

## **Betriebsmodelle landwirtschaftlicher Biogasanlagen zur Darstellung von Weiterbetriebsoptionen nach Ablauf der 1. EEG-Förderperiode**



© Fotolia.com

Bernd Wirth, Ursula Roth, Mark Paterson, Stefan Hartmann | Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)

## Impressum

### Autoren

Bernd Wirth, Ursula Roth, Mark Paterson, Stefan Hartmann

### Herausgeber

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)  
Team Energie, Emissionen und Klimaschutz  
Bartningstraße 49  
64289 Darmstadt  
E-Mail: [ktbl@ktbl.de](mailto:ktbl@ktbl.de)  
Internet: [www.ktbl.de](http://www.ktbl.de)

### Förderhinweis

Diese Veröffentlichung entstand im Rahmen des Verbundvorhabens „Biogas Progressiv: Zukunftsweisende Strategien für landwirtschaftliche Biogasanlagen“ (ProBiogas), finanziert mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) aus dem Sondervermögen Energie- und Klimafonds (Förderkennzeichen: 22405416; 22407617; 22408117)

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages



### Projektpartner

Landesanstalt für Agrartechnik und Bioenergie an der Universität Hohenheim  
Landwirtschaftskanner Niedersachsen, Fachbereich Energie, Bauen, Technik

### Stand

Juni 2022



## Inhaltsverzeichnis

1.	Gesamtkontext des Verbundvorhabens .....	15
2.	Betriebsmodelle landwirtschaftlicher Biogasanlagen zur Darstellung von Weiterbetriebsoptionen .....	18
2.1.	Methodik & Modellbeschreibung .....	18
2.1.1.	Datengrundlage .....	19
2.1.2.	Basis-Modellanlagen für die Post-EEG-Betrachtung.....	20
2.1.3.	Verfahrensoptionen für die Post-EEG-Betriebsmodelle .....	21
2.1.4.	Klassifizierung der Biogas-Betriebsmodelle .....	22
2.2.	Technische Kennzahlen und Annahmen der Basis-Modellanlagen und Verfahrensoptionen.....	24
2.2.1.	Substrate.....	24
2.2.2.	Biologisch-technische Kennwerte .....	25
2.2.2.1.	Annahmen zur Technikauslegung .....	25
2.2.2.2.	Berücksichtigte Anlagenteile.....	28
2.3.	Ökonomische Kennzahlen, Randbedingungen und Annahmen der Basis-Modellanlagen und Verfahrensoptionen.....	29
2.3.1.	Fixe Kosten .....	30
2.3.1.1.	Abschreibung.....	30
2.3.1.2.	Retrofit-Kosten.....	31
2.3.1.3.	Zinsansatz .....	31
2.3.1.4.	Versicherung.....	32
2.3.1.5.	Lohnkosten .....	32
2.3.1.6.	Planung und Genehmigung .....	32
2.3.2.	Variable Kosten.....	32
2.3.2.1.	Substratkosten.....	32
2.3.3.	Betriebsstoffe .....	33
2.3.4.	Reparatur und Wartung.....	33
2.3.5.	Erlöse.....	33
2.3.6.	Zusatzerlös Flexibilität und Regelenergie .....	34
2.3.7.	Zusatzerlös Wärmeverkauf .....	36
2.3.8.	Biomethanpreis .....	36
2.4.	Randbedingungen und Annahmen für die THG-Bilanzierung .....	36



2.4.1. Allgemeiner Ansatz .....	37
2.4.1.1. Treibhauspotenzial (GWP) klimarelevanter Gase .....	39
2.4.2. Darstellung der Treibhausgasemissionen .....	39
2.4.3. Relevante Faktoren in der Treibhausgasbilanzierung .....	40
2.4.3.1. Klimarelevante Emissionen auf der Biogasanlage .....	40
2.4.3.2. Wirtschaftsdüngervergärung .....	42
2.4.3.3. Ersatz fossiler Ressourcen durch Biogas .....	45
2.5. Basis-Modellanlagen .....	46
2.5.1. Modellbeschreibung .....	46
2.5.2. Technische und verfahrenstechnische Kennwerte der Basis-Modellanlagen bei Weiterbetrieb in der 2. Förderperiode .....	47
2.5.2.1. Ausgangslage Ende 1. EEG-Förderperiode .....	47
2.5.2.2. Weiterbetriebsoptionen .....	47
2.6. Betriebsmodelle für Biogas-Weiterbetriebsoptionen .....	50
2.6.1. Verfahrensoption 1: Substratwechsel .....	51
2.6.1.1. Modellbeschreibung und Optionsziel .....	51
2.6.1.2. Technische Anpassungen und Auswirkungen der Verfahrensoption „Substrate“ 52	
2.6.1.3. Hemmnisse bei der Optionsumsetzung .....	54
2.6.2. Verfahrensoption 2: Netzausbau – Nahwärmenetz .....	54
2.6.2.1. Modellbeschreibung und Optionsziel .....	54
2.6.2.2. Technische Anpassungen und Auswirkungen der Verfahrensoption Nahwärmenetz .....	55
2.6.2.3. Hemmnisse bei der Optionsumsetzung .....	56
2.6.3. Verfahrensoption 2: Netzausbau – Mikrogasnetz (Anlagenpooling) .....	57
2.6.3.1. Modellbeschreibung und Optionsziel .....	57
2.6.3.2. Technische Anpassungen und Auswirkungen der Verfahrensoption Mikrogasnetz mit zentraler Gasaufbereitung .....	58
2.6.3.3. Hemmnisse und Anforderungen bei der Optionsumsetzung .....	60
2.6.4. Verfahrensoption 3: Flexibilisierung .....	60
2.6.4.1. Modellbeschreibung und Optionsziel .....	61
2.6.4.2. Technische Anpassungen und Auswirkungen der Verfahrensoption Flexibilisierung .....	62
2.6.4.3. Hemmnisse der Optionsumsetzung .....	64



2.6.5. Verfahrensoption 4: Biomethan (Modell Biomethaneinspeisung mit/ohne CNG-Tankstelle) .....	64
2.6.5.1. Modellbeschreibung und Optionsziel .....	64
2.6.5.2. Technische Anpassungen und Auswirkungen der Verfahrensoption Biomethan mit und ohne Kraftstoffnutzung .....	65
2.6.5.3. Hemmnisse der Optionsumsetzung .....	66
2.7. Ergebnis der Wirtschaftlichkeitskalkulationen .....	67
2.7.1. Wirtschaftlichkeit der Basis-Modellanlagen .....	67
2.7.2. Wirtschaftlichkeitsvergleich Basis-Modellanlagen vs. Betriebsmodelle (Strom- und Wärmeproduktion) .....	71
2.7.2.1. Wirtschaftlichkeitsvergleich Anlagenklasse 1 (137 kW <sub>el</sub> , Basismodell 1, 4 vs. Betriebsmodell) .....	71
2.7.2.2. Wirtschaftlichkeitsvergleich Anlagenklasse 2 (457 kW <sub>el</sub> , Basis-Modell 2, 5 vs. Betriebsmodell) .....	75
2.7.2.3. Wirtschaftlichkeitsvergleich Anlagenklasse 3 (913 kW <sub>el</sub> , Basis-Modell 3 vs. Betriebsmodell) .....	82
2.7.3. Wirtschaftlichkeitsvergleich Basis-Modelle vs. Betriebsmodelle (Biomethanproduktion) .....	85
2.7.3.1. Wirtschaftlichkeitsvergleich Anlagenklasse 3 (913 kW <sub>el</sub> ; Basis-Modell 3 vs. Betriebsmodelle Biomethaneinspeisung und Kraftstoff) .....	85
2.7.3.2. Wirtschaftlichkeitsvergleich Anlagenklasse 1 - 3 (137, 457, 913 kW <sub>el</sub> ; (Basis-Modelle 1 - 3 vs. Betriebsmodelle mit Anlagenpooling und Biomethaneinspeisung)	89
2.7.4. Zusammenfassung der Ergebnisse .....	93
2.8. Ergebnisse der THG-Bilanzierungen der Anlagenmodelle .....	98
2.8.1. Treibhausgasemissionen der Basisanlagen .....	98
2.8.2. Vergleich der Treibhausgasemissionen Basis-Modellanlagen vs. Betriebsmodelle (Strom-, Wärmeproduktion) .....	100
2.8.2.1. Vergleich der Treibhausgasemissionen Anlagenklasse 1 (137 kW <sub>el</sub> ; Basis-Modell 1, 4 vs. Betriebsmodell) .....	100
2.8.2.2. Vergleich der Treibhausgasemissionen Anlagenklasse 2 (457 kW <sub>el</sub> ; Basis-Modell 2, 5 vs. Betriebsmodell) .....	101
2.8.2.3. Vergleich der Treibhausgasemissionen Anlagenklasse 3 (913 kW <sub>el</sub> ; Basis-Modell 3 vs. Betriebsmodell) .....	103
2.8.3. Vergleich der Treibhausgasemissionen Basis-Modellanlagen vs. Betriebsmodelle (Biomethanproduktion) .....	104

2.8.3.1.	Vergleich der Treibhausgasemissionen Anlagenklasse 3 (913 kW <sub>el</sub> ; Basis-Modell 3 vs. Betriebsmodell Biomethaneinspeisung und Kraftstoff).....	104
2.8.3.2.	Vergleich der Treibhausgasemissionen Anlagenklasse 1 -3 (Basis-Modell 1 - 3 vs. Betriebsmodell Biogasanlagenpooling mit Biomethaneinspeisung).....	105
2.8.4.	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	105
3.	Web-Anwendung „Post-EEG-Rechner Biogas“ .....	109
4.	Literaturverzeichnis .....	110

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Projektstruktur des Verbundvorhaben "ProBiogas" mit Darstellung der Arbeitspakete und Markierung der Beteiligung der Projektpartner .....	17
Abbildung 2: Aufbau der modellhaften Betrachtung sowie Abgrenzung des Begriffs „Betriebsmodelle“ .....	19
Abbildung 3: Schematische Darstellung der modellhaften Betrachtung von Weiterbetriebsoptionen für Biogas-Bestandsanlagen .....	22
Abbildung 4: Durchschnitte Spotpreise an der Leipziger Strombörse für die Jahre 2017-2020 .....	35
Abbildung 5: Durchschnittliche Biomethan-Einkaufspreise in Ct/kWh (langfristig) im Jahr 2021 gegliedert nach Hauptseinsatzstoff .....	36
Abbildung 6: Mögliche Quellen von Methanemissionen entlang der Biogaserzeugung und -verwertung.....	41
Abbildung 7: Methanverluste entlang der Biogasprozesskette .....	42
Abbildung 8: Schematische Darstellung der modellhaften Betrachtung von Weiterbetriebsoptionen für Bestandsanlagen von den Basis- bis zu den Biogas-Betriebsmodellen .....	51
Abbildung 9: Schema der Nahwärmenetz-Option .....	55
Abbildung 10: Darstellung des Modells Mikrogasnetz/Anlagenpooling (Verfahrensoption 2).....	58
Abbildung 11: Schematische Darstellung der Option Flexibilisierung (Verfahrensoption 3).....	61
Abbildung 12: Summe der variablen und fixen Kosten sowie spezifische Stromgestehungskosten in Ct/kWh <sub>el</sub> und Gewinn / Verlust in €/a der 5 Basis-Modellanlagen. Linien: Maximaler Ausschreibungswert für 2022 sowie durchschnittlicher mengengewichteter Zuschlagswert .....	68
Abbildung 13: Summe der variablen und fixen Kosten sowie spezifische Stromgestehungskosten in Ct/kWh <sub>el</sub> und Gewinn / Verlust in €/a der Basis-Modellanlagen 1 und 4 sowie Option „Substrate“ in der Anlagenklasse 1 (137 kW <sub>el</sub> ).....	73
Abbildung 14: Summe der variablen und fixen Kosten sowie spezifische Stromgestehungskosten in Ct/kWh <sub>el</sub> und Gewinn / Verlust in €/a der Basis-Modellanlagen 2 und der betrachteten Optionen mit Strom-/ Wärmenutzung für die Anlagenklasse 2 (457 kW <sub>el</sub> ).....	76
Abbildung 15: Summe der variablen und fixen Kosten sowie spezifische Stromgestehungskosten in Ct/kWh <sub>el</sub> und Gewinn / Verlust in €/a der Basis-Modellanlagen 5 und der betrachteten Optionen mit Strom-/Wärmenutzung für die Anlagenklasse 2 (457 kW <sub>el</sub> ).....	80
Abbildung 16: Summe der variablen und fixen Kosten sowie spezifische Stromgestehungskosten in Ct/kWh <sub>el</sub> und Gewinn / Verlust in €/a der Basis-Modellanlagen 3 und der betrachteten Optionen mit Strom-/Wärmenutzung für die Anlagenklasse 3 (913 kW <sub>el</sub> ) .....	83

Abbildung 17: Summe der variablen und fixen Kosten sowie Biomethangestehungskosten in Ct/kWh ( $H_{s,N}$ ) und Gewinn / Verlust in €/a der betrachteten Optionen mit Biogasaufbereitung für die Anlagenklasse 3 (913 kW <sub>el</sub> ) .....	87
Abbildung 18: Summe der variablen und fixen Kosten sowie Biomethangestehungskosten in Ct/kWh ( $H_{s,N}$ ) und Gewinn / Verlust in €/a der betrachteten Option Anlagenpooling mit Biomethaneinspeisung für die Anlagenklassen 1 - 3 (173, 457, 913 kW <sub>el</sub> ).....	91
Abbildung 19: Produktspezifische Treibhausgasemissionen der 5 Basisanlagen in kg CO <sub>2e</sub> /kWh <sub>el</sub> . .....	98
Abbildung 20: Produktspezifische Treibhausgasemissionen der 5 Basisanlagen in kg CO <sub>2e</sub> /kWh <sub>el</sub> .....	99
Abbildung 21: Jährliche Treibhausgasemissionen der 5 Basisanlagen in kg CO <sub>2e</sub> /Jahr .....	99
Abbildung 22: Produktspezifische Treibhausgasemissionen der Basisanlagen 1 und 4 sowie Option „Substrate“ in der Anlagenklasse 1 (137 kW <sub>el</sub> ) in kg CO <sub>2e</sub> /kWh <sub>el</sub> . .....	100
Abbildung 23: Produktspezifische Treibhausgasemissionen von Basisanlage 2 und der betrachteten Optionen mit Strom-/Wärmenutzung für die Anlagenklasse 2 (457 kW <sub>el</sub> ) in kg CO <sub>2e</sub> /kWh <sub>el</sub> .....	101
Abbildung 24: Möglicher positiver Effekt einer zusätzlichen Flexibilisierung auf die Jahresnettoemissionen einer Biogasanlage beispielhaft für die Anlagenklasse 2 (457 kW <sub>el</sub> ) .....	102
Abbildung 25: Produktspezifische Treibhausgasemissionen von Basisanlage 5 und der betrachteten Optionen mit Strom-/Wärmenutzung für die Anlagenklasse 2 (457 kW <sub>el</sub> ) in kg CO <sub>2e</sub> /kWh <sub>el</sub> . .....	103
Abbildung 26: Produktspezifische Treibhausgasemissionen von Basisanlage 3 und der betrachteten Optionen mit Strom-/Wärmenutzung für die Anlagenklasse 3 (913 kW <sub>el</sub> ) in kg CO <sub>2e</sub> /kWh <sub>el</sub> . .....	103
Abbildung 27: Jährliche Treibhausgasemissionen von Basisanlage 3 und der betrachteten Optionen mit Biomethanproduktion für die Anlagenklasse 3 (913 kW <sub>el</sub> ) in kg CO <sub>2e</sub> /Jahr .....	104
Abbildung 28: Jährliche Treibhausgasemissionen der Basisanlagen 1, 2 und 3 (137, 457 und 913 kW <sub>el</sub> ) und den Betriebsmodellen der Option Biogasanlagenpooling mit Biomethaneinspeisung in kg CO <sub>2e</sub> /Jahr.....	105
Abbildung 119: Kachel der Landingpage „Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas“ des KTBL,109	

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht über die betrachteten Basis-Modelle und Verfahrensoption sowie die daraus entstehenden Betriebsmodelle (gerahmter Bereich).....	23
Tabelle 2: Kennzahlen der eingesetzten Biogassubstrate; KTBL-Richtwerte für die Gasausbeute (Angaben in Normvolumen).....	24
Tabelle 3: Annahmen für die technische und verfahrenstechnische Kenndaten und Auslegungsgrößen der Modellanlagen .....	25
Tabelle 4: Berücksichtigte Technik der Betriebsmodelle .....	28
Tabelle 5: Durchschnittlich erzielbare Mehrerlöse an der EPEX-Strombörse in Abhängigkeit von der Überbauung .....	35
Tabelle 6: Bei der Treibhausgasbilanzierung berücksichtigte Stoffflüsse und Prozesse ...	38
Tabelle 7: Verlustraten und Emissionsfaktoren für die Ermittlung klimarelevanter Emissionen von Biogasanlagen.....	41
Tabelle 8: Vergleich Lagerung – Vergärung; eigene Berechnungen auf Basis der Annahmen im landwirtschaftlichen Emissionsinventar .....	43
Tabelle 9: Bei der Verwendung von Biokraftstoffen, im Verkehrssektor verbrauchtem Biogas und flüssigen Biobrennstoffen zu erreichende Emissionsminderung.....	44
Tabelle 10: Substitutionswerte für den Ersatz konventioneller/fossiler Ressourcen durch Biogas für das Jahr 2020.....	46
Tabelle 11: Übersicht der Anforderungen an Bestandsbiogasanlagen für einen Post-EEG-Weiterbetrieb, die nicht ausschließlich Gülle als Biogassubstrat einsetzen.....	48
Tabelle 12: Übersicht der Basis-Anlagenmodelle (Basis 1 bis 5) für Bestandsbiogasanlagen nach aktuellen Mindestanforderungen zur Teilnahme am EEG-Ausschreibungsverfahren .....	49
Tabelle 13: Prozentuale Verteilung der Einsatzstoffe bei den Basis-Anlagenmodellen (Basis 1 bis 5) nach der Substratoptimierung .....	52
Tabelle 14: Kenndaten der Betriebsmodelle Substrat 1 bis 5 nach Umsetzung des Substratwechsels und Einsatz von Desintergationsverfahren zur Substrataufbereitung ...	53
Tabelle 15: Kenndaten der Betriebsmodelle Nahwärme 2, 3 und 5 nach Installation eines Wärmenetzes .....	56
Tabelle 16: Kenndaten der Betriebsmodelle Mikro + Aufb 1, 2 und 3 nach Installation eines Mikrogasnetzes in Kombination mit einer Biogasaufbereitungsanlage mit Biomethaneinspeisung .....	59
Tabelle 17: Kenndaten der Betriebsmodelle 3-Flex 2, 4-Flex 2, 3-Flex 5 und 4-Flex 5 bei Flexibilisierung der Stromproduktion mit 3- bzw. 4facher Überbauung .....	63
Tabelle 18: Kenndaten der Betriebsmodelle Aufb 3 und Aufb+Tank 3 nach Installation einer Biogasaufbereitungsanlage mit Biomethaneinspeisung, bei Anlage Aufb+Tank 3 mit teilweiser Kraftstoffnutzung (CNG) .....	66
Tabelle 19: Investitionsbedarf für den Weiterbetrieb sowie Leistungs-/Kostenrechnung der ausschreibungsertüchtigten Basis-Modellanlagen Basis 1 – 5 (BML 137, 457 und 913 kW <sub>el</sub> ) .....	70

Tabelle 20: Übersicht über die betrachteten Basis-Modelle und Verfahrensoption sowie die daraus entstehenden Betriebsmodelle und der zu vergleichenden Basis-Modelle und Betriebsmodelle der Anlagenklasse 1 (rot gerahmter Bereich) .....	72
Tabelle 21: Investitionsbedarf für den Weiterbetrieb sowie Leistungs-/Kostenrechnung der ausschreibungsertüchtigten Basis-Modellanlagen Basis 1 und Basis 4 im Vergleich zu den Betriebsmodellen Substrat 1 und Substrat 4 (BML 137 kW <sub>el</sub> ) .....	74
Tabelle 22: Übersicht über die betrachteten Basis-Modelle und Verfahrensoption sowie die daraus entstehenden Betriebsmodelle und der zu vergleichenden Basis-Modelle und Betriebsmodelle der Anlagenklasse 2 (rot gerahmter Bereich).....	75
Tabelle 23: Investitionsbedarf für den Weiterbetrieb sowie Leistungs-/Kostenrechnung der ausschreibungsertüchtigten Basis-Modellanlage Basis 2 im Vergleich zu den Betriebsmodellen Substrat 1, Nahwärme 2, 3-Flex 2 und 4-Flex 2 (BML 457 kW <sub>el</sub> ) .....	78
Tabelle 24: Investitionsbedarf für den Weiterbetrieb sowie Leistungs-/Kostenrechnung der ausschreibungsertüchtigten Basis-Modellanlage Basis 5 im Vergleich zu den Betriebsmodellen Substrat 5, Nahwärme 5, 3-Flex 5 und 4-Flex 5 (BML 457 kW <sub>el</sub> ) .....	81
Tabelle 25: Übersicht über die betrachteten Basis-Modelle und Verfahrensoption sowie die daraus entstehenden Betriebsmodelle und der zu vergleichenden Basis-Modelle und Betriebsmodelle der Anlagenklasse 3 (rot gerahmter Bereich).....	82
Tabelle 26: Investitionsbedarf für den Weiterbetrieb sowie Leistungs-/Kostenrechnung der ausschreibungsertüchtigten Basis-Modellanlage Basis 3 im Vergleich zu den Betriebsmodellen Substrat 3 und Nahwärme 3 (BML 913 kW <sub>el</sub> ).....	84
Tabelle 27: Investitionsbedarf für den Weiterbetrieb sowie Leistungs-/Kostenrechnung der ausschreibungsertüchtigten Basis-Modellanlage Basis 3 im Vergleich zu den Betriebsmodellen Aufb 3 und Aufb+Tank 3 (BML 913 kW <sub>el</sub> ).....	88
Tabelle 28: Übersicht über die betrachteten Basis-Modelle und Verfahrensoption sowie die daraus entstehenden Betriebsmodelle und der zu vergleichenden Basis-Modelle und Anlagenpoolin-Betriebsmodell (rot gerahmter Bereich).....	89
Tabelle 29: Investitionsbedarf für den Weiterbetrieb sowie Leistungs-/Kostenrechnung der ausschreibungsertüchtigten Basis-Modellanlagen Basis 1 - 3 im Vergleich zu den Betriebsmodellen Mikro+Aufb 1, Mikro+Aufb 2 und Mikro+Aufb 3 (BML 137 kW <sub>el</sub> , 457 kW <sub>el</sub> und 913 kW <sub>el</sub> ) .....	92
Tabelle 30: Übersicht über die spezifischen Investitionen für Weiterbetrieb, spezifische Stromgestehungskosten und Gewinn / Verlust der Basis-Modelle und Optionen mit Strom-/ Wärmeproduktion.....	96
Tabelle 31: Übersicht über die spezifischen Investitionen für Weiterbetrieb, spezifische Biomethangestehungskosten und Gewinn / Verlust der Basis-Modelle und Optionen mit Biomethanproduktion. ....	97
Tabelle 32: Annahmen für die Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung durch Biogas für Abbildung 24 (Einfluss der Zusammensetzung des fossilen durch Biogas ersetzten Strommixes) .....	102
Tabelle 33: Übersicht der produktspezifischen Netto-Treibhausgasemissionen der Basis-Modelle in kg CO <sub>2e</sub> /kWh <sub>el</sub> und Optionen mit Strom-/ Wärmeproduktion sowie der durch die Optionen erreichten Einsparungen im Vergleich zur Ausgangslage. ....	108



Tabelle 34: Übersicht der jährlichen Netto-Treibhausgasemissionen der Basis-Modelle in t CO<sub>2</sub>e/Jahr und aller betrachteten Optionen (Strom-/ Wärmeproduktion und Gasaufbereitung) sowie der durch die Optionen erreichten Veränderungen im Vergleich zur Ausgangslage ..... 108

## Abkürzungsverzeichnis

©	Urheberrecht (Copyright)
a	Jahr
Abb.	Abbildung
Akh	Arbeitskraftstunde
AP	Arbeitspaket
Aufb	Aufbereitung
Aufb	Aufbereitungsanlage (Biomethan)
AwSV	Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BG	Biogas
BGA	Biogasanlage
BGAA	Biogasaufbereitungsanlage
BGEA	Biogaseinspeiseanlage
Bh	Betriebsstunde
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BioKraft-NachV	Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung
BMEL	Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
BML	Bemessungsleistung
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CCM	Corn-Cob-Mix
CH <sub>4</sub>	Methan
CNG	Komprimiertes Erdgas (compressed natural gas)
CO <sub>2e</sub>	Kohlenstoffdioxid-Äquivalent
Ct	Euro-Cent
d	Tag (day)
DüV	Düngeverordnung



EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
el.	Elektrisch
EPEX	Europäische Strombörse EPEX SPOT SE
EU	Europäische Union
Flex	Flexible Fahrweise
FM	Frischmasse
FNR	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GRL	Gärrestlager
GS	Grassilage
h	Stunde
ha	Hektar
HBL	Höchstbemessungsleistung
Hs	Brennwert
HTK	Hühnertrockenkot
inkl.	inklusive
inst.	installiert
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
k.A.	Keine Angabe
Kap.	Kapitel
KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V.
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Mikro	Mikrogasleitung
Mio.	Millionen
MS	Maissilage
MSR	Messen, Steuern, Regeln
MSt	Maisstrohsilage
N	Normbedingungen
N	Stickstoff



N <sub>2</sub> O	Distickstoffmonoxid (Lachgas)
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
NH <sub>3</sub>	Ammoniak
NT	Niedertemperatur
o.J.	Ohne Jahresangabe
Opt.	Optimierungsmaßnahme
oTM	Organische Trockenmasse
PM	Pferdemist
PTB	Physikalisch-Technische Bundesanstalt
RED II	Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (Renewable Energy Directive)
RG	Rindergülle
RM	Rindermist
SCR	Selektive katalytische Reduktion (selective catalytic reduction)
Sub.	Substrat
TA Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft
Tab.	Tabelle
TAN	Gesamt Ammoniak-Stickstoff (total ammoniacal nitrogen)
Tank	Tankstelle
th.	Thermisch
THG	Treibhausgas
TM	Trockenmasse
tot	Gesamtstickstoff (total nitrogen)
WD	Wirtschaftsdünger

## 1. Gesamtkontext des Verbundvorhabens

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist eine zentrale Säule der Energiewende und die hiesigen Biogasanlagen erfüllen bereits wichtige Funktionen bei der Bereitstellung von regenerativer Energie, aber auch durch weitere Systemdienstleistungen. Biogas hat den Vorteil, dass es durch seine Speicherbarkeit bedarfsgerecht zur Strom- und Wärmebereitstellung genutzt werden kann. Zudem lässt es sich auf Erdgasqualität aufbereiten (sog. Biomethan) und über das deutsche Erdgasnetz vielfältig nutzen.

Im Jahr 2021 war die gesamte Biomasse mit rund 22 % (Biogas inkl. Biomethan über 13 %) an der erneuerbaren Bruttostromerzeugung beteiligt und stellte damit – nach Wind an Land – den zweitgrößten Anteil. Am Endenergieverbrauch Wärme wurden 86 % des erneuerbaren Anteils durch Biomasse (Biogas inkl. Biomethan rund 9 %) bereitgestellt (Matschoss et al. 2020; BMWK 2022, eigene Berechnungen).

Die Grundlage für diese Entwicklung der Biogasproduktion und -nutzung in Deutschland legte das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) im Jahre 2000. Die EEG-Novelle aus dem Jahr 2004 (EEG 2004) hatte einen schnellen Ausbau der Biogaserzeugung in den Jahren 2005 bis 2009 zur Folge, der durch das EEG 2009 bis 2011 weiter beschleunigt wurde. Ein Grund dafür war die verbesserte Vergütung für Anlagen, die Energiepflanzen einsetzen und mit dem EEG 2009 zudem für Anlagen die Gülle einsetzen. Das EEG regelt zudem die bevorzugte Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen ins Stromnetz und garantierte in den EEG-Fassungen von 2000 bis 2012 eine feste Einspeisevergütung für Neuanlagen über einen Zeitraum von 20 Jahren (Paterson et al. 2021).

Für zahlreiche Betreiber, die zwischen 2004-2011 ihre Biogasanlagen in Betrieb genommen haben, stellt sich nun die Frage, wie sie nach Ablauf der 1. EEG-Förderperiode mit ihren Anlagen weiterhin rentabel regenerative Energie produzieren können, da sich die Erlössituation gravierend ändern wird. Die Biogasanlagen müssen, um weiterhin staatliche Förderung zu erhalten, an einem Gebotsverfahren teilnehmen, das einen deutlich geringeren Erlös verspricht als den, den sie heutzutage erhalten und dies bei gleichzeitig deutlich höheren Auflagen. Damit einher geht auch die Frage, wie sich der Biogasanlagenbestand in den nächsten Jahren entwickeln wird und welche Auswirkungen dies auf die Energiewirtschaft und auf Funktionen außerhalb des Energiesystems haben wird (Matschoss et al. 2020).

Insbesondere für NawaRo-basierte Biogasanlagen, die nach den Vorgaben des EEG 2004 betrieben werden, wird sich die Erlössituation massiv verändern. Die ab dem EEG (2017) vorgesehenen Ausschreibungen für eine Verlängerung der Vergütungsdauer um 10 Jahre bieten grundsätzlich die Möglichkeit eines Weiterbetriebs, allerdings sind dafür technisch machbare und ökonomisch sinnvolle Anlagenkonzepte notwendig. Auch gilt es, die Möglichkeiten zu evaluieren, neben der langfristige Entwicklung der Strom- und Wärmebereitstellung, weitere Systemdienstleistungen durch Biogas innerhalb und außerhalb des EEG zu generieren. Dazu zählt z. B. die Bereitstellung von Biomethan zur Einspeisung in das Gasnetz oder zur Verwendung als Kraftstoff.

Eine Vielzahl von Ansätzen für eine optimierte Biogasproduktion ist in Forschungsvorhaben von Hochschulen, landwirtschaftlichen Forschungsanstalten und der Industrie bereits entwickelt und auch erprobt worden. Eine systematische Evaluierung dieser Ansätze im Hinblick auf die Nutzbarkeit in praxistauglichen Betriebsmodellen und ein auf die Betreiber von Biogasanlagen und die Biogasberatung ausgerichtetes Informationsangebot zu dieser Optimierung gibt es bislang kaum. Das Verbundvorhaben „Biogas Progressiv – zukunftsweisende Strategien für landwirtschaftliche Biogasanlagen“ (ProBiogas) liefert praxistaugliche Informationen zu diesem Themenbereich.

Anlagenbetreiber und Berater werden mit Hilfe der Projektergebnisse in die Lage versetzt, anhand von detaillierten Informationen zu den technischen Möglichkeiten sowie ökonomischen und ökologischen Konsequenzen von Optimierungsansätzen, passende Konzepte für Biogasanlagen zu identifizieren und weiterzuentwickeln. Damit wird das „System Biogas“ dazu ertüchtigt, weiterhin einen relevanten Beitrag zur hiesigen Energiebereitstellung, aber auch Systemdienstleistungen außerhalb der Energiebereitstellung, z.B. für die Landwirtschaft, zu erbringen.

Das Projekt „ProBiogas“ gliedert sich in 6 Arbeitspakete. Für eine bessere Zuordnung der Arbeitsinhalte, ist in Abbildung 1 die Struktur der Arbeitspakete dargestellt.

- Arbeitspaket 1: Projektkoordination (Leitung: KTBL)  
Gewährleistung einer effizienten Abwicklung des Vorhabens und Koordination der projektbegleitenden Arbeitsgruppe
- Arbeitspaket 2: Datenbasis Biogas (Leitung: KTBL)  
Erarbeitung einer vollständigen Datenbasis als Grundlage für die Entwicklung von Verfahrensmodellen
- Arbeitspaket 3: Innovative Verfahrensmodelle (Leitung: KTBL)  
Evaluierung von und Entwicklung von zukunftsweisenden Betriebsmodelle
- Arbeitspaket 4: Verifizierung in der Praxis (Leitung: Universität Hohenheim)  
Durchführung von Machbarkeitsstudien zur Überprüfung der Betriebsmodelle in der Praxis
- Arbeitspaket 5: Ökologische Bewertung (Leitung: KTBL)  
Beurteilung der entwickelten Betriebsmodelle hinsichtlich der Umweltwirkungen.
- Arbeitspaket 6: Know-how Transfer  
Verbreitung der Projektergebnisse in die Praxis.

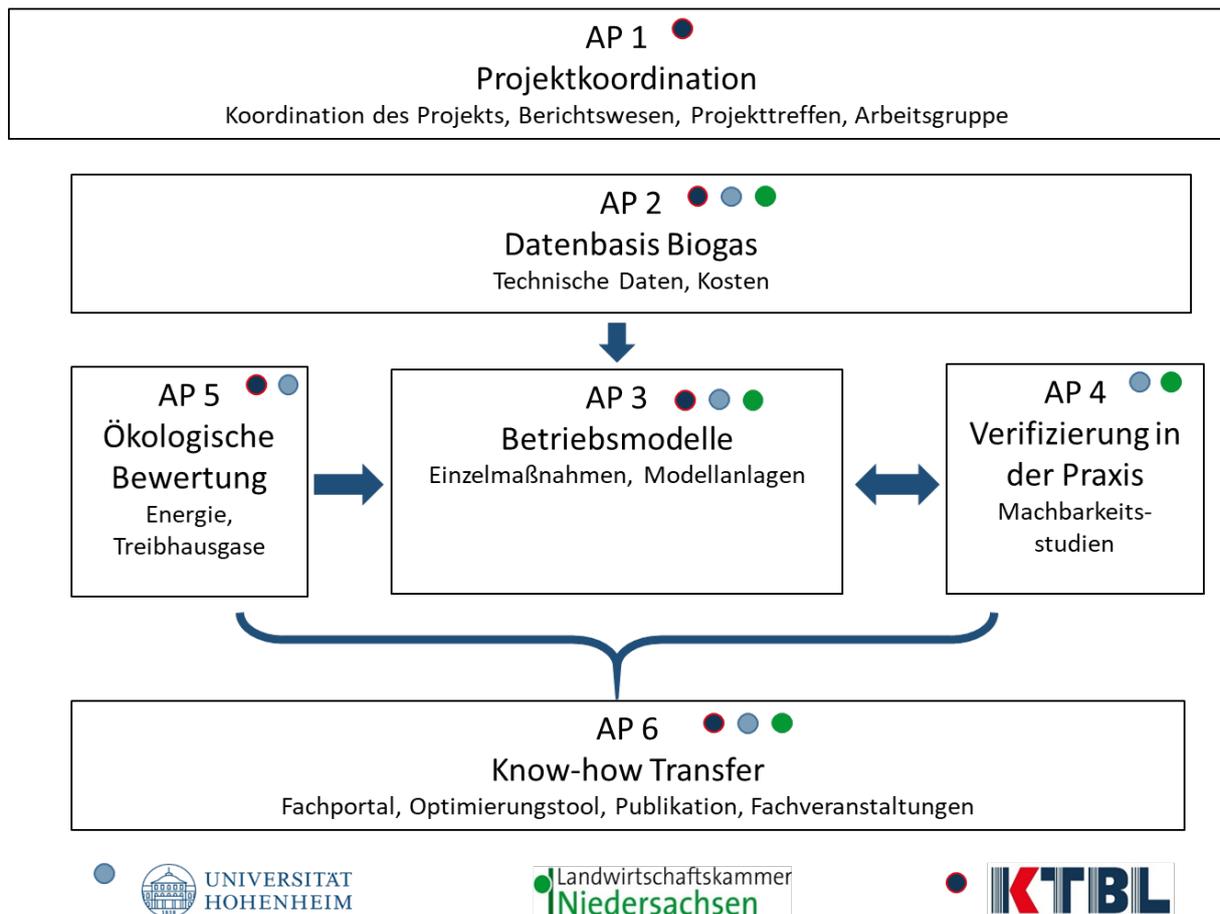


Abbildung 1: Projektstruktur des Verbundvorhaben "ProBiogas" mit Darstellung der Arbeitspakete und Markierung der Beteiligung der Projektpartner

In das Vorhaben war auch eine projektbegleitende KTBL-Arbeitsgruppe mit Experten:innen aus Forschung und Beratung eingebunden. Deren Aufgabe war es, das Projekt zu gewissen Meilensteinen fachlich zu beraten. Die Festlegung der betrachteten innovativen Verfahrensoptionen sowie die Betriebsmodelle waren Ergebnis der Beratungen.

Der inhaltliche Schwerpunkt des Vorhabens liegt auf der Erarbeitung von praxisnahen:

- techno-ökonomische Betriebsmodellen, inkl. einer THG-Bewertung, für die Darstellung von Verfahrensoptionen für den Weiterbetrieb von Bestandsbiogasanlagen (Inhalt dieses Dokuments),
- Machbarkeitsstudien an Realanlagen zur Überprüfung der Betriebsmodelle und
- zukunftsweisenden Einkommensoptionen für landwirtschaftliche Bestandsbiogasanlagen in Form von Konzeptbeschreibungen.

Die Projektergebnisse münden in ein umfangreiches Informationsangebot, das auf Betreiber von Biogasanlagen und auf die Biogasberatung ausgerichtet ist. Das Informationsangebot zum Themenbereich Post-EEG wird im Online-Fachportal ‚Zukunft Biogas‘ des KTBL ([www.zukunftbiogas.de](http://www.zukunftbiogas.de)) gebündelt zur Verfügung gestellt. Darüber hinaus bietet die

Homepage Hintergründe zur Post-EEG-Thematik, weitere Veröffentlichungen und Termine sowie die Post-EEG-Biogas Web-Anwendung.

Die Web-Anwendung „Post-EEG-Rechner Biogas“ des KTBL, die sich an den Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas des KTBL anlehnt und ebenfalls im Fachportal integriert ist, erlaubt es dem Anwender, seine existierende Biogasanlage über die Eingabe der eingesetzten Gärbiomasse und die Auswahl entsprechender (Teil-)Anlagen aus der KTBL-Datenbank darzustellen, und so die Praxisanlage individuell abbilden zu können. Darauf aufbauend können Optionen für einen möglichen Weiterbetrieb, über die 1. Förderperiode des EEG hinaus, ausgewählt und kalkuliert werden. Dem Nutzer wird es damit ermöglicht, seine modellhafte Praxisanlage mit einer „Post-EEG-Version“ der Anlage zu vergleichen. Hierfür werden relevante Kenngrößen wie z.B. die Stromgestehungskosten oder der kalkulatorischer Gewinnbeitrag ausgewiesen. Weitere Informationen siehe Kapitel 3.

## **2. Betriebsmodelle landwirtschaftlicher Biogasanlagen zur Darstellung von Weiterbetriebsoptionen**

Für die Darstellung von möglichen Weiterbetriebsoptionen von älteren Biogasanlagen nach Ablauf deren 20-jähriger garantierter Einspeisevergütung nach dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) – diese Fallkonstellation wird auch als Post-EEG-Phase bezeichnet – wurden praxisnahe Biogasmodelle entwickelt, die sich aus Basismodellen und ergänzenden Verfahrensoptionen zusammensetzen.

### **2.1. Methodik & Modellbeschreibung**

Anhand dieser Modelle werden unterschiedliche Bestandsanlagen dargestellt, (siehe Abschnitt 2.1.2) die wiederum mit Verfahrensoptionen kombiniert werden, die bereits heute zum Einsatz kommen und an sich oder in Kombination mit anderen Verfahrensoptionen das Potenzial besitzen, den wirtschaftlichen Fortbestand einer Biogasanlage zu ermöglichen (siehe 2.1.3). Die Abbildung 2 zeigt schematisch die Zusammenhänge und Abgrenzung des Begriffs „Betriebsmodelle. Mit Hilfe dieser Modelle, die eine plausible verfahrenstechnische Auslegung unterliegen, werden detaillierte Biogas-Betriebsmodellen erstellt, die eine ökonomische wie ökologische Bewertung möglicher Optionen für den Weiterbetrieb von Bestandsbiogasanlagen ermöglichen.

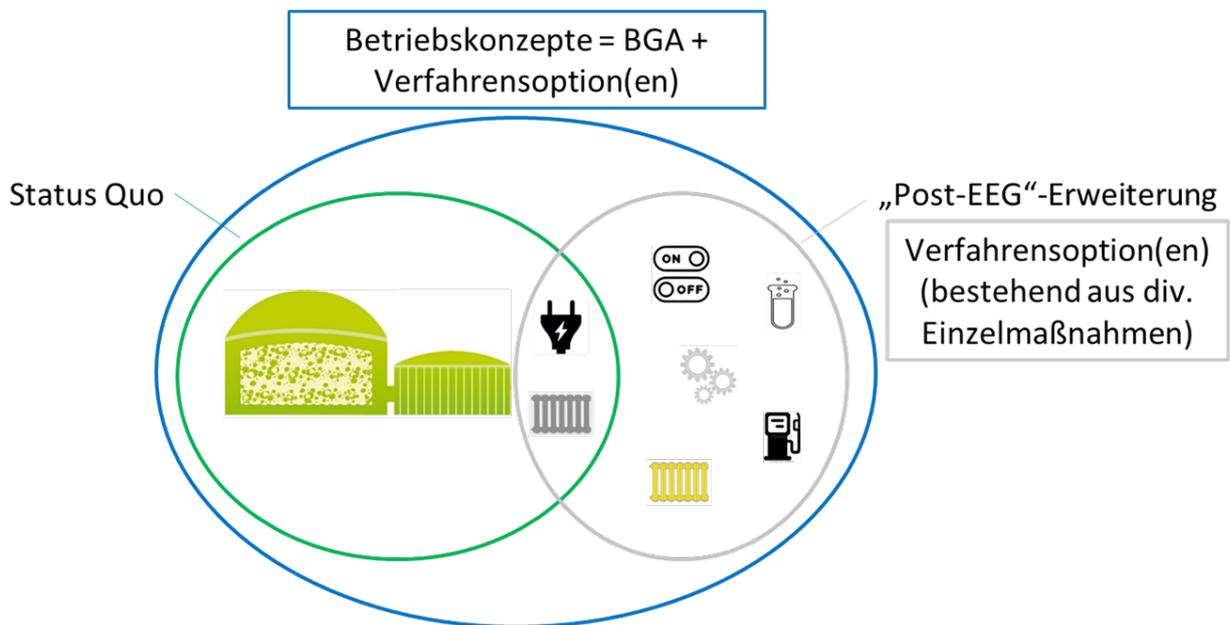


Abbildung 2: Aufbau der modellhaften Betrachtung sowie Abgrenzung des Begriffs „Betriebsmodelle“. Als „Status Quo“ wird das bisherige Konzept der Bestandsbiogasanlage verstanden, das für die Post-EEG-Weiterbetrieb um Verfahrensoptionen zu einem Betriebsmodell ergänzt wird („Post-EEG-Erweiterung“) © KTBL; Grafik/Illustration: M. Paterson

Im Zusammenhang mit Weiterbetriebsoptionen ist oft von „Geschäftsmodellen“ die Rede. Eine allgemein akzeptierte Definition gibt es für diesen Begriff jedoch nicht (Zott et al. 2011). Der Begriff suggeriert jedoch, dass sich mit dem Geschäftsgebaren per se ein Gewinn erwirtschaften lässt, der in der Realität jedoch aufgrund von Hemmnissen oder geringen Marktpreisen ggf. nicht gewährleistet werden kann. Um den betriebswirtschaftlichen Ergebnissen mit dem Begriff nicht vorweg zu greifen, wird in dieser Betrachtung der Terminus „Betriebsmodell“ verwendet, welcher keine wirtschaftliche Einordnung vorgibt.

### 2.1.1. Datengrundlage

Für die techno-ökonomische Modellierung von unterschiedlichen Bestandsbiogasanlagen, deren technische Anpassungen an heutige Anforderungen sowie für die Ausschreibungsertüchtigung und Weiterbetriebsoptionen wurde eine Aktualisierung und Erweiterung der Datengrundlage einzelner Teilanlagen und Anlagenelemente sowie eine Überprüfung von Kennzahlen und Prozessparametern in der KTBL-Datenbank und dem Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas durchgeführt.

Es wurden sowohl technische als auch ökonomische Daten zu Anlagenkomponenten aus verschiedenen Quellen erhoben. Die Datenerhebung erfolgte in inhaltlicher Abstimmung mit der Universität Hohenheim bei Herstellern, Verbänden und Forschungseinrichtungen. Des Weiteren wurden wirtschaftliche und produktionstechnische Planungsdaten, welche im Rahmen des über eine Bund-Länder-Verwaltungsvereinbarung finanzierten KTBL-Arbeitsprogramms „Kalkulationsunterlagen“ erhoben wurden, einbezogen.

Unter anderem wurden von folgenden Einzelmaßnahmen bzw. Anlagenkomponenten die Grunddaten erhoben:

- Biogassubstrate (insbesondere Reststoffe und alternative Substrate):  
Beschaffungskosten, Stoffeigenschaften und Gaserträge
- Mechanische Desintegrationsverfahren
- Substrat-Einbringtechnik
- Rührtechnik
- Gasspeicher inkl. externe Ausführungen
- Komponenten für Mikrogasnetze
- Komponenten für Wärmenutzung
- Anpassung der Gasaufbereitung für Flex-BHKW
- Anpassung der Stromnetzanschluss für Flex-BHKW
- Biogasaufbereitungsverfahren und Einspeisetechnik für Biomethan-Produktion
- Komponenten für Biogastankstellen.

