

STELLUNGNAHME

zum Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften zur Umsetzung des europäischen Gas- und Wasserstoffbinnenmarktpakets

Berlin, den 25.03.2026

Der Biogasrat⁺ e. V. ist der Verband für dezentrale erneuerbare Energieerzeugung- und Energieversorgung und vertritt die Interessen der führenden Marktteilnehmer der Bioenergiebranche. Im Vordergrund steht dabei die Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Biogas und insbesondere Biomethan können im Strom-, Wärme- und Verkehrssektor wesentlich dazu beitragen, die klimapolitischen Zielvorgaben zu erfüllen und das sozialverträglich, nachhaltig erneuerbar und kosteneffizient. Aus diesem Grund setzt sich der Verband für einen stärkeren Einsatz von Biomethan in allen Nutzungspfaden ein, indem rechtliche Rahmenbedingungen optimiert und zugleich Planungs- und Investitionssicherheit für die Marktakteure geschaffen werden, um die bestehenden Potenziale der Biogas- und Biomethanerzeugung zu heben.

Der Biogasrat⁺ e. V. ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung und im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Registereintrag national: R003376 – Registereintrag europäisch: 000075850398-74.

1. Einleitung

Der Gesetzentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom 25.03.2026 hat zum Ziel, die wesentlichen Vorgaben der EU-Gasbinnenmarkttrichtlinie (RL EU 2024/1789) in Energiewirtschaftsgesetz umzusetzen bzw. das Energiewirtschaftsgesetz an die unmittelbar geltenden Vorgaben der EU-Gasbinnenmarktverordnung (VO EU 2024/1789) anzupassen.

2. Zusammenfassung

Der Biogasrat⁺ e.V. bewertet den Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften zur Umsetzung des europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets weiterhin als unzureichend, sowohl mit Blick auf die Erreichung der Ziele des europäischen Gasbinnenmarktpakets, als auch mit Blick auf die Erreichung der übergeordneten europäischen Zielsetzungen, wie Klimaschutz, die Stärkung der Energieversorgungssicherheit und Energiesouveränität sowie der Wettbewerbsfähigkeit entlang der fünf Dimensionen (Treibhausgasmin- derung, Ausbau erneuerbarer Energien, Energieeffizienz, Energiesicherheit, Forschung/Innovation, Energiebinnenmarkt) der europäischen Energieunion.

Darüber hinaus widerspricht der aktuelle Gesetzentwurf in seiner derzeitigen Ausgestaltung klar den Vereinbarungen des Koalitionsvertrages der aktuellen Regierungskoalition, die die Nutzung der Potenzi- ale klimaneutraler Moleküle und die Erarbeitung eines Fahrplans für defossilisierte Energieträger ausdrücklich vorsehen und den Erhalt der Gasnetze, die für eine sichere Wärmeversorgung notwendig sind, festschreiben.

Der Gesetzentwurf der Bundesregierung wird dem Anspruch, Planungssicherheit für die Marktakteure zu schaffen, nicht gerecht. Für Unternehmen, die in die Erzeugung klimaneutraler Gase, wie Biomethan, erneuerbaren Wasserstoff, synthetisches Methan, etc., und deren Nutzung investiert haben bzw. weitere Investitionen in die erforderlichen erneuerbaren Erzeugungskapazitäten zur Defossilisierung der Gasnetze und Transformation der Energieversorgung planen, werden weder förderliche Rahmenbedingungen geschaffen, noch werden Investitions- und Planungssicherheit gewährleistet.

Wesentlicher Handlungsbedarf im Überblick:

Weiterentwicklung der Regelungen für den Gasnetzanschluss von Biomethananlagen

- **Erhalt des vorrangigen Gasnetzanschlusses von Biomethananlagen: Biomethananlagen 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.**
- **Netzbetreiber haben die Verfügbarkeit des Netzanschlusses dauerhaft, mindestens aber zu 96 Prozent, sicherzustellen und sind für die Wartung und den Betrieb des Netzanschlusses verantwortlich und tragen hierfür die Kosten.**

- Privilegierung von Biogasanlagen bei den Netzanschlusskosten: Erhalt der Kostenteilungsregelung des § 33 GasNZV, d.h. die Kosten für den Netzanschluss sind vom Netzbetreiber zu 75 Prozent zu tragen. Der Anschlussnehmer trägt 25 Prozent der Netzanschlusskosten, bei einem Netzanschluss einschließlich Verbindungsleitung mit einer Länge von bis zu einem Kilometer höchstens aber 250.000 Euro.
- Erhalt des vorrangigen Netzzugangs für Transportkunden von Biogas (Einspeisevorrang), (siehe § 34 GasNZV)
- Fortführung der vermiedenen Netzkosten Gas gemäß § 20a GasNEV

Netzentwicklungsplanung an Energieeffizienz und Versorgungssicherheit ausrichten

Die EU-Gasbinnenmarkttrichtlinie (RL EU 2024/1789) stellt das Prinzip „Energy Efficiency First“ in den Mittelpunkt, das heißt Gemeinwohlinteressen, zu denen insbesondere die Versorgungssicherheit und Defossilisierung der Energieerzeugung und Energienutzung zählen. Der Gesetzentwurf berücksichtigt diese Vorgaben nur unzureichend und fokussiert auf betriebswirtschaftliche Kostenminimierungen der Netzbetreiber. Im Ergebnis ist mit den aktuellen Regelungen der Weg für einen Infrastrukturausbau vorgezeichnet. Damit werden die Zielsetzungen des Gasbinnenmarktpakets und weiterer europarechtlicher Vorgaben (u.a. REPowerEU-Plan, Änderungsrichtlinie zur RED II, Net-Zero Industry Act) konterkariert. Der Ausbau und das Entwicklungspotenzial der Erzeugung und Nutzung erneuerbarer Gase müssen zwingend mitbetrachtet werden. Notwendig sind daher folgende Änderungen, die die notwendige Planungs- und Investitionssicherheit für die Erzeuger erneuerbarer Gase und Netzbetreiber schaffen.

