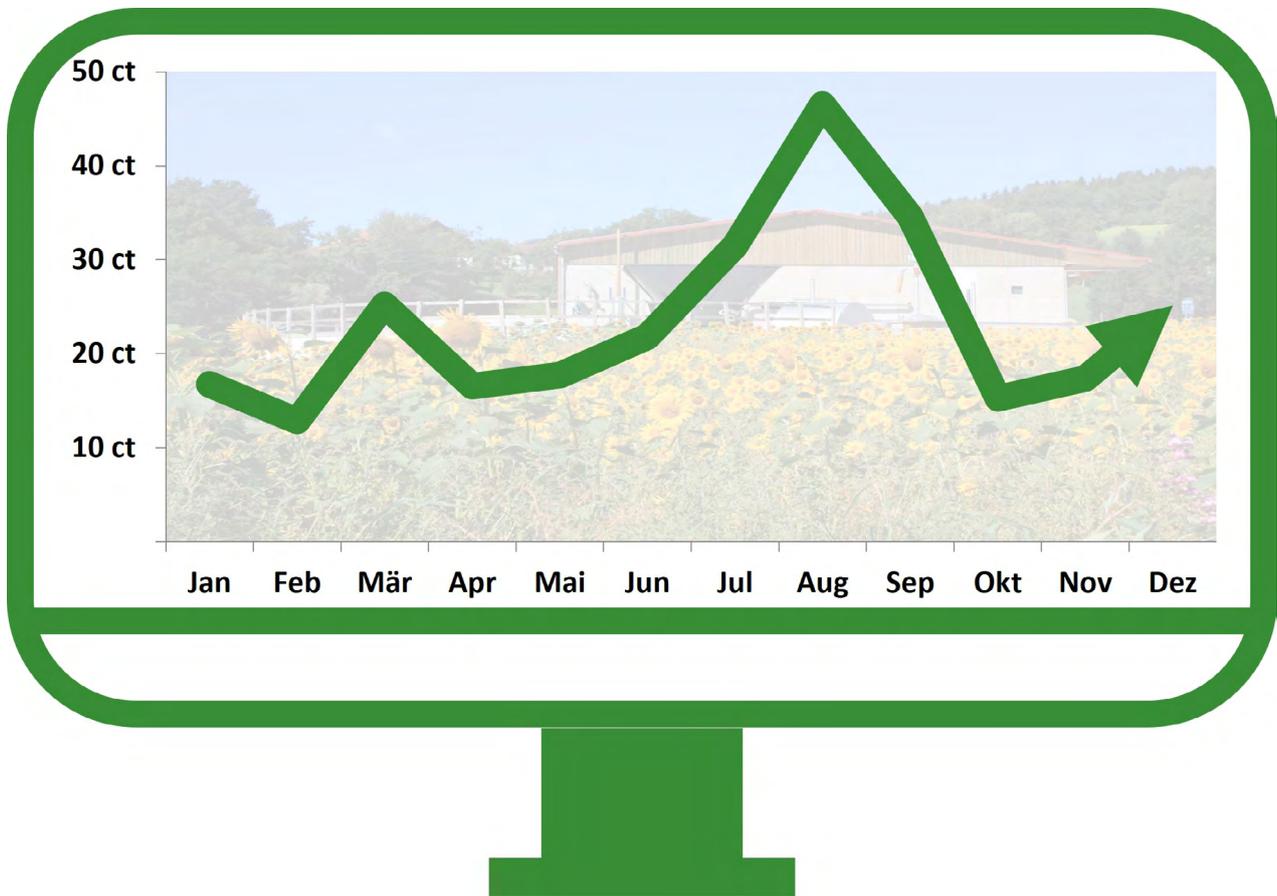


Märkte für Biomethan



www.biogas-forum-bayern.de/bif38

Biogas Forum Bayern, Verfasser:

Robert Wagner
C.A.R.M.E.N. e.V.

Melanie Glözl
Bayerisches Landesamt
für Umwelt

Dr. Stefan Rauh
Dirk Bonse
Fachverband Biogas e.V.

Foren der ALB Bayern e.V.

Die ALB ist neutral und handelt als Mittler und Bindeglied zwischen landwirtschaftlicher Praxis, Forschung, Umwelt, staatlicher Verwaltung, Gewerbe und Industrie.

Arbeitsblätter, Beratungsblätter, Praxisblätter, Infobriefe, Leitfäden und Fachinformationen werden in den Foren der ALB erarbeitet.

Die Foren, denen Fachleute der jeweiligen Sachgebiete angehören, sind Expertenausschüsse zum Informationsaustausch und zur Wissensvermittlung.

Foren der ALB Bayern e.V.:

- ▶ Bau Forum Bayern (BaF),
Leitung: Jochen Simon, LfL-ILT
- ▶ Bewässerungsforum Bayern (BeF)
Leitung: Dr. Martin Müller, ALB
- ▶ Biogas Forum Bayern (BiF),
Leitung: Dr. Martin Müller, ALB
- ▶ Landtechnik Forum (LaF),
Leitung: Dr. Markus Demmel, LfL

Partner



Bayerisches Staatministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten



Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft



Ämter für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten

Impressum

Herausgeber Arbeitsgemeinschaft Landtechnik und Landwirtschaftliches Bauwesen in Bayern e.V. (ALB), Vöttinger Straße 36, 85354 Freising

Telefon 08161 / 887-0078

Telefax 08161 / 887-3957

E-Mail info@alb-bayern.de

Internet www.alb-bayern.de

1. Auflage 2023

© ALB Alle Rechte vorbehalten

Titelfoto Ulrich Kilburg, C.A.R.M.E.N. e.V.

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1. Einleitung.....	4
2. Vermarktungsmöglichkeiten und deren Wertschöpfungspotentiale	5
2.1 Vermarktung von Biomethan für die Kraft-Wärme-Kopplung	5
2.1.1 EEG	5
2.1.2 KWKG.....	7
2.2 Biomethan als Kraftstoff	10
2.2.1 Biomethan als bilanzielle Entnahme	10
2.2.2 Bilanzielle Teilbarkeit	10
2.2.3 Bio-CNG und Bio-LNG: Märkte	10
2.2.4 Der Kraftstoffquotenhandel auf Grundlage der THG-Vermeidung	14
2.3 Biomethan zur Wärmeerzeugung.....	15
2.4 THG-Vermeidung.....	16
3. Weitere „Grüne Gase“	18
3.1 Kohlenstoffdioxid (CO ₂).....	18
3.2 Wasserstoff.....	19
3.3 Methanisierung auf Biogasanlagen	19
4. Ausblick	20
4. Weiterführende Literatur	20

1. Einleitung

Betreibern von Biogaserzeugungsanlagen bieten sich seit jeher verschiedene Optionen hinsichtlich der weiteren Nutzung des erzeugten Biogases. In Deutschland wird ein Großteil des Biogases in KWK-Anlagen vor Ort verstromt. Daneben gibt es die Option, das Rohgas aufzubereiten und als Biomethan ins Erdgasnetz einzuspeisen. Dieses Biomethan kann an anderer Stelle dem Gasnetz entnommen und verschiedenen Nutzungen zugeführt werden:

- ▶ Vermarktung von Strom und Wärme über das EEG bzw. KWKG bei Verbrennung in einem Blockheizkraftwerk (BHKW)
- ▶ Vermarktung im Kraftstoffsektor an Tankstellen
- ▶ Vermarktung im Wärmesektor über Gasthermen bzw. über das Gasnetz
- ▶ Export ins Ausland
- ▶ Stoffliche Nutzung

Rund 10 % des in Deutschland erzeugten Biogases wird zu Biomethan aufbereitet und in die vorgestellten Nutzungspfade geleitet. 2020 wurden laut Branchenbarometer Biomethan der DENA (2021) knapp 10 TWh Biomethan vermarktet. Der größte Anteil mit gut 8 TWh wird nach wie vor über das EEG vermarktet (Abb. 1).

Zweitwichtigster Nutzungspfad ist mittlerweile mit 1 TWh der Kraftstoffsektor, der den Wärmesektor (0,6 TWh) überholt hat und ein starkes Wachstum aufweist. Die anderen beiden Optionen spielen aktuell keine wesentliche Rolle. Insgesamt verharnte die Biomethanerzeugung in den letzten Jahren auf konstantem Niveau (Abb. 2).

Die positive Entwicklung im Kraftstoffsektor sowie neue Optionen im EEG könnten nun allerdings wieder zu einem stärkeren Zubau führen.

