

Biomethan als Kraftstoff

Landwirtschaftliche Biogasanlagen
wirtschaftlich weiterbetreiben



Biomethan als Kraftstoff

Landwirtschaftliche Biogasanlagen wirtschaftlich weiterbetreiben

Ursula Roth | Dirk Bonse | Volkmar Braune | Ievgeniia Morozova |
Mark Paterson | Stefan Rauh | Tino Sperk | Jens Strahl | Bernd Wirth

Herausgeber

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL), Darmstadt

Finanzielle Förderung

Diese Veröffentlichung entstand im Rahmen des Verbundvorhabens „Leitfaden und Online-Anwendung zur Produktion und Bereitstellung erneuerbarer Kraftstoffe als Geschäftsfeld für landwirtschaftliche Biogasanlagen“ (BIOKRAFT), gefördert aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages mit Mitteln des Bundesministeriums für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat (BMLEH) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) über das Förderprogramm „Nachhaltige Erneuerbare Ressourcen“ (Förderkennzeichen: 2220NR280A; 2220NR280B; 2220NR280C).

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Bitte zitieren Sie diese Publikation beziehungsweise Teile daraus wie folgt:

KTBL (2026): Biomethan als Kraftstoff. Landwirtschaftliche Biogasanlagen wirtschaftlich weiterbetreiben. Darmstadt, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)

© KTBL 2026

Herausgeber und Vertrieb

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)

Bartningstraße 49 | 64289 Darmstadt

Telefon +49 6151 7001-0 | E-Mail: ktbl@ktbl.de

vertrieb@ktbl.de | Telefon Vertrieb +49 6151 7001-189

www.ktbl.de

Herausgegeben mit Förderung des Bundesministeriums für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

Titelfoto

© Fachverband Biogas e.V.

Vorwort

Der Klimaschutz erfordert eine Transformation des Energie- und Verkehrssystems, wofür auch substanzielle Beiträge der Landwirtschaft erforderlich sind. Biomethan als erneuerbarer Kraftstoff bietet hierfür eine strategisch bedeutsame Option: Es ermöglicht die Nutzung bestehender landwirtschaftlicher Biogasanlagen zur Defossilisierung des Verkehrs- und Mobilitätssektors und stärkt zugleich regionale Wertschöpfung und Versorgungssicherheit.

Das Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL) begleitet diesen Wandel seit vielen Jahren mit wissenschaftlich fundierten Analysen zu technischen, ökonomischen und rechtlichen Fragestellungen. Die vorliegende KTBL-Sonderveröffentlichung knüpft an diese Vorarbeiten an und zeigt Anlagenbetreibern auf, unter welchen Rahmenbedingungen Biomethan als Kraftstoff wirtschaftlich und ökologisch sinnvoll erzeugt und eingesetzt werden kann.

In den vergangenen Jahren hat das KTBL die Themenfelder „Erneuerbare Antriebe“ und „Weiterbetriebsoptionen für Bestandsbiogasanlagen“ gezielt adressiert. So wurde 2024 im Auftrag des damaligen Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft ein Maßnahmenkatalog für die beschleunigte Umstellung auf erneuerbare Antriebsenergien erarbeitet. Biomethan nimmt dabei für bestimmte Einsatzbereiche eine wichtige Rolle ein. Mit dem Fachportal „Zukunft Biogas“ stellt das KTBL zudem gezielt aufbereitete Informationen zur Verfügung, die Biogasanlagenbetreibende und beratende Unternehmen bei der Entwicklung von zukunftsfähigen Anlagenkonzepten unterstützen.

Entstanden ist die Sonderveröffentlichung im Rahmen des Verbundvorhabens „Leitfaden und Online-Anwendung zur Produktion und Bereitstellung erneuerbarer Kraftstoffe als Geschäftsfeld für landwirtschaftliche Biogasanlagen“ (BIOKRAFT). Das Vorhaben wurde aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages mit Mitteln des Bundesministeriums für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat (BMLEH) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) im Förderprogramm „Nachhaltige Erneuerbare Ressourcen“ gefördert. Für diese Unterstützung danke ich dem BMLEH und der FNR ausdrücklich.

Mein Dank gilt ebenso den Autorinnen und Autoren sowie allen Beteiligten, die mit ihrer Expertise zum Gelingen dieser Publikation beigetragen haben. Sie soll Impulse für politische Entscheidungen und die Weiterentwicklung nachhaltiger Lösungen in der Landwirtschaft geben.

Kuratorium für Technik und Bauwesen
in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)



Daniel Eberz-Eder
Hauptgeschäftsführer

Darmstadt, März 2026

Inhalt

1	Einleitung	9
2	Aktueller Stand und politische Perspektive	11
3	Politische, rechtliche und normative Rahmenbedingungen	15
3.1	Europäischer Rahmen	15
3.1.1	Renewable Energy Directive – Erneuerbare-Energien-Richtlinie	16
3.1.2	Clean Vehicles Directive – Richtlinie über umweltfreundliche Fahrzeuge	23
3.1.3	Alternative Fuels Infrastructure Regulation – Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe	24
3.2	Nationaler Rahmen	25
3.2.1	Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung	25
3.2.2	Biokraftstoffquotengesetz und Bundes-Immissionsschutzgesetz	30
3.2.3	Die Treibhausgasbilanzierung	32
3.2.4	Energiesteuergesetz	33
3.2.5	Brennstoffemissionshandelsgesetz	33
3.2.6	Genehmigungsrecht (Baurecht, Privilegierung, Sondergebiet)	34
3.2.7	Gasnetzzugangsverordnung und Energiewirtschaftsgesetz	37
4	Technik und Verfahren zur Biogasaufbereitung	38
5	Technische Grundlagen der Herstellung von Biokraftstoff aus Biogas	43
5.1	Spezifika der Biogasaufbereitung und Anforderungen an die Gasqualität	43
5.1.1	Anforderungen an die Gasqualität für die Nutzung als Kraftstoff	43
5.1.2	Eignung der BGAA-Techniken	44
5.2	Bereitstellung von BioCNG – Prozesse und Technik	45
5.2.1	Verdichtung	45
5.2.2	Odorierung	48
5.2.3	Hochdruckspeicherung	48
5.2.4	Vertankung	49
5.2.5	Befüllung, Messung und Abrechnung	51
5.2.6	Option der Biomethanein- und -ausspeisung	53
5.2.7	Option der mobilen Biomethanbereitstellung	54
5.2.8	Option Direktleitung	56
5.3	Bereitstellung von BioLNG – Prozesse und Technik	56
5.3.1	Verflüssigung	57
5.3.2	Speicherung	58
5.3.3	Vertankung	60
5.3.4	Befüllung, Messung und Abrechnung	61
6	Anforderungen an den Betrieb einer BioCNG-Tankstelle, Vermarktung und Management	63
6.1	Standort- und Auslegungskriterien für eine BioCNG-Tankstelle	63
6.1.1	Abschätzung des möglichen Kraftstoffabsatzes	64
6.1.2	Infrastrukturplanung: Voraussetzungen und Anforderungen	65
6.1.3	Prinzipielles Vorgehen bei der Großkundenakquise	66

6.1.4	Besonderheiten bei der Vertragsgestaltung	66
6.2	Technisch-organisatorische Etablierung einer BioCNG-Tankstelle	68
6.2.1	Ausschreibungs- und Vergabeprozess	68
6.2.2	Planungsprozess und Projektmanagement	69
6.2.3	Anlagenauslegung und Anlagenverfügbarkeit	70
6.2.4	Anforderungen an den Genehmigungs- und Abnahmeprozess	70
6.2.5	Übernahme von bestehenden BioCNG-Standorten	72
6.3	Erfahrungen mit dem Dauerbetrieb und Management von BioCNG-Tankstellen	73
6.3.1	Abrechnungsmodelle	73
6.3.2	Wartung und Instandhaltung	73
6.3.3	THG-Quotenhandel	74
6.3.4	Marketingmaßnahmen	75
6.4	Ergebnisse aus der Befragung von Fuhrparkbetreibern	76
7	Investitionen, Kosten und Leistungen	81
7.1	Ökonomische Grundannahmen	81
7.1.1	Fixe Kosten	81
7.1.2	Variable Kosten	83
7.1.3	Leistungen	85
7.2	Technische Konfiguration und Annahmen der Rohgaserzeugung und -bereitstellung	90
7.2.1	Substrate	90
7.2.2	Biologisch-technische Kennwerte	90
7.2.3	Annahmen zur Technikauslegung und berücksichtigte Anlagenteile	91
8	Wirtschaftliche und technische Bewertung praxisrelevanter Bereitstellungspfade	94
8.1	Technologiekonzepte und Kraftstoffbereitstellungspfade	94
8.1.1	Herleitung der Technologiekonzepte und Bereitstellungspfade	94
8.1.2	Technische Konfiguration Konzept 1: Tankstelle am Standort der BGA	98
8.1.3	Technische Konfiguration Konzept 2: Tankstelle getrennt vom Standort der Biogasanlage – mit Gasnetzanschluss	103
8.1.4	Technische Konfiguration Konzept 3: Tankstelle getrennt vom Standort der Biogasanlage – ohne Gasnetzanschluss	106
8.2	Bestandsanlagen und notwendige Anpassungen beim Übergang zu Kraftstoffkonzepten	112
8.2.1	Technische Konfiguration Basis-Modellanlagen (Referenz)	112
8.2.2	Notwendige Anpassungen in den Modellanlagen für die Umsetzung der Bereitstellungspfade/Betriebsmodelle der Konzepte 1 bis 3	114
8.3	Wirtschaftliche Bewertung der Referenzsituation „KWK-Weiterbetrieb“ sowie der Betriebsmodelle mit Kraftstoffbereitstellung	116
8.3.1	Referenzsituation: Wirtschaftliche Bewertung eines KWK-Weiterbetriebs der Modellanlagen mit flexibler Stromproduktion	116
8.3.2	Wirtschaftliche Bewertung der Bereitstellungspfade der Modellanlage Basis 200 (Höchstbemessungsleistung in der Referenzsituation 200 kW)	119
8.3.3	Wirtschaftliche Bewertung der Bereitstellungspfade der Modellanlage Basis 500 (Höchstbemessungsleistung in der Referenzsituation 500 kW)	123
8.3.4	Wirtschaftliche Bewertung der Bereitstellungspfade der Modellanlagen Basis 1.000 und 1.000 WD (Höchstbemessungsleistung in der Referenzsituation 1.000 kW)	126
8.3.5	Effekte ausgewählter Faktoren auf die Wirtschaftlichkeit	130

9	Praxisbeispiele	133
9.1	BioCNG	133
9.1.1	BioCNG-Anlage der Ökoenergie Utzenaich GmbH (Österreich)	133
9.1.2	BioCNG-Pilotanlage am Forschungsstandort Lindenhöfe der Universität Hohenheim	134
9.1.3	BioCNG Anlage in Frohndorf	135
9.1.4	BioCNG-Anlage in Thayngen (Schweiz)	136
9.1.5	BioCNG-Anlage in Willhelmsdorf	137
9.1.6	BioCNG-Betriebshoftankstelle in Saalfeld	138
9.1.7	BioCNG-Anlage in Neuss	139
9.2	BioLNG	140
9.2.1	BioLNG Anlage in Hof	140
9.2.2	BioLNG Anlage in Darchau	141
9.2.3	BioLNG Anlage in Bad Grönenbach	142
9.2.4	BioLNG Anlage in Apensen	143
10	Schlussfolgerungen und Ausblick	144
	Literatur	145
	Anhang	149
	Abkürzungsverzeichnis	163
	Chemische Formeln	164
	Einheiten	165
	Mitwirkende	166

1 Einleitung

Der Einsatz von Biomethan als regenerativer Kraftstoff kann eine wichtige Rolle bei der Defossilisierung des Verkehrssektors spielen, denn neben fossilen CO₂-Emissionen wird auch die Emission von Luftschadstoffen reduziert. Zudem sind die Motoren sowie die Verteilinfrastruktur für den Kraftstoff bereits verfügbar, sodass die genannten Vorteile kurzfristig realisiert werden können. Insbesondere im Nutzfahrzeugsegment bietet sich der Umstieg auf Biomethan an, da hier aufgrund der Leistungsanforderungen batterieelektrische Lösungen oft nicht zu realisieren sind.

Die Aufbereitung von Biogas in Kombination mit der Vermarktung des Biomethans als Kraftstoff hat in den Jahren 2018 bis 2022 starken Aufwind in der landwirtschaftlichen Biogasbranche erfahren. Denn bei der Umsetzung der europäischen RED II (Erneuerbare-Energien-Richtlinie; englisch: Renewable Energy Directive), die erstmals auch für gasförmige Biomasse galt, in deutsches Recht wurde Biomethanproduzenten die Teilnahme am Treibhausgas(THG)-Quotenhandel im Verkehrssektor ermöglicht. Durch den starken Preisverfall der Quote infolge des Imports falsch deklarerter Biokraftstoffe wurde diese Entwicklung 2023 und 2024 jedoch stark ausgebremst. Aktuell hat sich der Preis im THG-Quotenhandel stabilisiert – mit tendenziell positiver Prognose für die nächsten Jahre. Durch die Beschlüsse der Bundesregierung im Dezember 2025 wurden die Rahmenbedingungen der deutschen THG-Quotenregelung für die nächsten Jahre festgeschrieben. Die Branche geht vor diesem Hintergrund davon aus, dass insbesondere Biomethan aus Wirtschaftsdüngern dauerhaft hohe Quotenerlöse realisieren kann.

Somit können Biokraftstoffkonzepte eine interessante Option für den Weiterbetrieb landwirtschaftlicher Biogasanlagen nach dem Ende der ersten 20-jährigen Erneuerbare-Energien-Gesetz(EEG)-Förderperiode sein. Mit einem Überblick über mögliche Kraftstoffvermarktungsoptionen sowie Managementempfehlungen für den Betrieb einer Biomethantankstelle soll die vorliegende Veröffentlichung Anlagenbetreibende bei diesen Überlegungen unterstützen. Der Kraftstoffpfad ermöglicht zum einen den Weiterbetrieb auch ohne EEG-Vergütung und verspricht zum anderen zusätzliche Einnahmen aus dem THG-Quotenhandel. Über die Einzelanlage hinaus bietet dies auch eine Chance für den Biogas- und Energiesektor insgesamt: Durch dieses Betriebsfeld könnten Biogasanlagen, auch im Cluster mit anderen, über die ersten 20 Jahre hinaus im Anlagenbestand verbleiben und weiterhin einen Beitrag zur Energie- und Mobilitätswende sowie zum Klimaschutz leisten.

Die Optionen zur Integration eines Bereitstellungspfades für Biomethan als Kraftstoff sind vielfältig und hängen von den projektspezifischen Ausgangsfaktoren ab. In diesem Leitfaden werden im Kapitel 8 anhand modellhaft entwickelter Bereitstellungspfade unterschiedliche Ausgangssituationen aufgezeigt und die jeweils erforderliche Anlagentechnik und Gesamtwirtschaftlichkeit bewertet. Ziel der Betrachtungen ist es, einen Überblick zur Gesamtwirtschaftlichkeit unter Angabe von Investitionen, Kosten und Erlösen sowie der in Abhängigkeit der Ausgangsfaktoren erforderlichen Anlagentechnik für praxisrelevante Bereitstellungspfade aufzuzeigen. Mit diesen Informationen können u. a. die Eignung der Kraftstoffpfade für verschiedene Modelltypen landwirtschaftlicher Biogasanlagen abgeleitet sowie Aussagen über ökonomische Erfolgsgrößen oder nötige Förderhöhen zur Erreichung einer wirtschaftlichen Vorzüglichkeit getroffen werden. Die notwendigen Daten der techno-ökonomischen Bewertung basieren überwiegend auf einer Marktabfrage relevanter Hersteller sowie auf Praxisprojekten und Werten aus der Literatur.

Die Modellberechnungen für diesen Leitfaden wurden 2024 durchgeführt und stellen daher den Stand zu diesem Zeitpunkt dar. Insbesondere für den Bereich Biomethan allgemein, aber auch speziell für Biomethan aus Kraftstoff stehen derzeit noch Entscheidungen zu den zukünftigen Rahmenbedingungen aus (siehe auch Kap. 3). Von einer Aktualisierung der Berechnungen wurde daher abgesehen, zumal die rechtswirksamen Änderungen seit Herbst 2024 vor allem den Kraft-Wärme-Kopplung(KWK)-Bereich (Biomassepaket 2) betreffen. Nach Verabschiedung der relevanten Regelungen, mit denen die Bedingungen für Biomethan längerfristig festgeschrieben werden, ist eine Überarbeitung der Modellrechnungen geplant.

Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass die in diesem Leitfaden beschriebenen Inhalte stets die Aufbereitung von Biogas zu gasförmigem Biomethan und die anschließende Verflüssigung zu BioLNG fokussieren. Alternativ dazu besteht die Möglichkeit, Biogas mittels verschiedener Aufbereitungsverfahren direkt zu flüssigem Biomethan oder genauer zu BioLNG (Flüssigerdgas; englisch: liquefied natural gas) aufzubereiten. Da für diese Verfahren jedoch bisher nur geringe praxisnahe Erfahrungswerte existieren, werden diese hier nicht weiter betrachtet.

2 Aktueller Stand und politische Perspektive

Durch Anreize im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und später im Integrierten Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung kam es ab 2006 zu einem steten Zuwachs von landwirtschaftlichen Biogasaufbereitungsanlagen, zunächst fast ausschließlich in Verbindung mit einer Einspeisung ins Erdgasnetz. Aufgrund deutlich verschlechterter gesetzlicher Rahmenbedingungen stagnierten ab 2014 die Anlagenzahlen. Mit Inkrafttreten der RED II (EU RL Nr. 2001/2018) und der Öffnung des THG-Quotenhandels im Verkehrssektor in Deutschland wurde die Biogasaufbereitung in Kombination mit der Vermarktung von Biomethan über den Kraftstoffmarkt wieder attraktiv. Dennoch blieb es in den Jahren 2021 bis 2023 bei nur wenigen Neuanlagen. Erst seit 2024 ist erneut eine nennenswerte Neubauaktivität zu verzeichnen, sodass die Deutsche Energie-Agentur (dena) zum Ende des Jahres 2025 von 270 Biogasaufbereitungsanlagen mit einer Einspeisekapazität von ca. 160.000 m³_N/h ausgeht (dena 2025) (Abb. 1). Dies deckt sich mit Erhebungen des Fachverband Biogas e.V., der für 2024 21 neue und damit insgesamt 272 Biomethananlagen verzeichnet (FvB 2025). Zwei dieser neuen Anlagen sind nicht netzgebunden, sondern produzieren BioLNG beziehungsweise Biomethan für den nicht leitungsgebundenen Einsatz, also explizit für die Kraftstoffherstellung.

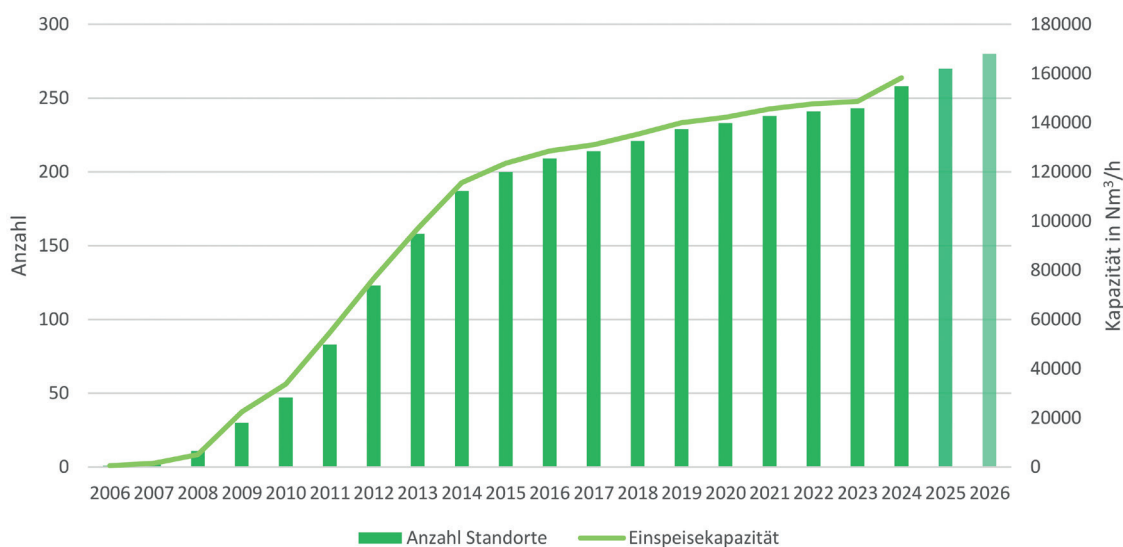


Abb. 1: Entwicklung der Anzahl und Aufbereitungskapazität von Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland von 2006 bis 2024 mit einer Abschätzung für 2025 und 2026 (© dena 2025)

Zugleich berichten Beratungsunternehmen und projektierende Firmen von einer hohen Anzahl an Projekten, die sich zwar in Planung befinden, jedoch aufgrund der wirtschaftlichen Entwicklung und offener relevanter Gesetzgebungsverfahren nicht weiterverfolgt wurden. Dies spiegelt sich auch in einer hohen Zahl von Netzanschlussbegehren wider, die aber bisher (noch) nicht umgesetzt wurden.

Die Zurückhaltung der Branche geht zum einen auf den drastischen Verfall der THG-Quotenpreise im Jahr 2023 zurück. Höchstwerte von z.T. über 600 €/t CO₂ im Jahr 2022 (Abb. 2) haben nicht nur zu zahlreichen neu initiierten Kraftstoffprojekten geführt, sondern auch zu einem massiven Import von – häufig falsch deklariertem – Hydrotreated-Vegetable-Oil(HVO)-Biodiesel, also hydrierten Pflanzenölen. Das dar-

aus entstandene Überangebot führte zu Tiefstpreisen von unter 100 €/t und in der Folge zur Insolvenz der zwei größten deutschen Biomethanhändler. Auch zahlreiche Biogasanlagen mit Biomethan- und Kraftstoffkonzepten gerieten dadurch in wirtschaftliche Schieflage, insbesondere bei zu starker Abhängigkeit von den THG-Quotenerlösen.

2025 war eine Erholung der THG-Quotenpreise zu beobachten und ein weiterer Anstieg wird für 2026 prognostiziert. Ob sich auf Dauer ein Preisniveau einstellt, das Biokraftstoffkonzepten eine wirtschaftliche Basis bietet (siehe blaue Linie in Abb. 2), hängt nicht zuletzt von einer konsequenten Betrugsbekämpfung und der schlussendlichen Umsetzung der 2023 verabschiedeten RED III ab. Der im Kabinettsbeschluss vom 10. Dezember 2025 (siehe Infokasten) zur Weiterentwicklung der THG-Quote vorgesehene Wegfall der Doppelanrechnung für fortschrittliche Kraftstoffe dürfte zusammen mit der ebenfalls beschlossenen Erhöhung der Unterquote für fortschrittliche Kraftstoffe (siehe Kap. 3) für eine steigende Nachfrage sorgen und so langfristig zu einer Stabilisierung der Quotenpreise beitragen. Der direkte Anstieg der Quotenpreise für fortschrittliche Kraftstoffe nach Bekanntwerden des Kabinettsbeschlusses spricht für einen entsprechenden Effekt.

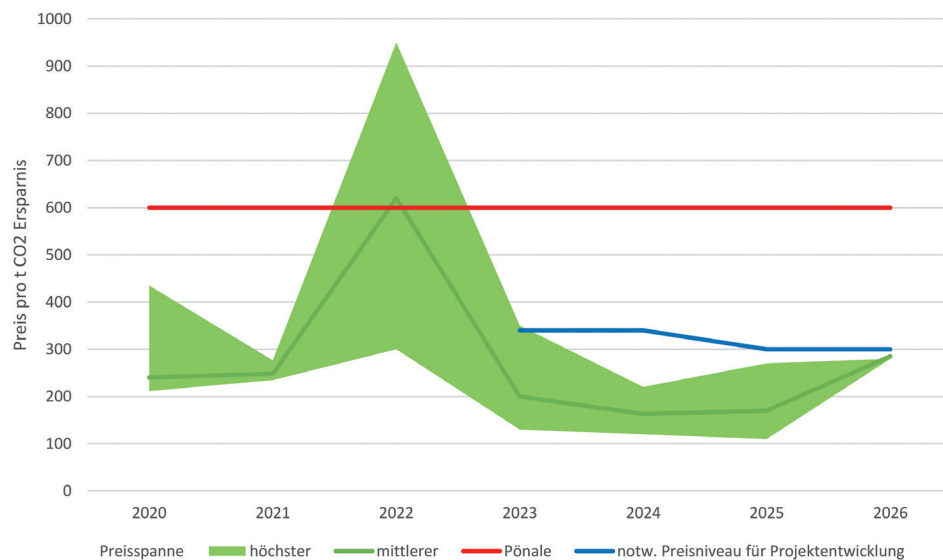


Abb. 2: Preisentwicklung der THG-Quotenpreise, Pönale (Strafgebühr) und notwendiges Preisniveau für Neuentwicklung von Projekten (© dena 2025)

Aktuelle Preisentwicklungen der THG-Quote (Stand 21. Dezember 2025) und Hintergrund Kabinettsbeschluss vom 10. Dezember 2025 zur Weiterentwicklung der THG-Quote

Die Umsetzung der RED III und die Weiterentwicklung der THG-Quote führen zu einem steigenden Bedarf an anrechenbaren Treibhausgasminderungen. Biomethan bleibt Teil des regulatorischen Rahmens, insbesondere Biomethan aus Abfall- und Reststoffen im Kontext der Regelungen zu fortschrittlichen Biokraftstoffen. Verschärfte Anforderungen an Nachweisführung, Massenbilanzierung und Betrugsprävention erhöhen die Bedeutung von Zertifizierungssystemen inklusive der Anbindung an die EU-Unionsdatenbank (UDB), insbesondere bei grenzüberschreitenden Lieferketten.

Das Auslaufen der Doppelanrechnung geht einher mit einer deutlichen Anhebung der Unterquoten, die auch rückwirkend angepasst werden können. Da der Gesetzestext keine explizite biomethanspezifische Klarstellung enthält, kommt der Ausgestaltung der Umsetzungs- und Durchführungsverordnungen – insbesondere zur RED-III-konformen Anerkennung (EU 2022), Massenbilanzierung, UDB-Anbindung sowie Import- und Exportfähigkeit – eine zentrale Rolle zu, die es durch die Verbände zu bearbeiten gilt.

Zum Ende des Jahres 2025 verzeichneten die THG-Quoten laut OLYX B.V. einen Handelspreis von 480 €/t CO₂ (Stichtag 17.12.2025) bei einfacher Anrechnung für die Kategorie „Advanced“.

Abbildung 3 zeigt die Entwicklung der THG-Quotenpreise vor dem Hintergrund der Ereignisse ab September 2023.

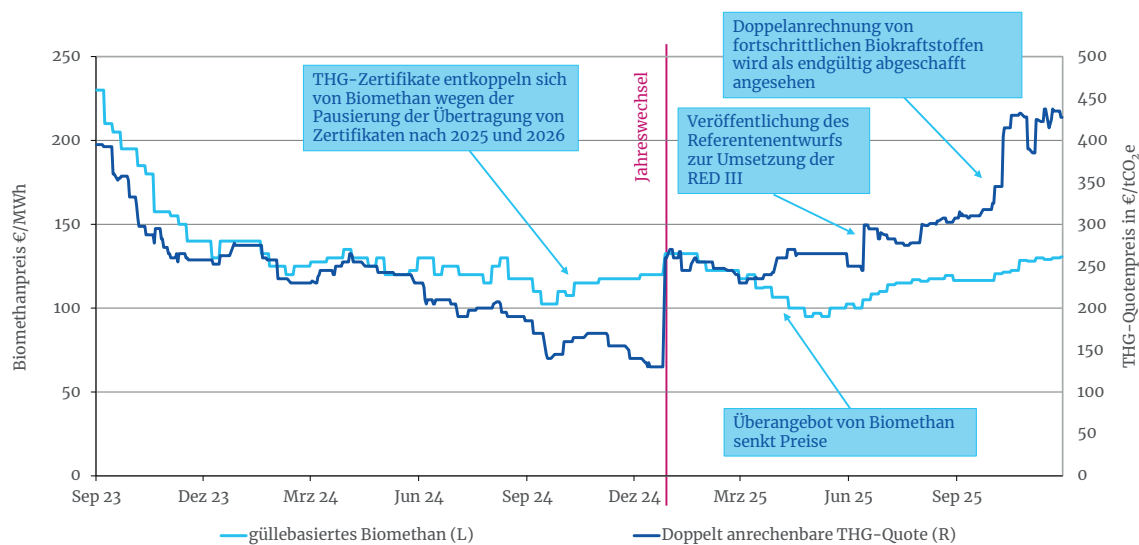


Abb. 3: Entwicklung der THG-Quotenpreise seit 2023 (© Argus Media Group)

Es bleibt jedoch ein Unsicherheitsfaktor für neue Biomethanprojekte: Die weitere Entwicklung wird sich nicht zuletzt mit der noch ausstehenden Nachfolgeregelung für die Ende 2025 ausgelaufene Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV 2023) entscheiden. Aktuell wurde lediglich die gegenwärtige, für Biogasanlagen vorteilhafte Lösung mit einer maximalen Kostenbeteiligung von 250.000 € bei einer Anschlusslänge unter 1 km durch eine Übergangsregelung bis Ende 2026 verlängert, sofern bis zu diesem Zeitpunkt ein Netzanschlussbegehren gestellt und die Vorauszahlung für dessen Prüfung geleistet wurde (siehe Kap. 3.2.7). Solange nicht klar ist, dass auch in Zukunft eine für die Anschlussnehmenden wirtschaftlich tragfähige Kostenteilung für den Netzzugang gilt, wird es bei der abwartenden Haltung vieler Betreibenden bleiben, unabhängig von der sonstigen Entwicklung der rechtlichen Rahmenbedingungen. Vor diesem Hintergrund haben verschiedene Verbände das Fehlen entsprechender Nachfolgeregelungen im vorliegenden Referentenentwurf des Bundeswirtschaftsministeriums zum Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) angemahnt, sowohl hinsichtlich der GasNZV als auch der Ende 2027 auslaufenden Gasnetzentgeltverordnung (EU RL Nr. 959/2023, GasNEV 2021). Auch die im Entwurf skizzierte Kündigungsmöglichkeit für Verteilnetzbetreiber wurde als massiver Eingriff in Investitions- und Bestandsschutz kritisiert (HBB 2025).

Viel hängt also von den politischen Entscheidungen ab, die z.T. im Laufe des Jahres 2026 getroffen werden. Solange die Rahmenbedingungen nicht final durch RED-III-Umsetzung und EnWG fixiert sind, können keine belastbaren Aussagen zur den langfristigen wirtschaftlichen Aussichten einzelner Biomethanprojekte mit Kraftstoffvermarktung getroffen werden. Hier spielen auch mögliche Anpassungen zur Vergütung im Strom- und Wärmesektor hinein, da viele Anlagen neben der Biogasaufbereitung weiterhin eines oder mehrere BHKW betreiben möchten. Die Ergebnisse in diesem Leitfaden, die auf einem Stand von Ende 2024 basieren, können daher vor allem einen Überblick liefern, wie solche Konzepte ausgestaltet sein könnten und nur in eingeschränktem Ausmaß deren Wirtschaftlichkeit bewerten.

3 Politische, rechtliche und normative Rahmenbedingungen

3.1 Europäischer Rahmen

Zahlreiche Vorgaben haben ihren Ursprung mittlerweile auf EU-Ebene. Entweder müssen Regularien direkt oder indirekt nach nationaler Umsetzung eingehalten werden. Am 14. Juli 2021 verabschiedete die Europäische Kommission das „Fit for 55“-Paket, mit dem die bestehenden Klima- und Energievorschriften angepasst werden, um das EU-Ziel einer Reduzierung der Treibhausgasemissionen um mindestens 55% bis 2030 zu erreichen. Das „Fit for 55“-Paket ist Teil des Europäischen Green Deals, der die EU bis 2050 auf den Weg zur Klimaneutralität bringen soll. Ein Schlüsselement des Pakets ist die Überarbeitung der Richtlinie über erneuerbare Energien RED III (EU RL Nr. 2013/2023), die der EU helfen soll, das THG-Minderungsziel zu erreichen.

Abbildung 4 zeigt die einzelnen Pakete des „Fit for 55“-Pakets im Rahmen des REPowerEU-Programms, das letztlich auf den „Fit for 55“-Maßnahmenvorschlägen fußt. Die für den Kraftstoffsektor relevanten Pakete sind farblich abgesetzt.

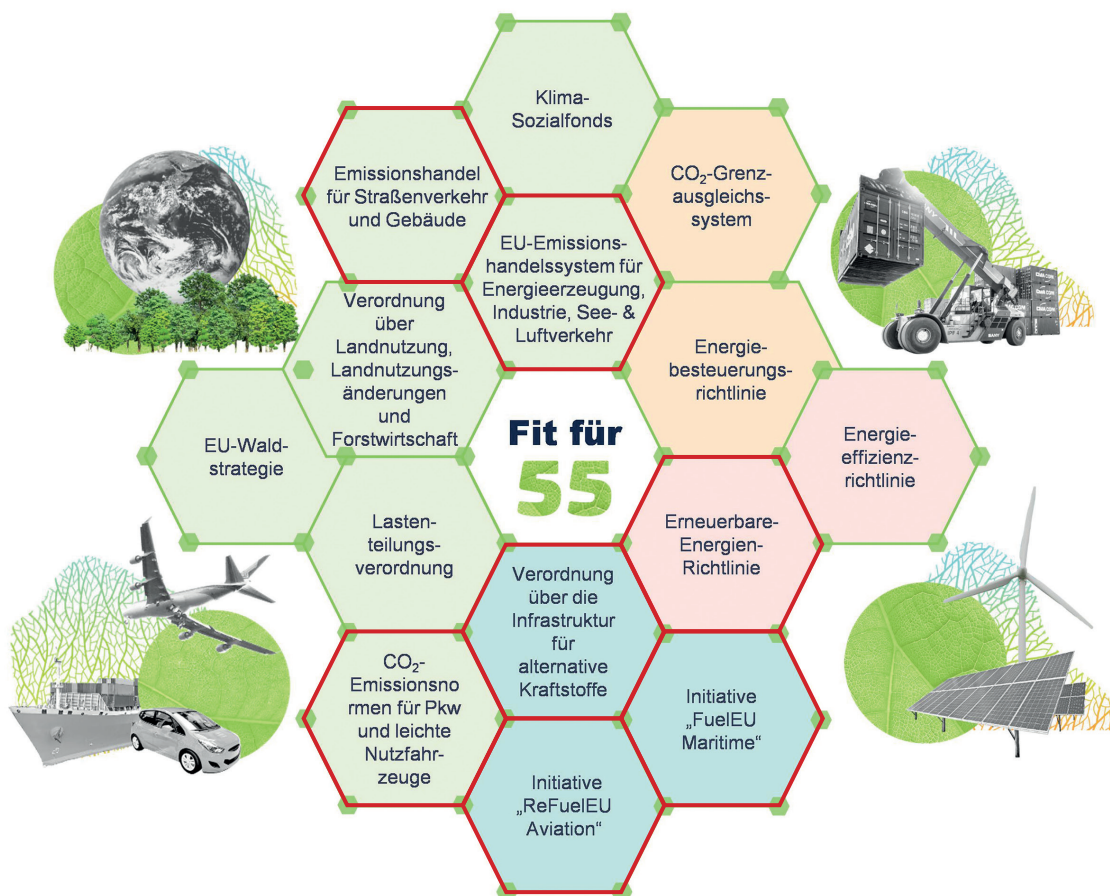


Abb. 4: Die „Fit for 55“-Pakete im Kontext des REPowerEU-Plans (© Europäische Kommission, verändert)

3.1.1 Renewable Energy Directive – Erneuerbare-Energien-Richtlinie

Einer der wesentlichen Treiber für den Einsatz von aufbereitetem Biogas im Verkehrssektor ist die Renewable Energy Directive (RED), deren nationale Umsetzung einen deutlichen Anstieg der Produktion von Biomethan für den Verkehrssektor zur Folge hat. Gleichzeitig werden in der RED Vorgaben gemacht, wann Biokraftstoffe förderfähig und erzeugte Mengen auf EU-Ziele anrechenbar sind.

Mit der Verabschiedung der „ersten“ RED im Jahr 2009 (EG RL Nr. 28 2009) wurde der Rechtsrahmen für die Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen in der EU gelegt. Unter anderem wurden darin vor dem Hintergrund der „Tank-Teller-Diskussion“ erstmals Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe verbindlich definiert. Die Erfüllung der Kriterien ist Voraussetzung für eine finanzielle Förderung sowie die Anrechnung auf energie- und klimapolitische Ziele auf EU-Ebene. Neben der nachhaltigen Bewirtschaftung land- und forstwirtschaftlicher Flächen und dem Schutz natürlicher Lebensräume wurde der Nachweis einer bestimmten Treibhausgas-minderung gefordert.

Damit der Einsatz von Biokraftstoffen, dazu zählen Biomethan und BioCNG/BioLNG, in den Mitgliedsstaaten gefördert werden kann, muss die Treibhausgas-minderung, die mit der Verwendung von Biokraftstoffen im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen erzielt wird, seit 2018 mindestens 60% betragen (2010 bis 2016: 35% THG-Minderung; 2017: 50 beziehungsweise 60% THG-Minderung). Für die Berechnung der Minderung legt die RED methodische Grundlagen fest und liefert zudem Standardwerte, die die Berechnung erleichtern können. Da es für den Biogasbereich nur vereinzelt Standardwerte gibt, muss in den meisten Fällen die Treibhausgas-minderung eines Substratmixes individuell berechnet werden. Allerdings ist hier die THG-Einsparung meist höher infolge der differenzierten Berechnung.

Die erste Fassung der RED wurde umfassend überarbeitet und am 3. Dezember 2018 als RED II (EU RL Nr. 2001 2018) verabschiedet. Dabei wurde die Nachweisführung der Nachhaltigkeit auch auf die Bereiche Strom und Wärme ausgeweitet. Die RED III ist am 21. November 2023 in Kraft getreten. Deutschland hat die nationale Umsetzung der RED III am 15. August 2025 mit dem Inkrafttreten eines Gesetzes beschlossen, das unter anderem das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG 2024) anpasst. Da die ursprüngliche EU-Umsetzungsfrist am 21. Mai 2025 verstrichen war, war die nationale Umsetzung verzögert.

RED III – aktuell geltendes Recht

Die RED III ist die Grundlage für den aktuell gültigen nationalen Rechtsrahmen und damit für Anreize zur Produktion von Biokraftstoffen. In Artikel 25 der Richtlinie (EU RL Nr. 2413 2023) sind die Ziele der Europäischen Union im Verkehrssektor definiert. Demnach wurden die Ziele im Verkehrssektor für das Jahr 2030 deutlich verschärft: Im Verkehrssektor muss entweder eine THG-Reduktion von 14,5% beziehungsweise ein Mindestanteil an erneuerbarer Energien von 29% erreicht werden; vorher genügte ein Anteil von 14% erneuerbarer Energien. Die Ziele beziehen sich auf das jeweilige Verbrauchsjahr. Im Jahr 2030 muss damit im Kraftstoffmix eine THG-Minderung von 14,5% erreicht werden. Die Unterziele für bestimmte Kraftstoffarten wurden dementsprechend aktualisiert:

- Mindestens 5,5% erneuerbare Kraftstoffe im Verkehr, davon mindestens 3,5% fortschrittliche Biokraftstoffe inklusive Biomethan gemäß Anhang IX A der RED II.

Artikel 27 legt die Berechnungsmethoden fest, anhand derer die verschiedenen Kraftstoffoptionen zur Zielerfüllung beitragen. Für Biokraftstoffe und Biomethan, die aus im Anhang IX zur RED aufgeführten Rohstoffen hergestellt werden, ermöglicht die RED III eine doppelte Anrechnung bei Übererfüllung der THG-Minderungsziele (Artikel 27 Absatz 2 Buchstabe c). Diese Regelung wurde bis November 2025 auch in Deutschland entsprechend umgesetzt. Anderen förderwürdigen Erfüllungsoptionen wird ebenfalls eine Mehrfachanrechnung als Option zugestanden.

Stand 16. Dezember 2025

Die Doppelanrechnung wird in Deutschland nicht weiter verfolgt. Im Gegenzug wurden Eingaben der Verbände aufgegriffen, stattdessen die Quoten und Beimischungs- bzw. Unterquoten zu erhöhen.

Sehr wesentlich für die Anrechenbarkeit auf die Ziele der EU ist die Erfüllung der Nachhaltigkeitskriterien. Ab der RED II wird bei den Anforderungen zwischen flächenbezogenen Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien hinsichtlich einer nachzuweisenden Treibhausgasminderung unterschieden. Die wesentlichen Vorgaben für die Bioenergie sind mehrheitlich in Artikel 29 der Richtlinie zu finden. Die Erfüllung der Kriterien aus Artikel 29 muss nach den Vorgaben von zugelassenen Zertifizierungssystemen nachgewiesen werden. In Deutschland sind dies für den Kraftstoffsektor REDcert und ISCC (International Sustainability and Carbon Certification). Dabei müssen, um die Rückverfolgbarkeit zu gewährleisten, alle Schnittstellen der Wertschöpfungskette einen Zertifizierungs- beziehungsweise Auditierungsprozess durchlaufen.

Bei den flächenbezogenen Kriterien geht es in erster Linie darum, Biomassennutzungen mit negativen Auswirkungen auf die Umwelt und hier insbesondere den Klimaschutz auszuschließen. Ausgeschlossen werden soll daher der Umbruch von Wald- oder Dauergrünlandflächen. Ebenso streng reglementiert ist die Nutzung des Aufwuchses auf Moor- oder Naturschutzflächen.

In Artikel 29 Absatz 10 werden die Kriterien zur Treibhausgasminderung definiert, wobei zwischen den Sektoren Elektrizität, Wärme und Kälte einerseits sowie dem Verkehrssektor andererseits unterschieden wird. Grundsätzlich steigt die notwendige Emissionsreduktion mit der Zeit an und orientiert sich am Datum der Inbetriebnahme der Erzeugungsanlagen. Im Verkehrssektor ist eine THG-Minderung zwischen 50 und 65% zu erzielen (Tab. 1). Für Strom, Wärme und Kälte sind die Kriterien für THG-Einsparungen nur für Neuanlagen gültig, die den Betrieb am 1. Januar 2021 oder später aufgenommen haben. Diese müssen 70% Treibhausgase einsparen. Diese Mindesteinsparung steigt auf 80% an für Anlagen, die 2026 oder später in Betrieb gehen werden.

Die Berechnung der THG-Minderung erfolgt auf Basis von Referenzwerten für die THG-Emissionen für Energie aus fossilen Rohstoffen („Komparatoren für Fossilbrennstoffe“; Referenzwerte). Für den Verkehrssektor beträgt der Referenzwert 94 g CO₂e/MJ und im Strombereich 183 g CO₂e/MJ.

Tab. 1: Treibhausgasminderungsanforderungen in der RED III (unverändert zu RED II)

Inbetriebnahme	Erforderliche Treibhausgasminderung in %	
	Verkehrssektor	Elektrizitäts-, Wärme- und Kälteerzeugung
Bis 05.10.2015	≥ 50	-
Zwischen 06.10.2015 und 31.12.2020	≥ 60	-
Ab 01.01.2021	≥ 65	-
Zwischen 01.01.2021 und 31.12.2025	-	≥ 70
Ab 01.01.2026	-	≥ 80

Wie die Berechnung der Treibhausgasminderung zu erfolgen hat, ist unter anderem in Artikel 31 der Richtlinie nachzulesen, wobei für die detaillierten Regelungen auf die Anhänge V und VI verwiesen wird. Für Biogas und Biomethan ist Anhang VI maßgeblich. Darin werden Rechenvorgaben und Standardwerte (Tab. 2) vorgegeben.

Tab. 2: Standardwerte für die Treibhausgasminderung von Biomethan im Verkehrssektor (Auswahl) in der RED III (unverändert zu RED II)

Substrat	Technische Variante	Treibhausgasvermeidung %	Treibhausgasemissionen g CO ₂ e/MJ
Gülle		202	-100,3
Mais, gesamte Pflanze	geschlossenes Gärrückstandslager, Abgasverbrennung	63	29,9
Bioabfall		80	14,0
Mist oder Gülle (60 Masse-%) – Mais (40 Masse-%)		84	10,0

Neben den in der RED II definierten Standardwerten haben Mitgliedsstaaten laut Artikel 31 zudem die Möglichkeit, typische Emissionen beim Anbau von Substraten ermitteln zu lassen, die dann von den Marktakteuren genutzt werden können. Die in Deutschland zuständige Behörde, die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE), hat im August 2024 darauf hingewiesen, dass die EU-Kommission den Antrag Deutschlands auf Anerkennung der Berechnung typischer regionaler Treibhausgasemissionen (sogenannte NUTS2-Werte) aus dem Anbau landwirtschaftlicher Rohstoffe positiv bewertet hat. NUTS2-Werte steht für „Nomenclature des Unités territoriales statistiques“ (Klassifikation der Gebietseinheiten für die Statistik) der EU, die NUTS2-Ebene ist die Verwaltungsebene unter den Bundesländern und entspricht häufig den Regierungsbezirken (z. B. Oberfranken, Lüneburg, Düsseldorf).

Die Liste der NUTS2-Werte für Deutschland sind auf der Homepage der [BLE](#) zu finden.

Neben Werten für Substrate der Biokraftstoffe der ersten Generation hat das Bundesministerium für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMUKN) auch Substrate für Biogasanlagen berechnen lassen. Es stehen somit auch NUTS2-Werte für Maissilage, Weizen-GPS, Ackergras und Grünland zur Verfügung. Laut Aussage des BMUKN steht der Wert von Weizen-GPS stellvertretend für weitere Getreide-GPS-Formen. Ebenso könnten die NUTS2-Werte von Getreidekorn oder Zuckerrüben genutzt werden, da sich der Anbau nicht unterscheidet. Die in der Liste hinterlegten Werte wurden ursprünglich für den Verwertungspfad Bioethanol berechnet.

Wenn der NUTS2-Werte genutzt werden soll, muss der Wert der zugehörigen Region herangezogen werden. Zum Teil umfasst ein NUTS2-Gebiet ein ganzes Bundesland (z. B. Schleswig-Holstein, Thüringen). Die NUTS2-Werte variieren sehr stark, was vor allem an den Erträgen sowie Boden- und Klimagegebenheiten liegt, die in die Berechnung mit einfließen (Tab. 3). Die grau unterlegten NUTS2-Werte „Anbau“ bezogen auf den Energiegehalt dienen zur Orientierung. Dazu wurden die offiziellen, auf Trockenmasse (TM) bezogenen NUTS2-Werte mittels der KTBL-Richtwerte für Gaserträge (KTBL 2012) in auf den Energieertrag bezogene THG-Emissionen umgerechnet. Die blau hinterlegten Werte dienen ebenfalls zur Orientierung. Es wurden die Standardwerte für Verarbeitung (6,0 g CO₂e/MJ), Transport (6,3 g CO₂e/MJ) und Kompression an der Tankstelle (4,6 g CO₂e/MJ) addiert; dieser Wert ist in Relation zum fossilen Referenzwert (94 g CO₂e/MJ) zu setzen.

Tab. 3: Typische THG-Emissionen auf Basis der NUTS2-Werte (BLE 2024)

Substrat	Einheit	Mais (Ganzpflanze)	Weizen (Ganzpflanze)	Ackergras	Dauergrünland
NUTS2-Werte Anbau					
minimal	g CO ₂ e/kg TM	96,3	152,5	167,1	133,0
maximal	g CO ₂ e/kg TM	154,4	229,1	248,7	260,1
mittel	g CO ₂ e/kg TM	125,4	190,8	207,9	196,6
minimal	g CO ₂ e/MJ	7,9	12,5	13,7	10,9
maximal	g CO ₂ e/MJ	12,7	18,8	20,4	21,3
mittel	g CO ₂ e/MJ	10,3	15,7	17,1	16,1
Standardwert Anbau RED II	g CO₂e/MJ	17,6	-	-	-
NUTS2-Werte Anbau minimal + Standardwert Restkette ¹⁾	g CO ₂ e/MJ	24,8	29,4	30,6	27,8
NUTS2-Werte Anbau maximal + Standardwert Restkette ¹⁾	g CO ₂ e/MJ	29,6	35,7	37,3	38,2
NUTS2-Werte Anbau mittel + Standardwert Restkette ¹⁾	g CO ₂ e/MJ	27,2	32,6	34,0	33,0

¹⁾ Restkette: Rohgasbereitstellung, Biogasaufbereitung, Transport, Kompression an der Tankstelle.

Wenn zu den Anbauemissionen die Standardwerte von Verarbeitung (= Rohgasproduktion und Biogasaufbereitung), Transport und Kompression an der Tankstelle hinzuaddiert werden, errechnet sich der Wert, der mit dem fossilen Referenzwert (94 g CO₂e/MJ) in Relation gesetzt werden muss. Um die für nach dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommene Anlagen gültige Mindesteinsparung von 65% zu erreichen, dürfen die so ermittelten Emissionen 32,9 g CO₂e/MJ nicht überschreiten. Bei Mais ist dies in allen Regionen der Fall. Bei den anderen Substraten entscheidet die Region, ob die Nutzung des NUTS-Wertes zur Erfüllung ausreichend ist oder individuell gerechnet werden muss.

In Artikel 31 Absatz 5 der RED III ist hinsichtlich der Überarbeitung der Rechenregeln und Standardwerte weiterhin Folgendes zu finden:

„Die Kommission überprüft Anhang V und Anhang VI im Hinblick auf die Hinzufügung oder Überarbeitung – sofern gerechtfertigt – von Werten für Produktionswege für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe. Bei dieser Überprüfung wird auch die Änderung der Methoden nach Anhang V Teil C und Anhang VI Teil B in Erwägung gezogen. Die Kommission hat die Befugnis, gegebenenfalls gemäß Artikel 35 delegierte Rechtsakte zu erlassen, um Anhang V oder Anhang VI durch Hinzufügung oder Überarbeitung oder Änderungen der Methoden zu ändern.“

Das bedeutet, dass die Kommission ohne Einbeziehung des Parlaments bei Bedarf Korrekturen vornehmen darf, wenn es beispielsweise neue wissenschaftliche Erkenntnisse gibt. Dies erfolgt über einen delegierten Rechtsakt.

Dies zeigt, dass derartige Durchführungsbestimmungen durchaus kurzfristige Auswirkungen haben können, da diese formell nach 18 Monaten in den Mitgliedsstaaten Anwendung finden müssen.

Wie oben ausgeführt, liegen mit Stand Januar 2026 keine Entwürfe oder Daten für Durchführungsverordnungen und damit neue THG-Standardwerte vor. Dass – wie bei der RED II – eine Durchführungsverordnung erarbeitet wird, ist aber wahrscheinlich.

Neben den Rechenregeln aus den genannten Anhängen spielt der mehrfach erwähnte Anhang IX Teil A eine wichtige Rolle, da darin die Rohstoffe für fortschrittliche Biokraftstoffe aufgelistet sind:

- a) Algen [...]
- b) Biomasse-Anteil gemischter Siedlungsabfälle [...]
- c) Bioabfall [...]
- d) Biomasse-Anteil von Industrieabfällen [...]
- e) Stroh; neu Zwischenfrüchte, „stark degradiertes Land“
- f) Mist/Gülle und Klärschlamm
- g) Abwasser aus Palmölmühlen und leere Palmfruchtbündel
- h) Tallölpech
- i) Rohglyzerin
- j) Bagasse
- k) Traubentrester und Weintrub
- l) Nussschalen
- m) Hülsen
- n) entkernte Maiskolben
- o) Biomasse-Anteile von Abfällen und Reststoffen aus der Forstwirtschaft [...]
- p) anderes zellulosehaltiges Non-Food-Material
- q) anderes lignozellulosehaltiges Material mit Ausnahme von Säge- und Furnierrundholz

Während der Großteil der Liste auf konkrete Substrate abstellt, verweist Buchstabe p) auf die Begriffsdefinition aus Artikel 2 der Richtlinie und damit auf ein weites, nicht abgeschlossenes Substratfeld, das unter anderem grasartige Energiepflanzen mit niedrigem Stärkegehalt wie Weidelgras, Rutenhirse, Miscanthus, Pfahlrohr, Zwischenfrüchte vor und nach Hauptkulturen sowie Untersaaten enthält.

Anhang IX wurde im Jahr 2024 verändert. Der Rat der EU erklärte am 13. Mai 2024, keine Einwände gegen den delegierten Rechtsakt zur Änderung von Anhang IX der RED II zu erheben. Da es im Parlament ebenfalls keine Mehrheit gegen den delegierten Rechtsakt der Kommission gab, wird der Anhang um Substrate erweitert. In Anhang IX Teil A wurden unter anderem folgende Substrate hinzugefügt: Zwischenfrüchte, Aufwuchs auf degradierten Flächen. Die ausführliche Liste mit den genauen Bezeichnungen ist unter folgendem Link zu finden:

<https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-7869-2024-ADD-1/de/pdf>

Im Folgenden werden die wichtigsten Inhalte der RED III hinsichtlich der Verwendung von Biogas und Biomethan als Kraftstoff erläutert (Zusammenfassung der wesentlichen Änderungen):

- Deutlich höheres EU-Ziel bis 2030: Die EU-Zielvorgabe für den Anteil erneuerbarer Energie am Brutto-Endenergieverbrauch wurde stark angehoben (Ziel mindestens 42,5%, „stretch goal“ (unverbindliches Ziel) bis 45%).
- Sektorale Vorgaben und Unterziele: RED III hat strengere teilsektorspezifische Vorgaben und Unterziele (z. B. für Verkehr, Wärme/Kälte, Industrie) und jährliche Steigerungsraten eingeführt – damit ist nicht mehr nur eine Gesamtquote relevant, sondern konkrete Vorgaben pro Sektor.
- Pflicht zur Rückverfolgbarkeit: Für flüssige und gasförmige erneuerbare oder recycelte Kraftstoffe (inklusive deklarierter Biomethan-Volumina) wurde ein zentrales Nachverfolgungssystem (Unionsdatenbank) etabliert; Eintragungen und Registrierung sind verpflichtend.
- Verschärfte Nachhaltigkeitsregeln: Nachhaltigkeitsanforderungen und Mindest-THG-Einsparungen wurden verschärft; Stoffe, die mit der Indirect Land Use Change (ILUC; indirekte Landnutzungsänderungen einhergehen können, werden weiter begrenzt. Auch niedrigere Schwellenwerte für die Anwendbarkeit der Nachhaltigkeitsregeln auf Biomasse-Anlagen wurden eingeführt.
- Änderungen bei Nachweisen, GO (Guarantees of Origin) und Massenbilanzierung: Regeln zu Herkunftsgarantieren (GO) wurden ergänzt (z. B. Monitoring durch die Kommission, feiner fragmentierbare GO-Einheiten) und das Mass-balance-Prinzip inklusive der zugehörigen Nachweisregeln für gasförmige biogene Energie wurden verschärft beziehungsweise konkretisiert.

Ziele im Sektor Verkehr (Artikel 25, 26, 27)

Artikel 25 beinhaltet sowohl neue Ziele für den Anteil erneuerbarer Energien als auch ein neues THG-Minderungsziel. Die Mitgliedstaaten können die Erfüllungsoption auswählen: Entweder die Kraftstofflieferanten verpflichten, dafür zu sorgen, dass ein Anteil erneuerbarer Energien im Verkehr bis 2030 von mindestens 29% (zuvor 14%) oder eine Treibhausgasintensitätsreduktion von mindestens 14,5% bis 2030 (vorher kein THG-Ziel) erreicht wird. Die bestehende 7%-Obergrenze für Kraftstoffe aus „Nahrungs- und Futtermitteln“ im Verkehr bleibt unverändert.

Nachhaltigkeitskriterien (Artikel 3 und 29)

Die Nachhaltigkeitskriterien sind für den Biogassektor weiter von zentraler Bedeutung. Der Nachweis der Einhaltung dieser Kriterien und der THG-Emissionseinsparungen bleibt Bedingung, dass Biogas und Biomethan auf das Ziel für erneuerbare Energien angerechnet werden, öffentliche Förderung erhalten und im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems mit Null bewertet werden.

Der Schwellenwert für die Befreiung von Biogasanlagen mit einer Leistung von weniger als 2 MW Feuerungswärmeleistung (FWL) wurde beibehalten, für Biomethananlagen ein Schwellenwert von 200 Kubikmeter Methanäquivalent pro Stunde eingeführt. Die Mitgliedstaaten können jedoch beschließen, den Nachweis der Einhaltung der Vorschriften von kleineren Anlagen zu verlangen.

Es gibt neue Vorschriften für THG-Emissionseinsparungen für Biogas im Strom- und Wärmesektor: Anlagen (> 2 MW FWL) unter 10 MW thermischer Gesamtleistung, die zwischen dem 1. Januar 2021 und 20. November 2023 in Betrieb genommen wurden, müssen mindestens 70% an THG-Emissionen im Vergleich zum in der RED hinterlegten fossilen Vergleichswert einsparen – und mindestens 80% nach Erreichen von 15 Betriebsjahren.

Anlagen (> 2 MW FWL) mit einer thermischen Gesamtleistung von 10 MW oder weniger, die vor dem 31. Dezember 2020 in Betrieb genommen wurden, müssen mindestens 80% THG-Emissionen einsparen, sobald sie 15 Betriebsjahre erreicht haben, frühestens jedoch ab dem 1. Januar 2026.

Anlagen mit über 10 MW FWL, die vor dem 31. Dezember 2020 in Betrieb genommen wurden, müssen mindestens 80% THG-Emissionen einsparen, sobald sie 15 Betriebsjahre erreicht haben, frühestens jedoch ab dem 1. Januar 2025 und spätestens ab dem 31. Dezember 2029.

Aber: Der ergänzte Paragraph 15 in Artikel 29 sieht vor, dass bis zum 31. Dezember 2030 Energie aus Biogas weiterhin nach den Vorgaben der RED II förderfähig sein kann. Dafür muss Folgendes gegeben sein:

- a) Die Förderung muss vor dem Inkrafttreten der Richtlinie in Übereinstimmung mit Anforderungen an die Nachhaltigkeit und die Treibhausgaseinsparungen in RED II gewährt worden sein und
- b) die entsprechende Förderung wurde in Form einer langfristigen Förderung gewährt, für die zu Beginn des Förderzeitraums ein fester Betrag festgelegt wurde, unter der Voraussetzung, dass ein Korrekturmechanismus vorhanden ist, der sicherstellt, dass keine Überförderung gegeben ist.

Die geschilderten Neuregelungen betreffen Biogas und Biomethan, die im KWK-Bereich Verwendung finden. Für den Kraftstoffsektor wurden durch die RED III keine Veränderungen im Vergleich zur RED II vorgenommen.

Gemäß Paragraph 8 Absatz 2 der dazugehörigen Emissionsberichterstattungsverordnung (EBeV 2030 2022) müssen Biomasse-Brennstoffe eine Mindesttreibhausgaseinsparung von 70% gegenüber einem Vergleichswert von 72 g CO₂e/MJ erreichen, also maximal 21 g CO₂e/MJ entlang der Lebenskette.

Unionsdatenbank (Artikel 31a)

Die RED III sieht die verbindliche Nutzung der Unionsdatenbank (UDB) vor, die die Rückverfolgung flüssiger und gasförmiger erneuerbarer Brennstoffe und wiederverwerteter kohlenstoffhaltiger Kraftstoffe über Prozess- und Lieferketten ermöglicht. Die Mitgliedstaaten müssen Wirtschaftsteilnehmende verpflichten, genaue Daten über die getätigten physischen Biomethanbewegungen über das europäische Gasnetz oder direkte Lieferungen beziehungsweise deren Nachhaltigkeitsnachweise rückzuverfolgen. Dazu sind die Nachhaltigkeitseigenschaften dieser Kraft- und Brennstoffe, einschließlich ihrer Lebenszyklus-Treibhausgasemissionen einzutragen. Mit Stand November 2025 wird seitens der zuständigen europäischen Generaldirektion Energie (DG ENER) daran gearbeitet, die nationalen Datenbanken „Nabisy“ und „dena Biogasregister“ zu integrieren oder zu prüfen, inwieweit diese integrierbar sind. Dies betrifft weitere Handelssysteme wie ERGaR (European Renewable Gas Registry) oder AIB (Association of Issuing Bodies).

Das sogenannte Onboarding (Registrierung der Systemteilnehmer für die Unionsdatenbank) durch die Gesellschaft zur Zertifizierung nachhaltig erzeugter Biomasse mbH (REDcert) ist für zertifizierte Teilnehmer weitgehend abgeschlossen.

Stand 16. November 2025

Stand November 2025 ist das Onboarding für Teilnehmer der Strom-, Wärme-, und Kältesektoren über die Sustainable Resources Verification Scheme GmbH (SURE) noch im Gange. Der Fachverband Biogas fungiert hier als „Supporting Body“ und unterstützt Marktteilnehmer. Gegebenenfalls müssen sich Marktteilnehmer für beide „Voluntary Schemes“ registrieren, in Abhängigkeit der Prozesskette und Schnittstellen zwischen Kraftstoff und Energieerzeugung. Seitens der Generaldirektion Energie (DG ENER) der Europäischen Kommission wurde Ende 2026 zur verbindlichen Nutzung genannt.

Wichtigstes Ziel der Datenbank ist die Vermeidung von Mehrfachanrechnungen auf nationale THG-Ziele beim EU-weiten Biomethanhandel.

3.1.2 Clean Vehicles Directive – Richtlinie über umweltfreundliche Fahrzeuge

Die Clean Vehicles Directive (CVD) (EU RL Nr. 1161/2019) zielt darauf ab, den Anteil von emissionsarmen und emissionsfreien Fahrzeugen an den Aufträgen der öffentlichen Hand in den 27 EU-Ländern zu erhöhen. Die Richtlinie verpflichtet Behörden, alternative Technologien zu herkömmlichen Diesel- oder Benzinfahrzeugen zu fördern und zu kaufen, einschließlich Fahrzeugen, die mit Strom, Methan und Wasserstoff betrieben werden. Eine größere Nachfrage seitens der öffentlichen Hand kann den Markt beleben und damit die Erschwinglichkeit dieser Fahrzeuge für alle Betreiberinnen und Betreiber erhöhen. Es wird erwartet, dass die Richtlinie die breite Markteinführung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge beschleunigen wird, insbesondere im Bussegment, wo öffentliche Aufträge über 70% des Marktes ausmachen. Ein erhöhter Absatz wird dazu beitragen, die Kosten durch Größenvorteile zu senken, was zu einer schrittweisen Verbesserung der Energie- und Umwelleistung der gesamten Fahrzeugflotte führt.

Mit der Überarbeitung der Richtlinie im Jahr 2019 wurden drei wesentliche Änderungen eingeführt:

- 1) Eine neue Definition für saubere Fahrzeuge.
- 2) Nationale Beschaffungsziele für ihre Beschaffungen in den Zeiträumen 2021 bis 2025 und 2026 bis 2030: Jeder Mitgliedstaat ist dafür verantwortlich zu entscheiden, wie er sein Ziel auf nationaler Ebene aufteilt.
- 3) Ausweitung des Anwendungsbereichs auf die Beschaffung durch Dienstleistungsverträge sowie durch Kauf, Leasing und Mietkauf.

Die wichtigste Änderung der überarbeiteten Richtlinie ist, dass innerhalb von vorgegebenen Bezugszeiträumen ein Mindestanteil an „sauberen“ und „emissionsfreien“ Fahrzeugen angeschafft wird: in der ersten Phase von 2021 bis 2025 und in der zweiten Phase von 2026 bis 2030.

Die Richtlinie gilt für folgende öffentliche Beschaffungen durch Vergabeverfahren nach dem 2. August 2021:

- für Verträge über Kauf, Leasing oder Anmietung von Straßenfahrzeugen
- für öffentliche Dienstleistungsaufträge über Personenverkehrsdienste mit Straßenfahrzeugen (ÖPNV)
- für Dienstleistungsaufträge über weitere Verkehrsdienste (z. B. Paket- und Postdienste, Abholung von Siedlungsabfällen, Personenbeförderung)

Die Beschaffungsquoten werden neben der Bundesverwaltung auch den einzelnen Bundesländern für ihren jeweiligen Zuständigkeitsbereich verpflichtend vorgegeben. Die Mindestziele können bei Bedarf länderübergreifend sowie auch in den Ländern flexibel aufgeteilt werden, solange sie landesweit insgesamt eingehalten werden. Auch eine sogenannte Branchenvereinbarung auf Landesebene kann bei Bedarf von den Ländern zur Zielerfüllung herangezogen werden.

In Deutschland wurde das Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungsgesetz (SaubFahrzeugBeschG 2021) im Mai 2024 novelliert. Seit dem 29. Mai 2024 gilt für neu vergebene Aufträge zur Beschaffung sauberer schwerer Nutzfahrzeuge beziehungsweise von Verkehrsdienstleistungen, bei denen diese Fahrzeuge eingesetzt werden, folgende Regelung: In deren Rahmen angeschaffte Fahrzeuge dürfen nur noch synthetische paraffinische Kraftstoffe verwenden, die nicht aus fossilen Ausgangsstoffen hergestellt wurden.

Der Einsatz z. B. von mit GtL (Gas zu Flüssigkeit, englisch Gas to Liquid) betankten Straßenfahrzeugen zur Anrechnung auf die Beschaffungsquote ist damit nicht mehr möglich. Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren müssen dabei der Abgasnorm Euro VI oder neuer entsprechen.

Folgende Einschränkungen sind zu beachten:

- Die Hälfte der beschafften Busse muss emissionsfrei sein, d. h. weniger als 1 g CO₂/km ausstoßen, z. B. Elektro- beziehungsweise Brennstoffzellenfahrzeuge.
- Synthetische paraffinische Kraftstoffe dürfen bei Neuvergaben seit dem 29. Mai 2024 nicht mehr aus fossilen Rohstoffen beziehungsweise mit fossiler Energie erzeugt sein. Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren müssen nach der Abgasnorm Euro VI oder neuer typpenehmigt sein.
- Synthetische paraffinische Kraftstoffe dürfen nicht mit konventionellen, fossilen Kraftstoffen gemischt werden.
- Alternative Kraftstoffe dürfen nicht mit konventionellen, fossilen Kraftstoffen gemischt werden.
- Für öffentliche Auftraggeber und Sektorauftraggeber des Bundes gilt ab dem 2. Referenzzeitraum (1. Januar 2026 bis 31. Dezember 2030) abweichend ein Mindestziel von 42,5% für saubere Pkw und leichte Nutzfahrzeuge.

3.1.3 Alternative Fuels Infrastructure Regulation – Verordnung über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe

Mit der Alternative Fuels Infrastructure Regulation (AFIR) (EU VO Nr. 1804/2023) hat die Europäische Kommission eine Strategie vorgelegt, wie in Zukunft eine angemessene öffentliche Lade- beziehungsweise Betankungsinfrastruktur sichergestellt werden kann. Sie soll den Umstieg auf emissionsfreie Fahrzeuge begleiten und unterstützen.

Die Verordnung wurde im Juli 2021 im Rahmen des Green Deals vorgestellt. Ziel ist eine grenzüberschreitende, benutzerfreundliche Lade- und Tankinfrastruktur in Europa, die von den Verbrauchern möglichst einfach zu nutzen ist. Auf Basis des Entwurfs wurde die entsprechende EU-Richtlinie (Alternative Fuel Infrastructure Directive von 2014) zu einer Verordnung (Regulation) weiterentwickelt. Damit soll sichergestellt werden, dass für alle Mitgliedsstaaten einheitliche und rechtsverbindliche Ziele gelten.

Der Entwurf der Verordnung richtet sich an alle Verkehrsträger und umfasst somit Lade- und Tankinfrastrukturen für Pkw, leichte und schwere Nutzfahrzeuge sowie Betankungsinfrastrukturen für Wasserstoff, Erdgas, Biomethan (CNG beziehungsweise LNG) und Ladestromversorgung.

Biomethan in seinen Zuständen als CNG oder LNG wird eine besondere Bedeutung insbesondere für den Schwerlastverkehr eingeräumt.

So heißt es in der AFIR:

„Kraftstoffe für den Verkehr wie LNG müssen zunehmend dekarbonisiert werden, indem beispielsweise verflüssigtes Biomethan (BioLNG) oder erneuerbare und CO₂-arme synthetische gasförmige E-Fuels (E-Gas) beigemischt beziehungsweise die Kraftstoffe durch diese ersetzt werden. Diese dekarbonisierten Kraftstoffe können in derselben Infrastruktur wie gasförmige fossile Brennstoffe verwendet werden, wodurch ein schrittweiser Übergang zu dekarbonisierten Kraftstoffen ermöglicht wird.“

Als Konsequenz ist auch Deutschland verpflichtet, entsprechende Infrastrukturen zu entwickeln. Ebenso wird gefordert, dass Versorgungslücken entlang der Staatsgrenzen zu vermeiden sind. Im Gegensatz zur E-Mobilität werden jedoch keine Vorgaben zu Entfernungen zwischen den Betankungsmöglichkeiten vorgegeben.

3.2 Nationaler Rahmen

Der in Kapitel 3.1 beschriebene europäische Rahmen ist in die nationale Gesetzgebung eingebettet, die schlussendlich entscheidend dafür ist, welche wirtschaftlichen Rahmenbedingungen vorliegen. Die Gesetzgebung rund um die Produktion von Biokraftstoffen setzt sich aus mehreren Gesetzen beziehungsweise Verordnungen zusammen. Einige davon befinden sich derzeit in Überarbeitung (Abb. 5).

