

20. Wahlperiode



Deutscher Bundestag

Ausschuss für Klimaschutz und
Energie

Ausschussdrucksache **20(25)621**

14. Mai 2024

**Stellungnahme
des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
zu dem Antrag der Fraktion der CDU/CSU Bioenergie eine klare
Zukunftsperspektive geben und bestehende Hemmnisse beseitigen
Drucksache 20/9739**

Siehe Anlage

Berlin, 19. März 2024

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Diskussionspapier

Weiterentwicklung der Bio- methaneinspeisung in Gas- netze

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

1	Ausgangssituation	3
1.1	Biomethaneinspeisung im Kontext der Energiewende	4
1.2	Aufwand und Ressourceneinsatz	5
1.3	Verfügbarkeit des Netzanschlusses	5
1.4	Kapitalbindung bei Netzbetreibern	5
1.5	Steigende Letztverbraucherpreise	6
2	Vorschläge zur Weiterentwicklung	7
2.1	Planungen verknüpfen - Netzcluster/Vorranggebiete ausweisen	7
2.2	Wirtschaftlichkeitskriterien und Variantenvergleich	9
2.3	Mindestverfügbarkeit weiterentwickeln	10
2.4	Stärkere Lenkungswirkung im Rahmen der Kostenteilung	10
2.5	Zusammenschluss von Kleinstanlagen	11
2.6	Fortführung der Vor-Ort-Verstromung	12
2.7	Transformation mit Förderprogrammen flankieren	12
2.8	Erfordernis von Übergangsregelungen	12
2.9	Gasbeschaffenheit	13

1 Ausgangssituation

Biogas und Biomethan sind erneuerbare Energieträger, die im Gegensatz zu Windkraft und Sonnenenergie auch bei Flaute und bedecktem Himmel verfügbar sind. Sie sind unter Beachtung der Gasbeschaffenheit grundsätzlich speicherbar und damit saisonal und flexibel einsetzbar und somit ein wichtiger Baustein, um die nationalen und internationalen Klimaschutzziele zu erreichen. Unter anderem stellt Biomethan heute schon eine Möglichkeit zur Defossilisierung der Gasversorgung dar. Auf diese Weise bildet Biomethan ein wichtiges Instrument zur zeitlichen und örtlichen Verschiebung bzw. Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch.

Gleichwohl stellen sich im Rahmen der Transformation der Gasnetze aktuell eine Reihe dringender Herausforderungen. Diese werden durch einen starken Anstieg bei der Biogaseinspeisung forciert: Spätestens bis zum Jahr 2030 werden in Deutschland ca. 50 % aller derzeit betriebenen Biogasanlagen aus der EEG-Förderung fallen. Anlagenbetreibern bieten sich dabei hauptsächlich drei Handlungsoptionen:

- Flexibilisierung der Stromeinspeisung
- Einspeisung von Biomethan in Gasnetze
- Einstellung des Betriebs

Eine nicht unerhebliche Anzahl an Biogas-Anlagenbetreibern wird die Erzeugung von Biomethan und Einspeisung in das Erdgasnetz als Handlungsoption intensiv prüfen. Schon heute ist eine **erhebliche Zunahme an Anschlussbegehren entsprechender Anlagen** zu verzeichnen. Das Umweltbundesamt schätzt, dass 400 bis 1.300 Post-EEG-Anlagen in die Biomethanerzeugung wechseln könnten (Stand 2020). Aktuelle Entwicklungen - z.B. RePowerEU, „10 Punkte für eine Beschleunigung der Biomethaneinspeisung“ des BDEW, das EEG sowie das GEG - und die zukünftige Nachfrage nach grünen Gasen deuten darauf hin, dass die Zahl der ans Gasnetz anzuschließenden Biomethananlagen noch höher ausfallen könnte. Diese Zunahme an Anschlussbegehren und die weitgehende rechtliche Verpflichtung zum Anschluss treten in ein **Spannungsverhältnis mit der Transformation der Gasnetze**, die je nach Planungen vor Ort nicht auf einen Ausbau mit Blick auf Biomethan, sondern auf eine Umstellung auf Wasserstoff oder sogar eine langfristige Stilllegung ausgerichtet ist.