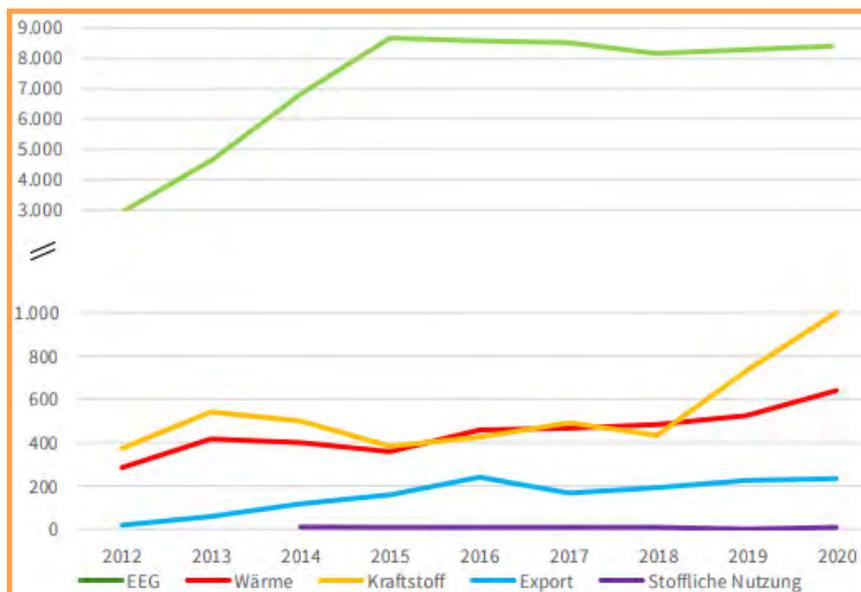


Abb. 1: Vermarktung von Biomethan (im GWh) nach Nutzungspfad (Quelle: DENA 2021)



Abb. 2: Entwicklung Rohgasaufbereitungskapazität in m³ i.N. Deutschland seit 2006 (Quelle: Fachverband Biogas, 2021)

2. Vermarktungsmöglichkeiten und deren Wertschöpfungspotentiale

Im Folgenden soll dargestellt werden, welche Wertschöpfungspotentiale die einzelnen Vermarktungsoptionen bieten.

2.1 Vermarktung von Biomethan für die Kraft-Wärme-Kopplung

Wie oben bereits dargestellt, stagnierte die Erzeugung von Biomethan, was insbesondere an der Gestaltung des EEG lag, das stark reduzierte Fördersätze seit 2014 vorsah.

2.1.1 EEG

Seit 2023 gilt das EEG 2023, das einige Änderungen im Vergleich zur Vorgängerversion aufweist, die attraktiv für die Nutzung von Biomethan sein können. Grundsätzlich ist es so, dass die EEG-Anlage die Förderung, sprich EEG-Vergütung, erhält. Auf Basis der Erlösmöglichkeiten dieser „Biomethannutzungsanlage“ ergibt sich ein

Preis für das bezogene Biomethan, der mit der „Biomethan-Erzeugungsanlage“ bilateral verhandelt wird. Die Biomethan-Erzeugungsanlage muss dabei die vom EEG geforderten Biomethaneigenschaften sicherstellen, damit das Biomethan in der EEG-Anlage (Biomethan-BHKW) verwertet werden kann. Dieser Zusammenhang wird vereinfacht in Abb. 3 dargestellt.

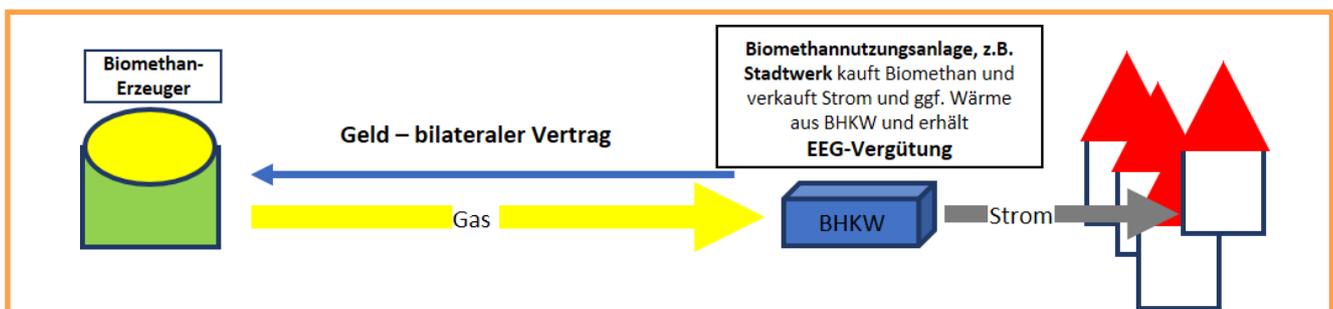


Abb. 3: Biomethanverwertungsanlage (Quelle: K. Ikenemyer)

Teilnahme an den Ausschreibungen für hochflexible Biomethananlagen mit einem Ausschreibungsvolumen von 300 MW pro Jahr

Die Errichtung eines Biomethan-BHKW von mehr als 150 kW ist deutschlandweit möglich. Ab dem Jahr 2023 findet diese Ausschreibung immer am 01.04 und 01.10. statt und kann nur von Anlagen genutzt werden, die zur so genannten Südregion gehören. Im Groben umfasst die Südregion Bayern südlich des Mains, Baden-Württemberg sowie Landkreise in Hessen, Rheinland-Pfalz und im Saarland. Die vollständige Liste findet sich in der Anlage 5 des EEG 2023. Die Südregion hat aber in jedem Fall nur Bedeutung für den Standort des Biomethan-BHKW. Die Biomethan-Erzeugungsanlage kann hingegen in ganz Deutschland liegen. Biomethan-BHKW ersteigern sich einen Förderanspruch für 20 Jahre. Der zulässige Höchstwert, der in der Ausschreibung geboten werden darf, liegt bei 19,31 ct/kWh. Danach ist jeweils 1 % Degression pro Jahr zu berücksichtigen. Hinzu kommt ein jährlicher Flexibilitätszuschlag von 65 €/kW installierter Leistung. Der große Unterschied zur regulären Ausschreibung liegt in den gesteigerten Flexibilitätsanforderungen für die hochflexiblen Biomethan-BHKW. Der Zahlungsanspruch ist nur für die erzeugte Strommenge gegeben, der 10 % der installierten Leistung entspricht. Daraus folgen max. 876 Volllast-

stunden pro normalem Jahr ($8.760 \text{ h} * 0,10 = 876 \text{ h}$). Zudem muss das Biomethan-BHKW laut EEG 2023 in mindestens 2.000 Viertelstunden eine Strommenge erzeugen, die mindestens 85 % der installierten Leistung der Anlage entspricht. Die Errichtung solcher hochflexiblen Biomethananlagen bietet sich insbesondere für die Spitzenlastabdeckung von Wärmenetzen an und kann dort beispielsweise Ölkessel ersetzen.

Auch hier müssen Ausschreibungsteilnehmer beachten, dass bei Biomethan-BHKW mit mehr als 2 MW Feuerungswärmeleistung die oben genannten Vorgaben der Nachhaltigkeitsverordnung gelten, es sei denn die Anlage befindet sich in der sonstigen Direktvermarktung.

Die Erlöse aus Tabelle 1 können bei einem beispielhaften Biomethan-BHKW mit 1.000 kW installierter Leistung realisiert werden. In diesem BHKW werden bei einer zugelassenen Auslastung von 10 % 876.000 kWh Strom erzeugt, die mit einem angenommenen Zuschlagswert von 19,0 ct/kWh vergütet werden. Zusätzlich wird angenommen, dass durch die Flexfahrweise 2 ct/kWh an der Börse erwirtschaftet werden. Erlöse am Strommarkt sind derzeit sehr volatil. In diesem Rechenbeispiel wurde daher auf die Übernahme aktueller Preise verzichtet.

Tabelle 1: Rechenbeispiel für Erlöse am Strommarkt - Biomethan-BHKW mit 1.000 kW inst. Leistung (Quelle: DBFZ)

Vergütung: 876.000 kWh x 19,0 ct/kWh	= 165.300 €	= 19,0 ct/kWh
Flexzuschlag: 1.000 kW x 65 €/kW	= 65.000 €	= 7,4 ct/kWh
Erlöse Strommarkt: 876.000 kWh x 2 ct/kWh	= 17.400 €	= 2,0 ct/kWh
Summe jährliche Stromerlöse	= 247.700 €	= 28,4 ct/kWh

Demgegenüber stehen die Kosten der Strombereitstellung. Das DBFZ (2020) hat die Stromgestehungskosten für ein Biomethan-BHKW in Abhängigkeit vom Biomethanbezugspreis berechnet (Tabelle 2). Bei den Stromgestehungskosten sind Wärmeerlöse in Höhe von 2 ct/kWh Wärme als Gutschrift berücksichtigt worden. Bei höheren Preisen für die abgegebene Wärme – was durchaus realistisch erscheint – können die Stromgestehungskosten weiter gesenkt werden.

Ein Vergleich der Erlöse mit den Kosten zeigt, dass bei der Verfügbarkeit von günstigem Biomethan wirtschaftliche Projekte entstehen können. Da Biomethan Schwankungen aufweisen wird, sollten Betreiber danach streben, die Wärme zu höheren Preisen anzubieten. Weil die Anlagen in der Regel wärmegeführt fahren, lässt sich meist die gleiche Wärme- wie Strommenge absetzen. Wenn der Wärmepreis nicht, wie vom DBFZ angenommen, 2 ct/kWh, sondern 5 ct/kWh beträgt, steigen die Erlöse auf über 31 ct/kWh, so

dass auch Biomethan zu einem Preis von 8 ct/kWh eingekauft werden kann. Schlussendlich muss immer die individuelle Situation vor Ort betrachtet und kalkuliert werden.

