber gestellt werden. Vor allem bei vier größeren Biogasanlagen mit einem verfügbaren Abwärmepotenzial könnte sich die Option Wärmenetz wirtschaftlich darstellen lassen. Da viele Anlagen in der Region einen hohen Substratanteil an Wirtschaftsdünger aufweisen und damit einen erhöhten Eigenwärmebedarf für die Substraterwärmung haben, ist das Abwärmepotenzial besonders bei kleineren Anlagen begrenzt.

In einem Umkreis von 500m, 1.000m und 1.500m um die Biogasanlagen herum konnte das Potenzial für den Wärmeabsatz dargestellt werden. Bei einem Umkreis von 1.500m könnte in mehr als der Hälfte des Jahres 100% der verfügbaren Wärmemenge abgesetzt werden. Über diesen Umkreis hinaus können die vier Anlagen keinen weiteren Abnehmer mit ihrer verfügbaren Abwärme versorgen. Als Ergebnis lässt sich feststellen, dass Wärmenetze im Umkreis von max. 1.500m um diese vier Biogasanlagen herum sinnvoll betreibbar sind.

Im Rahmen des Vorhabens wurde eine Berechnungsdatei mittels Excel zur Ermittlung der spezifischen Treibhausgasemissionen der Bioenergieanlagen der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. entwickelt. Für diese Berechnungen waren umfangreiche Literaturrecherchen auch im Hinblick auf politische Rahmenbedingungen notwendig. Durch die Teilnahmen an Tagungen, Online-Veranstaltungen konnte ein aktueller Stand des Wissens erworben werden.

Das THG-Einsparpotenzial für die Option Holzgas-KWK, integriert in das Konzept des geplanten Wärmenetzes, liegt in Bezug auf die erzeugte Wärme im Bereich von 0,849 gCO₂eq/MJ ausgehend von einer Emission von 2,28 gCO₂eq/MJ bei der Wärmeerzeugung durch Heizkessel. Für die Erzeugung der Elektroenergie aus dem KWK-Prozess mit Holzgas kommt eine Emission von 4,035 gCO₂eq/MJ dazu.

Das THG-Minderungspotenzial ist bei der Wärmeerzeugung mittels Holzgas-KWK mit 97,34% leicht verbessert als bei der reinen Wärmeerzeugung im Heizkessel mit 97,15%. Das ist in beiden Fällen deutlich besser als der Standardwert für Wärme mit 91%. Für die Stromerzeugung mittels Holzgas-KWK wird ein Minderungspotenzial von 97,79% erreicht, deutlich besser als der Standardwert von 87%.

Für die AG Bergland kommt die Variante Holzgas-BHKW nicht als Option in Betracht, u.a. aufgrund der hohen Anforderungen an die Holzqualität. Sinnvoll erscheint hierbei die bisherige Aufteilung der Verwertungswege aufrecht zu erhalten und Stammholz nicht energetisch zu nutzen, sondern stofflich und nur das Rest- und Pflgeholz der energetischen Nutzung zuzuführen.

Für den Weiterbetrieb der großen Biogasanlage an der MVA in der zweiten Vergütungsperiode wurden die Optionen Satelliten-BHKW am Nahwärmenetz und Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz untersucht.

Bei der Option Satelliten-BHKW lassen sich keine größeren Änderungen der THG-Bilanz nach RED II feststellen, da nur ein um 1% höherer Stromverbrauch für das Mikrogasnetz und das zusätzliche BHKW sowie ein höherer Methanschupf anfällt. Das THG-Minderungspotenzial für die Stromerzeugung bleibt bei ca. 110%. Die Substratmengen bleiben wie bisher gleich. Durch die höhere Nutzung der vorhandenen Abwärme der Biogasverstromung können fossile Energieträger und damit jährlich Emissionen von ca. 32,5 tCO₂eq vermieden werden. Das kann aber nicht durch die THG- Bilanzierung nach RED II abgebildet werden. Nebenbei können Holzhackschnitzel für das Nahwärmenetz eingespart werden, die für weitere Einsatzzwecke frei würden.

Eine weitere Option für die große Biogasanlage an der MVA stellt die Gasaufbereitung auf Biomethan und die Gaseinspeisung in das Erdgasnetz dar. Die Erdgasleitung verläuft in geringer Entfernung (500 m) von der Anlage entfernt. Das Konzept sieht vor, die Gaserzeugung bilanziell zu teilen in Biogas aus Rindergülle, welches als Biomethan eingespeist wird sowie Biogas aus Grassilage und Getreide. Hierbei wird die tägliche Einsatzmenge an Grassilage, was das teuerste Kosubstrat darstellt, von 10 auf 7 Tonnen reduziert.

Damit können hohe THG-Vergütungen für Biomethan aus Gülle erreicht und zusätzliche Einnahmen generiert werden. Das Biogas, erzeugt aus Grassilage und Getreide, würde in den zwei vorhandenen BHKW vor Ort verstromt und sichert damit die Wärmeversorgung am Standort.

