

FEEDBACK

PUBLIC CONSULTATION ON THE REVISION OF BIOFUEL, BIOLIQUID AND BIOMASS FUEL PRODUCTION PATHWAY VALUES AND MODIFYING METHODOLOGY

REVIEW OF ANNEXES V AND VI ACCORDING TO ARTICLE 31(5) OF THE RENEWABLE ENERGY DIRECTIVE

Berlin, den 26.01.2026

Der Biogasrat⁺ e. V. ist der Verband für dezentrale Energieversorgung und vertritt die Interessen der führenden Marktteilnehmer. Dabei steht die Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien entlang der gesamten Wertschöpfungskette im Vordergrund. Biogas/Biomethan kann im Strom-, Wärme- und Kraftstoffmarkt wesentlich dazu beitragen, die ökologischen Zielvorgaben der Politik zu erfüllen, ohne dabei unnötige Kosten für die Allgemeinheit zu verursachen. Aus diesem Grund setzt sich der Verband für einen stärkeren Einsatz von Biomethan in allen Nutzungspfaden ein, indem die rechtlichen Rahmenbedingungen optimiert und dadurch eine nachhaltige Entwicklung des Marktes sichergestellt wird.

Der Biogasrat⁺ e. V. ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen.

Registereintrag national: R003376 – Registereintrag europäisch: 000075850398-74.

Biogasrat⁺ e.V. – dezentrale energien | Oranienburger Str. 26 | 10117 Berlin | geschaeftsstelle@biogasrat.de |
Tel. +49 30 509 461 60 | www.biogasrat.de

1. Einleitung

Die Novellierung des Annex V und VI der RED ist für die europäischen Biogas- und Biomethanproduzenten von ganz wesentlicher Bedeutung, da die Festlegungen zu den spezifischen THG-Emissionswerten entlang der Wertschöpfungskette sowohl einen erheblichen Einfluss auf den Marktzugang der europäischen Biogas- und Biomethanproduzenten als auch einen erheblichen Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit der Marktakteure innerhalb einzelner Märkte (Sektoren Wärme, Strom, Mobilität) haben.

Die aktuelle Novellierung muss daher zu Regelungen führen, die klar verständlich und einfach umsetzbar sind und auf einer praxisorientierten Methodik beruhen, die allen Akteuren Transparenz, Sicherheit und Verlässlichkeit bietet. Darüber hinaus muss mit der vorliegenden Novelle des Annex V und VI sichergestellt werden, dass die Erreichung der gesetzten Ziele für die Biomethanerzeugung in Europa unterstützt wird und Biomethan als klimaneutrale erneuerbare Energie ihren Beitrag zum Klimaschutz, zur Energiesicherheit, Energieunabhängigkeit und Wertschöpfung in Europa leisten kann.

Der Biogasrat⁺ e.V. unterstützt als Mitglied der European Biogas Association ausdrücklich das EBA Feedback on the draft revised Annex VI: Improving GHG emissions calculation for the biogas and biomethane sector. Ergänzend weist der Biogasrat⁺ e.V. als Verband der Biomethanbranche in Deutschland ausdrücklich darauf hin, dass der aktuelle Entwurf des Annex VI insbesondere bei der Ausgestaltung der Regelungen zur Co-Vergärung von verschiedenen Substraten in Biogasanlagen unzureichend ist und die erfolgreiche Marktentwicklung von Biomethan blockiert. Hier bedarf es dringend einer Klärstellung mit Blick auf die Berechnungsmethodik bei der Co-Vergärung mehrerer Substrate in einer Biogasanlage, die sicherstellt, dass die Aufteilung der substratspezifischen tatsächlichen THG-Emissionen und die Ausstellung von Nachweisen für jeden einzelnen Rohstoff möglich bleibt und ist.