Tabelle 2: Stromgestehungskosten hochflexible BHKW unter Berücksichtigung von Wärmeerlösen in Abhängigkeit vom Biomethanbezugspreis in ct/kWh Biomethan

Biomethanbezugspreis in ct/kWh	Stromgestehungskosten in ct/kWh
9	33,2
8	30,1
7	27,0
6	23,9

Weiterhin besteht die Möglichkeit Biomethan in bestehende Biomethan-BHKW einzusetzen, wobei die jeweiligen Anforderungen des zugrunde liegenden EEG einzuhalten sind

2.1.2 KWKG

Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) dient der Erhöhung der Nettostromerzeugung aus KWK-Anlagen auf 120 TWh bis zum Jahr 2025 (Abb. 4). Es zielt auf die effiziente, gekoppelte Nutzung von Strom und Wärme ab.

In KWK-Anlagen wurden im Jahr 2020 33 TWh Strom und 53 TWh Wärme in Biomasse-KWK und gesamt 110 TWh Strom und 216 TWh Wärme erzeugt (Abb. 4, Abb. 5).

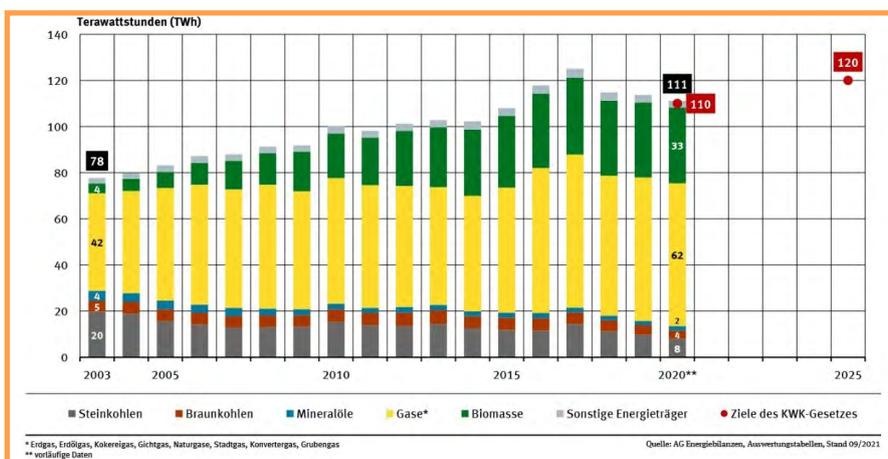


Abb. 4: KWK: Nettostromerzeugung nach Energieträgern (Quelle: Umweltbundesamt, 2022, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/kraft-waerme-kopplung-kwk>)

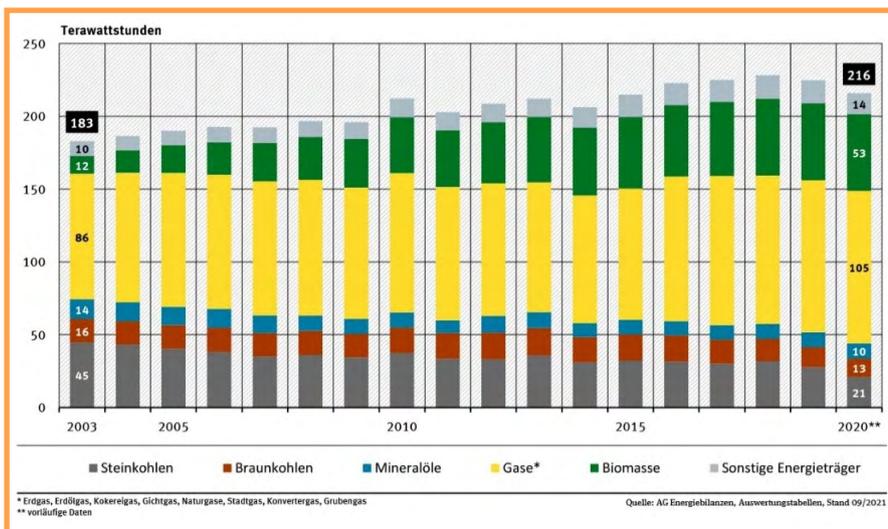


Abb. 5: KWK: Nettowärmeerzeugung nach Energieträgern (Quelle: Umweltbundesamt, 2022, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/kraft-waerme-kopplung-kwk>)

Zulässige Einsatzstoffe, können Steinkohle, Braunkohle, Abfall, Abwärme, Biomasse, gasförmige oder flüssige Brennstoffe und somit auch fossil sein - jedoch gemäß aktueller Rechtslage ab 01.01.2023 (Inkrafttreten des KWKG 2023) nicht mehr Biomethan. Biomethan soll gemäß Erläuterung des BMWK nur noch in den Spitzenlastkraftwerken im EEG genutzt werden. Somit können ab KWKG 2023 keine neuen KWK-Anlagen mit Biomethan vergütet werden, jedoch in modernisierten bzw. nachgerüsteten Anlagen schon. Im KWKG wird der ins Stromnetz eingespeiste Strom und auch der selbst verbrauchte Strom vergütet. Der Strom aus einer EEG-Anlage kann nicht zusätzlich im KWKG gefördert werden.

Die Zahlung von Vergütungen (Zuschläge von Ausschreibungen bzw. Festvergütung) wird für den erzeugten Strom in einer neuen, einer modernisierten oder einer nachgerüsteten Anlage durch den Netzbetreiber für maximal 30.000 Vollbenutzungsstunden (Vbh) bezahlt. Für gasförmige Brennstoffe kann eine Vergütung auch für Strom von bestehenden Anlagen bezahlt werden. Strebt man mit einem BHKW jeweils einen Wintereinsatz (November bis Anfang März) und somit ca. 3.000 Vbh/a an, ergäbe sich ein KWKG-Förderzeitraum von ca. zehn Jahren. Für modernisierte und nachgerüstete Anlagen richtet sich die Vergütungsdauer bis maximal 30.000 Vbh nach den Kosten der Modernisierung.

Für den Erhalt einer KWK-Vergütung muss die „Hocheffizienz“ für die KWK-Anlage durch einen Umweltgutachter nachgewiesen werden, indem sie den Vorgaben der Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz in der jeweils geltenden Fassung entspricht. Dies bedeutet einen elektrischen Mindestwirkungsgrad von mehr 23 % und einen thermischen Mindestwirkungsgrad von mehr als 36,4 %, was in der Regel bei allen BHKW der Fall ist.

Betreiber von KWK-Anlagen mit einer elektrischen Anlagenleistung von mehr als 100 kW müssen den erzeugten KWK-Strom direkt vermarkten oder selbst verbrauchen. Der Anspruch auf Vergütung besteht für modernisierte Anlagen, deren Kosten der Modernisierung mindestens 50 Prozent der Kosten, welche die Neuerrichtung einer KWK-Anlage mit gleicher Leistung nach aktuellem Stand der Technik gekostet hätte und die Modernisierung frühestens zehn Jahre nach der erstmaligen Aufnahme oder Wiederaufnahme einer bereits modernisierten KWK-Anlage erfolgt ist.

KWK-Anlagen von mehr als 500 kW bis einschließlich 50 MW können auch an Ausschreibungen teilnehmen. Der Höchstwert in der Ausschreibung ist 7 ct/kWh.

Festvergütungen für KWK-Anlagen bis zu 50 kW liegen bei 16 ct/kWh für ins Netz eingespeisten Strom und bei 8 ct/kWh für selbst genutzten Strom. Festvergütungen können Anlagen bis einschließlich 500 kW oder mehr als 50 MW erhalten. Die Vergütungen liegen bei maximal 8 bis 3,1 Ct/kWh.

Innovative KWK-Systeme sind KWK-Anlagen in denen KWK-Anlagen in Verbindung mit hohen Anteilen von Wärme aus erneuerbaren Energien oder aus dem gereinigten Wasser von Kläranlagen KWK-Strom und Wärme bedarfsgerecht erzeugen oder umwandeln. Sie können sich nach einem gesonderten Verfahren an Ausschreibungen beteiligen. Der Höchstwert ist 15 Ct/kWh für die Gesamtanlagenleistung. Für Anlagen mit mehr als 1 MW elektrischer Leistung wird ein Bonus von 70 Euro/kW thermischer Leistung gezahlt, wenn mindestens 30 % der Wärme ausgekoppelt werden kann. Für Anlagen die Kohlekraftwerke ersetzen wird ein Kohleersatzbonus gezahlt, wenn KWK-Leistung aus Kohle ersetzt wird.

Für Wärme- oder Kältenetze und für Wärme oder Kältespeicher aus KWK-Anlagen können auch Zuschlagszahlungen durch die Übertragungsnetz-

betreiber erhalten und damit Investitionskosten gefördert werden.

Für KWK-Anlagen, die Biomasse einsetzen, muss wie bei EEG Anlagen, ab 2 MW Feuerungswärmeleistung ein Nachhaltigkeitsnachweis sowie die Treibhausgasminde rung nachgewiesen werden.

Biomethan könnte also als Ersatz in bestehenden Erdgasturbinen genutzt werden. Wenn Kohlekraftwerke in Gemeinden, Städten bzw. Landkreise bis Ende 2022 ersetzt werden, kann dies für die Gemeinde interessant sein, insbesondere wenn auch noch Wärmeleitungen bzw. Wärmespeicher gebaut werden, die auch bezuschusst werden können.

In Tabelle 3 werden beispielhaft die Stromeinnahmen kalkuliert für ein 1.000 kW BHKW, das mit Biomethan betrieben wird. In der Ausschreibung soll der mittlere Zuschlagswert erzielt worden sein: 6,43 ct/kWh.