Bereich	Rechtsakt (DE/EU)	Änderungsbedarf durch RED III	Status (2025)
Allgemeine Umsetzung	EEG 2023 EnWG BlmSchG	Anpassung Definitionen Nachhaltigkeitsanforderungen Schnittstellen Strom und Gas	in Vorbereitung (Referentenentwürfe angekündigt)
Biokraftstoffe und THG-Quote	BlmSchG 38. BlmSchV 37. BlmSchV	Anhebung THG-Minderungsziele neue Kriterien fortschrittliche Kraftstoffe (Annex IX)	im Gesetzgebungsprozess
Nachhaltigkeits-zertifizierung (Strom und Wärme)	Zertifizierungsschemata von REDcert und ISCC Verweis in BlmSchG	Angleichung an RED III Nachhaltigkeitskriterien und THG-Methodik	Systeme in Onboarding- Phase
Gas - Biomethan	GasNZV EnWG Biomethan-NachhaltigkeitsV (neu geplant)	Neuer Rahmen für grüne Gase Mass-Balance Importregeln Herkunftsnachweise	in Erarbeitung
Union Database und PoS	EU Implementing Act UDB nationale Durchführungs- verordnung	verpflichtende UDB-Integration Schnittstelle NaBiSY-ERGaR	technische Umsetzung
Herkunftsnachweise (GO)	HkNV EnWG EU GO-Verordnung	Aufhebung Doppelzählung Integration von Gas-GOs neue EU-Standards	Entwurf erwartet
Förderregime Strom und Wärme	EEG KWKG	Anpassung Kriterien für förderfähige Biomasse und Effizienz-Targets	wird im EEG-Update behandelt
Waste und Residues	KrWG BioAbfV DüMV	Klarstellung RED-III-konformer Abfall- sowie Reststoff-Klassifikation	Abstimmung zwischen BMUKN und BMWV läuft
Biokraft-NachV		Aktualisierung THG-Berechnung Übernahme-RED-III-Mindestwerte Integration Union Database Anpassung Annex IX A und B Multiplikatoren und Doppelanrechnung Zertifizierung und Audit, Betrugsprävention und Importregeln Mass-Balance	Referentenentwurf veröffentlicht Konsultation im Gange

Abb. 5: In Überarbeitung befindliche nationale Rechtsakte mit Bezug auf Biokraftstoffe (© Fachverband Biogas e.V.)

3.2.1 Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung

Im Dezember 2018 wurde auf EU-Ebene die Überarbeitung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) verabschiedet. Die RED II ist am 1. Juli 2021 in Kraft getreten und musste in nationales Recht umgesetzt werden, während die Vorgängerrichtlinie zu diesem Termin außer Kraft gesetzt wurde. Zur Umsetzung der RED II mussten zahlreiche Gesetze, u. a. das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BlmSchG), und Verordnungen, u. a. die Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen (38. BlmSchV) überarbeitet werden. Für den Bereich Nachhaltigkeit sind das die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) und die Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV). Wie oben erläutert, wurde mittlerweile die RED III verabschiedet. Für die nationale Umsetzung sind wenig Veränderungen im Kraftstoffbereich zu erwarten. Der aktuelle Rahmen in der Biokraft-NachV sollte in ähnlicher Weise fortgeführt werden.

Insgesamt bleiben beide Verordnungen sehr nahe an den Vorgaben der EU-Richtlinie und ähneln sich sehr. Dennoch unterscheiden sie sich aufgrund der unterschiedlichen Verwendungszwecke. Eine Nachweisführung ist zwingend, da die EEG-Vergütung beziehungsweise die Anrechnung auf die Treibhausgas-minderungsquote damit verknüpft sind.

Der Anwendungsbereich der Biokraft-NachV erfasst alle Biomethananlagen, die Biomethan als Kraftstoff in den Verkehr bringen und diesen auf die Erfüllung von Verpflichtungen nach Paragraph 37a Absatz 1 Satz 1 und 2 in Verbindung mit Paragraph 37a Absatz 4 des BImSchG (2025) anrechnen lassen wollen (Treibhausgasminderungsquote). Anlagen im EEG müssen die Verordnung berücksichtigen, wenn sie eine Größe von mehr als 2 Megawatt Feuerungswärmeleistung (FWL) haben (Abb. 6).

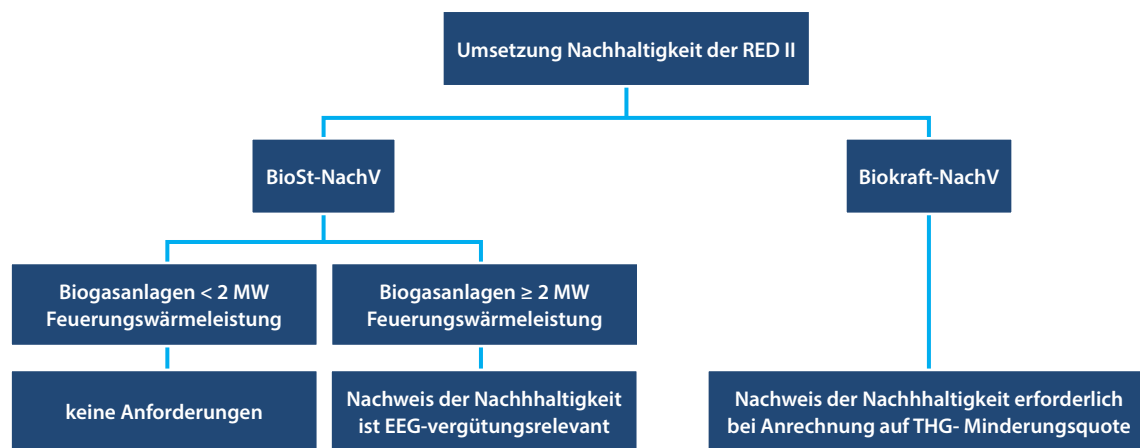


Abb. 6: Umsetzung der RED II in nationales Recht (© Fachverband Biogas e.V., verändert)

Biomasseanlagen müssen zukünftig Nachhaltigkeitsanforderungen erfüllen. Diese lassen sich in Kriterien zur nachhaltigen Erzeugung beziehungsweise Sammlung der Biomasse und Kriterien zur Treibhausgaseinsparung unterteilen.

Die Nachweisführung kann dabei nur über zugelassene, von der EU-Kommission ausdrücklich anerkannte Zertifizierungssysteme erfolgen. Von diesen Systemen anerkannte und zugelassene Zertifizierungsstellen und deren Auditoren prüfen vor Ort in den Anlagen in der Regel einmal jährlich die ordnungsgemäße Umsetzung der Kriterien und stellen dann ein Zertifikat aus. Die Betreibenden einer Biogasanlage treten einem System durch Abschluss eines Systemvertrags bei. Sie beauftragen dann eine der zugelassenen Zertifizierungsstellen mit der Durchführung des Audits. Für Biogas- und Biomethananlagen sind die REDcert Gesellschaft zur Zertifizierung nachhaltig erzeugter Biomasse mbH (Bonn) und die Sustainable Resources Verification Scheme GmbH (Bonn) die wichtigsten Zertifizierungsstellen in Deutschland. Beide Gesellschaften wurden aus der betroffenen Branche heraus gegründet und sind entsprechend im Austausch mit den betroffenen Strukturen. Ziel ist eine praxisgerechte Zertifizierung. Daneben gibt es noch die International Sustainability and Carbon Certification (ISCC)-PLUS-Zertifizierung durch die SGS Holding Deutschland B.V. & Co. KG (Hamburg).

Wenn die Anlage erfolgreich durch eine Zertifizierungsstelle auditiert wurde, darf diese für die erzeugten Energieprodukte (Biomethan, Strom, Wärme) Nachhaltigkeitsnachweise auf Basis einer Massenbilanz erstellen. Diese werden auf die Datenbank Nabisy der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) eingebucht und später als Nachweis an die Biokraftstoffquotenstelle des Hauptzollamts beziehungsweise an den Netzbetreiber ausgebucht.

Nachhaltigkeitsvorgaben in der Biokraft-NachV

Nach der Biokraft-NachV (2021), d. h. für die Erzeugung von Biogas als Kraftstoff, gelten je nach Inbetriebnahmedatum der Anlage unterschiedliche Mindestanforderungen an die Treibhausgasminderung. Bei Inbetriebnahme

- vor dem 5. Oktober 2015: Minderung um mindestens 50%,
- zwischen dem 6. Oktober 2015 und dem 31. Dezember 2020: Minderung um mindestens 60% und
- seit 1. Januar 2021: Minderung um mindestens 65%.

Nach der BioSt-NachV (2022), d. h. für die Stromerzeugung aus Biogas oder Biomethan, gelten je nach Inbetriebnahme der Anlage folgende Treibhausgasminderungs-Schwellenwerte bei Inbetriebnahme:

- vor dem 1. Januar 2021: keine THG-Minderungsvorgaben
- zwischen dem 1. Januar 2021 und dem 31. Dezember 2025: Minderung um mindestens 70%
- seit dem 1. Januar 2026: Minderung um mindestens 80%

Das bedeutet, dass für den Bereich der Stromerzeugung nur Anlagen, die ab 2021 erstmalig in Betrieb gegangen sind, eine Treibhausminderung nachweisen müssen. Damit wurden hinsichtlich der Anforderungen zur Treibhausgasminderungen die Anforderungen 1:1 aus der RED II übernommen.

Neben der Treibhausgasminderung ist die nachhaltige Bereitstellung der Biomasse nachzuweisen. Zwei Arten von Biomasse kommen als nachhaltiger „Rohstoff“ für eine Biogasanlage infrage:

1. Anbaubiomasse (NawaRo)
2. Abfälle und Reststoffe

Alle Anlagen, die unter die Biokraft-NachV fallen, müssen nachweisen, dass die verwendete Biomasse entweder nachhaltig erzeugt oder zweifelsfrei als Abfall oder Reststoff abgegeben wurde. Die Biomasse muss die in Artikel 4 bis 6 BioSt-NachV und Biokraft-NachV aufgeführten Kriterien erfüllen und über eine Massenbilanz die Rückverfolgbarkeit der Biomasse gewährleisten. Die Biomasse gilt als nachhaltig, wenn die Biogasanlage das Audit einer anerkannten Zertifizierungsstelle besteht.

Die Anbaubiomasse darf nicht von folgenden Flächen stammen:

- Flächen mit hoher biologischer Vielfalt (bewaldete Gebiete, Naturschutzzwecken dienende Flächen, Grünland mit hoher biologischer Vielfalt)
- Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand (Feuchtgebiete, Wälder)
- Torfmooren

Weiterhin ist nachzuweisen, dass der Flächenstatus zum 1. Januar 2008 „Ackerland“ war. Wurde beispielsweise ein Wald abgeholzt und ist nun Ackerland, wäre die dort angebaute Biomasse nicht nachhaltig. Bei dem genannten Grünland mit hoher biologischer Vielfalt ist wichtig zu wissen, dass das in Deutschland genutzte Grünland nach der Definition nur auf einer begrenzten Fläche eine große biologische Vielfalt aufweist.

Die Herkunft und Eigenschaft von eingesetzten Abfällen und Reststoffen (z. B. Gülle oder Mist) muss nachgewiesen werden. Es dürfen nur solche Materialien eingesetzt werden, deren „Abfalleigenschaft“ erwiesen ist, es sich also um Material handelt, welches sich der Eigentümer (Entstehungsbetrieb) entledigen muss (entsorgen muss). Es muss ausgeschlossen werden, dass Material gezielt als Abfall beziehungsweise Reststoff deklariert oder künstlich vermehrt wird, um als Rohstoff für eine Biogasanlage eingesetzt werden zu können.

Nachweisführung – Selbsterklärung und Lieferkette

Die Zertifizierung erfolgt entlang der Wertschöpfungskette vom Landwirt bis zum Quotenverpflichteten. Grundsätzlich müssen sich Anlagen bei einem Zertifizierungssystem, z. B. den in Deutschland vorherrschenden REDcert oder ISCC für Biokraftstoffe sowie SURE (Sustainable Resources Verification Scheme) für Strom, Wärme und Kälte, registrieren. Die eigentliche Zertifizierung führt ein Auditor der Zertifizierungsstelle durch. Die Zertifizierung hat der Anlagenbetreiber selbst zu beauftragen. Wenn die Anlage erfolgreich zertifiziert ist, können Nachhaltigkeitsnachweise für die erzeugte Menge Kraftstoff (Biokraft-NachV) oder Strom (BioSt-NachV) erstellt werden. Diese werden dann über die Datenbank Nabisy der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) verbucht.

Damit das erzeugte Biogas als nachhaltig gelten kann, muss die gesamte Lieferkette zertifiziert sein. Auch Landwirte, die Biomasse für die Biogasanlage anbauen, sowie Bereitsteller von Gülle/Mist oder Abfällen müssen zertifiziert werden. Diese werden jedoch in der Regel nicht einzeln zertifiziert, sondern durch eine vom Abnehmer organisierte „Gruppenzertifizierung“, bei der lediglich eine Stichprobe (Quadratwurzel der Anzahl der Betriebe in der Gruppe) tatsächlich kontrolliert werden müssen. Ist die Kontrolle der Stichprobe erfolgreich, gilt die ganze Gruppe als zertifiziert. Alle Betriebe, die Biomasse erzeugen oder als Abfall oder Reststoff abgeben, müssen für jedes Ernte- oder Lieferjahr eine Selbsterklärung abgeben, die quasi als „Eintrittskarte“ in die Gruppenzertifizierung dient. Die Kontrolle ist dabei in erster Linie eine Dokumentenprüfung (z. B. Ackerschlagkartei, Agrarantrag, Tierverzeichnis beziehungsweise Zahl der entsorgenden Haushalte).

Nachweisführung – Massenbilanz und Audit

Wenn eine Anlage zertifiziert werden soll, sind folgende Dokumente zu erstellen:

- die Sammlung der Selbsterklärungen
- die Massenbilanz
- eine Beschreibung der Organisationsstruktur des Betriebs und transparente Dokumentation relevanter Verfahren und Prozesse

Andere Dokumente sollten für den Auditor bereitliegen:

- Verträge mit Unterauftragnehmern, externen Dienstleistern, Zwischenhändlern
- Dokumentation der Vorgehensweise im Umgang mit Nichtkonformitäten und deren Umsetzung
- Anweisungen für Mitarbeitende oder Nachweis der Schulung, der Rechtsgrundlage für die Biomasseverarbeitung und dem Verhalten im Notfall
- Dokumentation der Umschlagplätze aus der Zertifizierung
- Dokumentation der Verantwortlichkeiten und Pflichten der Mitarbeitenden
- Genehmigungen
- Lieferscheine oder andere Dokumente, die eine Rückverfolgbarkeit der ein- und ausgehenden Biomasse ermöglichen, und andere, die vom Auditor verlangt werden

Jeder Anlagenbetreiber muss eine Massenbilanz erstellen und damit die Rückverfolgbarkeit der Biomasse sicherstellen. Der Auditor prüft die Richtigkeit der erstellten Massenbilanzen. Das Massenbilanzsystem sollte die Rückverfolgbarkeit, die Überwachung und die Verwaltung von Masseströmen der verarbeiteten Biomasse gewährleisten, die den Nachhaltigkeitskriterien entsprechen. Bei Biogasanlagen erstreckt sich die Massenbilanz über die Erfassung der eingehenden Substrate, deren Einbringung in den Fermenter mit anschließender Vergärung bis hin zur Erzeugung des Endproduktes (Biomethan, Strom, Wärme).

Häufig werden Massenbilanzen in Tabellenkalkulationsprogramme (z. B. Excel) erstellt. Das Massenbilanzsystem sollte Verweise auf Rechnungen, Produktnamen, Volumen, Umrechnungsfaktoren enthalten, damit die Buchungen mit den tatsächlichen Geschäftsvorgängen abgeglichen und auf diesem Weg plausibilisiert werden können.

Die Massenbilanz muss in bestimmten Abständen erstellt und regelmäßig vom Anlagenbetreiber überprüft werden. Die Systeme sehen einen quartalsweisen Zeitraum von 3 Monaten vor, nach dem eine Prüfung des Gleichgewichts erfolgen muss. Innerhalb dieses Zeitraums kann es vorkommen, dass beispielsweise Strom eingespeist wird, obwohl zu dem Zeitpunkt der Einspeisung noch nicht alle Vorgaben erfüllt waren. Spätestens ein Monat nach Ende eines Quartals muss jedoch die Bilanz ausgeglichen werden, also die entsprechenden Nachweise vorliegen.

Betreiber sollten sich gründlich auf ein Audit vorbereiten und frühzeitig Kontakt mit der Zertifizierungsstelle und deren Auditor aufnehmen, um einen reibungslosen Ablauf zu gewährleisten. Ein Audit kann erst dann durchgeführt werden, wenn der Betreiber einen Systemvertrag mit dem Anbieter des jeweiligen Zertifizierungssystem abgeschlossen hat. Dessen Existenz wird im Audit geprüft. Für im Audit festgestellte Abweichungen sind grundsätzlich mit dem Auditor Korrekturmaßnahmen zu vereinbaren, welche dieser im Auditbericht dokumentiert. Abweichungen können durch den Auditor gemäß der Systemvorgaben unterschiedlich gewichtet werden: minor (geringfügig), major (wesentlich) und critical (kritisch oder k.o.). Wesentliche und kritische Abweichungen müssen innerhalb der folgenden 40 Tage nachweislich korrigiert werden, um das Zertifizierungsverfahren erfolgreich abschließen zu können, sonst ist ein vollständig neues Audit erforderlich. Das Zertifikat wird dann innerhalb eines Zeitraums von maximal 6 Wochen nach positivem Abschluss des Audits erstellt. Das Zertifikat gilt 12 Monate.

Zeitablauf eines Audits:

- Vorbereitung für das Audit: 1 bis 3 Monate
- Anmeldung beim Zertifizierungssystem: 1 Tag vor dem Audit
- Audit
- Berichtigung von Fehlern: bis zu 40 Tagen + eventuell weitere 30 Tage
- Ausstellung des Zertifikats: bis zu 42 Tage
- Gültigkeit des Zertifikats: 12 Monate

Ein Betrieb gilt als „zertifiziert“ ab dem Tag der ersten Gültigkeit eines Zertifikats. Dies kann niemals der Tag des Audits sein, denn nach dem Audit ist eine Prüfung und Freigabe des Auditberichts (4-Augen-Prinzip) und danach eine ausdrückliche Zertifizierungsentscheidung durch die Zertifizierungsstelle vorzunehmen. Das Datum einer positiven Zertifizierungsentscheidung kann, muss aber nicht identisch mit dem Datum der Gültigkeit eines Zertifikats sein.

Das Folgeaudit sollte 6 bis 8 Wochen vor dem Ablaufdatum durchgeführt werden, sodass mit Ablauf des derzeitigen Zertifikats ein neues Zertifikat lückenlos an seine Stelle treten kann. **Achtung:** Während einer Zertifikatslücke kann nicht mit nachhaltiger Biomasse oder Biokraftstoff gehandelt werden und eine Einspeisevergütung für die in diesem Zeitraum erzeugte Strommenge nicht in Anspruch genommen werden.

Eine [Liste der aktuellen Zertifizierungsstellen](#) in Deutschland hält die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) vor.

Nachweiserstellung

Die Nachhaltigkeitsnachweise werden auf Basis des etablierten Massenbilanzsystems durch die letzte Schnittstelle selbst erstellt. Die Befugnis, Nachweise zu erstellen, hat sie durch ein gültiges Zertifikat. Die Nachhaltigkeitsnachweise werden in Nabisy eingestellt. Bei jährlichen Folgeaudits wird überprüft, ob die Massenbilanz korrekt geführt wurde und die Zahl der Nachhaltigkeitsnachweise korrekt war.

Die Nutzung der Datenbank Nabisy der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) ist für Biokraftstoffe wie für erzeugte vergütungsfähige Strommengen als Instrument der Nachweisführung verpflichtend. Dafür benötigen Marktteilnehmer wie z. B. Anlagenbetreiber ein entsprechendes Nabisy-Konto, welches ihnen auf Antrag und unter Nachweis einer gültigen Zertifizierung zugeteilt wird.

Das Verbuchen der Nachweise erfolgt gewöhnlich quartalsweise (siehe oben bei Massenbilanz), d. h. im Quartal muss die Bilanz ausgeglichen sein. Ausnahmen sind individuell z. B. in Abhängigkeit von Erntezyklen darzulegen. Die entsprechenden Buchungen müssen spätestens ein Monat nach Ende eines Quartals verbucht sein.

Der Inverkehrbringer erstellt einen Nachweis und bucht diesen in Nabisy ein. Im Nachweis sind der Verwendungszweck und der Empfänger angegeben. Dies ist im Fall der Stromerzeugung in der Regel der Netzbetreiber. Bei Biomethan kann der Empfänger sowohl ein unmittelbar Quotenverpflichteter, aber auch ein Lieferant, der mit unversteuertem Kraftstoff handelt, sein. Viele Hersteller von Biokraftstoff verfügen selbst über ein Lieferantenkonto bei Nabisy, um angesichts der Fristvorgaben bei der erstmaligen Ausstellung von Nachhaltigkeitsnachweisen mehr Spielraum bei der anschließenden Vermarktung aus ihrem Lieferantenkonto zu haben, für das es keine Fristvorgaben z. B. für die Vermarktung gibt. Mithilfe der zugeteilten Zugangsdaten kann in Nabisy Einblick in die erstellten Nachweise genommen werden. Ebenso können Nachweise für ungültig erklärt oder zurückgezogen werden, wenn z. B. die betreffende Biomethanmenge anderweitig verwendet oder vermarktet wurde.

3.2.2 Biokraftstoffquotengesetz und Bundes-Immissionsschutzgesetz

Die Vorgaben der geltenden RED wurden in Deutschland für den Kraftstoffbereich mit der Biokraft-NachV umgesetzt. Daneben gibt es weitere Gesetze und Rechtsverordnungen, in denen weitere Details zur Förderung von Biokraftstoffen geregelt werden.

Von großer Bedeutung für die Förderung einer Treibhausgasminderung sind die Paragraphen 37a bis g des zuletzt im Dezember 2025 geänderten BImSchG, in denen die erforderliche Treibhausgasminderung von Kraftstoffen geregelt ist. Die darin festgelegten Regelungen zur THG-Quote gelten seit 2015 und lösten das Biokraftstoffquotengesetz (BioKraftQuG 2006) ab. Bis dahin gab es in Deutschland eine energetische Quote, d. h. es musste eine Mindestmenge an Biokraftstoffen in Abhängigkeit vom Energiegehalt in Deutschland vertankt werden.

Seit 2006 ist in Deutschland vorgeschrieben, dass beim Verkauf von Kraftstoffen ein bestimmter Anteil an Biokraftstoffen beizumischen ist (Biokraftstoffquote). Die eigentlich nur für Diesel- und Ottokraftstoff geltende Quotenverpflichtung kann auch durch den Einsatz von Biomethan in Erdgasfahrzeugen erfüllt werden. Das quotenverpflichtete Unternehmen kann dabei auch Quoten zukaufen, um seine Vorgaben zu erfüllen. Neben der Einführung der Biokraftstoffquote wurden in der Vergangenheit Steuerbegünstigungen für bestimmte Biokraftstoffe, wie z. B. Biomethan, gewährt. Die Steuererleichterungen für Biokraftstoffe wurden jedoch Schritt für Schritt abgesenkt und liefen Ende 2015 endgültig aus (Paragraf 50 Absatz 2 EnergieStG (2024)). Mit der letzten Änderung des Energiesteuergesetzes vom Dezember 2025 ist Paragraf 50 entfallen; nun gilt laut §57 für die Landwirtschaft eine Steuererleichterung auch für Biokraftstoffe (EnergieStG 2025).

Umgesetzt wurden die Regelungen zur Biokraftstoffquote im Bundes-Immissionsschutzgesetz (siehe Paragraphen 37a ff. BImSchG). 2015 wurde die energetische Quote durch eine anteilige Treibhausgasminderungspflicht ersetzt. Die Bezugsgröße der Quote wurde also vom energetischen Anteil auf die Netto-Treibhausgasminderung umgestellt. Das bedeutet, die verpflichteten Unternehmen aus der Mineralölwirtschaft müssen seit 2015 nachweisen, dass der von ihnen in Verkehr gebrachte Kraftstoff insgesamt eine Treibhausgasminderung von zunächst 3,5 Prozent gegenüber einem rechnerischen Referenzwert erbringt, wobei der vorgegebene Minderungssatz seit 2017 auf 4 Prozent und seit 2020 auf 6 Prozent gestiegen ist.

Zur Einhaltung der Quote ist verpflichtet, wer gewerbsmäßig oder im Rahmen wirtschaftlicher Unternehmungen zu versteuernde Otto- oder Dieseldieselkraftstoffe in Verkehr bringt. Das bedeutet aber auch, dass je klimafreundlicher die eingesetzten Biokraftstoffe sind, desto weniger Menge des Biokraftstoffs ist erforderlich, um die Quotenanforderung zu erfüllen.

Zur Berechnung der gesetzlich vorgeschriebenen Treibhausgasminderung (Quote) werden gemäß Paragraph 37a Absatz 4 BImSchG drei Werte benötigt (Abb. 7):



Abb. 7: Berechnung des Referenzwertes (Generalzolldirektion 2026)

- Referenzwert
- Tatsächliche Treibhausgasemissionen
- Umfang der vom Gesetz vorgeschriebenen Treibhausgasminderung (Quote)

Falls die Quote nicht erfüllt wird, hat die Bundesregierung eine Pönale (Strafzahlung) festgelegt. Die Pönale beträgt 600 €/t CO₂e und ist damit um ein Vielfaches höher als der bekannte Börsenpreis für CO₂-Zertifikate, die von der Deutschen Emissionshandelsstelle ausgegeben und zum Beispiel an der European Energy Exchange (EEX), einer Energiebörse für Energie und energienahe Produkte, oder über Direktabnehmer gehandelt werden. Aus der hohen Pönale ergibt sich ein wirtschaftlicher Anreiz für den Einsatz von Biokraftstoffen und damit von Biomethan.

Ab November 2023 sanken die THG-Quotenpreise von 430 auf 95 €/t (Stand November 2024). Hintergrund war, dass sich quotenverpflichtete Unternehmen mit Upstream-Emission-Reduction-Projekten und Biodiesel aus Asien eindecken konnten. Marktteilnehmer konnten gegenüber dem für die Plausibilitätsprüfung zuständigen Umweltbundesamt (UBA) nicht existente Projekte sowie umdeklarierten Biodiesel nachweisen. Weitere Faktoren wie die Freigabe von Hydrotreated-Vegetable-Oils(HVO)-Kraftstoffen verwässerten den Quotenpreis zusätzlich. 2023 wurde die 38. BImSchV novelliert (38. BImSchV 2023) und rückwirkend THG-Minderungen aberkannt. Zudem können Überschussquoten nun (zunächst bis 2027) nicht mehr in die Folgejahre übertragen werden. Des Weiteren wurden einzelne Unternehmen mit Strafzöllen belegt.

Weitere Informationen, siehe „Initiative Klimabetrug stoppen“: www.carbonleaks.de

3.2.3 Die Treibhausgasbilanzierung

Der Biogasanlagenbetreiber muss eine Treibhausgasbilanz erstellen. Dazu müssen die Emissionen vom Anbau oder der Ersterfassung über die Weiterverarbeitung der Rohstoffe bis zur Biokraftstoffherstellung erfasst werden. Dieser Nachweis wird mit dem Kraftstoff an die Mineralölfirmer geliefert.

Das Vorgehen bei der THG-Bilanzierung wird unter anderem in den [Systemgrundsätzen des SURE-Zertifizierungssystems](#) beschrieben.

Die Berechnung seitens der Auditoren erfolgt nach folgender Formel in g CO₂e

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

Wobei:

- E = Gesamtemissionen bei der Produktion des Biomasse-Brennstoffs vor der Energieumwandlung
- e_{ec} = Emissionen bei der Gewinnung der Rohstoffe, insbesondere bei Anbau und Ernte der Biomasse, aus der die Biomasse-Brennstoffe hergestellt werden; die CO₂-Fixierung während der Kultivierung wird nicht berücksichtigt
- e_l = auf das Jahr umgerechnete Emissionen aufgrund von Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen
- e_p = Emissionen aus der Verarbeitung
- e_{td} = Emissionen aus Transport und Vertrieb
- e_u = Emissionen bei der Nutzung des Biomasse-Brennstoffs
- e_{sca} = Emissionseinsparung durch Akkumulierung von Kohlenstoff im Boden infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken
- e_{ccs} = Emissionseinsparung durch Abscheidung und geologische Speicherung von CO₂
- e_{ccr} = Emissionseinsparung durch Nutzung, Abscheidung und Ersetzung von CO₂ (bei Nutzung werden bis zu -30 gCO₂e/MJ angerechnet)

Die Wirtschaftsbeteiligten stellen dem Auditor im Vorfeld des geplanten Audits alle relevanten Informationen über die Berechnung der tatsächlichen THG-Emissionen zur Verfügung. Alle vor Ort gemessenen und erfassten Daten, die für die Berechnung der tatsächlichen Werte relevant sind, müssen dokumentiert und dem Auditor zur Verifizierung vorgelegt werden. Das schließt gegebenenfalls alle Informationen zu den angewandten Emissions- und Umrechnungsfaktoren und Standardwerten und deren Referenzquellen, THG-Emissionsberechnungen und Nachweise im Zusammenhang mit der Anwendung von Gutschriften zur Einsparung von THG-Emissionen ein.

3.2.4 Energiesteuergesetz

Im Energiesteuerrecht unterscheiden sich die Regelungen für Biogas und Biomethan in vielen Bereichen, da Biomethan im Kontext des EnergieStG häufig wie fossiles Erdgas behandelt wird.

Die Steuer für Biomethan entsteht bei Entnahme aus dem Erdgasnetz (Paragraf 38 EnergieStG) und ist in der Regel bis zum 15. des Folgemonats zu entrichten (Paragraf 39 Absatz 1 EnergieStG). Steuerschuldner ist im Regelfall der Lieferant von Biomethan. Alternativ kann die Steuer auch jährlich zum 31. Mai des Folgejahres angemeldet werden. Dabei sind jedoch monatliche Vorauszahlungen zu leisten (Paragraf 39 Absatz 2 und 3 EnergieStG). Der Steuerschuldner muss eine Steuererklärung (Formular 1103 „Energiesteueranmeldung Erdgas“) abgeben und darin die Steuer selbst berechnen.

Die Steuer beträgt 5,50 €/MWh, wenn das Biomethan zum Antrieb begünstigter Anlagen (z.B. BHKW) oder zur rein thermischen Verwertung (z.B. Kesselanlagen) eingesetzt wird (ermäßigter Steuersatz). Seit 2024 steigt der Steuersatz an, bis 2027 der reguläre Steuersatz erreicht wird:

- vor 2024 13,90 €/MWh
- 2024 18,38 €/MWh
- 2025 22,85 €/MWh
- 2026 27,33 €/MWh
- ab 2027 31,80 €/MWh

Für Biomethan sind grundsätzlich Möglichkeiten einer Steuerentlastung gegeben. Allerdings nur für Nutzungen in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) oder einer Therme. Biomethan als Kraftstoff war bis Ende 2015 vollständig steuerentlastet (damals Paragraf 50 Absatz 1 Nr. 4 EnergieStG). Dieser Paragraph, in dem die Förderung aller Biokraftstoffe festgelegt war, wurde gestrichen. Aktuell erfolgt die Förderung der Abgabe von Biokraftstoffen ausschließlich über die Anrechnung auf die Treibhausgasquote. Diese Quote ist nicht im EnergieStG, sondern im Bundes-Immissionsschutzgesetz geregelt.

3.2.5 Brennstoffemissionshandelsgesetz

Das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG 2020) bildet die Grundlage für den Emissionszertifikatehandel für Wärme und Verkehr. Es erfolgt die Bepreisung fossiler THG-Emissionen als CO₂-Äquivalent, da alle Treibhausgase auf diesen Äquivalenzwert umgerechnet werden. Diese Bepreisung wird in einem nationalen Emissionshandelssystem (nEHS) umgesetzt.

Bis Ende 2025 wurden die CO₂-Zertifikate über Festpreise an der European Energy Exchange AG (EEX) gehandelt. Dabei wurde der Preis von zunächst 25 € je Zertifikat im Jahr 2021 in Jahresschritten auf 55 € im Jahr 2025 erhöht. 2026 erfolgt der Handel in freien Auktionen in einem Preiskorridor von 55 bis 65 € je Zertifikat. Zunächst gilt das Handelssystem nur für fossile Brennstoffe; sukzessive soll es erweitert werden. Zum Vergleich: Am Spotmarkt der EEX betrug der CO₂-Preis Ende 2025 77–80 €/t CO₂.

Das Umweltbundesamt ist über die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) zuständig für Zuteilung und Ausgabe der Emissionsberechtigungen, Überwachungs- und Steuerungsaufgaben, die Führung des nationalen Registers sowie die nationale und internationale Emissionsberichterstattung. Hierhin werden auch die Daten des Nabisy übermittelt.

Es gibt zwei wesentliche Handelsmechanismen im Emissionsrechtehandel:

Cap-and-trade

Staatlicherseits wird eine Gesamtemissionsmenge festgelegt (cap). In dieser Höhe werden Emissionszertifikate in den Markt gebracht, entweder durch Versteigerung oder durch Zuteilung an Emissionsverursacher. Diese müssen am Ende einer definierten Zeitspanne Zertifikate in Höhe ihres Emissionsausstoßes vorlegen und können bis dahin zur jeweiligen Zielerreichung Zertifikate zu- oder verkaufen.

Baseline-and-credit

Staatlicherseits wird für jedes Unternehmen ein CO₂-Emissionsvolumen festgelegt (baseline). CO₂-Emitenten können nun „credits“ generieren, wenn sie ihre Emissionen unter die „baseline“ senken. Diese „credits“ können dann an Unternehmen, die die „baseline“ überschreiten, verkauft werden.

Biogene Brennstoffemissionen werden bei entsprechendem Nachhaltigkeitsnachweis mit dem Emissionsfaktor Null belegt. Über diesen Weg können Inverkehrbringer von fossilen Brennstoffen ihre Treibhausgasbilanz entsprechend anpassen. Biomethan ist von der CO₂-Bepreisung aufgrund seines deutlich geringeren Ausstoßes zum größten Teil befreit: In den Jahren 2022 und 2023 war Biomethan zunächst grundsätzlich von der CO₂-Bepreisung befreit – seit 2023 muss für Biomethan ein Bericht erstellt werden. Unterschreitet das Biomethan den laut BEHG zulässigen THG-Wert, gelten pauschal Emissionen in Höhe von „0“. Dies ist in den meisten Fällen der Fall, sodass keine CO₂-Abgabe zu leisten ist. Nachzuweisen ist die THG-Bilanz von Biomethan wiederum über Nabisy.

Biomethan kann also in allen Energiesektoren zur THG-Emissionsreduktion bilanziell beitragen. Teilnehmende am Handel haben drei Optionen:

- Emissionsreduktion, Verkauf der überschüssigen Zertifikate
- Verwendung der Zertifikate, um das festgelegte Emissionsziel zu erreichen
- Bei Nichterreichen der Emissionsziele müssen entsprechend Zertifikate von anderen Teilnehmern gekauft werden

3.2.6 Genehmigungsrecht (Baurecht, Privilegierung, Sondergebiet)

Der Standort für eine Biogasaufbereitungsanlage wird anhand des technisch und wirtschaftlich am besten geeigneten Einspeisepunktes bestimmt, muss aber dem Baurecht entsprechen. Der Fokus liegt hier nicht auf den bauordnungsrechtlichen Normen (Bauordnungen der Länder), sondern auf dem bundeseinheitlich über das Baugesetzbuch (BauGB) geregelten Bauplanungsrecht.

Das BauGB stellt mit seinen Kernregelungen die Instrumente für die kommunale Bauleitplanung zur Verfügung; es unterscheidet dabei zwei Ebenen:

- Erste Ebene ist der Flächennutzungsplan, der für ein Gemeindegebiet Auskunft über die gewollte Art der Bodennutzung gibt. Aus dem Flächennutzungsplan ergibt sich unter anderem, welche Flächen als Innenbereich und welche als Außenbereich zu qualifizieren sind. Der Außenbereich ist grundsätzlich von Bebauung freizuhalten.
- Zweite Ebene ist der Bebauungsplan. Dieser regelt die Zulässigkeit der baulichen und sonstigen Nutzung von Grundstücken in seinem Geltungsbereich. Die kommunale Bauleitplanung dient also der Ordnung und Lenkung der baulichen und sonstigen Nutzung der Grundstücke innerhalb der Gemeinde

nach Maßgabe des BauGB. Die Planungshoheit für das Gemeindegebiet obliegt – als Bestandteil der kommunalen Selbstverwaltungsgarantie gemäß Artikel 28 Absatz 2 Satz 1 Grundgesetz – grundsätzlich der Gemeinde.

Daraus resultiert unter anderem auch, dass kein Rechtsanspruch auf Planungstätigkeit der Gemeinde (= Aufstellung eines Bebauungsplanes) besteht. Einzige Ausnahme, sowohl im Hinblick auf die die Planungshoheit der Gemeinde als auch bezogen auf die grundsätzliche „Unbebaubarkeit“ des Außenbereichs, stellen die privilegierten Vorhaben dar. In Paragraph 35 BauGB sind eine Reihe von Vorhaben benannt, die ausnahmsweise nach dem Willen des (Bundes-)Gesetzgebers im Außenbereich zulässig sind.

Biogasaufbereitungsanlagen als Einzelvorhaben oder isolierte Vorhaben zählen nicht zu den nach Paragraph 35 BauGB privilegierten Vorhaben. Denn obwohl beim Blick in den Paragraph 35 Absatz 1 BauGB eine Privilegierung über Nummer 3 (Vorhaben die der öffentlichen Versorgung mit Elektrizität, Gas, [...] oder einem ortsgebundenen gewerblichen Betrieb dienen) offensichtlich erscheint, wird diese Möglichkeit von Seiten der Genehmigungsbehörden regelmäßig verneint. Neben der Frage, ob und wann ein Vorhaben tatsächlich der „öffentlichen Versorgung“ dient, ist es in der Regel die fehlende Ortgebundenheit, die zum Ausschlusskriterium für eine Privilegierung über Paragraph 35 Absatz 1 Nummer 3 BauGB angeführt wird. Das Erfordernis der Ortsgebundenheit, dass basierend auf Rechtsprechung des Bundesverwaltungsgerichtes auch für eine Privilegierung von Anlagen der öffentlichen Versorgung gemäß Paragraph 35 Absatz 1 Nummer 3 BauGB abgeleitet wird, setzt einen spezifischen Standortbezug voraus:

„An einer solchen spezifischen Gebundenheit fehlt es, wenn der Standort im Vergleich mit anderen Stellen zwar Lagevorteile bietet, das Vorhaben aber nicht damit steht oder fällt, ob es hier und so und nirgend woanders ausgeführt werden kann.“
(Bundesverwaltungsgericht, Urteil vom 16.06.1994 – 4 C 20/93).

Eine Privilegierung über Paragraph 35 Absatz 2 BauGB – also als „sonstiges Vorhaben“ – ist zwar nicht kategorisch ausgeschlossen, findet aber regelmäßig ihre Grenzen in der Voraussetzung, dass sonstige Vorhaben nur zulässig sind, wenn öffentliche Belange nicht beeinträchtigt werden. Häufig würde die Errichtung einer Biogasaufbereitungsanlage aber den Festlegungen des Flächennutzungsplanes widersprechen – was wiederum als Beeinträchtigung öffentlicher Belange gilt (siehe Paragraph 35 Absatz 3 Nummer 1 BauGB).

Dennoch können – wenn auch in relativ engen Grenzen und unter definierten Voraussetzungen – Biogasaufbereitungsanlagen im Außenbereich zulässig sein. Eine grobe Übersicht hierzu gibt Abbildung 8. Zum einen kann eine Biogasaufbereitung als Form der energetischen Nutzung von Biomasse im Zuge einer nach Paragraph 35 Absatz 1 Nummer 6 zulässigen oder zugelassenen Biogaserzeugungsanlage realisiert werden. Aufgrund der diversen Voraussetzungen für die Privilegierung von Biogasanlagen, unter anderem die Beschränkung der Rohbiogasproduktionskapazität solcher Biogasanlagen auf 2,3 Mio. m³_N per anno, spielt diese Option zumindest unter den aktuellen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in der Praxis allerdings kaum eine Rolle. Deutlich höhere praktische Relevanz kann aus dem seit 1. Januar 2024 geltenden Paragraph 246d Absatz 4 Nummer 1 BauGB resultieren. Die Regelung privilegiert clusternde Biogasaufbereitungsanlagen – also die Zusammenführung und Aufbereitung des Biogases aus mehreren Biogasanlagen – im Außenbereich. Zu beachten ist aber unter anderem, dass die Regelung als baulichen Anknüpfungspunkt im Außenbereich eine bestehende selbst privilegierte Biogasanlage verlangt und das aufzubereitende Biogas ausschließlich aus Biogasanlagen nach Paragraph 35 Absatz 1 Nummer 6 stammen muss. Bisher gibt es nur sehr wenige in Betrieb befindliche Biomethan-Cluster.

Ist eine Privilegierung im Außenbereich ausgeschlossen, bleibt im Wesentlichen die Realisierung über Bauleitplanung (Paragraf 30 BauGB). Den gesetzlichen Regelfall stellt der „qualifizierte Bebauungsplan“ dar, der mindestens Festsetzungen über die Art und das Maß der baulichen Nutzung, die überbaubaren Grundstücksflächen und die örtlichen Verkehrsflächen enthalten muss. Die im Rahmen von Bebauungsplänen ausweisbaren Gebietstypen ergeben sich aus der Baunutzungsverordnung (BauNVO). Der jeweilige Gebietstyp bestimmt, welche Nutzungen und Anlagen im beplanten Gebiet zulässig sind. Außerdem wird den Gemeinden mit der BauNVO ein Baukasten zur Verfügung gestellt, aus dem sie sich bedienen muss, wenn sie z. B. innerhalb der Baugebiete Festsetzungen zum Maß der baulichen Nutzung, der Bauweise oder der überbaubaren Grundstücksfläche trifft. Gebietstypen, in denen Biogasaufbereitungsanlagen zulässig sein können, sind allen voran Sondergebiete sowie Gewerbe- und Industriegebiete.

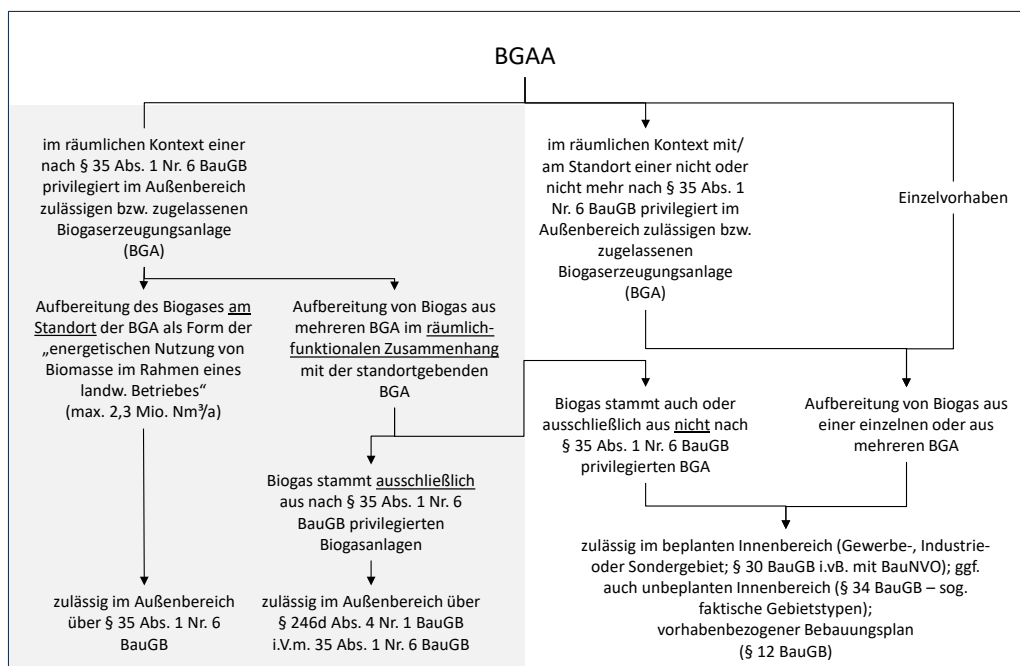


Abb. 8: Übersicht zur bauplanungsrechtlichen Zulässigkeit von Biogasaufbereitungsanlagen (© Fachverband Biogas e.V.)

Klassische Bauleitplanung ist die Angebotsplanung, d. h. die gemäß Plan zulässige Nutzung der Grundstücke ist grundsätzlich jedermann eröffnet; auch ist es dem jeweiligen Grundstückseigentümer überlassen, ob oder zu welchem Zeitpunkt er von seinem Bau- beziehungsweise Nutzungsrecht Gebrauch macht. Im Unterschied dazu steht und fällt der „vorhabenbezogene Bebauungsplan“ (Paragraf 12 BauGB) mit der Realisierung eines konkreten Bauvorhabens eines konkreten Vorhabenträgers innerhalb einer vertraglich vereinbarten Frist. Voraussetzung für die Wirksamkeit eines vorhabenbezogenen Bebauungsplans ist deshalb unter anderem auch ein Durchführungsvertrag. Mit diesem städtebaurechtlichen Vertrag verpflichtet sich der Vorhabenträger mindestens das Projekt und die Erschließungsmaßnahmen innerhalb einer bestimmten Frist durchzuführen und die Planungs- und Erschließungskosten zu übernehmen. Der vorhabenbezogene Bebauungsplan kann Vorteile haben, z. B. weil die strikte Bindung an die BauNVO entfällt. Er birgt aber auch Risiken, z. B. kann er von der Gemeinde entschädigungslos aufgehoben werden, wenn das Vorhaben nicht innerhalb der vertraglich vereinbarten Frist realisiert wird. Auch Wechsel des Vorhabenträgers sind erheblich erschwert.

Beachtet werden muss, dass für die Aufstellung von Bebauungsplänen in aller Regel auch der „darunter liegende“ Flächennutzungsplan geändert werden muss – dies muss allerdings nicht vorgezogen erfolgen, sondern kann parallel geschehen.

Bei bereits bestehenden Bebauungsplänen, insbesondere Sondergebieten, ist zu prüfen, ob die Festlegungen für das Gebiet die Etablierung einer Biogasaufbereitung tatsächlich zulassen. In der Vergangenheit wurden teilweise Sondergebiete mit sehr engen Nutzungsfenstern ausgewiesen (z. B. Gebiet zur Erzeugung von Biogas und Strom). In solchen Fällen ist dann eine Änderung des Bebauungsplanes erforderlich, die aufgrund des erneut abzuarbeitenden Verfahrensablaufs ähnlich zeit- und kostenintensiv sein kann wie eine Erstaufstellung.

Bei der Ausweisung neuer Sondergebiete sollte deshalb darauf geachtet werden, realistische beziehungsweise vielleicht sogar schon mittel- oder langfristig geplante Erweiterungen oder Nutzungserweiterungen von Anfang an zu inkludieren.

3.2.7 Gasnetzzugangsverordnung und Energiewirtschaftsgesetz

Die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV 2023) ist gemäß ihrer gesetzlichen Befristung zum 31. Dezember 2025 außer Kraft getreten. Mit dem Wegfall der GasNZV ist der bislang bestehende spezifische Rechtsrahmen für den Netzanschluss von Biomethaneinspeiseanlagen entfallen, der insbesondere Anschlussverpflichtung, Kostenaufteilung und Verfahrensfragen eigenständig regelte. Die einschlägigen Vorschriften der Paragraphen 33 ff. GasNZV stellten dabei eine biomethanspezifische Konkretisierung der allgemeinen Anschlussrechte nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG 2024) dar.

Der Referentenentwurf zur Novelle des EnWG reagiert auf diese Regelungslücke mit einer befristeten Übergangsregelung bis zum 31. Dezember 2026. Ziel ist, Biomethanprojekte zu erfassen, die sich bereits vor dem Außerkrafttreten der GasNZV in einem fortgeschrittenen Planungs- oder Anschlussverfahren befanden. Die Übergangsregelung ist als temporäre Fortgeltung der bisherigen GasNZV-Regelungen auf Gesetzesebene einzuordnen, stellt jedoch keine dauerhafte Nachfolgeregelung für die GasNZV dar. Die Bioenergieverbände begrüßen diesen Ansatz grundsätzlich, weisen jedoch zugleich auf die fehlende langfristige Investitions- und Planungssicherheit hin.

Nach dem aktuellen Stand des Referentenentwurfs vom 4. November 2025 knüpft der Anwendungsbereich der Übergangsregelung an ein fristgerecht gestelltes Netzanschlussbegehren an. Für diese Projekte sollen weiterhin die bisherigen Regelungen der GasNZV Anwendung finden, einschließlich der Regelung zur Kostenbeteiligung des Anlagenbetreibers. In der Praxis ist dabei zu berücksichtigen, dass Netzvertraglichkeitsprüfungen, Genehmigungs- und Vertragsverfahren häufig deutlich länger als ein Jahr dauern und sich somit über den vorgesehenen Übergangszeitraum hinaus erstrecken können.

Der Referentenentwurf des Energiewirtschaftsgesetz enthält keine spezifischen Vorgaben für den Netzanschluss von Biomethananlagen nach Ablauf der Übergangsregelung. Ab dem 1. Januar 2027 würden daher ausschließlich die allgemeinen Anschluss- und Netzzugangsregelungen des EnWG Anwendung finden. Maßgeblich sind hierbei insbesondere Paragraph 17 Absatz 1 und 2 EnWG, die einen grundsätzlichen Anschlussanspruch und eine Kostenregelung vorsehen, sowie Paragraph 19 EnWG zur Ausgestaltung des Netzzugangs und der Vertragsbedingungen. Diese Vorschriften begründen zwar einen allgemeinen Anspruch auf Netzanschluss, enthalten jedoch keine biomethanspezifischen Regelungen zur Kostenaufteilung, zur Priorisierung von Einspeisungen oder zur Behandlung netzbedingter Verstärkungsmaßnahmen.

4 Technik und Verfahren zur Biogasaufbereitung

Für die Aufbereitung von Biogasen aus Biogasanlagen sind im Wesentlichen drei Arbeitsschritte notwendig: Biogasentschwefelung, CO₂-Abtrennung und Gastrocknung. Hierfür stehen unterschiedliche Techniken und Verfahren zur Verfügung, die abhängig von technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen miteinander kombiniert werden können. Den wichtigsten und aufwendigsten Verfahrensschritt stellt die CO₂-Abtrennung dar. Die Verfahrensschritte Biogasentschwefelung und Gastrocknung werden je nach CO₂-Abtrennverfahren vorher, parallel oder danach durchgeführt. Abbildung 9 gibt einen Überblick über die Verfahrensketten der Biogasaufbereitung.

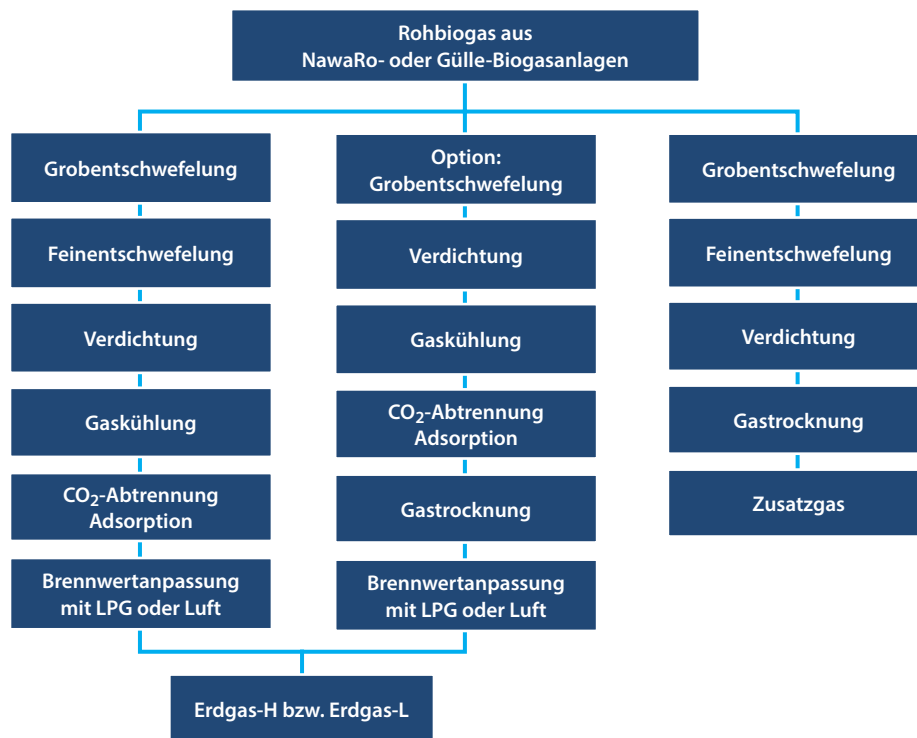


Abb. 9: Verfahrensketten der Biogasaufbereitung (© KTBL)

Während bis 2014 Technologien wie Druckwasserwäsche, Aminwäsche oder Druckwechselabsorption beim Zubau von Aufbereitungsanlagen dominierten, konnte sich in den vergangenen Jahren neben physikalischen Wäschen vor allem die Membrantechnologie immer stärker etablieren (Abb. 10). Dies lag zum einen an der Entwicklung hocheffizienter und hochselektiver Membranen, aber auch von im Vergleich zu den anderen Verfahren kleinskaligeren Lösungen (Tab. 4). Dadurch eignet sich die Technologie besonders für landwirtschaftliche Anlagen, deren Rohgasproduktion oftmals unterhalb der für die anderen Technologien angebotenen Aufbereitungskapazitäten liegt.

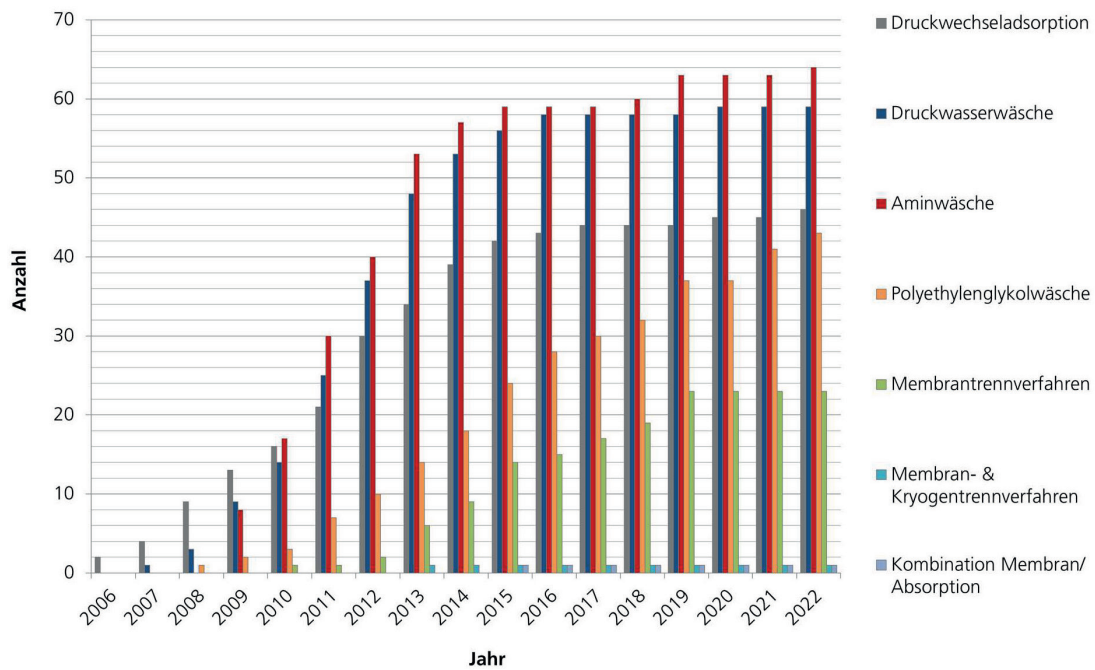


Abb. 10: Entwicklung der Anzahl an Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland von 2006 bis 2022, unterteilt nach Aufbereitungsverfahren (© Fraunhofer IEE 2023)

Tab. 4: Minimale technische Aufbereitungskapazitäten von BGAA-Verfahren

Aufbereitungsverfahren	Minimale Kapazität in m ³ _N Rohbiogas/h
Membrantrennverfahren	10
Druckwechseladsorption (PSA)	100
Druckwasserwäsche (DWW)	200
Aminwäsche	250

Vor diesem Hintergrund werden in dieser Veröffentlichung ausschließlich Membranverfahren betrachtet und nur diese Technologie detaillierter beschrieben. Zur Einordnung werden hier lediglich die Prozessanforderungen (Tab. 5) sowie die Vor- und Nachteile (Tab. 6) aller Aufbereitungsverfahren im Vergleich aufgeführt. Detaillierte Beschreibungen der Verfahren finden sich in der KTBL-Schrift „Biomethaneinspeisung in der Landwirtschaft“ (KTBL 2012).

Tab. 5: Übersicht der Prozessanforderungen der Biogasaufbereitungsverfahren (Agostini et al. 2024, Cabral 2022, Kvist und Aryal 2019, KTBL 2012, Urban et al. 2009, verändert, ergänzt)

Merkmals	Einheit	Druckwechsel-adsorption	Druckwasser-wäsche	Polyethylen-glykol-wäsche	Amin-wäsche	Membran-verfahren	Kryogenver-fahren
Stromver-brauch ¹⁾	kWh/m _N ³ Rohgas	~ 0,2–0,25	~ 0,2–0,3	~ 0,23–0,33	0,06–0,14	0,18–0,25	0,18–0,33 ³⁾
Wärmebedarf	kWh/m _N ³ Rohgas	nein	nein	0,10 ²⁾	0,55–0,65	nein	nein
Vorlauf-temperatur	°C	nein	nein	55–80	125–180	nein	nein
Prozessdruck	bar	4–7	5–10	4–7	0,1–4	5–10	65 –80
Methansch-lupf	%	5	0,5–2	1–4	0,1	0,2–0,5	0,7–0,8
Abgasnach-behandlung notwendig	-	ja (Floxx, Kat)	ja (RTO)	ja (RTO)	nein	teilweise (RTO)	ja
Feinent-schwefelung des Rohgases notwendig	-	ja	nein	nein	meistens ja	meistens ja	ja
Wasserbedarf	-	nein	ja	nein	ja	nein	nein
Chemikalien-bedarf	-	nein	nein (eventuell)	ja	ja	nein	nein

Floxx = Floxx-Brenner (flammenlose Oxidation), Kat = Katalysator, RTO = regenerativ-thermische Oxidation

¹⁾ Abhängig vom Arbeits- und Ausgangsdruck sowie der Reinigungsleistung (Qualitätsanforderungen).

²⁾ Bei einer Aufbereitungskapazität von 1.000 m_n³/h Rohgas.

³⁾ Herstellerangaben.

Tab. 6: Vor- und Nachteile der verschiedenen Biogasaufbereitungsverfahren (Zito et al 2022, Baena-Moreno et al. 2020, Hofmann et al. 2006, verändert; Urban et al. 2009, verändert)

Verfahren	Vorteile	Nachteile	Sonstiges
Druckwechseladsorption (PSA)	keine besonderen Standort-anforderungen, viele Referenzen	hoher Strombedarf, aufwendige Steuerungs- und Regeltechnik, hohe Ventil- beziehungsweise Bauteilbeanspruchung, hoher Methansch-lupf	erfordert vorherige Entschwefelung und Trocknung
Druckwasserwäsche (DWW)	kein Chemikalienbedarf für die Waschlösung, gut regelbar, viele Referenzen, gut für Kläranlagen geeignet	hoher Strombedarf, moderater Methansch-lupf, Beläge auf Füllkörpern möglich, was zu Leistungsminderung führt	vorherige (Grob-) Entschwefelung sinnvoll
Aminwäsche	höchste Löslichkeit für CO ₂ , H ₂ S, gut regelbar, sehr geringe Methanverluste, Abgas direkt in Atmosphäre ableitbar, viele Referenzen	Chemikalienbedarf, sehr hoher Prozesswärmebedarf, hohe Regenerationstemperatur, Anfälligkeit gegenüber O ₂ im Rohgas	vorherige Entschwefelung meist notwendig, Vortrocknung von Vorteil, Absorption meist unter Umge-bungsdruck
Physikalische Wäsche auf Basis von Polyethylen-glykollgemischen	Feinentschwefelung und Feintrocknung simultan, kleinere Waschmittelmenge gegenüber DWW, gut regelbar	Wärmebedarf, Chemikalienbedarf, Methanverluste, Problem mit Sauerstoff-anreicherung	für große Gasvolumenströme, teures Lösungsmittel, keine zusätzliche Entschwefelung und Trocknung notwendig, aber wirtschaftlich empfehlenswert

Fortsetzung der Tabelle nächste Seite

Verfahren	Vorteile	Nachteile	Sonstiges
Membrantrennverfahren (nass, trocken)	sehr einfacher Aufbau, hohe Betriebssicherheit, schnelles An- und Abfahrverhalten, niedriger Investitionsbedarf, hohe Anlagenverfügbarkeit	begrenzte N ₂ - und VOC-Abtrennung, Methanverluste bei lediglich 2-stufigen Prozessen	sowohl kleinskalige als auch großskalige Lösungen mit Aufbereitungskapazitäten von 10 bis 30.000 m ³ _N Rohgas/h
Tiefemperaturverfahren	hochreines CO ₂ in flüssiger oder fester Form zur Vermarktung gut geeignet	sehr hohe Energiekosten, Trennanlage reagiert sensibel auf Verunreinigungen im Gas	nur Pilotanlage, vorherige Entschwefelung und Trocknung notwendig, CO ₂ -Verwertung möglich

Funktionsweise der Membrantechnologie

Bei der Biogasaufbereitung mit Membranverfahren wird die unterschiedliche Permeabilität von CO₂ und CH₄ genutzt (Abb. 11). Dabei wird auf 5 bis 10 bar komprimiertes Biogas (gereinigt, getrocknet) durch eine oder mehrere Membranstufen geleitet. Aufgrund unterschiedlicher Größe und Durchtrittsgeschwindigkeit wird Methan im Retentat auf der Hohlfaserrinnenseite zurückgehalten, während CO₂ durch die Membranen ins Permeat diffundiert. Dieses Verfahren erfordert weder Wärme noch Chemikalien und ist modular einsetzbar, wobei in den meist dreistufigen Verfahren Methangehalte von um 99 % erreicht werden können. Für LNG-Anwendungen wird in dreistufigen Verschaltungen zudem auf bis zu 50 ppm CO₂-Restgehalt aufgereinigt.

Mit der Anzahl der Stufen steigt im Retentat – also dem Strom, der bei einem Trennprozess von der Membran zurückgehalten wird – der Methangehalt. Daher ist vor allem bei einstufigen Verfahren aufgrund der im Permeatstrom verbleibenden Methanrestmengen eine Abgasnachbehandlung erforderlich, um den maximal zulässigen Methanschluß von 0,2 % einhalten zu können.

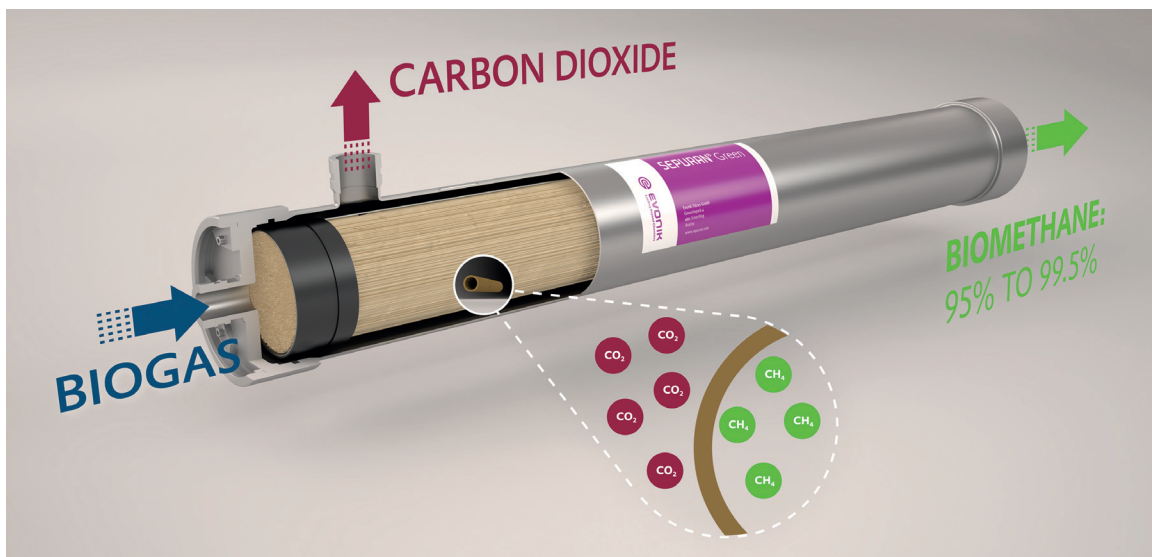


Abb. 11: Funktionsweise der Membrantechnologie durch unterschiedliches Druckgefälle an der Membran (© Evonik GmbH)

Das Permeat – also das Filtrat – weist ebenfalls einen sehr hohen CO₂-Reinheitsgrad (in der Regel > 99%) und eignet sich daher gut für eine Verflüssigung und weitere Nutzung, z. B. in der Getränkeindustrie. Wird dabei fossiles CO₂ ersetzt, kann dies bei der THG-Bilanzierung des Biomethans berücksichtigt werden und so bei der Kraftstoffnutzung rechnerisch eine zusätzliche THG-Minderung und höhere THG-Quoteneinnahmen bewirken.

Zur Erhöhung der Membranstandzeit sollte, neben der Abscheidung von Stäuben und Aerosolen, das Rohgas vor Eintritt auf die Membran entfeuchtet und feinentschwefelt werden. Zur Verbesserung der Trennleistung werden in der Regel Modulschaltungen mit Rückführung des Permeats aus den späteren in die erste Stufe eingesetzt.

Der Strombedarf der Aufbereitung beträgt etwa 0,18 bis 0,25 kWh/m³_N bezogen auf Rohgas. Je nach Methanrestmengen im Permeatstrom ist in vielen Fällen eine Abgasnachbehandlung notwendig. Die häufig zum Einsatz kommende regenerativ-thermische-Oxidation(RTO)-Technik führt zu einem zusätzlichen Strombedarf. Ob eine Abgasnachbehandlung durchgeführt werden muss, ist im Einzelfall zu prüfen, wie für die Modellrechnungen in Kapitel 8.1 dargestellt. Ein möglicher Verzicht auf eine Nachbehandlung würde eine deutliche Kostenreduktion ermöglichen. Einzelne Hersteller geben seit kurzem an, den gesetzlichen Grenzwert von 0,2% maximal zulässigem Methanschluß auch ohne Abgasnachbehandlung zu unterschreiten.

Abgasbehandlung

Für die Abgasbehandlung werden folgende etablierte Verfahren eingesetzt: die regenerativ-thermische Oxidation, die katalytische Nachverbrennung und die Schwachgasverwertung.

Regenerativ-thermische Oxidation (RTO)

Anlagen zur RTO werden vor allem für die Behandlung von Abluftströmen mit flüchtigen organischen Schadstoffen (VOC) eingesetzt. Das Verfahren ist vor allem für Abgasströme mit niedrigen Methankonzentrationen geeignet. Das Abgas wird auf Oxidationstemperatur erwärmt und die Methanfracht thermisch oxidiert. Dabei entstehen Kohlendioxid und Wasser. Durch den Einsatz von Wärmespeichern wird die Wärme zyklisch zurückgewonnen. Da der Prozess exotherm ist, kann schon bei niedrigen Konzentrationen (ab ca. 2 g CH₄/m³_N) ein autothermer Betrieb, d. h. ohne externe Wärmezufuhr, erreicht werden. Sollte die Fracht die Mindestschwelle für den autothermen Betrieb unterschreiten, wird über ein Brennersystem nachgeheizt. Dieses Brennersystem dient auch zur Ersterwärmung beim Anfahren der Anlagen. Die RTO wird vor allem bei der Druckwasserwäsche und der physikalischen Absorption mit organischen Lösungsmitteln eingesetzt, da sie unempfindlich gegen die Schwefelfrachten im Abgas ist.

Katalytische Nachverbrennung

Hierfür muss der Abgasstrom frei von Katalysatorgiften wie z. B. Schwefel sein.

Schwachgasverwertung

Für eine Schwachgasverwertung durch direkte Verbrennung (z. B. Mikrogasturbine oder Schwachgasfackel) reicht der Methangehalt des Offgases in der Regel nicht aus. Neben einer Beimischung von Bio- oder Erdgas besteht die Möglichkeit, den Aufbereitungsprozess so zu steuern, dass ein höherer Methanschluß und damit die nötige Methankonzentration von 4 bis 5% erreicht wird.