Optional könnte eine Hoftankstelle für Biomethan errichtet werden, um eigene Landmaschinen mit dem selbsterzeugten Kraftstoff zu versorgen, sowie ein Vertrieb als Kraftstoff (inner- und außerbetrieblich).

Mit den Partnern zusammen erfolgte die Selektion der Einzelmaßnahmen zur Erhöhung des Anteils der Bioenergienutzung in der Agrargenossenschaft in Clausnitz.

Die Daten und Ergebnisse sind im gemeinsamen Teil des Schlussberichtes ausführlicher dargestellt und diskutiert.

IV.2. Teilvorhaben 2: Sächsisches Netzwerk Biomasse e.V.

Teilvorhaben 2: Bioenergienutzung – Eine Zukunftschance für den ländlichen Raum im südlichen Landkreis Mittelsachsen, Sächsisches Netzwerk Biomasse e.V.

IV.2.1. Ziel und Gegenstand des Teilvorhabens

Ziel und Gegenstand des Teilvorhabens 2 ist die Untersuchung der Multiplizierbarkeit gewonnener Erkenntnisse in die Praxis und in andere Regionen, die Unterstützung bei Erstellung der Energie- und THG-Bilanzen des Agrarbetriebes sowie die Öffentlichkeitsarbeit.

IV.2.2. Bearbeitete Arbeitspakete

Das Sächsische Netzwerk Biomasse e.V. bearbeitete folgende Arbeitspakete:

AP 2: Energie- und THG-Bilanzen

AP 3: Zukunftsoptionen Bioenergie, Anlagenseite

AP 4: Optionen der Sektorenkopplung

AP 5: Machbarkeitsstudie

Arbeitspaket 2: Energie- und THG-Bilanzen

Über einen Unterauftrag konnte die Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. eingebunden werden, um betriebsspezifische Daten der Bioenergieanlagen zu erhalten. Der Landwirtschaftsbetrieb verfügt über Biogasanlagen, Hackschnitzelheizungen und Landmaschinen, die mit Pflanzenöl aus eigener Produktion betankt werden. Darüber hinaus betreibt der Betrieb mehrere Windkraftträder und Photovoltaikanlagen. Für die Erstellung der Energie- und THG-Bilanzen konnten die Anlagendaten erhoben und zusammen mit dem Partner TUBAF ausgewertet werden. Dabei aufkommende Rückfragen konnten mit den jeweiligen Ansprechpartnern der Genossenschaft direkt geklärt werden.

Arbeitspaket 3: Zukunftsoptionen Bioenergie, Anlagenseite

Die Zuarbeit für die Standortanalyse erfolgte in Gemeinschaft mit den Projektpartnern und konnte erfolgreich abgeschlossen werden. Die Leistung bestand im Wesentlichen aus der Recherche und Aufarbeitung der Anlagendaten von Mitgliedern im Verein bzw. im Untersuchungsgebiet. Weiterhin wurden durch Befragung der Anlagenbetreiber in der Region Potenziale für die Abwärmenutzung ermittelt.

In der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. konnten Details für zukünftige Planungen der Bioenergieanlagen erhoben und mit den anderen Projektpartnern ausgewertet werden. Der Versuchsanbau von Blühpflanzen im Agrarbetrieb wurde begleitet und mit ausgewertet. Vermarktungswege für Reststoffe der Biogasanlagen sind geprüft worden. Weiterhin konnte Öffentlichkeitsarbeit durchgeführt und an Veranstaltungen teilgenommen werden, um u.a. neue Informationen zu relevanten Themen zu erhalten.

Arbeitspaket 4: Optionen der Sektorenkopplung

Weitere betriebsspezifische Daten für geplante Varianten an Bioenergieanlagen der Agrargenossenschaft in Clausnitz wurden recherchiert. Diese sind der Einsatz von Holzhackschnitzel mit Heizkessel am geplanten Nahwärmenetz im Ort sowie die Option Holzgas-BHKW an diesem Wärmenetz. Weitere Möglichkeiten für die Erweiterung bestehender Wärmenetze der beiden kleinen 75 kW-Biogasanlagen wurden geprüft. Für die Option Holzgas-BHKW konnten im Rahmen eines mit organisierten Seminars projektrelevante Informationen und die Übertragbarkeit für andere Betriebe angestoßen werden. Dabei ergaben sich für das bestehende Netzwerk neue Kontakte und Themenfelder.

Arbeitspaket 5: Machbarkeitsstudie

Weitere Aktionen und Vorträge zur Öffentlichkeitsarbeit zum Thema Bioenergie sowie zum Arten- und Insektenschutz wurden durchgeführt. Für die in der Studie vorgestellten Maßnahmen sind Daten und

Informationen von der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. erhoben worden. Darauf aufbauend konnten Berechnungen der Wirtschaftlichkeit und der THG-Bilanzen erfolgen. Für die Prüfung der Übertragbarkeit der erzielten Ergebnisse haben Mitglieder im Verein aber auch Außenstehende mitgewirkt.

