

Positionspapier

Vorschläge zur Stärkung der Produktion und Nutzung von Biomethan & Bio-LNG

Stand: 10.9.25

Das Hauptstadtbüro Bioenergie bündelt die politische Arbeit der Branche und wird getragen von:
Bundesverband Bioenergie e. V. (BBE), Deutscher Bauernverband e. V. (DBV), Fachverband Biogas e. V. (FvB)
und Fachverband Holzenergie (FvH)

Inhalt

Das Wichtigste in Kürze	3
1. Chancen von erneuerbarem Methan für ein resilientes & kosteneffizientes Energiesystem	5
1.1. Saisonale Energiespeicherung & Überbrückung von Dunkelflauten	5
1.2. Diversifizierung der Energieversorgung & Einbindung in den europäischen Binnenmarkt	5
1.3. Einsparung von Infrastrukturkosten	5
1.4 Biomethan als Ausgangsmolekül für die chemische Industrie	6
2. Biomethan & Bio-C/LNG in politische Strategien aufnehmen	6
3. Bau von Anlagen & Infrastruktur sowie Zugang zum Gasnetz erleichtern	6
3.1. Gasnetzanschluss	6
3.2. Anlagen & Infrastruktur	8
4. Handel & Zertifizierung erleichtern	9
4.1. Handel	9
4.2. Nachhaltigkeitszertifizierung	10
4. Anreizsysteme stärken und fairen Wettbewerb ermöglichen	11
4.1. Biomethan als Kraftstoff	11
4.2. Biomethan als Brennstoff zur Erzeugung von Strom	14
4.3. Biomethan als Brennstoff für Fernwärme und Gasheizungen	14
4.4. Bewertung des Konzepts einer „Grüngasquote“	16
4.5. Fairer Wettbewerb im europäischen Markt	16
4.6. Energiesteuermäßigung für Biomethanprodukte auch als Heiz- und Kraftstoff (EnergieStG)	16
Anhang #1: Potenziale von erneuerbarem Methan in Deutschland	17
Anhang #2: Fehlt bald die Infrastruktur für die Biomethaneinspeisung?	19

Das Wichtigste in Kürze

1. Die **heimische Produktion und Nutzung von erneuerbarem Methan** bietet vielfältige Chancen für ein **resilientes und kosteneffizientes Energiesystem**: Saisonale Energiespeicherung, Überbrückung von Dunkelflauten, stoffliche Nutzung, Diversifizierung der Energieversorgung und deren Einbindung in den europäischen Binnenmarkt, Einsparung von Kosten beim Aufbau von Strom- und Wasserstoffinfrastruktur.
2. Biomethan und Bio-LNG sollten zukünftig in politischen Strategien und der Infrastrukturplanung **verstärkt berücksichtigt werden**. Die Nationale Wasserstoffstrategie sollte zu einer **Strategie für erneuerbare Gase** weiterentwickelt werden, die auch das Biomethan-Ziel aus dem RePowerEU-Plan adressiert (35 Milliarden Kubikmeter in 2030). Die Systementwicklungsstrategie sollten Fernleitungsinfrastruktur für den europäischen Gashandel sowie Gasverteilnetze für den regionalen Biomethantransport berücksichtigen.
3. Es sollten so schnell wie möglich **Nachfolgeregelungen zur Gasnetzzugangsverordnung geschaffen werden**, die am 31.12.2025 ausläuft.
4. Der Bau von **Anlagen und Infrastruktur zur Erzeugung bzw. zum Transport erneuerbarer Gase** sollte als „im **überragenden öffentlichen Interesse**“ eingestuft und im Außenbereich erleichtert werden. Förderprogramme und/oder KfW-Programme sollten die **Finanzierung erleichtern**, insb. für kleinere und mittlere Unternehmen wie landwirtschaftliche Betriebe.
5. Um einen **liquiden, flexiblen und effizienten Biomethan- und Bio-LNG/-CNG-Markt** zu ermöglichen, sollte die **bilanzielle Teilung von Biogas- und Biomethanmengen** uneingeschränkt möglich und rechtsicher im Rahmen der RED III aufgestellt werden. Bürokratische Vorgaben, insbesondere bei der **Nachhaltigkeitszertifizierung**, sind zu **vereinfachen oder abzubauen**.
6. **Stärkung von Biomethan als Kraftstoff**: Als **Leitprinzip** beim Klimaschutz im Mobilitätsbereich sollte die **Treibhausgaseinsparung durch den Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe** berücksichtigt und faire Wettbewerbsbedingungen zwischen allen Klimaschutzoptionen geschaffen werden. In Bezug auf Biomethan gehört dazu insbesondere:
 - Die **Anhebung der Treibhausgasminderungsquote und des Mindestanteils fortschrittlicher Biokraftstoffe**, insb. für 2027, sowie die uneingeschränkte Anrechnung von **biogenem Wasserstoff**.
 - Die Einstufung von **mit erneuerbaren Kraftstoffen betriebenen Fahrzeugen** als „sauber“ und „emissionsfrei“.
 - Die **Ausnahme von mit erneuerbaren Kraftstoffen betriebenen Nutzfahrzeugen** von der LKW-Maut, z.B. durch eine Rückerstattung.
 - Die **Förderung** für die Errichtung und den Betrieb von **Biomethan-/Bio-LNG-Tankstellen** sowie für Investitionen in **Bio-CNG/-LNG betriebene Landmaschinen**.
7. **Stärkung von Biomethan in der Stromerzeugung**: Als **Leitprinzip** bei staatlichen Anreizsystemen für gesicherte Leistung für die Stromerzeugung sollte die „**grüne Eigenschaft**“ von **Brennstoffen** berücksichtigt werden. In Bezug auf Biomethan gehört dazu insbesondere:
 - Biomethan sollte bei den **Biomasse-Ausschreibungen** nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) als **vergütungsfähiger Brennstoff** anerkannt sowie

- der **Maisdeckel** im EEG gestrichen oder zumindest an die analoge Regelung im Gebäudeenergiegesetz (GEG) angeglichen werden.

8. Stärkung von Biomethan in der Gebäude- & Fernwärme: Als **Leitprinzip** bei dem regulatorischen Rahmen für die Gebäude- und Fernwärme sollte gelten, dass Gebäudeeigentümern und Fernwärmeversorgern eine **möglichst große technische und wirtschaftliche Freiheit** gewährt und ein möglichst breites Spektrum an Optionen zur erneuerbaren Wärmeversorgung zur Verfügung gestellt werden. Nicht jeder Gebäudetyp bzw. kommunale Einheiten wie Altstädte können mittels Wärmepumpe beheizt werden. In Bezug auf Biomethan gehört dazu insbesondere:

- Festlegung **adäquater Primärenergiefaktoren und Emissionswerte** für Biogas und Biomethan sowie erneuerbare KWK-Anlagen (GEG)
- Die **Abschaffung der Diskriminierung von erneuerbarem Methan** ggü. Wasserstoff bei den Regeln zur Transformation der Gasnetze (GEG)

9. In zahlreichen Nachbarstaaten Deutschlands wird Biomethan bereits bei der Einspeisung ins Gasnetz gefördert. Dies führt zu **unfairem Wettbewerb im europäischen Binnenmarkt**.

10. Im Energiesteuerrecht sollte konsequent eine Differenzierung zwischen erneuerbaren und fossilen Brenn- und Kraftstoffen erfolgen. Dies beinhaltet, die **Energiesteuer beim Einsatz von nachhaltigem Biogas bzw. Biomethan in allen Anwendungen auf das notwendige Mindestmaß abzusenken oder zumindest eine Rückerstattung** zu ermöglichen.

1. Chancen von erneuerbarem Methan für ein resilientes & kosten-effizientes Energiesystem

1.1. Saisonale Energiespeicherung & Überbrückung von Dunkelflauten

Die bestehende Gasinfrastruktur kann Methan in großem Umfang über mehrere Monate speichern, über große Distanzen transportieren und zur bedarfsgerechten Strom- und Wärmeerzeugung nutzen. Für die saisonale Energiespeicherung und die Überbrückung von Dunkelflauten **eignet sich Methan besser als Wasserstoff**, weil Wasserstoff aufgrund seiner physikalisch-chemischen Eigenschaften nur begrenzt in den bestehenden Gasleitungen, -speichern und Kraftwerken genutzt und Biomethan noch dazu wesentlich kostengünstiger produziert werden kann. Auch sind relevante Biomethanmengen schon verfügbar bzw. kurzfristig schnell hochskalierbar (Umstellung von bestehenden Vor-Ort-Verstromungskapazitäten zu Biomethan).

1.2. Diversifizierung der Energieversorgung & Einbindung in den europäischen Binnenmarkt

Das in Deutschland produzierte Biogas und Biomethan wird fast ausschließlich aus **Rohstoffen aus der heimischen Land- und Abfallwirtschaft** produziert; die nationale Biomethanproduktion ist deshalb Baustein einer Strategie zur Diversifizierung und damit Absicherung der Energieversorgung vor geopolitischen Unsicherheiten.