Darüber hinaus setzt auch die derzeitige Kostenteilungsregelung keine ausreichenden Anreize für eine gesamtwirtschaftlich effiziente Betriebsweise oder Optimierung der Biomethaneinspeisung. Die Herstellung und der Betrieb des für die Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz notwendigen Netzanschlusses ist Aufgabe des Netzbetreibers. Die Kostentragung für den Netzanschluss ist in § 33 Abs. 1 GasNZV geregelt. Danach trägt der Anschlussnehmer grundsätzlich 25 % der Kosten des gesamten Netzanschlusses (ohne die Kapazitätserweiterungen z.B. die Rückspeisungen von Netzen niedriger Druckstufen in höhere Druckstufen) und

75 % der Netzbetreiber unter der Voraussetzung einer Netzlänge größer als 1 km und kleiner als 10 km. Bei Anschlüssen von bis zu 1 km Netzlänge sind die Kosten für den Anschlussnehmer auf 250.000 Euro begrenzt, bei Anschlüssen von mehr als 1 km Netzlänge entfällt der Kostendeckel (nach Auffassung der BNetzA auch für den ersten Kilometer). Über 10 km Netzlänge hat der Anschlussnehmer die Mehrkosten zu tragen. Insbesondere in Verteilernetzen mit saisonal niedriger Gasnachfrage („warme Sommerflaute“) ist eine ganzjährige Einspeisung regelmäßig nur durch eine technisch aufwändige und dadurch mit hohen Kosten verbundene Rückspeisung in die Hochdruck- bzw. Fernleitungsnetzebene möglich. Je nach lokalen Gegebenheiten können für den Netzanschluss und netzverstärkende Maßnahmen für die Rückverdichtung damit Investitionskosten in der Größenordnung von 5-7 Mio. EUR entstehen.

Folgende Überlegungen sind für eine gesamtwirtschaftlich sinnvolle Weiterentwicklung der rechtlichen bzw. regulatorischen Rahmenbedingungen zu beachten:

1.1 Biomethaneinspeisung im Kontext der Energiewende

Im Zeitverlauf bis zur politisch geplanten vollständigen Dekarbonisierung der Energieversorgung bis spätestens 2045 werden sich die Nutzerzahlen bzw. die durchgeleiteten Mengen in Erdgasnetzen reduzieren und Teile des Netzes auf Wasserstoff umgestellt bzw. stillgelegt. Abhängig von den Vorgaben der kommunalen Wärmeplanung könnte situationsabhängig ein Ausstieg auch schon deutlich früher erfolgen. Mit einer sinkenden Anzahl an Netznutzern bzw. geringeren durchgeleiteten Mengen erhöhen sich die spezifischen Netzentgelte für die verbleibenden Netznutzer. Daher ist es geboten, bereits heute Maßnahmen zu ergreifen, die zu einer sachgerechten Aufteilung der Netzkosten und damit zu einer Entlastung der am Netz verbleibenden Netznutzer beitragen.

Wenn jedoch möglich und sinnvoll eröffnet die Weiternutzung bestehender Infrastruktur auch Chancen und Handlungsspielräume bei der Ausgestaltung der Energiewende. Insbesondere im Rahmen einer integrierten Netzentwicklungsplanung für Strom, Gas, Wasserstoff und Wärme bzw. im Rahmen der Transformationsplanungen der Verteilernetzbetreiber kann so eine nachhaltige und gesamtwirtschaftlich kostenminimale Versorgung realisiert werden.

So bedeutet der Verzicht auf Gase aus fossilen Quellen zum Erreichen der Treibhausgasneutralität 2045 nicht, dass es ab 2045 keine Gasnetze mehr gibt. Ein Gasnetz, basierend auf kohlenstoffbasierten, grünen Gasen kann auch über 2045 hinaus bestehen. Die Wechselwirkungen mit der Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur sind hierbei zu berücksichtigen.

Die bestehenden Rahmenbedingungen, insbesondere die fehlende offizielle Biomassestrategie und die Diskussion um die Kraftwerksstrategie führen jedoch zu Unsicherheiten bei allen Beteiligten. Es braucht zudem eine Überprüfung der politischen Vorgaben, in welchen Anwendungsbereichen das Biomassepotenzial eingesetzt werden soll. Aktuell bestehen starke

finanzielle Anreize für die Nutzung von Biomethan im Verkehrssektor (THG-Quote). Außerdem fehlt unter anderem eine nationale Perspektive für die Umsetzung des im Rahmen der RePowerEU Strategie vorgegebenen indikativen Ziels von 35 bcm Biomethaneinspeisung für 2030.