- Änderung der Regelungen zu den Netzentwicklungsplänen (§§ 15c, 16b EnWG-Entwurf) mit dem Fokus auf der Gewährleistung der Versorgungssicherheit, Defossilisierung der Energieerzeugung und Energieversorgung und des Klimaschutzes sowie der Förderung der erfolgreichen Integration erneuerbarer Gase bei der Transformation der Gasnetze

Anschlusstrennung vom Gasversorgungsnetz (§ 17I EnWG-Entwurf) nur als ultima ratio nach 20 Jahren, um Investitionssicherheit für Marktakteure zu schaffen

- Die Regelung in § 17I EnWG-E ist so auszugestalten, dass Einspeiseanlagen für erneuerbare Gase nur dann vom Netz getrennt werden dürfen, wenn ein bestätigter Netzentwicklungsplan oder Verteilernetzentwicklungsplan die dauerhafte Außerbetriebnahme des Netzes oder Teilen davon vorsieht, weil ein Weiterbetrieb dem Gemeinwohlinteresse widerspricht. Eine Trennung einer Biomethananlage darf dabei frühestens nach Ablauf von 20 Jahren ab Inbetriebnahme des Netzanschlusses zulässig sein.
- Schaffung einer Regelung, die vorsieht, dass in begründeten Ausnahmefällen dem Netzbetreiber eine Verkürzung der Stilllegungsfrist auf einheitlich 10 Jahre gestattet wird, wenn er an den Anlagenbetreiber einen Ausgleich für den durch die Netzstilllegung entstandenen Gewinnausfall zahlt.

3. Stellungnahme

Der Biogasrat⁺ e.V. nimmt nachfolgend zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung Stellung. Der Fokus der Stellungnahme liegt dabei auf der Ausgestaltung der Regelungen für den Gasnetzanschluss von Biomethananlagen und auf der Ausgestaltung der Rahmenbedingungen für eine erfolgreiche Transformation und Defossilisierung der Gasnetze durch die Nutzung erneuerbarer Gase und erneuerbarem Wasserstoff.

Vorbemerkung

Biomethan zählt heute zu den wichtigsten erneuerbaren Gasen, die zur Defossilisierung des Energiesystems der EU marktreif und etabliert zur Verfügung stehen. Als nachhaltige und klimaneutrale Alternative zu fossilem Gas kann Biomethan innerhalb der bestehenden Gasinfrastruktur und Gastechnologien eingesetzt werden und stärkt zugleich die europäische Energieunabhängigkeit, indem die europäischen Abhängigkeiten von fossilen Brennstoffen und damit auch Preisvolatilitäten in der Energieversorgung für Letztverbraucher (Industrie, Gewerbe und Handel, Haushalte, etc.) reduziert werden.

In Deutschland erzeugen aktuell mehr als 280 Biomethananlagen aus heimischen Rest- und Abfallstoffen und nachwachsenden Rohstoffen ganzjährig verlässlich und unabhängig von Wetter- und Witterungseinflüssen Biomethan, das als erneuerbarer gasförmiger Energieträger klimaneutral ist und deutschlandweit flexibel und bedarfsgerecht zur Strom- und Wärmeerzeugung sowie im Verkehrssektor als Kraftstoff genutzt werden. Die Biomethanerzeugung und Nutzung fördert heimische Wirtschaftskreisläufe und generiert inländische Wertschöpfung. Das deutsche Gasnetz mit mehr als 540.000 km Länge dient dabei für Biomethan als saisonaler Speicher und kosteneffizientes Transportmedium zu den Verbrauchszentren in Deutschland, da bereits sehr gut ausgebaut und nahezu überall verfügbar.

Die aktuelle Bundesregierung hat im Koalitionsvertrag klar vereinbart, dass die Potenziale klimaneutraler Moleküle, zu denen Biomethan zählt, genutzt werden sollen und ein Fahrplan für defossilisierte Energieträger erarbeitet werden soll. Klar geregelt ist auch, dass dafür Gasnetze erhalten bleiben müssen, die für eine sichere Wärmeversorgung notwendig sind. Die Vereinbarungen des Koalitionsvertrages müssen daher im vorliegenden Gesetzentwurf zur Umsetzung des europäischen Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets insbesondere mit Blick auf die Gesetzgebungsprozesse zur kommunalen Wärmeplanung, zum Gebäudemodernisierungsgesetz und der Grüngasquote, die Biomethan als klimafreundliche, heimisch erzeugte Erfüllungsoption vorsehen, Berücksichtigung finden.

Die Potenziale der Biomethanerzeugung in Deutschland sind bei Weitem nicht erschlossen und bedürfen einer konsistenten politischen Unterstützung. Bei der geplanten Transformation der Gasnetze sind die heimischen Potenziale der Biomethanerzeugung (bis zu 331 TWh in 2045) zwingend zu berücksichtigen, darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass Deutschland ein wichtiges Gastransitland ist und in der Perspektive sein wird, insbesondere mit Blick auf die europäischen Ziele ab 2030 in Europa 35 Milliarden Nm³ Biomethan pro Jahr (350 TWh/a) zu produzieren.

Die Biomethanerzeugung wird in den europäischen Mitgliedstaaten aktuell stark ausgeweitet und durch konkrete Biomethan-Ausbauziele und förderliche Rahmenbedingungen unterstützt, so dass perspektivisch mit einem Anstieg der Biomethanimporte nach Deutschland zu rechnen ist, bereits heute nutzen industrielle Letztverbraucher Biomethanimporte aus europäischen Mitgliedstaaten.

Biomethanausbauziele in europäischen Staaten bis 2030 (EBA (2025): Support Schemes for Biogas and Biomethane)

Land	NECP-Biomethan-Ziel bis 2030 (TWh)	Bemerkungen
Österreich	7,5	Grüngasziel 2030
Belgien	7,6	Wachstumspfad nur Wallonie
Tschechien	0,5	Wachstumspfad
Frankreich	44	
Ungarn	1,8	
Irland	5,7	Wachstumspfad
Italien	55	Biogas + Biomethan
Niederlande	20	
Polen	15	Wachstumspfad
Spanien	20	

Im Einzelnen:

a) zu § 1 b Abs. 3 EnWG-Entwurf

Der Gesetzentwurf unterscheidet in die „Medien“ Gas- und Wasserstoff. Diese Unterscheidung ist irritierend und erscheint nicht sinnvoll, da auch Wasserstoff zur Gruppe der Gase zählt. Sinnvoller ist hier die Unterscheidung in erneuerbare Gase und kohlenstoffarme Gase, zumal die Regelungen zu erneuerbarem Wasserstoff auch für andere klimaneutrale Gase wie Biomethan bzw. synthetisches Methan gelten sollten.