IV.2.3. Wesentliche Ergebnisse des Teilvorhabens

Im Rahmen dieser Studie wurden sowohl der Weiterbetrieb als auch Neubauoptionen geprüft sowie IST- / SOLL-Energie- und Treibhausgasbilanzen erstellt. Für diese Berechnungen waren umfangreiche Literaturrecherchen auch im Hinblick auf politische Rahmenbedingungen notwendig. Durch die Teilnahmen an Tagungen, Online-Veranstaltungen und damit möglichen Diskussionen konnte ein aktueller Stand des Wissens erworben werden.

Dies waren u.a.

- Sächsische Biogastagung 2021,
- Biogas Convention, FvB 2021,
- Perspektiven für Bioenergiedörfer, FNR 2021,
- Biokraftstoff-Fachgespräch, DBFZ 2021,
- 10. Statuskonferenz, DBFZ 2021,
- AgroFossilFree-Workshop, TFZ-Landschaftsenergie 2022,
- Post-EEG-Tagung, KTBL 2022

Die Zuarbeit für die Standortanalyse erfolgte in Gemeinschaft mit den Projektpartnern und konnte erfolgreich abgeschlossen werden. Die Leistung bestand im Wesentlichen aus der Recherche und Aufarbeitung der Anlagendaten zum Thema Biogas von Mitgliedern im Verein bzw. im Untersuchungsgebiet. Dazu ist eine umfangreiche Tabelle erstellt worden mit dem aktuellen Stand der jeweiligen Biogasanlagen und den geplanten künftigen Perspektiven des Weiterbetriebs. Die Daten und das Vorgehen zur Potentialanalyse wurde mit dem bearbeitenden Institut (DBI-GUT GmbH) in mehreren Treffen diskutiert. Bei der Analyse wurde das theoretische, technische und wirtschaftlich-nachhaltige Potential bestimmt.

Im Untersuchungsgebiet sind 19 landwirtschaftliche Biogasanlagen im Betrieb, die hauptsächlich mit dem Substrat Rindergülle aus der Milchviehhaltung und kleineren Anteilen an Futterresten bzw. Grassilage und Getreide betrieben werden. In drei Anlagen der Region kommt überwiegend das Substrat Schweinegülle zum Einsatz.

Weiterhin wurden durch Befragung der Anlagenbetreiber in der Region Potenziale für die Abwärmenutzung ermittelt.

Die Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. erhielt einen Unterauftrag. Gegenstand dieses Auftrages ist die Bereitstellung von Anlagen- und Betriebsdaten als Grundlage für zu prüfende Zukunftsoptionen im Bereich von Bioenergieanlagen im Betrieb und in der Region. Dabei wurden sowohl der Weiterbetrieb als auch Neubauoptionen geprüft. Erfahrungen und Pläne im Bereich von Pflanzenölkraftstoff, Biogas und der Einsatz von Holzhackschnitzeln in KWK-Anlagen inklusive des Betriebes von Wärmenetzen wurden diskutiert und Daten erhoben, aufgearbeitet bzw. übermittelt.

Die aufgestellte Energiebilanz der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. weist sehr hohe Anteile an Erneuerbaren Energien auf, die zum großen Teil auf der Nutzung von Bioenergie basiert. Mit einer Stromerzeugung durch Biogas, Windkraftanlagen und Photovoltaik von ca. 12-mal mehr als der Eigenverbrauch, einer kompletten Deckung des Wärmebedarfs mit Biogasabwärme und Holzenergie sowie der Erzeugung von bis zu 40% des benötigten Kraftstoffs in Form von Rapsölkraftstoff für die Landmaschinen ist der Betrieb überdurchschnittlich aufgestellt. Diese Entwicklung vollzog der Agrarbetrieb stetig seit Mitte der 90er Jahre, angefangen mit der Errichtung der ersten Windkraftanlagen und dem Bau der ersten Biogasanlage im Jahr 2001.

Diese große Biogasanlage konnte stetig erweitert und flexibilisiert werden und verfügt über eine elektrische Leistung von 706 kW mit 2 BHKW. Die Wärmenutzung der Abwärme der Verstromung ist mit 67% gut, weist mit einer verfügbaren Abwärmemenge von 1.500 MWh ein bedeutendes Potenzial für weitere Nutzungen auf.

Für die Berechnung der THG-Bilanzen der Bioenergieanlagen und für künftige Nutzungsvarianten wurde ein THG-Rechner in Excel entwickelt. Dieser basiert auf den Vorgaben der EU-Richtlinie vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, Renewable Energy Directive II, kurz RED II genannt. Um die Realität der Bioenergienutzung in der Agrargenossenschaft in

Clausnitz so gut wie möglich in diesem THG-Rechner abzubilden, wurden umfangreiche betriebsspezifische Daten der Anlagen erhoben.