Unter Berücksichtigung der Wärmeerlöse würden die Stromerlöse auf Höhe der Stromgestehungskosten liegen, wenn Wärme für 8,54 ct/kWh veräußert und Biomethan für 6 ct/kWh erstanden werden könnte.

Tabelle 3: Rechenbeispiel für Erlöse am Strommarkt - Biomethan-BHKW mit 1.000 kW inst. Leistung im KWKG (eigene Kalkulation)

Vergütung: 3.000.000 kWh x 6,43 ct/kWh	= 192.900 €	= 6,43 ct/kWh
Erlöse Strommarkt: 3.000.000 kWh x 2 ct/kWh	= 60.000 €/a	= 2,0 ct/kWh
Summe jährliche Stromerlöse	= 252.900 €/a	= 8,43 ct/kWh

2.2 Biomethan als Kraftstoff

Als Kraftstoff wird Biomethan als CNG (Compressed Natural Gas - komprimiert auf ca. 200 bar) oder flüssig als LNG (Liquefied Natural Gas - verflüssigt bei ca. -161 °C) genutzt. Durch seine hö-

here Energiedichte wird LNG haupts. im Fern-, Schwerlast- und ggf. Luftverkehr sowie in der Schifffahrt eingesetzt. Reichweiten entsprechen hier typ. Diesel- oder Ottoverbrennungsmotoren.

2.2.1 Biomethan als bilanzielle Entnahme

Zum größten Teil wird jedoch Biomethan kaufmännisch-bilanziell aus dem Gasnetz entnommen. Dabei müssen sich Einspeiser und Abnehmer nicht in räumlicher Nähe zueinander befinden. Über einen Abnahmevertrag und die Nachweisführung, dass es sich um Biomethan handelt, kann der Kraftstoffinverkehrbringer 100 % Biomethan (oder anteilig) zur Anrechnung auf die THG-Minderungsquote (Kap. 2.4) nutzen – auch wenn der Anteil von physischem Biomethan im Gasnetz lokal höher oder niedriger sein kann. Im Zuge des Handels mit vermiedenen THG-

Emissionen bei Einsatz bestimmter Substrate in Biogas- bzw. Biomethananlagen kann Biomethan auch zu Bio-LNG verflüssigt werden. Es kann ökonomisch vertretbar auch nicht-leitungsgebunden transportiert werden, sodass zumindest theoretisch ein Gasnetzanschluss nicht notwendig ist. Anders verhält es sich mit Bio-CNG, dessen Transport im gasförmigen Zustand ökonomisch nicht vertretbar ist. Andererseits kann LNG aus der Flüssigphase auch wieder in den gasförmigen Zustand am Nutzungsort versetzt werden. Somit lassen sich auch netzferne Tankstellen betreiben.

2.2.2 Bilanzielle Teilbarkeit

Davon ist die sog. „bilanzielle Teilbarkeit“ zu unterscheiden: Bei Biomethan-BHKW ab einschl. EEG 2012 ist eine Aufteilung des eingespeisten Gases aus einer Biomethanerzeugungsanlage derart möglich, dass z.B. Gülle-/Abfallgas auf dem Kraftstoffmarkt u. NawaRo-Gas an eine EEG-

Anlage veräußert wird (siehe § 44b Abs. (5) EEG 2021). Als finanzielle Motivation dafür gibt es die hohen THG-Emissionsminderungsfaktoren, die z.B. f. Gülle u. Mist angerechnet werden können. Die Regelungen sind nicht anwendbar für EEG-Anlagen bis einschl. EEG 2009.

2.2.3 Bio-CNG und Bio-LNG: Märkte

Bio-CNG

Im Zuge der etwas geringeren Reichweite von CNG eignet es sich für den Individualverkehr, für Lieferdienste sowie den ÖPNV. Ein durchschnittlicher PKW schafft mit CNG Kraftstoff etwa 400 km, somit rund die Hälfte eines benzinbetriebenen Fahrzeugs. Der CNG Tankstellenreport der Zukunft Gas GmbH verzeichnet Stand 06/22 785 CNG Tankstellen. Von diesen bieten 494 anteilig BioCNG an, wobei von diesen wiederum 486 Tankstellen bereits 100 % Biomethan anbieten. Anteilig bedeutet dies, dass ca. 60 % aller CNG Tankstellen bereits 100 % Biomethan anbieten (Abb. 6).

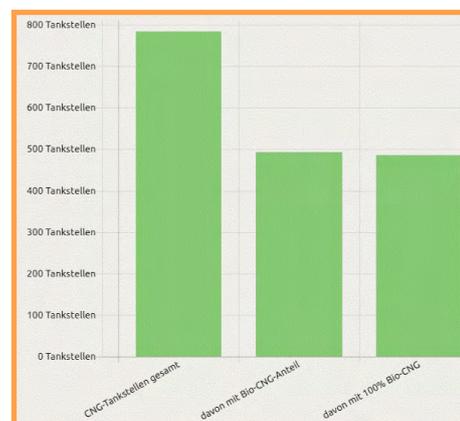


Abb. 6: CNG-Tankstellen in Deutschland (Quelle: <https://gas.info/mobil-verkehr/erdgas-cng-mobil/erdgas-tankstellen>)

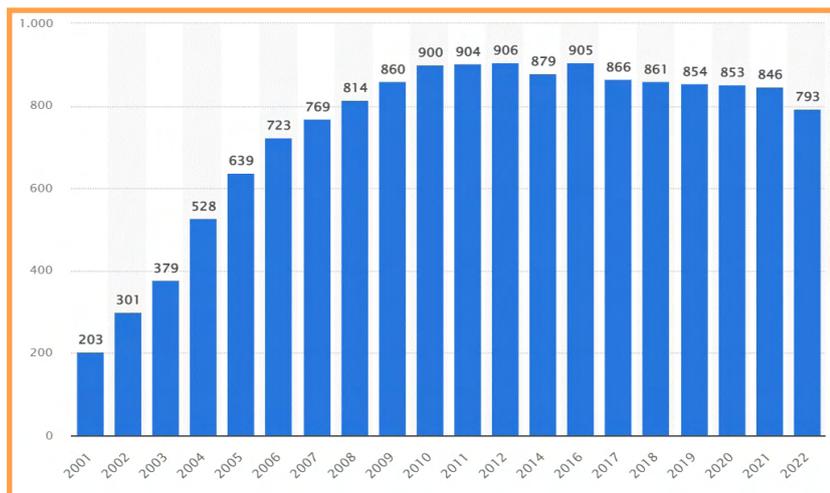


Abb. 7: Entwicklung der Anzahl an CNG-Tankstellen in Deutschland (Quelle: Statista 2022 <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/256646/umfrage/anzahl-der-erdgastankstellen-in-deutschland/#:~:text=Erneut%20weniger%20Erdgastankstellen%20in%20Deutschland,gab%20es%20im%20Jahr%202012>)

Tendenziell ist die Zahl der Erdgastankstellen allerdings leicht rückläufig: Gemäß des Statistikportals Statista gab es die höchste Tankstellendichte im Jahre 2012 (906), die sich bis Mai 2022 auf 793 Tankstellen verringerte. Dies entspricht einem Rückgang von etwa 12 % innerhalb von zehn Jahren gemäß Abb. 7.

Bio-LNG

Aufgrund seiner höheren Energiedichte ist verflüssigtes Biomethan für den Fern- und Schwerlastverkehr sowie den Schiffsverkehr und zukünftig möglicherweise auch im Flugverkehr der Treibstoff der Wahl. Ein typischer Sattelschlepper (18 t) kann bis 1.600 km mit einer Tankfüllung zurücklegen – das entspricht der üblichen Reichweite eines mit Diesel betriebenen Sattelschleppers. Im Gegensatz zum CNG Tankstellennetz ist das LNG Tankstellennetz noch nicht so weit ausgebaut – allerdings wächst die Anzahl an LNG Tankstellen stetig. Wegen der sehr hohen Reichweite sind zudem weniger Tankstellen nötig. Gemäß der LNG Taskforce der Deutschen Energieagentur (dena) waren am Stichtag 30.08.2022 133 sich in Betrieb befindliche LNG Tankstellen erfasst. Zusätzlich sind 44 Tankstellen als „in Planung“ verzeichnet. Zum Vergleich: Im März 2021 wurde die 50. LNG Tankstelle in Deutschland eröffnet – ein halbes Jahr später (Januar 2022) hatte sich die Anzahl bereits verdoppelt (109). Bis zum September 2022 steigerte sich der Zubau um etwa 18 %. Da derzeit die Anzahl der Anbieter von Bio-LNG

(anteilig oder zu 100 %) überschaubar ist, hat der Fachverband Biogas e.V. recherchiert, wie viele der 133 LNG Tankstellen bereits Bio-LNG anbieten. Die Daten sind eine Abschätzung aufgrund im Web verfügbarer Informationen. Demgemäß konnte, ausgehend von den Informationen von zwölf erfassten BioLNG Lieferanten, eine Tankstelle identifiziert werden, die bereits 100 % BioLNG anbietet. 24 Tankstellen, die anteilig Bio LNG zumischen, konnten festgestellt werden. Dies entspricht einem Anteil an allen LNG Tankstellen von etwa 19 % gemäß Abb. 8.