Die erhobenen Grunddaten wurden so aufbereitet, dass sie zum einen in die KTBL-Datenbankstruktur eingepflegt und zum anderen für die Excel-basierten Biogasanlagenmodelle genutzt werden konnten. Die Grunddaten wurden dabei unabhängig der erhobenen Anlagentechnik einheitlich strukturiert. Aus den aus unterschiedlichen Quellen erhobenen und ausgewerteten Daten wurden Plandaten erstellt, die die Basis aller weiterer Modellierungen sind. Außerdem sind diese beschriebenen Datenarbeiten notwendig, um das Multi-User und internetfähige relationale Datenbanksystem ORACLE nutzen zu können, welches die Grundlage der KTBL-Datenbankverarbeitung darstellt.

Die Daten und Kennzahlen, die für die Berechnungen und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen der Modellanlagen herangezogen wurden, entstammen der KTBL-Datenbank (KTBL 2021 b).

#### 2.1.2. Basis-Modellanlagen für die Post-EEG-Betrachtung

Als Grundlage für die Post-EEG-Betrachtung wurden praxisnahe Basis-Modellanlagen erstellt, die typischen Bestandsbiogasanlagen entsprechen, die im Zeitraum von 2004 bis 2009 gebaut wurden.

Insgesamt wurden fünf Basis-Modellanlagen konzipiert, die anhand repräsentativer Fälle landwirtschaftlicher Biogasanlagen für drei Leistungsgrößen (installierte Leistung bei einfacher Überbauung)

- 150 kW<sub>el</sub> installierte Leistung (Bemessungsleistung (BML): 137 kW<sub>el</sub>),
- 500 kW<sub>el</sub> installierte Leistung (Bemessungsleistung (BML): 457 kW<sub>el</sub>),
- 1.000 kW<sub>el</sub> installierte Leistung (Bemessungsleistung (BML): 913 kW<sub>el</sub>),

sowie mit zwei Substrat-Zusammensetzungen von

- 65 % nachwachsende Rohstoffen (NawaRo) und 35 % Wirtschaftsdünger sowie
- einem Wirtschaftsdüngeranteil von 60 und 70 %

dargestellt werden. Im Kapitel 2.1.4 findet sich eine detaillierte Übersicht der betrachteten Anlagenklassen und Betriebsmodelle.

Ausgehend von diesen Festlegungen erhielten die Bestandsanlagen einen Modernisierungsweg, der den technischen und rechtlichen Stand der heutigen Bestandsanlagen entspricht, sodass sie den Betrieb nach den aktuellen Rahmenbedingungen (z.B. EEG 2021, TA Luft 2021, AwSV 2020) widerspiegeln. So wurden die Anforderungen betreffend des Substrateinsatzes und der Gärrestlagerzeit berücksichtigt sowie eine ausreichende hydraulische Gesamtverweilzeit im gasdichten System sichergestellt. Die Folge davon waren u.a. die Erweiterung der Anlagen um ein gasdichtes Gärrestlager oder das nachträgliche Versehen von vorhandenen Gärrestlagern mit einem Tragluftdach.

Die Basis-Modellanlagen wurden zudem für einen Weiterbetrieb ausschreibungstüchtig. D.h. sie wurden auf die gestellten Anforderungen, insbesondere zum begrenzten Maiseinsatz (Maisdeckel 40 %), Anlagenüberbauung für die Flexibilisierung (Flexfaktor > 2,25) sowie zu Mindestvollbenutzungstunden der BHKW, angepasst (Tabelle 11).

### 2.1.3. Verfahrensoptionen für die Post-EEG-Betriebsmodelle

Die betrachteten Optionen für einen möglichen Weiterbetrieb stellen praxisnahen Konzepte dar, die bereits heute zum Einsatz kommen. Sie besitzen für sich, oder in Kombination mit anderen Verfahrensoptionen, das Potenzial, den wirtschaftlichen Fortbestand einer Biogasanlage im Rahmen der EEG-Vergütungsverlängerung (Ausschreibungsverfahren) oder losgelöst vom EEG zu sichern.

In dieser Studie werden folgende Verfahrensoptionen betrachtet:

#### Option 1 „Substrate“:

- Nutzung bisher nicht eingesetzter, kostengünstiger Substrate für die Biogaserzeugung zur Reduzierung der Stromgestehungskosten.

#### Option 2 „Netzausbau“:

- Steigerung der Fremdwärmenutzung aus den KWK-Anlagen durch den Bau / Erweiterung eines Nahwärmenetzes sowie
- Bündelung von mehreren „kleinen“ Biogasanlagen über ein Mikrogasnetz (Anlagenpooling).

#### Option 3 „Flexibilisierung“:

- Steigerung der bedarfsgerechten Produktion und Vermarktung des Biogasstroms (Regelenergie) unter Berücksichtigung der Abgabe von Nutzwärme.

#### Option 4 „Biomethan“:

- Anlagenumbau zu einer Biomethananlage zur Einspeisung in das Erdgasnetz sowie
- Ergänzung dieses Konzepts durch Kraftstoffvermarktung über eine eigene Tankstelle.

Für die folgende Betrachtung wird jede der Basis-Modellanlagen mit mindestens einer Verfahrensoptionen erweitert und dargestellt. Grundvoraussetzung für die beschriebenen Verfahrensoptionen ist, dass die Anforderungen zur Teilnahme an der Anlagenausschreibung gemäß EEG 2021 eingehalten wurden; so sind die Anlagen z.B. bereits alle doppelt überbaut.

Die Basis-Modelle, die für die Darstellung der Verfahrensoption Biomethan genutzt werden, sind ebenfalls ausschreibungsertüchtigt. Eine BHKW-Anlagenüberbauung wurde nicht berücksichtigt, da in dieser Option keine BHKW-Verwertung innerhalb des Biogasbetriebs erfolgt.

Einen Überblick über die Basismodellanlagen und die resultierenden Betriebsmodelle gibt die Tabelle 1.

Die Auswahl der Verfahrensoptionen wurde von der projektbegleitenden KTBL-Arbeitsgruppe gestützt. Sie bewertete die gewählten Optionen für einen erfolgreichen wirtschaftlichen Post-EEG-Anlagenbetrieb am aussichtsreichsten.

Das folgende Schema (Abbildung 3) zeigt den modellhaften Aufbau der Biogas-Betriebsmodelle für die Fragestellung, unter welchen Bedingungen ein Weiterbetrieb von Biogasanlagen nach Auslaufen der EEG-Förderung wirtschaftlich sein könnte.

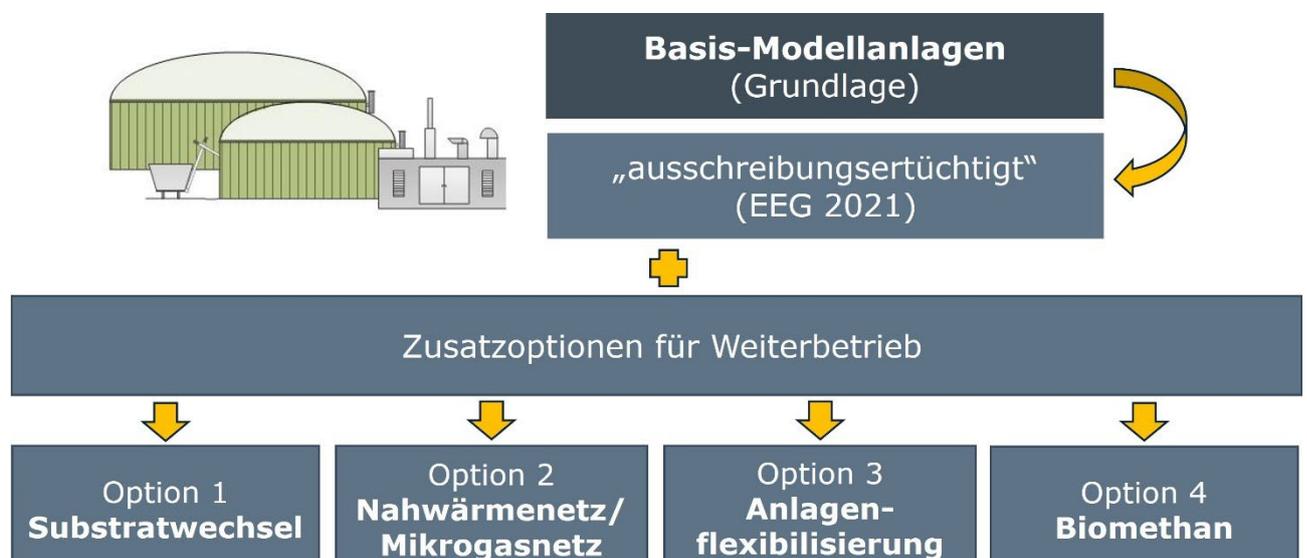


Abbildung 3: Schematische Darstellung der modellhaften Betrachtung von Weiterbetriebsoptionen für Biogas-Bestandsanlagen (ab dem Inbetriebnahmestichtag 2004) © KTBL; Grafik: B. Wirth; Illustration: M. Paterson

#### 2.1.4. Klassifizierung der Biogas-Betriebsmodelle

Wie in Kapitel 2.1.3 beschrieben, wurden fünf Basismodellanlagen mit einer installierten Leistung, bei Inbetriebnahme, von 150, 500 und 1.000 kW<sub>el</sub> mit teils hohem NawaRo oder Gülleanteil erstellt. Die Höhe der Leistung entspricht einer Anlagenklasse.

Die fünf Basismodellanlagen werden mit „Basis 1 bis 5“ gekennzeichnet. Die vier unterschiedlichen Verfahrensoptionen werden mit „Option 1 bis 4“ beschrieben, wohingegen drei Verfahrensoptionen (2 bis 4) jeweils in zwei Optionsvarianten unterteilt sind.

Ausgehend von der Kombination der Basis-Modellanlagen mit den Post-EEG-Verfahrensoptionen wurden für diese Studie 15 Biogas-Betriebsmodelle erstellt.

Die Tabelle 1 gibt einen Überblick über die Anlagenklassen der Basis-Modellanlagen und der resultierenden Betriebsmodelle (Basis-Modell-Verfahrensoption-Kombination). Die Nummerierung der Basis-Modellanlagen bleibt für die Bezeichnungen der Betriebsmodelle erhalten; d.h. dass z. B. das Betriebsmodell Substrate 1 auf der Basis-Modellanlage 4 basiert usw.

In den nachfolgenden Kapiteln werden die zugrunde gelegten Kennwerte und Annahmen der Basis- und Betriebsmodelle für die technische, ökonomische sowie THG-Bewertung detailliert beschrieben.

Tabelle 1: Übersicht über die betrachteten Basis-Modelle und Verfahrensoption sowie die daraus entstehenden Betriebsmodelle (gerahmter Bereich). Klassifizierung nach installierter elektrischer BHKW-Leistung<sup>1)</sup>

Basis-Modelle			Verfahrensoption						
Modell	Anlagen- klasse / BHKW- Leistung <sup>1)</sup> / BML	Substrat mix- Anteile NawaRo/ WD	Option 1 Substrate	Option 2 Netzausbau		Option 3 Flexibilisierung		Option 4 Biomethan	
				Nah- wärme- netz	Mikro- gas- netz (Pooling)	3-Flex	4-Flex	Gasnetzein- speisung	Gasnetzein- speisung mit Tankstelle
Basis 1	Anlagen- klasse 1: 150 kW <sub>el</sub> / 137 kW <sub>el</sub>	65 % / 35 %	Substrat 1	-	Mikro+ Aufb 1	-	-	-	-
Basis 4		30 % / 70 %	Substrat 4	-	-	-	-	-	-
Basis 2	Anlagen- klasse 2: 500 kW <sub>el</sub> / 457 kW <sub>el</sub>	65 % / 35 %	Substrat 2	Nahwärme 2	Mikro+ Aufb 2	3-Flex 2	4-Flex 2	-	-
Basis 5		40 % / 60 %	Substrat 5	Nahwärme 5	-	3-Flex 5	4-Flex 5	-	-
Basis 3	Anlagen- klasse 3: 1.000 kW <sub>el</sub> / 913 kW <sub>el</sub>	65 % / 35 %	Substrat 3	Nahwärme 3	Mikro+ Aufb 3	-	-	Aufb 3	Aufb+ Tank 3
Produkt			Strom, Wärme	Strom, Wärme	Biomethan	Strom, Wärme		Biomethan	Biomethan auch als Kraftstoff

BML: Bemessungsleistung; NawaRo: Nachwachsende Rohstoffe; WD: Wirtschaftsdünger

<sup>1)</sup> Installierte el. BHKW-Leistung der Bestandsbiogasanlage vor der Ausschreibungsertüchtigung für einen Weiterbetrieb nach Anforderungen des EEG 2021

## 2.2. Technische Kennzahlen und Annahmen der Basis-Modellanlagen und Verfahrensoptionen

Bei der Dimensionierung der Modellanlagen und der Auswahl der Substrate wurden die Bedingungen und Restriktionen des Substrateinsatzes gemäß EEG (2021) für das Ausschreibungsverfahren berücksichtigt (siehe Kapitel 2.1.2). Als Inbetriebnahmejahr wurde für die Basis-Modellanlagen das Jahr 2005 angenommen. Vorausgesetzt wurde, dass die technischen Maßnahmen für einen optimierten Weiterbetrieb im Jahr 2023 umgesetzt und abgeschlossen wurden.

Die Daten und Kennzahlen, die für die Berechnungen und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen der Modellanlagen herangezogen wurden, entstammen der KTBL-Datenbank (KTBL 2021 b). Weitere Details zu der Datengrundlage finden sich im Kapitel 2.1.1.

### 2.2.1. Substrate

Als Gärsubstrate wurden in der Landwirtschaft gängige Biomassen für die Modellkalkulationen ausgewählt. Betrachtet werden die nachwachsenden Rohstoffe (NawaRo) Mais- und Grassilage, die Wirtschaftsdünger (WD) Rindergülle, Rindermist und Pferdemist sowie Maisstroh, das als landwirtschaftlicher Reststoff bei der Körnermaisernte anfällt.

Die Tabelle 2 zeigt die Kennzahlen der eingesetzten Substrate. Grundlage für die angenommenen Gaserträge waren die KTBL-Richtwerte für die Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen (KTBL 2021 a).

Aus Gründen der Vergleichbarkeit von Gaserträgen ist es erforderlich, die ermittelten Gasvolumina auf normierte Bedingungen umzurechnen bzw. anzugeben. Zwar ist laut der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt die Verwendung von Zusätzen in Einheiten für physikalische Größen nicht zulässig (PTB 2007), dennoch sind die Volumina in dieser Schrift mit der Kennung „N“ für Normbedingungen versehen, um dieses deutlich zu machen.

Tabelle 2: Kennzahlen der eingesetzten Biogassubstrate; KTBL-Richtwerte für die Gasausbeute (Angaben in Normvolumen) nach KTBL 2021 a sowie Preise (KTBL 2021 b)

Substrat	Richtwerte Gasertrag						Substratkosten		
	TM	oTM	Biogasertrag		Methan- gehalt	Methan- ertrag	Preis Zukauf	Silber- verluste	Spez. Kosten
	% FM	% TM	l <sub>N</sub> /kg oTM	m <sub>N</sub> <sup>3</sup> /t FM	%	l <sub>N</sub> /kg oTM	€/t FM	%	Ct/m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub>
<b>Wirtschaftsdünger</b>									
Pferdemist <sup>1)</sup> (mit Stroheinstreu)	31	82	390	100	56	220	5	0	10
Rindergülle (mit Futterresten)	9	80	385	30	60	230	0	0	0
Rindermist <sup>2)</sup> (frisch)	25	85	450	95	56	250	0	0	0
<b>Nachwachsende Rohstoffe</b>									

Grassilage	35	90	600	190	53	320	33	12	37
Maissilage	35	95	660	220	54	355	35	12	34
Maisstrohsilage <sup>2)</sup> (kurzgehäckselt)	50	90	580	260	53	310	30	8	26

1) Anteile am Substratmix bis 10 Masse-% ohne Aufbereitung möglich (Mönch-Tegeeder et al. 2014).

2) Nur als Teilsubstrat und i. d. R. mit Vorbehandlung nutzbar.

### 2.2.2. Biologisch-technische Kennwerte

Bei den Biogas-Modellanlagen werden ausschließlich Nassvergärungsanlagen mit voll durchmischten, stehenden Fermentern betrachtet, die im mesophilen Temperaturbereich betrieben werden.

Die Basis-Modellanlagen Basis 1 und Basis 4 werden einstufig, die Basis-Modellanlagen Basis 2, 3 und 5 werden zweistufig betrieben.

Bei der Modellierung wurde von einer Anlagenauslegung in der 1. Förderperiode ausgegangen. Hierbei wurde bei einem unflexiblen Anlagenbetrieb unterstellt, dass mit der aus den Substraten zu erwarteten Biogas- bzw. Energiemenge eine Auslastung von 8.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr erreicht wird. Bei einer installierten BHKW- Leistung von beispielsweise 500 kW<sub>el</sub> entspricht dies einer Stromproduktion von 4.000.000 kWh<sub>el</sub> pro Jahr. Zur Berechnung der Bemessungsleistung wird die produzierte Strommenge innerhalb eines Kalenderjahres durch die Jahresstunden – also 8760 h – geteilt. Im Beispiel wären dies 457 kW<sub>el</sub>. Zur Definition der Vollbenutzungsstunden sei noch darauf hingewiesen, dass diese durch die Division der erzeugten Strommenge mit der installierten elektrischen Nennleistung bei Vollast berechnet werden.

Die Auslegungsgrößen für Substratlagerung, Einbringung, Fermenter und Gärrestlager entsprechen dem Werdegang der Anlage nach dem Ende der 1. EEG-Förderperiode unter Einbezug der Anforderungen an das EEG-Ausschreibungsverfahren (siehe Kapitel 2.1.2).

#### 2.2.2.1. Annahmen zur Technikauslegung

Um einen biologisch und technisch stabilen Anlagenbetrieb abzubilden, wurden die in Tabelle 3 aufgeführten Parameter einbezogen. Die Tabelle 4 zeigt, welche Techniken und Bauwerke, zusammengefasst zu Baugruppen, in den Modellanlagen berücksichtigt wurden.

Tabelle 3: Annahmen für die technische und verfahrenstechnische Kenndaten und Auslegungsgrößen der Modellanlagen

Annahmen für die Technikauslegung	
<b>Biogasezeugung (Rohgas)</b>	
Faulraumbelastung	Unter der Annahme eines voll durchmischten, stehenden Fermenters und der Verwendung von nachwachsenden Rohstoffen sowie Wirtschaftsdünger als Inputsubstrate wird eine Faulraumbelastung von maximal 3 kg oTM/(m <sup>3</sup> · d) angenommen, bezogen auf die Summe des Netto-Fermentervolumens (nutzbares Volumen) bei einstufiger Prozessführung.

	<p>Bei zwei- bzw. mehrstufiger Prozessführung wird unter den o.g. Annahmen eine Faulraumbelastung von maximal 2,5 kg oTM/(m<sup>3</sup> · d) für die Summe des Netto-Fermentervolumens (nutzbares Volumen) angenommen.</p> <p>Bei mehrstufigen Systemen ist für o. g. Annahmen eine Faulraumbelastung von maximal 5 kg oTM/(m<sup>3</sup> · d) in der ersten Stufe angenommen, um das System nicht zu überlasten.</p>
Prozessführung	<p>Einstufige Prozessführung (ein Fermenter): &lt; 350 kW<sub>el</sub> BML</p> <p>Zweistufige Prozessführung (zwei Fermenter, in Reihe geschaltet): ≥ 350 kW<sub>el</sub> BML</p>
Mobiltechnik	Zur Beschickung des Feststoffdosierers sind Frontlader oder Radlader in Abhängigkeit von der umzuschlagenden Substratmenge anteilig der Biogasanlage angerechnet.
Fermentervolumen	Brutto-Fermentervolumen entspricht dem Netto-Fermentervolumen plus 50 cm Freibord
Installierte Rührwerkstechnik	<p>1. Fermenter: 16–23 W/m<sup>3</sup> Netto-Fermenterraum</p> <p>2. Fermenter: 15–17 W/m<sup>3</sup> Netto-Fermenterraum</p> <p>Gärrestlager: 8–10 W/m<sup>3</sup> Nettovolumen</p> <p>in Abhängigkeit von den Substrateigenschaften, Anzahl Rührwerke in Abhängigkeit von der Fermentergröße</p>
Gärrestlagerung	<p>Nötiges Brutto-Gärrückstandslagervolumen: Lagerraum für eine Lagerdauer von 9 Monaten plus 50 cm Freibord je Lagerbehälter</p> <p>Die Gärrückstandslager sind mit einem Tragluftdach (Gasspeicher) gasdicht abgedeckt.</p>
Wärmeeigenbedarf	Für den Prozesswärmebedarf der Biogasanlagen werden 25 % der gesamten produzierten Wärmemenge angesetzt.
Stromeigenbedarf	Je nach Anlagengröße und -fahrweise sowie Substrateinsatz beträgt der Eigenstrombedarf zwischen 9,0 und 15,1 % der erzeugten Strommenge.
<b>Substrataufbereitung</b>	
Desintegrationstechnik	Substrataufbereitung durch Nasszerkleinerung des Substratgemisches nach dem Feststoffeintrag mit Rezirkulat aus dem Fermenter
Pumpintervall und Aufbereitungszeit	Angenommen wurde ein Pumpintervall von 30 min/h bei einer täglichen Betriebszeit von 12 h/d.
Pumpförderleistung	Je nach Substratmenge und -qualität liegt die Pumpförderleistung zwischen 5,0 und 20,0 t/h.
Strombedarf	Je nach Substratmenge und -qualität beträgt der Strombedarf zwischen 2,3 und 2,4 kWh/m <sup>3</sup> Frischmasse, inkl. Rezirkulat.
<b>Vor-Ort-Verstromung</b>	
BHKW-Technik	Es wurden ausschließlich Gas-Otto-Motoren berücksichtigt. Ebenfalls berücksichtigt wurde die zusätzliche Technik zur Realisierung einer flexiblen Stromproduktion.
Entschwefelung	Zur Feinentschwefelung des Rohgases wird eine Aktivkohlemenge von 0,2 g/m <sup>3</sup> Rohgas angesetzt.
Wirkungsgrad BHKW	Wirkungsgrad von 36,8 % (150 kW <sub>el</sub> ) bis 42,1 % (1.000 kW <sub>el</sub> )



Wärmeabsatz	Der Anteil extern genutzter Wärmeenergie beträgt 35 % bezogen auf die gesamte Wärmeerzeugung bis auf die Betriebsmodelle mit erweiterter Wärmenutzung. Die Schnittstelle ist der Wärmeübertrager des BHKW.
Übertragungsverluste	Die Transformationsverluste im Trafo sind mit 1 % der erzeugten elektrischen Energie berücksichtigt.
<b>Nahwärmenetz</b>	
Netzcharakteristik	Ab BHKW zwei Hauptleitungsstränge mit jeweils zwei abgehenden Nebenleitungen Leitungsverlegung im Graben in versiegeltem und unversiegeltem Grund
Gesamtlänge Wärmenetz	Je nach Anlagengröße und -konstellation wurde eine Netzlänge zwischen 4.440 m und 5.580 m angenommen.
Anzahl Wärmeabnehmer	Wärmeabnahme je nach Anlagengröße von 67 bis 89 Abnehmern.
Anschlussleistung	Anschlussleistung der Wärmeabnehmer je nach Anlagengröße zwischen 15 kW <sub>th</sub> und 100 kW <sub>th</sub> .
<b>Mikrogasnetz (Anlagenpooling)</b>	
Netzcharakteristik	Zusammenführen von Rohbiogas aus drei unterschiedlichen Biogasanlagen (sogenanntes „Pooling“) und Weiterleitung zu einer zentralen Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlage Leitungsverlegung im Graben in unversiegeltem Grund
Gesamtlänge Mikrogasnetz	Die Gesamtlänge des Mikrogasnetzes wurde auf 4.000 m festgelegt.
Anschlussleistung Biogasanlagen	1. BGA: Bemessungsleistung 137 kW <sub>el</sub> ; 69 m <sub>N</sub> <sup>3</sup> /h Rohgas 2. BGA: Bemessungsleistung 457 kW <sub>el</sub> ; 213 m <sub>N</sub> <sup>3</sup> /h Rohgas 3. BGA: Bemessungsleistung 913 kW <sub>el</sub> ; 404 m <sub>N</sub> <sup>3</sup> /h Rohgas
<b>Biogasaufbereitung (Biomethan)</b>	
Aufbereitungskapazität	Die Biogasaufbereitungsanlagen haben eine Biogasaufbereitungskapazität von 500 und 700 m <sub>N</sub> <sup>3</sup> /h Rohgas.
Vollbenutzungsstunden	Für die Biogasaufbereitungsanlage werden 8.400 Vollbenutzungsstunden im Jahr angenommen.
Wärmebedarf	Für den Prozesswärmebedarf der Biogasaufbereitung (Aminwäsche) werden 0,6 kWh <sub>th</sub> /m <sub>N</sub> <sup>3</sup> Rohgas angesetzt.
Methanschlupf	Angenommen wird ein Methanschlupf von 0,1 % bezogen auf die aufzubereitende Rohbiogasmenge.
Methananteil Produktgas	Der Anteil an Methan im Produktgas wurde auf 99 % festgelegt.
Strombedarf	Der Prozessstrombedarf der Biogasaufbereitung (Aminwäsche) beträgt 0,1 kWh/m <sub>N</sub> <sup>3</sup> Rohgas.
Entschwefelung (Rohgas)	Zur Feinentschwefelung des Rohgases wird eine Aktivkohlemenge von 0,2 g/m <sub>N</sub> <sup>3</sup> Rohgas angesetzt.
<b>Biomethaneinspeisung</b>	

Einspeiseanlage	Für die Gasaufbereitungsanlagen wurde eine Einspeiseanlage, mit einer Kapazität von 500 bis 700 m <sub>N</sub> <sup>3</sup> /h Rohgas, als Gasnetzanschluss berücksichtigt.
<b>Biomethantankstelle</b>	
Verdichterlaufzeit	Zur Verdichtung und Speicherung des Biomethans in Gasflaschen wird eine Laufzeit von 12 h/d angesetzt.
Strombedarf	Der Prozessstrombedarf der Biomethantankstelle beträgt 0,35 kWh/m <sub>N</sub> <sup>3</sup> Biomethan.
Fahrzeugbetankung	Es wird angenommen, dass im Durchschnitt täglich 60 Fahrzeuge betankt werden. Die Tankmenge wurde auf 18 kg je Tankfüllung festgelegt.
<b>Gasverbrauchereinrichtung</b>	
Gasfackel	Je nach Rohgas-/ Biomethanmenge bzw. dessen Qualitäten liegt die Gasverbrennungsmenge zwischen 100 und 800 m <sub>N</sub> <sup>3</sup> /h.

#### 2.2.2.2. Berücksichtigte Anlagenteile

Tabelle 4: Berücksichtigte Technik der Betriebsmodelle

<b>Teilanlagen und Baugruppen</b>	
<b>Biogasezeugung (Rohgas)</b>	
Substratannahme und Substratlager	Fahrsiloanlage, Fahrzeugwaage (außer 150 kW <sub>el</sub> -BGA) Mobiltechnik ist (anteilig) berücksichtigt.
Annahmebehälter	Für Anlagen, die Gülle einsetzen: Betonbehälter; Rühr-, Zerkleinerungs-, und Pumptechnik, Substratleitungen, Füllstandsmessung, Leckerkennung
Feststoffeintrag	Für NawaRo-Substrate: Vorratsbehälter, Schneckeneintrag, Wiegeeinrichtung, Fermenterbeschickung
Fermenter / Nachgärer	Oberirdisch stehender Betonbehälter Beheizungssystem, Isolierung, Verkleidung, Rührtechnik, gasdichte Behälterabdeckung (Gaslagerung), Substrat- und Gasleitungen MSR-Technik, Leckerkennung
Gärrestlager	Oberirdisch stehender Betonbehälter Rührtechnik, Tragluftdach (Gaslagerung), Substrat- und Gasleitungen, MSR-Technik, Leckerkennung, Entnahmetechnik bzw. -platz
Grobentschwefelung	Erfolgt durch biologische Entschwefelung mittels Lufteinblasung. Bei der Rohgasbereitstellung für die Biomethananlage ist eine interne Entschwefelung durch Zugabe von Fällungsmitteln vorgesehen. Entschwefelung inklusive Technikausstattung und Verrohrung
Zentrale Pumpstation	Pumptechnik, MSR-Technik, Verrohrung, Substratschieber, Einhausung
<b>Substrataufbereitung</b>	

Nasszerkleinerer	Gesamte Einsatzstoffmenge wird durch Hinzunahme von Rezirkulat (Fermenterinhalt) zu einem Nasszerkleinerer gepumpt, zerkleinert und in den Fermenter eingebracht. Nasszerkleinerer inklusive MSR-, Pump-, Verteil-, und Dosiertechnik und Verrohrung
<b>Vor-Ort-Verstromung</b>	
BHKW	Gas-Otto-Motor(en) Motorblock, Generator, Wärmetauscher, Wärmeverteiler, Notkühler, Steuerung, Gasleitungen, MSR-Technik, Wärmemengen- und Stromzähler, Sensorik, Kondensatabtrennung, Druckluftstation, ggf. zusätzlich Gastechnik, Biogas- und Abgasreinigung, Ölbehälter, Stromnetzanschluss, Einhausung (Container), Fundament Einbindung neuer BHKW zur Flexibilisierung inkl. Biogasreinigung, Anpassung des Stromnetzanschlusses, Öl-Transformator und Fundament.
<b>Nahwärmenetz</b>	
Wärmepufferspeicher	Senkrecht stehender Wärmepufferspeicher, MSR-Technik inkl. Wasseraufbereitung
Wärmeverteilung	Doppelpumpe, flexibles Doppelrohr inkl. Formteilen, Entlüftungs- und Absperrarmatur, Serviceschacht, Absperrventile und MSR-Technik. Indirekte Übergabestation mit Hilfsenergie (Anlage ist hydraulisch und heizungsseitig vom Netz getrennt).
<b>Mikrogasnetz</b>	
Biogasleitung	Verdichtertechnik: Radialverdichter inkl. MSR-Technik, Ultraschall-Gasmengenzähler, Absperrventil, Biogasleitung, Kondensatsammelschacht
<b>Biogasaufbereitung (Biomethan)</b>	
Aufbereitungsverfahren (Rohgas)	Verfahren zur Rohgasaufbereitung (CO <sub>2</sub> -Abtrennung): Aminwäsche Gastrocknung, Feinreinigung (Aktivkohle) und Anlagensteuerung
<b>Biomethaneinspeisung</b>	
Einspeiseanlage	Für die Gasaufbereitungsanlagen wurde eine Einspeiseanlage inkl. Peripherie wie Verdichter, Odorierung etc. berücksichtigt.
<b>Biomethantankstelle</b>	
Biomethantankstelle	CNG-Tankstelle, Verdichter, Biomethanlagerung in Hochdruckflaschen, Zapfsäulen, Abrechnungssystem
<b>Gasverbrauchereinrichtung</b>	
Gasfackel	Gasfackel inklusive dazugehöriger Gastechnik wie Verdichter

### 2.3. Ökonomische Kennzahlen, Randbedingungen und Annahmen der Basis-Modellanlagen und Verfahrensoptionen

Dieses Kapitel beschreibt die Grundlagen sowie relevante Kostenpositionen für die Leistungs- und Kostenrechnung. Bei der Beschreibung der Kostenarten wird auf methodische Grundlagen der Kalkulation nur insoweit eingegangen, wie es für das Verständnis und die praktische Handhabung erforderlich ist (KTBL 2020).



Bei der Kalkulation sind zwei wesentliche Kostenblöcke zu unterscheiden:

- fixe Kosten (Bereitstellungskosten) und
- variable Kosten (Betriebskosten).

Neben der Investition für den Weiterbetrieb und die Anpassung der Betriebskosten (Stichwort „Retrofit“) bestimmt vor allem die Bewertung der einzelnen Teilanlagen und Anlagenelemente, die bereits vorhanden sind und für den Post-EEG-Betrieb weiterhin genutzt werden sollen, die ökonomische Betrachtung von Weiterbetriebsoptionen für Biogasanlagen.

Alle aufgeführten Preise sind ohne Mehrwertsteuer ausgewiesen. Bei den angegebenen Preisen handelt es sich um Netto-Angaben.

### 2.3.1. Fixe Kosten

#### 2.3.1.1. Abschreibung

Mit der Abschreibung wird der gesamte Wertverlust eines Gebrauchsguts auf die Nutzungsdauer verteilt. Der Wertverlust ergibt sich aus dem zeitabhängigen Wertverlust aufgrund Überalterung und dem leistungsabhängigen Wertverlust aufgrund des nutzungsbedingten Verschleißes (KTBL 2020).

Für die Bewertung der einzelnen Teilanlagen und Anlagenelemente, die bereits vorhanden sind und für die Weiterbetriebsoptionen weiterhin genutzt werden sollen, werden der Restwert und die Restnutzungsdauer der vorhandenen Technik bestimmt. Bei Bauwerken wie Fermentern, Gärrestlagern oder Fahrsilos wird davon ausgegangen, dass keine Alternativnutzung möglich ist, sodass der Restwert 0 ist und somit im 10-jährigen Weiterbetrieb, oder darüber hinaus, keine Fixkosten (Abschreibung und Zinsen) für diese Anlagenteile anfallen.

Der ggf. nötige Rückbau bleibt hier unberücksichtigt, da er sowohl nach Ende der ersten Förderperiode als auch nach Ende der Weiterbetriebsperiode die gleichen Kosten verursachen würde. Bei technischen Anlagenteilen, z. B. BHKW und Rührwerk, wird von einer Marktgängigkeit ausgegangen. Das bedeutet, dass diese Anlagenteile im Falle der Stilllegung der Biogasanlage noch verkauft werden könnten. Als Preis wird der Buchwert gemäß linearer Abschreibung angenommen. Der so ermittelte Restwert wird über die Restnutzungsdauer im Weiterbetriebszeitraum abgeschrieben und verzinst. Anlagenteile, deren Nutzungsdauer während des 10-jährigen Betrachtungszeitraums für den Weiterbetrieb ausläuft, werden durch neue Anlagenteile ersetzt.

Der Investitionsbedarf für neue Anlagenteile ergibt sich aus den mit einem Preisindex fortgeschriebenen Preisen aus der KTBL-Biogasanlagen-Datenbank (KTBL 2021 b). Es wird davon ausgegangen, dass Technik, die am Ende des Weiterbetriebszeitraums noch nicht das Ende ihrer Nutzungsdauer erreicht hat, ebenfalls zum Buchwert verkauft werden kann. Bei Wärme- und Rohgasleitungen wird von einer Möglichkeit zur Weiternutzung ausgegangen. Bei den Biogasasaufbereitungsanlagen wird nach § 33

Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV 2021) die Investition für die Einspeiseanlage in Höhe von 250.000 € dem Anschlussnehmer angelastet.

In puncto Lebensdauer und Reinvestitionszyklen von BHKW, die im Rahmen der Weiterbetriebsoption in flexibler Betriebsweise gefahren werden, wurde die Annahme zu Grunde gelegt, dass diese Aggregate nach 60.000 Betriebsstunden (Vollwartungsvertrag und Generalüberholung nach 40.000 Bh vorausgesetzt) auszutauschen sind. Die 60.000 Betriebsstunden sind im Falle des Vollastbetriebs nach 7 Jahren erreicht. Im Falle des Regelenergiebetriebs ergeben sich geringere Betriebsstunden je Jahr als im Grundlastbetrieb, wodurch sich Nutzungsdauern von über 8 Jahren ergeben; bei 2,2-facher Überbauung etwa 15 Jahre, bei 4-facher Überbauung bis zu 27 Jahre. Für diese Grundannahme wurden folgende Einschränkungen festgelegt:

- Deckelung der Lebensdauer auf max. 20 Jahre,
- Annahme gilt nicht für Sekundärregelleistung (SRL) / Minutenreserveleistung (MRL), da hier die Start-Stopps der BHKW bei über 1.000 pro Jahr liegen können und damit ein erhöhter Verschleiß einhergeht,
- Warmhaltung der BHKW (keine Kaltstarts) vorausgesetzt, um erhöhtem Verschleiß vorzubeugen.

#### 2.3.1.2. *Retrofit-Kosten*

Für die Kalkulation der Weiterbetriebsoptionen können in der Praxis einmalige Retrofit-Kosten für die Abbildung zusätzlicher Instandsetzungsmaßnahmen für Anlagenelemente der Bestandsanlagen, die auch weiterhin genutzt werden, berücksichtigt werden.

Auf Grund der großen Anlagenindividualität dieser Kostenposition, die sich nach der Beschaffenheit der Anlage bzw. relevanter Anlagenteile richtet, wurden in dieser Betrachtung keine Retrofit-Kosten berücksichtigt. Stattdessen wurden die Kosten für Wartung und Reparatur für die jeweiligen Anlagenelemente linear weiter geführt, weil von einem hohen Instandhaltungsniveau der baulichen wie technischen Anlagenteile ausgegangen wurde.

Allgemeine Angaben zu möglichen Retrofit-Kosten können dem Leitfaden „Biogas nach dem EEG – (wie) kann’s weitergehen? entnommen werden, welcher im Rahmen des REzAB-Projekts entstanden ist (REzAB 2020).

#### 2.3.1.3. *Zinsansatz*

Die Zinskosten der Gebrauchsgüter setzen sich aus dem Zinsansatz und den Zinsen zusammen. Der Zinsansatz entspricht den Kosten für das in der Maschine, der Anlage oder dem Gebäude gebundenen Eigenkapital, das im Falle der Investition keiner anderen Verwertung zugeführt werden kann. Zinsen werden für gebundenes Fremdkapital gezahlt (KTBL 2020). Als Zinsansatz wird ein Wert von 3 % (KTBL 2021 b) vom durchschnittlich gebundenen Kapital berücksichtigt.

#### 2.3.1.4. *Versicherung*

Für die jährlichen Versicherungskosten der Anlage wird 1 % (KTBL 2021 b) des durchschnittlich gebundenen Kapitals angenommen. Es erfolgt keine Differenzierung zwischen Biogas- oder Biogasaufbereitungsanlagen bzw. unterschiedlichen Anlagengrößen.

#### 2.3.1.5. *Lohnkosten*

Die Lohnkosten setzen sich aus Arbeitszeitbedarf für den Anlagenbetrieb und dem Stundensatz zusammen. Der Stundensatz wird für die Betrachtung mit 21 €/Akh angenommen (KTBL 2021 b).

Die angenommenen Netto-Arbeitszeitbedarfe sind anlagenspezifische Werte, die sich für die Biogaserzeugung aus der Bemessungsleistung, Fermenteranzahl und Substratmanagement zusammensetzen. Hinzu werden Arbeitsaufwendungen für Anlagenteile wie Biomethanaufbereitung, Tankstelle, Nahwärmenetz etc. berücksichtigt.

Der angesetzte Netto-Arbeitszeitbedarf je Anlage liegt zwischen 818 AKh/a (Modell Basis 1) und 1.428 AKh/a (Modell Nahwärme 3). Für die Gasaufbereitungsanlagen werden 1,0 AKh/d angesetzt.

#### 2.3.1.6. *Planung und Genehmigung*

Für die zum Weiterbetrieb benötigte neue Anlagentechnik werden Kosten für Planung und Genehmigung von 10 % des Investitionsbedarfs, unabhängig der Anlagengröße, angesetzt.

### 2.3.2. *Variable Kosten*

#### 2.3.2.1. *Substratkosten*

Als Gärsubstrate der Modellanlagen werden in der Landwirtschaft gängige und für den Einsatz in Biogasanlagen geeignete Biomassen ausgewählt. Hierzu zählen vor allem die Wirtschaftsdünger und Silagen nachwachsender Rohstoffe (NawaRo); Substratkosten vgl. Tabelle 2.

Es wird davon ausgegangen, dass sich die Biogasanlage am Standort der Tierhaltung befindet und somit keine Kosten für die Nutzung von Wirtschaftsdüngern anfallen. Ist eine Anlieferung erforderlich, müssen die zusätzlichen Transportkosten angesetzt werden.

Für die nachwachsenden Rohstoffe werden mittlere Bereitstellungskosten gemäß KTBL-Datenbank angenommen (KTBL 2021 b). Für nicht marktgängige Substrate wie Gras- und Ganzpflanzensilage wurden die Preise unter Berücksichtigung des Verhältnisses der Energieerträge vom Marktpreis für frisch gehäckselten frei Silo angelieferten Silomais (35 €/t) abgeleitet.

Die zu silierenden Pflanzen werden durch den Lieferanten am Anlagenstandort abgeladen, eingelagert und verdichtet. Die Kosten für die Abdeckung der Silage sowie die durch das Fahrsilo verursachten Kosten werden der Biogasanlage zugerechnet. Bedingt durch die Silierverluste für die nachwachsenden Rohstoffe (siehe Tabelle 2) berechnet sich die einzulagernde Erntemenge wie folgt (KTBL 2021 a, KTBL 2013, verändert):



$$\text{Einzulagernde Erntemenge} = \frac{\text{Benötigte Silagemenge}}{1 - \left( \frac{\text{Silageverlust in \%}}{100} \right)}$$

In der Leistungs-Kostenrechnung sind die Kosten für den Substrateinkauf auf die einzulagernde Erntemenge bezogen. Es wird davon ausgegangen, dass der Substratlieferant die der Liefermenge entsprechende Menge Gärrückstand wieder abnimmt. Somit fallen keine Leistungen für den Verkauf von Gärrückstand an. Bei den für die Modellanlagen ausgewählten Substraten ist keine Hygienisierung notwendig. Eine zusätzliche Substrataufbereitung der Biomassen wird nicht berücksichtigt.

### 2.3.3. Betriebsstoffe

Die Kosten für Reparatur, Wartung und Betriebsstoffverbrauch (z. B. Strom, Öl, Aktivkohle, Folien, Sandsäcke zur Silageabdeckung etc.) sind für jedes Anlagenelement in der KTBL-Biogas-Datenbank (KTBL 2021 b) hinterlegt und werden entsprechend des jeweiligen Nutzungsumfangs in der Modellberechnung berücksichtigt.

### 2.3.4. Reparatur und Wartung

Je nach Bauteil fallen 1 – 3 % des jeweiligen Investitionsbedarfs an. Für Gas-Otto-Motoren wird ein Reparatur und Wartungsaufwand von 0,95 – 1,8 Ct/kWh<sub>el</sub> angenommen. Für die Biogasaufbereitungsanlagen (Aminwäsche) werden die Instandhaltungsmaßnahmen über den Abschluss eines Vollwartungs- bzw. Servicevertrags mit dem Hersteller gedeckt. Die Kosten für solch einen Vertrag werden mit 2,06 – 2,42 Ct/m<sub>N</sub><sup>3</sup> Rohgas angenommen. In den Kosten sind die Kosten für Ersatzteile mit berücksichtigt. Für die Biogastankstelle werden Kosten von 2,51 Ct/m<sub>N</sub><sup>3</sup> Rohgas angenommen.

Der Preis für die eingekauften Strommenge zur Deckung des Stromeigenbedarfs der Biogasanlage sowie weiterer Komponenten z.B. zur Substrat- oder Biogasaufbereitung (Tabelle 3) wurde mit 17 Ct/kWh<sub>el</sub> festgelegt. Dieser Preis gilt für Stromabnahmekunden mit einem jährlichen Verbrauch ab 100.000 kWh.

Für den Wärmebedarf von Biogasaufbereitungsanlagen bzw. Anlagen, die Rohgas bereitstellen, wird davon ausgegangen, dass die Wärme aus einer externen Quelle (z. B. Hackschnitzelheizung) zu einem Preis von 5 Ct/kWh<sub>th</sub> bereitgestellt werden kann.

Die laufenden Kosten für die Einspeiseanlage der Biogasaufbereitungsanlagen werden vom Netzbetreiber getragen.

Bei den variablen Kosten wird von einer jährlichen Preissteigerung in Höhe von 1 % ausgegangen.

### 2.3.5. Erlöse

Haupterlösquelle für Vor-Ort-Verstromungsanlagen wird auch im Weiterbetriebszeitraum die Stromvergütung gemäß der Regelungen des EEG sein. Die Höhe dieser Vergütungen wird über Ausschreibungen festgesetzt, bei denen die günstigsten Gebote in aufsteigender



Reihenfolge bis zum Erreichen des Ausschreibungsvolumens einen Zuschlag erhalten und sich somit eine feste Vergütung für weitere zehn Jahre sichern können. Für bestehende Anlagen können im Jahr 2022 Gebote bis zu einer Höchstgrenze von 18,22 Ct/kWh<sub>el</sub> abgegeben werden. Diese Höchstgrenze reduziert sich jährlich um 1 % gegenüber dem jeweiligen Vorjahreswert (EEG §39). Kleinanlagen mit einer installierten Leistung bis 500 kW<sub>el</sub>, die in den Jahren 2021-2025 bezuschlagt werden, erhalten einen Bonus von 0,5 Ct/kWh<sub>el</sub> auf das bezuschlagte Gebot (§39g). Ist die Gebotsmenge geringer als die ausgeschriebene Menge, bleiben 20 % der gebotenen Leistung mit den höchsten Preisen unberücksichtigt. Durch die Einführung einer Südquote müssen darüber hinaus mindestens 50 % der bezuschlagten Gebote aus dem Süden kommen, wodurch ggf. weitere Gebote aus Norddeutschland unberücksichtigt bleiben können.

In den beiden Ausschreibungsrunden im Jahr 2021 wurden nach der Bundesnetzagentur (2021) bei einem zulässigen Gebotshöchstwert für bestehende Anlagen von 18,4 Ct/kWh<sub>el</sub> ein durchschnittlicher mengengewichteter Zuschlagswert von 17,02 bzw. 17,48 Ct/kWh<sub>el</sub> erreicht; die höchsten bezuschlagten Gebote lagen bei 18,29 bzw. 18,73 Ct/kWh<sub>el</sub> (inkl. Kleinanlagenzuschlag). In den im Folgenden dargestellten Wirtschaftlichkeitsberechnungen wird von einem erfolgreichen Gebot in Höhe von 17,48 Ct/kWh<sub>el</sub> ausgegangen.