Für die geplanten Biogas-Untersuchungen der TU Bergakademie Freiberg wurde zusammen mit der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. der Versuchsanbau von drei verschiedenen Sorten an Blühpflanzenmischungen abgesprochen. Dabei konnte auch eine regionale Blümmischung eines Landwirtschaftsbetriebes in Nähe von Freiberg verwendet werden. Zusammen mit dem Agrarbetrieb in Clausnitz wurden Bonituren des Aufwuchses der Versuchsflächen durchgeführt und dokumentiert. Die geerntete Biomasse wurde getrocknet und als Heu der TUBAF für Biogasertragstest im Labor zur Verfügung gestellt.

Im Bereich der Öffentlichkeitsarbeit, die alle Arbeitspakete einrahmt, wurden Kontakte im und außerhalb des Netzwerkes hergestellt. Es erfolgte ein Informationsaustausch mit Interessentengruppen und Forschungseinrichtungen. U.a. konnten persönliche Treffen und ein Austausch zum Thema Bioenergie mit Mitarbeitern des Fachverband Biogas e.V. und des Sächsischen Landesbauernverbandes e.V. (SLB) stattfinden.

Für die Versuchsflächen mit Blühpflanzen wurde ein Feldtag Ende Juli 2021 gemeinsam mit der Agrargenossenschaft „Bergland“ organisiert. Dabei besichtigten die Teilnehmer den Versuchsanbau und den Aufwuchs der zu dieser Zeit blühenden Pflanzen. Am Ende konnte eine Fläche des Betriebes mit einer weiteren Blühpflanze, der Durchwachsenen Silphie und eine Biogasanlage besichtigt werden.

Über diesen Feldtag erschienen 3 Veröffentlichungen in der lokalen Presse, der Top Agrar online und der Verbändezeitschrift vom SLB. Die Öffentlichkeit konnte für das Thema Bioenergie und Arten- und Insektenschutz sensibilisiert werden.

In den Referenzflächenatlas vom Fachverband Biogas e.V. konnte im Juli 2021 ein Eintrag der Blühpflanzen der Genossenschaft erfolgen. Der Atlas bietet einen deutschlandweiten Überblick über alternative Energiepflanzen zur Vergärung in Biogasanlagen. Für den Agrarbetrieb „Bergland“ Clausnitz wurden die Wildpflanzenmischungen, Durchwachsene Silphie und die Ölpflanzen Leindotter, Senf, Lein und Raps eingetragen. Den Eintrag hatte der SNB e.V. vorgenommen.

Die Saxonia Bildung gGmbH als externer Partner im Netzwerk unterstützte die Durchführung und Organisation des Feldtages. Ebenso half dieser Partner auch, das Praxisseminar zum Thema Holzgas-BHKW in Brand-Erbisdorf durchzuführen. Ein weiteres Seminar ist aufgrund der hohen Nachfrage im September 2022 vorgesehen.

Weiterhin geplant ist ein Sommergespräch mit Journalisten am 30.08.2022 gemeinsam mit der Agrargenossenschaft „Bergland“ in Clausnitz. Dies wird durch den Verein SNB unterstützt und vom Sächsischen Landesbauernverband (SLB) organisiert. Dabei sind Vorträge u.a. von SNB, AEV, AG Clausnitz mit anschließender Besichtigung der Biogasanlagen und anderen EE-Anlagen vorgesehen.

Eine Informationsveranstaltung mit der Vorstellung des Vorhabens zum geplanten Nahwärmenetz in Clausnitz ist für die Anwohner vorgesehen. Der SNB und die Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. werden diese Vorstellung durchführen. Dazu gibt es noch keinen konkreten Termin. Diese Veranstaltung war zum Ende der Projektlaufzeit vorgesehen, musste aber aufgrund von Verzögerungen bei der Verabschiedung der Förderrichtlinie für Nahwärmenetze (BEW) und weiterer interner Gründe der Agrargenossenschaft unbestimmt verschoben werden. Ein Termin im Herbst 2022 wird angestrebt.

Durch Verbindungen im Netzwerk des SNB konnte der Kontakt zu einem TV-Team hergestellt werden. Daraus entstand im März ein Beitrag für die Ausstrahlung mit dem Titel „Autarke Energieversorgung: Welche Innovationen gibt es?“ in der MDR Umschau vom 26. April 2022. Im TV-Beitrag geht es um autarke Energielösungen u.a. am Beispiel der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. Dabei wurde der Fokus auf den Einsatz von Rapsölkraftstoff in Landmaschinen sowie Strom- und Wärmeproduktion durch Biogas gesetzt; inklusive der damit verbundenen finanziellen Einsparungen. Beteiligt an der Erstellung des Beitrages waren der Verein SNB, die TUBAF und die Agrargenossenschaft.