Im Zuge der Bedeutung zur Defossilisierung des Schwerlastverkehrs gehen die Marktakteure von einem starken Zuwachs des BioLNG Anteils aus, da nun die Mechanismen der Treibhausgaszertifizierung über die Renewable Energy Directive RED bzw. des BImSchG greifen.

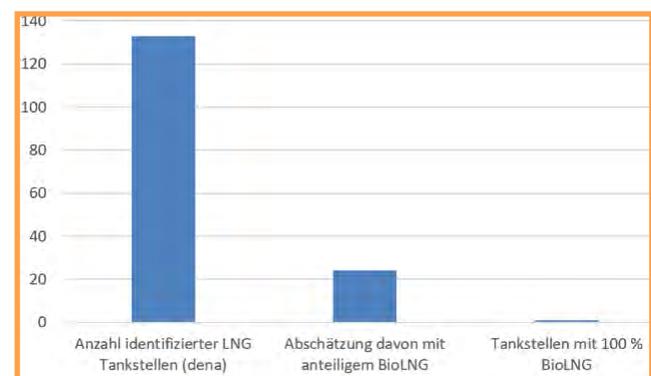


Abb. 8: Anzahl an LNG Tankstellen in Deutschland und abgeschätzte anteilige Beimischungen oder 100 %ige BioLNG Vertankung (Quelle: dena 2022, Erhebung Fachverband Biogas e.V.)

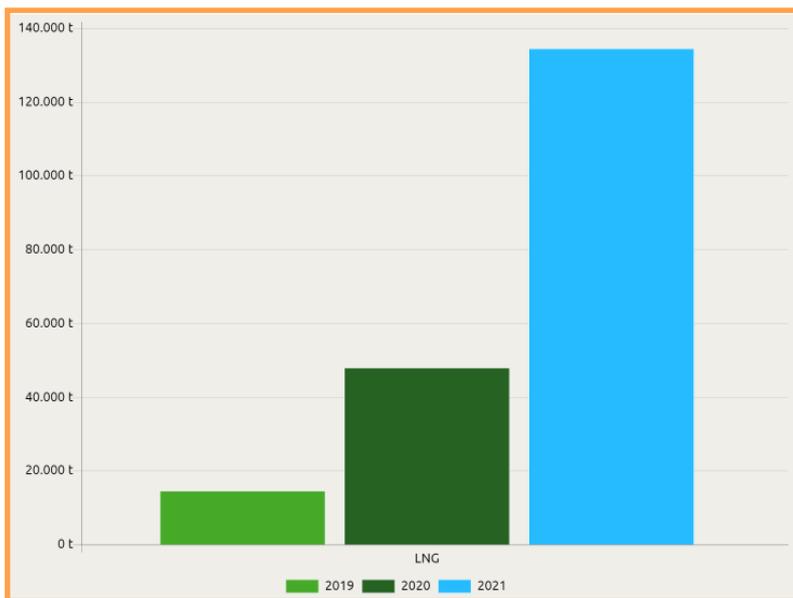


Abb. 9: LNG-Absatz an deutschen Tankstellen
(Quelle: dena 2019: <https://gas.info/mobil-verkehr/lng/lng-tanken>)

Insgesamt nahm der LNG Absatz an deutschen Tankstellen innerhalb von drei Jahren um 925 % zu. Gemäß Abb. 9: 2019 waren es 14.555 t, im Jahr 2021 bereits 134.611 t (dena 2019).

Ausblick

Vor dem Hintergrund des sog. „Verbrennerverbotes“ stellt sich natürlich die Frage, ob insbesondere im Bereich der PKW und kleinerer Transportfahrzeuge Biomethan als Kraftstoff noch eine Zukunft hat. Im Individualverkehr ist sicher mit einer zunehmenden Rolle batteriebetriebener Antriebe auszugehen – BioCNG steht hier in direkter Konkurrenz. Anders sieht es im ÖPNV oder bei lokal agierenden Fuhrparks aus: Hier bietet die mittlere Reichweite von CNG Fahrzeugen eine Alternative für mittlere, begrenzte Entfernungen. Über lokale Infrastrukturmaßnahmen kann dies u.U. förderfähig sein.

Zudem erkennt die EU die Rolle von Biomethan und speziell von Bio-LNG für den Schwerlast- und Schiffsverkehr explizit an: In der „Verordnung [...] über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe [...]“ (https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:dbb134db-e575-11eb-a1a5-01aa75ed71a1.0008.02/DOC_1&format=PDF) wird die Rolle für Biomethan in Form von Bio-LNG in den genannten Verkehrssektoren

benannt und es wird allgemein ein entsprechendes Tankstellennetz in der EU gefordert. Das Biomethan sowie die THG-Quote lassen sich bilateral z.B. an Tankstellen, Raffinerien oder Biomethan-Händler verkaufen.

Über das Geschäftsmodell des THG-Quotenhandels lassen sich mehrere Strategien ableiten:

1. Verkauf des produzierten und zertifizierten Biomethans an Händler oder Endabnehmer, die es nach ihren Bedürfnissen komprimieren oder verflüssigen
2. Eigene Verflüssigungsstation und ggf. physischer Transport zum Abnehmer
3. Eigene (Hof-) Tankstelle oder gemeinsamer Betrieb einer Tankstelle mit Abnehmern wie ÖPNV, Fuhrparks, Speditionen, etc.

In Fall 3. kann der Produzent als gleichzeitiger Inverkehrbringer von Kraftstoffen am THG-Quotenhandel partizipieren.

Der Ablauf des THG-Quotenhandels wird ausführlich in der Fachinformation „[Biomethan als Kraftstoff und Treibhausgas\(THG\)zertifizierung Teil 1: Basiswissen](#)“ dargestellt.

Es sollte darauf geachtet werden, dass es entsprechende Abnahmeverträge mit sicheren Lauf-

zeiten und Konditionen mit den Endabnehmern gibt. Aufgrund der hohen Erlöse aus dem THG-Quotenhandel wird Biomethan aus Mist und/oder Gülle mit negativen THG-Emissionswerten bevorzugt im Kraftstoffbereich eingesetzt, wohingegen Anbaubiomasse und andere Reststoffe bevorzugt im Strom- und Wärmesektor genutzt werden.

Grundsätzlich denkbar ist auch eine Kombination von Geschäftsmodellen: Biomethanüberschüsse aus dem flexiblen BHKW Betrieb können anderen Sektoren zugeführt werden.

Bündelung von Biogasanlagen

Für kleinere Biogasanlagen oder solche mit einer gewissen Entfernung zum Netzeinspeisepunkt könnte sich die Bündelung von Fermentern lohnen, um gemeinsam über Rohbiogasleitungen eine Biomethanaufbereitungsanlage zu betreiben. Denkbar ist auch die Verknüpfung mit einer BioC- oder -LNG Tankstelle – womit der Unternehmensverbund auch Treibhausgasquoten handeln kann.

Herausforderungen sind Leitungsrechte, Genehmigung, verfügbare potenzielle Partner und Entfernungen sowie die gemeinsame Entwicklung eines ökonomisch tragfähigen Geschäftsmodells.

Bezüglich der Genehmigung ist eine enge Abstimmung mit den Gemeinden und dem Netzbetreiber nötig. Gegebenenfalls sollten weitere Partner, z.B. für Rohrleitungsbau und Betrieb, integriert werden.

Weiterführende Informationen bietet die Fachhochschule Münster mit ihrem Projekt „Zukunft Biogas“: <https://zukunft-biogas.de/buendelung-rohgas/>.

Beispiel Bitburg, Rheinland-Pfalz

Gemeinsam mit den Stadtwerken Trier, einem privaten Entsorgungsbetrieb und der Landwerke Eifel AöR sind Stand 2021 sieben Biogasanlagen an ein 45 km langes Rohbiogasnetz angeschlossen, weitere sollen hinzukommen. Am Ende des Leitungsnetzes ist die Biogasaufbereitungsanlage installiert samt Gasnetzanschluss (Abb. 10).

Einige Betreiber betreiben weiterhin vorhandene BHKW. Zukünftig ist auch die Erzeugung von strombasierten Biomethan aus grünem Wasserstoff und dem aus der Aufbereitung anfallendem CO₂ geplant (https://www.swt.de/p/Aufbereitung_in_Betrieb_Ab_sofort_Bio_Erdgas_aus_der_Region-7-7667.html).