#### 2.3.6. Zusatzerlös Flexibilität und Regelenergie

Um eine flexible, bedarfsgerechte Stromerzeugung aus Biogasanlagen zu gewährleisten, muss die installierte Leistung von Biogasanlagen für die Teilnahme an den Ausschreibungen mindestens dem 2,2-fachen der Bemessungsleistung, also der durchschnittlichen jährlichen Leistung, entsprechen. Die durch größere bzw. zusätzliche BHKW entstehenden Mehrkosten können durch den Flexzuschlag (EEG §50f.) und Mehreinnahmen aus der Direktvermarktung des Stroms kompensiert werden. In den hier durchgeführten Modellberechnungen wird von einer „Neu-Flexibilisierung“ und somit mit einem Flexzuschlag in Höhe von 65 €/kW<sub>el</sub> installierter Leistung ausgegangen. Anlagen, die bereits die Flexibilitätsprämie in Anspruch genommen haben, erhalten einen reduzierten Flexzuschlag (EEG §50a).

Mehreinnahmen aus der Direktvermarktung des Stroms ergeben sich aus der Konzentration der Stromproduktion auf die Tagesstunden mit den höchsten Strompreisen. Je höher die Überbauung der installierten Leistung, desto höher wird der erreichbare durchschnittliche Strompreis. Die in Abbildung 4 dargestellte Kurve zeigt den durchschnittlichen Strompreisverlauf eines Tages an der Strombörse in Leipzig für die Jahre 2017 bis 2020. Die Balken zeigen die strompreisoptimierten Betriebszeiten bei entsprechender Überbauung.

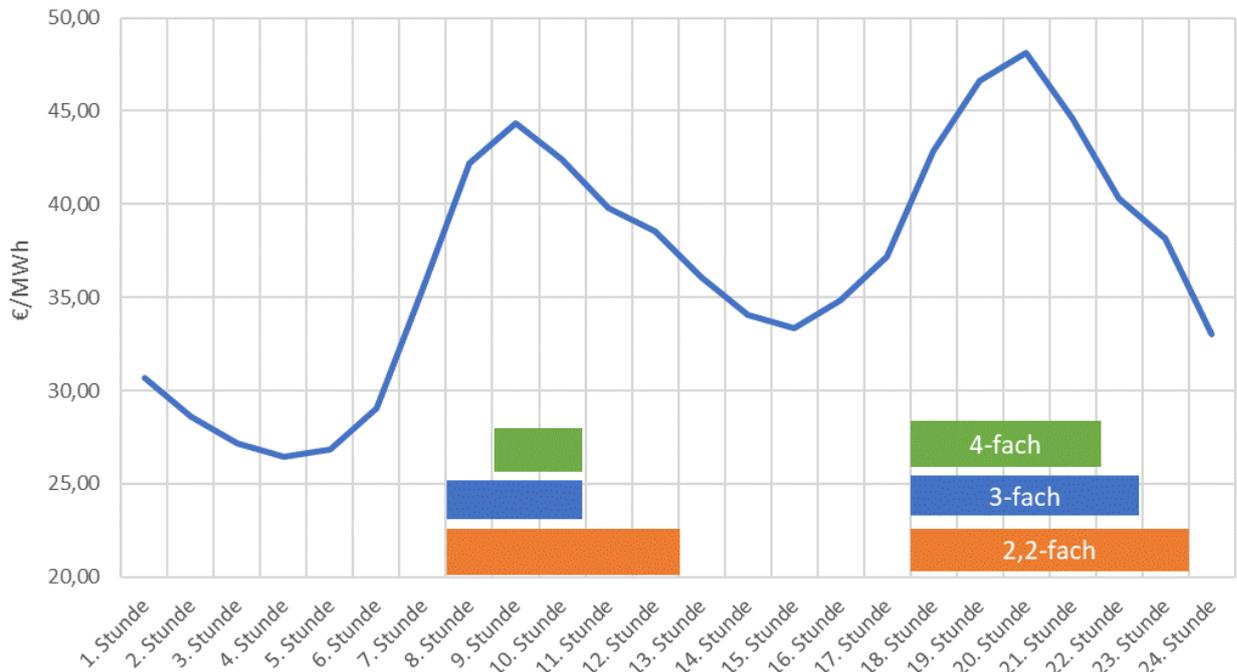


Abbildung 4: Durchschnitte Spotpreise an der Leipziger Strombörse für die Jahre 2017-2020; Datenbasis Bricklebrit (2021)

Der Mehrerlös ergibt sich aus der Differenz des aus der gewählten Betriebsweise resultierenden Durchschnittsstrompreises zum Durchschnittspreis an der EPEX-Strombörse. Die Tabelle 5 zeigt die in der Vergangenheit erzielbaren Mehrerlöse in Abhängigkeit von der Überbauung. Die für die Modellberechnung angenommenen Zusatzerlöse ergeben sich aus der durchschnittlichen Preisdifferenz abzüglich 10 % Vermarktungskosten.

Tabelle 5: Durchschnittlich erzielbare Mehrerlöse an der EPEX-Strombörse in Abhängigkeit von der Überbauung (Bricklebrit (2021), eigene Berechnungen)

Überbauungsfaktor	Einheit	2,2-fach	3-fach	4-fach
Betriebszeit (Volllaststunden pro Tag)	h/d	11	8	6
Durchschnittlicher Spotmarktpreis bei Betriebszeit ...h/d (bei 2 Starts pro Tag)	Ct/kWh <sub>el</sub>	4,29	4,39	4,48
Durchschnittlicher Spotmarktpreis 24 h Betriebszeit	Ct/kWh <sub>el</sub>	3,67	3,67	3,67
Differenz zum Durchschnitt 24h	Ct/kWh <sub>el</sub>	0,62	0,72	0,81
Abzgl. 10% Vermarktungskosten etc	Ct/kWh <sub>el</sub>	0,06	0,07	0,08
Zusatzerlöse	Ct/kWh <sub>el</sub>	0,56	0,65	0,73

### 2.3.7. Zusatzerlös Wärmeverkauf

Die erzielten Zusatzerlöse aus dem Wärmeverkauf unterliegen in der Praxis sowohl beim Anteil der verkauften Wärme als auch beim erzielten Wärmepreis weiten Spannen. Da im Weiterbetrieb der KWK-Bonus entfällt, werden die Wärmeerlöse einen immer größeren Beitrag zur Kostendeckung leisten müssen.

In den Modellberechnungen wurde ein Wärmeverkauf von 35 % der erzeugten Wärme für 4,5 Ct/kWh<sub>th</sub> ab BHKW bzw. bei Anlagen mit Wärmenetz von 65 % der Wärme für 7 Ct/kWh<sub>th</sub> frei Verbraucher angenommen.

### 2.3.8. Biomethanpreis

Bei der Umstellung von Biogasanlagen auf Gasaufbereitung wird Biomethan als Verkaufsprodukt ins Erdgasnetz eingespeist. In Anlehnung an das Branchenbarometer Biomethan (dena 2021) wird für die Modellbetrachtungen ein Verkaufspreis von 8 Ct/kWh (H<sub>s,N</sub>) angenommen (Abbildung 5).

Als zusätzliche Option wird der anteilige Verkauf des Biomethans als Kraftstoff über eine anlageneigene Gastankstelle betrachtet (Modell Aufb+Tank 3). Als Verkaufspreis wurden 1,23 €/kg Kraftstoff (Biomethan) angenommen.

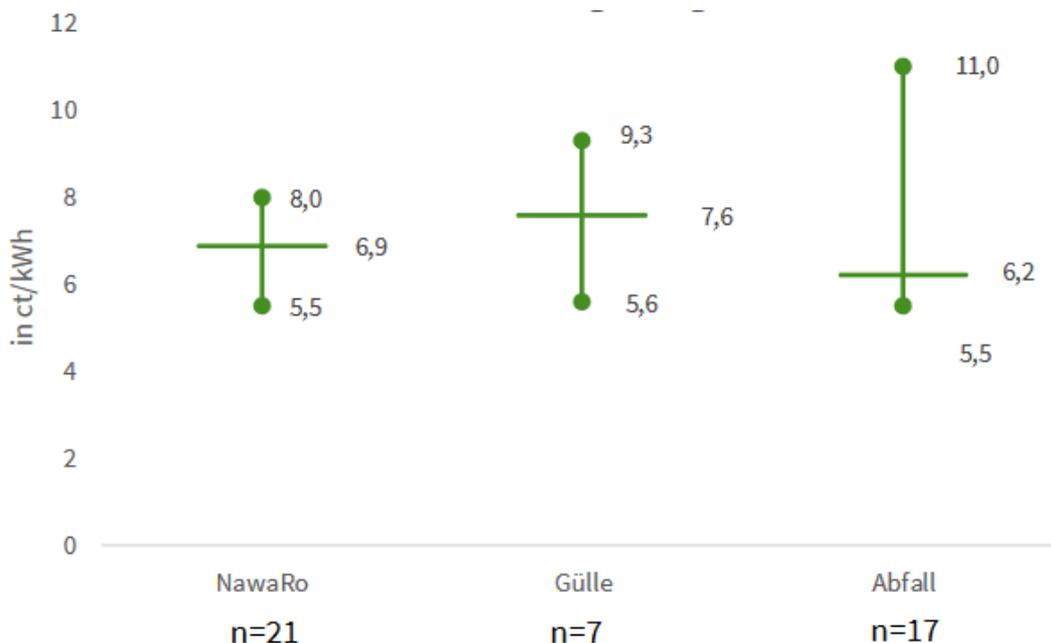


Abbildung 5: Durchschnittliche Biomethan-Einkaufspreise in Ct/kWh (langfristig) im Jahr 2021 gegliedert nach Hauptseinsatzstoff (dena 2021)

## 2.4. Randbedingungen und Annahmen für die THG-Bilanzierung

Für Anlagenbetreiber spielen bei der Entscheidung für ein Konzept zum Weiterbetrieb ihrer Biogasanlage vor allem die wirtschaftlichen Aussichten eine Rolle. Mit der zunehmenden Sensibilisierung für den Klimaschutz werden aber auch die Treibhausgasemissionen verstärkt in den Fokus rücken. Mit der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (RED II) gibt

es Minderungsvorgaben im Vergleich zu fossilen Brennstoffen z. B. bei der Nutzung von aufbereitetem Gas als Kraftstoff und für Anlagen über 2MW<sub>th</sub> Feuerungswärmeleistung. Daher werden die betrachteten Optionen nicht nur aus ökonomischer Sicht bewertet, sondern es wird auch ihre Wirkung auf die Treibhausgasemissionen der Anlage bzw. ihrer Produkte betrachtet.

#### 2.4.1. Allgemeiner Ansatz

Die Treibhausgasbilanzierung (THG-Bilanzierung) folgt den Prinzipien der Ökobilanzanalyse nach DIN ISO 14040 und 14041. Grundlage sind Sachbilanzen, die alle Inputs und Outputs des Systems berücksichtigen. Die Systemgrenzen entsprechen dabei denen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen in Kapitel 2.3. Die Datengrundlage deckt sich daher in weiten Teilen mit derjenigen für die Ökonomie. So fließen in beiden Fällen z. B. die Mengen an eingesetzten Substraten und Betriebsmitteln und die schlussendlichen Produktmengen ein. Anders verhält es sich bei den gasförmigen Emissionen, die sich nur bedingt in der Wirtschaftlichkeit widerspiegeln. So verringern z. B. Methanemissionen im Anlagenbetrieb die möglichen Erlöse. N<sub>2</sub>O- oder NH<sub>3</sub>-Emissionen schlagen sich jedoch nur THG-seitig nieder. Auch Gutschriften für die Vermeidung der Methanemissionen gegenüber der offenen Güllelagerung haben keine Entsprechung in der Wirtschaftlichkeitsberechnung.

Bei der Berechnung der Treibhausgasemissionen auf Basis der Sachbilanzen wird für alle landwirtschaftlichen Aktivitäten inkl. der Biogasprozesskette auf die Emissionsfaktoren aus dem landwirtschaftlichen Emissionsinventar zurückgegriffen. Die Kennwerte für Vorketten von Betriebsmitteln stammen in der Regel aus der ecoinvent®-Datenbank (ecoinvent 2015).

Treibhausgasemissionen aus der Substratbereitstellung (NawaRo-Anbau, Transport) sind aus KTBL (2021c) übernommen. Diese fußen auf den KTBL-Anbauverfahren und berücksichtigen die Vorgaben der DüV (2021). Für Maisstroh, das in KTBL (2021c) nicht berücksichtigt ist, wurde nach RED II (EU RL 2018/2001 2018) davon ausgegangen, dass keine Emissionen durch den Anbau entstehen, jedoch für die Bergung und Konservierung, die ebenfalls anhand von KTBL-Standardverfahren (KTBL 2021b) berechnet wurde.

Da sich in der Vergangenheit gezeigt hat, dass die Anlagenerstellung (Technik und bauliche Einrichtungen) nur einen geringen Anteil an den Bruttoemissionen der Biogaserzeugung und -nutzung haben, wird in Anlehnung an den Berechnungsstandard einzelbetriebliche Klimagasbilanzen in der Landwirtschaft „BEK“ (Arbeitsgruppe BEK 2021) ein Faktor von 0,015 kg CO<sub>2e</sub>/kWh<sub>el</sub> angenommen. Um dem zusätzlichen baulichen Aufwand bei Anlagen mit hohen Gülleanteilen Rechnung zu tragen, werden für diese und die zugehörigen Betriebsmodelle höhere Werte angesetzt (Basis 4 (70 % Gülle) 0,0195 bzw. Basis 5 (60 % Gülle) 0,018 kg CO<sub>2e</sub>/kWh<sub>el</sub>). Für die Emissionen, die sich durch notwendige technische Erweiterungen für die betrachteten Post-EEG-Optionen ergeben, werden Daten aus der ProBas-Datenbank des UBA (UBA 2021) verwendet.

Die Tabelle 6 gibt einen Überblick über die berücksichtigten Stoffflüsse und Prozesse mit den jeweiligen Datenquellen.

Tabelle 6: Bei der Treibhausgasbilanzierung berücksichtigte Stoffflüsse und Prozesse

	Menge	Emissionen
Vermeidung von Emissionen durch Biogaserzeugung und -nutzung	Herstellung Materialien (Technik/baulich)	Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas Basisanlagen: Arbeitsgruppe BEK (2021) (angepasst) Technik Optionen: UBA (2021)
	Herstellung Betriebsmittel	Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas econinvent® (2015)
	Energiebereitstellung	Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas Icha et al. (2021) (Prozessstrom: Strommix DE) Lauf et al. (2021) (Prozesswärme, falls nicht BHKW-Abwärme)
	Substratbereitstellung	Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas KTBL 2021c (angepasst)
	gasförmige Emissionen entlang der Biogasprozesskette (Produktion und Verwertung; vgl. Abbildung 6)	eigene Berechnungen auf Basis der Annahmen in Rösemann et al. (2021) Gasbildungspotenzial: KTBL (2021 a) Methanbildungspotenzial und Emissionsfaktoren N <sub>2</sub> O und NH <sub>3</sub> : Rösemann et al. (2021)
	Emissionen der konventionellen Wirtschaftsdüngerlagerung	eigene Berechnungen auf Basis der Annahmen in Rösemann et al. (2021) Gasbildungspotenzial: KTBL (2021b) Methanbildungspotenzial und Emissionsfaktoren N <sub>2</sub> O und NH <sub>3</sub> : Rösemann et al. (2021)
	Substitutionswerte für Energiebereitstellung aus konventionellen/fossilen Ressourcen	Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas Lauf et al. (2021) (spezifische Werte für durch Biogas ersetzte/n Strom und Wärme; Vergleichsemissionen für fossiles Erdgas und Kraftstoff)

#### 2.4.1.1. Treibhauspotenzial (GWP) klimarelevanter Gase

Die Berechnungen greifen auf die Treibhauspotenziale klimarelevanter Gase (GWP: global warming potential) aus IPCC (2006) zurück, die bis einschließlich der Submission 2021 für die Emissionsberichterstattung Deutschlands im Rahmen des Kyoto-Protokolls (Rösemann et al. 2021) verwendet wurden. Diese beziehen sich auf einen Zeitraum von 100 Jahren und betragen

für CH <sub>4</sub>	25 kg CO <sub>2</sub> e/kg CH <sub>4</sub>
für N <sub>2</sub> O	298 kg CO <sub>2</sub> e/kg N <sub>2</sub> O

NH<sub>3</sub> ist nur indirekt klimawirksam. Nach IPCC (2006) wird davon ausgegangen, dass 1 % des Stickstoffinputs in landwirtschaftliche Böden anschließend in Form von direkten Lachgasemissionen emittiert wird (direkte Lachgasemissionen). Dies gilt auch für Stickstoff der über NH<sub>3</sub>-Deposition in die Böden gelangt. In der Treibhausgasbilanzierung von Biogasanlagen müssen als auch NH<sub>3</sub>-Emissionen innerhalb des Systems, sofern sie auftreten, berücksichtigt werden. Aufgrund der hier getroffenen Annahmen kommt es auf der Anlage selbst nicht zu NH<sub>3</sub>-Emissionen (Tabelle 7). In den Treibhausgasemissionen aus der Substratbereitstellung sind jedoch NH<sub>3</sub>- und die daraus resultierenden N<sub>2</sub>O-Emissionen infolge der Ausbringung von Düngemitteln enthalten.

Ab dem Jahr 2022 wird Deutschland in seiner Berichterstattung die GWP-Faktoren des 5. Sachstandsberichts des IPCC aus dem Jahr 2013 (IPCC 2013) verwenden. Laut diesem ist Methan 28-mal wirksamer als CO<sub>2</sub>, der Faktor für Lachgas wurde demgegenüber auf 265 verringert. Diese Anpassung wurde für die Berechnungen im Rahmen von ProBiogas jedoch nicht umgesetzt.

#### 2.4.2. Darstellung der Treibhausgasemissionen

Die Darstellung der Treibhausgasemissionen erfolgt sowohl produktbezogen (kg CO<sub>2</sub>e/kWh<sub>el</sub> bzw. kWh<sub>HS,N</sub>) als auch auf Jahresbasis (t CO<sub>2</sub>e/Jahr).

Die produktbezogenen Ergebnisse ermöglichen einen Vergleich von Anlagen auch unterschiedlicher Größenordnung innerhalb ein- und desselben Nutzungspfades. Ein Vergleich zwischen verschiedenen Produkten, also Strom gegenüber Rohgas oder Biomethan, ist bei dieser Darstellungsweise jedoch nicht möglich. Es lassen sich allerhöchstens Aussagen zu den Anteilen der einzelnen Bilanzfaktoren (z. B. Anlagenerstellung oder Substratbereitstellung) an den Gesamtemissionen der Nutzungspfade ableiten und ggf. gegenüberstellen.

Die Ausweisung von Jahresemissionen der einzelnen Anlagen erlaubt demgegenüber den Vergleich von Nutzungspfaden mit unterschiedlichen Produkten. Dies ist allerdings nur innerhalb einer vergleichbaren Anlagengröße sinnvoll, da sich die jährlichen Emissionen für die meisten Bilanzfaktoren proportional zur Anlagengröße verhalten. Auch hier sind dann nur Aussagen zu relativen Anteilen einzelner Treibhausgasquellen möglich.

Hinweis: Der Ersatz fossiler Ressourcen durch die Energiebereitstellung aus Biogas wird für produktspezifische und Jahresemissionen unterschiedlich gehandhabt, siehe Kapitel „Ersatz fossiler Ressourcen durch Biogas“ (Kapitel 2.4.3.3).

## 2.4.3. Relevante Faktoren in der Treibhausgasbilanzierung

### 2.4.3.1. Klimarelevante Emissionen auf der Biogasanlage

Im Verlauf der Biogasprozesskette kommt es zu z.T. unvermeidlichen Methanverlusten, aber je nach technischer Ausführung von Vorgruben und Gärrestlagern ggf. auch zu Emissionen an Lachgas oder Ammoniak. Diese Emissionen können aufgrund der hohen Treibhauswirksamkeit von Methan und Lachgas die Bilanz von Produkten einer Biogasanlage deutlich verschlechtern. Die Methanverluste wirken sich zudem direkt auf die Wirtschaftlichkeit aus.

Die Abbildung 6 gibt eine Übersicht über mögliche Quellen von klimarelevanten Emissionen auf Biogasanlagen. Nicht immer lassen sich diese auch bei ordnungsgemäßem Betrieb komplett vermeiden, wie z. B. die Diffusion von Methan durch Folien oder der Schlupf bei BHKW oder manchen Gasaufbereitungsverfahren. Jedoch können Betreiber klimarelevante Emissionen zusätzlich zu technischen Vorkehrungen v.a. durch ein sorgsames Management weitestgehend minimieren. Dazu gehören:

- möglichst kurze Zwischenlagerung von Wirtschaftsdüngern in offenen Vorgruben vor Einbringung in die Biogasanlage
- regelmäßige Leckagekontrollen
- sorgsames Gasspeichermanagement, um Ablassen von Biogas zu vermeiden
- regelmäßige Wartung des BHKW  
(ab 2023 für Neuanlagen und ab 2029 für Bestandsanlagen Grenzwert für unverbrannte Kohlenwasserstoffe von 1.300 mg/m<sup>3</sup> nach 44. BImSchG (2019); in der Regel nur zu erreichen durch Einbau eines SCR-Katalysators (SCR = selektive katalytische Reduktion / selective catalytic reduction)) gasdichte Gärrestlagerung, sodass Mindestverweilzeit von 150 Tagen im gasdichten System (Fermenter und Gärrestlager) erreicht wird
- mindestens Einhausung von Feststoffen aus der Separation, besser Folienabdeckung
- Feststofftrocknung nur mit Abluftreinigung.

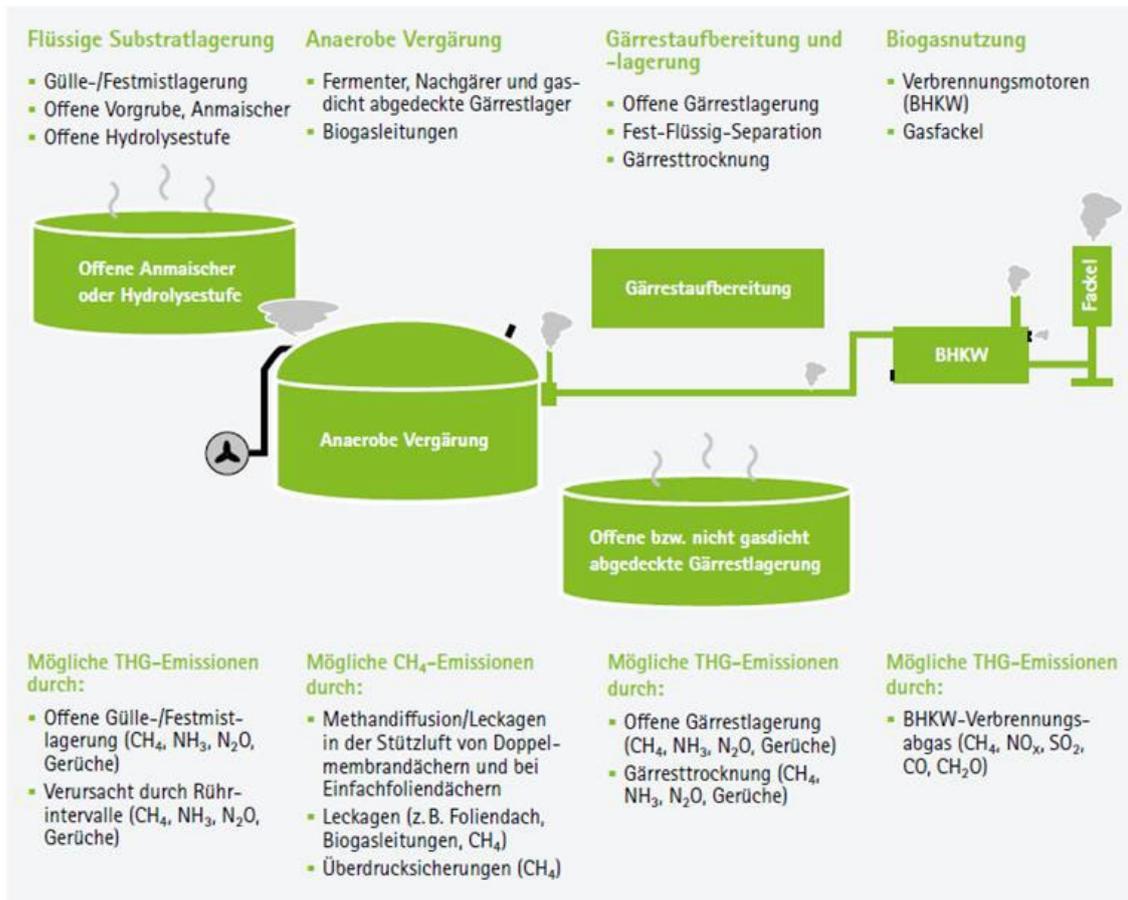


Abbildung 6: Mögliche Quellen von Methanemissionen entlang der Biogaserzeugung und -verwertung (© KTBL; Quelle: Liebetrau et al. in KTBL 2019, verändert; Illustration: KTBL)

Die Ermittlung der Emissionen an CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, NH<sub>3</sub> im Verlauf der Biogasprozesskette folgt dem Vorgehen im landwirtschaftlichen Emissionsinventar (Rösemann et al. 2021) und ist analog auch im BEK (Arbeitsgruppe BEK 2021) beschrieben. Die verwendeten Emissionsfaktoren und Verlustraten sind in Tabelle 7 aufgeführt.

Tabelle 7: Verlustraten und Emissionsfaktoren für die Ermittlung klimarelevanter Emissionen von Biogasanlagen (Rösemann et al. 2021)

Einheit	CH <sub>4</sub> kg CH <sub>4</sub> / kg CH <sub>4</sub> -Bildung	N <sub>2</sub> O kg N <sub>2</sub> O-N/ kg N <sub>tot</sub>	NH <sub>3</sub> kg NH <sub>3</sub> -N/ kg TAN
Vorgroble (nicht gasdicht ausgeführt) für Rindergülle	0,017 <sup>1)</sup>	0	0
Unvermeidliche Emissionen aus dem gasdichten System	0,01 <sup>2)</sup>	0	0
BHKW CH <sub>4</sub> -Schlupf	1 <sup>3)</sup>	0	0
Biogasaufbereitung (Aminwäsche)	0,001 <sup>3)</sup>	0	0

<sup>1)</sup> Gilt nur für Wirtschaftsdünger: bezogen auf das Gasbildungspotenzial der Gülle aus dem Tierhaltungsbetrieb.

- 2) z.B. Foliendiffusion; bezogen auf die Gasbildung im gasdichten System (Fermenter und Gärrestlager)
- 3) bezogen auf die zur Energieerzeugung zur Verfügung stehende Gasmenge (= Richtwert nach KTBL 2021: nach Abzug unvermeidlicher Emissionen und evtl. Vorgrubenemissionen bei Wirtschaftsdüngernutzung)

Zur Verdeutlichung der unterschiedlichen Bezugsgrößen für die Methanverluste in Tabelle 7 sind in Abbildung 7 die Methanverluste entlang der Biogasprozesskette als Fließdiagramm dargestellt.

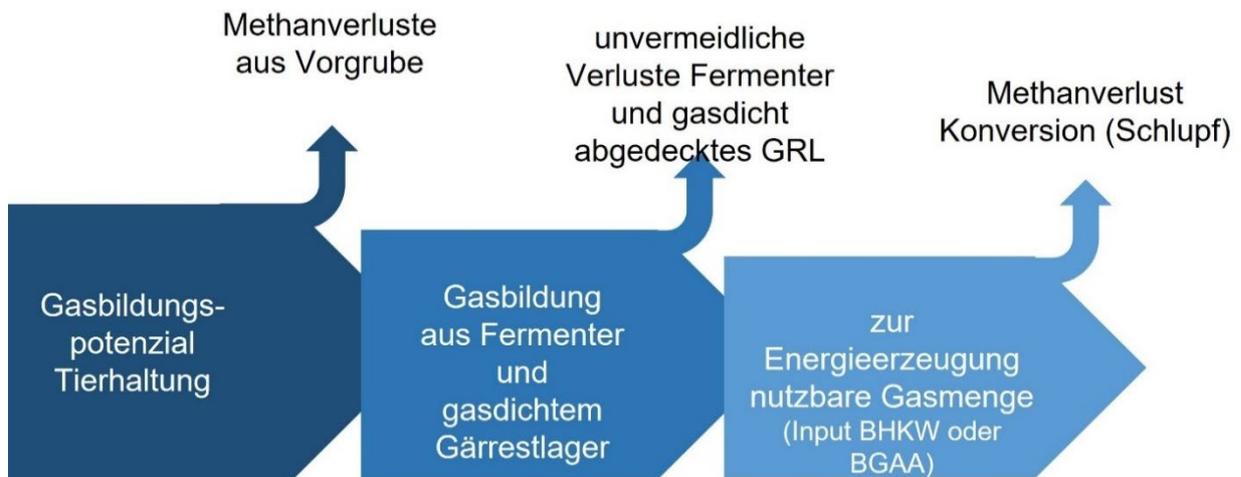


Abbildung 7: Methanverluste entlang der Biogasprozesskette

Werden Gärrestlager vor Erreichen einer Verweilzeit im gasdichten System von 150 d nicht gasdicht ausgeführt, kommt es zu Restgasemissionen. Diese betragen nach Rösemann et al. (2021) mit  $0,17 \text{ kg CH}_4/\text{kg CH}_4$  bezogen auf Gasbildungspotenzial im Gärrestlager. Dieses Restgaspotenzial veranschlagen Rösemann et al. (2021) mit 4,6 % der potenziellen Gasausbeute. Auf Basis dieser Annahmen ist mit Methanverlusten aus nicht gasdichten Gärrestlagern in Höhe von 0,782 % der ursprünglichen Gasausbeute zu rechnen. Hinzu kommen  $\text{N}_2\text{O}$ - und  $\text{NH}_3$ -Emissionen (Emissionsfaktoren nach Rösemann et al. (2021):  $0,005 \text{ kg N}_2\text{O-N}/\text{kg N}_{\text{tot}}$ ,  $0,045 \text{ NH}_3\text{-N}/\text{kg TAN}$ ).

Dem Gärrestmanagement kommt also eine besondere Bedeutung bei der Minimierung klimarelevanter Emissionen der Biogaserzeugung zu. Dies gilt auch im Hinblick auf die Luftreinhaltung. Denn durch den Gärprozess steigt der TAN-Gehalt im Gärrest, so dass bei offener Lagerung und nach der Ausbringung ohne entsprechende Maßnahmen mit deutlich höheren  $\text{NH}_3$ -Emissionen zu rechnen ist als z. B. bei unvergorener Gülle. Bei der Gärrestausrückführung sollten daher unbedingt emissionsmindernde Techniken zum Einsatz kommen.

#### 2.4.3.2. Wirtschaftsdüngervergärung

In der Diskussion um den möglichen Beitrag von Biogas zur Treibhausgasreduzierung ist mittlerweile v.a. die Möglichkeit, Emissionen aus der konventionellen Wirtschaftsdüngervergärung durch die Vergärung in Biogasanlagen zu minimieren, in den

Vordergrund gerückt und wird als wichtiger Beitrag im Rahmen der Klimaschutzstrategie der Bundesrepublik gesehen: Die Güllevergärung mit anschließender gasdichter Lagerung der Gärreste gilt als eine der wirksamsten Maßnahmen zur Treibhausgasreduzierung im Bereich der Tierhaltung (BMU 2019). Neben Methan- werden v.a. auch Lachgasemissionen vermieden. Das Minderungspotenzial wird beim Vergleich verschiedener Lagervarianten für Rindergülle in Tabelle 8 deutlich.

Auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten kann sich in Zukunft die Vergärung von Wirtschaftsdüngern lohnen: Mit der Neufassung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie der EU von 2018 (Renewable Energy Directive, RED II; EU RL 2018/2001 2018) und deren Umsetzung in nationales Recht durch die Biokraftstoffnachhaltigkeitsverordnung (BioKraft-NachV) besteht nun die Möglichkeit für Biomethananlagen, am Quotenhandel im Rahmen der Treibhausgasminderungsquote im Verkehrssektor teilzunehmen. Erst im Mai 2021 hat der Bundestag das Gesetz zur Weiterentwicklung der Treibhausgasminderungsquote (Änderung §37a des BImSchG) beschlossen: Darin wurde festgelegt, dass die Treibhausgasminderungsquote, kurz THG-Quote, im Verkehrssektor von derzeit sechs Prozent auf 25 Prozent im Jahr 2030 ansteigen soll. Damit geht Deutschland bei der Treibhausgasreduzierung für die national in Verkehr gebrachten Kraftstoffe deutlich über die von der EU vorgesehenen 14 Prozent bis 2030 hinaus.

Um die Quote erfüllen zu können, erwerben Mineralölunternehmen THG-Quotenmengen von sogenannten Dritten, die selbst nur emissionsarme oder -freie Kraftstoffe anbieten und somit nicht der Quotenverpflichtung unterliegen oder ihre Verpflichtung übererfüllen. Das sind zum Beispiel Ladesäulen- oder Biomethantankstellenbetreiber. Durch die Vorgaben der RED II werden Biomethan auf Basis von Wirtschaftsdüngern aufgrund der Vermeidung von Methanemissionen aus der unbehandelten Lagerung und Weiterverarbeitung negative THG-Emissionen zugeschrieben. Insbesondere bei überwiegender Wirtschaftsdünger- vergärung kann dies zu entsprechend hohen THG-Gutschriften führen.

Tabelle 8: Vergleich Lagerung – Vergärung; eigene Berechnungen auf Basis der Annahmen im landwirtschaftlichen Emissionsinventar (Rösemann et al. 2021)

Ausgestaltung Gülle-/ Gärrest- behälter	unvergozene Rindergülle		Biogasnutzung	
	offener Güllebehälter		Gärrestbehälter	
	ohne natürliche(r) Schwimmdecke	mit feste Abdeckung mit nicht gasdichtem Zelt <sup>1)</sup>	offen <sup>2)</sup> natürliche Schwimmdecke	gasdicht
Methanproduktion in m <sub>N</sub> <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /m <sup>3</sup> Gülle	3,13	1,84	18,4 <sup>3)</sup>	

Treibhausgas- emissionen	in kg CO <sub>2</sub> e/m <sup>3</sup> Gülle				
	NH <sub>3</sub> (indir. N <sub>2</sub> O)	2,42	0,61	0,24	0,77
N <sub>2</sub> O	0,00	12,2	12,2	12,2	0,00
CH <sub>4</sub>	56,3	33,1	56,3	18,9	6,6 <sup>4)</sup>
<b>Summe THG</b>	<b>58,7</b>	<b>45,9</b>	<b>68,7</b>	<b>31,8</b>	<b>6,6</b>

<sup>1)</sup> nicht gasdicht; <sup>2)</sup> Laut TA Luft kann die Gärrestlagerung bei einem nachgewiesenen Restgaspotenzial von bis zu 3,7 % ohne gasdichte Abdeckung erfolgen, also ggf. bereits nach einer Verweilzeit im gasdichten System (Fermenter + Gärrestbehälter) von unter 150 Tagen. Die Bestimmung des Restgaspotenzials erfolgt im Gärtest bei 37 °C über 60 Tage ohne Zugabe von Inokulum. <sup>3)</sup> Wird energetisch genutzt, daher keine/kaum Emissionen in die Atmosphäre, s. Fußnote 4) <sup>4)</sup> nicht vermeidbare Methanemissionen beim Anlagenbetrieb: Diffusion durch Folien und BHKW-Schlupf

Gleichzeitig wird fossiles Erdgas zukünftig nicht mehr auf die THG-Quote angerechnet werden können. Eine Anrechnung von Biomethan auf die Erfüllung der Unterquote fortschrittlicher Biokraftstoffe ist jedoch weiterhin möglich. Zudem können quotenverpflichtete Unternehmen bei einer Übererfüllung der Unterquote die Mehrmengen doppelt auf die allgemeine THG-Quote anrechnen. Entsprechend hoch ist die Zahlungsbereitschaft quotenverpflichteter Unternehmen für Biomethan.

Damit Biomethan auf die THG-Quote angerechnet werden kann, muss dieses jedoch im Vergleich zum in der RED II definierten Referenzwert für fossilen Kraftstoff eine Mindestminderung aufweisen. Seit dem 01.01.2021 (Inbetriebnahmedatum der Anlage) (Tabelle 9) sind dies 65 %. Der Anwendungsbereich der BioKraft-NachV erfasst alle Biomethananlagen, die Biomethan als Kraftstoff in den Verkehr bringen und diesen auf die Erfüllung von Verpflichtungen nach §37a Abs. 1 Satz 1 und 2 in Verbindung mit §37a Abs. 4 des BImSchG anrechnen lassen wollen (Treibhausgasminderungsquote).

Tabelle 9: Bei der Verwendung von Biokraftstoffen, im Verkehrssektor verbrauchtem Biogas und flüssigen Biobrennstoffen zu erreichende Emissionsminderung

Datum der Inbetriebnahme der Herstellungsanlage	Mindestanforderung an die Minderung der THG-Emissionen in %
Bis 05.10.2015	≥ 50
06.10.2015 bis 31.12.2020	≥ 60
Nach 01.01.2021	≥ 65

Für die Berechnung der Treibhausgasminderung machen RED II und damit die BioKraft-NachV detaillierte methodische Vorgaben. Diese entsprechen nur teilweise der hier

angewandten Methodik, die sich eng an die Berechnung der Wirtschaftlichkeit anlehnt. Die im Ergebnisteil genannten Treibhausgasemissionen für die Biokraftstofferzeugung können daher nicht als Grundlage für die Beurteilung der Eignung für die THG-Quote herangezogen werden. Für die Machbarkeitsstudie „BaWü-3.2 – Biogasaufbereitung und CNG-Tankstelle“ (siehe [www.zukunftbiogas.de](http://www.zukunftbiogas.de)) der Universität Hohenheim im Rahmen von ProBiogas wurde die RED II-Methodik beispielhaft angewandt, um Einnahmen aus der THG-Quote berücksichtigen und die ökonomische Tragfähigkeit der Biokraftstoffoption für konkrete Praxisanlagen besser beurteilen zu können (KTBL 2021c).

#### 2.4.3.3. *Ersatz fossiler Ressourcen durch Biogas*

Durch die Bereitstellung von Strom, Wärme oder Kraftstoff aus Biogas werden fossile Ressourcen ersetzt. Dadurch kann Biogas einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten. In der Regel sind Treibhausgasemissionen der Energiebereitstellung durch Biogas geringer als die aus fossilen Ressourcen. Die Emissionsdifferenz wird hier auf zweierlei Weise berücksichtigt:

##### 1. *produktspezifische Betrachtung*

Werden die Treibhausgasemissionen bezogen auf das (Haupt-)Produkt dargestellt, werden lediglich eventuelle Minderemissionen durch den Ersatz von Nebenprodukten, z. B. Wärme bei Verstromung, als Gutschrift in der Bilanz verrechnet. Die Emissionen für die Energiebereitstellung aus fossilen Ressourcen wird als Vergleichslinie dargestellt, der das Netto-Ergebnis für die Bereitstellung über Biogas gegenübergestellt werden kann.

Dies erfolgt analog zum Ansatz in der Ökonomie: Die Wärmeeinnahmen werden auf die Stromgestehungskosten angerechnet. Die sich so ergebenden Stromgestehungskosten können anschließend mit möglichen Erlösmodellen oder dem Marktpreis verglichen werden.

##### 2. *Jahresemissionen*

Werden die jährlichen Treibhausgasemissionen ausgewiesen, erfolgt eine Verrechnung der durch den Ersatz aller Produkte eingesparten Emissionen. Hier werden die von Lauf et al. (2021) ermittelten Substitutionswerte verwendet. Diese berücksichtigen die unterschiedlichen Anteile an durch Biogas ersetzten fossilen Energieträgern für die verschiedenen Energiearten Strom, Wärme, Kraftstoff (Tabelle 10).

Tabelle 10: Substitutionswerte für den Ersatz konventioneller/fossiler Ressourcen durch Biogas für das Jahr 2020 (nach Lauf et al. 2021)

Produkt	Substitutionswert	Einheit	Zusammensetzung des konventionellen/fossilen Mixes (Substitutionsfaktoren für Energieerzeugung aus Biogas und Biomethan)
Strom	0,817	kg CO <sub>2e</sub> /kWh <sub>el</sub>	63,8 % Steinkohle, 18 % Braunkohle, 17,6 % Erdgas, 0,2 % Kernenergie,
Wärme	0,336	kg CO <sub>2e</sub> /kWh <sub>th</sub>	56,3 % Öl, 42,4 % Erdgas, 1,3 % Steinkohle
Erdgas	0,250	kg CO <sub>2e</sub> /kWh <sub>HS,N</sub>	100 % Erdgas
Kraftstoff	0,339	kg CO <sub>2e</sub> /kWh <sub>HS,N</sub>	Benzin/Dieselmkraftstoff (nach (EU) 2015/652; Verhältnis Benzin/Diesel nicht angegeben)

Die Zusammensetzung des fossilen Strommixes ist jährlichen Schwankungen unterworfen und damit auch der für Biogas anzusetzende Substitutionswert. So ermittelten Lauf et al. für das Jahr 2018 noch einen um ca. 11 % niedrigeren Wert von 0,793 kg CO<sub>2e</sub>/kWh<sub>el</sub>, was einem deutlich höheren Anteil an Erdgas im Mix und im Gegenzug geringer Braunkohlenutzung geschuldet war (Lauf et al. 2019).

## 2.5. Basis-Modellanlagen

### 2.5.1. Modellbeschreibung

Die Basis-Modelle weisen eine Höchstbemessungsleistung von 137 bis 913 kW<sub>el</sub> auf. Der angenommene Anteil von Rindergülle im Substratmix beträgt für die Modelle Basis 1 bis 3 35 %, bei Modell Basis 4 70 % und bei Modell Basis 5 60 %.

Bei den eingesetzten Substraten handelt es sich um Gärsubstrate landwirtschaftlicher Herkunft, die gemäß Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV 2020) als allgemein wassergefährdend eingestuft sind und somit keine erhöhten Anforderungen an die technische Beschaffenheit der Bestandsbiogasanlagen, wie z.B. doppelwandige Fermenter bzw. Anlagenteile, vorschreiben, die bei einem Post-EEG-Konzept nachträglich zu realisieren wären.

Abhängig vom Substrateinsatz gibt es zwei Anlagentypen. Anlagen mit einem Gülleanteil bis 38 %, entsprechen dem NawaRo bzw. reststofflastigen Anlagentyp, und folglich Anlagen, deren Gülleanteil am Substratmix 60 % übersteigt, dem Gülleanlagentyp. Entsprechend den technischen Anforderungen des Anlagentyps wurde die Technik der Biogasanlagen ausgelegt.

## 2.5.2. Technische und verfahrenstechnische Kennwerte der Basis-Modellanlagen bei Weiterbetrieb in der 2. Förderperiode

### 2.5.2.1. Ausgangslage Ende 1. EEG-Förderperiode

Wie in Kapitel 2.1.2 einleitend beschrieben, stellen die Basis-Modelle typische Biogasanlagen dar, die im Zeitraum von 2004 bis 2009 gebaut wurden. Biogasanlagen müssten im Laufe ihres Betriebs kontinuierlich, nach den rechtlich geltenden EEG-Anforderungen der 1. Förderperiode, baulich und technisch angepasst werden. Analog wurden die Biogasmodelle einem entsprechenden Anpassungsprozess unterzogen. Konnte beispielsweise zu Anfangszeiten des EEG noch unbeschränkt Silomais als Biogassubstrat in einer Anlage verwendet werden, wurde dessen Anteil am Substratmix bis Ende der 1. Förderperiode bis auf einen maximalen Anteil von 44 % reduziert. Als Folge der sukzessiven Maisreduktion wurden als Ersatz Substratalternativen eingesetzt, deren spezifischer Biogasertrag i.d.R. jedoch unter dem von Mais liegt. Folglich musste mehr Substrat für die gleiche Menge Biogas eingesetzt werden. Dies führte u.a. zu einer Verkürzung der hydraulischen Gesamtverweilzeit im gasdichten System und der Gärrestlagerdauer.

Verschärfend wirkten sich auch strengere rechtliche Anforderungen beim Anlagenbetrieb aus. Die Gärrestlagerzeit wurde von 180 Tage auf 270 Tage erhöht (Düngeverordnung - DüV) und die hydraulische Gesamtverweilzeit im gasdichten System über mind. 150 Tage musste sichergestellt sein (TA-Luft 2021, EEG 2017). Zur Erfüllung all dieser Anforderungen wurden die Basis-Modellanlagen (Basis 1 bis 3) um ein gasdichtes Gärrestlager erweitert oder vorhandene offene Gärrestlager durch Installation eines Tragluftdachs gasdicht verschlossen (Basis 4 und 5) und mit dem Gasleitungssystem verbunden. Durch diese Maßnahmen erhöhten sich die Gärrestlagerkapazitäten der Modelle auf 274 Tage bis 279 Tage. Zugleich erhöhte sich die hydraulische Gesamtverweilzeit im gasdichten System der Modellanlagen von anfangs durchschnittlich 176 auf 252 Tage bei den NawaRo-Anlantentypen und von unter 50 auf 209 Tage bei den Anlagen mit hohem Wirtschaftsdüngeranteil.

### 2.5.2.2. Weiterbetriebsoptionen

Für einen Weiterbetrieb müssen weitere Anforderungen und Regeln zur Ausschreibungsteilnahme gemäß EEG 2021 erfüllt sein. Dazu gehören Anpassungen beim Maiseinsatz (Maisdeckel 40 %), Anlagenüberbauung zur Flexibilisierung (Flexfaktor > 2,25) sowie Einhaltung der Mindestvollbenutzungsstunden beim flexiblen BHKW-Betrieb bzw. dessen EEG-Zahlungsanspruch (siehe Tabelle 11).