Weitere betriebsspezifische Daten für die geplante Varianten an Bioenergieanlagen der Agrargenossenschaft in Clausnitz konnten ermittelt werden. Diese sind der Einsatz von Holzhackschnitzel mit Heizkessel am geplanten Nahwärmenetz im Ort sowie die Option Holzgas-BHKW an diesem Wärmenetz. Weitere Möglichkeiten für die Erweiterung bestehender Wärmenetze der beiden kleinen 75 kW-Biogasanlagen wurden geprüft.

Die Planung eines Nahwärmenetzes im Ortszentrum Clausnitz mit Einbindung u.a. von Schule, Kindergarten und Wohngebäuden könnte den regionalen Einsatz vorhandener Holzhackschnitzel erhöhen und zur

Wertschöpfung beitragen. Dadurch profitieren Kommune und Anwohner von einer preis- und krisensicheren Wärmeversorgung.

Mit der Erweiterung der beiden vorhandenen Nahwärmenetze (Beheizung von MFH) an den zwei kleinen 75 kW-Biogasanlagen würde sich der Holzverbrauch des Betriebes weiter erhöhen bei einer gleichzeitigen Effizienzsteigerung der Wärmenutzung. Je Biogasanlagen stehen bis zu 0,3 GWh an Wärmeüberschuss jährlich zur Verfügung, der je nach Ausbau der weiteren Gebäudeanschlüsse genutzt werden kann. Damit könnten jährlich bis zu 6,5 t CO₂eq eingespart werden. Zusätzlich könnte ein wärmegeführtes Konzept einer optimierten Fahrweise der Biogasanlagen mit Sommer- und Winterbetrieb entwickelt werden.

Die Genossenschaft kann zusätzlich ausreichend Rest- und Pflegeholz mobilisieren, um einen zukünftigen erhöhten Holzbedarf zu decken. Zudem stehen Wärmeüberschüsse zur Trocknung der Hackschnitzel zur Verfügung.

Mit dem jährlichen Anbau von Blühpflanzen auf den landwirtschaftlichen Flächen rund um Clausnitz im Umfang von ca. 30 ha wird ein wichtiger Beitrag zum Arten- und Naturschutz geleistet. Durch den Einsatz der Blühpflanzenbiomasse zur Biogaserzeugung wird ein zusätzlicher energetischer Nutzen erreicht. Im Rahmen des Vorhabens konnten 3 verschiedene Blühmischungen, u.a. auch eine regionale Mischung, im Versuchsanbau untersucht und beurteilt werden. Die ermittelten Biogaserträge in Laborversuchen der TUBAF ergaben ca. 400 l Biogas/kg oTS aus dem Versuchsanbau der Blühpflanzenmischungen und bestätigen eine wirtschaftliche Nutzung dieser Biomasse. Dies ist allerdings nur in Jahren mit ausgewogenen Witterungsverläufen und entsprechenden Aufwüchsen erfolgreich.

Mit der betriebseigenen Produktion von Eiweißfutter und Rapsölkraftstoff seit 2005 hat die Genossenschaft einen gewissen Grad von Unabhängigkeit erreicht. Bis zu 40% des Kraftstoffbedarfs wird selbst erzeugt und in den Landmaschinen eingesetzt. Das entspricht dem sogenannten Hafermodell, als in der Landwirtschaft die Antriebsenergie in Form von Hafer u.a. selbst erzeugt wurde, um die Arbeitstiere damit zu versorgen. Die Einnahmen aus dem THG-Quotenhandel sind durch den Einsatz von Rapsölkraftstoff im Betrieb in den letzten Jahren deutlich angestiegen (2021 auf 76 cent/l) und haben eine hohe Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit. Weiterhin ist die Energiesteuerentlastung wichtig, für die allerdings noch keine Entscheidung vorliegt. Die Produktion und der Einsatz von Eiweißfutter und Rapsölkraftstoff in der Agrargenossenschaft „Bergland“ soll bei entsprechenden wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen weiter erfolgen.

Der Ortsteil Clausnitz könnte sich nach Abschluss der empfohlenen Maßnahmen **Bioenergiedorf** nennen, da danach über 50% der erzeugten Strom- und Wärmemenge aus Bioenergie stammt. Die Gemeinde Rechenberg-Bienenmühle hat einen Stromverbrauch von ca. 6 GWh/a. Mit 5,7 GWh jährlich allein aus der Biogasverstromung der Agrargenossenschaft lässt sich der Verbrauch jetzt schon fast zu 100% decken.