5 Technische Grundlagen der Herstellung von Biokraftstoff aus Biogas

5.1 Spezifika der Biogasaufbereitung und Anforderungen an die Gasqualität

Unter „Biomethan als Kraftstoff“ fällt sowohl komprimiertes Biomethan (BioCNG) als auch verflüssigtes Biomethan (BioLNG). Beide Kraftstoffe basieren in dieser Veröffentlichung auf gasförmigem Biomethan, welches zuvor aus Biogas aufbereitet wurde. Somit setzen beide Nutzungspfade die CO₂-Abscheidung mittels Biogasaufbereitungsanlage (BGAA) voraus. Um die für den Einsatz von Biomethan als Kraftstoff benötigte Energiedichte zu erhalten, wird zur Herstellung von BioCNG das aufbereitete Biomethan auf einen Druck von mindestens 250 bis 300 bar verdichtet und in diesem Zustand gespeichert. BioLNG hingegen wird auf eine Temperatur von ca. -162 °C heruntergekühlt und somit verflüssigt und kann in flüssigem Zustand gespeichert werden.

5.1.1 Anforderungen an die Gasqualität für die Nutzung als Kraftstoff

Um Gasmotoren verschleißarm mit den Kraftstoffen BioCNG oder BioLNG zu betreiben, dürfen in dem zum Einsatz kommenden Biomethan möglichst wenig Unreinheiten enthalten sein. Grundsätzlich gilt, dass das Biomethan entsprechend der Anforderungen der DIN EN 16723 (2017), dem DVGW-Arbeitsblatt G260 (DVGW 2021) und der Biokraft-NachV aufbereitet werden muss (siehe Kap. 3.2.1). Mit dieser Beschaffenheit kann Biomethan sowohl direkt als Kraftstoff zum Einsatz kommen und gleichzeitig bilanziell im Gasnetz verteilt werden. Soll Biomethan als Kraftstoff genutzt werden, sollte generell auf möglichst geringe Anteile unter anderem von Wasserdampf, Kohlenstoffdioxid, Schwefelwasserstoff, Siloxane, Ammoniak geachtet werden (Etzold et al. 2024). Die Anforderungen an Biomethan als Kraftstoff werden in der Verordnung zur Beschaffenheit und Auszeichnung der Qualitäten von Kraft- und Brennstoffen (10. BImSchV 2024) geregelt und sind vom Inverkehrbringer beziehungsweise dem Tankstellenbetreiber zwingend zu erfüllen (siehe Kap. 3.2.2). Innerhalb der Verordnung werden die Anforderungen und Grenzwerte sowie zugehörige Prüfverfahren über die Kraftstoffnorm DIN EN 16723 (2017) definiert.

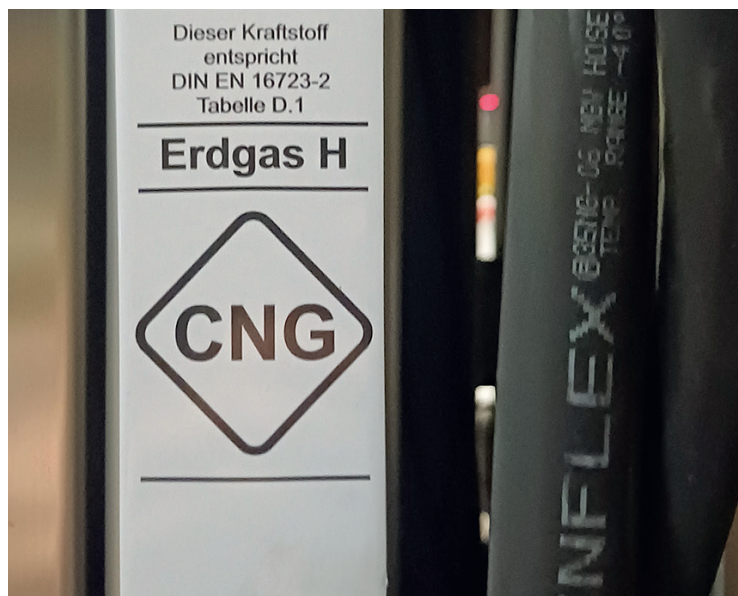


Abb. 12: Prüfsiegel an CNG-Zapfsäulen zum Nachweis der Einhaltung der Anforderungen, Grenzwerte und zugehörigen Prüfverfahren der DIN EN 16723 (2017) für Biomethan als Kraftstoff (© KTBL)

Weiterhin müssen die DVGW-Arbeitsblätter G260 (DVGW 2021) und G264 (DVGW 2019) als maßgebliche Regelwerke für die Herstellung und Nutzung von Biomethan eingehalten werden.

Bestimmt durch ihre Eigenschaften bestehen bei der Speicherung, dem Transport und der Vertankung von BioCNG und BioLNG zusätzliche spezifische Anforderungen. Die wesentlichen Anforderungen für den Einsatz von BioCNG und BioLNG werden mit der bereits erwähnten Norm DIN EN 16723 (2017) beschrieben und spezifiziert. Für BioLNG werden mit der Norm DIN EN ISO 16903 (2017) weitere spezielle Produkteigenschaften beschrieben. Auf weitere Normen und Regelwerke z.B. zu allgemein gültigen technischen Regeln und Sicherheitsanforderungen, wie den Technischen Regeln für Gefahrstoffe TRGS 529 (BAuA 2024), zum sicheren Umgang mit BioCNG und BioLNG wird in den Kapiteln 5.2 und 5.3 näher eingegangen.

Weitere Anforderungen und Regelungen, welche bei der Herstellung und dem praktischen Einsatz von Biomethan im Kraftstoffsektor zu beachten sind, sind darüber hinaus in den Kapiteln 3 und 6 erläutert.

5.1.2 Eignung der BGAA-Techniken

Einen Überblick zu den am Markt verfügbaren Biogasaufbereitungsverfahren bietet Kapitel 4. An dieser Stelle soll herausgestellt werden, welche Spezifika bei der Auswahl der Biogasaufbereitungstechnologie zur Kraftstoffherstellung speziell für landwirtschaftliche Betriebe zu beachten sind. Ziel ist dabei die Übergabe des Kraftstoffs an den jeweiligen Kraftstoffpfad unter Einhaltung der definierten Qualitätsanforderungen.

Wie in Kapitel 4 erläutert, gibt es am Markt verschiedene etablierte BGAA-Verfahren. Der vorliegende Leitfaden fokussiert auf die Integration von Kraftstoffpfaden in landwirtschaftliche Biogasanlagen. Die Dimensionierung der Kraftstoffherzeugung wird durch die Verfügbarkeit geeigneter Substrate, z.B. Wirtschaftsdünger, und durch das Absatzpotenzial des Kraftstoffes am Standort der Biogasanlage oder der Tankstelle limitiert. Durch diese Limitierung und der grundsätzlichen Schwerpunktsetzung auf landwirtschaftliche Biogasanlagen liegt der Fokus der Aufbereitungspfade in dieser Veröffentlichung in einem Leistungsbereich von 10 bis 190 m³_N Rohbiogas pro Stunde. Für diesen Leistungsbereich sind somit Biogasaufbereitungsverfahren geeignet, welche bei sehr kleinen Volumenströmen die technischen Anforderungen an die Aufbereitungsqualität erfüllen und gleichzeitig unter wirtschaftlichen Aspekten einsetzbar sind.

Der übliche Leistungsbereich von gängigen BGAA-Verfahren, wie der Druckwechseladsorption (PSA), der physikalischen Druckwasserwäsche (DWW) oder der Aminwäsche, beginnt bei ca. 100 m³_N Rohbiogas pro Stunde (Tab. 4). Diese Technologien sind aus technischer Sicht auch kleiner realisierbar, die spezifischen Kosten würden jedoch stark steigen. Daher sind diese Verfahren für die unterstellten Volumenströme nicht beziehungsweise lediglich eingeschränkt geeignet. Für den benötigten Leistungsbereich von 10 bis 190 m³_N Rohbiogas pro Stunde eignen sich insbesondere Membrantrennverfahren. Diese werden am Markt von unterschiedlichen Herstellern angeboten und aufgrund der vergleichsweise geringen spezifischen Investition im kleinen Leistungsbereich auch eingesetzt. Membrantrennverfahren können mit bis zu 50% im Teillastbetrieb betrieben werden.

Prinzipiell sind Systeme zur Erzeugung und Bereitstellung von Kraftstoff aus Biogas als Einzelsysteme (BGAA ohne Tankstelle) oder als Komplettsysteme inklusive Speicher und Tankstelle am Markt verfügbar. Vor allem bei Anlagen mit Rohbiogasaufbereitungskapazitäten ab 10 m³_N/h werden Komplettsysteme mit Wartungsverträgen und Komplettservice angeboten. Jedoch ist sowohl die Anbieter- als auch die Systemauswahl bei diesen geringen Größenordnungen eher begrenzt.

Der Einsatz von alternativen BGAA-Technologien ist erst ab einer bereitgestellten Rohbiogasmenge von 200 m³_N/h sinnvoll. Ab solchen Aufbereitungskapazitäten kann neben dem Membrantrennverfahren beispielsweise auch das Verfahren der Druckwechseladsorption (PSA) oder das der physikalischen Druckwasserwäsche (DWW) zum Einsatz kommen.

Eine Übersicht zu den verschiedenen BGAA-Verfahren bietet Kapitel 4. Eine vertiefte wirtschaftliche und konzeptionelle Betrachtung der für den Leitfaden definierten Bereitstellungspfade erfolgt in den Kapiteln 7 und 8.

5.2 Bereitstellung von BioCNG – Prozesse und Technik

Die Versorgung einer BioCNG-Tankstelle mit Biomethan kann sowohl direkt aus der BGAA als auch bilanziell aus dem Gasnetz erfolgen. Abbildung 13 vermittelt einen Gesamtüberblick zu dem Vor-Ort-Herstellungsprozess von BioCNG der Biogasanlage über die Aufbereitung und Verdichtung bis hin zur Speicherung und Verwertung an der Tankstelle sowie der optionalen Gasnetzein- und ausspeisung. Alternativ zur Abgabe des BioCNG an der Tankstelle vor Ort kann dieses in einen transportablen Speicher gefüllt und somit abtransportiert werden (siehe Kap. 5.2.3 und 5.2.7).

Der Fokus soll an dieser Stelle lediglich auf den Prozesskomponenten liegen, die zur lokalen Herstellung von BioCNG aus Biomethan und dessen Vertankung wesentlich sind. Die Prozessschritte neben der Erzeugung und Aufbereitung des Biogases zu Biomethan sind die Verdichtung des Biomethans zu BioCNG, die Odorierung (die Zugabe eines stark riechenden Stoffes zur besseren Leckerkennung), die Speicherung des Kraftstoffs und die Tankstellenanlage mit Betankungs- und Abrechnungssystem für die CNG-Kunden sowie der notwendigen Messeinrichtungen.

Die Möglichkeit des Abtransports, der Einspeisung und der Ableitung des Biomethans beispielsweise zu einer nahegelegenen Tankstelle mittels Direktleitung werden in den Kapiteln 5.2.6 bis 5.2.8 behandelt.

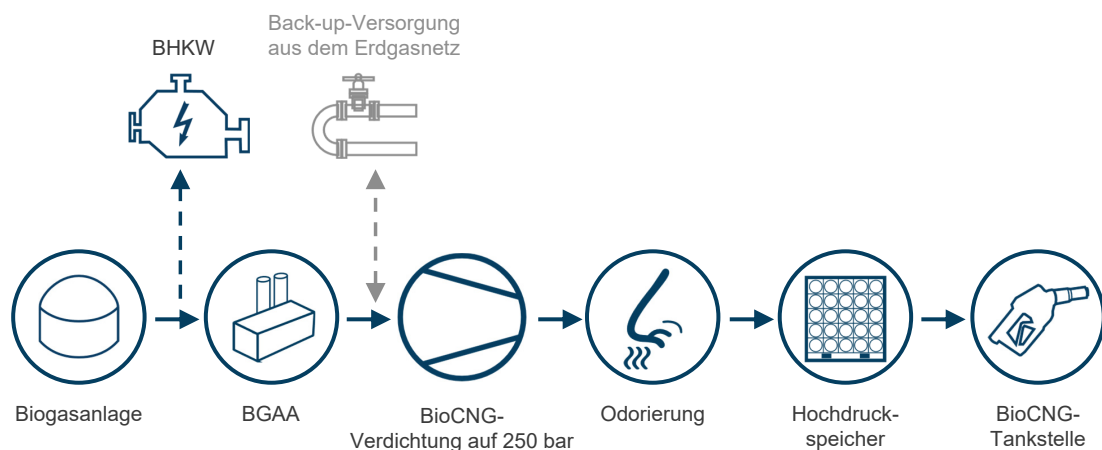


Abb. 13: Hauptkomponenten der Bereitstellung von BioCNG (© IBKE)

5.2.1 Verdichtung

Wie zuvor erwähnt, muss bei der direkten Vor-Ort-Vertankung das aufbereitete Biomethan zunächst verdichtet werden. Dies ist in den meisten Fällen ebenfalls bei der Einspeisung von Biomethan in das öffentliche Gasnetz oder auch bei dem Bezug von Biomethan aus dem öffentlichen Gasnetz notwendig (siehe Kap. 5.2.6). Je nach Druck des zur Verfügung stehenden Biomethans, der Abnahmemenge an der Tankstelle oder der Trailer-Befüllstation muss dieses unterschiedlich stark zu BioCNG verdichtet werden.

Der Markt bietet eine breite Auswahl an verschiedenen Verdichterbauarten und Typen mit spezifischen Eigenschaften und damit unterschiedlichen Einsatzmöglichkeiten. In den meisten Fällen muss eine mehrstufige Verdichtung erfolgen, für die je nach Druckbereich auch Kombinationen verschiedener Verdichterbauarten zum Einsatz kommen. Einen Überblick zu den Verdichterbauarten gibt Tabelle 7.

Tab. 7: Verdichterbauarten und deren Eigenschaften (FNR 2014), verändert

Verdichterbauarten	Eigenschaften
Hubkolbenverdichter	kleine bis mittlere Durchsätze sehr hohe Enddrücke über 100 bar günstiger spezifischer Energieverbrauch höherer Wirkungsgrad als Schraubenverdichter
Drehkolbenverdichter	kleine bis große Durchsätze Enddrücke bis 50 bar gegebenenfalls 2-stufige Ausführung durch Hintereinanderschaltung von zwei Einheiten
Vielzellenverdichter	mittlere Durchsätze 1-stufig bis zu 5.400 m ³ /h und Enddruck bis ca. 5 bar; 2-stufig bis zu 1.800 m ³ /h und Enddruck über 10 bar hohe Zuverlässigkeit hohe Betriebssicherheit Verdichtung verunreinigter Medien möglich
Flüssigkeitsringverdichter	mittlere Durchsätze von 1.400–3.000 m ³ /h 1-stufig Enddruck bis 2,5 bar; 2-stufig Enddruck bis 6 bar ölfreie Verdichtung hohe Zuverlässigkeit unempfindlich gegenüber Flüssigkeiten und Stäuben
Schraubenverdichter	mittlere Durchsätze 1-stufig Enddruck bis 6 bar; 2-stufig Enddruck bis 14 bar ölfreie Verdichtung geringer Verschleiß hohe Laufruhe hohe Lebensdauer hohe Betriebssicherheit unempfindlich gegenüber Verschmutzung

Die Auswahl des geeigneten Verdichters erfolgt in Abhängigkeit des Fördervolumenstroms des zur Verfügung stehenden Biomethans sowie des benötigten Enddrucks. Für eine Tankstelle zur direkten Betankung von Fahrzeugen muss Biomethan auf einen Enddruck von mindestens 200 bar verdichtet werden. Soll ein Hochdruckspeicher oder ein Trailer zum Abtransport des BioCNG befüllt werden, muss das Biomethan auf mindestens 250 bar verdichtet werden (Hermeling et al. 2023).

Abbildung 14 zeigt die Dimensionierung und somit die Auswahl des geeigneten Verdichters bezogen auf Enddruck und Durchsatz des jeweiligen Anwendungsfalls.

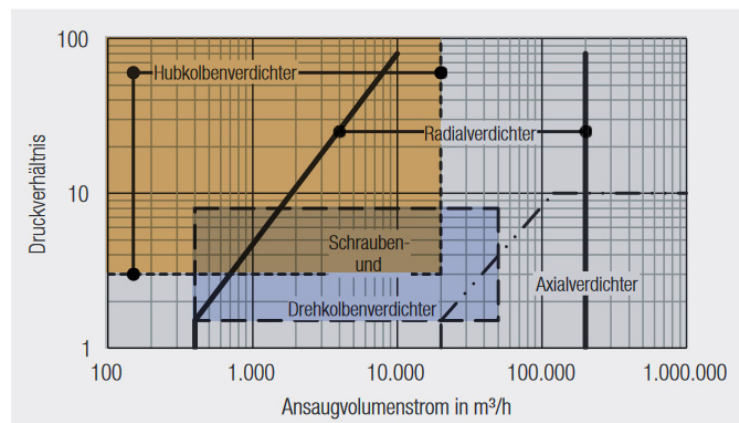


Abb. 14: Einsatzbereiche verschiedener Verdichterbauarten (© Cerbe und Lendt 2017, verändert)

Für die in vorliegendem Leitfaden fokussierten Anlagen mit kleinen bis mittleren Durchsätzen bei relativ hohen Enddrücken, kann demnach der Hubkolbenverdichter als geeignet bewertet werden.

Die elektrische Anschlussleistung des Verdichters hängt maßgeblich von dessen Fördervolumen und der Differenz aus Vordruck und der zu erreichenden Druckstufe ab. Um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen, sollte ein Verdichter daher entsprechend der tatsächlichen Biomethanermengung ausgelegt werden.

Des Weiteren entscheidend ist eine hohe Lebensdauer des Verdichters, die sich bei kontinuierlichem Betrieb erhöht. Da Verdichter relativ störanfällig sind und Wartungsarbeiten unter anderem aufgrund von Verzögerungen bei der Ersatzteilbeschaffung häufig mehrere Tage in Anspruch nehmen können (siehe Kap. 6.2.3), spielt das Thema Redundanz bei der Auslegung des Verdichtungssystems eine wesentliche Rolle. Dazu können mit dem Booster-Verfahren beispielsweise zwei Verdichter im Regelbetrieb mit anteiliger Förderleistung parallel betrieben werden. Dies ermöglicht einen kontinuierlichen Verdichtungsprozess und erhöht somit die Anlagenverfügbarkeit (Hermeling et al. 2023).

Zur Fehlerdiagnose und Systemüberwachung werden unter anderem die folgenden Betriebsparameter am Verdichter erfasst und überwacht, um so eine hohe Anlagenverfügbarkeit sicherzustellen:

- Anzahl Lastzyklen der im Verdichter eingebauten Druckbehälter
- Betriebsstunden, Wartungsintervalle
- Innen- und Außentemperatur
- minimaler und maximaler Ansaugdruck
- Anzahl der Motorstarts
- maximaler Enddruck
- Überstrom
- Öl Druck

Um eine Verunreinigung des BioCNG durch Schmieröl zu vermeiden, werden Verdichter meist trocken ausgeführt. Dies bringt jedoch auch einen höheren Verschleiß sowie höhere Methanverluste und damit einen niedrigeren Wirkungsgrad mit sich (FNR 2014).

5.2.2 Odorierung

Biomethan ist ein farb- und geruchsloses Gas, welches vom Menschen nicht wahrgenommen werden kann, jedoch ein Gesundheitsrisiko birgt. Gleiches gilt für den Kraftstoff BioCNG. Um Gefahren durch austretendes Gas zu reduzieren, muss den BioCNG-Kraftstoffen ein Odoriermittel mit starkem Eigengeruch beigefügt werden. Die Konzentration des Odoriermittels für BioCNG-Kraftstoff wird mit dem DVGW-Arbeitsblatt G 280 (DVGW 2018) vorgegeben.

Für die Odorierung werden Stoffverbindungen auf Schwefelbasis verwendet; diese beeinflussen jedoch den Gesamtschwefelgehalt im Produktgas, der nach DIN EN 16723 (2017) für Biomethan bei maximal 30 mg/m^3 liegen darf. Aufgrund dessen ist eine korrekte Dosierung des Odoriermittels unabdingbar. Für die Odorierung von BioCNG werden vorwiegend die am Markt verfügbaren schwefelbasierten Odoriermittel Tetrahydrothiophen (THT) und Mercaptane eingesetzt.

Für die Odorierung gibt es zwei technische Methoden, welche sich am Markt etabliert haben. Bei der sogenannten Bypass-Odorierung wird von dem vorbeiströmenden Gas ein Teil abgezweigt. In einer Bypass-Anlage wird diesem Teilstrom ein Odoriermittel in flüssigem Zustand beigemischt, welches sich dann gleichmäßig verteilt. Anschließend wird das odorierete Gemisch dem Hauptstrang erneut beigemischt, um somit die normgerechte Konzentration zu erreichen.

Eine weitere Methode ist die Odorierung durch eine spezielle Einspritztechnik. Diese kann auch für Anlagen mit Volumenströmen von wenigen $\text{m}^3_{\text{N}}/\text{h}$ verwendet werden und wird in der Praxis nahezu flächendeckend an BioCNG-Tankstellen eingesetzt. Da BioCNG unter sehr hohem Druck steht, muss die Odoriervorrichtung spezifisch ausgelegt werden, um das Odoriermittel einspritzen und damit verteilen zu können. Der wichtigste Betriebsparameter für die Odorierung ist somit die Durchflussmenge. Mittels einer Durchflussmengenmessung wird die Dosierung ermittelt und festgelegt.

5.2.3 Hochdruckspeicherung

Bei Hochdruckspeichern unterscheidet man je nach Anwendungsfall zwischen transportablen und stationären Speichersystemen. Beide Speichersysteme basieren auf der Druckgasbehältertechnik und unterliegen somit spezifischen Prüfpflichten und Regelwerken. Im Folgenden wird der stationäre Hochdruckspeicher betrachtet. Einen Überblick zu der Option der mobilen Biomethanbereitstellung vermittelt Kapitel 5.2.7.

Stationäre Hochdruckspeichersysteme sind ortsfeste Speicher und werden unter anderem als Speicherbank an BioCNG-Tankstellen verbaut. Bei der Vor-Ort-Vertankung ist eine Zwischenspeicherung des BioCNG unabdingbar, da die Kraftstoffabnahme diskontinuierlich erfolgt, während die Produktion, abgesehen von leichten Schwankungen und kurzen Stillstandzeiten aufgrund technischer Ausfälle und Wartungsarbeiten, quasi kontinuierlich erfolgt.

Stationäre Hochdruckspeichersysteme werden mittels Verdichter mit einem Druck von ca. 250 bar befüllt und sind für hohe Druckwechselbeanspruchungen ausgelegt. Die Dimensionierung des Speichers ist dabei abhängig von den Tanklastzyklen pro Stunde, der Liefermenge des Verdichters und der Druckdifferenz beim Start-Stop-Vorgang. Ein Speichersystem sollte so dimensioniert sein, dass es Absatzschwankungen ausgleicht und durchgehend die Verfügbarkeit von Kraftstoff für die Endkunden sicherstellt. Für CNG-Tankstellen, die sich direkt am Standort einer Biogasanlage befinden und nicht über einem Zugang zum öffentlichen Gasnetz verfügen, ergeben sich besonders hohe Anforderungen. In diesem Fall muss der Hochdruckspeicher unter Berücksichtigung der Gaserzeugungsmengen, der vorhandenen Niederdruckspeicher und der Optionen des Fütterungsmanagements Zeiträume mit sehr geringen und sehr hohen Kraftstoffabsätzen kompensieren. Die Zeiträume mit geringen Kraftstoffabsätzen können grundsätzlich bei jedem Standort unterschiedlich ausfallen. Jedoch kann insbesondere bei Hoftankstellen und

öffentlichen Tankstellen mit einem geringen Anteil an Schwerlastverkehr in der Zeit zwischen 22:00 und 5:00 Uhr von einem stark verminderten Absatz ausgegangen werden.

Der Aufbau eines stationären Speichersystems erfolgt mit einzelnen Gasspeicherflaschen, welche mit hohen Wandstärken ausgeführt sind und ein geometrisches Volumen von jeweils 50 bis 80 Litern aufweisen. Die einzelnen Gasflaschen werden mit festen Verrohrungen in einem steifen Käfig untereinander parallel zu Flaschenbündeln verschaltet (Abb. 15).



Abb. 15: Stationäres Hochdruckspeichersystem (© Bauer Kompressoren GmbH)

Die Anzahl und Größe der zusammenschalteten Einzelgasflaschen bestimmt die Größe des Hochdruckspeichersystems. Je nach Tankprofil können nicht öffentliche Hoftankstellen mit kostengünstigeren stationären 1-Bank-Hochdruckspeichersystemen ausgestattet werden. Öffentliche oder teilöffentliche Tankstellen sind standardmäßig mit 3-Bank-Hochdruckspeichersystemen ausgestattet, um eine diskontinuierliche Abnahme zu ermöglichen. Die Hauptunterschiede zwischen 1-Bank und 3-Bank-Speichersystemen werden in Kapitel 5.2.4 erläutert.

Im Vergleich zu anderen Kraftstoffen ist bei BioCNG der technische Aufwand für Speicherung und Transport eher gering. BioCNG benötigt keine externe Kühlung und muss bei der Speicherung lediglich auf einem konstanten Druck gehalten werden, die Speicherung erfolgt verlustfrei auch über längere Zeiträume. Gleichfalls ist die Energiedichte von BioCNG jedoch geringer als beispielsweise die von BioLNG, was wiederum enorme Auswirkungen auf die Dimensionierung des Speichervolumens zur Folge hat.

5.2.4 Vertankung

BioCNG-Tankstellen können entweder am Ort der Erzeugung als Basisstation mit Verdichter und Hochdruckspeicher oder getrennt vom Standort der Erzeugung als Satelliten-Tankstelle errichtet und betrieben werden. Bei Satelliten-Tankstellen kann das BioCNG in transportablen Hochdruckspeicherflaschen auf Trailern vom Ort der Erzeugung an den Ort der Vertankung geliefert (siehe Kap. 5.2.7) werden. Des Weiteren besteht die Möglichkeit, Biomethan zur bilanziellen Vermarktung in das öffentliche Gasnetz einzuspeisen, um es an dem Ort der Vertankung zu entnehmen (siehe Kap. 5.2.6). Außerdem kann BioCNG mittels Stichleitung an den Ort der Vertankung geleitet werden (siehe Kap. 5.2.8).

Je nach Tankprofil und Kraftstoffbedarf kommen in der Praxis grundsätzlich zwei verschiedene BioCNG-Betankungssysteme zum Einsatz. Abbildung 16 veranschaulicht das Slow-Fill-Betankungssystem.

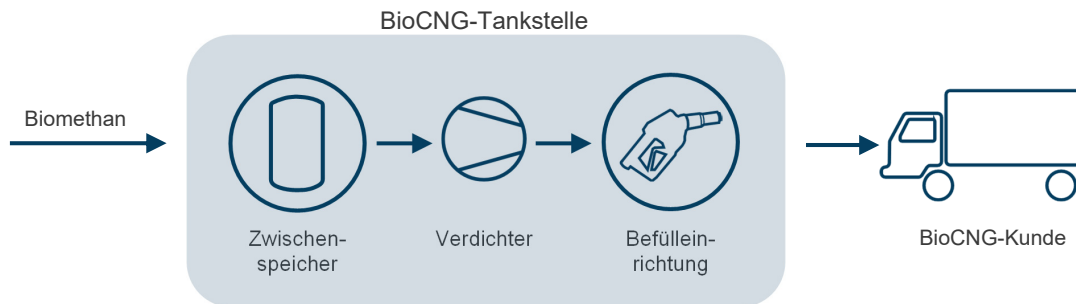


Abb. 16: Slow-Fill-Betankungssystem für BioCNG (© IBKE)

Das Slow-Fill-Betankungssystem wird vorrangig dort eingesetzt, wo lange Betankungszeiten und kontinuierliche Abnahmen von relativ geringen Kraftstoffmengen möglich sind. Ein Beispiel sind Hoftankstellen zur nächtlichen Betankung von 1 Traktor und 1 Pkw je nach zur Verfügung stehenden Biomethanmenge. Bei der Slow-Fill-Betankung kommt gewöhnlich das 1-Bank-Speichersystem zur Anwendung. Das Biomethan wird hierbei von einem Kompressor direkt aus der Versorgungsleitung in den Tank des Fahrzeuges gepumpt. Bei direktem Anschluss an eine BGAA wird ein Zwischenspeicher benötigt, welcher jedoch kein Hochdruckgasspeicher sein muss. Der Druck ist bei diesem System in allen Speicherbehältern konstant. Vorteil des Slow-Fill Betankungssystems mit 1-Bank-Speichersystem ist der niedrige Investitionsbedarf aufgrund des einfachen Systemaufbaus. Als Nachteil kann der relativ hohe Energieaufwand für die Verdichtung im Stop-and-go-Betrieb genannt werden.

An BioCNG-Hoftankstellen für größere Fuhrparks oder öffentlichen Tankstellen mit diskontinuierlichen Tankvorgängen, bei denen eine schnelle Betankung die wesentliche Anforderung ist, kommt das Fast-Fill-Betankungssystem zum Einsatz (Abb. 17).

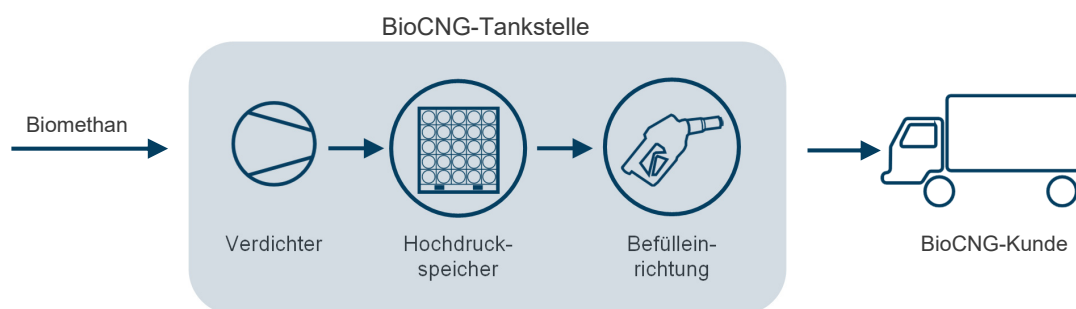


Abb. 17: Fast-Fill-Betankungssystem für BioCNG (© IBKE)

Fast-Fill-Betankungssysteme entkoppeln Verdichterleistung und Betankungsleistung durch einen zwischengeschalteten Hochdruckspeicher, aus dem je nach technischer Konfiguration sehr schnell Fahrzeuge betankt werden können. Dabei ist die Betankungsleistung unabhängig von der Maximalleistung des Verdichters. Die Größe des Hochdruckspeichers ist frei wählbar und muss auf den zu erwartenden Kraftstoff-

bedarf abgestimmt werden. Dieser hängt maßgeblich davon ab, welche Fahrzeuge in welcher zeitlichen Folge betankt werden sollen (z.B. mehrere Lkw zu Dienstbeginn oder Traktoren gut verteilt über den ganzen Tag). Die Hochdruckspeicher beruhen auf dem 3-Bank-Speichersystem, bei welchem drei Speicherkammern getrennt voneinander betrieben werden: der Hoch-, Mittel- und Tiefspeicherbank. Dieser Parallelbetrieb ermöglicht einen 3-stufigen Druckausgleich zwischen Speicher und Fahrzeug. Nur ungefähr ein Drittel des Speicherinhaltes wird zur Betankung des Fahrzeuges genutzt und es wird – um die nächste Betankung möglichst zügig zu ermöglichen – immer der Tank mit dem höchsten Druck zuerst auf den Solldruck gefüllt. Erst wenn der Druck zu gering wird, wird auf eine andere Speicherbank – oder wenn in allen Bänken nicht mehr ausreichend Druck vorhanden ist – auf den Kompressor direkt beim Betanken umgeschaltet. Somit wird sichergestellt, dass der Speicher zu jeder Zeit BioCNG vorhält und mehrere Tankvorgänge hintereinander oder sogar gleichzeitig stattfinden können. Außerdem werden Tankzeiten extrem verkürzt. Fast-Fill-Betankungssysteme sind kostenintensiver als die oben genannten Slow-Fill-Systeme.

Ein weiteres Betankungssystem, das an dieser Stelle jedoch lediglich erwähnt wird, ist das mobile Shuttle-Betankungsverfahren. Bei diesem Verfahren können die zu betankenden Fahrzeuge mobil mit gespeichertem BioCNG beliefert und ortsungebunden betankt werden.

5.2.5 Befüllung, Messung und Abrechnung

Die Befüllereinrichtung oder genauer die Tanksäule eines BioCNG-Betankungssystems an einer Tankstelle besteht aus den folgenden Hauptkomponenten (Abb. 18):

- Befüllereinrichtung mit Gehäuse und Anfahrerschutz
- Elektrische Recheneinheit zur Abrechnung mit beleuchteter Display-Anzeige
- Fülldrucksensoren, Sicherheitsventile und Absperrhähne
- Massendurchflussmessgerät
- Abreißkupplung als Sicherung
- Füllkupplung mit Tankschlauch
- Start-Stop- und Not-Aus-Taster



Abb. 18: BioCNG-Befüllereinrichtung (© WEH GmbH Gas Technology)

Mit NGV1 für Pkw und NGV2 für Lkw, Busse sowie Landmaschinen haben sich weltweit zwei Tankanschlussvarianten für geringe und hohe Durchflussmengen als Standardbauform durchgesetzt. NGV steht dabei für Natural Gas Vehicle (Erdgasfahrzeug). Die entscheidende Norm für die Fertigung und die Dimensionierung von BioCNG-Befülleinrichtungen und speziell für Füllkupplungen ist die DIN EN ISO 14469 (2018). Für die Auslegung und Integration von BioCNG-Befülleinrichtungen gelten des Weiteren die in Kapitel 4.1.1 erläuterten Regelwerke und Richtlinien.

Je nach Abnahmesituation, Durchflussmenge und Fahrzeugkategorie bieten verschiedene Hersteller zu oben aufgeführten Tankkupplungen (TK) geeignete Füllkupplungen sowie Füllsysteme zur Fahrzeugbetankung an (Abb. 19):



Abb. 19: Füllkupplungssysteme BioCNG (© WEH GmbH Gas Technology)

- TK16 (Pkw, NGV1 zur Schnellbefüllung, einhändig)
- TK17 (Pkw, NGV1 zur Schnellbefüllung, beidhändig)
- TK₂₆ (Lkw/Busse/Traktoren, NGV2 zur Schnellbefüllung, beidhändig)

TK16 und TK17 sind beide zur schnellen Befüllung von Pkw geeignet. TK16 ermöglicht die einhändige Bedienung und erinnert somit stark an die gewöhnliche Füllkupplung für Benzin oder Diesel. Bei der TK17 ist eine beidhändige Bedienung notwendig. Die Füllkupplung TK₂₆ erfordert eine beidhändige Bedienung und ist für größere Durchflussmengen, also zur Befüllung von Lkw, Bussen und Landmaschinen wie beispielsweise Traktoren geeignet. Des Weiteren sind am Markt diverse Adapter zur Kombination und Erweiterung der genannten Füllkupplungssysteme erhältlich.

Der Tankvorgang bei der Befüllung eines BioCNG-Fahrzeuges beginnt mit einem Prüfstoß, durch welchen zunächst der im Fahrzeugtank vorhandene Druck und damit die fehlende Gasmenge bis zum maximalen Füllstand ermittelt wird. Zur Ermittlung des Fülldrucks ist die Befülleinrichtung mit einem Druck- und einem Außentemperatursensor ausgestattet. Anhand dieser beiden Größen kann der Fülldruck berechnet werden. Als Basis zur Ermittlung des Fülldrucks dient die genormte Vorgabe DIN EN ISO 14469 (2018) von 200 bar Solldruck bei 15 °C Außentemperatur. Steigt beispielsweise die Außentemperatur, erhöht sich der Befülldruck für dieselbe Füllmenge.

Bei der Befüllung erhöht das einströmende BioCNG den Druck im Fahrzeugtank. Der Tankvorgang ist beendet, wenn entweder der Kunde den Vorgang vorzeitig abbricht oder der Druck im Fahrzeugtank dem berechneten Fülldruck entspricht.

Die Anzeige der vertankten Kraftstoffmenge erfolgt an der Befülleinrichtung in der Maßeinheit Kilogramm (kg). Aufgrund der oben beschriebenen wechselnden Einflussgrößen Druck und Außentemperatur ist dies eichrechtlich notwendig. Des Weiteren wird der tagesaktuelle Preis für 1 kg BioCNG und der aus beiden Angaben resultierende zu zahlende Gesamtpreis für die getankte Menge Kraftstoff angegeben.

Zur Sicherstellung einer hohen Anlagenverfügbarkeit werden außerdem unter anderem die folgenden Betriebsparameter an der Befüllstation erfasst und überwacht:

- umgebungstemperaturbezogene Fülldruckkompensation
- Erfassung des Massendurchflusses
- Fülldruck im Fahrzeug
- Schlauchbruchsicherung

Für die Kundenabrechnung sind die meisten Befülleinrichtungen bereits mit den gängigen Abrechnungssystemen wie EC-, Visa- und Flottenkartenterminals ausgestattet. Somit kann die Bezahlung bargeldlos und ständig direkt an der Füllstation erfolgen. Bei Integration in eine Tankstelle erfolgt die Zahlung meist an der Kasse wie für alle anderen Kraftstoffe auch. Weitere Ausführungen zu diesem Thema beinhaltet Kapitel 6.3.1.

Neben der Ausstattung mit dem oben bereits erwähnten Umfahrschutz sind BioCNG-Tankstellen und Füllstationen regelkonform zu beschildern. Diese Beschilderung erfolgt nach den in Kapitel 5.1.1 beschriebenen Regeln der DVGW-Arbeitsblätter und den geltenden Sicherheitsanforderungen der Technischen Regeln für Gefahrstoffe (TRGS) 529 (BAuA 2024).

Neben der Abgabe von BioCNG an Fahrzeuge an der Tankstelle gibt es auch die Möglichkeit, Biomethan abzutransportieren. Die notwendige Technik zur Befüllung dieser transportablen Speichermodule wird in Kapitel 5.2.7 beschrieben.

5.2.6 Option der Biomethanein- und -ausspeisung

Für landwirtschaftliche Betriebe bietet ein Gasnetzanschluss gleich mehrere Vorteile. Wie oben bereits erläutert, erfolgt die Biogaserzeugung unter normalen Bedingungen stets kontinuierlich. Die Abnahme an der Tankstelle dagegen erfolgt in den meisten Fällen diskontinuierlich. Dies ist selbst bei einer kleinen betrieblichen Hoftankstelle häufig der Fall, da eine zu betankende Landmaschine im Jahresverlauf unterschiedlich ausgelastet wird. Fehlt es in Zeiten der Überproduktion an Möglichkeiten, wie beispielsweise die Verwertung von Überschussmengen im vorgelagerten BHKW-Prozess oder die Möglichkeit zur Abgabe des Kraftstoffs an externe Kunden, sind für einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage alternative Absatzmöglichkeiten sinnvoll.

Eine Möglichkeit ist die Einspeisung des Biomethans in das öffentliche Gasnetz und somit der bilanzielle Absatz des Biomethans an Endkunden oder eine ortsferne BioCNG-Tankstelle. Damit können Überschussmengen verwertet und zusätzliche Gewinne erwirtschaftet werden. In Zeiten betriebsbedingter Ausfälle oder im Falle von Wartungsarbeiten an der Biogasproduktion oder der Biogasaufbereitungsanlage bietet ein Gasnetzanschluss ferner die Möglichkeit, fehlende Biomethanmengen auszugleichen. Voraussetzung dafür ist die Errichtung einer Gasnetzein- und Ausspeiseanlage.

Soll Biomethan in das öffentliche Erdgasnetz ein- beziehungsweise ausgespeist werden, sind unter anderem folgende örtliche und technische Voraussetzung entscheidend:

- Geeigneter Netzverknüpfungspunkt vorhanden
- Entfernung des Netzverknüpfungspunktes
- Aufnahmekapazität des infrage kommenden Netzteils
- Einhaltung der technischen Anschlussbedingungen des zuständigen Netzbetreibers
- Einhaltung der Mindestanforderungen an die Gasqualität (10. BImSchV (2024), DVGW-Arbeitsblätter G 260 (DVGW 2021) und G 685 (DVGW 2020))

Grundsätzlich muss das Vorhaben eines Gasnetzanschlusses beim zuständigen Netzbetreiber beantragt und von diesem geprüft und genehmigt werden. Die Zeitspanne für die Netzprüfung ist bisher in der GasNZV geregelt und darf maximal 3 Monate nach Eingang der Prüfungsgebühren dauern. Zu beachten ist, dass die GasNZV Ende 2025 außer Kraft getreten ist und nach einer Übergangszeit bis 31. Dezember 2026 voraussichtlich Neuregelungen im Rahmen des EnWG in Kraft treten (siehe Kap. 2 und 3).

Wie bereits erläutert, kommt bei der Planung und Errichtung eines Gasnetzanschlusses weiterer technischer Aufwand auf den Anlagenbetreiber zu, welcher je nach Prüfungsergebnis individuell variieren kann und teilweise vom Netzbetreiber mitgetragen werden muss. Folgende technische Komponenten sind für eine Gasein- und Ausspeiseanlage als wesentlich zu berücksichtigen:

- Technik für Gaseinspeiseanlage, gegebenenfalls inklusive Verdichter, in jedem Fall mit Odorieranlage und Messtechnik
- Technik für den Gasnetzanschluss zur Gasentnahme aus dem Erdgasnetz mit Zähleinrichtung
- Rohrleitung von Einspeiseanlage beziehungsweise Gasnetzanschluss bis Netzverknüpfungspunkt

Weitere Möglichkeiten der Verwertung von Überschussmengen sind der Abtransport mittels Trailer sowie die Ableitung des Biomethans mittels Direktleitung an einen Dritten. Diese beiden Optionen werden im Folgenden näher beleuchtet.

5.2.7 Option der mobilen Biomethanbereitstellung

Wie oben bereits erwähnt ist die mobile Biomethanbereitstellung – auch mobile Brücke genannt –, also der Abtransport des Biomethans vom Ort der Erzeugung hin zu einem ortsfernen Absatzpunkt wie beispielsweise einer BioCNG-Tankstelle oder einem Gasnetzeinspeisepunkt, eine weitere Absatzmöglichkeit für Produzenten.

Transportable Hochdruckspeichersysteme sind je nach Einsatzfall als CNG-Flaschenbündelmodul, bestehend aus mehreren Gasspeicherflaschen mit einem geometrischen Volumen, als CNG-Rohrtransportmodul oder als CNG-Gascontainer ausgeführt. Die Flaschen können aus Stahl oder auch Kunststoff-Verbundwerkstoffen gefertigt sein. Stahlflaschen sind in der Anschaffung deutlich günstiger, begrenzen aber aufgrund ihres hohen Eigengewichtes die Transportmenge. Das Biomethan wird in dieser Form auf Trailern mit dem Lkw zum Einsatzort wie beispielsweise zu einer BioCNG-Tankstelle transportiert (Abb. 20).

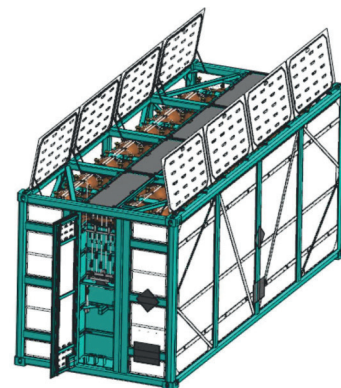


Abb. 20: Gastransportmodul auf Lkw-Trailer (© VÍTKOVICE CYLINDERS a.s.)

Mit einem Transportmodul können pro Ladung bis zu 6.000 m³ BioCNG-Kraftstoff transportiert werden. Die Speicherbefüllung geschieht, wie in Kapitel 5.2.1 beschrieben, mittels Verdichter, in Ausnahmefällen kommen Kryopumpen zum Einsatz. Zur kontinuierlichen Abnahme beziehungsweise Befüllung von Transportmodulen kommt meistens das in Kapitel 5.2.4 beschriebene Slow-Fill-Verfahren zum Einsatz. Die Füllkupplungssysteme zur Be- und Entladung von CNG-Transportmodulen entsprechen in der Regel den industriellen Standards für Betankungsanlagen.

Der Speicherdruck im Transportmodul beträgt 250 bis 300 bar und ist somit für den Transport von BioCNG bis 100 Kilometer geeignet und wirtschaftlich. Aber je nach lokaler Situation und erzielbaren Marktpreisen können auch weitere Distanzen gefahren werden. Für die Logistik sind in der Regel mindestens 3 Trailer erforderlich – ein Trailer wird befüllt, ein Trailer wird entleert und ein Trailer ist voll oder leer unterwegs. Dies kann von einer Zugmaschine gefahren werden. Die optimale Trailergröße und -anzahl resultiert aus der Biomethanproduktionsmenge und der Leistungsfähigkeit der Abnahmestation. Je nach Leistung des Verdichters und verfügbarer Biomethanmenge ist mit einer Füllzeit von 8 bis 24 Stunden für einen Trailer zu rechnen. Die Entleerung der Trailer erfolgt üblicherweise getrieben durch den hohen Druck im Trailer, sodass bei Vollfüllung ein schnelles Überströmen des Gases erfolgt, was mit abnehmendem Trailerdruck stark abnimmt. Zur Beschleunigung können Verdichter oder Vakuumpumpen zum Einsatz kommen. Sofern keine Pumpen zum Einsatz kommen, ist davon auszugehen, dass die Trailerentladung 12 Stunden und mehr dauert. Hier ist die technische Ausführung der Abnahmestation entscheidend. Sofern eine Entspannung des Gases erfolgt – das ist nicht bei CNG-Tankstellen zu erwarten, wohl aber, wenn das Gas in das Gasnetz eingespeist werden soll – ist die Entspannung mit einer starken Abkühlung des Gases verbunden, was eine Beheizung der Anlage erfordert. Hier ist mit diskontinuierlich erforderlichen Heizleistungen zwischen 5 und 20 kW zu rechnen. Von der Technik der Trailerentladung ist abhängig, welche Restmenge Biomethan im Container verbleibt, dies können ohne Pumpentechnik durchaus 20% der Gesamtkapazität sein.

Am Abgabeort angekommen, kann das Transportmodul direkt neben der BioCNG-Tankstelle abgestellt und gegen ein entleertes Transportmodul ausgetauscht werden. Das Transportmodul dient somit gleichzeitig als Speicher der Tankstelle. Das entleerte Transportmodul wird geladen und zur Füllstation am Erzeugungsort transportiert. Hierzu werden meist Hakenliftcontainer eingesetzt. Durch diese modulare Fahrweise wird eine kontinuierliche Verfügbarkeit von Biomethan gewährleistet.

Des Weiteren hat sich in der Praxis bewährt, dass, selbst wenn BioCNG-Container für den Transport verwendet werden, diese direkt auf einem Trailer verbleiben, da dies das An- und Abkuppeln für den Fahrer deutlich erleichtert. Welche Transportvariante gewählt wird, ist von der verfügbaren Fahrzeugtechnik abhängig. Hakenliftcontainer werden häufig im kommunalen Bereich eingesetzt, in der Landwirtschaft werden eher Speditionen mit dem Transport beauftragt, die meist klassische Zugmaschinen verwenden. Bei der Fahrzeugtechnik ist zu beachten, dass die Transportcontainer insbesondere bei Verwendung von Stahlflaschen ein sehr hohes Eigengewicht haben, sodass hier einschließlich der Gasfüllung schnell die zulässigen Obergrenzen des Gesamtgewichtes eines Lastzuges erreicht werden und gegebenenfalls Leichtgewichtstrailer eingesetzt werden müssen.

Alternativ dazu kann die erforderliche Technik zur Be- und Entladung des transportablen Speichers auch direkt auf dem Trailer beziehungsweise am Transportmodul mitgeführt werden. Dies kommt vor allem dann zum Einsatz, wenn die Fahrzeugbetankung oder die Befüllung eines stationären Speichers direkt aus dem Transportmodul erfolgen soll.

Transportable Hochdruckspeicher sind nach den Regeln des Übereinkommens über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße – Agreement concerning the International Carriage of Dan-

gerous Goods by Road (ADR) – auszulegen und zu prüfen (Bundesamt für Strassen (ASTRA) 2025a, 2025b). Da der Transport von BioCNG als Gefahrguttransport gilt, kann zwar mit üblichen Zugmaschinen gefahren werden, der Fahrer benötigt jedoch einen ADR-Führerschein.

5.2.8 Option Direktleitung

Die Verlegung einer Direktleitung bietet eine weitere Möglichkeit Biomethan oder Rohbiogas vom Ort der Erzeugung ohne Nutzung des öffentlichen Gasnetzes zu einer zentralen Verwertungseinheit wie beispielsweise einer BioCNG-Tankstelle zu befördern. Dies eröffnet potenziell Vorteile in Bezug auf Skalierungseffekte bei geeigneter Dimensionierung der Rohrleitung. Außerdem können zum einen neue Absatzpotentiale erschlossen und zum anderen unter bestimmten Voraussetzungen Investitions- und Betriebskosten gesenkt werden.

Zur Errichtung eines Direktleitungssystems sind neben der Rohrleitung zusätzliche Komponenten wie Verdichter, Gasspeicher und Messeinrichtungen notwendig. Ausschlaggebend für eine Entscheidung für die Option einer Direktleitung ist die Entfernung und das zu durchquerende Gelände zwischen dem Ort der Erzeugung und dem Ort der Vertankung. Des Weiteren sind bei der Planung in den meisten Fällen zu querende Hindernisse wie Bahnschienen, Straßen oder Flüsse zu beachten, für welche gegebenenfalls Genehmigungen einzuholen sind. Die Beschaffenheit des Geländes und des Bodens hat einen maßgeblichen Einfluss auf die Kosten der Verlegung von Gasleitungen und somit auf die Gesamtwirtschaftlichkeit von Direktleitungen. Weiterhin sind die Eigentumsrechte der Flächen zu berücksichtigen; die Sicherung der Nutzungsrechte ist eine wesentliche Voraussetzung für die Realisierung von Direktleitungen.

5.3 Bereitstellung von BioLNG – Prozesse und Technik

Die Versorgung einer BioLNG-Tankstelle oder einer Trailer-Betankungsstelle kann sowohl durch Verflüssigung von produziertem Biomethan am Standort der BGAA als auch durch Verflüssigung von bilanziell aus dem Gasnetz entnommenem oder angeliefertem Biomethan erfolgen. Abbildung 21 vermittelt einen Gesamtüberblick zu dem Vor-Ort-Herstellungsprozess von BioLNG von der Biogasanlage über die Aufbereitung und Verflüssigung bis hin zur Speicherung für die Betankung eines transportablen Speichersystems (Trailer). Alternativ dazu kann das BioLNG ebenfalls an einer Vor-Ort-Tankstelle an BioLNG-Fahrzeuge vertankt werden.

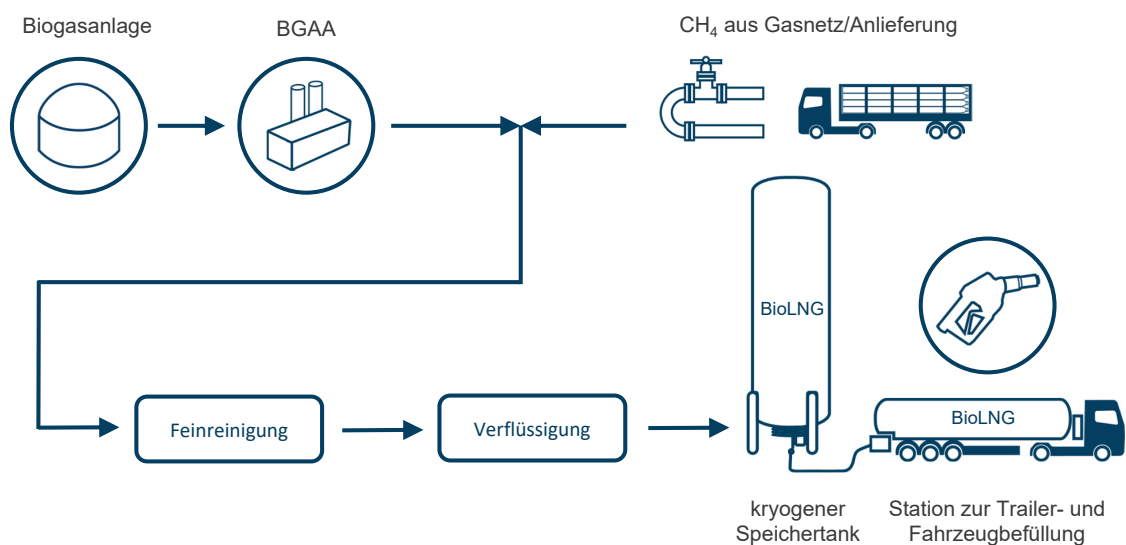


Abb. 21: Hauptkomponenten der Bereitstellung von BioLNG (© IBKE)

Nach dem Prozessschritt der Aufbereitung des Rohbiogases zu Biomethan erfolgt die Feinreinigung, wodurch das restliche CO₂ sowie die verbleibende Restfeuchte aus dem Biomethan entfernt wird. Anschließend erfolgt die Verflüssigung des Biomethans zu BioLNG. Das BioLNG wird anschließend in isolierten Speichertanks zwischengespeichert und kann entweder direkt an LNG-Nutzer über eine entsprechende abrechnungsfähige Tankstation veräußert werden oder via Lkw-Trailer an Tankstationen transportiert werden. Für jede Art der BioLNG-Veräußerung ist entsprechende Messtechnik vorzusehen.

BioLNG weist die gleichen technischen Eigenschaften wie konventionelles LNG auf und kann somit für bereits vorhandene Fahrzeugtechnologien eingesetzt werden. Wie in Kapitel 5.1.1 erläutert, kommt BioLNG aufgrund seiner hohen Energiedichte und seinem geringen Volumen im Straßenverkehrssektor vorwiegend im Schwerlast- und Langstreckenverkehr zum Einsatz.

Um den flüssigen Zustand des BioLNG und damit die notwendigen Eigenschaften für den Einsatz als Kraftstoff zu erhalten, muss die Temperatur sowohl bei der Speicherung als auch beim Transport stets auf einem Niveau von ca. -162 °C gehalten werden.

Aufgrund des sehr niedrigen Temperaturniveaus ist die Zugabe von Odoriermittel bei BioLNG technisch nicht möglich. Im Falle von Leckagen kann austretender Kraftstoff demnach vom Menschen durch Geruch nicht wahrgenommen werden.

Der Umgang mit BioLNG gestaltet sich von der Herstellung bis zur Vertankung dementsprechend komplexer als es bei BioCNG der Fall ist. Bei der Durchführung des Tankprozesses von BioLNG sind daher verschiedene Maßnahmen wie das Anlegen einer persönlichen Schutzausrüstung oder das Erden des Kraftstofftanks zu beachten. Die allumfänglichen Sicherheitsregeln für den sicheren Umgang mit BioLNG sind den in Kapitel 5.1.1 erwähnten DVGW-Arbeitsblättern zu entnehmen. Des Weiteren sind die Anforderungen der Technischen Regeln für Gefahrstoffe (TRGS) 529 (BAuA 2024) zu beachten. Ergänzend zur DIN EN 16723 (2017) werden mit der Norm DIN EN ISO 16903 (2017) spezielle Produkteigenschaften von BioLNG beschrieben.

Weitere spezifische Besonderheiten von BioLNG ergeben sich bei der Verflüssigung, der Speicherung und der Vertankung des Kraftstoffs und werden in den nachfolgenden Unterkapiteln ergänzend erläutert.

5.3.1 Verflüssigung

Die Verflüssigung von Biomethan zu BioLNG funktioniert vergleichbar wie die Verflüssigung von Erdgas zu LNG. Im Gegensatz zu standardisierten großen Erdgas-Verflüssigungsanlagen werden hier jedoch vergleichsweise kleine, da landwirtschaftliche Anlagen mit Verflüssigungskapazitäten von ca. 1 bis 3 Tonnen BioLNG pro Tag betrachtet. Für diese Anlagengrößen kommen rein technisch gesehen die folgenden Verflüssigungsverfahren infrage (Etzold et al. 2024):

- Stirling Cryotechnology
- Mixed Refrigerant Cycle
- Gas Expansion Cycle
- Linde Cycle
- Cryogenic Liquid Vaporization

Während die Stirling Cryotechnology für Anwendungen im oben genannten Leistungsbereich angeboten wird und grundsätzlich als geeignet bewertet werden kann, ist keine abschließende Aussage möglich, inwieweit die anderen Verfahren im niedrig skalierten Leistungsbereich von 1 bis 3 Tonnen BioLNG pro Tag einsetzbar sind. Es ist zumindest teilweise anzunehmen, dass die technische Komplexität und die hohen spezifischen Systemkosten eine Hürde bei der kommerziellen Anwendung im Kleinmaßstab darstellen.

Stirling Cryotechnology

Bei der Stirling Cryotechnology wird das Biomethan in einem geschlossenen Kreislauf durch den Stirling-Kryokühler abgekühlt. Der Stirling-Kryokühler erreicht dabei Temperaturen von bis zu -196 °C . Damit kann BioLNG mit einer Temperatur von bis zu -155 °C bei einem Druck von ca. 3 bar produziert werden. Der eigentliche Kühlprozess erfolgt in einem separaten geschlossenen Kreislauf innerhalb des Kryokühlers. Somit wird ausgeschlossen, dass das zu verflüssigende Biomethan direkt mit dem Kühlmittel in Berührung kommt.

Mixed-Refrigerant-Cycle-Verfahren

Beim Mixed-Refrigerant-Cycle(MRC)-Verfahren kommt zur Verflüssigung von Biomethan ein spezielles Kältemittelgemisch bestehend aus leichten Kohlenwasserstoffen und Stickstoff zum Einsatz. Bei dem MRC wird das Gemisch zunächst in der Gasphase auf Kondensationsdruck verdichtet, abgekühlt und zu einer unterkühlten Flüssigkeit kondensiert. Um den Kühleffekt zu erzielen, wird die Flüssigkeit in einem kryogenen – also auf extrem niedrige Temperaturen ausgelegten – Wärmetauscher vollständig verdampft und so auf -162 °C gebracht.

Gas-Expansion-Cycle-Verfahren

Das Gas-Expansion-Cycle-Verfahren basiert auf dem umgekehrten nach George Brayton benannten thermodynamischen Kreisprozess. Gasförmiger Stickstoff wird zunächst komprimiert, anschließend gekühlt und dann entspannt. Das entspannte Kältemittel wird durch einen kryogenen Wärmetauscher geleitet und kühlt so das darin befindliche Biomethan auf eine Temperatur von -162 °C ab.

Linde-Cycle-Verfahren

Bei dem Linde-Cycle-Verfahren wird das zu verflüssigende Biomethan selbst als Arbeitsmedium verwendet und zunächst in mehreren Stufen auf einen Druck von ca. 250 bar verdichtet. Das komprimierte Biomethan wird anschließend durch einen kryogenen Wärmetauscher geleitet und dort vorgekühlt. Danach wird das verdichtete und vorgekühlte Biomethan auf einen Druck von ca. 3 bar entspannt, somit entsteht ein Zwei-Phasen-Gemisch bestehend aus BioLNG und Gas. Die Gasphase wird dem vorgelagerten Verdichtungsprozess erneut zugeführt.

Cryogenic-Liquid-Vaporization-Verfahren

Das Cryogenic-Liquid-Vaporization-Verfahren basiert auf der Verdampfung von flüssigem Stickstoff. Flüssiger Stickstoff und gasförmiges Biomethan durchströmen gegenläufig einen kryogenen Wärmetauscher, in welchem der Biomethanstrom Wärmeenergie zur Verdampfung des Flüssigstickstoffs abgibt und damit zu BioLNG verflüssigt wird (Etzold et al. 2024).

5.3.2 Speicherung

Das Volumen von Biomethan verringert sich beim Übergang von der Gas- in die Flüssigphase unter Atmosphärendruck auf ein Verhältnis von ca. 1/600 bei einer Temperatur von ca. -162 °C . Bezogen auf das mögliche Speichervolumen ist die Energiedichte von BioLNG damit 3-fach höher, als es bei BioCNG der Fall ist. BioLNG kann somit über weite Strecken transportiert werden und kommt aufgrund dessen vor allem im Schwerlast- und Langstreckenverkehr zum Einsatz. Um die positiven Eigenschaften sicherzustellen, muss die Temperatur des flüssigen Gases stabil auf dem niedrigen Niveau gehalten werden, was wiederum besondere Anforderungen an den BioLNG-Speicher stellt.

Wie bereits bei den CNG-Speichern beschrieben, kann auch bei den LNG-Speichern generell zwischen stationären Speichern (Lagertank) und transportablen Speichern (Trailer) unterschieden werden.

Abbildung 22 zeigt einen speziell für die stationäre LNG-Speicherung angefertigten vakuumisolierten kryogenen Lagertank mit fest installiertem Kreiselpumpensystem.



Abb. 22: Stationärer LNG-Speichertank mit Kreiselpumpe (© AB Energy Deutschland GmbH)

Stationäre Lagertanks werden fest, häufig im Verbund mit einer ebenfalls fest installierten Kreiselpumpe zur Be- und Entladung installiert. Bei dem Lagertank handelt es sich um einen kryogenen zylindrischen Druckbehälter, welcher entweder horizontal oder vertikal errichtet ist. Das geometrische Volumen eines Tanks liegt je nach Anwendungsfall zwischen 20 und 80 m³. LNG-Speicher sind vakuumisolierte Speichertanks, welche aus einem inneren und einem äußeren Behälter bestehen. Der innere Behälter nimmt das tiefkühle BioLNG auf und speichert es bei nahezu konstantem Druck. Der äußere Behälter bildet die Vakuumisolierung. BioLNG Lagertanks sind auf einen Überdruck von 8 bis 18 bar und eine Temperatur von bis zu -195 °C ausgelegt.

Durch nahezu unvermeidbares Eindringen von Umgebungswärme in den Speichertank verdampft das gespeicherte BioLNG (Boil-off-Gas), was wiederum zu einem Druck- und Temperaturanstieg im Speichertank führt. Moderne LNG-Speicheranlagen verfügen daher über einen Rekondensationsprozess, bei welchem das Boil-off-Gas aus dem Speicher geführt und nochmals verflüssigt wird. Bei mobilen Speichern ist dies üblicherweise nicht möglich, daher sollten LNG-Lkw nicht über einen längeren Zeitraum mit vollem Tank abgestellt werden.

Um die hohen Sicherheitsanforderungen an die Lagerung von LNG zu erfüllen, sind sowohl die stationären als auch die transportablen Speichertanks mit Instrumenten zur kontinuierlichen Überwachung von Druck, Temperatur und Füllstand ausgestattet. Die Überwachung des Füllstandes im Speichertank wird in der Regel über Druckdifferenzmessungen realisiert. Des Weiteren schützen automatische Sensoren und Sicherheitsventile den Tank vor Drucküberschreitung. Absperr- und Schnellschlussarmaturen verhindern das Entweichen von LNG oder das Leerlaufen des Speichertanks im Störfall.

An transportable Speichertanks bestehen zusätzliche technische Anforderungen. Wie in Kapitel 5.3.1 beschrieben, können transportable Speichersysteme mit ortsgebundenen fest installierten Kreiselpumpen oder mit einer direkt am Tankwagen installierten Verladepumpe be- und entladen werden. Je nach Anwendungsfall kommen fest installierte Verladearme oder spezielle für die Vertankung von LNG zugelassene Füllschläuche sowie sicherheitstechnisch standardisierte Füllkupplungen zum Einsatz. Diese Sicherheitstrennkupplungen verhindern das Ausströmen von LNG z. B. im Falle eines plötzlichen Wegrollens des Tankwagens oder Trailers (siehe Kap. 5.3.4).

Transportable LNG-Speichersysteme sind nach den Regeln des Übereinkommens über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße (ADR Regelwerk (Bundesamt für Strassen (ASTRA) 2025a, 2025b) und den Vorgaben der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung (DGUV 2020) auszulegen. LNG-Tanklastwagen dürfen ausschließlich durch speziell geschultes Personal geführt werden.

5.3.3 Vertankung

BioLNG wird gewöhnlich zunächst am Ort der Verflüssigung in speziellen stationären LNG-Lagertanks zwischengespeichert. Anschließend kann das BioLNG an einer Tankstelle vor Ort an Fahrzeuge abgegeben werden. Eine andere Möglichkeit ist der Abtransport des BioLNG beispielsweise zu einer Satellitentankstelle. Hierzu wird das BioLNG aus dem stationären Lagertank entnommen und in einen transportablen Speichertank umgefüllt.

Eine BioLNG-Betankungsstation besteht im Wesentlichen aus der Einrichtung mit Pumpe zur Befüllung des LNG-Lagertanks, dem LNG-Lagertank, der Fülleinrichtung mit Pumpe zur Abgabe des BioLNG sowie dem verbindenden Rohrleitungssystem.

LNG-Lagertanks können zum einen mit flüssigem BioLNG befüllt werden, welches mit einem Tankwagen angeliefert wird. Zum anderen kann das BioLNG vor Ort aus Biomethan, welches entweder wiederum lokal aus Biogas erzeugt oder aus dem Gasnetz entnommen wurde, produziert werden. Vor dem Lagertank befindet sich die zugehörige Füllstation mit fest installierter Pumpe, mit welcher das zur Verfügung stehende BioLNG in den Lagertank gepumpt wird. Alternativ kann das BioLNG auch mit einer am Tankwagen installierten Verladepumpe in den Lagertank gepumpt werden. Beide Pumpenarten unterscheiden sich im Wesentlichen durch ihre Pumpleistung. Fest installierte Kreiselpumpen beispielsweise haben gewöhnlich eine höhere Pumpleistung als die am Fahrzeug installierten hydraulischen Systeme.

Nach dem BioLNG-Lagertank ist gewöhnlich eine Verdampfungseinheit zur Unterstützung des Druckaufbaus installiert. Zur Anpassung und Einstellung des gewünschten Druckniveaus zwischen Lagertank und beispielsweise dem Fahrzeugtank, wird das gesamte im Lagertank befindliche BioLNG mittels Pumpe und Wärmetauscher angewärmt und so auf den geforderten Druck gebracht.

Fahrzeuge oder transportable Speichertanks können auch ohne den Einsatz von Pumpen betankt werden. Hierbei wird das gelagerte BioLNG durch eine Druckdifferenz zwischen Lagertank und dem zu befüllenden Tank drucklos befördert. Dies geschieht unter der Voraussetzung, dass der Druck des zu befüllenden Tanks niedriger ist als der des Lagertanks.

Das Druckniveau des gesamten Tank- und Lagersystems wird ständig durch Sensoren und Druckmessgeräte überwacht. Des Weiteren steht der transportable Speichertank auf einer Fahrzeugwaage. Beide Messsysteme sind mit dem Füllpumpensystem verbunden. Ist der maximale Füllstand erreicht, beendet die Pumpe automatisch den Füllvorgang. Für den Fall, dass diese automatische Abschaltvorrichtung ausfällt, ist eine manuelle Notabschaltung vorgeschrieben.

Während der gesamten Prozesskette von der Verflüssigung des Biomethans bis hin zur Speicherung, Umfüllung, dem Transport und der Vertankung werden sämtliche gasförmige Emissionen durch geeignete

Messsysteme, Sensoren sowie Gas- und Brandwarnsysteme überwacht, um einen sicheren Umgang mit dem Kraftstoff BioLNG zu gewährleisten.

5.3.4 Befüllung, Messung und Abrechnung

Wie oben bereits beschrieben, können BioLNG-Tankstellen fest als Tankstelle vor Ort, als Satelliten-Tankstelle getrennt vom Standort der Erzeugung oder als mobile Tankstelle (Trailer) ausgeführt werden. Die Befüllereinrichtung unterscheidet sich geringfügig nach dem jeweiligen Einsatzszenario. Im Wesentlichen besteht ein BioLNG-Betankungssystem aus den folgenden Hauptkomponenten (DVGW 2021):

- Befüllereinrichtung mit Gehäuse, gegebenenfalls mit Umfahrschutz (feste Lösung)
- Elektrische Recheneinheit zur Abrechnung (feste Lösung)
- Massendurchflussmessgerät
- Füllkupplung mit Tankschlauch
- Fülldrucksensoren, Sicherheitsventile und Absperrhähne
- Sicherheitstrennkupplungen
- Schlauch zur Gasrückführung zum BioLNG-Lagertank (Druckausgleich)
- Schutzerdungsanlage für Potenzialausgleich
- Start-Stop- und Not-Aus-Taster

Je nachdem ob Fahrzeuge, Lager- oder transportable Speichertanks mit BioLNG befüllt werden sollen, kommen unterschiedliche Kupplungssysteme zum Einsatz. Zur Befüllung von BioLNG-Lagertanks werden standardisierte – nach der European Industrial Gases Association benannte – EIGA-Kupplungen eingesetzt. Diese Kupplungssysteme sind sicherheitstechnisch ausgereift, ein Entweichen von Kraftstoffmengen während des Füllvorgangs ist somit nahezu ausgeschlossen.

Für die Befüllung von Lkw-, Bus- und Landmaschinentanks gibt es unterschiedliche Hersteller mit verschiedenen Kupplungssystemen am Markt, welche durch den Einsatz von Adaptern auch untereinander kompatibel erweiterbar sind. Beispiele für eine Betankung eines LNG-Lkw-Tanks zeigt Abbildung 23.

Alle gängigen Kupplungssysteme sind beidhändig zu bedienen. Die wesentlichen Anforderungen für die Entwicklung von Tankkupplungen zur Befüllung mit LNG werden in der DIN EN ISO 12617 (2017) beschrieben. Die Etablierung eines einheitlichen Standards für die Ausführung von LNG-Füllkupplungen und LNG-Tankanschlüssen wird derzeit angestrebt.