2. Stellungnahme

2.1. Co-Vergärung – Berechnungsmethodik

Die politische und gesellschaftlich geforderte Flexibilität bei der Substratversorgung von Biogasanlagen bildet sich nicht in der Berechnungsmethodik der Emissionen im vorliegenden Entwurf ab. Nach Interpretation einzelner Vertreter der EU-KOM soll eine chargenspezifische Bilanzierung der produktspezifischen THG-Emissionen der genutzten Substrate nicht möglich sein. Eine solche Interpretation widerspricht der bisherigen gesetzeskonformen und jahrelang etablierten Handhabung in europäischen Mitgliedstaaten wie Deutschland, in denen bei der Co-Vergärung mehrerer Substrate in einer Biogasanlage die Aufteilung der substratspezifischen tatsächlichen THG-Emissionen und die Ausstellung von Nachweisen für jeden einzelnen Rohstoff möglich ist. Damit wird die Entwicklung von Teilmärkten für den Einsatz von Biomethan unterstützt, die sinnvolle und klimafreundliche Nutzung von Rest- und Abfallstoffen angereizt und die Entwicklung eines liquiden Handelsmarktes gefördert.

Bei den mehr als 8.600 Biogasanlagen in Deutschland gibt es kaum Monovergärungsanlagen. Darüber hinaus gebieten die politischen Klimaschutzanforderungen und die Marktanforderungen hohe Emissionseinsparungen, daher ist die Möglichkeit der chargenspezifischen Bilanzierung, Nachweisführung und Vermarktung eine wesentliche Voraussetzung für den wirtschaftlichen Betrieb von Biomethananlagen in Deutschland. Wir schlagen daher vor, dass in Annex VI klargestellt wird, dass eine Aufschlüsselung der THG-Emissionen auf der Grundlage des tatsächlich aus jedem Substrat erzeugten Biogases/Biomethans entsprechend des jeweiligen Energiegehalts möglich und zugelassen ist, sofern die Massenbilanzregeln eingehalten werden. Diese Bilanzierungsmöglichkeiten sind auch bei der Aufsetzung der Unionsdatenbank zur berücksichtigen.

2.2. Standardwerte

Die Darstellung von Standardwerten über die gesamte Produktionskette ist – neben der individuellen THG-Bilanzierung – ein geeignetes Instrument, um spezifische Emissionen zu bestimmen. Die Einführung von zusätzlichen Standardwerten für Klärschlamm und die Öffnung von Werten für mehr Fruchtarten ggü. Silomais (Mais -> Silage) begrüßen wir ausdrücklich. Damit dieses Instrument besser genutzt werden kann, sollten folgende Anpassungen umgesetzt werden:

- a) Erweiterung der Standardwerte auf weitere Substrate bzw. Substratgruppen (Ackergras, Dauergrünland, landwirtschaftliche Reststoffe wie Getreide- und Maisstroh). Der geöffnete Standardwert für Silage muss bspw. auch die Fruchtart Roggen umfassen. Der Standardwert für Bioabfall sollte auch landwirtschaftliche Reststoffe wie Stroh und anderen Nebenernteprodukte umfassen.
- b) Die Fütterung von Biogasanlagen ist sehr flexibel und wird sich im Idealfall immer an die lokal und zeitlich variierenden (Abfall-)Stoffströme anpassen. Daher ist eine abschließende Auflistung von Standardwerten kaum möglich. Daher empfehlen wir für nachwachsende Rohstoffe, für Abfälle und landwirtschaftliche Reststoffe einen Standardwert für einen „worst performing feedstock“. Damit kann in jedem Fall mittels Standardwerten eine RED-konforme Nachweisführung auch ohne individuelle Bilanzierung erfolgen.
- c) Klarstellung erforderlich: Die Anwendung des Malus von 2,4 bzw. 4,9 g CO₂ _{äq.}/MJ für transportiertes CNG oder LNG ist nicht klar. Wie ist CNG in diesem Fall definiert? Gilt die Malusregelung auch für Gas, das in hohen Druckstufen im Gasnetz transportiert wird oder bezieht sich die Malusregelung ausschließlich auf den straßen- oder schienengebundenen Transport? Des Weiteren ist unklar, an welcher Stelle des Berechnungsterms dieser Malus addiert werden muss.
- d) Die Einführung von Emissionen aus dem Transport (insbesondere für den Ersttransport) ist fachlich nicht vollumfänglich nachvollziehbar. Wir empfehlen, dass für ‚Manure‘ der erste Transport, insofern eine angemessene Distanz von 25 km nicht überschritten wird, nicht mit Transportemissionen belastet wird, da diese auch bei einer Verwertung im Ackerbau anfallen würden.