Somit lässt sich festhalten, dass eine Gesamtperspektive für einen nachhaltigen und ressourcenschonenden Einsatz von Biomasse bzw. Biomethan fehlt.

1.2 Aufwand und Ressourceneinsatz

Der Anschluss von Biomethananlagen an das Gasnetz ist mit personellen Aufwänden bei den Netzbetreibern verbunden und erfordert damit Ressourcen, die ohnehin knapp sind und auch für die Umstellung auf Wasserstoff benötigt werden. Das gilt insbesondere für Planungs- und Genehmigungsprozesse sowie Baukapazitäten als auch für die umfangreichen Betriebs- und Instandhaltungsmaßnahmen nach dem technischen Regelwerk, um die konforme Einspeisung zu gewährleisten. Dies betrifft alle Netzbetreiber.

1.3 Verfügbarkeit des Netzanschlusses

Der Netzbetreiber hat derzeit für Biomethan-Anlagen eine dauerhafte Verfügbarkeit des Netzanschlusses sicherzustellen (§ 33 Abs. 2 Satz 1 GasNZV: mindestens zu 96 %, bezogen auf das Kalenderjahr).

Damit dies nicht zu Lock-in-Effekten im Gasnetz führt, sind eine vorausschauende Planung sowie regulatorische Rahmenbedingungen erforderlich, die eine Transformation der Gasnetze zulassen. Letztlich wären solche Erwägungen im Rahmen der wirtschaftlichen Zumutbarkeit, heute gemäß der Vorgabe des § 33 Abs. 8 GasNZV i.V.m. § 17 Abs. 2 EnWG, künftig am Maßstab der Gas-Binnenmarkt-Richtlinie zu berücksichtigen.

Bei einer Aufrechterhaltung der Einspeisegarantie für Biomethan droht hingegen eine Weiterbetriebspflicht für volkswirtschaftlich womöglich nicht mehr sinnvoll weiterzubetreibende Methanleitungen, was eine Stilllegung dieser Leitungen oder deren Umstellung auf Wasserstoff verhindern würde, ohne dass es im aktuellen Regulierungsregime eine Einspeisepflicht für die an das Gasnetz angeschlossenen Anlagenbetreiber gäbe.

1.4 Kapitalbindung bei Netzbetreibern

Die Kosten der Netzbetreiber werden gemäß § 20b GasNEV bundesweit umgelegt („Biogas-Kostenwälzung“) und mit den Gasnetzentgelten an die Letztverbraucher weitergegeben. Trotzdem entsteht bei den Anschlussnetzbetreibern bei einer hohen Zahl von Neuanträgen eine erhebliche Konkurrenz um liquide Mittel, da die Investitionssumme vorfinanziert werden muss.

Diese Ressourcen stehen im Wettbewerb mit dem ambitionierten Ausbau der Stromnetze und der Wasserstoffnetze sowie mit der Transformation der Wärmeversorgung. Für kleinere Gasnetzbetreiber kann schon eine einzige Biomethananbindung die Investitionsbudgets - auch für die Aufrechterhaltung der originären Gasnetzversorgung – für längere Zeit aufbrauchen.

1.5 Steigende Letztverbraucherpreise

Der Anschluss von Biomethananlagen – besonders von Kleinanlagen – verursacht hohe Kosten. Daher ist es wichtig, schnellstens Maßnahmen zu ergreifen, die Investitionssicherheit für Biomethananlagenbetreiber und Netzbetreiber herstellen und zu einem angemessenen Kostengefüge der am Netz verbleibenden Netznutzer beitragen.

Vor diesem Hintergrund sollte der aktuelle Regulierungsrahmen unter Beachtung der Vorgaben der europäischen Gas-Binnenmarkt-Richtlinie durch entsprechende **Festlegungen der BNetzA dringend** angepasst werden. Dieses Dokument stellt eine Übersicht zu den wesentlichen Herausforderungen dar und zeigt mögliche Lösungsansätze auf.