Dies zieht zusätzliche Veränderungen an Gasspeicherkapazität, Gasreinigung, installierter BHKW-Leistung (bei unveränderter Produktion der Strommenge), Trafostation, Netzanschluss, Wärmespeicherkapazität und weiteren Teilanlagen nach sich. Nachfolgend werden kurz die Änderungen im Substrateinsatz, technischen Änderungen und Auswirkungen beschrieben. Anzumerken ist, dass die beschriebenen Anforderungen zum Weiterbetrieb, außer zum Flexfaktor und BHKW-Betrieb, auch für die Biomethankonzepte angenommen wurden.



Tabelle 11: Übersicht der Anforderungen an Bestandsbiogasanlagen für einen Post-EEG-Weiterbetrieb, die nicht ausschließlich Gülle als Biogassubstrat einsetzen

Anforderung	Kennzahl
Gärrestlagerzeit	Mindestens 270 Tage (9 Monate)
Hydraulische Verweilzeit im gasdichten System	Mindestens 150 Tage
Maiseinsatz (Maisdeckel)	Max. Anteil 40 % am Gesamtsubstrat
Flexfaktor (Anlagenüberbauung)	Mindestens 2,25
BHKW-Mindestvollbenutzungsstunden (für Flexibilitätszahlungen gem. EEG 2021)	Stromproduktion an mindestens 4.000 Viertelstunden je Kalenderjahr, die mindestens 85 Prozent der installierten Leistung der Anlage entspricht; oder Stromproduktion (von Biomethananlagen) an mindestens 2.000 Viertelstunden je Kalenderjahr, die mindestens 85 Prozent der installierten Leistung der Anlage entspricht.

#### 2.5.2.2.1. Substrateinsatz

Bei den Anlagen Basis 1 bis 3 wurde der Maiseinsatz um 4 % auf 40 % gesenkt und das resultierende Biogasdefizit mit zusätzlicher Grassilage, bei gleichbleibender Stromproduktion, ausgeglichen. Der Maiseinsatz bei den Modellen Basis 4 und 5 verringerte sich aufgrund der BHKW Nachrüstung und der sich dadurch ergebenden besseren Effizienz in Summe nur geringfügig und blieb unverändert bei einem Anteil von 20 % bzw. 26 %. Die Einsatzmenge an Rindergülle wurde bei keinem Modellen verändert. Die Menge des anfallenden Gärrestes ändert sich nur unwesentlich und wirkt sich nicht merklich auf Gärrestlagerkapazität und hydraulische Verweilzeit im gasdichten System aus.

#### 2.5.2.2.2. Installierter BHKW-Leistung und Gasreinigung

Bei den Anlagen wurde ein etwa gleich großes BHKW zugebaut. Jedem BHKW ist eine Gasreinigung mit Entfeuchtung und Feinentschwefelung entsprechender BHKW-Größe vorgeschaltet. Durch das zugebaute BHKW stellt sich über den Anlagenmodellen hinweg ein Flex-Faktor (Überbauungsfaktor) von durchschnittlich 2,4 ein. Es wird unterstellt, dass das Bestands-BHKW 1.000 Vollbenutzungsstunden im Jahr hat. Die Laufzeit des zugebauten BHKW ergibt sich aus der geforderten eingespeisten Strommenge, die in allen Modellbetrachtungen gleich bleibt und sich im Vergleich zur 1. Förderperiode nicht verändert. Die BHKW werden flexibel im Start/Stopp-Betrieb bei zwei Starts je Tag betrieben (siehe auch Kapitel 2.3.6)

#### 2.5.2.2.3. Netzanschluss und Trafostation

Infolge der flexiblen Stromproduktion wird bei gleichzeitigem Betrieb der BHKW eine höhere Strommenge in das Stromnetz eingespeist als noch in der 1. Förderperiode, sodass der Netzanschluss zur Netzanbindung und die Trafostation auf die höhere elektrische Einspeiseleistung angepasst werden mussten. Dabei wurde angenommen, dass der bestehende durch einen größeren Netzanschluss mit Trafostation ausgetauscht wird.



#### 2.5.2.2.4. Gasspeicherkapazität

Um eine flexible Fahrweise der BHKW sicherzustellen, muss genügend Gasspeicherkapazität vorgehalten werden. Unterstellt wurde, dass die Gasspeicherung unter Tragluftdächern im normalen Anlagenbetrieb zu 60 % gefüllt sind. Die Modelle Basis 1 und 2 erhielten einen externen Doppelmembranspeicher mit einem Gasspeichervolumen von 1.100 m<sup>3</sup>, da die bestehenden Speicherkapazität den Bedarf im Flexbetrieb nicht hätten abdecken können. Bei den anderen Modellen sind die Gasspeicher unter den Tragluftdächern der Fermenter, Nachgärer und Gärrestlager ausreichend groß.

#### 2.5.2.2.5. Wärmespeicherkapazität

Wie bei der Gasspeicherkapazität wirkt sich die flexible Stromproduktion auch auf die Wärmeversorgung zur Beheizung der Fermenter und externe Wärmeabnehmer aus. Es wurde bei den Modellen ein interner Wärmebedarf für die BGA von 25 % und ein externer Wärmebedarf für Wärmekunden von 35 %, bezogen auf die erzeugte BHKW-Wärme, angenommen. Aus diesen Annahmen resultiert die Notwendigkeit einer Nachrüstung des Wärmepufferspeichers. Je nach Anlagenkonfiguration sind dies Wärmespeicher mit einem Volumen zwischen 50 m<sup>3</sup> und 300 m<sup>3</sup>.

Die Tabelle 12 zeigt eine Übersicht der bei den Basis-Modellen getroffenen Annahmen und technischen Anpassungen zur Erfüllung der Anforderungen an das EEG-Ausschreibungsverfahren.

Tabelle 12: Übersicht der Basis-Anlagenmodelle (Basis 1 bis 5) für Bestandsbiogasanlagen nach aktuellen Mindestanforderungen zur Teilnahme am EEG-Ausschreibungsverfahren

Kennwert	Einheit	Basis-Modelle				
		Basis 1	Basis 2	Basis 3	Basis 4	Basis 5
Bemessungsleistung	kW <sub>el</sub>	137	457	913	137	457
Installierte Leistung	kW <sub>el</sub>	325	1.050	2.200	325	1.050
Kosubstrat- / WD-Anteil	%	65 / 35			30 / 70	40 / 60
Substratmengen	t/a	1.688 MS	5.153 MS	9.769 MS	1.428 MS	4.754 MS
		1.020 GS	3.200 GS	6.100 GS	730 GS	2.600 GS
		1.500 RG	4.550 RG	8.700 RG	5.100 RG	11.000 RG
Gesamtsubstratmenge	t/a	4.208	12.903	24.569	7.258	18.354
Prozessstufen	-	einstufig	zweistufig	zweistufig	einstufig	zweistufig
Fahrsilogröße	m <sup>3</sup>	4.620	1x8.580 1x3.750	2x8580 1x7200	3.170	2x5.040
Vorgrube	m <sup>3</sup>	30	50	80	200	400
Fermenter/ Nachgärer	m <sup>3</sup>	1.300 / -	2.000 / 2.000	2x2.100 / 2x2.100	2.300 / -	2x1.900 / 2x1.900
Gärrestanfall	t/a	3.422	10.485	19.975	6.496	15.980
Gärrestlager (gasdicht / offen) <sup>1)</sup>	m <sup>3</sup>	2x1.100 / 900	3.700; 4.100 / 1.400	2x3.600; 8.000/ 2.200	2.800 / 2.800	6.900 / 6.900
Maximale Gärrestlagerkapazität	d	279	274	274	274	274

Maximale Gasspeichergroße (intern/extern)	m <sup>3</sup>	1.028 / 1.100	6.048 / 1.100	14.251 / -	2.366 / -	8.439 / -
Eigenstrombedarf	kWh <sub>el</sub> /a	129.456	380.365	730.108	182.653	514.617
Prozesswärmebedarf	%	25				
Externer Wärmebedarf	%	35				
Wärmeverkauf	kWh <sub>th</sub> /a	551.559	1.496.515	2.842.927	551.559	1.496.515
Wärmepufferspeicher <sup>2)</sup>	m <sup>3</sup>	50	150	300	50	150
BHKW 1 (Bestand)	kW <sub>el</sub>	150	500	1.000	150	500
Vollbenutzungsstunden	h/a	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
BHKW 2 (Zubau)	kW <sub>el</sub>	175	550	1.200	175	550
Vollbenutzungsstunden	h/a	6.069	6.437	5.901	6.069	6.437
BHKW-Laufzeit (Volllastbetrieb) <sup>3)</sup>	h	13	13	13	13	15
Netzanschluss/ Trafostation	kVA	630	1.600	3.500	630	1.600
Erzeugte Bruttostrommenge	kWh <sub>el</sub> /a	1.212.121	4.040.404	8.080.808	1.212.121	4.040.404
Eingespeiste Strommenge	kWh <sub>el</sub> /a	1.200.000	4.000.000	8.000.000	1.200.000	4.000.000
Flexfaktor	-	2,4	2,3	2,4	2,4	2,3
Gesamtraumbelastung in aktiven Stufen	kg <sub>oTM</sub> / (m <sup>3</sup> · d)	2,4	2,4	2,1	1,4	1,3
Hydraulische Gesamtverweilzeit im gasdichten System	d	230	254	270	198	223
Erzeugte Produkte	-	Strom/Wärme aus BHKW				

WD: Wirtschaftsdünger; MS: Maissilage; GS: Grassilage; RG: Rindergülle

<sup>1)</sup> Bauliche Maßnahme innerhalb der 1. EEG-Förderperiode: Zubau gasdichtes GRL (Basis 1 = 1.100 m<sup>3</sup>, Basis 2 = 4.100 m<sup>3</sup>, Basis 3 = 2.100 m<sup>3</sup> Basis 4 und 5; Nachrüstung vorhandener GRL mit gasdichter Abdeckung ()); <sup>2)</sup> Gleichzeitigkeitsfaktor BHKW-Stillstand/Wärmebedarf: 0,7; Vor-, Rücklauf-temperatur Wärmeverbraucher: 90 °C / 70 °C; <sup>3)</sup> Gasspeicherfüllstand der Tragluftdächer im Normalbetrieb 60 %.

## 2.6. Betriebsmodelle für Biogas-Weiterbetriebsoptionen

Als Ausgangspunkt der Post-EEG-Modelle dienen die fünf Basis-Modellanlagen wie in Kapitel 2.5 beschrieben. Diese werden mit den folgend beschriebenen Verfahrensoptionen kombiniert (Abbildung 8).

Daraus resultieren 15 Betriebsmodelle, anhand derer mögliche Optionen für einen Weiterbetrieb der Anlagen nach Ablauf der 1. EEG-Förderperiode praxisnah dargestellt und die zur Zielerreichung notwendigen Maßnahmen beschrieben werden. Des Weiteren werden die wichtigsten Kennwerte der Modelle, die zur Realisierung der Verfahrensoption notwendigen technischen Einzelmaßnahmen und die erzeugten Produkte nachfolgend erläutert.



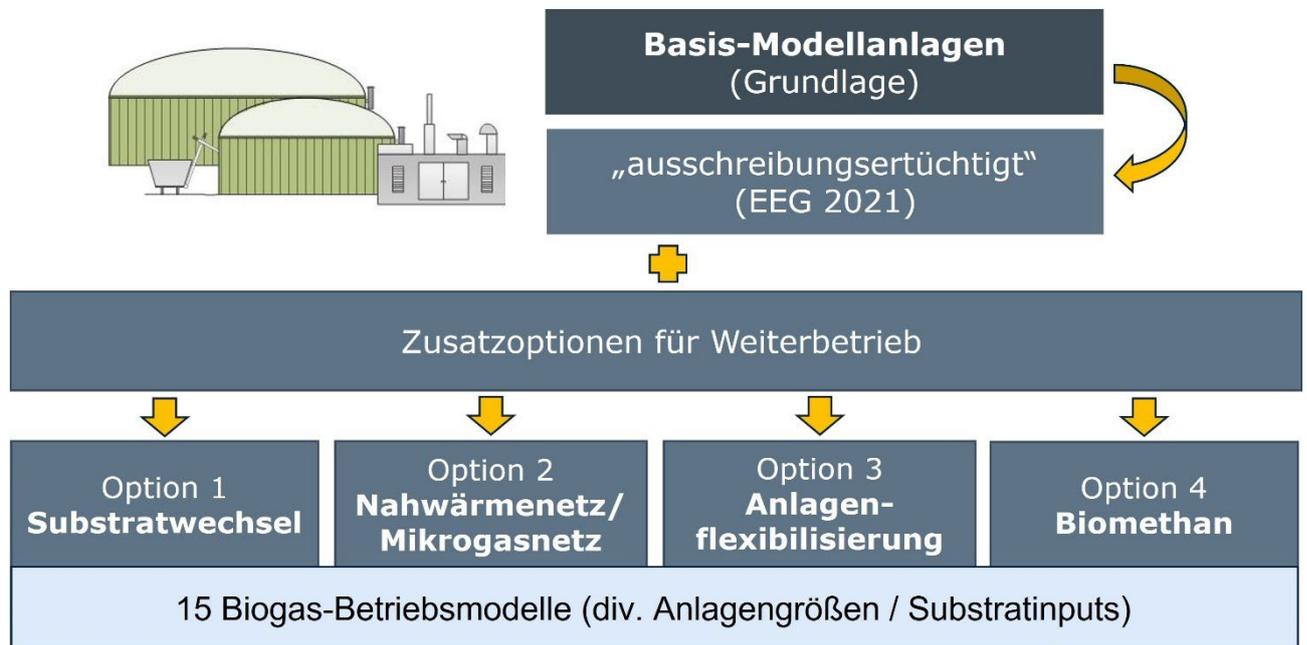


Abbildung 8: Schematische Darstellung der modellhaften Betrachtung von Weiterbetriebsoptionen für Bestandsanlagen von den Basis- bis zu den Biogas-Betriebsmodellen (© KTBL; Grafik: B. Wirth; Illustration: M. Paterson)

### 2.6.1. Verfahrensoption 1: Substratwechsel

Für diese Verfahrensoption werden für die Biogaserzeugung bisher nicht verwendete, kostengünstige Substrate eingesetzt, um vor allem die Betriebskosten zu senken. Zudem sollte ein möglichst hoher Wirtschaftsdüngeranteil im Substratmix erreicht werden. Zu den möglichen zusätzlichen Einsatzstoffen zählen landwirtschaftliche Nebenprodukte wie Maisstroh, Schlempe, Trester, verdorbenes Getreide oder gestoßene Zwiebeln, aber auch schwierig zu erschließende Wirtschaftsdünger wie Pferdemist und Rinderfestmist.

#### 2.6.1.1. Modellbeschreibung und Optionsziel

Bei der Verfahrensoption 1 Substratwechsel wurde für alle Basis-Modelle eine Änderung der Inputstoffe angenommen (Betriebsmodelle Substrat 1 bis 5). Da die alternativen Substrate als landwirtschaftliche Rest- und Koppelprodukte keine zusätzlichen Flächen binden und somit auch keine Nutzungskosten für die Fläche anzurechnen sind, fallen für diese Substrate geringere Kosten an als für die ersetzten NawaRo. Beim Einsatz von Wirtschaftsdüngern wird davon ausgegangen, dass sie am Standort der Biogasanlagen anfallen und durch ihre Nutzung keine zusätzlichen Kosten entstehen. Bei Koppelprodukten wie dem hier betrachteten Maisstroh schlagen sich die Kosten für Ernte, Transport und anteilige Gärrestausrückführung im veranschlagten Preis nieder.

## 2.6.1.2. Technische Anpassungen und Auswirkungen der Verfahrensoption „Substrate“

### 2.6.1.2.1. Substrateinsatz

Zu den neuen Einsatzstoffen die in den Modellbetrachtungen eingesetzt werden, gehören das landwirtschaftliche Nebenprodukt Maisstroh sowie Pferde- und Rindermist. Im Vergleich zu den Basis-Modellen werden bei den Betriebsmodellen der Verfahrensoption 1 die Einsatzmengen an Maissilage etwa halbiert und durch die neuen Einsatzstoffe ersetzt. Die Einsatzmengen der anderen Substrate werden nicht verändert. Die prozentuale Verteilung der Einsatzstoffe in den Betriebsmodellen 1 bis 5 durch die Substratoptimierung ist in Tabelle 13 aufgeführt.

Tabelle 13: Prozentuale Verteilung der Einsatzstoffe bei den Basis-Anlagenmodellen (Basis 1 bis 5) nach der Substratoptimierung

Basismodell	BML	MS	MSt	GS	PM	RM	RG
Basis 1	137 kW <sub>el</sub>	22 %	9 %	24 %	-	10 %	35 %
Basis 2	457 kW <sub>el</sub>	20 %	13 %	25 %	7 %	-	35 %
Basis 3	913 kW <sub>el</sub>	21 %	17 %	26 %	-	-	37 %
Basis 4	137 kW <sub>el</sub>	10 %	8 %	10 %	-	-	72 %
Basis 5	457 kW <sub>el</sub>	13 %	11 %	15 %	-	-	62 %

BML: Bemessungsleistung; MS: Maissilage; MSt: Maisstrohsilage; GS: Grassilage; PM: Pferdemist; RM: Rindermist; RG: Rindergülle

### 2.6.1.2.2. Desintegrationsverfahren

Um diese schwerer vergärbaren Substrate verwerten zu können, wurde eine mechanische Desintegrationsanlage (Nasszerkleinerer) ins Flüssigeinbringsystem der Modellanlagen integriert. Da sich diese Substrataufbereitung positiv auf die Viskosität des Substratgemisches auswirkt, sind technische Veränderungen der Rührtechnik oft nicht zwingend notwendig, sodass diese nicht verändert wurde. Den Annahmen zufolge kann durch die Desintegration ein um 5 % höherer Gasertrag über die gesamte Substratmischung erreicht werden, sodass bei gleichbleibender Stromproduktion Substrat bei Substrat 3 (4 %), Substrat 4 (2 %), Substrat 5 (3 %) eingespart wird. Hingegen wird mehr Substrat bei den Betriebsmodellen Substrat 1 (2 %) und Substrat 2 (0,5 %), im Vergleich zu den Basis-Modellen benötigt. Die Gerästanfallmengen verändern sich entsprechend den geänderten Einsatzmengen. Dies bewirkt eine Verkürzung der Gärrestlagerkapazität bei Substrat 1 und 2 und eine Verlängerung bei Substrat 3 – 5.

Die vorhandene Einbringtechnik (Feststoffeintrag und Flüssigeinbringsystem) wurde an das Substrataufbereitungssystem adaptiert. In den Betriebsmodellen wurde ein zusätzlicher Strombedarf durch die Desintegration berücksichtigt. Der Strombedarf stieg im Vergleich zu den Basis-Modellen um etwa 0,9 %-Punkte (siehe Tabelle 14).

Tabelle 14: Kenndaten der Betriebsmodelle Substrat 1 bis 5 nach Umsetzung des Substratwechsels und Einsatz von Desintegrationsverfahren zur Substrataufbereitung

Betriebsmodell	Einheit	Substrat 1 (Basis 1)	Substrat 2 (Basis 2)	Substrat 3 (Basis 3)	Substrat 4 (Basis 4)	Substrat 5 (Basis 5)
<b>Bemessungsleistung</b>		<b>137 kW<sub>el</sub></b>	<b>457 kW<sub>el</sub></b>	<b>913 kW<sub>el</sub></b>	<b>137 kW<sub>el</sub></b>	<b>457 kW<sub>el</sub></b>
Kosubstrat- / WD-Anteil	%	55 / 45	58 / 42	63 / 37	28 / 72	38 / 62
Substratmengen	t/a	950 MS 1.020 GS 383 MSt 450 RM 1.500 RG	2.600 MS 3.200 GS 1.663 MSt 950 PM 4.550 RG	4.880 MS 6.100 GS 3.922 MSt 8.700 RG	690 MS 730 GS 577 MSt 5.100 RG	2.370 MS 2.600 GS 1.884 MSt 11.000 RG
Gesamtsubstratmenge	t/a	4.303	12.963	23.602	7.097	17.855
Gärrestanfall	t/a	3.518	10.538	18.973	6.332	15.466
Gärrestlagerkapazität	d/a	271	273	288	281	283
Gesamtraumbelastung in aktiven Stufen	kg <sub>oTM</sub> / (m <sup>3</sup> · d)	2,5	2,5	2,1	1,4	1,3
Hydraulische Gesamtverweilzeit im gasdichten System	d	225	253	281	202	229
Rohbiogasmenge	m <sub>N</sub> <sup>3</sup> /a	604.739	1.865.804	3.555.541	594.588	1.847.046
Fördermenge inkl. Rezirkulat Desintegrationsverfahren (Flüssigeinbringsystem)	t/h	1,3	4,1	5,7	1,1	3,7
Pumpleistung Desintegrationsverfahren (Flüssigeinbringsystem) <sup>1)</sup>	m <sup>3</sup> /h	5	10	20	5	10
Anstieg Strombedarf im Vgl. zu Basis-Modell	%	0,90	1,13	1,01	0,56	0,87
Bruttoenergie Rohgas	kWh/a	3.614.590	11.125.219	21.143.145	3.614.590	11.125.219
Stromeinspeisung	kWh <sub>el</sub> /a	1.200.000	4.000.000	8.000.000	1.200.000	4.000.000
Verkaufte Wärmemenge	kWh <sub>th</sub> /a	551.559	1.496.515	2.842.927	551.559	1.496.515

WD: Wirtschaftsdünger; BML: Bemessungsleistung

<sup>1)</sup> Bei Pumpintervall 30 min/h, Pumplaufzeit 12 h/d, Sicherheitszuschlag Pumpleistung 20 %.

### 2.6.1.3. Hemmnisse bei der Optionsumsetzung

Mögliche Hemmnisse für die Umsetzung könnten z.B. sein:

- limitierte Verfügbarkeit der alternativen Substrate in räumlicher Nähe zur Biogasanlage bzw. zu hohe Transportkosten,
- hohe Bereitstellungskosten bzw. -ungünstige Kostenentwicklung im Verhältnis zum energetischen Output,
- hoher Investitionsbedarf und Betriebskosten für Aufbereitungsverfahren (Desintegration) für die Nutzung schwer zu vergärender Substrate im Verhältnis zum energetischen Output,
- geringes Gasbildungspotenzial der alternativen Substrate im Vergleich zur bisher genutzten Maissilage.

### 2.6.2. Verfahrensoption 2: Netzausbau – Nahwärmenetz

Die Nutzung der beim KWK-Prozess anfallenden Wärme ist neben dem Stromerlös eine ausschlaggebende Größe für den wirtschaftlichen Erfolg einer Biogasanlage. Ob und - wenn ja - welche Wärmenutzungsmöglichkeiten einen deutlichen Beitrag dazu leisten können, hängt vor allem von den abgenommenen Wärmemengen und den erzielten Preisen ab. Die Wärmenutzungskonzepte von Biogasanlagen werden verstärkt darauf ausgerichtet, einen größeren Teil der Wärmemenge außerhalb des Biogasprozesses zu nutzen. Dies steigert die Gesamteffizienz der Biogasanlagen. Dabei sind der Anteil der extern genutzten Wärmemenge sowie die Art der Wärmenutzung von Anlage zu Anlage unterschiedlich (FNR 2016).

Die Auskopplung und Bereitstellung der beim BHKW-Betrieb entstehenden Wärme ist Stand der Technik. Ein wichtiger Wärmenutzungspfad ist die Wärmeversorgung von Betriebs- und Wohngebäuden oder ganzen Wohnsiedlungen über ein Nahwärmenetz.

#### 2.6.2.1. Modellbeschreibung und Optionsziel

In den modellhaften Betrachtungen der Verfahrensoption 2 (Nahwärmenetz; Abbildung 9) wird die Steigerung der Fremdwärmenutzung aus den KWK-Anlagen durch den Neubau eines Nahwärmenetzes aufgezeigt.

Ziel ist es, den Wärmeabsatz zu erhöhen und durch die direkte Belieferung der Kunden einen höheren Wärmepreis zu generieren als bei einem Wärmeverkauf ab BHKW. Ein solches Konzept wird wirtschaftlich, wenn die zusätzlichen Wärmeerlöse höher sind als die durch den Bau und Betrieb des Wärmenetzes verursachten Kosten.

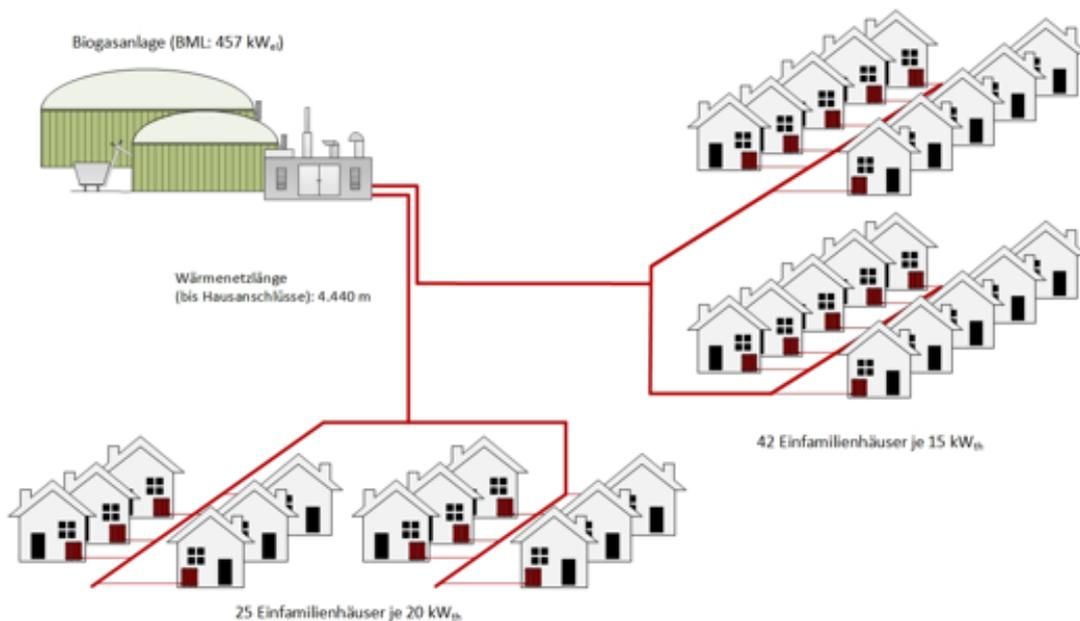


Abbildung 9: Schema der Nahwärmenetz-Option (© KTBL; Grafik: B. Wirth; Illustration: M. Paterson)

Als Besonderheit ist hier zu beachten, dass in den Modellberechnungen davon ausgegangen wird, dass das Wärmenetz nicht nur über den Weiterbetriebszeitraum der Biogasanlage von 10 Jahren, sondern über eine technische Lebensdauer von 40 Jahren abgeschrieben wird. Da sich die Installation eines Wärmenetzes für nur 10 Jahre nicht lohnt, wurde die Annahme getroffen, dass das Wärmenetz für den Fall einer Stilllegung der Biogasanlage nach 10 Jahren in einem Konzept mit einer alternativen Wärmequelle (z. B. Hackschnitzelheizung) weiterbetrieben werden kann. Darüber hinaus wurde beim Investitionsbedarf für den Bau des Wärmenetzes eine Förderquote von 40 % berücksichtigt (BAFA 2021).

#### 2.6.2.2. Technische Anpassungen und Auswirkungen der Verfahrensoption Nahwärmenetz

##### 2.6.2.2.1. Wärmenetz

Die Modellanlagen Basis 2 und 5 der Anlagenklasse 2 (457 kW<sub>el</sub>) und die Modellanlage Basis 3 der Anlagenklasse 3 (913 kW<sub>el</sub>) wurden mit Nahwärmenetzen unterschiedlicher Netzlänge und Anzahl von Wärmeabnehmern erweitert. Grundlegend wird bei allen drei Modellen die Wärme über zwei Hauptleitungsstränge in zwei Wärmesenken (Wohnsiedlungen) geleitet.

Die Anschlussleistungen der Wärmeabnehmer liegen für das Betriebsmodell Nahwärme 2 bei 15 kW und 20 kW und für die beiden anderen Betriebsmodelle Nahwärme 3 und Nahwärme 5 bei 15 kW, 20 kW und 100 kW. Zur Sicherstellung der Wärmelieferung wurde bei allen drei Modellen das Volumen der Wärmepufferspeicher im Vergleich zu den Basis-Modellen erhöht. Zudem wurde am Modell Nahwärme 5 Spitzenlastwärme berücksichtigt, da die bereitzustellenden Wärmemenge punktuell die aus BHKW und Wärmepufferspeicher

verfügbaren Wärmemengen überstieg. Es wurde ein Wärmebereitstellungspreis von 5 Ct/kWh<sub>th</sub> für die Bereitstellung der Spitzenlastwärme angesetzt.

Insgesamt konnte durch die Installation eines Nahwärmenetzes die externe Wärmenutzung ausgehend von 35 % bei den Basis-Modellen auf 55 % (Nahwärme 2), 64 % (Nahwärme 3) bis 69 % (Nahwärme 5), bezogen auf die anfallende BHKW-Wärme, gesteigert werden. Der Strombedarf stieg durchschnittlich um 1,2 % -Punkte, im Vergleich zu den Basis-Modellen (Tabelle 15).

Tabelle 15: Kenndaten der Betriebsmodelle Nahwärme 2, 3 und 5 nach Installation eines Wärmenetzes

Betriebsmodelle	Einheit	Nahwärme 2 (Basis 2)	Nahwärme 5 (Basis 5)	Nahwärme 3 (Basis 3)
Bemessungsleistung		457 kW <sub>el</sub>	457 kW <sub>el</sub>	913 kW <sub>el</sub>
Netzlänge	m	4.440	4.920	5.580
Starres KMR-Doppelrohr-Wärmeleitung (in unversiegeltem Baugrund im Graben verlegt)	m	800	1.800	1 800
Flexibles Doppelrohr-Wärmeleitung (in versiegeltem und unversiegeltem Baugrund im Graben verlegt)	m	3.640	3.120	3.780
Wärmepufferspeicher (oberirdisch stehend), inkl. MSR-Technik und Wasseraufbereitung	m <sup>3</sup>	250	250	500
Wärmeabnehmer	n	67	77	89
Wärmenetzpumpe (Doppelpumpe) inkl. MSR-Technik für Wärmenetz	m <sup>3</sup> /h	28 20	28 35	35 44
Entlüftungs-Absperrarmatur	-	2	2	2
Serviceschacht	-	6	6	6
Absperrventile	-	2	2	2
Wärmeanschluss (indirekte Wärmeübergabestation inkl. Hilfsenergie)	kW <sub>th</sub>	42 x 15 25 x 20	27 x 15 44 x 20 6 x 100	18 x 15 61 x 20 10 x 100
Gleichzeitigkeitsfaktor		0,8	0,6	0,6
Wärmebedarfsdichte	kWh <sub>th</sub> /m · a	534	805	937
Gesamtwärmebedarf inkl. Netzverluste	kWh <sub>th</sub> /a	3.039.000	4.696.500	6.066.000 <sub>h</sub>
Netzverluste	%	22	16	14
Anstieg Strombedarf im Vgl. zu Basis-Modell	%	1,2	1,5	1,0
Wärmelieferung	kWh <sub>th</sub>	2.373.000	3.958.500	5.229.000
Spitzenlastwärme	kWh <sub>th</sub>	-	1.489.683	-
Externe Wärmenutzung	%	55	69	64

### 2.6.2.3. Hemmnisse bei der Optionsumsetzung

Mögliche Hemmnisse für die Umsetzung könnten z.B. sein:



- große Entfernung zur Wärmesenke und damit verbundene Steigerung der Netzverluste und Kosten
- zu geringe Wärmemengenabnahme durch externen Verbraucher
- hoher Investitionsbedarf oder Betriebskosten durch schwierige topographische Verhältnisse (z.B. Mehraufwand durch zusätzliche Verdichterstationen) oder zahlreiche Unterführungen von Infrastruktur
- benötigte Durchleitungsgenehmigungen von Flächen Dritter; ggf. fallen Durchleitungskosten an oder es ist eine alternative Streckenplanung notwendig
- Anteil der auskoppelbaren Wärmeleistung der Biogasanlage zu gering bzw. zu hohe Kosten für Spitzenlastabdeckung für rentablen Betrieb
- Fehlendes Interesse potenzieller Wärmeabnehmer (Akzeptanz)
- Fehlendes Folgekonzept bzw -energieträger das Wärmenetzes für die Phase nach dem Biogasbetrieb (Nutzungszeit eines Wärmenetz liegt bei über 30 Jahre).

### 2.6.3. Verfahrensoption 2: Netzausbau – Mikrogasnetz (Anlagenpooling)

Wenn mehrere Biogasanlagen über Mikrogasleitungen zusammengeschlossen werden, um eine gemeinsame Produktion und Gasnetzeinspeisung von Biomethan zu ermöglichen, spricht man von „Biomethan-Anlagenpooling“ (siehe Abbildung 10).

Diese Verfahrensoption kann unter bestimmten Umständen eine wirtschaftliche Alternative zur bisherigen Vor-Ort-Verstromung darstellen. Dies gilt vor allem, wenn die Standorte der jeweiligen Anlagen keine Alternative, wie z. B. Wärmevermarktung, ermöglichen.

Die Anlagenbetreiber können so am Geschäftsfeld Biomethan auch bei jeweils geringer Rohgasproduktion partizipieren. Entscheidend ist, eine möglichst hohe Biogasmenge zu bündeln, um den Effekt der Größendegression bei der Investition einer Biogasaufbereitungsanlage zu nutzen. Durch technische (Mindestgröße der eigenen Anlage) und räumliche Faktoren (Distanz zum Gasnetz und zu benachbarten Anlagen, günstige topographische Bedingungen) wird die Wirtschaftlichkeit solcher Projekte wesentlich beeinflusst. Nur, wenn genug Biogas innerhalb eines räumlich eng begrenzten Gebietes bereitgestellt werden kann, können die spezifischen Kosten für die Aufbereitung niedrig genug gehalten werden, um marktfähige Preise generieren zu können.

Bei dieser Option entfällt das vorherige BHKW an der Biogasanlage sowie, je nach betrachtetem Basis-Modell, weitere Technik wie beispielsweise externe Gasspeicher und Wärmepufferspeicher, die für einen flexiblen Betrieb mit Versorgung von Wärmesenken notwendig wäre.

#### 2.6.3.1. Modellbeschreibung und Optionsziel

In den modellhaften Betrachtungen der Verfahrensoption 2 - Mikrogasnetz wird die erzeugte Biogasmenge aus drei Biogasanlagen (Mikro+Aufb 1 – 3) durch den Bau eines Mikrogasnetzes gebündelt (Anlagenpooling) und über eine Biogassammelleitung einer zentralen Biogasaufbereitungsanlage zugeführt. In dieser wird das Rohbiogas zu Biomethan aufbereitet und einem Vermarkter übergeben (siehe Abbildung 10). Dieser kann

das Biomethan dann beispielsweise ins Erdgasnetz einspeisen und/oder über eine Biogastankstelle als Kraftstoff vertreiben.

Zu beachten ist, dass die Kosten von Errichtung und Betrieb des Mikrogasnetzes hier auf die einzelnen Biogasanlagen umgelegt werden. Und zwar entsprechend des Anteils der jeweils eingespeisten Gasbruttoenergiemenge an der an die BGAA übergebene Gasgesamtbruttoenergiemenge. Der Investitionsbedarf und die Betriebskosten des Mikrogasnetzes sowie die Erlöse aus dem Biomethanverkauf verteilen sich wie folgt: zu 10,1 % auf die Modellanlagen Mikro+Aufb 1, 31,0 % auf Mikro+Aufb 2 und 58,9 % auf Mikro+Aufb 3.

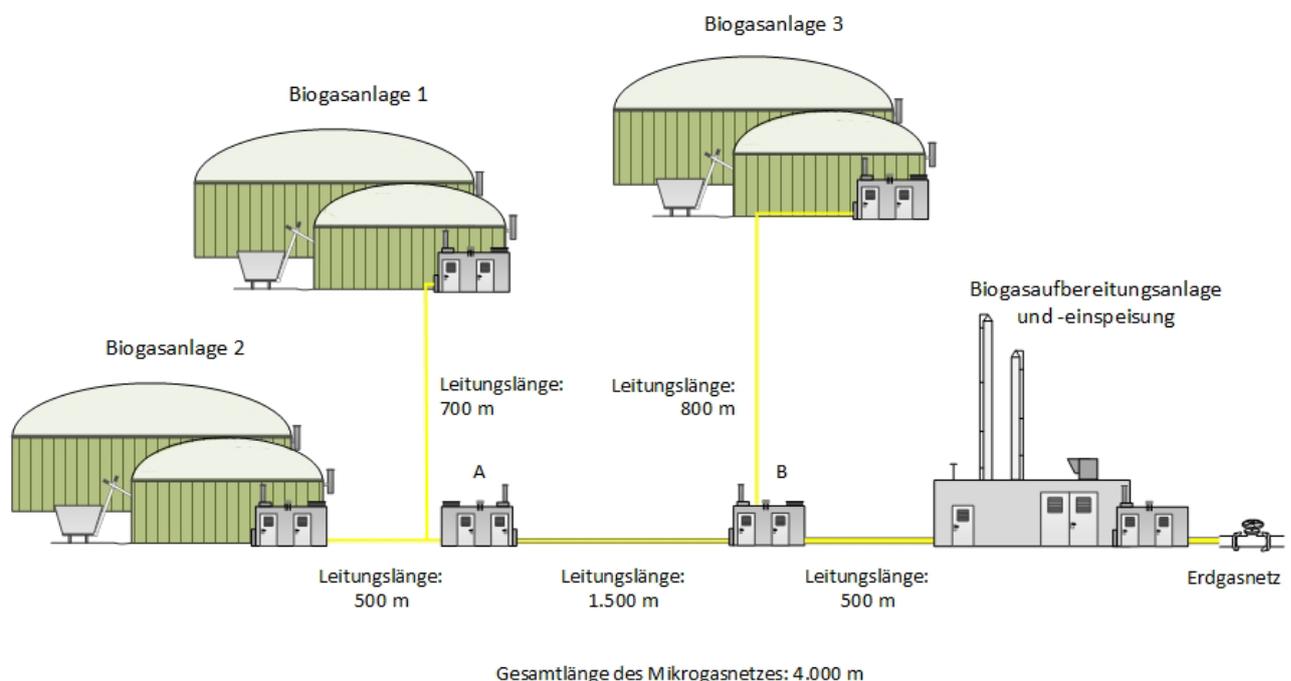


Abbildung 10: Darstellung des Modells Mikrogasnetz/Anlagenpooling (Verfahrensoption 2).  
© KTBL; Grafik: B. Wirth; Illustration: M. Paterson

### 2.6.3.2. Technische Anpassungen und Auswirkungen der Verfahrensoption Mikrogasnetz mit zentraler Gasaufbereitung

#### 2.6.3.2.1. Mikrogasnetz und Biogasaufbereitungsanlage

Das Rohgas der Modellanlage Mikro+Aufb 1 (137 kW<sub>el</sub>) wird durch eine Biogasleitung mit einer Leitungslänge von 700 m zu einem gemeinsamen Biogassammelpunkt (A) mit dem Rohgas von Mikro+Aufb 2 (457 kW<sub>el</sub>; Leitungslänge 500 m) geleitet. Von dort wird das Biogas über eine Leitungslänge von 1.500 m zu einem zweiten Sammelpunkt (B) überführt, an dem das Biogas von Modellanlage Mikro+Aufb 3 (913 kW<sub>el</sub>; Leitungslänge 800 m) übergeben wird. Die Gesamtmenge des Biogases aus den drei Modellanlagen wird anschließend durch eine 500 m lange Gasleitung weitergeleitet und an eine zentrale Biogasaufbereitungsanlage (Aminwäsche) mit einer Aufbereitungskapazität von 700 m<sup>3</sup>/h

Rohgas übergeben. Bei den Kalkulationen wird angenommen, dass eine Verlegung der Biogasleitung im Graben durch unversiegeltem Baugrund erfolgt.

An den Modellanlagen wird das vorgereinigte Biogas (entfeuchtet und feinentschwefelt) mit einem Radialverdichter verdichtet, die Menge und Qualität des Gases mit einem Ultraschallgasmengenzähler gemessen und in das Mikrogasnetz eingespeist. Bei Bedarf kann die BGA vom Mikrogasnetz mit einem Absperrventil getrennt werden.

#### 2.6.3.2.2. BHKW

Das Bestands-BHKW inkl. Stromnetzanschluss wird stillgelegt. Ein für eine flexible Fahrweise ggf. notwendiger externer Gasspeicher wird nicht benötigt. Auch nicht benötigt wird ein Wärmepufferspeicher, da die gesamte erzeugte Biogasmenge eingespeist wird und keine weitere Wärmeabnahme außer für die Fermenterbeheizung erfolgt.

#### 2.6.3.2.3. Prozesswärme und Strombedarf

Die Wärme zur Beheizung der Fermenter sowie die Prozesswärme für die Aminwäsche wird extern bereitgestellt. Für die Bereitstellung der Wärme wurde in beiden Fällen ein Preis von 5 Ct/kWh<sub>th</sub> angesetzt.

Obschon der Strombedarf an den Anlagen aufgrund der BHKW-Stillegung und des nicht benötigten Wärmepufferspeichers zunächst um durchschnittlich 45 % im Vergleich zu den Basis-Modellanlagen fiel, übertraf der Strombedarf für das Anlagenkonzept nach Hinzunahme des Mikrogasnetzes (Verdichterstrom) den der Basisanlagen, wenn auch nicht bei allen Modellen gleichermaßen. So erhöhte sich der Strombedarf bei der Modellanlage Mikro+Aufb 1 lediglich um 0,5 %, hingegen bei der Anlage Mikro+Aufb 3 um 6,2 % und bei Mikro+Aufb 2 sogar um 9,8 % im Vergleich zu den Basis-Modellen (Tabelle 16).

Tabelle 16: Kenndaten der Betriebsmodelle Mikro + Aufb 1, 2 und 3 nach Installation eines Mikrogasnetzes in Kombination mit einer Biogasaufbereitungsanlage mit Biomethaneinspeisung

Betriebsmodell	Einheit	Mikro + Aufb 1 (Basis 1)	Mikro + Aufb 2 (Basis 2)	Mikro + Aufb 3 (Basis 3)
<b>Bemessungsleistung</b>		<b>137 kW<sub>el</sub></b>	<b>457 kW<sub>el</sub></b>	<b>913 kW<sub>el</sub></b>
Rohbiogasmenge	m <sub>N</sub> <sup>3</sup> /a	604.713	1.861.644	3.537.900
	m <sub>N</sub> <sup>3</sup> /h	685		
Bruttoenergie Rohgas (H <sub>s,N</sub> )	kWh H <sub>s,N</sub> /a	3.614.590	11.125.219	21.143.145
	kWh H <sub>s,N</sub> /a	35.882.954		
BGA-Einspeisedruck ins Mikrogasnetz	mbar	200	239	199
Übergabedruck an BGAA	mbar	86		
Gesamtnetzlänge	m	4.000		
Ultraschallgasmengenzähl er inkl. Gasanalyse	-	1	1	1
Gasverdichter inkl. MSR- Technik und Sicherheitsüberwachung (Radialverdichter)	m <sup>3</sup> /h	250	250	500

Anzahl Absperrventil mit Getriebe und Durchleitungskapazität	n / m <sup>3</sup> /h	2 je 250 2 je 500 1 je 800		
Länge der Biogasleitung (unversiegelter Baugrund, im Graben verlegt) und Durchleitungskapazität	m / m <sup>3</sup> /h	1200 / 250 2300 / 500 500 / 800		
Kondensatsammelschacht Ex-geschützt	n	3		
Anstieg Strombedarf im Vgl. zu Basis-Modell	%	0,5	9,8	6,2
Aubereitungs- und Biogasaufbereitungsanlage inkl. MSR-Technik und Gasfackel (Aminwäsche)	m <sup>3</sup> /h Rohgas	700		
Vollbenutzungsstunden	h/a	8.575		
Wärmebedarf abzüglich Rekuparation	kWh <sub>th</sub> /a	1.801.277		
Biomethaneinspeisung (H <sub>s,n</sub> )	kWh H <sub>s,N</sub> /a	35.847.071		

### 2.6.3.3. Hemmnisse und Anforderungen bei der Optionsumsetzung

Mögliche Hemmnisse für die Umsetzung könnten z.B. sein:

- Rohgas: große Entfernung zwischen den kooperierenden Biogasanlagen und damit verbundenen Steigerung der Leitungskosten,
- Biomethan: große Entfernung zum Gaseinspeisepunkt; entscheidend hierbei ist, dass das Gasnetz möglichst nah am Standort der Einspeisung verläuft,
- Bereitschaft anderer Anlagenbetreibender am Pooling ist relevant; unterschiedliche Projektvorstellungen der Akteure können eine Projektumsetzung erschweren,
- hoher Investitionsbedarf oder Betriebskosten durch schwierige topographische Verhältnisse (z.B. Mehraufwand durch zusätzliche Verdichterstationen oder zahlreiche Unterführungen von Infrastruktur),
- benötigte Durchleitungsgenehmigungen von Flächen Dritter; ggf. fallen Durchleitungskosten an oder es ist eine alternative Streckenplanung notwendig,
- relativ hoher Betriebsaufwand, für mehrere kleinere Biogasanlagen mit geringer Biogasbereitstellungsmenge auch bei Einbeziehung eines spezialisierten Partners für die Biomethanvermarktung, im Vergleich zu großen Anlagen oder wenige gepoolte Biogasanlagen mit höheren Rohgasmengen.

Für weitere mögliche Hemmnisse siehe Verfahrensoption „Biomethan“ in Abschnitt 2.6.5.

