- Schlussbericht zu Nr. 8.2 NKBF 98-

Verwendungsnachweis, kurze & eingehende Darstellung

Förderkennzeichen: 03KB131A, 03KB131B, 03KB131C

Bezeichnung des Verbundprojektes:

MiniGas – Dezentrale Strom- und Wärmeversorgung mittels Nutzung von teilaufbereitetem Biogas durch Mini-KWK-Anlagen;

Bezeichnung der Teilvorhaben:

Techno- Ökonomische Analyse und Bewertung von Mini-KWK-Anlagen zur Erarbeitung einer Umsetzungsstrategie - 03KB131A

Anwenderbezogene Analyse der dezentralen Strom- und Wärmeversorgung mittels Nutzung von teilaufbereitetem Biogas durch Mini-KWK-Anlagen - 03KB131B

Techno-ökonomische Analyse von Biogasanlagen und Netztopologien zur Erarbeitung eines Genehmigungskonzeptes - 03KB131C

Im Rahmen des BMWi -Programms Energetische Biomassenutzung

Laufzeit des Vorhabens: 01.09.2017 – 31.08.2020 Berichtszeitraum: 01.09.2017 – 31.08.2020

09.12.2020

Autoren: F. Loosen, L. Michaelis – abc GmbH

Dr. W. Stinner, V. Denysenko - DBFZ A. Baganz, T. Burgstaller, A. Dehlsen

Alensys Engineering GmbH

Gefördert durch:









MiniGas (FKZ 03KB131A; B; C)

Förderschwerpunkt: 6 - Studien und Konzepte für die Energieerzeugung aus Biomasse

Energetischen Biomassenutzung eine Initiative des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Schlussbericht vom 01.04.2021

A Inhaltsverzeichnis

Α	In	halts	verzeichnis	1
В	Ab	kürz	ungsverzeichnis	2
C	Ab	bildı	ıngsverzeichnis	3
D	Tal	belle	enverzeichnis	4
1	Ku	rze [Darstellung	6
	1.1	Auf	gabenstellung	6
	1.2	Vor	aussetzungen des Vorhabens	6
	1.3	Plar	nung und Ablauf des Vorhabens	7
	1.4		ssenschaftlicher und technischer Stand	
	1.5	Zus	sammenarbeit mit anderen Stellen	9
2	Eir	ngeh	ende Darstellung	10
	2.1	Pro	jektergebnisse & Gegenüberstellung zu ursprünglichen Projektzielen	10
	2.1	.1	Bewertung der Meilensteinerreichung	10
	2.1	.2	Tabellarische Gegenüberstellung Arbeitsziele/-ergebnisse	12
	2.1	.3	Ausführliche Beschreibung der Arbeitsergebnisse zum Teilprojekt der abc 22	GmbH
	2.1	.4	Ausführliche Beschreibung der Arbeitsergebnisse zum Teilprojekt der A Engineering GmbH	
	2.1	.5	Ausführliche Beschreibung der Arbeitsergebnisse zum Teilprojekt des DBF	Z79
	2.2	For	tschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen	96
	2.3	Ver	öffentlichungen der Ergebnisse nach Nr. 11	97
Ε	Lit	erat	urverzeichnis	98
F	An	hang	J	101
	F.1	Übe	ersicht Marktrecherche 50 kWel Mini-BHKW	101
	F.2	Ker	nndaten 50 kWel Mini-BHKW mit Gas-Otto-Motor	105
	F.3		ersicht der Gemeinden in Deutschland mit kumulierter installierter elektr ${\sf stung} \geq 1~{\sf MWel}$	
	F.4	Aus	slegungsdaten Standardbiogasanlage BGA 500	109
	F.5	Ber	echnung Energiemengen und Biogasgestehungspreis Standard BGA	111
	F.6	Ber	echnung Energiemengen und Biogasgestehungspreis Praxis BGA	114
	F.7	Risi	kobewertung	116
	F.8	Ber	echnung Gaslagermengen der Anlagenvarianten	120
	F.9	Teil	lstandardisierter Fragebogen für Akteure	122

MiniGas (FKZ 03KB131A; B; C)

Förderschwerpunkt: 6 - Studien und Konzepte für die Energieerzeugung aus Biomasse

Energetischen Biomassenutzung

eine Initiative des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Schlussbericht vom 01.04.2021

B Abkürzungsverzeichnis

BGA Biogasanlage

BHKW Blockheizkraftwerk

BImSchV Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes

B-Plan Bebauungsplan

EnWG Energiewirtschaftsgesetz

EEG Erneuerbare-Energien-Gesetz

F-Plan Flächennutzungsplan

Hi Heizwert

kWel Kilowatt elektrische Leistung

kWh Kliowattstunde

KWK Kraft-Wärme-Kopplung

kWth Kilowatt thermische Leistung NaWaRo Nachwachsender Rohstoff

MWh Megawattstunde

MJ Megajoule

oTS Organische Trockensubstanz

TA Luft Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft
TA Lärm Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm

THG Treibhausgas Äq. Äquivalent

C Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Mini-Gas-Systemkonzept
Abbildung 2: Verteilung der externen Wärmenutzungsarten von Biogasanlagen [1]
Abbildung 3: Wirkprinzip Stirlingmotor [2]23
Abbildung 4: Geordnete Jahresdauerlinie des Wärmebedarfes anhand der Heizung und
Trinkwarmwasser [6]27
Abbildung 5: Tagesgang des Strombedarfs [6]28
Abbildung 6: Thermische Leistung aufgetragen über elektrische Leistung30
Abbildung 7: Thermischer Wirkungsgrad aufgetragen über thermische Leistung zwischen 40
kW und 95 kW30
Abbildung 8: Elektrischer Wirkungsgrad eines BHKW's mit 50 kWel elektrischer Leistung
aufgetragen über die Feuerungswärmeleistung3
Abbildung 9: Stickoxid-Grenzwerte (0,125 mg/mN³ [7]) aufgetragen über elektrische
Leistung31
Abbildung 10: Kohlenmonoxid-Grenzwerte (0,15 mg/mN³ [7]) aufgetragen über elektrische
Leistung32
Abbildung 11: Schall in 1-Meter Entfernung aufgetragen über die elektrische Leistung
gemäß TA Lärm, aufgeteilt in außerhalb von Gebäuden (außvGeb) und innerhalb vor
Gebäuden (invGeb)32
Abbildung 12: Berechnung der Wärmegestehungskosten
Abbildung 13: Systemgrenzen der THG-Berechnung
Abbildung 14: Projektablaufplan als Flussdiagramm4
Abbildung 15: Biogasanlage Hauptstrang zu fiktiven Verbraucherpunkten 1 – 9
Abbildung 16: Fiktiver Verbraucherpunkte 1 bis 9 (Netzaufbau als Ast)
Abbildung 17: Fiktiver Verbraucherpunkte 1 bis 9 (Netzaufbau als Ring)
Abbildung 18: Biogasanlagen mit Inbetriebnahme 2000 – 2004 in der EEG-Festvergütung
differenziert nach Art der eingesetzten Substrate (Bioabfall, NawaRo, Reststoffe) sowie
Biogasanlagen in der Direktvermarktung (Datenquelle: DBFZ basierend auf der
Jahresabrechnung
Abbildung 19: Installierte elektrische Leistung (kWel) der Biogasanlagen mit Inbetriebnahme
2000 - 2004 in den Zielregionen sowie Standorte potenzieller Wärmeabnehmer (n = 209
(Datenquelle: DBFZ basierend auf den Jahresabrechnungsdaten der BNetzA 2017
Referenzjahr 2016)84 Abbildung 20: Risikobewertungsmatrizen
Abbildung 21: Teilstandardisierter Fragebogen für Akteure
Appliquing 41. Telistativatuistettet i rayedoyettilli Aktevie

D Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Arbeitsteilung der Systemstudie MiniGas	8
Tabelle 2: Meilensteinplan Projekt MiniGas	11
Tabelle 3: Übersicht der Ziele und erzielten Ergebnisse je Arbeitspaket	13
Tabelle 4: Durchschnittliche Schadstoffemissionen im Vergleich zwischen Brennstoffz	
und Verbrennungsmotor. Eigene Darstellung nach (N.N., 2006)	23
Tabelle 5: Vergleich Motortypen für KWK-Anlagen	
Tabelle 6: Steckbrief 50 kWel Biogas-BHKW	25
Tabelle 7: Emissionsrichtlinien für Anlagen zur Erzeugung von Strom mit e	
Feuerungswärmeleistung von weniger als 50 MW [3]	26
Tabelle 8: Bewertungsmatrix Eigenverbrauch, Einspeisung, Regelenergie in Abhängigkeit	der
Betriebsweise - Strom- oder Wärmegeführt	29
Tabelle 9: Kostenaufteilung bei Erdgas-BHKW der Leistungsklassen 50 kW berechr	nete
Anschaffungskosten, sowie abgeschätzte Kostenverteilung für ein 50 kWel Biogas-BHKW	33
Tabelle 10: Lasten & Pflichten bei Anschaffung einer Mini-KWK-Anlage	33
Tabelle 11: Ein- und Auszahlungskategorien innerhalb der Annuitätenmethode	34
Tabelle 12: Ergebnisse Wirtschaftlichkeitsberechnung nach Annuitätsmethode	36
Tabelle 13: Benchmarking Wärmegestehungskosten [8]	37
Tabelle 14: Festlegung der Feuerungswärmeleistung für Standardauslegung BGA 500	46
Tabelle 15: Regelinputmix für die Betrachtung BGA 500	46
Tabelle 16: Mögliche Fruchtfolge Standardinput	48
Tabelle 17: Übersicht der Kenndaten von Biogasanlagen der Leistungsklasse 500kW aus o	dem
Biogasmessbericht 2 (FNR) [12]	49
Tabelle 18: Übersicht Investitionskosten und Reinvestitionskostenabschätzung Standard I	BGA
sowie Praxis-BGA 500kW elektrische Leistung	
Tabelle 19: Berechnung Biogas-Durchleitungspreis	57
Tabelle 20: Auswertung Risikoanalyse	
Tabelle 21: Druckstufen Mikrogasnetz	
Tabelle 22: Norm- und Betriebsvolumenströme Mikrogasnetz	
Tabelle 23: Gaszusammensetzung Transportgas (teilkonditioniertes Rohbiogas)	61
Tabelle 24: Kenndaten Rohr Mikrogasnetz (Rohrrauigkeit)	
Tabelle 25: Druckverluste Hauptstrang (243Nm³/h, 5°C, 53Vol.%CH4, 47Vol.%CO2, PE	
Rohr nach DIN EN 8074 PE 100/SDR17, 1,51225 bar abs., 20°C -> 13°C)	
Tabelle 26: Druckverlust Nebenstrang (27Nm³/h, 8°C, 53Vol.% CH4, 47Vol.% CO2, PE	
Rohr nach DIN EN 8074 PE 100/SDR17, 1,21225 bar abs., 13°C -> 10°C)	
Tabelle 27: Druckverluste Rohreinbauten	
Tabelle 28: Vor- und Nachteile unterschiedlicher Netztopologien	
Tabelle 29: Investitionskosten für das Mikrogasnetz mit verschiedenen Betrachtungsrad	
Tabelle 30: Potential Reststoffbasierter Substrate	
Tabelle 31: Erarbeitete Geschäftsmodelle für das MiniGas-Konzept (DBFZ, 2020)	
Tabelle 32: Hemmnisse und Anforderungen aus Sicht potenzieller Anwender des MiniC	
Konzeptes (DBFZ, 2020)	
Tabelle 33: Übersicht Marktrecherche 50 KWel BHKW	101

Tabelle 34:	Kenndate	n 50kW Mini-	3HKW Gas-Otto-Motor		105
Tabelle 35:	Kostenpo	sitionen 50 kV	Vel Mini-BHKW Gas-Otto-M	lotor	105
Tabelle 36:	Übersicht	der Gemeinde	en in Deutschland mit kumu	llierter installierten e	elektrischen
Leistung ≥ 1	L MWel so	owie mindeste	ens 2 Bio-gasanlagen mit	Inbetriebnahme 20	000 – 2004
(Entschlüssel	lung und I	Berechnunger	vom DBFZ basierend auf	den Jahresabrech	nungsdaten
der BNetzA 2	.017, Refe	renzjahr 2016)		106
Tabelle 37:	Auslegung	gsdaten Stand	lardbiogasanlage BGA 500		109
Tabelle 38:	Übersicht	nutzbare Ene	rgiemengen und Betriebsk	osten Standard BG	A 111
Tabelle	39:	Übersicht	Berechnungsgrundlagen	Ermittlung	spezifische
Biogasgesteh	nungskoste	en Standard-B	GA 500 kWel gemäß VDI 2	2067	112
Tabelle 40:	Übersicht	Nutzbare Ene	ergiemengen und Betriebsk	osten Praxis BGA	114
Tabelle	41:	Übersicht	Berechnungsgrundlagen	Ermittlung	spezifische
Biogasgesteh	nungskoste	en Praxis BGA	gemäß VDI 2067		115
Tabelle 42:	Berechnu	ng Gaslagerm	enge Standardbiogasanlag	e	120
Tabelle 43:	Berechnu	ng Gaslagerm	enge Ist-Zustand Praxisbio	gasanlage	121

1 Kurze Darstellung

1.1 Aufgabenstellung

Ziel des Verbundprojektes "MiniGas" war die Erarbeitung eines multiplizierbaren Systemkonzepts zur dezentralen Nutzung von teilaufbereitetem Biogas mit Hilfe von Mikrogasnetzen und marktverfügbaren und/oder innovativen Mini-KWK-Anlagen bei kommunalen und/oder industriellen/gewerblichen Akteuren. Dieses Systemkonzept soll eine Alternative, die wirtschaftliche Betriebsweisen von Biogasanlagen, deren festgeschriebene Vergütung gemäß EEG wegfällt, ermöglichen.

Bis zum Ende der dreijährigen Laufzeit wurden detaillierte Analysen von Mini-KWK-Anlagen, bestehenden Biogasanlagen und Mikrogasnetzen durchgeführt. Aufbauend auf diesen Analysen wurden die ökonomischen sowie ökologischen Wirkungen des Projektes betrachtet. Die zur Umsetzung benötigten Zielakteure sowie mögliche Hemmnisse der einzelnen Akteure wurden identifiziert und entsprechende Überwindungsstrategien abgeleitet. Als Grundlage zur Umsetzung späterer Projekte wurde ein umfassender Projektablaufplan sowie verschiedene genehmigungsrechtliche Aspekte bewertet.

Nach Beendigung des Projektes "MiniGas" planen wir die Durchführung eines Pilotprojektes. Für dieses Pilotprojekt und weitere folgende Projekte wird das erarbeitete Systemkonzept als Grundlage dienen.

1.2 Voraussetzungen des Vorhabens

Im Rahmen des Förderprogrammes *Energetische Biomassenutzung* des *Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie* befasste sich das Projekt *MiniGas* mit dem Themenschwerpunkt Kraft-Wärme-Kopplung. Ziel des Projektes ist die Flexibilisierung der BHKW-Technologie zur dezentralen Bereitstellung von Strom und Wärme in Verbindung mit der Implementation eines Distributionsnetzes für teilaufbereitetes Biogas.

Das geplante *MiniGas*-Systemkonzept sieht vor, Biogas über ein Mikronetz direkt zu kommunalen und/oder industriellen/gewerblichen Abnehmern zu liefern. Die zentrale Innovation liegt in der energetischen Verwertung des teilaufbereiteten Biogases in dafür geeigneten Mini-KWK-Anlagen direkt bei den Verbrauchern, siehe Abbildung 1.

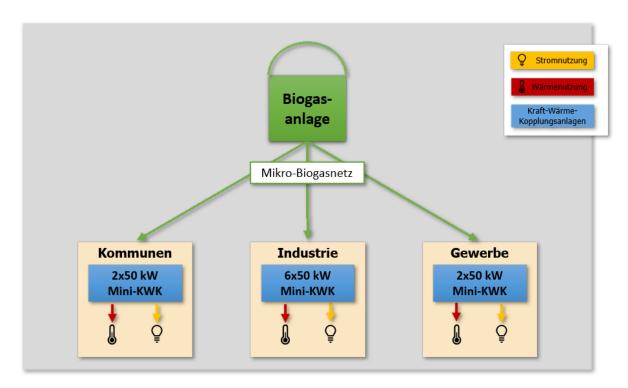


Abbildung 1: Mini-Gas-Systemkonzept

Dieser Projektansatz bietet für den Abnehmer des teilaufbereiteten Biogases eine wirtschaftliche Alternative gegenüber dem Strombezug aus dem Netz und der Wärmeerzeugung aus fossilen Brennstoffen (z. B. Heizöl).

Auf der Seite des BGA-Anlagenbetreibers ist ein ökonomischer Weiterbetrieb seiner BGA unabhängig von der EEG-Einspeisevergütung möglich. Eine Umsetzung von teilaufbereitetem Biogas in den Mini-KWK-Anlagen ist ohne Investitionen in teure Aufbereitungstechnik realisierbar. Es muss lediglich ein Verfahren zur Entschwefelung vorhanden sein, welches bei allen Biogasanlagen standartmäßig implementiert ist.

Bisher nutzen Biogasanlagen rund 56 % der extern¹ zur Verfügung stehenden Abwärme [1]. Durch die Verwertung des Biogases in dezentralen Mini-KWK-Anlagen kann bei einem wärmegeführtem Betrieb 100 % der anfallen BHKW-Wärme für Heizzwecke und Trinkwarmwasserbereitstellung genutzt werden. Somit ermöglicht das Systemkonzept *MiniGas* neben einer Umwandlung, vor allem die vollständige Nutzung, der im Biogas vorhandenen chemischen Energie.

1.3 Planung und Ablauf des Vorhabens

Die Vorhabenskoordination des dreijährigen Projektes oblag dem Unternehmen *abc GmbH*. Als Verbundkoordinator übernahm *abc* die regelmäßige Kontrolle der zwischen den Partnern transferierten Arbeitsergebnisse, organisierte Arbeitstreffen und prüfte den Projektfortschritt. Dieses Projektmanagement sicherte eine zielorientierte Projektumsetzung. Jeder Verbundpartner war für die Umsetzung der im Arbeitsplan festgelegten Arbeitspakete selbst verantwortlich.

¹ Nach Abzug des Eigenbedarfs für den Reaktor

Der Fortschritt des Projektes wurde regelmäßig in Zwischenberichten festgehalten. Die Projektbezogene Arbeitsteilung kann Tabelle 1 entnommen werden.

Tabelle 1: Arbeitsteilung der Systemstudie MiniGas

AP	Beschreibung	Verantwortlichkeit
1	Wissenschaftliche Begleitung & Projektmanagement	abc GmbH
2	Technologiestudie Mini-KWK-Anlagen & Anlagen	abc GmbH
	Dimensionierung	abe dilibit
3	Analyse verschiedener BGA-Typen & -größen	ALENSYS
	Dimensionierung & Vergleich versch. Netztopologien	
4	Biogasnetz	ALENSYS
	& Wirtschaftlichkeitsanalyse für Biogaserzeugung	
5	Identifikation & Beschreibung Zielakteure	DBFZ
6	Wirtschaftlichkeitsanalyse für Gas- & Strom- &	abc GmbH
Ü	Wärmeerzeugung	abe dilibit
7	Erarbeitung und Vergleich verschiedener Betriebsmodelle	DBFZ
8	Analyse eines Anlagenpoolings zur Vermarktung als	DBFZ
Ü	Regelenergie	<i>5512</i>
9	Durchführung Hemmnisanalyse der Akteure	DBFZ
10	Erarbeitung übertragbares Genehmigungskonzept	ALENSYS
11	Erarbeitung eines Ablaufplans zur Konzeptumsetzung &	abc GmbH
11	Kriterienkatalog zur Bestimmung geeigneter BGAs	abe dilibit
12	Wissenschaftlicher Abschlussbericht	abc GmbH
13	Projektbegleitende Öffentlichkeitsarbeit	DBFZ

1.4 Wissenschaftlicher und technischer Stand

Der Status quo der Biogasverwertung ist die Verbrennung in Blockheizkraftwerken am Biogasanlagenstandort oder in einem Satelliten-Blockheizkraftwerk. Als Verbrennungsmaschinen kommen hauptsächlich Gas-Otto-Motoren und Zündstrahlmotoren zum Einsatz. Der erzeugte Strom wird in das öffentliche Netz eingespeist und nach der jeweils gültigen EEG-Fassung vergütet.

Die bei der Verbrennung im BHKW entstehende Abwärme wird von 90 % der Betriebe zur Wertschöpfung genutzt. Innerhalb dieser Anlagengruppe wird durchschnittlich ca. 44 % der Abwärme für den Eigenbedarf der Biogasanlage genutzt. Die restlichen ca. 56 % werden extern verwertet. Dies erfolgt bei BHKW mit Standort an der Biogasanlage fast ausschließlich über ein Fern- oder Nahwärmenetz. Satelliten-BHKW nutzen die entstehende Wärme direkt vor Ort, zum Beispiel für Trocknung oder Beheizung von Ställen, oder sie sind auch an ein Wärmenetz angebunden. Bei Anlagen im Leistungsbereich <150 kWel wird die entstehende Abwärme vermehrt für Sozialgebäude genutzt. In höheren Leistungsbereichen verschiebt sich die Nutzung in Richtung Trocknung und Wärmenetze, wie in **Abbildung 2** dargestellt.

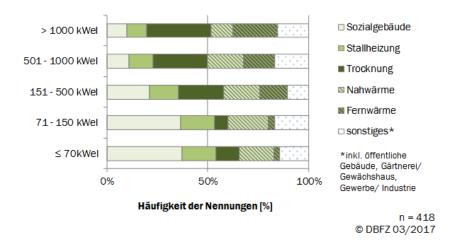


Abbildung 2: Verteilung der externen Wärmenutzungsarten von Biogasanlagen [1]

Anlagen zur Biogasaufbereitung sind mit einem Marktanteil von ca. 2 % eine Nischenerscheinung. In diesen Anlagen wird das Biogas zu Biomethan aufbereitet und kann anschließend analog zu Erdgas genutzt werden.

Der Großteil der momentan verfolgten Forschungsprojekte für die Nachnutzung von Biogasanlagen nach der EEG-Förderung fokussieren sich auf Repowering und Effizienzsteigerung vorhandener Anlagen. Hierbei soll durch technische und substratseitige Anpassungen eine Kostenreduktion und somit erhöhte Chancen im Ausschreibeverfahren gemäß EEG erreicht werden. Eine Effizienzsteigerung des Wärmenutzungskonzeptes ist in den meisten Ansätzen nicht vorgesehen.

Neue Verfahren, vor allem in den Bereichen "Power-to-Liquid", "Power-to-Gas" und Erzeugung anderer industrieller Grundstoffe werden momentan erforscht, erlangen jedoch voraussichtlich erst in 5 - 15 Jahren Marktreife.

1.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Die Kooperationspartner *abc GmbH*, *DBFZ*, und *ALENSYS* standen im Laufe des Projektes in kontinuierlichem Austausch. Die partnerspezifischen Zuständigkeiten je Arbeitspaket können Tabelle 1 in Kapitel 1.3 entnommen werden.

Als externer Partner konnte der Betreiber, einer im Jahr 2011 fertiggestellten, 500 kW Biogasanlage aus dem niedersächsischen Landkreis Diepholz, gewonnen werden. Die aufgenommenen spezifischen Anlagenkenndaten haben die zuvor gemachten theoretischen Rahmenparameter bestätigt und dienten im weiteren Verlauf als zusätzliche Grundlage für Berechnungen und Analysen.

Im Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit stand das BDFZ über die Projektlaufzeit mit diversen Pressevertretern aus dem Fachgebiet Biogastechnik in Kontakt.

2 Eingehende Darstellung

2.1 Projektergebnisse & Gegenüberstellung zu ursprünglichen Projektzielen

2.1.1 Bewertung der Meilensteinerreichung

In der nachfolgenden Tabelle 2 sind die vor Projektbeginn formulierten partnerspezifischen Meilensteine aufgeführt. Jeder Meilenstein wurde hinsichtlich des erreichten Grads der Erfüllung bewertet. Als Bewertungseinheit gibt es "vollständig erreicht", "teilweise erreicht" und "nicht erreicht" und "nicht erreicht" ist im Anschluss an die tabellarische Übersicht eine kurze Begründung bzw. Beschreibung der Ursachen für die Abweichung aufgeführt.

Tabelle 2: Meilensteinplan Projekt MiniGas

AP	Bezug zu AP	Inhalt/ Kriterium	Grad der Errei- chung
2	Technologiestudie Mi- niKWK-Anlagen & Anla- gen-Dimensionierung (abc GmbH)	Bewertung Mini-KWK-Technologie liegt vor & Technologiesteckbriefe sind erarbeitet.	Vollständig er- reicht
3	Analyse verschiedener BGA-Typen & -größen (Alensys)	Definition einer Referenzanlage mit Erstellung von Kostenprofilen und Risikobewertung.	Vollständig er- reicht
4	Dimensionierung & Ver- gleich verschiedener Netztopologien Biogas- netz	Ein wirtschaftlicher Gestehungspreis für Biogas-, Strom- und Wärmebereitstellung konnte ermittelt werden.	Vollständig er- reicht
5	Identifikation & Beschreibung Zielakteure	Zielakteure sind beschrieben & Datenaufnahmebögen sind erarbeitet.	Vollständig er- reicht
6	Wirtschaftlichkeitsanalyse für Gaserzeugung & Strom- & Wärmeerzeu- gung	Ein wirtschaftlicher Gestehungspreis für Biogas-, Strom- und Wärmebereitstellung konnte ermittelt werden.	Vollständig er- reicht
7	Erarbeitung und Vergleich verschiedener Betriebsmodelle	Ein geeignetes Betriebsmodell liegt vor.	Vollständig er- reicht
8	Analyse eines Anlagen- poolings zur Vermarktung als Regelenergie	Voraussetzungen und Mehrwert der Regelenergieteilnahme liegen vor.	Vollständig er- reicht
9	Durchführung Hemm- nisanalyse der Akteure	Überwindungsstrategien für Konzeptumsetzung liegen vor	Vollständig er- reicht
10	Erarbeitung übertragba- res Genehmigungskon- zept	Ein übertragbares Genehmigungskonzept liegt vor.	Vollständig er- reicht
11	Erarbeitung Kriterienkata- log zur Bestimmung ge- eigneter BGAs & Ablauf- plans zur Konzeptumset- zung MiniGas	Detaillierter Ablaufplan zur Konzeptumsetzung liegt vor.	Vollständig er- reicht
12	Wissenschaftlicher Ab- schlussbericht	Abschlussbericht liegt vor.	Vollständig er- reicht
13	Projektbegleitende Öffent- lichkeitsarbeit	Bekanntmachung des Projektes bei Zielakteu- ern und Biogasanlagenbetreibern	Vollständig er- reicht

	Energetischen Biomassenutzung	
Förderschwerpunkt: 6 - Studien und Konzepte	eine Initiative des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)	
für die Energieerzeugung aus Biomasse	Schlussbericht vom 01.04.2021	

2.1.2 Tabellarische Gegenüberstellung Arbeitsziele/-ergebnisse

In diesem Kapitel ist zu Beginn, gemäß Tabelle 3, eine tabellarische Gegenüberstellung der im Antrag formulierten Arbeitsziele je Arbeitspaket zu den erreichten Arbeitsergebnissen aufgeführt. Anschließend werden die erzielten Arbeitsergebnisse je Arbeitspaket und Teilvorhaben in Abschnitt 2.1.3 bis Abschnitt 2.1.5 detailliert beschrieben.

	Energetischen Biomassenutzung	
Förderschwerpunkt: 6 - Studien und Konzepte	eine Initiative des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)	
für die Energieerzeugung aus Biomasse	Schlussbericht vom 01.04.2021	

Tabelle 3: Übersicht der Ziele und erzielten Ergebnisse je Arbeitspaket

AP-Nr.		Arbeitsziele	Arbeitsergebnisse		
	Wissenschaftliche Begleitung & Projektmanagement				
	1.1	2-seitiger Statusbericht mit den relevanten Ergebnis- sen der 12 projektspezifischen Arbeitspakete liegt in schriftlicher Form vor.	Statusberichte der projektspezifischen Arbeitsberichte wurden angefertigt und zur Verfügung gestellt.		
	1.1	 Zwischenberichte sind gemäß den Vorgaben des Zu- wendungsgebers erstellt. 	 Richtliniengerechte Zwischenberichte wurden dem Projekt- träger zugesandt (sechs Stück). 		
1	1.2	1 Projektfortschrittskontrolle zur Projektmitte (18 Monate nach Vorhabensbeginn).	 Eine fortlaufende Überwachung des Projektfortschrittes und der Zuständigkeiten erfolgte durch eine EXCEL-basierte Ta- 		
		1 Projektfortschrittskontrolle zum Projektabschluss (36 Monate nach Vorhabensbeginn).	belle.		
	1.3	1 Telefonat zur Projektmitte (18 Monate nach Vorhabensbeginn).	Während des Projektes wurden 3 Telefonkonferenzen sowie		
		 1 Telefonat zum Projektabschluss (36 Monate nach Vorhabensbeginn). 	1 Projekttreffen durchgeführt.		
		Technologiestudie Mini-KWK-Anla	gen & Anlagen-Dimensionierung		
2	2.1	Literaturrecherche zum technischen Stand von Mini- KWK-Anlagen.	Der aktuelle technische Stand im Markt wurde erfolgreich gescreent.		
		3 Mini-KWK-Anlagentypen konnten in der Leistungskategorie definiert werden.	5 Mini-KWK-Anlagentypen wurden identifiziert.		

	 Die emissionsrechtlichen Erfordernisse für die Leistungskategorie 50 kWel liegt vor. 	Emissionsrechtliche Erfordernisse wurde erfolgreich recher- chiert und ausgearbeitet.
	 2 Abgasnachbehandlungsverfahren wurden definiert. 6 Anlagenhersteller wurden kontaktiert und Richtpreisangebote erfragt werden. 	Erfolgreiche Definition von 4 Abgasnachbehandlungsverfahren.
2.2	 Erstellung einer Bewertungsmatrix zur Auswahl einer geeigneten Anlagentechnologie. 1 Dokument mit Bewertungskriterien wurde erstellt (Bewertungsmatrix in EXCEL). Ein Bewertungsverfahren wurde ausgewählt und die Gewichtung/Priorisierung der Bewertungskriterien vorgenommen (Bewertungsmatrix in EXCEL). 1 Ergebnisauswertung wurde vorgenommen. Empfehlung einer geeigneten Anlagentechnologie liegt vor. 	 Ausarbeitung eines Kriterienkataloges und einer Bewertungsmatrix zur Ableitung von Empfehlungen für verschiedene Betriebsweisen (stromgeführt, wärmegeführt, Allgemein). Erfolgreiche Ergebnisauswertung mit anschließender Auswahl einer geeigneten Anlagentechnologie.
2.3	 Grobauslegung einer Mini-KWK-Anlage nach einem strom- bzw. wärmegeführtem Konzept. 1 Lastenheft liegt vor. 1 Pflichtenheft liegt vor. 1 Richtpreiskalkulation liegt vor (Anlagenkosten, Anlagenkomponenten, Bau, Inbetriebnahme, Wartung) 1 Ergebnisauswertung der Richtpreiskalkulation liegt vor. 	 Verschiedene Betriebsweisen (Wärmegeführt, Stromgeführt, Nulllastregelung, Netzparallelbetrieb, Regelenergiemarkt, Kombinationen der zuvor genannten Betriebsweisen) wurden definiert und beschrieben Auswahlkriterien für eine Auslegung der Anlage mit Hilfe von Jahresdauer- und Tageskennlinie sowie der Ausnutzungsdauer wurden erfolgreich definiert. Eine Grobauslegung mit Richtpreiskalkulation wurde erfolgreich durchgeführt.

	Analyse verschiedener BGA-Typen & -größen				
3	3.1	 Analyse verschiedener 1 Fragebogen wurde erstellt 12 Fragebögen wurden an potenzielle Anlagenbetreiber verschickt Mindestens 6 Fragebögen wurden ausgewertet 1 Referenzanlagentyp wurde ausgewählt 	 Es wurde ein Datenerhebungsboden (Fragebogen) erstellt und zur Anwendung gebracht (Praxisanlage in in konzentriert. Es wurde nur 1 Fragebogen ausgewertet. Nur geringe Rückmeldungen aufgrund des engen Zeitfensters und der gesetzten Ziele, in Zusammenarbeit mit den Verbundpartnern. Es wurde ein Standard-Biogasanlagentyp herausgearbeitet und ausgewählt. Diese weist eine elektrische Leistung von 500kWel. auf. Alle abgeleiteten und berechneten Daten beziehen sich auf diese Baugröße. Es wurde eine Praxisanlage ausgewählt, die mit der Standard-Biogasanlage vergleichbar ist. So war es möglich, einen Vergleich anzustellen und Berechnungs- und Ausle- 		
		1 Dokument mit Qualitätsstandards wurde ausgearbeitet	 Es wurden für den Bereich Standard-Biogasanlage 3 verschiedene Qualitätsstandards herausgearbeitet (Einfacher Standard, mittlerer technischer Standard und industrieller Standard). Im Rahmen weiterer Betrachtungen und im Sinne einer praxisnahen und belastbaren Bearbeitung wurde der industrielle Standard als zielführend angenommen (u.a. für die Kalkulation von Investitions- und Reinvestitionskosten). Festlegung Regelinput unter Beachtung Akzeptanz Biogas Berücksichtigung praxisnaher Bewirtschaftung 		

			Praxistaugliche Fruchtfolge, Begrenzung Mais und Getreide- korn
			Berücksichtigung flüssiger Wirtschaftsdünger
			 Anlagenauslegung durchgeführt und technische Ausstattung festgelegt
			Definition von unterschiedlichen technischen Standards
		3 Kostenprofile je Leistungskategorie wurden erstellt	 Festlegung von Qualitätsstandards, die zum Zeitpunkt EEG- Ende erfüllt werden müssen
	3.2		Reinvestitionskosten entsprechend technischem Standard
			Investitionen und Reinvestitionen für Standard und Praxis- anlage
			Berechnung Biogasgestehungspreis nach Barwertmethode
		 1 Risikobewertung wurde durchgeführt 1 Ergebnisdokument liegt vor 	Umfangreiche Risikobewertung durchgeführt, speziell dafür Szenarien entworfen
			 Risikobewertung hinsichtlich Produktionsausfällen und fluktuierender Gasverfügbarkeit, Festlegung von Ausfallkriterien und Qualitätsstandards
	3.3		Bewertungssystem nach Wahrscheinlichkeit des Eintritts und zu erwartendem Schaden bei Eintritt entworfen
			 Einbeziehung von Risiken im Anlagenbetrieb, in der Genehmigung, sich ändernder Gesetzeslage, bei Vertragsgestaltung mit Zulieferern, durch äußere Einflüsse
			Anhand der ermittelten Punktanzahl Beurteilung des Stan- dortes möglich (Matrix mit Punktesystem)

		Aufführen von Maßnahmen zur Minimierung des Risikos				
	Dimensionierung & Vergleich verschd. Netztopologien Biogasnetz & Wirtschaftlichkeitsanalyse für Biogaserzeugung					
4	 Technische und wirtschaftliche Dimensionierung von 3 Biogasverteilnetze je Leistungskategorie Kostenprofile von 3 Biogasverteilnetze je Leistungskategorie liegen vor 1 Ergebnisdokument liegt vor 	 Es wurden verschiedene Netztopologien betrachtet (Netzaufbau als "Ast" und als "Ring". In Vorbereitung für eine wirtschaftliche Betrachtung wurden Rahmenparameter wie u.a. Druckverluste, Gaszusammensetzung und Kenndaten zum Rohr festgelegt. Ein Vergleich der Netzstruktur gibt die Vor- und Nachteile wieder. Es konnte eine Auswahl getroffen werden. Es wurden in den Grenzen sich ergebender Druckverluste und Leitungsquerschnitte für 5km, 4km, 3km, 2km und 1km die Investitions- und spezifischen Transportkosten herausgearbeitet, damit eine Zuordnung für verschiedene Standorte möglich wird. Diese Kosten wurden im Arbeitspaket 3.4 verarbeitet, um für die Standard- und Praxis-Biogasanlage die Biogasgestehungskosten berechnen zu können. 				
		 Aufbauend auf den Ergebnissen wurden die Biogasgeste- hungskosten im Arbeitspaket 3.4 berechnet. 				
		Die Ergebnisse sind in den Abschlussbericht eingearbeitet.				
	Identifikation & Beschreibung Zielakteure					
5	 Übersicht relevanter Regionen und innerhalb dieser Anwender bzw. Anwendergruppen und der jeweiligen spezifischen Energiebedarfe 	 Durchführung einer Regionalanalyse zur Identifizierung der Regionen auf Gemeindeebene mit mind. 2 Biogasanlagen mit Inbetriebnahme vor 2004 Entwicklung von Bewertungskriterien für mögliche Zielak- 				
		teure				

			Established the French 9 99 E 9	
			 Entwicklung eines Fragebogens mit späterer Erweiterung um eine Online-Befragung → Rückmeldung von 208 poten- ziellen Anwendern aus dem Gewerbe- und Dienstleistungs- sektor 	
			Grafische Auswertung der Standorte der identifizierten Zielakteure mit Vergleich zur installierten Leistung von Biogasanlagen in der Region	
		Wirtschaftlichkeitsanalyse für Gaserze	ugung & Strom- & Wärmeerzeugung	
6	6.1	 Betrachtung der Strom und Wärmegestehungskosten von 3 Anlagentypen auf Basis der in AP 2.3 erschlossenen Ergebnisse Benchmarking mit anderen erneuerbaren Energien Benchmarking mit fossilen Energieträgern 	 Berechnung der Wirtschaftlichkeit mit Hilfe der Annuitätenmethode in Anlehnung an die VDI 2067 und mittels der Daten eines Referenzstandortes. Vorteilhafte wirtschaftliche Eigenschaften des MiniGas Konzeptes wurden belegt. Benchmarking mit fossilen Energieträgern und erneuerbaren Energien wurde durchgeführt 	
		Kalkulation des THG-Minderungspotentiales des Mi-	Erfolgreiche Berechnung des THG-Minderungspotenzials	
	6.2	niGas-Konzepts.	und der THG-Vermeidungskosten	
	0.2	 1 Dokument zur CO2-Bilanzierung des Gesamtkonzeptes 	Entwicklung eines Tools zur Berechnung der THG-Bilanzie- rung	
	Erarbeitung und Vergleich verschiedener Betriebsmodelle			
7	•	In Abhängigkeit von regionalen Strukturen 2 bis 5 Geschäfts-, Betriebs- und Organisationsmodelle für Strom- und Wärmeer- zeugungsgesellschaften, die den zuvor analysierten Hemm- nissen und Anforderungen aus Anwendersicht entgegenkom- men und dabei wirtschaftliche Lösungen ermöglichen	 Ausarbeitung von 6 Betriebsmodellen (Anlagen-Contracting, Betriebsführungs-Contracting, Liefervertrag, Leasing, Eigen- besitz, eingetragene Genossenschaft) unter der Betrach- tung der Hemmnisse der Anwender mit detaillierter Be- schreibung des Konzeptes und der jeweiligen Wertschöp- fungskette 	

	Analyse eines Anlagenpoolings zur Vermarktung als Regelenergie				
	Analyse eines Anagenpoolings zur Vermarktung als Regelenergie				
	Eine ArcGIS-basierte Karte mit identifizierten, für Pooling geeigneten Biogasanlagenstandorten mit geografischer Zuordnung der ausgewählten Standorte der präqualifizierten Regelenergieanbietern	Ableitung geeigneter Poolingstandorte aus der in Arbeitspa- ket 5 erarbeiteten Regionalanalyse			
8		 Identifikation von 60 aktuell präqualifizierten Anbietern für Primär-, Sekundärregelleistung und Minutenreserve. Davon sind 31 für Primärregelleistung, 37 für Sekundärregelleis- tung und 45 für Minutenreserve präqualifiziert. 			
		Bewertung der Eignung der verschiedenen Betriebsmodelle für das Anlagenpooling im Projekt MiniGas			
		Ableitung von Marktaussichten der verschiedenen Regelleistungen			
	Durchführung Hemmnisanalyse der Akteure				
	 In Abhängigkeit von regionalen Strukturen 2 – 5 Interviews anhand des entwickelten Fragebogens. Die Befragungsergebnisse fließen in die Ausgestaltung der Geschäfts-, Betriebs- und Organisationsmodelle ein 	Erarbeitung von möglichen Hemmnissen, welche durch die Umfrage erhoben werden sollen			
9		 Fragebogen und zusätzliche telefonische Nachfrage bei Wärmenutzern stieß auf sehr verhaltenes Interesse →Da- her wurden anschließend über die Netzwerke des DBFZ und per Direktansprache Biogasanlagenbetreiber auf potenzielle Wärmesenken in ihrer Region angesprochen. Diese Strate- gie war erfolgreich. 			
		Aus der verhaltenen Rückmeldung seitens der Wärmeab- nehmer kann abgeleitet werden, dass die managementseiti- gen Hemmnisse sehr stark einzuschätzen sind.			
		Schlussfolgerung der grundsätzlichen Erkenntnis, dass die spezifischen Hemmnisse standortabhängig sind und nur			

		 durch gezielte Ansprache der Anlagenbetreiber zu überwinden wären. Erarbeitung von Lösungsstrategieansätze zur Minderung der Hemmnisse. 		
	Erarbeitung eines Genehmigungskonzepts			
		Alle wichtigen Details zur Trasse, Biogasanlage und die not- wendigen Genehmigungsschritte herausgearbeitet.		
		 Berücksichtigung eines praxisnahen Ablaufs, des Baugesetzes und des Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) 		
10	1 Dokument mit Genehmigungsgrundlagen ist erarbeitet	 Es wurde auf die wesentlichen und entscheiden Genehmi- gungshindernisse eingegangen, die im Rahmen einer Reali- sierung eintreten können. 		
		 Es wurde anhand einer tabellarischen Flussstruktur der Ge- nehmigungsablauf dargestellt und im Detail beschrieben 		
		 Schrittweise Abarbeitung gemäß vorgegebener Struktur möglich 		
		Ergebnisse sind in den Abschlussbericht eingearbeitet.		
	Erarbeitung Kriterienkatalog zur Bestimmung geeignete	r BGAs & Ablaufplans zur Konzeptumsetzung MiniGas		
11	• Erstellung eines Ablaufplanes zur Konzeptumsetzung.	Ein Projektablaufplane mit Einbezug aller relevanten Ar- beitsschritte wurde erfolgreich ausgearbeitet		
	Erstellung eines Kriterienkataloges zur Bestimmung grundsätzlich geeigneter Standorte/Regionen.	 Ein Kriterienkatalog mit 6 Hauptkriterien zur Identifikation möglicher Standorte wurde erfolgreich ausgearbeitet 		
12	Wissenschaftlicher Abschlussbericht			

	1 Abschlussbericht liegt vor	Ein detaillierter Abschlussbericht wurde ausgearbeitet.	
Projektbegleitende Öffentlichkeitsarbeit			
	Kontaktaufnahme zu mindestens 3 Fachzeitschriften	7 Vorträge auf Fachmessen	
12	 Verfassen von 2 Presseartikeln (zu Beginn und zu Ende des Vorhabens) 	2 Workshops mit Biogasanlagenbetreibern, Vertretern von Stadtwerken und agrarpolitischen Sprechern.	
13	Ansprache von mindestens 10 potenziellen BGA (sofern die	Veröffentlichung eines Presseartikels	
	im Projekt ausgearbeiteten Voraussetzungen gegeben sind)	Ergebnisse des Projektes wurden und werden über die Öf-	
	 2 Vorträge von Zielpublikum auf Fachmessen 	fentlichkeitsarbeit hinaus DBFZ-seitig u.a. zur Politikbera- tung genutzt. Dies betrifft insbesondere die aktuell laufen-	
	Erarbeitung von 1 Informationsflyer	den Beratungen zur EEG-Novellierung.	