- e) Der Aufbau der Tabellen ist nicht vollumfänglich logisch nachvollziehbar. Werden bspw. die Emissionen aus den einzelnen Prozessschritten sowie die möglichen Gutschriften addiert, ergeben sich nicht die im weiteren Verlauf dargestellten Summenwerte. Die Erreichung der von einzelnen Märkten geforderten spezifischen THG-Emissionswerte über den Weg der Standardwerte ist somit nicht transparent.
- f) Die Anwendung des Cstor Wertes für Biomasse zur Produktion von gasförmigen Energieträgern ist unklar.

2.3. Umstellung der Unterscheidung der Standardwerte nach technologischen Optionen (Energieversorgung, Abdeckung der Gärrestlager und Abgasnachbehandlung) hin zu Standard- und Best-practice Werten

Die Umstellung der bisherigen Methodik (Fälle bei Biogas-KWK und Biomethan) birgt erhebliche Unsicherheiten:

- a) Standardwerte sind nur nutzbar, wenn die gesamte Prozessenergie aus der eigenen Biogas-/Biomethanproduktion kommt. Der bisherige Ansatz war da deutlich geeigneter, weil die Herkunft des eigenen Strom- und Wärmebedarfs getrennt betrachtet wurden. Diese Trennung sollte wieder eingeführt werden.
- b) Wenn die Eigenenergie nicht zu 100% aus der BGA generiert wird, ist die Nutzung des kompletten Standardwertes nicht mehr möglich. Das ist fachlich nicht nachvollziehbar. Die Emissionen aus der internen/externen Prozessenergie sollten nur die Bereiche ep und etd betreffen.
- c) Wir empfehlen weiterhin die Methode dahingehend zu ändern, dass bei fehlendem Nachweis von Emissionsminderungsmaßnahmen (z.B. Abgasnachbehandlung, Abdeckung Gärrestlager) die Methanemissionen an den spezifischen Stellen bspw. (ep) addiert werden.
- d) Die einzelnen Optionen in der Tabelle („Sources of methane leakages“) sind eindeutiger zu definieren. So ist unklar, warum ‚any technology‘ bei der Abgasnachbehandlung eine höhere Gutschrift erhält als eine Technologie, die zertifiziert den Methanschluß auf unter 0,2 % senkt.

2.4. Virtuelle Verflüssigung - Klarstellung zu den Anforderungen an Biomethan

Die neuen Standardwerte für den Transport von komprimiertem oder verflüssigtem Biomethan (BioCNG/BioLNG) schaffen keine gleichen Wettbewerbsbedingungen. Die Regelungen adressieren ausschließlich die Transportemissionen bei LNG-Importen für die virtuelle Verflüssigung. Die Emissionen der physischen Verflüssigung, die vor dem Transport nach Europa stattfinden und für das Geschäftsmodell der virtuellen bzw. „äquivalenten“ Verflüssigung zwingend erforderlich sind, bleiben hingegen weiterhin unberücksichtigt. Wir plädieren daher für einen angemessenen europäischen Standardwert für die Verflüssigung, analog zu den bestehenden Standardwerten für die Produktion und Verarbeitung

gemäß Anhang V. Ein solcher Standardwert sollte verpflichtend für die virtuelle bzw. äquivalente Verflüssigung gelten, um Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden und eine konsistente Anwendung innerhalb der EU sicherzustellen.

Ansprechpartnerin:

Janet Hochi

Email: janet.hochi@biogasrat.de