Handlungsbedarf: Anpassung der Begrifflichkeiten in erneuerbare Gase (Biomethan, erneuerbarer Wasserstoff, etc.) und kohlenstoffarme Gase

b) zu § 1 b Abs. 4 EnWG-Entwurf

Wir begrüßen ausdrücklich das Vorhaben, die Transparenz am Gas- und Wasserstoffmarkt zu erhöhen. Bei der Ausgestaltung der Transparenzanforderungen sollte jedoch zwingend berücksichtigt werden, dass sich der bürokratische Aufwand bzw. der Berichtsumfang zur Erfüllung der Transparenzanforderungen für die Unternehmen/Marktakteure nicht zusätzlich erhöht, da bereits heute aufgrund der gesetzlichen Vorgaben umfangreiche Berichtspflichten bestehen.

Handlungsbedarf: bürokratiearme Umsetzung der Transparenzanforderungen am Gas- und Wasserstoffmarkt

c) zu § 1 b Abs. 5 EnWG-Entwurf

Wir begrüßen grundsätzlich das Vorhaben, den grenzüberschreitenden Handel mit erneuerbarem Gas, wie Biomethan, und Wasserstoff zu stärken und auf die Entstehung und das Funktionieren eines liquiden Marktes mit erneuerbarem Gas und Wasserstoff hinzuwirken. Wir weisen jedoch darauf hin, dass dieses Vorhaben nicht zu Lasten der heimischen Energieversorgung und -erzeugung gehen darf und eine europäische Lösung notwendig ist, die die Harmonisierung der Fördermechanismen und Regelungen für die Erzeugung und Nutzung von erneuerbaren Gasen und Wasserstoff gewährleistet und ein wettbewerbliches Level-Playing-Field schafft. Ein zentraler Bestandteil sind dabei einheitliche europäische Regelungen für die Zertifizierung und für Herkunftsnachweise für erneuerbare Gase und Wasserstoff. Europa-weit muss sichergestellt sein, dass Herkunftsnachweise und deren Registrierung in den Mitgliedstaaten harmonisiert werden und eine gegenseitige Anerkennung möglich wird. Zudem ist die Funktionalität der Union Data Base (UDB) zur Registrierung von Herkunftsnachweisen auf europäischer Ebene zwingend notwendig. Bereits heute ist u.a. die heimische Biogas- und Biomethanerzeugung durch die innereuropäische Konkurrenz aus anderen EU-Mitgliedstaaten deutlich benachteiligt. Ursächlich hierfür sind divergierende Fördermechanismen in europäischen Mitgliedstaaten, die im Ergebnis europäische Marktteilnehmer durch aktive Investitions- oder Betriebskostenförderungen bevorteilen zu Lasten der heimischen Biogas- und Biomethanerzeugung, die nicht über diese Förderungsmöglichkeiten verfügen.

Handlungsbedarf: Schaffung eines wettbewerblichen Level-Playing-Field durch Harmonisierung der Fördermechanismen und Regelungen für die Erzeugung und Nutzung von erneuerbaren Gasen und Wasserstoff, insbesondere müssen einheitliche europäische Regelungen für die Zertifizierung und für Herkunftsnachweise für erneuerbare Gase und Wasserstoff geschaffen werden.

d) § 15b Abs. 3 EnWG Entwurf

Die Regelungen zu dem Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Gas und Wasserstoff lehnen wir in der aktuellen Ausgestaltung ab. Den Gasverteilernetzentwicklungsplänen sollen "angemessene Annahmen" mit Blick auf die Entwicklung der Erzeugung und -einspeisung, der Nachfrage und -versorgung von Gas und Wasserstoff zugrundeliegen. Für den Begriff der „angemessenen Annahmen“ existiert jedoch keine Legaldefinition. Es ist daher dringend erforderlich, insbesondere mit Blick auf die notwendige Planungs- und Investitionssicherheit für die Marktakteure, den Begriff „angemessene Annahmen“ zu definieren. Für die Bewertung der Angemessenheit der Annahmen muss eine Kontrollinstanz vorgesehen und benannt werden. Diese unabhängige dritte Stelle (z. B. die BNetzA) sollte im Rahmen eines Beteiligungs-/Konsultationsprozesses den Marktakteuren die Möglichkeit geben, Einsprüche/Stellungnahmen zu den Annahmen einzureichen und führt Nachkontrollen durch.

Darüber hinaus lehnen wir die aktuell im Entwurf vorgesehene Berücksichtigung der Systementwicklungsstrategie bei der Festlegung des Szenariorahmens ausdrücklich ab, da diese trotz ihrer weitreichenden Auswirkungen und Folgen auf die Gestaltung der nationalen Transformation des Energiesystems im parlamentarischen Verfahren nicht legitimiert wurde. Die Systementwicklungsstrategie (SES) 2024 wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz erstellt und soll eine Bewertung des Energiesystems im Rahmen der Ziele des Energiewirtschaftsgesetzes, eine Systemkostenplanung einschließlich Szenarien und eine strategische Planung zur optimalen Nutzung von Energieträgern enthalten.

Im Rahmen des Konsultationsprozesses zum NEP Gas haben die Fernnetzleitungsbetreiber zu Recht darauf hingewiesen, dass von Seiten des BMWK die europarechtlichen Vorgaben zum Ausbau der Biomethanherzeugung in Deutschland ignoriert werden. Die europäische Union bekennt sich im REPowerEU-Plan, in der europäischen Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbare Energien, Erdgas und Wasserstoff, in der Änderungsrichtlinie zur RED II sowie im Net-Zero Industry Act ausdrücklich und mehrfach zu der besonderen Rolle der erneuerbaren Energieträger Biogas/Biomethan und deren essenziellen Beitrag für Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Energieunabhängigkeit. Ziel der europäischen Union ist es, ab 2030 in Europa 35 Milliarden Nm³ Biomethan pro Jahr zu produzieren. Die Systementwicklungsstrategie 2024 ignoriert eine sachgerechte, objektive und wissenschaftlich basierte Betrachtung und Berücksichtigung der Potenziale der Biomethaneinspeisung in Deutschland, die auch europäische Importpotenziale berücksichtigt. Wir verweisen in diesem Kontext auf die politische Notwendigkeit auch mit Blick auf die Umsetzung des geltenden Koalitionsvertrages einen klaren nationalen Zielpfad für die Erzeugung erneuerbarer Gase festzulegen und förderliche Rahmenbedingungen für eine Realisierung zu setzen.