Bei der Wärme könnte der Anteil von über 50% erst nach dem Bau des Wärmenetzes mit Holz oder Holz/Biogas und der Erweiterung des vorhandenen Wärmenetzes an der 75 kW-Biogasanlage erreicht werden. Bei ca. 600 bis 800 Einwohner im Ortsteil Clausnitz besteht für private Wohngebäude laut einer Abschätzung ein jährlicher Bedarf von ca. 4,5 Mio. kWh Wärme. Allein für das geplante Wärmenetz werden ca. 845.000 kWh Wärme veranschlagt, in dem auch Gewerbebetriebe, Schule und Kindergarten enthalten sind. Viele Privatgebäude werden mit Holz beheizt sowie ein MFH mit der Abwärme der 75 kW-BGA der Genossenschaft.

Mit den Partnern zusammen erfolgte die Selektion der Einzelmaßnahmen zur Erhöhung des Anteils der Bioenergienutzung in der Agrargenossenschaft in Clausnitz.

Die erhobenen Daten und Ergebnisse sind im gemeinsamen Teil des Schlussberichtes ausführlicher dargestellt und diskutiert.

IV.3. Teilvorhaben 3: AEV Energy GmbH

IV.3.1. Ziel und Gegenstand des Teilvorhabens

Ziel und Gegenstand des Teilvorhabens ist die Entwicklung und Prüfung von Konzepten zum wirtschaftlichen Weiterbetrieb von Biogasanlagen nach der EEG-Phase. Dabei spielen die Optionen der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan mit Einspeisung und/oder Betreiben einer Tankstelle und der höheren Nutzung von Wärme in Wärmenetzen eine Rolle. Weiterhin sind die Sektorenkopplung und die Alternativen zur bisherigen Stromvermarktung ein Thema dieses Vorhabens.

IV.3.2. Bearbeitete Arbeitspakete

Durch die AEV Energy GmbH wurden folgende Arbeitspakete bearbeitet: Arbeitspaket 3: Zukunftsoptionen Bioenergie, Anlagenseite, Arbeitspaket 4: Optionen der Sektorenkopplung, Arbeitspaket 5: Machbarkeitsstudie.

Arbeitspaket 3: Zukunftsoptionen Bioenergie, Anlagenseite

Die Datenerhebung zur Bioenergiepotentialanalyse wurde durch Teilnahme an den gemeinsamen Treffen (online und via Telefon) mit allen Projektpartnern inkl. der DBI-GUT GmbH und durch die Ergänzung von Detaildaten zu Biogasanlagen im Untersuchungsgebiet begleitet.

Zukunftsoptionen für das Strommanagement zur Netzentlastung und Stromvermarktung wurden untersucht. In Zusammenarbeit mit der Gruppe Freiberger Land e.G. (GFL) konnten Ergebnisse zum Thema Blindleistungsregelung ermittelt werden. Es wurde ein Unterauftrag an die GFL vergeben.

Weitere Fragen zur Flexibilisierung von Biogasanlagen mit der Prüfung der Umsetzbarkeit und Auswirkungen konnten geklärt werden. Die Möglichkeiten für die bestehende Biogasanlage an der MVA im Rahmen des EEG 2021 oder Optionen für Gasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz wurden geprüft. Auch der Einsatz von Biomethan als betriebseigener Kraftstoff bzw. einer Bio-CNG Tankstelle konnten dargestellt werden.

Arbeitspaket 4: Optionen der Sektorenkopplung

Für die Option Satelliten-BHKW am geplanten Nahwärmenetz im Ort mit Biogasfernleitung konnten Detailinformationen aufgestellt werden. Ebenso fanden die rechtlichen Rahmenbedingungen für dieses und weitere Vorhaben Eingang in die Überlegungen.

Zusätzlich konnten benötigte Informationen für die Erstellung der THG-Bilanz nach RED II für die verschiedenen Varianten der Bioenergie im Agrarbetrieb aufgestellt werden.

Die Option einer innovativen Regionalstromvermarktung im Untersuchungsgebiet konnte analysiert und in die Praxis umgesetzt werden. Dies erfolgte in Zusammenarbeit mit der Gruppe Freiberger Land e.G. (GFL), die auch die Direktvermarktung von Biogasstrom organisiert.

Weiterhin konnten Fragen zum Stromeigenverbrauch und zur Errichtung einer öffentlichen Strom-Tankstelle für die Elektromobilität behandelt werden.

Arbeitspaket 5: Machbarkeitsstudie

Für die geplanten Zukunftsoptionen der Bioenergieanlagen konnten Investitionskosten und die Wirtschaftlichkeitsberechnung aufgestellt werden. Diese sind mit allen Partnern diskutiert und ausgewertet worden.

Ebenfalls mit allen Partnern und der Agrargenossenschaft „Bergland“ Clausnitz e.G. wurden die Daten aus den Arbeitspaketen 3 und 4 einer Machbarkeitsprüfung unterzogen. Lösungen für den Weiterbetrieb und die Neuausrichtung von EEG-Bioenergieanlagen konnten aufgezeigt werden. Dabei wurden auch Synergieeffekte zwischen einzelnen Bioenergieträgern berücksichtigt.