MiniGas (FKZ 03KB131A; B; C) Förderschwerpunkt: 6 - Studien und Konzepte Energetischen Biomassenutzung eine Initiative des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)

für die Energieerzeugung aus Biomasse

Schlussbericht vom 01.04.2021

2.1.3 Ausführliche Beschreibung der Arbeitsergebnisse zum Teilprojekt der abc GmbH

Arbeitspaket 1: Wissenschaftliche Begleitung & Projektmanagement

Im Rahmen dieses Projektes unterlag die Vorhabenskoordination der *abc GmbH*. Der Fortschritt des Projektes und die jeweiligen Zuständigkeiten wurden in einem EXCEL-Tool festgehalten. Die *abc GmbH* trug dafür Sorge, dass dieses Tool entsprechend auf dem aktuellen Stand gehalten wurde. Informationen bezüglich des Bearbeitungsstandes der Arbeitspakete wurden in regelmäßigen Abständen bei den Projektpartner eingeholt. Aus diesen Informationen wurden sechs Zwischenberichte verfasst, welche dem Projektträger zur Verfügung gestellt wurden.

Im Zuge des Projektes wurden drei Telefonkonferenzen und ein Projekttreffen durchgeführt. Im Rahmen dieser Konferenzen wurden Zwischenergebnisse präsentiert und deren Einfluss auf den weiteren Projektablauf diskutiert.

<u>Arbeitspaket 2.1: Literaturrecherche zu Mini-KWK-Anlagen und Kontaktaufnahme zu Herstellern</u>

Gemäß unserer Technologierecherche im Zeitraum vom 12.09.2017 bis 31.10.2017 werden Blockheizkraftwerke momentan mit *Verbrennungs-*, *Stirling-* und *Dampfmotoren, Mikrogasturbienen* oder als *Brennstoffzellen* am Markt angeboten.

Beim Betrieb eines *Dampfmotors* muss unter Zunahme externe Energie, also bspw. der Verbrennung eines gasförmigen Brennstoffs, zuerst Dampf erzeugt werden. Dieser Dampf wird abwechselnd unter hohem Druck in die Turbinenkammer geleitet, welche mit einem Kolben verbunden sind. Die Entspannung des Wasserdampfs treibt den Kolben an. Die so in den Kolben induzierte Bewegung wird in einem Generator in elektrische Energie umgewandelt. Abschließend kondensiert der Dampf. Die freiwerdende Kondensationswärme kann bspw. über ein Heißwassersystem zur Gebäudebeheizung genutzt werden. Die eben beschriebenen Umwandlungsschritte führen bei kleineren dampfbetriebenen KWK-Anlagen zu einem niedrigen elektrischen Wirkungsgrad von 10%-15%. Daher wurde der *Dampfmotor* im weiteren Projektverlauf nicht weiter betrachtet. Denn bereits zu diesem Zeitpunkt war klar, dass die Wirtschaftlichkeit der energetischen Nutzung von teilaufbereitetem Biogas in einer Liegenschaft stark von der Menge des substituierten Fremdstroms abhängig ist (siehe Kapitel 2.1.3). Die mittels der KWK-Anlage produzierte Strommenge hängt wiederum vom elektrischen Wirkungsgrad in Abhängigkeit des Lastverhaltens ab.

Eine *Brennstoffzelle* ist eine galvanische Zelle, welche einen Brennstoff durch die Reaktion mit einem Oxidationsmittel, in elektrische und thermische Energie umwandelt. Brennstoffzellen bieten elektrische Wirkungsgrade von bis zu 60 % und sehr niedrige Emissionswerte im Vergleich zu Verbrennungsmotoren, siehe Tabelle 4.

Tabelle 4: Durchschnittliche Schadstoffemissionen im Vergleich zwischen Brennstoffzelle und Verbrennungsmotor. Eigene Darstellung nach (N.N., 2006).

Schadstoff	Brennstoffzelle	Verbrennungsmotor
Kohlenmonoxid mg/m3	7-10	300
Stickoxide mg/m3	3-5	250
Kohlenwasserstoffe mg/m3	3-6	115

Zum Betrieb der *Brennstoffzelle* muss das Biogas zuvor reformiert werden. Die Komplexität dieses Verfahrens sowie die hohen Kosten einer Brennstoffzelle führen dazu, dass die Brennstoffzelle nicht weiter betrachtet wurde.

Ein *Stirlingmotor* ist technisch für die Verbrennung von Biogas, auch im kleinen Leistungsbereich, geeignet. Die Kolben des Stirlingmotors werden in einem separatem Gasprozess durch die Wärme einer Verbrennung angetrieben, siehe Abbildung 3. Diese bauartbedingte Trennung der Kolben von der Verbrennung führt zu geringem Verschleiß. Zudem können unterschiedlichste Brennstoffe verbrannt werden.

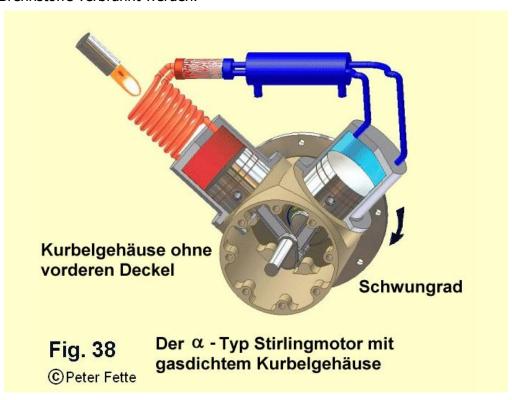


Abbildung 3: Wirkprinzip Stirlingmotor [2]

Das Fehlen von Luft- und Ölfiltern sowie die externe Verbrennung führt zu niedrigen Wartungskosten. Mit einem *Stirling-Motor* können elektrische Wirkungsgrade von bis zu 29 % erreicht werden.

Die Verbrennungsmotorvarianten *Zündstrahlmotor* und *Gas-Otto-Motor* weisen hohe elektrische Wirkungsgrade von bis zu 35% auf. Dementgegen stehen hohe Wartungskosten sowie ein hoher Verschleiß. Die vorgegebenen Emissionsgrenzwerte können nur mit entsprechenden

Nachbehandlungsverfahren oder dem Betrieb des Motors im Magerzustand erreicht werden. Der Magerbetrieb führt zu Leistungsverlusten.

Mikrogasturbinen bieten aufgrund einer konstanten hohen Prozesstemperatur gute Emissionswerte und stellen geringere Anforderungen an den Brennstoff. Die Nachteile der Mikrogasturbine liegen in den hohen initialen Investitionskosten und einem verringerten elektrischen Wirkungsgrad von bis zu 28 %.

Eine Zusammenfassung der wichtigsten Betriebsparameter der Motorentypen sind in **Tabelle 5** dargestellt.

Tabelle 5: Vergleich Motortypen für KWK-Anlagen

Parameter	Gas-Otto- Motor	Mikrogastur- bine	Brennstoff- zelle	Stirling-Mo- tor
Max. elektrischer Wirkungsgrad [%]	35	28	60	29
Max. thermischer Wirkungsgrad [%]	70	57	54	75
Leistungsregelung	45-100	0-100	0-100	0-100
Wartungsintensität	+++	+++	+	+
Aufbereitungsauf- wand Biogas	++	+	+++	+
Reinheit des Ver- brennungsgases	+	++	+++	++
Investitionskosten	+	++	+++	++

Das direkte Kontaktieren von Herstellern zur Anfrage von Richtpreisangeboten wurde durch eine extensiver Literaturrecherche und den Zugriff auf das Fachwissen unserer Partner substituiert. Das Ergebnis dieser Recherche ist in Tabelle 6 zu sehen. Die Tabelle zeigt die Spannen der Kenndaten von 35 BHKW's. Eine Auflistung der einzelnen Blockheizkraftwerke inklusive ihrer Kenndaten ist in Anhang F.1 einzusehen.

Tabelle 6: Steckbrief 50 kWel Biogas-BHKW

Parameter	Einheit	Wert
Motorart	[-]	Gas-Otto-Motor, Mikrogastur-
		bine
Generatortyp	[-]	synchron, asynchron
Nenndrehzahl	[Min ⁻¹]	≤ 1500
Elektrische Leistung (Minimum – Maximum)	[kW _{el}]	5-52
Thermische Leistung (Minimum - Maximum)	[kW _{th}]	19-110
Leistungsregelung (Minimum – Maximum)	[%]	(0) ²⁾ 45-100%
Stromkennzahl (Minimum – Maximum)		0,45 – 0,67
Feuerungswärmeleistung (Minimum – Maximum)	[kW _{FWL}]	50,8 - 192
Wirkungsgrad gesamt (Minimum – Maximum)	[%]	80,4 - 90 (105,7) ¹
Wirkungsgrad elektrisch (Minimum - Maximum)	[%]	26 – 35,3
Wirkungsgrad thermisch (Minimum – Maximum)	[%]	46,2 - 73
Brennwertnutzung	[-]	Teils vorhanden (Abgas WT
		lieferbar)
Energieträger	[-]	Erdgas, Flüssiggas, Diesel, Bi-
		ogas, Deponiergas, Klärgas, Propan, Butan, LPG
Wartungsintervall/Generalüberholung (Mini-	[Bh]	1.000-8.000/40.000-60.000
mum – Maximum)		·
Standzeit (Minimum – Maximum)	[Bh]	80.000 - 87.000
Betriebsart Netzparallel/Insel	[-]	Netzparallel-, Insel-, Netzer- satzbetrieb
Geforderte Gasqualität/	[-]	Biogas 60-65% CH4 / 35-40%
Bezugsniveau Leistungsangaben		CO2, Heizwert 6-6,5
		kWh/Nm³; Methanzahl MZ≥80 - 100
		3 100
		Erdgas 8,8 kWh/Nm³; Methan-
		zahl 96
"Hocheffizient It Richtlinie für KWK-Anlagen"	[-]	Teils belegbar
1) Mit Brennwertnutzung 2) Mikrogasturbine		

Die Recherche unter 35 verschiedenen KWK-Modellen zeigte, dass die Hersteller hauptsächlich auf das Anlagenprinzip Otto-Gas-Motor gefolgt von Mikrogasturbinen setzen. Für eine stromgeführte Anwendung empfiehlt sich aufgrund des hohen elektrischen Wirkungsgrades von bis zu 35 % ein Otto-Gas-Motor.

Eine Mikrogasturbine ist aufgrund ihres hohen thermischen Wirkungsgrades für einen wärmegeführten Betrieb zu bevorzugen. Hier ist besonders die Capstone Mikrogasturbine C50 zu empfehlen. Sie bietet einen hohen thermischen Wirkungsgrad von 58 % und kann mit einem breiten Energieträgerspektrum befeuert werden.

Zur Einhaltung der Emissionsgrenzwert ist bei Otto-Gas-Motoren die Verwendung von Katalysatoren, der Magerbetrieb oder eine Lambda-1-Verbrennung nötig.

Mikrogasturbinen können die Grenzwerte der TA-Luft meistens ohne die Hilfe von Katalysatoren einhalten.

Emissionsrechtliche Erfordernisse

Die einzuhaltenden Emissionsgrenzwerte für die eingesetzten BHKW's werden durch die Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft) vorgegeben, siehe Tabelle 7.

Tabelle 7: Emissionsrichtlinien für Anlagen zur Erzeugung von Strom mit einer Feuerungswärmeleistung von weniger als 50 MW [3]

Parameter	Richtlinien	
Bezugsgröße	Die Emissionswerte beziehen sich auf einen Volumengehalt an Sauerstoff im Abgas von 3 vom Hundert (3 Vol%)	
Massenströme	-	
Gesamtstaub	Biogas 5 mg/m³	
	Gasen der öffentlichen Gasversorgung 50 mg/m³	
Kohlenmonoxid	Einsatz von sonstigen Gasen 80 mg/m³	
	bei Einsatz sonstiger Gase, ausgenommen Prozessgase, die Stickstoffverbindungen enthalten, 0,20 g/m ³ ;	
Stickstoffoxide	bei Einsatz von Prozessgasen, die Stickstoffverbindungen enthalten, sind die Emissionen an Stickstoffoxiden im Abgas durch Maßnahmen nach dem Stand der Technik zu begrenzen.	
Schwefeldioxide	bei Einsatz von Biogas oder Klärgas 0,35 g/m³	
Formaldehyd Zündstrahl - oder Magermotoren, die mit Biogas betrieben werden und Emissions 30 mg/m³ aufweisen.		

Um die Einhaltung dieser Grenzwerte bei der Verbrennung von Biogas in BHKW zu gewährleisten, müssen abgasbereinigende Maßnahmen getroffen werden. Der Anteil an Stickstoffoxiden im Abgas kann über Änderung der Sauerstoffverhältnisse in der Verbrennungskammer beeinflusst werden. Eine Nachbehandlung des Abgases zur Reduktion von Stickstoffoxid-Verbindungen ist nicht üblich.

Die Nachschaltung eines Biogas-Oxidations-Katalysators (BOC) hat positive Auswirkungen auf die Konzentrationen von Formaldehyd und Kohlenmonoxid. Innerhalb des BOC werden diese Stoffe zu Kohledioxid und Wasser oxidiert. Durch diese Oxidation können bis zu 90 % des Formaldehyds und Kohlenmonoxids umgewandelt werden. Sollten schwefelhaltige Stoffe in den Katalysator eintreten, werden diese ebenfalls oxidiert. Diese oxidierten schwefelhaltigen Moleküle bilden, falls sie kondensieren, Schwefelsäure und andere stark ätzende Substanzen, welche nach dem Katalysator angeordnete Bauteile wie z. B. Abgaswärmetauscher beschädigen können. Aufgrund dieser korrosiven Eigenschaften der Schwefelprodukte, sollte die Einbringung von Schwefel in die Verbrennung vermieden werden. Dies kann man durch die Ent-

schwefelung des Biogases vor der Verbrennung erreichen. Alternativ können die Bauteile der-Abgasnachbehandlung mit hochbeständigen Materialien beschichtet werden, welche den korrosiven Eigenschaften der Schwefelverbindungen standhalten können. [4] [5]

Arbeitspaket 2.2: Erstellung eines Kriterienkataloges zur Auswahl einer geeigneten Anlagentechnologie

Mittels der erarbeiteten Bewertungsmatrix ist die Auswahl einer KWK-Anlagentechnologie möglich, welche eine möglichst unterbrechungsfreie Laufzeit mit einer möglichst hohen Laststufe in Abhängigkeit der Anwendung bietet. Umso näher ein BHKW an seiner Nennleistung betrieben wird, desto höher ist die Laststufe. Motoren von BHKW sind darauf ausgelegt nahe der Nennleistung zu fahren, daher stellen sich bei hohen Laststufen positive Effekte wie z.B. ein hoher Wirkungsgrad ein.

Zuerst muss der Anwender eine Unterscheidung zwischen wärmegeführter und stromgeführter Betriebsweise treffen.

Eine wärmegeführte Betriebsweise orientiert sich an dem anliegenden Jahreswärmebedarf der jeweiligen Liegenschaft. Wärmegeführte BHKW werden auf ca. 20 % der Wärmeleistung der geordneten Jahresdauerlinie ausgelegt, um eine möglichst hohe Laufzeit zu erreichen. Die geordnete Jahresdauerlinie zeigt die Häufigkeit bestimmter Heizlasten über ein Jahr und ermöglicht die Einordnung der erreichbaren Volllaststunden in Abhängigkeit der Anlagenleistungen, siehe Abbildung 4. [6]



* Summe der jährlichen Betriebsstunden gerechnet bei Nennleistung

Abbildung 4: Geordnete Jahresdauerlinie des Wärmebedarfes anhand der Heizung und Trinkwarmwasser [6]

Eine stromgeführte Betriebsweise orientiert sich am Tageslastgang des Strombedarfs. Zur Auslegung des BHKW und der Wahl der geeigneten Betriebsweise muss der Verlauf des Energieverbrauchs mit Hilfe von Jahres- und Tagesverlaufskennlinien untersucht werden. Abbildung 5 zeigt einen exemplarischen Tagesgang.

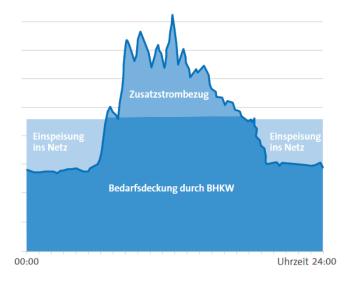


Abbildung 5: Tagesgang des Strombedarfs [6]

Zudem ist zu beachten, dass der mittels dem BHKW erzeugte Strom grundsätzlich auf 3 Arten genutzt werden kann.

- Nullastregelung: Aggregatleistungen werden untereinander ausgeglichen und exakt nach Strombedarf geregelt. Kein Netzbezug, keine Rückspeisung. Zu geringe Wärmeleistung wird durch Spitzenlastkessel abgedeckt.
- **Netzparallelbetrieb:** Aggregatleistungen werden untereinander ausgeglichen und exakt nach Strombedarf geregelt. Bei Gefahr der eigenen Überlastung, werden alle Aggregate mit voller Leistung ans Netz geschaltet. Der Überschuss wird ins Netz eingespeist.
- **Regelenergiemarkt:** Elektrische Leistung des BHKW's wird durch eine externe Leitwarte gesteuert.

Die in Tabelle 8 zu sehende Bewertungsmatrix betrachtet allgemein gültige Einflüsse, sowie Kriterien bei strom- und wärmegeführtem Betrieb. Bei stromgeführten Anlagen sind zudem Kriterien für die Betriebsweisen: Eigenverbrauch, Einspeisung und/oder Regelenergie aufgeführt.

MiniGas (FKZ 03KB131A; B; C)	Energetischen Biomassenutzung	
Förderschwerpunkt: 6 - Studien und Konzepte	eine Initiative des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)	
für die Energieerzeugung aus Biomasse	Schlussbericht vom 01.04.2021	

Tabelle 8: Bewertungsmatrix Eigenverbrauch, Einspeisung, Regelenergie in Abhängigkeit der Betriebsweise - Strom- oder Wärmegeführt

	Stromgeführt	Wärmegeführt	Allgemein
Eigenverbrauch	 Hoher elektrischer Wirkungsgrad Inselbetrieb Hohe Stromkennzahl² Entspricht Fördermaßnahmenkriterien Wärmeabnahme Hoher elektrischer Wirkungsgrad Netzbetrieb Hohe Stromkennzahl Entspricht Einspeiseverordnungen⁶ Wärmeabnahme 	 Hoher Thermischer Wirkungsgrad Hohe Nutztemperatur Geringe Stromkennzahl Variable Nutztemperatur Konstant hohe Wärmeabnahme/Wärmespeicher Hocheffiziente Heizungsumwälzpumpe (Energieeffizienzindex von EEI ≤ 0,27)² Brennwertnutzung Gutes Teillastverhalten 	 Hohe Laufzeiten Abgasreinigungsverfahren Einhaltung von Sicherheitsrichtlinien etc. Entspricht Emissionsanforderungen³ Umweltgerechte Produktgestaltung CE-Kennzeichnung² Bei Anlagen ≥ 10 kW Primärenergieeinsparung ≥ 20 %² Recyclinggerechte Konstruktion² Geringer Platzbedarf Energieträger Biogas Hohe Standzeit & Wartungsintervalle Hohe H2S-Toleranz⁴ Hohe CH4-Spreizung
Regelenergie	 Hoher elektrischer Wirkungsgrad Inselbetrieb / Netzbetrieb Hohe Flexibilität 		 Hocheffizient laut Richtlinie für KWK-Anlagen Spezifische Anlagenkomponenten sind enthalten Geringer Brennstoffbedarf Geringer Schmierölverbrauch⁵ Entspricht Baugenehmigungsrichtlinien

² Die Stromkennzahl drückt das Verhältnis von elektrischer Leistung zu genutzter Abwärmeleistung aus. Vom jeweiligen Betriebszustand der Anlage abhängig. Ob eine hohe oder niedrige Stromkennzahl gewünscht ist, hängt maßgeblich von der primären Energie-Führungsgröße und von der sekundär Energie-Nutzungsmöglichkeit der Anlage ab.

³ Ausschusskriterien nach [7]

⁴ H2S-Gehalte bis 7 Vol.-% lt. Gasturbinen-Hersteller Capstone Mikrogasturbine C50 möglich.

Meistens abhängig von H2S-Gehalt im Brenngas
 Z.B. nach VDE-AR-N 4105 Niederspannungsrichtlinie, BDEW-Mittelspannungsrichtlinie

MiniGas (FKZ 03KB131A; B; C)

Förderschwerpunkt: 6 - Studien und Konzepte für die Energieerzeugung aus Biomasse

Energetischen Biomassenutzung

eine Initiative des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Schlussbericht vom 01.04.2021

Wirkungsgradanalyse

Um Aussagen zu Wirkungsgrad, Leistung sowie Schallemissionen treffen zu können, wurden Kennzahlen von Biogas-BHKW aus den Jahren 2011 bis 2017 verglichen.

Für eine stromgeführte Betriebsweise eines BHKW mit einer Leistung von 50 kWel stehen Anlagen mit 80±10 kWth zur Auswahl, siehe Abbildung 6. Der durchschnittliche elektrische Wirkungsgrad liegt bei 34,5 %.

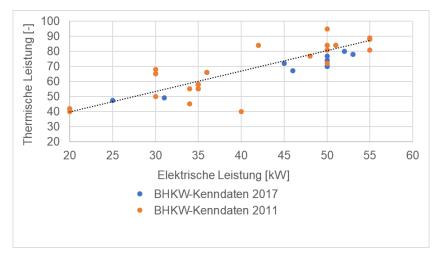


Abbildung 6: Thermische Leistung aufgetragen über elektrische Leistung

Abbildung 7 zeigt, dass der thermische Wirkungsgrad in diesem Bereich bei 47,5 % bis 60 % liegt. Bei einer stromgeführten Betriebsweise mit geringem Wärmebedarf empfehlen sich daher BHKW mit einem geringen thermischen Wirkungsgrad.

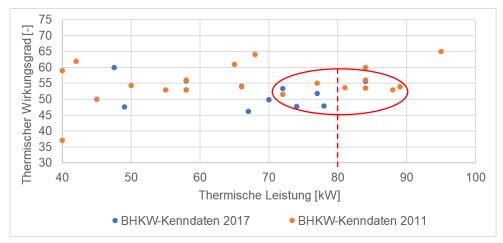


Abbildung 7: Thermischer Wirkungsgrad aufgetragen über thermische Leistung zwischen 40 kW und 95 kW

Abbildung 8 zeigt, dass mit abnehmendem elektrischem Wirkungsgrad die Feuerungswärmeleistung abnimmt, sodass tendenziell bei einer stromgeführten Betriebsweise mit geringeren Betriebskosten hinsichtlich der Brennstoffbeschaffung zu rechnen ist. Die mittlere Feuerungswärmeleistung für 50 kWel BHKW liegt bei 149±9 kW.

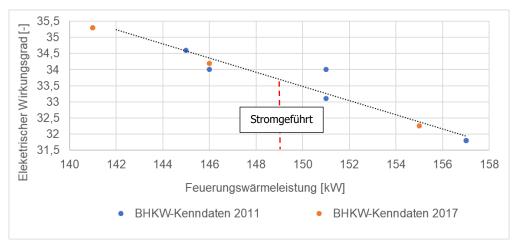


Abbildung 8: Elektrischer Wirkungsgrad eines BHKW's mit 50 kWel elektrischer Leistung aufgetragen über die Feuerungswärmeleistung

Emissionsanforderungen

Die Emissionsanforderungen unterteilen sich in gasförmige und schallförmige Anforderungen. Aus Abbildung 9 und Abbildung 10 geht hervor, dass nur zwei BHKW die Grenzwerte einhalten können. Dabei ist auffällig, dass sowohl der NOx- als auch der CO-Grenzwert durch einen 3-Wege-Kat eingehalten werden kann. Die übrigen, magerbetriebenen BHKW, überschreiten den Grenzwert. Folglich ist eine Abgasnachbehandlung (z.B. durch einen 3-Wege-Kat) zur Einhaltung der NOx- und CO-Grenzwerte zwingend erforderlich ist.

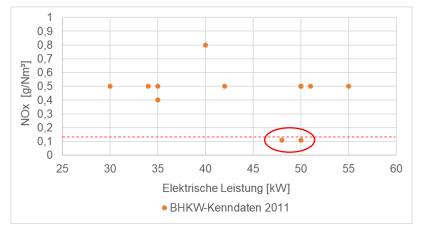


Abbildung 9: Stickoxid-Grenzwerte (0,125 mg/mN³ [7]) aufgetragen über elektrische Leistung

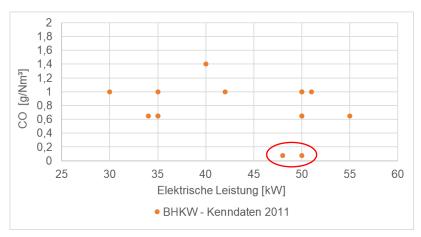


Abbildung 10: Kohlenmonoxid-Grenzwerte (0,15 mg/mN³ [7]) aufgetragen über elektrische Leistung

Aus Abbildung 11 geht hervor, dass die untersuchten BHKW in einem Abstand von einem Meter die schallbedingten Grenzwerte der TA Lärm außerhalb von Gebäuden einhalten können. Die minimale Schallgrenze von 45 dB für Kurgebiete, Krankenhäuser und Pflegeanstalten kann von keinem der untersuchten BHKW in unmittelbarer Umgebung (1 m) eingehalten werden, sodass es entweder zu Schallschutzmaßnahmen oder zu einem hinreichend entfernten Aufstellungsort kommen muss, um die TA Lärm einzuhalten.

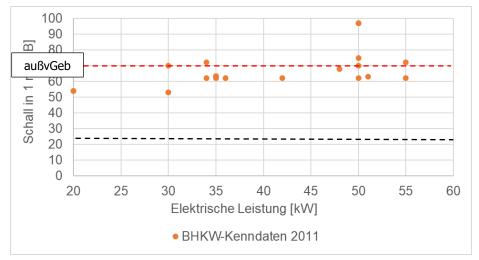


Abbildung 11: Schall in 1-Meter Entfernung aufgetragen über die elektrische Leistung gemäß TA Lärm, aufgeteilt in außerhalb von Gebäuden (außvGeb) und innerhalb von Gebäuden (invGeb)

Aus der extensiven Marktrecherche kann abgeleitet werden, dass hauptsächlich Gas-Otto-Motoren in KWK-Anlagen im Leistungsbereich bis 50 kW eingesetzt werden. Als Randerscheinung treten vereinzelt Anbieter auf, welche Anlagen mit Mikrogasturbinen anbieten.

Anlagen mit Mikrogasturbinen weisen im Vergleich zu Gas-Otto-Motoren höhere Investitionskosten und geringere elektrische Wirkungsgrade auf. Angesichts der Marktsituation und vorteilhaften Eigenschaften gegenüber Mikrogasturbinen bieten Gas-Otto-Motoren aktuell die beste Möglichkeit zur Verwertung des Biogases innerhalb des MiniGas-Konzeptes. Im weiteren Verlauf des Projektes werden alle Berechnungen und Bewertungen auf Grundlage einer Mini-KWK-Anlage mit einem Gas-Otto-Motor durchgeführt.

Arbeitspaket 2.3: Grobdimensionierung der Mini-KWK-Anlage

Bei einer Auslegung für ein BHKW mit einem Gas-Otto-Motor mit einer Leistung von 50 kWel ist mit einer initialen Investition von ca. 100.00 T€ zu rechnen. Mit 80 % ist der Großteil der Kosten für den Motor aufzubringen. Weitere große Kostenpositionen sind zudem der Schaltschrank mit 6 % und die Inbetriebnahme mit 3,5 % der Kosten, siehe Tabelle 9.

Tabelle 9: Kostenaufteilung bei Erdgas-BHKW der Leistungsklassen 50 kW berechnete Anschaffungskosten, sowie abgeschätzte Kostenverteilung für ein 50 kWel Biogas-BHKW

Anlagenbestandteil	Kostenverteilung [%]	Investitionskos- ten [€]
Motor	80,00 %	80 T€
Schalldämpfung	2,80 %	2,80 T€
Katalysator	1,00 %	1,00 T€
Schmierölver- und -entsor- gung	1,70 %	1,70 T€
Schaltschrank	6,00 %	6,00 T€
Be- und Entlüftung	2,70 %	2,70 T€
Transport und Montage	3,20 %	3,20 T€
Inbetriebnahme	3,50 %	3,50 T€
Gesamt	100,00 %	100 T€

Bei der Installation des BHKW müssen die Aufgaben und Anforderungen der jeweiligen Parteien festgehalten werden. Zu diesem Zweck werden ein Lasten- und Pflichtenheft verfasst. Der Auftraggeber, in diesem Fall der Abnehmer des Biogases, beschreibt im Lastenheft seine Anforderungen.

Der Auftragnehmer erklärt im Pflichtenheft, wie er plant, die Forderungen des Auftraggebers zu lösen. Beispielhafte Lasten und Pflichten für die Anschaffung einer Mini-KWK-Anlage sind in Tabelle 10 aufgeführt.

Tabelle 10: Lasten & Pflichten bei Anschaffung einer Mini-KWK-Anlage

Pflicht	Last	
Definition einer Preisobergrenze für die	Angebot eines entsprechend bepreisten Sys-	
Mini-KWK-Anlage	tems	
Definition des zur Verfügung stehenden Bauraumes	Einhalten des zur Verfügung stehenden Bau- raumes durch platzsparendes Design des KWK-Systems	
Forderung einer lückenfreien Versorgung mit Energie	Zusicherung einer lückenfreien Versorgung durch Anschluss an ein Gasnetz oder andere redundante Maßnahmen	

Die KWK-Anlage muss alle genehmigungs- rechtlichen Vorschriften einhalten	Zusicherung der Einhaltung der Vorschriften durch die Installation von adäquaten Abgas- nachbehandlungsverfahren	
Forderung eines geringen Wartungsaufwandes	Nutzung von wartungsarmer Technik und Angebot von kundenfreundlichen Wartungs- verträgen	

Arbeitspaket 6.1: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Mini-KWK-Anlage je Zielakteur

Die Wirtschaftlichkeitsrechnung orientierte sich an den Vorgaben der VDI 2067-1. Diese Norm nutzt das dynamische Verfahren der Annuitätenmethode zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit einer Investition in eine gebäudetechnische Anlage. Gemäß dieser Methode ist eine Investition grundsätzlich immer dann vorteilhaft, wenn die Annuität positiv ist. Bei der Anwendung dieser Wirtschaftlichkeitsmethode bei gebäudetechnischen Anlagen wie z.B. BHKW ist zu beachten, dass die Anlagentechnik am vorteilhaftesten ist, welche die kleinste negative Annuität aufweist. Denn Heizungsanlagen verursachen Kosten und erzielen, mit Ausnahme von Contracting-Projekten⁷, keine Einnahmen. Die berechnete Annuität wird mit der erzeugten Jahreswärmemenge dividiert und man erhält die spezifischen Wärmegestehungskosten für eine Mini-KWK-Anlage, die mit teilaufbereitetem Biogas betrieben wird.

Positionen der Annuitätenmethode

Bei der Annuitätenmethode werden die Ein- und Auszahlungen, die mit den gebäudetechnischen Anlagen verbunden sind, gleichmäßig auf die Nutzungsjahre verteilt.

In Tabelle 11 sind die typischen Positionen der vier Ausgabenkategorien aufgeführt. Gemäß der VDI 2067-1 werden diese Kosten prozentual auf die Investitionskosten bezogen.

Tabelle 11: Ein- und Auszahlungskategorien innerhalb der Annuitätenmethode

Kapitalgebunden	Verbrauchsgebunden	Betriebsgebunden	Sonstige
 Technische Anlagen Bauliche Anlagen Netzanschluss Planung Genehmigung Instandhaltung* 	 Energie (elektrisch und thermisch) Brennstoffe Betriebsstoffe 	AnlagenbedienungWartungInspektion	Verwaltung Versicherung

Auf der Erlösseite wird zum einen angenommen, dass der mittels dem BHKW erzeugte Strom vollständig selbstverbraucht wird. Dadurch wird die bisher fremdbezogene Menge an Strom

in externer Dienstleister träat die Investitionskosten des BHKW und übernimmt

⁷ Ein externer Dienstleister trägt die Investitionskosten des BHKW und übernimmt die Anlagenführung. Der Wärmeabnehmer zahlt einen festgelegten Preis pro kWh an den Dienstleister.

substituiert und die entsprechenden Kosten eingespart. Es ist zu berücksichtigen, dass auf selbsterzeugten Strom, welcher vor Ort verbraucht wird, eine anteilige EEG-Umlage zu zahlen ist. Diese beträgt 40 % der EEG-Umlage.

Zudem wird gemäß KWK-Gesetz ein Zuschlag auf Strom gezahlt, welcher vollständig selbst verbraucht wird.

Excel Tool und Rahmenbedingungen

Zur Berechnung nach der Annuitätenmethode wurde im Zuge des Projektes ein Excel-Tool entwickelt, welches alle Ein- und Auszahlungspositionen berücksichtigt. Das Tool erlaubt die Eingabe bestimmter Parameter, um die Betrachtung verschiedener Szenarien zu ermöglichen. Aufbauend auf den eingegebenen Parametern werden automatisiert die Annuitäten der oben aufgeführten Kategorien errechnet und in grafischer und tabellarischer Form ausgewertet.

Zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit für das MiniGas Projekt wurden folgende Rahmenbedingungen in das Excel-Tool eingepflegt:

- Elektrische Nennleistung Mini-BHKW: 50 kW_{el}
- Jahresvollbenutzungsstunden: 4.500 h⁸
- Erzeugter Strom wird vollständig selbstverbraucht und substituiert bisher fremdbezogenen Strom
- Zwei Szenarien:
 - o Arbeitspreis teilaufbereitetes Biogas: 8,02 €ct/kWh
 - Durch Verbundpartner Alensys berechneter Wert für eine standardisierte 500 kW BGA
 - Arbeitspreis teilaufbereitetes Biogas: 6,5 €ct/kWh
 - Kostenreduktion um 18 % zum berechneten Standartwert
- Es wird ein Zinsfaktor von 2,5 % angenommen.
- Für die jährliche Preissteigerung der verschiedenen Energieträger wird die allgemeine Inflationsrate (Jahresteuerungsrate) angesetzt. Diese lag im Kalenderjahr 2019 bei +1,4 % gemäß den Angaben des statistischen Bundesamts.
- Für die Instandsetzung des BHKW wird ein Instandsetzungsfaktor von 6 % gemäß der VDI 2067-1 angesetzt.
- Für den mittels des BHKW erzeugten Stroms, welcher vollständig selbstverbraucht wird, wird eine Zuschlagszahlung gemäß dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz berücksichtigt.
- Es wird von einem Industrie-Strompreis von 18,43 €ct/kWh ohne Mehrwertsteuer ausgegangen.
- Für die EEG-Umlage wird ein Wert von 6,756 €ct/kWh und für die Vergütung nach dem KWK-Gesetz ein Wert von 4 €ct/kWh angesetzt.

-

⁸ Weitere Anlagendaten des BHKW sind in Anhang F.2 aufgeführt

Ergebnisauswertung

Tabelle 12 zeigt, dass sich bei beiden Szenarien eine positive Annuität einstellt, welche auf eine vorteilhafte Investition hinweist. Weiterhin ist ersichtlich, dass die verbrauchsgebunden Kosten, also der Arbeitspreis für das teilaufbereitete Biogas, den größten Anteil an den Ausgaben haben. Somit ergibt sich über die Reduzierung des Arbeitspreises für den Brennstoff oder Erhöhung des Anlagenwirkungsgrades entsprechendes Potenzial, um die Annuität und damit die mittleren Gestehungskosten zu verbessern.

Tabelle 12: Ergebnisse Wirtschaftlichkeitsberechnung nach Annuitätsmethode

Parameter	Sz. BG-Preis 6,5 €ct/kWh	Anteil an Kosten in %	Sz. BG-Preis 8,02 €ct/kWh	Anteil an Kosten in %
Annuität aller kapitalgebunde- nen Kosten [€]	14.660	18	14.660	16
Annuität aller verbrauchsge-bundenen Kosten [€]	57.395	72	69.027	75
Annuität aller betriebsgebundenen Kosten [€]	7.790	10	7.790	9
Annuität aller Erlöse [€]	-47.602	-	-47.602	-
Gesamtannui- tät [€]	32.242	-	43.874	-

Das verwendete Mini-BHKW weist einen Gesamtwirkungsgrad von 80 % auf. Zudem würde die Erhöhung der Jahresvollbenutzungsstunden zu einer Erhöhung der erzeugten Menge an Strom und Wärme führen. In Folge würde die Annuität der Erlöse steigen, da die Menge an eingesparten, bisher fremdbezogenen, Strom zunehmen würde. Das wiederum würde zu einer Absenkung der Gesamtannuität führen. Die höhere erzeugte Wärmemenge verbessert den mittleren Gestehungspreis, da die Ausgaben auf eine größere Wärmemenge umgelegt werden. Bei den Ausgaben steigen nämlich nur die verbrauchsgebundenen Kosten für das verbrauchte, teilaufbereitete Biogas.

Die Division der berechneten Annuität je Szenario mit der erzeugten Wärmemenge führt zu mittleren Gestehungskosten von 9,7 €ct/kWh bzw. 13,2 €ct/kWh, siehe Abbildung 12.