In zahlreichen wissenschaftlichen Publikationen wurden in den vergangenen Jahren valide Abschätzungen der verfügbaren Mengen an erneuerbaren Gasen in Europa und Deutschland getroffen und Transformationspfade entwickelt. Eine Auswahl an Studien, die als geeignete wissenschaftlich basierte Grundlage für „angemessene Annahmen“ bei der Erstellung des Szenariorahmens bzw. bei der Weiterentwicklung der Systementwicklungsstrategie zur Entwicklung der Einspeisung von Biomethan in Deutschland und Europa (Transit) dienen sollte, ist nachstehend aufgeführt.

- EBA: Statistical Report (2025)
- EBA: Biomethane Investment Outlook (2025)
- Guidehouse/EBA (2024) – Biogases towards 2040 and beyond
- GasforClimate/Guidehouse (2021/2022) – The future role of Biomethane
- DVGW (2022) – Roadmap Gas 2050
- BDEW/DVGW/Zukunft Gas (2023) – Wege zu einem resilienten und klimaneutralen Energiesystem 2045
- DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. / Frontier Economics Limited - 2022 - Verfügbarkeit und Kostenvergleich von Wasserstoff – Merit Order für klimafreundliche Gase in 2030 und 2045
- Guidehouse Netherlands B.V. - 2022 - Biomethaneproduction potentials in the EU
- Guidehouse Netherlands B.V. - 2023 - Market state and trends in renewable and lowcarbon gases in Europe
- Center for Liberal Modernity (LibMod): Policy Paper „Potential Benefits: Structuring German-Ukrainian Cooperation in the Biomethane Sector“ (2023)

Zudem muss verbindlich vorgegeben werden, welchen Mindestanforderungen die Abfrage zum Szenariorahmen genügen muss. Bisher war die Transformationsmöglichkeit zur Entwicklung der Biomethaneinspeisung in den Abfragen nicht vorhanden bzw. deutlich unterrepräsentiert. Dies verhindert bislang im Ergebnis, dass Fernleitungsnetzbetreiber bzw. vorgelagerte Netzbetreiber eine umfassende und valide Datengrundlage zu den netzstrategischen Planungen der abgefragten Verteilnetzbetreiber erhalten und schließt eine bedarfsgerechte Netzanschlussplanung und in deren Folge eine adäquate

Netzentwicklungsplanung durch die Fernleitungsnetzbetreiber aus. Dies widerspricht den Grundsätzen zur Zusammenarbeit und sachgerechten NEP-Erstellung nach §15a Absatz 5 EnWG-Entwurf. Das Argument gilt auch für Neufassung §15b Absatz 4 Entwurf-Entwurf.

Handlungsbedarf:

- Berücksichtigung der europäischen Zielvorgaben für die Erzeugung und Nutzung der erneuerbaren Energieträger Biogas/Biomethan in Deutschland unter Berücksichtigung der europäischen Importpotenziale bei der Erstellung des Szenariorahmens bzw. bei der Weiterentwicklung der Systementwicklungsstrategie.
- Rechtssichere Definition des Begriff „angemessene Annahmen“ bei der Erstellung des Szenariorahmens
- Schaffung von Mindestanforderungen bei der Abfrage zum Szenariorahmen, die verbindlich und explizit die Abfrage zur Entwicklung der Biomethaneinspeisung berücksichtigen.

e) zu 16b EnWG-Entwurf

Der Begriff Verteilernetzentwicklungspläne legt nahe, dass für die Verteilnetze Pläne für eine technologieoffene und verbraucherfreundliche Transformation durch den Verteilnetzbetreiber entwickelt werden sollen. Dementsprechend sollten für die Erstellung der Entwicklungspläne alle Möglichkeiten zur Defossilisierung uneingeschränkt zur Verfügung stehen. Eine Einengung der Transformationsmöglichkeiten auf die Verteilnetzstilllegung, bzw. Umstellung aus Wasserstoff lässt z.B. die Möglichkeit der Transformation zur Nutzung erneuerbarer Gase, wie Biomethan, außer Acht. Dies hat zur Folge, dass ein sehr effektiver und pragmatischer Defossilisierungsweg per Gesetz für die Entwicklungspläne ausgeschlossen wird. Damit können die Defossilisierungsbestrebungen des Netzbetreibers den Netzkunden nicht im Verteilernetzentwicklungsplan angezeigt werden, womit eine Chance auf mehr Verbindlichkeit und Planungssicherheit verpasst wird.

Handlungsbedarf: Die Pflicht zur Erstellung von VNEP fokussiert ausschließlich auf die reduzierte Erdgasnachfrage, dabei wird die alternative Versorgung mit klimaneutralen Methanprodukten außer Acht gelassen. Bei den Transformationsmöglichkeiten der Gasnetze muss daher zwingend die Möglichkeit der Transformation zur Nutzung erneuerbarer Gase, wie Biomethan, aufgenommen werden.

f) zu § 16 d EnWG-Entwurf

Nach Einschätzung des Biogasrat⁺ e.V. missachtet die aktuelle Ausgestaltung des § 16 d EnWG Entwurf, die Anforderungen der Gasbinnenmarkt-Richtlinie (EU) 2024/1788 gemäß Artikel 57 Absatz 2 Nr. b, wonach Biomethan in den Entwicklungsplänen der Verteilnetzbetreiber zu berücksichtigen ist. Weiterhin steht die Nichtberücksichtigung von Biomethanpotenzialen im Konflikt zu Artikel 30 der Richtlinie (EU) 2024/1788, die den diskriminierungsfreien Marktzugang für erneuerbares und kohlenstoffarmes Gas regelt. Zudem geht aus dem Artikel 38 hervor, dass ein Zugang zu erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen durch den Netzbetreiber im Regelfall nicht verweigert werden darf.

Handlungsbedarf: Klarstellung, dass Biomethan in den Entwicklungsplänen der Verteilnetzbetreiber zu berücksichtigen ist und ein Zugang zu erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen durch den Netzbetreiber im Regelfall nicht verweigert werden darf.

g) zu 17 Abs. 1 EnWG-Entwurf

Der Biogasrat⁺ e.V. begrüßt grundsätzlich die Regelung, dass Netzbetreiber Anlagen für die Erzeugung von Biomethan vorrangig an das Gasnetz anzuschließen haben. Zwingend notwendig ist jedoch, die Regelungen der Gasnetzzugangsverordnung für Biomethan vollständig fortzuführen. Hierzu zählen insbesondere die Regelungen zur Aufteilung der Anschlusskosten zwischen Anlagen- und Netzbetreiber, die Mindestverfügbarkeit des Netzanschlusses zur deutschlandweiten Wälzung der Kosten sowie zu Zahlungen der Entgelte für die vermiedene Netznutzung.