IV.3.3. Wesentliche Ergebnisse des Teilvorhabens

Für die Berechnung der THG-Bilanzen der Bioenergieanlagen und für künftige Nutzungsvarianten wurde ein THG-Rechner in Excel entwickelt. Dieser basiert auf den Vorgaben der EU-Richtlinie vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, Renewable Energy Directive II, kurz RED II genannt. Der Partner AEV brachte sich mit eigener Expertise für die Beurteilung von Detaildaten der Bioenergieanlagen in der Agrargenossenschaft in Clausnitz ein. Ebenso auf dem Gebiet der gesetzlichen Regelungen für den Weiterbetrieb der Biogasanlage(n) insbesondere zum EEG 2021 und nachfolgenden EEG-Novellierungen.

Um die Realität der Bioenergienutzung in der Agrargenossenschaft in Clausnitz so gut wie möglich abzubilden, wurden umfangreiche betriebspezifische Daten der Anlagen erhoben. Dabei erfolgte eine Überprüfung der Größenordnungen mit anderen Praxisdaten.

Aufgrund des hohen Anteils an Rindergülle in der Ration der 3 Biogasanlagen von über 80 Masse-% (83 bis 87,5%) und der damit verbundenen Gutschrift, ergeben sich für die Stromerzeugung hohe THG-Minderungspotenziale mit 110% für die große Biogasanlage an der Milchviehanlage bzw. jeweils 96% für

die beiden baugleichen Anlagen mit 75 kW elektr. Leistung. Für die erzeugte Wärme aus Biogas konnten THG-Minderungspotenziale im vergleichbaren Bereich von 108 bis 98% ermittelt werden.

Für den Weiterbetrieb der großen Biogasanlage an der MVA in der zweiten Vergütungsperiode ab dem Jahr 2025 wurden die Optionen eines Satelliten-BHKW am Nahwärmenetz und der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz untersucht. Die Genossenschaft hat den Zuschlag für den Betrieb der Biogasanlage für weitere 10 Jahre durch eine Teilnahme an der Ausschreibung im Frühjahr 2022 erhalten. Dabei ist eine Leistungsreduzierung auf 318 kW elektrische Leistung (45% Höchstbemessungsleistung) entsprechend der Vorgaben im EEG 2021, geringere Substratmengen und erhebliche Investitionen vorgesehen.

Bei der Option Satelliten-BHKW am geplanten Nahwärmenetz im Ort lassen sich keine größeren Änderungen der THG-Bilanz nach RED II feststellen, da nur ein um 1% höherer Stromverbrauch für den Betrieb der Biogasfernleitung und das zusätzliche BHKW sowie ein um 1% höherer Methanschupf zu Buche schlagen. Das THG-Minderungspotenzial für die Stromerzeugung bleibt dabei im Bereich von ca. 110%. Als Vorteil dieser Varianten können die Substratmengen der Biogasanlage beibehalten werden und die Flexibilität steigt deutlich an. Durch die höhere Nutzung der vorhandenen Abwärme der Biogasverstromung im Nahwärmenetz können fossile Energieträger und damit Emissionen von ca. 32,5 t CO₂eq vermieden werden. Die Einsatzmenge von Holz für die Versorgung des Nahwärmenetzes kann reduziert und für weitere Nutzungen zur Verfügung stehen.

Eine weitere Option für die große Biogasanlage an der MVA stellt die Gasaufbereitung auf Biomethan und die Gaseinspeisung in das Erdgasnetz dar. Die Erdgasleitung verläuft in geringer Entfernung (ca. 500 m) von der Anlage entfernt. Das Konzept sieht vor, die Gaserzeugung bilanziell zu teilen in Biogas aus Rindergülle, welches als Biomethan eingespeist wird sowie Biogas aus Grassilage und Getreide. Hierbei wird die tägliche Einsatzmenge an Grassilage, die das teuerste Kosubstrat darstellt, von 10 auf 7 Tonnen reduziert. Damit können hohe THG-Vergütungen für Biomethan aus Gülle erreicht und zusätzliche Einnahmen bei der Verwendung dieses Gases als Kraftstoff generiert werden. Das Biogas, erzeugt aus Grassilage und Getreide, würde in den zwei vorhandenen BHKW vor Ort verstromt und sichert damit die Wärmeversorgung am Standort. Optional könnte eine Hoftankstelle für Biomethan errichtet werden, um eigene Landmaschinen mit dem selbsterzeugten Kraftstoff zu versorgen, sowie ein Vertrieb als Kraftstoff (inner- und außerbetrieblich).

In Zusammenarbeit mit den Experten von der Gruppe Freiberger Land e.G. (GFL) konnten Ergebnisse zum Thema Blindleistungsregelung ermittelt werden. Die Blindleistungsregelung kann den Netzzugang an solchen Orten ermöglichen, an denen das Netz bereits voll ausgelastet ist. Das könnte im Fall der Bioenergie- und EE-Anlagen in Clausnitz der Fall sein, bei einem weiteren Ausbau der Einspeisekapazitäten. Bisher existieren noch kein Markt und Vergütung für die Erbringung dieser Leistungen durch Biogasanlagen, könnten aber in Zukunft auch als Einkommensquelle an Bedeutung gewinnen.