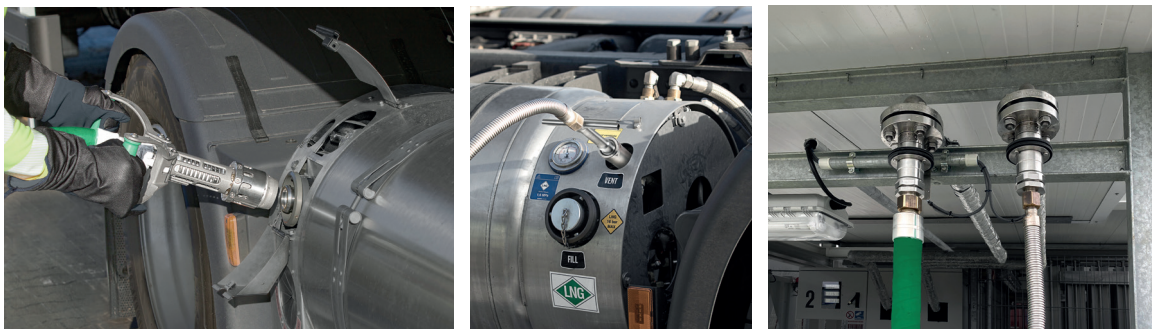


Abb. 23: Kupplungen zur Befüllung von LNG-L-Tanks (© ELAFLEX HIBY GmbH & Co. KG)

Die zum Einsatz kommenden standardisierten Tankschläuche sind tiefkältebeständig und aus legiertem Stahl gefertigt, welche gewöhnlich in speziellen Halte- und Führungsvorrichtungen installiert werden.

Zur Messung und Abrechnung werden geeichte Durchflussmesssysteme eingesetzt. Die Messung erfolgt standardisiert entweder durch Coriolis-Massenmesssysteme oder mittels Blendenmessung. Für die Kundenabrechnung sind die meisten LNG-Tankstellen bereits mit den gängigen Abrechnungssystemen wie EC-, Visa- und Flottenkartenterminals ausgestattet. Somit kann die Bezahlung von BioLNG ebenfalls bargeldlos und ständig direkt an der Füllstation erfolgen. Die Abrechnung von BioLNG erfolgt in Euro pro Kilogramm.

Wie in Kapitel 5.3.1 beschrieben, unterliegen LNG-Betankungssysteme im Allgemeinen hohen Sicherheitsanforderungen. So ist beispielsweise vor dem Start des Füllvorgangs das Anlegen einer persönlichen Schutzausrüstung Pflicht. Des Weiteren ist bei der Vertankung von LNG ein Erdungssystem vorgeschrieben. Das Anschließen von Erdungsklemmen der BioLNG-Befüllleinrichtung an den zu betankenden Speicher- oder Fahrzeugtank sorgt für eine sichere Abgabe des Kraftstoffs und verhindert so beispielsweise die Bildung von elektrostatischen Ladungen. Sollte der Erdungsanschluss mangelhaft sein, sorgt eine Verriegelung dafür, dass der Tankvorgang nicht gestartet beziehungsweise abgebrochen wird.

Außerdem ist sowohl der gesamte Tankstellenbereich als auch die Füllstation regelkonform zu beschildern. Weitere sicherheitsrelevante Anforderungen beim Umgang mit BioLNG sind im Kapitel 5.1.1 erläutert.

6 Anforderungen an den Betrieb einer BioCNG-Tankstelle, Vermarktung und Management

6.1. Standort- und Auslegungskriterien für eine BioCNG-Tankstelle

Hinsichtlich eines potenziellen BioCNG-Tankstellenstandortes sind sowohl die Angebots- als auch die Nachfrageseite zu betrachten. Wenn kein Gasnetzanschluss zur Verfügung steht oder geschaffen werden kann und weiterhin eine straßengebundene Anlieferung des Biomethans beispielsweise aus wirtschaftlichen Gründen nicht möglich ist, begrenzt sich die BioCNG-Menge auf die vor Ort produzierbare Biome-thanmenge. Allerdings liegt die Produktionsmenge in den meisten Biogasanlagen weit über den üblichen Absatzmengen an CNG-Tankstellen und somit ist meist die Nachfrageseite maßgeblich für die Auslegung. Zudem kann aber auch ein begrenztes externes Nachfragepotenzial an BioCNG-Kraftstoff die Tankstellengröße am jeweiligen Standort so weit einschränken, dass ausschließlich betriebseigene Fahrzeuge als Abnehmer infrage kommen. In diesem Fall wird im Rahmen dieses Leitfadens von einer „Hoftankstelle“ gesprochen, die das kleinste Segment möglicher Biogasaufbereitungsanlagen in direkter Kopplung mit einer BioCNG-Tankstelle darstellt. Die technischen Hauptkomponenten einer solchen BioCNG-Hoftankstelle wurden bereits in Abbildung 13 (dort als Variante mit Gasnetzanschluss) veranschaulicht.

Eine CNG-Hoftankstelle soll vorrangig die eigenen Fahrzeuge des landwirtschaftlichen Betriebes, wie Schlepper, Lkw oder Transporter, sowie dessen Kooperationspartner vor Ort versorgen. Die Produktionsmenge an Biomethan wird daher neben der Verfügbarkeit an geeigneten Substraten auch wesentlich durch die vor Ort vertankbare CNG-Menge bestimmt. Wenn also die CNG-Speicher der Tankstelle gefüllt sind und kein Absatz stattfindet, geht die Aufbereitungsanlage in den Stand-by-Modus. Für diesen Fall muss das Rohbiogas einer alternativen Verwertungsoption wie z. B. einem BHKW zugeführt werden. Das Ziel der Auslegung einer netzfernen, lokalen Tankstelle sollte sein, dass die Leistung der Biogasaufbereitungsanlage in Verbindung mit dem Volumen der Gasspeicher und der freien Leistung der zusätzlichen Verwertungsoption mit dem realen Tankprofil der Tankstelle harmonisieren. Zur detaillierten Beschreibung der jeweiligen Hauptkomponenten einer BioCNG-Tankstelle siehe Kapitel 5.2.

Wenn die Möglichkeit der Nutzung eines Gasnetzanschlusses zur Einspeisung von Biomethan besteht, können in Abhängigkeit der Aufnahmekapazität des Gasnetzes nahezu beliebig große Rohbiogasmengen aufbereitet, über einen Gasnetzanschluss in das öffentliche Gasnetz eingespeist (siehe Abb. 13) und bilanziell an beliebige Ausspeisepunkte geliefert werden. Der Absatz an einer lokalen CNG-Tankstelle erfordert dann eventuell nur eine kleine Teilmenge des am Standort der Biogasanlage produzierten Biomethans. Die Modalitäten der Errichtung und des Betriebes eines Gasnetzeinspeiseanschlusses wurden bisher in der GasNZV geregelt, die nach dem Auslaufen Ende 2025 im Rahmen einer Übergangslösung noch bis Ende 2026 gilt.

Ein zusätzlicher Nutzen ergibt sich aus einem Gasnetzanschluss, wenn dieser nicht nur zur Einspeisung, sondern auch zum Bezug von Fehlmengen als Back-up für die Gaserzeugung genutzt werden kann. Durch den Gasnetzbezugsanschluss am Standort der Tankstelle können gegebenenfalls zusätzlich benötigte Gasmengen aus dem Netz bereitgestellt werden, wenn der Bedarf der Tankkunden die Angebotsmenge aus der Biogasanlage oder auch Aufbereitungsanlage übersteigt.

Sehr wichtig bei der Planung der BioCNG-Tankstelle ist neben der guten verkehrstechnischen Anbindung (am besten in der Nähe einer Autobahnausfahrt oder an einer viel befahrenen Bundesstraße) die unkomplizierte Anfahrt auch mit großen Lkw mit Anhänger. Eine detaillierte Schleppkurvenplanung ist hierzu unbedingt notwendig (Abb. 24).

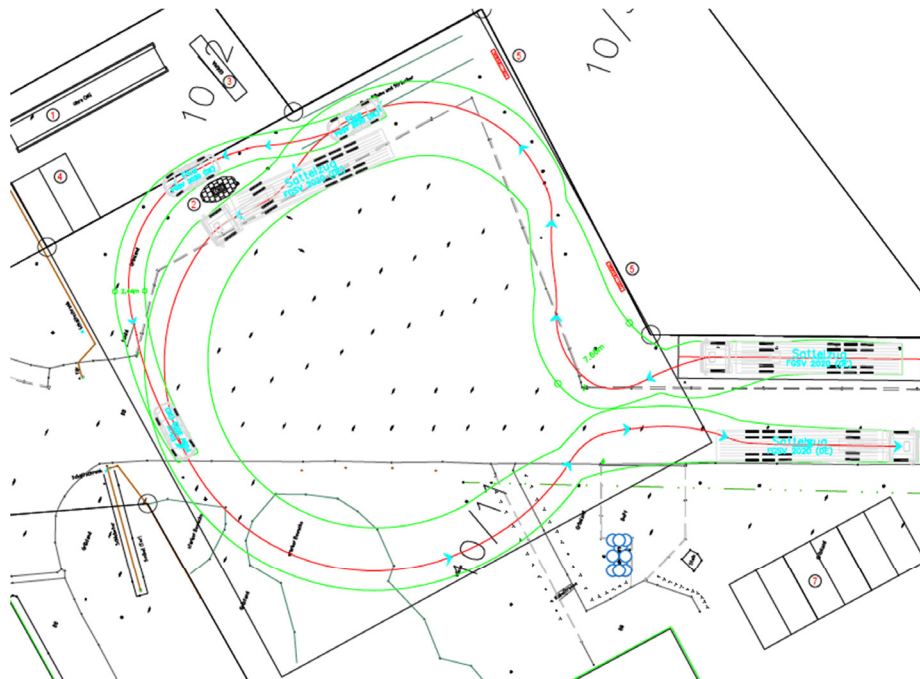


Abb. 24: Schleppkurvenplanung für Lkw mit Anhänger (© Ohra Energie GmbH)

Auch sollte eine komfortable Bezahlung mittels aller gängigen Geld-, Kredit- und Flottenkarten sowie eine ständige Verfügbarkeit an Gas möglich sein. Hierzu muss der kontinuierliche Biogasproduktionsprozess und eine möglichst durchgängige Biogasaufbereitung von den diskontinuierlichen Fahrzeugbetankungen durch ausreichend große Gashochdruckspeicher und zwingend ein 3-Bank-Speichersystem in der BioCNG-Tankstelle entkoppelt werden.

Für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb jedweder Größe von Biogasaufbereitungsanlage und BioCNG-Tankstelle sind in Abhängigkeit der jeweils zur Verfügung stehenden Biomethanmengen entsprechende Mindestabsatzmengen an BioCNG zu definieren und die daraus resultierende Kraftstoffkosteneinsparung und insbesondere die damit erzielbaren THG-Quotenvermarktungserlöse zu ermitteln. Weiterhin muss die potenzielle Absatzmenge mit dem Fuhrpark an CNG-Fahrzeugen abgeglichen werden. Eventuell muss der Fuhrpark perspektivisch umgestellt werden oder externe Tankkunden aus dem unmittelbaren Einzugsbereich akquiriert werden.

6.1.1 Abschätzung des möglichen Kraftstoffabsatzes

Für die Planung einer BGAA mit BioCNG-Tankstelle stellt das Absatzpotenzial an CNG-Kraftstoff am Standort der Tankstelle das wesentliche Auslegungskriterium hinsichtlich Aufbereitungs-, Speicher- und Durchflussmengen dar.

Die Abschätzung des potenziellen BioCNG-Kraftstoffabsatzes ist für die nachfolgenden Szenarien teilweise gut prognostizierbar:

- Kraftstoffabsatz an Hoftankstelle eines landwirtschaftlichen Betriebs
- Kraftstoffabsatz in Kooperation mit Fuhrparkunternehmen
- Kraftstoffabsatz der öffentlichen Tankstelle

Der Kraftstoffabsatz einer Hoftankstelle für einen landwirtschaftlichen Betrieb kann über die Art und Anzahl der geplanten CNG-Fahrzeuge (Schlepper, Transporter und Lkw) sowie des jeweiligen Kraftstoffbedarfes ermittelt werden. Der notwendige Kraftstoffbedarf eines landwirtschaftlichen Betriebes hängt unmittelbar von der Flächenausstattung und dem Viehbestand sowie den daran angeschlossenen Betriebszweigen ab. Eine kalkulatorische Berechnung des Dieselbedarfs für landwirtschaftliche Betriebe ist mit dem [KTBL-Dieselbedarfsrechner](https://www.ktbl.de/webanwendungen/dieselbedarfsrechner) (<https://www.ktbl.de/webanwendungen/dieselbedarfsrechner>) möglich.

Meist liegen aber in den Betrieben monatlich erfasste Erfahrungswerte vor. Es ist auch zu prüfen, welche Tätigkeiten mit einem CNG-Schlepper durchgeführt werden können. Aktuell bietet der Markt nur wenige Modelle an CNG-Schleppern, sodass davon ausgegangen werden kann, dass weitere Schlepper am Hof in Benutzung sind, die mit konventionellen Kraftstoffen betankt werden.

Gut abschätzbar ist die BioCNG-Absatzmenge, wenn die Tankstelle für einen CNG-Flottenbetreiber errichtet werden soll, da dieser seine täglichen und jährlichen Fahrleistungen entsprechend der Kraftstoffabrechnungen und Auftragslage sehr gut prognostizieren kann.

Am schwierigsten ist die Absatzprognose an einer öffentlichen Tankstelle. Hier spielen unterschiedliche Faktoren eine Rolle. Das wichtigste Kriterium ist eine optimale, verkehrsgünstige Lage an einer Bundesautobahnabfahrt und/oder Bundesstraße, da insbesondere der Schwerlastverkehr den CNG-Absatz entscheidend beeinflusst. Falls es in gut erreichbarer Entfernung alternative CNG-Tankstellen gibt, ist auf jeden Fall auch der Produktpreis im Vergleich zum Wettbewerb entscheidend. Eine Kombination aus öffentlicher Tankstelle und Akquise lokaler Flottenbetreiber als regelmäßige Tankkunden bietet die beste Voraussetzung für eine sehr gute Tankstellenauslastung.

Als durchschnittliche monatliche CNG-Absatzmengen öffentlicher BioCNG-Tankstellen mit unterschiedlicher Verkehrsanbindung können folgende Werte für eine erste Einordnung angenommen werden:

- Verkehrstechnische Lage in kleinen Städten 1.000 bis 2.000 kg CNG/Monat
- Verkehrstechnische Lage in größeren Städten 3.000 bis 6.000 kg CNG/Monat
- Verkehrstechnische Lage an Autobahnen > 10.000 kg CNG/Monat

6.1.2 Infrastrukturplanung: Voraussetzungen und Anforderungen

Die Entscheidung für einen möglichen Standort für eine BioCNG-Tankstelle hängt in erster Linie von der Art der geplanten Tankstelle ab. Dabei ist zu unterscheiden nach:

- Hoftankstelle
- Flottentankstelle
- Öffentliche Tankstelle

Die standortspezifischen, infrastrukturellen Anforderungen sind bei der Planung einer öffentlichen Tankstelle am höchsten. Wie in 5.1.1 bereits erwähnt, ist für öffentliche Tankstellen das entscheidende Kriterium die verkehrsgünstige Lage. Da der Absatz maßgeblich von der Betankung von Lkw geprägt wird, ist die Lage unmittelbar an einer Autobahnabfahrt, bestenfalls auf einem dort gelegenen Autohof, empfehlenswert. Bei direkten Autobahntankstellen besteht der Nachteil darin, dass man in der Regel nur eine Fahrtrichtung pro Tankstelle abdeckt. Die CNG-Tankstellen an Autobahnabfahrten stellen die sogenannten Premiumstandorte mit dem größten Absatzpotenzial dar.

Wichtig für eine hohe Akzeptanz für die Lkw-Betankung ist zudem eine ausreichende Anfahrt- und Platzverfügbarkeit sowie gegebenenfalls die Anzahl und Größe der Zapfkupplungen (für Lkw z. B. die TK₂₆) und damit die Durchflussmenge beim Tanken, was maßgeblich die Betankungszeit beeinflusst. Weiterhin ist die Größe des Speichers der CNG-Tankstelle sowie die Leistung des Verdichters entschei-

dend, um auch bei einer höheren Frequentierung die Fahrzeuge mit ausreichender Menge betanken zu können (siehe Kap. 5). Ein Gasnetzbezugsanschluss sowohl zur Belieferung der Tankstelle mit Biome- than als auch als Back-up-Funktion zur leistungsgebundenen Befüllung der Speicher ist bei BioCNG- Tankstellen empfehlenswert.

6.1.3 Prinzipielles Vorgehen bei der Großkundenakquise

Um eine ausreichende Absatzmenge an der BioCNG-Tankstelle abzusichern, ist neben dem CNG-Bedarf der eigenen Fahrzeugflotte und möglicherweise der Kooperationspartner oder Dienstleister vor Ort die Bindung von CNG-Flottenbetreibern ein gutes Mittel. Falls es im Einzugsbereich der geplanten Tankstelle bereits Fuhrparks oder Flotten mit CNG-Fahrzeugen gibt, müssen diese über die Betankungsmöglichkeit informiert werden und es muss, eine sehr hohe Anlagenverfügbarkeit, im Idealfall ab offizieller Inbetrieb- nahme, sichergestellt werden. Daher sollte eine öffentliche Information zur Inbetriebnahme möglichst erst erfolgen, wenn ein sicherer Dauerbetrieb erreicht ist.

Eine gute Möglichkeit der Bekanntmachung der Tankstelle und auch des Anlagenstatus ist beispiele- wise die CNG-Tankstellen-App von gibgas medien (Abb. 25). Mit dieser können die Flottenbetreiber beziehungsweise die CNG-Fahrer ihre Routenplanung und Tankstopps optimal vornehmen. Ebenso besteht über die App die Möglichkeit, Nicht-Verfügbarkeiten einzutragen.

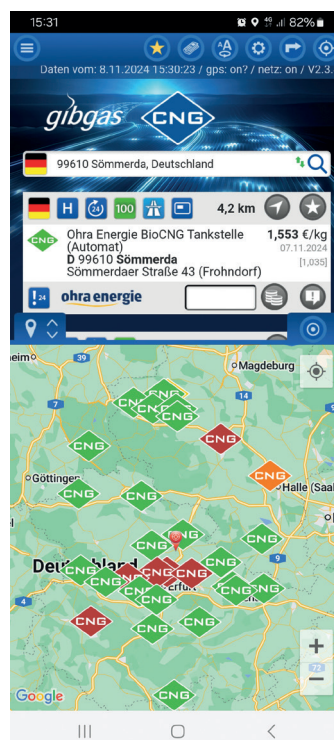


Abb. 25: CNG-Tankstellen-App von gibgas (© gibgas.de)

6.1.4 Besonderheiten bei der Vertragsgestaltung

Welche Art der Verträge für die Integration eines Kraftstoffpfades in eine landwirtschaftliche Biogasan- lage inklusive der Realisierung des Tankstellenbetriebs notwendig sind, hängt von verschiedenen Faktoren ab und ist somit je nach Projektvorhaben höchst verschieden. Grundsätzlich kommen folgende Vertragsar- ten infrage; sie müssen aber individuell in Abhängigkeit der Projektvoraussetzungen ausgestaltet werden:

- Rohbiogasbezugsvertrag (eventuell inklusive Regelungen zur Rückführung von methanhaltigem Abgas aus der Biogasaufbereitung in die Schnittstelle der Biogaserzeugung)
- Biomethanverkaufsvertrag inklusive Regelungen zu THG-Minderungsquoten
- Biomethanbezugsvertrag (beispielsweise zur Deckung von Versorgungslücken)
- Netzanschluss- und Einspeisevertrag
- Flächennutzungsvertrag (Pacht-, Miet- oder Kaufvertrag)
- Betriebsführungsvertrag
- Wartungsvertrag
- Abnahmevertrag mit Flottenbetreibern mit Regelungen zu Vorzugspreisen
- Pacht- oder Nutzungsvertrag bei bestehenden öffentlichen Tankstellen
- Örtliche Genehmigungsverfahren

Die Gestaltung der Vertragsarten, welche auch bei konventionellen Biomethanerzeugungs- und Einspeiseprojekten angewandt werden müssen, unterscheidet sich nicht wesentlich bei Projekten zur Kraftstoffherzeugung. Auf diese Vertragsbeziehungen soll an dieser Stelle nicht weiter eingegangen werden. Für die Erzeugung und Inverkehrbringung von Biokraftstoffen aus Biomethan sind Vereinbarungen zur Nutzung öffentlicher Tankstellen sowie der Belieferung von Flottenbetreibern hervorzuheben.

Zu Aspekten bei der Berücksichtigung der THG-Minderungsquoten innerhalb eines Biomethanverkaufsvertrages siehe Kapitel 3.

Die Errichtung und der Betrieb einer CNG-Tankstelle an einer bestehenden öffentlichen Mineralöltankstelle stellt hinsichtlich der Sicherstellung infrastruktureller Anforderungen oftmals die optimale Variante dar. Damit sind viele Anforderungen wie eine verkehrsgünstige Lage, das Vorhandensein von benötigter Infrastruktur sowie die Mitnutzung von Anlagen und Einrichtungen gegeben. So kann das vorhandene Kassensystem sowie in den meisten Fällen der Preisanzeiger mit genutzt werden. Falls die Anzeigefelder am Preismast erschöpft sind, muss eine separate Preisanzeige errichtet werden (Abb. 26).



Abb. 26: Beispiele für CNG-Preisanzeigen an öffentlichen Tankstellen (© Ohra Energie GmbH)

Für diese Mitnutzungsrechte sowie für die Errichtung und den Betrieb einer BioCNG-Tankstelle auf dem Gelände einer Mineralöltankstelle muss mit dem Eigentümer und/oder Pächter (Betreiber) eine vertragliche Vereinbarung abgeschlossen werden. Hierin werden die Nutzung der Aufstellfläche, die Betreiberpflichten, gegebenenfalls Rückbauverpflichtungen und vor allem auch die Provisionszahlung an den Eigentümer oder Betreiber geregelt.

Bei der unabhängigen Errichtung von BioCNG-Tankstellen ist die Errichtung eines Kartenterminals (Abb. 27) sowie einer Kommunikationseinheit zur Meldung von Störungen an eine jederzeit besetzte Meldestelle erforderlich (siehe Kap. 5.2.5). In diesem Fall ist der Abschluss weiterer Verträge mit den Anbietern dieser Bezahlösungen notwendig.



Abb. 27: Beispiel eines Kartenterminals der Firma Hectronic an einer BioCNG-Tankstelle der KomBus GmbH in Saalfeld (© Ohra Energie GmbH)

Ein wesentlicher Vorteil dieser Variante ist die Rund-um-die-Uhr-Verfügbarkeit einer solchen Tankstelle, da sie unabhängig von den Öffnungszeiten der Mineralöltankstelle genutzt werden kann. Die Dienstleister für derartige Kartenterminals und Bezahlösungen sind z. B. die Payone GmbH oder die Hectronic Vertriebs- und Service GmbH.

6.2 Technisch-organisatorische Etablierung einer BioCNG-Tankstelle

6.2.1 Ausschreibungs- und Vergabeprozess

Der Ablauf des Ausschreibungs- und Vergabeprozesses hängt im Wesentlichen von den Anforderungen der jeweiligen Organisation ab. So kann es unter Umständen erforderlich sein, eine öffentliche Ausschreibung durchzuführen oder im einfacheren Fall eine beschränkte Ausschreibung über einen zuvor definierten Bieterkreis durchzuführen.

Im Vorfeld einer Ausschreibung muss eine detaillierte, standortspezifische Anlagenauslegung unter Berücksichtigung der Ausgangsvoraussetzungen insbesondere zum Biomethanherstellungs- und CNG-Absatzmengenpotenzial erfolgen. Da die Technik einer BioCNG-Tankstelle weitestgehend standardisiert ist und alle potenziellen Hersteller vergleichbare Komponenten anbieten, reichen für eine erste Herstellerabfrage zunächst wenige Parameter und ein für den jeweils geplanten Standort erstelltes technisches Kon-

zept aus. Für den Fall, dass anschließend über eine funktionale Ausschreibung vergeben werden soll, sind unter anderem die folgenden Parameter für eine BioCNG-Tankstelle zu berücksichtigen (exklusive BGAA):

- Eingangsdruck der BioCNG-Tankstelle (Niederdruck, Mitteldruck oder Hochdruck)
- Leistung des Verdichters ($\text{m}^3_{\text{N}}/\text{h}$)
- Einbauplatz für Messung (wird in der Regel vom Netzbetreiber beigestellt und oft direkt in die Tankstelle integriert)
- Größe der Speicherbänke (niedrig, mittel, hoch) beziehungsweise Anzahl der Hochdruckzylinder
- Art und Anzahl der Abgabeeinrichtungen (Zapfsäulen beziehungsweise Zapfpunkte für Pkw und Lkw)
- Besetzte oder unbemannte Tankstelle und damit Kartenterminal und Störungssprechstelle

Nach Vorliegen der Angebote erfolgt ein technischer und wirtschaftlicher Angebotsvergleich in dessen Ergebnis der Zuschlag anhand ausgewählter Kriterien erteilt werden kann. Als Vergabekriterien sollten neben den Kostenaspekten auch die Lieferzeiten, die Verfügbarkeit von Serviceeinheiten sowie die Konditionen des Wartungsvertrages berücksichtigt werden.

6.2.2 Planungsprozess und Projektmanagement

Der Planungsprozess für einen neuen BioCNG-Tankstellenstandort basiert grundlegend auf einer Bedarfsanalyse. Bei Schließung einer bisherigen Tankstelle oder aufgrund der Neuansiedlung von BioCNG-Fahrzeugen eines oder mehrerer Unternehmen in einer Region kommt es zu einer Überlastung bestehender Tankinfrastruktur beziehungsweise die Wege zur nächstgelegenen Tankstelle werden als zu weit eingeschätzt.

Als Ersatz für eine Schließung empfiehlt sich die Nachrüstung einer BioCNG-Tankstelle an einer bestehenden Mineralöltankstelle, wenn dafür noch ausreichend Platz vorhanden ist. Anders stellt es sich bei einem neu entstandenen Betankungsbedarf aufgrund einer Lkw-Flotte dar. Hier muss analysiert werden, ob es sich künftig um eine öffentliche oder eine Betriebshoftankstelle handeln soll. In beiden Fällen muss der Flächenbedarf ermittelt und eine Reihe weiterer Einflussfaktoren geklärt werden.

Planungsprämissen und Planungsstufen

- BioCNG-Betankungs-Bedarfsermittlung am Standort (Menge und Leistung ($\text{m}^3_{\text{N}}/\text{h}$) und Gleichzeitigkeit (Anzahl Zapfpunkte))
- Abgleich der Bedarfsermittlung mit der Verfügbarkeit von Biomethan beziehungsweise Rohbiogas
- Ermittlung des Platzbedarfes für BGAA und Tankstellenanlage
- Standortprüfung bezüglich Infrastruktur, Flächenverfügbarkeit und Nutzungskosten
- Planung der verkehrstechnischen Anbindung (siehe Kap. 6.1)
- Anschlussmöglichkeit an benötigte Medien (Gas und Strom)
- Erstellung des technischen Konzeptes
- Genehmigungsfähigkeit
- Kostenschätzung
- Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

6.2.3 Anlagenauslegung und Anlagenverfügbarkeit

Die Anlagenauslegung einer neuen BioCNG-Tankstelle richtet sich nach den zuvor ermittelten Prämissen des Betankungsbedarfes (Pkw und/oder Lkw), der Standortkriterien, der Medienanschlüsse (Strom, Gas etc.) sowie unternehmensspezifischer Kriterien.

Wie in Kapitel 5.2 bereits beschrieben, ist für die Auswahl des BioCNG-Verdichters beispielsweise im Fall einer dem Gasnetz nachgeschalteten Tankanlage der zur Verfügung stehende gesicherte Mindestdruck entscheidend. Das heißt, bei einem Gasnetzanschluss an einem Hochdrucknetz (Standarddruckstufe 16 bar), das gegebenenfalls saisonal zwischen 4 und 10 bar betrieben wird, muss der Verdichter auf den minimalen Druck von 4 bar ausgelegt werden. Das zweite entscheidende Kriterium für die Auswahl des Verdichters ist die benötigte Förderleistung in $\text{m}^3_{\text{N}}/\text{h}$, um den Bedarf der Betankungen in einem bestimmten Zeitraster abdecken zu können. In diesem Zusammenhang spielt dann auch die Auslegung des CNG-Speichers eine Rolle, um damit Betankungsspitzen abzufangen und gleichzeitig die Laufzeit des Verdichters zu erhöhen sowie die Schalthäufigkeit zu reduzieren. Wenn es sich um eine relativ große BioCNG-Tankstelle zur Versorgung einer größeren Fahrzeugflotte (Lkw oder Busse) handelt und keine alternative Tankstelle im näheren Umfeld vorhanden ist, muss die Anlagenverfügbarkeit am Standort durch entsprechende Redundanzen erhöht werden. In diesem Fall werden kritische Bauteile wie der CNG-Verdichter redundant ausgelegt und wechselseitig betrieben, um auch kurzzeitige Anlagenausfälle von wenigen Stunden bis Tagen zu überbrücken. Bei kleinen BioCNG-Tankstellen an Mineralöltankstellen kann es aufgrund von technischen Störungen und teilweise eingeschränkten technischen und personellen Ressourcen bei den Dienstleistern zu mehrtägigen Stillständen kommen, die gegebenenfalls durch vertragliche Bindung einer mobilen BioCNG-Tankstelle für Havariefälle kompensiert werden können.

6.2.4 Anforderungen an den Genehmigungs- und Abnahmeprozess

Nach der Eruiierung eines möglichen BioCNG-Tankstellenstandortes und Klärung grundlegender Fragen mit betroffenen Parteien wie Grundstückseigentümer, Pächter, Betreiber, Kunde, Unternehmen usw. sind prinzipiell zwei parallele Genehmigungsverfahren zu absolvieren:

1. Die Baugenehmigung durch die jeweils zuständige Baubehörde; nur bei besonders großen Tankstellen oder einer Anbindung an das Hochdruckgasnetz sind weitere Genehmigungen erforderlich (Abb. 28).
2. Die Erlangung der Betriebserlaubnis nach Betriebssicherheitsverordnung (BetrSichV 2021) durch die jeweilige Erlaubnisbehörde sowie die Anzeige bei der zuständigen Landes-Energieaufsicht. In Tabelle 8 sind die zuständigen Stellen für die Energieaufsicht auf Bundeslandebene gelistet; Erlaubnisbehörden können DVWG (2022) entnommen werden.

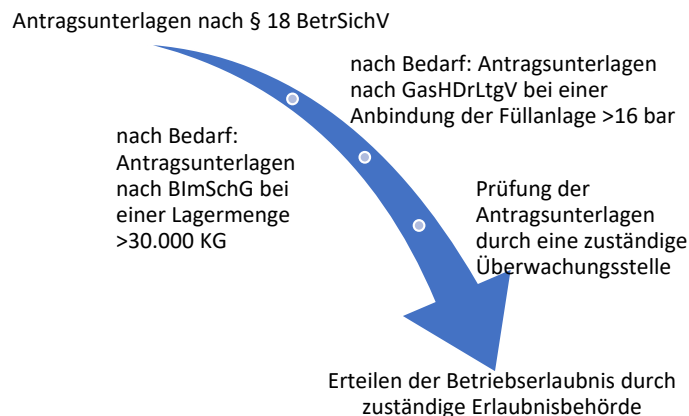


Abb. 28: Antragsunterlagen nach Paragraph 18 BetrSichV (BetrSichV 2021)

Vor der Inbetriebnahme einer öffentlichen Tankstelle muss darüber hinaus eine Abnahme durch das Eichamt erfolgen. Dabei wird die Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben unter anderem hinsichtlich der Einhaltung der technischen Anforderungen, der Messgenauigkeit, dem Vorliegen der Konformitätskennzeichnung und der Manipulationssicherheit geprüft.

Tab. 8: Übersicht zu zuständigen Energieaufsichtsbehörden in Deutschland unterteilt nach Bundesländern (Stand 2022)

Bundesland	Energieaufsicht
Baden-Württemberg	Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft
Bayern	Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie
Berlin	Senatsverwaltung für Wirtschaft, Energie und Betriebe
Brandenburg	Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Energie und das Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe
Bremen	Senator für Umwelt, Bau und Verkehr
Hamburg	Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft
Hessen	Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung; Referat Energiemärkte, Energieaufsicht, Netzausbau
Mecklenburg-Vorpommern	Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Gesundheit
Niedersachsen	Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie
Nordrhein-Westfalen	Bezirksregierung Arnsberg
Rheinland-Pfalz	Ministerium für Wirtschaft, Verkehr, Landwirtschaft und Weinbau des Landes Rheinland-Pfalz
Saarland	Ministerium für Wirtschaft, Arbeit, Energie und Verkehr: Energieaufsicht und -regulierung
Sachsen	Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr
Sachsen-Anhalt	Ministerium für Wissenschaft, Energie, Klimaschutz und Umwelt des Landes Sachsen-Anhalt; Referat Energieaufsicht, Energieregulierung
Schleswig-Holstein	Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung des Landes Schleswig-Holstein (MELUND) – Energieaufsicht
Thüringen	Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz

Die Inbetriebnahme einer BioCNG-Tankstelle erfolgt gemäß Paragraph 15 BetrSichV. Diese besagt, dass der Arbeitgeber sicherstellen muss, dass die überwachungsbedürftige Anlage vor erstmaliger Inbetriebnahme geprüft wird. Die Prüfung ist durch entsprechende Sachverständige in den Arbeitsbereichen

- Gefahrenfeld Druck in Verbindung mit Anhang 2 Abschnitt 4 BetrSichV,
- technischer Explosionsschutz in Verbindung mit Anhang 2 Abschnitt 3 Nummer 4.1 Satz 7 BetrSichV,
- Blitzschutz in Verbindung Paragraph 7 Absatz 7 Gefahrstoffverordnung (GefStoffV 2025) und
- Explosionssicherheit in Verbindung mit Anhang 2 Abschnitt 3 Nummer 4.1 BetrSichV durchzuführen.

Die Prüfungen beinhalten unter anderem:

- Aufstellungs- und Ordnungsprüfungen
- Festigkeits- und Dichtheitsprüfung
- Prüfung des Explosionsschutzes
- Prüfung der elektrischen Anlage und Betriebsmittel
- Prüfung des Blitzschutzes

Folgende Dokumente müssen neben der Anlagendokumentation für eine erfolgreiche Prüfung vollständig und unterschrieben vorliegen:

- Gefährdungsbeurteilung für Arbeitnehmer
- Gefährdungsbeurteilung für den Standort
- Explosionsschutzdokument
- Gefahrenabwehrplan und Alarmplan
- Unterweisung der an der Füllanlage beschäftigten Arbeitnehmer
- Betriebsanweisungen
- Einweisungen der Dienstleister und Partner
- Arbeitsfreigabesystem

6.2.5 Übernahme von bestehenden BioCNG-Standorten

Sollte die Möglichkeit bestehen, gestaltet sich gegenüber der Neuerrichtung eines BioCNG-Tankstellenstandortes die Übernahme einer existierenden CNG-Tankstelle durch einen neuen Betreiber deutlich einfacher (Abb. 29).



Abb. 29: Beispiel für die Integration einer BioCNG-Tankstelle in einen bestehenden Tankstellenstandort
(© Ohra Energie GmbH)

Da es sich um eine überwachungsbedürftige Anlage handelt, muss der Betreiberwechsel formlos bei der zuständigen Behörde angezeigt werden. Für den Weiterbetrieb der Anlage wird durch den neuen Betreiber zusätzlich eine Vereinbarung über den Wechsel des Vertragspartners mit dem Eigentümer oder Pächter der Tankstelle geschlossen.

Bei der Übernahme der Anlage sollte eine detaillierte Ordnungsprüfung durchgeführt werden, um zu vermeiden, dass wichtige Unterlagen für den Weiterbetrieb der Anlage fehlen.

Danach erfolgt die Übernahme der Prüffristen in den laufenden Prüfplan sowie der Abschluss von Wartungsverträgen für die Umsetzung der Prüffristen. Weiterhin ist die Beschaffung der nötigen Gasmengen vertraglich zu sichern. Abschließend werden das Layout und die Beklebung angepasst.

Für einen schnellen First-level-Support wird gegebenenfalls mit dem regionalen Gasnetzbetreiber ein Kooperationsvertrag zur Beschaffung von Biomethanmengen abgeschlossen.

6.3 Erfahrungen mit dem Dauerbetrieb und Management von BioCNG-Tankstellen

6.3.1 Abrechnungsmodelle

Prinzipiell ist die Abrechnung der Betankungsmenge gegenüber den Tankkunden zu unterscheiden in die klassische Methode, d. h. einer mit Personal besetzten Tankstelle mit Shop, gegenüber einer unbesetzten Tankstelle mit Kartenterminal. Letztere Variante hat den klaren Vorteil der 24/7-Verfügbarkeit. Dies ist vor allem für den Schwerlastverkehr von Vorteil, da hier teilweise durchgängig auch in den Nachtstunden betankt wird. Als kleiner Nachteil sind lediglich die Zusatzkosten für das Kartenterminal zu erwähnen und der Umstand, dass bei Problemen an der Anlage oder beim Betanken kein Personal zur Unterstützung vor Ort ist. Ein deutlicher Vorteil der Anordnung auf einer Mineralöltankstelle mit Shop ist die Mitnutzungsmöglichkeit aller Einrichtungen und Services der Tankstelle. Die Bezahlung mit allen gängigen Karten wie EC-Card, Girocard sowie den europaweiten Tank- und Servicekarten der DKV EURO SERVICE GmbH + Co. KG (DKV Mobility), der UNION TANK Eckstein GmbH & Co. KG (UTA Edenred) und anderen Flottenkarten sowie Kreditkarten ist bei beiden Varianten gegeben.

Bei der Errichtung und dem Betrieb einer Betriebshoftankstelle, wie auch beispielsweise bei einer Bus-tankstelle wird ebenfalls ein Kartenterminal installiert, mit dem der Fahrer die Betankung freigeben und damit der BioCNG-Verbrauch fahrzeugbezogen zugeordnet werden kann. Die Abrechnung der gelieferten Biomethanmenge zwischen Lieferanten und Kunde kann an diesen Stellen monatlich erfolgen.

6.3.2 Wartung und Instandhaltung

Aus technischer Sicht sind die Herstellervorgaben sowie die Regelwerksvorgaben in den Wartungsplan zu übernehmen. Je nachdem, ob die Anlage im Betrieb ohne Besetzung, mit Besetzung beziehungsweise mit oder ohne Fernüberwachung betrieben wird, ergeben sich entsprechende Fristen.

Aus organisatorischer Sicht muss für den laufenden Betrieb der Anlage eine gut durchdachte Kostenplanung erstellt werden. Durch das Zusammenlegen von Prüfungen können der Personalaufwand und damit unnötige Wege und Kosten reduziert werden.

Bei anstehenden Ordnungsprüfungen ist es sinnvoll, die Dokumente bereits im Vorfeld durch die zugelassene Überwachungsstelle (ZÜS) prüfen zu lassen, um eine Nachprüfung und eine weitere Anfahrt zu vermeiden. In Tabelle 9 sind die wichtigsten wiederkehrenden Prüfungen zusammengestellt. Fristen sowie jeweils prüfende Institutionen und Fachkräfte können DVGW (2022) entnommen werden.

Tab. 9: Übersicht zu wiederkehrenden Prüfungen von CNG-Tankstellen nach DVGW (2022)

Art der Prüfung
Prüfung der Gesamtanlage Gas (Druck)
Druckgeräte
innere Prüfung der Druckgeräte, kondensatfrei
innere Prüfung der Druckgeräte, kondensatbelastet
Prüfung der Festigkeit der Druckgeräte
Schlauchleitungen
Betankungsschlauchleitung
Explosionsschutz
Prüfung der Explosionssicherheit
Prüfung von Anlagen in explosionsgefährdeten Bereichen
Prüfung des Blitzschutzes
Prüfung des Gassensors im Ex-Schutz
Eichung der Zapfsäule
Prüfung Feuerlöscher, sofern vorhanden
Sichtprüfung der Blitzschutzanlage

6.3.3 THG-Quotenhandel

Der Treibhausgasminderungs-Quotenhandel (THG-Quotenhandel) hat einen maßgeblichen Anteil an der Wertschöpfung der Vermarktung von Biomethan als Kraftstoff. Für Betreiberinnen und Betreiber von Biogasanlagen ist die Generierung der THG-Quote daher eine wesentliche Aufgabe bei der Integration von Biokraftstoffpfaden. Der THG-Quotenhandel ist grundsätzlich ein System zur Reduzierung von CO₂-Emissionen im Verkehrssektor. Unternehmen, die fossile Kraftstoffe in Verkehr bringen (z. B. Mineralölkonzerne), sind verpflichtet, ihre CO₂-Emissionen um einen bestimmten Prozentsatz zu senken. Diese Vorgabe können sie entweder durch eigene Maßnahmen oder durch den Erwerb von THG-Quoten erfüllen. Die rechtlichen Grundlagen auf europäischer und nationaler Ebene hierzu sind in Kapitel 3 dargestellt.

Wer Biomethan als Kraftstoff bereitstellt, kann eine THG-Quote generieren und diese weiterverkaufen. Damit Biomethan für den Quotenhandel anerkannt wird, muss es bestimmte Nachhaltigkeitskriterien erfüllen. Zertifizierte Nachweisverfahren wie REDcert oder ISCC bestätigen die Emissionsminderung und sind somit wichtige Voraussetzung zur Generierung der THG-Quote. Die durch Biomethan generierten Zertifikate können an Unternehmen verkauft werden, die zur Einhaltung ihrer gesetzlichen Quoten verpflichtet sind. Mineralölkonzerne und andere Inverkehrbringer von Kraftstoffen sind gesetzlich verpflichtet, den Ausstoß von Treibhausgasen (THG) zu reduzieren. Wird das Ziel verfehlt, sind Pönalen – also Strafzahlungen – von 600 € pro Tonne CO₂ zu entrichten. Dieser Wert kann theoretisch als Obergrenze für den Wert von THG-Quoten angenommen werden. Jedoch ist anzumerken, dass dieser Wert aufgrund der Marktmechanismen und alternativer Erfüllungsoptionen in der Vergangenheit nicht erreicht wurde.

Die Höhe der THG-Quote je Energieeinheit Kraftstoffbiomethan bestimmt sich maßgeblich durch die zur Biomethanerzeugung eingesetzten Substrate. Dabei ist der Einsatz von Wirtschaftsdüngern als wirtschaftlich vorzüglicher zu bewerten als beispielsweise der Einsatz von Energiepflanzen. Für Anlagenbetreiberinnen und -betreiber kann die Verfügbarkeit wirtschaftlich geeigneter Substrate dadurch ein limitierender Faktor bei der Generierung der THG-Quote und somit bei der wirtschaftlichen Erzeugung von Biomethan als Kraftstoff sein. Zudem benötigt die wirtschaftliche Biokraftstofferzeugung in landwirtschaftlichen Biogasanlagen insbesondere für kleinere Anlagengrößen und Skalierungen innovative technische Konzepte. Folgende Marktaspekte bei der Vermarktung der THG-Quote sind aus Sicht der Betreibenden generell zu berücksichtigen:

- Preisgestaltung: Der Preis pro eingesparter Tonne CO₂ ist marktabhängig und kann durch Angebot und Nachfrage schwanken.
- Preisvolatilität: Die THG-Quotenpreise unterliegen wirtschaftlichen und politischen Einflüssen.
- Einnahmenquelle: Der Verkauf von THG-Quoten kann eine wichtige wirtschaftliche Unterstützung zur Integration von Biomethankraftstoffpfaden und Tankstellen darstellen.
- Regulatorische Anforderungen: Der Nachweis der Nachhaltigkeit und die Zertifizierung sind mit Aufwand verbunden.
- Infrastrukturelle Hürden: Die begrenzte Anzahl von CNG- und LNG-Tankstellen kann die Marktdurchdringung von Biomethan als Kraftstoff erschweren. Hierzu ist die Umsetzung der Alternative Fuels Infrastructure Regulation (AFIR) der EU (EU VO Nr. 1804/2023) ein Hebel, die explizit BioLNG als Erfüllungsoption des Schwerlast- und Fernverkehrs im Transportbereich fordert.

Die generellen und allgemeinen Vorteile der Nutzung von Biomethan im Verkehrssektor können wie folgt benannt werden:

- Reduzierung von Treibhausgasen: Biomethan als Kraftstoff trägt zur Dekarbonisierung des Verkehrssektors bei.

- Marktanzreiz für nachhaltige Mobilität: Der THG-Quotenhandel macht CNG- und LNG-Fahrzeuge mit erneuerbarem Gas attraktiver.
- Optimale Nutzung landwirtschaftlicher Reststoffe: Gülle und Mist sind besonders wirtschaftliche Substrate zur Herstellung von Biokraftstoffen in Biogasanlagen.

Insgesamt bietet der THG-Quotenhandel für landwirtschaftliche Biogasanlagen wesentliche wirtschaftliche Anreize, um Biomethan als nachhaltigen Kraftstoff im Verkehr einzusetzen. Durch den Verkauf von THG-Quoten können Biokraftstoffanbieter zusätzliche Einnahmen erzielen und gleichzeitig die CO₂-Bilanz des Verkehrssektors verbessern. Zur detaillierten Erläuterung über die Funktion und die Methodik des THG-Quotenhandels siehe die Kapitel 3.2.2 und 3.2.3.

6.3.4 Marketingmaßnahmen

An den Tankstellenstandorten wird durch ein auffälliges Design sowie durch gezielte Schlagwörter auf den Kraftstoff und die damit verbundenen Vorteile aufmerksam gemacht. Für den Fall, dass sich Kunden über BioCNG beim Betreibenden der Tankstelle informieren möchten, sollten auf der Website Informationen zur Verfügung stehen. Siehe als Beispiel <https://www.ohraenergie.de/produkte-services/mobilitaet/erdgas-als-kraftstoff.html>

Über einen QR-Code an der Tankstelle kann hier leicht ein Link zur Website für die Nutzer geschaffen werden.

Daneben ist die Mitgliedschaft im CNG-Club e.V. für eine Vernetzung sinnvoll. Durch die Social Media Präsenz des Clubs werden auch immer wieder alle beziehungsweise einzelne CNG-Stationen in den Fokus gerückt (Abb. 30).

Essenziell für das Marketing ist ein aktueller Eintrag in die Online-Tankstellen-Finder (z. B. www.gibgas.de), in denen auch immer der aktuelle Betriebsstatus angezeigt wird. Darüber hinaus sollten lokal potenzielle CNG-Flottenbetreiber und ÖPNV-Betreiber angesprochen werden und auch regional politische Akteure informiert und z. B. zu einer Eröffnung eingeladen werden.



Abb. 30: Aktives Marketing für eine BioCNG-Tankstelle (© CNG-Club e.V.)

Eine weitere Marketingmaßnahme kann die transparente Bereitstellung von Informationen zu dem Bioanteil im Kraftstoff als Nachweis für Endkunden an der Tankstelle sein. Grundsätzlich gibt es verschiedene Dokumente und Kennzeichnungen, die eine transparente Information gewährleisten können. Die Tankquittung kann Angaben zum Bioanteil enthalten, sofern die Tankstelle dies im System hinterlegt hat. Typische Informationen auf der Quittung sind beispielsweise die Kraftstoffart und der enthaltene Bioanteil. Dazu könnte zusätzlich der Hinweis auf die Zertifizierung ergänzt werden, um die Einsparung von CO₂ bei der Nutzung von Biomethan als Kraftstoff aufzuzeigen.

6.4 Ergebnisse aus der Befragung von Fuhrparkbetreibern

Im Rahmen des Projektes „BIOKRAFT“ wurde untersucht, welche Hemmnisse und welche motivierenden Faktoren bei der Nutzung von Biomethan als Kraftstoff bestehen. Hierzu wurde 2023 vom Thüringer Erneuerbare Energien Netzwerk (ThEEN) eine Interviewserie mit Fragen an Fuhrparkbetreiber unterschiedlicher Branchen zu bestehenden Erfahrungen im Umgang mit BioCNG- und BioLNG-Kraftstoffen durchgeführt. Folgende Branchen wurden befragt:

- Verkehrsbetriebe
- Entsorgungsunternehmen
- Speditionen und Logistikunternehmen
- Agrarbetriebe mit Biogasanlage und eigener Tankstelle

Um ein umfassendes Stimmungsbild aus den genannten Branchen zu erhalten, wurden je Sektor 4 Interviewpartner ausgewählt und befragt. Alle befragten Unternehmen hatten entweder bereits Erfahrung mit dem Einsatz von BioCNG oder BioLNG gemacht oder sich mit der Thematik im Vorfeld auseinandergesetzt. Zentrale Inhalte der halbstandardisierten Experteninterviews waren Fragen zum Fuhrpark, zu gefahrenen Kilometerleistungen und notwendigen Reichweiten, zur Betankungsinfrastruktur (z. B. Anforderungen an Standorte, Redundanz, Ausbau und Verfügbarkeit, Eigentums- und Betreiberstruktur), zur Investitionsbereitschaft für eine Anschaffung von BioCNG- oder BioLNG-Fahrzeugen und die dafür entscheidenden Kriterien. Des Weiteren wurden die Teilnehmer zu aktuell geltenden gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen befragt. Für die zusammenfassende Auswertung der Befragungsergebnisse wurden die folgenden Hauptkriterien definiert:

- Regulatorischer Rahmen
- Finanzielle Unterstützung
- Ausbau Tankstellennetz und Infrastruktur
- Bedarf an Informationstools und Beratungsangeboten

Die befragten Unternehmen sollten diese Kriterien hinsichtlich Relevanz bewerten und Aussagen darüber treffen, bei welchen Punkten aus ihrer Sicht Verbesserungsbedarf besteht. Anschließend wurden die geführten Interviews inhaltlich transkribiert, die jeweiligen Antworten nach Themengebieten geordnet und daraufhin zum einen mittels SWOT-Analyse (Strengths/Stärken; Weaknesses/Schwächen; Opportunities/Chancen und Threats/Risiken) qualitativ, zum anderen quantitativ grafisch ausgewertet. Somit konnte ein übergeordnetes Stimmungsbild zu Biomethan als Kraftstoff erzeugt werden.

Zusammenfassung der Befragungsergebnisse

Die Ergebnisse der Befragung werden in Abbildung 31 zusammengefasst und veranschaulicht. Es wird dargestellt, wie bedeutend die befragten Akteure die Relevanz und den Verbesserungsbedarf für den Einsatz von Biomethan als Kraftstoff bezogen auf unterschiedliche Faktoren einschätzen.

In der finanziellen Unterstützung sieht ein Großteil der Akteure eine sehr hohe Relevanz und gleichzeitig großen Verbesserungsbedarf für den Einsatz von Biomethan. Die Befragten der Entsorgungsbranche gaben außerdem an, dass der regulatorische Rahmen einen sehr hohen Einfluss auf die Entscheidung für oder gegen den Einsatz von CNG- oder LNG-Fahrzeugen hat. Währenddessen ist für die Logistikbranche eher eine hohe Verfügbarkeit des Kraftstoffs und somit der weitere Ausbau des Tankstellennetzes von großer Bedeutung. Für die befragten Agrarbetriebe spielt neben langfristig verlässlichen regulatorischen Regelungen und der finanziellen Unterstützung ebenfalls die Verfügbarkeit und der Zugriff auf Informationsangebote und Beratungstools eine entscheidende Rolle.

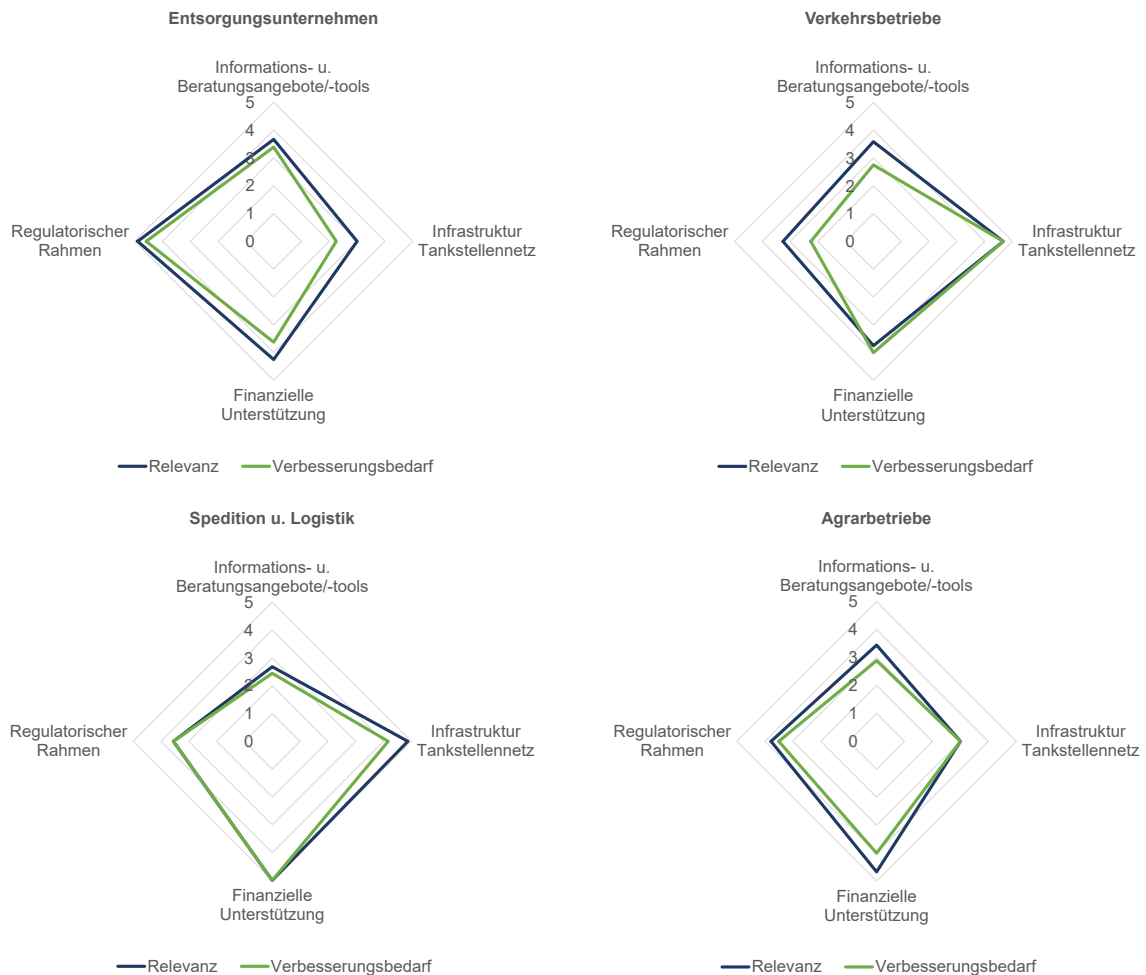


Abb. 31: Ergebnisse der 2023 durchgeführten Befragung von Fuhrparkbetreibern zum Einsatz von Biomethan als Kraftstoff (© Thüringer Erneuerbare Energien Netzwerk (TheEN) e.V.)

Nach umfassender Auswertung der Befragungsergebnisse konnten die folgenden für die Branchen besonders relevanten Hemmnisse für einen Umstieg von Diesel auf Biomethan als Kraftstoff ermittelt werden:

- Gesetzliche Rahmenbedingungen
- Wegfall Befreiung Lkw-Maut
- Stand der Technik von CNG- und LNG-Fahrzeugen
- Einordnung alternativer Antriebstechnologien

Aus diesen Punkten wurden jeweilige Stimmungsbilder erzeugt, welche nun nachfolgend aufgezeigt und erläutert werden.

Übergeordnetes Stimmungsbild zu Biomethan als Kraftstoff

Den Aussagen aus Abbildung 32 zum Thema gesetzliche Rahmenbedingungen ist zu entnehmen, dass es den Branchen vor allem an langfristiger Planungssicherheit fehlt und der Aufbau einer BioCNG- oder BioLNG-Flotte, durch die bisherige Gleich- oder gar Schlechterstellung von Biomethan als Kraftstoff im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen erschwert wird. Zu den rechtlichen Grundlagen siehe Kapitel 3.

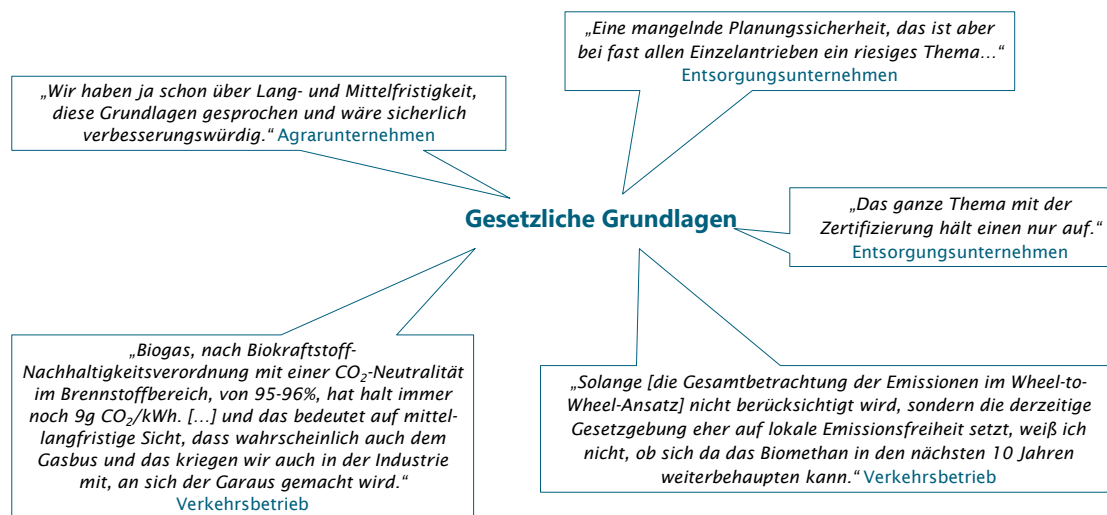


Abb. 32: Stimmungsbild unter Fuhrparkbetreibern zu gesetzlichen Rahmenbedingungen im Jahr 2023
(© Thüringer Erneuerbare Energien Netzwerk (ThEEN) e.V.)

Die notwendige Zertifizierung und der damit einhergehende bürokratische Aufwand wirken ebenfalls als demotivierende Faktoren. Vor allem die fristgerechte Erfüllung von immer umfangreicher werdenden Betreiberpflichten sehen Agrarbetriebe als immense bürokratische Hürde an.

Das Stimmungsbild zum Thema Lkw-Maut in Abbildung 33 zeigt sehr deutlich, wie stark der Einfluss einer konsequenten Weiterführung der Mautbefreiung für BioCNG- und BioLNG-betriebene Lkw die Entscheidung weg vom Diesel hin zu Biomethan als Kraftstoff für Branchen mit Fuhrparks positiv beeinflussen würde.

Branchenverbände wie „Zukunft Gas“ fordern daher unter anderem von der Bundesregierung, BioCNG und BioLNG als emissionsfreie Antriebsenergie anzuerkennen und entsprechend bei der Mautbelastung einzustufen (Zukunft GAS e.V. 2024).

Die Meinungen und Erfahrungen zum Thema Stand der Technik gehen je nach Anwendungsfall etwas auseinander. Die meisten Fuhrparkbetreiber beurteilen die Technik des Gasmotors als unzureichend entwickelt (Abb. 34). Gegenüber aktuellen Dieselmotoren weisen Gasmotoren eine geringere Lebensdauer und derzeit noch einen höheren Wartungsaufwand auf. Des Weiteren müssen sich die Fahrer laut der der

Umfrage erst an die neue Technik gewöhnen. Die Aufklärung und Erläuterung über die einschlägigen Vorteile der Gasmotorentechnik, wie beispielsweise dem sehr angenehm ruhigen und leisen Laufverhalten, würden hierbei motivierend wirken.



Abb. 33: Stimmungsbild unter Fuhrparkbetreibern zum Wegfall der Lkw-Maut aus dem Jahr 2023 (© Thüringer Erneuerbare Energien Netzwerk (ThEEN) e.V.)

Als ernstzunehmende Alternativen zum etablierten Dieselmotorkraftstoff werden von den befragten Unternehmen neben Biomethan vor allem der Elektro- und der Wasserstoffantrieb genannt. Hierbei gehen die Meinungen jedoch ebenfalls stark auseinander (Abb. 35). Dies vor allem aus dem Grund, dass mit diesen Technologien bisher wenig oder gar keine einschlägigen Langzeiterfahrungen bestehen.

Je nach Einsatzgebiet ergeben sich durch die verschiedenen Antriebsarten unterschiedliche Vor- und Nachteile, welche es je nach Branche und Einsatzfall herauszustellen und zu bewerten gilt. Speditionen und Entsorgungsunternehmen werden ihre Fuhrparks vor allem systemoffen in die Zukunft führen. Agrarbetriebe sehen Biomethan trotz technischer Herausforderungen als geeignete Alternative zum Dieselmotorkraftstoff.

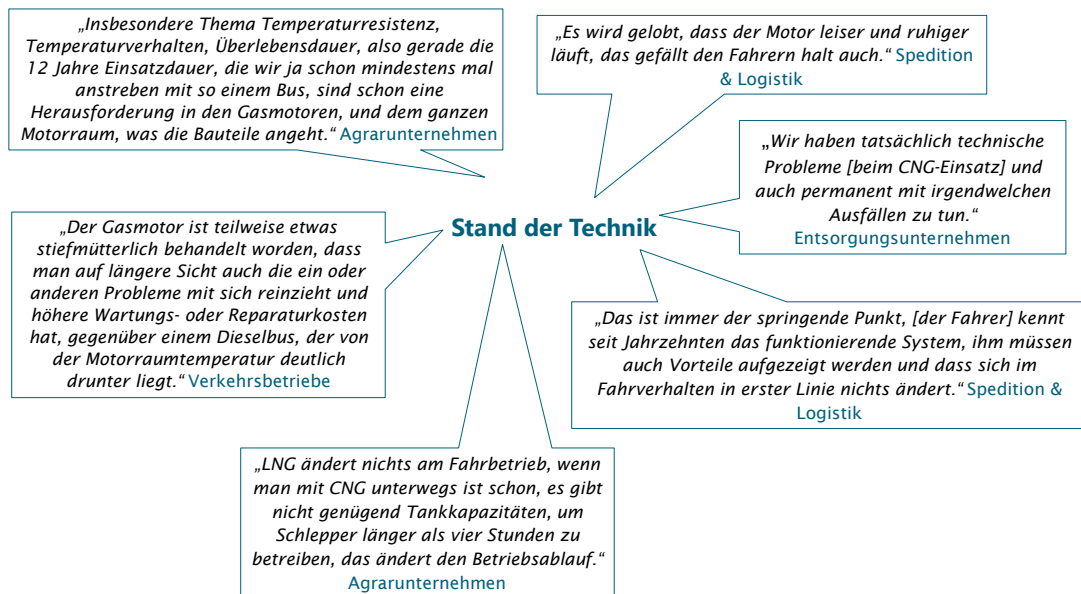


Abb. 34: Stimmungsbild unter Fuhrparkbetreibern zum Stand der Technik von CNG- und LNG-Fahrzeugen aus dem Jahr 2023 (© Thüringer Erneuerbare Energien Netzwerk (ThEEN) e.V.)



Abb. 35: Stimmungsbild unter Fuhrparkbetreibern zur Einordnung alternativer Antriebstechnologien aus dem Jahr 2023 (© Thüringer Erneuerbare Energien Netzwerk (ThEEN) e.V.)

In Abbildung 36 sind abschließend weitere Hürden zusammengefasst, die für die befragten Branchen klar gegen einen Einsatz von Biomethan und somit gegen eine Umstellung ihres Fuhrparks sprechen.

Weitere Hürden sehen demnach alle Branchen übereinstimmend in den tendenziell steigenden Technologie- und Betankungskosten. Vor allem in der Speditions- und Logistikbranche wird Biomethan als Kraftstoff daher derzeit nachrangig betrachtet. Kaufanreize wie es sie bei batteriebetriebenen Fahrzeugen bereits gegeben hat, könnten diese Hemmnisse abbauen. Agrarbetriebe sehen darüber hinaus die oben bereits erläuterte fehlende Technologiereife und die damit verbundene Fehleranfälligkeit bei den Landmaschinen als großes Problem an. Wohingegen Verkehrsbetriebe die größte Hürde in den EU-politisch geforderten Vorgaben (beispielsweise der Clean Vehicles Directive, (EU RL Nr. 1161 2019) sehen. Diese Vorgaben können nach den vorliegenden Aussagen von den Verkehrsbetrieben in aktueller Fassung mit dem Einsatz von Biomethan als Kraftstoff nicht erfüllt werden. Eine Einstufung von Biomethan als emissionsfreier Kraftstoff durch die Politik auf europäischer Ebene würde diesem Hemmnis positiv entgegenwirken.

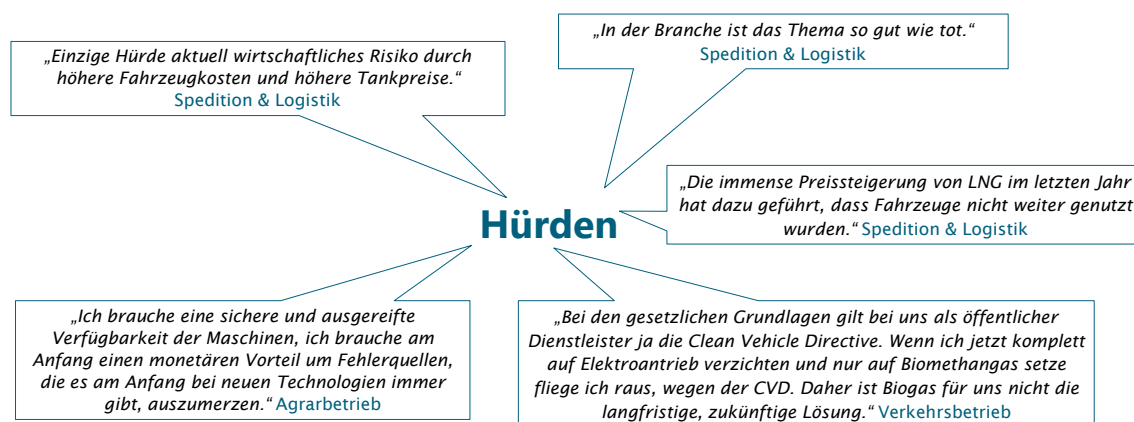


Abb. 36: Weitere, in der 2023 durchgeführte Fuhrparkbetreiberbefragung genannte Hürden für den Einsatz von Biomethan als Kraftstoff (© Thüringer Erneuerbare Energien Netzwerk (ThEEN) e.V.)

7 Investitionen, Kosten und Leistungen

7.1 Ökonomische Grundannahmen

Dieses Kapitel erläutert die Grundlagen sowie relevante Kostenpositionen der 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. Prinzipielle methodische Grundlagen von KTBL-Wirtschaftlichkeitsberechnungen finden sich in KTBL (2024).

Bei der Kalkulation sind die zwei wesentlichen Kostenblöcke (Kostenarten) zu unterscheiden:

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

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

Für die Teilanlagen, die durch die Neuausrichtung des Anlagenkonzepts auf die Biokraftstoffproduktion und Vermarktung notwendig werden, sind die fixen wie die variablen Kosten in den Kapiteln 7.1.1 bis 7.1.3 genauer erläutert. Die Rohgaserzeugung wird, da vom Weiterbetrieb bestehender Biogasanlagen ausgegangen wird, nicht behandelt.

Alle aufgeführten Preise sind ohne Mehrwertsteuer als Nettoangaben ausgewiesen. Die Modellberechnungen für diesen Leitfaden wurden im Sommer/Herbst 2024 durchgeführt und stellen den Stand zu diesem Zeitpunkt dar (siehe Kap. 1). Bei den Betrachtungen wurde von einem Weiterbetriebszeitraum von 10 Jahren ausgegangen, d. h. die aufgeführten jährlichen Kosten und Erlöse stellen den Durchschnitt von 10 Weiterbetriebsjahren dar.

7.1.1 Fixe Kosten

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.

Für die Bewertung der einzelnen Teilanlagen und Anlagenelemente, die bereits vorhanden sind und für die Weiterbetriebsoptionen genutzt werden sollen, werden der Restwert und die Restnutzungsdauer bestimmt. Bei Bauwerken wie Fermentern, Gärrestlagern oder Fahrtilos 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 gegebenenfalls 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 nicht öffentlichen KTBL-Biogasanlagen-Datenbank. Die für die betrachteten Kraftstoffkonzepte notwendigen Anlagenkomponenten können den Abbildungen und Tabellen in den Kapiteln 8.1.2 bis 8.1.4 entnommen werden. 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 Biogasaufbereitungsanlagen wird nach Paragraph 33 GasNZV die maximale Investition für die Einspeiseanlage in Höhe von 250.000 € bei einem Netzanschluss mit maximaler Länge von bis zu einem Kilometer dem Anschlussnehmer angelastet. Nach Umsetzung der Neuregelung des Gasnetzzugangs im EnWG ist jedoch ab 2027 gegebenenfalls mit deutlich höheren Kosten zu rechnen (siehe Kap. 3.2.7).