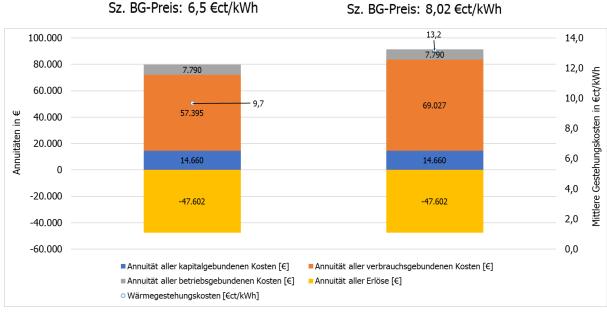


Abbildung 12: Berechnung der Wärmegestehungskosten

Um die errechneten Wärmegestehungskosten einordnen zu können, wurden diese mit durchschnittlichen Preisen für die Wärmegestehungskosten anderer Energiequellen verglichen, siehe Tabelle 13.

Tabelle 13: Benchmarking Wärmegestehungskosten [8]

Energieform	Wärmgestehungskosten [€ct/kWh]
Gas-Brennwertkessel	13,8
Solarflachkollektoren	14,7
Solar-Vakuumröhrenkollektoren	14,6
Pelletkessel	19,2
Scheitholzkessel	18,3
Wärmepumpe	15,6
MiniGas	9,7 – 13,2

Aus dem Benchmarking der Wärmegestehungskosten lässt sich ableiten, dass das MiniGas Konzept sehr konkurrenzfähige Wärmepreise für potenzielle Wärmeabnehmer generieren kann.

Arbeitspaket 6.2 THG-Bilanzierung des Gesamtkonzeptes BGA & Mini-KWK

Die Berechnung des Treibhausgasminderungspotenzials erfolgte auf Basis der ermittelten THG-Emissionen, die entlang der gesamten Biogas-Bereitstellungskette mit der Erzeugung und der Nutzung von Biogas entstehen. Die THG-Bilanzierung erfolgt nach dem *Methodenhandbuch – Stoffstromorientierte Bilanzierung der Klimagaseffekte (Band4)* aus der Schriftenreihe des BMU- Förderprogramms *Energetische Biomassenutzung*.

Dabei berechnet jeder Beteiligte der Kette, die bei ihm anfallenden THG-Emissionen und addiert sie zur THG-Bilanz aus den vorgelagerten Schnittstellen.

Die letzte Schnittstelle trägt die THG-Emissionen zusammen und gibt den THG-Wert bezogen auf ein MJ Biogas (bezogen auf den Heizwert) aus. Darüber hinaus wird von der letzten Schnittstelle das THG-Minderungspotenzial im Vergleich zu einem definierten fossilen Vergleichswert berechnet.

Im folgenden Abschnitt wird zunächst das prinzipielle Verfahren der THG Berechnung erläutert und daran anschließend anhand von Realdaten das THG-Minderungspotenzial des Systemkonzepts *MiniGas* berechnet.

Anhand der nachfolgenden Abbildung 13 kann schematisch die Energie- und Emissionszuführung bzw. die Entstehung entnommen werden.

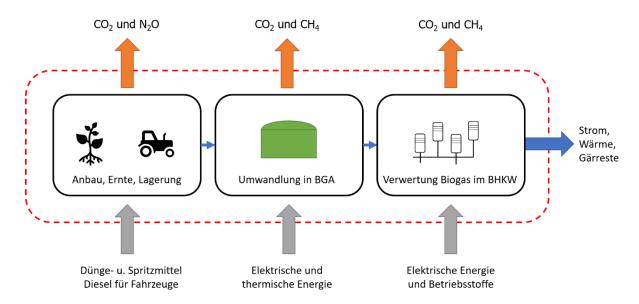


Abbildung 13: Systemgrenzen der THG-Berechnung

Emissionen der Biogaserzeugung

Die Gesamtemissionen der Biogaserzeugung können wie folgt errechnet werden:

$$\label{eq:Gesamtemissionen} \text{Gesamtemissionen}_{\text{BGA}} = \frac{(\text{Emissionen der Rohstoffbereitstellung+Emissionen der Biogasanlage})}{\text{Erzeugtes Biomethan m}^3} \tag{1}$$

Mit Hilfe der in dem Methodenhandbuch aufgeführten Formeln und nach der Verrechnung mit dem Heizwert ergibt sich für die betrachtete Praxis-Biogasanlage in Niedersachsen eine Emission von $17 \frac{g \text{ CO}_2\text{-}\ddot{A}q}{\text{MJ Biomethan}}$.

Mit der Hilfe von Referenzwerten nach der *Biokraft-NachV* konnte eine Minderung der THG-Emissionen von 90 % gegenüber der durchschnittlichen THG-Belastung durch fossilen Brennstoff festgestellt werden [9].

THG-Vermeidungskosten der Biomethanerzeugung

Zur Bestimmung der Vermeidungskosten wird zunächst die in der Praxis BGA durch das Biogas zur Verfügung gestellte Energie von 9.918 MWh mit dem spezifischen CO_2 Wert von Biogas, welcher $0.148 \, \frac{t \, CO_2}{MWh}$ beträgt, verrechnet [10]. Das Ergebnis dieser Berechnung ist ein Wert von $1.468 \, \frac{t \, CO_2}{a}$.

Um eine äquivalente Menge an Energie durch fossile Brennstoffe zu erzeugen werden im Durchschnitt $2.003 \, \frac{t \, CO_2}{a}$ freigesetzt. Dieser Wert ergibt sich aus der Verrechnung der Energiemenge von 9.918 MWh mit dem spezifischen Referenzwert für fossile Brennstoffe von $0.202 \, \frac{t \, CO_2}{MWh} \, [10]$.

Zur Berechnung der THG-Vermeidungskosten bilden wir die Differenz zwischen den beiden Erzeugungsarten (2.003 $\frac{t \, CO_2}{a}$ - 1.468 $\frac{t \, CO_2}{a}$), welche sich auf 535 $\frac{t \, CO_2}{a}$ beläuft. Die errechnete Differenz wird mit dem CO₂-Preis verrechnet, welcher zum Zeitpunkt der Berechnung laut dem RWI Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung bei 45 $\frac{\epsilon}{t}$ lag [11]. Die somit errechneten THG-Vermeidungskosten der Biomethanerzeugung belaufen sich auf 24.100 $\frac{\epsilon}{a}$.

THG-Emissionen der Biomethannutzung mittels BHKW

Durch die Verbrennung von Biomethan anstelle von Erdgas im BHKW wird der Ausstoß von Treibhausgasen verringert. In einem unser zuvor definierten 50 kW Mini-BHKW werden 225.000 kWh/a an elektrischem Strom produziert. Unter Heranziehung eines Literaturwertes von $0.7 \frac{kg CO_2 - \ddot{A}q}{kWh_{el}}$ kann eine Einsparung von $157.500 \frac{kg CO_2 - \ddot{A}q}{a}$ im Vergleich zu einer Verbrennung von Erdgas errechnet werden [10].

THG-Vermeidungskosten BHKW

Zur Berechnung der THG-Vermeidungskosten bei der Verbrennung von Biogas in einem BHKW ziehen wir einen Literaturwert von 352 $\frac{\epsilon}{t \ CO_2 - \ddot{A}q}$ heran [10]. Dieser Wert beschreibt die Vermeidungskosten im Vergleich zu einer Verbrennung von Erdgas in einem BHKW.

Wird nun die zuvor berechnete Einsparung von 157.500 $\frac{kg\ CO_2 - \ddot{A}q}{a}$ mit diesem Literaturwert verrechnet, erhalten wir THG-Vermeidungskosten von 55.440 $\frac{\epsilon}{a}$.

Skalierung der Ergebnisse

In Arbeitspaket 3.1 wurde errechnet, dass mit dem Biogas einer bestehenden 500 kW Biogasanlage 9 Mini-BHKW's versorgt werden können. Bei 9 BHKW's mit jeweils 55.440 \in jährlichen Vermeidungskosten ergeben sich Vermeidungskosten für die Verbrennung des Biomethans in Höhe von 498.960+24 $\frac{\epsilon}{3}$. Addieren wir diesen Wert mit den zuvor berechneten Vermeidungskosten für die Biogaserzeugung von 24.100 \in , so erhalten wir gesamte THG-Vermeidungskosten von 523.060 $\frac{\epsilon}{3}$.

Arbeitspaket 11.1 Ablaufplan zur Konzeptumsetzung

Ein grundsätzlicher Ablaufplan zur Umsetzung des MiniGas-Konzepts in einer geeigneten Region ist schematisch in einem Flussdiagramm unter Abbildung 14 dargestellt. Das Flussdiagramm hat die wichtigsten Projektarbeitsschritte chronologisch aufgeführt.

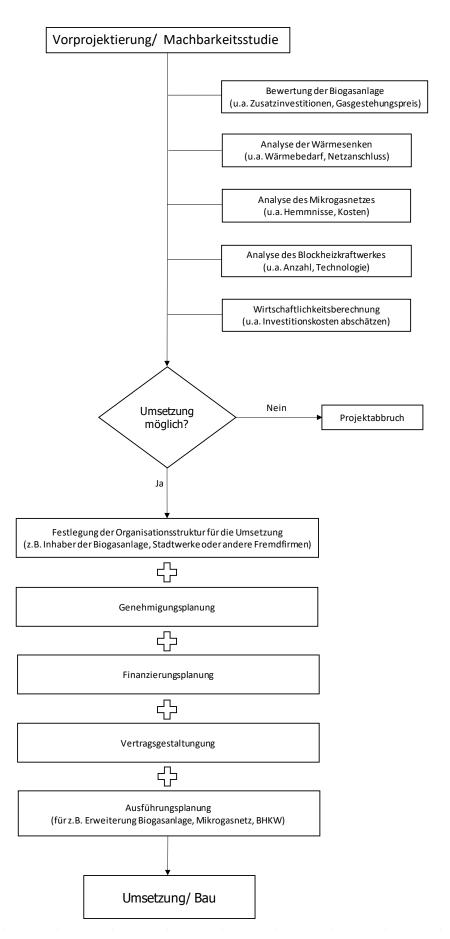


Abbildung 14: Projektablaufplan als Flussdiagramm

Im Rahmen der **Vorprojektierung** wird zunächst die Machbarkeit zur Umsetzung eines MiniGas-Konzepts in der ausgewählten Region um die betroffene Biogasanlage analysiert. Grundlegende Kenndaten, wie Investitionskosten, Anlagengröße, produziertes Biogasvolumen, Methangehalt des Biogases, Strom- und Wärmebedarf des Reaktors, Substratkosten etc. müssen eruiert werden. Aufbauend darauf ist der Biogasgestehungspreis zu ermitteln.

Es ist zu prüfen, welche Umbauten nötig sind, damit die vorliegende Biogasanlage technisch in der Lage ist, Biogas so aufzubereiten und zu komprimieren, dass es in ein Mikro-Gasnetz eingespeist werden kann. Die Investitionskosten für diese Änderungen werden ermittelt. Als nächstes müssen geeignete mittelgroße Wärmesenken in der Umgebung identifiziert werden. Es ist im Einzelfall zu prüfen, ob diese bereits an ein Gas- oder Fernwärmenetz angeschlossen sind. Der Strom- und Wärmebedarf der Wärmesenken ist zu ermitteln. Idealerweise sollte für beide Energieträger eine geordnete Jahresdauerlinie erstellt werden. Die Jahresdauerlinie ermöglicht die Einordnung der Heizlasten nach ihrer Häufigkeit, siehe Arbeitspaket 2.Anhand der Jahresdauerlinie kann abgeschätzt werden, ob genug Wärmebedarf in der Liegenschaft vorhanden ist. Hierbei ist besonders auf eine ausreichende Auslastung in den Sommermonaten zu achten. Abschließend muss geklärt werden, welche Strom- und Wärmepreise die potenziellen Abnehmer bisher zahlen und ob bereits Rahmenverträge für die Strom- und Wärmeversorgung abgeschlossen sind. Falls Rahmenverträge bestehen, ist es vorteilhaft zu eruieren, wann diese auslaufen.

Wenn die analysierten Wärmesenken als geeignet eingestuft sind, werden als nächstes die geographischen Gegebenheiten zwischen der Biogasanlage und den Wärmesenken analysiert. Es muss geprüft werden, ob in diesem Bereich Naturschutzgebiete oder geographische Merkmale existieren, welche den Bau einer Gasleitung erschweren oder gar verhindern könnten. Zusätzlich kann die Akzeptanz gegenüber oberirdischen Gasleitungen in der örtlichen Bevölkerung und Politik ermittelt werden. Der Bau einer oberirdischen Leitung ist kostengünstiger und verbessert somit die Wirtschaftlichkeit des Projekts.

Anhand des Strom- und Wärmebedarfs der Wärmesenken bestimmt sich die Anlagengröße der Mini-KWK-Anlage. Zudem kann eine erste Aussage über die Anlagenanzahl getroffen werden. In diesem Zuge kann unter Anwendung der in Arbeitspaket 2.2 ausgearbeiteten Bewertungsmatrix eine Vorauswahl der Anlagentechnologie zur Mini-KWK-Anlage getroffen werden.

Zum Abschluss der Vorprojektierung wird eine grobe Wirtschaftlichkeitsberechnung für das Projekt durchgeführt. Die Reinvestitionskosten für den Umbau der Biogasanlage sowie die Investitionskosten in das Mikrogasnetz und die Mini-KWK-Anlagen werden dafür möglichst genau abgeschätzt. Weiterhin sind die Jahresvollbenutzungsstunden der BHKW'S sowie der Gestehungspreis des teilaufbereiteten Biogases zu errechnen. Anhand der vorliegenden Daten kann mithilfe der im Projekt erarbeiteten Berechnungsmethode die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit des geplanten Projektes bewertet werden.

Sollte die Umsetzung aufgrund eines Kriteriums oder mehrere Kriterien (z. B. wirtschaftliche Unvorteilhaftigkeit, Naturschutzgebiete verhindern Bau des Mikrogasnetzes, keine adäquaten Wärmesenken) nicht möglich sein, folgt der Projektabbruch.

Geht aus der Machbarkeitsstudie hervor, dass ein Projekt umsetzbar ist, so folgt die Festlegung der Organisationsstruktur für die Umsetzung. Dies beinhaltet u.a. die Bestimmung der durchführenden Partei (z.B. Inhaber der Biogasanlage, Stadtwerke, andere externe Firmen).

Die **Genehmigungsplanung** kann in 3 Bereiche unterteilt werden. Diese wären, die Genehmigung der Biogasanlage, des Mikrogasnetzes und der Mini-KWK-Anlage.

Es ist zu prüfen, ob die Bestandsanlage die Vorlagen der 4. BImSchV einhält. Durch die Umbauten an der Anlage ist davon auszugehen, dass die BGA in die Störfallverordnung nach dem 12. BImSchV eingeordnet werden muss. Für etwaige Änderungen an der Anlage müssen die Vorschriften der *TRAS 120 ⁹*, der *AwSV ¹⁰* und der *DüVO ¹¹* eingehalten werden. Abschließend sind die Antragsformulare gemäß dem BImSchG und Antragsformulare für baurechtliche Genehmigungen der nötigen Zubauten zu erstellen.

Der Erste Schritt der Gasnetzplanung ist die Festlegung eines Trassenverlaufes unter Berücksichtigung von Naturschutzgebieten, Flurplänen, Bebauungsplänen und geographischen Gegebenheiten. Zudem müssen die Vorschriften der Regelwerke *EnWG* ¹², *TRGI 2018* ¹³ und des *DVGW* ¹⁴ etc. eingehalten werden. Aufbauend auf dem Trassenverlauf sind Genehmigungen u.a. für Querungen und Durchörterungen bei den Trägern öffentlicher Belange einzuholen. Abschließend ist die jeweilige Gemeinde über das beabsichtigte Bauvorhaben zu informieren. In diesem Zuge müssen der Gemeinde die Bauvorlagen zur Verfügung gestellt werden.

Für die Mini-KWK-Anlagen müssen Antragsformulare für die Zulassung bei der Bundesanstalt für Ausfuhrkontrolle und für die Anmeldung am örtlichen Stromnetz erstellt werden. Eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz ist erst ab einer Gesamtleitung der verbundenen Mini-KWK-Anlagen von mehr als 1 MW nötig. Zudem müssen die Immissions- und Sicherheitstechnischen Vorgaben der TA-Lärm und der 1. Bundesimmissionsschutzverordnung betrachtet werden.

Im Zuge der **Finanzierungsplanung** wird ein Finanzplan aufgestellt, in welchem detaillierte Angaben über die Kosten des Projektes, das eingebrachte Eigenkapital sowie benötigtes Fremdkapital gemacht werden. Dieser Finanzplan ist ein Grundbaustein, um bspw. bei Kreditinstituten Fremdkapital zu beantragen.

Die **Vertragsgestaltung** beinhaltet den Entwurf von Rahmenverträgen für die Strom- und Wärmeabnahme durch Wärmesenken. Ebenso sollten Wartungsverträge mit dem Hersteller der verwendeten Mini-KWK-Anlage sowie mit den Dienstleistern für den Bau des Mikrogasnetzes geprüft werden.

In der **Ausführungsplanung** wird ein Plansatz erstellt, welcher alle nötigen Informationen zum Umbau der Biogasanlage, der Einrichtung des Mikrogasnetzes und der Installation der Mini-KWK-Anlagen enthält.

⁹ Technische Regel für Anlagensicherheit – Sicherheitstechnische Anforderungen an Biogasanlagen

 $^{^{10}}$ Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen

¹¹ Verordnung über die Anwendung von Düngemitteln, Bodenhilfsstoffen, Kultursubstraten und Pflanzenhilfsmitteln nach den Grundsätzen der guten fachlichen Praxis beim Düngen

¹² Energiewirtschaftsgesetz

¹³ Technische Regel für Gasinstallationen

¹⁴ Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches

Sobald alle zuvor erwähnten Planungsschritte abgeschlossen sind, können die Verträge unterzeichnet und mit dem Umbau der Biogasanlage sowie der Installation der Mini-KWK-Anlagen begonnen werden.

Arbeitspaket 11.2 Kriterienkatalog zur Bestimmung geeigneter BGA

Referenzstandorte

Für die Bewertung von Regionen bzw. Standorten rund um eine oder mehrere Biogasanlagen in Hinblick auf eine Umsetzung des MiniGas-Konzepts kann auf die Ergebnisse des im Projekt erarbeiteten Kriterienkataloges zurückgegriffen werden. Der Katalog enthält folgende Kriterien:

- Kein lokaler Erdgasanschluss/Netz
 - Erdgas als Brennstoff ist im Direktvergleich zu Biogas kostengünstiger und stellt somit eine Konkurrenz zum Projektkonzept dar. Standorte, welche sich in den Lücken des Erdgasnetzes befinden haben eine erhöhte Chance der Projektumsetzung.
- Ganzjährige Gasabnahme im Verbrauchspool
 - Eine Biogasanlage mit einer jährlichen Laufzeit von durchschnittlich 7.800 h/a braucht dauerhafte Abnehmer für das erzeugte Biogas. Mögliche Abnehmer, mit ganzjährigem Wärmebedarf, in einem Umkreis von 5 Kilometern sind ein großer Faktor in der Machbarkeit des Projektes.

Kein Fernwärmeanschluss

- Fernwärmeanschlüsse sind meist mit einem Rahmenvertrag abgesichert, was dazu führt, dass eine Abnahme der Fernwärme bindend wird. Das Nichtvorhandensein eines Fernwärmenetzes erhöht die Chancen einer erfolgreichen Projektumsetzung.
- KWK-Anlagen Ausbauziele/Biomasse im Klimaschutzplan
 - Setzt die lokale Politik Klimaschutzpläne um, so ergeben sich Vorteile für das Projekt durch erhöhte Förderungschancen und erleichterte Genehmigungsverfahren. Förderprogramme können Risiken für die Investition in eine Mini-KWK-Anlage minimieren.

Topografie und Naturschutzgebiete

Landschaftliche Gegebenheiten und Naturschutzgebiete k\u00f6nnen den Aufbau eines lokalen Verteilsystems f\u00fcr Biogas erschweren oder ganz verhindern. Es w\u00e4re optimal, wenn in der Umgebung der BGA kein Naturschutzgebiet vorhanden ist. Sollten Naturschutzgebiete zwischen der BGA und den Biogas-Abnehmern vorhanden sein, sind alternative Trassenf\u00fchrungen zu pr\u00fcfen.

Lokale Energieversorgungsstabilität

 Durch den Ausstieg aus nuklearer und kohlebasierender Stromerzeugung muss ein immer größerer Teil der Grundlast durch andere Energieformen abgedeckt werden. In Gebieten, in denen diese Kraftwerke wegfallen, kann dies zu lokalen Netzinstabilitäten führen. Für die lokale Politik und Bewohner wäre unter diesem Aspekt eine dezentrale Energieversorgung mit Strom und Wärme auch von steigendem Interesse.

2.1.4 Ausführliche Beschreibung der Arbeitsergebnisse zum Teilprojekt der Alensys Engineering GmbH

Arbeitspaket 3.1 Untersuchung des Biogasanlagentyps

Festlegung der Rahmenparameter des zu untersuchenden Biogasanlagentyps

Gemäß durchgeführter Regionalanalyse im Betrachtungszeitraum 2000 bis 2004 aus *Arbeitspaket 5 Identifikation und Beschreibung Zielakteure*, konnte eine mittlere installierte Anlagengröße für die untersuchten Gemeinden von deutlich > 200 kW elektrisch ermittelt werden. Eine Auflistung der untersuchten Gemeinden, mit Angabe der installierten Leistungen sind in Anlage F.3 hinterlegt.

Auf Basis dieses Ergebnisses wurde für die weiteren Untersuchungen durch die Projektpartner eine Anlagengröße festgelegt, die mindestens 400 kW installierter elektrische Leistung besitzt. Als Standardgröße für die zu untersuchende Biogasanlage wurde sich weiterhin mit den Projektpartnern auf eine typische Biogasanlagengröße von 500 kW installierter elektrischer Leistung (500 kWel) verständigt. Ursprünglich geplante Betrachtungen von Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von 150 kWel und 200 kWel wurden hingegen als nicht zielführend für eine weitere Betrachtung bewertet und wurden nicht weiterverfolgt. Der Anteil dieser Biogasanlagen, bezogen auf die Gesamtfläche Deutschlands, ist zu gering und stellt keinen Multiplikator für weitere Betrachtungen dar. Gleichfalls wird davon ausgegangen, dass ein entsprechend vorausgesetzter technischer Standard erst ab dieser Anlagengröße als gegeben anzusetzen ist.

Biogasanlagen der Größenordnung 500 kWel sind vorwiegend Biogas-Anlagen, die nachwachsende Rohstoffe, oft in Ergänzung biogener Rest- und Abfallstoffe, verwenden. Abfallanlagen in dieser Größenordnung sind einfach zu klein und in der Regel dann nicht wirtschaftlich. Für die weiteren Untersuchungen werden Biogasanlagen betrachtet, die als ein- oder zweistufige Nassfermentationsverfahren im mesophilen Temperaturbereich zw. 35 – 45 °C betrieben werden und welche einen festgelegten Inputmix, wie in Tabelle 15 beschrieben, verwenden.

Für die Standard-Biogasanlage (BGA 500) mit 500 kWel, beträgt die Feuerungswärmeleistung für die weiteren Berechnungen ca. 1.250 kW. Dies ergibt sich aus dem angenommenen durchschnittlichen elektrischen Wirkungsgrad von 40,0 % für Standard-BHKW-Module der Größe von 500 kWel. Mit dem für das MiniGas-Konzept ermittelten durchschnittlichen elektrischen Wirkungsgrad für die 50 kWel Mini-BHKW-Module von 34,5 % können somit nur ca. 430kWel erzeugt werden, bzw. maximal 9 Satelliten Mini-BHKW á 50kWel betrieben werden, welche über das Biogasverteilnetz erschlossen werden sollen.

Tabelle 14: Festlegung der Feuerungswärmeleistung für Standardauslegung BGA 500

Standard - Biogasanlage	Elektrischer Wirkungs- grad BHKW- Modul 500kW _{el} .	resultierende Feue- rungswärmeleistung für Auslegung	Elektrischer Wirkungs- grad Mini- BHKW ge- mäß AP2	nutzbare elektrische Leistung Mi- niGas- Kon- zept	Anzahl de- zentrale Module Mi- niGas-Kon- zept
500 kWel	40 %	1.250 kWel	34,5 %	431 kWel	9 Stück

Es wurde die Festlegung getroffen, eine mesophile Nassfermentation mit einer zu betrachtenden Größe von 500 kWel bzw. 1.250 kW Feuerungswärmeleistung heranzuziehen und als Standard-Biogasanlage, BGA 500, zu definieren.

Festlegung Inputmix Biogasanlage

Die zu betrachtenden Anlagen für das MiniGas-Konzept betreffen den Errichtungszeitraum der Jahre 2000 bis 2004. Als Anlageninput in diesem Zeitraum errichteter Biogasanalagen dominieren NaWaRo mit und ohne biogene Rest- und Abfallstoffe. Abfallanlagen in der Größenordnung 500kWel sind für einen wirtschaftlichen Betrieb in der Regel zu klein. Als Input der Wahl, für die Festlegung eines Standardinputmix, wurde sich daher mit den Projektpartnern auf einen Inputmix, wie in Tabelle 15 abgebildet, aus nachwachsenden Rohstoffen und Wirtschaftsdüngern verständigt.

Tabelle 15: Regelinputmix für die Betrachtung BGA 500

500 kW	Biogas		Biogas	Heizwert		Feue- rungs- wärme- leistung	ge- wählte Input- menge	Massen- anteil am Gesamt- input
	[Nm³/a]		[Nm³/h]	[kWh/Nm ³]		[kW]	[t]	[%]
74.400 t Rindergülle	ca.	1.825.280	208,37	ca.	6,00	1.250,19	1.500	11
9.690 t Maissilage	ca.	2.094.251	239,07	ca.	5,23	1.250,33	4.350	33
13.480 t Grassilage	ca.	2.065.918	235,84	ca.	5,30	1.250,12	800	6
11.550 t Roggen GPS	ca.	2.094.658	239,12	ca.	5,23	1.250,58	1.800	14
14.200 t Sudangras	ca.	1.956.725	223,37	ca.	5,60	1.250,87	2.500	19
15.110 t Silphie	ca.	1.888.629	215,60	ca.	5,80	1.250,46	2.100	16

Bei der Festlegung des Regelinputs wurde auf eine allgemeine, breite Akzeptanz der Biogaserzeugung Wert gelegt, was insbesondere die Thematik "Vermaisung" und Monokulturen anbelangt. Weiterhin wurde bei der Wahl des Inputmix eine praxisgerechte Bewirtschaftung durch Landwirte und Biogasanlagenbetreiber berücksichtigt. Das heißt, Übereinstimmung von

Erntezeitpunkten verschiedener Substrate und Einlagerungsmöglichkeiten durch die praxiserprobte Technik der Einsilierung sowie das Vorhandensein entsprechender Ernte- und Saattechnik. Eine zu große Diversifizierung des Inputs (Anzahl der eingesetzten Substrate) stellte sich nicht als praxistauglich dar, da nicht alle Inputstoffe über ein und dieselbe Art der Eintragstechnik in den Prozess eingebracht werden können. Die gewählten Inputstoffe integrieren sich gut in einer praxistauglichen Fruchtfolge, welche die maisbetonte Fruchtfolge auflockert, Ertragsrisiken minimiert und die Bodenfruchtbarkeit erhält.

Es erfolgte eine Berücksichtigung des §39h EEG, d.h. allgemeine Begrenzung des Maisanteils und Getreidekorns auf max. 44 % des Gesamtinputs ab dem Jahre 2021. Mais wurde aufgrund hoher Ertrags- und Gasausbeuten jedoch weiterhin als Kultur der Wahl für den Einsatz in Biogasanlagen gewählt. Alternativ zu Mais erfolgte eine Berücksichtigung der Dauerkultur durchwachsene Silphie mit Biogasertragsraten von 10 bis 15 % unterhalb des Mais, aber höherem Flächenertrag je Hektar, wodurch von einer Gleichwertigkeit in der Betrachtung ausgegangen werden kann.

Ebenfalls fand eine Berücksichtigung von Blühstreifen aus Silphie um Maisfelder herum, zur Minimierung des subjektiven Eindruckes des dauerhaften Maisanbaus und Erhöhung der Akzeptanz für den Energiepflanzenanbau, statt.

Ein Einsatz von Stroh wurde nicht weiterverfolgt, da Kosten und Nutzen in der landwirtschaftlichen Praxis für den Einsatz in Biogasanlagen negativ zu bewerten sind. Hauptsächlich begründet wird dies mit dem zusätzlichen Aufwand an Logistik für die Ernte, der erforderlichen Zwischenlagerung des Strohs (Einsilierung bisher nur in vereinzelten Versuchen), des erforderlichen Aufschlusses des Strohs für die energetische Nutzung in Biogasanlagen sowie erhöhter verfahrenstechnischer Betreuung der Biogasanlagen aufgrund von deutlichem TS-Anstieg in Fermentern etc.

Ein Einsatz von Grünroggen wurde ebenfalls nicht weiterverfolgt, da dieser in der landwirtschaftlichen Praxis nicht die bevorzugte Wahl darstellt. Gründe hierfür sind u.a. der niedrige TS-Gehalt direkt nach der Ernte (ca. 18 bis 20 %), sodass keine unmittelbare Einsilierung und somit Lagerung erfolgen kann. Dass für die Einsilierung erforderliche Anwelken des Grünschnittes erfordert wieder zusätzlichen Aufwand. Bevorzugt wird hier der Winterroggen als Roggen GPS. Dieser wird zu einem etwas späteren Zeitpunkt als Grünroggen geerntet und kann direkt einsiliert werden. Der Erntetermin Anfang Juni erlaubt noch die Aussaat einer 2. späten Frucht z.B. Mais oder Sudangras.

Grassilage stellt eine natürliche Ergänzung in fast jedem landwirtschaftlichen Betrieb dar und wurde daher in einer untergeordneten Menge im Inputmix berücksichtigt.

Tabelle 16: Mögliche Fruchtfolge Standardinput

Mögliche Frucht- folge	1. J	. Jahr 2. Jahr 3. Jahr				4. J	ahr	
	1. Frucht	2. Frucht	1. Frucht	2. Frucht	1. Frucht	2. Frucht	1. Frucht	2. Frucht
	Mais 240/26 0 (20.04. – 01.10.)	Winter- roggen (1.10. - 30.10. Aus- saat)	Winter- roggen GPS (ab 01.06. Ernte)	Mais 160 (Juni – Okto- ber)	Sudan- gras (Mai – Okto- ber)	Winter-roggen (01.10. - 30.10. Aus-saat)	Winter- roggen GPS (ab 01.06. Ernte)	Mais 160 (Juni – Okto- ber)
100 Hektar	3.000 t		2.000 t	2.200 t	2.600 t		2.000 t	2.200 t
	Sudan- gras (Mai – Okto- ber)	Winter- roggen (1.10. - 30.10. Aus- saat)	Winter- roggen GPS (ab 01.06. Ernte)	Mais 160 (Juni – Okto- ber)		Mais 240/260 (20.04. – 01.10.)		ras (Mai ober)
140 Hektar	3.640 t		2.800 t	3.080 t	4.2	00 t	3.6	40 t
	Silphie		Silphie		Silphie		Silphie	
70 Hektar			2.200 t		2.200 t		2.200 t	
	Gras		Gras		Gras		Gras	
50 Hektar	800 t		800 t		800 t		800 t	

Aufgrund der für den biologischen Gärprozess vorteilhaften Zugabe von flüssigen Wirtschaftsdüngern, wurde für die Festlegung des Inputmix eine allgemein verfügbare Menge von ca. 10 % am Gesamtmasseinput angenommen.

Anlagenauslegung für Standardinputmix

Die wesentlichen Kenndaten der aus der technischen Auslegung für eine Standard-Biogasanlage mit 500 kWel und dem gewählten Standardinputmix sind mit den betrachteten Anlagenkennzahlen von Biogasanlagen im Größenbereich 500 kWel aus dem Biogasmessprogramm 2 vergleichbar, siehe Tabelle 17. [12]

Eine detaillierte Auflistung der Kenndaten der Standard-Biogasanlage mit 500 kWel kann in Anlage F.4 eingesehen werden.

MiniGas (FKZ 03KB131A; B; C)	Energetischen Biomassenutzung
Förderschwerpunkt: 6 - Studien und Konzepte	eine Initiative des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)
für die Energieerzeugung aus Biomasse	Schlussbericht vom 01.04.2021

Tabelle 17: Übersicht der Kenndaten von Biogasanlagen der Leistungsklasse 500kW aus dem Biogasmessbericht 2 (FNR) [12]

untersuchte BGA der LK 500 kW	Installierte elektrische Leistung	Substratein- satz	Reaktorvolu- men gesamt (brutto)	Verweilzeit (bezogen auf brutto Reaktorvolumen ohne Rezirkulat)	Raumbelas- tung (bezogen auf brutto Reak- torvolumen)	Gasspei- cherzeit	Zusätzliche zum Fermenter vorh. Gasspei- cherkapazität	Gärrest- lagerka- pazität	Anteil an flüssigen Wirt- schafts- dünger
BGA 01	526 kW	23.000,0 t/a	3.180 m³	43 d	3,6 kg oTS/m ³ *d	2,9 h	nein	14.400 m ³	56,7 % FM
BGA 02	525 kW	25.000,0 t/a	3.598 m³	47 d	2,4 kg oTS/m3*d	k.A.	nein	k.A.	k.A.
BGA 06	500 kW	12.800,0 t/a	2.120 m³	54 d	3,4 kg oTS/m ³ *d	k.A.	nein	k.A.	k.A.
BGA 09	520 kW	15.900,0 t/a	3.260 m ³	69 d	2,5 kg oTS/m3*d	k.A.	nein	k.A.	k.A.
BGA 10	505 kW	29.700,0 t/a	4.819 m³	45 d	2,5 kg oTS/m3*d	k.A.	nein	k.A.	k.A.
BGA 12	530 kW	36.100,0 t/a	3.413 m³	29 d	4,3 kg oTS/m ³ *d	k.A.	sep. Gasspeicher	k.A.	k.A.
BGA 14	499 kW	26.100,0 t/a	4.612 m³	53 d	2,4 kg oTS/m ³ *d	k.A.	nein	k.A.	k.A.
BGA 15	535 kW	10.400,0 t/a	3.800 m ³	123 d	2,2 kg oTS/m ³ *d	5,2 h	Gärrest-lager	2.078 m ³	5,1 % FM
BGA 17	526 kW	10.000,0 t/a	6.280 m ³	217 d	1,2 kg oTS/m3*d	k.A.	sep. Gasspeicher	k.A	k.A.
BGA 20	500 kW	8.400,0 t/a	3.000 m ³	146 d	2,2 kg oTS/m3*d	1,3 h	Nachgärbehälter	4.950 m ³	3,4 % FM
BGA 22	526 kW	12.900,0 t/a	2.945 m ³	80 d	3,1 kg oTS/m ³ *d	k.A.	nein	k.A.	k.A.
BGA 23	495 kW	7.500,0 t/a	2.449 m³	115 d	2,1 kg oTS/m ³ *d	k.A.	nein	k.A.	k.A.
BGA 25	495 kW	11.300,0 t/a	2.650 m ³	99 d	3,4 kg oTS/m ³ *d	k.A.	nein	k.A.	k.A.
BGA 34	500 kW	13.900,0 t/a	2.700 m ³	64 d	2,6 kg oTS/m ³ *d	k.A.	nein	k.A.	k.A.
BGA 43	530 kW	14.600,0 t/a	2.658 m ³	60 d	3,2 kg oTS/m ³ *d	4 h	Gärrest-lager	4600 m³	35,6 % FM
BGA 44	500 kW	12.800,0 t/a	6.400 m ³	165 d	1,1 kg oTS/m³*d	k.A.	sep. Gasspeicher	k.A.	k.A.
Standard BGA 500 kW	500 kW	12.550,0 t/a	3.100 m³	61 d	3,2 kg oTS/m³*d	bis zu 3,8h		6.984 m³	11,0 % FM

MiniGas (FKZ 03KB131A; B; C)

Förderschwerpunkt: 6 - Studien und Konzepte für die Energieerzeugung aus Biomasse

Energetischen Biomassenutzung

eine Initiative des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Schlussbericht vom 01.04.2021

Hierbei sind in der Mehrzahl der betrachteten Fälle zweistufige mesophile Nassfermentationsverfahren mit einem Brutto-Fermentvolumen von ca. 3.000 m³ sowie Raumbelastungen (bezogen auf das Bruttovolumen und ohne Berücksichtigung von Rezirkulatmengen) zwischen 3,0 und 3,5 kg oTS/m³*d realisiert worden.

Angaben zu der durchschnittlichen Gärrestlagerkapazität der betrachteten Biogasanlagen im Biogasmessprogramm 2 sind nicht durchgehend bzw. ausreichend dokumentiert. Für die Auslegung der Standardanlage mit einem Errichtungsdatum im Zeitraum 2000 bis 2004 wird daher von einer durchschnittlich vorhandenen Lagerkapazität von mind. 120 Tagen ausgegangen, was für den zu untersuchenden Anlagentyp in Abhängigkeit vom eingesetzten Substratmix ca. 4.000 - 4.500 m³ Gärrestvolumen ausmacht. Um die Erfordernis von zukünftig bis zu 270 Tagen Gärrestlagerkapazität erfüllen zu können, wurde für die Standard-Biogasanlage ein zusätzliches erforderliches Gärrestlagervolumen von durchschnittlich ca. 2.500 m³ ermittelt.

Arbeitspaket 3.2 Erstellung von Kostenprofilen für eine Referenzanlage je Leistungskategorie In Absprache mit den Projektpartnern wurde ein typischer Inputmix für eine 500kW_{el}. Biogasanlage mit Bezugsjahr 2004 festgelegt und daraufhin eine Anlagenauslegung durchgeführt, welche als Basis (vorhandene Behältergrößen, Hydraulik der Inputstoffe und darauf abgestimmte Anlagentechnik) für die folgenden weiteren Betrachtungen einer dann im Jahr 2024 zu betreibenden Anlage mit Ausrichtung auf ein MiniGas-Konzept dient.

Auf Basis dieser Standardanlage wurden Investitionskosten für Anlagentypen mit unterschiedlichem Qualitätsstandard (einfacher Standard, mittlerer technischer Standard und industrieller Standard), aus Investitionskostenberechnungen der *Alensys Engineering GmbH*, aus durchgeführten Projekten bestimmt.

- Einfacher Standard: einfachster technischer Standard, hauptsächlich Verwendung preisgünstiger Anlagenkomponenten, geringer Automatisierungs- und Überwachungsgrad
- Mittlerer technischer Standard: Verwendung von Anlagenkomponenten mit gutem Preis/Leistungsverhältnis, guter Automatisierungsgrad
- Industrieller Standard: hoher Automatisierungs- und Überwachungsgrad, Verwendung hochwertiger Komponenten, Übererfüllung technisch gültiger Standards

Die ermittelten Investitionskosten wurden im Weiteren dazu herangezogen, den erforderlichen Reinvestitionskostenbedarf nach einer Nutzungsdauer von 20 Jahren für einen Weiterbetrieb in einem möglichen MiniGas-Konzept abzuleiten, sowie die erforderlichen Neuinvestitionen im Rahmen des MiniGas-Konzeptes.

Es ergaben sich unterschiedliche Reinvestitionskosten aufgrund eines variierenden Technikund Ausrüstungsstandes und einem damit einhergehenden Reparaturbedarf in Verbindung mit der Sicherstellung der aktuellen Gesetzeslage.

Für die Erstellung der Kostenprofile mussten Qualitätsstandards, relevante Reinvestitionskosten und genehmigungsrechtliche Anforderungen im Vorfeld festgelegt werden.

Zu den Qualitätsstandards zählen:

gasdichte Behälterabdeckungen,

- eine externe Entschwefelung mittels Aktivkohle und ggf. in Kombination mit einer Eisensalzdosierung (eine Lufteindüsung zur Entschwefelung sollen aus erhöhten prozessund sicherheitstechnischen Risiken nicht in Betracht gezogen werden),
- die Isolation der ersten und zweiten Fermentationsstufe und
- die Wärmebereitstellung für den Eigenwärmebedarf auf der Biogasanlage (BGA) mittels BHKW oder Biogasbrenner und zugehörigem Wärmespeicher.