### 2.6.4. Verfahrensoption 3: Flexibilisierung

Die Biogasverwertungskonzepte der meisten Bestandsbiogasanlagen sehen die Grundlastproduktion vom Strom vor. Zukünftig wird die Energiebereitstellung aus zwei Anteilen bestehen: einem von der Witterung sowie der Tages- und Jahreszeit abhängigem Anteil und einem von diesen Faktoren unabhängigen, flexibel steuerbaren Anteil.



Der flexible Anteil muss ausreichen, um die Residuallast – also die Differenz zwischen Strombedarf und -erzeugung aus den fluktuierenden Quellen Wind- und Sonnenenergie – zu bedienen. Dabei werden große Teile der Strommengen von Windenergie- und Fotovoltaikanlagen (Versorgungsquantität) erzeugt, während die flexiblen Stromerzeugungseinheiten, z. B. Biogasanlagen, verstärkt Aufgaben der Versorgungssicherheit (Versorgungsqualität) übernehmen (KTBL 2013b).

Der langfristig planbare Grundlastbedarf sinkt entsprechend und damit der Bedarf an unflexiblen Kraftwerken, die nur Grundlast bereitstellen können. Dies trifft auch für jene Biogasanlagen zu, die darauf ausgelegt sind, den erzeugten Strom unabhängig vom Bedarf konstant ins Netz einzuspeisen (KTBL 2013b).

Bei der bedarfsgerechten Stromerzeugung wird die Stromproduktion in Zeiten hohen Bedarfs gesteigert und in Zeiten geringer Nachfrage reduziert. Mit dem EEG 2012 und folgenden wurden Instrumente eingeführt, die eine solche bedarfsorientierte Stromproduktion von Biogasstrom fördern.

#### 2.6.4.1. Modellbeschreibung und Optionsziel

In den modellhaften Betrachtungen der Verfahrensoption 3 (Flexibilisierung) wird bei den KWK-Anlagen die Anlagenflexibilität zur Stromerzeugung durch den Ausbau an BHKW-Leistung aufgezeigt. Eine schematische Darstellung der betrachteten Option „Flexibilisierung“ zeigt Abbildung 11.

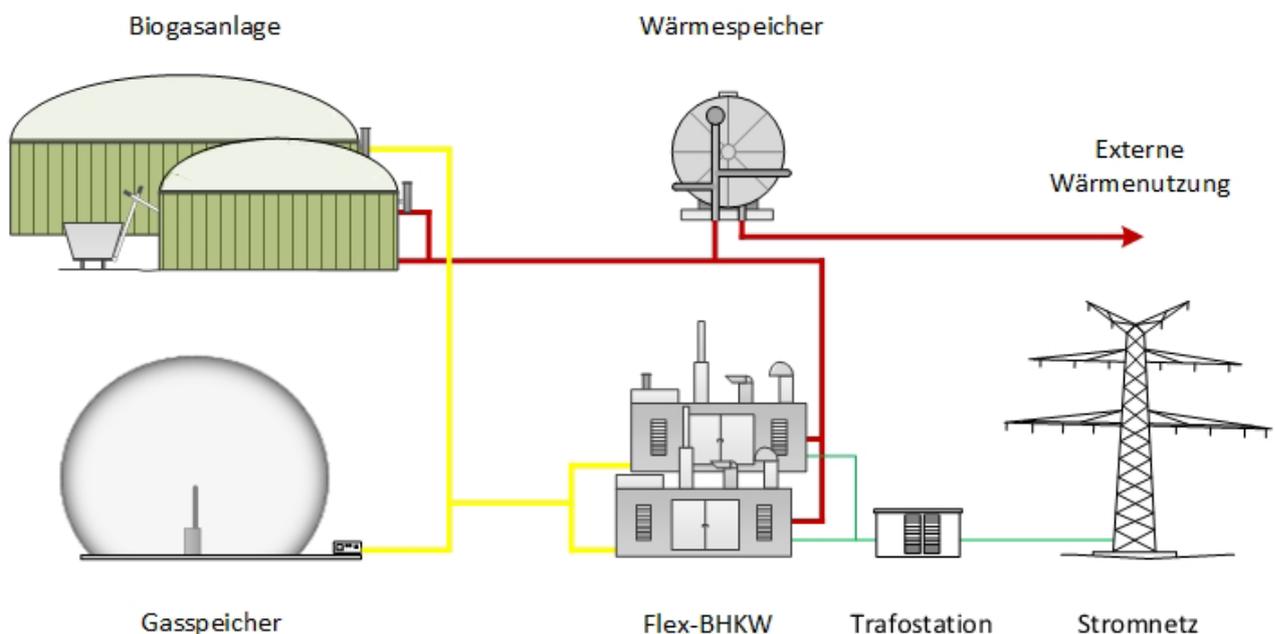


Abbildung 11: Schematische Darstellung der Option Flexibilisierung (Verfahrensoption 3) © KTBL; Grafik und Illustration: M. Paterson

Ziel ist es, die zeitliche Stromerzeugung und -einspeisung so zu optimieren, dass bei Stromeinspeisung in Zeitfenstern mit hohen Stromverkaufspreisen höhere Eröse erzielt werden können.

Anzumerken ist, dass sich bei steigender BHKW-Überbauung höhere Spotmarktpreise erzielen lassen. Angenommen wurde eine Fahrweise mit 2 BHKW-Starts am Tag und einem durchschnittlichen jährlichen Spotmarktpreis von 6,19 €/MWh (2,2-fach), 7,23 €/MWh (3-fach) und 8,12 €/MWh (4-fach), abzüglich 10 % Vermarktungskosten (vgl. Kapitel 2.3.6).

Beim Betrieb von flexibel betriebenen BHKW wurde unterstellt, dass sich ihre Standzeit bei steigender Flexibilität und damit einhergehender kürzerer Betriebszeit verlängert (vgl. Kapitel 2.3.1.1).

Der Flexibilitätszuschlag und der Wärmeverkauf sind weitere Nebeneinnahmen, die berücksichtigt wurden. Anlagen, die über die Ausschreibung weiterbetrieben werden, gelten als Neuanlagen und haben Anspruch auf den Flexzuschlag in Höhe von 65 €/kW inst. Leistung. Unterstellt wurde eine externe Wärmenutzung von 35 % der erzeugten Wärme. Das Konzept zeigt sich wirtschaftlich, wenn die zusätzlichen Erlöse aus Stromvermarktung und Wärmeverkauf höher sind als die Kosten für Bau und Betrieb der zur Flexibilisierung benötigten Technik.

#### *2.6.4.2. Technische Anpassungen und Auswirkungen der Verfahrensoption Flexibilisierung*

##### *2.6.4.2.1. BHKW*

Bei den unter der Anlagenklasse 2 geführten Flexibilitätsmodellen wird ein doppelt (Modell 3-Flex 2/5) bis dreifach (Modell 4-Flex 2/5) größeres BHKW-Aggregat installiert. Demgegenüber wird bei den Basis-Modellen für den Weiterbetrieb lediglich die Installation eines zweiten, etwa gleich großen BHKW zusätzlich zum Bestands-BHKW angenommen. Der zusätzliche Aufwand bei der technischen Einbindung der BHKW (MSR-Technik, Wärmeleitungen, Gasleitungen), wurde mit berücksichtigt. Außerdem wurde der Netzanschluss und die Gasreinigung (Feinentschwefelung und Entfeuchtung) sowie das Gasmanagement an die zu erwartende Leistung bei gleichzeitigem Betrieb der BHKW angepasst.

##### *2.6.4.2.2. Externer Doppelmembrangas- und Wärmepufferpeicher*

Aufgrund der geringeren BHKW-Laufzeit und folglich niedrigeren Vollbenutzungsstunden wurden die externen Doppelmembrangasspeicher bei den Modellanlagen 3-Flex 2 und 4-Flex 2 größer dimensioniert, als dies für die Basis-Modellanlage durch die Ausschreibungsertüchtigung notwendig wurde. Die Modellanlage 4-Flex 5 erhielt einen externen Gasppeicher, dieser war im Basis-Modell nicht notwendig. Darüberhinaus wurde der Wärmepufferspeicher bei den Flex-Modellen größer dimensioniert (Tabelle 17).

Insgesamt verminderte sich der Strombedarf der Modellanlagen im Vergleich zu den Basmodellen um 0,1 % Punkte.

### 2.6.4.2.3. Substrateinsatz

Durch eine bessere Substratausnutzung (Effizienz) infolge des höheren elektrischen BHKW-Wirkungsgrades konnte der Maiseinsatz bei gleicher Stromproduktion bei den Betriebsmodellen 3- bzw. 4-Flex 2 im Gegensatz zur Basisanlage Basis 2 um 328 t/a verringert werden, bei 3- bzw. 4-Flex 5 um 470 t/a gegenüber Basis 5. Dies wiederum führte zu einer geringfügigen Reduzierung der Gärrestanfallmenge und damit zu einer Erhöhung der Gärrestlagerdauer. Die hydraulische Gesamtverweilzeit im gasdichten System verlängerte sich um etwa 3,8 % bei den Flex-Betriebsmodellen zu Basis 2 und um etwa 1,8 % bei den Flex-Modellen zu Basis 5 (siehe Tabelle 17).

Tabelle 17: Kenndaten der Betriebsmodelle 3-Flex 2, 4-Flex 2, 3-Flex 5 und 4-Flex 5 bei Flexibilisierung der Stromproduktion mit 3- bzw. 4facher Überbauung

Betriebsmodell	Einheit	3-Flex 2	4-Flex 2	3-Flex 5	4-Flex 5
		(Basis 2)		(Basis 5)	
<b>Bemessungsleistung</b>		<b>457 kW<sub>el</sub></b>			
Installierte Leistung	kW <sub>el</sub>	1.500	2.000	1.500	2.000
Kosubstrat- / WD-Anteil	%	64 / 36	63 / 37	39 / 61	38 / 62
Substratmengen	t/a	4.824 MS	4.683 MS	4.426 MS	4.284 MS
		3.200 GS	3.200 GS	2.600 GS	2.600 GS
		4.550 RG	4.550 RG	11.000 RG	11.000 RG
Gesamtsubstratmenge	t/a	12.574	12.433	18.026	17.884
Gärrestanfall	t/a	10.250	10.149	15.746	15.645
Gärrestlagerkapazität	d/a	280	283	278	280
Gesamtraumbelastung in aktiven Stufen	kg <sub>oTM</sub> / (m <sup>3</sup> · d)	2,3	2,2	1,2	1,2
Hydraulische Gesamtverweilzeit im gasdichten System	d	261	264	227	228
Rückgang Eigenstrombedarf im Vgl. zu Basis-Modell	%	0,1	0,1	0,1	0,1
Rohbiogasmenge	m <sup>3</sup> /a	1.789.586	1.758.515	1.767.620	1.736.549
Bruttoenergie Rohgas (H <sub>s,n</sub> )	kWh/a	10.695.248	10.509.851	10.695.248	10.509.851
Wärmepufferspeicher (oberirdisch stehend), inkl. MSR-Technik und Wasseraufbereitung	m <sup>3</sup>	200	200	200	200
Externer Doppelmembrangasspeicher	m <sup>3</sup>	1.600	2.100	-	570
Gasreinigung (2. BHKW)	m <sup>3</sup> /h	460	700	460	700
2. BHKW inkl. Einbindung in die BGA	kW <sub>el</sub>	1.000	1.500	1.000	1.500
Stromnetzanschluss	kVA	2.500	3.500	2.500	3.500
Flex-Faktor		3,3	4,4	3,3	4,4
Vollbenutzungsstunden	h/a	2.694	2.020	2.694	2.020
Gesamtraumbelastung in aktiven Stufen	kg <sub>oTM</sub> / (m <sup>3</sup> · d)	2,3	2,2	1,2	1,2

#### 2.6.4.3. Hemmnisse der Optionsumsetzung

Mögliche Hemmnisse für die Umsetzung könnten z.B. sein:

- hoher Investitionsbedarf bei einer Vielfach-Überbauung der BHKW-Technik wie der Gasspeichererweiterung,
- Kapazitätsgrenzen des öffentlichen Netzes könnte eine Leistungs-Obergrenze für die Erweiterung vorgeben,
- für Standorte mit einem hohen Anteil volatiler erneuerbarer Energien im Stromnetz (z.B. Windstrom nahe der Küste), erhöht sich die Eingriffe in die Erzeugungsleistung (Redispatch 2.0).

#### 2.6.5. Verfahrensoption 4: Biomethan (Modell Biomethaneinspeisung mit/ohne CNG-Tankstelle)

Für Landwirte gibt es mehrere Möglichkeiten der wirtschaftlichen Verwertung von Biogas. Neben der Biogasverstromung vor Ort kann die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan und Einspeisung in das Erdgasnetz eine interessante Alternative darstellen. Das Erdgassubstitut kann aus dem Gasnetz heraus sowohl zur Energieproduktion an Wärmesenken, für stoffliche Zwecke in der Industrie oder auch als Kraftstoff eingesetzt werden.

Biomethan als Kraftstoff einzusetzen ist eine bisher nur wenig genutzte Option, wobei die Nutzung von Biomethan für den Verkehrssektor sich innerhalb kürzester Zeit von knapp 400 GWh auf über 1.000 GWh verdoppelt hat (dena 2021). Der Einsatz von Biomethan als Antriebsenergie ermöglicht für Post-EEG-Biogasanlagen die Erschließung eines lokalen und vielversprechenden Geschäftsfeldes.

Die Biomethanherzeugung bietet sich vor allem dann an, wenn keine Wärmenutzung am BHKW-Standort realisiert werden kann und damit keine Wärmeerlöse generiert werden können. Voraussetzung ist, dass sich nahe der Anlage eine Erdgasleitung befindet, in die eine Gaseinspeisung möglich ist.

Die Option Biomethan könnte für zahlreiche Biogasanlagenbetreibenden interessant sein, da sie zum einen ein Weiterbetrieb auch ohne eine EEG-Vergütung ermöglicht und zum anderen die Vermarktung von Biomethan als Kraftstoff zusätzliche Einnahmen durch den THG-Quotenhandel verspricht.

##### 2.6.5.1. Modellbeschreibung und Optionsziel

In den modellhaften Betrachtungen der Verfahrensoption 4 (Biomethan) wird eine Biogasanlage auf Biogasaufbereitung umgestellt. Ziel ist es, Biomethan zu produzieren und zu vermarkten. Betrachtet werden zwei Möglichkeiten der Biomethanvermarktung. Bei der unter der Anlagenklasse 3 aufgeführten Modellanlage Aufb 3 wird der CO<sub>2</sub>-Anteil des Rohbiogas mit einer Biogasaufbereitungsanlage abgetrennt und anschließend das Biomethan in einer Biogaseinspeiseanlage odorisiert, auf Netzdruck komprimiert und in das Erdgasnetz (Versorgungsnetz) eingespeist.

Im Unterschied zur Modellanlage Aufb 3 wird bei Modellanlage Aufb+Tank 3 ein Teil des Biomethans in das Erdgasnetz eingespeist und das restliche Gas durch eine Biogasleitung



einer hofeigenen Biomethantankstelle zugeführt, verdichtet und als Kraftstoff verkauft. Für die Modellbetrachtungen wird ein Verkaufspreis für Biomethan für die Einspeisung von 8 Ct/kWh und für Kraftstoff von 1,23 €/kg angenommen (vgl. Kapitel 2.3.8).

#### 2.6.5.2. *Technische Anpassungen und Auswirkungen der Verfahrensoption Biomethan mit und ohne Kraftstoffnutzung*

##### 2.6.5.2.1. *BHKW und Wärmepufferpeicher*

Bei den beiden Betriebsmodellen Aufb 3 und Aufb+Tank 3 werden die BHKW inkl. Trafostation sowie Wärmepufferspeicher nicht benötigt und kalkulatorisch in den Berechnungen nicht berücksichtigt.

##### 2.6.5.2.2. *Biogasaufbereitungsanlage und -tankstelle*

In den beiden dargestellten Betriebsmodellen wird das Rohbiogas in einer Aminwäsche mit einer Aufbereitungskapazität von 500 m<sup>3</sup>/h Rohgas zu Biomethan aufbereitet. Die angenommene Entfernung zur Biogaseinspeiseanlage (BGEA) und dem Einspeisepunkt sind 800 m. Betriebskosten für Betriebsmittel der BGEA bleiben kalkulatorisch unberücksichtigt. Angenommen werden für die Biogasaufbereitungsanlage 8.400 Vollbenutzungsstunden, was einer Anlagenauslastung von 84 % entspricht. Im Unterschied zum Modell Aufb 3, in der 100% der Biomethanmenge eingespeist werden, werden im Modell Aufb+Tank 3 lediglich 73 % der produzierten Biomethanmenge eingespeist und die verbliebenen 27 % über eine Hof-tankstelle mit einer Verdichterleistung von 125 mN<sup>3</sup>/h verkauft. Unterstellt wird, dass 60 Fahrzeuge am Tag mit einer Tankfüllung von 18 kg je Fahrzeug betankt werden.

##### 2.6.5.2.3. *Prozesswärme und Strombedarf*

Die Wärme zur Beheizung der Fermenter sowie die Prozesswärme für die Aminwäsche werden extern bereitgestellt. 52 % des Gesamtwärmebedarfs wird zur Regeneration des Waschmittels der BGAA benötigt. Für die Bereitstellung der Wärme wird ein Preis von 5 Ct/kWh<sub>th</sub> angesetzt.

Im Vergleich zum Basis-Modell 3 stieg der Strombedarf bei Modell Aufb 3 um 12 % auf 817.121 kWh/a und bei Aufb+Tank 3 um 38 % auf 1.008.746 kWh/a (siehe Tabelle 18).

Tabelle 18: Kenndaten der Betriebsmodelle Aufb 3 und Aufb+Tank 3 nach Installation einer Biogasaufbereitungsanlage mit Biomethaneinspeisung, bei Anlage Aufb+Tank 3 mit teilweiser Kraftstoffnutzung (CNG)

Betriebsmodell	Einheit	Aufb_3		Aufb_Tank_3	
		(Basis 3)			
		913 kW <sub>el</sub>			
Bemessungsleistung					
Verfahrensoption		Biomethan- einspeisung	Biomethaneinspeisung + CNG-Kraftstoff		
Rohbiogasmenge	m <sup>3</sup> /h Rohgas	3.537.900			
Bruttoenergie Rohgas (H <sub>s,n</sub> )	m <sup>3</sup> /h Rohgas	21.143.145			
Aufbereitungskapazität Biogasaufbereitungsanlage inkl. MSR-Technik und Gasfackel (Aminwäsche)	m <sup>3</sup> /h Rohgas	500			
Vollbenutzungsstunden	h/a	8.400			
Entfernung Einspeisepunkt	m	800			
Wärmebedarf inkl. Rekuparation <sup>1)</sup>	kWh <sub>th</sub> /a	3.091.203			
Biomethaneinspeisung (H <sub>s,n</sub> ) <sup>2)</sup>	kWh/a	21.122.002	15.320.752		
Strombedarf	kWh <sub>el</sub> /a	817.121	1.008.746		
Verdichterkapazität (CNG- Hoftankstelle) <sup>3)</sup>	m <sup>3</sup> /h	-	125		
Anzahl Fahrzeugbetankungen <sup>4)</sup>	Kfz/d	-	60		
Kraftstoff (Biomethan)	kg/a	-	378.000		

<sup>1)</sup> bei 0,6 kWh/m<sup>3</sup> Rohgas und Wärmerekuparation 0,3 kWh/m<sup>3</sup> Rohgas; <sup>2)</sup> Methanschluß BGAA 0,1%;

<sup>3)</sup> bei einer Verdichterlaufzeit von 12 h/d; <sup>4)</sup> bei je 18 kg/Tankfüllung

### 2.6.5.3. Hemmnisse der Optionsumsetzung

Mögliche Hemmnisse für die Umsetzung könnten z.B. sein:

- zu geringe Rohgasmenge (geringer als 500 m<sup>3</sup>/h Rohgas) führen zu hohen spezifischen Aufbereitungskosten,
- Erdgaseinspeisepunkt nicht vorhanden oder zu weit entfernt für rentablen Anschluss,
- hoher Investitionsbedarf bzw. Betriebskosten durch schwierige topographische Verhältnisse für Einspeiseleitung (z.B. Mehraufwand durch zusätzliche Verdichterstationen) oder zahlreiche Unterführungen von Infrastruktur,
- benötigte Durchleitungsgenehmigungen von Flächen Dritter für Einspeiseleitung; ggf. fallen Durchleitungskosten an oder es ist eine alternative Streckenplanung notwendig
- langläufige Wärmelieferverpflichtungen aus der vorherigen Vor-Ort-Verstromung über die 1. Förderperiode
- kein lokaler Absatzmarkt für die Biogastankstelle vorhanden.

## 2.7. Ergebnis der Wirtschaftlichkeitskalkulationen

Wie bereits im Kapitel 2.1.2 beschrieben wurden insgesamt fünf Praxismodellanlagen in drei Leistungsklassen mit zwei Substrat-Zusammensetzungen erstellt, die den Anforderungen zur Teilnahme an den Ausschreibungen der 2. EEG-Förderperiode genügen. Auf Grundlage dieser Basis-Modelle wurden in Kombination mit vier Verfahrensoptionen 15 Betriebsmodelle erstellt (Tabelle 1). Untersucht wurde einerseits, ob der wirtschaftliche Anlagenbetrieb bereits bei Einhaltung der genannten Mindestanforderungen in der Ausschreibung möglich ist und in Kombination mit ausgesuchten Verfahrensoptionen evtl. gesteigert werden kann oder ob nur in Kombination mit einer Verfahrensoption ein wirtschaftlicher Betrieb erreicht werden kann.

Nachfolgend werden die Ergebnisse der durchgeführten Wirtschaftlichkeitskalkulationen dargestellt, unterteilt in Ergebnisse der Basis-Modellanlagen und denen der Betriebsmodelle. Bei den Basis-Modellanlagen werden die Ergebnisse aller Anlagenklassen gegenübergestellt. Die Ergebnisse der Betriebsmodelle hingegen werden für jede Anlagenklasse im Vergleich zum Basis-Modell und getrennt für die Produkte Strom bzw. Gas dargestellt und bewertet.

In den aufgeführten Abbildungen werden für die Modellanlagen die produktspezifischen variablen und fixen Kosten sowie die Strom-/Biomethangestehungskosten unter Berücksichtigung von Nebeneinnahmen als gestapelte Säulen dargestellt. Die Gesamtkosten bestehend aus der Summe von variablen und fixen Kosten entsprechen den Stromgestehungskosten ohne Berücksichtigung der Nebeneinnahmen. Nebeneinnahmen sind Erlöse, die außerhalb der Primärprodukte Strom oder Biomethan entstehen und die auf die Gesamtkosten angerechnet werden und so die Stromgestehungskosten mindern. Außerdem wird der anlagenspezifische Gewinn oder Verlust aufgezeigt. Als Orientierung und zur Beurteilung der Ergebnisse sind der maximale Ausschreibungswert von 18,22 Ct/kWhel und der durchschnittliche Zuschlagswert der Ausschreibung für Biomasse von 17,48 Ct/kWhel bzw. der angenommene Biomethanverkaufspreis von 8,0 Ct/kWh ( $H_{s,N}$ ) als gestrichelte Linie abgebildet.

Neben den Abbildungen sind die individuellen Kalkulationsergebnisse im Detail in Tabellen dargestellt. Zusätzlich zu den Leistungen, den fixen, variablen und Gesamtkosten werden auch die Stromgestehungskosten mit und ohne Nebeneinnahmen sowie der kalkulatorische Gewinnbeitrag aufgezeigt.

### 2.7.1. Wirtschaftlichkeit der Basis-Modellanlagen

Bei Betrachtung der Abbildung 12 und der Tabelle 19 ist eine Größendegression der Gesamtkosten in Abhängigkeit von der Anlagenleistung zu erkennen. Außerdem befinden sich die Gesamtkosten der fünf Basis-Modellanlagen über dem maximalen Ausschreibungswert. Werden die Nebeneinnahmen mit berücksichtigt, können unter den gegebenen Randbedingungen und Annahmen lediglich die Basis-Modellanlagen Basis 2 und Basis 3, beides NawaRo-Anlagen, ein positives wirtschaftliches Ergebnis erzielen. Auch ohne Berücksichtigung der Nebeneinnahmen liegt das Basis-Modell 3 mit

0,61 Ct/kWh<sub>el</sub> nur knapp über dem maximal möglichen Ausschreibungswert von 18,22 Ct/kWh<sub>el</sub> von 2021. Unter Berücksichtigung der Wärmeeinnahmen übersteigen die Einnahmen die Gesamtkosten um 47.338 €/a. Die spezifischen Stromgestehungskosten sinken auf 14,54 Ct/kWh<sub>el</sub> und sind damit die niedrigsten für alle Basis-Modellanlagen. Entsprechend ist auch der erzielte Gewinn von 235.188 €/a am höchsten. Die nötigen Mehrinvestitionen für einen Weiterbetrieb von 1.435.582 € und die damit verbundenen Zusatzkosten werden überkompensiert.

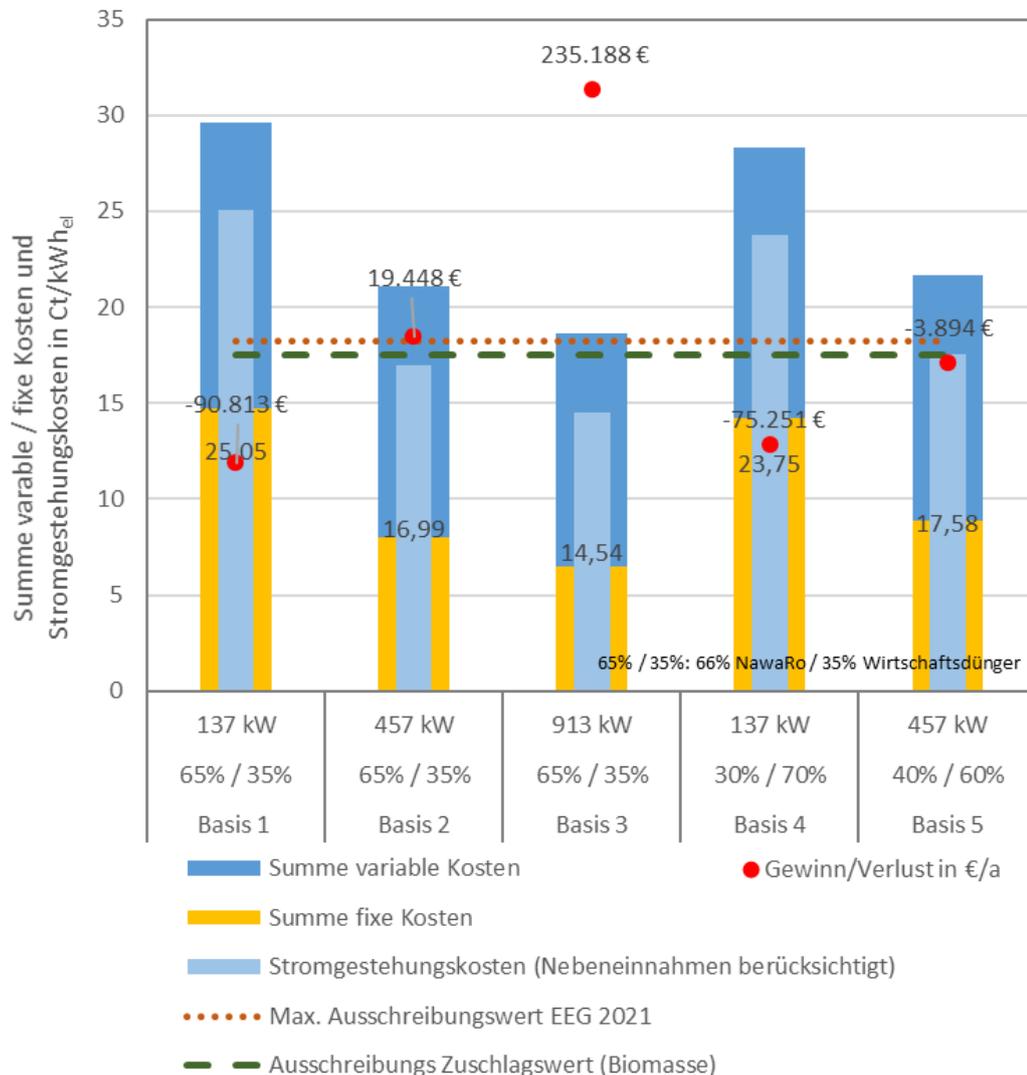


Abbildung 12: Summe der variablen und fixen Kosten sowie spezifische Stromgestehungskosten in Ct/kWh<sub>el</sub> und Gewinn / Verlust in €/a der 5 Basis-Modellanlagen. Linien: Maximaler Ausschreibungswert für 2022 sowie durchschnittlicher mengengewichteter Zuschlagswert (Bundesnetzagentur, 2021b)

Die Basis-Modellanlage Basis 2 der Anlagenklasse 2 (457 kW<sub>el</sub>) kann nur unter Einbezug aller Nebeneinnahmen spezifische Stromgestehungskosten von 16,99 Ct/kWh<sub>el</sub> erreichen und so mit einem Gewinn von 19.448 €/a ein wirtschaftliches Betriebsergebnis erzielen. Die Zusatzkosten der Mehrinvestitionen von 947.000 € werden kompensiert. Demgegenüber

kann die gleichgroße Modellanlage Basis 5 mit deutlich höherem Gülleanteil trotz geringerer Mehrinvestitionen für den Weiterbetrieb und weniger Substratkosten kein positives Betriebsergebnis erzielen. Bei ihr liegen die spezifischen Stromgestehungskosten bei 17,58 Ct/kWh<sub>el</sub>. Reinvestitionen für Rührwerke und die damit verbundenen Steigerungen an Fixkosten (Abschreibung), Instandhaltung und Stromverbrauch sind ein Hauptgrund für einen negativen Gewinn von - 3.894 €/a (Tabelle 19).

Bei Betrachtung der Anlagenklasse 1 (137 kW<sub>el</sub>) zeigt sich ein klares Ergebnis. Beide Basis-Modelle Basis 1 und 4 können unabhängig vom Substrateinsatz nicht wirtschaftlich betrieben werden. Die Nebeneinnahmen reichen bei Weitem nicht aus, um die Mehrinvestitionen für einen Weiterbetrieb (586.395 € bei Basis 1 und 485.092 € bei Basis 4) sowie die damit verbundenen Zusatzkosten zu kompensieren.

Die geringeren Gesamtkosten bei Basis 4 rühren u.a. daher, dass über den Tragluftdächern genügend Gasspeicherkapazität für einen flexiblen Anlagenbetrieb vorgehalten werden kann und somit im Gegensatz zum Basis-Modell 1 kein externer Doppelmembrangasspeicher installiert werden musste. Bei den stärker Gülle-basierten Anlagen sind im Verhältnis zur Anlagenleistung eine größere Anzahl an Rührwerken verbaut als bei den NawaRo-Anlagen, da mehr Gär- und Lagerraum vorhanden ist. Dadurch fallen im Vergleich zur Basis höhere Mehraufwände für Rührwerke, Wartungen/Reparaturen, Betriebsmittel und Strombedarf sowie Kosten für Laboranalysen an. Diese Mehraufwände werden jedoch durch Einsparungen bei den Substraten und beim Lohn überkompensiert. Die spezifischen Stromgestehungskosten und der kalkulatorische Gewinnbeitrag belaufen sich bei Basis 1 auf 25,05 Ct/kWh<sub>el</sub> und - 90.813 €/a, bei Basis 4 auf 23,75 Ct/kWh<sub>el</sub> und - 75.251 €/a.

Tabelle 19: Investitionsbedarf für den Weiterbetrieb sowie Leistungs-/Kostenrechnung der ausschreibungsertüchtigten Basis-Modellanlagen Basis 1 – 5 (BML 137, 457 und 913 kW<sub>el</sub>)

Leistungs-/ Kostenart	Einheit	Basis 1	Basis 2	Basis 3	Basis 4	Basis 5
	BML	137 kW <sub>el</sub>	457	913	137	457
	Sub.	65 % / 35 %			30 % / 70 %	
Investition für Weiterbetrieb	€	586.395	947.200	1.435.582	485.092	845.896
Spezifische Investition für Weiterbetrieb	€/kW <sub>el</sub>	4.280	2.073	1.572	3.541	1.851
<b>Leistungen</b>						
Stromeinnahmen	€/a	209.760	699.200	1.398.400	209.760	699.200
Wärmeeinnahmen	€/a	26.682	72.394	137.527	26.682	72.394
Flexibilitätszuschlag	€/a	21.125	68.250	143.000	21.125	68.250
EPEX-Einnahmen	€/a	6.720	22.400	44.800	6.720	22.400
Summe Leistungen	€/a	264.287	862.244	1.723.727	264.287	862.244
<b>Variable Kosten</b>						
Substrate	€/a	115.237	358.906	681.846	92.944	316.550
Betriebsstoffe	€/a	27.964	80.824	154.166	38.454	105.591
Wartungen und Reparaturen	€/a	35.143	81.961	132.290	37.408	89.045
Laboranalysen	€/a	766	1.290	1.290	1.290	1.290
Summe variable Kosten	€/a	178.344	521.692	968.302	168.806	510.928
<b>Fixe Kosten</b>						
Abschreibung	€/a	125.039	235.242	385.122	121.120	264.177
Zinsansatz Anlagenkapital	€/a	23.705	43.220	69.973	22.867	47.165
Versicherungen	€/a	7.902	14.407	23.324	7.622	15.722
Lohnkosten	€/a	18.465	22.756	30.860	17.478	22.668
Gemeinkosten	€/a	1.644	5.479	10.959	1.644	5.479
Summe fixe Kosten	€/a	176.755	321.104	520.237	170.732	355.211
<b>Gesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>355.099</b>	<b>842.795</b>	<b>1.488.539</b>	<b>339.537</b>	<b>866.138</b>
<b>Spezifische Stromgestehungskosten (ohne Nebeneinnahmen)</b>	<b>Ct/kWh<sub>el</sub></b>	<b>29,59</b>	<b>21,07</b>	<b>18,61</b>	<b>28,29</b>	<b>21,65</b>
<b>Spezifische Stromgestehungskosten (inkl. Nebeneinnahmen)</b>	<b>Ct/kWh<sub>el</sub></b>	<b>25,05</b>	<b>16,99</b>	<b>14,54</b>	<b>23,75</b>	<b>17,58</b>
<b>Gewinn / Verlust</b>	<b>€/a</b>	<b>- 90.813</b>	<b>19.448</b>	<b>235.188</b>	<b>- 75.251</b>	<b>- 3.894</b>

Sub.: Substratmix (Kosubstrat- / WD-Anteil); WD: Wirtschaftsdünger; BML: Bemessungsleistung

## 2.7.2. Wirtschaftlichkeitsvergleich Basis-Modellanlagen vs. Betriebsmodelle (Strom- und Wärmeproduktion)

In diesem Kapitel werden die Basis-Modellanlagen unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten mit denjenigen Betriebsmodellen verglichen, die Strom- und Wärme aus dem BHKW-Betrieb erzeugen und vermarkten.

### 2.7.2.1. *Wirtschaftlichkeitsvergleich Anlagenklasse 1 (137 kW<sub>el</sub>, Basismodell 1, 4 vs. Betriebsmodell)*

In der Anlagenklasse 1 (137 kW<sub>el</sub>) werden die Basis-Modelle Basis 1 (NawaRo-Anlage) und Basis 4 (Gülle dominierte Anlage) mit den beiden Betriebsmodellen Substrat 1 und Substrat 4 der Verfahrensoption 1 Substrate verglichen. In der Tabelle 20 sind die zu vergleichenden Basis-Modelle und Betriebsmodelle rot gerahmt.

Bei den Modellen Substrat 1 und 4 wurde die notwendige Substrataufbereitungstechnik zur Nutzung von alternativen Maissubstraten installiert und ein Anteil von Mais durch günstigere Substrate ersetzt. Die Ergebnisse der Berechnungen zeigt Abbildung 13 sowie Tabelle 21. Die nötigen Mehrinvestitionen gegenüber der Basisvariante betragen für Substrat 1 und 4 je 20.466 € und verursachen eine Steigerung der Fixkosten, Strom-, Wartungs- und Reparaturkosten um insgesamt 8.375 €/a (0,69 Ct/kWh<sub>el</sub>) bei Substrat 1 und um 6.498 €/a (0,52 Ct/kWh<sub>el</sub>) bei Substrat 4. Dem stehen Einsparungen bei den Substratkosten von 17.808 €/a (1,48 Ct/kWh<sub>el</sub>) bei Substrat 1 und von 11.495 €/a (0,96 Ct/kWh<sub>el</sub>) bei Substrat 4 gegenüber.

Es zeigt sich, dass die Spezifischen Stromgestehungskosten der einsatzstoffoptimierten Modellanlagen im Vergleich zu ihren Basisvarianten bei Substrat 1 um 0,79 Ct/kWh<sub>el</sub> auf 24,26 Ct/kWh<sub>el</sub> und bei Substrat 4 um 0,42 Ct/kWh<sub>el</sub> auf 23,33 Ct/kWh<sub>el</sub> gesenkt werden konnten. Dennoch liegen diese auch nach der Verfahrensoptimierung durch einen Wechsel der Einsatzstoffe sowohl für die NawaRo- als auch für die stärker Gülle-basierte Anlage noch weit über dem Zuschlagswert für Biomasseanlagen im Rahmen der Ausschreibung. Ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb ist unter den getroffenen Annahmen bei einem negativen Betriebsergebnis von – 81.380 €/a bei Substrat 1 und - 70.255 €/a Substrat 4 nicht möglich.

Tabelle 20: Übersicht über die betrachteten Basis-Modelle und Verfahrensoption sowie die daraus entstehenden Betriebsmodelle und der zu vergleichenden Basis-Modelle und Betriebsmodelle der Anlagenklasse 1 (rot gerahmter Bereich). Klassifizierung nach installierter elektrischer BHKW-Leistung<sup>1)</sup>

Basis-Modelle			Verfahrensoption						
Modell	Anlagen- klasse / BHKW- Leistung <sup>1)</sup> / BML	Substrat mix- Anteile NawaRo/ WD	Option 1 Substrate	Option 2 Netzausbau		Option 3 Flexibilisierung		Option 4 Biomethan	
				Nah- wärme- netz	Mikro- gas- netz (Pooling)	3-Flex	4-Flex	Gasnetzein- speisung	Gasnetzein- speisung mit Tankstelle
Basis 1	Anlagenklas- se 1: 150 kW <sub>el</sub> / 137 kW <sub>el</sub>	65 % / 35 %	Substrat 1	-	Mikro+ Aufb 1	-	-	-	-
Basis 4		30 % / 70 %	Substrat 4	-	-	-	-	-	-
Basis 2	Anlagen- klasse 2: 500 kW <sub>el</sub> / 457 kW <sub>el</sub>	65 % / 35 %	Substrat 2	Nahwärme 2	Mikro+ Aufb 2	3-Flex 2	4-Flex 2	-	-
Basis 5		40 % / 60 %	Substrat 5	Nahwärme 5	-	3-Flex 5	4-Flex 5	-	-
Basis 3	Anlagen- klasse 3: 1.000 kW <sub>el</sub> / 913 kW <sub>el</sub>	65 % / 35 %	Substrat 3	Nahwärme 3	Mikro+ Aufb 3	-	-	Aufb 3	Aufb+ Tank 3
Produkt			Strom, Wärme	Strom, Wärme	Biomethan	Strom, Wärme		Biomethan	Biomethan auch als Kraftstoff

BML: Bemessungsleistung; NawaRo: Nachwachsende Rohstoffe; WD: Wirtschaftsdünger

<sup>1)</sup> Installierte el. BHKW-Leistung der Bestandsbiogasanlage vor der Ausschreibungsertüchtigung für einen Weiterbetrieb nach Anforderungen des EEG 2021

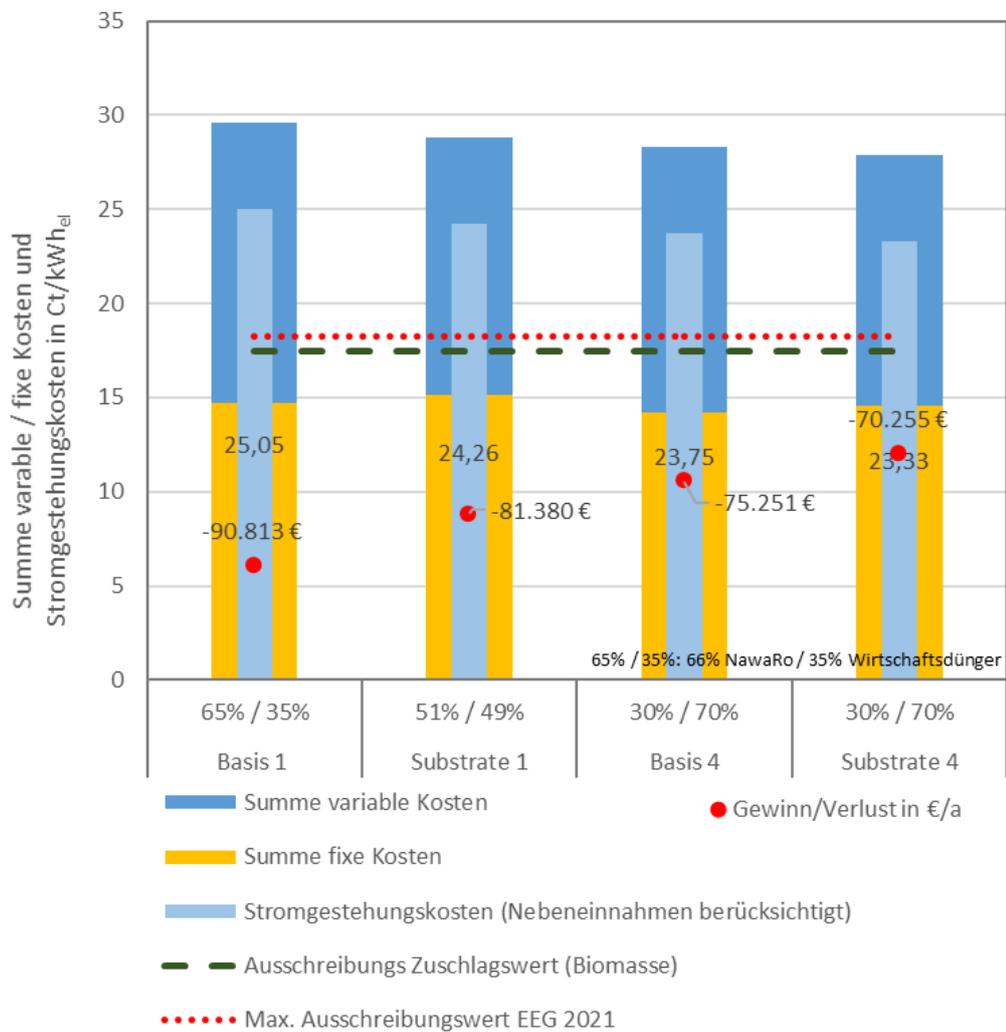


Abbildung 13: Summe der variablen und fixen Kosten sowie spezifische Stromgestehungskosten in Ct/kWh<sub>el</sub> und Gewinn / Verlust in €/a der Basis-Modellanlagen 1 und 4 sowie Option „Substrate“ in der Anlagenklasse 1 (137 kW<sub>el</sub>). Linien: Maximaler Ausschreibungswert für 2022 sowie durchschnittlicher mengengewichteter Zuschlagswert (Bundesnetzagentur, 2021 b)

Tabelle 21: Investitionsbedarf für den Weiterbetrieb sowie Leistungs-/Kostenrechnung der ausschreibungsertüchtigten Basis-Modellanlagen Basis 1 und Basis 4 im Vergleich zu den Betriebsmodellen Substrat 1 und Substrat 4 (BML 137 kW<sub>el</sub>)

Leistungs-/ Kostenart	Einheit	Basis 1	Substrate 1	Basis 4	Substrate 4
	BML	137 kW <sub>el</sub>			
	Sub.	65 % / 35 %	55 % / 45 %	30 % / 70 %	28 % / 72 %
Investition für Weiterbetrieb	€	586.395	606.861	485.092	505.558
Spez. Investition für Weiterbetrieb	€/kW <sub>el</sub>	4.280	4.430	3.541	3.690
<b>Leistungen</b>					
Stromeinnahmen	€/a	209.760	209.760	209.760	209.760
Wärmeeinnahmen	€/a	26.682	26.682	26.682	26.682
Flexibilitätszuschlag	€/a	21.125	21.125	21.125	21.125
EPEX-Einnahmen	€/a	6.720	6.720	6.720	6.720
Summe Leistungen	€/a	264.287	264.287	264.287	264.287
<b>Variable Kosten</b>					
Substrate	€/a	115.237	97.429	92.944	81.449
Betriebsstoffe	€/a	27.964	29.900	38.454	39.668
Wartungen und Reparaturen	€/a	35.143	36.862	37.408	38.821
Laboranalysen	€/a	766	766	1.290	1.290
Summe variable Kosten	€/a	178.344	164.191	168.806	159.938
<b>Fixe Kosten</b>					
Abschreibung	€/a	125.039	127.670	121.120	123.371
Zinsansatz Anlagenkapital	€/a	23.705	24.131	22.867	23.239
Versicherungen	€/a	7.902	8.044	7.622	7.746
Lohnkosten	€/a	18.465	19.987	17.478	18.603
Gemeinkosten	€/a	1.644	1.644	1.644	1.644
Summe fixe Kosten	€/a	176.755	181.475	170.732	174.603
<b>Gesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>355.099</b>	<b>345.667</b>	<b>339.537</b>	<b>334.542</b>
<b>Spezifische Stromgestehungskosten (ohne Nebeneinnahmen)</b>	<b>Ct/kWh<sub>el</sub></b>	<b>29,59</b>	<b>28,81</b>	<b>28,29</b>	<b>27,88</b>
<b>Spezifische Stromgestehungskosten</b>	<b>Ct/kWh<sub>el</sub></b>	<b>25,05</b>	<b>24,26</b>	<b>23,75</b>	<b>23,33</b>
<b>Gewinn / Verlust</b>	<b>€/a</b>	<b>- 90.813</b>	<b>- 81.380</b>	<b>- 75.251</b>	<b>- 70.255</b>

Sub.: Substratmix (Kosubstrat- / WD-Anteil); WD: Wirtschaftsdünger; BML: Bemessungsleistung

### 2.7.2.2. Wirtschaftlichkeitsvergleich Anlagenklasse 2 (457 kW<sub>el</sub>, Basis-Modell 2, 5 vs. Betriebsmodell)

In der Anlagenklasse 2 (457 kW<sub>el</sub>) werden die Basis-Modelle Basis 2 (NawaRo-Anlage) und Basis 5 (Gülle-Anlage) mit vier Betriebsmodellen aus drei Verfahrensoptionen verglichen.