In puncto Lebensdauer und Reinvestitionszyklen von BHKW, die im Rahmen der Weiterbetriebsoption in flexibler Betriebsweise gefahren werden, wurden für Aggregate 60.000 Betriebsstunden (Vollwartungsvertrag und Generalüberholung nach 40.000 Betriebsstunden vorausgesetzt) angenommen. Die 60.000 Betriebsstunden sind im Falle des Vollastbetriebs nach 7 Jahren erreicht. Im Falle des Regelergiebetriebs 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 maximal 20 Jahre
- Annahme gilt nicht für Sekundärregelleistung (SRL) und die Minutenreserveleistung (MRL), da hier die Start-Stops 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

Retrofit-Kosten

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

Aufgrund der großen Anlagenindividualität dieser Kostenposition, die sich nach der Beschaffenheit der Anlage oder einzelner 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 (REpoweringmaßnahmen hinsichtlich zukünftiger Aufgaben von Biogasanlagen) entstanden ist (C.A.R.M.E.N. et al. 2024). Das REzAB-Projekt war ein Forschungsvorhaben von 2018 bis 2020, das Betreiberinnen und Betreiber von Biogasanlagen bei der Entscheidung für einen zukunftsfähigen Weiterbetrieb ihrer Anlagen nach dem Ende der 1. EEG-Förderperiode unterstützte.

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. Als Zinsansatz wird aktuell vom KTBL ein Wert von 3% (KTBL 2024) vom durchschnittlich gebundenen Kapital berücksichtigt.

Versicherung

Für die jährlichen Versicherungskosten der Anlage wird 1% (KTBL 2024) des durchschnittlich gebundenen Kapitals angenommen. Es erfolgt keine Differenzierung zwischen Biogas- oder Biogasaufbereitungsanlagen beziehungsweise unterschiedlichen Anlagengrößen.

Lohnkosten

Die Lohnkosten setzen sich aus Arbeitszeitbedarf für den Anlagenbetrieb und dem Stundensatz zusammen. Der Stundensatz wird für die Betrachtung mit 24 €/AKh angenommen (KTBL 2024).

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 usw. berücksichtigt.

Der angesetzte Netto-Arbeitszeitbedarf je Anlage liegt zwischen 873 AKh/a (Modell Basis 200; siehe Tab. 28) und 2.150 AKh/a (Modell 3.3; siehe Tab. 30 und Tab. 31). Für die Gasaufbereitungsanlagen werden 1,0 AKh/d angesetzt.

Planung und Genehmigung

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

7.1.2 Variable Kosten

Substratkosten

Als Gärsubstrate der in Kapitel 8 betrachteten Modellanlagen werden in der Landwirtschaft gängige und für den Einsatz in Biogasanlagen geeignete Biomassen ausgewählt. Hierzu zählen vor allem Wirtschaftsdünger und Silagen nachwachsender Rohstoffe (NawaRo). Die angenommenen Substratkosten sind in Tabelle 10 aufgeführt.

Tab. 10: Kosten der eingesetzten Biogassubstrate (Preise nach nicht öffentlicher KTBL-Datenbank)

Substrat	Preis Zukauf €/t FM	Silieverluste Masse-%	Spezifische Kosten ct/m ³ _N CH ₄
Wirtschaftsdünger			
Rindergülle (mit Futterresten)	0	0	0
Rindermist, frisch	0	0	0
Nachwachsende Rohstoffe			
Grassilage	35	12	35
Maissilage	42	12	40
Maisstrohsilage, kurzgehäckselt	37	8	29
Durchwachsene Silphie, Silage	35	12	48
Getreide-Ganzpflanzensilage	39	12	35

Es wird davon ausgegangen, dass sich die Biogasanlage an einem Standort mit Tierhaltung befindet und somit keine Kosten für die Nutzung von Wirtschaftsdüngern anfallen. Wäre eine Anlieferung erforder-

derlich, müssten die zusätzlichen Transportkosten angesetzt sowie die mit dem Transport verbundenen THG-Emissionen berücksichtigt werden.

Für die nachwachsenden Rohstoffe werden mittlere Bereitstellungskosten gemäß KTBL-Datenbank (nicht öffentlich) angenommen. 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 (42 €/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 Tab. 10) berechnet sich die einzulagernde Erntemenge wie folgt (KTBL 2021, 2013; verändert):

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

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. Aufgrund des Einsatzes von faserreichen Materialien wird von einer zusätzlichen Substrataufbereitung ausgegangen (siehe Kap. 7.2.3).

Betriebsstoffe

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

Reparatur und Wartung

Je nach Bauteil fallen 1 bis 3 % des jeweiligen Investitionsbedarfs pro Jahr für Reparatur und Wartung an. Für Gas-Otto-Motoren wird ein Reparatur- und Wartungsaufwand in Abhängigkeit der BHKW-Leistung von 0,95 bis 1,8 ct/kWh_{el} angenommen. Für die Biogasaufbereitungsanlagen (Aminwäsche) werden die Instandhaltungsmaßnahmen über den Abschluss eines Vollwartungs- oder Servicevertrags mit dem Hersteller gedeckt. Die Kosten für solch einen Vertrag werden mit 2,06 bis 2,42 ct/m_N³ Rohgas angenommen. In den Kosten sind die Kosten für Ersatzteile mitberücksichtigt. Für die Biogastankstelle werden Kosten von 2,51 ct/m_N³ Rohgas angenommen.

Der Preis für die eingekauften Strommengen zur Deckung des Stromeigenbedarfs der Biogasanlage sowie weiterer Komponenten z. B. zur Substrat- oder Biogasaufbereitung (siehe Kap. 7.2.3) wurde mit 27 ct/kWh festgelegt. Dieser Preis gilt für Stromabnahmekunden mit einem jährlichen Verbrauch ab 15.000 kWh.

Für den Wärmebedarf von Biogasaufbereitungsanlagen oder Anlagen, die Rohgas bereitstellen, wird davon ausgegangen, dass die Wärme aus einer externen Quelle (z. B. Hackschnitzelheizung) zu einem Preis von 8 ct/kWh bereitgestellt werden kann.

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

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

Biomethantransportkosten per Lkw

Sofern ein Transport des Biomethans in Form von BioCNG oder BioLNG mit Lkw von der BGAA zu einer anlagenfernen Tankstelle angenommen wird („mobile Brücke“), wird von folgenden Annahmen ausgegangen:

CNG-Transport: 0,85 ct/kWh (Brennwert) inklusive Lohnkosten

- Ladegewicht 2 bis 3 t
- Entfernung einfach 50 km (je Pendelfahrt 100 km)
- Fahrten an 5 Tagen die Woche außer sonntags, d. h. vereinzelt auch an Feiertagen

LNG-Transport: 0,94 ct/kWh (Brennwert) inklusive Lohnkosten

- Ladegewicht 18 t
- Entfernung einfach 100 km (je Pendelfahrt 200 km)
- Fahrten nur an Werktagen

Aufgrund der deutlich höheren Kompression und damit höherem Ladegewicht ergeben sich also bei gleicher Kraftstoffmenge für LNG deutlich weniger Fahrten pro Jahr als für CNG. Bei gleicher Transportentfernung lägen die spezifischen Kosten für einen LNG-Transport sogar deutlich unter denen für einen Transport derselben Energiemenge in Form von CNG.

7.1.3 Leistungen

Stromverkauf

In den betrachteten Biokraftstoffkonzepten wird davon ausgegangen, dass mit einem Teilstrom des erzeugten Biogases weiterhin ein oder mehrere BHKW betrieben werden, um den Wärmebedarf der Vergärung zu decken und – soweit möglich – auch den Strombedarf am Anlagenstandort. Die genaue Konfiguration der BHKW kann den Tabellen im Anhang A-I entnommen werden.

Für den Fall, dass ein Stromüberschuss erzielt wird, wird als Haupterlösquelle auch im Weiterbetriebszeitraum die Stromvergütung gemäß den 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 (Hinweis: Berechnungen Stand Sommer/Herbst 2024).

In der ersten Ausschreibungsrunde im Jahr 2024 wurden bei einem zulässigen Gebotshöchstwert für bestehende Anlagen von 19,83 ct/kWh ein durchschnittlicher mengengewichteter Zuschlagswert von 18,48 ct/kWh erreicht; das höchste bezuschlagte Gebot lag bei 18,48 ct/kWh (inklusive Kleinanlagenzuschlag von 0,5 ct/kWh für Anlagen bis 500 kW; Tab. 11). In den im Folgenden dargestellten Wirtschaftlichkeitsberechnungen wird von einem erfolgreichen Gebot in Höhe von 17,44 ct/kWh ausgegangen. Die im Frühjahr 2024 noch angewandte Südquote wurde hierbei nicht berücksichtigt. Diese wurde zudem im Frühjahr 2025 im Rahmen des sog. Solarpakets bis Ende 2027 ausgesetzt. Zum Vergleich: Der durchschnittliche mengengewichtete Zuschlagswert aus den seither durchgeführten Ausschreibungen belief sich auf 17,33 (Oktober 2024), 16,53 (April 2025) und 18,11 ct/kWh (Oktober 2025; Quelle: [Bundesnetzagentur](#)).

Tab. 11: Ergebnisse der Ausschreibungsrunde für Biomasseanlagen vom April 2024 (Basis der Berechnungen) laut Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur 2025)

Merkmal	Einheit	April 2024
Preismechanismus	-	Pay-as-bid ¹⁾
Ausgeschriebene Menge	kW	239.878
Eingereichte Gebote (Neu-/Bestandsanlagen)	-	788
Eingereichte Gebotsmenge	kW	741.936
Zuschläge	-	263
Zuschlagsmenge	kW	242.638
Gebotsausschlüsse	-	36
Gebotsausschlussmenge	kW	27.789
Zulässiger Höchstwert Neuanlagen	ct/kWh	19,43
Zulässiger Höchstwert Bestandsanlagen	ct/kWh	19,83
Höchster Gebotswert	ct/kWh	18,48
Niedrigster Gebotswert mit Zuschlag in Südregion ²⁾	ct/kWh	14,16
Höchster Gebotswert mit Zuschlag in Südregion ²⁾	ct/kWh	18,48
Durchschnittlicher mengengewichteter Zuschlagswert in Südregion ²⁾	ct/kWh	18,15
Niedrigster Gebotswert mit Zuschlag außerhalb Südregion ²⁾	ct/kWh	15,49
Höchster Gebotswert mit Zuschlag außerhalb Südregion ²⁾	ct/kWh	17,80
Durchschnittlicher mengengewichteter Zuschlagswert außerhalb Südregion ²⁾	ct/kWh	17,44
Durchschnittlicher mengengewichteter Zuschlagswert	ct/kWh	-

¹⁾ Pay-as-Bid ist ein Platzierungsverfahren bei einer einseitigen Auktion. Gebote von Bestandsanlagen mit einer Gebotsmenge bis zu 150 kW nach dem Einheitspreisverfahren.

²⁾ Südquote mit Inkrafttreten des Solarpakets 1 im Mai 2024 bis Ende 2027 ausgesetzt.

Zusatzerlöse Flexibilität und Regenergie

Um eine flexible, bedarfsgerechte Stromerzeugung aus Biogasanlagen zu gewährleisten, muss deren installierte Leistung für die Teilnahme an den Ausschreibungen mindestens dem 2,2-Fachen der Bemessungsleistung, also der durchschnittlichen jährlichen Leistung, entsprechen (Stand 2024). Die durch größere oder zusätzliche BHKW entstehenden Mehrkosten können durch den Flexibilitätszuschlag („Flexzuschlag“; Paragraph 50 f. EEG) 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 installierter Leistung (Stand 2024) ausgegangen. Anlagen, die bereits die Flexibilitätsprämie in Anspruch genommen haben, erhalten einen reduzierten Flexzuschlag (Paragraph 50a EEG).

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 37 dargestellte Kurve zeigt den durchschnittlichen stündlichen Strompreisverlauf eines Tages an der Strombörse in Leipzig für das Jahr 2023 – der Vergleichszeitraum, der für die Modellberechnungen herangezogen wurden. Die Balken zeigen die strompreisoptimierten BHKW-Betriebszeiten bei entsprechender Überbauung.

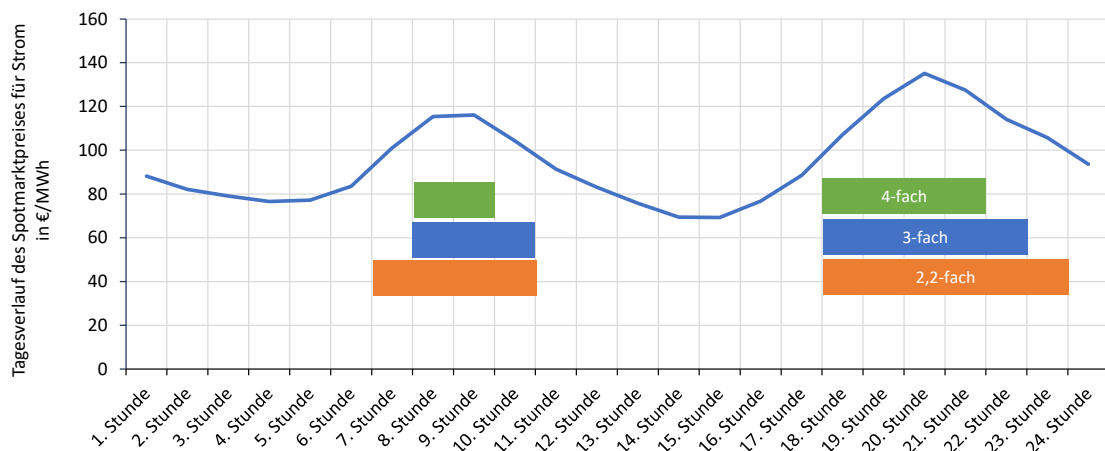


Abb. 37: Durchschnitte stündlicher Spotmarktpreise an der Leipziger Strombörse für das Jahr 2023 und BHKW-Betriebszeiten (2 Starts je Tag) in Abhängigkeit der Überbauung (© KTBL, Daten: https://www.bricklebrit.com/stromboerse_leipzig.html)

Der Mehrerlös ergibt sich aus der Differenz des aus der gewählten Betriebsweise resultierenden Durchschnittsstrompreises zum Durchschnittspreis an der European-Power-Exchange(EPEX)-Strombörse. Tabelle 12 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.

Tab. 12: Durchschnittlich erzielbare Mehrerlöse an der EPEX-Strombörse in Abhängigkeit von der Überbauung (eigene Berechnungen auf Basis von Daten für 2023 nach https://www.bricklebrit.com/stromboerse_leipzig.html)

Merkmal	Einheit	Überbauungsfaktor		
		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	11,40	11,81	12,20
Durchschnittlicher Spotmarktpreis 24 h Betriebszeit	ct/kWh	9,52	9,52	9,52
Differenz zum Durchschnitt 24h	ct/kWh	1,88	2,29	2,68
Abzüglich 10% Vermarktungskosten usw.	ct/kWh	0,19	0,23	0,27
Zusatzerlöse	ct/kWh	1,69	2,06	2,41

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 40% der erzeugten Wärme für 7,5 ct/kWh ab BHKW angenommen.

Kraftstoffpreis

Als Hauptvermarktungsweg für das Biomethan wird der Verkauf als Kraftstoff über eine anlageneigene Gastankstelle betrachtet. Es wurde sowohl für BioCNG als auch für BioLNG von einem Verkaufspreis von 8 ct/kWh (Brennwert) ausgegangen. Für beide Biokraftstoffe ergab sich so ein Preis von 1,23 €/kg.

Einnahmen aus dem THG-Quotenhandel im Verkehrssektor

Hintergründe und Prinzipien des THG-Quotenhandels im Verkehrssektor wurden in den Kapiteln 3.1.1, 3.2.1 bis 3.2.3 sowie 6.3.3 bereits detailliert behandelt. Folgende Annahmen wurden für die erzielbaren Erlöse getroffen:

- THG-Quote bei einfacher Anrechnung: 150 €/t CO₂
- THG-Quote bei Möglichkeit zur Doppelanrechnung (Kraftstoff aus fortschrittlichen Substraten):
einfache Quote *1,85
- In den Modellberechnungen wird davon ausgegangen, dass die gesamte vermarktete Kraftstoffmenge aus fortschrittlichen Substraten stammt

Diese Annahmen basieren auf der bis 2025 in Deutschland praktizierten Auslegung der Doppelanrechnung und des zum Zeitpunkt der Berechnungen angenommenen niedrigen THG-Quotenpreises nach der beschriebenen Übererfüllung in den Jahren 2023 ff.

Mit dem Kabinettsbeschluss vom 10. Dezember 2025 zur Weiterentwicklung der THG-Quote gelten ab 2026 neue Voraussetzungen (siehe Infokasten in Kap. 2). Dies beinhaltet unter anderem den Wegfall der Doppelanrechnung. Zum Ende des Jahres 2025 verzeichneten die THG-Quoten allerdings einen Handelspreis von 480 €/t CO₂ (Stichtag 17. Dezember 2025, Daten bereitgestellt von OLYX B.V., bei einfacher Anrechnung für die Kategorie „Advanced“). Insofern können die in diesem Leitfaden seinerzeit zugrunde gelegten Annahmen trotz der angenommenen Doppelanrechnung als valide und sehr konservativ angesetzt werden.

Biomethanpreis bei Vermarktung über Biomethanmarkt

Wird das erzeugte Biomethan nicht in der anlageneigenen Tankstelle verkauft, sondern über den Biomethanmarkt vermarktet, können je nach Ausgangssubstrat unterschiedliche Preise erzielt werden. Die Preisunterschiede spiegeln die mit der Biomethanproduktion verbundenen THG-Emissionen wider, die für Biomethan aus Wirtschaftsdünger am geringsten und aus NawaRo am höchsten sind.

In Anlehnung an die Branchenbarometer Biomethan 2023 bis 2025 (Abb. 38) in Verbindung mit Marktprognosen für einen Betriebszeitraum von 2025 werden für die Modellbetrachtungen folgende Verkaufspreise von angenommen:

- 9,5 ct/kWh Biomethan aus NawaRo
- 15 ct/kWh Biomethan aus Wirtschaftsdüngern
- 10,6 ct/kWh Biomethan aus Reststoffen

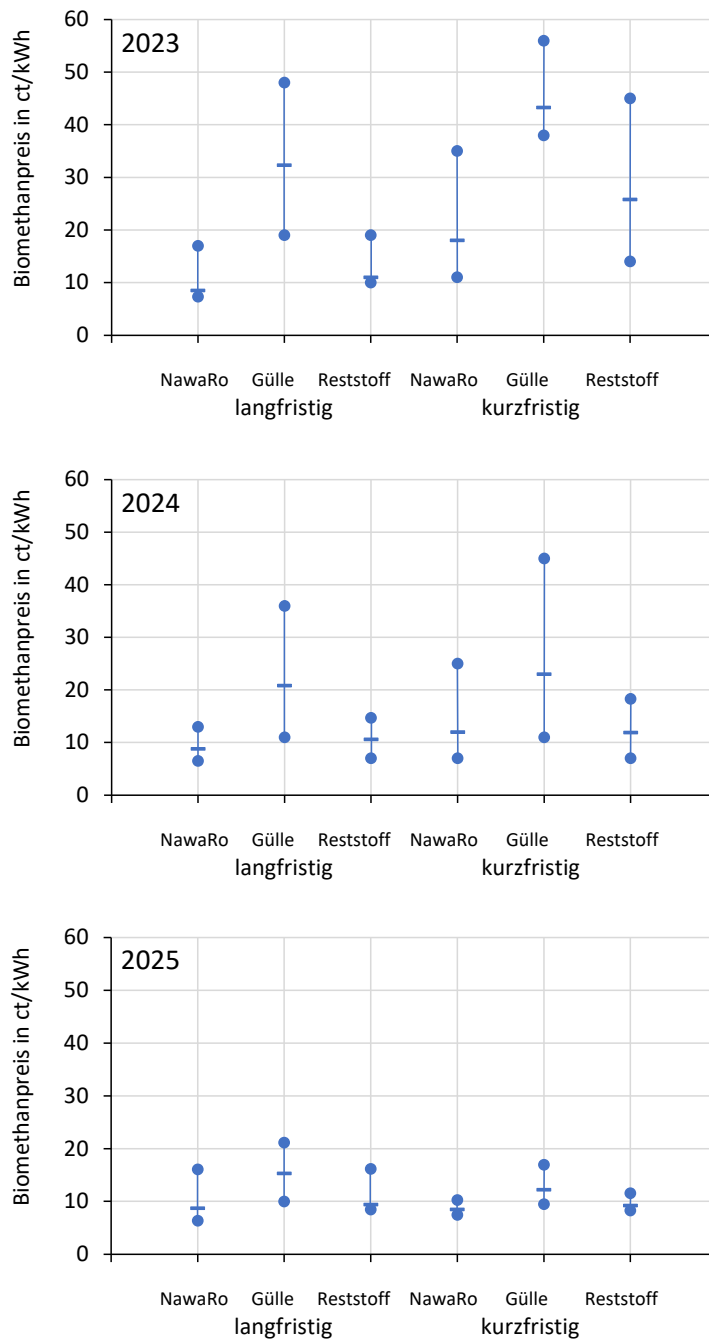


Abb. 38: Durchschnittliche Biomethan-Einkaufspreise in ct/kWh (langfristig und kurzfristig) in den Jahren 2023 bis 2025 gegliedert nach Haupteinsatzstoff (© dena 2023, 2024, 2025; verändert)

7.2 Technische Konfiguration und Annahmen der Rohgaserzeugung und –bereitstellung

Bei der Dimensionierung der Modellanlagen und der Auswahl der Substrate wurden die Bedingungen und Restriktionen des Substrateinsatzes gemäß EEG (EEG 2023 2023) für das Ausschreibungsverfahren berücksichtigt (siehe Kap. 7.1.3). Als Inbetriebnahmejahr wurde für die Basis-Modellanlagen das Jahr 2007 angenommen. Vorausgesetzt wurde, dass die technischen Maßnahmen für einen Weiterbetrieb mit flexibler Stromproduktion im Jahr 2025 umgesetzt und abgeschlossen wurden.

Die Daten und Kennzahlen, die für die Berechnungen und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen der Modellanlagen herangezogen wurden, entstammen der KTBL-Datenbank (nicht öffentlich). Weitere Details zur Datengrundlage finden sich im Kapitel 7.1.

7.2.1 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.

Tabelle 13 zeigt die Kennzahlen der eingesetzten Substrate. Grundlage für die angenommenen Gaserträge waren die KTBL-Richtwerte für die Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen (KTBL 2021).

Aus Gründen der Vergleichbarkeit von Gaserträgen ist es erforderlich, die ermittelten Gasvolumina auf normierte Bedingungen 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.

Tab. 13: Kennzahlen der eingesetzten Biogassubstrate (KTBL-Richtwerte für die Gasausbeute (Angaben in Normvolumen) nach KTBL (2021))

Substrat	TM % FM	oTM % TM	Richtwerte Gasertrag			
			Biogasertrag		Methangehalt	Methanertrag
			I_N /kg oTM	m_N^3 /t FM	%	I_N /kg oTM
Wirtschaftsdünger						
Rindergülle (mit Futterresten)	9	80	385	30	60	231
Rindermist, frisch ¹⁾	25	85	450	95	56	252
Nachwachsende Rohstoffe						
Grassilage	35	90	600	190	53	318
Maissilage	35	95	660	219	54	356
Maisstrohsilage, kurzgehäckselt ¹⁾	50	90	580	260	53	307
Durchwachsene Silphie, Silage	28	93	480	125	58	278
Getreide-Ganzpflanzensilage	35	95	620	206	54	335

¹⁾ Nur als Teilsubstrat und in der Regel mit Vorbehandlung nutzbar.

7.2.2 Biologisch-technische Kennwerte

Bei den Modellanlagen in Kapitel 8 werden ausschließlich Nassvergärungsanlagen mit voll durchmischten, stehenden Fermentern betrachtet, die im mesophilen Temperaturbereich betrieben werden.

Die Basis-Modellanlage Basis 200 wird einstufig, die Basis-Modellanlagen Basis 500, 1.000 und 1.000 WD werden zweistufig betrieben (Details Basismodellanlagen siehe Kap. 8.2.1).

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 Energiemenge eine Auslastung von 8.000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr erreicht wird. Bei einer

installierten BHKW-Leistung von beispielsweise 500 kW entspricht dies einer Stromproduktion von 4.000.000 kWh pro Jahr. Zur Berechnung der Bemessungsleistung wird die produzierte Strommenge innerhalb eines Kalenderjahres durch die Jahresstunden – also 8.760 h – geteilt. Im Beispiel wären dies 457 kW. Zur Definition der Vollbenutzungsstunden sei noch darauf hingewiesen, dass diese durch die Division der erzeugten Strommenge mit der installierten elektrischen Nennleistung bei Volllast 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 Kap. 7.1.3).

7.2.3 Annahmen zur Technikauslegung und berücksichtigte Anlagenteile

Um einen biologisch und technisch stabilen Anlagenbetrieb abzubilden, wurden die in Tabelle 14 aufgeführten Parameter einbezogen. Die Tabelle 15 zeigt, welche Techniken und Bauwerke, zusammengefasst zu Baugruppen, in den Modellanlagen berücksichtigt wurden.

Tab. 14: Annahmen für die technische und verfahrenstechnische Kenndaten und Auslegungsgrößen der Modellanlagen

Kenndaten und Auslegungsgrößen	Beschreibung
Substrataufbereitung	
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 ³ Frischmasse, inklusive Rezirkulat.
Biogaserzeugung (Rohgas)	
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 ³ · d) angenommen, bezogen auf die Summe des Netto-Fermentervolumen (nutzbares Volumen) bei einstufiger Prozessführung. Bei zwei- oder mehrstufiger Prozessführung wird unter den o.g. Annahmen eine Faulraumbelastung von maximal 2,5 kg oTM/(m ³ · d) für die Summe des Netto-Fermentervolumens (nutzbares Volumen) angenommen. Bei mehrstufigen Systemen ist für o.g. Annahmen eine Faulraumbelastung von maximal 5 kg oTM/(m ³ · d) in der ersten Stufe angenommen, um das System nicht zu überlasten.
Prozessführung	einstufige Prozessführung (ein Fermenter): < 350 kW BML zweistufige Prozessführung (zwei Fermenter, in Reihe geschaltet): ≥ 350 kW BML
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 in Abhängigkeit von den Substrateigenschaften, Anzahl Rührwerke in Abhängigkeit von der Fermentergröße :
Installierte Rührwerkstechnik	1. Fermenter: 16–23 W/m ³ Netto-Fermenterraum 2. Fermenter: 15–17 W/m ³ Netto-Fermenterraum Gärrestlager: 8–10 W/m ³ Nettovolumen
Gärrestlagerung	nötiges Brutto-Gärrückstandslagervolumen: Lagerraum für eine Lagerdauer von 9 Monaten plus 50 cm Freibord je Lagerbehälter Die Gärrückstandslager sind mit einem Tragluftdach (Gasspeicher) gasdicht abgedeckt.

Fortsetzung der Tabelle nächste Seite

Kenndaten und Auslegungsgrößen	Beschreibung
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 16,9% der erzeugten Strommenge.
Vor-Ort-Verstromung	
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 _N ³ Rohgas angesetzt.
Wirkungsgrad BHKW	Wirkungsgrad von 37,9% (200 kW) bis 42,1% (1.000 kW)
Wärmeabsatz	Der Anteil extern genutzter Wärmeenergie beträgt 40% bezogen auf die gesamte Wärmeerzeugung. Die Schnittstelle ist der Wärmeübertrager des BHKW.
Übertragungsverluste	Die Transformationsverluste im Trafo sind mit 1% der erzeugten elektrischen Energie berücksichtigt.
Biogasaufbereitung (Biomethan)	
Aufbereitungskapazität	Die Biogasaufbereitungsanlagen haben je nach Betriebsmodell eine Biogasaufbereitungskapazität von 10 bis 390 m _N ³ /h Rohgas (siehe Kap. 8.1).
Vollbenutzungsstunden	Für die Biogasaufbereitungsanlage werden 8.400 Betriebsstunden im Jahr angenommen. Durch die Berücksichtigung von Methanverlusten im weiteren Verlauf der Prozesskette ergeben sich rechnerisch leicht abweichende Volllaststunden.
Wärmebedarf	Die Membranverfahren benötigen keine Wärme für die Aufbereitung.
Methanschluß	Angenommen wird ein Methanschluß von 0,1% bezogen auf die aufzubereitende Rohbiogasmenge. Der sich jeweils ergebende Methananteil im Offgas wird für die einzelnen Betriebsmodelle jeweils in den Tabellen der Kap. 8.1.2 bis 8.1.4 ausgewiesen.
Methananteil Produktgas	Der Anteil an Methan im Produktgas wurde auf 97% festgelegt.
Strombedarf	Der Prozessstrombedarf der Biogasaufbereitung mit Membranverfahren beträgt 0,30 bis 0,60 kWh/m _N ³ Rohgas (10 beziehungsweise 390 m _N ³ /h Rohgas Aufbereitungskapazität, d.h. abnehmender Strombedarf mit steigender Aufbereitungskapazität; siehe Kap. 8.1.2 bis 8.1.4).
Entschwefelung (Rohgas)	Zur Feinentschwefelung des Rohgases wird eine Aktivkohlemenge von 0,2 g/m _N ³ Rohgas angesetzt.
Biomethaneinspeisung	
Einspeiseanlage	Für die Gasaufbereitungsanlagen wurde eine Einspeiseanlage mit einer Kapazität von 25 beziehungsweise 90 m _N ³ /h Biomethan als Gasnetzanschluss berücksichtigt (siehe Kap. 8.1.2 bis 8.1.4).
Biomethantankstelle	
Verdichterlaufzeit	Zur Verdichtung und Speicherung des Biomethans in Gasflaschen wird eine Laufzeit von 12 h/d angesetzt.
Strombedarf	Der Prozessstrombedarf der Biomethantankstelle beträgt je nach Betriebsmodell 0,02 bis 0,45 kWh/m _N ³ Biomethan (siehe Kap. 8.1.2 bis 8.1.4).
Fahrzeugbetankung	Die Tankmenge variiert je nach Betriebsmodell zwischen 100 und 3.333 kg/d (3 bis 100 t/Monat; siehe Kap. 8.1.1).
Gasverbrauchereinrichtung	
Gasfackel	Je nach Rohgas-/Biomethanmenge beziehungsweise -qualitäten liegt die Gasverbrennungsmenge zwischen 100 und 450 m _N ³ /h.

Tab. 15: Berücksichtigte Technik der Betriebsmodelle

Teilanlagen und Baugruppen	Beschreibung
Substrataufbereitung	
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
Biogaserzeugung (Rohgas)	
Substratannahme und Substratlager	Fahrsiloanlage, Fahrzeugwaage 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 beziehungsweise -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
Vor-Ort-Verstromung	
BHKW	Gas-Otto-Motor(en) Motorblock, Generator, Wärmetauscher, Wärmeverteiler, Notkühler, Steuerung, Gasleitungen, MSR-Technik, Wärmemengen- und Stromzähler, Sensorik, Kondensatabtrennung, Druckluftstation, gegebenenfalls zusätzlich Gastechnik, Biogas- und Abgasreinigung, Ölbehälter, Stromnetzanschluss, Einhausung (Container), Fundament Einbindung neuer BHKW zur Flexibilisierung inklusive Biogasreinigung, Anpassung des Stromnetzanschlusses, Öl-Transformator und Fundament.
Wärmepufferspeicher	senkrecht stehender Wärmepufferspeicher, MSR-Technik inklusive Wasseraufbereitung
Biogasleitung	Absperrventil, Biogasleitung, Kondensatsammelschacht
Biogasaufbereitung (Biomethan)	
Aufbereitungsverfahren (Rohgas)	Verfahren zur Rohgasaufbereitung (CO ₂ -Abtrennung): Membranverfahren Gastrocknung, Feinreinigung (Aktivkohle) und Anlagensteuerung
Biomethaneinspeisung	
Einspeiseanlage	Für die Gasaufbereitungsanlagen wurde eine Einspeiseanlage inklusive Peripherie wie Verdichter, Odorierung usw. berücksichtigt.
Biomethantankstelle	
Biomethantankstelle	CNG-Tankstelle, Verdichter, Biomethanlagerung in Hochdruckflaschen, Zapfsäulen, Abrechnungssystem
Gasverbrauchereinrichtung	
Gasfackel	Gasfackel inklusive dazugehöriger Gastechnik wie Verdichter

8 Wirtschaftliche und technische Bewertung praxisrelevanter Bereitstellungspfade

8.1 Technologiekonzepte und Kraftstoffbereitstellungspfade

8.1.1 Herleitung der Technologiekonzepte und Bereitstellungspfade

Für die Erzeugung und Nutzung von Biomethan stehen unterschiedliche Technologien und Verfahren zur Verfügung. Die Auswahl der jeweils geeigneten Verfahren ist stark abhängig von den vorhandenen infrastrukturellen Ausgangsvoraussetzungen am Anlagenstandort, der Substratverfügbarkeit, der Absatzpotenziale sowie weiterer technischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen. Mit den techno-ökonomischen Bewertungen des vorliegenden Leitfadens soll eine exemplarische Auswahl praxisnaher Anwendungsfälle im Bereich der landwirtschaftlichen Biogaserzeugung aufgezeigt werden. Zu diesem Zweck werden unterschiedliche Bereitstellungspfade von Biomethan als Kraftstoff definiert und bewertet. Diese Bereitstellungspfade sind als modellhafte Anwendungsfälle zu verstehen, welche die Ableitung von grundsätzlichen Effekten der Anlagengröße, Anlagenleistung, Kraftstoffart und Absatzpotenziale auf die wirtschaftliche Vorzüglichkeit der Integration eines Kraftstofferzeugungspfadens in landwirtschaftliche Biogasanlagen ermöglichen soll.

Die technische Auslegung eines Biokraftstoffpfades bei der Integration in eine landwirtschaftliche Biogasanlage ist abhängig von den nachfolgenden Faktoren:

- Anlagengröße beziehungsweise Rohgasleistung der Biogasanlage
(Einfluss auf: Kraftstoffmengen; Anlagenleistung BGAA, Kraftstoffarten (BioCNG/BioLNG))
- Verfügbare Substratmengen für den Kraftstoffpfad am Standort der Biogasanlage
(Einfluss auf: Kraftstoffmengen; Anlagenleistung BGAA; Kraftstoffarten (BioCNG/BioLNG))
- Art der verfügbaren Substrate z. B. für die Erzeugung von „fortschrittlichen Biokraftstoffen“
(Einfluss auf: potenzielle Vergütungshöhe des Biomethan)
- Standort der Biogasanlage
(Einfluss auf: Absatzpotenzial und damit Kraftstoffmengen durch Nähe zu Autobahn, Fernverkehrsstraße und/oder Fuhrparkbetreiber; Zugang zu öffentlichem Gasnetz; virtuelle Kraftstoffnutzung; Gasbezugsmöglichkeiten zum Ausgleich von Absatzschwankungen; Anlagenleistung BGAA; Art des Biokraftstoffes (BioCNG/BioLNG))
- Menge und Art der Eigenstrom- und Eigenwärmebedarfsbedingungen am Standort der Biogasanlage
(Einfluss auf: Kraftstoffmengen; Anlagenleistung BGAA, Höhe der Treibhausgasminderung)
- Flächenausstattung, Tierhaltung und Fuhrparkgröße
(Einfluss auf: Kraftstoffbedarf vor Ort; Anlagenleistung BGAA; Art des Biokraftstoffes (BioCNG/BioLNG))

Die potenzielle Produktionsmenge von Biokraftstoff wird bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen maßgeblich durch die Faktoren Substratverfügbarkeit und Absatzpotenzial bestimmt. Aufgrund der Größenstruktur und Standortvoraussetzungen landwirtschaftlicher Betriebe in Deutschland wird bei einer Vielzahl landwirtschaftlicher Biogasanlagen die Anlagengröße von Biokraftstofftankstellen sowohl durch die Verfügbarkeit von geeigneten Substraten für fortschrittliche Biokraftstoffe als auch durch das Absatzpotenzial limitiert. In der Auswahl der Bereitstellungspfade wird diese Limitierung der Anlagengröße durch einen klaren Fokus auf kleinere und mittlere Anlagenmaßstäbe der Kraftstoffbereitstellung berücksichtigt. Es werden an dieser Stelle daher Bereitstellungspfade betrachtet, die für den Pfad der Kraftstofferzeugung ein Rohbiogasvolumen von 10 bis 190 m³_N/h zur Verfügung stellen können. Durch die zusätzliche

Betrachtung eines Kraftstoffpfades mit 390 m³_N/h sollen auch Aussagen zur Wirtschaftlichkeit für landwirtschaftliche Biogasanlagen mit höherer Substratverfügbarkeit und größeren Absatzpotenzialen getroffen werden. Dies ermöglicht weiterhin, Aussagen zu Skaleneffekten durch steigende Anlagenleistungen auf die wirtschaftliche Vorzüglichkeit abzuleiten. In den Bereitstellungspfaden finden sowohl die Nutzung von Biomethan als BioCNG als auch als BioLNG sowie der leitungs- und straßengebundene Transport zum Tankstellenstandort Berücksichtigung.

Insgesamt werden unter Berücksichtigung der Vielzahl unterschiedlicher Ausgangsfaktoren neun Bereitstellungspfade als Basis für die techno-ökonomische Bewertung festgelegt. Diese neun Bereitstellungspfade können in die folgenden drei grundsätzlichen Konzepttypen unterteilt werden:

- Konzept 1: Eigene Tankstelle am Standort der Biogasanlage
- Konzept 2: Eigene Tankstelle getrennt vom Standort der Biogasanlage – mit Gasnetzanschluss
- Konzept 3: Eigene Tankstelle getrennt vom Standort der Biogasanlage – ohne Gasnetzanschluss

Die unterschiedlichen Pfade innerhalb der einzelnen Konzepte unterscheiden sich vor allem durch den Umfang der Kraftstofferzeugung und -vermarktung und damit einhergehend der Aufbereitungskapazität der BGAA. Im Konzept 3 wird in zwei Pfaden zudem eine BioLNG-Vermarktung betrachtet. In Tabelle 16 sind die neun Bereitstellungspfade entsprechend der Konzeptzuordnung als Übersicht aufgeführt. Für die Bereitstellungspfade des Konzeptes 1 erfolgt keine explizite wirtschaftliche Einzelbewertung eines Anschlusses zum öffentlichen Gasnetz, jedoch werden Chancen und Aufwand eines Gasbezugs- und Gas-einspeiseanschlusses kurz erläutert.

Tab. 16: Übersicht der Konzepte 1 bis 3 und die dazugehörigen Bereitstellungspfade von Biomethan als Kraftstoff aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen

Konzepte und Pfade	Biokraftstoffart	Tankstellengröße	Biokraftstoffmenge t/Monat	Maximale BGAA-Leistung m ³ _N /h Rohgas
Konzept 1: Tankstelle am BGA-Standort				
1.1	BioCNG	mikro	3	10
1.2		klein	7	25
1.3		mittel	13	50
1.4		groß	50	190
Konzept 2: Tankstelle getrennt vom BGA-Standort, BGA mit Gasnetzanschluss				
2.1	BioCNG	mittel	13	50
2.2		groß	50	190
Konzept 3: Tankstelle getrennt vom BGA-Standort, BGA ohne Gasnetzanschluss, Transport über mobile Biomethanbrücke (Lkw)				
3.1	BioCNG	groß	50	190
3.2	BioLNG	groß	50	190
3.3		sehr groß	100	390

CO₂-Abscheidung der Bereitstellungspfade

In allen Pfaden der Konzepte 1 bis 3 werden zur CO₂-Abtrennung Membrantrennverfahren angenommen. Die Membrantrennung erreicht auch bei sehr geringen Rohbiogasvolumenströmen zuverlässig hohe Aufbereitungsgrade mit einem Methananteil von in der Regel 95 bis 97 %, zum Teil auch bis 99% im Reingas (siehe Kap. 4). Da sie zudem auch bei kleinen Skalierungen vergleichsweise geringe spezifische Investitionen mit sich bringt, dominiert die Membrantrennung in den unteren Leistungsklassen der Pfade 1.1 bis

1.3 den Markt. Für die Pfade mit einem Aufbereitungsvolumen von 190 und 390 Rohbiogas pro Stunde würden grundsätzlich auch andere Aufbereitungsverfahren infrage kommen, jedoch werden aus Gründen der besseren Vergleichbarkeit ökonomischer Effekte und Ergebnisse in den vorliegenden Betrachtungen auch für diese Leistungsklassen die Membrantrennverfahren unterstellt. Die sehr gute Teillastfähigkeit von bis zu 50 %, die hohe Marktverfügbarkeit technisch ausgereifter Membrantrennverfahren in unterschiedlichen Leistungsklassen, eine ausreichende Anzahl etablierter Hersteller sowie eine marktfähige Gesamtwirtschaftlichkeit sind weitere Gründe, weshalb der Einsatz von Membranverfahren auch im mittleren und oberen Leistungsbereich berechtigt ist. Dabei ist jedoch anzumerken, dass die Entscheidung für eine Aufbereitungstechnik in einem Praxisprojekt immer individuell und abhängig von den jeweiligen, verschiedenen Projektvoraussetzungen bewertet werden sollte und es zumeist keine pauschalen Lösungswege gibt.

Abgasnachbehandlung

Bei der CO₂-Abscheidung entsteht neben dem methanreichen Reingas ein Abgasstrom (Offgas), der entweder in den Vorlauf eines BHKW, an eine CO₂-Verflüssigung oder an die Atmosphäre abgegeben werden kann. Die emissionsrechtlichen Anforderungen für die Abgabe des Abgases an die Atmosphäre und die Notwendigkeit einer Nachbehandlung ergeben sich aus der Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft 2021) und bei Gaseinspeisung zusätzlich aus der Gasnetzzugangsverordnung. Inwieweit eine Rückspeisung des Offgases zur Verwertung in einem BHKW geeignet ist, hängt im Wesentlichen von dem Methananteil des Offgases, dem Methananteil des Rohbiogases, den Volumenströmen und den Mindestanforderungen des BHKW hinsichtlich der Rohgasqualität ab. Durch eine dreistufige Membranverschaltung in der Biogasaufbereitung weist das Offgas geringere Methananteile auf als bei einer einstufigen Verschaltung. Die Methanausbeute für die Reingasverwertung steigt hierdurch, jedoch geht damit auch eine Reduzierung des Methananteils im Gasstrom der Rückspeisung für das BHKW einher. In der Anlagenkonfiguration von Pfad 1.1 kann beispielsweise das Offgas trotz dreifacher Verschaltung in die Rohgasmenge der BHKW-Verwertung beigemischt werden, da sich durch die verhältnismäßig geringen Volumenströme des Offgases ein tolerierbarer Methangehalt im Gasgemisch des BHKW von 52,02 % ergibt. Eine Nachbehandlung beispielsweise mittels regenerativ-thermischer Oxidation (RTO) ist in diesem Fall nicht erforderlich.

Für den Fall, dass eine Rückführung in den BHKW-Pfad nicht geeignet ist (z. B. aufgrund der Grenzwertunterschreitung von BHKW-Vorgaben), kann unter Einhaltung der emissionsrechtlichen Anforderungen grundsätzlich eine Abgabe des Offgases an die Atmosphäre erfolgen. Inwieweit diese Abgabe an die Umwelt ohne Nachbehandlung möglich ist, hängt technisch maßgeblich von den Offgas-Volumenströmen in Verbindung mit dem Methangehalt im Offgas ab. Jedoch sind neben den technischen Voraussetzungen auch die projektindividuellen Anforderungen an die Biomethannutzung zu berücksichtigen. Eine Nachverbrennung führt in der Berechnung der THG-Minderungswerte zu einer Anrechnung eines Methanschlupfes von 0 %, dieser steigt entsprechend an, falls auf eine Offgas-Behandlung verzichtet wird, auch wenn diese entsprechend den Emissionsanforderungen nicht erforderlich wäre. Damit würde bei der Nutzung des Biomethan als Kraftstoff eine Verschlechterung des Verkaufspreises eintreten. Die Abgabe der Offgase in die Atmosphäre ohne Methanoxidation sollte auch für die Einhaltung der EU-Ziele für nachhaltige Entwicklung und den Klimaschutz vermieden werden. Obwohl nach Herstellerangaben RTO-Anlagen auch für Biogasaufbereitungsanlagen im Leistungsbereich von 10 bis 100 m³_N/h Rohbiogas theoretisch angeboten werden können, stellen diese jedoch in diesem unteren Leistungsbereich aufgrund der hohen spezifischen Investitionen eine starke Belastung für die Gesamtwirtschaftlichkeit dar. Es gilt somit für jeden Kraftstoffpfad und generell für jedes Praxisprojekt individuell zu ermitteln, ob entsprechend der rechtlichen Anforderungen

eine Nachbehandlung des Offgases nötig ist und ob aus wirtschaftlichen Gründen, auch bei Unterschreitung der gesetzlichen Emissionsgrenzwerte, eine Nachbehandlung eingesetzt werden sollte oder nicht.

Für die im Leitfaden definierten Kraftstoffpfade werden hinsichtlich der Nachverbrennung die folgenden Annahmen unterstellt:

- Pfad 1.1: Rückspeisung des Abgasstroms der BGAA in die BHKW-Rohgasverwertung und keine Nachverbrennung
- Pfade 1.2 bis 1.4: Einhaltung der Grenzwerte der TA Luft und keine Nachverbrennung
- Pfade 2.1 und 2.2: Methanschlupf der BGAA liegt über dem Grenzwert der GasNZV, der Abgasstrom wird durch eine RTO nachbehandelt
- Pfade 3.1 und 3.2: Einhaltung der Grenzwerte von TA Luft und keine Nachverbrennung
- Pfad 3.3: Grenzwert des Massenstroms im Abgas nach TA Luft wird überschritten und der Abgasstrom wird durch eine RTO nachbehandelt

Kraftstoffmengen und äquivalente Tankvorgänge

Die Anlagenleistung eines Pfades zur Biokraftstoffherstellung bestimmt sich bei der Auslegung durch das Absatzpotenzial des Kraftstoffes am Standort der Tankstelle sowie der Verfügbarkeit geeigneter Substrate. Im direkten räumlichen Umfeld von landwirtschaftlichen Biogasanlagen ist das Absatzpotenzial von Bio-CNG- und BioLNG-Kraftstoff oftmals begrenzt. Aus diesem Grund werden mit den CNG-Bereitstellungsmengen von 3 bis 7 Tonnen pro Monat (Pfad 1.1 und Pfad 1.2) sehr kleine Anlagenmaßstäbe betrachtet; sie bilden die aktuell kleinsten, marktfähigen Leistungsbereiche ab.

Wenn landwirtschaftliche Biogasanlagen über einen erweiterten Fuhrpark verfügen oder sich in räumlicher Nähe von Verkehrsknotenpunkten, Logistikzentren, Fuhrparkbetreiber oder Gewerbe- und Industriebetrieben befinden, können auch größere Absatzmengen generiert werden. Absatzstarke Standorte können weiterhin durch den Anschluss an das öffentliche Gasnetz oder über den straßengebundenen Transport erschlossen werden. In diesen Fällen können eher die verfügbaren Substrate als limitierender Faktor der Anlagendimensionierung wirken. Daher werden zusätzlich Kraftstoffabsatzmengen in Höhe von 13 Tonnen (Pfade 1.3 und 2.1), 50 Tonnen (Pfade 1.4, 2.2, 3.1, 3.2) und 100 Tonnen (Pfad 3.3) in die Bewertung einbezogen. Zur besseren Einordnung der angegebenen Bereitstellungsmengen können die äquivalenten Tankvorgänge und Fahrleistungen beispielhaft für ausgewählte Fahrzeugkategorien in Tabelle 17 für BioCNG-Kraftstoff und in Tabelle 18 für BioLNG-Kraftstoff nachvollzogen werden.

Tab. 17: Übersicht der äquivalenten Fahrleistungen und Tankvorgänge für BioCNG

Fahrzeug	Mikro-Tankstelle, bereitgestellte CNG-Menge: 3 t/Monat	Kleine Tankstelle, bereitgestellte CNG-Menge: 7 t/Monat	Mittlere Tankstelle, bereitgestellte CNG-Menge: 13 t/Monat	Große Tankstelle, bereitgestellte CNG-Menge: 50 t/Monat
Pkw, Tankvolumen: 15,0 kg/Betankung, Kraftstoffverbrauch: 3,9 kg/100 km				
Tankvorgänge/Tag	6,7	15,6	28,9	111
Fahrleistung/Tag in km	2.564	5.983	11.111	42.735
12-t-Lkw, Tankvolumen: 72,0 kg/Betankung, Kraftstoffverbrauch: 15,0 kg/100 km				
Tankvorgänge/Tag	1,4	3,2	6,0	23,1
Fahrleistung/Tag in km	667	1.556	2.889	11.111
Traktor, Tankvolumen: 79,0 kg/Betankung, Kraftstoffverbrauch: 15,8 kg/Betriebsstunde				
Tankvorgänge/Tag	1,3	3,0	5,5	21,1
Betriebsstunden/Tag	6	15	27	105
40-t-Lkw, Tankvolumen: 130,0 kg/Betankung, Kraftstoffverbrauch: 25,3 kg/100 km				
Tankvorgänge/Tag	0,8	1,8	3,3	12,8
Fahrleistung/Tag in km	396	924	1.716	6.601

Tab. 18: Übersicht der äquivalenten Fahrleistungen und Tankvorgänge für BioLNG

Fahrzeug	Große Tankstelle, bereitgestellte LNG-Menge: 50 t/Monat	Sehr große Tankstelle, bereitgestellte LNG-Menge: 100 t/Monat
40-t-Lkw, Tankvolumen: 360 kg/Betankung, Verbrauch: 24 kg/100 km		
Tankvorgänge/Tag	4,6	9,3
Fahrleistung/Tag in km	6.944	13.889

8.1.2 Technische Konfiguration Konzept 1: Tankstelle am Standort der BGA

Mit dem Konzept 1 wird die Errichtung einer BioCNG-Tankstellenanlage am Standort der Biogasanlage bewertet. Eine Anbindung an das öffentliche Gasnetz mit dem Ziel der Belieferung einer standortfremden Tankstelle ist nicht vorgesehen. Das Absatzpotenzial von Biomethan als Kraftstoff kann somit nicht mithilfe des öffentlichen Gasnetzes erweitert werden. Das Potenzial der BioCNG-Vermarktung am Standort der Biogasanlage bildet in Verbindung mit der Verfügbarkeit geeigneter Substrate die maßgeblich limitierende Größe für die Anlagendimensionierung. In der Praxis entspricht dieses Konzept jenen Biogasanlagen, die keinen Zugang zum öffentlichen Gasnetz haben und z. B. für den Post-EEG-Zeitraum dennoch den Umstieg auf die Erzeugung von Biokraftstoff aus Biomethan prüfen.

In Abbildung 39 ist das Verfahrensschema von Konzept 1 abgebildet. In allen Pfaden des Konzeptes 1 wird das Biomethan als BioCNG-Kraftstoff verwertet. Überschussmengen müssen bei fehlendem Kraftstoffabsatz durch die Gasspeicher gepuffert, im BHKW verwertet oder längerfristig durch Fütterungsmanagement kompensiert werden. Fehlmengen aufgrund zu hohen Kraftstoffabsatzes können nicht durch einen Gasbezugsanschluss substituiert werden. Es ergeben sich für das Konzept 1 grundsätzliche Erlösszenarien über die Verwertung des Biomethans als BioCNG-Kraftstoff und gegebenenfalls weiterhin über die Verwertung von Strom und Wärme aus der Kraft-Wärme-Kopplung. Die nachfolgenden Hauptkomponenten sind für die Integration des Kraftstoffpfades entsprechend des Konzeptes 1 erforderlich:

- Biogasaufbereitungsanlage mit Vorverdichtung, Entschwefelung, Gasreinigung, Trocknung und Odorierung
- Optional: Abgasreinigung wie beispielsweise RTO zur Einhaltung der TA Luft (2021) (notwendig in Abhängigkeit von Methangehalt im Offgas, Anlagengröße und THG-Minderungsziel)
- Hochdruckverdichteter Biomethan
- Hochdruckspeicher Biomethan
- CNG-Tankanlage gegebenenfalls mit Abrechnungssystem und Peripherie

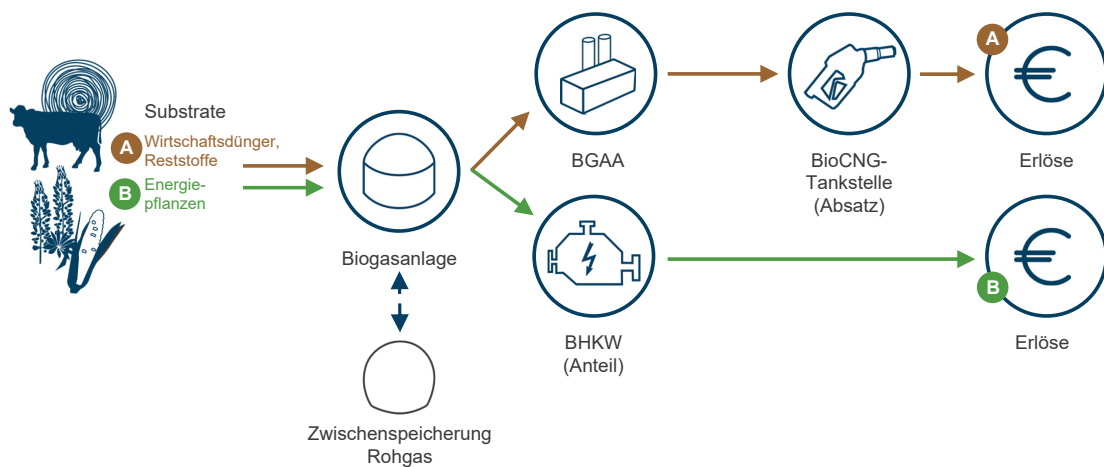


Abb. 39: Verfahrensschema Konzept 1 – Tankstelle am Standort der BGA (© IBKE)

Pfad 1.1: Mikro-BioCNG-Tankstelle am Standort der Biogasanlage

Die Mikro-BioCNG-Tankstelle bildet mit einer Bereitstellungsmenge von rund 3 Tonnen pro Monat den untersten Leistungsbereich verfügbarer Aufbereitungs- und Vertankungssysteme ab. Die Notwendigkeit dieser geringen Leistungsgrößen ergibt sich aus einem geringen BioCNG-Absatzpotenzial, geringer Verfügbarkeit geeigneter Substrate, geringer Leistung einer bestehenden Biogasanlage oder auch aus einem hohen Wärmebedarf am Standort der Biogasanlage. Gerade für sehr kleine Gülle-Biogasanlagen kann dieser Leistungsbereich eine interessante Option der Biogasverwertung darstellen. In der Praxis sind verschiedene Anwendungsfälle für den Pfad 1.1 denkbar:

- nicht öffentliche Hoftankstelle kleiner und mittelgroßer Landwirtschaftsbetriebe zur ausschließlichen Versorgung von hofeigenen Betriebsfahrzeugen und CNG-Traktoren
- Hoftankstelle für Landwirtschaftsbetrieb mit Zugang für wenige externe Kooperationspartner aus Nahumfeld, wie z. B. ortsnaher Gewerbebetrieb

Für die Biogasaufbereitung wird eine dreistufige Membranverschaltung angenommen. Aufgrund der geringen Volumenströme des Offgases kann trotz des geringen Methananteils das Offgas in den gasseitigen Vorlauf des BHKW beigemischt werden. In Tabelle 19 sind die wesentlichen Parameter der technischen Konfiguration von Pfad 1.1 als Überblick aufgeführt.

Tab. 19: Technische Konfiguration der Parameter und Komponenten des Bereitstellungspfades 1.1

Parameter	Einheit	Wert
CNG-Bereitstellungsmenge an Zapfsäule	t/Monat	3
Dichte Reingas	kg/m ³ _N	0,75
Rohbiogasmenge an BGAA ¹⁾	m ³ _N /h	10
Reingas an Tankstelle ¹⁾	m ³ _N /h	6
CH ₄ -Anteil Reingas	%	97
Offgas-Volumenstrom ¹⁾	m ³ _N /h	5
CH ₄ -Anteil Offgas	%	0,78

Komponente	Beschreibung Wert
BGAA	Membrantrennverfahren 10 m ³ _N /h Rohbiogas 3-stufige Verschaltung (inklusive Rohbiogasvorbehandlung, Vorverdichtung, Reinigung (H ₂ S/VOC), Trocknung, Messtechnik, Odorierung) Eigenstrombedarf: 0,60 kWh/m ³ _N Rohbiogas
Abgasreinigung (Offgas)	Rückführung in BHKW-Pfad
Tankanlage	CNG-Tankanlage mit Bezahlstation 1 Tankkupplung TK16/NGV 1 Biokraftstoffmenge 3 t/Monat Eigenstrombedarf: 0,45 kWh/m ³ _N Reingas
Hochdruckspeicher CNG	800 l HD-Speicher, 3-Bank-System
Rohgasleitung BGA zu BGAA	200 m PE DN 50, 50–100 mbar, erdverlegt, 1 Absperrarmatur
Reingasleitung BGAA zu Zapfsäule	20 m, 9 bar, oberirdisch, Stahl DN 25
Offgasleitung	150 m, 50–100 mbar, PE
Bezugsanschluss Erdgas	-
Einspeiseanschluss (BGEA)	-

¹⁾ Bei 8.400 Vollbenutzungsstunden pro Jahr.

Pfad 1.2: Kleine BioCNG-Tankstelle am Standort der Biogasanlage

Die Kleine-BioCNG-Tankstelle gehört mit einer Kraftstoffmenge von 7 Tonnen BioCNG pro Monat ebenso wie Pfad 1.1 zu dem untersten Leistungsbereich am Markt angebotener Tankstellenanlagen. Die Errichtung einer solchen Kleinanlage kommt insbesondere für kleine landwirtschaftliche Biogasanlagen in Betracht, die mit Gülle betrieben werden und über einen kleinen Fuhrpark mit CNG-Fahrzeugen verfügen. Diese Tankstellengröße ist ebenfalls geeignet, wenn ein landwirtschaftlicher Betrieb mit einer großen Biogasanlage nur wenige CNG-Fahrzeuge versorgen möchte. Im Fokus stehen folgende Anwendungsfälle:

- nicht öffentliche Hoftankstelle kleiner und mittelgroßer Landwirtschaftsbetriebe zur ausschließlichen Versorgung von hofeigenen Betriebsfahrzeugen und CNG-Traktoren
- Hoftankstelle für Landwirtschaftsbetrieb mit Zugang für wenige externe Kooperationspartner aus Nahumfeld, wie z.B. ortsnaher Gewerbebetrieb

Das Offgas wird ohne Nachbehandlung unter Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben an die Atmosphäre abgegeben, da eine Rückmischung in die Rohbiogasstrecke vor dem BHKW den Methangehalt zu stark reduzieren würde. In Tabelle 20 wird die technische Konfiguration von Pfad 1.2 aufgezeigt.

Tab. 20: Technische Konfiguration der Parameter und Komponenten des Bereitstellungspfades 1.2

Parameter	Einheit	Wert
CNG-Bereitstellungsmenge an Zapfsäule	t/Monat	7
Dichte Reingas	kg/m ³ _N	0,75
Rohbiogasmenge an BGAA ¹⁾	m ³ _N /h	25
Reingas an Tankstelle ¹⁾	m ³ _N /h	14
CH ₄ -Anteil Reingas	%	97
Offgas-Volumenstrom ¹⁾	m ³ _N /h	11
CH ₄ -Anteil Offgas	%	0,76
Komponente	Beschreibung Wert	
BGAA	Membrantrennverfahren 25 m ³ _N /h Rohbiogas 3-stufige Verschaltung (inklusive Rohbiogassvorbehandlung, Vorverdichtung, Reinigung (H ₂ S/VOC), Trocknung, Messtechnik, Odorierung) Eigenstrombedarf: 0,51 kWh/m ³ _N Rohbiogas	
Abgasreinigung (Offgas)	direkte Abgabe an die Atmosphäre (TA-Luft-Grenzwerte werden eingehalten)	
Tankanlage	CNG-Tankanlage mit Bezahlstation Biokraftstoffmenge 7 t/Monat 1 Tankkupplung TK16/NGV 1 Eigenstrombedarf: 0,42 kWh/m ³ _N Reingas	
Hochdruckspeicher CNG	1.600 l HD-Speicher, 3-Bank-System	
Rohgasleitung BGA zu BGAA	200 m PE 50, 50–100 mbar, erdverlegt, 1 Absperrarmatur	
Reingasleitung BGAA zu Zapfsäule	20 m, 9 bar, oberirdisch, Stahl DN 25	
Offgasleitung	20 m, 50–100 mbar	
Bezugsanschluss Erdgas	-	
Einspeiseanschluss (BGEA)	-	

¹⁾ Bei 8.400 Vollbenutzungsstunden pro Jahr.

Pfad 1.3: Mittlere BioCNG-Tankstelle am Standort der Biogasanlage

Der Bereitstellungspfad 1.3 zielt im Vergleich zu Pfad 1.2 auf landwirtschaftliche Biogasanlagen ab, die sowohl über doppelt so große Mengen an geeigneten Substraten verfügen als auch ein rund doppelt so hohes Absatzpotenzial des Kraftstoffes am Standort der BGA dauerhaft erschließen können. Unter Be-

rücksichtigung, dass je Hektar Ackerfläche vereinfacht ein durchschnittlicher Verbrauch von 100 Litern Diesel pro Jahr angenommen werden kann ([KTBL-Dieselbedarfsrechner](https://daten.ktbl.de/dieselbedarf/home.html) 2025, <https://daten.ktbl.de/dieselbedarf/home.html>), würde mit den Mengen von Pfad 1.3 bei der Substitution von 1 Liter Diesel durch 0,75 kg BioCNG der Kraftstoffbedarf für eine Ackerfläche von ca. 2.070 ha gedeckt werden können. Eine Hoftankstelle zur ausschließlichen Versorgung eigener landwirtschaftlicher Fahrzeuge wird an den meisten Praxisstandorten nicht mehr ausreichend sein, da die Kraftstoffentnahme bei fehlender Gaseinspeisung kontinuierlich erfolgen muss und saisonale Schwankungen des Kraftstoffbedarfs nicht ausgeglichen werden können. Als Anwendungsfall in der praktischen Umsetzung ist daher bei diesen Agrarbetrieben von der Notwendigkeit einer Kooperation mit externen Abnehmern auszugehen, z. B. regionale Logistikbetriebe oder Busunternehmen. Alternativ könnte in Abhängigkeit der jeweiligen Standortbedingungen auch in Kombination eine öffentliche Tankstelle mit freiem Zugang für Gewerbe- und Privatkunden in Betracht kommen. Hauptanwendungsfälle können somit sein:

- nicht öffentliche Hoftankstelle großer bis sehr großer Landwirtschaftsbetriebe zur Versorgung von hofeigenen Betriebsfahrzeugen und CNG-Traktoren in Verbindung mit Zugang für externe Kooperationspartner aus dem regionalen Umfeld
- öffentliche Hoftankstelle zur Eigenversorgung des Landwirtschaftsbetriebs, Versorgung externer Kooperationspartner mit öffentlichem Zugang von Gewerbe- und Privatkunden

In Tabelle 21 sind die Parameter der technischen Konfiguration enthalten. Aufgrund der Einhaltung der Grenzwerte der TA Luft (2021) im Offgas ist im Pfad 1.3 keine Abgasnachbehandlung vorgesehen.

Tab. 21: Technische Konfiguration der Parameter und Komponenten des Bereitstellungspfades 1.3

Parameter	Einheit	Wert
CNG-Bereitstellungsmenge an Zapfsäule	t/Monat	13
Dichte Reingas	kg/m ³ _N	0,75
Rohbiogasmenge an BGAA ¹⁾	m ³ _N /h	50
Reingas an Tankstelle ¹⁾	m ³ _N /h	28
CH ₄ -Anteil Reingas	%	97
Offgas-Volumenstrom ¹⁾	m ³ _N /h	20
CH ₄ -Anteil Offgas	%	0,81
Komponente	Beschreibung Wert	
BGAA	Membrantrennverfahren 50 m ³ _N /h Rohbiogas 3-stufige Verschaltung (inklusive Rohbiogasvorbehandlung, Vorverdichtung, Reinigung (H ₂ S/VOC), Trocknung, Messtechnik, Odorierung) Eigenstrombedarf: 0,35 kWh/m ³ _N Rohbiogas	
Abgasreinigung (Offgas)	direkte Abgabe an die Atmosphäre (TA-Luft-Grenzwerte werden eingehalten)	
Tankanlage	CNG-Tankanlage mit Bezahlstation Biokraftstoffmenge 13 t/Monat 1 Tankkupplung TK16/NGV 1 1 Tankkupplung TK26 NGV 2 Eigenstrombedarf: 0,27 kWh/m ³ _N Reingas	
Hochdruckspeicher CNG	4.480 l HD-Speicher, 3-Bank-System	
Rohgasleitung BGA zu BGAA	200 m PE DN 100, 50–100 mbar, erdverlegt, 1 Absperrarmatur	
Reingasleitung BGAA zu Zapfsäule	20 m, 9 bar, oberirdisch, Stahl DN 25	
Offgasleitung	20 m, 50–100 mbar	
Bezugsanschluss Erdgas	-	
Einspeiseanschluss (BGEA)	-	

¹⁾ Bei 8.400 Vollbenutzungsstunden pro Jahr.

Pfad 1.4: Große BioCNG-Tankstelle am Standort der Biogasanlage

Der Bereitstellungspfad 1.4 stellt mit einem für die BioCNG-Bereitstellung erforderlichen Rohbiogasvolumenstrom von ca. 190 m³_N pro Stunde hohe standortspezifische Anforderungen sowohl an die Substratverfügbarkeit als auch an den Kraftstoffabsatz. Für die Integration des Bereitstellungspfades 1.4 in eine landwirtschaftliche Biogasanlage muss eine große Menge an Substraten verfügbar sein, die zur Vermarktung von Biomethan als Kraftstoff wirtschaftlich geeignet sind. Weiterhin steigt das erforderliche Absatzpotenzial an BioCNG-Kraftstoff auf 50 Tonnen pro Monat an, das beispielsweise rund 110 Betankungsvorgängen von Pkw pro Tag entspricht (siehe Tab. 17). Der Standort der Biogasanlage muss in diesem Fall strategisch sehr günstig liegen, um in unmittelbarer Nähe der Biogasanlage kontinuierlich die erzeugten BioCNG-Mengen an ein Logistik-, Verkehrs- oder Industrieunternehmen abzusetzen. Alternativ oder in Kombination ist in Abhängigkeit der tatsächlichen Standortvoraussetzungen die Einbindung in eine im unmittelbaren Umfeld der Biogasanlage bestehende öffentliche Tankstelle mit Nähe zu einem ausreichend hohen Verkehrsaufkommen und etablierten BioCNG-Absatz mittels Stichleitung denkbar. Die Hauptanwendungsfälle sind:

- nicht öffentliche Hoftankstelle sehr großer Landwirtschaftsbetriebe zur Versorgung von hofeigenen Betriebsfahrzeugen und CNG-Traktoren in Verbindung mit einem Unternehmen mit großem Fuhrpark im regionalen Umfeld
- öffentliche Tankstelle an strategisch günstigen Verkehrsknotenpunkt, der in unmittelbarer Nähe zur Biogasanlage liegt und ein hohes Aufkommen an Privat- und Gewerbekunden aufweist

Die Annahmen der technischen Konfiguration sind in Tabelle 22 aufgeführt. In der Konfiguration ist keine Abgasnachbehandlung vorgesehen, da eine Einhaltung der Grenzwerte der TA Luft angenommen wird und der Mehrertrag aus den Minderungsquoten nach aktuellen Preisen als zu gering für eine wirtschaftliche Kompensation der zusätzlichen Investition bewertet wird.

Tab. 22: Technische Konfiguration der Parameter und Komponenten des Bereitstellungspfades 1.4

Parameter	Einheit	Wert
CNG-Bereitstellungsmenge an Zapfsäule	t/Monat	50
Dichte Reingas	kg/m ³ _N	0,75
Rohbiogasmenge an BGAA ¹⁾	m ³ _N /h	190
Reingas an Tankstelle ¹⁾	m ³ _N /h	104
CH ₄ -Anteil Reingas	%	97
Offgas-Volumenstrom ¹⁾	m ³ _N /h	82
CH ₄ -Anteil Offgas	%	0,76
Komponente	Beschreibung / Wert	
BGAA	Membrantrennverfahren 190 m ³ _N /h Rohbiogas 3-stufige Verschaltung (inklusive Rohbiogasvorbehandlung, Vorverdichtung, Reinigung (H ₂ S/VOC), Trocknung, Messtechnik, Odorierung) Eigenstrombedarf: 0,32 kWh/m ³ _N Rohbiogas	
Abgasreinigung (Offgas)	direkte Abgabe an die Atmosphäre (TA-Luft-Grenzwerte werden eingehalten)	
Tankanlage	CNG-Tankanlage mit Bezahlstation Biokraftstoffmenge 50 t/Monat 2 Tankkupplungen TK16/NGV 1 2 Tankkupplungen TK26/ NGV 2 Eigenstrombedarf: 0,24 kWh/m ³ _N Reingas	
Hochdruckspeicher CNG	17.920 l HD-Speicher, 3-Bank-System	
Rohgasleitung BGA zu BGAA	200 m PE DN 150, 50–100 mbar, erdverlegt, 1 Absperrarmatur	
Reingasleitung BGAA zu Zapfsäule	20 m, 9 bar, oberirdisch, Stahl DN 25	
Offgasleitung	20 m, 50–100 mbar	
Bezugsanschluss Erdgas	-	
Einspeiseanschluss (BGEA)	-	

¹⁾ Bei 8.400 Vollbenutzungsstunden pro Jahr.