Zu den relevanten Reinvestitionskosten gehören:

- die Sanierung der Siloanlage,
- die Sanierung der Fermentationsbehälter und Gärrestbehälter (entleeren, säubern sowie Sanierung der Wandflächen, Beschichtung, etc.),
- die Überprüfung der Behälterisolation und die Nachisolierung der 2. Verfahrensstufe (um den für den Standardinputmix prozesstechnisch notwendigen Rezirkulatrücklauf vorgewärmt rückführen zu können),
- ein zusätzliches Gärrestlager zur Erfüllung der Mindestlagerkapazität von 270 Tagen, sowie eine gasdichte Abdeckung und der Rohrleitungsbau zur Integration in die vorhandene Biogasanlage,
- ein angepasstes Entschwefelungskonzept mittels Aktivkohle und ggf. Eisensalzdosierung,
- die Wärmebereitstellung für die benötigte Prozesswärme,
- die Ertüchtigung der Rührwerke und Pumpen,
- die Ertüchtigung der Eintragstechnik,
- die Ertüchtigung der Messtechnik sowie der sicherheitstechnischen Einrichtungen,
- ggf. eine Separation für die Sicherstellung einer ausreichenden Fugatrückführung,
- eine Umwallung und
- die gesetzlichen Anforderungen aus der Überschreitung der Störfallgrenze.

Die im Vergleich dazu geringen genehmigungsrechtlichen Anforderungen beinhalten:

- die Beachtung der Gärrestlagerkapazität von 9 Monaten (270 Tage),
- die erforderliche gasdichte Abdeckung aller Substratbehälter,
- die Überschreitung der Störfallmengengrenze von 10.000 kg Biogas (bezogen auf die gesamte BGA) und
- die Anforderungen an eine ggf. erforderliche Nachrüstung einer Umwallung der Biogasanlage.

Für die Standard-Biogasanlage und für die besuchte Biogasanlage wurde anhand der übermittelten Datengrundlage und des allgemeinen vorgefundenen Zustandes der Anlage eine Reinvestition der bestehenden Anlagenteile nach 20 Jahren Betrieb auf Grundlage der für die Standard BGA getroffenen Reinvestitionsquoten abgeschätzt.

MiniGas (FKZ 03KB131A; B; C)	Energetischen Biomassenutzung
Förderschwerpunkt: 6 - Studien und Konzepte	eine Initiative des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)
für die Energieerzeugung aus Biomasse	Schlussbericht vom 01 04 2021

Tabelle 18: Übersicht Investitionskosten und Reinvestitionskostenabschätzung Standard BGA sowie Praxis-BGA 500kW elektrische Leistung

Biog	asanlage 500kW 250Nm³	BGA industrieller Standard (Projekte KA, RA, W Alensys)	Praxis BGA	Reinvestquote (Schätzung) Standard BGA industrieller Standard nach 20 Jahren	Reinvestitionsbedarf Standard BGA industriel- ler Standard	Instandsetzung in % gemäß VDI 2067	Instandsetzungskosten gemäß VDI 2067	Reinvestquote Praxis BGA Reinvestquote	Reinvestitionsbedarf Praxis BGA	Instandsetzung in % gemäß VDI 2067	Instandsetzungskosten gemäß VDI 2067
0	Baunebenkosten										
0	Planungsleistungen										
1	Silofläche	177.962,30 €		-	-	-	-			-	
2	Annahmebereich (Feststoffeintrag, Pumpstation)	167.528,79 €		15,0 %	25.129,32 €	3,0 %	753,88 €			3,0 %	
3	Ausgleichsbehälter, Abde- ckung, RW	52.442,79 €		10,0 %	5.244,28 €	1,5 %	78,66 €			1,5 %	
4	Substratwärmetauscher	26.568,00 €	2.376.500,00 €		8.000,00€	0,5 %	40,00 €	11%	270.288,16 €	0,5 %	5.981,59 €
5	Fermenter (1 Stück)	428.087,87 €		10,0 %	42.808,79 €	0,5 %	214,04 €			0,5 %	
6	kombinierter Nachgär- und Gasspeicherbehälter	249.112,67 €		10,0 %	24.911,27 €	0,5 %	124,56 €			0,5 %	
7	Endsubstratlager	193.163,01 €		10,0 %	19.316,30 €	0,5 %	96,58 €			0,5 %	

8	Biofilter (Abluftleitungen, Stützen)	53.444,95 €		-	- €	0,5 %	- €		0,5 %	
9	Entschwefelung (Luftein- düsung, extern biologisch)	53.635,00 €		0 %	- €	1,5 %	- €		1,5 %	
10	BHKW, Gasdruckregelanlage, Gasrohrleitung	325.682,00 €		0 %	- €	6,0 %	- €		6,0 %	
11	Fackelanlage	29.328,00 €		5,0 %	1.466,40 €	1,5 %	22,00 €		1,5 %	
12	Blocktrafostation, Netzan- schluss	78.325,84 €		0 %	- €		- €		-	
13	Außenanlagen, Beleuchtung, Wege	135.050,50 €		5,0 %	6.752,53 €	0,1 %	6,75 €		0,1 %	
14	Fahrzeugwaage	35.022,00 €		10,0 %	3.502,20 €	0,5 %	17,51 €		0,5 %	
15	Prozesswasser- und Sickerwas- serschächte	20.154,00 €		50,0 %	10.077,00 €	1,5 %	151,16 €		1,5 %	
16	Kondensatschacht mit Ausrüstung	15.905,00 €		30,0 %	4.771,50 €	0,5 %	23,86 €		0,5 %	
17	kombinierte Pumpen Wärme- technik Container	132.594,39 €		15,0 %	19.889,16 €	2,0 %	397,78 €		2,0 %	
18	Gastechnikcontainer/ Gaskühlung	58.627,71 €		10,0 %	5.862,77 €	2,0 %	117,26 €		2,0 %	
19	Rohrleitungsbau				5.000,00 €	2,0 %	100,00 €		2,0 %	
20	EMSR Technik Bediencontainer	245.440,69 €		10,0 %	24.544,07 €	2,0 %	490,88 €		2,0 %	
21	Sonstiges, Radlader	51.550,00 €		100 %	51.550,00 €	6,0 %	3.093,00 €			
22	Blitzschutz			0 %			- €			
23	Separation	193.163,01 €					- €			
24	Wärmespeicher	28.997,10 €					- €			
25	zusätzliches Endlager Baujahr 2020 6.700 m³		500.000,00€				- €	80.000,00 €	0,5 %	400,00 €

	Investkosten BGA Typ 500 kW	2.751.785,61€	2.376.500,00 €	Invest Ertüchti- gung	258.826 €		5.728€	Invest Ertüchti- gung	350.288 €		6.382€
Neu	Planungsleistungen, Genehmigungen, Gutachten				100.000,00 €		- €		65.000,00 €		- €
Neu	zusätzliches Endlager ca. 2.500m³				300.000,00 €	0,5 %	1.500,00 €	vor- handen	- €	0,5 %	1.500,00 €
Neu	gasdichte Abdeckung Endsub- stratlager, Beschichtung Gaswechselzone				100.000,00 €	1,0 %	1.000,00 €		120.000,00 €	1,0 %	1.000,00 €
Neu	Aktivkohlefilter				55.000,00 €	0,5 %	275,00 €		55.000,00 €	0,5 %	275,00 €
Neu	Gastechnik (Gaskühler, Biogas- messtechnik)				52.000,00 €	2,0 %	1.040,00 €	Gas- kühler vorhan- den	- €	2,0 %	1.040,00 €
Neu	Adsorptionstrocknung				38.000,00 €	2,0 %	760,00 €		38.000,00 €	2,0 %	760,00 €
Neu	Druckerhöhung				25.000,00 €	1,5 %	375,00 €		25.000,00 €	1,5 %	375,00 €
Neu	Schwachlastbrenner				60.000,00 €	2,0 %	1.200,00 €		60.000,00 €	2,0 %	1.200,00€
Neu	Wärmespeicher				36.500,00 €	1,0 %	365,00 €		36.500,00 €	1,0 %	365,00 €
Neu	Separation bei angepasstem Inputmix				- €	3,0 %	- €	nicht berück- sichtigt	- €	3,0 %	- €
Neu	Eintragssystem für variablen Inputmix				50.000,00 €			nicht berück- sichtigt			
Neu	Veränderter Inputmix, Vergrößerung Siloplatte				- €	1,0 %	- €	nicht berück- sichtigt	- €	1,0 %	- €
Neu	EMSR Einbindung				100.000,00 €	2,0 %	2.000,00 €		50.000,00 €	2,0 %	2.000,00€
Neu	Blitzschutz				- €	0,0 %	- €		- €	0,0 %	- €

Neu	Umwallung (30€/m³)	20.000,00 €	1,0%	200,00 €	20.000,00 €	1,0%	200,00 €
Neu	Anforderungen aus Überschreitung der Störfallgrenze	50.000,00 €	1,0%	500,00 €	50.000,00 €	1,0%	500,00 €
Neu	Anforderungen aus TRAS, AwSV	20.000,00 €	1,0%	200,00 €	20.000,00 €	1,0%	200,00 €
Neu	BHKW Verkauf (Annahme BHKW wurde nach 15 Jahren generalüberholt)	<i>minus</i> 50.000,00 €		- €	<i>minus</i> 50.000,00 €		
	Investkosten Neubau MiniGas	956.500,00 €		9.415,00 €	489.500,00 €		9.415,00 €
	Gesamtinvestitionskosten Nachnutzungskonzept Mi- niGas	1.215.326,57 €		15.142,92 €	839.788,16 €		15.796,59 €

MiniGas (FKZ 03KB131A; B; C)

Förderschwerpunkt: 6 - Studien und Konzepte für die Energieerzeugung aus Biomasse

Energetischen Biomassenutzung

eine Initiative des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Schlussbericht vom 01.04.2021

Für die definierte Standard-Biogasanlage wurde das Kostenprofil weiter angepasst. Es wurden weitere Kosten ermittelt und berücksichtigt. Beispielsweise für Anforderungen die sich aus der Betrachtung nach Störfallverordnung (StörfallVO), Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV), Umwallung nach AwSV und Verordnung über die Anwendung von Düngemitteln, Bodenhilfsstoffen, Kultursubstraten und Pflanzenhilfsmitteln nach den Grundsätzen der guten fachlichen Praxis beim Düngen (DüVO) ergeben.

Aus den Berechnungen zu den nutzbaren Energiemengen für das MiniGas-Konzept für die Standard-Biogasanlage und die Datenauswertung des Betriebstagebuches des Jahres 2019 der besuchten Praxis-Biogasanlage, sowie den ermittelten bzw. für die Praxis-Biogasanlage übergebenen Betriebskosten, wurden die Kostengruppen (kapitalgebundene, verbrauchsgebundene, betriebsgebundene und sonstige Kosten) für die Kostenberechnung nach VDI 2067 bestimmt.

Gemäß VDI 2067 wurde die Annuitätenmethode angewandt, unter Berücksichtigung einer allgemeinen Teuerungsrate von 2,0 % und einem Kalkulationszins von 4,0 %.

Als erstes Ergebnis konnte dabei ein Biogasgestehungspreis von 8,15 €ct/kWh (Hi) für eine entsprechend dem untersuchten Nachnutzungskonzept ertüchtigte Standard-Biogasanlage der 500kWel.-Klasse ermittelt werden. Die genaue Berechnung kann in Anlage F.5 in Tabelle 39 eingesehen werden.

Begleitend zu den theoretischen Betrachtungen, konnte über die Veröffentlichung eines Presseartikels, sowie im Rahmen eines Vortrages ein interessierter Biogasanlagenbetreiber zur Aufnahme und Auswertung seiner spezifischen Anlagenkenndaten gewonnen werden. Nach Kontaktaufnahme erfolgte ein Besuch der Biogasanlage mit Begutachtung der vorhandenen Anlagentechnik sowie Datenaufnahme der wichtigsten spezifischen Anlagenparameter.

Bei der besuchten Biogasanlage handelte es sich um eine klassische 500 kWel. Anlage zur Vergärung von Gülle und nachwachsenden Rohstoffen. Als Inputstoffe werden Maissilage (ca. 7.000 t/a), Rindergülle (ca. 4.800 t/a) und Schweinegülle (ca. 600 t/a) eingesetzt.

Die Biogasanlage wurde von der MT Energie GmbH im Jahr 2010/2011 errichtet und besteht aus einem Fermenter- und einem Nachgärbehälter mit je 2.100 m³ Faulraumvolumen, einem Endsubstratlager mit ca. 5.150 m³ Lagervolumen sowie einem weiteren, im Jahr 2019 errichteten Endsubstratlager, mit 6.900 m³ Lagervolumen.

Alle Behälter sind mit Doppelmembrangasspeichern gasdicht abgedeckt. Die Erwärmung des Substrates erfolgt über innenliegende Heizleitungen im Fermenter und im Nachgärer. Der Feststoffeintrag erfolgt mittels eines Schubbodens und eines Schneckeneintragssystems, wobei am Schneckenkopf der Stopfschnecke Fermenterflüssigkeit mit einer Pumpe beigemischt wird, um den Stoffeintrag zu verbessern.

Zwei mit RME (Raps-Methyl-Ester) stützgefeuerte Zündstrahlmotoren, mit einer elektrischen Leistung von je 265 kWel, verstromen das entstehende Biogas direkt vor Ort. Ein drittes Modul, gleicher Baureihe, wird über eine Roh-Biogasversorgungsleitung als Satelliten BHKW an einem ca. 1km entfernten Hof mit Schweinemastanlage betrieben.

Als Ergebnis für die untersuchte Praxis-Biogasanlage konnte dabei ein Biogasgestehungspreis von 6,96 €ct/kWh (Hi) für eine entsprechend dem untersuchten Nachnutzungskonzept ertüchtigte Biogasanlage gemäß den übermittelten Daten aus dem realen Betrieb einer Praxisanlage für das Jahr 2019 ermittelt werden. Die genaue Berechnung für die Praxis-Biogasanlage ist in Anhang F.6 hinterlegt.

Die aufgenommenen Daten und Kennwerte der Biogasanlage bestätigen die bereits theoretisch gemachten Erkenntnisse bei der Festlegung der Rahmenparameter für eine allgemein gültige Standard-Biogasanlage BGA 500, die für die bisherigen Betrachtungen herangezogen wurden.

Weitere Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen sind nach abschließender Diskussion der getroffenen Annahmen und Methodik durchzuführen. Hierfür sollen weitere mögliche Rückläufer von interessierten Praxis-Biogasanlagen ausgewertet werden, welche sich entsprechend auf Veröffentlichungen melden werden und sich durch Befragungen der Projektpartner qualifizieren.

<u>Durchleitungspreis Mikrogasnetz</u>

Der Durchleitungspreis in einem nachgeschalteten Mikrogasnetzt wurde, wie in Tabelle 19 ersichtlich, mit ca. 0,92 € ct/kWh (Hi) für ein Leitungsnetz von ca. 5 km Länge bestimmt.

Tabelle 19: Berechnung Biogas-Durchleitungspreis

Biogas-Durchleitungspreis						
Kapitalgebundene Kosten Mikrogasnetz		500.000,00€				
Instandhaltungskosten	1,5 %	7.500,00 €				
Verbrauchsgebundene Kosten Mikrogasnetz		- €				
Betriebsgebundene Kosten	5,0 %	25.000,00 €				
Sonstige Kosten	2,0 %	10.000,00 €				
Betrachtungszeitraum	T	15				
Preisänderungsfaktor kapitalgebundene Kosten Instandsetzung	rK Instand	1,020				
Preisänderungsfaktor verbrauchsgebundene Kosten	rV	1,020				
Preisänderungsfaktor betriebsgebundene Kosten	rB	1,020				
Preisänderungsfaktor sonstige Kosten	rS	1,010				
Preisänderung/ Teuerung kapitalgebunden Instandsetzung	jK Instand	2,0 %				
Preisänderung/ Teuerung verbrauchsgebunden	jV	2,0 %				
Preisänderung/ Teuerung betriebsgebunden	jВ	2,0%				
Preisänderung/ Teuerung sonstiges	jS	1,0%				
Zinsfaktor	q	1,04				
Kalkulationszins	i	4,0%				
Annuitätsfaktor	а	0,0899411				
preisdynamischer Barwertfaktor	bK Instand	12,63435432				

preisdynamischer Barwertfaktor	bV	12,634354	32	
preisdynamischer Barwertfaktor	bB	12,63435432		
preisdynamischer Barwertfaktor	bS	11,84517168		
ANK		44.970,55	€	
ANKInstand	8.522,61	€		
ANV	- €			
ANB	28.408,69 €			
ANS	10.653,68 €			
Annuität AN = ANK + ANKInstand + ANV + ANB + ANS		92.555,53	€	
Nutzbare Energiemenge	10.162.869	kWh (Hi)		
Biogaspreis mit positivem Barwert	0,92 €ct/kWh (Hi)		T	
Einnahmen	93.498,39 €			
·				

Übertragen auf den Standort um die Praxis-Biogasanlage herum, kann hier aufgrund der geringeren Entfernung zu relevanten Verbrauchern mit deutlich geringeren Kosten von 0,6 - 0,7 €ct/kWh (Hi) gerechnet werden.

Zusammengefasst bildet die 500 kWel Standard-Biogasanlage aus Biogasgestehungspreis und Durchleitungskosten ein Kostenprofil von 8,15 €-ct/kWh (Hi) + 0,92 €ct/kWh (Hi) = 9,07 €ct/kWh (Hi) aus.

Für die verglichene Praxis-Biogasanlage fällt aufgrund geringer Biogasgestehungskosten ein geringeres Kostenprofil von 6,96 €-ct/kWh (Hi) + 0,92 €ct/kWh (Hi) = 7,88 €ct/kWh (Hi) an.

Auf Basis des Vergleiches zwischen der Standard-Biogasanlage mit der Praxis-Biogasanlage und somit der Bestätigung der Modelannahmen für die Standard-Biogasanlage, können in einem Bereich von 5,0 km spezifische Kosten von ca. 8 − 9 €ct/kWh (Hi) bis Anschlussnehmer angenommen werden.

Die untersuchte Praxis-Biogasanlage bietet darüber hinaus hohes Potential für weitere Untersuchungen im Rahmen des MiniGas-Konzeptes. Aufgrund Ihrer idealen Lage mit weiteren Biogasanlagen (mind. 4) im Umkreis von 5 Kilometern und der Betrachtungsnähe zu einer Kleinstadt. Im Randgebiet der Kleinstand befindet sich ein größeres produzierendes Gewerbe und ein Gewerbegebiet. Das Vorhandensein von 5 Biogasanlagen sowie geeigneten Wärme- und Stromsenken innerhalb von einem 5 Kilometer Radius bietet das Potenzial für vorteilhafte Synergieeffekte, welche durch das MiniGas Konzept erreicht werden könnten. Hier sollten weiterführende Betrachtungen angestellt werden.

Arbeitspaket 3.3 Risikobewertung

Zur Bewertung von Risiken für das MiniGas-Gesamtkonzept wurden einzelne Szenarien entworfen. Mittels dieser Risikobewertung bzw. -matrix, welche die Wahrscheinlichkeit des Eintritts des Szenarios und den sich bei Eintritt des Szenarios zu erwartendem Schaden berücksichtigt, können entscheidende Handlungsempfehlungen abgeleitet werden.

Die Risikobewertung bezieht sich auf die Lieferung von Biogas in vereinbarter Menge und Qualität (Produktionsausfall und schwankende Gasqualität für den Endkunden). Es wurde ein Bewertungssystem ausgearbeitet, welches zur Beurteilung eines möglichen Standortes für den Einsatz in einem MiniGas-Konzept angewendet werden kann. Das Bewertungssystem berück-

sichtigt dabei Szenarien die nicht nur Risiken des technischen Anlagenbetriebes berücksichtigen, sondern auch Risiken, die sich bspw. aus Genehmigungen, ändernder Gesetzeslage, Vertragsgestaltungen bei Lieferverträgen und anderen äußeren Einflüssen ergeben können. Es wird angeraten, pro Vorhaben/Anlage eine individuelle Risikoanalyse durchzuführen. Sind die aufgeführten Risiken bekannt, nur dann kann im Vorfeld gegengesteuert bzw. reagiert werden. Die gesammelten Matrizen der Risikobewertung können in Anhang F.7 eingesehen werden. Die Auswertung der Matrizen liefert folgende Ergebnisse:

Tabelle 20: Auswertung Risikoanalyse

Rahmenbedingungen					
Maximal Erreichbare Punkte	19 x 16 = 304				
Bewertu	ngsskala				
0 bis 76	kein bis geringes Gesamtrisiko				
76 bis 152	geringes bis mittleres Gesamtrisiko				
152 bis 228	mittleres bis hohes Gesamtrisiko				
228 bis 304	hohes bis sehr hohes Gesamtrisiko				
Auswertung					
Erreichte Punkte 85					
Ab einem Wert vom > 152 Punkten ist von einem Zusammenwirken abzuraten.					

Ein Risikofaktor bei der Biogaserzeugung ist der Aufwand für die Instandhaltung durch außerplanmäßige Reparaturen oder einen erhöhten Verschleiß. Die Praxis hat gezeigt, dass insbesondere Biogasanlagen mit einem hohen Anteil faseriger Substrate störanfällig sind und höhere Instandhaltungskosten verursachen.

Das größte Risiko für die Wirtschaftlichkeit der Biogasanlage stellen die Substratkosten, gefolgt von den Betriebs- und Instandhaltungskosten, dar.

Die Risikobewertung kann und muss für jedes Projekt individuell durchgeführt werden. Eine Verallgemeinerung ist nicht möglich und sinnvoll, da sich Biogasanlagen, auch in ein und derselben Größenordnung von 500 kWel erheblich in den Bewertungspunkten unterscheiden können.

<u>Arbeitspaket 4: Dimensionierung & Vergleich verschiedener Netztopologien Biogasnetz</u> & Wirtschaftlichkeitsanalyse für Biogaserzeugung

Das teilaufbereitete Biogas soll durch Mini-KWK-Anlagen genutzt werden, die, dezentral zur Biogasanlage angeordnet, Strom und Wärme erzeugen sollen. Diese Art der Biogasverwertung garantiert eine hohe energetische Ausbeute. Somit ist eine biogasführende und -lenkende Verbindung zwischen der Biogasanlage und den Verbrauchern zu schaffen.

Ein Mikrogasnetz ist eine Verbindung der Gasproduktionseinheit, hier einer entsprechend konfektionierten Biogasanlage, mit einer oder mehreren Gasverwertungseinheit(en), hier Mini-KWK-Anlagen, durch eine Biogastransportleitung.

Um Kondensation und Schmutzablagerungen in dieser Biogastransportleitung zu vermeiden, ist ausschließlich getrocknetes, gewaschenes und gefiltertes Biogas zu transportieren. Bei der betrachteten Netzart handelt es sich beim transportierten Medium nicht um Biomethan.

Ein wesentlicher Vorteil gegenüber einer Wärmeleitung liegt darin, dass es keine Energieverluste beim Transport des Mediums gibt oder dass Energieverluste verhindert werden müssen (z.B. durch Isolierung, wie KMR). Der direkte Transport von Biogas vermindert Verluste im Vergleich zu Nahwärmeleitungen (ca. 15 %; [13]).

Auf der Biogasanlage muss das Rohbiogas durch geeignete Techniken entschwefelt und getrocknet werden. Die Bereiche Entschwefelung und Trocknung sind klassische biogasanlageninterne Verfahren. Das Biogas kann nach dieser Vorkonditionierung als "teilaufbereitetes Biogas" bezeichnet werden.

Nach der Teilaufbereitung erfolgt die Verdichtung. Für diesen Verfahrensschritt können die drei gebräuchlichsten Verfahren zur Anwendung kommen:

- Radialverdichter
- Drehkolbenverdichter
- Schraubenverdichter

Um Druckschwankungen im System zu vermeiden, die durch spontanes Zu- und Wegschalten von Verbrauchern entstehen können, sollte ein Druckpuffer geschaffen werden. Dieser Druckpuffer kann als Windkessel ausgeführt werden. Sind die Gasleitungen entsprechend lang, dient somit das Gasleitungssystem bzw. -geflecht als Druckpuffer.

Ausgehend von einer Feuerungswärmeleistung von 1.301kW können zwischen 8 bis 9 (Mini-KWK-Einheiten mit teilaufbereitetem Biogas versorgt werden. Für die Betrachtung des Biogasnetzes wurden folgende Randparameter definiert:

- Max. Eingangsdruck an der Biogasleitung bzw. max. Druckdifferenz Verdichter 499 mbar(ü) (< 500mbar(ü)), um nicht die Anforderungen der Druckgeräterichtlinie erfüllen zu müssen und somit ein kostengünstigerer Betrieb zu erwarten ist (Wegfall von Prüfpflichten gem. Richtlinie 2014/68/EU).
- Leitungsdimensionierung ist auf DN 40 bis DN180 als PE-Ringbunde eingegrenzt, da hier eine grabenlose Leitungsverlegung möglich ist, welche die Investitionskosten deutlich senkt.
- Eingangsdruck an den Mini-KWK-Anlagen 100mbar(ü). Gemäß Zuarbeit der Verbund-Projektpartner, konnten nur für einen kleinen Teil der untersuchten MiniGas-KWK Anlagen hierzu Angaben übermittelt werden, die in einem Bereich von 40 bis 80mbar(ü) lagen.
- Pauschaler Druckverlust für Leitungseinbauten (Klappen, Messtechnik, Rohrbögen, etc.) 100mbar.
- Durchleitung des komplett erzeugten und teilkonditionierten Rohbiogases ohne Berücksichtigung der Methanverluste und Abzug des Eigenverbrauchs (maximal möglicher Volumenstrom).

Bezogen auf das teilkonditionierte Rohbiogas wurden folgende Einflussgrößen angesetzt:

Tabelle 21: Druckstufen Mikrogasnetz

Druck p EINGANG	Druck p EINGANG	Druck p AUSGANG	Druck p AUSGANG	Delta p
in [mbar ü]	in [bar abs.]	in [mbar ü]	in [bar abs.]	in [mbar ü]
499,00	1,51225	100,00	1,11325	399,00

Tabelle 22: Norm- und Betriebsvolumenströme Mikrogasnetz

Temp. Gas _{EIN} in [°C]	Temp. Gas _{AUS}	以 Hauptstrang	V _{Hauptstrang}
	in [°C]	in [Nm³/h]	in [Bm³/h]
20,00	13,00	243,00	170,57
Temp. Gas _{EIN} in [°C]	Temp. Gas _{AUS}	V _{Hauptstrang}	ऐ _{Hauptstrang}
	in [°C]	in [Nm³/h]	in [Bm³/h]
13,00	10,00	27,00	23,37

Tabelle 23: Gaszusammensetzung Transportgas (teilkonditioniertes Rohbiogas)

Methan _{CH4}	Kohlendioxid co2		
In [Vol.%]	In [Vol.%]		
53,00	47,00		

Tabelle 24: Kenndaten Rohr Mikrogasnetz (Rohrrauigkeit)

Rohrrauigkeit
in [mm]
0,0015

Zur Berechnung der Druckverluste und Netzkenndaten wurde das grafikgestützte Computerprogramm Druckverlust 6.2 (Druckverlustberechnung von strömenden Flüssigkeiten und Gasen in Rohrleitungen im laminaren und turbulenten Bereich) der Software-Factory H. Schmitz verwendet. Es wurden folgende Ergebnisse für den Hauptstrang ermittelt:

Tabelle 25: Druckverluste Hauptstrang (243Nm 3 /h, 5°C, 53Vol.%CH4, 47Vol.%CO2, PE-HD Rohr nach DIN EN 8074 PE 100/SDR17, 1,51225 bar abs., 20°C -> 13°C)

Lei- tungs- länge in [m]	DA Haupt- strang									
	40	50	63	75	90	110	125	140	160	180
	32 35,2 2,4	40 44,0 3,0	50 55,4 3,8	65 66,0 4,5	80 79,2 5,4	100 96,8 6,6	100 110,2 7,4	125 123,4 8,3	150 141,0 9,5	150 158,6 10,7
		•	,		Δp in [mbar]	,	,	,	,
-	max. 22m	max. 67m	max. 204m	max. 476m	max. 1.145m	max. 3.000m	max. 5.580m	max. 9.620m	max. 18.215 m	max. 31.950 m
500	-	-	-	-	122,98 1	45,692	24,357	14,113	7,436	4,230
1.000	-	-	-	ı	257,96 2	92,854	49,120	28,361	14,909	8,473
2.000	ı	-	ı	ı	-	192,22 4	99,947	57,275	29,967	16,993
3.000	-	-	-	-	-	299,71 0	152,67 3	86,775	45,180	25,562
4.000	-	-	-	-	-	-	207,52 8	116,89 9	60,553	34,181

5.000	-	-	-	-	-	-	264,79 3	147,68 7	76,090	42,851
6.000	-	-	-	-	-	-	-	179,18 7	91,796	51,572
7.000	-	-	-	-	-	-	-	211,44 9	107,67 9	60,346
8.000	-	-	-	-	-	-	-	244,53 2	123,74 3	69,172
9.000	-	-	-	-	-	-	-	278,50 1	139,99 5	78,053
10.000	-	-	-	-	-	-	-	-	156,44 3	86,99
11.000	-	-	-	-	-	ı	-	-	173,09 2	95,983
12.000	-	-	-	-	-	-	-	-	189,85 0	105,03 3
13.000	-	-	-	-	-	-	-	-	207,02 7	114,14 2
14.000	-	-	-	-	-	-	-	-	224,32 9	123,31 1
15.000	-	-	-	-	-	-	-	-	241,86 8	132,54 0
16.000	-	-	-	-	-	-	-	-	259,65 2	141,83 2
17.000	-	-	-	-	-	-	-	-	277,69 2	151,18 7
18.000	-	-	-	-	-	-	-	-	296,00 0	160,60 7
19.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	170,09 3
20.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	179,64 6
21.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	189,26 9
22.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	198,96
23.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	208,72
24.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	218,56
25.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	228,48
26.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	238,47
27.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	248,54
28.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	258,69
29.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	268,92 7
30.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	279,24
31.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	289,65 2
32.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabelle 26: Druckverlust Nebenstrang (27Nm 3 /h, 8°C, 53Vol.% CH4, 47Vol.% CO2, PE-HD Rohr nach DIN EN 8074 PE 100/SDR17, 1,21225 bar abs., 13°C -> 10°C)

Lei-	DA
tungs-	Haupt-
länge	strang
in [m]	
	50
	40
	44,0
	3,0
	Δp in
	[mbar
]
500	48,805

Tabelle 27: Druckverluste Rohreinbauten

Rohreinbauten
(pauschal)
Δp in [mbar]
100

Über eine Haupttransportleitung und Nebenstränge ist das teilaufbereitete Biogas an die Mini-KWK-Anlagen heranzuführen. Für die Leitungsführung sind die praxisnahen Varianten Ast- und Ringvernetzung zu wählen. Tabelle 28 zeigt eine Gegenüberstellung der Netztopologien Astvernetzung und Ringvernetzung.

Tabelle 28: Vor- und Nachteile unterschiedlicher Netztopologien

Vernetzung als Ast	Vernetzung als Ring
Kürzerer Hauptstrang erforderlich	Längerer Hauptstrang erforderlich (höhere Investitionskosten)
Längere Nebenstränge gegenüber Ring zu erwarten	Kürzere Nebenstränge gegenüber Astvernetzung zu erwarten
Möglichst symmetrische Verrohrung der Verbraucher	Betriebssicherheit des Rohrleitungsnetzes höher
Strömungssimulation erforderlich	Gleichmäßige Druckverteilung
besser geeignet bei wenigen Verbrauchern	Einfachere Expansion und/oder Umverlegung an der Trasse
Besser bei höheren Entfernungen der Verbraucher	Strömungssimulation erforderlich
	Besser geeignet bei mehreren Verbrauchern
	Besser bei geringen Entfernungen der Verbraucher
	Einzelne Bereiche können im Nebenstrang abgesperrt werden, ohne dass es Einfluss auf die restlichen Verbraucher hat
	Gasversorgung auch bei größeren Wartungs- arbeiten im Nebenstrang immer gewährleis- tet

In den Abbildung 15 bis Abbildung 17 werden schematische Strangverläufe der verschiedenen betrachteten Netztopologien dargestellt.

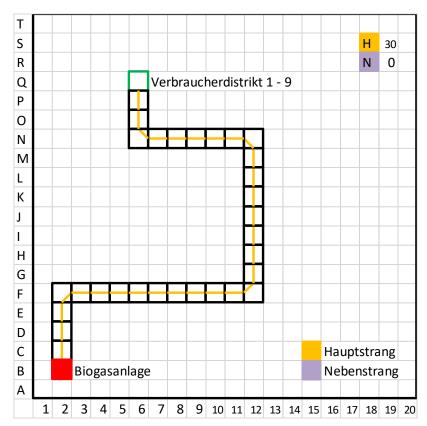


Abbildung 15: Biogasanlage Hauptstrang zu fiktiven Verbraucherpunkten 1-9

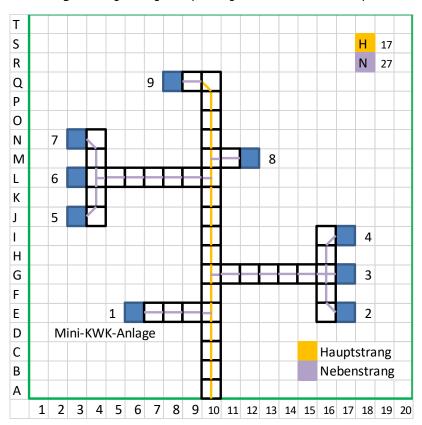


Abbildung 16: Fiktiver Verbraucherpunkte 1 bis 9 (Netzaufbau als Ast)

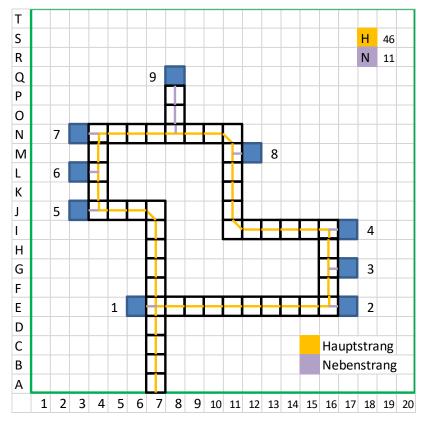


Abbildung 17: Fiktiver Verbraucherpunkte 1 bis 9 (Netzaufbau als Ring)

Aus den Annahmen wurden für verschieden Rohrdimensionierungen (DN40 bis DN180) die möglichen Betrachtungsradien/Einzugsgebiete für ein Biogasnetz und folgender dezentraler KWK-Nutzung ermittelt. Die Betrachtung für eine Rohrdimensionierung mit DN125 wurde durchgeführt und ergaben einen max. Betrachtungsradius von ca. 5.000 m Entfernung zur Biogasanlage mit max. 9 möglichen MiniGas-BHKW Anschlussnehmern. Dabei wurde berücksichtigt, dass sich die Verbraucher max. 500m vom Hauptstrang entfernt befinden können. Diese Annahmen berücksichtigen auch, dass vor den MiniGas-BHKW's ein notwendiger Vordruck direkt vor der Gasregelstrecke mit ~86mbar(ü) vorhanden ist: 499,999 mbar(ü) – [264,793 mbar(ü) + 48,805 mbar(ü) + 100 mbar(ü) = 413,598 mbar(ü)] = ~86 mbar(ü).

Aus den Leitungsvolumina und den Betriebsüberdrücken ergeben sich durchaus Speicherkapazitäten in der Netzstruktur. Diese sind im vorliegenden Betrachtungsfall aber unwesentlich
gering, und es ist empfehlenswert, weil kostengünstiger, in einen zusätzlichen Gasspeicher auf
der Biogasanlage zu investieren, es sei denn dieser ist schon vorhanden. Um das Mikrogasnetz
als Druckspeicher nutzen zu können, müsste das teilaufbereitete Biogas auf mehrere bar verdichtet und am Verbraucher wieder entspannt werden, was wiederum zu erhöhten Investitionund Betriebskosten führen würde. Die Investition in einen Gasspeicher, der der Biogasteilaufbereitung vorzugsweise nachgeschaltet ist, wird empfohlen.

Wirtschaftlichkeit des Mikrogasnetzes

Die Investitionskosten für die Verlegung des Mikrogasnetzes vom Erzeuger (Biogasanlage) zu den Verbrauchern (MiniGas-BHKW's) sind nachfolgend, in Tabelle 29, dargestellt.

Tabelle 29: Investitionskosten für das Mikrogasnetz mit verschiedenen Betrachtungsradien

Betrachtungsradius Haupt-	Investition	Spezifische Transportkosten
strang		
5.000m DN125	500.000,00€	0,800 Ct/kWh (Hi)
4.000m DN125	450.000,00€	0,725 Ct/kWh (Hi)
3.000m DN125	400.000,00€	0,650 Ct/kWh (Hi)
2.000m DN125	350.000,00€	0,575 Ct/kWh (Hi)
1.000m DN125	300.000,00€	0,500 Ct/kWh (Hi)

Arbeitspaket 10: Erarbeitung eines Genehmigungskonzepts

<u>Prüfung rechtlicher Vorschriften und notwendiger Genehmigungsschritte für den Bau einer Biogasleitungstrasse</u>

Es sind die gültigen allgemeinen technischen Regelwerke für die Planung und den Bau von Versorgungsleitungen in der Gaswirtschaft zu beachten.

Regelwerke

- EnWG Rohbiogasleitungen sind Energieanlagen im Sinne von § 3 Abs. 15 des Energiewirtschaftsgesetzes
- TRGI 2018 Technische Regel für Gasinstallationen
- DGUV Information 201-020 Sicherheitshinweise für grabenloses Bauen
- DVGW G262 Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung
- DVGW G263 Beurteilung der Korrosionswahrscheinlichkeit metallener Werkstoffe durch Brenngase und wässrige Kondensate
- DVGW GW301 Prüfungsgrundlage für die Zertifizierung von Fachunternehmen
- DVGW GW 304 Rohrvortrieb und verwandte Verfahren
- DVGW GW335 A2 Kunststoff-Rohrleitungssysteme in der Gas- und Wasserverteilung -Anforderungen und Prüfungen - Teil A2: Rohre aus PE 80 und PE 100
- DVGW G459 Gebäudeeinführungen
- DVGW G462 Gasleitungen aus Stahlrohren (ggf. für vereinzelte Abschnitte zutreffend)
- DVGW G465 Überprüfen von Gasrohrnetzen/Instandsetzen
- DVGW G469 Druckprüfverfahren Gastransport/Gasverteilung
- DVGW G472 Gasleitungen bis 10 bar Betriebsdruck aus Polyethylen (PE 80, PE 100 und PE-Xa) Errichtung
- DVGW G600 Text Technische Regel für Gasinstallationen

- DVGW 1030 Anforderungen an die Qualifikation und die Organisation von Betreibern von Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung, Aufbereitung, Konditionierung oder Einspeisung von Biogas
- DVGW GW1200 Grundsätze und Organisation des Bereitschaftsdienstes für Gas- und Wasserversorgungsunternehmen
- DIN 4124 Baugruben und Gräben Böschungen, Verbau, Arbeitsraumbreiten
- DIN 2425 bzw. DVGW GW120 (H) Planwerke für die Versorgungswirtschaft, die Wasserwirtschaft und für Fernleitungen; Rohrnetzpläne der öffentlichen Gas- und Wasserversorgung bzw. Netzdokumentation
- Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV)

Aufgrund der Charakteristik typischer Biogasnetze ist sind keine großen Genehmigungsverfahren notwendig, sondern die Genehmigung findet auf lokaler Ebene unter Berücksichtigung der Träger öffentlicher Belange statt. Der Zeithorizont zur Erlangung der Genehmigung wird maßgeblich bestimmt durch die Stellungnahmen der Träger Öffentlicher Belange (TÖB).

Im Nachfolgenden wird auf die wichtigsten Punkte eingegangen, welche den Bau einer Biogasleistungstrasse betreffen, rechtlich konkretisieren und genehmigungsrechtlich beschreiben:

Art der Leistungsführung und Rohrleitung

- Erdverlegte Rohbiogasleitung
- Private Außenleitung(en) (epAL)
- Rohrleitungen sind feste oder flexible Leitungen zum Befördern wassergefährdender Stoffe, einschließlich ihrer Formstücke, Armaturen, Förderaggregate, Flansche und Dichtmittel
- Rohrleitungsdurchmesser DN125, Durchmesser < 300 mm bzw. < 150 mm

Art des Biogases

- Entschwefelt (weitestgehend frei von Schwefelwasserstoff)
- Gekühlt/entwässert (weitestgehend frei von Kondensat bzw. Feuchtigkeit)

Planung und Planungsablauf der Biogastrasse

- Die Planung von Rohbiogasleitungen darf nur durch einen Sachkundigen (z.B. Netzbetreiber, Ingenieurbüro, Anlagenbauer) erfolgen.
- Die ausführenden Unternehmen benötigen eine Zertifizierung nach dem DVGW Arbeitsblatt GW 301 (Prüfungsgrundlage für die Zertifizierung der Fachunternehmen).
- 1) Festlegung des Trassenverlaufes
 - 2) Einholung von Genehmigungen der TÖB für Querungen, Durchörterungen, Beschneidungen, Belegungen, etc.
 - 3) Betrachtung spezieller Anforderungen und deren Bewertung von u.a.
 - o Projektfremden Strom-, Gas- und Flüssigkeitsleitungen
 - o Bauwerken wie Überquerungen, Übersteigungen, Brücken, etc.
 - Wasserstraßen, Fließgewässer, Binnengewässer, Kanäle, etc.
 - o Fahrstraßen und -trassen wie Bahnschienen, Landstraßen, Bundestraßen, Autobahnen, Fahrrad- und/oder Fußwege, etc.