Der **Ausbau der heimischen Biomethanproduktion auf 35 Milliarden Kubikmeter bis 2030** ist Teil des [RePowerEU](#)-Paket und der [“Roadmap towards ending Russian energy imports”](#) der EU-Kommission. Die novellierte [EU-Gasbinnenmarktrichtlinie \(RL EU 2024/1789\)](#) sowie die novellierte [EU-Gasbinnenmarktverordnung \(VO EU 2024/1789\)](#) knüpfen an das europäische Biomethanziel an und geben den Mitgliedsstaaten weitere Verbesserungen für die Biomethaneinspeisung vor.

Da die meisten anderen europäischen Länder ihre Biogas- und Biomethanproduktion aktuell stark ausweiten, Ziele für die Biogas- und Biomethanproduktion erlassen oder die Rahmenbedingungen für die Einspeisung von Biomethan ins Gasnetz verbessert haben, kann davon ausgegangen werden, dass Methan noch lange eine wichtige Rolle im europäischen Energiemix einnimmt.¹ Deutschland ist im europäischen Fernleitungsnetz ein bedeutender Knotenpunkt. Solange Deutschland selbst noch einen Teil seiner Energieversorgung mit Methan deckt, kann es zur Absicherung seiner Energieversorgung auf die Synergieeffekte des europäischen Gasbinnenmarkts zurückgreifen. Dazu gehört auch die Erhaltung der Durchleitungsmöglichkeit über Deutschland. Dies ist bei der Ausgestaltung des Gasnetzes im Sinne der Umwidmung v.a. des Fernleitungsgasnetzes zu berücksichtigen.

1.3. Einsparung von Infrastrukturkosten

Verringerung von Investitionen in Wasserstoffinfrastruktur: Wird bei der saisonalen Speicherung und der Überbrückung von Dunkelflauten ausschließlich auf Wasserstoff gesetzt, müssen wie oben beschrieben nicht nur bestehende Gasspeicher umgerüstet werden, sondern es ist auch der Bau neuer Gasspeicher und entsprechender Kraftwerke in großem Umfang notwendig.² Diese Kosten sowie die

¹ Eine Übersicht findet sich in: [European Biogas Association \(2024\), Statistical Report 2024](#)

² Gemäß der [BMWK-Langfristszenarien](#) fallen für den Aufbau eines Wasserstoffkernnetzes in Länge von 7.200 bis 8.000 km bis 2045 allein auf der Fernleitungsnetzebene Infrastrukturkosten in Höhe von 15 bis 18 Milliarden Euro für die Umwidmung von Methanetzen auf Wasserstoff an.

analogen Kosten auf Verteilnetzebene lassen sich reduzieren, wenn durch die Verwendung von erneuerbarem Methan die Umwidmungen entsprechend geringer ausfallen

Geringerer Strombedarf, Entlastung der Stromnetze und Verringerung des Netzausbaus: Speziell in Regionen mit einem hohen Stromverbrauch und einer geringen Erneuerbaren Stromerzeugung kann eine weitgehende Elektrifizierung bestehende Engpässe im Stromnetz - besonders in den Wintermonaten - verschärfen. Eine Nutzung von erneuerbarem Methan senkt den Strombedarf, entlastet entsprechend die Stromnetze und senkt den Bedarf an Stromnetzausbau.

Für eine detaillierte Erläuterung dieser und weiterer Vorteile einer Einspeisung von erneuerbarem Methan ins Gasnetz wird auf die [Stellungnahme des Hauptstadtbüro Bioenergie zum Green Paper des BMWK zur Transformation der Gas-/Wasserstoffverteilnetze](#) verwiesen.

1.4 Biomethan als Ausgangsmolekül für die chemische Industrie

Biomethan und dessen Derivate sind perfekte Ausgangsmoleküle für die chemische Industrie, dessen **Defossilisierung forciert werden muss**. Der Ausbau der Produktion grüner Gase auf Basis CH₄ passt sich perfekt in eine Bioökonomiestrategie ein. Insbesondere in der Kunststoffindustrie kommen zunehmend mehr auf Biogas basierte Biokunststoffe zum Einsatz.

2. Biomethan & Bio-C/LNG in politische Strategien aufnehmen

Wie oben beschrieben haben die Europäische Kommission sowie viele Mitgliedsstaaten den Ausbau von Biomethan und/oder Bio-LNG in ihre energiepolitischen Strategien aufgenommen. Deutschland ist der Forderung der Kommission jedoch bislang nicht nachgekommen und verfügt nur über eine Nationale Wasserstoffstrategie. Es fehlt weiterhin das Bekenntnis Deutschlands ein Biomethan- bzw. Biogasziel bis 2030 zu formulieren und z.B. im Biomassepaket zu verankern.

Die Nationale Wasserstoffstrategie sollte deshalb zu einer **Strategie für erneuerbare Gase** weiterentwickelt werden, die auch das **Biomethan-Ziel aus dem RePowerEU-Plan** einer europäischen Produktion von 35 Milliarden Kubikmeter in 2030 adressiert. In der **Systementwicklungsstrategie** (SES) und darauf aufbauend in den **Szenariorahmen der Netzentwicklungspläne** (NEP) Strom und Gas sollte eine Fernleitungsinfrastruktur für den europäischen Gashandel eingeplant und Gasverteilnetze für den regionalen Biomethantransport berücksichtigt werden.

Für eine vertiefte Bewertung der SES sowie des NEP-Szenariorahmens wird auf die [Stellungnahme der Bioenergieverbände](#) verwiesen.

3. Bau von Anlagen & Infrastruktur sowie Zugang zum Gasnetz erleichtern

3.1. Gasnetzanschluss

Die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) und mit ihr die besondere Regulierung der Netzeinspeisung von „Biogas“ tritt zum 31.12.2025 außer Kraft. Für die Gasnetzeinspeisung von Biomethan und anderen Gasen, die unter die Definition von „Biogas“ im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) fallen (Wasserstoff, synthetisch erzeugtes Methan etc.; § 3 Nr. 10g EnWG), gelten dann folglich nur noch die allgemeinen Regeln des EnWG, speziell § 17 Abs. 1 für den Gasnetzanschluss und § 20 Abs. 1 und Abs. 1b für den

Gasnetzzugang. Dies stellt einen gravierenden Einschnitt in die Entwicklung der Biogas- und Biomethanherzeugung in Deutschland dar. Die spezielle Gasnetzregulierung für Biomethan in §§ 31-36 GasNZV war ein zentraler Treiber für den bisherigen Ausbau der Biomethaneinspeisung in Deutschland sowie Voraussetzung für zahlreiche Biomethanprojekte, die sich noch in Planung und Umsetzung befinden. Eine ersatzlose Streichung dieser Regelungen, insbesondere in Bezug auf Gasnetzanschluss (§ 33 GasNZV), würde eine deutliche Verschlechterung der Rahmenbedingungen für die Biomethaneinspeisung in Deutschland darstellen.

1. Übergangsregelung zur auslaufenden GasNZV in das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) einführen

Im Sinne des Investitions- und Vertrauensschutzes so schnell wie möglich klargestellt werden, dass sowohl für bestehende Anlagen als auch für Anlagen, für die bis zum 30.6.2026 ein Einspeisebegehren gestellt wurde und der Vorschuss gemäß § 33 Abs. 5 GasNZV beim Netzbetreiber eingegangen ist, die bisherigen Regelungen der GasNZV gelten. Die Branche benötigt Bestands- und Investitionsschutz. Die im aktuellen Entwurf einer EnWG-Novelle enthaltene Übergangsregelung ist weitgehend geeignet und sollte so schnell wie möglich beschlossen werden (siehe dazu die [Stellungnahme des Hauptstadtbüro Bioenergie](#)).

2. Nachfolgeregelung zur auslaufenden GasNZV etablieren

Davon unabhängig sollte mit der laufenden Novelle des EnWG eine **Nachfolgeregelung zum Gasnetzanschluss** ins Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) eingefügt werden. Eine **Nachfolgeregelung** sollte unbedingt folgende Aspekte berücksichtigen:

- **Vorrangiger Gasnetzanschluss** von Biogasanlagen: Biogasanlagen müssen einen vorrangigen Anspruch auf die technische und wirtschaftliche Nutzung der Transport- und Verteilnetze inkl. Untergrundspeicher haben; Netzbetreiber müssen verpflichtet werden, die Transport- und Verteilnetze inkl. Untergrundspeicher ggf. entsprechend anzupassen.
- **Privilegierung von Biogasanlagen bei den Netzanschlusskosten:** Der überwiegende Teil der Netzanschlusskosten muss vom Netzbetreiber getragen werden. Dies gibt Netzbetreibern einen Anreiz für eine kosteneffiziente Durchführung des Anschlusses, berücksichtigt die spezielle finanzielle Situation kleinerer und mittlerer Unternehmen und beugt einer Verschlechterung der Wettbewerbsfähigkeit von in Deutschland produziertem Biomethan vor, insb. ggü. Erdgas auf der einen und im Ausland produziertem Biomethan auf der anderen Seite.
- **Erweiterung des Spielraums von Anlagen- und Netzbetreibern, auf individueller vertraglicher Basis von den gesetzlichen Vorgaben abzuweichen.** Eine größere Flexibilität bei der Vertragsgestaltung kann spezifischen Netzkonditionen vor Ort besser Rechnung tragen sowie betriebs- und volkswirtschaftliche Kosten einsparen. Dies gilt insbesondere auch für die Möglichkeit, dass Biogasanlagenbetreiber Gasnetzanschlüsse selbst bauen und betreiben, wodurch teilweise bis zu 50 Prozent der Kosten und mindestens 1 Jahr Realisierungszeitraum eingespart werden können.