Effekt einer Gasnetzanbindung (Einspeisung und Gasbezug)

Da in Konzept 1 der Fokus auf der Betrachtung von Tankstellen am Standort der Biogasanlagen liegt, erfolgt keine ökonomische Einzelbewertung einer Anbindung an das öffentliche Gasnetz. Daher soll an dieser Stelle nur grundsätzlich auf die möglichen Vorteile eines Gasbezugs- und Einspeiseanschlusses hingewiesen werden. Da in den für Konzept 1 betrachteten Anlagenkonstellationen explizit keine externe Tankstelle betrachtet werden soll, würde der Anschluss nur zum Ausgleich von kurzfristigen Absatz- und Erzeugungsschwankungen genutzt werden. So könnte auch bei einem vollständigen Ausfall der Aufbereitungsanlage weiterhin Biomethan aus dem Gasnetz bezogen und so die Tankstelle weiterbetrieben werden. Der mögliche Bezug aus dem Gasnetz bedeutet also eine erhöhte Flexibilität. Jedoch muss abgewogen werden, inwieweit diese Flexibilität die Netzanschlusskosten langfristig aufwiegen kann.

8.1.3 Technische Konfiguration Konzept 2: Tankstelle getrennt vom Standort der Biogasanlage – mit Gasnetzanschluss

Wenn an Standorten landwirtschaftlicher Biogasanlagen keine Unternehmen mit einem kontinuierlich ausgelasteten Fuhrpark ansässig sind, ist es oftmals nicht möglich größere Kraftstoffmengen beständig vor Ort abzusetzen. Der Einspeiseanschluss an das öffentliche Gasnetz wäre in diesem Fall eine wichtige Option, dennoch Biomethan für den Kraftstoffmarkt zu erzeugen und dem Markt zuzuführen. Es ergibt sich somit der entscheidende Vorteil, eine größere Biogasaufbereitungsanlage zu errichten, als es das Absatzpotenzial an BioCNG vor Ort zulässt. Damit könnte auch nur ein Teilstrom des Biomethan als Kraftstoff bereitgestellt werden und ein weiterer Teilstrom in einer anderweitigen Vermarktung genutzt werden. Mit Konzept 2 soll die Integration eines Biokraftstoffpfades für landwirtschaftliche Biogasanlagen abgebildet werden, die einen Zugang zum öffentlichen Gasnetz haben und weiterhin einen zu geringen Kraftstoffbedarf am Standort der Biogasanlage aufweisen. Durch die Einspeisung des Biomethan in das öffentliche Gasnetz kann der Ort der Erzeugung vom Ort der Nutzung entkoppelt und somit ein Tankstellenstandort mit verbessertem Absatzmengenpotenzial erschlossen werden. Grundsätzlich ist damit die virtuelle Nutzung des Biomethans an allen Gastankstellen in Deutschland möglich. Die Wahl des Tankstellenstandortes kann in diesem Fall vielmehr nach strategischen Aspekten hinsichtlich Kunden- und Absatzpotenzialen, vorhandener Mitbewerber und Flächenverfügbarkeit erfolgen. Die Einbindung in das Gasnetz ermöglicht ein Back-up des Bereitstellungspfades, wodurch theoretische Versorgungslücken aufgrund zu geringer Biogaserzeugung oder zu großer Mengennachfrage, wie sie theoretisch in Konzept 1 möglich sind, ausgeschlossen werden können. Aufgrund der verbesserten Möglichkeiten zur strategischen Auswahl des Tankstellenstandortes werden die Mikro- und Klein-BioCNG-Tankstellen im Konzept 2 nicht betrachtet.

Das Verfahrensschema von Konzept 2 ist in Abbildung 40 dargestellt. Die Integration von Konzept 2 in eine bestehende Biogasanlage erfordert die nachfolgend aufgeführten Hauptkomponenten am Standort der Biogasanlage:

- Biogasaufbereitungsanlage mit Vorverdichtung, Entschwefelung, Gasreinigung, Trocknung und Odorierung
- Optional: Abgasreinigung wie beispielsweise RTO zur Einhaltung der TA Luft und der GasNZV (notwendig in Abhängigkeit von Methangehalt im Offgas, Anlagengröße und THG-Minderungsziel)
- Biogaseinspeiseanlage mit Konditionierung (BGEA)

Am Standort der Tankstelle wird folgende Anlagentechnik benötigt:

- Gasbezugsanschluss
- Hochdruckverdichter Biomethan
- Hochdruckspeicher Biomethan
- CNG-Tankanlage mit Abrechnungssystem und Peripherie

Der Fokus in Konzept 2 liegt auf der Erzeugung von BioCNG in einer mittleren Anlagengröße mit einem Absatz von 13 Tonnen pro Monat (Pfad 2.1) und einer großen Anlage mit 50 Tonnen BioCNG-Absatz pro Monat (Pfad 2.2). Die äquivalenten Tankmengen und Tankvorgänge können in Tabelle 17 nachvollzogen werden. BioLNG-Erzeugung wird an dieser Stelle noch nicht berücksichtigt, da die Verflüssigung und der Abtransport von LNG direkt am beziehungsweise vom Standort der Biogasanlage erfolgen kann und daher nicht zwingend eine vorherige Durchleitung durch das öffentliche Gasnetz zur Erschließung absatzstärkerer Standorte benötigt wird. Neben der Erzeugung von Biomethan zur Einspeisung wird ein Teilstrom des Rohbiogases in einem BHKW zur Erzeugung von Strom und Eigenwärme verwertet. Im Konzept 2 können Erlöse über den Verkauf des Biomethans als BioCNG-Kraftstoff sowie über die Verwertung von Strom und Wärme aus dem Kraft-Wärme-Kopplungspfad generiert werden.

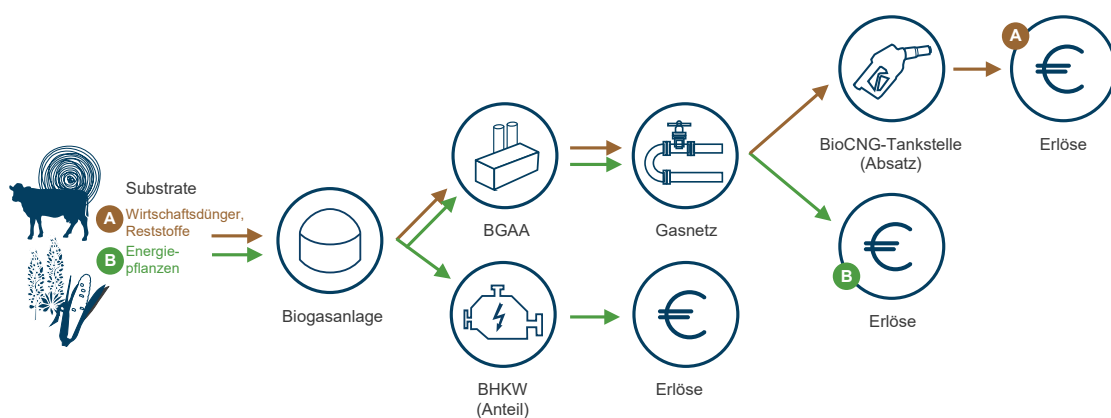


Abb. 40: Verfahrensschema Konzept 2 – Tankstelle getrennt vom Standort der BGA – mit Gasnetzanschluss (© IBKE)

Pfad 2.1: Mittlere-BioCNG-Tankstelle getrennt vom Standort der Biogasanlage

In der praktischen Umsetzung kommen mit der Erzeugung von 13 Tonnen BioCNG pro Monat und mit der Nutzung des öffentlichen Gasnetzes folgende Anwendungsoptionen infrage:

- Versorgung einer nicht öffentlichen Tankstelle eines großen Logistik- oder Verkehrsunternehmens
- Versorgung einer verkehrstechnisch günstig gelegenen öffentlichen Tankstelle mit mittlerem Absatz

Am Standort der Biogasanlage findet ausschließlich die Erzeugung des Biomethan und die Einspeisung in das öffentliche Gasnetz statt. Der Kraftstoffabsatz an der Biogasanlage kann im Praxisfall als zu gering angenommen werden, um die Erzeugungsmenge zu verbrauchen. Die technischen Annahmen von Pfad 2.1 zeigt Tabelle 23.

Tab. 23: Technische Konfiguration der Parameter und Komponenten des Bereitstellungspfades 2.1

Parameter	Einheit	Wert
CNG-Bereitstellungsmenge an Zapfsäule	t/Monat	13
Dichte Reingas	kg/m ³ _N	0,75
Rohbiogasmenge an BGAA ¹⁾	m ³ _N /h	50
Reingas an Tankstelle ¹⁾	m ³ _N /h	28
CH ₄ -Anteil Reingas	%	97
Offgas-Volumenstrom ¹⁾	m ³ _N /h	20
CH ₄ -Anteil Offgas	%	0,81
Komponente	Beschreibung Wert	
BGAA	Membrantrennverfahren 50 m ³ _N /h Rohbiogas 3-stufige Verschaltung (inklusive Rohbiogasvorbehandlung, Vorverdichtung, Reinigung (H ₂ S/VOC) Trocknung, Messtechnik, Odorierung) Eigenstrombedarf: 0,35 kWh/m ³ _N Rohbiogas	
Abgasreinigung (Offgas)	RTO für BGAA mit 50 m ³ _N /h Rohbiogas (Volumenbereich: ca. 50–100 m ³ _N /h Rohbiogas) Eigenstrombedarf: 2 kWh/Bh	
Tankanlage	CNG-Tankanlage mit Bezahlstation Biokraftstoffmenge 13 t/Monat 1 Tankkupplung TK16/NGV 1 1 Tankkupplung TK26 NGV 2 Eigenstrombedarf: 0,27 kWh/m ³ _N Reingas	
Hochdruckspeicher CNG	4.480 l HD-Speicher, 3-Bank-System	
Rohgasleitung BGA zu BGAA	100 m PE DN 100, 50–100 mbar, erdverlegt, 1 Absperrarmatur	
Reingasleitung BGAA zu BGEA	< 1 km	
Offgasleitung	20 m, 50–100 mbar	
Bezugsanschluss Erdgas	Erdgasbezugsanschluss 25 m ³ _N /h Erdgas an Tankstelle 50 mbar ND-Anschluss, bis 10 m Anschlusslänge	
Einspeiseanschluss (BGEA)	BGEA mit Verbindungsleitung bis zu 1 km Länge	

¹⁾ Bei 8.400 Vollbenutzungsstunden pro Jahr.

Pfad 2.2: Große BioCNG-Tankstelle getrennt vom Standort der Biogasanlage

Im Pfad 2.2 wird, mithilfe des öffentlichen Gasnetzes, die Erschließung eines strategisch sehr günstigen Tankstellenstandortes mit einem großen Absatzpotenzial von 50 Tonnen BioCNG pro Monat angenommen. Praktische Anwendungsfälle sind:

- Erschließung eines großen Logistikunternehmens mit großem Lkw-Fuhrpark durch nicht-öffentliche Tankstelle
- Öffentliche Tankstelle mit strategisch sehr günstiger Lage zur Etablierung von Lkw- und Pkw-Betankung

In Tabelle 24 ist die technische Konfiguration des Pfades einzusehen.

Tab. 24: Technische Konfiguration der Parameter und Komponenten des Bereitstellungspfades 2.2

Parameter	Einheit	Wert
CNG-Bereitstellungsmenge an Zapfsäule	t/Monat	50
Dichte Reingas	kg/m ³ _N	0,75
Rohbiogasmenge an BGAA ¹⁾	m ³ _N /h	190
Reingas an Tankstelle ¹⁾	m ³ _N /h	104
CH ₄ -Anteil Reingas	%	97
Offgas-Volumenstrom ¹⁾	m ³ _N /h	82
CH ₄ -Anteil Offgas	%	0,76
Komponente	Beschreibung Wert	
BGAA	Membrantrennverfahren 190 m ³ _N /h Rohbiogas 3-stufige Verschaltung (inklusive Rohbiogassvorbehandlung, Vorverdichtung, Reinigung (H ₂ S/VOC) Trocknung, Messtechnik, Odorierung) Eigenstrombedarf: 0,32 kWh/m ³ _N Rohbiogas	
Abgasreinigung (Offgas)	RTO für BGAA mit 190 m ³ _N /h Rohbiogas (Volumenbereich: ca. 150–250 m ³ _N /h Rohbiogas) Eigenstrombedarf: 2 kWh/Bh	
Tankanlage	CNG Tankanlage mit Bezahlstation Biokraftstoffmenge 50 t/Monat 2 Tankkupplungen TK16/NGV 1 2 Tankkupplungen TK26/NGV 2 Eigenstrombedarf: 0,24 kWh/m ³ _N Reingas	
Hochdruckspeicher CNG	17.920 l HD-Speicher, 3-Bank-System	
Rohgasleitung BGA zu BGAA	100 m PE DN 150, 50–100 mbar, erdverlegt, 1 Absperrarmatur	
Reingasleitung BGAA zu BGEA	< 1 km	
Offgasleitung	20 m, 50–100 mbar	
Bezugsanschluss Erdgas	Erdgasnetzanschluss 90 m ³ _N /h Erdgas	
Einspeiseanschluss (BGEA)	50 mbar ND-Anschluss, bis 10 m Anschlusslänge BGEA mit Verbindungsleitung bis zu 1 km Länge	

¹⁾ Bei 8.400 Vollbenutzungsstunden pro Jahr.

8.1.4 Technische Konfiguration Konzept 3: Tankstelle getrennt vom Standort der Biogasanlage – ohne Gasnetzanschluss

Mit dem Konzept 3 soll die Integration eines Kraftstoffpfades für landwirtschaftliche Biogasanlagen mit zu geringem BioCNG-Absatzpotenzial vor Ort und ohne Zugang zum öffentlichen Gasnetz bewertet werden. Die Erschließung eines Tankstellenstandortes mit ausreichend großem Kraftstoffabsatz erfolgt in diesem Konzept über straßengebundenen Transport. Dabei wird sowohl der Transport von BioCNG mittels Transportcontainer als auch der Lkw-Transport von LNG betrachtet. Trotz fehlenden Anschlusses an das öffentliche Gasnetz kann durch den Lkw-Transport eine strategische Auswahl des Tankstellenstandortes bezüglich der Kriterien Kunden- und Absatzpotenziale, vorhandene Mitbewerber und Flächenverfügbarkeit erfolgen. Falls der Tankstellenstandort über einen Gasnetzanschluss verfügt, kann dieser als Back-up für Versorgungsengpässe genutzt werden. Gegenüber Konzept 2 stellt die Entfernung zum Tankstellenstandort ein zusätzliches, wesentliches Entscheidungskriterium dar. Der zeitliche Aufwand für den Transport des BioCNG und BioLNG vom Ort der Erzeugung zum Tankstellenstandort hat neben dem Einfluss auf die nötige Speicherkapazität auch einen unmittelbaren Effekt auf die Transportkosten sowie die Treibhausgasemissionen je Einheit Kraftstoff. Das Konzept 3 wird in drei Pfade unterteilt, welche sich in den Absatzmengen und der Kraftstoffart unterscheiden.

Das Verfahrensschema für die Erzeugung von BioCNG und den straßengebundenen Transport zu einer externen Tankstelle ist in Abbildung 41 dargestellt. Es sind dafür folgende technische Hauptkomponenten am Standort der Biogasanlage erforderlich:

- Biogasaufbereitungsanlage mit Vorverdichtung, Entschwefelung, Gasreinigung, Trocknung und Odo-rierung
- Optional: Abgasreinigung wie beispielsweise RTO zur Einhaltung der TA Luft (notwendig in Abhängig-keit von Methangehalt im Offgas, Anlagengröße und THG-Minderungsziel)
- Hochdruckverdichter Biomethan für Biomethan-Transportcontainer
- Biomethan-Transportcontainer 20 Fuß, als Normalcontainer oder Abrollcontainer, alternativ fest ins-tallierte Gastanks auf Trailer, Schlauchanschluss, 1-Bank-System (Anzahl 2 bis 3 Stück in Abhängigkeit von Transportentfernung, Erzeugungsmengen und Speicherkonzept)

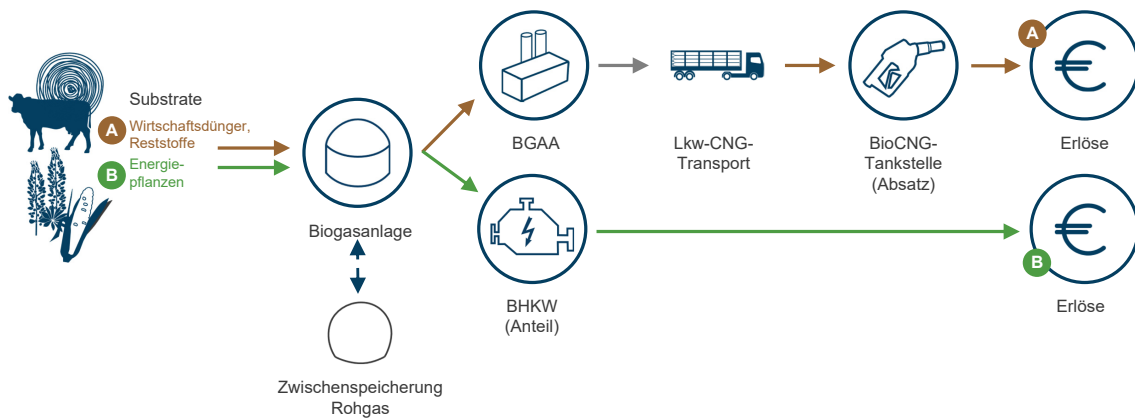


Abb. 41: Verfahrensschema Konzept 3 – BioCNG-Tankstelle getrennt vom Standort der BGA – ohne Gasnetzanschluss (© IBKE)

Am Standort der Tankstelle werden zusätzlich benötigt:

- CNG-Tankanlage mit Abrechnungssystem und Peripherie
- Optional: HD-Speicher 3-Bank-System in Abhängigkeit Speicherkonzept (Anzahl Biomethan-Transportcontainer)
- Hochdruckverdichter zur Nachverdichtung bei teilentleertem Transportcontainer
- Optional: Entspannungsanlage inklusive Messeinrichtungen, falls Einspeisung in das Erdgasnetz vor Tankstellennutzung erfolgt (wird in Wirtschaftlichkeitsbewertung nicht berücksichtigt)

Für die Erzeugung und Vertankung von BioLNG aus Biomethan ergibt sich das Verfahrensschema unter Abbildung 42. Am Standort der Biogasanlage ist für eine Integration dieses Pfades die folgende Anlagentechnik zu errichten:

- Biogasaufbereitungsanlage mit Vorverdichtung, Entschwefelung, Gasreinigung, Trocknung und Odo-rierung
- Abgasreinigung wie beispielsweise RTO
- LNG-Verflüssigung mittels Kryokühler inklusive vorgeschalteter Feinreinigung und Peripherie
- LNG-Speicher (kryogen) inklusive Verladepumpe und Peripherie
- Optional für Konzept 3 mit BioLNG-Erzeugung: CO₂-Verflüssigung an BGA (kann RTO ersetzen; wird in Wirtschaftlichkeitsbewertung nicht berücksichtigt)

Am Standort der Tankstelle sind folgende Komponenten vorzusehen:

- LNG-Speicher (kryogen) inklusive Verladepumpe und Peripherie
- LNG-Tankanlage mit Abrechnungssystem und Peripherie

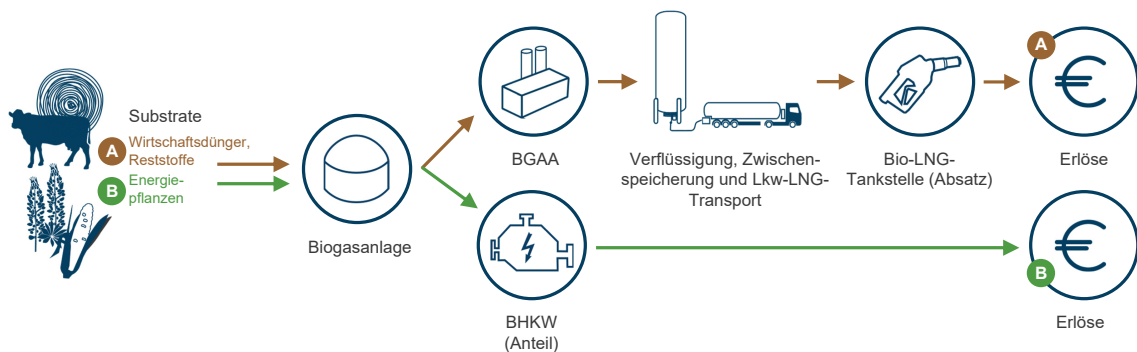


Abb. 42: Verfahrensschema Konzept 3 – BioLNG-Tankstelle getrennt vom Standort der BGA – ohne Gasnetzanschluss (© IBKE)

Pfad 3.1: Große BioCNG-Tankstelle getrennt vom Standort der Biogasanlage ohne Gasnetzanschluss

In Pfad 3.1 wird eine große Tankstelle mit einem Absatz von 50 Tonnen BioCNG pro Monat getrennt vom Standort der Biogasanlage unterstellt. Die Versorgung der Tankstelle erfolgt straßengebunden mittels Lkw-Trailer. Wie in den vorherigen Konzepten beschrieben, ist für diese Absatzmenge ein Standort in der Nähe eines großen Logistikunternehmens mit großem Lkw-Fuhrpark oder eine für den Lkw-Verkehr etablierte öffentliche Tankstelle erforderlich. Am Standort der Biogasanlage ist ein Hochdruckverdichter notwendig, der die Transporttrailer befüllt. Die Transporttrailer dienen sowohl an der Biogasanlage als Aufnahmespeicher als auch an der Tankstelle als Abgabespeicher. Die Abgabe an der Tankstelle an Endkunden kann direkt aus dem Transporttrailer erfolgen. Es sind in diesem Fall mindestens zwei Container notwendig, aber mindestens drei für einen weitgehend kontinuierlichen Betrieb empfehlenswert. Für den Fall, dass für die Transportdauer von der Abholung des Containers an der Biogasanlage bis zum Wiedereintreffen des leeren Containers vom Tankstellenstandort ein höherer Zeitaufwand entsteht, als die vorhandenen Niederdruckgasspeicher der Biogasanlage den Rohbiogasstrom puffern können, sind insgesamt mehr Transporttrailer nötig. Dies würde, auch trotz ausreichend dimensionierter Niederdruckspeicher, insgesamt den Druck auf die Logistikkette reduzieren. Eine zusätzliche Option kann sein, dass der Tankstellenstandort nicht direkt angesteuert wird, sondern dass zuvor ein Einspeisepunkt in das öffentliche Erdgasnetz aus dem Biome-

thantrailer bedient wird. Das Biomethan kann dann über weitere Strecken leitungsgebunden zu einer strategisch günstigen Tankstelle transportiert werden. Es ist anzumerken, dass der Eigenstrombedarf in der technischen Konfiguration für die Szenarienberechnungen konservativ angenommen ist. Aufgrund des in den Transportcontainern herrschenden Vordruckes ist im Anlagenbetrieb ein reduzierter Eigenstrombedarf der Tankanlage möglich. Der Eigenstrombedarf steigt dabei in Abhängigkeit der Gasentnahme durch den sinkenden Vordruck und ist abhängig vom Tankprofil. Aufgrund fehlender Praxiswerte wird daher eine konservative Annahme berücksichtigt. Die Technikkonfiguration des Konzeptes ist in Tabelle 25 aufgeführt.

Tab. 25: Technische Konfiguration der Parameter und Komponenten des Bereitstellungspfades 3.1

Parameter	Einheit	Wert
CNG-Bereitstellungsmenge an Zapfsäule	t/Monat	50
Dichte Reingas	kg/m ³ _N	0,75
Rohbiogasmenge an BGAA ¹⁾	m ³ _N /h	190
Reingas an Tankstelle ¹⁾	m ³ _N /h	104
CH ₄ -Anteil Reingas	%	97
Offgas-Volumenstrom ¹⁾	m ³ _N /h	82
CH ₄ -Anteil Offgas	%	0,76
Komponente	Beschreibung Wert	
BGAA	Membrantrennverfahren 190 m ³ _N /h Rohbiogas 3-stufige Verschaltung (inklusive Rohbiogassvorbehandlung, Vorverdichtung, Reinigung (H ₂ S/VOC), Trocknung, Messtechnik, Odorierung) Eigenstrombedarf: 0,32 kWh/m ³ _N Rohbiogas	
Abgasreinigung (Offgas)	direkte Abgabe an die Atmosphäre (TA-Luft-Grenzwerte werden eingehalten) HD-Verdichter zur Befüllung CH ₄ -Container bis 194 m ³ _N /h bei 10 bar Ausgangsdruck BGAA	
Biomethanbrücke	3 Stück CH ₄ -Hochdruck-Transportcontainer 20 Fuß (Hakenlift-container), 92 × 190 l Volumen, 250 bar, 1-Bank-System Schlauchanschluss Transport auf 40 t Trailer Eigenstrombedarf: 30 kWh/Bh	
Tankanlage	CNG-Tankanlage mit Bezahlstation Biokraftstoffmenge 50 t/Monat 2 Tankkupplungen TK16/NGV 1 2 Tankkupplungen TK26/NGV 2 Eigenstrombedarf: 0,24 kWh/m ³ _N Reingas	
Rohgasleitung BGA zu BGAA	100 m PE DN 150, 50–100 mbar, erdverlegt, 1 Absperrarmatur	
Reingasleitung BGAA zu Übergabe Container	20 m	
Offgasleitung	20 m, 50–100 mbar	
CNG-Transportentfernung BGA zu Tankstelle	1 Pendelfahrt mit 2 × 200 km pro Tag (5 d/Woche)	

¹⁾ Bei 8.400 Vollbenutzungsstunden pro Jahr.

Pfad 3.2: Große BioLNG-Tankstelle getrennt vom Standort der Biogasanlage ohne Gasnetzanschluss

Mit dem Pfad 3.2 wird die Integration eines Kraftstoffpfades mit LNG-Verflüssigung und einer Absatzmenge von 50 Tonnen BioLNG pro Monat in einer Biogasanlagen ohne Gasnetzzugang und fehlendem LNG-Absatzpotenzial vor Ort bewertet. Das am Standort der Biogasanlage erzeugte BioLNG wird mittels Lkw-Transport an eine externe BioLNG-Tankstelle zur Vertankung geliefert. Hauptabnehmer des BioLNG sind Lkw mit einem hohen zulässigen Gesamtgewicht wie beispielsweise Sattelzüge. Der Standort für eine nicht öffentliche BioLNG-Tankstelle wäre daher in räumlicher Nähe eines Logistikunternehmens mit einem

Lkw-Fuhrpark denkbar. In Tabelle 18 können die äquivalenten Tankvorgänge und Kilometerleistungen der BioLNG-Absatzmenge von Pfad 3.2 nachvollzogen werden. In diesem Zusammenhang ist anzumerken, dass für eine Rohbiogaserzeugung mit einem Volumen von 200 m³_N/h ausschließlich aus Wirtschaftsdünger eine sehr große Anzahl von Großvieheinheiten in der Tierhaltung nötig ist. Aus der Perspektive typischer landwirtschaftlicher Biogasanlagen kann daher eine solche Absatzmenge als großer Anlagemaßstab eingestuft werden. Im Hinblick auf die Tank- und Verbrauchsmengen von 40-Tonnen-Lkw muss jedoch die aus landwirtschaftlicher Sicht große Erzeugungsmenge von 50 Tonnen BioLNG pro Monat für eine öffentliche BioLNG-Lkw-Tankstelle als gering bewertet werden. Eine öffentliche Tankstelle für 40-Tonnen-Lkw kommt bei einer Tankmenge entsprechend Pfad 3.2 daher nur eingeschränkt oder für mehrere LNG-Erzeugungsanlagen, die an eine BioLNG-Tankstelle liefern, in Betracht.

Tabelle 26 zeigt die technische Konfiguration von Pfad 3.2.

Tab. 26: Technische Konfiguration der Parameter und Komponenten des Bereitstellungspfades 3.2

Parameter	Einheit	Wert
LNG-Bereitstellungsmenge an Zapfsäule	t/Monat	50
Dichte Reingas	kg/m ³ _N	0,75
Rohbiogasmenge an BGAA ¹⁾	m ³ _N /h	190
Reingas an Tankstelle ¹⁾	m ³ _N /h	104
CH ₄ -Anteil Reingas	%	97
Offgas-Volumenstrom ¹⁾	m ³ _N /h	83
CH ₄ -Anteil Offgas	%	0,75
Komponente	Beschreibung Wert	
BGAA	Membrantrennverfahren 190 m ³ _N /h Rohbiogas 3-stufige Verschaltung (inklusive Rohbiogasvorbehandlung, Vorverdichtung, Reinigung (H ₂ S/VOC), Trocknung, Messtechnik, Odorierung) Eigenstrombedarf: 0,32 kWh/m ³ _N Rohbiogas	
Abgasreinigung (Offgas)	direkte Abgabe an die Atmosphäre (TA-Luft-Grenzwerte werden eingehalten)	
LNG-Verflüssigung	Methanverflüssigung ca. 100 m ³ _N /h Kryokühler inklusive Feinreinigung und Peripherie Eigenstrombedarf: 0,57 kWh/m ³ _N Reingas	
LNG-Speicher	1 LNG-Speicher an BGA: stationärer Kryotank 60 m ³ /26 Tonnen inklusive Verladepumpe und Peripherie Eigenstrombedarf: 0,10 kWh/m ³ _N Reingas 1 LNG-Speicher an Tankstelle: stationärer Kryotank 60 m ³ /26 Tonnen inklusive Verladepumpe und Peripherie Eigenstrombedarf: 0,10 kWh/m ³ _N Reingas	
Tankanlage	LNG-Tankanlage für 50 t LNG/Monat 1 Lkw Zapfstelle, Entladestelle Eigenstrombedarf: 0,02 kWh/m ³ _N Reingas	
Optional: CO ₂ -Verflüssigung (kann RTO ersetzen; in Berechnungen nicht berücksichtigt)	CO ₂ -Verflüssigung 160–200 m ³ _N /h Rohbiogas inklusive 50 t LCO ₂ -Speicher und Verladepumpe Gaschromatograph Peripherie Eigenstrombedarf: 0,24 kWh/kg CO ₂	
Rohgasleitung BGA zu BGAA	100 m PE DN 150, 50–100 mbar, erdverlegt, 1 Absperrarmatur	
Reingasleitung BGAA zu Verflüssigung	20 m	
Offgasleitung	20 m, 50–100 mbar	
LNG-Transportentfernung BGA zu Tankstelle	100 km	

¹⁾ Bei 8.400 Vollbenutzungsstunden pro Jahr.

Pfad 3.3: Sehr große BioLNG–Tankstelle getrennt vom Standort der Biogasanlage ohne Gasnetzanschluss

Der Pfad 3.3 berücksichtigt zusätzlich zu den bisherigen Tankstellengrößen die Erzeugung von 100 Tonnen BioLNG pro Monat aus Biomethan einer landwirtschaftlichen Biogasanlage. Die technische Konfiguration des Bereitstellungspfades sieht die Verflüssigung des Biomethan zu BioLNG am Standort der Biogasanlage mit anschließendem Lkw-Transport zu einer externen Tankstelle vor. Die Anforderungen an die Substratverfügbarkeit für die Rohgaserzeugung sind für eine typische landwirtschaftliche Biogasanlage sehr hoch. Daher ist für diesen Fall eine Gemeinschaftsanlage mehrerer Landwirtschaftsbetriebe denkbar. Mit den Kraftstoffmengen kann ein größerer Fuhrpark mit 40-Tonnen-Lkw bedient werden, wie die äquivalente Kilometerleistung von rund 13.890 km pro Tag zeigt (siehe Tab. 18). In der praktischen Anwendung kommt auch eine öffentliche Lkw-Tankstelle infrage. Nach erfolgreicher Marktetablierung und verkehrstechnisch günstiger Lage könnte diese durch die Zulieferung weiterer LNG-Lieferanten erweitert werden. In Tabelle 27 sind die Annahmen zur technischen Konfiguration dargestellt.

Tab. 27: Technische Konfiguration der Parameter und Komponenten des Bereitstellungspfades 3.3

Parameter	Einheit	Wert
LNG-Bereitstellungsmenge an Zapfsäule	t/Monat	100
Dichte Reingas	kg/m ³ _N	0,75
Rohbiogasmenge an BGAA ¹⁾	m ³ _N /h	390
Reingas an Tankstelle ¹⁾	m ³ _N /h	213
CH ₄ -Anteil Reingas	%	97
Offgas-Volumenstrom ¹⁾	m ³ _N /h	151
CH ₄ -Anteil Offgas	%	0,83

Komponente	Beschreibung Wert
BGAA	Membrantrennverfahren 390 m ³ _N /h Rohbiogas 3-stufige Verschaltung (inklusive Rohbiogasvorbehandlung, Vorverdichtung, Reinigung (H ₂ S/VOC) Trocknung, Messtechnik, Odorierung Eigenstrombedarf: 0,30 kWh/m ³ _N Rohbiogas
Abgasreinigung (Offgas)	RTO für BGAA mit 390 m ³ _N /h Rohbiogas (Volumenbereich: ca. 300–450 m ³ _N /h Rohbiogas) Eigenstrombedarf: 2,5 kWh/Bh
LNG-Verflüssigung	Methanverflüssigung ca. 200 m ³ _N /h Kryokühler inklusive Feinreinigung und Peripherie Eigenstrombedarf: 0,58 kWh/m ³ _N Reingas
LNG-Speicher	1 LNG-Speicher an BGA: stationärer Kryotank 60 m ³ /26 Tonnen inklusive Verladepumpe und Peripherie Eigenstrombedarf: 0,10 kWh/m ³ _N Reingas 1 LNG-Speicher an Tankstelle: stationärer Kryotank 60 m ³ /26 Tonnen inklusive Verladepumpe und Peripherie Eigenstrombedarf: 0,10 kWh/m ³ _N Reingas
Tankanlage	LNG-Tankanlage für 100 t LNG/Monat 1 Lkw Zapfstelle Entladestelle Eigenstrombedarf: 0,02 kWh/m ³ _N Reingas
Optional: CO ₂ -Verflüssigung (kann RTO ersetzen; in Berechnungen nicht berücksichtigt)	CO ₂ -Verflüssigung 280–360 m ³ _N /h Rohbiogas inklusive 50 t LCO ₂ -Speicher und Verladepumpe Gaschromatograph Peripherie Eigenstrombedarf: 0,24 kWh/kg CO ₂

Fortsetzung der Tabelle mit Fußnote auf der nächsten Seite

Parameter	Einheit	Wert
Rohgasleitung BGA zu BGAA	100 m PE DN 150, 50–100 mbar, erdverlegt, 1 Absperrarmatur	
Reingasleitung BGAA zu Verflüssigung	20 m	
Offgasleitung	20 m, 50–100 mbar	
LNG-Transportentfernung BGA zu Tankstelle	100 km	

¹⁾ Bei 8.400 Vollbenutzungsstunden pro Jahr.

8.2 Bestandsanlagen und notwendige Anpassungen beim Übergang zu Kraftstoffkonzepten

8.2.1 Technische Konfiguration Basis-Modellanlagen (Referenz)

Als Grundlage für die Post-EEG-Betrachtung wurden praxisnahe Basis-Modellanlagen erstellt, die typischen Bestandsbiogasanlagen aus den Baujahren 2004 bis 2009 entsprechen. Die baulichen und technischen Komponenten wurden festgelegt aus den auf dem Markt verfügbaren Optionen aus der nicht öffentlichen KTBL-Datenbank in Abhängigkeit von der Menge und Art des verwendeten Substrats (Substratmischung).

Insgesamt wurden vier Basis-Modellanlagen konzipiert, die anhand repräsentativer Fälle landwirtschaftlicher Biogasanlagen für die drei Leistungsgrößen

- Bemessungsleistung (BML): 200 kW,
- Bemessungsleistung (BML): 500 kW und
- Bemessungsleistung (BML): 1.000 kW

sowie unterschiedliche Substratzusammensetzungen dargestellt werden (Tab. 28). Bei der Festlegung der Substrate wurde bewusst der Anteil der Maissilage minimiert und auf andere NawaRo zurückgegriffen. Bei den Wirtschaftsdüngern wird davon ausgegangen, dass diese vor Ort anfallen. Das heißt, es entstehen keine Kosten oder Treibhausgase aus dem Transport von Wirtschaftsdüngern zur Biogasanlage.

Tab. 28: Kennwerte der Basis-Modellanlagen

Bemessungsleistung	Einheit	Basis 200	Basis 500	Basis 1.000	Basis 1.000 WD
		200 kW	500 kW	1.000 kW	
Substratanteil					
Rindergülle	Masse-%	60	50	35	45
Rindermist	Masse-%	20	25	15	30
Getreide-GPS	Masse-%	20	5	15	4
Maissilage	Masse-%		5	15	5
Grassilage	Masse-%		2	5	2
Durchwachsende Silphie	Masse-%		2	4	2
Maisstroh	Masse-%		11	10	12
WD/Kosubstrate		80/20	75/25	50/50	75/25
Rohgaserzeugung	m _N ³ /h	96	228	442	
Leistung BHKW					
BHKW 1	kW	250	550	1.100	
BHKW 2	kW	250	550	1.150	
Summe BHKW	kW	500	1.100	2.250	
Flex-Faktor	-	2,5	2,3	2,25	
Externe Wärmenutzung ¹⁾	%				40

¹⁾ Anteil verkaufte Wärme an gesamter Wärmeproduktion.

Diese Basis-Modellanlagen werden zunächst im Weiterbetrieb mit Vor-Ort-Verstromung der gesamten Biogasproduktion betrachtet und anschließend verschiedenen Kraftstoffnutzungskonzepten (Kapitel 8.1.1, Tab. 13) gegenübergestellt. Es wird davon ausgegangen, dass auch in der Ausgangssituation mit Vollverstromung die benötigte Prozessenergie (Strom, Wärme) durch eigene BHKW bereitgestellt und nur der Überschussstrom eingespeist wird. Die externe Wärmenutzung (Wärmeverkauf) wurde für die Basis-Modellanlagen unabhängig von Größe und Substratmix auf 40% der produzierten Wärmemenge festgelegt (Tab. 28).

Ausgehend von diesen Festlegungen erhielten die Bestandsanlagen einen Modernisierungswertegang, der dem technischen und rechtlichen Stand heutiger Bestandsanlagen entspricht, sodass sie den Betrieb nach den aktuellen Rahmenbedingungen (z.B. EEG 2023, 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 unter anderem die Erweiterung der Anlagen um ein gasdichtes Gärrestlager oder die nachträgliche Ausstattung von vorhandenen Gärrestlagern mit einem Tragluftdach.

Die Basis-Modellanlagen wurden zudem für einen Weiterbetrieb ausschreibungsertüchtigt. Das heißt, sie wurden auf die gestellten Anforderungen, insbesondere zum begrenzten Maiseinsatz (Maisdeckel < 35%), Anlagenüberbauung für die Flexibilisierung (Flex-Faktor > 2,25) sowie Einhaltung der Mindestvollbenutzungsstunden beim flexiblen BHKW-Betrieb beziehungsweise dessen EEG-Zahlungsanspruch (Tab. 29).

Tab. 29: Übersicht der Anforderungen an Bestandsbiogasanlagen für einen Post-EEG-Weiterbetrieb, die nicht ausschließlich Gülle als Biogassubstrat einsetzen (Stand 2024)

Anforderung	Kennzahl
Gärrestlagerzeit	mindestens 270 Tage (9 Monate)
Hydraulische Verweilzeit im gasdichten System	mindestens 150 Tage
Maiseinsatz (Maisdeckel)	maximaler Anteil 35% am Gesamtsubstrat (ab 2026 weitere Absenkung auf 25%)
Flex-Faktor (Anlagenüberbauung)	mindestens 2,25
BHKW-Mindestvollbenutzungsstunden (für Flexibilitätszahlungen gemäß EEG 2023)	Stromproduktion an mindestens 4.000 Viertelstunden je Kalenderjahr (für 2024), die mindestens 85% der installierten Leistung der Anlage entspricht oder Stromproduktion (von Biomethananlagen) an mindestens 2.000 Viertelstunden je Kalenderjahr, die mindestens 85% der installierten Leistung der Anlage entspricht.

Zudem wurden Gasspeicherkapazität, Gasreinigung, installierte BHKW-Leistung (bei unveränderter Produktion der Strommenge), Trafostation, Netzanschluss, Wärmespeicherkapazität und weitere Teilanlagen den Anforderungen nach angepasst. Es wird unterstellt, dass die beschriebenen Anforderungen zum Weiterbetrieb, außer zum Flex-Faktor und BHKW-Betrieb, auch für die beschriebenen Biomethankonzepte und deren Bereitstellungspfade gelten.

8.2.2 Notwendige Anpassungen in den Modellanlagen für die Umsetzung der Bereitstellungspfade/ Betriebsmodelle der Konzepte 1 bis 3

Rohgaserzeugung in den Bereitstellungspfaden und Betriebsmodellen

Basis für die Berechnungen der Bereitstellungspfade sind die im vorherigen Unterkapitel definierten Basis-Modellanlagen. Substratzusammensetzung und Rohgaserzeugung ändern sich im Vergleich zur Ausgangssituation in den vier Basis-Modellanlagen nicht. Die Substratmixe wurden bereits im Hinblick auf die Kraftstoffnutzung in den neun in Kapitel 8.1 definierten Bereitstellungspfaden ausgelegt. So wurde sichergestellt, dass in allen Pfaden das Rohgasäquivalent zur als Kraftstoff vermarkteten Methanmenge ausschließlich aus Wirtschaftsdüngern und Reststoffen stammt (bilanzielle Teilung; siehe Kap. 3.2.3), um eine möglichst hohe Treibhausgasminderung gegenüber konventionellen Kraftstoffen zu erreichen und damit die Erlöse aus dem THG-Quotenhandel zu optimieren.

Durch Kombination der 9 Bereitstellungspfade mit den in Kapitel 8.2.1 definierten Modellbiogasanlagen ergeben sich insgesamt 13 Betriebsmodelle (Tab. 30). Dabei werden nur für einzelne Pfade mehrere Anlagengrößen berücksichtigt, wie z.B. Pfad 1.4. Die Basisanlage 1.000 WD mit überwiegendem Wirtschaftsdüngereinsatz (75%) wird lediglich für den Pfad 3.3 mit einer mobilen Brücke zu einer sehr großen Tankstelle betrachtet. Die anderen Berechnungen für diese Anlagengröße (1.4b, 2.2b, 3.1b und 3.2b) erfolgen nur für Basis 1.000 mit nur 50% Wirtschaftsdüngern im Substratmix.

Tab. 30: Betrachtete Betriebsmodelle, die sich durch Kombination der 9 Bereitstellungspfade mit den 4 Modellbiogasanlagen ergeben

Konzepte und Pfade	Höchstbemessungsleistung	Maximale BGAA-Leistung	Kraftstoffmenge/-bedarf	Kraftstoffart	
	kW	m ³ _N /h Rohbiogas	t/Monat		
Konzept 1: Tankstelle am BGA-Standort– ohne Gasnetzanschluss					
1	1.1	200	10	3	BioCNG
	1.2	200	25	7	
	1.3	200	50	13	
	1.4a	500	190	50	
	1.4b	1.000	190	50	
Konzept 2: Tankstelle getrennt vom BGA-Standort, BGA mit Gasnetzanschluss					
2	2.1	200	50	13	BioCNG
	2.2a	500	190	50	
	2.2b	1.000	190	50	
Konzept 3: Tankstelle getrennt vom BGA-Standort, BGA ohne Gasnetzanschluss mit Transport über mobile Biome-thanbrücke					
3	3.1a	500	190	50	BioCNG
	3.1b	1.000	190	50	
	3.2a	500	190	50	BioLNG
	3.2b	1.000	190	50	
	3.3	1.000 WD ¹⁾	390	100	

¹⁾ Basisanlage 1.000 WD: veränderter Substratmix gegenüber Basis 1.000 (Pfade 1.4b, 2.2b, 3.1b, 3.2b); Wirtschaftsdüngeranteil 75 Masse-% (siehe Tab. 16).

Durch den Wechsel des Anlagenkonzepts auf Kraftstoffproduktion und -vermarktung wird nur noch ein Teilstrom des Rohgases im/in den BHKW verstromt. Dies zieht eine Anpassung der BHKW-Größe(n) nach sich. Strom- und Wärmeproduktion verändern sich entsprechend der Ausgangssituation in den Basis-Modellanlagen. Die Wärmeversorgung für den Gärprozess erfolgt weiterhin über die BHKW-Abwärme. Neben der Rohgaserzeugung werden auch Aufbereitung und die gegebenenfalls vor Ort befindliche Tankstelle mit Eigenstrom versorgt, sofern die Stromproduktion dafür ausreicht. Eventuelle Überschussmengen

an Strom werden verkauft (EEG). Überschüssige Wärme wird bis auf einen Sicherheitspuffer ebenfalls verkauft. Im Gegensatz zu den Basis-Modellanlagen mit einer pauschalen externen Wärmenutzung von 40% der produzierten Wärme variiert der externe Wärmenutzungsgrad bei den Kraftstoffkonzepten je nach technischer Konfiguration.

Die notwendigen Anpassungen der Modellanlagen gemäß der in den Tabellen 16 und 30 getroffenen Festlegung für Aufbereitungs- und Tankstellengröße im Vergleich zur bisherigen Vor-Ort-Verstromung der gesamten Rohgasmenge können der Übersicht in Tabelle 31 entnommen werden.

Tab. 31: Anpassungen der Modellanlagen beim Wechsel des Anlagenkonzepts von Vollverstromung (= Basis) zur Kraftstoffvermarktung gemäß der definierten Bereitstellungspfade und Betriebsmodelle

Konzept Betriebsmodell		Konzept 1 Tankstelle vor Ort				
		1.1 200/10/3	1.2 200/25/7	1.3 200/50/13	1.4a 500/190/50	1.4b 1.000/190/50
HBML Basis-Modellanlage	kW	200			500	1.000
Substratmix (WD/Kosubstrate)	Masse-%	80/20			75/25	50/50
Rohbiogaserzeugung	m _N ³ /h	96			228	442
Anzahl BHKW	St	2			1	2
Summe installierte BHKW-Leistung	kW	425			550	1.500
Flex-Faktor	-	2,4	2,8	3,7	2,4	
Anteil Rohgas in BHKW	%	90	77	57	29	63
Kapazität BGAA	m ³ /h	10	25	50	190	
Abgasreinigung (RTO)	-	nein				
Kraftstoffart	-	BioCNG				
Absatz Tankstelle	t/Monat	3	7	13	50	
Komponenten						
am Standort	-	HDV, HDSp, T				
getrennt vom Standort	-	-				

Konzept Betriebsmodell		Konzept 2 externe Tankstelle, Gasnetzanschluss		
		2.1 200/50/13	2.2a 500/190/50	2.2b 1.000/190/50
HBML Basis-Modellanlage	kW	200	500	1.000
Substratmix (WD/Kosubstrate)	Masse-%	80/20	75/25	50/50
Rohbiogaserzeugung	m _N ³ /h	96	228	442
Anzahl BHKW	St	2	1	2
Summe installierte BHKW-Leistung	kW	425	550	1.500
Flex-Faktor	-	3,9	3,7	2,6
Anteil Rohgas in BHKW	%	55	28	59
Kapazität BGAA	m ³ /h	50	190	
Abgasreinigung (RTO)	-	ja		
Kraftstoffart	-	BioCNG		
Absatz Tankstelle	t/Monat	13	50	
Komponenten				
am Standort	-	BGAE		
getrennt vom Standort	-	GBA, HDV, HDSp, T		

Fortsetzung der Tabelle nächste Seite

Konzept		Konzept 3 externe Tankstelle, Transport mit Lkw				
		3.1a 500/190/50	3.1b 1.000/190/50	3.2a 500/190/50	3.2b 1.000/190/50	3.3 1.000/390/100
HBML Basis-Modellanlage	kW	500	1.000	500	1.000	1.000 WD
Substratmix (WD/Kosubstrate)	Masse-%	75/25	50/50	75/25	50/50	75/25
Rohbiogaserzeugung	m _N ³ /h	228	442	228	442	438
Anzahl BHKW	St	1	2	1	2	1
Summe installierte BHKW-Leistung	kW	550	1.500	550	1.500	1.100
Flex-Faktor	-	3,7	2,4	3,8	2,4	4,2
Anteil Rohgas in BHKW	%	29	63	29	63	26
Kapazität BGAA	m ³ /h	190				390
Abgasreinigung (RTO)	-	nein				ja
Kraftstoffart	-	BioCNG		BioLNG		
Absatz Tankstelle	t/Monat	50			100	
Komponenten						
am Standort	-	HDV, TC			HDV, LNG-V, TC	
getrennt vom Standort	-					HDV, HDSp, T

HBML = Höchstbemessungsleistung; WD = Wirtschaftsdünger, T = Tankstelle; HDV = Hochdruckverdichter Biomethan; HDSp = Hochdruckspeicher; BGAE = Einspeiseanlage; GBA = Gasbezugsanlage; LNG-V = LNG-Verflüssigung; TC =Transportcontainer CNG/LNG

8.3 Wirtschaftliche Bewertung der Referenzsituation „KWK-Weiterbetrieb“ sowie der Betriebsmodelle mit Kraftstoffbereitstellung

- Die Berechnungen stellen, wie zu Beginn von Kapitel 7 bereits herausgestellt, einen Stand von Herbst 2024 dar. Änderungen z. B. durch das Biomassepaket sind also noch nicht berücksichtigt. Eine Reihe weiterer Entscheidungen zu den Rahmenbedingungen für Biomethan generell wie auch für die Kraftstoffnutzung stehen noch aus und werden voraussichtlich erst 2026 getroffen. Von einer Überarbeitung der Berechnungen wurde daher abgesehen.
- Die den Abbildungen dieses Kapitels zugrunde liegenden Daten zu Kosten und Erlösen in den einzelnen Betriebsmodellen finden sich in den Tabellen des Anhangs A-I.
- In diesem Kapitel werden die wirtschaftlichen Effekte der Umsetzung verschiedener Kraftstoffkonzepte für die einzelnen Anlagengrößenklassen dargestellt. Eine Gegenüberstellung innerhalb der Konzepte ist aufgrund der Skaleneffekte durch die Größendegression nur bedingt aussagekräftig. Die Ergebnisse nach Konzepten sind daher lediglich im Anhang dokumentiert (Abbildungen in Anhang A-II).

8.3.1 Referenzsituation: Wirtschaftliche Bewertung eines KWK-Weiterbetriebs der Modellanlagen mit flexibler Stromproduktion

Investitionsbedarf

Das Investitionsvolumen für einen Weiterbetrieb der Basisanlagen mit flexibler Vor-Ort-Verstromung, das zu Beginn des Weiterbetriebszeitraums aufgebracht werden muss, liegt zwischen 1,9 und 4,2 Mio. Euro (rot gestrichelte Linien in Abb. 43). 42 bis 55% davon entfallen alleine auf die Ertüchtigung der bestehenden Anlage für den Weiterbetrieb, z. B. für den turnusgemäßen Ersatz von Pumpen oder des bestehenden BHKW, deren Nutzungsdauer mit der 1. Förderperiode enden würde.

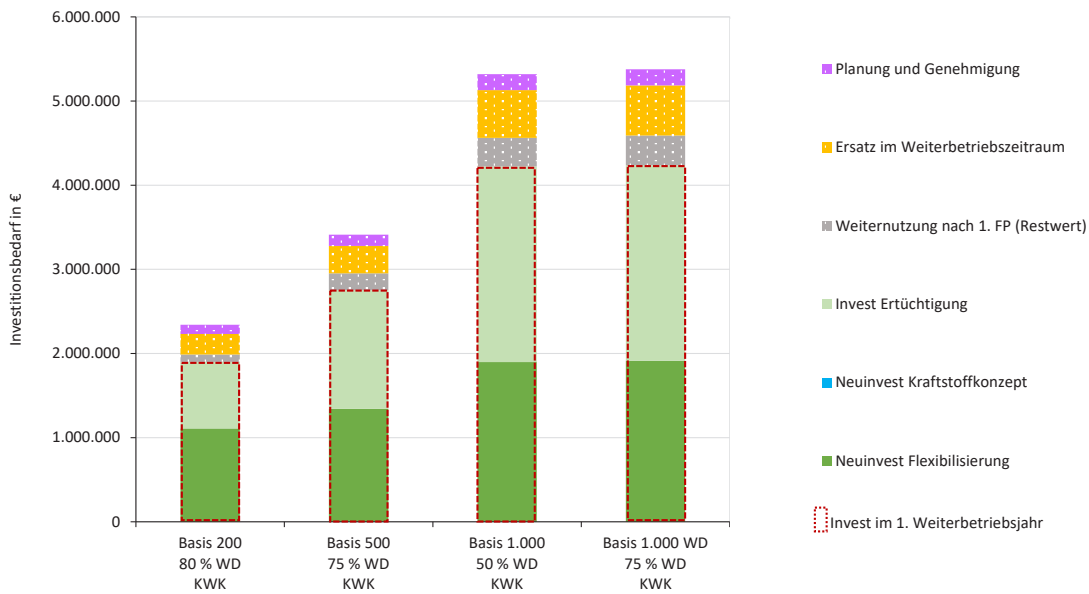


Abb. 43: Investitionsbedarf, Planungs- und Genehmigungskosten sowie zu berücksichtigende Restwerte für den Weiterbetrieb der Basisanlagen als KWK-Anlagen mit flexibler Vor-Ort-Verstromung. Investitionen im 1. Jahr und im weiteren Verlauf des 10-jährigen Weiterbetriebszeitraums sowie Restwerte aus 1. Förderperiode (© KTBL)

80 % WD: 80 Masse-% Wirtschaftsdünger im Substratmix
 FP = Förderperiode

Für die kleinste Basisanlage mit 200 kW ursprünglicher Höchstbemessungsleistung wurde zudem ein Tragluftdach auf einem bisher offenen Gärrestlager berücksichtigt. Dadurch können zum einen die mittlerweile vorgeschriebenen 150 d Verweilzeit im gasdichten System eingehalten werden. Zum andern wird so die Gasspeicherkapazität für den flexiblen BHKW-Betrieb erweitert.

Neue Anlagenteile für die Flexibilisierung, die auch einer Genehmigung bedürfen, umfassen zusätzliche BHKW inklusive Peripherie sowie die bei flexiblem Betrieb notwendigen Wärmepufferspeicher. Die hier angenommene Überbauung ist dabei mit 2,25 (Basis 1.000 und 1.000 WD) bis 2,5 (Basis 200) vergleichsweise moderat (siehe Tab. 28). Eine weitere Flexibilisierung mit bis zu 8-facher Überbauung, wie teilweise diskutiert, wäre mit deutlich höheren Kosten verbunden.

In Abbildung 43 sind zusätzlich die im Verlauf des Weiterbetriebszeitraums anfallenden Investitionen für den notwendigen Ersatz von Anlagenteilen ausgewiesen sowie die Restwerte aus der 1. Förderperiode. Die Planungs- und Genehmigungskosten für den Weiterbetrieb sind ebenfalls dargestellt, um alle Kosten eines 10-jährigen Weiterbetriebs aufzuzeigen.

Absolute Kosten und Erlöse

Eine Gegenüberstellung der durchschnittlichen jährlichen Kosten und Leistungen über den Gesamtbeobachtungszeitraum (10 Jahre) für die vier Basis-Modellanlagen (Kap. 8.2.1) zeigt, dass die kleinste Anlage mit 200 kW Bemessungsleistung (Basis 200) im Weiterbetrieb als KWK-Anlage nicht wirtschaftlich ist. Es entsteht ein jährlicher Verlust von mehr als 30.000 € (Abb. 44). Die drei größeren Anlagen erwirtschaften hingegen Gewinne zwischen ca. 260.000 (Basis 500) und 710.000 € (Basis 1.000 WD). Das negative Betriebsergebnis der kleinen Anlage ist vor allem in größenbedingt vergleichsweise hohen Abschreibungen begründet (Kostendegression, Skaleneffekte). Während sich die anderen Kosten- und Leistungspositionen in etwa proportional zur Anlagengröße verhalten, veranschaulicht Abbildung 44 deutlich die Größendegression der Abschreibung. Bei der Basis-Anlage 1.000 WD ergeben sich zudem durch den höheren Wirt-

schaftsdüngeranteil signifikant geringere Substratkosten im Vergleich zu Basis 1.000. Aufgrund der fast gleichbleibenden Erlöse kann so ein höherer Jahresgewinn erzielt werden.

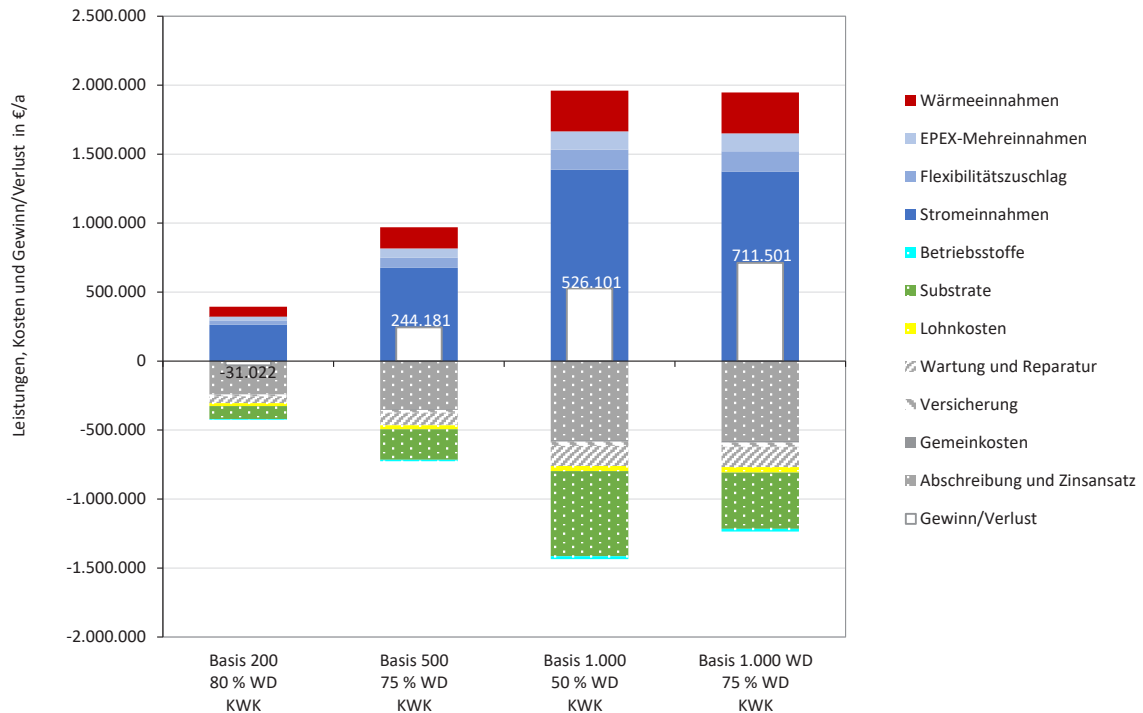


Abb. 44: Jährliche Kosten und Leistungen sowie Gewinn/Verlust der Basis-Modellanlagen im KWK-Weiterbetrieb (Durchschnitt Betrachtungszeitraum 10 Jahre) (© KTBL)

80% WD: 80 Masse-% Wirtschaftsdünger im Substratmix

Spezifische Kosten und Strombereitstellungskosten

Die Größendegression zeigt sich auch bei der auf den Stromverkauf bezogenen Betrachtung in den hohen spezifischen fixen Kosten der kleinsten Anlage (Basis 200; Abb. 45). Selbst nach Abzug der Nebeneinnahmen aus Wärmeverkauf, Flexibilitätszuschlag und EPEX-Einnahmen liegen die spezifischen Strombereitstellungskosten der Basis 200 mit 19,5 ct/kWh über dem Zuschlagswert der letzten Biomasseausschreibung 2024 (17,44 ct/kWh) und nahe am maximalen Ausschreibungswert für Bestandsanlagen von 19,83 ct/kWh (Tab. 11). Die Anlagen mit 500 beziehungsweise 1.000 kW Höchstbemessungsleistung können Strombereitstellungskosten realisieren, die den Zuschlagswert der Ausschreibung deutlich unterschreiten. Dabei liegen die Bereitstellungskosten der Basis 500 in derselben Größenordnung wie die der Basis 1.000 mit vergleichbaren Anteilen an Wirtschaftsdüngern und Kosubstraten im Substratmix.

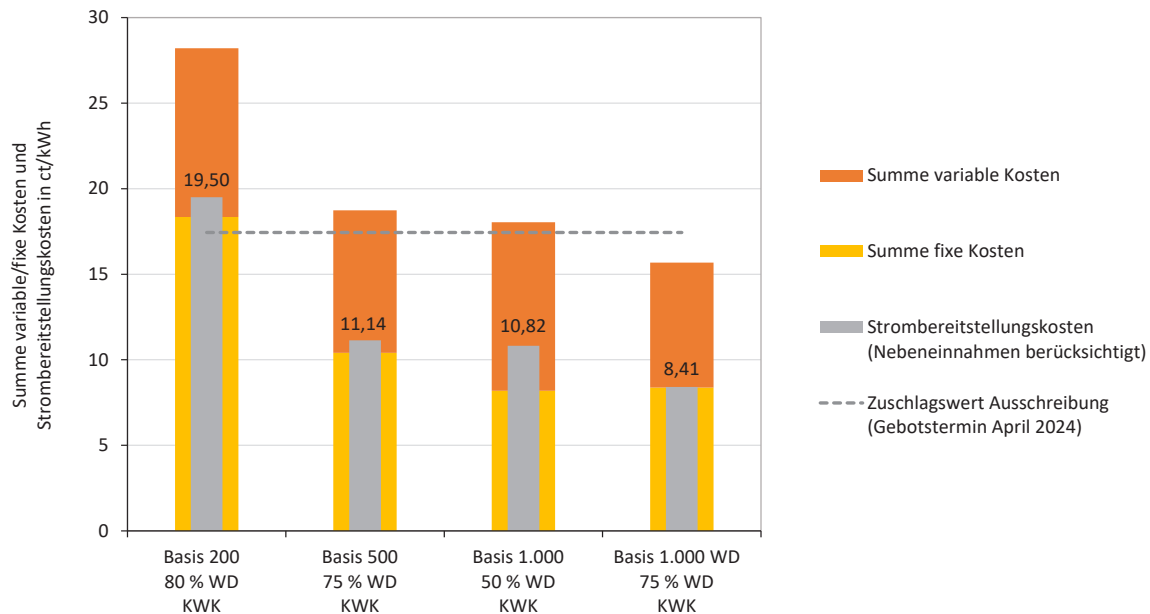


Abb. 45: Spezifische variable und fixe Kosten der Basis-Modellanlagen bezogen auf den Stromverkauf; Strombereitstellungskosten nach Abzug der Nebeneinnahmen zum Vergleich. Die Ergebnisse spiegeln den Durchschnitt über einen Betrachtungszeitraum von 10 Jahren Weiterbetrieb wider. (© KTBL)

80 % WD: 80 Masse-% Wirtschaftsdünger im Substratmix

Berücksichtigte Nebeneinnahmen (nicht in Grafik ausgewiesen): EPEX-Mehreinnahmen, Flexibilitätzuschlag, Wärmeeinnahmen

8.3.2 Wirtschaftliche Bewertung der Bereitstellungspfade der Modellanlage Basis 200 (Höchstbemessungsleistung in der Referenzsituation 200 kW)

Für die Modellanlage Basis 200 wurden nur die Konzepte 1 (Hoftankstelle, kein Gasnetzanschluss) und 2 (externe Tankstelle mit Anschluss über Erdgasnetz) betrachtet. Im Konzept 1 wurden für diese Anlagengröße drei unterschiedliche Betriebsmodelle mit Hoftankstelle berechnet, deren Kraftstoffabsatz von sehr wenig (Mikro-Tankstelle, 3 t/Monat) bis hin zu mittel (13 t/Monat) variiert. Entsprechend wurde auch von unterschiedlichen BGAA-Größen ausgegangen (10, 25 und 50 m³_N Rohgas/h). Auch für das Betriebsmodell 2.1 mit über das Gasnetz angeschlossener externer Tankstelle wurde ein mittlerer Absatz zugrunde gelegt (siehe Tab. 16 und Tab. 30).

Investitionsbedarf

Der Investitionsbedarf für die Umsetzung eines Kraftstoffkonzeptes für eine Teilmenge des produzierten Rohgases bei gleichzeitiger Flexibilisierung der Vor-Ort-Verstromung liegt für die kleinste betrachtete Anlage (200 kW) mit 2,3 bis 3,6 Mio. Euro zwischen 25 bis 90% über dem einer reinen Flexibilisierung (Abb. 46, rot gestrichelte Linien). Dabei liegen die Kosten für die auch hier unterstellte Flexibilisierung im selben Bereich wie bei der Basisanlage im KWK-Weiterbetrieb. Denn dort wurde von moderaten Überbauungsfaktoren ausgegangen, die nicht oder wenig über den Mindestanforderungen des EEG liegen – und auch für die Betriebsmodelle mit Kraftstoffvermarktung einzuhalten sind (siehe 8.2.1). Würde im Basismodell eine maximale Überbauung angenommen, läge die Neuinvestition (dunkelgrüner Säulenabschnitt in Abb. 46 links (KWK)) je nach Vermarktungsmodell gegebenenfalls sogar über den Kosten für die Kraftstoffpfade inklusive Flexibilisierung.

Auf Basis der getroffenen Annahmen ist aber der Kostenanteil der Flexibilisierung z. B. für das Betriebsmodell mit Mikro-BGAA und sehr geringem Kraftstoffabsatz (Modell 1.1: 10 m³_N Rohgas/h; 3 t BioCNG/Monat) etwa doppelt so hoch wie für die Umsetzung des Kraftstoffkonzepts. Wobei in diesem Modell lediglich 10% des Rohgases im Kraftstoffpfad verwertet werden, der dennoch ein Viertel des Invests im ersten Weiterbetriebsjahr verursacht (rote gestrichelte Linie) beziehungsweise ein Drittel des Neuinvestitionsbedarfs (Summe aus dunkelgrünem und blauem Abschnitt). Erst bei den Modellen mit mittlerem Absatz (Modelle 1.3 und 2.1: BGAA mit 25 m³_N Rohgas/h; 13 t BioCNG/Monat), in denen 43% des Rohgases als Kraftstoff vermarktet werden, kehrt sich dieses Verhältnis um.

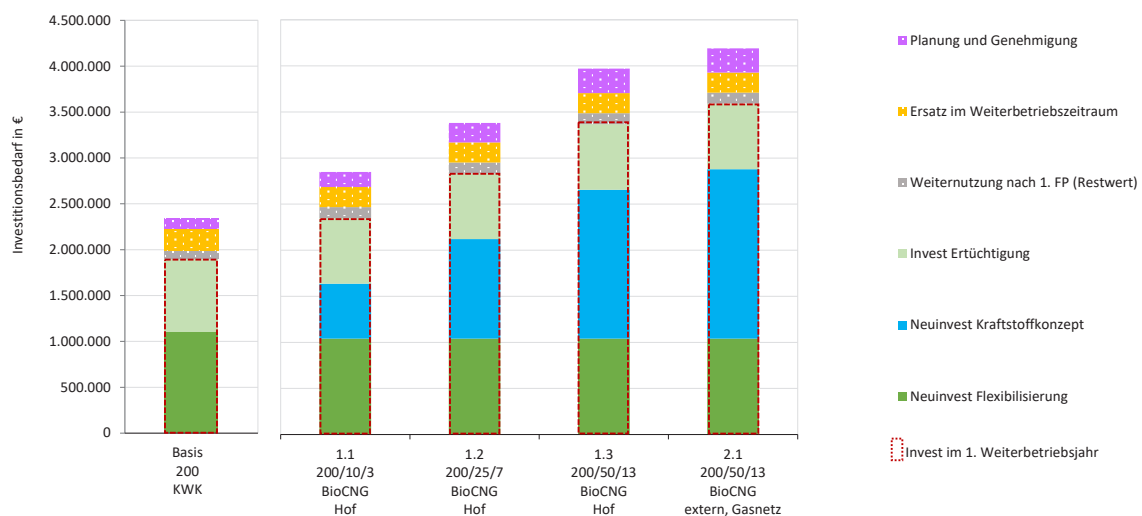


Abb. 46: Investitionsbedarf, Planungs- und Genehmigungskosten sowie zu berücksichtigende Restwerte für die Weiterbetriebsoptionen zu Modellanlage Basis 200 (ursprüngliche Höchstbemessungsleistung in der ersten EEG-Förderperiode: 200 kW; 80 Masse-% Wirtschaftsdünger im Substratmix). Investitionen im 1. Jahr und im weiteren Verlauf des 10-jährigen Weiterbetriebszeitraums sowie Restwerte aus 1. Förderperiode (© KTBL)

Links: Weiterbetrieb als flexibilisierte KWK-Anlage; rechts: Weiterbetrieb mit Biogasaufbereitung und BioCNG-Tankstelle (Eigenenergieversorgung über BHKW mit Einspeisung des Überschussstroms).

Abkürzungen Betriebsmodelle: 1.1 / 200 / 10 / 3 = Pfad 1.1 / ursprüngliche HBML 200 kW / Aufbereitungskapazität 10 m³_N Rohgas/h / monatliche Tankmenge 3 t/Monat (siehe Tab. 30).

FP = Förderperiode

Bei der Ermittlung des Neuinvests für zusätzliche Anlagenkomponenten (nur Kosten für Flexibilisierung und Kraftstoffkonzept; wird beim Betriebsmodell 2.1 der Kostenanteil für die Biogaseinspeiseanlage von 250.000 € nicht berücksichtigt, da diese nicht Teil der eigentlichen Anlage ist.