- 4) Beachtung von Naturschutzrechtlichen Belangen wie u.a.
- o Detaillierte Darstellung des Trassenverlaufs
- Darstellung des Höhenverlaufes mit Kennzeichnung/Ausweisung der Hoch- und Tiefpunkte
- Erstellung eines amtl. Lageplans mit komplett eingezeichnetem Trassenverlauf zw. Erzeuger, Trasse und Verbraucher
- o Einrichtung bzw. Beachtung von Schutzstreifen
- Feststellung ob Technische Anschlussbedingungen (TAB) als Vorgabe zu berücksichtigen sind (Vorgabe der Verbraucherseite)

Plangebiet, Bebauungsplan und Bauleitplanungen

- Bebauungsplan und Bauleitplanungen
- Vorgaben eines B-Plans sind einzuhalten
- Im Bebauungsplan können aus städtebaulichen Gründen festgesetzt werden:
 - Die Führung von oberirdischen oder unterirdischen Versorgungsanlagen und leitungen (siehe BauGB)
 - Die mit Geh-, Fahr- und Leitungsrechten zugunsten der Allgemeinheit, eines Erschließungsträgers oder eines beschränkten Personenkreises zu belastenden Flächen

Plangebiet, Flächennutzungsplan

Vorgaben des F-Plans sind einzuhalten

BauGB

- Feststellung, ob Vorhaben über B-Plan erfasst ist oder in einem Außenbereich liegt (§35 BauGB).
- Prüfung ob bestehende Bauleitplanungen berührt werden.

Bauordnungen der Bundesländer und Antragsumfang

- Grundsätzlich verfahrensfreie Baumaßnahme (auf Grundlage Definition nach EnWG und länderspezifischen Bauordnungen):
 - Leitungen und Anlagen für Lüftung, Klimatisierung, Wasser- oder Energieversorgung, Abwasserbeseitigung, Telekommunikation oder Brandschutz ... bauliche Anlagen, die ausschließlich der Telekommunikation, der öffentlichen Versorgung mit Elektrizität, Gas, Öl, Wärme oder Wasser oder der Wasserwirtschaft dienen und eine Grundfläche von nicht mehr als ... m² (variiert leicht nach Bundesland) und eine Höhe von nicht mehr als ... m (variiert leicht nach Bundesland) haben.
- Bauherrin oder Bauherr haben über die beabsichtigte Baumaßnahme eine von ihr oder ihm unterschriebene schriftliche Mitteilung, der die Bauvorlagen, ausgenommen die bautechnischen Nachweise, beizufügen sind, bei der Gemeinde einzureichen.
- Die Durchführung der Baumaßnahme darf von den Bauvorlagen nicht abweichen (rasche Realisierung ist ratsam).
- Einzureichen bei der Gemeinde/Stadt/Landkreis:
 - Vorhabensbeschreibung

- Technischer Erläuterungsbericht
- Schnittstellenbeschreibung
- Projektskizze
- Lageplan
- o Baugrundgutachten
- Stellungnahmen aller betroffenen TÖB wie u.a.
 - Landesamt für Denkmalpflege, Archäologisches Landesamt
 - Deutsche Telekom AG
 - Energieversorgungsunternehmen
 - Kampfmittelräumdienst
 - Landkreis, Untere Wasserbehörde
 - Tiefbauamt
 - Untere Forstbehörde
 - Stadtwerke
 - Wasser- und Bodenverband
 - DB Service & Immobilien
 - Straßenverkehrsamt
 - Bau- und Liegenschaftsamt
 - Landesumweltamt
 - Flurneuordnung (Landesamt)
 - Landkreis oder Stadt
 - Denkmalschutz
- Stellungnahmen/Erlaubnisse aller betroffenen Eigentümer/Privatleute wie u.a.
 - Eigentümer
 - Besitzer
 - Pächter
- Flur- und Liegenschaftskarten
- Anzeige des Baubeginns und der Vorhabensdauer gegenüber Gemeinde, Stadt, Landkreis, TÖB und Privatleute
- Kurze Stellungnahme zur WGK (hier keine WGK)
- Kurze Stellungnahme zur immissionsrechtlichen Unbedenklichkeit
- Hoher Aufwand im Rahmen einzuholender Erlaubnisse oder Genehmigungen (Direktkontakt)

Stoffliche Einstufung des Transportmediums und notwendige Pre-Konditionierungsmaßnehmen

- Ungereinigtes Biogas enthält Komponenten der WGK 2 und ist deshalb als schwach wassergefährdend anzusehen (BW Umweltministerium)
 - CH₄ = nicht wassergefährdend
 - CO₂ = nicht wassergefährdend
 - H₂S = Wassergefährdungsklasse 2 (WGK 2)
 - o NH₃ = Wassergefährdungsklasse 2 (WGK 2)
 - \circ N₂, H₂ und O₂ = nicht wassergefährdend
- Nach AwSV, Anlage 1.2, Abs. Gemische 2.2 (b) bzw. gem. BG RCI & BGHM (GisChem) liegt die WGK 1 vor, wenn:

- Insgesamt mehr als 0,2 % Schwefelwasserstoff und/oder Ammoniak im Biogas enthalten sind.
- Werden 0,2 % Schwefelwasserstoff und/oder Ammoniak im Biogas unterschritten, liegt keine WGK vor (siehe GisChem Datenblatt Biogas, Branche Chemie, 26.06.2020).
- 2.000ppm an H₂S und/oder NH₃ werden als Grenzkonzentration durch Entschwefelungsverfahren sicher unterschritten. Somit ist das Biogas als nicht wassergefährdend einzustufen und fällt nicht unter die WGK.
- o Somit ist das Biogas auf der Biogasanlage, noch vor Eintritt in das Mikrogasnetz, zu entschwefeln und zu kühlen/zu entwässern. Eine externe biologische Entschwefelung entfernt sehr effektiv das H₂S und NH₃, da beide Gase sehr gut wasserlöslich sind (hohe Henry-Konstante). Die anschließende Kühlung und Verdichtung verhindert das Ausfallen von Flüssigkeit während des Transportes. Trotz dessen sind Kondensatfallen bzw. -schächte in den Leitungsverlauf als Back-Up zu installieren.

UVPG - Leitungsanlagen und andere Anlagen

- Fällt gem. Anlage 1 Liste "UVP-pflichtige Vorhaben", Nummer 19 "Leitungsanlage und andere Anlagen" nicht unter die UVP-pflicht
- Leitungsdurchmesser < 300 mm bzw. < 150 mm

Immissionsrechtliche Bedenken und Auswirkungen

• Durch die Leitung an sich nicht gegeben

Rohrfernleitungsverordnung RohrFLtgV

 Rohbiogas weist das Gefahrenmerkmal F bzw. F+ auf (siehe GisChem) und würde demnach unter die RohrFLtgV fallen.



- Gem. §2, Abs. 2, Nummer 1 des RohrFLtgV fällt die Rohrleitung nicht unter das UVPG
- Gem. §2, Abs. 2, Nummer 2 des RohrFLtgV wird Anlage 1 des UVPG, Nummer 19.4 bis 19.6, nicht erfüllt:
 - o keine verflüssigten Gase (19.4)
 - Durchmesser < 300 mm (19.5)
 - Durchmesser < 300 mm (19.6)

Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG)

 Satelliten-BHKW gehören auf Grund des fehlenden räumlichen Zusammenhangs (und bei Gasentnahme aus einem Mikrogasnetz, an das mehrere Biogasanlagen angeschlossen sind, auch aufgrund des fehlenden betriebstechnischen Zusammenhangs) genehmigungsrechtlich nicht mehr zur Biogasanlage. Über das Genehmigungserfordernis von Satelliten-BHKW ist daher allein nach ihrer Feuerungswärmeleistung zu

- entscheiden. Wird die Schwelle von 1 MW der Ziffer 1.2.2 der 4. BImSchV überschritten, ist ein BImSchG-Genehmigungsverfahren durchzuführen, ansonsten ein baurechtliches Verfahren [14].
- Mikrogasleitungen oder Mikrogasnetze gehören nicht mehr zur Biogaserzeugung, sondern zur Gasverteilung und sind daher nicht mehr Teil oder Nebenanlage der Biogasanlage [vgl. 4. BImSchV]. Gasleitungen werden also weder von der BImSchG-Genehmigung der Biogasanlage erfasst noch gibt es einen eigenständigen Genehmigungstatbestand "Gasleitungen" in der 4. BImSchV. Für den Leitungsbau sind daher separate Genehmigungen einzuholen (z.B. nach § 17 Abs. 3 BNatSchG, § 99 LWG NRW u.a.) [14].
 - § 17 Abs. 3 BNatSchG: Für einen Eingriff, der nicht von einer Behörde durchgeführt wird und der keiner behördlichen Zulassung oder Anzeige nach anderen Rechtsvorschriften bedarf, ist eine Genehmigung der für Naturschutz und Landschaftspflege zuständigen Behörde erforderlich. Die Genehmigung ist schriftlich zu beantragen. Die Genehmigung ist zu erteilen, wenn die Anforderungen des § 15 erfüllt sind. Die für Naturschutz und Landschaftspflege zuständige Behörde trifft die zur Durchführung des § 15 erforderlichen Entscheidungen und Maßnahmen.
 - §15 ff. BNatSchG: Verursacherpflichten, Unzulässigkeit von Eingriffen; Ermächtigung zum Erlass von Rechtsverordnungen ... Verpflichtung zu:
 - Vermeidbare Beeinträchtigungen von Natur und Landschaft zu unterlassen
 - Unvermeidbare Beeinträchtigungen durch Maßnahmen des Naturschutzes und der Landschaftspflege auszugleichen (Ausgleichsmaßnahmen)
 oder zu ersetzen (Ersatzmaßnahmen)
 - Ist auf agrarstrukturelle Belange Rücksicht zu nehmen, insbesondere sind für die landwirtschaftliche Nutzung besonders geeignete Böden nur im notwendigen Umfang in Anspruch zu nehmen
 - Ein Eingriff darf nicht zugelassen oder durchgeführt werden, wenn die Beeinträchtigungen nicht zu vermeiden oder nicht in angemessener Frist auszugleichen oder zu ersetzen sind und die Belange des Naturschutzes und der Landschaftspflege bei der Abwägung aller Anforderungen an Natur und Landschaft anderen Belangen im Range vorgehen.
 - o § 99 LWG NRW ist nichtzutreffend

Untersuchung von Genehmigungshindernissen

Wesentliche Genehmigungshindernisse beim Bau einer Biogasleitungstrasse können im Vorfeld des Vorhabens nicht genauer bestimmt bzw. untersucht werden. Es handelt sich immer um Einzelfälle, die individuell bewertet werden müssen. Es ist aber in jedem Fall mit der betroffenen Gemeinde und/oder mit der Stadt Rücksprache zu halten und zwingend die Beteiligung der Träger Öffentlicher Belange (TÖB) durchzuführen zu berücksichtigen:

- Landesamt f
 ür Denkmalpflege, Arch
 äologisches Landesamt
- Deutsche Telekom AG
- Energieversorgungsunternehmen

- Luftbildauswertung Kampfmittel und ggf. Kampfmittelräumdienst
- Landkreis, Untere Wasserbehörde
- Tiefbauamt
- Untere Forstbehörde
- Stadtwerke
- Wasser- und Bodenverband
- DB Service & Immobilien
- Straßenverkehrsamt
- Bau- und Liegenschaftsamt
- Landesumweltamt
- Flurneuordnung (Landesamt)
- Landkreis oder Stadt
- Denkmalschutz und Archäologisches Landesamt
- Betroffene Eigentümer

Ohne die Freigabe aller beteiligten TÖB und die Einwilligung von Eigentümern ist die Realisierung nicht möglich bzw. rechtlich abgesichert. Im Speziellen können privatrechtliche oder öffentliche Hindernisse wie z.B. Eigentums- und Besitzverhältnisse oder zu querende Grundstücke und Flurabschnitte ebenfalls nicht im Vorfeld untersucht werden und sind projektspezifisch in der Vorplanungsphase zu klären.

Bezogen auf die Biogasanlage ist bei einem Besitzerwechsel oder bei einer Übernahme der Biogasanlage im Rahmen einer Projektumsetzung nach dem MiniGas-Modell unbedingt die privilegierte Bebauung gemäß §35 BauGB zu beachten. Befindet sich die Biogasanlage im Außenbereich ist aber gleichzeitig nicht über einen B-Plan erfasst, so ist das Vorhaben im Außenbereich nicht zulässig. Also sollte der Betreiber der genehmigten Biogasanlage möglichst nicht wechseln bzw. sollten nach wie vor die nach Abs. 1 §35 BauGB angeführten Voraussetzungen erfüllt sein. Liegt die Biogasanlage im Innenbereich und ist somit über einen B-Plan (z.B. als SO-Gebiet) erfasst, so stellt dies kein Problem im Rahmen eines möglichen Betreiberwechsels dar. Es ist zu beachten, dass eine Änderung des Bebauungsplans sehr zeit- und kostenintensiv ist und unter Umständen nicht möglich ist. Auch dieses Kriterium kann im Vorfeld nicht genauer untersucht werden. Neben dem Bebauungsplan, sind die Kriterien des zugehörigen Flächennutzungsplanes einzuhalten und umzusetzen.

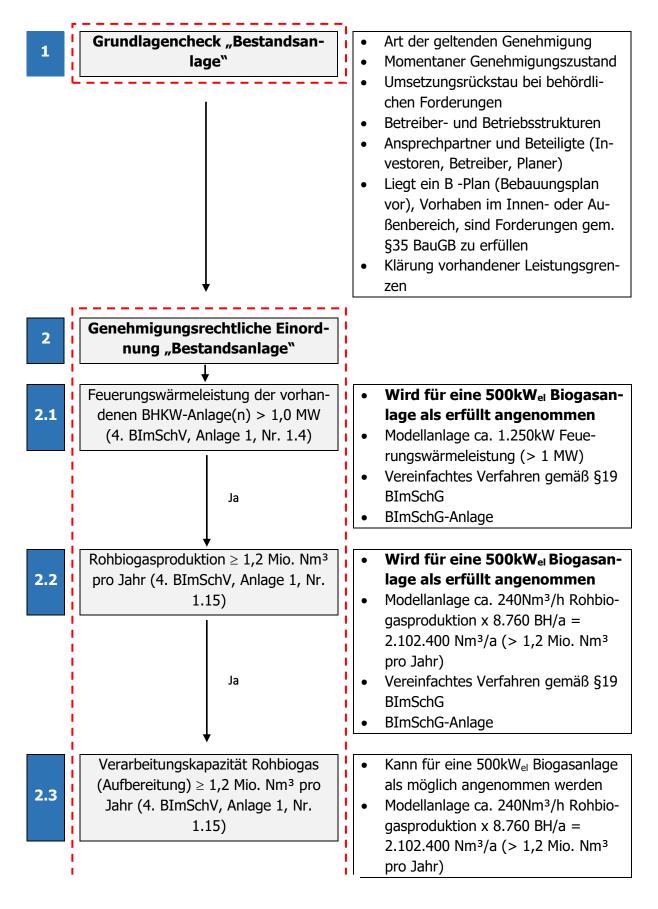
Werden bestehende Bauleitplanungen berührt, so haben diese Vorrang und es ist der Verfahrensabschluss abzuwarten. Eingriffe in parallele Verfahren oder Planungen sind eher unüblich bzw. nicht zulässig.

Abschließend bleibt anzumerken, dass sich die einzelnen Landesrechte der Bundesländer und die daraus hervorgehenden landesspezifischen Bauordnungen und Vorlagenverordnungen im Detail unterscheiden können. Ebenfalls sind, von Bundesland zu Bundesland, die behördliche Bearbeitung und Interpretation der zutreffenden Gesetzestexte nicht immer exakt gleich bzw. vergleichbar. So ist dies ebenfalls ein projektspezifischer Gesichtspunkt, der keine Allgemeingültigkeit hat.

Sowohl für die Standard-Biogasanlage als auch für die untersuchte Praxis-Biogasanlage konnte bezogen auf das MiniGas-Konzept festgestellt werden, dass die Anlagengröße von 500 kWelgleichbedeutend mit einer theoretischen Gaslagermenge von > 10.000 kg Rohbiogas und somit nach Störfallverordnung (Grundpflichten) zu betrachten ist. Die Errechnungen der jeweiligen Gaslagermenge der Anlagenvarianten können in Anhang F.8 nachvollzogen werden.

Für die Berechnung der vorhandenen Menge an Biogas wurde eine Dichte von 1,3 kg/m³ für Biogas verwendet (Regelfall).

Das Biogas ist als hochentzündlich einzustufen und fällt somit unter die Nr. 1.2.2 (entzündbare Gase der Kategorie 1 oder 2) mit einer Mengenschwelle von 10.000 kg sowie aufgrund des Schwefelwasserstoffgehaltes unter die Nummer 1.1.2 (akut toxische Gase der Kategorie 2) des Anhangs I Störfallverordnung (StörfallVO). Befinden sich in einer Biogasanlage somit mehr als 10.000 kg Biogas, unterliegt diese der Störfall-Verordnung. Dies trifft für die Standard-Biogasanlage zu, da 10.000 kg Biogas überschritten werden. Die Grundpflichten der StörfallVO sind zu erfüllen.



į		BImSchG-Anlage
2.4	Lagerkapazität für Gülle oder Gärrest ≥ 6.500 m³ (4. BImSchV, Anlage 1, Nr. 9.36) Zeitweilige Lagerung von Gülle oder Gärresten mit einem Fassungsvermögen ≥ 6.500 m³ (4. BImSchV, Anlage 1, Nr. 8.13) Anlagen zur biologischen Behandlung von Gülle (4. BImSchV, Anlage 1, Nr. 8.6)	 Kann ggf. als zutreffend angenommen werden Von geringer Relevanz, da Modellanlage schon 3 und 4 erfüllt Vereinfachte Verfahren gemäß §19 BImSchG BImSchG-Anlage
	↓	
3	Bestandsanlage unterliegt nicht der Störfallverordnung (12.BIm-SchV)	 Kann für eine 500kWel Biogasanlage angenommen werden Gasmenge (Masse) je nach Ausführung und Gestaltung ca. 4.000 kg (< 10.000 kg) Gasdicht überdacht nur Fermenter
	↓	und Nachgärer (vorhandenes Endla- ger offen)
4	Klärung der notwendigen technischen Zubaumaßnahmen (der Erweiterung) aus dem vorläufigen Pool	 Annahmen gemäß Abschätzung Vorläufiger Pool: Zusätzliches Endlager ca. 2.500 m³ Gasdichte Abdeckung Endsubstratlager und Beschichtung Gaswechselzone Aktivkohlefilter Gastechnik (Gaskühler, Biogasmesstechnik) Adsorptionstrocknung Druckerhöhung Schwachlastbrenner

Vereinfachtes Verfahren gemäß §19

BImSchG

Wärmespeicher

EMSR Einbindung

Siloplatte

Separation bei angepasstem Input-

Veränderter Inputmix Vergrößerung

Umwallung (AwSV §37, Abs. 3)

AwSV Klärung der Leitungsführungs-Feststellung bzw. Erbringung notund Wegerechte (Mikrogasnetz) wendiger Leitungsführungs- und Wegerechte Keine TÖB (kommt an einer späteren Stelle) Eigentümer (im Rahmen privatrechtlicher oder gesellschaftlicher Besitzverhältnisse) Festlegung geeigneter und wirt-Marktanreizprogramm (Förderung schaftlich sinnvoller Gesellschafvon Maßnahmen zur Nutzung erneu-6 terstrukturen für Biogasanerbarer Energien im Wärmemarkt), lage(n), Rohbiogasnetz(e) und VII, Abs. 7 Mini-BHKW('s) Förderprogramm Nachwachsende Rohstoffe Energie- und Klimafonds Wer ist/wird Investor? Wer ist/wird Bauherr? Wer ist/wird Eigentümer? Wer ist/wird Betreiber? Genehmigung der technisch not-Neugenehmigung erforderlich bei wendigen Zubaumaßnahmen Einsatz von Wirtschaftsdüngern ge-7 (der Erweiterung), der Biogasgenüber bestehender Genehmigung anlage Persönliches Gespräch mit der Ge-Vorstellung des Projektes (Scoping-7.1 nehmigungsbehörde und dem zu-Termin) ständigen Bauamt Planung einer Antragskonferenz (am Standort der Bestandsanlage) Klärung Privilegierung im Außenbereich falls zutreffend (bei Betreiberwechsel), §35 BauGB Klärung des Gasleitungsverlaufes (Mikrogasnetz) mit den Trägern-Öf-

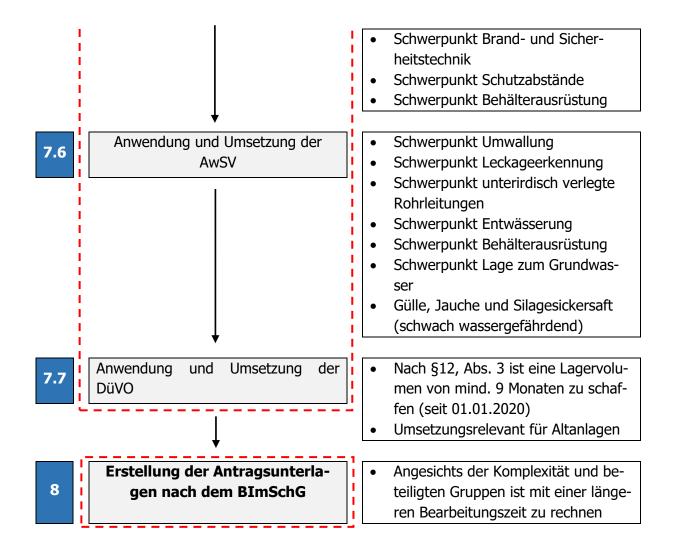
т

Ggf. Anforderungen aus dem Überschreiten der Störfallgrenze von

10.000 kg Gasmenge (Masse) Anforderungen aus TRAS 120 und

fentlicher-Belange (TÖB)

7.2	Antragskonferenz	Durchführung einer Antragskonfe-
		renz am Standort der Bestandsanlage mit den fachlich beteiligten Behörden und Referaten • Festlegung der Genehmigungsverfahrens, der erforderlichen Antragsunterlagen und des Umfanges • Anwendung der TRAS 120 notwendig • Klärung der neuen Leistungsgrenzen
7.3	nach §15 BImSchG Änderung einer genehmigungsbedürftigen Anlage nach §16 BImSchG Wesentliche Änderung einer genehmigungsbedürftigen Anlage	 nach §15 Freistellungsbescheid erzielen (Änderung hat keine immissiontliche Relevanz), nur Bauantrag und Anzeige nach §15 ggf. behördliche Einbindung von zusätzlichen Referaten wie Arbeitsschutz, Störfallsicherheit, nach §15 verkürzte Dauer nach §16 Antragsunterlagen nach dem BImSchG sind zu erstellen und Bauantrag (genehmigungsbedürftig) nach §16 längere Dauer nach UVPG §§ 6 bis 14 Prüfung der Pflicht zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung
	\downarrow	(UVP-Pflicht)
7.4	Anlage unterliegt der Störfallverordnung (12. BImSchV) -> dann wesentliche Änderung Ja (es ist davon auszugehen)	 Es ist davon auszugehen, dass die Zubaumaßnahmen der Erweiterung die Biogasanlage in die Störfallverordnung heben Zusätzliches Endlager bringt ca. 5.000 kg Zuwachs an Gasmenge (Masse) Vorhandenes Endlager mit gasdichter Abdeckung + Beschichtung Gaswechselzone ca. 5.700 kg Zuwachs an Gasmenge (Masse) Von der Erfüllung der Grundpflichten nach 12. BImSchV ist auszugehen Gasmenge > 10.000 kg
7.5	Anwendung und Umsetzung der TRAS 120	Schwerpunkt spezielle Ausführung der Gasspeicher



2.1.5 Ausführliche Beschreibung der Arbeitsergebnisse zum Teilprojekt des DBFZ

Arbeitspaket 5: Identifikation & Beschreibung Zielakteure

Zielgegenstand dieses Arbeitspaketes war, mögliche Anwender im kommunalen und industriellen bzw. gewerblichen Bereich in relevanten Regionen im ländlichen Raum für biogasbetriebene KWK-Konzepte zu identifizieren. Im Fokus standen dabei folgende Schwerpunkte:

- Durchführung der Regionalanalyse (Identifizierung der Regionen auf Gemeindeebene mit mind. 2 Biogasanlagen mit Inbetriebnahme vor 2004)
- Erhebung der aktuellen EEG-Vergütung unter Berücksichtigung möglicher Direktvermarktung des erzeugten Stroms
- Ermittlung der aktuellen Wertschöpfung der Rohbiogaserzeugung
- Ermittlung der anlagen- und regionenbezogenen Kostensenkungspotenziale;

- Auswahl der Zielakteure (mögliche Interessenten für biogasbetriebene KWK) entsprechend der identifizierten Biogasanlagen unter Berücksichtigung der gegebenen Infrastruktur (Siedlungsstruktur, Nähe zu den Gewerbegebieten u. ä.);
- Identifikation der Anwender in den Zielregionen entsprechend ihrem Bedarf an Strom, Wärme und Gas.

Basierend auf der Analyse der Entwicklung der installierten Anlagenleistung der Biogasanlagen und unter der Annahme, dass – ausgehend von der Inbetriebnahme der Anlagen – nach der 20-jährigen EEG-Vergütung keine weitere Anschlussfinanzierung nach EEG erfolgt, wurden im Rahmen der Regionalanalyse 75 Gemeinden in Deutschland identifiziert, die eine Grundlage für eine weiterführende Auswahl der Zielakteure bieten, siehe Anhang F.3. Dabei wurden zunächst relativ scharfe Randbedingungen festgelegt. So wurde als Grenzwert für die kumulierte installierte elektrische Leistung auf der Gemeindeebene 1 MWel festgelegt sowie die Anzahl von mindestens 2 Biogasanlagen mit Inbetriebnahme 2000 – 2004 pro Gemeinde berücksichtigt. Die Mindestanzahl von 2 BGA ermöglicht eine notwendige Versorgungssicherheit, der Grenzwert der kumulierten Leistung ermöglicht eine wirtschaftlich notwendige Auslastung der zu installierenden Gasleitung. Vor dem Hintergrund der realistischen Umsetzbarkeit der Mini-KWK-Anlagen umfasste die Stichprobe darüber hinaus ausschließlich Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung ≥ 250 kWel. Im Ergebnis konnten 208 Biogasanlagen identifiziert werden, – bedingt durch die bestehende regionale Anlagenkonzentration liegen die meisten der identifizierten Standorte in Bayern, Niedersachen und Nordrhein-Westfalen, siehe Abbildung 18.

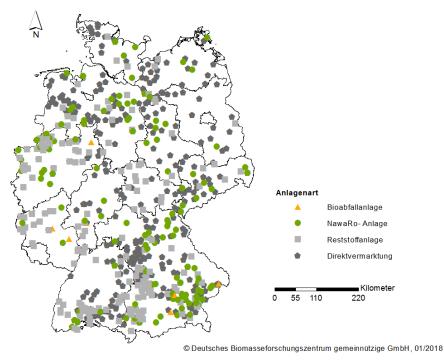


Abbildung 18: Biogasanlagen mit Inbetriebnahme 2000 – 2004 in der EEG-Festvergütung, differenziert nach Art der eingesetzten Substrate (Bioabfall, NawaRo, Reststoffe) sowie Biogasanlagen in der Direktvermarktung (Datenquelle: DBFZ basierend auf den Jahresabrechnung

Substratseitig empfiehlt sich die Reduzierung der teuersten Substrate (wie etwa Maissilage), deren Kosten regional starken Preisschwankungen unterliegen. Häufig werden geringe Anteile des Substrates aus weiteren Entfernungen zu überdurchschnittlichen Kosten bezogen. Das Potenzial für den Einsatz alternativer Substrate wie z.B. Wirtschaftsdünger, Stroh oder Rübenblatt ist erheblich, siehe Tabelle 30.

Tabelle 30: Potential Reststoffbasierter Substrate

Substrat	Daten - Unsicherheit	Schätzung (Mio t TS/a)	Entspricht ha Biogasmais
Spreu (geringe Datenbasis, niedrige deutsche Werte verwendet)	Hoch	9,4 ¹⁾	610.000
Rübenblatt (mittlere Erträge 2014-2017)	Hoch (Zuckermarktordnung)	2,9 ¹⁾	150.000
Zwischenfrucht (geringe Datenbasis, 30% Getreidefläche, 4t TM-Ertrag)	Sehr hoch (Kosten, regionale Wasserverfügbarkeit und An- bauzeiträume)	5,2 ¹⁾	300.000
Stroh	Gering (Spreu im Stroh ent- halten)	> 13 Mio t ²⁾	450.000 ³⁾
Gülle inkl. Festmist	Mittel (abhängig von Gülleanfall je GV, TS-Gehalte, Viehbestandentwicklung, Anteil zur Biogaserzeugung)	5,5 ^{2) 4)}	250.000

¹⁾ Theoretisches Potential, 2) Technisches Potential, 3) Im theor. Strohpotential ist Spreu enthalten

Die Einschätzung bzw. Berechnung der Biogas- oder Stromgestehungskosten für alternative Substrate ist im Vergleich zum Standardsubstrat Silomais meist mit höherer Komplexität verbunden.

- Bei Wirtschaftsdünger sind z.B. die relevanten Kosten in hohem Maße von den Transportentfernungen und den sich ergebenden Transportkosten (v.a. bei Gülle) verbunden.
- Notwendiger Aufbereitungsbedarf besteht v.a. bei Festmist, Pferdemist.
- Preise bzw. Annahmeerlöse der Substrate sind abhängig von den regionalen Nährstoffüberschüssen und von den Kosten zur Verwertung der nach der Vergärung verbleibenden Gärprodukte (ebenfalls abhängig von den regionalen Nährstoffüberschüssen).
- Bei Stroh ist die regionale Marktlage entscheidend, Einflussfaktoren sind hier v.a. der von den jeweiligen Anbauverhältnissen und Ertragsniveaus abhängige Strohanfall auf der einen Seite und der Strohbedarf, v.a. für Einstreu auf der anderen Seite. Soweit regional viel Stroh als Einstreu genutzt wird, ist dieses allerdings prinzipiell in Form von Wirtschaftsdünger erschließbar.

⁴⁾ Verdopplung der Güllemengen für Biogaserzeugung angenommen

Wird Stroh direkt für die Biogaserzeugung geerntet, hängen die Gestehungskosten sehr stark von der Prozesskette ab. Bei technischer Eignung der Biogasanlage lassen sich bei kostengünstiger Prozesskette, d.h. bei regionaler Strohverfügbarkeit, insbesondere bei Einsatz einer Häckselkette und Silierung des gehäckselten Strohs substratbezogene Stromgestehungskosten von 6,06 ct/kWhel gegenüber von 8,58 ct/kWhel bei Maissilage realisieren. Es lassen sich also substratseitige Kostensenkungen von 30 % realisieren. Bei Strohzukauf ab Ballenlager liegen typische Preisen je nach Region in Deutschland bei 50 bis 100 €/t. Zuzüglich der Kosten für Transport, Handling und Zerkleinerung liegen die substratbezogenen Stromgestehungskosten mit 11,6 - 16,5 ct/kWhel um mindestens 45 % über den Kosten von Maissilage [15].

Für Rübenblatt können bisher nur die Kosten für Ernte und Transport bereitgestellt werden, für die Silierung liegen derzeit keine Daten vor, da Rübenblatt derzeit wegen der hohen Sickersaftbildung nicht als Einzelsubstrat umweltgerecht siliert werden kann. Mit 4,51 €/t (Ernte + Transport, Schlaggröße: 10,0 ha, Entfernung Hof-Feld: 10,0 km, Menge: 70,0 t/ha) liegen die Bereitstellungskosten für Rübenblatt bis zum Silo bei guten Erntebedingungen jedoch deutlich unter fast allen anderen Substraten. Die technologischen Herausforderungen müssen jedoch berücksichtigt werden [15]. Die schichtweise gemeinsame Silierung mit Häckselstroh im Fahrsilo wird bereits von einzelnen Betrieben praktiziert.

Prozess- und technikbezogene Kostensenkungspotenziale umfassen Verlustvermeidung entlang der Gärstrecke (Ausfaulungsgrad, Substrataufschluss, Gasverluste), Minderung von Verschleiß, Effizienzsteigerung im Sinne einer effizienten Wärmenutzung und Einsparung von Arbeitskosten durch Automatisierung oder effizientere Lösungen. Ein entscheidender Faktor zur Senkung der Stromgestehungskosten liegt in höheren elektrischen Wirkungsgraden.

Somit lassen sich anlagenbezogene Kostensenkungspotenziale als (ökonomisches) Repowering, d.h. als geplante technische Modifikationen zur gezielten Steigerung des Nutzungsgrades, zusammenfassen (DBFZ-Report Nr. 28, Postel et al. 2017) [16].

Basis des gesamten Projektes ist die Erschließung von Wärmesenken, um eine höhere Wärmenutzung zu erreichen. Da der Bedarf von Wärmesenken meist deutlich unterhalb der Leistung üblicher Biogasanlagen liegt, bedeutet dies, dass dezentrale Wärmesenken evaluiert und erschlossen werden müssen. Wärmeleitungstrassen mit Vor- und Rücklauf haben gegenüber Gasleitungen einen weitaus höheren Investitionsbedarf, außerdem deutlich höhere Betriebskosten, vor allem wegen des höheren (Pump-)Strombedarfes. Sie weisen außerdem deutlich höhere Energieverluste auf.

Der Projektansatz ist daher, dezentrale Wärmesenken mit Biogas-Leitungssystemen und angeschlossenen dezentralen BHKW's zu erschließen. Damit der zusätzliche Aufwand gegenüber der bisher üblichen Lösung, d.h. zentrales BHKW an der Biogasanlage gerechtfertigt ist, muss eine deutlich höhere Wärmenutzung realisiert werden. Dabei muss auch der in der Regel etwas niedrigere elektrische Wirkungsgrad kleinerer BHKW's und der hohe Einfluss des elektrischen Wirkungsgrades berücksichtigt werden.

Bei der Definition möglicher Zielakteure wurden ländliche Anwendergruppen im Kommunal-, Gewerbe- (Nahrungsmittel- und Getränkeherstellung) und Dienstleistungssektor (Tourismus, Gesundheit, Wellness) betrachtet. Dabei wurden folgende Zielakteurs(gruppen) identifiziert:

- (1) Stadtwerke
- (2) Bäckereien und Brauereien
- (3) Hotels, Krankenhäuser, Pflegeheime, Schwimmbäder, Thermen, Flughäfen

Als Grundlage für die Auswahl der Zielakteure wurden folgende Bewertungskriterien herangezogen:

- (1) Berücksichtigung aktueller Siedlungsstruktur (min. 3 Zielakteure im Umfeld von einer der identifizierten Biogasanlagen, lediglich in Ausnahmefällen Identifikation von 1–2 Zielakteuren).
- (2) Gemeindeübergreifende Wertschöpfung im ländlichen Raum und Festlegung der max. Entfernung zwischen den identifizierten Zielakteuren und der jeweiligen Biogasanlage (12 km Radius) als Folge.
- (3) Ggf. bestehende (effiziente) Wärmenutzung.

Die Identifikation der Anwender in den Zielregionen erfolgte entsprechend erwartetem Bedarf an Strom, Wärme und Gas. Ein hoher Warmwasserbedarf und damit ein über das ganze Jahr gegebener Wärmebedarf haben dabei die höchste Relevanz. Im Falle der Schule resultiert dieser v.a. aus der üblicherweise angeschlossenen Sportanlage (Duschen). Ein solcher Wärmebedarf für Warmwasserbereitung unterliegt nicht den jahreszeitlich sehr ausgeprägten Schwankungen von Gebäudeheizungen und ermöglicht damit weitaus höhere Jahresnutzungsgrade. Dies gilt in Verbindung mit ausreichenden Pufferspeichern auch bei im Wesentlichen flexiblem, stromseitig bedarfsangepasstem Betrieb.

Zur Identifikation interessierter Anwender wurde im Herbst 2018 ein teilstandardisierter Fragebogen entwickelt, siehe Anhang F.9. Nach einer Pre-Test-Phase wurde der erarbeitete Fragebogen um eine Online-Befragung ergänzt und den identifizierten potenziellen 208 Anwendern aus dem Gewerbe- und Dienstleistungssektor per E-Mail zugesandt. Die räumliche Verteilung der potenziellen Anwender in Deutschland lässt sich der nachfolgenden Abbildung 19 entnehmen.

In Vorbereitung auf die Befragung der Zielakteure wurden mögliche Hemmnisse und Anforderungen aus Anwendersicht identifiziert, auf welche im später folgenden Abschnitt zu Arbeitspaket 9 näher eingegangen werden soll.

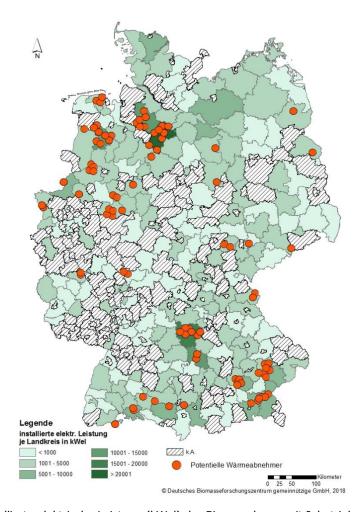


Abbildung 19: Installierte elektrische Leistung (kWel) der Biogasanlagen mit Inbetriebnahme 2000 – 2004 in den Zielregionen sowie Standorte potenzieller Wärmeabnehmer (n = 209) (Datenquelle: DBFZ basierend auf den Jahresabrechnungsdaten der BNetzA 2017, Referenzjahr 2016)

Arbeitspaket 7: Erarbeitung und Vergleich verschiedener Betriebsmodelle

Bei der Erarbeitung der Geschäftsmodelle galt es, wirtschaftliche Lösungen für Strom- und Wärmeerzeugung(-sgesellschaften) zu entwickeln, um eine praktikable, an örtliche Gegebenheiten angepasste Implementierung des MiniGas-Ansatzes zu ermöglichen. Dabei spielten Elemente der Wertschöpfungs- bzw. Vertriebskette und der zugehörigen Akteure, aber auch Imageaspekte und technologische Lösungen eine maßgebliche Rolle. Rechtsformen der jeweiligen Unternehmen sind dabei eher nachrangig, weil diese für das jeweilige Geschäfts- bzw. Organisationsmodell nur bedingt relevant sind. Es wurde daher analysiert, welche organisatorischen und technischen Aspekte im Rahmen erfolgversprechender Geschäfts- bzw. Organisationsmodelle berücksichtigt werden müssen. Es wurden v.a. technologische Lösungen, Imageaspekte, organisatorische Lösungen und eine stakeholdergerechte Organisation entlang der Wertschöpfungskette sowie jeweilige Interaktionen und Einflüsse auf die Gestehungskosten für Strom und Wärme als wesentlich identifiziert. Besondere Aspekte, die sich aus der Möglichkeit der Bereitstellung von bedarfsgerechter oder Regelenergie ergeben, sind in Arbeitspaket 8 dargestellt.

In Bezug auf Imageaspekte sowie unter Berücksichtigung soziökonomischer und gesellschaftlicher Diskussionen und Energieerzeugungs- und Verwertungsaspekte erscheinen insbesondere folgende Aspekte relevant:

- Tank-Teller-Trog-Debatte
- Natur-, Biodiversitäts-, Insekten- und Landschaftsschutz
- Sicherung der Arbeitsplätze in der Region und im ländlichen Raum
- Fridays for future klimafreundliche erneuerbare Energie
- CO₂-Abgabe
- Kohleausstieg in 2038

In Abhängigkeit vom Nutzer und der jeweiligen Bedeutung der Energiekosten spielen ökonomische Aspekte, d.h. die sich ergebenden Kosten für Wärme und Strom sowie die Preisstabilität eine mehr oder weniger große Rolle. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass die Kosten eine umso größere Rolle spielen, je größer der Anteil der Energiekosten an den Gesamtkosten des Unternehmens ist und je geringer imageseitige, managementseitige oder technische Aspekte sind.