2 Vorschläge zur Weiterentwicklung

Damit eine kosteneffiziente und volkswirtschaftlich sinnvolle Integration von Biomethananlagen im Energiesystem gelingen kann, setzt sich der BDEW für die Umsetzung folgender Punkte im Rahmen der rechtlichen Möglichkeiten ein:

2.1 Planungen verknüpfen - Netzcluster/Vorranggebiete ausweisen

Das final verhandelte Gas- und Wasserstoffpaket sieht auf europäischer Ebene erstmals konkrete Vorgaben für die Einbindung von Biomethan vor. Grundsätzlich muss der Zugang zu Gasnetzen weiterhin diskriminierungsfrei gewährleistet werden. Dabei kann der Anschluss von Biomethananlagen jedoch nicht voraussetzungslos erfolgen, sondern muss einem übergreifenden Planansatz folgen.

Dies schützt sowohl Netzbetreiber als auch Anlagenbetreiber vor Fehlentwicklungen. So ist frühzeitig zu klären, ob in einem Gasnetz **Vorranggebiete oder Netzcluster für Biomethaneinspeisungen** in Frage kommen oder auch Stilllegungen oder Umstellungen auf Wasserstoff sinnvoll sind. So kann Klarheit gewonnen werden, wo Biomethaneinspeisungen langfristig Vorteile bieten und somit gewährt werden sollen.

Im Rahmen der RePowerEU Strategie wird ein indikatives Ziel von 35 bcm Biomethaneinspeisung für 2030 vorgegeben. In der RED III (unverändert zur RED II) wurde unter Article 20 Access to and operation of the grids beschlossen:

“Where relevant, Member States shall assess the need to extend existing gas network infrastructure to facilitate the integration of gas from renewable sources.”

In der neuen Gas-Binnenmarkt-Richtlinie werden die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Einspeisung konkretisiert. So sollen Fernleitungsnetzbetreiber und auch Verteilernetzbetreiber entsprechende Kapazitäten für die Einspeisung von Biomethan auch in Zukunft anbieten und die Netze ggf. verstärken. Jedoch muss dabei auch der sichere und „wirtschaftlich effiziente“ Betrieb der Infrastruktur gewährleistet sein. Unter bestimmten Bedingungen können Netzan-schlussbegehren unter Verweis auf Umstellungs- oder Stilllegungsplanungen verweigert werden.

Die Umsetzung der europäischen Vorgaben sollte die Inhalte einer nationalen Biomassestrategie berücksichtigen, die Klarheit über die künftige Rolle von Biomethan schaffen.

In der Netzentwicklungsplanung und in der Transformationsplanung kommt es darauf an, rasch Klarheit darüber zu schaffen, ob neben der Umstellung auf Wasserstoff auch dauerhaft Leitungskapazitäten für kohlenstoffbasierte grüne Gase erhalten werden sollen und wie dies im Gesamtkontext gelingen kann.

Die notwendigen Änderungen an bestehenden Netzanschlussregelungen sind dabei zwingend in eine verlässliche **Verknüpfung mit der kommunalen Wärmeplanung und der Transformation der Gasnetze** einzubetten. Es werden sich **standortspezifisch unterschiedliche Lösungen** ergeben. Eine one-fits-all-Lösung gibt es nicht.

So hat Biomethan auf der einen Seite den großen Vorteil, dass es in allen Sektoren und zahlreichen Anwendungen zur sofortigen Dekarbonisierung eingesetzt werden kann, beispielsweise für Hochtemperatur-Prozesse in der Industrie, für die Stromerzeugung und zur leitungsgebundenen Wärmeversorgung. Darüber hinaus wird bei der Aufbereitung des Rohbiogases zu Biomethan CO₂ abgetrennt, welches stofflich genutzt oder gespeichert werden kann. Damit lassen sich auch Negativemissionen realisieren.

Auf der anderen Seite muss der Ausbau und die Transformation von Gasnetzen und die Einbindung von Biomethan im bundeseinheitlichen Interesse erfolgen. Gemäß § 28r Abs. 8 Satz 5 EnWG sind hierbei das überragende öffentliche Interesse und die energiewirtschaftliche Notwendigkeit des genehmigten Wasserstoff-Kernnetzes zu berücksichtigen. Biomethanan-schlüsse dürfen in keinem Fall zu einer Verzögerung der Inbetriebnahme des Wasserstoff-Kernnetzes oder zu einer Erhöhung der Kosten von zusätzlichen Maßnahmen nach § 113b Satz 2 EnWG führen.