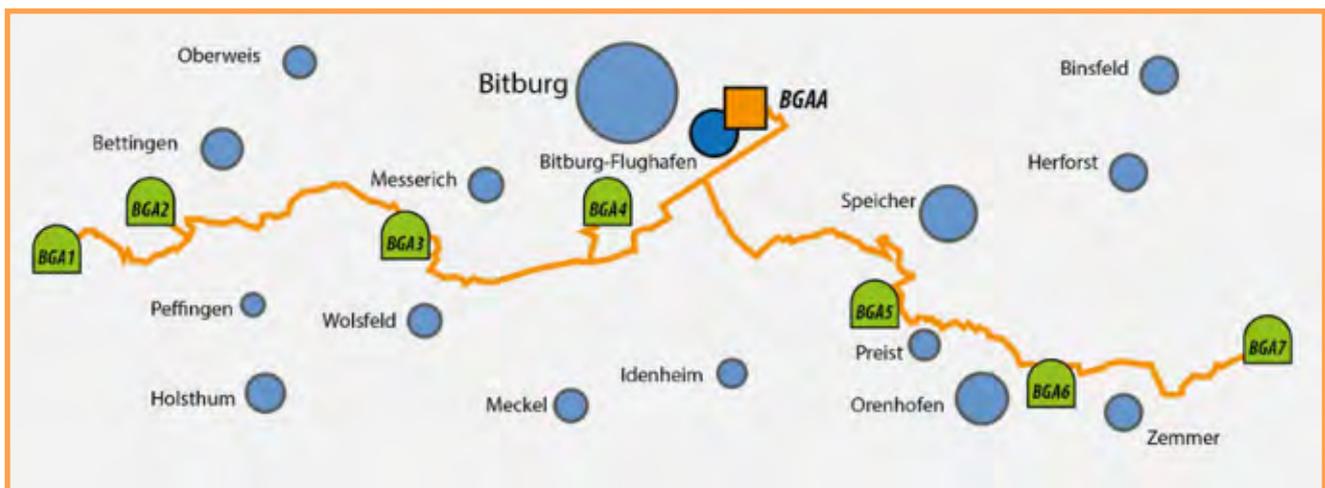


Abb. 10: Konzept Biogasanlagenbündelung in Bitburg (Quelle: Biogas Journal 06/21)

2.2.4 Der Kraftstoffquotenhandel auf Grundlage der THG-Vermeidung

Grundlagen

Die Vermarktung von Biomethan als Kraftstoff als Geschäftsmodell ergibt sich aus dem Handel vermiedener Treibhausgasemissionen über die Biokraftstoffquote. Diese legt bis 2030 Unterquoten für „fortschrittliche Kraftstoffe“ fest, die fossilen Kraftstoffen beigemischt werden müssen (bis 2030 sukzessive auf 5,7 % steigend). Jeder Inverkehrbringer von Kraftstoffen ist zur Einhaltung der Unterquote verpflichtet. Gelingt dies nicht, ist eine Pönale i.H.v. derzeit 600 EUR/t CO₂ zu entrichten. Grundlage dafür ist der Vergleich mit dem Basiswert (derzeit 94,1 g CO₂/MJ). Hierbei werden die berechneten eingesparten Emissionen von der erforderlichen Einsparung subtrahiert. Ergibt sich eine Fehlmenge, wird diese mit der Pönale multipliziert.

Die spezifischen THG-Einsparungen hängen insbesondere von den eingesetzten Substraten ab. Die Renewable Energy Directive (RED) definiert hierbei grundsätzlich Einsatzstoffe für fortschritt-

liche Kraftstoffe (ANNEX IX) und gibt Standard- und Teilstandardwerte für die jeweiligen Substrate an. Hierbei wird die gesamte Prozesskette mit THG-Emissionen versehen, sodass auch Transport und Entfernungen, aber auch Kultivierung und Verarbeitung erfasst werden. Je nach Anwendungsfall ist zu prüfen, ob ein Standardwert ausreichend ist oder höhere Einsparungen durch „Zerlegung“ (disaggregierte Werte) der Prozesskette nachweisbar sind. Für Gülle und Mist sind diese Werte negativ, da Emissionen durch die weitere Nutzung vermeiden werden, wenn diese Substrate unbehandelt auf Feldern ausgasen.

Folgender Auszug aus der RED II zeigt das Konzept, hier am Beispiel für Gülle. Auch Beimischungen (z.B. 20 % Mais, 80 % Gülle im Substrat) werden erfasst. Die Auditierung erfolgt dabei – im Kraftstoffbereich – über den Systemgeber REDCert oder ISCC bzw. durch diese akkreditierte Auditoren.

Abb. 11: Werte für Teilbereiche der Prozesskette für Biomethan. Quelle: RICHTLINIE (EU) 2018-2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES (REDII)

Disaggregierte Standardwerte für Biomethan

Biomethanproduktions-system	Technologische Optionen		TYPISCHER WERT [gCO ₂ ,eq/MJ]						STANDARDWERT [gCO ₂ ,eq/MJ]							
			Anbau	Verar-beitung	Aufbe-reitung	Trans-port	Kompre-ssion an der Tank-stelle	Gutschr-ift für Mist-/G-üllenut-zung	Anbau	Verar-beitung	Aufbe-reitung	Trans-port	Kompre-ssion an der Tank-stelle	Gutschr-ift für Mist-/G-üllenut-zung		
Gülle	Offenes Gär-rückstands-lager	keine Abgasverbrennung	0,0	84,2	19,5	1,0	3,3	-	124,4	0,0	117,9	27,3	1,0	4,6	-	124,4
		Abgasverbrennung	0,0	84,2	4,5	1,0	3,3	-	124,4	0,0	117,9	6,3	1,0	4,6	-	124,4
	Geschlos-senes Gär-rückstands-lager	keine Abgasverbrennung	0,0	3,2	19,5	0,9	3,3	-	111,9	0,0	4,4	27,3	0,9	4,6	-	111,9
		Abgasverbrennung	0,0	3,2	4,5	0,9	3,3	-	111,9	0,0	4,4	6,3	0,9	4,6	-	111,9

Zur THG-Quotengenerierung werden grundsätzlich benötigt:

- ▶ Biomethanliefervertrag
- ▶ Nachweisführung der Nachhaltigkeitseigenschaften des Biomethans: Hierzu dient das „Nachhaltige-Biomasse-System (NABISY) der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE).

- ▶ Biogasbilanzkreis: der den bilanziellen Transport von Biomethan über das Gasnetz definiert.

2.3 Biomethan zur Wärmeerzeugung

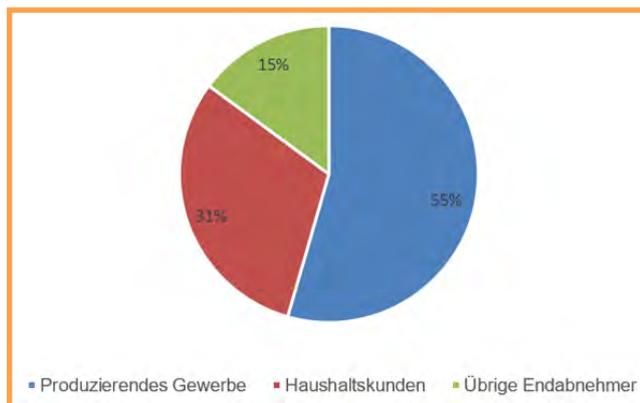


Abb. 12: Erdgasabsatz 2020 nach Abnehmern (Quelle: Statistisches Bundesamt 2021 (Destatis))

Absatzmarkt Wärme

Der Erdgasabsatz in Deutschland stieg in den letzten zehn Jahren leicht an auf ca. 900.000 GWh im Jahr 2020. Der größte Abnehmer ist das produzierende Gewerbe (Abb.12).

Knapp ein Drittel des Gases wird von Haushalten abgenommen und dort für die Wärmeversorgung eingesetzt.

Betrachtet man den gesamten Endenergieverbrauch von ca. 800.000 GWh für die Beheizung von Gebäuden, so stellen private Haushalte mit ca. 71 % den mit Abstand größten Verbraucher dar. Gewerbe, Handel und Dienstleistungen benötigen ca. 23 % des Gesamtbedarfs und die Industrie ca. 6 %. In der Industrie spielt folglich die Prozesswärme die größte Rolle.

Nach wie vor sind Heizungen auf Basis von Gas (Gas-Brennwert, Gas-Niedertemperatur und Gas-Etagenheizungen) die am häufigsten genutzten Heizungssysteme in Wohngebäuden mit einem Anteil von ca. 40 % (dena Gebäudereport 2022). Dabei werden neu installierte Gas-Heizungen vor allem in Bestandsgebäuden eingesetzt, beim Neubau spielen Wärmepumpen die größte Rolle, gefolgt von Gasheizungen. Auch bei Nicht-Wohngebäuden war Gas lange Zeit der überwiegende Energieträger. Erst in den letzten Jahren werden in den Neubauten mehr erneuerbare Heizsysteme, insbesondere auch hier Wärmepumpen, eingebaut als Systeme mit fossilen Brennstoffen.

Da Öl im Nicht-Wohngebäude-Sektor aber keine große Rolle spielt, werden nach wie vor knapp 50 % der Neubauten mit Gasheizungen versorgt. Diese Gas-Heizsysteme werden zum ganz überwiegenden Teil mit Erdgas betrieben, Biomethan spielt noch eine sehr untergeordnete Rolle. Wie Abb. 1 zeigt, setzte sich der Trend einer langsamen, aber kontinuierlichen Zunahme des Biomethanabsatzes in den Wärmesektor seit 2015 fort, auf den aktuellen Wert von ca. 620 GWh.

Rahmenbedingungen

Neue rechtliche Rahmenbedingungen im Gebäudeenergiegesetz (GEG) und im Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG), brachten einige Änderungen mit sich.