Technologische Lösungen müssen verschiedene Aspekte berücksichtigen. Dies sind v.a. Auswirkungen auf Nutzer (z.B. durch Immissionen wie Geräusch, Vibration, Geruch, Schadstoff/Abgas, je nach Standort auch Temperatur), Anforderungen an Betriebszustände (bspw. Flexibilität, Bereitstellungsgeschwindigkeit), an sicherheitsrelevante und/oder rechtliche Rahmenbedingungen (bspw. Temperaturniveau in Hinblick auf die Legionellenvorbeugung, Brandschutz), Effizienz, Zuverlässigkeit, notwendigen zeitlichen und fachlichen Betriebsaufwand (Fernwartung, Bedarf speziell geschulten Fachpersonals oder Fachhandwerker regionaler Fachfirmen). Auch Redundanz und Wärmespeicherung für kombiniert strom- und wärmegeführte Betriebsweisen gehören zu den technischen Lösungsaufgaben.

Organisatorische Lösungen beinhalten die Aspekte Organisation von Wartung und Betreuung inklusive Notdienst und ggf. Notfalllösungen. Eine stakeholdergerechte Organisation entlang der Wertschöpfungskette beinhaltet die Berücksichtigung der Aspekte Eigentum, zugehöriges Risiko und Verantwortlichkeiten entsprechend der Kernkompetenzen oder des Kernbedarfes. Der Aspekt Eigentum hängt dabei nicht in erster Linie von der Liquidität ab, sondern ist entscheidend für die Bewertung des technologischen und ökonomischen Risikos bzw. die langfristigen ökonomischen Chancen, für den Entscheidungsaufwand, die Entscheidungshemmung und den notwendigen Risikoaufschlag bei den Renditeerwartungen.

Die Elemente der Wertschöpfungskette sind die Biogasanlage mit Gasreinigung (= Rohgasbereitstellung), der Bau- und Betrieb des Gasnetzes bis zu den jeweiligen Hausanschlüssen, Bereitstellung des BHKW und Betrieb des BHKW inkl. des Wärmepufferspeichers und der bedarfsgerechten Strom- und Wärmebereitstellung. Die einzelnen Elemente der Wertschöpfungskette können jeweils in unterschiedlichen Eigentums- und Verantwortlichkeitsverhältnissen organisiert werden.

Eine Übersicht der erarbeiteten Geschäftsmodelle basierend auf den oben angeführten Elementen der Wertschöpfungskette lässt sich nachfolgender Tabelle 31 entnehmen.

Tabelle 31: Erarbeitete Geschäftsmodelle für das MiniGas-Konzept (DBFZ, 2020)

Geschäftsbezie- hung zu Energie- nutzer	Eigentumsverhältnisse entlang der Wertschöpfungskette	Beschreibung
(1) Anlagen- Contracting	a) Eigentümer der Biogasanlage investiert in die komplette Kette und wird zum Contractor; Dies umfasst Rohgaserzeugung und Reinigung, Gasleitung, BHKW, Spitzenlastwärmeerzeuger, Wärmepufferspeicher + Zubehör; Schnittstelle ist die Wärmeabgabe des Pufferspeichers; Ggf. kauft er Rohgas von weiteren BGA zu, verbessert dadurch die Versorgungssicherheit und die Sicherheit der Gasverwertung; b) Eigentümer mehrerer BGA gründen ein Unternehmen (Genossenschaft, GmbH etc.); ansonsten analog zu a); c) Ein spezialisiertes Unternehmen investiert in Rohgasleitung, BHKW, Pufferspeicher, Spitzenlastwärmeerzeuger und Zubehör, kauft das gereinigte Rohgas ab BGA; d) Ein spezialisiertes Unternehmen investiert in BHKW, Pufferspeicher, Spitzenlastwärmeerzeuger und Zubehör, die Investition in die Rohgasleitung erfolgt durch andere (BGA-Betreiber, Investorengenossenschaft etc.);	Der Anlagenbetrieb wird vom Contractor durchgeführt und die Anlage befindet sich in seinem Besitz. Das Personal und die Kompetenz werden vom Contractor gestellt. Das Risiko wird hierbei voll vom Contractor getragen, der im Rahmen der vertraglichen Ausgestaltung eine Versorgungsgarantie ab vereinbartem Übergabepunkt übernimmt. In der Regel werden hier eine fixe monatliche Contractinggebühr und ein Arbeitspreis für die gelieferte Energie vereinbart. Während der Vertragslaufzeit (üblicherweise mit Verlängerungsoption) ist der Energieabnehmer (also z.B. das Hotel, die Kommune mit Energiebedarf für öffentliche Einrichtungen etc.) also Kunde für die Energie und die Bereitstellung der Versorgungsdienstleistung. Es ist Vereinbarungssache, welche Versorgungssicherheit der Vertrag enthält, d.h. ob der Kunde eine vorhandene Wärmeversorgung zwecks Redundanz und Spitzenlast weiterbetreibt, oder ob der Contractor dies übernimmt. Ebenso ist Vereinbarungssache, ob z.B. eine kundenseitig vorhandene PV-Anlage in das Versorgungskonzept eingebunden wird. Die sich ergebenden Auswirkungen auf die Vollaststunden und auf die saisonale Gasabnahme sind jedoch zu berücksichtigen. Diese können aus der Darstellung im Zusammenhang mit der Möglichkeit der Bereitstellung von bedarfsgerechter oder Regelenergie (siehe Arbeitspaket 8) abgeleitet werden.

(2) Betriebsfüh- rungs-Contracting	Der Anlagenbetrieb wird vom Contractor durchgeführt, die Anlage (BHKW, Pufferspeicher, Spitzenlastwärmeerzeuger und Zubehör) befindet sich jedoch im Besitz des Contractingnehmers; Investition (und Eigentum) an der Gasleitung können durch BGA (eine BGA/Gemeinschaftsunternehmen mehrerer BGA) ggf. Rohgas-Zukauf von weiteren BGA) erfolgen oder aber durch ein Unternehmen, an dem z.B. auch externe Investoren, Stadtwerke, die Energienutzer etc. beteiligt sein können;	Das Personal und die Kompetenz werden vom Contractor gestellt. Das Risiko des Anlagenbetriebs sowie der Versorgungssicherheit wird hierbei im Rahmen der vertraglichen Vereinbarungen bis zum vereinbarten Übergabepunkt übernommen. Für den Anlagenbetrieb wird in der Regel ein pauschaler Betrag oder ein Grundbetrag plus der Betrag für die erbrachten Leistungen fällig. Im Übrigen gelten die o.g. Aspekte.
(3) Liefervertrag	Die zugehörige Anlage verbleibt im Eigentum des Lieferanten. Falls der Kunde Gas bezieht, sind BHKW, Pufferspeicher etc. in seinem Eigentum, falls er Wärme bezieht (ein BHKW versorgt mehrere Wärmekunden), kann die Wärmeübergangsstation in seinem oder im Eigentum des Lieferanten sein.	Geliefert wird nur die Energie (Gas oder Wärme), die ab festgelegter Schnittstelle ins Eigentum des Kunden übergeht; Je nach Vertrag kann Versorgungssicherheit inbegriffen sein; Dies ermöglicht in der Regel deutlich höhere Preise oder zusätzlich zum Preis für die Energie eine Grundgebühr, mit der die Leitungsinfrastruktur finanziert werden kann; Für den Lieferanten bedeutet dies jedoch, diese bereitstellen zu müssen, z.B. über Spitzenlastkessel (Wärme) oder die Einbindung weiterer BGA ins Mikrogasnetz. Der Anlagenbetreiber fungiert gleichzeitig als Anlagenbesitzer und Anlagenbetreiber (inkl. Gasund Wärmenetze), stellt Personal und Fachkompetenz bereit und übernimmt darüber hinaus das Risiko. Die Lieferung des Biogases/der Wärme erfolgt zu einem vertraglich fixierten Arbeitspreis für die gelieferte Energie, mit oder auch ohne garantierter Versorgungssicherheit.
(4) Leasing	Das Leasing ist eine besondere Finanzierungsform, bei der das zivilrechtliche Eigentum stets beim Leasinggeber, das wirtschaftliche Eigentum je nach Vertrag auch beim Leasingnehmer liegen kann [17] [18] [19] [20].	Das Betriebsrisiko liegt vollständig beim Betreiber der Anlage. Das Personal und die Kompetenz für den Anlagenbetrieb müssen vom Betreiber selbst gestellt werden. Der Leasinggeber übernimmt hier lediglich die Finanzierung der Anlage gegen Zahlung einer Leasinggebühr. Wartung und Reparatur (jedoch nicht der Betrieb an sich) können im Leasingvertrag miteingeschlossen sein.

(5) Eigenbesitz	Der Energieverbraucher investiert selbst anteilig (z.B. nur BHKW, Pufferspeicher etc., in diesem Fall entspricht die Geschäftsbeziehung dem Gas-Liefervertrag) oder komplett (auch Mikrogasleitung); Dann sind die Gaserzeugung sowie Gasnetz und BHKW in seinem Eigenbesitz.	Das BHKW befindet sich im Eigenbesitz und das Betriebsrisiko liegt beim Eigner. Das Personal und die Kompetenz für den Betrieb des BHKW obliegt dem Eigner. Die Lieferung des Biogases erfolgt bis zu dem vertraglich vereinbarten Übergabepunkt im Rahmen der vereinbarten Versorgungsgarantie. In der Regel werden ein fixer Grundpreis und ein Arbeitspreis für die gelieferte Energie festgeschrieben.
(6) eingetragene Genossenschaft	Gemeinschaftsunternehmen der Akteure entlang der Wertschöpfungskette; Dies könnte auch in anderer Rechtsform funktionieren, die Genossenschaft ist jedoch prädestiniert dafür. Sie ist Eigner der Anlage(n) und übernimmt das Betriebsrisiko bis zu einem geregelten Übergabepunkt.	Das Personal und die Kompetenz für den Betreib muss von der Genossenschaft gestellt werden und kann sich aus deren Mitgliedern ggf. auf ehrenamtlicher Basis rekrutieren. Für die Mitglieder der Genossenschaft besteht die vertraglich vereinbarte Versorgungssicherheit. Für die Mitgliedschaft ist eine Mindesteinlage notwendig, die das wirtschaftliche Risiko abdeckt. Als Ausgleich werden verminderte Energieversorgungsgebühren, Ausschüttungen oder zusätzliche Leistungen vereinbart. Die Wertschöpfungen werden entsprechend der ausgehandelten Bedingungen in der Wertschöpfungskette verteilt;

Im Falle eines Anlagen-Contractings oder Liefervertrages kann ein Energieabnehmer (bspw. Hotel) Wärme und Strom kaufen. Dabei sind notwendige Betriebssicherheiten im Liefervertrag festgehalten und sind somit garantiert. So kann eine Biogasanlage oder Untergesellschaft Eigentum und Betrieb der Wärmeerzeugung in Form von BHKW, Pufferspeicher und Steuerung übernehmen. Als Schnittstelle fungiert dabei die Wärmeabgabe ins Heizungs- bzw. Warmwassernetz. Die Nachweispflichten verbleiben je nach Vertrag ab dem Bereich seiner Schnittstelle (z.B. Legionellentest ab Schnittstelle Pufferspeicher) beim Kunden, der Contracting-Vertrag kann jedoch auch auf die gesamte Anlage ausgedehnt werden. In diesem Fall obliegt dem Contractinggeber auch die Sicherstellung der Funktion der kundenseitigen Technik.

Beim reinen Liefervertrag geht der Lieferumfang nur bis zu den vereinbarten Schnittstellen ohne weitere Dienstleistung. Neben einem hohen Gesamtnutzungsgrad optimiert der Betreiber den Betrieb der Anlage (ggf. im Schwarm mit weiteren Anlagen) im Hinblick auf bedarfsgerechte Stromlieferung. Darüber hinaus kann der Anlagenbetreiber bzw. eine Untergesellschaft die komplette Strombelieferung des Wärmekunden übernehmen, den überschussigen Strom zu Zeiten von Stromüberschüssen im Stromnetz weiterverkaufen sowie das eigene BHKW v.a. bei Strombedarf im Niederspannungsnetz bei gleichzeitiger Füllung des Pufferspeichers betreiben. Dieses Geschäftsmodell ist besonders aussichtsreich bei enger Kooperation mit örtlichen Betreibern des Stromnetzes.

Ein weiteres Unternehmen (Heizungstechnikunternehmen bzw. BHKW-Lieferant oder aber BHKW-Betriebsgesellschaft, Tochtergesellschaft des örtlichen Stromnetzbetreibers) kann Eigentum und Betrieb an Wärmeerzeugung (BHKW, Pufferspeicher und Steuerung) übernehmen. Dabei ergeben sich die gleichen Schnittstellen und Verantwortlichkeiten im Verhältnis zum Abnehmer wie oben beschrieben. Die Schnittstelle zur Biogasanlage bildet der Hausanschluss über eine Mikrogasleitung.

Des Weiteren ist eine örtliche Gesellschaft denkbar, welche das Mikrogasnetz ganz oder anteilig mitübernimmt. Das Geschäftsmodell gegenüber dem Endkunden ist ähnlich und wird dabei um das Geschäftsfeld des Mikrogasnetzes erweitert.

Beim Betriebsführungscontracting werden ergänzend zu den oben dargestellten Aspekten die Investitionen vom Energieabnehmer übernommen. Dabei verbleiben die entsprechenden Anlagen in seinem Eigentum.

Im Falle des vollständigen Eigenbesitzes und Eigenbetriebes (inkl. anteilige Gaserzeugung und Gasnetz) verbleiben das Risiko und der Managementaufwand, aber auch die Wertschöpfung, vollständig im Bereich des Energienutzers. Bei diesem Geschäftsmodell ist allerdings zu erwarten, dass mögliche Synergieeffekte, die ein spezialisierter Contractor erzielen kann, unterbleiben.

Das Geschäftsmodell Eigenbesitz ohne Gaserzeugung und Gasnetz (BHKW im Eigentum) unterscheidet sich vom Geschäftsmodell vollständigen Eigenbesitzes durch den ausbleibenden kapitalintensiven Bereich des Gasnetzes.

Das Geschäftsmodell eingetragene Genossenschaft bzw. eine andere Form eines gemeinsamen, die Wertschöpfungskette umfassenden Unternehmen (evtl. mit Untergenossenschaften für die verschiedenen Geschäftsfelder) kann eine Möglichkeit sein, Geldanlage, Partizipation an den ökonomischen Chancen und die Nutzung der Synergieeffekte eines spezialisierten Unternehmens mit spezialisiertem Personal zu kombinieren.

In allen Fällen ist als Variante des Eigentumsübergangs bzw. der Finanzierung die Leasingoption denkbar. Möglich sind dabei entweder die Variante der festen Vereinbarung der Übernahme im Rahmen einer Schlussrate oder die Wahl zwischen Übernahme per Schlussrate und Ausstiegsoption, welche letztlich eine Übernahme durch Leasinggeber bedeutet. Die konkrete Ausgestaltung dieses Geschäftsmodells hängt maßgeblich davon ab, ob der Leasinggeber bspw. der BHKW-Lieferant oder eine reine Leasing-Finanzierungsgesellschaft ist.

Unter Berücksichtigung der Ergebnisse aus den Kostenberechnungen (Querverweis auf Ergebnisse von den Partnern) wurden weitere Modelle entwickelt:

- (A) MiniGas wie ursprünglich vorgesehen mit einzelnen größeren KWK-Verbrauchern (hier sollten passende KWK-Anlagen eingebunden werden);
- (B) kombiniert, einzelne größere KWK-Verbraucher, kleinere werden über dezentrales Wärmenetz eingebunden
 - (B1) jeweils KWK-Flexbetrieb (weitgehende Eigenversorgung in Verbindung mit regionalen Stromverbrauchern, KWK und regionaler PV);
 - (B2) MiniGasnetz + mit zusätzlicher Bündelungsfunktion für Biomethanaufbereitung (die berechneten Leitungskosten liegen unter den Skaleneffekten bei der Biomethanaufbereitung);

○ (B3) in Verbindung mit der RED II und mit der geplanten CO₂-Abgabe sind Ansätze zum verstärkten Reststoffeinsatz sehr zielführend (CO₂-Preiseffekte, Vermarktungsvorteile).

Vor dem Hintergrund der beschriebenen Betriebsmodelle kann die Schaffung einer weiteren Körperschaft des privaten Rechts, wie etwa einer Kapitalgesellschaft, Aktiengesellschaft, Gesellschaft mit beschränkter Haftung oder Genossenschaft – ergänzend zu bereits bestehenden Unternehmen – zunächst durch vertragsbasierte Formen erfolgen. In erster Linie ist hierbei die Contractingform gemeint, um somit auf Marktsignale reagieren zu können. Ein Contractor wird als Modernisierer der Energieversorgungsanlage definiert, welcher dem Kunden Nutzenergie liefert [21]. Inwiefern die Heranziehung eines externen Dienstleisters zur Konzeptentwicklung zwecks Versorgung der Liegenschaften mit Energie sinnvoll erscheint, hängt von dem jeweiligen konkreten Standort ab.

Die Praxisrelevanz der jeweiligen Betriebsmodelle ist standortabhängig und wird durch die spezifisch gewählte Beteiligungsform bestimmt (stille Beteiligungen vs. aktive (Mit)Gesellschafter). Relevant sind des Weiteren die konkrete Anzahl der Wärmeabnehmer (ein vs. mehrere) sowie die mögliche Investitionsbereitschaft in die Gasleitungen (Biogasanlage(n), welche die Standorte mit Rohbiogas beliefert, ggf. Wärmeabnehmer selbst oder aber das Heranziehen einer externen Investitionsgesellschaft).

Schnittstellen der Geschäfts- und Betriebsmodelle können kapital- oder betriebsführungsseitig das Biogasnetz (Schnittstelle Biogasanlage), das BHKW und ggf. ein daran angeschlossenes dezentrales Wärmenetz, das mehrere Wärmeverbraucher beliefert, sein.

Bei der konkreten Ausgestaltung müssen die jeweiligen Risiken und Chancen berücksichtigt werden. Dies gilt für die Energiekunden in Bezug auf die Versorgungssicherheit. Idealerweise wird die Versorgung daher über die Anbindung mehrerer Biogasanlagen gesichert.

Investitionssicherheit ist insbesondere für die langlebigen Investitionen in die Gasleitungen und in die Ertüchtigung der Biogasanlage von hoher Bedeutung. Zu kurze Laufzeiten der Geschäftsmodelle bedeuten Risiken oder müssten eigentlich durch kurz laufende besondere Abschreibungsfristen und entsprechend hohe Kosten abgesichert werden. Längere Laufzeiten bieten die Chance geringerer Kosten, weil die kapitalintensiven Investitionen über einen längeren Zeitraum gestreckt werden können.

Maßnahmen zur Absicherung der Investitionen sind langfristige Verträge, Diversifikation der Abnehmer (die auch bei Ausfall einzelner Abnehmer den Absatz sichert) und investive Beteiligung aller an der Wertschöpfungskette beteiligten Akteure.

<u>Arbeitspaket 8: Analyse eines Anlagenpoolings zur Vermarktung als Regelenergie</u>

Ziel dieses Arbeitspaketes bestand darin, die Möglichkeit eines Poolings der zu errichtenden Mini-BHKW-Anlagen zur Vermarktung von Regelenergie zu bestimmen. Dazu sollten mögliche Regionen mit ausreichender Anzahl an BGA mit Eignung für Anlagenpooling inkl. Prüfung einer besonders aussichtsreichen Vermarktungsform der Regelenergie, präqualifizierte Anbieter für ausgewählte Regionen in Abhängigkeit von der Regelenergieart (Primär-/ Sekundärregelleis-

tung oder Minutenreserve) analysiert, eine Prüfung der formalen und technischen Voraussetzungen durchgeführt sowie eine Definition einer möglichen Anlagenfahrweise zur Teilnahme am Regelenergiemarkt erarbeitet werden.

Zum Stand 12/2019 existierten in Deutschland rund 60 Anbieter für Primär-, Sekundärregelleistung und Minutenreserve, von denen 31 für Primärregelleistung, 37 für Sekundärregelleistung und 45 für Minutenreserve präqualifiziert sind. Dabei sind die ersteren vornehmlich Betreiber von Großkraftwerken, während die Minutenreserve auch von Stromkunden wie etwa Stadtwerken gepoolt werden kann.

Generell macht die Teilnahme am Regelenergiemarkt für größere Anlagen Sinn bzw. für kleinere (im Fall von MiniGas-Konzepten kleinere, dezentrale BHKW), wenn sie gepoolt werden. Dabei ist die Bereitschaft der Akteure relevant. Das gewählte Geschäftsmodell spielt hierbei eine besondere Rolle. Bei Einzelbetrieb weniger MiniGas-BHKW ist der Betriebsaufwand (technischer Betrieb und Verwaltung) auch bei Einbeziehung eines spezialisierten Marktpartners vergleichsweise höher als beim Betrieb eines größeren BHKW-Pools (mit Fernwartung und Fernsteuerung) durch ein Unternehmen.

Marktaussichten Regelenergie:

- Kleines Marktvolumen SRL, Minutenreserve, kaum längerfristig kalkulierbare Erlöse
- Geringer Investitionsbedarf, daher dennoch aktuell als cash cow nutzbar
- Negative SRL künftig extrem günstig (bis hin zu Tauchsiedern in Wärmespeichern).
 Diese Option kann bei gepoolter kombinierter Bereitstellung von Strom und Wärme ggf. genutzt werden;
- Geringe Energiemengen, kurzfristig, Ausbalancierung künftig durch Stromspeicher, E-Mobile künftig einfach und kostengünstig.

Marktaussichten bedarfsgerechte Stromerzeugung:

- hoher grundsätzlicher Bedarf bei Stilllegung der Kondensationskraftwerke (Nuklearund Kohle-kraftwerke);
- Chancen im gegenwärtigen System schwierig einschätzbar- es fehlen Rahmenbedingungen zum wirtschaftlichen Betrieb bedarfsgerechter Stromerzeugung; Für größere Verbraucher kann an Stelle einer Vermarktung ggf. künftig die Erzeugung zum Eigenverbrauch in Zeiten hoher Strompreise, der Netzbezug in Zeiten niedriger Börsenpreise interessant sein. Aktuell sind die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen aber auch dafür unter Berücksichtigung der weiteren Kostenelemente des Strom-Bezugspreises als schwierig einzuschätzen. Hier sind konkrete Modellbetrachtungen an einem oder mehreren Modellstandorten in einem Folgeprojekt, als Vorstufe zu einer modellhaften Realisierung sinnvoll.
- Höhe und v.a. zeitliche Variation der Börsenpreise hat eine unmittelbare Auswirkung auf die Vermarktungsoptionen, Bereitstellungskosten und notwendige technische und organisatorische Lösungen für bedarfsgerecht erzeugten Strom; Für Minigaskonzepte (und Biogas vor-Ort-Verstromung) stellen saisonale Preisvariationen die höchsten Anforderungen. Die technischen und kostenseitigen Auswirkungen auf die Gasverwertung (geringere jährliche Betriebsstunden der BHKW, größere Wärmepufferspeicher, wärmeseitig stärkere Berücksichtigung des Legionellenrisikos, angepasste Steuerungen)

sind in jedem Fall zu berücksichtigen. Saisonalitäten mit höheren Preisen im Winterhalbjahr ermöglichen zwar häufig eine bessere Kongruenz von Stromerzeugung und Wärmebedarf, erfordern jedoch eine saisonale Variation der Gaserzeugung, die i.d.R. mit deutlich höheren Kosten verbunden sind. Die typische Variation im Tages- + Wochenbereich ist deutlich kostengünstiger umsetzbar. Typischerweise sind von Freitagnachmittag bis Montagmorgen niedrigere Preise zu verzeichnen, an großflächig sonnigen Tagen (im Sommerhalbjahr stärker ausgeprägt als im Winterhalbjahr) sind höhere Preise am frühen Morgen und späten Nachmittag bis in den Abend zu verzeichnen, entsprechend des Windangebotes (im Winterhalbjahr höher). Für Minigaskonzepte erfordert dies auf der Gaserzeugungsseite v.a. Gasspeicherkapazitäten, die mindestens 60 h überbrücken, eine angepasste Organisation oder Kapazität der Rohgasreinigung und ggf. eine gewisse Flexibilität der Gaserzeugung selbst. Sowohl das Leitungsnetz als auch die BHKW- Kapazitäten müssen für die entsprechende Betriebsweise geeignet sein, die Wärmepufferspeicher müssen die Überbrückung von Wochenenden ohne BHKW-Betrieb überbrücken. Die Kosten dieses gegenüber einem Grundlast-ähnlichen Betriebsregime müssen berücksichtigt werden.

 Pooling mit fluktuierenden erneuerbaren Energien sowie Vermarktung über EE-Stromanbieter ggf. möglich.

Arbeitspaket 9: Durchführung Hemmnisanalyse der Akteure

Eine Hemmnisanalyse aus Anwendersicht ist eine wesentliche Grundlage sowohl für die technische Auswahl als auch für die konkrete Gestaltung der Geschäftsmodelle. Damit eine schnelle Marktrealisierung der erarbeiteten Konzepte erfolgen kann, müssen die Lösungen sehr schnell über die Anforderungen der Anwendergruppen der Innovatoren und frühen Adopter hinausgehen und die Ansprüche der frühen und ggf. der späten Mehrheit erfüllen. Dies geht nur auf Basis einer Hemmnis- und Anforderungsanalyse aus Anwendersicht.

Hemmnisse und Anforderungen können deutlich über kalkulierbare betriebswirtschaftliche Aspekte hinausragen, sind aber bisher völlig unbekannt. Vorstellbar ist zum Beispiel, dass eine KWK-Lösung, die betriebswirtschaftlich zu erheblichen Einsparungen führt,

- bei einem Standort, bei dem zusätzlich der Imageaspekt wichtig ist, nur dann zum Tragen kommen kann, wenn die Substratseite der Rohgaserzeugung ein positives Image trägt, z.B. durch Vergärung von Reststoffen und/oder ökologisch wertvollen Wildpflanzenmischungen;
- bei hohem Bedarf an Zuverlässigkeit bzw. bedeutenden wirtschaftlichen Nachteilen bei Ausfall (z.B. Hotel) nur dann in Frage kommt, wenn durch Technik und/oder Geschäftsbzw. Organisationsmodell eine hohe Zuverlässigkeit garantiert wird;
- nur dann in Frage kommt, wenn das Kerngeschäft (Kunden- oder Mitarbeiterzufriedenheit) nicht durch Emissionen (z.B. Geräusch, Geruch, Vibration) beeinträchtigt wird;

aus Mangel an eigenem Fachpersonal, ggf. wirtschaftlicher Bindung an Fachunternehmen mit anderer Ausrichtung nicht gewählt wird, bzw. höchstens evtl. in Verbindung mit einem passenden Geschäfts- und Organisationsmodell zum Tragen kommt.

Für die Befragung der Zielakteure wurden folgende potenzielle Hemmnisse sowie Anforderungen aus Anwendersicht als relevant angesehen:

Tabelle 32: Hemmnisse und Anforderungen aus Sicht potenzieller Anwender des MiniGas-Konzeptes (DBFZ, 2020)

Klassifizierung	Erläuterung						
Hemmnisse							
managementseitig	 Fehlende Managementkapazität, um sich mit der Thematik zu beschäftigen Image: Schlechtes Image der NawaRo bzw. Maisvergärung Themenpriorisierung: bspw. im Gesundheits- und Pflegesektor Fokus vorranging auf dem Fachkräftemangel, im Hotelbereich auf Kundenzufriedenheit und Auslastung; d.h. Energiekosten sind von nachrangiger Priorität Befürchteter hoher Zeitaufwand für Betrieb und Einarbeitung 						
kostenseitig	 Niedrige aktuelle Kostenlage für fossile Energieträger, welche sich durch zu erwartende höhere Gaspreise möglicherweise ändern wird Keine bis hohe Risikoverlagerung 						
emissionsseitig	Unwissen bezüglich Geruchsbelästigung und/ oder Lärmemissionen						
Anforderungen							
managementseitig	 Geringer Zeitaufwand für Betrieb und Einarbeitung Verfügbarkeit externer Expertise 						
kostenseitig	Geringere Energiekosten						
umweltseitig	Imageaspekte und Klimaschutz						

Grundsätzlich lässt sich festhalten, dass die spezifischen Hemmnisse standortabhängig sind und nur durch gezielte Ansprache der Anlagenbetreiber zu überwinden wären. Als Beispiele für mögliche Lösungsstrategieansätze seien an dieser Stelle genannt:

- Vergärung von Reststoffen und/oder ökologisch wertvollen Wildpflanzenmischungen
- Absicherung durch Technik oder ein entsprechendes Geschäftsmodell
- Monitoring der Kunden- oder Mitarbeiterzufriedenheit
- Auswahl eines geeigneten Betriebsmodells sowie des Fachunternehmers

Die praktische Analyse der Anwenderinteressen erwies sich als schwierig. Das erwartete Interesse an einer effizienteren Energienutzung im Hotelgewerbe war letztendlich gering. Es gibt zwar verschiedene Aktivitäten in Richtung Energieeffizienz in diesem Bereich, die Energiekosten liegen nach diesen Quellen allerdings nur im einstelligen Prozentbereich, bezogen auf den Umsatz [22] [23] [24] [25] [26]. Letztendlich gab es keine Rückmeldung auf die Fragebogenaktion. Telefonische Rückfragen waren ebenfalls nicht erfolgreich, es gab keinen Ansprechpartner für Energieaspekte und die jeweiligen Leiter/Betreiber waren nicht interessiert. Auch von Seiten eines Hotelverbandes gab es kein Interesse an einer Zusammenarbeit.

Letztlich wurden so die bereits analysierten Hemmnisse bestätigt (vgl. Tabelle 32), insbesondere die managementseitigen Hemmnisse können als sehr stark eingeschätzt werden. Als Konsequenz aus diesem Ergebnis erfolgte die Entscheidung zu einem neuen Ansatz – einer direkten Ansprache von Anlagenbetreibern, die selbst mögliche Wärmesenken in ihrer Region einschätzen können.

So wurde vor dem Hintergrund der identifizierten relevanten Anforderungen aus der Anwendersicht im Projektverlauf ein neuer inhaltlicher Ansatz verfolgt. Biogasanlagenbetreiber wurden proaktiv angesprochen, um möglichst übertragbare praxisorientierte Konzepte zu erarbeiten. Bei der weiteren Konzeptentwicklung sollten sowohl bestehende Anlagentechnik als auch mögliche Anlagenkonzepte zur Erweiterung des bestehenden Systems berücksichtigt werden. Zu diesem Zweck wurde in enger Zusammenarbeit mit allen Projektpartnern im Januar 2020 eine Pressemitteilung über verschiedene Kanäle veröffentlicht, in der die Kosten einer Biogasversorgung benannt und ein Angebot an Anlagenbetreiber für eine kostenlose Wirtschaftlichkeitsberechnung unterbreitet wurde [27]. Zudem wurde diese Option im Rahmen eines Vortrags auf der Biogastagung in Dingolfing [28] vorgestellt und in Gesprächen mit Betreibern vertieft.

Arbeitspaket 13: Projektbegleitende Öffentlichkeitsarbeit

Als projektbegleitende Öffentlichkeitsarbeiten wurden folgende Tätigkeiten vorgenommen:

- Kontaktaufbau zu relevanten Zeitschriften & Erarbeitung von Presseartikeln
- Ansprache & Informationstransfer zu Biogasanlagenbetreibern
- Erarbeitung eines Informationsflyers nach Projektende
- Vorträge vor Zielpublikum

Folgende Vorträge wurden im Rahmen des Vorhabens gehalten:

- Vortrag Alexander Schank (abc GmbH) Projektvorstellung bei der Statuskonferenz "Energetische Biomassenutzung" 20.-21.11.2017
- "Biogas from agricultural residues potentials and perspectives" im Rahmen der Konferenz "Great Cycle: Symposium of Rural Soils and Waters Organic Pollution Control", Vortrag Walter Stinner, 19.-21. Oktober 20018 an der Landwirtschaftlichen Universität Chinas (CAU) in Peking
- "Biogasanlagen vor neuen Herausforderungen", Vortrag Walter Stinner, Velina Denysenko, Nadja Rensberg, Jaqueline Daniel-Gromke zum Thema im Rahmen der 3. Bayerischen Biogasfachtagung "Stroh, Gras → Biogas", am 6. Februar 2019 in Dingolfing

- "Herbstnovelle des EEG 2019 und der Beitrag von Biogas zu nachhaltiger Landwirtschaft, Strom- und Wärmeversorgung der Zukunft", Vortrag Peter Kornatz im Rahmen des parlamentarischen Fachseminars am 6. März 2019 in Berlin
- "Biogas for future Herausforderungen und Lösungsansätze: Die faserigen Rohstoffe sind eine zentrale Säule für zukunftsfähiges Biogas", Vortrag Walter Stinner, Velina Denysenko, Nadja Rensberg, Jaqueline Daniel-Gromke im Rahmen der Fachtagung "Biogas aus Stroh", am 28.-30. August 2019 in Heiden
- Workshop mit Biogasanlagenbetreibern, Vertretern der Stadtwerke sowie dem Bürgermeister der Stadt Bad Bentheim, außerdem mit dem agrarpolitischen Sprecher der Unionsfraktion zu künftigen Betriebskonzepten für Biogasanlagen am 09. September 2019 in Bad Bentheim.

Von städtischer Seite wurde Interesse an der Wärmeversorgung eigener Objekte geäußert. Die Erschließung entsprechender Standorte mittels Biogasleitungen entsprechend des MiniGas-Konzepts wurde als sehr interessant angesehen, allerdings auch hoher Bedarf an stabilen Rahmenbedingungen für den Gesamtbetrieb der Anlagen als Voraussetzung formuliert.

Am Folgetag wurden mit der Vereinigung des Emsländischen Landvolkes e.V. (VEL) (An der Feuerwache 12, 49716 Meppen) ebenfalls künftige Betriebskonzepte für Biogasanlagen diskutiert. Auch hier wurde das MiniGas-Konzept zur stabilen ländlichen Energieversorgung als guter Ansatz bewertet, allerdings wurde auch hier dringender Bedarf an stabilen und wirtschaftlich umsetzbaren Rahmenbedingungen als Gesamtpaket (düngeseitig, Energievermarktung) als vordringlich angesehen.

 "Vergärung von Agrarreststoffen in der Praxis: Herausforderungen, Perspektiven und Chancen", Fachvortrag und Konferenzbandbeitrag Walter Stinner, Velina Denysenko, Mathias Stur im Rahmen der Fachtagung "Stroh, Gras → Biogas - Innovative Verfahren zur Nutzung von Ernteresten in Biogasanlagen", Dingolfing, 12. Februar 2020

Vor dem Hintergrund der COVID-19-Situation musste eine Reihe von geplanten öffentlichkeitswirksamen Fachveranstaltungen, Messen und Kongressen seit Mitte März 2020 entfallen. In Onlineveranstaltungen wurden ersatzweise die Inhalte und Ergebnisse verbreitet. Ergebnisse des Projektes wurden und werden über die Öffentlichkeitsarbeit hinaus DBFZ-seitig u.a. zur Politikberatung genutzt. Dies betrifft insbesondere die aktuell laufenden Beratungen zur EEG-Novellierung.

MiniGas (FKZ 03KB131A; B; C)

Förderschwerpunkt: 6 - Studien und Konzepte für die Energieerzeugung aus Biomasse

Energetischen Biomassenutzung

eine Initiative des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)

Schlussbericht vom 01.04.2021

2.2 Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

Durch die Bundesregierung wurde eine Verlängerung der Inanspruchnahme der Flexibilitätprämie für EEG-BHKW vom 30.11.2020 auf den 31.07.2021 verfügt. Während der Übergangszeit ist der Zubau nicht gedeckelt. Das kann durchaus positive Auswirkungen für praktische Anwendungen der Ergebnisse des MiniGas-Projektes haben.

Mitte des Jahres 2020 wurde durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie die Nationale Wasserstoffstrategie veröffentlicht. Das wachsende Interesse an der Bereitstellung von grünem Wasserstoff, z.B. aus Biogas oder Biomethan, kann ebenfalls dazu führen, dass sich "kleinere" Biogasanlagen über ein örtlich begrenztes Biogasnetz zusammenschließen und sich eine wirtschaftliche Wasserstoffbereitstellung erschließen lässt.

Technisch gesehen sind verschiedene, jeweils kleinere Fortschritte im Bereich der alternativen Substrate zu nennen. Dies betrifft sowohl Anbau, Ernte, Erträge, Gasausbeuten und Verfahrensketten von Blühpflanzen und anderen Alternativkulturen als auch verbesserte Verfahren zur Nutzung von Wirtschaftsdünger (Festmistaufbereitung, Separation von Güllefeststoffen, Transportlösungen) und zur Nutzung pflanzenbaulicher Reststoffe (Prozessketten zur Ernte, Konservierung, Aufbereitung, Einbringung und Vergärung von Stroh, Maisstroh, Rübenblatt etc.). Dies kommt den verschärften Anforderungen (Maisdeckel) entgegen.

Im Bereich von dezentralen KWK-Aggregaten ist im Bereich der häuslichen Wärmeversorgung die Markteinführung von Geräten mit Brennstoffzellen erfolgt. Allerdings stellt aus Kostengründen die Brennstoffzelle nur einen kleinen Teil der jeweils installierten Wärmeleistung dar.

Wesentliche Entwicklungen betreffen die Änderung von Rahmenbedingungen und sind z.T. schon in Arbeitspaket 7 dargestellt. Die geplante CO2-Abgabe verbessert z.B. die Konkurrenzfähigkeit gegenüber fossilen Energieträgern, vor allem wärmeseitig. Es fehlen allerdings trotz dem geplanten Kohleausstieg in 2038 zusätzlich zum anstehenden Kernenergieausstieg in 2022 weiterhin Rahmenbedingungen, um Geschäftsmodelle zur Erzeugung elektrischer Energie über Biogas im Rahmen der angedachten Konzepte zu ermöglichen.

Der EEG-Kabinettsentwurf [29] beinhaltet für Biomasse u.a. ein Ausbauziel bis 2030 von 8,4 MW installierter elektrischer Anlagenleistung und 42 TWh Stromerzeugung (entspricht dem derzeitigen Status quo), eine Anpassung der Ausschreibungsmodalitäten mit höheren Gebotswerten für Bestands- und Neuanlagen sowie gesonderte Ausschreibungen für hochflexible Biomethan-BHKW in Süddeutschland (hochflexibel = Betrieb mit 15 % der Bemessungsleistung). Für den MiniGas-Ansatz, bei dem die Kosten und der Energieaufwand für die Aufbereitung auf Erdgasqualität, zur Einspeisung ins Erdgasnetz und für den Betrieb des Erdgasnetzes vermieden werden können, zeigt die hohe Anforderung in Bezug auf die Flexibilität die künftig zu erwartenden energiewirtschaftlichen Anforderungen. Der Wegfall der Erlöse im Rahmen der gleitenden Marktprämie bei negativen Strompreisen der EEX unterstreicht zusätzlich den energiewirtschaftlichen Anspruch an Bioenergieanlagen. Direktvermarktungsmöglichkeiten für ausscheidende Anlagen (bei Beibehaltung der Vorrangeinspeisung) können eine zum Minigaskonzept alternative Gasverwertungsoption darstellen.

2.3 Veröffentlichungen der Ergebnisse nach Nr. 11

Bisher wurden keine gewerblichen Schutzrechte angemeldet. Im Projekt sind keine Prototype entwickelt wurden, für die eine Anmeldung von Gebrauchsmustern oder Patenten notwendig ist.

Die *Alensys Engineering GmbH* wird die erfolgreiche Teilnahme am MiniGas-Projekt in Absprache mit den Projektbeteiligten auf ihrer Internetseite *www.alensys.de* darstellen.