Absolute Kosten und Erlöse

Wie bereits im KWK-Weiterbetrieb (siehe Kap. 8.3.1) kann bei der 200-kW-Anlage mit den beiden klein dimensionierten Kraftstoffkonzepten (Pfade 1.1 und 1.2) kein Gewinn erzielt werden. Zwar werden höhere Erlöse als im KWK-Betrieb generiert, denen jedoch vor allem höhere Abschreibungen gegenüberstehen. Erst mit einem mittleren Kraftstoffabsatz (Pfade 1.3 und 2.1; Abb. 47) ist ein wirtschaftlicher Betrieb für diese Anlagengröße möglich. Dabei schneidet die Hof-tankstelle bei gleichem Kraftstoffabsatz deutlich besser ab als die externe, über das Gasnetz angeschlossene. Für Letztere fällt der erzielte Gewinn mit ca. 8.300 €/a niedrig aus. Dies liegt sowohl an höheren Kosten als auch an geringeren Einnahmen im Vergleich

zum Szenario mit Hoftankstelle. Neben dem Kostenanteil des Anschlussnehmers für den Gasnetzanschluss fallen Stromkosten für den Betrieb der externen Tankstelle an, während diese bei der Hoftankstelle über das eigene BHKW versorgt wird. Zugleich gehen die Erlöse aus der Stromvermarktung deutlich zurück, weil mehr als die für die Kraftstoffproduktion benötigte Rohgasmenge der BGAA zugeführt und ein Teil des Biomethans ins Gasnetz eingespeist wird. Die hieraus erzielten Erlöse sind aber geringer als die Einbußen beim Stromverkauf.

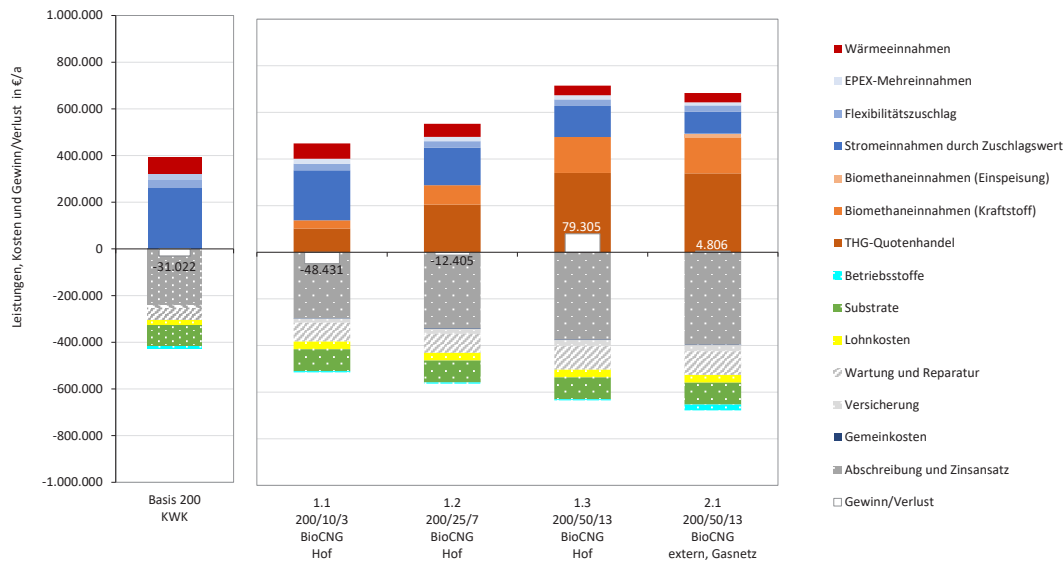


Abb. 47: Jährliche Kosten und Leistungen sowie Gewinn/Verlust der Weiterbetriebsoptionen für die Modellanlage Basis 200 (ursprüngliche Höchstbemessungsleistung in der ersten EEG-Förderperiode: 200 kW; 80 Masse-% Wirtschaftsdünger im Substratmix); Eigenenergieversorgung über BHKW mit Einspeisung des Überschussstroms. Die Ergebnisse spiegeln den Durchschnitt über einen Betrachtungszeitraum von 10 Jahren Weiterbetrieb wider. Links: Weiterbetrieb als flexibilisierte KWK-Anlage; rechts: Weiterbetrieb mit Biogasaufbereitung und BioCNG-Tankstelle. (© KTBL)

Abkürzungen Betriebsmodelle: 1.1 / 200 / 10 / 3 = Pfad 1.1 / ursprüngliche HBML 200 kW / Aufbereitungskapazität 10 m³_N Rohgas/h / monatliche Tankmenge 3 t/Monat (siehe Tab. 30).

Die Einnahmen aus dem Kraftstoffpfad (Erlöse Tankstelle, THG-Quotenhandel) haben eine überproportionale Bedeutung: So werden im Modell 1.1 nur 10% des produzierten Rohgases in Form von BioCNG über den Kraftstoffpfad vermarktet. Diese generieren aber 30% der Erlöse (Abb. 47 rechts). Im Modell 1.2 geht ca. die Hälfte der Erlöse auf Einnahmen des Kraftstoffpfads zurück, bei einem Anteil an der ursprünglichen Rohgasproduktion von etwas weniger als einem Viertel. Bei den beiden Modellen mit mittlerem Kraftstoffabsatz macht die Kraftstoffnutzung etwa die Hälfte des Rohgases aus, ist jedoch für ca. 70% der Gesamterlöse verantwortlich. Dies ist vor allem auf die Einnahmen aus dem THG-Quotenhandel im Verkehrssektor zurückzuführen. Bis auf das Modell 1.1 mit der noch überwiegenden KWK-Nutzung des Rohgases stellen diese den größten Einnahmenposten bei den Modellen mit BioCNG-Produktion in Abbildung 47 (rechts) dar. Dabei sind die Erlöse aus dem THG-Quotenhandel bei den beiden Modellen 1.1 und 1.2 bezogen auf den Kraftstoffabsatz höher als für die Modelle 1.3 und 2.1 mit mittlerem Absatz. Dies liegt daran, dass der Rohgasmix für das BHKW zu einem größeren Anteil aus Wirtschaftsdüngern stammt. Dies bedingt geringere THG-Emissionen des Eigenstroms für die BGAA und die Hoftankstelle und führt so zu einer höheren spezifischen THG-Einsparung durch das als Kraftstoff vermarktete BioCNG.

Spezifische Kosten und Kraftstoffbereitstellungskosten

Auch in der Darstellung der spezifischen Kosten für die Betriebsmodelle mit Kraftstoffnutzung wird durch den direkten Vergleich mit dem vor Steuern erzielten Kraftstoffpreis die fehlende beziehungsweise nur knapp erreichte Wirtschaftlichkeit bei drei der vier Szenarien deutlich (Abb. 48). Der in der Grafik dargestellte Gewinn und Verlust ergibt sich aus der Differenz der spezifischen Kraftstoffbereitstellungskosten und dem angenommenen Kraftstoffpreis. Da alle Kosten auf den Kraftstoff umgelegt werden, wirken sich die geringen Absatzmengen bei den beiden Pfaden mit Mikro- und kleiner Tankstelle (Modelle 1.1 und 1.2) besonders stark aus und führen zu spezifisch hohen Kosten. Denn es werden Kosten, die eigentlich für den Anteil an Rohgas für die Strom- und Wärmeproduktion anfallen, dem Produkt Biomethan zugewiesen. Erst bei der Berechnung der Kraftstoffbereitstellungskosten wird durch die Berücksichtigung der Nebeneinnahmen aus der Strom- und Wärmeerzeugung der Tatsache, dass mehrere Produkte anfallen, Rechnung getragen.

Insbesondere bei Modell 1.1 mit dem sehr geringen Kraftstoffabsatz ergeben sich daher hohe spezifische Gesamtkosten von ca. 1 €/kWh was noch durch den Skaleneffekt der kleindimensionierten BGAA und Tankstelle verstärkt wird. Trotz erheblicher Nebeneinnahmen aus dem KWK-Betrieb (Strom- und Wärmeverkauf, EPEX, Flex) und dem THG-Quotenhandel (siehe Abb. 47) betragen infolgedessen die Kraftstoffbereitstellungskosten mit 16,45 ct/kWh für die Mikro-Hoftankstelle (Modell 1.1) fast das Zweieinhalbfache des erzielten Kraftstoffpreises (siehe Kap. 7.1.3) von 6,97 ct/kWh (Abb. 48). Auch Modell 2.1 mit etwas mehr als doppelt so hohem Kraftstoffabsatz erreicht die Wirtschaftlichkeitsgrenze nicht.

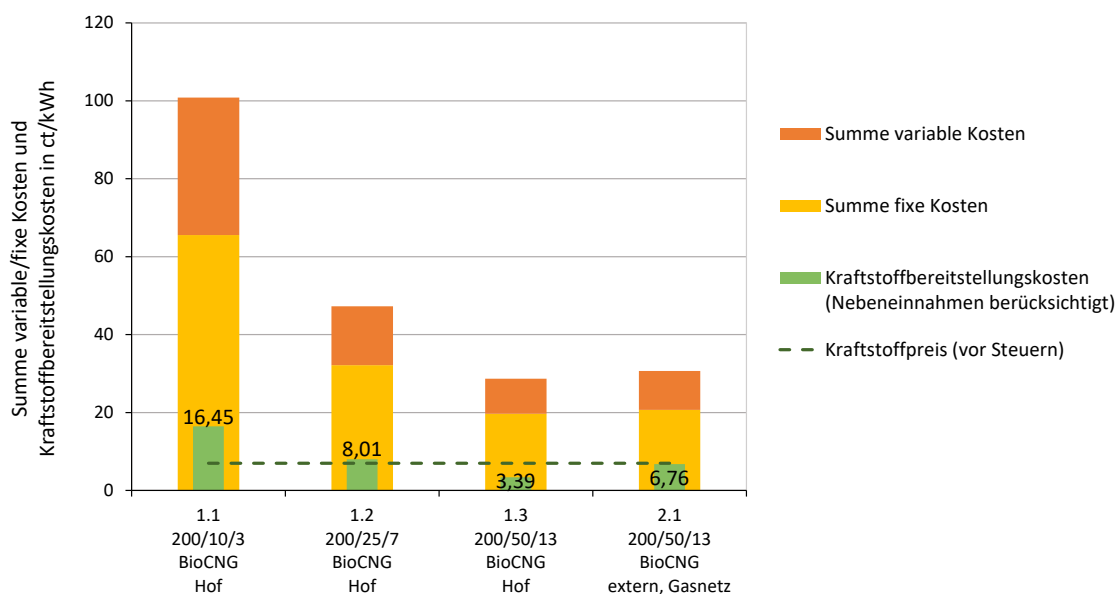


Abb. 48: Summe der spezifischen variablen und fixen Kosten sowie Kraftstoffbereitstellungskosten (BioCNG) für die Betriebsmodelle mit Kraftstoffnutzung der Modellanlage Basis 200 (ursprüngliche Höchstbemessungsleistung in der ersten EEG-Förderperiode: 200 kW; 80 Masse % Wirtschaftsdünger im Substratmix); Eigenenergieversorgung über BHKW mit Einspeisung des Überschussstroms. Die Ergebnisse spiegeln den Durchschnitt über einen Betrachtungszeitraum von 10 Jahren Weiterbetrieb wider. © KTBL)

Abkürzungen Betriebsmodelle: 1.1 / 200 / 10 / 3 = Pfad 1.1 / ursprüngliche HBML 200 kW / Aufbereitungskapazität 10 m³_N Rohgas/h / monatliche Tankmenge 3 t/Monat (siehe Tab. 30).

Berücksichtigte Nebeneinnahmen: Stromeinnahmen, EPEX-Mehreinnahmen, Flexibilitätzuschlag, Wärmeeinnahmen, Biomethaneinnahmen (Einspeisung), THG-Quotenhandel

Lediglich die beiden Modelle mit mittlerem Absatz (1.3 und 2.1) können BioCNG zu Bereitstellungskosten unter dem Verkaufspreis bereitstellen. Wie bereits in Abbildung 47 rechts gezeigt, wird auch bei den spezifischen Kosten (Abb. 48) der Vorteil der Hoftankstelle gegenüber der Variante mit Anbindung einer externen Tankstelle über das Gasnetz sichtbar: Trotz nur moderat gesteigener Kosten im Vergleich zur Hoftankstelle liegen die Kraftstoffbereitstellungskosten der externen Tankstelle durch die gesunkenen Nebeneinnahmen aus KWK-Betrieb und THG-Quotenhandel (hier nicht dargestellt; siehe Abb. 47 rechts) etwa doppelt so hoch und nur knapp unter dem an der Tankstelle erzielten Preis.

8.3.3 Wirtschaftliche Bewertung der Bereitstellungspfade der Modellanlage Basis 500 (Höchstbemessungsleistung in der Referenzsituation 500 kW)

Für die Modellanlage Basis 500 wurden alle 3 Konzepte betrachtet, mit jeweils identischer BGAA-Größe ($190 \text{ m}^3_{\text{N}}$ Rohgas/h) bei gleichbleibendem, mittleren Kraftstoffabsatz von 50 t/Monat. Im Konzept 3 wurde sowohl eine mobile BioCNG- (Modell 3.1a) als auch BioLNG-Brücke (Modell 3.2a) bewertet (siehe Tab. 16 und Tab. 30).

Investitionsbedarf

Bei der mittleren Anlage mit ursprünglich 500 kW Höchstbemessungsleistung wird mit 70% ein deutlich höherer Anteil des Rohgases zu Kraftstoff aufbereitet. Dadurch ist es möglich, die angestrebte Flexibilisierung der Stromerzeugung ohne Zubau an BHKW-Leitung zu erreichen (siehe Tab. 31). Entsprechend liegen die Kosten der Flexibilisierung in den Kraftstoffmodellen dieser Anlage deutlich unter denen eines flexibilisierten KWK-Weiterbetriebs, die ein zusätzliches BHKW beinhalten (Abb. 49). Insgesamt ergibt sich für die Kraftstoffkonzepte ein Investitionsbedarf für den Weiterbetrieb von 4,4 bis 6 Mio. Euro im ersten Jahr (rot gestrichelte Linie in Abb. 49), der zu einem überwiegenden – und damit im Vergleich zur kleinen Anlage deutlich höheren – Anteil auf die Umsetzung der Kraftstoffkonzepte zurückzuführen ist. Bei den Modellen mit mobiler Brücke kommen zusätzliche Investitionen für den Hochdruckverdichter und Transportcontainer (BioCNG, Modell 3.1a) beziehungsweise die Verflüssigungsanlage (BioLNG; Modell 3.2a) hinzu. Das BioLNG-Modell 3.2a weist mit Abstand den höchsten Investitionsbedarf auf.

Ansonsten gelten die bereits für die Anlage mit 200 kW getroffenen Aussagen zum moderaten Überbauungsfaktor der Basisanlage sowie dem Aussparen der Einspeiseanlage im Neuinvest.

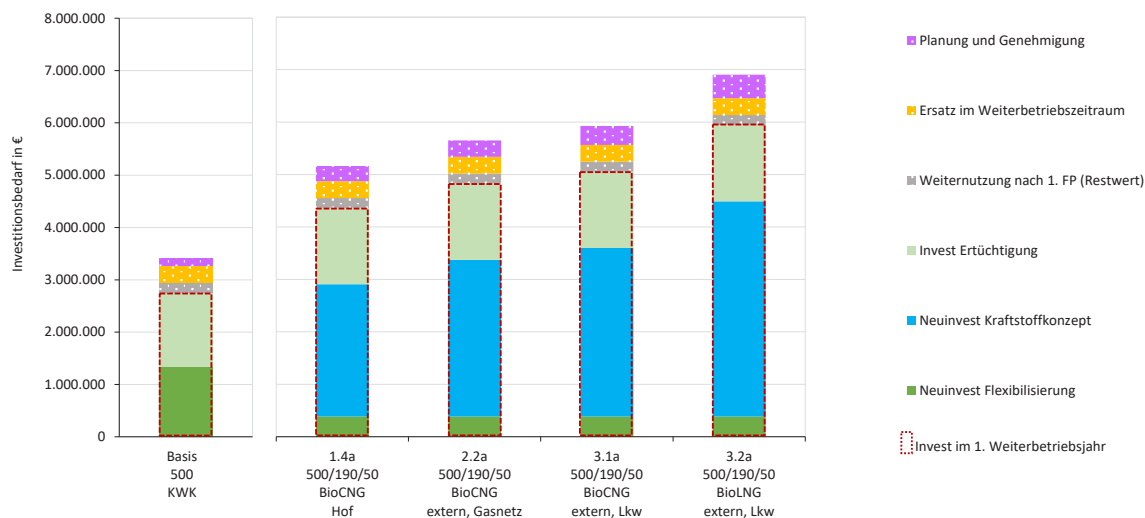


Abb. 49: Investitionsbedarf, Planungs- und Genehmigungskosten sowie zu berücksichtigende Restwerte für die Weiterbetriebsoptionen zu Modellanlage Basis 500 (ursprüngliche Höchstbemessungsleistung in der ersten EEG-Förderperiode: 500 kW; 75 Masse-% Wirtschaftsdünger im Substratmix). Investitionen im 1. Jahr und im weiteren Verlauf des 10jährigen Weiterbetriebszeitraums sowie Restwerte aus 1. Förderperiode. Links: Weiterbetrieb als flexibilisierte KWK-Anlage; rechts: Weiterbetrieb mit Biogasaufbereitung und BioCNG- beziehungsweise BioLNG-Tankstelle (Eigenenergieversorgung über BHKW mit Einspeisung des Überschussstroms). (© KTBL)

Abkürzungen Betriebsmodelle: 1.4a / 500 / 190 / 50 = Pfad 1.4a / ursprüngliche HBML 500 kW / Aufbereitungskapazität 190 m³_N Rohgas/h / monatliche Tankmenge 50 t/Monat (siehe Tab. 30).
FP = Förderperiode

Absolute Kosten und Erlöse

Insgesamt weisen die absoluten Kosten der Betriebsmodelle der mittleren Anlage mit ursprünglich 500 kW Höchstbemessungsleistung ein ähnliches Muster wie die der kleineren Basis-200-Anlage auf, mit den Abschreibungen als größtem Kostenposten (negative Werte in Abb. 50 rechts). Durch die Skaleneffekte fallen diese aber im Verhältnis zu den anderen Kostenpositionen etwas weniger ins Gewicht.

Die Modelle mit externer Tankstelle weisen hierbei höhere Gesamtkosten als das Betriebsmodell mit Hoftankstelle (Modell 1.4a) auf: So fallen in allen drei betrachteten Varianten Stromkosten für die Tankstelle (enthalten in Betriebsstoffe) an, die nicht über das BHKW versorgt werden kann. Bei Modell 2.2a kommen zusätzlich Kosten für Gasnetzanschluss und -durchleitung hinzu. Diese liegen unter den Kosten für eine mobile Brücke mit Lkw, die aufgrund des größeren Volumens des BioCNG vor allem bei Modell 3.1a zu Buche schlagen. Bei Modell 3.2a ist die Verflüssigung nicht nur bei den Abschreibungen zu berücksichtigen, sondern auch bei Kosten durch Stromzukauf – obwohl die Verflüssigungsanlage am Standort der Biogasanlage steht und mit Eigenstrom aus dem BHKW versorgt werden könnte. Denn der mit der verbleibenden Rohgasmenge von den BHKW produzierte Strom reicht nur für die Eigenversorgung von BGA und BGAA aus. Im Modell mit BioLNG-Produktion (3.2a) muss daher der zusätzliche Strombedarf für die Verflüssigung zugekauft werden.

Auch bei der Wärme verbleiben nur geringe Überschussmengen. Entsprechend können kaum Einnahmen aus dem KWK-Betrieb erwirtschaftet werden. Die Einnahmen aus Kraftstoffverkauf und THG-Quoten-

handel übertreffen bei weitem die Kosten (Abb. 50). Im Saldo verbleiben daher bei den Betriebsmodellen der ursprünglich auf 500 kW ausgelegten Anlage in allen Fällen deutliche jährliche Gewinne. Jedoch wäre auch hier ohne die THG-Erlöse kein wirtschaftlicher Betrieb möglich.

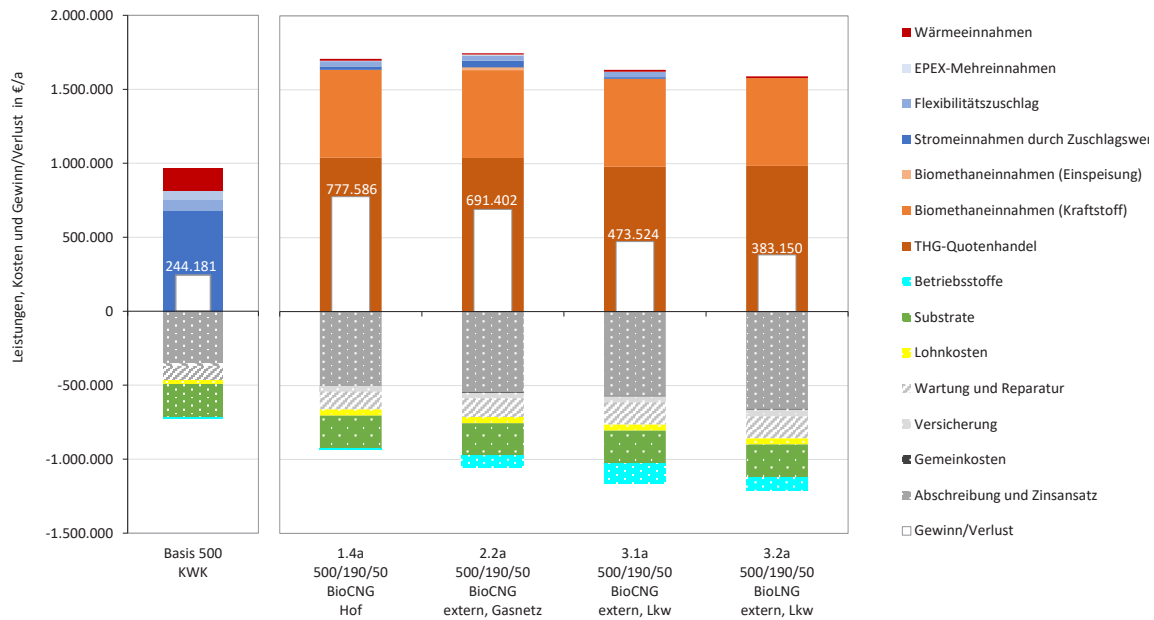


Abb. 50: Jährliche Kosten und Leistungen sowie Gewinn/Verlust der Betriebsmodelle der Modellanlage Basis 500 (ursprüngliche Höchstbemessungsleistung in der ersten EEG-Förderperiode: 500 kW; 75 Masse-% Wirtschaftsdünger im Substratmix); Eigenenergieversorgung über BHKW mit Einspeisung des Überschussstroms. Die Ergebnisse spiegeln den Durchschnitt über einen Betrachtungszeitraum von 10 Jahren Weiterbetrieb wider. Links: Weiterbetrieb als flexibilisierte KWK-Anlage; rechts: Weiterbetrieb mit Biogasaufbereitung und BioCNG- beziehungsweise BioLNG-Tankstelle. (© KTBL)

Abkürzungen Betriebsmodelle: 1.4a / 500 / 190 / 50 = Pfad 1.4a / ursprüngliche HBML 500 kW / Aufbereitungskapazität 190 m³_N Rohgas/h / monatliche Tankmenge 50 t/Monat (siehe Tab. 30).

Spezifische Kosten und Kraftstoffbereitstellungskosten

Die spezifischen Kosten bewegen sich aufgrund des im Verhältnis zur Anlagengröße deutlich höheren Kraftstoffabsatzes auf einem erheblich geringen Niveau als bei den Betriebsmodellen der kleinen Anlage und liegen zwischen 10,90 (Modell 1.4a, Hoftankstelle) und 14,20 ct/kWh (Modell 3.2a, externe LNG-Tankstelle mit mobiler Brücke; Abb. 51).

Unter Berücksichtigung der Nebeneinnahmen aus KWK-Betrieb und THG-Quotenhandel ergeben sich so bei den Modellen 1.4a und 2.2a (Hoftankstelle beziehungsweise extern mit Gasnetzanschluss) rechnerisch sogar negative Kraftstoffbereitstellungskosten von 2,18 und 1,14 ct/kWh. Auch die beiden Modelle mit mobiler Brücke (3.1a/BioCNG, 3.2a/BioLNG) können Bereitstellungskosten deutlich unter dem Kraftstoffverkaufspreis realisieren.

Die negativen Bereitstellungskosten bei den Modellen 1.4a und 2.2a sind durch die deutlich geringeren spezifischen Kosten im Vergleich zu den Modellen von Basis 200 möglich (siehe Abb. 48; Summe Kosten 29,7 (Modell 2.1) bis 101 ct/kWh (Modell 1.1)). Werden nur Leistungen aus Strom- und Wärmeverkauf als

Nebeneinnahmen berücksichtigt, ergeben sich spezifische Kraftstoffbereitstellungskosten zwischen 10 und 14 ct/kWh. Die Einnahmen aus dem THG-Quotenhandel liegen demgegenüber bei 11,6 bis 12,2 ct/kWh und führen daher bei den Modellen 1.4a und 2.2a rechnerisch zu insgesamt negativen Bereitstellungskosten.

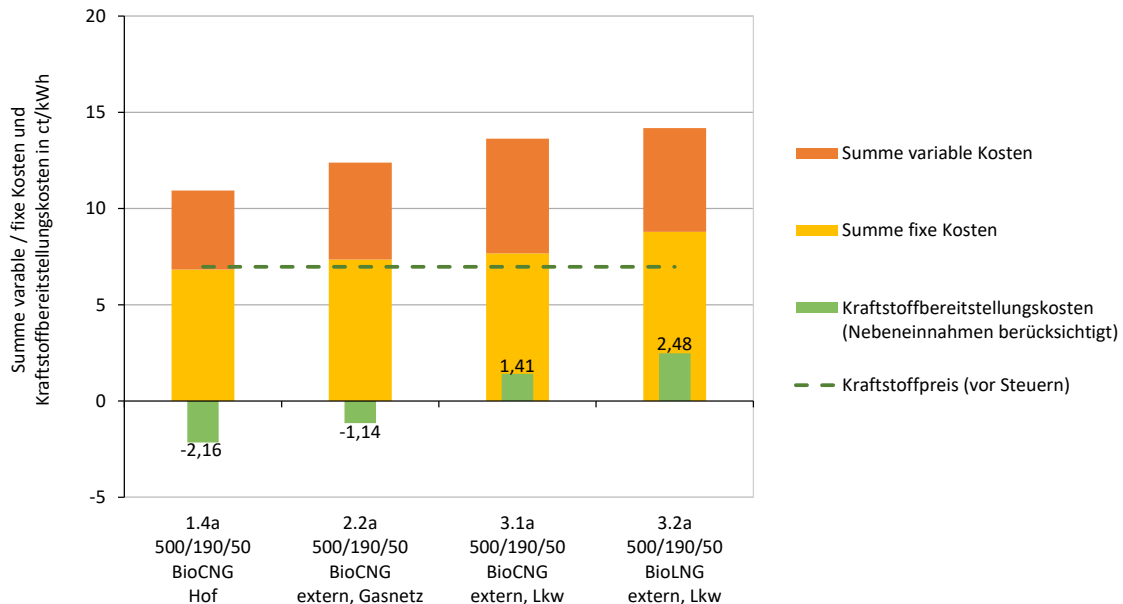


Abb. 51: Summe der spezifischen variablen und fixen Kosten sowie Kraftstoffbereitstellungskosten (BioCNG/BioLNG) für die Betriebsmodelle mit Kraftstoffnutzung der Modellanlage Basis 500 (ursprüngliche Höchstbemessungsleistung in der ersten EEG-Förderperiode: 500 kW; 75 Masse-% Wirtschaftsdünger im Substratmix); Eigenenergieversorgung über BHKW mit Einspeisung des Überschussstroms. Die Ergebnisse spiegeln den Durchschnitt über einen Betrachtungszeitraum von 10 Jahren Weiterbetrieb wider. (© KTBL)

Abkürzungen Betriebsmodelle: 1.4a / 500 / 190 / 50 = Pfad 1.4a / ursprüngliche HBML 500 kW / Aufbereitungskapazität 190 m³_N Rohgas/h / monatliche Tankmenge 50 t/Monat (siehe Tab. 30). Berücksichtigte Nebeneinnahmen: Stromeinnahmen, EPEX-Mehreinnahmen, Flexibilitätzuschlag, Wärmeeinnahmen, Biomethaneinnahmen (Einspeisung), THG-Quotenhandel

8.3.4 Wirtschaftliche Bewertung der Bereitstellungspfade der Modellanlagen Basis 1.000 und 1.000 WD (Höchstbemessungsleistung in der Referenzsituation 1.000 kW)

Für die Anlagengröße mit ursprünglich 1.000 kW Höchstbemessungsleistung während der ersten EEG-Förderperiode wurden zwei unterschiedliche Substratmixe betrachtet (siehe Tab. 28), um das Potenzial von Kraftstoffkonzepten für große, überwiegend mit Wirtschaftsdüngern und landwirtschaftlichen Reststoffen betriebenen Anlagen zu verdeutlichen. Für die Betriebsmodelle mit Kraftstoffbereitstellung der Modellanlage mit jeweils 50% NawaRo beziehungsweise Wirtschaftsdünger (Basis 1.000) wurden dieselben Annahmen zu Aufbereitungskapazität, Kraftstoffart und -absatz sowie Vertriebsweg getroffen wie für die Modelle der mittleren Modellanlage Basis 500 (siehe Tab. 30), also ein Kraftstoffabsatz von 50 t/Monat. Demgegenüber wurde für die überwiegend mit Wirtschaftsdünger und Reststoffen betriebene Anlage Basis 1.000 WD mit 100 t/Monat ein doppelt so hoher Kraftstoffabsatz angenommen (BGAA-Aufbereitungskapazität 390 m³_N Rohgas/h, externe LNG-Tankstelle mit mobiler Brücke; siehe Tab. 30).

Investitionsbedarf

Die Betriebsmodelle der beiden Anlagen mit 1.000 kW ursprünglicher Höchstbemessungsleistung unterscheiden sich nicht nur in ihrem Substratmix (Basis 1.000: 50/50 Massen-% Wirtschaftsdünger/Kosubstrate; Basis 1.000 WD: 75/25), sondern auch in der Menge des für den Kraftstoffpad genutzten Rohgases: Während bei den Modellen von Basis 1.000 (1.4b, 2.2b, 3.1b und 3.2b) noch immer ca. 60% im BHKW verwertet werden, sind dies beim Betriebsmodell 3.3 von Basis 1.000 WD nur 25%. Wie für die Modelle von Basis 500 (siehe Abb. 49) ermöglicht dies den Verzicht auf ein zweites BHKW trotz Flexibilisierung, wie schon für die Kraftstoffmodelle von Basis 500 dargestellt, wodurch die Kosten für die Umsetzung dieses Teils des Weiterbetriebskonzepts für das Modelle 3.3 deutlich geringer ausfallen als für die Modelle von Basis 1.000 (Abb. 52; links Basis 1.000, rechts Basis 1.000 WD). Auf der anderen Seite sind aufgrund der höheren Aufbereitungs- und Verflüssigungskapazitäten die Kosten für den Kraftstoffteil des Modells 3.3 deutlich höher als für das ansonsten vergleichbare Konzept von Betriebsmodell 3.2.b (Basis 1.000 mit mobiler BioLNG-Brücke). In Summe erweist sich Modell 3.3 so als das Konzept mit dem höchsten Investitionsbedarf von 8,5 Mio. Euro für diese Anlagengröße (Abb. 52 rechts). Für die Betriebsmodelle von Basis 1.000 liegt die Summe zwischen 6 und 7,6 Mio. Euro (Abb. 52 links).

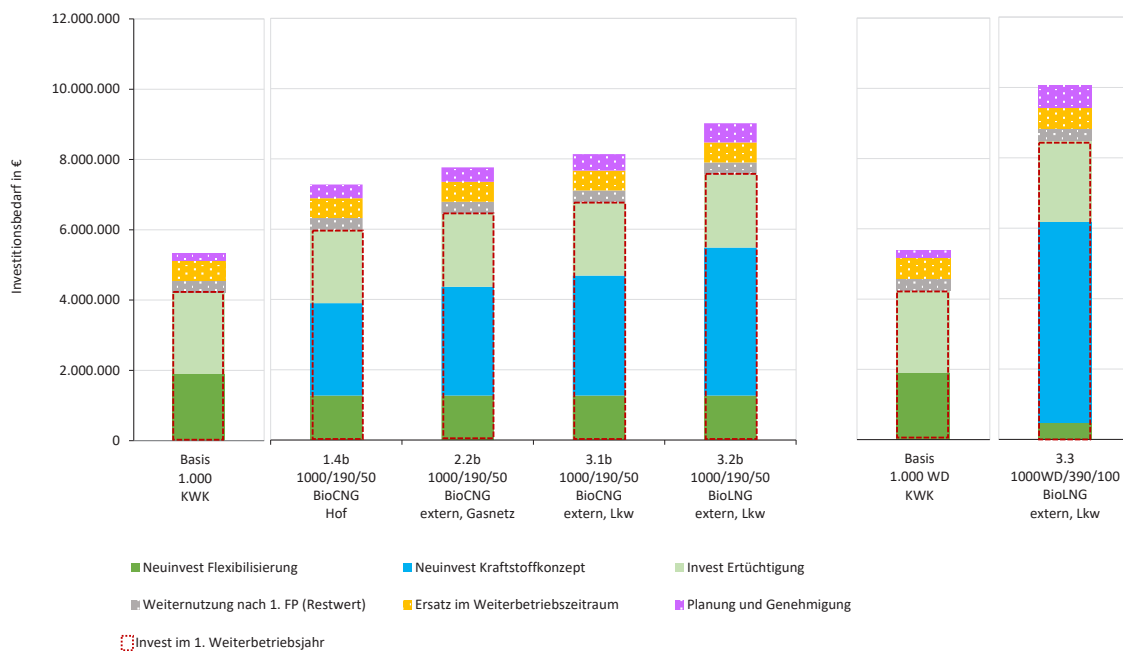


Abb. 52: Investitionsbedarf, Planungs- und Genehmigungskosten sowie zu berücksichtigende Restwerte für die Weiterbetriebsoptionen zu den Modellanlagen Basis 1.000 und 1.000 WD (ursprüngliche Höchstbemessungsleistung in der ersten EEG-Förderperiode: 1.000 kW; 50 beziehungsweise 75 Masse-% Wirtschaftsdünger im Substratmix). Investitionen im 1. Jahr und im weiteren Verlauf des 10-jährigen Weiterbetriebszeitraums sowie Restwerte aus 1. Förderperiode. Links: Weiterbetrieb als flexibilisierte KWK-Anlage; rechts: Weiterbetrieb mit Biogasaufbereitung und BioCNG- beziehungsweise BioLNG-Tankstelle (Eigenenergieversorgung über BHKW mit Einspeisung des Überschussstroms). (© KTBL)

Abkürzungen Betriebsmodelle: 1.4b / 1.000 / 190 / 50 = Pfad 1.4b / ursprüngliche HBML 1.000 kW / Aufbereitungskapazität 190 m³_N Rohgas/h / monatliche Tankmenge 50 t/Monat (siehe Tab. 30).
FP = Förderperiode

Absolute Kosten und Erlöse

Aufgrund vergleichbarer Annahmen für den Kraftstoffabsatz liegen die Biomethanerlöse für die Betriebsmodelle der Basisanlage Basis 1.000 (Abb. 53, rechts) auf einem ähnlichen Niveau wie für die entsprechenden Verwertungspfade der Basisanlage Basis 500 (Abb. 50, rechts). Während für die mittelgroße Anlage mit identischem Kraftstoffabsatz die Eigenenergieversorgung über BHKW nur knapp sichergestellt werden konnte (siehe Kap. 8.3.3), werden bei der doppelt so großen Anlage signifikante Mengen an Überschussstrom und -wärme produziert. Auf diese Weise können bei den Betriebsmodellen der Anlage Basis 1.000 erhebliche zusätzliche Erlöse aus dem KWK-Betrieb erzielt werden.

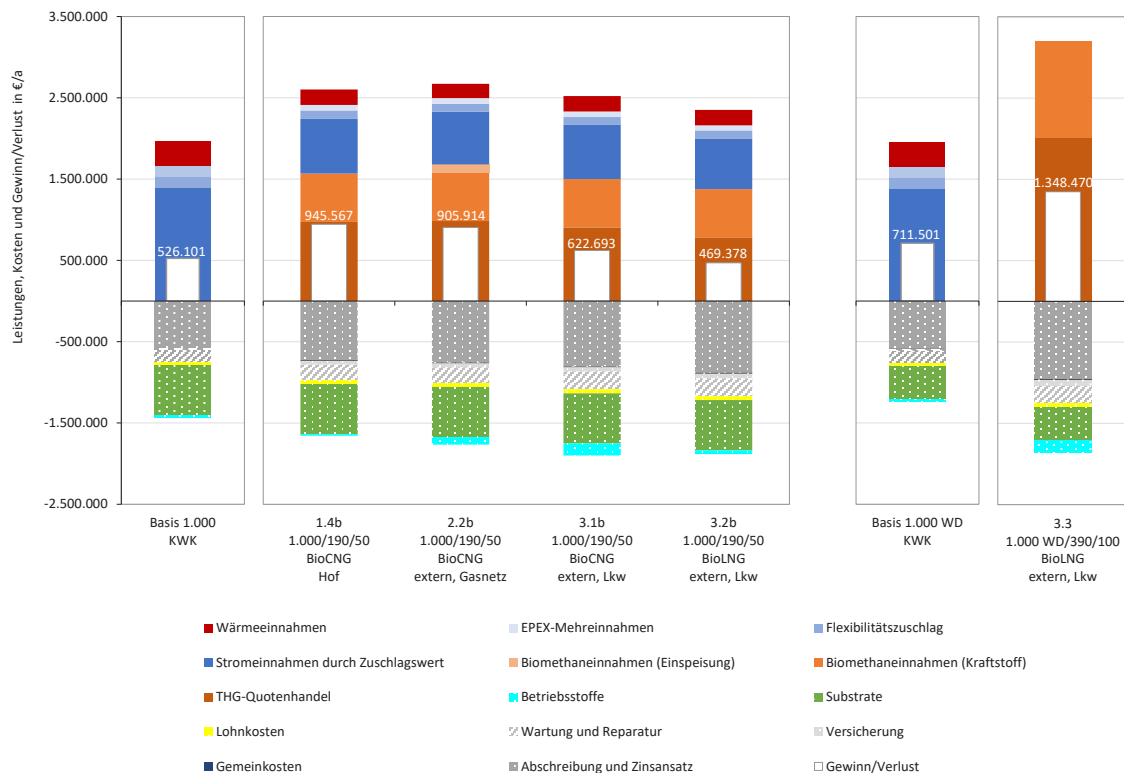


Abb. 53: Jährliche Kosten und Leistungen sowie Gewinn/Verlust der Betriebsmodelle der Modellanlagen Basis 1.000 und 1.000 WD (ursprüngliche Höchstbemessungsleistung in der ersten EEG-Förderperiode: 1.000 kW; 50 beziehungsweise 75 Masse-% Wirtschaftsdünger im Substratmix); Eigenenergieversorgung über BHKW mit Einspeisung des Überschussstroms. Die Ergebnisse spiegeln den Durchschnitt über einen Betrachtungszeitraum von 10 Jahren Weiterbetrieb wider. Links: Weiterbetrieb als flexibilisierte KWK-Anlage; rechts: Weiterbetrieb mit Biogasaufbereitung und BioCNG- beziehungsweise BioLNG-Tankstelle. (© KTBL)

Abkürzungen Betriebsmodelle: 1.4b / 1.000 / 190 / 50 = Pfad 1.4b / ursprüngliche HBML 1.000 kW / Aufbereitungskapazität 190 m³_N Rohgas/h / monatliche Tankmenge 50 t/Monat (siehe Tab. 30).

Demgegenüber wird das Rohgas im Modell 3.3, das Betriebsmodell der Basis 1.000 WD, bis auf die für die Eigenversorgung notwendige Menge vollständig aufbereitet und als BioLNG vermarktet. Dieses Modell unterscheidet sich daher hinsichtlich der Erlösstruktur deutlich von den 4 Kraftstoffvermarktungsmodellen der gleich großen Basis 1.000 (Abb. 53 rechts). Die Erlöse aus der Vermarktung des im Modell 3.3 zusätz-

lich produzierten BioLNG liegen über den KWK-Erlösen der Modelle von Basis 1.000. Da dank geringer Substratkosten trotz Verflüssigung und mobiler Brücke keine signifikant höheren Kosten anfallen als bei den Modellen von Basis 1.000, weist das Modell 3.3 den höchsten Jahresgewinn der Betriebsmodelle für die Basisanlagen mit einer ursprünglichen Höchstbemessungsleistung von 1.000 kW aus.

Wie für die beiden kleineren Anlagengrößen spielen auch hier die Einnahmen aus der THG-Quote eine wichtige Rolle und machen einen wirtschaftlichen Betrieb überhaupt erst möglich. Wobei die beiden Betriebsmodelle 1.4b (Hoftankstelle 1.000 kW) und 2.2b (extern, Gasnetz 1.000 kW) auch ohne die THG-Erlöse vergleichsweise nahe an der Wirtschaftlichkeitsgrenze liegen.

Spezifische Kosten und Kraftstoffbereitstellungskosten

Die auf den Kraftstoff bezogenen spezifischen Gesamtkosten liegen für die Betriebsmodelle der Basis 1.000 zwischen 19,45 und 20,30 ct/kWh (Abb. 54). Demgegenüber summieren sich diese für das Modell 3.3 (1.000 WD) auf nur 10,90 ct/kWh und damit auf ein Niveau vergleichbar mit dem der Modelle von Basis 500. Dies erklärt sich dadurch, dass auch hier das Rohgas bis auf den Eigenenergiebedarf für den Biomethanzweig (Kraftstoff) verwendet wird. So sind alle Kosten dem produzierten Biomethan (Kraftstoff) zuzuweisen, während bei den Modellen von Basis 1.000 – wie bereits für die Modelle von Basis 200 erläutert (siehe Kap. 8.3.2) – Kosten für die Stromproduktion auf das Biomethan (Kraftstoff) umgelegt werden. Denn auch im Umkehrschluss werden in der hier gewählten Betrachtungsweise die Erlöse aus dem Verkauf der KWK-Produkte Strom und Wärme dem Biomethan (Kraftstoff) als Nebeneinnahmen gutgeschrieben.

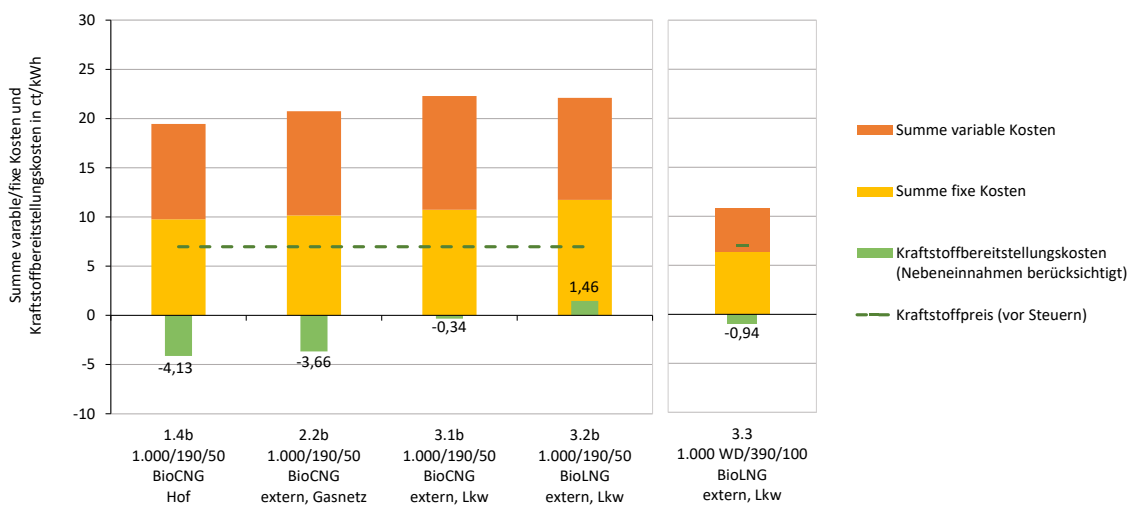


Abb. 54: Summe der spezifischen variablen und fixen Kosten sowie Kraftstoffbereitstellungskosten (BioCNG/BioLNG) für die Betriebsmodelle mit Kraftstoffnutzung der Modellanlagen Basis 1.000 und 1.000 WD (ursprüngliche Höchstbemessungsleistung in der ersten EEG-Förderperiode: 1.000 kW; 50 beziehungsweise 75 Masse-% Wirtschaftsdünger im Substratmix). Die Ergebnisse spiegeln den Durchschnitt über einen Betrachtungszeitraum von 10 Jahren Weiterbetrieb wider. (© KTBL)

Abkürzungen Betriebsmodelle: 1.4b / 1.000 / 190 / 50 = Pfad 1.4b / ursprüngliche HBML 1.000 kW / Aufbereitungskapazität 190 m³_N Rohgas/h / monatliche Tankmenge 50 t/Monat (siehe Tab. 30).

Berücksichtigte Nebeneinnahmen: Stromeinnahmen, EPEX-Mehreinnahmen, Flexibilitätsszuschlag, Wärmeeinnahmen, Biomethaneinnahmen (Einspeisung), THG-Quotenhandel

Bei den Kraftstoffbereitstellungskosten für die Modelle der Basis 1.000 schneiden erneut die Hof-tankstelle (Modell 1.4b) und die externe Tankstelle mit Gasnetzanschluss (Modell 2.2b) am besten ab und erzielen rechnerisch deutlich negative Bereitstellungskosten von 4,13 und 3,66 ct/kWh. Für diese Anlagengröße erreicht auch das Betriebsmodell mit der mobilen CNG-Brücke (3.1b) knapp negative Kraftstoffbereitstellungskosten. Für die mobile LNG-Brücke (3.2b) bewegen sich die Bereitstellungskosten zwar nicht im negativen Bereich, liegen aber weit unter dem Kraftstoffverkaufspreis. Beim Modell 3.3 der Basis 1.000 WD wiederum – vom Vermarktungsmodell vergleichbar mit Modell 3.2b, jedoch mit höherem Wirtschaftsdünger- und Reststoffanteil und doppelt so hohem Kraftstoffabsatz – kann das BioLNG zu negativen Kosten bereitgestellt werden, wenn auch nicht so günstig wie bei den Modellen 1.4b und 2.2b.

Das Zustandekommen der negativen Bereitstellungskosten erklärt sich wie in Kapitel 8.3.3 bei Abbildung 53 erläutert. Für die Modelle mit ursprünglich 1.000 kW Höchstbemessungsleistung wirken sich die größenbedingt nochmals niedrigeren spezifischen fixen und variablen Kosten zusätzlich positiv aus. Auf diese Weise kommen die Modelle 1.4b und 2.2b auch ohne Einnahmen aus dem THG-Quotenhandel in die Nähe der Wirtschaftlichkeitsschwelle: Werden nur die Nebeneinnahmen aus dem KWK-Strang (Strom/Wärme) berücksichtigt, betragen die Kraftstoffbereitstellungskosten nur 7,31 bzw. 7,89 ct/kWh – bei einem Verkaufspreis vor Steuern von 6,97 ct/kWh. Die THG-Einnahmen von 11,44 bzw. 11,55 ct/kWh führen dann in Summe zu den oben bereits genannten deutlich negativen Bereitstellungskosten von 4,13 und 3,66 ct/kWh.

8.3.5 Effekte ausgewählter Faktoren auf die Wirtschaftlichkeit

Im Rahmen des Projekts wurde keine dezidierte Sensitivitätsbetrachtung durchgeführt. Dennoch soll für einige der Faktoren, die die Wirtschaftlichkeit der betrachteten Anlagenkonzepte fundamental beeinflussen können, nochmals herausgestellt werden, welche Annahmen zugrunde liegen und wie diese Parameter gegebenenfalls variieren können. Insofern können die Ergebnisse in Kapitel 8 lediglich eine erste Orientierungshilfe bei der Entwicklung von Weiterbetriebskonzepten mit Kraftstoffbereitstellung bieten und sollen vor allem die breite Palette an möglichen Optionen aufzeigen. Für weitergehende Überlegungen sind unbedingt die Kapitel 6, insbesondere 6.1, beschriebenen Anforderungen und Voraussetzungen für den erfolgreichen Betrieb einer Biomethantankstelle zu beachten.

THG-Quotenpreis

Die Modellrechnungen in Kapitel 8.3 haben die Bedeutung der Erlöse aus dem THG-Quotenhandel für die Erreichung positiver Betriebsergebnisse gezeigt. Die angenommenen Quotenpreise von 150 €/t CO₂e bei Einfachanrechnung spiegeln ein Prognose aus dem Herbst 2024 wider. Nach dem starken Einbruch 2023/24 hat sich der Markt aktuell wieder erholt (siehe Kap. 2). Die weitere Entwicklung hängt jedoch nicht zuletzt von der Reaktion des Marktes auf die Umsetzung der RED III in nationales Recht (siehe Kap. 3.2.2) ab, sodass längerfristige Prognosen nur bedingt zu treffen sind. Wie in Kapitel 2 ausgeführt, wird in der Branche weiterhin von hohen Erlösen für Biomethan aus Wirtschaftsdüngern ausgegangen. Anlagenbetreibende müssen bei ihren Überlegungen zu einem möglichen Kraftstoffkonzept dennoch die Volatilität des THG-Quotenpreises berücksichtigen. Um diesen Aspekt greifbarer zu machen, wurden für die 13 Betriebsmodelle, die eine breite Spanne an unterschiedlichen Rahmenbedingungen abbilden, Grenzpreisberechnungen durchgeführt. Zum einen wurde geprüft, ab welchem Preis das gewählte Kraftstoffkonzept denselben Gewinn ausweist wie das ursprüngliche Basismodell im Weiterbetrieb mit moderater Flexibilisierung (Ergebnisse Basismodellanlagen siehe Kap. 8.3.1). Zum anderen wurde ermittelt, ab welchem Preis das Kraftstoffmodell eine ausgeglichene Bilanz von Kosten und Leistungen aufweist („schwarze Null“).

Für die mittlere und die große Modellanlage (500 beziehungsweise 1.000 kW ursprüngliche HBML) zeigt sich, dass alle betrachteten Kraftstoffmodelle bei geringeren als dem angenommenen Quotenpreis

von 150 €/t CO₂e einfach beziehungsweise 277 € bei Doppelanrechnung (siehe Kap. 7.1.3) ein besseres wirtschaftliches Ergebnis erzielen als die KWK-Variante (Tab. 32). Für die kleine Anlage mit 200 kW sind keine Zahlen ausgewiesen, da diese im KWK-Weiterbetrieb einen Verlust von 31.000 €/a aufweist (siehe Abb. 46).

Tab. 32: Grenzpreisberechnungen zum THG-Quotenpreis für die betrachteten Betriebsmodelle: Vergleich mit dem Basismodell im KWK-Weiterbetrieb und Mindestpreis für ausgeglichene Bilanz

Betriebsmodell	1.1	1.2	1.3	2.1	1.4a	2.2a	3.1a	3.2a	1.4b	2.2b	3.1b	3.2b	3.3
Anlagengröße	200 kW				500 kW				1.000 kW				1.000 WD
	THG-Quotenpreis in €/t CO ₂ e inklusive Doppelanrechnung ¹⁾												
Ergebnis wie Basismodell ²⁾	Basis 200 kein Gewinn im KWK-Betrieb				141	163	218	246	157	170	248	146	191
„Schwarze Null“ ³⁾	409	294	211	270	70	93	142	170	9	22	85	89	91

¹⁾ Annahme: Kraftstoff nur aus Wirtschaftsdüngern und Reststoffen, daher ausgewiesener Quotenpreis bereits inklusive Doppelanrechnung (Faktor für Doppelanrechnung 1,85; d.h. die oben genannten Werte sind durch diesen Faktor zu dividieren, um Quotenpreis bei Einfachanrechnung zu ermitteln).

²⁾ Ab diesem THG-Preis wird derselbe Gewinn erzielt wie im Basismodell mit gleicher Bemessungsleistung.

³⁾ Bei diesem THG-Preis wird wirtschaftlich/unwirtschaftlich (Gewinn = Null; „schwarze 0“).

Hinsichtlich der Gewinn-/Verlustgrenze würde das Betriebsmodell mit der Mikro-Tankstelle an der 200-kW-Anlage (Modell 1.1) erst ab einem Quotenpreis inklusive Doppelanrechnung von über 400 € in den Gewinnbereich kommen. Die anderen Betriebsmodelle dieser Anlage (Modelle 1.1, 1.2, 2.1) benötigen Quotenpreise für fortschrittliche Kraftstoffe über 200 € (Doppelanrechnung) zum Erreichen der „schwarzen Null“. Demgegenüber kämen die beiden größeren Anlagen z.T. mit Quotenpreisen deutlich unter 50 € aus. Insbesondere die Modelle mit Hoftankstelle (Modelle 1.4a und 1.4b) benötigen zum Erreichen der Gewinnschwelle geringere Erlöse aus dem THG-Quotenhandel als die anderen Bereitstellungsoptionen derselben Größenklasse.

In Tabelle 32 ist die derzeit geltende Möglichkeit der Doppelanrechnung für fortschrittliche Biokraftstoffe (siehe Kap. 3.1.1) auf die THG-Quote berücksichtigt. Mit dem Kabinettsbeschluss zur Weiterentwicklung der THG-Quote (siehe Infokasten Kap. 2), mit dem Teile der RED III in deutsches Recht umgesetzt werden sollen, wurde die Doppelanrechnung faktisch abgeschafft. Allerdings wurden direkt nach dem Beschluss aufgrund der zugleich erhöhten Quote für fortschrittliche Kraftstoffe auf dem Quotenmarkt sogar steigende Preise für die auf die Unterquote anrechenbaren Kraftstoffe erzielt (siehe Abb. 3 in Infokasten in Kap. 2). Insofern würden die in den Modellergebnissen für die Kraftstoffpfade ausgewiesenen Erlöse aus dem THG-Quotenhandel (Kap. 8.3.2 bis 8.3.4) unter den aktuellen Bedingungen übertroffen. In der Folge könnten auch die beiden Betriebsmodelle der 200-kW-Anlage mit geringem Absatz (Modelle 1.1 und 1.2) einen Gewinn erwirtschaften und die anderen Anlagen entsprechend positiver abschneiden.

Die Grenzpreisberechnungen verdeutlichen in Verbindung mit den zum Teil dramatischen Auswirkungen der Quotenpreisschwankungen in den Jahren 2023/24 (siehe Kap. 2, Abb. 2), dass Kraftstoffkonzepte nicht zu einseitig auf die Erlöse aus dem THG-Quotenhandel ausgerichtet sein sollten. Zwar hat sich der THG-Quotenpreis inzwischen wieder stabilisiert und Werte über 200 €/t CO₂e beziehungsweise 400 € in der Doppelanrechnung erreicht. Dennoch sollte bei der Projektierung neuer Kraftstoffkonzepte die starke Variabilität berücksichtigt und mit moderaten Annahmen zum THG-Quotenpreis gerechnet werden, um die Anlage gegen Preisschwankungen resilient zu machen.

Kosten für Gasnetzzugang

In den Betriebsmodellen des Kraftstoffkonzepts 2 (siehe Kap. 8.1.3) erfolgt der Transport des Biomethans zur externen Tankstelle über das öffentliche Erdgassnetz. Für den Gasnetzzugang wurde auf Basis der geltenden Übergangsregelung zur GasNZV eine Kostenbeteiligung an der Einspeiseanlage von 250.000 € angesetzt, da von einer Entfernung von unter 1 km zwischen Aufbereitungsanlage und Einspeisepunkt ausgegangen wurde. Somit greift die in der GasNZV festgeschriebene Kostendeckelung (siehe Kap. 6.1).

Aktuell ist nicht final abzusehen, welche Regelungen in Bezug auf die Kostenbeteiligung der Anschlussnehmenden getroffen werden (siehe Kap. 3.2.7). Je nach Höhe der zukünftigen Kosten könnte ein Netzanschluss insbesondere für kleinere Anlagen mit geringen Einspeisemengen wirtschaftlich nicht mehr tragbar sein. Eine Lösung könnten in dem Fall Biomethan-Cluster sein, bei denen das Rohgas mehrerer Anlagen zentral aufbereitet und anschließend in das Gasnetz eingespeist wird. So ließen sich nicht nur die Kosten des Gasnetzzugangs für die einzelne Anlage verringern, sondern es könnten auch Skaleneffekte bei den Investitionen in Biogasaufbereitungsanlage und Tankstelle genutzt werden. Gerade für kleine Biogasanlagen könnten Cluster den Zugang zu Biokraftstoffkonzepten überhaupt erst ermöglichen.

Substratkosten für Wirtschaftsdünger

Bei den Modellrechnungen wurde davon ausgegangen, dass die eingesetzten Wirtschaftsdünger aus der Tierhaltung des eigenen Betriebes stammen und in unmittelbarer Nähe der Anlagen anfallen, sodass weder Kosten für den Einkauf oder den Transport entstehen (Kap. 7.1.2). Gerade für die größeren Anlagen ist diese Annahme nur im besten Falle bei sehr großen Tierhaltungsunternehmen oder durch einen Zusammenschluss mehrerer benachbarter Betriebe zu einem Biomethan-Cluster zutreffend.

Müssen Wirtschaftsdünger zugekauft und/oder zur Biogasanlage transportiert werden, wirkt sich dies in zweierlei Hinsicht auf das Betriebsergebnis aus: Zum einen durch die direkt anfallenden Kosten, zum anderen durch eine geringere Treibhausgaseinsparung, da die Emissionen aus dem Transport in der Bilanzierung berücksichtigt werden müssen.

Bei hohen Anteilen nicht betriebseigener Wirtschaftsdünger kommen die Vorteile dieser Substratkategorie (hohe THG-Gutschrift nach RED, aktuell noch Doppelanrechnung auf Unterquote fortschrittliche Biokraftstoffe) daher nur eingeschränkt zum Tragen – zumal die genannten Vorteile vor allem in den Jahren 2021 und 2022 zu einem deutlichen Anstieg der Preise insbesondere für feste Wirtschaftsdünger gesorgt haben. Anlagen, die im Zuge des Umstiegs auf ein Kraftstoffkonzept mit nennenswerten Mengen an zugekauften Wirtschaftsdünger planen, sollten sicherstellen, dass diese langfristig und zu möglichst stabilen Preisen zur Verfügung stehen.

Kosten für Anlagenanpassung für Weiterbetrieb

Müssen unabhängig vom gewählten Weiterbetriebskonzept größere Anpassungen für eine Fortführung des Anlagenbetriebs vorgenommen werden, z. B. die Nachrüstung einer gasdichten Gärrestlagerabdeckung oder eines Selective-Catalytic-Reduction(SCR)-Katalysators an bestehenden BHKW, führt dies gegebenenfalls von vornherein zu erhöhten Abschreibungen im Weiterbetriebszeitraum. Da der Aufwand für die Ertüchtigung sehr anlagenindividuell ist, wurden diese möglichen Kosten in den Berechnungen in Kapitel nicht berücksichtigt (siehe Kap. 7.1.1), sind aber bei der ökonomischen Bewertung von Weiterbetriebskonzepten einer Anlage unbedingt im Vorfeld abzuschätzen. Auf den hierfür nutzbaren REzAB-Leitfaden (C.A.R.M.E.N. et al. 2024) wurde in Kapitel 7.1.1 bereits hingewiesen.

9 Praxisbeispiele

9.1 BioCNG

9.1.1 BioCNG-Anlage der Ökoenergie Utzenaich GmbH (Österreich)



© BioG GmbH



© BioG GmbH

Tankstelle	
Kraftstoffart	BioCNG
Absatzmenge	5,4 t/Monat
Betreiber	Ökoenergie Utzenaich GmbH
Hersteller	BioG GmbH www.biog.at
Jahr Inbetriebnahme	2023
Zielgruppe/Betankungsoptionen	Stapler, Lkw, Traktoren
Vermarktungsoption	eigener Fuhrpark oder Vertragsfuhrpark
Anzahl Zapfsäulen	1
Bezahlsystem	keine Angabe
Aufstellungsort	am Standort der Biogasanlage – Ökoenergie Utzenaich, gleichzeitig Standort der BioG GmbH
Biogasaufbereitung	
Aufbereitungskapazität	maximal 35 m ³ _N Rohbiogas/h
Aufbereitungsverfahren	Membran einstufig mit Offgas-Rückführung in den Nachfermenter
Hersteller	BioG GmbH
Gasnetzzugang	nein
Biogasanlage	
Angaben zu Substraten beziehungsweise Substratmix	Maisstroh, Rindermist, Pferdemit, Pansenmist
Biogasanlagengröße	Rohgasproduktion 270 m ³ _N /h Bemessungsleistung 500 kW
Jahr Inbetriebnahme	2004
Betreiber	Ökoenergie Utzenaich GmbH

9.1.2 BioCNG-Pilotanlage am Forschungsstandort Lindenhöfe der Universität Hohenheim



© Universität Hohenheim



© Universität Hohenheim

Tankstelle	
Kraftstoffart	BioCNG
Absatzmenge	0,5 t/Monat
Betreiber	Universität Hohenheim https://la-bioenergie.uni-hohenheim.de
Hersteller	BAUER COMP Holding GmbH www.bauer-kompressoren.de
Jahr Inbetriebnahme	2024
Zielgruppe/Betankungsoptionen	Pkw, Traktor
Vermarktungsoption	nur eigene Fahrzeuge
Anzahl Zapfsäulen	1 CNG-Zapfsäule, testweise 1 LNG-Anschluss
Bezahlsystem	interne Abrechnung
Aufstellungsort	Bestandteil des „Fuel-Research Hub“ am Forschungsstandort Lindenhöfe
Biogasaufbereitung	
Aufbereitungskapazität	Maximalleistung 12,5 m ³ _N Rohbiogas/h
Aufbereitungsverfahren	NaOH-Wäscher für H ₂ S, adsorptive Gastrocknung, Hohl-faser-Membran, Ionische Tenside(IL)-Wäsche (Entwicklung des KIT)
Hersteller	Bauer Kompressoren Inducon Evonik Apex KIT Konzept: Universität Hohenheim
Gasnetzzugang	nein
Biogasanlage	
Angaben zu Substraten beziehungsweise Substratmix	Flüssigmist (ca. 70%) und Nebenprodukte elektrische Energie zur H ₂ -Erzeugung in der Wasserstoff-methanisierung
Biogasanlagengröße	zweistufige Hochdruck-Fermentationsanlage Rohgasproduktion 12,5 m ³ _N /h
Jahr Inbetriebnahme	2024
Betreiber	Universität Hohenheim

9.1.3 BioCNG Anlage in Frohndorf



© IBKE



© IBKE

Tankstelle	
Kraftstoffart	BioCNG
Absatzmenge	ca. 7.000 t/Monat
Betreiber	ohra energie www.ohraenergie.de
Hersteller	EnviTec Biogas AG www.envitec-biogas.de BAUER COMP Holding GmbH www.bauer-kompressoren.de
Jahr Inbetriebnahme	2023
Zielgruppe/Betankungsoptionen	Pkw, Lkw und Landmaschinen wie Traktoren CNG-Füllkupplungssystem NGV1
Vermarktungsoption	öffentlich
Anzahl Zapfsäulen	2
Bezahlsystem	EC-Karte (girocard, Maestro, V Pay), Kreditkarte (Master, Visa), Flottenkarte (DKV, UTA)
Aufstellungsort	am Standort der BGA und BGAA
Biogasaufbereitung	
Aufbereitungskapazität	60 m ³ _N Rohbiogas/h 26 m ³ _N Biomethan/h
Aufbereitungsverfahren	Membranverfahren
Hersteller	EnviTec Biogas AG
Gasnetzzugang	in Planung
Biogasanlage	
Angaben zu Substraten beziehungsweise Substratmix	100% Rindergülle, Wirtschaftsdünger, landwirtschaftliche Substrate
Biogasanlagengröße	400 kW (aktuell BHKW 250 kW)
Jahr Inbetriebnahme	2012
Betreiber	Agra GmbH Frohndorf/Orlishausen

9.1.4 BioCNG-Anlage in Thayngen (Schweiz)



© Apex AG



© Apex AG

Tankstelle	
Kraftstoffart	BioCNG
Absatzmenge	1,33 t/Monat
Betreiber	Müller Energie GmbH www.unterbuck.ch/muller-energie-gmbh-1
Hersteller	Apex AG, Däniken (Schweiz) www.apex.eu.com
Jahr Inbetriebnahme	2021
Zielgruppe/Betankungsoptionen	Pkw, Lkw, Traktoren
Vermarktungsoption	Badge-Tankautomat für bestimmten Kundenkreis
Anzahl Zapfsäulen	1 Zapfsäule
Bezahlsystem	Badge-System (Lümatic)
Aufstellungsort	Reiatstrasse 51/8240 Thayngen
Biogasaufbereitung	
Aufbereitungskapazität	60 m ³ _N Rohbiogas/h
Aufbereitungsverfahren	Membran
Hersteller	APEX AG, Däniken (Schweiz)
Gasnetzzugang	ja
Biogasanlage	
Angaben zu Substraten beziehungsweise Substratmix	landwirtschaftliche Tierhaltung
Biogasanlagengröße	300 m ³ _N /h
Jahr Inbetriebnahme	2014
Betreiber	Müller Energie GmbH

9.1.5 BioCNG-Anlage in Willhelmsdorf



© Apex AG



© Apex AG

Tankstelle	
Kraftstoffart	BioCNG
Absatzmenge	3,7 t/Monat
Betreiber	Duelli Energie GbR
Hersteller	Apex AG, Däniken (Schweiz) www.apex.eu.com
Jahr Inbetriebnahme	2023
Zielgruppe/Betankungsoptionen	Pkw, Lkw, Traktoren
Vermarktungsoption	öffentlich
Anzahl Zapfsäulen	1 Zapfsäule mit 2 Kupplungen für jeweils Pkw und Lkw/Traktor
Bezahlsystem	Badge-System (Lümatic)
Aufstellungsort	Wilhelmsdorfer Str. 16/88271 Willhelmsdorf, Pfrungen
Biogasaufbereitung	
Aufbereitungskapazität	60 m ³ _N Rohbiogas/h
Aufbereitungsverfahren	Membran
Hersteller	Apex AG, Däniken (Schweiz)
Gasnetzzugang	ja
Biogasanlage	
Angaben zu Substraten beziehungsweise Substratmix	landwirtschaftliche Substrate
Biogasanlagengröße	300 m ³ _N /h
Jahr Inbetriebnahme	2005
Betreiber	Duelli Energie GbR

9.1.6 BioCNG-Betriebshoftankstelle in Saalfeld



© Ohra Energie GmbH



© Ohra Energie GmbH

Tankstelle	
Kraftstoffart	BioCNG
Absatzmenge	ca. 20 t/Monat
Betreiber	KomBus GmbH www.kombus-online.eu
Hersteller	Noordtec GmbH & Co. KG www.noordtec.de
Jahr Inbetriebnahme	2024
Zielgruppe/Betankungsoptionen	Betankung von Bussen
Vermarktungsoption	Betriebseigener Fuhrpark
Anzahl Zapfsäulen	2 Füllkupplung NGV2
Bezahlungssystem	EC-Karte (girocard, Maestro, V Pay), Kreditkarte (Master, Visa), Flottenkarte (DKV, UTA)
Aufstellungsort	am Standort des Busbetriebes
Biogasaufbereitung	
Aufbereitungskapazität	k. A.
Aufbereitungsverfahren	k. A.
Hersteller	k. A.
Gasnetzzugang	k. A.
Biogasanlage	
Angaben zu Substraten beziehungsweise Substratmix	k. A.
Biogasanlagengröße	k. A.
Jahr Inbetriebnahme	k. A.
Betreiber	k. A.

9.1.7 BioCNG-Anlage in Neuss



© Königs GmbH



© Königs GmbH

Tankstelle	
Kraftstoffart	BioCNG
Absatzmenge	ca. 80 t/Monat
Betreiber	Königs Pflanzenenergie GmbH & Co. KG www.koenigs-biogas.de/
Errichter	Noordtec www.noordtec.de/
Inbetriebnahme	01.01.2023
Zielgruppe/Betankungsoptionen	Lkw, Traktoren, Pkw (NGV1 und NGV2)
Vermarktungsoption	öffentlich
Anzahl Zapfsäulen	1 Säule, 2 Zählwerke jeweils mit NGV 1 + 2
Bezahlsystem	autark (EC, Master, Visa, eigene Tankkarten)
Aufstellungsort	BGAA am Standort der BGA, Direktleitung von BGAA zur Tankstelle
Biogasaufbereitung	
Aufbereitungskapazität	240 m ³ _N /h
Aufbereitungsverfahren	Aminwäsche
Hersteller	Cirmac
Gasnetzzugang	ja
Biogasanlage	
Angaben zu Substraten beziehungsweise Substratmix	landwirtschaftliche Substrate. Substratmix: 70% Pferdemist, 5% Hähnchenmist, 10% Gülle, 15% Silomais
Biogasanlagengröße	von 500 kW erweitert auf Gasaufbereitung 240 m ³ _N /h und 250 kW BHKW
Jahr Inbetriebnahme	2006
Betreiber	Königs Pflanzenenergie GmbH & Co. KG

9.2 BioLNG

9.2.1 BioLNG Anlage in Hof



© Stirling Cryogenics B.V.



© Stirling Cryogenics B.V.