Es bietet sich deshalb an, Vorranggebiete für die Biomethan-Einspeisung bzw. für den Ausbau von Biomethan-Netzclustern zu bestimmen. Das kann beispielsweise anhand von Biomethan-Potenzialen u. a. in Form von Bioabfällen oder Reststoffen der Landwirtschaft geschehen. In diesem Zusammenhang sollte eine Speicherung möglich sein. Gleichzeitig soll damit anderen Gebieten mit geringen Biomethan-Potenzialen die Stilllegung oder Umstellung auf Wasserstoff ermöglicht werden.

Es empfiehlt sich demgegenüber auch, im Rahmen eines planvollen Prozesses bereits frühzeitig Gebiete mit einer geringen Netzauslastung zu identifizieren, in denen Leitungen möglicherweise stillgelegt oder auf Wasserstoff umgestellt werden. Dies könnte auch die Ablehnung von Netzanschlussbegehren begründen, wenn sich diese infolgedessen als wirtschaftlich nicht mehr zumutbar erweisen. Solche Überlegungen müssen sich in eine Gesamttransformationsplanung im Lichte der neuen unionsrechtlichen Vorgaben einfügen. Dafür bietet sich die Berücksichtigung von Biomethan in den Transformationsplanungen der Gasverteilternetzbetreiber an, die neben entsprechenden Planungen der Fernleitungsnetzbetreiber bei der integrierten Netzentwicklungsplanung (NEP) Gas/Wasserstoff anschließend angemessen berücksichtigt werden müssen.

Weiterhin sind alternative Einsatzzwecke und Transportwege abzuwägen. Auch eine Verknüpfung mit der kommunalen Wärmeplanung ist wichtig, wenn z.B. die Nutzung von Abwärme,

etwa aus der Vor-Ort-Verstromung von Biogas oder eine Quartiersversorgung mit Biogas-betriebenen Satelliten-BHKW eine Option sind. Weiterhin kann der Einsatz von Biomethan im Mobilitätssektor gezielt entwickelt werden. Ein mögliches Einsatzgebiet könnten zum Beispiel landwirtschaftliche Nutzfahrzeuge sein. Durch den Ersatz von Diesel durch Biomethan kann sich ein höherer Nutzen für die Umwelt ergeben. Weiterhin sollte der mobile Transport von Biomethan mittels Flaschenwagen und anschließender Einspeisung in das Gasnetz als Option für kleine Biogasanlagen geprüft werden (Stichwort „virtuelle Pipeline“).

2.2 Wirtschaftlichkeitskriterien und Variantenvergleich

Um einem Gasnetz-Lock-In entgegenzuwirken, ist im Rahmen der verzahnten Planung die Biomethan-Einspeisegarantie so fortzuentwickeln, dass sowohl für Netzbetreiber als auch für Einspeiser Planungs- und Investitionssicherheit gegeben ist. Dies könnte unter Berücksichtigung der unionsrechtlichen Vorgaben im Rahmen der anzustellenden Wirtschaftlichkeitserwägungen auch eine mögliche, standortbezogene Befristung der Einspeisung umfassen und dabei eine bessere Planbarkeit der Wasserstoffumstellung oder Stilllegung ermöglichen.

Die Wirtschaftlichkeit und die Nachhaltigkeit des Betriebs müssen als Bestandteile der Netzzugangsprüfung fortentwickelt werden. Aktuell kann ein Netzanschlussbegehren gemäß § 33 Abs. 8 Satz 2 GasNZV nicht unter Hinweis darauf verweigert werden, dass in einem mit dem Anschlusspunkt direkt oder indirekt verbundenen Netz Kapazitätsengpässe vorliegen, soweit die technisch-physikalische Aufnahmefähigkeit des Netzes gegeben ist. Der Netzbetreiber ist darüber hinaus gemäß § 33 Abs. 10 GasNZV verpflichtet, die erforderlichen Maßnahmen zur Erhöhung der Kapazität im Netz durchzuführen, um die ganzjährige Einspeisung zu gewährleisten (§ 34 Abs. 2 Satz 3 GasNZV), es sei denn, die Durchführung der Maßnahmen ist wirtschaftlich unzumutbar.