Die Gasnetzregulierung für Biomethan in §§ 31-36 GasNZV war und ist ein zentraler Treiber für den Ausbau der Biomethaneinspeisung in Deutschland und ist Voraussetzung für zahlreiche Biomethanprojekte, die sich noch in Planung und Umsetzung befinden bzw. für die künftige Realisierung von Biomethanprojekten. Eine ersatzlose Streichung dieser Regelungen stellt eine deutliche Verschlechterung der Rahmenbedingungen für die Biomethaneinspeisung in Deutschland dar und konterkariert europäische Vorgaben zur Defossilisierung der Gasnetze und die Erreichung der europäischen Biomethan-Ausbauziele, die ein Garant für die europäische Energieversorgungssicherheit und Energieversorgungsunabhängigkeit sowie Wettbewerbsfähigkeit sind.

Handlungsbedarf: vollständige Fortführung der Regelungen für den Gasnetzanschluss von Biomethananlagen und des Einspeisevorrangs von Biomethan auf Grundlage der Regelungen der Gasnetzzugangsverordnung sowie der Gasnetzentgeltverordnung: Das heißt insbesondere:

- Erhalt des vorrangigen Gasnetzanschlusses 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.
- Erhalt des vorrangigen Netzzugangs für Transportkunden von Biogas (Einspeisevorrang), (siehe § 34 GasNZV)
- Netzbetreiber haben die Verfügbarkeit des Netzanschlusses dauerhaft, mindestens aber zu 96 Prozent, sicherzustellen und sind für die Wartung und den Betrieb des Netzanschlusses verantwortlich und tragen hierfür die Kosten.
- Privilegierung von Biogasanlagen bei den Netzanschlusskosten: Erhalt der Kostenteilungsregelung des § 33 GasNZV, d.h. die Kosten für den Netzanschluss sind vom Netzbetreiber zu 75 Prozent zu tragen. Der Anschlussnehmer trägt 25 Prozent der Netzanschlusskosten, bei einem Netzanschluss einschließlich Verbindungsleitung mit einer Länge von bis zu einem Kilometer höchstens aber 250.000 Euro.
- Fortführung der vermiedenen Netzkosten Gas § 20a GasNEV

h) zu § 17 Abs. 2 EnWG-Entwurf

Die Verweigerung des Netzanschlusses aus lediglich wirtschaftlichen oder technischen Gründen widerspricht den Vorgaben der Gas-RL (EU 2024/1788). Art. 6 Abs. 2 Gas-RL interpretieren wir so, dass die Herstellung und der Betrieb eines Netzanschlusses unter Berücksichtigung des Gemeinwohls und der Energieeffizienz zu erfolgen hat. Demnach kann der Anschluss von Anlagen, welche erneuerbares Gas bereitstellen, nur dann verweigert werden, wenn die wirtschaftlichen oder technischen Hindernisse so groß sind, dass sie unter Beachtung des Gemeinwohls, d.h. u.a. Versorgungssicherheit, Klimaschutz, Defossilisierung, vollständig überwiegen. Neben der Wirtschaftlichkeit der Netzbetreiber sind also auch das Energieeffizienzprinzip und die volkswirtschaftliche Perspektive entscheidend. Ohne verlässliche und förderliche Netzzugangsregelungen sind Investitionen in Biomethananlagen ausgeschlossen und ein weiterer Umstieg von fossilen zu erneuerbaren Gasen in Deutschland wird verhindert.

Handlungsbedarf: Ergänzung und Klarstellung in § 17 Abs. 2 EnWG-Entwurf, dass die Verweigerung des Netzanschlusses durch den Netzbetreiber nur dann erfolgen kann, wenn die wirtschaftlichen oder technischen Hindernisse so groß sind, dass sie unter Beachtung des Gemeinwohls, d.h. u.a. Versorgungssicherheit, Klimaschutz, Defossilisierung, vollständig überwiegen. Netzbetreiber haben im Rahmen der Anschlussprüfung zwingend und grundsätzlich übergeordnete Gemeinwohlinteressen und das Energieeffizienzprinzip zu berücksichtigen.

i) zu § 17I EnWG-Entwurf

Die Anschlussstrennung im Gasbereich muss im Hinblick auf die Biomethaneinspeisung mit der Gas-RL harmonisiert werden, um zu verhindern, dass ein wirksamer und erfolgreicher Ausbau der erneuerbaren Gaserzeugung beeinträchtigt wird. Netztrennungen von Biomethanerzeugungsanlagen dürfen nur in absoluten Ausnahmefällen und ausschließlich bei erheblichem Gemeinwohlinteresse erfolgen. In Betrieb befindliche Biomethananlagen, die zur Defossilisierung und Versorgungssicherheit beitragen, müssen so geschützt werden.

Die Regelung in § 17I EnWG-E ist so auszugestalten, dass Einspeiseanlagen für erneuerbare Gase nur dann vom Netz getrennt werden dürfen, wenn ein bestätigter Netzentwicklungsplan oder Verteilnetzentwicklungsplan die dauerhafte Außerbetriebnahme des Netzes oder Teilen davon vorsieht, weil ein Weiterbetrieb dem Gemeinwohlinteresse widerspricht. Die mögliche Trennung einer Einspeiseanlage vom Gasnetz von wirtschaftlichen Optimierungsinteressen der Netzbetreiber abhängig zu machen, greift zu kurz und widerspricht den übergeordneten klimapolitischen Zielsetzungen. Die Trennung einer Biomethananlage vom Netz darf nur als ultima ratio überhaupt in Betracht gezogen werden, insbesondere vor dem Hintergrund, dass aus Biomethan und Biogas auch biogener Wasserstoff erzeugt werden kann. Der Netzbetreiber muss den Anlagenbetreibern im Nachgang zur Erstellung des Netzentwicklungsplans unverzüglich über sein Stilllegungsvorhaben informieren. **Eine Trennung einer Biomethananlage darf dabei frühestens nach Ablauf von 20 Jahren ab Inbetriebnahme des Netzanschlusses zulässig sein, um Betreibern von Biomethananlagen die notwendige Investitions- und Planungssicherheit zu geben und die Finanzier- und Realisierbarkeit neuer Biomethan-Projekte zu gewährleisten.**