Das GEG legt fest, dass bei Neubauten und generalsanierten Gebäuden Biomethan sowohl in Brennwertkesseln als auch in KWK-Anlagen eingesetzt und zur Anrechnung der Erfüllung der Mindestnutzungspflicht von Erneuerbaren Energien gezählt werden kann. Bislang konnte nur der Einsatz in KWK-Anlagen angerechnet werden. Insbesondere im Wohngebäude-Sektor erhöht dies den potenziellen Absatzmarkt deutlich. Des Weiteren wurde der gesetzlich festgelegte Primärenergiefaktor für Biomethan auf 0,5 beim Einsatz in hocheffizienten KWK-Anlagen bzw. auf 0,7 in Brennwertkesseln festgelegt. Dies gilt auch, wenn das Biomethan in einem Wärme-netz zum Einsatz kommt. Gegenüber dem Wert von 1,1 für Erdgas schafft die Nutzung von Biomethan also einen deutlichen Vorteil bei der Erfüllung der Vorgaben (§ 40 und § 22 GEG). Das GEG sieht vor, dass für jedes Gebäude der Jahresenergiebedarf unter Berücksichtigung der Primärenergiefaktoren, berechnet werden muss.

An das Biomethan werden in den § 92 und 96 des GEG gewisse Anforderungen gestellt. So muss die eingespeiste Menge über ein Massenbilanzsystem bilanziert und dokumentiert werden. Des Weiteren müssen die Anforderungen an die Biomethanaufbereitung hinsichtlich Strombedarf und Methanschlupf eingehalten werden. Der Nachweis einer THG-Minderungsquote ist aber nicht notwendig.

Für Wohngebäude, die zu mindestens 55 % Erneuerbare Energien einsetzen, bietet die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) eine zusätzliche Förderung. Allerdings kann hier nur der Einsatz in KWK-Anlagen angerechnet werden.

Das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) (Kap. 2.4) legt Preise für die entstehenden Emissionen beim Einsatz von Brennstoffen fest. Grundsätzlich ist der Inverkehrbringer, der an den Endkunden liefert, für die Abführung verantwortlich. Biomethan fällt auch unter die Gültigkeit dieses Gesetzes. Die entstehenden Emissionen müssen also grundsätzlich überwacht und dokumentiert werden. Bis zum Jahresende 2022 ist Biomethan aber mit einem Preis von 0 €/Tonne bewertet. Der Nachweis des Einsatzes von Biomethan über ein Herkunftsregister ist ausreichend. Ab 2023 wird für Biomethan voraussichtlich eine Nachhaltigkeitszertifizierung inklusive eines Nachweises der THG-Minderung notwendig werden. Die genauen Rahmenbedingungen wird das Umwelt-

bundesamt (UBA) im Rahmen einer Durchführungsverordnung zum BEHG formulieren (Kap. 2.4).

Die Gasumlage wird auf ausgaspeistes Gas erhoben und dient dazu Gasversorger, die aufgrund der Ersatzbeschaffung mit höheren Gaspreisen in finanzielle Schieflage geraten sind zu stützen. Insofern ist geplant, die Gasumlage auch bei Nutzern von Ökogaz bzw. Biomethan zu erheben.

Produkte

In der Regel wird Biomethan im Wärmebereich nicht als 100%iges Biomethan gehandelt, sondern in Form einer Beimischung zu Erdgas. Des Weiteren werden unter Begriffen wie „Grünes Gas“ oder „Klimagas“ auch andere Produkte gehandelt, bei denen es sich nicht um Biomethan handelt. Verbreitet ist, die Emissionen, die aus der Nutzung von Erdgas entstehen zu kompensieren. Für den Gaskunden ist aktuell also nicht ganz einfach ersichtlich, welches Produkt er kauft. Der geforderte Herkunftsnachweis stellt also eine wichtige Transparenz dar.

2.4 THG-Vermeidung

In Kap. 2.2.4 wurde bereits der Mechanismus des THG Quotenhandels für Kraftstoffe erläutert. Zum Quotenhandel berechtigt ist zunächst nur der Inverkehrbringer von Kraftstoffen, aber z.B. nicht der Händler oder Erzeuger (außer dieser betreibt eine Tankstelle). Auch für Strom und Wärme aus Biomethan haben die THG-Einsparpotenziale, wie in der RED II und in der 38.

BImSchV hinterlegt sind, eine Relevanz: Es werden die Kriterien für den Strom- und Wärmesektor hinsichtlich land- und forstwirtschaftlicher Biomasse konkretisiert. In Deutschland geschieht diese Umsetzung der RED II über die Biostromnachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV). Für den Kraftstoffsektor gilt die Biokraftstoffnachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) (Abb. 12).

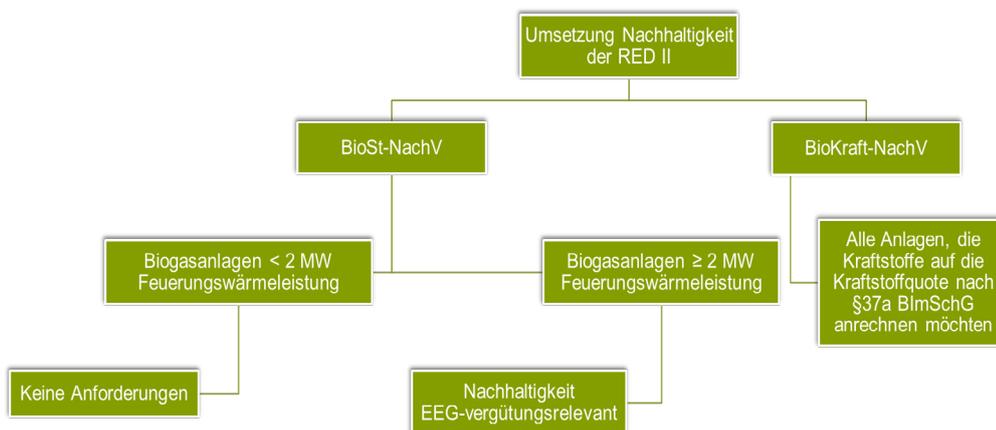


Abb. 12: Umsetzung der RED II in den nationalen Rechtsrahmen (Quelle: Fachverband Biogas e.V.)

Die Rolle des Brennstoffemissionshandelsgesetzes und des Emissionshandelssystems

Das BEHG 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 sollen die CO₂-Zertifikate über Festpreise an der European Energy Exchange AG (EEX) gehandelt werden. Bis 2025 steigert sich der Festpreis auf 55 EUR je Zertifikat. Ab 2026 soll dann in freien Auktionen ein Preiskorridor von 55 - 65 EUR je CO₂ Zertifikat entstehen (Am Spotmarkt der EEX betrug der CO₂-Preis am 01.09.22 78 EUR/t CO₂). Zunächst gilt das Handelssystem nur für fossile Brennstoffe und soll sukzessive erweitert werden.

Das Umweltbundesamt ist über die Deutsche Emissionshandelsstelle 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

von Emissionsverursachern. Am Ende einer definierten Zeitspanne müssen diese Zertifikate über ihren Emissionsausstoß 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 Emittenten können nun „credits“ generieren, wenn sie ihre Emissionen unter die „baseline“ senken. Diese „credits“ können dann an Unternehmen, die die „baseline“ überschreiten.

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 nicht betroffen: ab 2021 ist es für zwei Jahre zunächst grundsätzlich von der CO₂-Bepreisung befreit - je nach Substrat auch über diesem Zeitpunkt hinaus. 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. Weitere „Grüne Gase“

Grundsätzlich ist zunächst festzuhalten, dass der Begriff „grüne Gase“ vorerst umgangssprachlich zu sehen ist. Ob Wasserstoff oder Kohlendioxid „grün“ ist, wird im rechtlichen europäischen und deutschen Rahmen an die Herstellungsbedingungen geknüpft. Hierzu sind aktuell Vorgaben in der erneuerbaren Energieverordnung § 12c EEG gemacht, die aber nur so lange gelten, bis der „Delegierten Rechtsakt zu den Vorschriften für die Erzeugung von nicht-biogenen erneuer-

baren Kraftstoffen“ – hierzu gehört auch Wasserstoff vorliegt und sich Europäische Kommission, Europäisches Parlament und Europäischer Rat geeinigt haben.

Ebenso gibt es für grünes CO₂ einen delegierten Rechtsakt, über den auch noch keine Klarheit herrscht. Nichts desto trotz werden Wasserstoff und Kohlendioxid gehandelt. Ob diese grün, türkis oder blau sind.

3.1 Kohlenstoffdioxid (CO₂)

Während Kohlenstoffdioxid oder umgangssprachlich Kohlendioxid in der Atmosphäre im Übermaß bedrohlich wirkt, gibt es in der Wirtschaft vielfältigen Bedarf an dem Molekül Kohlendioxid als komprimiertes Gas im Tank, als verflüssigtes CO₂ bzw. als Kohlendioxideis. In hoher Konzentration fällt Kohlendioxid insbesondere in Biomethananlagen an. Dort wird es üblicher Weise an die Atmosphäre abgegeben, in dem Umfang, in dem es beim Wachstum entnommen worden war - als Klima neutrale Emissionen. Wird für die Biogasaufbereitung ein kryogenes Verfahren eingesetzt, fällt ggf. Kohlendioxideis (Trockeneis) als Koppelprodukt von zumeist verflüssigtem Biomethan (LNG) an (siehe 2.2.3). Bei der Berechnung der THG-Einsparung für den Kraftstoffquotenmarkt (siehe 2.2.4, 2.4) ergibt die Vermarktung des Kohlendioxids eine höhere Einsparung je Energieeinheit. Damit können zusätzlich zu dem Verkauf des physischen Kohlendioxids wie beim Biomethan höhere Erlöse aus dem Quotenhandel erzielt werden.