Angesichts der bevorstehenden Entwicklungen und im Rahmen der Vorgaben der Gas-Binnenmarkt-Richtlinie gilt es, lokale Gegebenheiten verstärkt in die Prüfung einzubeziehen. Besteht beispielsweise die Möglichkeit zum Anschluss an verschiedene Netze, könnte in Anlehnung und Weiterentwicklung des § 33 Abs. 9 GasNZV möglicherweise auf die Variante mit den geringsten Gesamtkosten (also Summe von Investitions- und Betriebskosten über die geplante Laufzeit kumuliert) verwiesen werden.

Eine Lösung kann hier auch die integrierte Netzentwicklungsplanung Gas/Wasserstoff auf der Fernleitungsnetzebene sein, die neben der Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff auch die dadurch bedingten Auswirkungen auf die Einspeisung der Biomethananlagen beleuchtet. Dies gilt umso mehr, wenn auch die Transformationsplanungen der Gasverteilernetzbetreiber (insb. der Gasnetzgebietstransformationsplan nach DVGW-Merkblatt G 2100, einer nach § 49 Abs. 2 EnWG allgemein anerkannten Regel der Technik) im Zuge der

Netzentwicklungsplanung angemessen berücksichtigt werden. Eine frühzeitige Berücksichtigung der Transformationsplanungen ist schon deshalb geboten, da auch auf europäischer Ebene die Beteiligung der Verteilernetzbetreiber an den jeweils national zu erarbeitenden Netzentwicklungs-Szenarien vorgesehen ist (vgl. Art. 51 und 52 des Entwurfs der Gas-Richtlinie) und nicht zuletzt auch zwei Bundesgesetze die Umstellung der Gasverteilernetze auf Biomethan oder aber Wasserstoff als wichtige Transformationsoption vorhalten (vgl. etwa § 71k GEG sowie § 28 WPG).

Steht die Umstellung eines Gasnetzes oder Teile davon auf Wasserstoff oder die Außerbetriebnahme des Gasnetzes fest, sind verschiedene Lösungsmöglichkeiten zu prüfen (Einspeisung Wasserstoff, Kraftstoffsynthetisierung, u.a.). Beispielhaft kann der Anschlussnehmer Anlagen zur Dampfreformierung errichten sowie betreiben und somit die Biomethaneinspeisung selbst auf Wasserstoff oder nicht-netzgebundenen Transport umstellen. Resultiert aus der Umstellung eine wirtschaftliche Unzumutbarkeit für den Netzbetreiber, kann der Anschluss an das Gasnetz infolgedessen abgelehnt werden.

Die Dampfreformierung von Biogas als zusätzlicher Verfahrensschritt führt jedoch zu Mehrkosten bei der Erzeugung und einer Verschlechterung der THG-Emissionsbilanz des Biogases zu Lasten des Erzeugers. Deshalb kann auch ein Weiterbetrieb als Biomethan-Netz eine Option sein.

Es sollte weiterhin geprüft werden, ob für die Refinanzierung der Anschlusskosten die Netzbetreiber deutlich kürzere Nutzungsdauern wählen können.

2.3 Mindestverfügbarkeit weiterentwickeln

Aktuell müssen Netzanschlüsse die Vorgabe des § 33 Abs. 2 Satz 1 GasNZV erfüllen, wonach die Verfügbarkeit mindestens zu 96 % (bezogen auf das Kalenderjahr) sicherzustellen ist. Eine Anpassung dieser Maßgabe kann, bei Beachtung der Vorgaben der zukünftigen Gas-Binnenmarkt-Richtlinie einen wichtigen Beitrag zu einer höheren volkswirtschaftlichen Effizienz und auch im Sinne von kostengünstigeren Alternativen liefern. So ist zu diskutieren, wie die dauerhafte Verfügbarkeit des Netzanschlusses durch flexible, aber planbare Ansätze, die regionale Bedarfe stärker einbeziehen, abgelöst werden kann. Ein Ansatz könnten **individuell vertraglich zu verhandelnde Verfügbarkeiten** sein. Nachteile durch eine geringere Verfügbarkeit müssten kompensiert werden. Gleichzeitig sind verbindliche unterjährigere Einspeise-Kapazitätsbuchungen zu diskutieren.