Zur Sicherstellung des Vertrauensschutzes darf die 20-jährige Frist für die Trennung von Biomethananlagen vom Gasnetz – auch zur Sicherung von Investitionen in die Erweiterung oder Ertüchtigung der Anlagen – erst mit Inkrafttreten der Gesetzesänderungen zu laufen beginnen. **Ausschließlich in Ausnahmefällen kann dem Netzbetreiber eine Verkürzung der Stilllegungsfrist auf einheitlich 10 Jahre gestattet werden, wenn er an den Anlagenbetreiber einen Ausgleich für den durch die Netzstilllegung entstandenen Gewinnausfall zahlt.** Eine entschädigungslose Stilllegung vor Ablauf von 20 Jahren ab dem Anschluss an das Gasnetz würde die notwendige Planungs- und Investitionssicherheit ernsthaft gefährden, laufende Geschäftsmodelle unterminieren und den Ausbau erneuerbarer Gase im Widerspruch zu den Zielen der Gas-Richtlinie (EU) 2024/1788 schwächen.

Handlungsbedarf:

- Aufnahme einer ergänzenden Formulierung zu § 17I EnWG: „Abweichend von Absatz 1 darf ein Anschluss für Anlagen zur Erzeugung von Biomethan nur getrennt werden, wenn die Aufrechterhaltung des Anschlusses unter Berücksichtigung der Verpflichtungen im Sinne von Art. 6 Abs. 2 Richtlinie (EU) 2024/1788 für das Erdgasunternehmen nicht als gemeinwirtschaftliche Verpflichtung hinzunehmen ist. Die Trennung eines Anschlusses für Anlagen zur Erzeugung von Biomethan ist vor Ablauf von 20 Jahren zuzüglich des ersten Anschlussjahres ab Inbetriebnahme des Netzanschlusses stets unzulässig. Die Trennung eines Anschlusses für Anlagen zur Erzeugung von Biomethan, die vor dem [Datum des Inkrafttretens dieses Gesetzes] erstmals Biomethan in ein Gasverteilungsnetz eingespeist haben, ist frühestens zum 01.01.2046 zulässig.“
- Aufnahme einer Regelung, die sicherstellt, dass Netzbetreiber bei einer Verkürzung der Stilllegungsfrist auf einheitlich 10 Jahre, dem Anlagenbetreiber einen Ausgleich für den durch die Netzstilllegung entstandenen Gewinnausfall zahlen.

j) zu §§ 20 ff EnWG-Entwurf

Es ist zwingend erforderlich, dass der Gesetzgeber der BNetzA als zuständiger Behörde klare Leitplanken für die Festlegung der Anschluss- und Netznutzungskosten von Biomethanerzeugungsanlagen vorgibt, wie in Art. 58 Gas-RL vorgesehen und in den §§ 20 Abs. 4, 21 Abs. 3 EnWG-Entwurf verankert. Der BNetzA muss durch den Gesetzgeber aufgegeben werden, dass die die Erzeugung und Nutzung von Biomethan aktiv zu fördern ist. Dabei sollen die Ziele der Gas-RL im Vordergrund stehen, und mögliche Privilegierungen dürfen nur eingeschränkt werden, wenn die Förderung nicht mehr dem Gemeinwohl dient. Eine ausschließliche Orientierung an betriebswirtschaftlichen Kriterien des Netzbetreibers ist unzulässig, da sie den Ausbau erneuerbarer Gase behindert und zu Wettbewerbsverzerrungen zugunsten fossiler Energieträger führt.

Ergänzende Stellungnahme zu folgenden Punkten:

k) zu § 15 b Abs. 5 Satz 1 EnWG-Entwurf

Die Regelung, dass die Regulierungsbehörde künftig Stellungnahmen des europäischen wissenschaftlichen Beirats für Klimawandel zu berücksichtigen hat, sehen wir kritisch, da die Stellungnahmen des wissenschaftlichen Beirats ohne parlamentarische Legitimation erstellt wurden. Im Ergebnis ist nicht

sichergestellt, dass alle Interessen und Interessengruppen gehört und im Entscheidungsprozess ausreichend objektiv abgewogen worden sind. In der Folge könnten demokratische Prozesse ausgehebelt werden, bzw. technische Belange bzgl. Resilienz und Machbarkeit, sowie Bezahlbarkeit unterrepräsentiert bleiben.

l) zu § 15 c Abs. 2 EnWG-Entwurf

- Die gesetzliche Vorgabe zur Aufnahme eines Zeitplans für die NEP-Erstellung wird begrüßt, allerdings sollte der Ankündigungszeitraum von 3 auf mindestens 5 Jahre verlängert werden.
- Es wird begrüßt, dass der NEP Ferngasleitungen ausweist, die dauerhaft umgestellt oder außer Betrieb genommen werden. Allerdings ist die Frist entsprechen §15 b Absatz 2 mit 10 bis 15 Jahren deutlich zu kurz. Für eine verlässliche Planung auf VNB-Ebene unter Wahrung einer Kündigungsfrist für Letztverbraucher von 10 Jahren ist die Ankündigungsfrist im NEP durch den FNB mit 20 Jahren anzusetzen.
- Es wird begrüßt, dass im NEP die Infrastruktur für Umkehrflüsse, sowie die Aufnahme von erneuerbaren Gasen aufzunehmen ist. Hierfür bedarf es einer weitergehenden Klarstellung, dass die Netzkopplungspunkte zum VNB inkludiert sind. Auf VNB-Ebene befindet sich das deutlich größere zu erschließende Potential an erneuerbaren Gasen im Vergleich zur FNB-Ebene. Mit einem Ausschluss der VNB-Ebene könnte dieses erneuerbare Gaspotential den deutschen Klimaschutzbemühungen weitestgehend nicht zur Verfügung gestellt werden. In deren Folge ist auch eine detaillierte Einbeziehung der VNB erforderlich, damit die Netzausbaustrategien besser synchronisiert werden können.