Für eine detailliertere Behandlung des Themas einer Nachfolgeregelung zur GasNZV wird auf das [Positionspapier der Bioenergieverbände](#) verwiesen.

3. Kosten des Netzanschlusses senken

Der Netzanschluss in Deutschland ist im europäischen Vergleich unnötig teuer. Unabhängig von den Regelungen zum Gasnetzanschluss sollten deshalb **weitere Maßnahmen zur Kostensenkung** ergriffen

werden. Für eine detailliertere Behandlung des Themas einer Nachfolgeregelung zur GasNZV wird auf das [Positionspapier der Bioenergieverbände](#) verwiesen.

4. Nachfolgeregelung zu den auslaufenden Entgelten für vermiedene Netznutzung schaffen & Entgeltzahlungen entfristen (GasNEV, EnWG)

Zum 31.12.2027 tritt die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) außer Kraft und mit ihr auch die Möglichkeit, dass Biomethananlagen das Entgelt für die vermiedene Netznutzung in Anspruch nehmen können. So wie auch für die GasNZV ist hier eine entsprechende Nachfolgeregelung notwendig. Es ist zudem kein Grund ersichtlich, warum die Zahlungen auf 10 Jahre begrenzt sind; sie sollten deshalb entfristet werden, sowohl für neue Netzanschlüsse als auch für bereits bestehende Netzanschlüsse, deren Ansprüche auslaufen oder bereits ausgelaufen sind.

5. Erleichterung der Auftragsvergabe für den Bau von Netzanschlüssen (Sektorenverordnung)

Netzbetreiber müssen den Bau von Netzanschlüssen europaweit ausschreiben, was zu erheblichen Verzögerungen bei der Realisierung führt. Netzbetreiber sollten bei der Auftragsvergabe ein Ergebnis bei nahezu gleichen Ausschreibungsinhalten mehrmals verwenden dürfen; alternativ könnte die Bagatellgrenze für Gasnetzanschlüsse nach oben gesetzt werden.

6. Möglichkeit zur Biomethaneinspeisung in kommunale Wärmeplanung aufnehmen (WPG)

Eine zentrale Schwierigkeit bei der Bündelung von Biogasanlagen ist die Planung und Organisation. Diese könnte durch eine aktivere Rolle der Kommunen hinsichtlich Genehmigungen, Querung administrativer Einheiten und Gebietsausweisungen erleichtert werden. Ein erster Schritt könnte sein, im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung bei der Analyse der Gasinfrastruktur auch Angaben zur Möglichkeit der Biomethaneinspeisung aufzunehmen.

3.2. Anlagen & Infrastruktur

1. Einstufung von Anlagen und Infrastruktur zur Erzeugung erneuerbarer Gase als „im überragenden öffentlichen Interesse“ (EnWG)

Es sollten nicht nur Erzeugungsanlagen und Infrastruktur für erneuerbaren Strom (EEG, EnWG), für Stromspeicher (EnWG), für erneuerbare Wärme (GEG, WPG) sowie für Wärmespeicher (RefE GeoWG) als „im überragenden öffentlichen Interesse“ festgelegt werden, sondern auch Anlagen und Infrastruktur für erneuerbare Gase, einschließlich Biogas, Biomethan, Bio-LNG, Wasserstoff und synthetisches Methan.

2. Erleichterungen beim Bauen im Außenbereich (BauGB)

Clusternde Biogasaufbereitungsanlagen können unter bestimmten Bedingungen im bauplanerischen Außenbereich errichtet werden (§§ 35 bzw. 246d Baugesetzbuch - BauGB). Die Rahmenbedingungen sind jedoch sehr restriktiv. Der Bau dieser Anlagen sowie auch von **Biomethanverflüssigungsanlagen, CO₂-Verflüssigungsanlagen und Elektrolyseuren an Biogasaufbereitungsanlagen** sollten erleichtert werden. Für eine detailliertere Erläuterung sowie weitere Vorschläge wird auf die [Stellungnahme zur BauGB-Novelle in 2024](#) sowie auf die [Stellungnahme zum vorliegenden Entwurf eines Wasserstoffbeschleunigungsgesetzes](#) verwiesen.

3. Trassenfindung vereinfachen

Die Trassen für neue Rohgas- und Biomethanleitungen müssen erst über Eigentümer ermittelt und genehmigt werden. Dieses Verfahren erfordert sehr großen zeitlichen, organisatorischen und finanziellen Aufwand. Für eine Vereinfachung und Beschleunigung stehen eine Vielzahl von Maßnahmen zur Diskussion, z.B. eine vorrangige Duldungspflicht auf Flächen der öffentlichen Hand oder vereinheitlichte Entschädigungsregelungen für Grundstückeigentümer.

4. Finanzierung von Anlagen und Infrastruktur erleichtern

Um insbesondere kleinen und mittleren Unternehmen, wie landwirtschaftlichen Betrieben, die Errichtung von Biogasaufbereitungs- oder -verflüssigungsanlagen, die Verlegung von Rohgasleitungen zur Aufbereitungsanlage sowie die Clusterung mehrerer kleinerer Biogasanlagen zu erleichtern, sollten entsprechende **Förderprogramme und/oder KfW-Bürgschaften** eingeführt werden. Für die finanzielle Förderung kann das bayerische Landesförderprogramm „BioMeth“ als Vorbild dienen.

4. Handel & Zertifizierung erleichtern

4.1. Handel

1. Bilanzielle Teilbarkeit von unaufbereitetem Biogas (Rohbiogas) (EEG)

Die flexible Zusammenstellung von Biogas- und Biomethanprodukten in der kompletten Wertschöpfungskette ist Voraussetzung für einen liquiden und effizienten Biomethan- und Bio-LNG-Markt. Entscheidend ist dabei, dass Biogas- und Biomethanmengen, die in einer gemeinsamen Biogasanlage produziert bzw. gemeinsam ins Gasnetz eingespeist oder verflüssigt wurden, für innerhalb der Wertschöpfungskette nach ihren jeweiligen Eigenschaften (insb. Rohstoffbasis & Treibhausgasbilanz) geteilt und ggf. mit anderen Biomethan- oder Wasserstoffprodukten zusammengestellt werden können. Seit dem EEG 2012 ist geregelt, dass Biomethanmengen für EEG-Blockheizkraftwerke ihre jeweiligen Eigenschaften auch durch die bilanzielle Teilung bzw. Zusammenstellung erhalten können. Für unaufbereitetes Biogas (Rohbiogas) ist dies jedoch noch nicht ausdrücklich im EEG geregelt.

2. Bilanzielle Teilbarkeit nach Treibhausgasbilanz (RED / BioStNachV / BioKraftNachV)

Gemäß der Aussagen des Bundesumweltministeriums und der zuständigen Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) sowie der geltenden Praxis können Biomethan- und Bio-LNG-Mengen aktuell nach Rohstoffmengen bilanziell geteilt werden. Bei der Frage, ob den einzelnen Mengen individuelle Treibhausgaswerte oder ein Mischwert aus der ursprünglichen Gasproduktion zugeordnet werden kann, herrscht Dissens zwischen der Europäischen Kommission und der nationalen Auslegung. Das heißt z.B., dass Biomethan, das aus einer Mais/Gülle-Mischung erzeugt wurde, zwar in eine Mais-Biomethanmenge und eine Gülle-Biomethanmenge aufgeteilt werden kann, beide aber – zumindest nach Rechtsauffassung der Europäischen Kommission – die Treibhausgasbilanz der Mais/Gülle-Mischung erhalten. Dies ist insbesondere für den Nachweis der Einhaltung der Mindestvorgaben für die Treibhausgaseinsparung nach der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED) bzw. ihren deutschen Umsetzungen in der Biomassestromnachhaltigkeitsverordnung (BioStNachV) und der Biokraftstoffnachhaltigkeitsverordnung (BioKraftNachV) relevant. Zwar teilen die zuständigen deutschen Behörden die Rechtsauffassung der Kommission nicht und die deutschen Zertifizierer lassen eine Aufteilung von Biomethanmengen nach Treibhausgasbilanz aktuell noch zu. Doch besteht hier die Gefahr eines starken Eingriffs in den Biomethanmarkt im Transportbereich.