Tankstelle	
Kraftstoffart	BioLNG
Absatzmenge	ca. 150 t/Monat
Betreiber	Dennree GmbH Töpen www.dennree.de
Hersteller	k. A.
Jahr Inbetriebnahme	Juni 2025
Zielgruppe/Betankungsoptionen	Lkw
Vermarktungsoption	betriebsinterner Fuhrpark
Anzahl Zapfsäulen	k. A.
Bezahlsystem	k. A.
Aufstellungsort	Eine Bio-Supermarktkette transportiert das BioLNG von der Verflüssigungsanlage zum nahegelegenen Standort und vertankt es dort in eigene LNG-Lkw (3er-Wechselbrücke mit Tankwagen).
Biomethanverflüssigung	
Verflüssigungskapazität	ca. 5 t/Tag
Verflüssigungsverfahren	Stirling-Prinzip
Hersteller	Stirling Cryogenics B.V. www.stirlingcryogenics.com
Biogasaufbereitung	
Aufbereitungskapazität	500 m ³ _N /h
Aufbereitungsverfahren	Membran
Hersteller	Stirling Cryogenics B.V.
Gasnetzzugang	nein
Biogasanlage	
Angaben zu Substraten beziehungsweise Substratmix	landwirtschaftliche Abfälle (Gülle und Mist)
Biogasanlagengröße	aktuell 2 MW
Jahr Inbetriebnahme	k. A.
Betreiber	BGA Bioenergie GmbH

9.2.2 BioLNG Anlage in Darchau



© RUHE Biogas



© RUHE Biogas

Tankstelle	
Kraftstoffart	BioLNG
Absatzmenge	ca. 76 t/Monat
Betreiber	Erste Bioenergie Darchau GmbH & Co. KG
Hersteller	Ecospray Technologies S.r.l. http://www.ecospray.eu/
Jahr Inbetriebnahme	2022
Zielgruppe/Betankungsoptionen	Lkw, Traktor
Vermarktungsoption	regionale Vertragstankstelle und eigener Fuhrpark
Anzahl Zapfsäulen	1
Bezahlsystem	Chip-System
Aufstellungsort	am Standort der BGA und BGAA
Biomethanverflüssigung	
Verflüssigungskapazität	2,5 t/Tag
Verflüssigungsverfahren	Expansion über Joule-Thomson-Ventile
Hersteller	Ecospray Technologies S.r.l.
Biogasaufbereitung	
Aufbereitungskapazität	290 m ³ _N Rohbiogas/h (nominal)
Aufbereitungsverfahren	Membran
Hersteller	Prodeval SAS www.prodeval.com
Gasnetzzugang	nein
Biogasanlage	
Angaben zu Substraten beziehungsweise Substratmix	landwirtschaftliche Substrate wie Maissilage, GPS, Grassilage, Rindergülle; Mist von Rind, Pferd und Geflügel
Biogasanlagengröße	8 MW
Jahr Inbetriebnahme	2011
Betreiber	Erste Bioenergie Darchau GmbH & Co. KG

9.2.3 BioLNG Anlage in Bad Grönenbach



© ZR-Immo GmbH



© ZR-Immo GmbH

Tankstelle	
Kraftstoffart	BioLNG
Absatzmenge	ca. 105 t/Monat
Betreiber	ZR-Immo GmbH
Hersteller	AB ENERGY Deutschland GmbH www.gruppoab.com
Jahr Inbetriebnahme	2024
Zielgruppe/Betankungsoptionen	Lkw
Vermarktungsoption	Betriebsfuhrpark und begrenzter Personenkreis
Anzahl Zapfsäulen	1
Bezahlungssystem	in Planung
Aufstellungsort	Bad Grönenbach
Biomethanverflüssigung	
Verflüssigungskapazität	3,5 t/Tag
Verflüssigungsverfahren	Cryo-Kühler
Hersteller	AB ENERGY Deutschland GmbH
Biogasaufbereitung	
Aufbereitungskapazität	Nennleistung 600 m ³ _N Rohbiogas/h
Aufbereitungsverfahren	Membran
Hersteller	BIOCH4NGE L 5 + CH4LNG 5
Gasnetzzugang	Realisierung 4. Quartal 2025
Biogasanlage	
Angaben zu Substraten beziehungsweise Substratmix	100% Wirtschaftsdünger
Biogasanlagengröße	3 Biogasanlagen mit mindestens 600 m ³ _N Rohgas/h
Jahr Inbetriebnahme (Erweiterungen)	2008 (2023, 2024)
Betreiber	ZR-Immo GmbH

9.2.4 BioLNG Anlage in Apensen



© Kanadevia Inova



© Kanadevia Inova

Tankstelle	
Kraftstoffart	BioLNG
Absatzmenge	ca. 200 t/Monat
Betreiber	Apensen Verflüssigungs GmbH & Co. KG
Hersteller	Kanadevia Inova BioMethan GmbH www.kanadevia-inova.com
Jahr Inbetriebnahme	2024
Zielgruppe/Betankungsoptionen	Produktion LNG für Vermarktungspartner
Vermarktungsoption	nur Produktion für Vermarktungspartner, keine Abgabe an Endkunden
Anzahl Zapfsäulen	1 (Abtankung in Lkw-Tankwagen)
Bezahlsystem	k. A.
Aufstellungsort	am Standort der BGA
Biomethanverflüssigung	
Verflüssigungskapazität	ca. 6,6 t/Tag
Verflüssigungsverfahren	kryogen
Hersteller	Kanadevia Inova BioMethan GmbH
Biogasaufbereitung	
Aufbereitungskapazität	700 m ³ _N Rohgas/h
Aufbereitungsverfahren	Aminwäsche
Hersteller	Kanadevia Inova BioMethan GmbH
Gasnetzzugang	ja
Biogasanlage	
Angaben zu Substraten beziehungsweise Substratmix	landwirtschaftliche Substrate, getrennte Gärstrecken für NawaRo sowie Gülle und Mist
Biogasanlagengröße	Rohgasproduktion ca. 1.300 m ³ _N /h
Jahr Inbetriebnahme	2011
Betreiber	Bioenergie Geest GmbH & Co. KG

10 Schlussfolgerungen und Ausblick

Nach dem Ende der ersten 20-jährigen EEG-Förderperiode müssen aktuell für viele landwirtschaftliche Biogasanlagen die Weichen für die Zukunft gestellt werden. Konzepte zur Bereitstellung von Biomethan als Kraftstoff können dabei vor allem für Biogasanlagen mit einem hohen Anteil an Wirtschaftsdüngern attraktiv sein.

Allerdings sind die Rahmenbedingungen für Biokraftstoffkonzepte weniger stabil als in der Vergangenheit im Rahmen des EEG. So sind die Erlöse im Kraftstoffsektor – sowohl der Verkaufspreis an der Tankstelle als auch die Einnahmen aus dem Treibhausgasquotenhandel – marktabhängig. Hinzu kommen weiterhin offene Entwicklungen in den gesetzlichen Rahmenbedingungen, wie die Nachfolgeregelung zur Gasnetz-zugangsverordnung oder die schlussendliche Umsetzung der RED III in deutsches Recht. In der Planungsphase ist dem Rechnung zu tragen. Neben einem ausreichenden und stabilen Absatz ist die dauerhafte Verfügbarkeit der Wirtschaftsdünger zu gewährleisten und insbesondere eine zu starke Abhängigkeit von hohen THG-Quotenpreisen zu vermeiden.

Die in diesem Leitfaden wiedergegebenen Modellrechnungen in Kombination mit den Ausführungen zu Planung und Betrieb einer Biomethantankstelle können Betreibende dabei unterstützen, geeignete Vermarktungskonzepte für ihre individuelle Anlage zu identifizieren. Allerdings sind bei der Übertragung der Ergebnisse nicht nur Kenngrößen wie Anlagengröße, Substratzusammensetzung oder Vermarktungsoption mit denen der eigenen Anlage abzugleichen, sondern auch gegebenenfalls schlechtere Ausgangsbedingungen wie z. B. die Notwendigkeit zum Wirtschaftsdüngerzukauf oder für zusätzliche baulich-technische Veränderungen.

Über die Vermarktung des Biomethans hinaus besteht die in dieser Publikation nicht betrachtete Option, das beim Aufbereitungsprozess abgetrennte biogene CO₂ zu vermarkten und so zusätzliche Einnahmen zu generieren – weniger über den CO₂-Verkaufspreis als über die dadurch verbesserte THG-Bilanz des Kraftstoffs. Eine Reihe von Anlagen gehen bereits diesen Weg. Voraussetzung hierfür ist, dass das biogene CO₂ nachweislich fossilen Kohlenstoff ersetzt.

Insbesondere von der EU gehen positive Signale für Biomethan im Allgemeinen wie auch im Verkehrssektor im Speziellen aus. So sieht die Anfang 2025 in Kraft getretene FuelEU-Maritime-Verordnung eine THG-Quote für den Schiffsverkehr vor, die zu steigender Nachfrage unter anderem nach BioLNG führen dürfte. Der Referentenentwurf zur Weiterentwicklung der THG-Quote sieht diesen Punkt in der Folge ebenfalls vor. Auch im straßengebundenen Schwerlast- und dem überregionalen Busverkehr wird vor allem BioLNG zukünftig als eine wichtige Option gesehen (Schröder und Görsch 2025). Möglicherweise kommt es also hinsichtlich der ausgelaufenen Mautbefreiung für Biomethan-Lkw oder der engen Begriffs-auslegung von „emissionsfrei“ in der Clean Vehicles Directive zu einem Umdenken. Denn nur dann stellen Fuhrparkbetreiber ihre Flotte langfristig auf Biomethan um.

Dass Biokraftstoffkonzepte an landwirtschaftlichen Biogasanlagen wirtschaftlich tragfähig sein können, zeigen die in diesem Leitfaden dargestellten Praxisanlagen: Die sehr unterschiedlichen konzeptionellen Herangehensweisen führen die Notwendigkeit anlagen- und standortindividueller Lösungen vor Augen – und zugleich die unternehmerischen Chancen.

Literatur

10. BImSchV (2024): Verordnung über die Beschaffenheit und die Auszeichnung der Qualitäten von Kraft- und Brennstoffen vom 8. Dezember 2010 (BGBl. I S. 1849), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 28. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 169) geändert worden ist
38. BImSchV (2023): Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen vom 8. Dezember 2017 (BGBl. I S. 3892), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 13. Juli 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 200) geändert worden ist
- AwSV (2020): Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen 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
- BAuA (2025): Technische Regeln für Arbeitsstätten. Maßnahmen gegen Brände. ASR A2.2, Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin
- BAuA (2024): Technische Regeln für Gefahrstoffe. Tätigkeiten bei der Herstellung von Biogas. TRGS 529, Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin, <https://www.baua.de/DE/Angebote/Regelwerk/TRGS/TRGS-529>, Zugriff am 18.03.2026
- BEHG (2020): Brennstoffemissionshandelsgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2728), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 3. November 2020 (BGBl. I S. 2291) geändert worden ist
- BetrSichV (2021): Betriebssicherheitsverordnung vom 3. Februar 2015 (BGBl. I S. 49), die zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 27. Juli 2021 (BGBl. I S. 3146) geändert worden ist
- BG BAU; DGUV (2023): Gaswarneinrichtungen und -geräte für den Explosionsschutz. Einsatz und Betrieb. DGUV Information 213-057, Heidelberg, Berufsgenossenschaft Rohstoffe und chemische Industrie; Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung
- BImSchG (2025): Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274; 2021 I S. 123), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 22. Dezember 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 348) geändert worden ist
- Biokraft-NachV (2021): Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung vom 2. Dezember 2021 (BGBl. I S. 5126, 5143)
- BiokraftQuG (2006): Gesetz zur Einführung einer Biokraftstoffquote durch Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes und zur Änderung energie- und stromsteuerrechtlicher Vorschriften (Biokraftstoffquotengesetz – BiokraftQuG), BGBl. Teil I Nr. 62, ausgegeben am 21. Dezember 2006, Seite 3180
- BioSt-NachV (2022): Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung vom 2. Dezember 2021 (BGBl. I S. 5126), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 13. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2286) geändert worden ist
- BLE (2024): NUTS2-Werte für Deutschland. Result tables. Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung, <https://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/NUTS2.html>, Zugriff am 18.03.2026
- Bundesamt für Strassen (ASTRA) (2025a): Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Strasse (ADR). Band II, Bundesamt für Strassen (ASTRA)
- Bundesamt für Strassen (ASTRA) (2025b): Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Strasse (ADR). Band I, Bundesamt für Strassen (ASTRA)
- Bundesnetzagentur (2025): Ergebnisse der Ausschreibungen für Biomasseanlagen sowie Solaranlagen auf Gebäuden und Lärmschutzwänden zum 1. Oktober 2025. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/start.html>, Zugriff am 26.01.2026
- C.A.R.M.E.N. e. V.; Technische Hochschule Ingolstadt; FH Münster; ifeu Heidelberg (Hg.) (2024): Biogas nach dem EEG – (wie) kann es weitergehen? Handlungsmöglichkeiten für Anlagenbetreibende. Straubing, Ingolstadt, Münster, Heidelberg
- Cerbe, G.; Lendt, B. (Hg.) (2017): Grundlagen der Gastechnik. Gasbeschaffung – Gasverteilung – Gasverwendung. München, Hanser
- dena (2025): Branchenbarometer Biomethan 2025. Berlin, Deutsche Energie-Agentur GmbH

- dena (2024): Branchenbarometer Biomethan 2024. Berlin, Deutsche Energie-Agentur GmbH
- dena (2023): Branchenbarometer Biomethan 2023. <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/analyse-branchenbarometer-biomethan-2023/>, Zugriff am 18.03.2026
- DGUV (2020): Beförderung von Flüssiggas mit Fahrzeugen auf der Straße. DGUV Information 210-001. Berlin, Deutsche Gesetzliche Unfallversicherung
- DIN EN 16723 (2017): Erdgas und Biomethan zur Verwendung im Transportwesen und Biomethan zur Einspeisung ins Erdgasnetz – Teil 2: Festlegungen für Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge. Deutsche Fassung EN 16723-2:2017. Berlin, DIN Media GmbH
- DIN EN IEC 62305-3 (2025): Blitzschutz Teil 3: Schutz von baulichen Anlagen und Personen. Deutsche Fassung EN IEC 62305-3:2024. Berlin, DIN Media GmbH
- DIN EN ISO 12617 (2017): Straßenfahrzeuge – Betankungsanschluss für Flüssigerdgas (LNG) – 3,1 MPa Anschluss. Berlin, DIN Media GmbH
- DIN EN ISO 14469 (2018): Straßenfahrzeuge – Betankungsanschluss für komprimiertes Erdgas (CNG). Berlin, DIN Media GmbH
- DIN EN ISO 16903 (2017): Erdöl- und Erdgasindustrie – Eigenschaften von Flüssigerdgas mit Einfluss auf die Auslegung und die Materialauswahl. Berlin, DIN Media GmbH
- DVGW (2024): DVGW-Information GAS Nr. 17. Blitzschutz an Anlagen der Gas- und Wasserstoffversorgung – Leitfaden zur Umsetzung der Anforderungen. Bonn, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
- DVGW (2022): Technischer Hinweis – Merkblatt DVGW G 710 (M). CNG-Füllanlagen, Erlangung der Betriebserlaubnis. Bonn, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
- DVGW (2021): Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 260 (A). Gasbeschaffenheit. Bonn, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
- DVGW (2020): Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 685-1 (A). Gasabrechnung – Grundlagen der Energiemittlung. Bonn, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
- DVGW (2019): Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 264 (A). Erdgas und Biomethan als Kraftstoffe, Probenahme und Analyse. Bonn, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
- DVGW (2018): Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 280 (A). Gasodorierung. Bonn, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
- EBeV 2030 (2022): Emissionsberichterstattungsverordnung 2030 vom 21. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2868)
- EEG (2023): Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 13 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) geändert worden ist
- EG RL Nr. 28 (2009): Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG
- EnergieStG (2025): Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 22. Dezember 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 341) geändert worden ist
- EnergieStG (2024): Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 27. März 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 107) geändert worden ist
- EnWG (2024): Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 26 des Gesetzes vom 15. Juli 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 236) geändert worden ist
- Etzold, H.; Nitzsche, R.; Oehmichen, K.; Schröder, J. (2024): Methanverflüssigung – Technologievergleich im kleinskaligen Leistungsbereich. Leipzig, Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
- EU (2022): Durchführungsverordnung (EU) 2022/996 der Kommission vom 14. Juni 2022 über Vorschriften für die Überprüfung in Bezug auf die Nachhaltigkeitskriterien und die Kriterien für Treibhausgaseinsparungen sowie die Kriterien für ein geringes Risiko indirekter Landnutzungsänderungen

- EU RL Nr. 2413 (2023): Richtlinie (EU) 2023/2413 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates
- EU RL Nr. 959 (2023): Richtlinie (EU) 2023/959 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 10. Mai 2023 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union und des Beschlusses (EU) 2015/1814 über die Einrichtung und Anwendung einer Marktstabilitätsreserve für das System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union
- EU RL Nr. 1161 (2019): Richtlinie (EU) 2019/1161 des europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Juni 2019 zur Änderung der Richtlinie 2009/33/EG über die Förderung sauberer und energieeffizienter Straßenfahrzeuge
- EU RL Nr. 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)
- EU VO Nr. 1804 (2023): Verordnung (EU) 2023 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. September 2023 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe und zur Aufhebung der Richtlinie 2014/94/EU
- FNR (2014): Leitfaden Biogasaufbereitung und -Einspeisung. Gülzow
- Fraunhofer IEE (2023): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Stromerzeugung aus Biomasse sowie Klär-, Deponie- und Grubengas. Kassel, Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik
- FvB (2025): Biomethane – subsidised in Europe, slowed down in Germany. Pressemeldung vom 03.12.2025, <https://www.biogas.org/en/report/biomethane-subsidised-in-europe-slowed-down-in-germany>, Zugriff am 18.03.2026
- GasNEV (2021): Gasnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2197), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 27. Juli 2021 (BGBl. I S. 3229) geändert worden ist
- GasNZV (2023): Gasnetz Zugangsverordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), die zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) geändert worden ist
- GefStoffV (2024): Gefahrstoffverordnung vom 26. November 2010 (BGBl. I S. 1643, 1644), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 02. Dezember 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 384) geändert worden ist
- Generalzolldirektion (2026): Quotenberechnung. https://www.zoll.de/DE/Fachthemen/Steuern/Verbrauchssteuern/Treibhausgasquote-THG-Quote/Quotenverpflichtung/Quotenberechnung/quotenberechnung_node.html, Zugriff am 18.03.2026
- HBB (2025): Stellungnahme zum Entwurf des Bundeswirtschaftsministeriums zur Umsetzung des europäischen Gas- und Wasserstoffbinnenmarktpakets vom 4.11.2025. https://www.hauptstadtbuero-bioenergie.de/download_file/force/821/705, Zugriff am 18.03.2026
- Hermeling, W.; Nachtmann, K.; Scholwin, F. (Hg.) (2023): Biogas – ein Taschenbuch für die Erzeugerpraxis. Erzeugerwissen, Aufbereitung und Vermarktung. Wiesbaden, Springer
- Hofmann, U.; Reinhardt, P.; Evtimova, M. (2006): Untersuchungen zum Einsatz eines Partikelfiltersystems beim Betrieb eines Dieselmotors mit Rapsmethylester und Rapsöl. *Chemie Ingenieur Technik* 78(6), S. 709–714
- KTBL (2024): Methodische Grundlagen der Datensammlung „Betriebsplanung Landwirtschaft“. https://www.ktbl.de/fileadmin/user_upload/Allgemeines/Download/Datensammlung/04_DS_Methodik_2024_bf.pdf, Zugriff am 18.03.2026
- KTBL (2021): Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Potenziale, Erträge, Einflussfaktoren. *KTBL-Schrift* 526, Darmstadt, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
- KTBL (2013): Faustzahlen Biogas. Darmstadt, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
- KTBL (2012): Biomethaneinspeisung in der Landwirtschaft. Geschäftsmodelle, Technik, Wirtschaftlichkeit. *KTBL-Schrift* 495, Darmstadt, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
- Mönch-Tegeder, M.; Lemmer, A.; Jungbluth, T.; Oechsner, H. (2014): Effects of full-scale substrate pretreatment with a cross-flow grinder on biogas production. *Agric Eng Int: CIGR Journal* 16(3), pp. 138–147

PTB (2007): Themenschwerpunkt: Das Internationale Einheitensystem (SI). PTB Mitteilungen Heft 2, Braunschweig, Physikalisch-Technische Bundesanstalt

SaubFahrzeugBeschG (2021): Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz vom 9. Juni 2021 (BGBl. I S. 1691)

Schröder, J.; Görsch, K. (Hg.) (2025): Erneuerbare Energien im Verkehr. Monitoringbericht. Leipzig

TA Luft (2021): Neufassung der Ersten Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft) vom 18. August 2021. GMBI 2021 Nr. 48–54, S. 1050

Urban, W.; Lohmann, H.; Girod, K. (2009): Abschlussbericht für das BMBF-Verbundprojekt „Biogaseinspeisung“. Beseitigung technischer, rechtlicher und ökonomischer Hemmnisse bei der Einspeisung biogener Gase in das Erdgasnetz zur Reduzierung klimarelevanter Emissionen durch Aufbau und Anwendung einer georeferenzierten Datenbank. Oberhausen, Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT

Zukunft GAS e.V. (2024): Wege zu einem emissionsfreien Schwerlastverkehr. Förderung des Hochlaufs von Bio-LNG und Erfüllung der Ziele der Erneuerbare-Energien-Richtlinie III. Positionspapier, Berlin, Zukunft GAS e.V.

Anhang

Anhang I: Kenndaten der Basismodellanlagen und der Betriebsmodelle der verschiedenen Anlagengrößen

Anhangtab. A-I-1: Investitionsbedarf für den Weiterbetrieb sowie Leistungs-/Kostenrechnung der ausschreibungs-ertüchtigten Basis-Modellanlagen Basis 200, 500, 1.000 und 1.000 WD (Höchstbemessungsleistung 200, 500 und 1.000 kW)

Betriebsmodell	Einheit	Basismodelle			
		Basis 200	Basis 500	Basis 1.000	Basis 1.000 WD
Höchstbemessungsleistung	kW	200	500	1.000	1.000
Wirtschaftsdünger/Kosubstrate	Masse-%	80/20	75/25	50/50	75/25
Rohgaserzeugung	m ³ _N /h	96	228	442	438
Technische Kennwerte					
BHKW					
Installierte Leistung	kW	500	1.150	2.250	2.250
BHKW 1	kW	250	550	1.100	1.100
Vollbenutzungsstunden BHKW 1	h/a	2.500	3.000	3.000	3.000
BHKW 2	kW	250	600	1.150	1.150
Vollbenutzungsstunden BHKW 2	h/a	4.641	4.651	4.898	4.898
Überbauungsfaktor	-	2,5	2,3	2,2	2,2
Durchschnittliche Vollbenutzungsstunden	h/a	3.570	3.861	3.970	3.970
Erzeugte Strommenge	kWh/a	1.767.283	4.396.081	8.843.162	8.843.167
Eingespeiste Strommenge	kWh/a	1.507.445	3.874.835	7.952.858	7.880.052
BHKW-Eigenstromnutzung	%	14,7	11,9	10,1	10,9
Stromüberschuss/-defizit am BHKW bei Einzelanlage	kWh/a	1.507.445	3.874.835	7.952.858	7.880.052
Erzeugte Wärmemenge	kWh/a	2.173.748	4.668.566	8.971.072	8.971.077
Summe Wärmebedarf BGA + extern genutzt (Verkauf)	kWh/a	1.419.844	3.034.490	5.831.062	5.831.066
Wärmeüberschuss/-defizit	kWh/a	753.904	1.634.076	3.140.009	3.140.011
Wärmepuffer aus BHKW	%	35	35	35	35
Ökonomische Kennwerte/Annahmen					
Kalkulationszinssatz/Zinsansatz	%	3	3	3	3
BHKW					
Zuschlagswert Ausschreibung ¹⁾	€/kWh	0,1744	0,1744	0,1744	0,1744
Flexibilitätszuschlag	€/kW	65	65	65	65
EPEX-Einnahmen (Preis)	€/kWh	0,0180	0,0170	0,0166	0,0166
Wärmepreis (Verkauf)	€/kWh	0,075	0,075	0,075	0,075
Anteil verkaufter Wärme	%	40	40	40	40
Invest					
Invest für Weiterbetrieb	€	1.188.884	1.535.561	2.203.330	2.219.226
Spezifische Investitionen für Weiterbetrieb	€/kWh	5.944	3.071	2.203	2.219

Fortsetzung der Tabelle mit Fußnoten auf der nächsten Seite

Betriebsmodell	Einheit	Basismodelle			
		Basis 200	Basis 500	Basis 1.000	Basis 1.000 WD
Jährliche Kosten					
Variable Kosten					
Substrate	€/a	93.994	220.200	616.698	407.319
Reparaturen und Wartungen	€/a	49.411	91.646	145.993	147.764
Betriebsstoffe	€/a	4.299	9.590	17.625	17.625
Laboranalysen ²⁾	€/a	528	791	1.319	1.319
Zinskosten Umlaufvermögen	€/a	371	806	1.954	1.435
Summe variable Kosten	€/a	148.602	323.032	783.589	575.462
Fixe Kosten					
Abschreibung	€/a	198.423	286.340	482.323	487.622
Zinskosten	€/a	41.139	61.243	90.016	90.723
Versicherung Anlagentechnik	€/a	13.713	20.414	30.005	30.241
Arbeitskosten ³⁾	€/a	20.944	29.100	36.977	39.556
Gemeinkosten	€/a	2.400	6.000	12.000	12.000
Summe fixe Kosten	€/a	276.619	403.097	651.320	660.142
Gesamtkosten	€/a	425.221	726.129	1.434.910	1.235.604
Einnahmen					
Stromeinnahmen (Zuschlagswert)	€/a	262.898	675.771	1.386.978	1.374.281
Flexibilitätszuschlag	€/a	32.500	74.750	146.250	146.250
EPEX-Mehreinnahmen	€/a	27.134	65.872	132.017	130.809
Wärmeeinnahmen	€/a	71.666	153.917	295.765	295.765
Summe Leistungen	€/a	394.198	970.310	1.961.011	1.947.105
Stromgestehungskosten					
Spezifische Stromgestehungskosten (ohne Nebeneinnahmen)	€/kWh	0,2406	0,1652	0,1623	0,1397
Spezifische Stromgestehungskosten (inklusive Nebeneinnahmen) ⁴⁾	€/kWh	0,1663	0,0982	0,0973	0,0749
Gewinn/Verlust	€/a	-31.022	244.181	526.101	711.501

¹⁾ Durchschnittlicher mengengewichteter Zuschlagswert, Ausschreibung April 2024 (ohne Südregion).

²⁾ 120 €/Analyse; 2 Analysen pro Behälter und Jahr.

³⁾ Fest-AK, netto.

⁴⁾ Berücksichtigte Nebeneinnahmen: Flexibilitätszuschlag, EPEX-Mehreinnahmen, Wärmeeinnahmen.

Anhangtab. A-I-2: Investitionsbedarf für den Weiterbetrieb sowie Leistungs-/Kostenrechnung der Betriebsmodelle mit Kraftstoffbereitstellung der Basis-Modellanlage Basis 200 (ursprüngliche Höchstbemessungsleistung 200 kW)

Betriebsmodell	Einheit	Betriebsmodelle zu Basis 200			
		1.1 200/10/3	1.2 200/25/7	1.3 200/50/13	2.1 200/50/13
Höchstbemessungsleistung	kW	200	200	200	200
Wirtschaftsdünger/Kosubstrate	Masse-%	80/20	80/20	80/20	80/20
Rohgaserzeugung	m ³ _N /h	96	96	96	96
Technische Kennwerte					
BHKW					
installierte Leistung	kW	425	425	425	425
BHKW 1	kW	250	250	250	250
Vollbenutzungsstunden BHKW 1	h/a	2.500	2.500	2.500	1.000
BHKW 2	kW	175	175	175	175
Vollbenutzungsstunden BHKW 2	h/a	5.471	4.151	2.172	4.051
Überbauungsfaktor	-	2,4	2,8	3,7	3,9
Durchschnittliche Vollbenutzungsstunden	h/a	3.723	3.180	2.365	2.256
Erzeugte Strommenge	kWh/a	1.566.596	1.337.992	995.086	949.314
Eingespeiste Strommenge	kWh/a	1.230.114	924.549	764.913	537.587
BHKW-Eigenstromnutzung	%	21	31	23	43
Stromüberschuss/-defizit am BHKW bei Einzelanlage	kWh/a	1.230.114	924.549	764.913	537.587
Erzeugte Wärmemenge	kWh/a	2.001.655	1.702.445	1.253.630	1.222.998
Summe Wärmebedarf BGA + extern genutzt (Verkauf)	kWh/a	1.351.007	1.231.323	1.051.797	1.039.544
Wärmeüberschuss/-defizit	kWh/a	650.648	471.122	201.833	183.454
Wärmepuffer aus BHKW	%	33	28	16	15
BGAA					
Aufbereitungskapazität BGAA	m ³ _N /h	10	25	50	50
Vollbenutzungsstunden BGAA	h/a	8.365	7.807	7.250	7.604
Erzeugte Biomethanmenge (BGAA-Output) (Brennwert)	kWh/a	512.105	1.194.912	2.219.122	2.327.614
Eingespeiste Biomethanmenge (Brennwert)	kWh/a	0	0	0	108.493
Tankstelle					
Tankstellengröße		mikro	klein	mittel	mittel
Tankstellenleistung	m ³ _N /h	6	13	25	25
Vertankte Biomethanmenge Monat (Masse)	t/Monat	3	7	13	13
Jahr (Masse)	kg/a	36.000	84.000	156.000	156.000
Jahr (Brennwert)	kWh/a	511.081	1.192.522	2.214.683	2.214.683
Fahrzeugbetankungen (Pkw) je Tag	Fahrzeuge/d	7	16	30	30
Ökonomische Kennwerte / Annahmen					
Kalkulationszinssatz/Zinsansatz	%	3	3	3	3
Strombezugspreis ¹⁾	€/kWh	0,27	0,27	0,27	0,27

Fortsetzung der Tabelle mit Fußnoten auf der nächsten Seite

Betriebsmodell	Einheit	Betriebsmodelle zu Basis 200			
		1.1 200/10/3	1.2 200/25/7	1.3 200/50/13	2.1 200/50/13
BHKW					
Zuschlagswert Ausschreibung ²⁾	€/kWh	0,1744	0,1744	0,1744	0,1744
Flexibilitätszuschlag	€/kW	65	65	65	65
EPEX-Einnahmen (Preis)	€/kWh	0,0175	0,0196	0,0234	0,0239
Wärmepreis (Verkauf)	€/kWh	0,075	0,075	0,075	0,075
Anteil verkaufter Wärme	%	40	40	40	40
Biomethan					
Biomethanverkaufspreis Einspeisung ³⁾ (Brennwert)	€/kWh	0	0	0	0,15
Tankstelle					
Biomethanverkaufspreis Tankstelle (vor Steuern) (Brennwert)	€/kWh	0,0697	0,0697	0,0697	0,0697
Masse	€/kg	0,99	0,99	0,99	0,99
THG-Quotenpreis einfach	€/t CO _{2e}	150	150	150	150
Faktor für Doppelanrechnung fortschritt- liche Kraftstoffe	-	1,85	1,85	1,85	1,85
Invest					
Invest für Weiterbetrieb	€	1.637.216	2.121.209	2.656.345	2.629.089
Spezifische Investitionen für Weiterbetrieb	€/kWh	8.186	10.606	13.282	13.145
Jährliche Kosten					
Variable Kosten					
Substrate	€/a	93.994	93.994	93.994	93.994
Reparaturen und Wartungen	€/a	80.976	81.056	101.170	101.095
Betriebsstoffe	€/a	4.379	4.008	3.497	24.179
Laboranalysen ⁴⁾	€/a	528	528	528	528
Zinskosten Umlaufvermögen	€/a	450	449	498	549
Summe variable Kosten	€/a	180.326	180.034	199.686	220.345
Fixe Kosten					
Abschreibung	€/a	231.004	263.875	298.933	315.833
Zinskosten	€/a	51.536	63.070	75.997	80.316
Versicherung Anlagentechnik	€/a	17.179	21.023	25.332	26.772
Arbeitskosten ⁵⁾	€/a	32.978	32.978	32.978	32.978
Gemeinkosten	€/a	2.400	2.400	2.400	2.400
Summe fixe Kosten	€/a	335.096	383.346	435.639	458.298
Gesamtkosten	€/a	515.422	563.379	635.326	678.643
Einnahmen					
Stromeinnahmen (Zuschlagswert)	€/a	214.532	161.241	133.401	93.755
Flexibilitätszuschlag	€/a	27.625	27.625	27.625	27.625
EPEX-Mehreinnahmen	€/a	21.527	18.121	17.899	12.848
Wärmeeinnahmen	€/a	65.992	56.127	41.331	40.321
Biomethaneinnahmen (Einspeisung)	€/a	0	0	0	16.274
Biomethaneinnahmen (Tankstelle)	€/a	35.640	83.160	154.440	154.440

Fortsetzung der Tabelle mit Fußnoten auf der nächsten Seite

Betriebsmodell	Einheit	Betriebsmodelle zu Basis 200			
		1.1 200/10/3	1.2 200/25/7	1.3 200/50/13	2.1 200/50/13
THG-Quotenhandel	€/a	101.675	204.699	339.936	338.185
Summe Leistungen	€/a	466.991	550.974	714.631	683.449
Kraftstoffgestehungskosten (Brennwert)					
Spezifische Kraftstoffgestehungskosten (ohne Nebeneinnahmen)	€/kWh	1,0085	0,4724	0,2869	0,3064
Spezifische Kraftstoffgestehungskosten (inklusive Nebeneinnahmen) ⁶⁾	€/kWh	0,1645	0,0801	0,0339	0,0676
Gewinn/Verlust	€/a	-48.431	-12.405	79.305	4.806

¹⁾ Strombezug nur, falls Produktion des BHKW nicht für Versorgung der Anlagenkomponenten am Standort ausreichend (d. h. Stromdefizit, siehe Kennwerte BHKW); für externe Tankstelle (Modell 2.1) immer Strombezug.

²⁾ Durchschnittlicher mengengewichteter Zuschlagswert Ausschreibung April 2024 (ohne Südregion).

³⁾ Einspeisung nur bei Modell 2.1.

⁴⁾ 120 €/Analyse; 2 Analysen pro Behälter und Jahr.

⁵⁾ Fest-AK, netto.

⁶⁾ Berücksichtigte Nebeneinnahmen: Flexibilitätszuschlag, EPEX-Mehreinnahmen, Wärmeeinnahmen.

Anhangtab. A-1-3: Investitionsbedarf für den Weiterbetrieb sowie Leistungs-/Kostenrechnung der Betriebsmodelle mit Kraftstoffbereitstellung der Basis-Modellanlage Basis 500 (ursprüngliche Höchstbemessungsleistung 500 kW)

Betriebsmodell	Einheit	Betriebsmodelle zu Basis 500			
		1.4a 500/190/50	2.2a 500/190/50	3.1a 500/190/50	3.2a 500/190/50
Höchstbemessungsleistung	kW	500	500	500	500
Wirtschaftsdünger/Kosubstrate	Masse-%	75/25	75/25	75/25	75/25
Rohgaserzeugung	m ³ _N /h	228	228	228	228
Technische Kennwerte					
BHKW					
Installierte Leistung	kW	550	550	550	550
BHKW 1	kW	550	550	550	550
Vollbenutzungsstunden BHKW 1	h/a	2.361	2.275	2.361	2.341
BHKW 2	kW	0	0	0	0
Vollbenutzungsstunden BHKW 2	h/a	0	0	0	0
Überbauungsfaktor	-	3,7	3,9	3,7	3,8
Durchschnittliche Vollbenutzungsstunden	h/a	2.361	2.275	2.361	2.341
Erzeugte Strommenge	kWh/a	1.285.760	1.238.965	1.285.760	1.274.901
Eingespeiste Strommenge	kWh/a	131.806	255.575	65.409	0
BHKW-Eigenstromnutzung	%	90	79	95	100
Stromüberschuss/-defizit am BHKW bei Einzelanlage	kWh/a	131.806	255.575	65.409	0
Erzeugte Wärmemenge	kWh/a	1.370.997	1.321.099	1.370.997	1.359.418
Summe Wärmebedarf BGA + extern genutzt (Verkauf)	kWh/a	1.316.157	1.268.255	1.316.157	1.305.041
Wärmeüberschuss/-defizit	kWh/a	54.840	52.844	54.840	54.377
Wärmepuffer aus BHKW	%	4	4	4	4
BGAA					
Aufbereitungskapazität BGAA	m ³ _N /h	190	190	190	190
Vollbenutzungsstunden BGAA	h/a	7.425	7.537	7.425	7.451
Erzeugte Biomethanmenge (BGAA-Output) (Brennwert)	kWh/a	8.535.083	8.664.248	8.535.083	8.565.057
eingespeiste Biomethanmenge (Brennwert)	kWh/a	0	129.164	0	0
Tankstelle					
Tankstellengröße		groß	groß	groß	groß
Tankstellenleistung	m ³ _N /h	95	95	95	95
vertankte Biomethanmenge Monat (Masse)	t/Monat	50	50	50	50
Jahr (Masse)	kg/a	600.000	600.000	600.000	600.000
Jahr (Brennwert)	kWh/a	8.518.013	8.518.013	8.518.013	8.518.013
Fahrzeugbetankungen (Pkw) je Tag	Fahrzeuge/d	114	114	114	114
Ökonomische Kennwerte / Annahmen					
Kalkulationszinssatz/Zinsansatz	%	3	3	3	3
Strombezugspreis ¹⁾	€/kWh	0,27	0,27	0,27	0,27

Fortsetzung der Tabelle mit Fußnoten auf der nächsten Seite

Betriebsmodell	Einheit	Betriebsmodelle zu Basis 500			
		1.4a 500/190/50	2.2a 500/190/50	3.1a 500/190/50	3.2a 500/190/50
BHKW					
Zuschlagswert Ausschreibung ²⁾	€/kWh	0,1744	0,1744	0,1744	0
Flexibilitätszuschlag	€/kW	65	65	65	0
EPEX-Einnahmen (Preis)	€/kWh	0,0234	0,0238	0,0234	0
Wärmepreis (Verkauf)	€/kWh	0,075	0,075	0,075	0,075
Anteil verkaufter Wärme	%	11	8	11	10
Biomethan					
Biomethanverkaufspreis Einspeisung ³⁾ (Brennwert)	€/kWh	0	0,15	0	0
Tankstelle					
Biomethanverkaufspreis Tankstelle (vor Steuern) (Brennwert)	€/kWh	0,0697	0,0697	0,0697	0,0697
Masse	€/kg	0,99	0,99	0,99	0,99
THG-Quotenpreis einfach	€/t CO _{2e}	150	150	150	150
Faktor für Doppelanrechnung fortschrittliche Kraftstoffe	-	1,85	1,85	1,85	1,85
Invest					
Invest für Weiterbetrieb	€	3.098.166	3.121.530	3.598.182	4.488.822
Spezifische Investitionen für Weiterbetrieb	€/kWh	6.196	6.243	7.196	8.978
Jährliche Kosten					
Variable Kosten					
Substrate	€/a	220.200	220.200	220.200	220.200
Reparaturen und Wartungen	€/a	121.242	128.224	151.466	150.113
Betriebsstoffe	€/a	6.366	78.923	134.101	86.475
Laboranalysen ⁴⁾	€/a	791	791	791	791
Zinskosten Umlaufvermögen	€/a	871	1.070	1.266	1.144
Summe variable Kosten	€/a	349.470	429.209	507.825	458.723
Fixe Kosten					
Abschreibung	€/a	406.022	437.292	457.168	525.451
Zinskosten	€/a	96.651	106.466	112.012	132.185
Versicherung Anlagentechnik	€/a	32.217	35.489	37.337	44.062
Arbeitskosten ⁵⁾	€/a	41.134	41.134	41.134	41.134
Gemeinkosten	€/a	6.000	6.000	6.000	6.000
Summe fixe Kosten	€/a	582.024	626.380	653.652	748.832
Gesamtkosten	€/a	931.495	1.055.589	1.161.477	1.207.555
Einnahmen					
Stromeinnahmen (Zuschlagswert)	€/a	22.987	44.572	11.407	0
Flexibilitätszuschlag	€/a	35.750	35.750	35.750	0
EPEX-Mehreinnahmen	€/a	3.084	6.083	1.531	0
Wärmeeinnahmen	€/a	12.289	8.340	12.289	11.372
Biomethaneinnahmen (Einspeisung)	€/a	0	19.375	0	0

Fortsetzung der Tabelle mit Fußnoten auf der nächsten Seite

Betriebsmodell	Einheit	Betriebsmodelle zu Basis 500			
		1.4a 500/190/50	2.2a 500/190/50	3.1a 500/190/50	3.2a 500/190/50
Biomethaneinnahmen (Tankstelle)	€/a	594.000	594.000	594.000	594.000
THG-Quotenhandel	€/a	1.040.971	1.038.871	980.024	985.332
Summe Leistungen	€/a	1.709.081	1.746.991	1.635.000	1.590.705
Kraftstoffgestehungskosten (bezogen auf den Brennwert)					
Spezifische Kraftstoffgestehungskosten (ohne Nebeneinnahmen)	€/kWh	0,1094	0,1239	0,1364	0,1418
Spezifische Kraftstoffgestehungskosten (inklusive Nebeneinnahmen) ⁶⁾	€/kWh	-0,0216	-0,0114	0,0141	0,0248
Gewinn / Verlust	€/a	777.586	691.402	473.524	383.150

¹⁾ Strombezug nur, falls Produktion des BHKW nicht für Versorgung der Anlagenkomponenten am Standort ausreichend (d.h. Stromdefizit, siehe Kennwerte BHKW); für externe Tankstelle (Modell 2.1) immer Strombezug.

²⁾ Durchschnittlicher mengengewichteter Zuschlagswert Ausschreibung April 2024 (ohne Südregion).

³⁾ Einspeisung nur bei Modell 2.1.

⁴⁾ 120 €/Analyse; 2 Analysen pro Behälter und Jahr.

⁵⁾ Fest-AK, netto.

⁶⁾ Berücksichtigte Nebeneinnahmen: Flexibilitätszuschlag, EPEX-Mehreinnahmen, Wärmeeinnahmen.

Anhangtab. A-I-4: Investitionsbedarf für den Weiterbetrieb sowie Leistungs-/Kostenrechnung der Betriebsmodelle mit Kraftstoffbereitstellung der Basis-Modellanlagen Basis 1.000 und 1.000 WD (ursprüngliche Höchstbemessungsleistung 1.000 kW)

Betriebsmodell	Einheit	Betriebsmodelle zu Basis 1.000				1.000 WD
		1.4b 1.000/190/50	2.2b 1.000/190/50	3.1b 1.000/190/50	3.2b 1.000/190/50	3.3 1.000/390/100
Höchstbemessungsleistung	kW	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Wirtschaftsdünger/Kosubstrate	Masse-%	50/50	50/50	50/50	50/50	75/25
Rohgaserzeugung	m ³ _N /h	442	442	442	442	438
Technische Kennwerte						
BHKW						
Installierte Leistung	kW	1.500	1.500	1.500	1.500	1.100
BHKW 1	kW	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100
Vollbenutzungsstunden BHKW 1	h/a	3.000	3.000	3.000	3.000	2.122
BHKW 2	kW	400	400	400	400	0
Vollbenutzungsstunden BHKW 2	h/a	5.459	4.545	5.459	5.432	0
Überbauungsfaktor	-	2,4	2,6	2,4	2,4	4,2
Durchschnittliche Vollbenutzungsstunden	h/a	3.656	3.412	3.656	3.648	2.122
Erzeugte Strommenge	kWh/a	5.428.634	5.066.694	5.428.634	5.417.992	2.310.992
Eingespeiste Strommenge	kWh/a	3.887.031	3.708.535	3.820.635	3.578.906	0
BHKW-Eigenstromnutzung	%	28	27	30	34	100
Stromüberschuss/-defizit am BHKW bei Einzelanlage	kWh/a	3.887.031	3.708.535	3.820.635	3.578.906	0
Erzeugte Wärmemenge	kWh/a	5.760.992	5.351.273	5.760.992	5.748.944	2.344.245
Summe Wärmebedarf BGA + extern genutzt (Verkauf)	kWh/a	4.547.030	4.382.866	4.547.030	4.542.211	2.242.635
Wärmeüberschuss/-defizit	kWh/a	1.213.961	968.408	1.213.961	1.206.733	101.610
Wärmepuffer aus BHKW	%	21	18	21	21	4
BGAA						
Aufbereitungskapazität BGAA	m ³ _N /h	190	190	190	190	390
Vollbenutzungsstunden BGAA	h/a	7.504	8.400	7.504	7.530	8.098
Erzeugte Biomethanmenge (BGAA-Output) (Brennwert)	kWh/a	8.535.083	9.554.440	8.535.083	8.565.057	17.130.114
Eingespeiste Biomethanmenge (Brennwert)	kWh/a	0	1.019.357	0	0	0
Tankstelle						
Tankstellengröße		groß	groß	groß	groß	sehr groß
Tankstellenleistung	m ³ _N /h	95	95	95	95	189
Vertankte Biomethanmenge Monat (Masse)	t/Monat	50	50	50	50	100
Jahr (Masse)	kg/a	600.000	600.000	600.000	600.000	1.200.000
Jahr (Brennwert)	kWh/a	8.518.013	8.518.013	8.518.013	8.518.013	17.036.026
Fahrzeugbetankungen (Pkw) je Tag	Fahrzeuge/d	114	114	114	114	229

Fortsetzung der Tabelle mit Fußnoten auf der nächsten Seite

Betriebsmodell	Einheit	Betriebsmodelle zu Basis 1.000				1.000 WD
		1.4b 1.000/190/50	2.2b 1.000/190/50	3.1b 1.000/190/50	3.2b 1.000/190/50	3.3 1.000/390/100
Ökonomische Kennwerte / Annahmen						
Kalkulationszinssatz/Zinsansatz	%	3	3	3	3	3
Strombezugspreis ¹⁾	€/kWh	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
BHKW						
Zuschlagswert Ausschreibung ²⁾	€/kWh	0,1744	0,1744	0,1744	0,1744	0
Flexibilitätszuschlag	€/kW	65	65	65	65	0
EPEX-Einnahmen (Preis)	€/kWh	0,0177	0,0187	0,0177	0,0178	0
Wärmepreis (Verkauf)	€/kWh	0,075	0,075	0,075	0,075	0,075
Anteil verkaufter Wärme	%	40	40	40	40	0
Biomethan						
Biomethanverkaufspreis Einspeisung ³⁾ (Brennwert)	€/kWh	0	0	0	0	0
Tankstelle						
Biomethanverkaufspreis Tankstelle (vor Steuern) (Brennwert)	€/kWh	0,0697	0,0697	0,0697	0,0697	0,0697
Masse	€/kg	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
THG-Quotenpreis einfach	€/t CO ₂ e	150	150	150	150	150
Faktor für Doppelanrechnung fortschrittliche Kraftstoffe	-	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85
Invest						
Invest für Weiterbetrieb	€	3.895.404	3.893.228	4.679.821	5.478.233	6.188.288
Spezifische Investitionen für Weiterbetrieb	€/kWh	3.895	3.893	4.680	5.478	6.188
Jährliche Kosten						
Variable Kosten						
Substrate	€/a	616.698	616.698	616.698	616.698	407.319
Reparaturen und Wartungen	€/a	189.799	191.914	220.023	218.658	212.619
Betriebsstoffe	€/a	16.279	89.817	144.014	43.996	140.754
Laboranalysen ⁴⁾	€/a	1.319	1.319	1.319	1.319	1.319
Zinskosten Umlaufvermögen	€/a	2.060	2.249	2.455	2.202	1.905
Summe variable Kosten	€/a	826.155	901.998	984.510	882.872	763.916
Fixe Kosten						
Abschreibung	€/a	595.732	613.837	655.871	716.615	777.244
Zinskosten	€/a	130.544	142.059	148.311	166.458	188.961
Versicherung Anlagentechnik	€/a	43.515	47.353	49.437	55.486	62.987
Arbeitskosten ⁵⁾	€/a	49.010	49.010	49.010	49.010	51.589
Gemeinkosten	€/a	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000
Summe fixe Kosten	€/a	830.800	864.259	914.628	999.569	1.092.782
Gesamtkosten	€/a	1.656.955	1.766.258	1.899.138	1.882.441	1.856.697
Einnahmen						
Stromeinnahmen (Zuschlagswert)	€/a	677.898	646.769	666.319	624.161	0
Flexibilitätszuschlag	€/a	97.500	97.500	97.500	97.500	0

Fortsetzung der Tabelle mit Fußnoten auf der nächsten Seite

Betriebsmodell	Einheit	Betriebsmodelle zu Basis 1.000				1.000 WD
		1.4b 1.000/190/50	2.2b 1.000/190/50	3.1b 1.000/190/50	3.2b 1.000/190/50	3.3 1.000/390/100
EPEX-Mehreinnahmen	€/a	68.800	69.350	67.625	63.705	0
Wärmeeinnahmen	€/a	189.933	176.425	189.933	189.536	0
Biomethaneinnahmen (Einspeisung)	€/a	0	104.562	0	0	0
Biomethaneinnahmen (Tankstelle)	€/a	594.000	594.000	594.000	594.000	1.188.000
THG-Quotenhandel	€/a	974.391	983.567	906.455	782.918	2.017.167
Summe Leistungen	€/a	2.602.522	2.672.172	2.521.832	2.351.819	3.205.167
Kraftstoffgestehungskosten (bezogen auf den Brennwert)						
Spezifische Kraftstoffgestehungskosten (ohne Nebeneinnahmen)	€/kWh	0,1945	0,2074	0,2230	0,2210	0,1090
Spezifische Kraftstoffgestehungskosten (inklusive Nebeneinnahmen) ⁶⁾	€/kWh	-0,0413	-0,0366	-0,0034	0,0146	-0,0094
Gewinn / Verlust	€/a	945.567	905.914	622.693	469.378	1.348.470

¹⁾ Strombezug nur, falls Produktion des BHKW nicht für Versorgung der Anlagenkomponenten am Standort ausreichend (d.h. Stromdefizit, siehe Kennwerte BHKW); für externe Tankstelle (Modell 2.1) immer Strombezug.

²⁾ Durchschnittlicher mengengewichteter Zuschlagswert Ausschreibung April 2024 (ohne Südregion).

³⁾ Einspeisung nur bei Modell 2.1.

⁴⁾ 120 €/Analyse, 2 Analysen pro Behälter und Jahr.

⁵⁾ Fest-AK, netto.

⁶⁾ Berücksichtigte Nebeneinnahmen: Flexibilitätszuschlag, EPEX-Mehreinnahmen, Wärmeeinnahmen.

Anhang II: Ergebnisse Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen nach Konzepten

Konzept 1: Tankstelle am Standort der Biogasanlage (Hoftankstelle) – ohne Gasnetzanschluss

Abkürzungen Betriebsmodelle: 1.1 / 200 / 10 / 3 = Pfad 1.1 / ursprüngliche HBML 200 kW / Aufbereitungskapazität 10 m³N Rohgas/h / monatliche Tankmenge 3 t/Monat (siehe Tab. 30).

80/20: Verhältnis Masse-% Wirtschaftsdünger/Kosubstrate im Substratmix

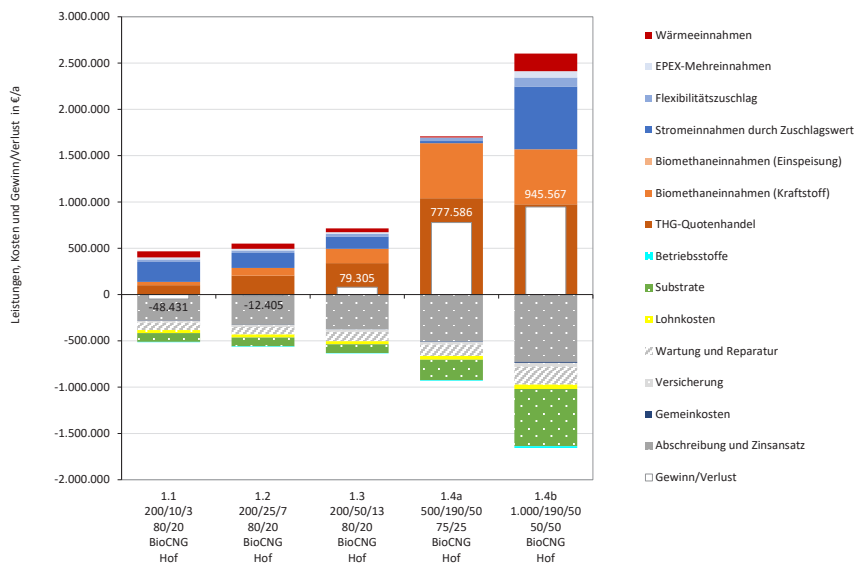


Abb. A-II-1: Jährliche Kosten und Leistungen sowie Gewinn/Verlust der Weiterbetriebsoptionen für die Betriebsmodelle mit BioCNG-Hoftankstelle im Durchschnitt eines 10-jährigen Weiterbetriebszeitraums; Eigenenergieversorgung über BHKW mit Einspeisung des Überschussstroms (© KTBL)

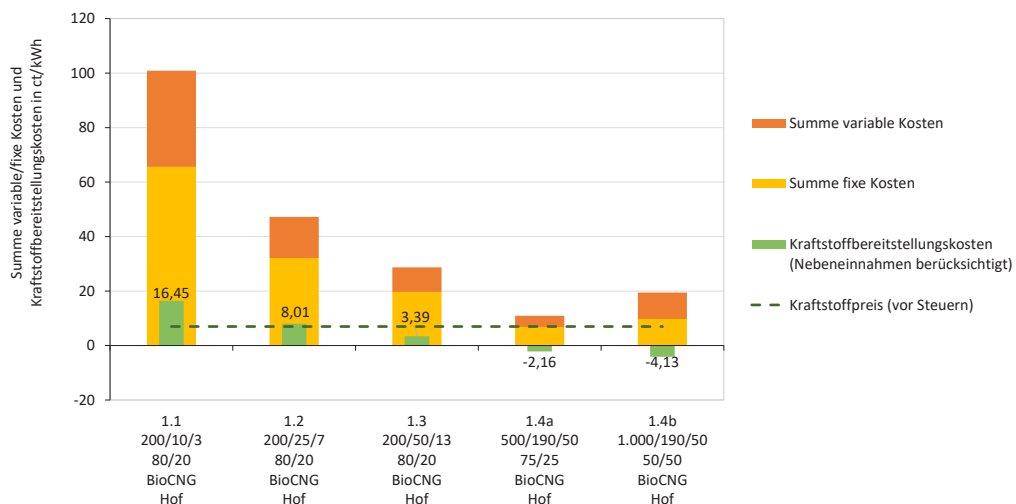


Abb. A-II-2: Summe der spezifischen variablen und fixen Kosten, Kraftstoffbereitstellungskosten (BioCNG) sowie Gewinn/Verlust für die Betriebsmodelle mit CNG-Hoftankstelle im Durchschnitt eines 10-jährigen Weiterbetriebszeitraums; Eigenenergieversorgung über BHKW mit Einspeisung des Überschussstroms (© KTBL)

Konzept 2: Tankstelle getrennt vom Standort der Biogasanlage – mit Gasnetzanschluss

Abkürzungen Betriebsmodelle: 2.1 / 200 / 50 / 13 = Pfad 2.1 / ursprüngliche HBML 200 kW / Aufbereitungskapazität 50 m³_N Rohgas/h / monatliche Tankmenge 13 t/Monat (siehe Tab. 30).

80/20: Verhältnis Masse-% Wirtschaftsdünger/Kosubstrate im Substratmix

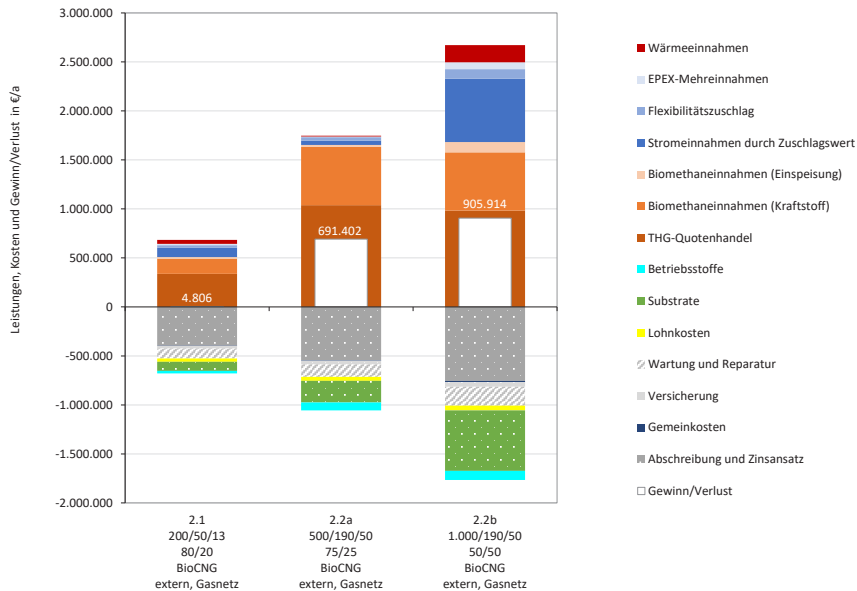


Abb. A-II-3: Jährliche Kosten und Leistungen sowie Gewinn/Verlust der Weiterbetriebsoptionen für die Betriebsmodelle mit standortferner BioCNG-Tankstelle und Biomethantransport über das Erdgasnetz im Durchschnitt eines 10-jährigen Weiterbetriebszeitraums; Eigenenergieversorgung über BHKW mit Einspeisung des Überschussstroms (© KTBL)

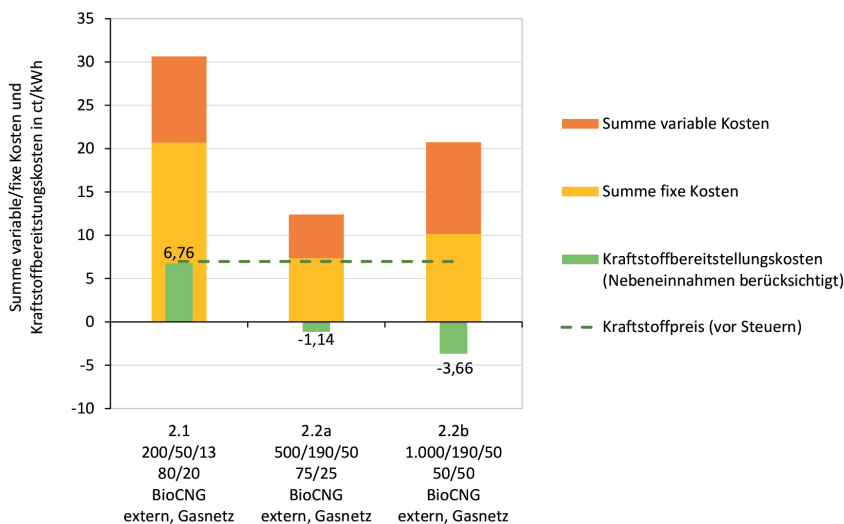


Abb. A-II-4: Summe der spezifischen variablen und fixen Kosten, Kraftstoffbereitstellungskosten (BioCNG) sowie Gewinn/Verlust für die Betriebsmodelle mit standortferner CNG-Tankstelle und Biomethantransport über das Erdgasnetz im Durchschnitt eines 10-jährigen Weiterbetriebszeitraums; Eigenenergieversorgung über BHKW mit Einspeisung des Überschussstroms (© KTBL).

Konzept 3: Tankstelle getrennt vom Standort der Biogasanlage – mobile Brücke (Lkw)

Abkürzungen Betriebsmodelle: 3.1a / 500 / 190 / 50 = Pfad 3.1a / ursprüngliche HBML 500 kW / Aufbereitungskapazität 190 m³N Rohgas/h / monatliche Tankmenge 50 t/Monat (siehe Tab. 30)

80/20: Verhältnis Masse-% Wirtschaftsdünger/Kosubstrate im Substratmix

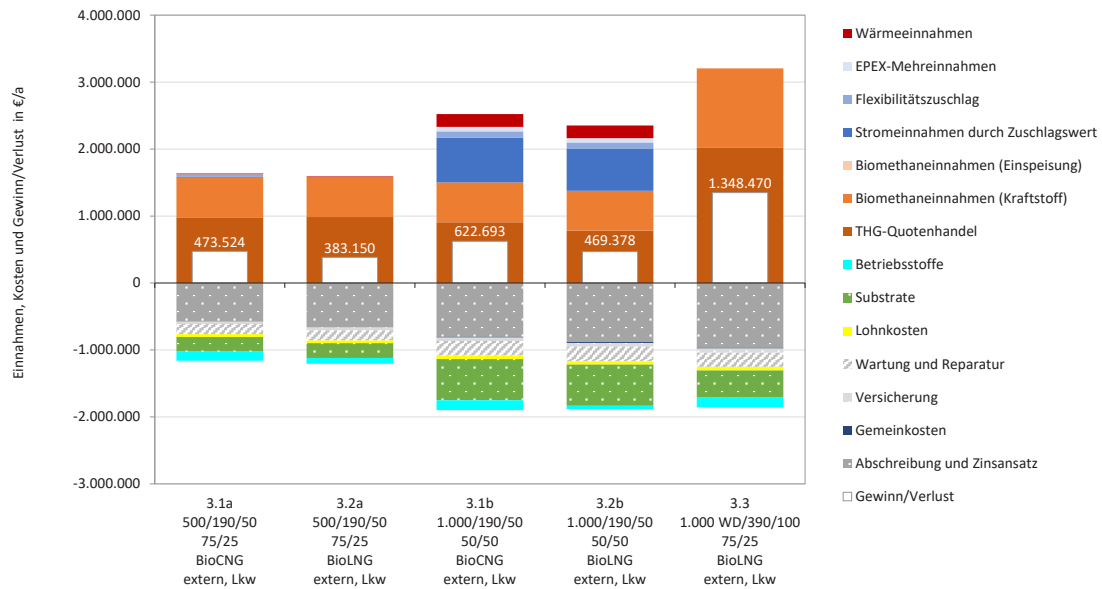


Abb. A-II-5: Jährliche Kosten und Leistungen sowie Gewinn/Verlust der Weiterbetriebsoptionen für die Betriebsmodelle mit standortferner BioCNG- beziehungsweise BioLNG-Tankstelle und Biomethantransport per Lkw (mobile Brücke) im Durchschnitt eines 10-jährigen Weiterbetriebszeitraums; Eigenenergieversorgung über BHKW mit Einspeisung des Überschussstroms (© KTBL)

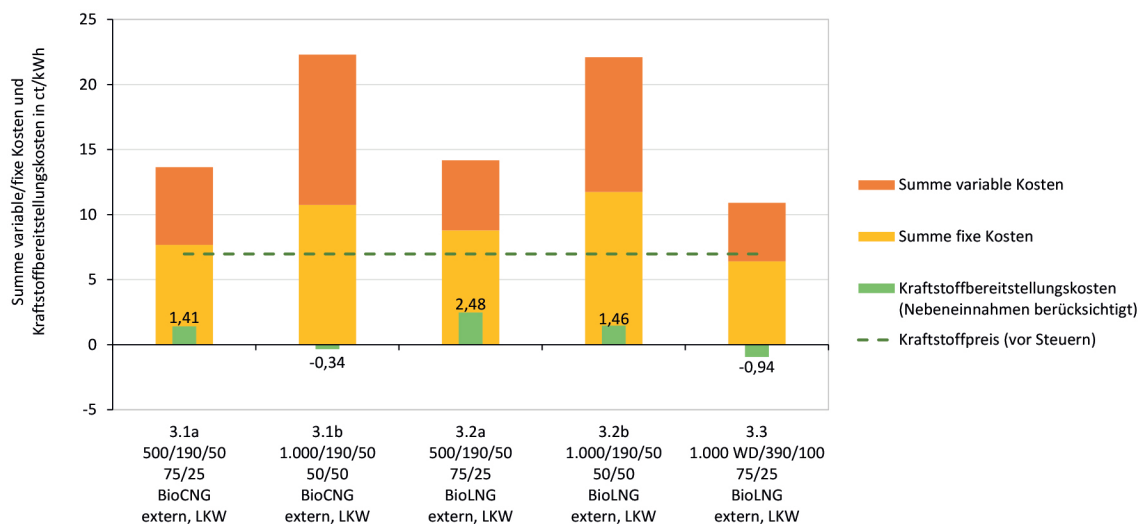


Abb. A-II-6: Summe der spezifischen variablen und fixen Kosten, Kraftstoffbereitstellungskosten (BioCNG) sowie Gewinn/Verlust für die Betriebsmodelle mit standortferner BioCNG- beziehungsweise BioLNG-Tankstelle und Biomethantransport per Lkw (mobile Brücke) im Durchschnitt eines 10-jährigen Weiterbetriebszeitraums; Eigenenergieversorgung über BHKW mit Einspeisung des Überschussstroms (© KTBL)

Abkürzungsverzeichnis

ADR	Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße (engl. Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Road)
AK	Arbeitskraft
AKh	Arbeitskraftstunden
BauGB	Baugesetzbuch
BauNVO	Baunutzungsverordnung
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BetrSichV	Betriebssicherheitsverordnung
BGA	Biogasanlage
BGAA	Biogasaufbereitungsanlage
BGEA	Biogaseinspeiseanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BioCNG	CNG aus Biogas
BioLNG	LNG aus Biogas
BLE	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
BML	Bemessungsleistung
CNG	komprimiertes Erdgas (engl. Compressed natural gas)
dena	Deutsche Energie-Agentur
DN	Nenndurchmesser
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
DWW	Druckwasserwäsche
E-Fuels	synthetische Kraftstoffe
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange AG – Energiebörse in Deutschland
EN	Europäische Norm
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX	European Power Exchange
EU	Europäische Union
Flex	Flexibilisierung
Flex-Faktor	Überbauung einer BGA zur Flexibilisierung
FM	Frischmasse
FvB	Fachverband Biogas e.V.
FWL	Feuerungswärmeleistung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GPS	Ganzpflanzensilage
HBB	Hauptstadtbüro Bioenergie
HBML	Höchstbemessungsleistung
HD-Speicher	Hochdruck-Speicher
ISCC	International Sustainability and Carbon Certification (Zertifizierungssysteme für Biogas-/ Biomethananlagen in Deutschland)
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

LCO ₂	liquid CO ₂ ; verflüssigtes CO ₂
LNG	Flüssigerdgas (engl. Liquefied natural gas)
MRL	Minutenreserveleistung
MSR-Technik	Mess-, Steuer- und Regeltechnik
Nabisy	Nachhaltige-Biomasse-System (Nationale Datenbank der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung)
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
NGV	Erdgasfahrzeug (engl. Natural Gas Vehicle)
NUTS	Klassifikation der Gebietseinheiten für die Statistik (frz. Nomenclature des Unités territoriales statistiques)
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
oTM	organische Trockenmasse
PE	Polyethylen
PoS	Nachhaltigkeitsnachweis (engl. proof of sustainability)
Post-EEG	nach Ablauf der 1. EEG-Förderperiode
PSA	Druckwechseladsorption engl. Pressure Swing Adsorption)
RED	Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (engl. Renewable Energy Directive)
REDcert	Zertifizierungssystem für Biogas-/Biomethananlagen in Deutschland
REzAB	Repoweringmaßnahmen hinsichtlich zukünftiger Aufgaben von Biogasanlagen
RTO	regenerativ-thermische Oxidation
SURE	Sustainable Resources Verification Scheme, Zertifizierungssysteme für Biogas-/Biomethananlagen in Deutschland
TA Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft
THG	Treibhausgas
TK	Tankkupplung
TM	Trockenmasse
VOC	flüchtige organische Schadstoffe (engl. Volatile Organic Compounds)
WD	Wirtschaftsdünger

Chemische Formeln

CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ e	Kohlenstoffdioxid-Äquivalent (equivalent)
H ₂	Wasserstoff
H ₂ S	Schwefelwasserstoff
NaOH	Natriumhydroxid
O ₂	Sauerstoff

Einheiten

a	Jahr
Bh	Betriebsstunden
cm	Zentimeter

ct	Cent
d	Tag
g	Gramm
GJ	Gigajoule
h	Stunde
kg	Kilogramm
km	Kilometer
kWh	Kilowattstunde kWh _{el} : elektrisch kWh _{th} : thermisch kWh _(H_s,N) : Brennwert (Energie)
l _N	Normliter
m	Meter
m ³	Kubikmeter
m ³ _N	Normkubikmeter; alternative Schreibweise: Nm ³
mbar	Millibar
mg	Milligramm
MJ	Megajoule
mol	SI-Einheit der Stoffmenge
MWh	Megawattstunde
Nm ³	Normkubikmeter; alternative Schreibweise: m ³ _N
t	Tonne
W	Watt

Mitwirkende

Volkmar Braune
Ohra Energie GmbH
Fröttstädt

Dirk Bonse
Fachverband Biogas e. V.
Berlin

Dr. Ievgeniia Morozova
Hochschule Hamm-Lippstadt
Hamm

Mark Paterson
Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL)
Darmstadt

Dr. Stefan Rauh
Fachverband Biogas e. V.
Freising

Ursula Roth
Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL)
Darmstadt

Dr. Frank Scholwin
Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft und Energie eG (IBKE)
Weimar

Tino Sperk
Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft und Energie eG (IBKE)
Weimar

Jens Strahl
Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft und Energie eG (IBKE)
Weimar

Bernd Wirth
Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL)
Darmstadt