m) zu § 16 b EnWG-Entwurf

- Die Verteilernetzentwicklungspläne (VNEP) müssen im Wärmeplanungsgesetz (WPG) zwingend und angemessen Berücksichtigung finden, sodass im Zusammenhang mit den Verpflichtungen des Gebäudeenergiegesetzes eine Lenkungswirkung und Verbindlichkeit für den Letztverbraucher entsteht. Netzbetreiber haben mit ihren Planungen einen entscheidenden Einfluss auf die Wärmeplanung, wie sich z.B. in § 28 WPG zeigt.
- Aufgrund der Vorteile für die Wärmeplanungen gemäß der Anmerkung sollten VNEP auch freiwillig erstellt werden dürfen.
- § 16 b Absatz 2 definiert nicht eindeutig, ob ein VNB den VNEP für sein gesamtes Netzgebiet erstellen kann, auch wenn die Erdgasrückgänge nur in einzelnen Netzbestandteilen zu erwarten sind. Die Erstellung eines VNEP für das gesamte Netzgebiet ist erforderlich, um Aufwände beim Netzbetreiber und Behörde zu reduzieren, mit der Abgabe einer einmaligen Planung anstelle einer fortlaufenden Planung (Stichwörter: Wechselwirkung zu benachbarten Teilnetzen, Aktualisierungsfristen, etc.). Es besteht die Sorge, dass für Teilnetze eine kurzfristige Stilllegung anvisiert werden soll, ohne dass daraus ein verpflichtender VNEP für alle Teilnetze resultiert. Das führt bspw. zu einer Bürgerbeteiligung im gesamten Netzgebiet obwohl nur ein Bruchteil betroffen ist.
- § 16 b Absatz 2: Das Kriterium für die Erstellung des VNEP nach Absatz 2 ist unzureichend. Eine angemessene Kündigungsfrist für die letzten am Netz verbliebenden Verbraucher beträgt mindestens 10 Jahre. Die Kündigung sollte auf Grundlage der VNEP entstehen. Der VNEP darf gemäß Absatz 2 jedoch nur erstellt werden, wenn innerhalb von 10 Jahren ein drastischer Rückgang der Erdgasnachfrage zu erwarten ist und eine zeitnahe Netzstilllegung droht, sodass in diesem Fall der

betroffene Netzbetreiber die Kündigung der letzten am Netz verbliebenden Verbraucher nicht rechtzeitig aussprechen könnte. Es wird daher empfohlen und unter Berücksichtigung der Erstellungs- & Genehmigungszeiten des VNEP, die Frist als Kriterium für die Erstellung des VNEP auf 15 Jahre zu erhöhen. Die Erstellung von VNEP wird ausschließlich anhand der reduzierten Erdgasnachfrage festgemacht. Dabei wird die Versorgung mit klimaneutralen Methanprodukten außer Acht gelassen. Im Ergebnis kann es dazu kommen das ein VNB zur bürokratisch aufwändigen Erstellung eines VNEP verpflichtet ist, selbst bei einer überwiegenden oder ausschließlichen Versorgung mit Biomechan anstelle von Erdgas im Netzgebiet. Es ist sicherzustellen, dass die Kosten der VNEP-Erstellung durch den regulatorischen Mechanismus abzugsfrei vergütet werden.

- § 16 b Absatz 3: Es ist unklar, wie sichergestellt wird, das künftige Wasserstoffnetzbetreiber nach Absatz 1 und bestehende Gas-VNB zusammenfinden, um einen gemeinsamen integrierten Entwicklungsplan für das Gas- und Wasserstoffverteilernetz zu erstellen. Für die bestehenden Gas-VNB ist es nicht ersichtlich, welche H₂-Verteilnetze durch welche Marktakteure aktuell in der Planung und Vorbereitung sind. Hierfür sollte es eine zentrale Informationsplattform geben, damit der Austausch gesichert ist, sodass die Verpflichtungen nach §16b eingehalten werden können. Es gibt im ENWG keine klare Definition eines Netzgebiets. Damit sind die Kriterien für §16 b Absatz 3 nicht eindeutig definiert.
- § 16 b Absatz 4: Die verkürzte Aktualisierungsfrist mit 2 Jahren ist für eine angemessene Planerstellung und -genehmigung deutlich zu kurz. Im Ergebnis würde VNEPs in einigen Netzgebieten nur eine sehr kurze Gültigkeit behalten, sodass keine Planungssicherheit in Richtung Letztverbraucher, kommunale Wärmeplanung, etc. entsteht. Die Fristen sollte sich grundsätzlich mehr an den Fristen des NEP und der kommunalen Wärmeplanung ausrichten, damit im Ergebnis abgestimmten Planungsprozesse „Bottom-Up“, entstehen. Unklar ist, wie der Kostenaufwand für die Erstellung des VNEP durch den VNB getragen werden soll. Aufgrund der Anforderungen kann ein sehr unterschiedliches Bild für die regulierten Verteilnetzbetreiber entstehen, sodass einige Netzbetreiber früher als andere diese Pläne erstellen. Im bisher ausgelegten Regulierungsrahmen für den unbegrenzten Netzbetrieb müssen alle Verzerrungseffekte aufgrund von Transformation und Stilllegung entsprechend berücksichtigt werden, sodass eine faire, transparente und vergleichbare Ermittlung der Erlösobergrenze durch die Bundesnetzagentur erfolgt.
- § 16 b Absatz 5: Mit den geringen Anforderungen an die Herausnahme aus dem regulierten Netzbetrieb, ist es für Netzbetreiber einfach möglich nicht-reguliert ein Wasserstoffnetz zu betreiben. Mit der Ausnahme von nicht regulierten Wasserstoffnetzbetreibern (§110a) für die Verpflichtungen nach Absatz 1 bis 3 ergibt sich eine Benachteiligung der Bestands-VNB. Im Ergebnis ist nicht gesichert, dass eine Zusammenarbeit von potenziellen H₂-Netzbetreibern mit bestehenden VNB stattfinden wird. Dies kann je nach Auslegung der Anforderungen von §110a auf für größere Netzgebiete erfolgen. Nicht regulierte Wasserstoffnetzbetreiber werden im Ergebnis dahingehend bevorteilt, dass Sie ihre Absichten im VNEP nicht darlegen müssen, wohin gehend der VNB sehr wohl aufgrund des Erdgasrückgangs einen VNEP erstellen muss.

n) zu § 16 c EnWG-Entwurf

- § 16 c Absatz 1: Die Anforderung wird begrüßt. Weiterhin wäre es wünschenswert, wenn ein zentrales Organ eine Übersicht über die laufenden Verfahren bietet und diese auch zentral veröffentlicht, ähnlich der Koordinierungsstelle beim NEP.