Die mit den Basis-Modellen zu Betriebsmodellen kombinierten Verfahrensoptionen sind:

- Verfahrensoption 1 Substrate: Substrat 2 und Substrat 5
- Verfahrensoption 2 Nahwärmenetz: Nahwärme 2 und Nahwärme 5
- Verfahrensoption 3 Flexibilisierung: 3-Flex 2; 4-Flex 2 und 3-Flex 5; 4-Flex 5.

In der Tabelle 22 sind die zu vergleichenden Basis-Modelle und Betriebsmodelle rot gerahmt.

Tabelle 22: Übersicht über die betrachteten Basis-Modelle und Verfahrensoption sowie die daraus entstehenden Betriebsmodelle und der zu vergleichenden Basis-Modelle und Betriebsmodelle der Anlagenklasse 2 (rot gerahmter Bereich). Klassifizierung nach installierter elektrischer BHKW-Leistung<sup>1)</sup>

Basis-Modelle			Verfahrensoption						
Modell	Anlagen- klasse / BHKW- Leistung <sup>1)</sup> / BML	Substrat mix- Anteile NawaRo/ WD	Option 1 Substrate	Option 2 Netzausbau		Option 3 Flexibilisierung		Option 4 Biomethan	
				Nah- wärme- netz	Mikro- gas- netz (Pooling)	3-Flex	4-Flex	Gasnetzein- speisung	Gasnetzein- speisung mit Tankstelle
Basis 1	Anlagenklas- se 1: 150 kW <sub>el</sub> / 137 kW <sub>el</sub>	65 % / 35 %	Substrat 1	-	Mikro+ Aufb 1	-	-	-	-
Basis 4		30 % / 70 %	Substrat 4	-	-	-	-	-	-
Basis 2	Anlagen- klasse 2: 500 kW <sub>el</sub> / 457 kW <sub>el</sub>	65 % / 35 %	Substrat 2	Nahwärme 2	Mikro+ Aufb 2	3-Flex 2	4-Flex 2	-	-
Basis 5		40 % / 60 %	Substrat 5	Nahwärme 5	-	3-Flex 5	4-Flex 5	-	-
Basis 3	Anlagen- klasse 3: 1.000 kW <sub>el</sub> / 913 kW <sub>el</sub>	65 % / 35 %	Substrat 3	Nahwärme 3	Mikro+ Aufb 3	-	-	Aufb 3	Aufb+ Tank 3
Produkt			Strom, Wärme	Strom, Wärme	Biomethan	Strom, Wärme		Biomethan	Biomethan auch als Kraftstoff

BML: Bemessungsleistung; NawaRo: Nachwachsende Rohstoffe; WD: Wirtschaftsdünger

<sup>1)</sup> Installierte el. BHKW-Leistung der Bestandsbiogasanlage vor der Ausschreibungsertüchtigung für einen Weiterbetrieb nach Anforderungen des EEG 2021

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitskalkulationen werden nacheinander für die einzelnen Betriebsmodelle bzw. Basis-Modell-Verfahrensoptionskombinationen dargestellt und bewertet.

### 2.7.2.2.1. Verfahrensoption 1 Substrate: Substrat 2 und Substrat 5

Bei den Betriebsmodellen Substrat 2 und 5 wurde die notwendige Substrataufbereitungstechnik zur Nutzung von alternativen Substraten installiert und ein Anteil von Mais durch günstigere Substrate ersetzt. Die Ergebnisse der Berechnungen für die hauptsächlich mit NawaRo betriebenen Anlagen zeigen Abbildung 14 und Tabelle 23 und Abbildung 15 und Tabelle 24 für die Anlagen, deren Substratmix im wesentlichen aus Gülle besteht.

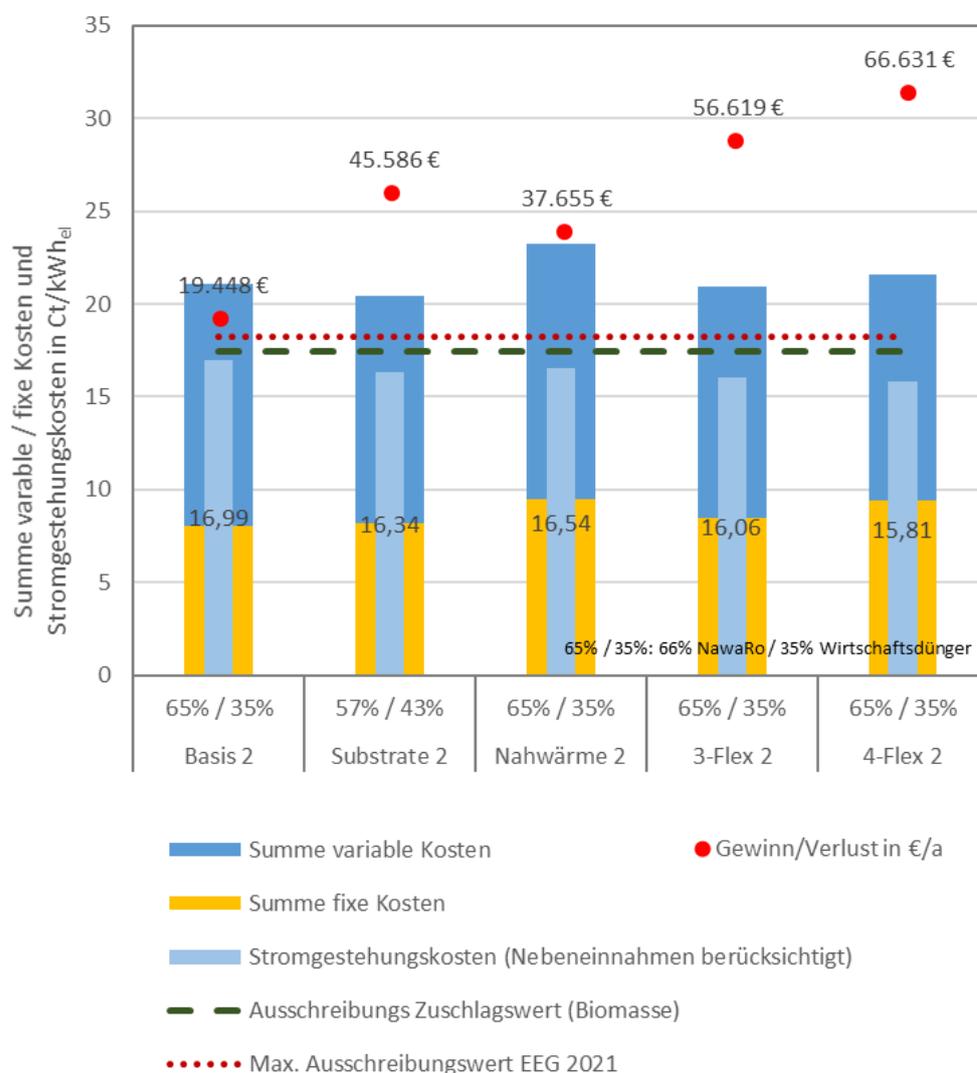


Abbildung 14: Summe der variablen und fixen Kosten sowie spezifische Stromgestehungskosten in Ct/kWh<sub>el</sub> und Gewinn / Verlust in €/a der Basis-Modellanlagen 2 und der betrachteten Optionen mit Strom-/ Wärmenutzung für die Anlagenklasse 2 (457 kW<sub>el</sub>). Linien: Maximaler Ausschreibungswert für 2022 sowie durchschnittlicher mengengewichteter Zuschlagswert (Bundesnetzagentur, 2021 b)

Die nötigen Mehrinvestitionen gegenüber dem Basis-Modell betragen für Substrat 2 und 5 je 34.850 € und verursachen eine Steigerung der Fixkosten, Strom-, Wartungs- und Reparaturkosten um insgesamt 19.516 €/a (0,49 Ct/kWh<sub>el</sub>) bei Substrat 2 und um 15.971 €/a (0,40 Ct/kWh<sub>el</sub>) bei Substrat 5. Dem stehen Einsparungen bei den Substratkosten von 45.654 €/a (1,14 Ct/kWh<sub>el</sub>) bei Substrat 2 und von 36.461 €/a (0,91 Ct/kWh<sub>el</sub>) bei Substrat 5 gegenüber. Es zeigt sich, dass die spezifischen Stromgestehungskosten der einsatzstoffoptimierten Modellanlagen im Vergleich zu ihren Basis-Modellen bei Substrat 2 um 0,65 Ct/kWh<sub>el</sub> auf 16,34 Ct/kWh<sub>el</sub> und bei Substrat 5 um 0,54 Ct/kWh<sub>el</sub> auf 17,07 Ct/kWh<sub>el</sub> gesenkt werden konnten. Bereits die Basisvarianten Basis 2 und 5 erreichten Stromgestehungskosten unter dem Zuschlagswerte im Rahmen der Ausschreibungen. Dies kann durch die Umstellung der Substrate bei beiden Anlagen noch unterboten werden. Der Gewinn konnte im Vergleich zur Ausgangssituation auf 45.586 €/a bei Substrat 2 und auf 16.338 €/a bei Substrat 5 gesteigert werden.

#### 2.7.2.2.2. Verfahrensoption 2: Nahwärmenetz: Nahwärme 2 und Nahwärme 5

Bei den Betriebsmodellen Nahwärme 2 und 5 wurde zu den Basis-Modellen die Technik für ein Nahwärmenetz zur Wärmeversorgung zweier Wohnsiedlungen zusätzlich installiert. Hierbei ist anzumerken, dass die Wärmeversorgungsstruktur der beiden Betriebsmodelle voneinander abweicht. Ein direkter Vergleich der beiden Betriebsmodelle untereinander ist daher nicht möglich, sondern lediglich die Einschätzung und Bewertung der Wirtschaftlichkeit im Vergleich zum jeweiligen Basis-Modell. Abbildung 14 und Tabelle 23 zeigen die Ergebnisse der Kalkulationen für die hauptsächlich mit NawaRo betriebenen und Abbildung 15 und Tabelle 24 diejenigen für die Anlagen, deren Substratmix im wesentlichen auf Gülle basiert.

Die nötigen Mehrinvestitionen gegenüber der Basisvariante betragen für Nahwärme 2 711.172 € und für Nahwärme 5 770.005 €. Der höhere Investitionsbedarf von 58.833 € bei Nahwärme 5 im Vergleich zu Nahwärme 2 ist der beschriebenen unterschiedlichen Netzstruktur geschuldet. Die Investitionen verursachen eine Steigerung der Fixkosten, Betriebsmittel-, Wartungs- und Reparaturkosten um insgesamt 87.968 €/a (2,20 Ct/kWh<sub>el</sub>) bei Nahwärme 2 und um 178.738 €/a (4,47 Ct/kWh<sub>el</sub>) bei Nahwärme 5. Beim Vergleich der anteiligen Kosten an den gesamten Kostensteigerungen zeigt sich, dass bei Nahwärme 2 die Kapitalkosten mit 68 % und Betriebsmittel mit etwa 10 % zu Buche schlagen, während bei Nahwärme 5 die Kapitalkosten um lediglich 37 %, die Betriebsmittel jedoch um 51 % steigen. Dies liegt daran, dass bei Nahwärme 5 Spitzenlastwärme zugekauft werden musste. Diese machte 43 % der gesamten Betriebsmittelkosten aus.

Den zusätzlichen Kosten stehen Einnahmesteigerungen aus dem Wärmeverkauf entgegen. Bei Nahwärme 2 konnten die Wärmeeinnahmen um 106.174 €/a (2,65 Ct/kWh<sub>el</sub>) und bei Nahwärme 5 um 225.483 €/a (5,64 Ct/kWh<sub>el</sub>) gesteigert werden.

Die Kosten aus den Mehrinvestitionen wurden also durch die Mehreinnahmen des Wärmeverkaufs kompensiert, sodass die spezifischen Stromgestehungskosten der Nahwärmebetriebsmodelle gegenüber ihren Basis-Modellen bei Nahwärme 2 um 0,45 Ct/kWh<sub>el</sub> auf 16,54 Ct/kWh<sub>el</sub> und bei Nahwärme 5 um 1,16 Ct/kWh<sub>el</sub> auf 16,42 Ct/kWh<sub>el</sub>

gesenkt werden konnte. In beiden Fällen liegt dies unter dem Ausschreibungszuschlagwert für Biomasseanlagen, den bereits die Basisanlagen unterbieten konnten. Wie durch die Substratumstellung gelingt auch durch den Zubau eines Nahwärmenetzes eine Erhöhung des unternehmerischen Gewinns im Vergleich zu den Basis-Modellen: Bei Nahwärme 2 steigt dieser um 94% auf 37.665 €/a und um 1194 % auf 42.591 €/a bei Nahwärme 5.

Tabelle 23: Investitionsbedarf für den Weiterbetrieb sowie Leistungs-/Kostenrechnung der ausschreibungsertüchtigten Basis-Modellanlage Basis 2 im Vergleich zu den Betriebsmodellen Substrat 1, Nahwärme 2, 3-Flex 2 und 4-Flex 2 (BML 457 kW<sub>el</sub>)

Leistungs-/ Kostenart	Einheit	Basis 2	Substrate 2	Nahwärme 2	3-Flex 2	4-Flex 2
	BML	457 kW <sub>el</sub>				
	Sub.	65 %/35%	58 %/42 %	65 %/35%	65%/35%	65%/35%
Investition für Weiterbetrieb	€	947.200	982.050	1.658.372	1.311.714	1.722.095
Spez. Investition für Weiterbetrieb	€/kW <sub>el</sub>	2.073	2.149	3.6295	2.870	3.768
<b>Leistungen</b>						
Stromeinnahmen	€/a	699.200	699.200	699.200	699.200	699.200
Wärmeeinnahmen	€/a	72.394	72.394	178.568	72.394	72.394
Flexibilitätszuschlag	€/a	68.250	68.250	68.250	97.500	130.000
EPEX-Einnahmen	€/a	22.400	22.400	22.400	26.000	29.200
Summe Leistungen	€/a	862.244	862.244	968.418	895.094	930.794
<b>Variable Kosten</b>						
Substrate	€/a	358.906	313.252	358.906	344.490	338.273
Betriebsstoffe	€/a	80.824	89.113	89.427	79.408	79.495
Wartungen und Reparaturen	€/a	81.961	86.378	101.487	73.905	69.322
Laboranalysen	€/a	1.290	1.290	1.290	1.290	1.290
Summe variable Kosten	€/a	521.692	488.744	549.821	497.803	487.090
<b>Fixe Kosten</b>						
Abschreibung	€/a	235.242	239.680	268.280	242.063	264.545
Zinsansatz Anlagenkapital	€/a	43.220	43.940	62.291	52.939	63.447
Versicherungen	€/a	14.407	14.647	20.764	17.646	21.149
Lohnkosten	€/a	22.756	24.168	24.129	22.544	22.453
Gemeinkosten	€/a	5.479	5.479	5.479	5.479	5.479
Summe fixe Kosten	€/a	321.104	327.914	380.943	340.672	377.073
<b>Gesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>842.795</b>	<b>816.658</b>	<b>930.764</b>	<b>838.475</b>	<b>864.163</b>
<b>Spezifisch Stromgestehungskosten (ohne Nebeneinnahmen)</b>	<b>Ct/kWh<sub>el</sub></b>	<b>21,07</b>	<b>20,42</b>	<b>23,27</b>	<b>20,96</b>	<b>21,60</b>

<b>Spezifisch Stromgestehungs- kosten</b>	<b>Ct/kWh<sub>el</sub></b>	<b>16,99</b>	<b>16,34</b>	<b>16,54</b>	<b>16,06</b>	<b>15,81</b>
<b>Gewinn / Verlust</b>	<b>€/a</b>	<b>19.448</b>	<b>45.586</b>	<b>37.655</b>	<b>56.619</b>	<b>66.631</b>

Sub.: Substratmix (Kosubstrat- / WD-Anteil); BML: Bemessungsleistung

### 2.7.2.2.3. Verfahrensoption 3: Flexibilisierung 3-Flex 2; 4-Flex 2 und 3-Flex 5; 4-Flex 5

Bei den Betriebsmodellen der Flexibilisierungsoption wurde in den Modellen 3-Flex 2 und 3-Flex 5 die installierte Leistung durch ein zusätzliches BHKW mit 1.000 kW<sub>el</sub> auf das 3-fache der Bemessungsleistung erhöht und in den Modellen 4-Flex 2 und 4-Flex 5 durch ein zusätzliches BHKW mit 1.500 kW<sub>el</sub> auf das 4-fache. Außerdem wurde die für den flexiblen Betrieb erforderliche weitere Technik installiert (Tabelle 17).

Die Ergebnisse der Kalkulationen für die hauptsächlich mit NawaRo betriebenen Anlagen zeigt die Abbildung 14 und die Tabelle 23 und für die Anlagen, deren Substratmix im wesentlichen auf Gülle basiert, die Abbildung 15 und die Tabelle 24.

Die nötigen Mehrinvestitionen gegenüber der Basisvariante betragen für die 3-fach überbauten Betriebsmodelle bei 3-Flex 2 364.714 € und bei 3-Flex 5 349.528 €. Für die 4-fach überbauten Modellanlagen belief sich der Investitionsbedarf bei 4-Flex 2 auf 775.095 € und bei 4-Flex 5 auf 830.116 €. Während also bei 3-facher Überbauung die Kosten für die NawaRo-Anlagen über denen der Gülle dominierten Anlage liegen, kehrt sich dies bei 4fach-Überbauung um. Dies hängt damit zusammen, dass bei der 4-fach-Gülle-Anlage die Gasspeicherkapazität der Tragluftdächer nicht mehr für einen flexiblen Anlagenbetrieb ausreichte und daher mit einem externen Doppelmembrangasspeicher erweitert werden musste.

Durch die Mehrinvestitionen der Flexibilisierung stiegen die Fixkosten bei den 3-Flex-Modellen um 19.568 €/a (0,49 Ct/kWh<sub>el</sub>) bei 3-Flex 2 und um 17.003 €/a (0,43 Ct/kWh<sub>el</sub>) bei 3-Flex 5. Bei den 4-Flex-Modellen stiegen die Fixkosten um 55.969 €/a (1,40 Ct/kWh<sub>el</sub>) bei 4-Flex 2 und um 62.854 €/a (1,57 Ct/kWh<sub>el</sub>) bei 4-Flex 5. D.h. die zusätzlichen Fixkosten verdrei- bzw. vervierfachen sich nahezu bei einer Erhöhung der Flexibilisierung von 3- auf 4-Fach.

Bei steigender elektrischer BHKW-Leistung steigt ebenfalls der elektrische Wirkungsgrad, sodass bei gleicher Stromproduktion Substrat eingespart wird. Den beschriebenen Mehrkosten stehen, durch die verbesserte BHKW Effizienz, Einsparungen bei den Substratkosten, Betriebsstoffen (Strom), Wartung und Reparaturen sowie Mehreinnahmen durch Flexzuschlag und Direktvermarktung (EPEX) gegenüber. Kosteneinsparungen bei den Betriebsmodellen für Strom und Wartung / Reparaturen ergeben sich aufgrund der geringeren BHKW-Vollbenutzungsstunden im Vergleich zu den Basis-Modellen. So sind bei 3-Flex 2 Einsparungen von insgesamt 23.888 €/a (0,60 Ct/kWh<sub>el</sub>), bei 3-Flex 5 von 24.571 €/a (0,61 Ct/kWh<sub>el</sub>), bei 4-Flex 2 von 34.601 €/a (0,87 Ct/kWh<sub>el</sub>) und bei 4-Flex 5 von 34.651 €/a (0,87 Ct/kWh<sub>el</sub>) zu verzeichnen.

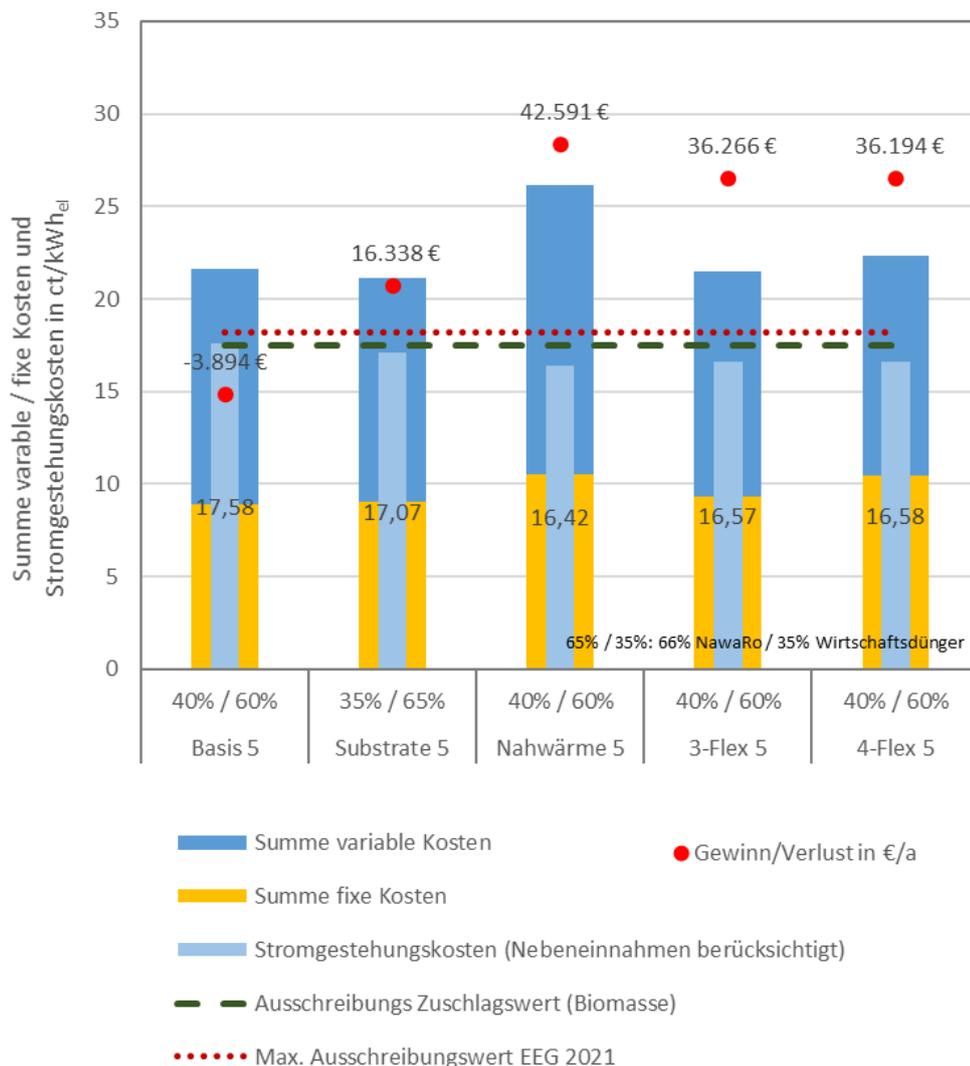


Abbildung 15: Summe der variablen und fixen Kosten sowie spezifische Stromgestehungskosten in Ct/kWh<sub>el</sub> und Gewinn / Verlust in €/a der Basis-Modellanlagen 5 und der betrachteten Optionen mit Strom-/Wärmenutzung für die Anlagenklasse 2 (457 kW<sub>el</sub>). Linien: Maximaler Ausschreibungswert für 2022 sowie durchschnittlicher mengengewichteter Zuschlagswert (Bundesnetzagentur, 2021b)

Die Mehreinnahmen aus Flexzuschlag und Direktvermarktung steigen im Vergleich zu den Basis-Modellen bei den 3-Flex-Anlagen um 32.850 €/a (0,82 Ct/kWh<sub>el</sub>) und bei den 4-Flex-Anlagen um 68.550 €/a (1,71 Ct/kWh<sub>el</sub>).

Bei den 3-Flex-Modellen können die Einsparungen bei den variablen Kosten somit die gestiegenen Fixkosten ausgleichen. Diese reichen hingegen bei den 4-Flex-Modellen nicht aus. Erst durch Einbeziehung der Mehreinnahmen werden die gestiegenen Kapitalkosten ausgeglichen. Unabhängig vom Substratmix konnten bei den untersuchten NawaRo- und Gülle-Modellanlagen mit der Erweiterung der Flexibilisierung die spezifischen Stromgestehungskosten weiter gesenkt werden. Bei den NawaRo-Betriebsmodellen 3-Flex 2 um 0,93 Ct/kWh<sub>el</sub> auf 16,06 Ct/ kWh<sub>el</sub> und bei 4-Flex 2 um 1,18 Ct/kWh<sub>el</sub> auf 15,81 Ct/ kWh<sub>el</sub>; bei den Gülle-Betriebsmodellen 3-Flex 5 um 1,01 Ct/kWh<sub>el</sub> auf 16,57 Ct/ kWh<sub>el</sub> und 4-Flex 5 um 1,00 Ct/kWh<sub>el</sub> auf 16,58 Ct/ kWh<sub>el</sub>. Ebenso gestiegen ist der Gewinn der Flex-

Modelle im Vergleich zu den Basis-Modellen und zwar bei den NawaRo-Modellen 3-Flex 2 auf 56.619 €/a, bei 4-Flex 2 auf 66.631 €/a und bei den Gülle-Modellen 3-Flex 5 bzw. 4-Flex 5 auf 36.266 €/a bzw. 36.194 €/a.

Tabelle 24: Investitionsbedarf für den Weiterbetrieb sowie Leistungs-/Kostenrechnung der ausschreibungsertüchtigten Basis-Modellanlage Basis 5 im Vergleich zu den Betriebsmodellen Substrat 5, Nahwärme 5, 3-Flex 5 und 4-Flex 5 (BML 457 kW<sub>el</sub>)

Leistungs-/ Kostenart	Einheit	Basis 5	Substrate 5	Nahwärme 5	3-Flex 5	4-Flex 5
	BML	457 kW <sub>el</sub>				
	Sub.	65% / 35%	58% / 42%	65% / 35%	65% / 35%	65% / 35%
Investition für Weiterbetrieb	€	845.896	880.747	1.615.901	1.195.424	1.676.012
Spez. Investition für Weiterbetrieb	€/kW <sub>el</sub>	1.851	1.927	3.536	2.616	3.667
<b>Leistungen</b>						
Stromeinnahmen	€/a	699.200	699.200	699.200	699.200	699.200
Wärmeeinnahmen	€/a	72.394	72.394	297.877	72.394	72.394
Flexibilitätszuschlag	€/a	68.250	68.250	68.250	97.500	130.000
EPEX-Einnahmen	€/a	22.400	22.400	22.400	26.000	29.200
Summe Leistungen	€/a	862.244	862.244	1.087.727	895.094	930.794
<b>Variable Kosten</b>						
Substrate	€/a	316.550	280.089	316.550	302.134	295.917
Betriebsstoffe	€/a	105.591	111.709	196.809	103.921	104.009
Wartungen und Reparaturen	€/a	89.045	92.732	111.125	80.560	76.609
Laboranalysen	€/a	1.290	1.290	1.290	1.290	1.290
Summe variable Kosten	€/a	510.928	484.529	624.484	486.614	476.535
<b>Fixe Kosten</b>						
Abschreibung	€/a	264.177	268.010	300.477	268.546	289.750
Zinsansatz Anlagenkapital	€/a	47.165	48.051	67.990	56.750	68.532
Versicherungen	€/a	15.722	16.017	22.663	18.917	22.844
Lohnkosten	€/a	22.668	23.819	24.042	22.522	22.459
Gemeinkosten	€/a	5.479	5.479	5.479	5.479	5.479
Summe fixe Kosten	€/a	355.211	361.377	420.651	372.214	418.065
<b>Gesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>866.138</b>	<b>845.906</b>	<b>1.045.136</b>	<b>858.828</b>	<b>894.600</b>
<b>Spezifische Stromgestehungskosten (ohne Nebeneinnahmen)</b>	<b>Ct/kWh<sub>el</sub></b>	<b>21,65</b>	<b>21,15</b>	<b>26,13</b>	<b>21,47</b>	<b>22,36</b>
<b>Spezifische Stromgestehungskosten</b>	<b>Ct/kWh<sub>el</sub></b>	<b>17,58</b>	<b>17,07</b>	<b>16,42</b>	<b>16,57</b>	<b>16,58</b>
<b>Gewinn / Verlust</b>	<b>€/a</b>	<b>- 3.894</b>	<b>16.338</b>	<b>42.591</b>	<b>36.266</b>	<b>36.194</b>

Sub.: Substratmix (Kosubstrat- / WD-Anteil); WD: Wirtschaftsdünger; BML: Bemessungsleistung

### 2.7.2.3. Wirtschaftlichkeitsvergleich Anlagenklasse 3 (913 kW<sub>el</sub>, Basis-Modell 3 vs. Betriebsmodell)

In der Anlagenklasse 3 (913 kW<sub>el</sub>) wird die Basis-Modelle Basis 3 (NawaRo-Anlage) mit zwei Betriebsmodellen unterschiedlicher Verfahrensoptionen verglichen. Die mit dem Basis-Modell zu Betriebsmodellen kombinierten Verfahrensoptionen sind:

- Verfahrensoption 1 Substrate: Substrat 3
- Verfahrensoption 2 Nahwärmenetz: Nahwärme 3.

In der Tabelle 25 sind die zu vergleichenden Basis-Modelle und Betriebsmodelle rot gerahmt.

Tabelle 25: Übersicht über die betrachteten Basis-Modelle und Verfahrensoption sowie die daraus entstehenden Betriebsmodelle und der zu vergleichenden Basis-Modelle und Betriebsmodelle der Anlagenklasse 3 (rot gerahmter Bereich). Klassifizierung nach installierter elektrischer BHKW-Leistung<sup>1)</sup>

Basis-Modelle			Verfahrensoption						
Modell	Anlagen- klasse / BHKW- Leistung <sup>1)</sup> / BML	Substrat mix- Anteile NawaRo/ WD	Option 1 Substrate	Option 2 Netzausbau		Option 3 Flexibilisierung		Option 4 Biomethan	
				Nah- wärme- netz	Mikro- gas- netz (Pooling)	3-Flex	4-Flex	Gasnetzein- speisung	Gasnetzein- speisung mit Tankstelle
Basis 1	Anlagen- klasse 1: 150 kW <sub>el</sub> / 137 kW <sub>el</sub>	65 % / 35 %	Substrat 1	-	Mikro+ Aufb 1	-	-	-	-
Basis 4		30 % / 70 %	Substrat 4	-	-	-	-	-	-
Basis 2	Anlagen- klasse 2: 500 kW <sub>el</sub> / 457 kW <sub>el</sub>	65 % / 35 %	Substrat 2	Nahwärme 2	Mikro+ Aufb 2	3-Flex 2	4-Flex 2	-	-
Basis 5		40 % / 60 %	Substrat 5	Nahwärme 5	-	3-Flex 5	4-Flex 5	-	-
Basis 3	Anlagen- klasse 3: 1.000 kW <sub>el</sub> / 913 kW <sub>el</sub>	65 % / 35 %	Substrat 3	Nahwärme 3	Mikro+ Aufb 3	-	-	Aufb 3	Aufb+ Tank 3
Produkt			Strom, Wärme	Strom, Wärme	Biomethan	Strom, Wärme		Biomethan	Biomethan auch als Kraftstoff

BML: Bemessungsleistung; NawaRo: Nachwachsende Rohstoffe; WD: Wirtschaftsdünger

<sup>1)</sup> Installierte el. BHKW-Leistung der Bestandsbiogasanlage vor der Ausschreibungsertüchtigung für einen Weiterbetrieb nach Anforderungen des EEG 2021

### 2.7.2.3.1. Verfahrensoption 1 Substrate: Substrat 3

Beim Betriebsmodell Substrat 3 wurde die notwendige Substrataufbereitungstechnik zur Nutzung von alternativen Substraten installiert und ein Anteil von Mais durch günstigere Substrate ersetzt. Die Ergebnisse der Berechnungen zeigen Abbildung 16 und Tabelle 26. Die nötigen Mehrinvestitionen gegenüber dem Basis-Modell betragen 60.377 € und verursachen eine Steigerung der Fixkosten, Strom-, Wartungs- und Reparaturkosten um insgesamt 28.806 €/a (0,36 Ct/kWh<sub>el</sub>). Demstehen Einsparungen bei den Substratkosten von 72.672 €/a (0,91 Ct/kWh<sub>el</sub>) gegenüber. Auch hier können die bereits für die Basisanlage unter dem Ausschreibungszuschlagswerte liegenden Stromgestehungskosten beim einsatzstoffoptimierten Betriebsmodell weiter gesenkt werden und zwar um 0,55 Ct/kWh<sub>el</sub> auf 13,99 Ct/kWh<sub>el</sub>. Der unternehmerische Gewinn der optimierten Anlage konnte im Vergleich zum Basis-Modell um 19 % auf 279.053 €/a gesteigert werden.

### 2.7.2.3.2. Verfahrensoption 2 Nahwärmenetz: Nahwärme 3

Beim Betriebsmodell Nahwärme 3 wurde zum Basis-Modell die Technik für ein Nahwärmenetz zur Wärmeversorgung zweier Wohnsiedlungen installiert (Tabelle 15). Das Ergebniss der Kalkulationen kann Abbildung 16 und Tabelle 26 entnommen werden.

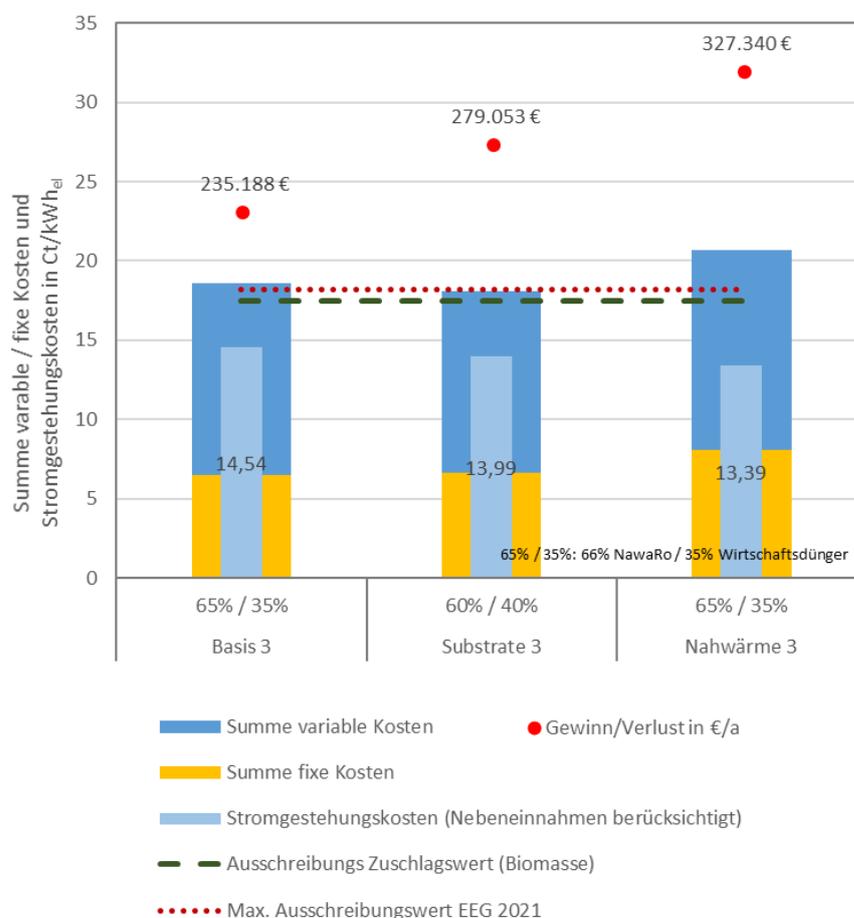


Abbildung 16: Summe der variablen und fixen Kosten sowie spezifische Stromgestehungskosten in Ct/kWh<sub>el</sub> und Gewinn / Verlust in €/a der Basis-Modellanlagen 3 und der betrachteten Optionen mit Strom-/Wärmenutzung für die Anlagenklasse 3 (913 kW<sub>el</sub>). Linien: Maximaler Ausschreibungswert für 2022 sowie durchschnittlicher mengengewichteter Zuschlagswert (Bundesnetzagentur, 2021 b)



Die nötigen Mehrinvestitionen gegenüber dem Basis-Modell betragen 909.320 €. Die Investitionen führen zu einer Erhöhung der Fixkosten, Betriebsstoff- (Strom), Wartungs- und Reparaturkosten um insgesamt 163.804 €/a (2,05 Ct/kWh<sub>el</sub>). Die höchsten anteiligen Kosten an den gesamten Kostensteigerungen haben die Kapitalkosten mit knapp 70 % gefolgt von Wartungen/Reparaturen mit etwa 16 % und den Betriebsstoffen mit 14 %.

Den höheren Kosten stehen zusätzliche Einnahmen aus dem Wärmeverkauf (255.955 €/a (3,20 Ct/kWh<sub>el</sub>)) gegenüber. Diese kompensieren die Mehrinvestitionen, sodass die spezifischen Stromgestehungskosten des Nahwärmemodells Nahwärme 3 gegenüber dem Basis-Modell um 1,15 Ct/kWh<sub>el</sub> auf 13,39 Ct/kWh<sub>el</sub> gesenkt werden konnten. Der Zuschlagswert für Biomasseanlagen im Rahmen der Ausschreibungen konnte also deutlich unterschritten werden. Für die Anlagenklasse 3 konnte so der unternehmerische Gewinn des Betriebsmodell mit Nahwärmenetz im Vergleich zum Basis-Modell um 39 % auf 327.340 €/a gesteigert werden.

Tabelle 26: Investitionsbedarf für den Weiterbetrieb sowie Leistungs-/Kostenrechnung der ausschreibungsertüchtigten Basis-Modellanlage Basis 3 im Vergleich zu den Betriebsmodellen Substrat 3 und Nahwärme 3 (BML 913 kW<sub>el</sub>)

Leistungs-/ Kostenart	Einheit	Basis 3	Substrate 3	Nahwärme 3
	<b>BML</b>	<b>913 kW<sub>el</sub></b>		
	<b>Sub.</b>	<b>65% / 35%</b>	<b>63% / 37%</b>	<b>65% / 35%</b>
Investition für Weiterbetrieb	€	1.435.582	1.495.959	2.344.902
Spez. Investition für Weiterbetrieb	€/kW <sub>el</sub>	1.572	1.639	5.131
<b>Leistungen</b>				
Stromeinnahmen	€/a	1.398.400	1.398.400	1.398.400
Wärmeeinnahmen	€/a	137.527	137.527	393.482
Flexibilitätszuschlag	€/a	143.000	143.000	143.000
EPEX-Einnahmen	€/a	44.800	44.800	44.800
Summe Leistungen	€/a	1.723.727	1.723.727	1.979.682
<b>Variable Kosten</b>				
Substrate	€/a	681.846	609.174	681.846
Betriebsstoffe	€/a	154.166	168.878	168.451
Wartungen und Reparaturen	€/a	132.290	136.418	158.000
Laboranalysen	€/a	1.290	1.290	1.290
Summe variable Kosten	€/a	968.302	914.470	1.008.296
Deckungsbeitrag	€/a			
<b>Fixe Kosten</b>				
Abschreibung	€/a	385.122	392.535	470.517
Zinsansatz Anlagenkapital	€/a	69.973	71.180	97.753

Versicherungen	€/a	23.324	23.727	32.584
Lohnkosten	€/a	30.860	31.803	32.233
Gemeinkosten	€/a	10.959	10.959	10.959
Summe fixe Kosten	€/a	520.237	530.203	644.046
<b>Gesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>1.488.539</b>	<b>1.444.673</b>	<b>1.652.342</b>
<b>Spezifische Stromgestehungskosten (ohne Nebeneinnahmen)</b>	<b>Ct/kWh<sub>el</sub></b>	<b>18,61</b>	<b>18,06</b>	<b>20,65</b>
<b>Spezifische Stromgestehungskosten</b>	<b>Ct/kWh<sub>el</sub></b>	<b>14,54</b>	<b>13,99</b>	<b>13,39</b>
<b>Kalkulatorischer Gewinnbeitrag</b>	<b>€/a</b>	<b>235.188</b>	<b>279.053</b>	<b>327.340</b>

Sub.: Substratmix (Kosubstrat- / WD-Anteil); WD: Wirtschaftsdünger; BML: Bemessungsleistung

### 2.7.3. Wirtschaftlichkeitsvergleich Basis-Modelle vs. Betriebsmodelle (Biomethanproduktion)

In diesem Kapitel wird die Basis-Modellanlage Basis 3 mit Betriebsmodellen mit Biomethanproduktion hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit verglichen und bewertet.

#### 2.7.3.1. Wirtschaftlichkeitsvergleich Anlagenklasse 3 (913 kW<sub>el</sub>; Basis-Modell 3 vs. Betriebsmodelle Biomethaneinspeisung und Kraftstoff)

In der Anlagenklasse 3 (913 kW<sub>el</sub>) wird das Basis-Modell Basis 3 (NawaRo-Anlage) mit zwei unterschiedlichen Betriebsmodellen der Biomethan-Verfahrensoption 4 zu Betriebsmodellen kombiniert. Die mit dem Basis-Modell zu Betriebsmodellen kombinierten Verfahrensoptionen sind (siehe Tabelle 25):

- Verfahrensoption 4 Gasnetzeinspeisung: Aufb 3 und
- Verfahrensoption 4 Gasnetzeinspeisung mit Tankstelle: Aufb+Tank 3.

##### 2.7.3.1.1. Verfahrensoption 4 Biomethan Gasnetzeinspeisung (Aufb 3)

Beim Betriebsmodell Aufb 3 wurde die notwendige Biogasaufbereitungstechnik zur Bereitstellung und Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz installiert (Tabelle 18). Die Kosten der Biogaseinspeiseanlage zur Anpassung des Biomethans auf Erdgasqualität und Netzdruck sind nach § 33 GasNZV (2021) berücksichtigt (vgl. Kap. 2.6.5). Die Ergebnisse der Berechnungen zeigen Abbildung 17 und Tabelle 27.

Obwohl die nötigen Mehrinvestitionen gegenüber dem Basis-Modell 506.071 € betragen, führen diese nicht zu einer Steigerung der Fixkosten. Dies ist dem Umstand geschuldet, dass im Betriebsmodell Aufb 3 investitionsintensive Baugruppen im Bereich der Biogaserzeugung, im Vergleich zum Basis-Modell, für den Weiterbetrieb nicht neu angeschafft werden mussten und daher keinen kalkulatorischen Einfluss auf die Abschreibungen hatten. So entfallen beispielsweise BHKW, Biogasreinigung und Trafostation bei der Biomethanbereitstellung. Kostensteigerungen für Lohn (6.866 €/a)

wirken sich nur geringfügig auf die zusätzlichen Fixkosten aus, sodass diese im Vergleich zum Basis-Modell um 73.847 €/a sinken. Demgegenüber steigen die Mehrkosten für Betriebsstoffe und Wartung / Reparaturen um insgesamt 194.816 €/a im Vergleich zum Basis-Modell stark an. Zugleich sinken die Einnahmen aus dem Biomethanverkauf im Vergleich zu den Stromeinnahmen im Basismodell Basis 3 um 33.967 €/a. Im Vergleich zur Strom- und Wärmevermarktung des Basis-Modells ist dennoch ein positives Betriebsergebnis zu erzielen. Der kalkulatorische Gewinnbeitrag beträgt für die Biomethaneinspeisung des Modells Aufb 3 80.252 €/a. Dieser Gewinn ist jedoch um etwa 66 % niedriger als im Basis-Modell Basis 3.

#### *2.7.3.1.2. Verfahrensoption 4 Biomethan Gasnetzeinspeisung mit Tankstelle (Aufb+Tank 3)*

Beim Betriebsmodell Aufb+Tank 3 wurde zusätzlich zur Biogasaufbereitungs- und Einspeisetechnik eine Tankstelle (Bau, Technik) installiert (Tabelle 18). Die Kosten der Biogaseinspeiseanlage zur Anpassung des Biomethans auf Erdgasqualität und Netzdruck sind nach Gasnetzzugangsverordnung berücksichtigt (vgl. Kap. 2.6.5). Die Ergebnisse der Berechnungen zeigen die Abbildung 17 und Tabelle 27.

Wie im Betriebsmodell Aufb 3 steigen die nötigen Mehrinvestitionen beim Biomethan-Tankstellen-Modell um 758.723 € gegenüber dem Basis-Modell Basis 3 stark an. Es gilt der gleiche Sachverhalt zum Wegfall an Baugruppen im Bereich der Biogaserzeugung wie im zuvor beschriebenen Modell Aufb 3. Jedoch fällt die Einsparung von 44.787 €/a an Fixkosten aufgrund des zusätzlichen Investitionsbedarfs für die Tankstellentechnik etwas geringer ausfällt als bei der reinen Biomethaneinspeisung im Modell Aufb 3.