Im Bereich der Nutzung von Biogas oder Biomethan in Blockheizkraftwerken ist ein Mischwert dahingegen explizit positiv zu bewerten, da dort ein anderes Fördersystem greift. Hier gilt es Schwellenwerte zu unterschreiten und hier findet die Anwendung des Mischwertes statt.

Diese Inkonsistenz in der RED gilt es aufzulösen, ohne bestehende Märkte zu beeinträchtigen, indem beide Möglichkeiten zugelassen werden.

3. Erweiterung des Flexibilitätsrahmens auf 50 Prozent (GasNZV / EnWG)

Beim Abgleich von Ein- und Ausspeisung innerhalb eines Bilanzierungszeitraums (1 Jahr) können bis zu 25 Prozent der eingespeisten Biomethanmengen bilanziell in den nächsten Bilanzierungszeitraum übertragen werden (sog. „Flexibilitätsrahmen“; bisher geregelt in § 35 Abs. 3 GasNZV, zukünftig über eine entsprechende Festlegung der Bundesnetzagentur). Um den flexiblen Biomethanhandel zu unterstützen, sollte dieser Flexibilitätsrahmen auf 50 Prozent ausgeweitet werden.

4. Offizieller Index zu Biomethanpreisen

Bei zunehmendem Einsatz von Erneuerbaren Energien in der Fernwärme müssen deren Kosten in der Preisleitformel der AVBFernwärmeV abgebildet werden.

5. Keine Doppelstrukturen & weniger Bürokratie bei der Nachweissystematik

Der deutsche und europäische Biomethanmarkt sowie die nachgelagerten Zertifizierungsprozesse sind geprägt durch eine Vielzahl an Nachweisverfahren, die teilweise nicht aufeinander abgestimmt sind. Eine einheitliche Nachweissystematik bzw. ein einheitliches Register mit einem automatisierten Datenaustausch für alle Akteure, Wertschöpfungsketten und Regelungsbereiche sowie Standardisierungen würde den Markt sehr entlasten. Die Einführung der europäischen Union Database stellt eine Chance für eine Vereinheitlichung dar, insofern die Eintragsprozedur für Markt- und Prozessteilnehmer entlang der Biomethan-Wertschöpfungskette verhältnismäßig bleibt.

4.2. Nachhaltigkeitszertifizierung

Fast alle Anwendungen von Biomethan erfordern einen Nachhaltigkeitsnachweis im Sinne der Biomassestrom- bzw. Biokraftstoffnachhaltigkeitsverordnung (BioStNachV bzw. BioKraftNachV), die sich auf die entsprechenden Berechnungsmethoden und Werte in der RED berufen. Hier besteht umfassender Überarbeitungsbedarf.

1. Mehr oder pragmatischere Standardwerte für die Treibhausgasbilanz von Einsatzstoffen festlegen (RED / BioStNachV / BioKraftNachV)

Die Nachhaltigkeitszertifizierung ist mit besonders hohem bürokratischem Aufwand und Kosten verbunden, wenn anstatt des typischen Einsatzstoffes Maissilage z.B. die politisch und ökologisch besonders erwünschten Einsatzstoffe Stroh, industrielle und agrarische Reststoffe, Zwischenfrüchte oder Blühpflanzen zum Einsatz kommen sollen. Denn nur für Mais (und Gülle & Bioabfall) sind in der RED III Standardwerte für die Berechnung der Treibhausgasbilanz festgelegt, für den absolut überwiegenden Teil der alternativen Einsatzstoffe jedoch nicht. Andernfalls müssen Anlagenbetreiber komplexe und aufwändige Treibhausgasberechnungen nach den Vorgaben der RED individuell vornehmen und auditieren lassen. Deshalb müssen entweder mehr Standardwerte für Substrate oder pragmatischer Werte für Substratgruppen bereitgestellt werden. Ein Beispiel für Reduktion an Bürokratie ist Italien.

Ein Mindestanteil an Gülle in Kombination mit anderen Substraten erfüllt automatisch die THG-Minderungsanforderung, ohne einzelne Substrate bis ins letzte Detail regeln zu müssen.

2. Adäquate Lösung für Einsatzstoffe, die die Biodiversität erhöhen (RED / BioStNachV / BioKraftNachV)

Die THG-Bilanzmethodik der RED ist stark flächenbezogen, niedrige Hektarerträge verschlechtern die THG-Bilanz deutlich. Daher wäre wünschenswert, sich auf EU-Ebene dafür einzusetzen, biodiversitäts-erhöhenden Pflanzen wie Blühpflanzen, die ausdrücklich gewünscht sind, einen THG-Bonus zu gewähren, da diese Pflanzen aufgrund niedriger Hektarerträge ansonsten nicht eingesetzt werden können, wenn die THG-Bilanzmindestwerte erreicht werden sollen.

3. Bilanzierungszeitraum auf 1 Jahr hochsetzen. (RED / BioStNachV / BioKraftNachV)

Die Einhaltung der Anforderungen muss pro Quartal nachgewiesen werden, obwohl die Zertifizierung nur auf Jahresbasis erfolgt, wodurch unnötiger bürokratischer Aufwand entsteht. Aus Branchensicht ist es ausreichend, wenn dem Stromnetzbetreiber nur einmal jährlich ein Nachweis zur Einhaltung der BioStNachV für das jeweils kommende Kalenderjahr vorgelegt wird, analog zur Nachweisführung anderer Vergütungsbestandteile einer Biomasseanlage. Dies kann, alternativ zu den einzelnen Nachhaltigkeitsnachweisen in der Nabisy-Datenbank, das Nachhaltigkeitszertifikat für die Biomasseanlage sein, welches ohnehin einen Gültigkeitszeitraum von einem Jahr besitzt.

4. Verhältnismäßige Sanktionen (BioStNachV, EEG)

Bei verspäteter, fehlerhafter oder fehlender Zertifizierung drohen harte Sanktionen. Biomethan-BHKW im EEG verlieren für ein ganzes Jahr ihre EEG-Vergütung. Teilweise droht sogar ein vollständiger Vergütungsverlust. Das ist weder notwendig noch verhältnismäßig.

5. Möglichkeit eines Übergangszeitraum in der RED III nutzen (BioStNachV)

Mit der RED III wurden für Bestandsanlagen, die mindestens 15 Jahre in Betrieb sind, sehr ambitionierte Mindestanforderungen für die Treibhausgaseinsparung eingeführt, die grundsätzlich ab dem 01.01.2026 einzuhalten sind. Die RED III lässt jedoch zu, Bestandsanlagen einen Übergangszeitraum bis zum 31.12.2030 einzuräumen. Diese Möglichkeit sollte genutzt werden, um die Anforderungen und Zertifizierungsverfahren praxisgerecht auszugestalten und Bestandsanlagen ausreichend Zeit für eine Umstellung einzuräumen.

Für eine detaillierte Darstellung sowie weiterer Vorschläge wird auf das aktuelle [Positionspapier der Bioenergieverbände](#) zur Umsetzung der RED III im Bereich der Nachhaltigkeitszertifizierung verwiesen.

4. Anreizsysteme stärken und fairen Wettbewerb ermöglichen

4.1. Biomethan als Kraftstoff

1. Neues klimapolitisches Leitprinzip im Mobilitätsbereich: Treibhausgaseinsparung von erneuerbaren Kraftstoffen berücksichtigen und faire Wettbewerbsbedingungen schaffen

Grundsätzlich sollte die Reduktion von Treibhausgasen im Mobilitätsbereich sich nicht auf eine Änderung der Antriebsart beschränken (insb. die Umstellung von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren auf E-Mobilität), sondern auch die Substitution fossiler Kraftstoffe durch erneuerbare Kraftstoffe wie Bio-

LNG in Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren oder der Einsatz klimaneutraler Kraftstoffe wie biogenem Wasserstoff in der Produktion konventioneller Rohstoffe.

2. THG-Quote und Mindestanteil fortschrittlicher Biokraftstoffe anheben, insb. für 2027 (BImSchG, 38. BImSchV)

Die THG-Minderungsquote, die die Inverkehrbringer fossiler Kraftstoffe zu einer jährlichen Verbesserung ihrer THG-Bilanz verpflichtet, ist das wichtigste Anreizinstrument für den Einsatz von Biomethan, insbesondere Bio-LNG, im Verkehr. Nach dem betrugsbedingten Einbruch in 2023 und 2024 haben sich die THG-Quotenpreise zwar in 2025 wieder etwas stabilisiert. Dies ist jedoch nur auf die im vergangenen Jahr ergriffenen Notmallmaßnahmen zurückzuführen, die Ende 2026 auslaufen. Ohne zusätzliche Maßnahmen ist deshalb spätestens 2027 mit einem erneuten Einbruch der THG-Quotenpreise zu rechnen. Der Referentenentwurf der laufenden THG-Quotennovelle adressiert dieses Problem zwar, geht aber nicht weit genug.