Seit Anfang 2019 ermöglicht das Regionalnachweisregister (RNR) die Ausstellung von Regionalnachweisen für Strom aus EEG-Anlagen. Im Regionalnachweisregister werden Nachweise verwaltet, aus denen hervorgeht, in welcher EEG-Anlage (z. B. eine Biogasanlage der Region) eine bestimmte Menge Strom aus erneuerbaren Energien produziert wurde. Stromanbieter können damit ihren privaten, gewerblichen und öffentlichen Verbrauchern ein regionales Produkt Strom aus EEG-Anlagen anbieten. Bei diesem Modell wird regional erzeugter Strom auch regional verbraucht und trägt dabei zur Netzentlastung bei und führt zu einer Steigerung der Akzeptanz gegenüber Erneuerbaren-Energien-Anlagen vor Ort.

Mit der Regionalstromvermarktung können deutlich höhere Stromerlöse durch die Biogasanlagen erzielt werden. Ebenso profitieren die anderen EE-Anlagen von der geänderten Marktlage, wodurch z.B. ausgeführte Windkraftanlagen der Genossenschaft wieder rentabel betrieben werden können. Seit dem Herbst 2021 kann ein entsprechendes Produkt angeboten werden, mit dem fast das gesamte Gebiet von Sachsen abgedeckt werden kann.

Aktuell werden über den Terminmarkt stark gestiegene Strompreise über die Vermarktungsgenossenschaft Gruppe Freiberger Land e. G. (GFL) vermarktet.

Optionen für die Errichtung einer öffentlichen Stromtankstelle mit EE-Energien und für den Eigenverbrauch von EE-Strom im Landwirtschaftsbetrieb wurden geprüft und dargestellt.

Mit den Partnern zusammen erfolgte die Selektion der Einzelmaßnahmen zur Erhöhung des Anteils der Bioenergienutzung in der Agrargenossenschaft in Clausnitz.

Folgende Maßnahmen im Rahmen der Studie für weitere Betrachtungen konnten selektiert werden:

1. Bau des Nahwärmenetzes im Ort Clausnitz auf Basis von Holzhackschnitzel (2 Heizkessel mit je 200 kW_{th}) im „Hetzegut“
2. Bau eines Satelliten-BHKW (P_{Bem} mit 225 kW_{el} / P_{th} mit = 250 kW_{th}) am Nahwärmenetz in Clausnitz und Mikrogasnetz mit Biogas als Ergänzung der BGA an der MVA
3. Erweiterung vorhandener Nahwärmenetze (zwei 75 kW-BGA) in Clausnitz und Cämmerswalde mit je einem Holzkessel für Holzhackschnitzel

Die Variante Satelliten-BHKW am geplanten Nahwärmenetz erscheint realisierbar, bedarf aber weiterer rechtlicher Genehmigungen wie einer Prüfung nach BImSchV. Mit der Umsetzung könnten viele Synergieeffekte erreicht und die Substratzusammensetzung der Biogasanlage in der 2. VP beibehalten werden. Falls diese Maßnahme an rechtlichen Hürden oder an der Finanzierung scheitert, wird die BGA in der Basisvariante mit verminderter elektrischer Leistung von 318 kW in die 2. VP geführt.

Die Variante beide 75-kW-BGA wärmegeführt zu betreiben bedeutet im Sommer mit reduzierter Leistung entsprechend der niedrigeren Heizlast zu fahren, die evtl. nur mit der Zugabe von Rindergülle erreicht wird. Im Winter können bei höherem Wärmebedarf das Kosubstrat entsprechend zugegeben werden. Spitzen im Wärmebedarf können mit dem zusätzlichen Holzkessel gedeckt werden. Es wäre ein Sommer- und Winterfahrplan für die Zugabemengen der BGA zu entwickeln und zu testen. Ein Pufferspeicher für Wärme rundet das Steuerungskonzept ab.

Mit der Erweiterung der beiden vorhandenen Nahwärmenetze (Beheizung von MFH) an den zwei kleinen 75 kW-Biogasanlagen würde sich der Holzverbrauch des Betriebes weiter erhöhen bei einer gleichzeitigen Effizienzsteigerung der Wärmenutzung. Je Biogasanlagen stehen bis zu 0,3 GWh an Wärmeüberschuss jährlich zur Verfügung, der je nach Ausbau der weiteren Gebäudeanschlüsse genutzt werden kann. Damit könnten jährlich je Biogasanlage bis zu 6,5 t CO₂eq eingespart werden.

Die Ergebnisse sind im gemeinsamen Teil des Schlussberichtes ausführlicher dargestellt und diskutiert.