Veröffentlichungsliste:

- Stinner, Walter; Schmalfuß, Tina; Döhler, Helmut; Gallegos, Daniela; Janke, Leandro; Wedwitschka, Harald; Deuker, Arno (2018): Kann die Vergärung von Stroh ökonomisch sein? 2. Bayerische Biogasfachtagung Stroh, Gras. Dingolfing, 24.01.2018.
- Stinner, Walter; Deuker, Arno; Schmalfuß, Tina; Brock, Christopher; Rensberg, Nadja; Denysenko, Velina et al. (2018): Perennial and Intercrop Legumes as Energy Crops for Biogas Production. In: Ram Swaroop Meena, Anup Das, Gulab Singh Yadav und Rattan Lal (Hg.): Legumes for Soil Health and Sustainable Management. Singapore: Springer Singapore, S. 139–171.
- Stinner, Walter (2018): Biogas Utilization of Agricultural Residues. 7th International Conference on Environmental Technology and Knowledge Transfer. Hefei (China), 12.06.2018.
- Stinner, Walter; Schmalfuß, Tina; Döhler, Helmut; Wedwitschka, Harald; Gallegalos, Daniela; Denysenko, Velina; Deuker, Arno (2018): Kann die Vergärung von Stroh ökonomisch sein? In: Bayerische Biogasfachtagung mit begleitender Ausstellung. Stroh, Gras, Biogas. Innovative Verfahren zur Nutzung von Ernteresten in Biogasanlagen. Stroh, Gras, Biogas. Dingolfing, 24.01.2018. Hildesheim: ProFair Consult+Project GmbH, S. 31–38.
- Stinner, Walter (2019): Biogas. Chance für nachhaltige Landwirtschaft + Naturschutz. Parlamentarisches Fachsemiar Biogas. Berlin, 05.03.2019.
- Stinner, Walter; Denysenko, Velina; Rensberg, Nadja; Daniel-Gromke, Jaqueline (2019): Strohvergärung für die Praxis. Herausforderungen, Perspektiven und Chancen. Humusersatz und Strohvergärung: Widerspruch oder Patentlösung? Witzenhausen, 26.02.2019.
- Michaelis, Lennart (2020): Mit Mikrogas-Netzen und Mini-BHKW's in das Post-EEG-Zeitalter!, 5. Heidener Biogasfachtagung digital, PROFAIR GmbH

E Literaturverzeichnis

- [1] Deutsches Biomasseforschungszentrum, "Anlagenbestand Biogas und Biomethan Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland," Leipzig, 2017.
- [2] P. Fette, "Wie arbeitet ein Stirlingmotor," [Online]. Available: http://www.stirlingfette.de/howdo.htm. [Accessed 29 10 2020].
- [3] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, "Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes–Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft TA Luft)".
- [4] Exomission, "Exomission zero is our vision," [Online]. Available: http://www.exomission.de/index.php/technologien-2/katalysatoren. [Accessed 02 01 2018].
- [5] Fischer Abgastechnik GmbH & CO KG, "Fischer-IMZ," [Online]. Available: http://www.fischer-imz.de/biogas-oxidations-katalysatoren.php. [Accessed 02 01 2018].
- [6] ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., "Grundlagen BHKW," Berlin, 2010.
- [7] Umweltbundesamt, "Kriterienkatalog für die umweltfreundliche Beschaffung von Klein-BHKW-Modulen für gasförmige Brennstoffe," Umweltbundesamt, Berlin, 2014.
- [8] Fichtner GmbH & Co. KG, "Evaluation des Marktanreizprogramms zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt im Förderzeitraum 2015 bis 2017".
- [9] Bundesministerium für Justiz und Verbraucherschutz, "Gesetze im Internet," [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/biokraft-nachv/BJNR318200009.html#BJNR318200009BJNG000100000. [Accessed 30 10 2020].
- [10] D. e. al., FNR Faustzahlen Biogas, Darmstadt: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V: (KTBL) Darmstadt, 2013.
- [11] RWI Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung, "RWI-Essen," [Online]. Available: https://www.rwi-essen.de/.
- [12] Johann Heinrich von Thünen-Institut, "Biogas-Messprogramm II," Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), Gülzow, 2009.
- [13] Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V., [Online]. Available: https://www.carmen-ev.de/.
- [14] M. Agatz, Biogas Handbuch, Gelsenkirchen, 2014.
- [15] S. e. al., "Kann die Vergärung von Stroh ökonomisch sein?," in *2. Bayrische Biogasfachtagung Stroh, Gras*, Dingolfing, 2018.

- [16] P. e. al., "DBFZ-Report Nr. 28; Potenziale zur Steigerung der Leistungsfähigkeit von Biogasanlagen; Energetische Effizienz von Repoweringmaßnahmen," DBFZ, Leipzig, 2017.
- [17] D.-F. R. Happe, "Leasing / 2.2 Eigentum und wirtschaftliches Eigentum," [Online]. Available: https://www.haufe.de/finance/haufe-finance-office-premium/leasing-22-eigentum-und-wirtschaftliches-eigentum_idesk_PI20354_HI1762127.html.
- [18] D. G. Clausen, "Leasing," Wirtschaftslexikon Gabler, [Online]. Available: https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/leasing-40697.
- [19] abc finance, "Eigentum / Wirtschaftliches Eigentum," [Online]. Available: https://www.abcfinance.de/glossar/leasing/eigentum-wirtschaftliches-eigentum/.
- [20] Rechtslexikon.net, "Leasing," [Online]. Available: http://www.rechtslexikon.net/d/leasing/leasing.htm.
- [21] E. M. U. W. D. R. B. m. r. p. m. Dr. Christoph Maier, "dena-Leitfaden Energieliefer-Contracting (ELC)," Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2018.
- [22] Hessische Initiative für Energieberatung im Mittelstand, "Effizienzinfo für das Hotelund Gaststättengewerbe," [Online]. Available: https://www.energieeffizienzhessen.de/fileadmin/user_upload/Effizienztipps/03_EffizienzInfo_Hotel_Gastro.pdf.
- [23] Stadtwerke Gießen, "Optimaler Einsatz von Energie Informationen für das Hotelgewerbe," [Online]. Available: https://gc-giessen.stadtwerke-ssl.de/gcGips/static/Mandanten/Giessen/SWG-Broschuere_Hotel.pdf.
- [24] DEHOGA, "Die Energiekampagne für Hotels und Gaststätten: Energieverbrauch senken Energiekosten sparen," [Online]. Available: https://energiekampagne-gastgewerbe.de/.
- [25] D. Wagenblass, "Energieeffizienz in Hotellerie und Gastronomie: So reduzieren Sie Ihren Energieverbrauch um bis zu 30%," [Online]. Available: https://partner.mvv.de/blog/energieeffizienz-in-hotellerie-und-gastronomie-so-reduzieren-sie-ihren-energieverbrauch-um-bis-zu-30.
- [26] Klimaschutzagentur Hannover, "e.co Bizz Energieeffizienz für Unternehmen,"
 [Online]. Available: https://www.proklima-hannover.de/downloads/Unternehmen/Beste_Beispiele/Hotel_Haase.pdf.
- [27] A. E. G. D. abc GmbH, "MiniGas = Startschuss für innovative und lukrative Post-EEG-Geschäftsmodelle für Biogasanlagen," 20 Dezember 2019. [Online]. Available: https://www.energetische-biomassenutzung.de/news-media/presse/news-details/minigas-startschuss-fuer-innovative-und-lukrative-post-eeggeschaeftsmodelle-fuer-biogasanlagen.
- [28] "Profair GmbH Ihr Messeveranstalter für Erneuerbare Energien," [Online]. Available: https://www.messen-profair.de/Dingolfing.html.
- [29] Bundesregierung, "Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften".

- [30] Energiereferat, "BHKW Info Frankfurt am Main Informationen zu Planung, Betrieb und Förderung von kleinen Blockheizkraftwerken (BHKW)," Stadt Frankfurt Am Main, 25.02.2014.
- [31] M. Woelfert, "https://bhkw.energierechtinderpraxis.de/netzanschluss/verweigerung_des_netzanschlusses_aus_technischen_g.html," 13 12 2017. [Online].
- [32] B. f. W. u. Energie, "Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland," 2020.
- [33] Umweltbundesamt, 02 2020. [Online]. Available: https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#statusquo. [Accessed 08 10 2020].

	Energetischen Biomassenutzung		
Förderschwerpunkt: 6 - Studien und Konzepte	eine Initiative des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)		
für die Energieerzeugung aus Biomasse	Schlussbericht vom 01.04.2021		

F Anhang

F.1 Übersicht Marktrecherche 50 kWel Mini-BHKW

Tabelle 33: Übersicht Marktrecherche 50 KWel BHKW

Hersteller	[-]	enertec Kraftwerke	enertec Kraftwerke	SES Energiesysteme GmbH	E-Quad Powersystems/Capstone	2G	2G	Viessmann	Comuna Metall	Comuna Metall	Comuna Metall
Bezeichnung	[-]	et031 SG MA	et050 SG MA	BHKW-Kompaktmodul	Capstone Mikrogasturbine C50	filius 104	patruus 50	Vitobloc 200 BM 36/66	2726-02 (Niederspannung)	2726-12 (Mittelspannung)	2726-03 (Niederspannung)
Basismotor	[-]	MAN E0834 E312	MAN E0836 E312	MAN	k.A.	k.A.	k.A.	MAN K 0834 E	DeutzBF6M2012C	DeutzBF6M2012C	DeutzBF6M2012C
Motorart	[-]	R4	R6	Gas-Otto-Motor	Mikrogasturbine	k.A.	k.A.	R4 Gas-Ottomotor	k.A.	k.A.	k.A.
Generator	[-]	Synchron	Synchron	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	Synchron LSA 44.3 S2	Wassergekühlter Asynchrongenerator	Wassergekühlter Synchrongenerator	Wassergekühlter Asynchrongenerator
Nenndrehzahl	[Min-1]	1500	1500	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	1500	1500	k.A.	k.A.
Leistung elektrisch	[kW _{el}]	31	50	50	50	50	50	36	42	42	42
Leistung thermisch	[kWth]	49	74	k.A.	110	70	70	66	84	84	84
Leistungsregelung	[%]	50-100%	50-100%	k.A.	0-100%	k.A.	k.A.	50-100%	k.A.	k.A.	k.A.
Stromkennzahl	[-]	0,633	0,676	k.A.		k.A.	k.A.	0,545	k.A.	k.A.	k.A.
Feuerungswärmeleistung	[kW]	103	155		179-192	141	141	122	140	140	140
Wirkungsgrad gesamt	[%]	77.67	80	k.A.	83-84	85,1	85,1	83.6	90	90	90
Wirkungsgrad elektrisch	[%]	30.1	32.26	k.A.	26	35.3	35,3	29.5	30	30	30
Wirkungsgrad thermisch	[%]	47.57	47,74	k.A.	58	49,8	49,8	54,1	60	60	60
Brennwertnutzung	[-]	nein	nein	k.A.	k.A.	nein	nein	nein	nicht serienmäßig, aber AbgasWT lieferbar	nicht serienmäßig, aber AbgasWT lieferbar	nicht serienmäßig, aber AbgasWT lieferbar
Leistung/Wirkungsgrade gültig für Heizwert/Brennwert nutzung	[-]	Heizwert	Heizwert	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	VL/RL 90/70	k.A.	k.A.	k.A.
Energieträger	[-]	Biogas, Erdgas, Klärgas, Deponiegas	Biogas, Erdgas, Klärgas, Deponiegas	Biogas	Erdgas, Flüssiggas, Diesel, Biogas, Deponiergas, Klärgas	Biogas	Biogas	Biogas	Erdgas, Propan, Biogas, Klärgas	Erdgas, Propan, Biogas, Klärgas	Erdgas, Propan, Biogas, Klärgas
Wartungsintervall/Generalüberholu	[Bh]	k.A.	k.A.	k.A.	40.000	k.A.	k.A.	jährlich	k.A.	k.A.	k.A.
Standzeit	[Bh]	k.A.	k.A.	k.A.	80.000	k.A.	k.A.	10 Jahre=87000h	k.A.	k.A.	k.A.
Eingangsdruck/Gasvordruck	[bar (ü)]			k.A.	4,9 (Hochdruck) 0,03-0,1 (Externer Verdichter)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Anmerkung	[-]	k.A.	k.A.	k.A.	H2S-Gehalte bis 7 Vol% lt. Hersteller möglich!	Anschlussfertiges Kompaktmodul, Containerlösung	Anschlussfertiges Kompaktmodul, Containerlösung	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Betriebsart Netzparallel/Insel	[-]	k.A.	k.A.	k.A.	Netzparallel/Insel	k.A.	k.A.	Netzparallel/Netzersatz	k.A.	k.A.	k.A.
Geforderte Gasqualität/ Bezugsniveau Leistungsangaben	[-]	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	Methanzahl MZ≥80, Heizwert 6,5 kWh/Nm³	k.A.	k.A.	k.A.
"Hocheffizient It Richtlinie für KWK- Anlagen"	[-]	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Quelle	[-]	http://www.enertec- kraftwerke.de/index.php/de/p rodukte/sondergas- bhkw#et031-sg-ma	http://www.enertec- kraftwerke.de/index.php/de/p rodukte/sondergas- bhkw#et050-se-ma	http://www.ses- energiesysteme.com/produkte /biogas-bhkw/	http://www.microturbine.de/ media/medien/datenblatt_c50 vertrieb_250816_v11_web_c21 33.pdf	http://www.2- g.com/module/dateidownload /produkt-folder.pdf	http://www.2- g.com/module/dateidownload /produkt-folder.pdf	https://www.viessmann.de/de /kommunen/blockheizkraftwer k/gasmotoren-module-im- biogasbetrieb.html	http://www.comuna- metall.de/unsere-bhkw.html	http://www.comuna- metall.de/unsere-bhkw.html	http://www.comuna- metall.de/unsere-bhkw.html

Hersteller	[-]	Kuntschar + Schlüter	Kuntschar + Schlüter	Finsterwalder Maschinen- und Anlagenbau GmbH	TEDOM / Schnell	A-Tron	IET Energy	ETZ Energietechnik	ETZ Energietechnik	upb GmbH	SenerTec
Bezeichnung	[-]	GTK 35 B	GTK 50 B	BSN 050 MA/B	G25	ÖkoPlus 18/40	IET Bio 35	Muscetier NG30	Muscetier NG50	UPB 4.12 TC-S-I	Dachs Pro 20
Basismotor	[-]	MAN E 0834 E302	MAN E 0836 E302	MAN E 0836 E312	TEDOM Micro T30	Volkswagen	k.A.	GM	OE	MWM	Volkswagen
Motorart	[-]				Kubota(?) V3800	4 Zylinder Industrie Ottomotor	k.A.	6 Zyl	8 Zylinder	k.A.	k.A.
Generator	[-]	Synchrongenerator	k.A.	k.A.	k.A.	Wassergekühlter Asynchrongenerator	k.A.	Synchrongenerator	Synchrongenerator	k.A.	k.A.
Nenndrehzahl	[Min-1]		k.A.	k.A.	k.A.	1535	k.A.	1500	1500	k.A.	k.A.
Leistung elektrisch	[kW _{el}]	35	52	53	25	5-18	k.A.	20-30	35-50	50	?
Leistung thermisch	[kWth]	55	80	[78]	47,5±8	18-40	k.A.	45-67,1	80-105,2	77	?
Leistungsregelung	[%]	50-100%	k.A.	k.A.	k.A.		k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Stromkennzahl	[-]		k.A.	k.A.	0,49	0,47 (0,53)	k.A.	0,45	0,48	k.A.	k.A.
Feuerungswärmeleistung	[kW]	122	163	163	79,1	65	k.A.	91,89	146,85	146	k.A.
Brennstoffeinsatz	[kW]	112	163	163	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	146	k.A.
Wirkungsgrad gesamt	[%]	k.A.	k.A.	[80,4]	k.A.	k.A.	k.A.	105,7	105,7	86	k.A.
Wirkungsgrad elektrisch	[%]	k.A.	k.A.	32,5	31,6	k.A.	k.A.	32,7	34,1	34,2	k.A.
Wirkungsgrad thermisch	[%]		k.A.	[47,9]	60	k.A.	k.A.	73	71,6	51,8	k.A.
Brennwertnutzung	[-]	nein	nein	nein	k.A.	k.A.		ja, im Lieferumfang	ja, im Lieferumfang	k.A.	k.A.
Leistung/Wirkungsgrade gültig für	[-]	k.A.		Heizwert	k.A.	k.A.	k.A.	Brennwert	Brennwert	k.A.	k.A.
Heizwert/Brennwert nutzung	[-]	Di	Biogas	Diame	Diamo	Diama Klänna	Di	Di	Di	Diama Miina	?
Energieträger	[-]	Biogas	Biogas	Biogas	Biogas	Biogas, Klärgas	Biogas	Biogas	Biogas	Biogas, Klärgas	,
Wartungsintervall/Generalüberholu ng	[Bh]	k.A.	k.A.	k.A.	1.000/40.000	jährlich / 6.000	k.A.	2200	2500	k.A.	k.A.
Standzeit	[Bh]	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.		k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Eingangsdruck/Gasvordruck	[bar (ü)]	k.A.	k.A.	Gasvordruck (Gasregelstrecke): 30 - 80 mbar	k.A.	Gasvordruck: >30 mbar, erhöht mit Gebläse (Gasdruckerhöhung)	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Anmerkung	[-]	Angaben auf Homepage nicht stimmig; ggf. anfragen, ob diese Leistungsklasse für Biogas noch angeboten wird!	Angaben auf Homepage nicht stimmig; ggf. anfragen, ob diese Leistungsklasse für Biogas noch angeboten wird!	Angaben in [Klammern]: Bei Auskopplung 120°C. Voraussetzung vorgeschaltete Gasreinigung!!	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Betriebsart Netzparallel/Insel	[-]	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.		k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Geforderte Gasqualität/ Bezugsniveau Leistungsangaben	[-]	65 Vol% CH4 / 35 Vol% CO2		60% Methan, Heizwert 6,0 kWh/Nm³	k.A.	Leistungsangaben für Erdgasbetrieb!!	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
"Hocheffizient It Richtlinie für KWK- Anlagen"	[-]						k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Quelle	[-]	http://www.wolf- ps.de/fileadmin/WPS/Broschu eren/Produktbroschuere_KuS_ 2014.pdf	http://www.wolf- ps.de/fileadmin/WPS/Broschu eren/Produktbroschuere_KuS_ 2014.pdf	http://www.fimag- finsterwalde.de/download/BH KW- U%CC%88bersicht%20Biogas%2 0&%20Kla%CC%88rgas_dt.pdf	https://www.tedom- schnell.de/produkte/biogas- bhkw/micro/	http://www.a- tron.de/files/iniotheme/downl oads/D- Technisches%20Datenblatt%20 0%CC%88koPlus%2018- 40%20Biogas- Kla%CC%88rgas%20Stand%2001- 2016.pdf	http://www.iet- energietechnik.at/biogas	http://etz- energietechnik.com/wp- content/uploads/2017/06/Date nblatt-Muscetier.pdf	http://etz- energietechnik.com/wp- content/uploads/2017/06/Date nblatt-Muscetier.pdf	http://www.upbenergy.com/pages/i ndex.php?l=de&tema=2	http://www.senertec-center- ruhr.de/der-dachs/der-dachs- pro-20

Hersteller	[-]	Sokratherm Blockheizkraftwerke	Sokratherm Blockheizkraftwerke	Kraftwerk	Kraftwerk	Yados GmbH	Sommer Energy	Energiewerkstatt	Bosch BHKW-Systeme	smartblock	Vaillant
Bezeichnung	[-]	FG 34	FG 50	Mephisto G16+	Mephisto G26	BG-46	OEKO 45 BG	ASV14/15/20/21/3040	CHP CE 50 S	Smartblock 7,5/14/16/20/22/33/50	mini-BHKW ecoPOWER 20.0
Basismotor	[-]	MAN E 0834 E 312	MAN E 0834 E 312	Ford Gas-Industrie-Motor DSG 423 o. MSG 425	Perkins Industrie-Gasmotor		MAN E 0834 LE302	Volkswagen Gas-Industrie- Motor			
Motorart	[-]	k.A.	k.A.	4-Zyl. Ottomotor wassergekühlt	4-Zyl. Ottomotor wassergekühlt	ottomotor	4 Zyl Reihe	4-Zyl./6-Zyl	k.A.	k.A.	k.A.
Generator	[-]	k.A.	k.A.	Wassergekühlter Asynchrongenerator	Wassergekühlter Asynchrongenerator	k.A.	LSA 43.2 M 45	Wassergekühlter Asynchrongenerator	k.A.	k.A.	k.A.
Nenndrehzahl	[Min-1]	k.A.	k.A.	1538		k.A.		1	k.A.	k.A.	k.A.
Leistung elektrisch	[kWel]	35	51	5-16	10-24	46	45	5-40	50	7,5 - 50	10 - 20
Leistung thermisch	[kWth]	58	84	19-35,3	38-55	67	72	19-85	86	22,1 (20,6) - 100,2 (105,9)	29 - 43
Leistungsregelung	[%]	k.A.	k.A.	45-100%	45-100%	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Stromkennzahl	[-]	0,57	0,58	0,45	0,44	k.A.	0,63	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Feuerungswärmeleistung	[kW]	104	151	50,8	78,7	145	135	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Brennstoffeinsatz	[kW]	104	151	50,8	78,7	145		k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Wirkungsgrad gesamt	[%]	89,5	89,4	101	100,5	77,9	90	k.A.	85,5	k.A.	
Wirkungsgrad elektrisch	[%]	33,7	33,8	31,5	30,5	31,7	33,3	k.A.	31,4	k.A.	31,5
Wirkungsgrad thermisch	[%]	55,8	55,6	69,5	70,5	46,2	53,3	k.A.	54,1	k.A.	71
Brennwertnutzung	[-]	nein	nein	ja	ja	nein	nein	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Leistung/Wirkungsgrade gültig für Heizwert/Brennwert nutzung	[-]	Heizwert	Heizwert	Brennwert, Bei 35° RL	Brennwert, Bei 35° RL	Heizwert	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Energieträger	[-]	Klärgas, Biogas	Klärgas, Biogas	Klärgas, Biogas	Klärgas, Biogas	Biogas	Biogas	Erdgas, Flüssiggas	Klärgas	Erdgas (LPG)	Erdgas, Flüssiggas
Wartungsintervall/Generalüberholu ng	[Bh]	1.000/60.000	1.000/60.001	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	6000
Standzeit	[Bh]	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Relevante Drücke	[bar (ü)]	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	Gasanschlussdruck: 0,02-0,05	k.A.
Anmerkung	[-]	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	Daten für BHKW für biogene Gase nur auf Anfrage!!	k.A.	k.A.
Betriebsart Netzparallel/Insel	[-]	k.A.	k.A.	Netzparallelbetreib	Netzparallelbetreib	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Geforderte Gasqualität/ Bezugsniveau Leistungsangaben	[-]	60% CH4 / 40% CO2	60% CH4 / 40% CO2	Bezug: Erdgas 8,8 kWh/Nm³; Methanzahl 96	Bezug: Erdgas 8,8 kWh/Nm³; Methanzahl 96	Heizwert 21,6 MJ/Nm³, 60% CH4 / 40% CO2, Methanzahl >100	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
"Hocheffizient It Richtlinie für KWK- Anlagen"	[-]	k.A.	k.A.	ja	ja			k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Quelle	[-]	<u>p-</u>	https://www.sokratherm.de/wp- content/uploads/Li_FG_17_1_J VO.pdf	https://www.kwk.info/mephis to-bhkw/aktuelle-modelle/	https://www.kwk.info/mephis to-bhkw/aktuelle-modelle/	https://www.yados.de/pdf- katalog/bhkw- moduluebersicht/files/assets/c ommon/downloads/YADO- KWK-Moduluebersicht.pdf	http://www.sommer- energy.de/de/bhkw/biogas- bhkw.html	http://www.energiewerkstatt. de/wp- content/uploads/2015/02/ew f older_asv_de_web.pdf	https://www.bosch- kwk.de/files/BHKW- Systeme_Typen%C3%BCbersic ht_de_DE.pdf	https://www.smartblock.eu/de/prod ukte/modulare-geraetevielfalt- netzparallelbetrieb/	https://www.vaillant.de/heizu ng/produkte/mini-bhkw- ecopower-20-0-7744.html

Hersteller	[-]	Tuxhorn BHKW	EC POWER GMBH	Remeha	Indop Gorenje
Bezeichnung	[-]	ES30S/ES50S	XRGI 6/9/15/20	Remeha ELW 5-12/7-18/11-	Indop 6TO/9TO/15TO/20TO/38
Dezeichnung	[-]	L3303/ L3303	ANGI 0/ 3/ 13/ 20	25/20-43/50-100	Н
Basismotor	[-]	Sisu 420 G/ Sisu 634 G	?		
Motorart	[-]	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Generator	[-]	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Nenndrehzahl	[Min-1]	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
	[kW _{el}]	15-30 / 25-50	2,5-6/4-9/6-15/10-20	k.A.	k.A.
Leistung thermisch	[kWth]	31-52 / 42-84	8-13,5/14-20/17-30/25-40	k.A.	k.A.
Leistungsregelung	[%]	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Stromkennzahl	[-]	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Feuerungswärmeleistung	[kW]	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Brennstoffeinsatz	[kW]	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Wirkungsgrad gesamt	[%]	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Wirkungsgrad elektrisch	[%]	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Wirkungsgrad thermisch	[%]	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Brennwertnutzung	[-]	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Leistung/Wirkungsgrade gültig für Heizwert/Brennwert nutzung	[-]	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Energieträger	[-]	Erdgas	Erdgas, Propan, Butan	Erdgas	Erdgas+ LPG / Erdgas
Wartungsintervall/Generalüberholu	[Bh]	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Standzeit	[Bh]	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Eingangsdruck/Gasvordruck		k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Anmerkung	[-]	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Betriebsart Netzparallel/Insel	[-]	Netzparallel und Insel	k.A.	k.A.	k.A.
Geforderte Gasqualität/ Bezugsniveau Leistungsangaben	[-]	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
"Hocheffizient It Richtlinie für KWK- Anlagen"	[-]	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Quelle	[-]	k.A.	http://www.berndt- enersys.de/pdf/16 EC POWER 	https://www.remeha.de/prod ukte/produkte/elw/variante/r emeha-elw-50-100	http://indop.si/de/produkte/u nterlagen/

MiniGas (FKZ 03KB131A; B; C)	Energetischen Biomassenutzung	
Förderschwerpunkt: 6 - Studien und Konzepte	eine Initiative des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)	
für die Energieerzeugung aus Biomasse	Schlussbericht vom 01.04.2021	

F.2 Kenndaten 50 kWel Mini-BHKW mit Gas-Otto-Motor

Tabelle 34: Kenndaten 50kW Mini-BHKW Gas-Otto-Motor

Parameter	Wert	Einheit
Elektrische Anschlussleistung	50	[kW]
Thermische Anschlussleistung	74	[kW]
Brennstoffleistung	155	[kW]
Wirkungsgrad, elektrisch	32,26	[%]
Wirkungsgrad, thermisch	47,74	[%]
Leistungsregelung	50-100	[%]
Jahresvollbenutzungsstun- den	4.500	[h, a]
Thermische Anschlussleistung	74	[kW]
Brennstoffleistung	155	[kW]
Elektrische Anschlussleistung	50	[kW]
Brennstoffbedarf	697.500	[kWh]
Erzeugte Strommenge	225.000	[kWh]
Erzeugte Wärmemenge	333.000	[kWh]

Tabelle 35: Kostenpositionen 50 kWel Mini-BHKW Gas-Otto-Motor

Kostenposition	Anteil in %	Kosten in T€
Motor	80,00	80
Schalldämpfung	2,80	2,80
Katalysator	1,00	1,00
Schmierölver- und -entsorgung	1,70	1,70
Schaltschrank	6,00	6,00
Be- und Entlüftung	2,70	2,70
Transport und Montage	3,20	3,20
Inbetriebnahme	3,50	3,50

F.3 Übersicht der Gemeinden in Deutschland mit kumulierter installierter elektrischer Leistung ≥ 1 MWel

Tabelle 36: Übersicht der Gemeinden in Deutschland mit kumulierter installierten elektrischen Leistung ≥ 1 MWel sowie mindestens 2 Bio-gasanlagen mit Inbetriebnahme 2000 – 2004 (Entschlüsselung und Berechnungen vom DBFZ basierend auf den Jahresabrechnungsdaten der BNetzA 2017, Referenzjahr 2016)

Gemeindename	kumulierte instal- lierte elektrische Leistung, [kW _{el}]	mittlere installierte elektrische Leis- tung, [kW _{el}]	Anlagenzahl
Soltau	6.444	921	7
mBülstedt	5.081	1.016	5
Friesoythe	4.574	508	9
Leutershausen	3.542	886	4
Dresden	3.256	1.628	2
Albersdorf	3.100	1.033	3
Weihenzell	2.915	972	3
Großenkneten	2.720	680	4
Braunschweig	2.592	1.296	2
Bad Wurzach	2.580	516	5
Frankenfeld	2.552	851	3
Pfahlhaus	2.540	1.270	2
Neuenkirchen	2.481	414	6
Harburg	2.385	596	4
Neustadt	2.249	562	4
Mühlingen	2.147	537	4
Flörsheim	2.125	708	3
Lemgo	2.100	700	3
Hohentengen	2.095	698	3
Gangkofen	2.060	515	4
Plaidt	2.040	408	5
Heimbuch	2.024	506	4
Schnaitsee	2.010	503	4
Visselhövede	1.947	649	3
Elsdorf	1.935	645	3
Anröchte	1.910	637	3
Wurmannsquick	1.901	475	4
Kienberg	1.864	621	3
Bredenfelde	1.832	611	3

Horbruch	1.800	900	2
Schochen	1.690	563	3
Garrel	1.670	557	3
Falkenberg	1.642	821	2
Merkendorf	1.620	810	2
Rietberg	1.593	797	2
Reudelsterz	1.589	318	5
Moosinning	1.551	776	2
Neuendettelsau	1.545	773	2
Halsbach	1.537	256	6
Bad Fallingbostel	1.531	766	2
Sigmaringen	1.524	762	2
Eitting	1.505	753	2
Aach	1.497	499	3
Falkenhagen	1.484	495	3
Kißlegg	1.470	368	4
Landau	1.470	368	4
Barßel	1.469	490	3
Carmzow-Wallmow	1.463	488	3
Büren	1.450	483	3
Saterland	1.350	675	2
Wangerland	1.335	445	3
Frankfurt	1.321	440	3
Tirschenreuth	1.320	660	2
Anderlingen	1.310	655	2
Freiburg	1.307	654	2
Berkau	1.277	426	3
Weeze	1.277	319	4
Dörpen	1.276	638	2
Vreden	1.275	319	4
Norstedt	1.250	625	2
Jever	1.242	414	3
Dornreichenbach	1.214	405	3
Bottmersdorf	1.204	602	2
Frauenstein	1.196	598	2
Altscheid	1.155	289	4
Kirchweidach	1.151	230	5

Bühren	1.135	568	2
Friedberg	1.108	277	4
Ludwigshafen	1.101	551	2
Altkirchen	1.100	367	3
Bispingen	1.081	360	3
Kevelaer	1.030	515	2
Hopsten	1.022	511	2
Lindern	1.019	510	2
Dülmen	1.013	507	2

F.4 Auslegungsdaten Standardbiogasanlage BGA 500

Tabelle 37: Auslegungsdaten Standardbiogasanlage BGA 500

Verfahrensart		
kontinuierlich arbeitendes, zweistufiges, anaerobe	s, mesophiles Nass-Ferm	entationsverfah-
ren bei einer Fermentationstemperatur von 37°C		
Substratdaten		
Rindergülle	in [t/a]:	1.500
Trockenstoffgehalt	in [%FM]:	8,00
organischer Trockenstoffgehalt	in [%TS]:	80,00
Maissilage KTBL 2014	in [t/a]:	4.350
Trockenstoffgehalt	in [%FM]:	35,00
organischer Trockenstoffgehalt	in [%TS]:	95,00
Grassilage	in [t/a]:	800
Trockenstoffgehalt	in [%FM]:	28,00
organischer Trockenstoffgehalt	in [%TS]:	89,00
Roggen GPS KTBL 2014	in [t/a]:	1.800
Trockenstoffgehalt	in [%FM]:	29,40
organischer Trockenstoffgehalt	in [%TS]:	92,90
Sudangrassilage KTBL 2014	in [t/a]:	2500,00
Trockenstoffgehalt	in [%FM]:	27,30
organischer Trockenstoffgehalt	in [%TS]:	93,30
durchwachsene Silphie KTBL 2014	in [t/a]:	2100,00
Trockenstoffgehalt	in [%FM]:	28,00
organischer Trockenstoffgehalt	in [%TS]:	93,00
Prozesswasserbedarf		erforderlich
Auffangwasser Siloplatten	in [m³/a]:	1.000
Zugabe Fugatwasser (mit Feststoff 4% TS)	in [m³/a]:	10.819
Anlagendurchsatz		
Inputmix ohne Fugatrückführung	in [t/a]:	14.050
Trockenstoffgehalt	in [%FM]:	26,09
organischer Trockenstoffgehalt	in [%TS]:	93,20
Inputmix mit Fugatrückführung	in [t/a]:	24.869
Trockenstoffgehalt	in [%FM]:	16,48
organischer Trockenstoffgehalt	in [%TS]:	83,36
Gasertrag		
Biogasertrag unentschwefelt	in [Nm³/a]:	2.032.967

Biogasertrag entschwefelt	in [Nm³/a]:	2.032.967	
Gasverwertung			
Biogas unentschwefelt	in [Nm³/h]:	232	
Heizwert	in [kWh/m³]:	5,39	
Feuerungsleistung	in [kW]:	1.250	
Mini-BHKW			
Anzahl	in [Stck.]:	9	
Feuerungsleistung	in [kW]:	145	
thermische Leistung	in [kW _{th.}]:		
elektrische Leistung	in [kW _{el.}]:	50	
Ausgleichbehälter			
Anzahl	in [Stck.]:	1	
Nutzvolumen gesamt	in [m³]:	349	
hydraulische Verweilzeit	in [d]:	9,74	
Fermenter			
Anzahl	in [Stck.]:	1	
Nutzvolumen gesamt	in [m³]:	2.833	
hydraulische Verweilzeit	in [d]:	35,39	
Raumbelastung	in [kg oTS/m³ d]:	3,53	
Eta oTS (Abbaugrad Organik)	in [%]:	77,27	
Nachgärbehälter/ Gärrestlager			
Anzahl	in [Stck.]:	1	
Nutzvolumen gesamt	in [m³]:	4.516	
hydraulische Verweilzeit	in [d]:	76	
Raumbelastung	in [kg oTS/m³ d]:	0,47	
Zusätzliche Gärrestlager 270 Tage Lagerung			
Anzahl	in [Stck.]:	1	
Nutzvolumen gesamt	in [m³]:	2.469	
hydraulische Verweilzeit ca.	in [d]:	270	
Bedarfs-/ Vollstromseparation			
Bedarfsmassenstrom Kompost	in [t/a]:	1.504	
Bedarfsmassenstrom Fugat	in [t/a]:	10.819	
Wärmebedarf			
Theoretischer Wärmebedarf BGA 500	in [kWh/a]:	698.186	
Platzbedarf			
Flächenbedarf mit Restlager	in [m²]:	-	
Flächenbedarf ohne Restlager	in [m²]	-	

F.5 Berechnung Energiemengen und Biogasgestehungspreis Standard BGA

Tabelle 38: Übersicht nutzbare Energiemengen und Betriebskosten Standard BGA

Rohbiogas Standard-Biogasanlage 500kW _{el} .					
Anlagengröße	500	kW _{el.}			
Rohbiogasmenge (aus Auslegung)	2.132.447	Nm³/a			
Heizwert Rohbiogas	5,363	kWh(Hi)/ Nm³			
Brutto- Rohbiogasleistung	243,43	Nm³/h			
Methangehalt	53,63	%			
Feuerungsleistung	1.301	kW			
Brutto Energiemenge (bei 8.760 h p.a.)	11.436.312	kWh (Hi)			
Betriebsstunden Biogasanlage	8.600	h/a			
entspricht einer Verfügbarkeit von	98,2	%			
Nutzbare Brutto-Energiemenge	11.227.430	kWh (Hi)			
prozessgebundene Verluste Biogasanlage	3,0%				
Biogasverbrauch Wär- mebereitstellung Biogasanlage	691.351	kWh (th)/a	727.738	kWh (Hi)	
Nutzbare Energie- menge für MiniGas	10.162.86 9	kWh (Hi)	1.894.997	Nm³/a	

jährliche Kosten In- put, Verbrauch und Betriebsstoffe	Ver- brauch	Einhei	ten	Kosten/ Einheit	Gesamt- kosten
Wasserbedarf Biogasan	lage	2.000	m³/a	2,00 €/m³	4.000,00 €
Eigenstrombedarf Bio-					
gasanlage	7,8%	335.400	kWhel/a	0,20 €/kWh	67.080,00 €
Wärmebedarf Biogasan	lage	691.351	kWhth/a		- €
Substratkosten					
(gemäß KTBL inkl. Tran	sport, Silage	kosten, etc.)			
Gülle		1.500	t	0,00 € / t FM	- €
				35,00 € / t	
Maissilage		4.350	t	FM	152.250,00 €
				31,00 € / t	
Grassilage		900	t	FM	27.900,00 €
				23,00 € / t	
Silphie		2.135	t	FM	49.105,00 €
				48,00 € / t	
Roggen GPS		1.900	t	FM	91.200,00 €
				24,00 € / t	
Sudangras		2.650	t	FM	63.600,00€

Personalbedarf Betrieb/ Überwa-				
•	2.000	la / a	25 00 C /b	F2 000 00 C
chung (52 Wochen 40 h/Woche)	2.080	h/a	25,00 € /h	52.000,00 €
Gärrestausbringung (Logistik, etc.).	13.500	m³/a	2,50 €/m³	33.750,00 €
Hilfs und Betriebsstoffe Aktivkohle	2.700,00	kg/a	3,50 € /kg	9.450,00 €
Hilfs und Betriebsstoffe Trockengra-				
nulat Trocknung	1.894.997,01	Nm³/a	0,14 Ct/Nm ³	2.653,00 €
Hilfs und Betriebsstoffe Sonstiges				5.000,00€
Laboranalysen				1.750,00 €
Wartung Biogasanlage und	4 200 000 00	IdWhal / a	0,60	26 200 00 6
Betriebsmittel	4.380.000,00	kWhel / a	Ct/kWhel	26.280,00 €
Versicherung	20.000,00 €			
Verwaltung (Buchhaltung, Jahresabs	10.000,00 €			
Umweltgutachter	1.000,00 €			
	617.018,00			
Kosten Bo	GA Gesamt/a			€
	455.135,00			
Summe verbrauchsgebundene Koste	€			
	130.883,00			
Summe betriebsgebundene Kosten				€
Summe sonstige Kosten				

Tabelle 39: Übersicht Berechnungsgrundlagen Ermittlung spezifische Biogasgestehungskosten Standard-BGA 500 kWel gemäß VDI 2067

Biogasgestehungspreis Standard-Biogasanlage 500kW _{el}				
Kapitalgebundene Kosten	1.215.325,57 €			
Verbrauchsgebundene Kosten	455.135,00€			
Betriebsgebundene Kosten		130.883,00€		
Sonstige Kosten		31.000,00€		
Betrachtungszeitraum	T	15		
Preisänderungsfaktor kapitalgebundene Kosten Instandsetzung	rK Instand	1,020		
Preisänderungsfaktor verbrauchsgebundene Kosten	rV	1,020		
Preisänderungsfaktor betriebsgebundene Kosten	rB	1,020		
Preisänderungsfaktor sonstige Kosten	rS	1,020		
Preisänderung/ Teuerung kapitalgebunden Instandsetzung	jK Instand	2,0%		
Preisänderung/ Teuerung verbrauchsgebunden	jV	2,0%		
Preisänderung/ Teuerung betriebsgebunden	jВ	2,0%		
Preisänderung/ Teuerung sonstiges	jS	2,0%		
Zinsfaktor	q	1,04		
Kalkulationszins	i	4,0%		
Annuitätsfaktor	а	0,0899411		
preisdynamischer Barwertfaktor	bK Instand	12,63435432		

Einnahmen	828.273,82 €		
Biogaspreis mit positivem Barwert	8,15 €-ct/kWh (Hi)	T	
Nutzbare Energiemenge	10.162.869	kWh (Hi)	
AN = ANK + ANKInstand + ANV + ANB + ANS		627.002,3	14 t
Annuität		827.662,3)
ANS		35.226,7	8€
ANB	ANB		
ANV		517.191,6	52 €
ANKInstand		17.207,6	2€
ANK		109.307,7	'2€
preisdynamischer Barwertfaktor	sdynamischer Barwertfaktor bS		432
preisdynamischer Barwertfaktor	bB	12,634354	432
preisdynamischer Barwertfaktor	bV	12,634354	432