- § 16 c Absatz 2: Die Regelung wird ausdrücklich begrüßt. Eine etwas umfangreichere Beschreibung der Verpflichtungen zur Mitarbeit, sowie die zulässigen Bearbeitungsfristen wäre wünschenswert. Zudem ist klarzustellen, auf welcher rechtlichen Basis die Mitwirkung Dritter durch den VNB eingefordert werden kann, bzw. abzugrenzen, welche Informationen durch Dritte mindestens herausgegeben werden müssen, bzw. welche nicht herausgegeben werden dürfen. Als Beispiel hierfür könnten die Ausführungen im WPG dienen.
- § 16 c Absatz 4: „angemessene Frist“: Zielführender ist hier eine konkrete Zeitangabe z.B. 3 Monate.

o) zu § 16 d EnWG-Entwurf

- § 16 d Absatz 1 – Nr.1: Für eine verlässliche Planung auf VNB-Ebene mit angemessener Beteiligung aller Akteure und unter Wahrung einer Kündigungsfrist für Letztverbraucher von mindestens 10 Jahren ist der Betrachtungszeitraum von mindestens 10 Jahren deutlich zu kurz. Hier sollten mindestens 12 Jahre vorgegeben werden. Weiterhin sollte eine Planung bis zur Klimaneutralität im Jahre 2045 möglich sein. Damit würde sich der Betrachtungszeitraum von 15 auf lediglich 20 Jahre erhöhen.
- § 16 d Absatz 1 – Nr.3/4: Hier verweisen wir auf die siehe Anmerkungen zu §15b (3), insbesondere zur Systementwicklungsstrategie
- § 16 d Absatz 3 – Nr.2: Es ist klarzustellen, dass im Falle des Weiterbetriebs ein Weiterbetrieb mit erneuerbaren oder kohlenstoffarmen Gasen gemeint ist und im Falle des Weiterbetriebs die Defossilisierungsverpflichtungen Berücksichtigung finden.
- § 16 d Absatz 3 – Nr.4: Die geforderten Informationen liegen dem Gasnetzbetreiber nicht vor, bzw. es muss hinreichend sein, dass der VNB auf die Ergebnisse der kommunalen Wärmeplanung verweist, zumal für den VNEP die Ergebnisse der kommunalen Wärmeplanung angemessen Berücksichtigung finden sollen. Der VNB sieht eine klare Abgrenzung zum Verantwortungsumfang der planungsverantwortlichen Stelle (WPG), mit seiner Fokussierung auf die Sicherung des Versorgungsbedarfs der Letztverbraucher im eigenen Netzgebiet durch das eigene Leitungsnetz. Netzbetreiber machen keinen Heizkostenvergleich und sprechen keine Empfehlungen ggü. Anschlussnehmern aus.

p) zu § 17 k EnWG-Entwurf

- Die Möglichkeit Netzkunden gemäß Absatz 1 bereits bei Einreichung der zuständigen Netzagentur über die geplanten Stilllegungsabsichten zur informieren wird kritisch gesehen. Zu diesem Zeitpunkt ist die Bestätigung der zuständigen Netzagentur noch ausstehend. Eine voreilige nicht bestätigte Ankündigung kann bei Letztverbrauchern zu Unsicherheit führen. Weiterhin könnte diese Möglichkeit missbräuchlich zur gezielten Kundendesinformation eingesetzt werden. Es ist anzuraten, dass die Fristen nach §17k besser mit den Fristen nach NEP und VNEP, z.B. §16d abgestimmt werden. Im Ergebnis wäre eine unbestätigte voreilige Benachrichtigung der Letztverbraucher überflüssig.
- § 17 k Absatz 1 - Nr. 3c, d: Das Aufzeigen alternativer Versorgungsmöglichkeiten, sowie der Verweis auf Beratungsstellen sind nicht Aufgabe des Netzbetreibers. Der Netzbetreiber bleibt auch gemäß EnWG auf die Erfüllung seiner Versorgungsaufgabe beschränkt. Auch kann der Netzbetreiber keine

Beratungen oder Empfehlungen vornehmen, aus Gründen von Unbundling und Fachkompetenz und insbesondere Haftbarkeit.

→ § 17 k Absatz 2: Die verbindliche Frist nach § 17k Absatz 2 ist deutlich zu kurz und sollte auf mindestens 5 Jahre festgesetzt werden. Weiterhin ist unklar, wie sich die Fristsetzung verändert im Falle von aktualisierten/überarbeiteten NEP's, bzw. VNEP's. Zudem bedarf es weitreichenderer Festlegungen, z.B. dahingehend, dass die planungsverantwortliche Stelle den Netzbetreiber verpflichtend über die Nichteinhaltung des Wärmeplans informieren und ihn dazu auffordern muss, die Verteilnetzstilllegung aufzuschieben. Dem Verteilnetzbetreiber obliegt nicht die Verantwortung für die kommunale Wärmeplanung.

- q) zu § 48 b Absatz 6 EnWG-Entwurf:** Eine daraus abzuleitende mögliche Pflicht zur Rückstellungsbildung gefährdet die Planungssicherheit der VNB enorm. Dieser Absatz (6) sollte gestrichen werden.
- r) zu § 110 a EnWG-Entwurf:** Die partielle Ausnahme von Wasserstoffnetzen aus der Regulierungssystematik kann zu missbräuchlichem Verhalten durch Wasserstoffnetzbetreiber führen und wird daher grundsätzlich ausgeschlossen, da nicht sichergestellt ist, dass sich hieraus eine wirtschaftliche Benachteiligung der regulierten Netzbetreiber ergibt. Weiterhin sind die Kriterien sehr locker gefasst, insbesondere für Absatz 2 Nr. 3. Weiterhin sind die Intervalle zur Überprüfung der Bewertung mit 7 Jahren zu groß gefasst. Es wird eine Bewertung alle analog zur Länge der Regulierungsperioden vorgeschlagen, mit 5 und künftig 3 Jahren.

Ansprechpartnerin: Janet Hochj, Geschäftsführerin

Telefon: +49 30 509 461 60 / [Email: geschaeftsstelle@biogasrat.de](mailto:geschaeftsstelle@biogasrat.de)