Für eine umfassende Bewertung des Referentenentwurfs sowie weitere Vorschläge zur Novelle der THG-Minderungsquote wird auf die gemeinsame [Stellungnahme von Bundesverband Bioenergie e.V. und Hauptstadtbüro Bioenergie](#) sowie die [Stellungnahme des Fachverband Biogas e.V.](#) verwiesen.

3. Betrug unterbinden (38. BImSchV)

Der Referentenentwurf sieht als Maßnahme zur Betrugsprävention vor, dass Kraftstoffe nur dann auf die THG-Quoten anrechenbar sein sollen, wenn behördliche Vor-Ort-Kontrollen zulässig sind. Dies ist zu begrüßen geht jedoch nicht weit genug. Vielmehr sollte für ausländische Produzenten fortschrittlicher Biokraftstoffe ein behördliches Registrierungsverfahren notwendig sein.

4. Biogenen Wasserstoff uneingeschränkt auf die THG-Quote anrechnen (BImSchG, 37. BImSchV)

Bei der Kraftstoffherstellung wird in den Raffinerien aus Erdgas mittels Dampfreformierung Wasserstoff erzeugt, um die Qualität des Kraftstoffs zu verbessern. Stellt die Raffinerie ihre Wasserstofferzeugung von der Erdgas-Dampfreformierung (grauer Wasserstoff) auf die Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse um (strombasierter grüner Wasserstoff), ist die dadurch erzielte Treibhausgaseinsparung auf die THG-Quote anrechenbar. Stellt die Raffinerie hingegen ihre Wasserstofferzeugung von der Erdgas-Dampfreformierung auf Biomethan-Dampfreformierung um (biogener Wasserstoff), kann die dadurch erzielte Treibhausgaseinsparung nicht auf die THG-Quote angerechnet werden. Im Sinne eines Level-Playing-Fields zwischen den verschiedenen Klimaschutzoptionen, sollte diese Option möglich sein.

5. Diskriminierung erneuerbarer Kraftstoffe bei der Definition „sauberer“ und „emissionsfreier“ Fahrzeuge abschaffen (CVD / SaubFahrzeugBeschG)

In zahlreichen Regelwerken, die den Einsatz erneuerbarer Kraftstoffe betreffen, wird auf die Definition „sauberer“ und „emissionsfreier“ Fahrzeuge in der europäischen Clean-Vehicle-Directive (CVD) zurückgegriffen. Die CVD definiert einen PKW und ein leichtes Nutzfahrzeug jedoch nur dann als „sauber“ und ein schweres Nutzfahrzeug nur dann als „emissionsfrei“, wenn das Fahrzeug praktisch keine CO₂-Emissionen ausstößt, wobei dabei nicht zwischen CO₂ aus fossilen Quellen (Erdöl, Erdgas) und CO₂ aus erneuerbaren Quellen (z.B. Biomasse oder Luft) unterschieden wird (Artikel 4 Nr. 4 Buchstabe a & Nr. 5 CVD). PKWs und leichte Nutzfahrzeuge können also im Sinne der CVD nie als „sauber“ oder „emissi-

onsfrei“ gelten, selbst wenn sie vollständig mit erneuerbaren Kraftstoffen betrieben werden, also klimaneutral sind. Schwere Nutzfahrzeuge, die vollständig mit erneuerbaren Kraftstoffen betrieben werden, können zwar als „sauber“ gelten, nicht aber als „emissionsfrei“, obwohl sie über den Lebenszyklus gesehen klimaneutral sind. Dies steht im Kontrast zu Fahrzeugen mit Elektromotor, die über den Lebenszyklus gesehen zwar ebenfalls zu Treibhausgasemissionen führen (z.B. bei der Herstellung oder der Stromerzeugung), aber eben nicht beim direkten Ausstoß. In der CVD selbst drückt sich diese Diskriminierung von erneuerbaren Kraftstoffen bereits in den Mindestanteilen „sauberer“ bzw. „emissionsfreier“ Fahrzeuge für öffentliche Fahrzeugflotten aus, die auf nationaler Ebene mit dem Saubere-Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz umgesetzt wird.

6. Diskriminierung erneuerbarer Kraftstoffe bei der LKW-Maut abschaffen oder Rückerstattung einführen (BFStrMG)

Aktuell werden schwere Nutzfahrzeuge, die erneuerbare Kraftstoffe wie Bio-LNG nutzen, bei der LKW-Maut genauso behandelt wie Fahrzeuge, die fossile Kraftstoffe verwenden. Im Gegensatz dazu sind Nutzfahrzeuge mit Elektromotor von der Maut befreit oder erhalten eine Ermäßigung. Dies ergibt sich daraus, dass sich die Tatbestände zur Mautbefreiung bzw. -ermäßigung im Bundesfernstraßenmautgesetz (BFStrMG) auf „emissionsfreie Fahrzeuge“ im Sinne der CVD beziehen (§ 1 Abs. 2 Nr. 7 & 9 BFStrMG; siehe oben). Grundsätzlich halten wir die Mautbefreiung bzw. -ermäßigung für ein sinnvolles Instrument, um den Klimaschutz im Güterverkehr voranzubringen. Allerdings muss im Sinne eines Level-Playing-Fields die Diskriminierung von Nutzfahrzeugen, die mit erneuerbaren Kraftstoffen betrieben werden, ggü. Nutzfahrzeugen mit Elektromotor aufgehoben werden. Zu diesem Zweck schlagen wir vor, dass – solange nicht die Definition von „emissionsfrei“ in der CVD geändert wird – den Betreibern von Nutzfahrzeugen, die nachweislich mit erneuerbaren Kraftstoffen betrieben werden, die LKW-Maut zurückerstattet wird.

7. Berücksichtigung erneuerbarer Kraftstoffe in den Flottengrenzwerten für Automobilhersteller

Berechnungsgrundlage für die CO₂-Flottengrenzwerte für Automobilhersteller ist der sogenannte Tank-to-Wheel-Ansatz, bei dem nicht zwischen CO₂ aus fossilen Quellen und CO₂ aus erneuerbaren Quellen unterschieden wird und deshalb Autos mit Verbrennungsmotor pauschal die Treibhausgasbilanz fossiler Brennstoffe unterstellt wird. Es sollten Instrumente geprüft werden, inwiefern die Regulatorik der CO₂-Flottengrenzwerte umgestaltet werden kann, um der Treibhausgaseinsparung durch erneuerbare Kraftstoffe Rechnung zu tragen. Dies kann beispielsweise in einer Fahrzeugkategorie „erneuerbare Kraftstoffe“ zusammengefasst werden, deren Einhaltung über die bestehenden Nachweis- und Zertifizierungssysteme nachgewiesen werden könnte.

8. Förderung für die Errichtung und den Betrieb von Bio-C/LNG-Tankstellen

Ein großes Hemmnis für den Ausbau der Biomethanmobilität ist das vergleichsweise geringe Tankstellennetz. Dies geht auf das bei der E-Mobilität bekannte „Henne-Ei“-Problem zurück. Mit einem Förderprogramm für Biomethan- und Bio-LNG-Tankstellen könnte dieses Problem aufgelöst werden und sich eine selbsttragende Tankstelleninfrastruktur entwickeln. Dies wäre auch Teil einer deutschen Umsetzung der europäischen Alternative Fuels Infrastructure Regulation,

9. Förderungen oder Ausgleiche in landwirtschaftlichen Bereich für die Investitionen in Bio-CNG/-LNG betriebene Landmaschinen

Der Einsatz von mit Bio-CNG oder Bio-LNG betriebenen Traktoren, Schleppern sowie allgemein Landmaschinen in der Landwirtschaft bietet die Chance eines Kreislaufs innerhalb landwirtschaftlicher Betriebe, bei denen eine Biogasanlage mit Rohstoffen aus dem Betrieb versorgt und das erzeugte Biogas zur Betankung der landwirtschaftlichen Maschinen genutzt wird. Mit einer anfänglichen Förderung bzw. Ausgleichsmechanismen dieser Landmaschinen können solche Kreislaufkonzepte initiiert werden.

4.2. Biomethan als Brennstoff zur Erzeugung von Strom

1. Leitprinzip im Strommarktdesign: Bei Anreizsystemen für gesicherte Leistung die „grüne Eigenschaft“ von Brennstoffen berücksichtigen.

Wie oben beschrieben eignet sich Biomethan aufgrund seiner Speicherfähigkeit sehr gut als Brennstoff von Kraftwerken und KWK-Anlagen, die für Dunkelflauten vorgehalten werden müssen. Zwar ist Biomethan teurer als Erdgas, jedoch klimaneutral. Es ist zu erwarten, dass mit der sukzessiven Erhöhung der CO₂-Abgaben sich das Preisverhältnis annähert. Bei Anreizsystemen für gesicherte Leistung – sei es eines im Rahmen einer staatlichen Ausschreibung oder im Rahmen eines dezentralen Kapazitätsmarktes – sollte diese „grüne Eigenschaft“ immer mitberücksichtigt und deren Mehrwert entlohnt werden.