2.4 Stärkere Lenkungswirkung im Rahmen der Kostenteilung

Regelungen zur Kostenteilung könnten eine Lenkungswirkung entfalten. Es ist eine Diskussion erforderlich, in welchem Umfang über eine Änderung der derzeitigen Kostenbeteiligung eine

stärkere Lenkungswirkung erreicht werden kann. In diesem Kontext gilt es, die Deckelung der Anschlusskosten für die Anlagenbetreiber (wie bspw. bisher auf 250.000 EUR bei einer Anschlusslänge von bis zu 1 km) unter Beachtung der Vorgaben der Gas-Binnenmarkt-Richtlinie kritisch zu überprüfen.

Dabei sollte auch die Allokation möglicher Kostenanteile für eine Rückverdichtung in höhere Druckstufen bzw. für eine direkte Einspeisung in das Hochdrucknetz beim Anlagenbetreiber geprüft werden.

Gleichzeitig sind zusätzliche Anreize für eine stärkere Berücksichtigung regionaler Bedarfe sowie für eine Clusterung von Anlagen zu schaffen. Die BNetzA ist befugt, mit Festlegungen bereits jetzt Änderungen an den bisherigen Regelungen der §§ 31 bis 36 GasNZV vorzunehmen. Wir begrüßen, dass die BNetzA angekündigt hat, von dieser Befugnis Gebrauch zu machen. Die Regelung darf aus sachlichen Gründen auch zwischen Anschlussbegehren differenzieren.

Bei jeder Ausgestaltung der Kostenteilung ist die vollständige regulatorische Anerkennung der bei den anschließenden Netzbetreibern anfallenden Kosten sicherzustellen.

2.5 Zusammenschluss von Kleinanlagen

Der Zusammenschluss von Kleinanlagen wird wertschöpfungsstufenübergreifend für sinnvoll gehalten und bringt für Einspeiser, Netzbetreiber und Netznutzer erhebliche Kostensenkungen. Dabei wäre eine starre Mindesteinspeisemenge nicht zielführend, stattdessen sollte sich eine Mindesteinspeisemenge aus der Wirtschaftlichkeitsprüfung und einem Variantenvergleich ergeben. Dabei ist die Variante mit den geringsten Gesamtkosten (also Summe von Investitions- und Betriebskosten über die geplante Laufzeit kumuliert) auszuführen. Fixe Mindesteinspeisemengen könnten vor allem im ländlichen Raum wegen des geringen örtlichen Gasverbrauchs wiederum zu Konflikten mit der Kapazität des Gasverteilernetzes führen.

Für Anlagen mit sehr kleinen Einspeisemengen kann im Ergebnis des Wirtschaftlichkeitsvergleichs eine lokale Nutzung des Rohbiogases im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung, die Errichtung und Nutzung von Sammelleitungen durch Biomethan-Anlagenbetreiber sowie eine gemeinsame Rohbiogas-Aufbereitung die vorzugswürdige Variante sein.

Um die Potenziale der deutschen Biogas- und Biomethanherzeugung zu nutzen, sind Biogassammelleitungen sinnvoll. So könnten kleinere Biogasanlagen wirtschaftlicher zu Biomethan aufbereiten. Mit dem so eingespeisten Gas könnte darüber hinaus auch bei Dunkelflauten eine über die vorhandenen und noch zu bauenden Spitzenlastkraftwerke flexible und nachhaltige Stromerzeugung erfolgen.

2.6 Fortführung der Vor-Ort-Verstromung

Bei einzelnen Anlagen kann sich die Fortführung der Vor-Ort-Verstromung als die Variante mit dem höchsten volks- und energiewirtschaftlichen Nutzen erweisen. Aus Sicht des BDEW sollte das in der Kraftwerkstrategie bzw. im geplanten Kapazitätsmechanismus berücksichtigt werden.

Hierbei ist zu berücksichtigen, dass Bestandsanlagen im Rahmen einer verlängerten EEG-Vergütung die aktuell geltenden Nachhaltigkeitsanforderungen und die THG-Minderungspflicht (gemäß Art. 29 RED III Minderungspflicht von 70 % bzw. 80 % - auch für Bestandsanlagen) erfüllen müssen. Dies kann in einigen Bestandsanlagen mit einem bestehenden NaWaRo-Konzept zu Schwierigkeiten führen und müsste bei der Entwicklung entsprechender Rahmenbedingungen berücksichtigt werden.