Die Mehrkosten für Betriebsstoffe und Wartungen / Reparaturen steigen jedoch insgesamt um 244.733 €/a (25 %) stark an. Die Einnahmen aus Biomethaneinspeisung und Kraftstoffverkauf sind in Summe etwa gleich hoch wie bei der Strom- und Wärmevermarktung beim Basis-Modell. Im Vergleich zum Basis-Modell Basis 3 fällt der Gewinn allerdings um 85 % niedriger aus. Die Biomethangestehungskosten übertreffen die der ausschließlichen Biomethaneinspeisung um 0,14 Ct/kWh<sub>HS,N</sub> und steigen auf 7,76 Ct/kWh<sub>HS,N</sub>. Die Nebeneinnahmen aus dem Kraftstoffverkauf reichen bei einem angenommenen Biomethanpreis von 1,23 €/kg nicht aus, um die Kosten der Tankstellentechnik zu decken. Anzumerken ist, dass weitere Nebeneinnahmen, wie z.B. aus dem THG-Quotenhandel, kalkulatorisch nicht berücksichtigt wurden.

Insgesamt ist allerdings trotz der erheblichen Steigerung der variablen Kosten ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb möglich. Der kalkulatorische Gewinnbeitrag beträgt 36.083 €/a.

Zusammenfassend ist festzustellen. Eine Umrüstung auf Biomethaneinspeisung Aufb 3 bzw. Biomethaneinspeisung mit (Aufb+Tank 3) oder ohne (Aufb 3) Tankstelle ist auf Grundlage der hier getroffenen Annahmen und der derzeit erzielbaren Preisen für Biomethan wirtschaftlich.

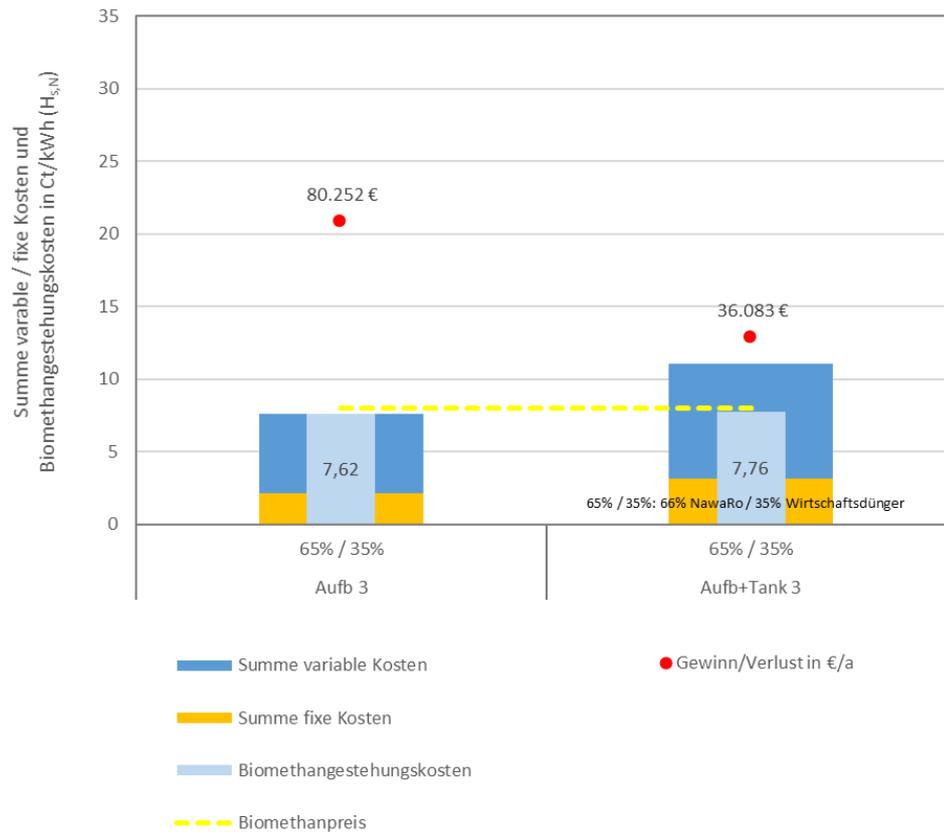


Abbildung 17: Summe der variablen und fixen Kosten sowie Biomethangestehungskosten in Ct/kWh ( $H_{s,N}$ ) und Gewinn / Verlust in €/a der betrachteten Optionen mit Biogasaufbereitung für die Anlagenklasse 3 (913 kW<sub>el</sub>). Linien: Angenommener Biomethanpreis

Tabelle 27: Investitionsbedarf für den Weiterbetrieb sowie Leistungs-/Kostenrechnung der ausschreibungsertüchtigten Basis-Modellanlage Basis 3 im Vergleich zu den Betriebsmodellen Aufb 3 und Aufb+Tank 3 (BML 913 kW<sub>el</sub>)

Leistungs-/ Kostenart	Einheit	Basis 3	Aufb 3	Aufb+Tank 3
	BML	913 kW <sub>el</sub>		
	Sub.	65 % / 35 %	65 % / 35 %	65 % / 35 %
Investition für Weiterbetrieb	€	1.435.582	1.941.653	2.194.305
Spez. Investition für Weiterbetrieb	€/kW <sub>el</sub>	1.572	2.127	2.403
<b>Leistungen</b>				
Stromeinnahmen	€/a	1.398.400	-	-
Wärmeeinnahmen	€/a	137.527	-	-
Flexibilitätszuschlag	€/a	143.000	-	-
EPEX-Einnahmen	€/a	44.800	-	-
Biomethaneinnahmen (Einspeisung)	€/a	-	1.689.760	1.225.660
Biomethaneinnahmen (Kraftstoff)	€/a	-	-	498.908
Summe Leistungen	€/a	1.723.727	1.689.760	1.724.568
<b>Variable Kosten</b>				
Substrate	€/a	681.846	681.846	681.846
Betriebsstoffe	€/a	154.166	324.192	359.336
Wartungen und Reparaturen	€/a	132.290	157.080	171.853
Laboranalysen	€/a	1.290	1.290	1.290
Summe variable Kosten	€/a	968.302	1.163.118	1.213.034
<b>Fixe Kosten</b>				
Abschreibung	€/a	385.122	307.582	326.952
Zinsansatz Anlagenkapital	€/a	69.973	67.592	73.315
Versicherungen	€/a	23.324	22.531	24.438
Lohnkosten	€/a	30.860	37.726	39.786
Gemeinkosten	€/a	10.959	10.959	10.959
Summe fixe Kosten	€/a	520.237	446.390	475.450
<b>Gesamtkosten</b>		<b>1.488.539</b>	<b>1.609.508</b>	<b>1.688.485</b>
<b>Stromgestehungskosten (ohne Nebeneinnahmen)</b>	Ct/kWh <sub>el</sub>	<b>18,61</b>	-	-
<b>Biomethangestehungskosten (ohne Nebeneinnahmen)</b>	Ct/kWh (H <sub>s,N</sub> )	-	<b>7,62</b>	<b>11,02</b>
<b>Stromgestehungskosten</b>	Ct/kWh <sub>el</sub>	<b>14,54</b>	-	-

<b>Biomethangestehungskosten</b>	<b>Ct/kWh (H<sub>s,N</sub>)</b>	-	7,62	7,76
<b>Gewinn / Verlust</b>	<b>€/a</b>	235.188	80.252	36.083

Sub.: Substratmix (Kosubstrat- / WD-Anteil); BML: Bemessungsleistung

### 2.7.3.2. Wirtschaftlichkeitsvergleich Anlagenklasse 1 - 3 (137, 457, 913 kW<sub>el</sub>; (Basis-Modelle 1 - 3 vs. Betriebsmodelle mit Anlagenpooling und Biomethaneinspeisung)

Die drei NawaRo-Basis-Modellanlagen der Anlagenklassen 1 bis 3 (137, 457, 913 kW<sub>el</sub>) Basis 1, Basis 2 und Basis 3 werden mit der Verfahrensoption 2 Mikrogasnetz (Anlagenpooling) kombiniert. In der Tabelle 28 sind die zu vergleichenden Basis-Modelle des Anlagenpoolings und das Betriebsmodell rot gerahmt.

Tabelle 28: Übersicht über die betrachteten Basis-Modelle und Verfahrensoption sowie die daraus entstehenden Betriebsmodelle und der zu vergleichenden Basis-Modelle und Anlagenpooling-Betriebsmodell (rot gerahmter Bereich). Klassifizierung nach installierter elektrischer BHKW-Leistung<sup>1)</sup>

Basis-Modelle			Verfahrensoption						
Modell	Anlagen- klasse / BHKW- Leistung <sup>1)</sup> / BML	Substrat mix- Anteile NawaRo/ WD	Option 1 Substrate	Option 2 Netzausbau		Option 3 Flexibilisierung		Option 4 Biomethan	
				Nah- wärme- netz	Mikro- gas- netz (Pooling)	3-Flex	4-Flex	Gasnetzein- speisung	Gasnetzein- speisung mit Tankstelle
Basis 1	Anlagen- klasse 1: 150 kW <sub>el</sub> / 137 kW <sub>el</sub>	65 % / 35 %	Substrat 1	-	Mikro+ Aufb 1	-	-	-	-
Basis 4		30 % / 70 %	Substrat 4	-	-	-	-	-	-
Basis 2	Anlagen- klasse 2: 500 kW <sub>el</sub> / 457 kW <sub>el</sub>	65 % / 35 %	Substrat 2	Nahwärme 2	Mikro+ Aufb 2	3-Flex 2	4-Flex 2	-	-
Basis 5		40 % / 60 %	Substrat 5	Nahwärme 5	-	3-Flex 5	4-Flex 5	-	-
Basis 3	Anlagen- klasse 3: 1.000 kW <sub>el</sub> / 913 kW <sub>el</sub>	65 % / 35 %	Substrat 3	Nahwärme 3	Mikro+ Aufb 3	-	-	Aufb 3	Aufb+ Tank 3
Produkt			Strom, Wärme	Strom, Wärme	Biomethan	Strom, Wärme		Biomethan	Biomethan auch als Kraftstoff

BML: Bemessungsleistung; NawaRo: Nachwachsende Rohstoffe; WD: Wirtschaftsdünger

<sup>1)</sup> Installierte el. BHKW-Leistung der Bestandsbiogasanlage vor der Ausschreibungsertüchtigung für einen Weiterbetrieb nach Anforderungen des EEG 2021

Durch die Kombination entstehen die drei Betriebsmodelle Mikro+Aufb 1, Mikro+Aufb 2 und Mikro+Aufb 3. In den Betriebsmodellen ist die Technik und der Bau des Mikrogasnetzes inkl. Biogassammelleitung und notwendige Biogasaufbereitungstechnik zur Bereitstellung und Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz installiert (Tabelle 16).

Ebenfalls berücksichtigt in den Kalkulationen sind die Kosten der Biogaseinspeiseanlage zur Anpassung des Biomethans auf Erdgasqualität und Netzdruck nach Gasnetzzugangsverordnung (vgl. Kap. 2.6.5). Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitskalkulationen werden nachfolgend für die einzelnen Betriebsmodelle bzw. Basis-Modell-Verfahrenskombinationen näher beleuchtet und bewertet und sind in Abbildung 18 und Tabelle 29 einzusehen.

Außer beim Betriebsmodell Mikro+Aufb 3, bei dem sich die nötigen Mehrinvestitionen für einen Weiterbetrieb um 142.267 erhöhen, verringern sie sich bei Mikro+Aufb 1 um 316.725 € und bei Mikro+Aufb 2 um 117.035 €. Dies begründet sich zum einen darin, dass wie in den zuvor beschriebenen Biomethan-Betriebsmodellen Aufb 3 und Aufb+Tank 3 technische Baugruppen im Bereich der Biogaserzeugung wegfallen. Zum anderen wird der Investitionsbedarf für das Mikrogasnetz sowie für die Biomethanherzeugung und -einspeisung entsprechend dem Verhältnis der erzeugten Biogasenergiemenge der einzelnen Betriebsmodellanlage zur eingespeisten Gesamtbiogasenergiemenge verteilt. Mit demselben Verteilungsschlüssel werden die Kosten, aber auch die Leistungen aus dem Biomethanverkauf auf die drei Betriebsmodelle verteilt.

Im Vergleich zu den Basis-Modellanlagen werden bei Mikro+Aufb 1 Fixkosten in Höhe von 63.691 €/a (36 %), bei Mikro+Aufb 2 von 72.821 €/a (23 %) und schließlich bei Mikro+Aufb 3 von 74.304 €/a (14 %) eingespart.

Auch bei der Anlagenpooling-Option steigen die Mehrkosten für Betriebsstoffe und Wartung / Reparaturen an: bei Mikro+Aufb 1 um 1.956 €/a (11 %), bei Mikro+Aufb 2 um 77.398 €/a (23 %) und bei Mikro+Aufb 3 um 162.055 €/a (17 %). Es zeigt sich, dass die prozentualen Einsparungen bei den Fixkosten die der Einsparungen von variablen Kosten übertreffen, außer bei Mikro+Aufb 3, wo es sich umgekehrt verhält.

Die erzielten Einsparungen bei den Fixkosten und Wartung / Reparaturen reichten bei den Modellen Mikro+Aufb 2 (0,74 Ct/kWh ( $H_{s,N}$ )) und Mikro+Aufb 3 (0,36 Ct/kWh ( $H_{s,N}$ )) nicht aus, um die Mehrkosten des Gasnetzes und der Gasaufbereitung (1,85 Ct/kWh ( $H_{s,N}$ )) auszugleichen. Hingegen übertrafen bei Betriebsmodell Mikro+Aufb 1 die Einsparungen von 2,02 Ct/kWh ( $H_{s,N}$ ) die Netzmehrkosten.

Bei Gegenüberstellung der Einnahmen des Biomethanverkaufs bei den Betriebsmodellen, zu den Einnahmen des Strom- und Wärmeverkaufs der Basis-Modellanlagen zeigt sich, dass die Einnahmen bei den Betriebsmodellen Mikro+Aufb 1 um 24.497 €/a (9 %) und Mikro+Aufb 2 um 26.763 €/a (3 %) stiegen während bei Mikro+Aufb 3 sie um 34.039 €/a (2 %) fielen.

Die Betriebsmodelle Mikro+Aufb 2 und Mikro+Aufb 3 weisen bei den getroffenen Annahmen ein positives Betriebsergebnis auf. Der Gewinn beträgt 41.635 €/a bzw. 113.398 €/a. Mikro+Aufb 2 kann im Vergleich zum Basis-Modell Basis 2 den Gewinn um 114% (21.917 €/a) auf 41.635 €/a steigern. Demgegenüber werden mit Mikro+Aufb 3 geringere Gewinne im Vergleich zum Basis-Modell Basis 3 erzielt. So sinkt der Gewinn erheblich: um 52 % (121.790 €/a) auf 113.398 €/a.

Einen erheblichen Zugewinn von 68.643 €/a kann Betriebsmodell Mikro+Aufb 1 im Vergleich zum Basis-Modell Basis 1 erzielen. Dies entspricht einer Steigerung um 76 %. Die Gewinnsteigerung reicht jedoch noch immer nicht für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb aus, sodass - 22.170 €/a (0,61 Ct/kWh ( $H_{s,N}$ )) an Verlusten zu verzeichnen sind.

Vergleicht man die Gewinne der beiden Biomethaneinspeise-Betriebsmodelle Aufb 3 und Mikro+Aufb 3 miteinander, so zeigt sich deutlich der positive Effekt der Investitions- und Kostenaufteilung bei Mikro+Aufb 3, der zu einer Steigerung des Gewinns um 33.146 €/a (41 %) führt.

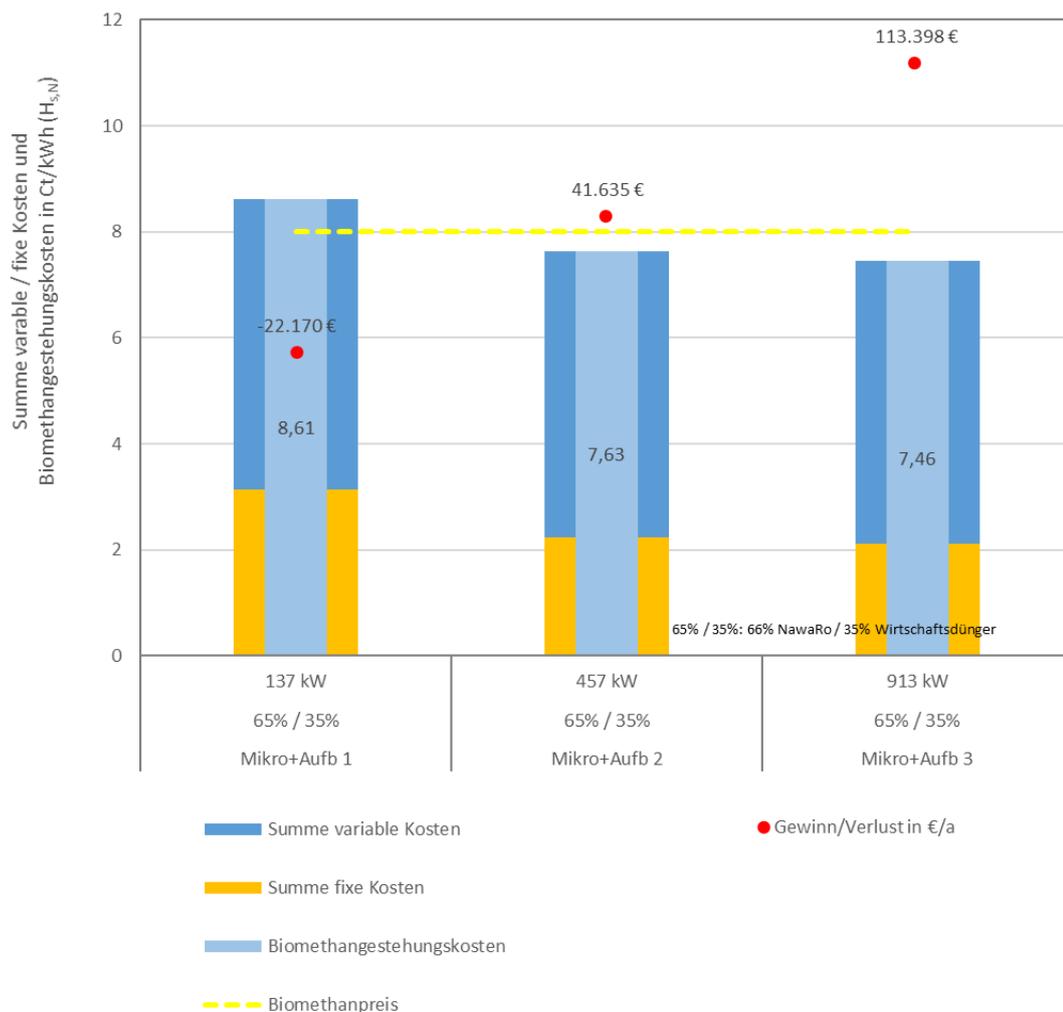


Abbildung 18: Summe der variablen und fixen Kosten sowie Biomethangestehungskosten in Ct/kWh ( $H_{s,N}$ ) und Gewinn / Verlust in €/a der betrachteten Option Anlagenpooling mit Biomethaneinspeisung für die Anlagenklassen 1 - 3 (173, 457, 913 kW<sub>el</sub>). Linien: Angenommener Biomethanpreis.



Tabelle 29: Investitionsbedarf für den Weiterbetrieb sowie Leistungs-/Kostenrechnung der ausschreibungsertüchtigten Basis-Modellanlagen Basis 1 - 3 im Vergleich zu den Betriebsmodellen Mikro+Aufb 1, Mikro+Aufb 2 und Mikro+Aufb 3 (BML 137 kW<sub>el</sub>, 457 kW<sub>el</sub> und 913 kW<sub>el</sub>)

Leistungs-/ Kostenart	Einheit	Basis 1	Mikro+ Aufb 1	Basis 2	Mikro+ Aufb 2	Basis 3	Mikro+ Aufb 3
	BML	137 kW <sub>el</sub>		457 kW <sub>el</sub>		913 kW <sub>el</sub>	
	Sub.	65% / 35%	65% / 35%	65% / 35%	65% / 35%	65% / 35%	65% / 35%
Investition für Weiterbetrieb	€	586.395	269.670	947.200	830.165	1.435.582	1.577.849
Spez. Investition für Weiterbetrieb	€/kW <sub>el</sub>	4.280	1.968	2.073	1.817	1.572	1.728
<b>Leistungen</b>							
Stromeinnahmen	€/a	209.760	-	699.200	-	1.398.400	-
Wärmeeinnahmen	€/a	26.682	-	72.394	-	137.527	-
Flexibilitätszuschlag	€/a	21.125	-	68.250	-	143.000	-
EPEX-Einnahmen	€/a	6.720	-	22.400	-	44.800	-
Biomethaneinnahmen (Einspeisung)	€/a	-	288.784	-	889.007	-	1.689.688
Summe Leistungen	€/a	264.287	288.784	862.244	889.007	1.723.727	1.689.688
<b>Variable Kosten</b>							
Substrate	€/a	115.237	115.237	358.906	358.906	681.846	681.846
Betriebsstoffe	€/a	27.964	56.715	80.824	168.142	154.166	315.022
Wartungen und Reparaturen	€/a	35.143	25.938	81.961	72.042	132.290	133.489
Laboranalysen	€/a	766	766	1.290	1.290	1.290	1.290
Summe variable Kosten	€/a	178.344	197.890	521.692	599.090	968.302	1.130.357
<b>Fixe Kosten</b>							
Abschreibung	€/a	125.039	73.049	235.242	167.024	385.122	303.727
Zinsansatz Anlagenkapital	€/a	23.705	15.101	43.220	36.273	69.973	66.218
Versicherungen	€/a	7.902	5.034	14.407	12.091	23.324	22.073
Lohnkosten	€/a	18.465	16.415	22.756	21.809	30.860	32.301
Gemeinkosten	€/a	1.644	3.465	5.479	11.085	10.959	21.614
Summe fixe Kosten	€/a	176.755	113.064	321.104	248.283	520.237	445.933

<b>Gesamtkosten</b>	<b>€/a</b>	<b>355.099</b>	<b>310.954</b>	<b>842.795</b>	<b>847.373</b>	<b>1.488.539</b>	<b>1.576.290</b>
<b>Spezifische Stromgestehungskosten (ohne Nebeneinnahmen)</b>	<b>Ct/kWh<sub>el</sub></b>	<b>29,59</b>	<b>-</b>	<b>21,07</b>	<b>-</b>	<b>18,61</b>	<b>-</b>
<b>Spezifische Stromgestehungskosten</b>	<b>Ct/kWh<sub>el</sub></b>	<b>25,05</b>	<b>-</b>	<b>16,99</b>	<b>-</b>	<b>14,54</b>	<b>-</b>
<b>Spezifische Biomethangestehungskosten</b>	<b>Ct/kWh (H<sub>s,N</sub>)</b>	<b>-</b>	<b>8,61</b>	<b>-</b>	<b>7,63</b>	<b>-</b>	<b>7,46</b>
<b>Gewinn / Verlust</b>	<b>€/a</b>	<b>- 90.813</b>	<b>- 22.170</b>	<b>19.448</b>	<b>41.635</b>	<b>235.188</b>	<b>113.398</b>

Sub.: Substratmix (Kosubstrat- / WD-Anteil); BML: Bemessungsleistung

#### 2.7.4. Zusammenfassung der Ergebnisse

Bei allen Konzepten mit Strom- und Wärmeproduktion (Optionen „Substrate“, „Nahwärme“, „3- bzw. 4-Flexibilisierung“) können die Stromgestehungskosten mindestens um 4 % gesenkt bzw. die jährlichen Gewinne um mindestens 7 % gegenüber denen der Basis-Modelle gesteigert werden (Tabelle 30).

Zudem steigen die Gewinne bei allen weiteren Betriebsmodellen mit steigender Anlagenleistung (Bemessungsleistung) an. Die höchsten Gewinne wurden mit den Modellen der Anlagenklasse 3 erzielt. Den größten Einfluss hatte hierbei der Ausbau des Wärmenetzes mit einer Gewinnsteigerung um 39 %. Aber auch durch die Nutzung von alternativen Substraten war eine Steigerung des Gewinns um 19 % im Vergleich zum Basis-Modell Basis 3 möglich.

Insgesamt zeigen die Modellergebnisse, dass die Erweiterung der Wärmenutzung wirtschaftlich besonders interessant ist. Die Anlage mit hohem Gülleanteil (Modell 5) erzielt im Vergleich zur NawaRo-Anlage (Modell 2) der Anlagenklasse 2 wesentlich höhere Gewinnsteigerungen. Jedoch konnten die höheren absoluten Gewinne mit dem Modell 2 erzielt werden. Dies ist auf die insgesamt geringeren Fixkosten bei der NawaRo-Anlage im Vergleich zu der Gülle dominierten Anlage zurückzuführen (vgl. Kapitel 2.7.2.2). Der Erfolg eines Wärmenetzes hängt allerdings maßgeblich von der regionalen Verfügbarkeit von Wärmeabnehmern und des Wärmekonzepts an sich ab. Das zeigt der Vergleich der Ergebnisse der drei Nahwärmekonzepte untereinander. So konnten bei steigenden Fix-, Betriebsmittel- und Instandhaltungskosten für das Wärmenetz die Stromgestehungskosten durch die Steigerung der Nebeneinnahmen aus dem Wärmeverkauf um 3 bis 8 %, bezogen auf das Basis-Modell, gesenkt werden. Zu berücksichtigen ist allerdings, dass die Amortisierungszeit von Wärmenetzen länger als 10 Jahre betragen kann. Eine frühzeitige Planung, ggf. auch für eine Folgenutzung nach dem Biogasbetrieb, ist hier sinnvoll.

Die beiden Weiterbetriebskonzepte „Flexibilisierung“ sowie „Biomethan“ bieten für Bestandsanlagen ebenfalls eine gute Option, jedoch ist dies von den anlagenspezifischen Rahmenbedingungen abhängig. Der Investitionsbedarf stieg bei den Flexibilisierungsanlagen, im Vergleich zur Basis, bei den 3-Flex-Modellen um das 1,4-fache und bei den 4-Flex-Modellen um fast das Doppelte. Die Fixkosten verdrei- bzw. vervierfachen sich bei einer 3- auf 4-fach Überbauung. Die Einsparungen durch den Betrieb eines effizienteren BHKW sowie die Mehreinnahmen aus dem Flexzuschlag und der Direktvermarktung übertrafen die Mehrkosten. Die Stromgestehungskosten sanken um 5 bis 7 %, bezogen auf das Basis-Modell.

Die Biomethanoptionen „Aufbereitung“ und „Aufbereitung+Tankstelle“ verzeichnen einen um bis zu 1,5-fachen höheren Investitionsbedarf (Aufb+Tank 3) im Vergleich zum Basis-Modell. Diese Mehrinvestitionen schlagen sich jedoch nicht vollumfänglich auf die Fixkosten durch. Grund hierfür sind die Einsparungen von investitionshohen Baugruppen auf der Biogaserzeugungsseite (Basis-Modell), wie z.B. BHKW und Trafostation. Diese Einsparungen bewirken eine Minderung der Abschreibungen und des Zinsansatzes (vgl. Kapitel 2.3.1). Eine Umrüstung auf die Biomethaneinspeisung mit oder ohne Tankstelle zur direkten Kraftstoffvermarktung ist mit den hier getroffenen Annahmen und Preisen wirtschaftlich, wenn auch geringer als bei mit der Strom-/Wärmeproduktion. Außerdem ist bei der Tankstellenoption eine Gewinnsteigerung mit Einnahmen aus dem THG-Quotenhandel möglich, die in den hier angestellten Wirtschaftlichkeitskalkulationen nicht berücksichtigt sind.

Die Option Biomethanaufbereitung und -einspeisung durch ein „Anlagenpooling“ wirkt sich zumindest bei zwei der drei Modellanlagen wirtschaftlich positiv auf das Betriebsergebnis aus (siehe Tabelle 31). Die Modellanlage „Mikro+Aufb 1“ ist trotz erheblicher Investitionseinsparungen von 54 % und einer Gewinnsteigerung im Vergleich zum Basis-Modell dennoch nicht wirtschaftlich zu betreiben. Demgegenüber wirken sich die Einsparungen bei der Anlage der Anlagenklasse 2 positiv mit etwa einer Verdopplung des Gewinns im Vergleich zum Basis-Modell aus. Keine Einsparung, sondern eine Steigerung des Investitionsbedarfs um 10 % im Vergleich zum Basis-Modell zeigt hingegen die Modellanlage „Mikro+Aufb 3“. Ein wirtschaftlicher Betrieb ist, obwohl sich der Gewinn im Vergleich zum Basis-Modell halbiert, gut möglich.

Die Option der Substratumstellungen zur Reduktion von Mais hin zu Reststoffen, ist auf Basis der getroffenen Annahmen in den meisten Fällen wirtschaftlich sinnvoll. Lediglich die Gewinnsteigerung bei den Anlagen der Anlagenklasse 1 reichen nicht, aus um ein positives Betriebsergebnis zu erzielen. Insgesamt zeigt die Option der Substratumstellung ein gutes Investitionsgewinnverhältnis. Im Vergleich mit allen anderen Weiterbetriebsoptionen steigt der Investitionsbedarf im Vergleich zur Basis nur geringfügig um etwa 4 %. Außerdem ist die Option i.d.R. einfach und schnell in der Praxis umzusetzen.

An dieser Stelle soll nochmal verdeutlicht werden, dass es sich bei der oben beschriebenen Ausarbeitung um modellhafte Betrachtungen handelt. Es wurde zwar große Sorgfalt auf eine akurate und praxisnahe Berechnung gelegt, jedoch wird das Weiterbetriebspotenzial einer



jeden Biogasanlage zum Teil durch sehr individuelle Rahmenbedingungen bestimmt, die in dieser Betrachtung nur begrenzt einfließen konnten. So bereiten u.a. sowohl starke Preisschwankungen als auch die sich häufig ändernden politischen Rahmenbedingungen Schwierigkeiten bei der Beurteilung der Wirtschaftlichkeit von Post-EEG-Optionen.

Tabelle 30: Übersicht über die spezifischen Investitionen für Weiterbetrieb, Spezifische Stromgestehungskosten und Gewinn / Verlust der Basis-Modelle und Optionen mit Strom-/ Wärmeproduktion.

Basis-Modell		Einheit	Basis-Modell	Substrate	Nahwärme	Flexibilisierung 3-fach	Flexibilisierung 4-fach
Anlagen-klasse							
I 137 kW <sub>el</sub>	Basis 1	Spez. Inv. Weiterbetrieb	€	4.280	4.430		
		Spez. Stromgestehungskosten	Ct/kWh <sub>el</sub>	25,05	24,26		
		Gewinn / Verlust	€/a	- 90.813	- 81.380		
	Basis 4	Spez. Inv. Weiterbetrieb	€	3.541	3.690		
		Stromgestehungskosten	Ct/kWh <sub>el</sub>	23,75	23,33		
		Gewinn / Verlust	€/a	- 75.251	- 70.255		
II 457 kW <sub>el</sub>	Basis 2	Spez. Inv. Weiterbetrieb	€	2.073	2.149	3.629	2.870
		Spez. Stromgestehungskosten	Ct/kWh <sub>el</sub>	16,99	16,34	16,54	16,06
		Gewinn / Verlust	€/a	19.448	45.586	37.655	56.619
	Basis 5	Spez. Inv. Weiterbetrieb	€	1.851	1.927	3.536	2.616
		Stromgestehungskosten	Ct/kWh <sub>el</sub>	17,58	17,07	16,42	16,57
		Gewinn / Verlust	€/a	- 3.894	16.338	42.591	36.266
III 937 kW <sub>el</sub>	Basis 3	Spez. Inv. Weiterbetrieb	€	1.572	1.639	5.131	
		Spez. Stromgestehungskosten	Ct/kWh <sub>el</sub>	14,54	13,99	13,39	
		Gewinn / Verlust	€/a	235.188	279.053	327.340	

Tabelle 31: Übersicht über die spezifischen Investitionen für Weiterbetrieb, Spezifische Biomethangestehungskosten und Gewinn / Verlust der Basis-Modelle und Optionen mit Biomethanproduktion.

Basis-Modell		Einheit	Basis-Modell	Mikrogasnetz	Aufbereitung	Aufbereitung+ Tankstelle
Anlagen- klasse						
I 137 kW <sub>el</sub>	Basis 1	<i>Spez. Inv. Weiterbetrieb</i>	€	4.280	1.968	
		<i>Spezifische Biomethangestehungskosten</i>	Ct/kWh (H <sub>s,N</sub> )	-	8,61	
		<i>Gewinn / Verlust</i>	€/a	- 90.813	- 22.170	
II 457 kW <sub>el</sub>	Basis 2	<i>Spez. Inv. Weiterbetrieb</i>	€	2.073	1.817	
		<i>Spezifische Biomethangestehungskosten</i>	Ct/kWh (H <sub>s,N</sub> )	-	7,63	
		<i>Gewinn / Verlust</i>	€/a	19.448	41.635	
III 937 kW <sub>el</sub>	Basis 3	<i>Spez. Inv. Weiterbetrieb</i>	€	1.572	1.728	2.127
		<i>Spezifische Biomethangestehungskosten</i>	Ct/kWh (H <sub>s,N</sub> )	-	7,46	7,62
		<i>Gewinn / Verlust</i>	€/a	235.188	113.398	80.252

## 2.8. Ergebnisse der THG-Bilanzierungen der Anlagenmodelle

### 2.8.1. Treibhausgasemissionen der Basisanlagen

Da alle fünf Basisanlagen Strom produzieren, können deren Treibhausgasemissionen gut auf Produktbasis verglichen werden. Höhe und Anteile der Emissionsquellen an der Gesamtemission der drei NawaRo-Anlagen (Basis 1 bis 3) bezogen auf die Kilowattstunde produzierten Strom sind sehr ähnlich (Abbildung 19). Dies ist durch die gleiche Substratzusammensetzung der Anlagen zu erklären. Emissionen aus Substratbereitstellung und die Wirtschaftsdüngergutschrift unterscheiden sich zwar absolut (s. Jahresemissionen, Abbildung 19), zugleich steigt die produzierte Strommenge mehr oder weniger proportional an. Die gasförmigen Verluste werden prozentual auf den Methanertrag oder die Mengen an Gesamt- oder Ammoniumstickstoff bezogen. Bei identischem Substratmix bleiben also auch die daraus resultierenden produktspezifischen Treibhausgasemissionen gleich. Auch die anteilige Wärmenutzung ist gleich, Unterschiede ergeben sich höchstens durch den unterschiedlichen thermischen BHKW-Wirkungsgrad. Anders als bei den ökonomischen Betrachtungen spielen die technischen Anpassungen zur Ausschreibungsertüchtigung keine Rolle. Lediglich durch die in der Regel höhere Effizienz größerer BHKW-Motoren nehmen die Emissionen je kWh produzierten Stroms mit der Anlagengröße leicht ab.

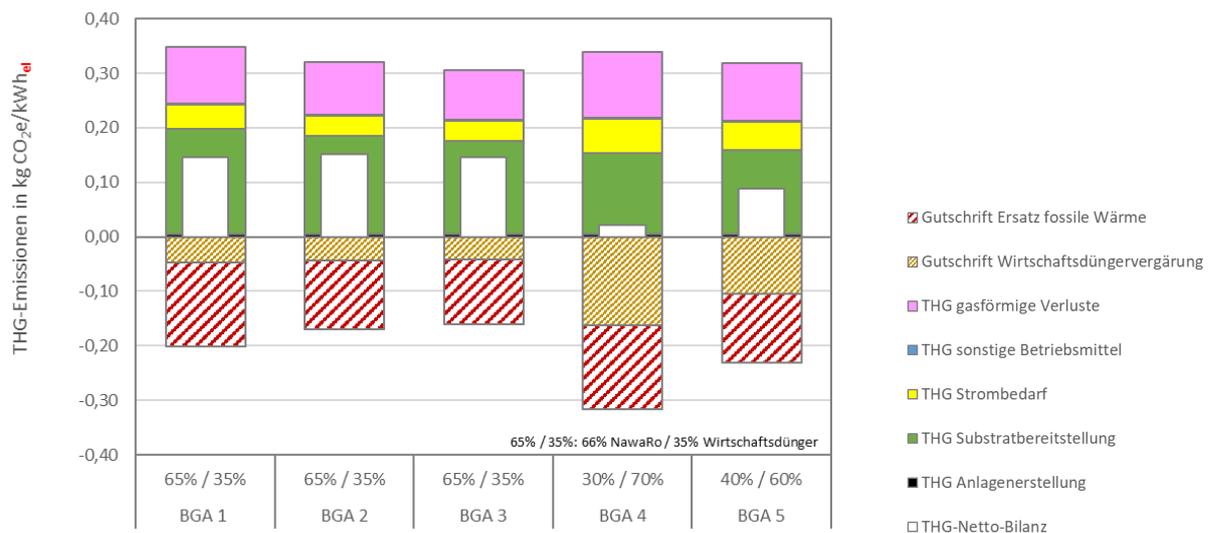


Abbildung 19: Produktspezifische Treibhausgasemissionen der 5 Basisanlagen in kg CO<sub>2</sub>e/kWh<sub>el</sub>.

Die Anlagen mit Gülleanteilen von über der Hälfte am Substratmix (Basis 4 und 5) weisen deutlich geringere Treibhausgasemissionen bezogen auf den produzierten Strom auf (Abbildung 19). Aufgrund der geringen Energiedichte von Gülle ist aber der Anteil der Emissionen, die auf den NawaRo-Anteil im Substratmix zurückzuführen sind, noch immer vergleichsweise hoch. So macht die Gülle bei der kleinen Anlage (Basis 4) zwar 70 % des Masseinputs aus. Der Anteil an der Stromerzeugung beträgt jedoch nur knapp ein Viertel. Durch die höheren Güllemengen kommt es auch zu höheren Methanverlusten aus der Vorlagerung sowie einen höheren Prozessstrombedarf wegen zusätzlich nötiger Pumpen- und Rührleistung. Diese Mehremissionen werden jedoch durch die Gutschrift für die

Wirtschaftsdüngervergärung überkompensiert. So ist die Treibhausgasbilanz des Biogasstroms der Anlage Basis 4 mit 70 % Wirtschaftsdüngeranteil fast ausgeglichen. Auch Anlage Basis 5 mit 60 % Gülle im Substratmix erreicht deutlich geringere produktspezifische Emissionen als die NawaRo-Anlagen mit nur 35 % Gülle.

Gegenüber den durchschnittlichen Treibhausgasemissionen des fossilen Stroms, der im Jahr 2020 durch Biogasstrom ersetzt wurde, können die fünf Basisanlagen deutliche Emissionseinsparungen erreichen. Dies zeigt sich beim Vergleich der produktspezifischen Netto-Emissionen mit dem in Abbildung 20 eingezeichneten Referenzwert für den fossilen Strommix ebenso wie in der Darstellung der Jahresemissionen in Abbildung 21, bei der die Emissionen der ersetzen fossilen Strom- und Wärmemengen in die Bilanz eingerechnet sind.

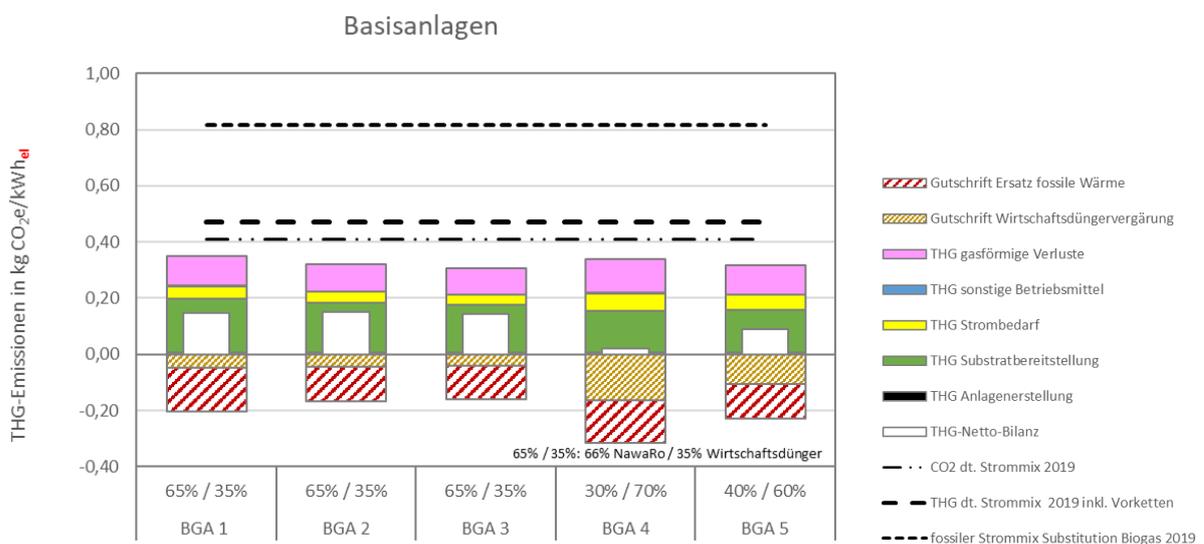


Abbildung 20: Produktspezifische Treibhausgasemissionen der 5 Basisanlagen in kg CO<sub>2</sub>e/kWh<sub>el</sub>. Als Linien: THG-Emissionen für 2020 durch Biogas substituierten Strom aus fossilen Ressourcen (Lau et al. 2021) sowie den deutschen Strommix 2019 mit und ohne Vorketten (Icha et al. 2021)

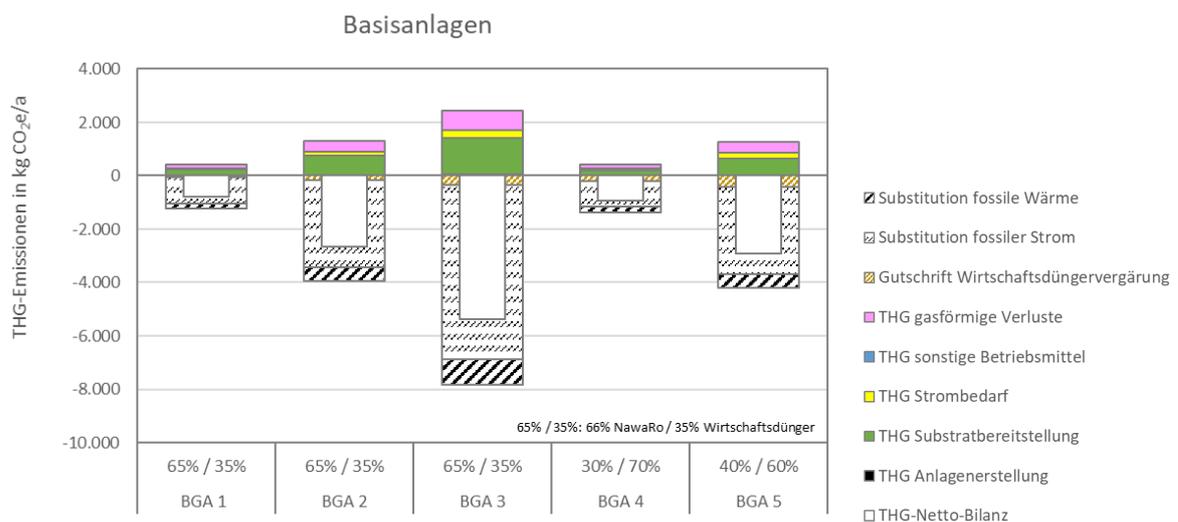


Abbildung 21: Jährliche Treibhausgasemissionen der 5 Basisanlagen in kg CO<sub>2</sub>e/Jahr



## 2.8.2. Vergleich der Treibhausgasemissionen Basis-Modellanlagen vs. Betriebsmodelle (Strom-, Wärmeproduktion)

Auf die Ausweisung der Referenzemissionen des fossilen bzw. deutschen Strommixes wird bei den Abbildungen zu den produktbezogenen Emissionen in diesem Unterkapitel verzichtet, da diese annahmenbedingt nicht variieren. Dadurch wird eine kleinere Skalierung ermöglicht, so dass auch geringe Effekte der Optionen auf die Treibhausgasbilanz der Stromproduktion aus Biogas im Vergleich zu den Basisanlagen erkennbar sind.

Auf die Darstellung der Jahresemissionen kann für die Optionen mit Stromproduktion verzichtet werden, da sich keine zusätzlichen Aussagen ableiten lassen.

### 2.8.2.1. Vergleich der Treibhausgasemissionen Anlagenklasse 1 (137 kW<sub>el</sub>; Basis-Modell 1, 4 vs. Betriebsmodell)

Da für die Anlagenklasse 1 (137 kW<sub>el</sub>) bei beiden Basisanlagen nur jeweils die Option „Substrate“ für Stromnutzung betrachtet wurde, werden diese hier gemeinsam dargestellt.

Durch den Ersatz von NawaRo durch Substrate mit geringeren THG-Emissionen (Maisstroh: beide Anlagen; Rindermist: Substrate 1) können Emissionen im Vergleich zu den Basisanlagen eingespart werden (Abbildung 22). Bis auf die etwas höhere Wirtschaftsdüngergutschrift durch zusätzlichen Rindermist bei Anlage Substrate 1 und den zusätzlichen Prozessstrombedarf beider Anlagen für Desintegration ergeben sich keine weiteren Veränderungen. Durch die Option können bei Anlage Substrate 1 ca. 25 % der Netto-Treibhausgasemissionen gegenüber der Basisanlage eingespart werden. Bei Substrate 4 gelingt es aufgrund der bereits geringen Nettoemissionen von der Basisanlage 4, durch den Einsatz von Maisstroh eine leicht negative Treibhausgasbilanz des erzeugten Biogasstroms zu erreichen; d.h. es werden durch Wirtschaftsdüngervergärung und Wärmenutzung mehr Emissionen eingespart als durch die Erzeugung und Konversion von Biogas verursacht.