2. Biomethan als vergütungsfähigen Einsatzstoff in den EEG-Biomasse-Ausschreibungen anerkennen & Maisdeckel streichen (EEG)

Biomethan ist in den Biomasse-Ausschreibungen aktuell kein vergütungsfähiger Einsatzstoff (§39i Abs. 1a EEG 2023), d.h. Biomethan-BHKW können nicht an den Biomasse-Ausschreibungen teilnehmen und flexible Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung können nicht ergänzend Biomethan einsetzen. Dies ist nicht sinnvoll, da Biomethan in flexiblen Biogasanlagen genutzt werden kann, um die Stromerzeugung auch dann aufrecht zu erhalten, wenn der Biogasspeicher vor Ort leer ist. Zudem würde damit auch bestehenden Biomethan-Konzepten überhaupt wieder die Möglichkeit eröffnet, eine Anschlussvergütung zu erhalten. Zudem sollte der fachlich nicht begründbare Maisdeckel gestrichen oder zumindest an die analoge Regelung im Gebäudeenergiegesetz (GEG) angeglichen werden (§ 39i Abs. 1 EEG 2023).

Für eine vertiefte Darstellung der Vorschläge für den Bereich der Stromerzeugung wird auf das [Positionspapier „Biomassepaket 2.0“](#) verwiesen.

4.3. Biomethan als Brennstoff für Fernwärme und Gasheizungen

1. Leitprinzip beim Klimaschutz im Wärmebereich: Technische und wirtschaftliche Freiheit für Gebäudeeigentümer und Fernwärmeversorgern

Gebäudeeigentümern und Fernwärmeversorgern sollte eine möglichst große technische und wirtschaftliche Freiheit gewährt und ein möglichst breites Spektrum an Optionen zur erneuerbaren Wärmeversorgung je nach infrastrukturellen und baulichen Gegebenheiten zur Verfügung gestellt werden. Dies ist im bestehenden Rechtsrahmen nicht gegeben, weil er eine Vielzahl unverhältnismäßiger und diskriminierender regulatorischer Vorgaben insbesondere für Holz, Biogas und Biomethan enthält. Dies ist insofern unverständlich, da sowohl in der RED als auch in den deutschen Verordnungen THG-Bilanzen erstellt werden, die eine Klimaneutralität nachweisen.

Für eine umfassende Liste sowie eine vertiefte Darstellung der folgenden Vorschläge wird auf das [aktuelle Positionspapier mit Vorschlägen für den Wärmebereich](#) verwiesen.

2. Mindestanteile für Erneuerbare Energien in Gebäuden und Fernwärme beibehalten (GEG, WPG)

Auch wenn es Überarbeitungsbedarf bei Gebäudeenergiegesetz (GEG) und Wärmeplanungsgesetz (WPG) gibt, sind die Vorgaben zur Nutzung erneuerbarer Energien der Schlüssel, um den Ausbau erneuerbarer Energien in Gebäuden und Fernwärme ohne deutliche Erhöhung der Preise fossiler Brennstoffe fortzuführen und gleichzeitig den Bundeshaushalt zu schonen. Dazu gehört:

- der **Mindestanteil von 65 Prozent erneuerbarer Energien für neu installierte Heizungen**, die ab Mitte 2026 (Kommunen > 100.000 Einwohner) bzw. Mitte 2028 (Kommunen < 100.000 Einwohner) eingebaut werden (§ 71 Abs. 1 GEG)
- der **steigende Mindestanteile grüner Brennstoffe in Heizungen**, die in den Jahren 2024 bis Mitte 2026 bzw. Mitte 2028 eingebaut wurden (§ 71 Abs. 9 GEG)
- die **Mindestanteile für erneuerbarer Energien in bestehenden und neuen Wärmenetzen** (§ 29 Abs. 1 bzw. § 30 Abs. 1 WPG), wobei die Ausnahmeregelungen für Netzen mit hohen Anteilen an KWK-Wärme (§ 29 Abs. 5) gestrichen werden sollten.

3. Primärenergiefaktoren und Emissionswerte für Biogas, Biomethan und erneuerbare KWK-Anlagen an RED-Vorgaben anpassen (GEG)

Die im GEG für Biogas (worunter auch Biomethan fällt) in Anlage 4 festgelegten Primärenergiefaktoren (PEF) sind in keiner Weise fachlich fundiert und widersprechen allen Berechnungen in der Praxis wie auch den Vorgaben in der RED. Dort wird für Biogas ein PEF von 1,1 festgelegt – derselbe Wert wie für Heizöl und Erdgas. Ähnlich verhält es sich mit den Emissionsfaktoren in Anlage 6 sowie die Untergrenze des PEF für erneuerbare KWK-Anlagen (§ 22 Abs. 3 GEG), die ebenfalls viel zu hoch sind. Die RED III gibt vor, dass biogene Brennstoffe zur Wärmeerzeugung mindestens 80 Prozent Treibhausgasemissionen gegenüber einem fossilen Komparator einsparen müssen, wodurch deutlich niedrigere PEFs und THG-Emissionswerte angesetzt werden müssten. Auch die Untergrenze des PEFs von erneuerbarer KWK ist deutlich zu hoch.

4. Keine Diskriminierung von erneuerbarem Methan bei den Anforderungen an die Transformation der Gasverteilnetze (WPG)

An verschiedenen Stellen im WPG werden Anforderungen formuliert, unter welchen Bedingungen Kommunen Annahmen zur Umstellung der Gasversorgung von Erdgas auf erneuerbare Gase in ihre Wärmeplanung einbeziehen können. An die Einplanung von erneuerbarem („grünem“) Methan (Biomethan, synthetisches Methan) werden jedoch deutlich höhere Anforderungen gestellt als an die Einplanung von Wasserstoff, insbesondere in § 28. Aufgrund der hohen Verfügbarkeit von Biogas und Biomethan in Deutschland und Europa ist eine Umstellung von Erdgas auf erneuerbares Methan jedoch deutlich realistischer und günstiger als eine Umstellung auf Wasserstoff, sofern dies nicht durch externe regulatorische Vorgaben wie im WPG oder in der Systementwicklungsstrategie verhindert wird. Es sollten deshalb für erneuerbares Methan keine strengeren Anforderungen gelten als für Wasserstoff.

5. Erneuerbare Wärmebonus im KWKG auch für erneuerbare Brennstoffe gewähren

Im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) ist Wärme aus der Verbrennung erneuerbarer Brennstoffe aufgrund nicht erfüllbarer technischer Vorgaben vom Bonus für erneuerbare Wärme (§ 7a KWKG) wie

auch von den KWK-Innovationsausschreibungen (§ 33b KWKG) ausgeschlossen. Im Sinne eines fairen Wettbewerbs sollten diese technischen Vorgaben angepasst werden.

4.4. Bewertung des Konzepts einer „Grüngasquote“

Unter dem Begriff der „Grüngasquote“ werden verschiedene Konzepte diskutiert; ohne eine weitere Konkretisierung ist es schwer, diese abschließend zu bewerten. Grundsätzlich sollten aber folgende Aspekte beachtet werden:

- **Vorbild einer „Grüngasquote“ sollte die Treibhausgasminderungsquote im Kraftstoffsektor sein.** Dies betrifft insbesondere die Themen Nachweisführung, Betrugsprävention und Reaktionsmechanismus auf veränderte Marktbedingungen.
- Es sollte nicht nur in Verkehr gebrachtes Biomethan bzw. Bio-LNG auf die Quote anrechenbar sein, sondern **auch Biogas, das vor Ort zur Verstromung genutzt wird.**
- Bei der Einführung eines neuen Marktes sollte ein ausreichend langer Übergangszeitraum gewährt und der bürokratische Aufwand möglichst geringgehalten werden.

4.5. Fairer Wettbewerb im europäischen Markt

Auf die Mindestanteile für erneuerbare Wärme in GEG und WPG kann auch Biomethan angerechnet werden, das aus anderen Ländern importiert wurde; gemäß dem vorliegenden Entwurf für eine THG-Quoten novelle zukünftig auch im Kraftstoffsektor. Hier besteht die Gefahr der Wettbewerbsverzerrung zu Lasten von deutschen Biomethanproduzenten. Denn **in zahlreichen Nachbarstaaten Deutschlands wird Biomethan bereits bei der Einspeisung ins Gasnetz gefördert.** [Frankreich](#), der größte Biomethanproduzent Europas, bietet einen zweiseitigen Differenzvertrag für ins Gasnetz eingespeistes Biomethan an. [Dänemark](#), der aktuell größte Exporteur von Biomethan nach Deutschland, zahlt eine Marktprämie auf eingespeistes Biomethan. Dies stellt einen **unfairen Wettbewerb** dar und muss verhindert werden. Zudem sollte Biomethan, das in ein anderes Land exportiert wird, nur auf die Erneuerbare Energien Ziele des Importlandes angerechnet werden, nicht die erneuerbare Energien Ziele des Produktionslandes.