Zudem sollte in diesem Zuge geprüft werden, ob Biogasanlagen aktiv zur Absicherung des Stromnetzes eingesetzt werden können. Diese Möglichkeit könnte ggf. den Leistungsbedarf für Spitzenlastkraftwerke im Wasserstoff-Kernnetz reduzieren.

2.7 Transformation mit Förderprogrammen flankieren

Die für die Realisierung von Netzanschlüssen für Biomethananlagen resultierenden Kosten werden über die Biogas-Umlage gewälzt und durch die Letztverbraucher getragen. Förderprogramme könnten hier einen wichtigen Beitrag zur Begrenzung des Kostenanstiegs leisten.

So könnten Förderprogramme den Umstieg auf Wasserstoff flankieren und die Umstellung der Biomethaneinspeisung auf Wasserstoff, z.B. durch Dampfreformierung, Methanpyrolyse oder auf einen nicht-netzgebundenen Transport unterstützen. Ebenso kommen Förderprogramme für die Clusterung von Biogasanlagen und der Anschluss an Sammelleitungen in Frage.

Biomethan ist wie keine andere regenerative Energiequelle strukturier- und speicherbar. Dieser Vorteil ist bei der Förderung von Biomethan zu berücksichtigen und sollte sich angemessen an dem Aufwand zur Speicherung von (grünem) Strom orientieren.

2.8 Erfordernis von Übergangsregelungen

Spätestens zum Auslaufen der GasNZV zum 31. Dezember 2025 braucht es Klarheit über die künftigen rechtlichen Rahmenbedingungen zum Anschluss von Biomethananlagen, zum Umfang der Einspeisung sowie zur künftigen Kostenaufteilung (§§ 33 ff. GasNZV). Die BNetzA hat angekündigt, den Prozess zur Entwicklung von themenbezogenen Nachfolgeregelungen für die Regelungsinhalte der auslaufenden GasNZV – ausdrücklich auch zum Zugang Biogas – noch im Frühjahr 2024 einzuleiten.

Zuvor bereits getroffene Anschlussverträge – auch solche, bei denen der Baubeginn erst nach dem Jahr 2025 geplant ist – müssen hingegen Bestandsschutz haben, insbesondere in Bezug auf die Kostenaufteilung, damit die „heute für morgen“ getroffenen Investitionsentscheidungen geschützt sind.

Die Ausgestaltung angemessener Maßnahmen für eine kosteneffiziente Einspeisung sollte schnellstmöglich erfolgen, um zukünftig den Abschluss von Netzanschlussverträgen für die kostengünstigste Variante zu erreichen.

2.9 Gasbeschaffenheit

Gemäß § 36 Abs. 1 GasNZV muss der Einspeiser derzeit die Gasbeschaffenheit nach dem Stand der DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G 262 mit Stand aus dem Jahr 2007 einhalten. Im Jahr 2007 war jedoch noch die Ausgabe des DVGW-Arbeitsblattes G 260 aus dem Jahr 2000 in Kraft, seitdem gab es insgesamt drei überarbeitete Fassungen dieser Regelungen in den Jahren 2008, 2013 und 2021.

Bei der G 262 war 2007 noch die Ausgabe von 2004 in Kraft, es gab eine Überarbeitung im Jahr 2011. Sodann wurde im Jahr 2021 das DVGW-Arbeitsblatt G 262 inhaltlich vollständig in das DVGW-Arbeitsblatt G 260 integriert.

Die GasNZV bezieht sich somit bezüglich der Anforderungen an die Gasbeschaffenheit auf einen veralteten Stand des DVGW-Regelwerks und folglich auf einen veralteten technischen Stand. Im Wege der Festlegung sollte die BNetzA die GasNZV dringend an den aktuellen Stand vom DVGW-Arbeitsblatt G 260 anpassen.

Ansprechpartnerin/Ansprechpartner

Helena Faßmer
Geschäftsbereich Energienetze, Regulierung
und Mobilität
Telefonnummer: +49 30 300199-1131
helena.fassmer@bdew.de

Robert Spanheimer
Abteilung Transformation der Gaswirtschaft,
klimaneutrale Gase und Versorgungssicherheit
Telefonnummer: +49 30 300199-1260
robert.spanheimer@bdew.de