F.6 Berechnung Energiemengen und Biogasgestehungspreis Praxis BGA

Rohbiogas Praxis-Biogasanlage 500kW_{el}

Tabelle 40: Übersicht Nutzbare Energiemengen und Betriebskosten Praxis BGA

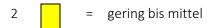
Anlagengröße					
	500	kWe	l		
Rohbiogasmenge	1.877.052	Nm³/a			
(aus Auslegung)		·			
Heizwert Rohbiogas	5,280	kWh(Hi)/ Nm³			
Brutto- Rohbiogasleis- tung	214,28	Nm³/h			
Methangehalt	52,80	%			
Feuerungsleitung	1.128	kW			
Brutto Energiemenge		1.54/1/	1.7		
(bei 8760 h p.a.)	9.910.835	kWh (HI)		
Betriebsstunden	8.760	h/a			
Biogasanlage	8.760	II/a			
entspricht einer	100	%			
Verfügbarkeit von	100	/0			
Nutzbare	9.910.835	kWh (Hi)		
Brutto-Energiemenge	3.310.033		,		
prozessgebundene	3,0%				
Verluste Biogasanlage	, .				
Biogasverbrauch Wär-	604 254	1.54/1-/11	\	727 720	1.54/1./11/5
mebereitstellung	691.351	kWh (tł	1)/a	727.738	kWh (Hi)
Biogasanlage					
Nutzbare Energiemenge für MiniGas	8.885.772	kWh (Hi)	1.682.911	Nm³/a
Tur Iviiiious					
jährliche Kosten Input,					
Verbrauch und Betriebs-	Verbrauch	Ethalia eta	on	Kosten/	
		Einneii		_	i Gesamt-kosten i
stoffe	Verbrauch	Einheit	.CII	Einheit	Gesamt-kosten
stoffe		2.000			
	ge		m³/a kWhel./a	2,00 €/m³ 0,20 €/kWh	4.000,00€
stoffe Wasserbedarf Biogasanla Eigenstrombedarf Biogasa	ge anlage	2.000	m³/a	2,00 €/m³	
stoffe Wasserbedarf Biogasanla	ge anlage	2.000 110.162	m³/a kWhel./a	2,00 €/m³	4.000,00 € 22.032,40 €
stoffe Wasserbedarf Biogasanla Eigenstrombedarf Biogasa Wärmebedarf Biogasanla	ge anlage ge	2.000 110.162 691.351	m³/a kWhel./a	2,00 €/m³	4.000,00 € 22.032,40 €
wasserbedarf Biogasanla Eigenstrombedarf Biogasa Wärmebedarf Biogasanla Substratkosten	ge anlage ge	2.000 110.162 691.351	m³/a kWhel./a	2,00 €/m³	4.000,00 € 22.032,40 €
stoffe Wasserbedarf Biogasanla Eigenstrombedarf Biogasa Wärmebedarf Biogasanla Substratkosten (gemäß KTBL inkl. Transpo	ge anlage ge	2.000 110.162 691.351 en, etc.)	m³/a kWhel./a kWhth./a	2,00 €/m³ 0,20 €/kWh	4.000,00 € 22.032,40 € - €
stoffe Wasserbedarf Biogasanla Eigenstrombedarf Biogasa Wärmebedarf Biogasanla Substratkosten (gemäß KTBL inkl. Transpo	ge anlage ge	2.000 110.162 691.351 en, etc.) 4.800	m³/a kWhel./a kWhth./a	2,00 €/m³ 0,20 €/kWh 5,80 € / t FM	4.000,00 € 22.032,40 € - €
stoffe Wasserbedarf Biogasanla Eigenstrombedarf Biogasa Wärmebedarf Biogasanla Substratkosten (gemäß KTBL inkl. Transpo	ge anlage ge	2.000 110.162 691.351 en, etc.) 4.800 7.000	m³/a kWhel./a kWhth./a	2,00 €/m³ 0,20 €/kWh 5,80 €/tFM 38,00 €/tFM	4.000,00 € 22.032,40 € - € 27.840,00 € 266.000,00 €
stoffe Wasserbedarf Biogasanla Eigenstrombedarf Biogasa Wärmebedarf Biogasanla Substratkosten (gemäß KTBL inkl. Transpo Gülle Maissilage Grassilage	ge anlage ge	2.000 110.162 691.351 en, etc.) 4.800 7.000	m³/a kWhel./a kWhth./a t t	2,00 €/m³ 0,20 €/kWh 5,80 €/tFM 38,00 €/tFM 31,00 €/tFM	4.000,00 € 22.032,40 € - € 27.840,00 € 266.000,00 € 0,00 €
stoffe Wasserbedarf Biogasanla Eigenstrombedarf Biogasanla Wärmebedarf Biogasanla Substratkosten (gemäß KTBL inkl. Transpo Gülle Maissilage Grassilage Silphie	ge anlage ge	2.000 110.162 691.351 en, etc.) 4.800 7.000 0	m³/a kWhel./a kWhth./a t t t	2,00 €/m³ 0,20 €/kWh 5,80 €/tFM 38,00 €/tFM 31,00 €/tFM 23,00 €/tFM	4.000,00 € 22.032,40 € - € 27.840,00 € 266.000,00 € 0,00 € 0,00 €
stoffe Wasserbedarf Biogasanla Eigenstrombedarf Biogasa Wärmebedarf Biogasanla Substratkosten (gemäß KTBL inkl. Transpo Gülle Maissilage Grassilage Silphie Roggen GPS	ge anlage ge ort, Silagekoste	2.000 110.162 691.351 en, etc.) 4.800 7.000 0	m³/a kWhel./a kWhth./a t t t t	2,00 €/m³ 0,20 €/kWh 5,80 €/tFM 38,00 €/tFM 23,00 €/tFM 48,00 €/tFM	4.000,00 € 22.032,40 € - € 27.840,00 € 266.000,00 € 0,00 € 0,00 € 0,00 €
stoffe Wasserbedarf Biogasanla Eigenstrombedarf Biogasa Wärmebedarf Biogasanla Substratkosten (gemäß KTBL inkl. Transpo Gülle Maissilage Grassilage Silphie Roggen GPS Sudangras	ge anlage ge ort, Silagekoste	2.000 110.162 691.351 en, etc.) 4.800 7.000 0	m³/a kWhel./a kWhth./a t t t t	2,00 €/m³ 0,20 €/kWh 5,80 €/tFM 38,00 €/tFM 23,00 €/tFM 48,00 €/tFM	4.000,00 € 22.032,40 € - € 27.840,00 € 266.000,00 € 0,00 € 0,00 € 0,00 €
stoffe Wasserbedarf Biogasanla Eigenstrombedarf Biogasanla Wärmebedarf Biogasanla Substratkosten (gemäß KTBL inkl. Transpo Gülle Maissilage Grassilage Silphie Roggen GPS Sudangras Personalbedarf Betrieb/	ge anlage ge ort, Silagekoste Überwachung	2.000 110.162 691.351 en, etc.) 4.800 7.000 0 0	m³/a kWhel./a kWhth./a t t t t	2,00 €/m³ 0,20 €/kWh 5,80 €/tFM 38,00 €/tFM 23,00 €/tFM 48,00 €/tFM 24,00 €/tFM	4.000,00 € 22.032,40 € - € 27.840,00 € 266.000,00 € 0,00 € 0,00 € 0,00 €
stoffe Wasserbedarf Biogasanla Eigenstrombedarf Biogasa Wärmebedarf Biogasanla Substratkosten (gemäß KTBL inkl. Transpo Gülle Maissilage Grassilage Silphie Roggen GPS Sudangras Personalbedarf Betrieb/ (52 Wochen 40 h/Woche)	ge anlage ge ort, Silagekoste Uberwachung) stik, etc.).	2.000 110.162 691.351 en, etc.) 4.800 7.000 0 0 0 1.400 10.000,00	m³/a kWhel./a kWhth./a t t t t t t h/a m³/a	2,00 €/m³ 0,20 €/kWh 5,80 €/tFM 38,00 €/tFM 23,00 €/tFM 48,00 €/tFM 24,00 €/tFM	4.000,00 € 22.032,40 € - € 27.840,00 € 266.000,00 € 0,00 € 0,00 € 0,00 € 35.000,00 €
stoffe Wasserbedarf Biogasanla Eigenstrombedarf Biogasa Wärmebedarf Biogasanla Substratkosten (gemäß KTBL inkl. Transpo Gülle Maissilage Grassilage Silphie Roggen GPS Sudangras Personalbedarf Betrieb/ (52 Wochen 40 h/Woche) Gärrestausbringung (Logis	ge anlage ge ort, Silagekoste Uberwachung) stik, etc.).	2.000 110.162 691.351 en, etc.) 4.800 7.000 0 0 0 1.400 10.000,00	m³/a kWhel./a kWhth./a t t t t t t h/a m³/a	2,00 €/m³ 0,20 €/kWh 5,80 €/tFM 38,00 €/tFM 23,00 €/tFM 48,00 €/tFM 24,00 €/tFM	4.000,00 € 22.032,40 € - € 27.840,00 € 266.000,00 € 0,00 € 0,00 € 0,00 € 35.000,00 € 25.500,00 €
stoffe Wasserbedarf Biogasanla Eigenstrombedarf Biogasanla Wärmebedarf Biogasanla Substratkosten (gemäß KTBL inkl. Transpo Gülle Maissilage Grassilage Silphie Roggen GPS Sudangras Personalbedarf Betrieb/ (52 Wochen 40 h/Woche) Gärrestausbringung (Logis	ge anlage ge ort, Silagekoste Überwachung stik, etc.).	2.000 110.162 691.351 en, etc.) 4.800 7.000 0 0 0 1.400 10.000,00	m³/a kWhel./a kWhth./a t t t t t t h/a m³/a	2,00 €/m³ 0,20 €/kWh 5,80 €/tFM 38,00 €/tFM 23,00 €/tFM 48,00 €/tFM 24,00 €/tFM	4.000,00 € 22.032,40 € - € 27.840,00 € 266.000,00 € 0,00 € 0,00 € 0,00 € 35.000,00 € 25.500,00 € 18.600,00 €

Versicherung	15.000,00€
Verwaltung (Buchhaltung, Jahresabschluss, Steuer)	18.000,00€
Umweltgutachter (siehe Verwaltung)	0,00€
Kosten BGA Gesamt/a	461.552,40€
Summe verbrauchsgebundene Kosten	319.872,40€
Summe betriebsgebundene Kosten	108.680,00€
Summe sonstige Kosten	33.000,00€

Tabelle 41: Übersicht Berechnungsgrundlagen Ermittlung spezifische Biogasgestehungskosten Praxis BGA gemäß VDI 2067

Biogasgestehungspreis Praxis-Biogasanlage 500kW _{el}					
Kapitalgebundene Kosten		839.788,16 €			
Verbrauchsgebundene Kosten	319.872,40 €				
Betriebsgebundene Kosten	108.680,00 €				
Sonstige Kosten	33.000,00 €				
Betrachtungszeitraum	T	15			
Preisänderungsfaktor	rK Instand	1,020			
kapitalgebundene Kosten Instandsetzung	TK IIIStalia	1,020			
Preisänderungsfaktor	rV	1,020			
verbrauchsgebundene Kosten	1 V	1,020			
Preisänderungsfaktor betriebsgebundene	rB	1,020			
Kosten					
Preisänderungsfaktor sonstige Kosten	rS	1,020			
Preisänderung/ Teuerung	jK Instand	2,0%			
kapitalgebunden Instandsetzung		_,=,=,=			
	Preisänderung/ Teuerung verbrauchsgebun-				
den	<u>, </u>	2,0%			
Preisänderung/Teuerung	jВ	2,0%			
betriebsgebunden		,			
Preisänderung/ Teuerung	jS	2,0%			
sonstiges		1.04			
Zinsfaktor	<u>q</u>	1,04			
Kalkulationszins	I	4,0%			
Annuitätsfaktor	a	0,0899411			
preisdynamischer Barwertfaktor	bK Instand	12,63435432			
preisdynamischer Barwertfaktor	bV	12,63435432			
preisdynamischer Barwertfaktor	bB bc	12,63435432			
preisdynamischer Barwertfaktor ANK	bS	12,63435432			
ANKInstand		75.531,47 € 17.950,42 €			
ANV		363.486,28 €			
ANB		123.498,27 €			
ANS		37.499,48 €			
Annuität					
AN = ANK + ANKInstand + ANV + ANB + ANS		617.965,91 €			
Nutzbare Energiemenge	8.885.772	kWh (Hi)			
Biogaspreis mit positivem Barwert	6,96 €-ct/kWh (Hi)	Ť			
Einnahmen	618.449,71 €				

F.7 Risikobewertung



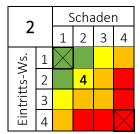
= mittel bis hoch

= hoch bis sehr hoch = höchster Risikograd

Genehmigungsrecht

1		S	Scha	der	า
	$\begin{array}{c ccccccccccccccccccccccccccccccccccc$		4		
Vs.	1	\times			4
Eintritts-Ws.	2				
trit	3				
Ein	4				X

Risiken Genehmigungsrecht: Erlöschen der Betriebserlaubnis aufgrund fehlender Genehmigungen und Erlaubnisse (Umsetzungs- und Antragsrückstau) Risiko: Stillstand der Anlage, keine Rohbiogasproduktion, Entzug der Betriebserlaubnis Maßnahmen zur Minimierung des Risikos: Prüfung der vorhandenen Genehmigungen auf umzusetzende Forderungen, Gespräch mit der Behörde (Runder Tisch), Kontrolle Maßnahmen und Zeithorizont gegenüber Behörde, Rückstandaufarbeitung, PDCA, Prüfung der Dokumente, Due-Diligence



Risiken Genehmigungsrecht: Überschreitung von Emissions- und Immissionsgrenzen nach TA-Lärm und -Luft (BImSchG) Risiko: Zusätzliche Investitionskosten für die Einhaltung der Grenzwerte, Kosten für Nachrüstungen, ggf. Erlöschen der Betriebserlaubnis, Konformität zum z.B. Wasserrecht und AwSV

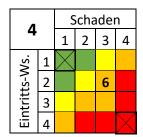
Maßnahmen zur Minimierung des Risikos: Kontinuierliche Überprüfung durch Sachverständige und externe Gutachter, PDCA-Cycle

Rohstoffqualität

	3		Scha	dei	า
) 3		1	2	3	4
Vs.	1	X			
Eintritts-Ws.	2			6	
trit	3				
Ein	4				\times

Risiken Inputqualität: Zu geringer TS-Gehalt (Rohbiogaseinbußen) und zu hoher TS-Gehalt (ggf. zu geringe Verweilzeit, Verblockungen und Schwimmschichten) Risiko: Verminderte Biogasproduktion, ineffiziente Verwertung organischer Bestandteile bzw. Verbindungen

Maßnahmen zur Minimierung des Risikos: Einsatz/Einkauf von Input-Alternativen zum Ausgleich, Möglichkeiten zur Verarbeitung der Alternativen schaffen



Risiken Inputqualität: Zu geringer organischer Trockenstoffgehalt (Biogaseinbußen) und zu hoher organischer Trockenstoffgehalt (ggf. zu hohe Faulraumbelastung)
Risiko: Verminderte Biogasproduktion, ineffiziente Verwertung organischer Bestandteile bzw.
Verbindungen

Maßnahmen zur Minimierung des Risikos: Einsatz/Einkauf von Input-Alternativen zum Ausgleich, Möglichkeiten zur Verarbeitung der Alternativen schaffen

_	Schaden					
)	1	2	3	4		

Risiken Biogasqualität: Zu geringer CH₄-Anteil im Biogas bezogen auf vereinbarte Lieferbedingungen

Vs.	1	\times	2	
ts-V	2			
Eintritts-Ws.	3			
Ein	4			X

Risiko: Verlust an Feuerungsleistung, der nicht durch einen höheren Biogasvolumenstrom ausgeglichen werden kann Maßnahmen zur Minimierung des Risikos: Einsatz/Einkauf von Input-Alternativen zum Ausgleich, Möglichkeiten zur Verarbeitung der Alternativen schaffen, Betreuung durch Labor (biologische Betreuung)

6		S	Scha	adei	า
O		1	2	3	4
Vs.	1	X	2		
Eintritts-Ws.	2				
trit	3				
Ein	4				X

Risiken Biogasquantität: Zu geringer Biogasvolumenstrom Risiko: Verlust an Feuerungsleistung, der nicht durch einen höheren CH₄-Anteil im Biogas ausgeglichen werden werden kann Maßnahmen zur Minimierung des Risikos: Einsatz/Einkauf von Input-Alternativen zum Ausgleich, Möglichkeiten zur Verarbeitung der Alternativen schaffen, Betreuung durch Labor (biologische Betreuung)

Rohstoffqualität und Anlagenbetrieb

7	7		Scha	dei	า
′			2	3	4
Vs.	1	\times			
ts-V	2			6	
Eintritts-Ws.	3				
Ein	4				\times

Risiken Prozessstörungen auf Basis hemmender o. toxischer Komponenten bzw. Überschreitung von Grenzkonzentrationen: Zu geringer Biogasvolumenstrom und/oder zu geringer CH₄-Anteil im Biogas Risiko: Verlust an Feuerungsleistung, ggf. Anlagenstillstand oder lange Ausfallzeiten Maßnahmen zur Minimierung des Risikos: kontinuierliche und langfristige Laboranalytik und

Anlagenbetrieb

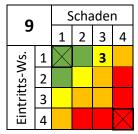
betreuung, Einsatz von Schelltest-Kits

0	8		Schaden				
0		1	2	3	4		
Vs.	1	\times					
ts-V	2			6			
Eintritts-Ws.	3						
Ein	4				\times		

Risiken Human Faktor, Bedienfehler und Betreiberrisiko: Fehlverhalten (menschliches Versagen), Technische Fähigkeiten nicht vorhanden (kurzfristige Reaktion auf Störungen im Betrieb nicht möglich), Prozessbiologische Fähigkeiten (s.o.), Priorisierung zw. Biogasanlage und Landwirtschaft nicht gegeben (s.o.)

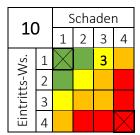
Risiko: Schlechte Anlagenperformance, unwirtschaftlicher Betrieb

Maßnahmen zur Minimierung des Risikos: Schulungen, Sichere Steuerung, Fail-Safe



Risiken äußere Faktoren (Umwelteinflüsse): Betriebsstörungen durch Umwelteinflüsse (Ausfall der Produktion bzw. reduzierte Produktion durch Sturm, Hagel, Schnee, Orkan, Blitz, Unwetter, ...)

Risiko: Einschränkung Anlagenbetrieb, Anlagenstillstand, Großschaden **Maßnahmen zur Minimierung des Risikos:** Hoher Sicherheitsstandard, Umsetzung von Industriellen Standrads, Anpassung der Versicherungen an Schadensszenarien



Risiken Anlagenkonzept: Gasspeicher als Regelgröße (unzureichende Speicherkapazität von Biogas im Betrieb und in besonderen Betriebszuständen)
Risiken: Der Lieferverpflichtung von Rohbiogas kann bei Bedarfsspitzen nicht nachgekommen werden, Lieferung von zu wenig Rohbiogas, Wegbrechen der Rohgaslieferung, unwirtschaftliches Abfackeln

Maßnahmen zur Minimierung des Risikos: Gasspeicher ausreichend groß Dimensionieren, optimierter Zusammenschluss von mehreren Anlagen zum Puffern

11	Ç	Scha	idei	า
ТТ	1	2	3	4

Risiken Anlagenkonzept: "nicht steuerbare" Pre-Konditionierungsmaßnahmen Lufteindüsung in den Fermenter)

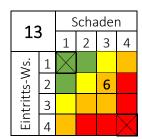
Vs.	1	X		
LS-V	2			
Eintritts-Ws.	3		9	
Ein	4			X

Risiken: Bildung von explosionsfähiger Atmosphäre, Schwefelanhaftungen im Fermenter, starke Betonkorrosion, Verschlechterung des Brennwertes des Rohbiogases aufgrund nicht kontrollierbarer Eindüsung, statische Probleme Fermenterdach **Maßnahmen zur Minimierung des Risikos:** Externe (biologische) Entschwefelung, AKF

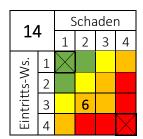
12		S	Scha	idei	า
12	<u>-</u>	1	2	3	4
Vs.	1	\times			
ts-V	2			6	
Eintritts-Ws.	3				
Ein	4				\times

Risiken Anlagenkonzept: Fehlende Sicherheitseinrichtungen bzw. unzureichender Sicherheitsstandard

Risiko: Schwerer Anlagenschaden, längere Stillstandszeiten, Personenschaden **Maßnahmen zur Minimierung des Risikos:** Umrüsten auf höheres Sicherheitsniveau, Schulung des Betreiberpersonals, Enge Abstimmung mit Behörden und Sicherheitsgremien



Risiken Anlagenkonzept: Zu geringe/keine Flexibilität bei Einsatz von alternativen Substraten (Substratumstellung nur schwer oder nicht möglich)
Risiko: Geringe Biogasproduktion in schlechter Qualität
Maßnahmen zur Minimierung des Risikos: Möglichst hohe Flexibilität in der Annahme- und
Verarbeitungskette



Risiken Anlagenkonzept: Keine Redundanz bei der installierten Anlagentechnik (Ausfall führt zu Stillstand)

Risiko: unkontrollierbare Ausfallzeiten, Anlagenstillstand, verringerte Rohbiogasproduktion **Maßnahmen zur Minimierung des Risikos:** Redundante Ausführung von wichtigen Anlagenbereichen wie Annahme, Pump- und Förderwege

Rohstoffverfügbarkeit

15		S	Scha	dei	n
15)	1	2	3	4
Vs.	1	\times			
Eintritts-Ws.	2		4		
trit	3				
Ein	4				\times

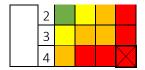
Risiken Inputquantität: Zu geringe Erntemengen ab Feld (zu wenig Frischmasse, unzureichende Pachtflächen Flächenerträge), und deren restliche Pachtdauer Risiko: Zu wenig Input für das Betriebsjahr, Biogaseinbußen, ggf. Wegfall von Pachtflächen bedeutet Wegfall von Input, Teurer Zukauf von Alternativen Maßnahmen zur Minimierung des Risikos: Langfristige Lieferverträge, Lieferantenpool für externen Erwerb anlegen, Zugriff auf Rohstoffbörse

1.0	16		Scha	dei	า
TC			2	3	4
Vs.	1	\times	2		
ts-V	2				
Eintritts-Ws.	3				
Ein	4				\times

Risiken Inputquantität: Schlechte Silierung (Silier- bzw. Lagerverluste = Energieverluste)
Risiko: Bei hauptsächlichem Einsatz hohe Biogaseinbußen möglich
Maßnahmen zur Minimierung des Risikos: Gezielte Kontrolle der Silierung, möglichst viel Silagefläche auf der eigenen Anlage (einfache und schnelle Kontrolle des Erfolges jederzeit möglich), möglichst viel Silage in Eigenleistung herstellen

1-	17		Scha	dei	า
1/	′	1	2 3 4		
Ein	1	χ			

Risiken Maschinenbruch im Bereich der Bereitstellungs- und Lieferkette: Ausfall der Lieferung von Frischmasse (Input) auf die Anlage Risiko: Reduzierte Anlagenleistung und/oder Anlagenstillstand Maßnahmen zur Minimierung des Risikos: Lagerung von möglichst viel Input auf dem Gelände

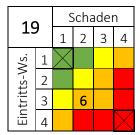


der Anlage oder in unmittelbarer Anlagennähe, kontinuierliche Qualitäts- und Quantitätskontrollen

Vertragsparameter und -ausgestaltung

18		Schaden					
		1	2	3	4		
Vs.	1	X		З			
Eintritts-Ws.	2						
trit	3						
Ein	4				X		

Risiken Input: Inhaltlich mangelhafte Lieferverträge (Qualitätsparameter der Inputstoffe bezüglich zu liefernder Energiemengen)
Risiko: Streit und Auseinandersetzung mit wichtigen Partnern (Bauern), Vertrauensverlust,
Ausbleiben von Inputlieferungen (Lieferverpflichtung wird nicht nachgekommen)
Maßnahmen zur Minimierung des Risikos: kontinuierliche Anpassung und Optimierung



Risiken Erzeugergemeinschaft bzw. -gruppen: Probleme bei Gruppen (Wer lieferte, wann, wieviel und in welcher Qualität?), Faire Abrechnung möglich, bedarf aber einem hohen messtechnischen Aufwand und ist sehr Zeitintensiv Risiken: Streit und Auseinandersetzung innerhalb der Lieferantengemeinschaft, Ausbleiben von Rohbiogaslieferungen Maßnahmen zur Minimierung des Risikos: Aufstellen einer "Lieferantenrates", "Hilfsfond" für Teilnehmer der Erzeugungsgemeinschaft bei unplanmäßigem Stillstand oder Ausfall

Abbildung 20: Risikobewertungsmatrizen

F.8 Berechnung Gaslagermengen der Anlagenvarianten

Tabelle 42: Berechnung Gaslagermenge Standardbiogasanlage

	Standar	d-Biogasan	lage		
				Behälter	Behälter
		Behälter 1	Behälter 2	3	4
				Gärrestla-	Gärrestla-
Benennung		Fermenter	Nachgärer	ger	ger
				vorhan-	
Bemerkung		vorhanden	vorhanden	den	neu
				schwan-	schwan-
Füllstand		konstant	konstant	kend	kend
		flüssigkeits		T	T
Durchmesser (innen)	in [m]	26,09	26,09	26,09	24,00
Höhe (zylindrisch)	in [m]	5,80	5,80	5,80	6,00
Freibord	in [m]	0,50	0,50	0,50	0,50
					T = - · · ·
Bruttovolumen Flüssigkeit	in [m³]		3.100,74	3.100,74	2.714,34
Nettovolumen Flüssigkeit	in [m³]	2.833,44	2.833,44	2.833,44	2.488,14
			_		
		ilter gasseit		26.00	24.00
Durchmesser Kugelabschnitt	in [m]	26,09	26,09	26,09	24,00
Höhe Kugelabschnitt über Be-	: F1	4.64	4.64	4.64	4.00
hälter	in [m]	4,64	4,64	4,64	4,80
Piogagyaluman					
Biogasvolumen Speicher über Behälter	in [m³]	1.292,60	1.292,60	1.292,60	1.143,64
Biogasvolumen Freibord	in [m ³]	267,31	267,31	267,31	226,19
biogasvoidinen i reibord	111 [111-]	207,51	207,31	207,31	220,19
Biogasvolumen Summe	in [m³]	1.559,91	1.559,91	1.559,91	1.369,83
blogasvolumen Summe	[]	1.555,51	1.555,51	1.555,51	1.505,05
	Verroh	nrung gasse	itig		
Verrohrungslänge (DN150)	in [m]	80,00	70,00	60,00	40,00
Verrohrungsvolumen	in [m³]	1,41	1,24	1,06	0,71
				•	
Biogas Volumen	in [m³]	1.561,32	1.561,15	4.394,41	3.858,68
	in				
	[kg/m³				
Dichte]	1,30	1,30	1,30	1,30
Masse Biogas je Behälter	in [kg]	2.030	2.029	5.713	5.016
Gesamtmasse Biogas ist-Zu-			9.772		
stand	in [kg]				
Gesamtmasse Biogas Minigas	in [kg]		14.7	'88	

Tabelle 43: Berechnung Gaslagermenge Ist-Zustand Praxisbiogasanlage

	Praxis	-Biogasanla	ge		
				Behälter	Behälter
		Behälter 1	Behälter 2	3	4
				Gärrestla-	Gärrestla-
Benennung		Fermenter	Nachgärer	ger	ger
				vorhan-	
Bemerkung		vorhanden	vorhanden	den	vorhanden
				schwan-	schwan-
Füllstand		konstant	konstant	kend	kend
E	Behälter	flüssigkeits	seitig		
Durchmesser (innen)	in [m]	21,70	21,70	34,90	34,90
Höhe (zylindrisch)	in [m]	6,00	6,00	6,00	7,70
Freibord	in [m]	0,50	0,50	0,50	0,50
Bruttovolumen Flüssigkeit	in [m³]	2.219,02	2.219,02	5.739,74	7.366,00
Nettovolumen Flüssigkeit	in [m³]	2.034,10	2.034,10	5.261,43	6.887,68
	Behä	ilter gasseit			T
Durchmesser Kugelabschnitt	in [m]	21,70	21,70	34,90	34,90
Höhe Kugelabschnitt über Be-		3,90	3,90	6,10	6,10
hälter	in [m]				
Biogasvolumen					
Speicher über Behälter	in [m³]	752,24	752,24	3.036,55	3.036,55
Biogasvolumen Freibord	in [m³]	184,92	184,92	478,31	478,31
			T	T = = = =	T = = = =
Biogasvolumen Summe	in [m³]	937,16	937,16	3.514,86	3.514,86
			•-•		
		rung gasse	ı	40.00	10.00
Verrohrungslänge (DN150)	in [m]	80,00	70,00	60,00	40,00
Verrohrungsvolumen	in [m³]	1,41	1,24	1,06	0,71
Diama Valuus	i F. 27	020.57	020.20	0 777 24	10 402 25
Biogas Volumen	in [m³]	938,57	938,39	8.777,34	10.403,25
	in	1,30	1,30	1,30	1,30
Dights	[kg/m³				
Dichte	j in Ural	1 220	1 220	11 /11	12 524
Masse Biogas je Behälter	in [kg]	1.220	1.220	11.411	13.524
Gesamtmasse Biogas ist-Zu-	in [ka]				
stand Cosamtmasso Biogas Minigas	in [kg]		27.3	75	
Gesamtmasse Biogas Minigas	in [kg]		27.3	75	

F.9 Teilstandardisierter Fragebogen für Akteure



Förderprogramm "Energetische Biomassenutzung"



DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116 D-04347 Leipzig

Bearbeiterin: Velina Denysenko Telefon: +49 (0) 341 2434 - 440 Fax: +49 (0) 341 2434 - 133 E-Mail: velina.denysenko@dbfz.de www.dbfz.de

Grunddaten		
Wärmeversorgung	☐ Erdgas	☐ Heizöl
	□Wärmepumpe	☐ andere, und zwar:
Alter der Heizungsanlage (Jahre)		
Arbeitspreis Wärme (ct/kWh _{Hi})		Grundpreis Wärme (ct/kWh _H):
Wartungskosten/ sonstiges (z.B.,		Vertre de de ver Märne (ven / bie):
Tankmiete, Grundgebühr) (€/Jahr)		Vertragsdauer Wärme (von/ bis):
Eigene Stromerzeugung (z.B. PV)	□ nein	☐ ja, und zwar:
Strombezugspreis (ct/kWhel)		Vertragsdauer Strom (von/ bis):
Eigener Gasnetzanschluss	□ ja	□ nein

Energiebedarf				
	Winter	Frühjahr	Sommer	Herbst
Wärmebedarf (kWh _{Hi})				
Strombedarf (kWhel)				
Gasbedarf (kWh _{Hi})				

Betriebskonzept und Geschäftsmodelle

Im Folgenden werden Geschäftsmodelle für biogasbasierte Mini-KWK-Anlagen vorgestellt. Wählen Sie bitte das Geschäftsmodell, welches Sie für Ihr Unternehmen bevorzugen würden.

☐ Anlagen-Contracting

Der Anlagenbetrieb wird vom Contractor durchgeführt und die Anlage befindet sich in seinem Besitz. Das Personal und die Kompetenz werden vom Contractor gestellt. Das Risiko wird hierbei voll vom Contractor getragen, der im Rahmen der vertraglichen Ausgestaltung eine Versorgungsgarantie ab vereinbartem Übergabepunkt übernimmt. In der Regel wird hier eine fixe monatliche Contractinggebühr und ein Arbeitspreis für die gelieferte Energie vereinbart.

□ Betriebsführungs-Contracting

Der Anlagenbetrieb wird vom Contractor durchgeführt, die Anlage befindet sich jedoch im Besitz des Contractingnehmers. Das Personal und die Kompetenz werden vom Contractor gestellt. Das Risiko des Anlagenbetriebs sowie der Versorgungssicherheit wird hierbei im Rahmen der vertraglichen Vereinbarungen bis zum vereinbarten Übergabepunkt übernommen. Für den Anlagenbetrieb wird in der Regel ein pauschaler Betrag oder ein Grundbetrag plus der Betrag für die erbrachten Leistungen fällig.

Leasing (Finanzierungs-Contracting)

Das Betriebsrisiko liegt vollständig beim Betreiber der Anlage. Das Personal und die Kompetenz für den Anlagenbetrieb müssen vom Betreiber selbst gestellt werden. Der Contractor übernimmt hier lediglich die Finanzierung der Anlage

Aufsichtsrat

Bernt Farcke, BMEL, Vorsitzender Berthold Goeke, BMUB Daniel Gellner, SMUL Dr. Karin Freier, BMWi Dr. Christoph Rövekamp, BMBF

Geschäftsführung

Prof. Dr. mont. Michael Nelles (wissenschaftlich) Daniel Mayer (administrativ)

Sitz und Gerichtsstand

Leipzig Amtsgericht Leipzig HRB 23991 Steuernummer

232/124/01072 Ust.-IdNr. DE 259357620

Bankverbindung

Deutsche Kreditbank AG IBAN: DE6312030000 10012106 89 SWIFT BIC: BYLADEM1001

Alleingesellschafterin des DBFZ Deutsches Blomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH ist die Bundesrepublik Deutschland, vertreten durch das Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMEL).











gegen Zahlung einer Leasinggebühr. Wartung und Rei Leasingvertrag miteingeschlossen sein.	oaratur (je	doch nicht	der Betri	eb an s	sich) kor	nnen im
□ vollständiger Eigenbesitz (inkl. Gaserzeugung und 0	Gasnetz)					
Die Gaserzeugung sowie Gasnetz und BHKW sind im Eige Personal und die Kompetenz für den Betrieb stellt. Der Einka			_	eim Eign	er, der a	uch das
☐ anteiliger Eigenbesitz (BHKW im Eigentum ohne Ga	serzeugun	g und Gasnet	tz)			
Das BHKW befindet sich im Eigenbesitz und das Betriebsris den Betrieb des BHKW obliegt dem Eigner. Die Lieferung Übergabepunkt im Rahmen der vereinbarten Versorgungsg Arbeitspreis für die gelieferte Energie festgeschrieben.	des Bioga	ises erfolgt l	bis zu den	n vertrag	lich vere	inbarten
□ <u>eingetragene Genossenschaft</u>						
Die Genossenschaft ist Eigner der Anlage(n) und übernimmt Das Personal und die Kompetenz für den Betreib muss von deren Mitgliedern ggf. auf ehrenamtlicher Basis rekrutie vertraglich vereinbarte Versorgungssicherheit. Für die Mitglieder Risiko abdeckt. Als Ausgleich werden verm zusätzliche Leistungen vereinbart.	on der Gen eren. Für d itgliedschaf	iossenschaft die Mitgliede ft ist eine N	gestellt w er der Ger Mindestein	erden ur nossensc lage not	nd kann s haft bes wendig,	sich aus teht die die das
Relevante Parameter für das ausgewählte Betriebskonzept						
In Bezug auf das von Ihnen oben gewählte Geschäftsmode	ll bewerten	Sie bitte fol	gende Fak	toren au	f der Ska	la von 1
(unwichtig) bis 5 (sehr wichtig).						
(unwertug) bis 3 (seni wiertug).		Unwichtig				Sehr wichtig
(unwenteg) bis 3 (seni wichteg).		Unwichtig 1	2	3	4	
vertraglich geregelte Versorgungsgarantie (Hohe Risikoverlag zum Contractor)	gerung		2	3	4	wichtig
vertraglich geregelte Versorgungsgarantie (Hohe Risikoverla		1				wichtig 5
vertraglich geregelte Versorgungsgarantie (Hohe Risikoverlag zum Contractor)		1				wichtig 5
vertraglich geregelte Versorgungsgarantie (Hohe Risikoverlag zum Contractor) hohe Eigenverantwortlichkeit (wenig bis keine Risikoverlager	rung)	1				wichtig 5
vertraglich geregelte Versorgungsgarantie (Hohe Risikoverlag zum Contractor) hohe Eigenverantwortlichkeit (wenig bis keine Risikoverlager geringer Zeitaufwand für Betreib und Einarbeitung Vorteile durch das Wissen und die Erfahrung externe Dienstl	rung) eister	1				wichtig 5
vertraglich geregelte Versorgungsgarantie (Hohe Risikoverlag zum Contractor) hohe Eigenverantwortlichkeit (wenig bis keine Risikoverlager geringer Zeitaufwand für Betreib und Einarbeitung Vorteile durch das Wissen und die Erfahrung externe Dienstl (Contractor)	rung) eister	1				wichtig 5
vertraglich geregelte Versorgungsgarantie (Hohe Risikoverlag zum Contractor) hohe Eigenverantwortlichkeit (wenig bis keine Risikoverlager geringer Zeitaufwand für Betreib und Einarbeitung Vorteile durch das Wissen und die Erfahrung externe Dienstl (Contractor) Erzielen von Zusatzerlösen durch Verkauf von Strom und/od	eister er Wärme					wichtig 5
vertraglich geregelte Versorgungsgarantie (Hohe Risikoverlag zum Contractor) hohe Eigenverantwortlichkeit (wenig bis keine Risikoverlager geringer Zeitaufwand für Betreib und Einarbeitung Vorteile durch das Wissen und die Erfahrung externe Dienstl (Contractor) Erzielen von Zusatzerlösen durch Verkauf von Strom und/od Reduktion/ Vermeidung der zugekauften Strommengen geringer Einfluss auf das Kerngeschäft Ihres Betriebes (z. B.	eister er Wärme					wichtig 5 □ □ □ □ □ □ □ □ □ □
vertraglich geregelte Versorgungsgarantie (Hohe Risikoverlag zum Contractor) hohe Eigenverantwortlichkeit (wenig bis keine Risikoverlager geringer Zeitaufwand für Betreib und Einarbeitung Vorteile durch das Wissen und die Erfahrung externe Dienstl (Contractor) Erzielen von Zusatzerlösen durch Verkauf von Strom und/od Reduktion/ Vermeidung der zugekauften Strommengen geringer Einfluss auf das Kerngeschäft Ihres Betriebes (z. B. Geräuschkulisse, Abgasemissionen usw.)	rung) eister er Wärme durch					wichtig 5
vertraglich geregelte Versorgungsgarantie (Hohe Risikoverlag zum Contractor) hohe Eigenverantwortlichkeit (wenig bis keine Risikoverlager geringer Zeitaufwand für Betreib und Einarbeitung Vorteile durch das Wissen und die Erfahrung externe Dienstl (Contractor) Erzielen von Zusatzerlösen durch Verkauf von Strom und/od Reduktion/ Vermeidung der zugekauften Strommengen geringer Einfluss auf das Kerngeschäft Ihres Betriebes (z. B. Geräuschkulisse, Abgasemissionen usw.) eine positive Imagewirkung für Ihren Betrieb positive Umweltwirkung im Sinne des Klimaschutzes (CO2-ne Energie, Ersatz von fossilen Energieträgern)	rung) eister er Wärme durch					wichtig 5
vertraglich geregelte Versorgungsgarantie (Hohe Risikoverlag zum Contractor) hohe Eigenverantwortlichkeit (wenig bis keine Risikoverlager geringer Zeitaufwand für Betreib und Einarbeitung Vorteile durch das Wissen und die Erfahrung externe Dienstl (Contractor) Erzielen von Zusatzerlösen durch Verkauf von Strom und/od Reduktion/ Vermeidung der zugekauften Strommengen geringer Einfluss auf das Kerngeschäft Ihres Betriebes (z. B. Geräuschkulisse, Abgasemissionen usw.) eine positive Imagewirkung für Ihren Betrieb positive Umweltwirkung im Sinne des Klimaschutzes (CO2-ne Energie, Ersatz von fossilen Energieträgern)	eister er Wärme durch eutrale					wichtig 5
vertraglich geregelte Versorgungsgarantie (Hohe Risikoverlagzum Contractor) hohe Eigenverantwortlichkeit (wenig bis keine Risikoverlager geringer Zeitaufwand für Betreib und Einarbeitung Vorteile durch das Wissen und die Erfahrung externe Dienstl (Contractor) Erzielen von Zusatzerlösen durch Verkauf von Strom und/od Reduktion/ Vermeidung der zugekauften Strommengen geringer Einfluss auf das Kerngeschäft Ihres Betriebes (z. B. Geräuschkulisse, Abgasemissionen usw.) eine positive Imagewirkung für Ihren Betrieb positive Umweltwirkung im Sinne des Klimaschutzes (CO ₂ -ne Energie, Ersatz von fossilen Energieträgern) Kontaktdaten Ansprechpartner:	eister er Wärme durch eutrale					wichtig 5
vertraglich geregelte Versorgungsgarantie (Hohe Risikoverlag zum Contractor) hohe Eigenverantwortlichkeit (wenig bis keine Risikoverlager geringer Zeitaufwand für Betreib und Einarbeitung Vorteile durch das Wissen und die Erfahrung externe Dienstl (Contractor) Erzielen von Zusatzerlösen durch Verkauf von Strom und/od Reduktion/ Vermeidung der zugekauften Strommengen geringer Einfluss auf das Kerngeschäft Ihres Betriebes (z. B. Geräuschkulisse, Abgasemissionen usw.) eine positive Imagewirkung für Ihren Betrieb positive Umweltwirkung im Sinne des Klimaschutzes (CO2-ne Energie, Ersatz von fossilen Energieträgern)	eister er Wärme durch eutrale					wichtig 5

Vielen Dank für Ihre Unterstützung!

Abbildung 21: Teilstandardisierter Fragebogen für Akteure