4.6. Energiesteuermäßigung für Biomethanprodukte auch als Heiz- und Kraftstoff (EnergieStG)

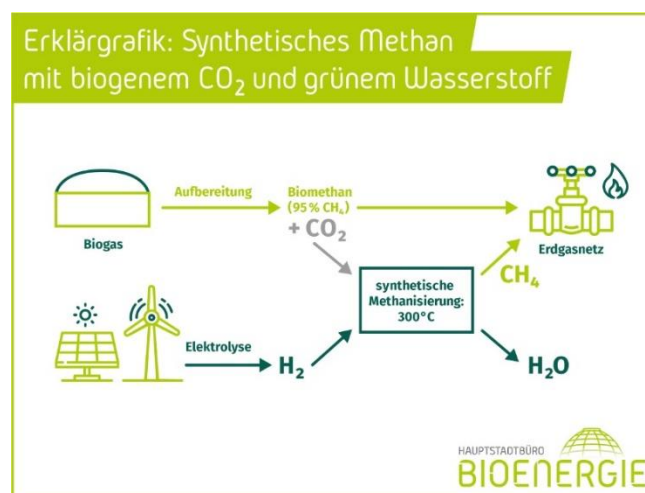
Die Absenkung der Stromsteuer sowie die geplante Deckelung der Stromnetzentgelte verzerrt den Wettbewerb zwischen strombasierten Technologien und erneuerbaren Gasen. Denn im Heizungsbereich ist nur für unvermischte Biomethanprodukte eine Entlastung von Steuern und Abgaben möglich (Rückerstattung der Energiesteuer bei 100%-Biomethan-Produkten), im Kraftstoffbereich gar keine. Um der Wettbewerbsverzerrung zumindest etwas entgegenzuwirken, sollte im Energiesteuerrecht (EnergieStG) konsequent eine **Differenzierung zwischen erneuerbaren und fossilen Brenn- und Kraftstoffen** erfolgen. Dies beinhaltet, die **Energiesteuer** - wie in den Entwürfen zur Novellierung der europäischen Energiesteuerrichtlinie (ETD) vorgesehen - **beim Einsatz von nachhaltigem Biogas bzw. Biomethan in allen Anwendungen auf das notwendige Mindestmaß abzusenken oder zumindest eine Rückerstattung zu ermöglichen.**

Für weitere Ausführungen wird auf die [Stellungnahme der Bioenergie zum Referentenentwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes](#) verwiesen.

Anhang #1: Potenziale von erneuerbarem Methan in Deutschland

Aktuell werden in Deutschland etwa 95 TWh Biogas erzeugt, von denen 11 TWh als Biomethan ins Gasnetz eingespeist werden. Der Fachverband Biogas e.V. (FvB) geht davon aus, dass in den nächsten Jahren die **Biogasproduktion** durch den verstärkten Einsatz von Substraten, die in keiner zusätzlichen Konkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion stehen, **bis auf 130 TWh ausgeweitet** und klassische Energiepflanzen teilweise ersetzt werden können. Gemäß einer Studie von Guidehouse Economics³ beträgt das langfristige Potenzial solcher Stoffe in Deutschland etwa 150 TWh, so dass perspektivisch der Einsatz klassischer Energiepflanzen weiter reduziert und/oder die Biogasproduktion dennoch ausgeweitet werden kann.

Das bei der Gasaufbereitung abgeschiedene **biogene CO₂** kann wiederum genutzt werden, um aus Wasserstoff aus Elektrolyse **synthetisches erneuerbares Methan** herzustellen.



Der FvB geht davon aus, dass perspektivisch 60 Prozent des in Deutschland erzeugten Biogases für die Biogasaufbereitung zur Verfügung steht. Davon ausgehend ergibt sich folgendes mittelfristige Potenzial für erneuerbares Methan, das von Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland bereitgestellt werden kann:

³ Guidehouse (2022), [Biomethane production potentials in the EU](#)

Mittelfristiges nationales Potenzial für erneuerbares Methan aus Biogasanlagen		
Biogas	130 TWh	FvB-Prognose 2030 auf Basis von Guidehouse
Davon Biomethan	78 TWh	FvB: 60% Biogasaufbereitung
Methan aus strombasiertem Wasserstoff mit CO ₂ aus Biogasaufbereitung	72 TWh	48% CO ₂ -Anteil im Rohbiogas
Erneuerbares Methan zur Einspeisung ins Gasnetz	150 TWh	Biomethan & Methan aus strombasiertem Wasserstoff mit CO ₂ aus Biogasaufbereitung

Neben der Hebung noch offener Potenziale bietet die Umrüstung des deutschen Biogasanlagenbestands auf die Gaseinspeisung einen wichtigen Hebel, zügig die Biomethanproduktion zu erhöhen. Deutschland weist in Europa mit knapp 10.000 Anlagen (ca. 95 TWh Rohgasproduktion) den größten Biogasanlagenbestand auf, von denen jedoch nur rund 250 Anlagen ins Gasnetz einspeisen (ca. 11 TWh Biomethan). Laut großräumigen Analysen des Deutschen Biomasse Forschungszentrums (DBFZ) können **rund 2.000 bestehende Biogasanlagen**, die aktuell das Gas noch am Anlagenstandort zu Strom- und Wärmezeugung nutzen, allein oder im Verbund mit anderen Anlagen **auf die Gaseinspeisung umgerüstet** werden. Allein dadurch könnte die Biogaseinspeisung auf ca. 35 TWh angehoben werden.⁴ Für einen weiteren Ausbau müssten entweder **kleinere Anlagen vergrößert** werden, damit sie die Mindestschwelle für eine Gasaufbereitung überschreiten, oder **Neuanlagen errichtet** werden.

In den Ankerpunkten für die Systemtransformationsstrategie des BMWK wird für Deutschland im Jahr 2045 ein Bedarf an gasförmigen Energieträgern in Höhe von 360-500 TWh genannt (im angenommenen Szenario ausschließlich Wasserstoff). Das bedeutet, dass **in Deutschland erzeugtes erneuerbares Methan** (Biomethan + synthetisches Methan mit biogenem CO₂) **langfristig bis zu 42 Prozent des angenommen Gasverbrauchs decken kann. Dazu kommen natürlich noch Methanimporte**, so wie in anderen Szenarien auch umfangreiche Wasserstoffimporte angenommen werden.

⁴ DBFZ et al (2021), Bioenergie – Potentiale, [Langfristperspektiven und Strategien für Anlagen zur Stromerzeugung nach 2020 \(BE20plus\)](#). Die DBFZ-Analyse deckt sich mit der unabhängig durchgeführten Analyse in DVGW (2019), [Erweiterte Potenzialstudie zur nachhaltigen Einspeisung von Biomethan unter Berücksichtigung von Power-to-Gas und Clusterung von Biogasanlagen \(EE-Methanisierungspotential\)](#)

Anhang #2: Fehlt bald die Infrastruktur für die Biomethaneinspeisung?

Davon ist aus mehreren Gründen nicht auszugehen.

Erstens: Moleküle sind für die saisonale Energiespeicherung und die Überbrückung von Dunkelflauten notwendig, aber eine ausreichende Infrastruktur für Wasserstoff fehlt.

Wie oben beschrieben kann die bestehende Gasinfrastruktur Methan in großem Umfang über mehrere Monate speichern, über große Distanzen transportieren und zur bedarfsgerechten Strom- und Wärmeerzeugung nutzen. Für die saisonale Energiespeicherung und die Überbrückung von Dunkelflauten **eignet sich Methan deshalb besser als Wasserstoff**, weil Wasserstoff aufgrund seiner physikalisch-chemischen Eigenschaften nur begrenzt in den bestehenden Gasleitungen, -speichern und Kraftwerken genutzt werden kann.

In Bezug auf die **Frage der Versorgungssicherheit** ist insbesondere die Frage hervorzuheben, ob bis 2045 ausreichend **saisonale Wasserstoffspeicherkapazitäten** geschaffen werden können, um die Wintermonate zu überbrücken. Die Ankerpunkte zur BMWK-Systementwicklungsstrategie nennen für Deutschland im Jahr 2045 einen Bedarf zur Speicherung von Gas in Höhe von 70-100 TWh (dort in Form von Wasserstoff). In Form von Methan würden für diese Energiemenge die bestehenden Gasspeicher ausreichen (aktuelle Kapazität bei Methan: 256 TWh). Aufgrund anderer physikalisch-chemischer Eigenschaften von Wasserstoff und der technischen Auslegung der Gasspeicher auf Methan ist jedoch nur ein Teil dieser Kapazität für Wasserstoff nutzbar. Konkret können die bestehenden Gasspeicher laut einer Studie der Initiative Energien Speichern (INES) maximal 32 TWh Wasserstoff speichern.⁵

Solange nicht in großem Stil neue Wasserstoffspeicher gebaut, ausreichend bestehende Gasspeicher, Fernleitungs-, Hochdruck- und Mitteldruckverteilnetze, Gaskraftwerke und KWK-Anlagen auf die Wasserstofffähigkeit umgerüstet sowie ausreichend Wasserstoff bereitgestellt werden kann, muss weiterhin eine Netzinfrastruktur auf Basis von Methan vorgehalten werden, um die Strom- und Fernwärmeversorgung auch in den Wintermonaten sicher zu stellen.