In etwa die Hälfte des konventionell gehandelten Kohlendioxids wird in Europa in den Mineraldüngeranlagen als Koppelprodukt erzeugt. Etwa ein Fünftel fällt in Raffinerien bzw. in der chemischen Industrie an. Weitere Herkünfte sind Bioethanolanlagen sowie natürliche Quellen.

Verwendung findet Kohlendioxid u.a. in diesen Bereichen:

- ▶ in vielen technischen Anwendungen,
- ▶ für das CO₂-Strahlen als Ersatz für das Sandstrahlen,
- ▶ als chemisches Reagenz,
- ▶ für die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen,
- ▶ als Kühlmedium für Kühltransporte,
- ▶ als CO₂-Düngung in Gewächshäusern,
- ▶ in der Lebensmittelverarbeitung und
- ▶ in der Getränkeherstellung.

Ca. 85 % des gehandelten Kohlendioxids werden in der Landwirtschaft bzw. in der Lebensmittelverarbeitung eingesetzt. Der Rest findet in Technik und Chemie Absatz. Grundsätzlich sind Aufbereitungs- und Reinigungstechnologien verfügbar, die CO₂ in Lebensmittelqualität (EIGA DOC 70/17 / ISBT, ISO/IEC 17050-1:2004) erzeugen können aus Biogas. Der zugehörige Aufwand für ein Qualitätssicherungssystem ist bei Biomethananlagen mit ausschließlichem Einsatz von Nawaro am geringsten. Tatsächlich gibt es in Großbritannien Biomethananlagen, die CO₂ in die Lebensmittelindustrie liefern. In Italien und den Niederlanden gibt es weitere Referenzprojekte für die CO₂-Nutzung aus Biomethananlagen. Untersuchungen haben gezeigt, dass die noch verfügbaren CO₂-Quellen in der chemischen Industrie die günstigsten Kosten verursachen. An Platz 2 stehen die Biomethananlagen! Grundsätzlich gilt, dass

umso günstiger produziert werden kann, je höher die CO₂-Ströme in der Quelle sind.

Grundsätzlich kann CO₂ aus Biogas- oder Biomethananlagen auch als Rohstoff für die Erzeugung von synthetischem Methan oder von langkettigen flüssigen Kraftstoffen Absatz finden. Dazu wird noch erneuerbarer Wasserstoff benötigt. Diese flüssigen Kraftstoffe werden angedacht als Kerosinersatz im Flugverkehr. Hierzu gibt es Anlagen im Technikumsmaßstab (zwischen Pilotanlage und Labor) sowie gesteckte Ziele, derartigen Kraftstoff zu verwenden.

Im Durchschnitt kommen für die CO₂-Nutzung eher größere Biomethananlagen in Frage, die im Durchschnitt 1000 Nm³/h Biomethan erzeugen, was in etwa einer installierten elektrischen Leistung von 3,7 MW entspricht.

3.2 Wasserstoff

Wasserstoff aus biogenen Quellen stellt eine Möglichkeit dar, grünen Wasserstoff dezentral aus biogenen Reststoffen zu erzeugen. Im Kraftstoffbereich wurde dieser Aspekt im BImSchG berücksichtigt, sodass hier ebenfalls das THG-Einsparpotential gemäß der RED II erfasst werden kann und als THG Quote handelbar ist. Da Biogas bereits eine speicherbare Energieform darstellt, erscheint dieser Ansatz aus energetischen Gründen nur sinnvoll, wenn das anfallende CO₂ einer Nutzung zugeführt werden kann (3.1).

Verteilt bzw. gespeichert wird Wasserstoff z.B. in

- ▶ Wasserstoff- und Erdgasspeicher
- ▶ Einspeisung in das Erdgasnetz (mit Einschränkungen aktuell kleiner 2 %; Quelle: DVGW G 262 (A))
- ▶ Einspeisung in das künftige Wasserstoffnetz

3.3 Methanisierung auf Biogasanlagen

Bei der Erzeugung von Rohbiogas fallen erhebliche Mengen an CO₂ an (bis zu 50 %), die es zu nutzen gilt. Neben den beschriebenen direkten industriellen Nutzungsmöglichkeiten (siehe 3.1) besteht die Möglichkeit, mit erneuerbarem Wasserstoff aus der Elektrolyse Methan zu erzeugen.

In den meisten Fällen muss Kohlenstoffdioxid mit dem Lkw vom Produzenten zum Abnehmer gebracht werden. Im Zuge der Energiewende plant der Fernleitungsnetzbetreiber OGE den Aufbau eines eigenen CO₂-Transportnetzes mit einer Länge von 1.000 km und einem Jahresdurchsatz von 18 Mio. t CO₂. Ausgehen soll das Netz von Wilhelmshaven und wichtige Industrie-, Stromerzeugungs- und Mobilitätsstandorte in Deutschland einbinden. Die Inbetriebnahme des ersten Teils des Netzes ist ab 2028 vorgesehen. Zweck des Netzes ist die CO₂-Kreislaufwirtschaft. Die so entstehende CO₂-Infrastruktur soll allen Interessenten gleichermaßen und zu standardisierten Konditionen angeboten werden. Ebenso stehe das Netz von Beginn an allen Marktteilnehmern gleichermaßen zur Verfügung.

Im industriellen Bereich wird Wasserstoff für folgende Herstellungsprozesse genutzt:

- ▶ Biologische oder katalytische Methanisierung (siehe auch Kapitel 3.3)
- ▶ Synthetische Kraftstoffe
- ▶ Ammoniak
- ▶ Methanol
- ▶ Ethanol

Energetisch verwertet wird derartiger Wasserstoff z.B. über:

- ▶ Blockheizkraftwerke
- ▶ Brennstoffzellen
- ▶ Verbrennungsmotoren

Dazu gibt es verschiedene technologische Ansätze, die sich in unterschiedlich fortgeschrittenen Stadien der Kommerzialisierung befinden (Stand 09/22).

Wege der strombasierten Methanisierung können sein:

- ▶ Methanisierung strombasierten Wasserstoffs: Wasserstoff wird mit CO₂ aus der Biomethanaufbereitung zu Methan, Wasser und Wärme umgesetzt

- ▶ Direktmethanisierung: Rohbiogas wird in einem Reaktor direkt mit Wasserstoff beaufschlagt, das zusammen mit dem im Roh-

gas enthaltenen CO₂ den Methangehalt anhebt.

4. Ausblick

Ein bekanntes Sprichwort lautet hintergründig: „Nichts ist beständiger als der Wandel.“ Das gilt natürlich auch für dieses Dokument. Die Autorinnen und Autoren haben sich beim Schreiben gefühlt wie die Hasen. Am Ziel angekommen, war der Igel bereits da – im übertragenen Sinne heißt das, das eben Geschriebenes durch die aktuellen Ereignisse in Deutschland und der Welt sowie durch die Gesetzgebung in absehbarer Zeit erkennbar wieder veraltet sein wird. Die Autorenschaft ist bemüht, dieses Dokument bei Bedarf zu überarbeiten.

Es gibt bereits die Novelle des EEG 2023, welches ab 01.01.2023 Geltungskraft erlangt hat. Auch das KWKG befindet sich in steter Novellierung.

Nichts Minderes gilt für die RED II: Mit etlicher

Verspätung wurden die Inhalte in deutsches Recht übergeführt. Während man sich in der Branche noch abmüht, mit den so erzeugten Widrigkeiten und Rückwirkungen zu Recht zu kommen, ist man bereits am Entwickeln der RED III.

Dereierlei Beispiele ließen sich leider viele aufzählen.

Dieses Dokument hat die Märkte für Biomethan beschrieben. Ein weiteres Dokument wird sich mit den Anforderungen auseinandersetzen, die Umstellungswillige auf die Biomethanerzeugung erfüllen müssen. Abgerundet wird dieses Thema mit einem Dokument, in dem beispielhaft diese Umstellung kalkuliert wird.

4. Weiterführende Literatur

- ▶ CO₂-Abscheidung bei Biogasanlagen, Dr. Uwe Kikillus, 27.09.2018, Sitzung der Arbeitsgruppe V Biogas Forum Bayern in Freising (https://www.biogas-forum-bayern.de/De/Fachvortraege/Fachvortraege/nachhaltig-erneuerbar-energie_270918AGV.html).
- ▶ Eigene Mitschrift von C.A.R.M.E.N. e.V., 7. FNR/KTBL-KONGRESS „Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven“ am 29. und 30. September 2021, online, Möglichkeiten der CO₂-Nutzung aus Biogas, Michael Beil, Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, Kassel
- ▶ Neue Pipeline soll CO₂-Verwertung ermöglichen. Energie und Management 19.04.2022
- ▶ Beispiel Projekt „BioTech2“ FH Münster / Interreg Deutschland-Niederland (https://www.fh-muenster.de/egu/fue/fue_gebiete/biowasserstoff/biotech2.php)
- ▶ <https://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE-HBB-Faktenblatt-Biomethan-strombasiertes-Methan-und-biogener-Wasserstoff-im-Zusammenspiel-der-Ern?open&ccm=030120010> (letzter Zugriff 01.08.2023)



Arbeitsgemeinschaft Landtechnik und
Landwirtschaftliches Bauwesen (ALB)
in Bayern e.V.
Vöttinger Straße 36, 85354 Freising

Telefon	08161 / 887-0078
Telefax	08161 / 887-3957
E-Mail	info@alb-bayern.de
Internet	www.alb-bayern.de