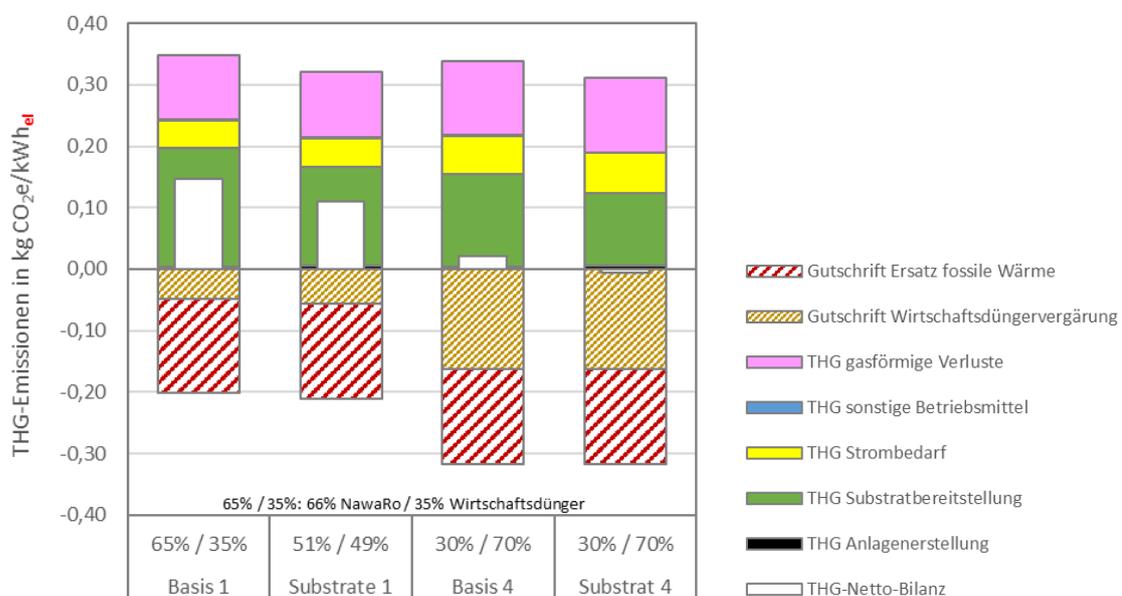


Abbildung 22: Produktspezifische Treibhausgasemissionen der Basisanlagen 1 und 4 sowie Option „Substrate“ in der Anlagenklasse 1 (137 kW<sub>el</sub>) in kg CO<sub>2e</sub>/kWh<sub>el</sub>.



### 2.8.2.2. Vergleich der Treibhausgasemissionen Anlagenklasse 2 (457 kW<sub>el</sub>; Basis-Modell 2, 5 vs. Betriebsmodell)

#### 2.8.2.2.1. NawaRo-Anlage 457 kW<sub>el</sub> (Basis-Modell 2 und zugehörige Betriebsmodelle)

Wie bereits für die Anlagenklasse 1 (137 kW<sub>el</sub>) dargestellt (Abbildung 22), gelingen THG-Einsparungen über den Ersatz von NawaRo durch Reststoffe. Dies zeigt sich analog bei Anlagenklasse 2 mit 457 kW<sub>el</sub> (Substrate 2 in Abbildung 23). Deutlich größere Einsparungen von fast einem Drittel der Netto-Emissionen lassen sich durch einen Netzausbau mit Nahwärmenetz (Nahwärme 2) und die damit verbundene hohe Gutschrift für die Nutzung von 70 % der BHKW-Abwärme erreichen. Die damit verbundenen THG-Emissionen für die Erstellung des Netzes (Leitungen, Technik) fallen kaum ins Gewicht.

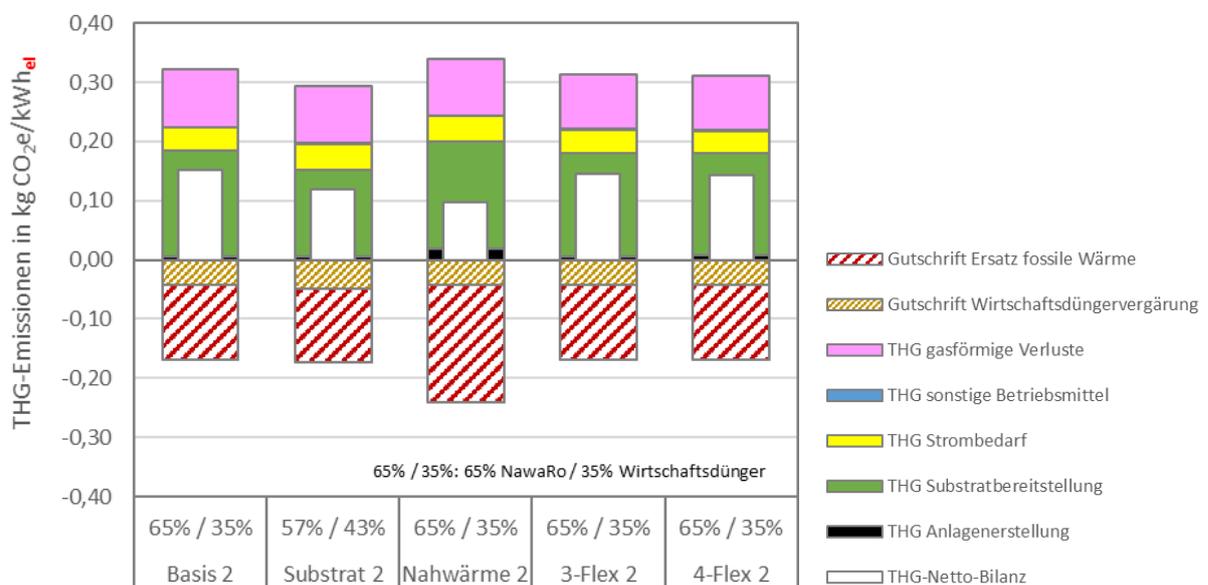


Abbildung 23: Produktspezifische Treibhausgasemissionen von Basisanlage 2 und der betrachteten Optionen mit Strom-/Wärmenutzung für die Anlagenklasse 2 (457 kW<sub>el</sub>) in kg CO<sub>2e</sub>/kWh<sub>el</sub>.

Für die zusätzliche Flexibilisierung sind in Abbildung 23 nur minimale Veränderungen der produktspezifischen Emissionen gegenüber der Basisanlage 2 zu erkennen. Dies liegt daran, dass lediglich geringe technische Veränderungen (BHKW-, Gasspeicherzubau) vorgenommen wurden, alle anderen Parameter bleiben bis auf eine geringfügige Anpassung im Substratmix unverändert. So konnte die Maismenge aufgrund besserer Wirkungsgrade der zugebauten BHKW bei gleichbleibender Stromproduktion etwas reduziert werden.

Um den Einfluss eines variierenden fossilen Strommixes auf die mögliche Treibhausgaseinsparung durch Biogasstrom darzustellen, wurden für die Berechnung der Jahresemissionen von Anlagenmodell 2 unterschiedliche Substitutionswerte zugrundegelegt. Hierbei wurde sukzessive mehr Braun- und Steinkohle ersetzt und im Gegenzug weniger Erdgas (Tabelle 32). Der Effekt zeigt sich deutlich in Abbildung 24: Die Netto-Einsparungen sind unter der Annahme, dass mit dem Biogasstrom ausschließlich

Kohle ersetzt wird, 21 % höher als noch 2018 mit einem Erdgasanteil am ersetzten fossilen Strommix von ca. 30 %.

Tabelle 32: Annahmen für die Substitutionsfaktoren der Stromerzeugung durch Biogas für Abbildung 24 (Einfluss der Zusammensetzung des fossilen durch Biogas ersetzten Strommixes)

	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Öl
	in %				
Basis 2 2018 <sup>1)</sup>	0,0	1,5	67,6	30,7	0,0
Basis 2 2020 <sup>2)</sup>	0,2	18,0	63,8	17,6	0,0
Basis 2 ohne Gas <sup>3)</sup>	0,2	26,8	72,6	0,0	0,0

<sup>1)</sup> von Lauf et al. (2019) für 2018 ermittelt durch Biogas ersetzter fossiler Strommix

<sup>2)</sup> von Lauf et al. (2021) für 2020 ermittelt durch Biogas ersetzter fossiler/konventioneller Strommix

<sup>3)</sup> kein Erdgas im ersetzten Mix; 2020 verbliebener Anteil je zur Hälfte Braun- und Steinkohle zugerechnet

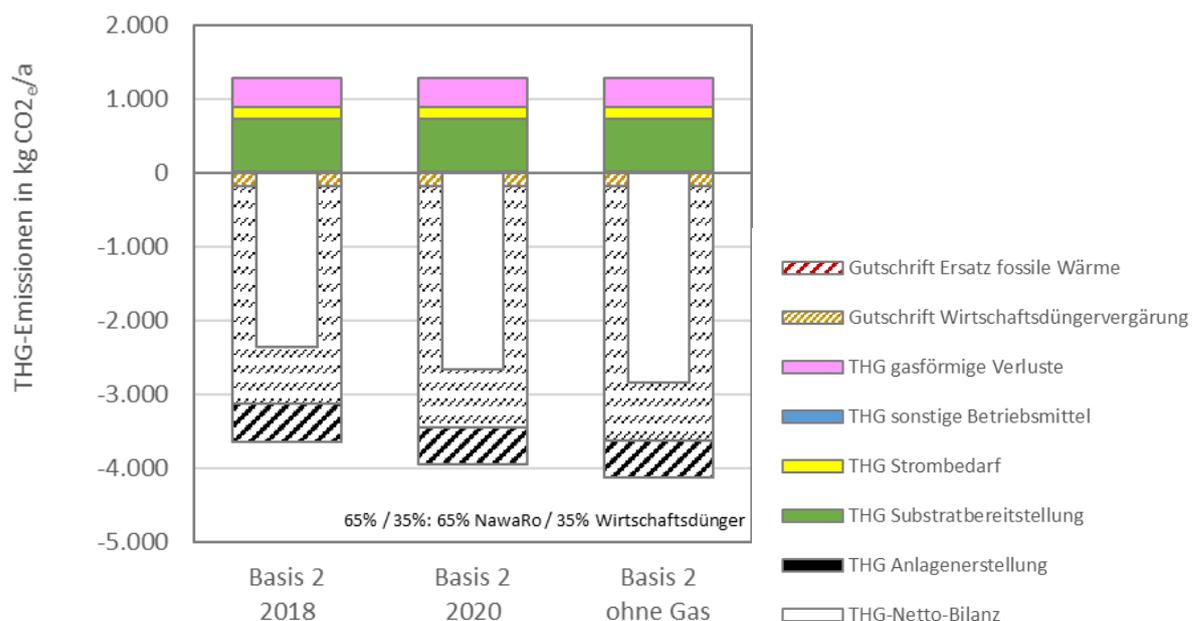


Abbildung 24: Möglicher positiver Effekt einer zusätzlichen Flexibilisierung auf die Jahresnettoemissionen einer Biogasanlage beispielhaft für die Anlagenklasse 2 (457 kW<sub>el</sub>)

#### 2.8.2.2.2. Gülleanlage 457 kW<sub>el</sub> (Basis-Modell 5 und zugehörige Betriebsmodelle)

Alle für das Anlagenmodell 2 (Basis und Optionen) in den vorherigen Abschnitten getroffenen Aussagen treffen prinzipiell ebenfalls für das Modell 5 zu: mögliche Einsparungen durch Wechsel zu Reststoffen, deutlich geringere Netto-Emissionen durch ein Nahwärmenetz und – aufgrund der getroffenen Annahmen – kein Effekt durch auch die zusätzliche Überbauung (Abbildung 25).

Aufgrund der durch den hohen Wirtschaftsdüngeranteil bereits günstigen THG-Bilanz des Biogasstroms von Basis-Modell 5 führt der Ausbau der Wärmenutzung auf 80 % im

Betriebsmodell Nahwärme 5 zu deutlich negativen Netto-THG-Emissionen der Strombereitstellung.

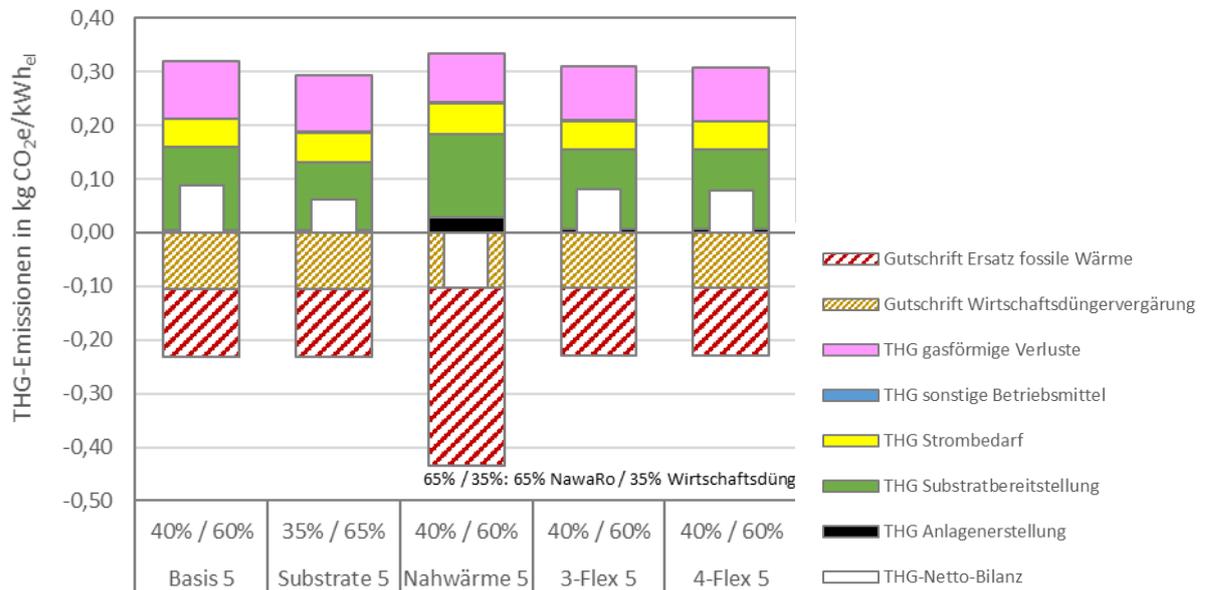


Abbildung 25: Produktspezifische Treibhausgasemissionen von Basisanlage 5 und der betrachteten Optionen mit Strom-/Wärmenutzung für die Anlagenklasse 2 (457 kW<sub>el</sub>) in kg CO<sub>2</sub>e/kWh<sub>el</sub>.

### 2.8.2.3. Vergleich der Treibhausgasemissionen Anlagenklasse 3 (913 kW<sub>el</sub>; Basis-Modell 3 vs. Betriebsmodell)

Aufgrund der ähnlichen Ausgangslage von Basis-Modell 3 im Vergleich zu Basis-Modell 2 und den weitgehend analogen Annahmen für die Optionen mit Stromerzeugung, ergeben sich aus Abbildung 26 keine zusätzlichen Erkenntnisse: THG-Einsparungen im Vergleich zur Ausgangslage sind durch den Ersatz von NawaRo durch Reststoffe möglich. Deutlich stärker fällt der Einsparungseffekt jedoch aus, wenn die Wärmenutzung optimiert wird.

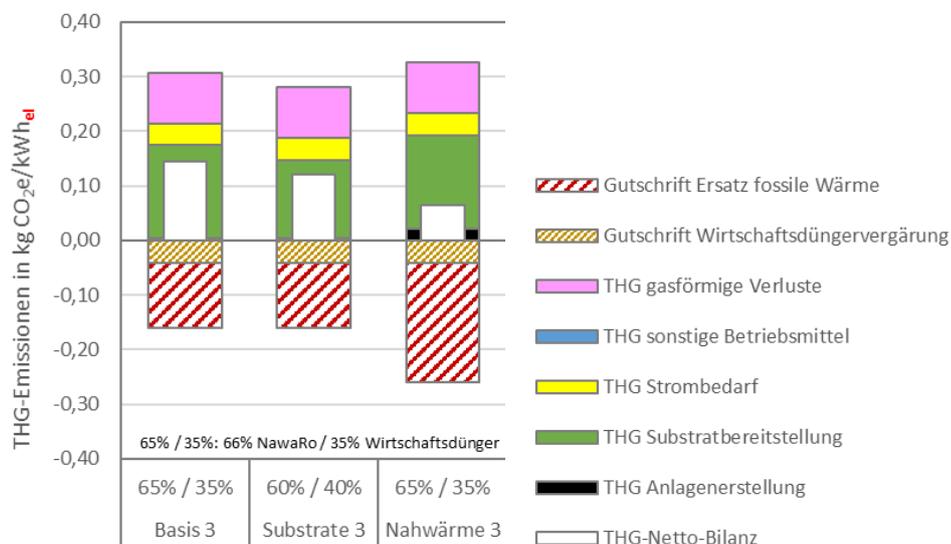


Abbildung 26: Produktspezifische Treibhausgasemissionen von Basisanlage 3 und der betrachteten Optionen mit Strom-/Wärmenutzung für die Anlagenklasse 3 (913 kW<sub>el</sub>) in kg CO<sub>2</sub>e/kWh<sub>el</sub>.



### 2.8.3. Vergleich der Treibhausgasemissionen Basis-Modellanlagen vs. Betriebsmodelle (Biomethanproduktion)

Für die Optionen mit Biomethanproduktion (und ggf. Weiterverdichtung für Kraftstoffnutzung) kann ein Vergleich des Basis- mit den Betriebsmodellen bedingt durch den Produktwechsel von Strom zu Biomethan bzw. Kraftstoff (CNG) nur auf Basis der Jahresemissionen erfolgen. Daher ist in diesem Kapitel keine produktspezifische Darstellung möglich.

#### 2.8.3.1. Vergleich der Treibhausgasemissionen Anlagenklasse 3 (913 kW<sub>el</sub>; Basis-Modell 3 vs. Betriebsmodell Biomethaneinspeisung und Kraftstoff)

Für die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan bzw. CNG-Kraftstoff entstehen bei den Betriebsmodellen Aufb 3 und Aufb+Tank 3 durch zusätzlich zu installierende Technik und den erhöhten Betriebsmittelbedarf (Monoethanolamin, Wärme, Strom) höhere Bruttoemissionen (5 % bei Aufb 3, 10 % bei Aufb+Tank 3), obwohl die Methanverluste der emissionsarmen Aminwäsche deutlich niedriger sind als die des BHKWs (Abbildung 27). Auch fallen die Gutschriften geringer aus als beim Basis-Modell 3. Zum einen, weil im Gegensatz zur Verstromung des Biogases in einem BHKW keine Abwärme entsteht, die extern genutzt werden könnte. Die Gutschrift für die Wärmenutzung entfällt daher. Zum anderen wird ausschließlich (Aufb 3) bzw. vorwiegend (Aufb+Tank 3) Erdgas ersetzt, welches geringere Emissionen als die über zwei Drittel des fossilen Strommixes ausmachenden Kohlen verursacht. Für den als Kraftstoff vermarkteten Anteil des anfallenden Biomethans können beim Betriebsmodell Aufb+Tank 3 zwar mehr Emissionen eingespart werden als bei der reinen Biomethaneinspeisung (Aufb 3), weil Benzin und Dieselkraftstoff ersetzt werden. In der Summe werden dennoch geringere Gutschriften erreicht als für den Ersatz fossilen Stroms bei Basis-Modell 3. Selbst ohne Wärmenutzung würde die Stromerzeugung unter den hier getroffenen Annahmen unter dem Gesichtspunkt Treibhausgaseinsparung also besser abschneiden als die Optionen mit Biomethanproduktion.

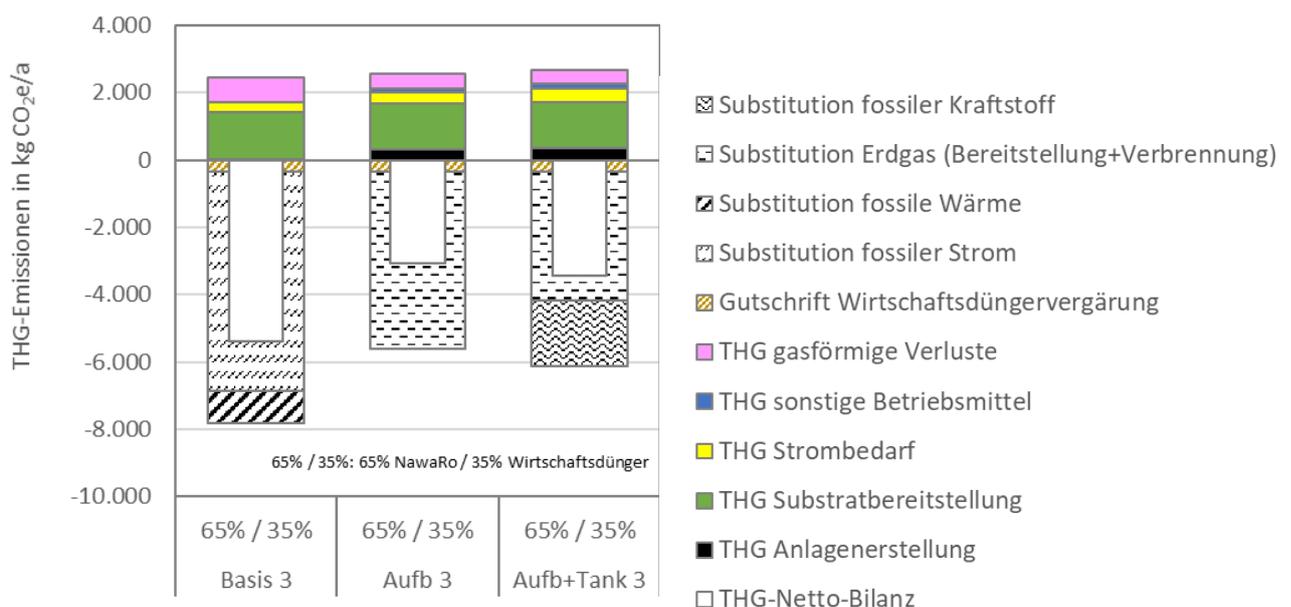


Abbildung 27: Jährliche Treibhausgasemissionen von Basisanlage 3 und der betrachteten Optionen mit Biomethanproduktion für die Anlagenklasse 3 (913 kW<sub>el</sub>) in kg CO<sub>2</sub>e/Jahr



### 2.8.3.2. Vergleich der Treibhausgasemissionen Anlagenklasse 1 -3 (Basis-Modell 1 - 3 vs. Betriebsmodell Biogasanlagenpooling mit Biomethaneinspeisung)

Für die Variante, bei der 3 Biogasanlagen unterschiedlicher Größe Rohgas in ein gemeinsames Mikrogasnetz liefern, das anschließend zentral aufbereitet und ins Erdgasnetz eingespeist wird, gelten dieselben Beobachtungen wie für das Betriebsmodell 3: Etwas höherer Nettoemissionen einerseits und Wegfall der Wärmegutschrift sowie niedrigere Gutschriften für Erdgas im Vergleich zum kohlelastigen fossilen Strommix andererseits führen zu geringeren jährlichen Netto-Einsparungen als sich mit Strom- und Wärmenutzung realisieren lassen (Abbildung 28). Die Anlagen unterscheiden sich jeweils nur um denselben Faktor wie die ursprüngliche Bemessungsleistung, das sie einen einheitlichen Substratmix aufweisen und alle zusätzlichen Aufwendungen für das Mikrogasnetz und die Aufbereitung auf Basis der Rohgasproduktion anteilig aufgeteilt wurden. Bei einer produktbezogenen Darstellung würden sich die drei Anlagen also nicht bis kaum unterscheiden.

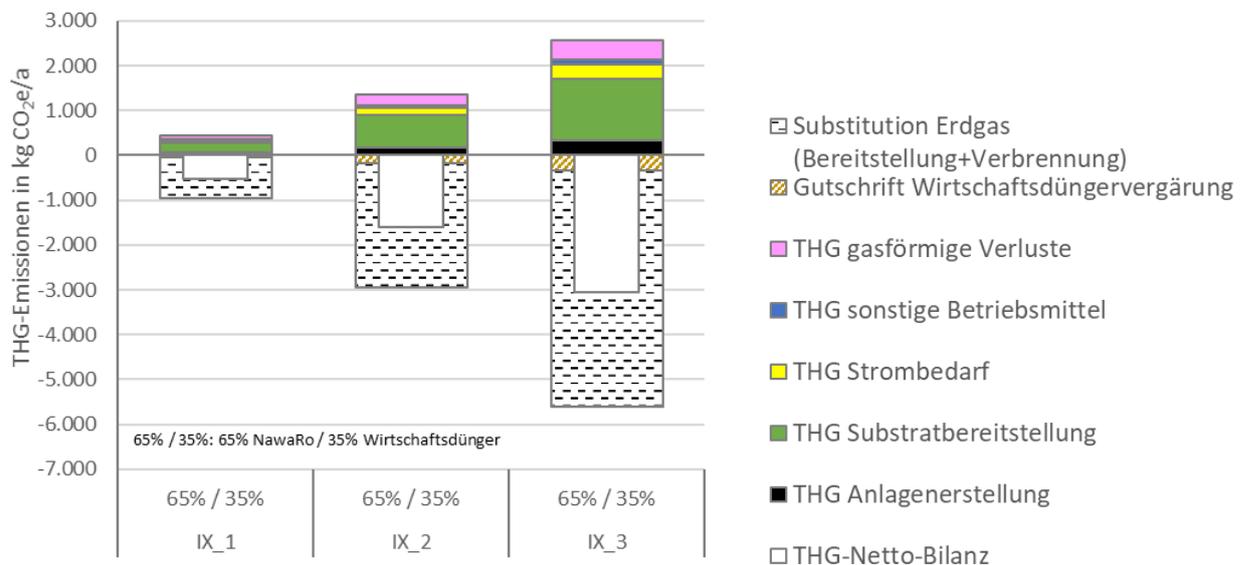


Abbildung 28: Jährliche Treibhausgasemissionen der Basisanlagen 1, 2 und 3 (137, 457 und 913 kW<sub>el</sub>) und den Betriebsmodellen der Option Biogasanlagenpooling mit Biomethaneinspeisung in kg CO<sub>2</sub>e/Jahr

### 2.8.4. Zusammenfassung der Ergebnisse

Ein Vergleich der Auswirkungen der verschiedenen betrachteten Optionen für den Weiterbetrieb auf die Treibhausgasemissionen über alle Anlagenmodelle und Optionen hinweg kann auf Produktebene nur für die Optionen mit Vor-Ort-Verstromung durchgeführt werden. Denn die Basis-Modelle, mit denen die optimierten Betriebsmodelle verglichen werden, sind alle als Verstromungsanlagen konzipiert.

Bei allen Optionen mit Strom- und Wärmeproduktion (Substrate, Wärmenetz, 3- bzw. 4-Flexibilisierung) liegen die Treibhausgasemissionen je kWh<sub>el</sub> Strom unter denen der Basis-Modelle. Am stärksten, nämlich um mindestens 35 % sinken die Emissionen bei den drei Betriebsmodellen mit Ausbau des Wärmenetzes. Aber auch durch die Nutzung alternativer



Substrat können 17 % und mehr Emissionen im Vergleich zum Ausgangskonzept eingespart werden. Der geringe Effekt der Flex-Optionen mit zusätzlicher Überbauung, der schon in Kapitel 2.8.2.2 (Abbildung 23 und Abbildung 25) gezeigt und erläutert wurde, spiegelt sich auch im Vergleich zu den beiden anderen Optionen geringen Einsparungen wider, die aufgrund der höheren Wirkungsgrade der zusätzlichen BHKW zustande kommen.

Eine Sonderstellung nehmen die Anlagen mit hohem Gülleanteil im Substratmix (Modelle 4 und 5) ein: Aufgrund der im Vergleich zu den NaWaRo-Anlagen geringeren Ausgangsemissionen gelingt es bei Modell 4 – mit 70 % Gülle das Basis-Modell mit den geringsten produktspezifischen Emissionen - durch den Substratersatz bilanziell treibhausgasnegativen Strom zu erzeugen. D.h. die Treibhausgasemissionen aus Anlagenerrichtung, Substratbereitstellung und Betrieb der Anlage werden von den Gutschriften für Gülle- und Gärrestnutzung und den Ersatz fossiler Wärme überkompensiert („Differenz zu Basis > 100 %“ in Tabelle 33). Bei Anlage 5 mit etwas geringerem Gülleanteil und daher höheren Ausgangsemissionen – ist dies nur bei der Option Nahwärmenetz möglich, da die zusätzliche Wärmenutzung stärker zu Buche schlägt als der Substratersatz.

Betrachtet man die Jahresemissionen (Tabelle 34), bei denen die vermiedenen Emissionen durch den Ersatz des Hauptprodukts aus fossilen Ressourcen berücksichtigt sind, so fällt zunächst auf, dass die Einsparungen durch die Vor-Ort-Verstromungs-Optionen im Vergleich zur Ausgangssituation deutlich geringer ausfallen. Dies liegt daran, dass die Substitutionswerte für den fossilen Strom die Bilanzen dominieren, wie sich z.B. in Abbildung 21 erkennen lässt. Dadurch fallen die positiven Effekte der Optionen relativ gesehen deutlich geringer ins Gewicht als bei der produktspezifischen Darstellung. Bezogen auf die Jahresemissionen ergeben sich so durch die Substratersatz nur geringfügige Einsparungen im Vergleich zu den Basis-Modellen und die zusätzliche Flexibilisierung hat praktisch keinen Effekt (sofern weiterhin derselbe fossile Strommix angenommen wird wie für die Basis, vgl. Kapitel 2.8.2.2. Einzig durch einen Ausbau der Wärmenutzung, und auch hier wieder besonders für die Gülleanlage, gelingt es die Treibhausgasemissionen im Vergleich zur Ausgangslage merklich zu verbessern.

In der Diskussion um mögliche THG-Minderungen durch Biogasstrom fällt häufig der Hinweis, dass bei flexibel erzeugtem Biogasstrom anteilig mehr Kohle als ohne Flexibilisierung ersetzt wird. Dieser Aspekt kann jedoch über die obige produktbezogene Darstellung, bei der keine direkte Berücksichtigung des ersetzten Stroms erfolgt, nur indirekt über eine weitere Linie für den fossilen Strommix dargestellt werden. Deutlicher ließe sich dies über die Jahresemissionen der Biogasanlage abbilden, da hier die Substitution von fossilen Energieträgern direkt in der Bilanz verrechnet wird.

Es existieren jedoch keine gesicherten Erkenntnisse, die eine Ableitung des fossilen, durch Biogas ersetzten Strommixes in Abhängigkeit vom Flexibilisierungsgrad einer Biogasanlage erlauben. Welcher fossile Brennstoff tatsächlich durch Biogas ersetzt wird, hängt laut UBA (pers. Mitteilung) von mehreren Faktoren ab. Insbesondere der „gasgetriebene“ Strompreis spielt hier eine Rolle. So könne je nach Marktsituation sogar der Fall eintreten, dass durch den flexiblen Biogasstrom eher Gas als Kohle ersetzt wird und somit geringere

Einsparungen als ohne Flexibilisierung erreicht werden. Die Minderung von Treibhausgasemissionen spielt in diesem Zusammenhang also kaum eine Rolle.

Dennoch hat die Zusammensetzung des fossilen Strommixes aufgrund der in Kapitel 2.4.3.3 aufgezeigten Unterschiede in den Emissionsfaktoren der einzelnen Energieträger unbestritten einen Einfluss auf die Treibhausgasbilanz einer Biogasanlage - unabhängig davon, aus welchem Grund sich die Anteile der eingesetzten Brennstoffe verändern. So war der von Lauf et al. für Biogas ermittelte Substitutionswert 2018 (Lauf et al. 2019) ca. 10 % niedriger als der für 2020 (Lauf et al. 2021), weil anteilig weniger Braunkohle – der fossiler Energieträger mit den höchsten Treibhausgasemissionen - ersetzt worden war. Auch aktuell steigt der Anteil der Kohle an der Stromproduktion in Folge des Ukrainekriegs, so dass zunächst mit einem weiteren Anstieg der Emissionen des fossilen Stroms und damit auch der durch Biogas eingesparten Emissionen kommen dürfte.

Mit dem Fortschreiten der Energiewende und der damit verbundenen Abkehr von den fossilen Energieträgern wird das Argument „Biogas ersetzt Kohle und Gas“ jedoch seine Wirkung verlieren. Trotzdem wird Biogas weiterhin ein wichtigen Baustein unseres Energiesystems bleiben, das es aufgrund von Speicherfähigkeit und Flexibilität einen Beitrag zur Netzstabilität leisten und die volatilen Erneuerbaren sehr gut ergänzen kann. Hinzu kommt die Kompatibilität mit Bioökonomiekonzepten, die Biogasanlagen bereits heute häufig in ihren Ansätzen berücksichtigen, sei es als Energie- oder zunehmend auch als Grundstofflieferant.

Auf Basis der Jahresemissionen können auch die Auswirkungen der Optionen mit Gasaufbereitung im Vergleich zu den Basisanlagen dargestellt werden und – da Tabelle 34 die relativen Veränderungen betrachtet werden – über die Anlagengrößen hinweg. Bei allen hier betrachteten Optionen mit Gasaufbereitung zeigt sich, dass zwischen 35 und 43 % weniger Treibhausgase durch den Ersatz fossiler Ressourcen eingespart werden können als durch die Vor-Ort-Verstromungskonzepte der Basisanlagen. Wie bereits in Kapitel 2.8.3 (Abbildung 27 und Abbildung 28) erläutert, liegt dies am niedrigeren Substitutionswert von Erdgas im Vergleich zum fossilen Strommix mit hohen Kohleanteilen und zusätzlich dem Wegfall der Wärmegutschrift. Allerdings kann die Nutzung des Biomethans ja ebenfalls über eine BHKW erfolgen und somit wäre auch eine Wärmegutschrift zu erzielen. Da in diesem Fall die gesamte BHKW-Abwärme für eine externe Nutzung zur Verfügung stünde (keine Prozesswärme für die Biogasanlage), könnte diese Gutschrift bei einem optimierten Wärmekonzept deutlich höher ausfallen als beim Basis-Modell. Würde es gelingen, die anfallende Wärme ganzjährig vollständig zu nutzen, könnten die Betriebsmodell mit Aufbereitung am Ende sogar höhere Einsparungen erreichen als die Basis-Modelle. Bei der Option mit Tankstelle wäre dieser Effekt geringer, da nur für einen Teil des Erdgases eine Nutzung im BHKW angenommen werden könnte.

Tabelle 33: Übersicht der produktspezifischen Netto-Treibhausgasemissionen der Basis-Modelle in kg CO<sub>2</sub>e/kWh<sub>el</sub> und Optionen mit Strom-/Wärmeproduktion sowie der durch die Optionen erreichten Einsparungen im Vergleich zur Ausgangslage.

Basis-Modell		Netto-bilanz kg CO <sub>2</sub> e/ kWh <sub>el</sub>	Substrate		Nahwärme		Flexibilisierung 3-fach		Flexibilisierung 4-fach	
Anlagenkl asse			Netto- bilanz kg CO <sub>2</sub> e/ kWh <sub>el</sub>	Diff. zu Basis	Netto- bilanz kg CO <sub>2</sub> e/ kWh <sub>el</sub>	Diff. zu Basis	Netto- bilanz kg CO <sub>2</sub> e/ kWh <sub>el</sub>	Diff. zu Basis	Netto- bilanz kg CO <sub>2</sub> e/ kWh <sub>el</sub>	Diff. zu Basis
I 137 kW <sub>el</sub>	Basis 1	0,146	0,111	-25%						
	Basis 4	0,022	-0,006	>-100%						
II 457 kW <sub>el</sub>	Basis 2	0,152	0,120	-21%	0,098	-35%	0,145	-5%	0,142	-7%
	Basis 5	0,088	0,063	-29%	-0,102	>-100%	0,081	-7%	0,079	-11%
III 937 kW <sub>el</sub>	Basis 3	0,145	0,120	-17%	0,065	-55%				

Tabelle 34: Übersicht der jährlichen Netto-Treibhausgasemissionen der Basis-Modelle in t CO<sub>2</sub>e/Jahr und aller betrachteten Optionen (Strom-/Wärmeproduktion und Gasaufbereitung) sowie der durch die Optionen erreichten Veränderungen im Vergleich zur Ausgangslage; negative Werte bei „Differenz zu Basis“ bedeuten zusätzliche Einsparungen, positive geringere Einsparungen durch die Option.

Basis-Modell		Netto-bilanz t CO <sub>2</sub> e/ a	Substrate		Nahwärme		Flexibilisierung 3-fach		Flexibilisierung 4-fach		Mikrogasnetz		Aufbereitung		Aufbereitung+ Tankstelle	
Anlagenkl asse			Netto- bilanz t CO <sub>2</sub> e/ a	Diff. zu Basis												
I 137 kW <sub>el</sub>	Basis 1	-804	-847	-5%						-525	+35%					
	Basis 4	-954	-987	-3%												
II 457 kW <sub>el</sub>	Basis 2	-2.658	-2.786	-5%	-2.874	-8%	-2.686	-1%	-2.698	-1%	-1.607	+40%				
	Basis 5	-2.915	-3.016	-3%	-3.674	-26%	-2.941	-1%	-2.952	-1%						
III 937 kW <sub>el</sub>	Basis 3	-5.370	-5.573	-4%	-6.012	-12%					-3.061	+43%	-3.057	+43%	-3.453	+36%

### 3. Web-Anwendung „Post-EEG-Rechner Biogas“

Im Rahmen des Verbundvorhabens ProBiogas wurde die Web-Anwendung „Post-EEG-Rechner Biogas“ zur anlagenindividuellen Prüfung von Weiterbetriebsoptionen für Bestandsbiogasanlage (Stichwort „Post-EEG“) entwickelt.



Abbildung 29: Kachel der Landingpage „Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas“ des KTBL, wo der „Post-EEG-Rechner Biogas“ für Bestandsanlagen zu finden sein wird

Ziel der Webanwendung ist es, eine existierende Biogasanlage über die Eingabe der eingesetzten Gärbiomasse abzubilden (Ist-BGA) und daran mögliche Weiterbetriebs-Verfahrensoptionen darstellen zu können. In das Modell fließen, wie auch bereits beim KTBL-Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas, u. a. die KTBL-Standardgaserträge, diverse eingrenzende Prozessparameter sowie solide Kenngrößen zur Modellierung ein.

Gegliedert ist die Webanwendung in die Module

- Biogaserzeugung,
- Kraft-Wärme-Kopplung
- Biomethan (optional mit CNG-Tankstelle).

Je nach Auswahl, kann innerhalb dieser Nutzungsvariante aus weiteren Nutzungsvariationen gewählt werden.

Die Web-Anwendung soll es dem Anwender ermöglichen, die modellhafte Darstellung seiner Praxisanlage mit einer „Post-EEG-Version“ der Anlage zu vergleichen. Hierfür sollen relevante Kenngrößen wie z.B. Stromgestehungskosten oder kalkulatorischer Gewinnbeitrag dienen.

Die Anwendungen wird auf dem Post-EEG-Fachportal ‚Zukunft Biogas‘ ([www.zukunftbiogas.de](http://www.zukunftbiogas.de)) sowie auf der Internseite des Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. - KTBL ([www.ktbl.de/webanwendungen](http://www.ktbl.de/webanwendungen)) kostenfrei zugänglich sein.

#### 4. Literaturverzeichnis

Arbeitsgruppe BEK (2021): Berechnungsstandard für einzelbetriebliche Klimabilanzen (BEK) in der Landwirtschaft. Handbuch, Darmstadt, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V., 2. Auflage. In: <a href="http://www.ktbl.de">www.ktbl.de</a> .
AwSV (2020): Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV) vom 18. April 2017 (BGBl. I S. 905), die durch Artikel 256 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist
BAFA (2021): Merkblatt Wärme- und Kältenetze zur Darlegung der Zulassungsvoraussetzungen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG). Hg. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Stand 20.12.2021, Eschborn
BMU (2019): Klimaschutzprogramm 2030 - Maßnahmen zur Erreichung der Klimaschutzziele 2030. Hg. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz, Berlin
BMWK (2022): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien. Stand Februar 2022, Umweltbundesamt (UBA), Fachgebiet V 1.5 Energiedaten im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Hg.), Berlin
Bricklebrit (2021): Leipziger Strombörse. Datenbank Bricklebrit Lastgangbepreisung; <a href="http://www.bricklebrit.com/stromboerse_leipzig.html">www.bricklebrit.com/stromboerse_leipzig.html</a> ; Zugriff am 17.9.21
Bundesnetzagentur (2021): Ausschreibungen zur Ermittlung der finanziellen Förderung von Erneuerbaren-Energien- und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen. Ausschreibungen 2021, Hg. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn; <a href="https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/start.html">https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/start.html</a> (letzter Zugriff am 29.06.2022)
Bundesnetzagentur (2021b). Öffentliche Bekanntgabe der Zuschläge. Biomasse / Gebotstermin 1. September 2021. Hg. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn; <a href="https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/Gebotstermin_01_09_2021/start.html">https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/Gebotstermin_01_09_2021/start.html</a> (letzter Zugriff am 29.06.2022)
dena (2021): Branchenbarometer Biomethan 2021. dena-Analyse, Hg. Deutsche Energie-Agentur, Berlin, 2021
DüV (2021): Verordnung zur Änderung der Düngeverordnung vom 28 April 2020, BGBl. I S. 846
ecoinvent (2015): The ecoinvent (LCI) Database, Version 3.2. Hg. Ecoinvent, Zürich
EEG (2004): Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2004 (BGBl. I S. 1918), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 7. November 2006 (BGBl. I S. 2550)



EEG (2017): Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist
EEG (2021): Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 11 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist
EU RL 2018/2001 (2018): Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung), ABI. L 328 vom 21.12.2018, S. 82–208
FNR (2016): Leitfaden Biog–s - Von der Gewinnung zur Nutzung. 7. Auflage, Hg. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR)
GasNZV (2021): Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist
Icha, P.; Lauf, T.; Kuhs, G. (2021): Icha, P.; Lauf, T.; Kuhs, G. (2021): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2020. Climate Change 45/2021, Dessau-Roßlau, Umweltbundesamt
Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2006): 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 4: Agriculture, Forestry and other Land Use
Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2013): 2013 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Volume 4: Agriculture, Forestry and other Land Use
KTBL (2013): Faustzahlen Biogas. 3. Ausgabe, Darmstadt, Hg. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
KTBL (2013b): Direktvermarktung von Biogasstrom. KTBL-Heft 101, Darmstadt, Hg. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
KTBL (2019): Emissionsarmer Betrieb von landwirtschaftlichen Biogasanlagen. KTBL-Heft 127, Darmstadt, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
KTBL (2020): Betriebsplanung Landwirtschaft 2020/21 - Daten für die Betriebsplanung in der Landwirtschaft. 27. Auflage; Darmstadt, Hg. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
KTBL (2021 a): Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Potenziale, Erträge, Einflussfaktoren. Darmstadt, Hg. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
KTBL (2021 b): KTBL-Datenbank Biogas. Stand 2021; Darmstadt, Hg. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)



KTBL (2021 c): Biogasanlagen effizient betreiben. Bewertungskriterien und -methoden. Darmstadt, Hg. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
Lauf et al. (2021): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2018. Climate Change 71/2021, Dessau-Roßlau, Umweltbundesamt (UBA)
Lauf, T.; Memmler, M.; Schneider, S. (2019): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2018. Climate Change 37/2019, Dessau-Roßlau, Umweltbundesamt (UBA)
Matschoss, P.; Wern, B.; Baur, F. (2020): Die Rolle des Biogases in der Energiewende. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 70. Jg., Heft 10, Hg. VDE-Verlag, Institut für Zukunfts-Energie- und Stoffstromsysteme (IZES) gGmbH, Berlin
Mönch-Tegeder, M., Lemmer, A., Oechsner, H. (2014): Enhancement of methane production with horse manure supplement and pretreatment in a full-scale biogas process. Energy 73, pp. 523–530
Paterson, M.; Wirth, B.; Hartmann, S. (2021): Praxisnahe Betriebsmodelle für Biogasanlagen nach Ablauf der 1. EEG-Förderperiode aus dem ProBiogas-Projekt. In: Biogas in der Landwirtschaft - Stand und Perspektiven. KTBL-Schrift 524, FNR/KTBL-Online-Kongress am 29. und 30. September 2021, Hg. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL), Darmstadt
PTB (2007): PTB-Mitteilungen – Themenschwerpunkt: Das Internationale Einheitensystem (SI). Sonderdruck aus 117. Jahrgang, Heft 2, Juni 2007, Hg. Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB), Braunschweig und Berlin; <a href="https://www.ptb.de/cms/fileadmin/internet/Themenrundgaenge/ImWeltweitenNetzDerMetrologie/si.pdf">https://www.ptb.de/cms/fileadmin/internet/Themenrundgaenge/ImWeltweitenNetzDerMetrologie/si.pdf</a> , Zugriff am 14.06.2022
REzAB (2020): Biogas nach dem EEG – (wie) kann´s weitergehen? Handlungsmöglichkeiten für Anlagenbetreiber. Hg. Technische Hochschule Ingolstadt, FH Münster, C.A.R.M.E.N. e.V., ifeu Heidelberg, Juni 2020
Rösemann, C.; Haenel, H.-D.; Vos, C; Dämmgen, U.; Döring, U.; Wulf, S.; Eurich-Menden, B.; Freibauer, A.; Döhler, H.; Schreiner, C.; Osterburg, B.; Fuß, R. (2021): Calculations of gaseous and particulate emissions from German agriculture 1990 – 2019. Report on methods and data (RMD) Submission 2021, Braunschweig , Hg. Johann Heinrich von Thünen-Institut
UBA (2021): ProBas-Datenbank. Prozessorientierte Basisdaten für Umweltmanagementsysteme. Hg. Umweltbundesamt; <a href="http://www.probas.umweltbundesamt.de">www.probas.umweltbundesamt.de</a> ; letzter Zugriff 23.06.2021
Zott, C.; Amit, R.; Massa, L. (2011): The Business Model. Recent Developments and Future Research. Journal of Management, Vol. 37, No. 4, Hg. SAGE Publications, 2011, 1019-1042; DOI: 10.1177/0149206311406265