Zweitens: Für den Wasserstoffhochlauf wird nur ein kleiner Teil der heutigen Methaninfrastruktur benötigt.

In den [BMWK-Langfristszenarien](#) werden in Deutschland für den vollständigen Wasserstoffhochlauf bis 2045 ca. 7.200 bis 8.000 km Wasserstoffnetz benötigt, die zu rund 90 Prozent auf Umwidmungen von Methannetzen zurückgehen. Dem gegenüber steht ein heutiger Bestand von 40.000 Kilometern Fernleitungsnetz und 550.000 Kilometer Verteilnetz, die für die Einspeisung, den Transport und die Speicherung von Methan geeignet sind. Zudem bestehen bereits heute redundante Strukturen, sodass Methan- und Wasserstoffnetze parallel betrieben werden können.

Drittens: Von Stilllegungen aufgrund des Ausbaus von z.B. Fernwärme und Wärmepumpen sind **vor allem Niederdruckverteilnetze betroffen, aber nicht die für die Biomethaneinspeisung relevanten Mittel- und Hochdruckverteilnetze**; ein Transport zu Speichern oder Großabnehmer erfolgt über Fernleitungen.

⁵ Initiative Energien Speichern (2023), [Vorschläge für einen Marktrahmen zur Entwicklung von Wasserstoffspeichern](#)

Am Niederdruck-Verteilnetz sind typischerweise Haushalte und kleinere Gewerbebetriebe angeschlossen, die Gas für die Raum- und Warmwasserversorgung bzw. kleinere Mengen Prozesswärme benötigen, welche wiederum auf kommunaler Ebene von Mitteldruck-Verteilnetzen versorgt werden. Diese Netze weisen einen Druck von maximal 2 bar auf. Am Hochdruck- und teilweise Mitteldruckverteilstrom sind typischerweise Gaskraftwerke, kommunale Fernwärmeanlagen, Industriebetriebe angeschlossen, aber auch Biomethananlagen und perspektivisch ggf. Anlagen zur Einspeisung von synthetischem Methan. Diese Netze weisen typischerweise einen Druck von 2 bis 16 bar, teilweise aber auch höher auf.

Mit der voranschreitenden Elektrifizierung der Gebäudewärme und dem Ausbau der Fernwärme wird die Gasnachfrage von Haushalten und damit der Bedarf an Nieder- und Mitteldruck-Verteilnetzinfrastruktur in vielen Regionen zurückgehen. Dabei können sowohl die zeitliche Entwicklung als auch der langfristige Bedarf regional unterschiedlich ausfallen, abhängig auch von der regionalen Verfügbarkeit erneuerbarer Gase. Das **Hochdruck- und teilweise das Mitteldruckverteilstrom** sind nicht derartig stark von der Transformation des Gebäudesektors betroffen. Tatsächlich gibt es sogar – regional abhängig – **gegenläufige Effekte**: Mit dem Ausbau der fluktuierenden Erneuerbaren Energien, der Elektrifizierung der Gebäudewärme, dem Ausbau der Fernwärme sowie dem Kohleausstieg steigt auch der Bedarf für BackUp-Kapazität; neben dezentralen Biogas-BHKW sind dies auch Gaskraftwerke und Anlagen für die Fernwärmeversorgung, die an die Hoch- und Mitteldruckverteilstrome angeschlossen sind.

Viertens: Deutschland ist auch langfristig in die europäische Methaninfrastruktur eingebunden

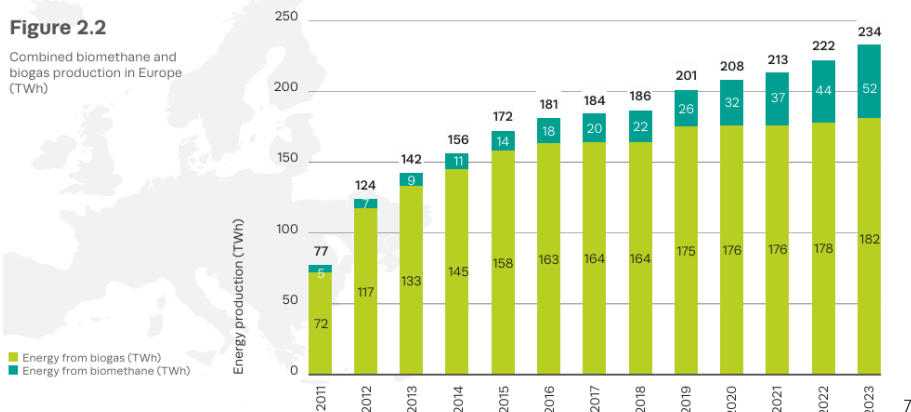
Es kann davon ausgegangen werden, dass Methan noch lange eine wichtige Rolle zumindest im europäischen Energiemix einnimmt:

- der umfangreiche Ausbau der europäischen Biomethan-Produktion ist Teil des [RePowerEU](#)-Pakets und der [“Roadmap towards ending Russian energy imports”](#) der EU-Kommission
- mit der novellierten [EU-Gasbinnenmarkttrichtlinie \(RL EU 2024/1789\)](#) sowie der novellierten [EU-Gasbinnenmarktverordnung \(VO EU 2024/1789\)](#) werden den Mitgliedsstaaten Verbesserungen für die Biomethaneinspeisung vorgegeben
- In den meisten europäischen Ländern wird die Biogas- und Biomethanproduktion aktuell stark ausgeweitet. Viele Länder haben Ziele für die Biogas- und Biomethanproduktion erlassen oder die Rahmenbedingungen für die Einspeisung von Biomethan ins Gasnetz verbessert. In Bezug auf die für den deutschen Gashandel relevanten Länder gehören dazu insbesondere Österreich, Kroatien, Tschechien, Dänemark, Estland, Frankreich, Ungarn, Italien, Lettland, Litauen, Luxemburg, die Niederlande, Polen, die Slowakei, Slowenien, Spanien sowie die Schweiz. Dänemark strebt sogar an, seine Gassystem bis 2040 vollständig auf Biomethan umzustellen.⁶
- All dies findet vor dem Hintergrund eines bereits laufenden starken Ausbaus der europäischen Biomethanproduktion statt:

⁶ Eine Übersicht findet sich in: [European Biogas Association \(2024\), Statistical Report 2024](#)

Figure 2.2

Combined biomethane and biogas production in Europe (TWh)



Angesichts der aktuellen Entwicklungen ist davon auszugehen, dass andere Länder weiterhin auf die Nutzung von Methan setzen. Ein europaweiter Plan für den vollständigen Ausstieg aus der Methannutzung ist nicht zu sehen.

Fünftens: Insofern es perspektivisch in Einzelfällen zu technischen Konflikten zwischen der Transformation der Gasnetze und der Biomethaneinspeisung kommen sollte, bestehen Möglichkeiten, diesen Konflikt aufzulösen:

- **Methanisierung des Wasserstoffs:** Der Wasserstoffhochlauf kann in bestimmten Netzabschnitten über methanisierten Wasserstoff erfolgen; Biomethan kann das dafür notwendige CO₂ liefern.
- **Umstellung auf Dampfreformierung:** Biogasanlagen können von der Gasaufbereitung (Biomethan) auf die Dampfreformierung (Wasserstoff) umstellen und so auch in Wasserstoffnetze einspeisen.
- **Verlegung von Einspeisepunkten:** Einspeisepunkte können von umzustellenden bzw. still zu legenden Netzabschnitten auf andere Netzabschnitte verlegt werden

Für eine detaillierte Erläuterung dieser und weiterer Aspekte, die für die Annahme sprechen, dass es auch langfristig eine Infrastruktur für die Biomethaneinspeisung gibt, wird auf die [Stellungnahme des Hauptstadtbüro Bioenergie zum Green Paper des BMWK zur Transformation der Gas-/Wasserstoffverteilnetze](#) sowie das [Positionspapier zum Gasnetzanschluss von Biomethananlagen](#) verwiesen.

⁷ Quelle: [European Biogas Association \(2024\), Statistical Report 2024.](#)

Kontakt

Hauptstadtbüro Bioenergie

Sandra Rostek
Leiterin
Tel.: 030-2758179-00
Email: rostek@bioenergie.de

Dr. Guido Ehrhardt
Referatsleiter Politik des Fachverband Biogas e.V. (FvB)
Tel.: 030-2758179-16
Email: guido.ehrhardt@biogas.org