

Berlin, 26. Juni 2026

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdeu.de

Stellungnahme

zu den BMWF-Fragen im Nachgang des Runden Tisches Biomethan

Versionsnummer: 1.0

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, 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

Inhalt

1	Leitplanke Regionale Steuerung	3
2	Kriterien für die Ausweisung von Biomethan-Vorranggebieten	6
3	Leitplanke Kosteneffizienter Netzanschluss.....	8

1 Leitplanke Regionale Steuerung

- *Die Überlegung, dass die Verteilernetzentwicklungsplanung, unter Berücksichtigung der Netzentwicklungsplanung, ein geeignetes Verfahren für die Ausweisung von Vorrang- bzw. Nachranggebieten sein könnte, wurde überwiegend zustimmend kommentiert. Gibt es weitere Vorschläge zur konkreten Ausgestaltung des Ausweisungsverfahrens?*

Antwort BDEW:

Die Verteilernetzentwicklungsplanung ist das zentrale Element, um sowohl für Netzbetreiber als auch für Netzanschlusskunden und Anlagenbetreiber Rechts- und Planungssicherheit zu schaffen. Der BDEW hat daher vorgeschlagen, dass die Verteilernetzbetreiber in ihren Verteilernetzentwicklungsplänen auch Biomethannetzgebiete ausweisen können. Es ist zu begrüßen, dass dieser Vorschlag weiterverfolgt wird.

Biogas und Biomethan sind erneuerbare Energieträger. Sie sind unter Beachtung der Gasbeschaffenheit speicherbar und damit saisonal und flexibel in allen Sektoren einsetzbar. Der Energieträger ist somit ein wichtiger Baustein, um die nationalen und internationalen Klimaschutzziele zu erreichen. Erforderlich ist daher eine Regelung, die gezielt Planungssicherheit und eine langfristige Perspektive von mindestens 20 Jahren für die Erzeugung und Einspeisung von Biomethan schafft.

Gleichzeitig muss sichergestellt werden, dass die Weiterentwicklung der Gasnetze im Zuge der Transformation wirtschaftlich ist.

Daher begrüßt der BDEW die vom BMWF vorgeschlagene regionale Steuerung über Biomethannetzgebiete. In diesen Biomethannetzgebieten erhalten Biomethan-Bestands- und Neuanlagen verlässliche Rahmenbedingungen auch über 2045 hinaus. Gleichzeitig werden die unterschiedlichen Transformationspfade der Gasnetze berücksichtigt. Ohne die Ausweisung von Biomethannetzgebieten ist zu erwarten, dass Investitionen ausbleiben und vorhandene Potenziale nicht erschlossen werden. In anderen Netzgebieten außerhalb der Biomethannetzgebiete können hingegen einheitliche Trennungsregelungen zur Anwendung kommen, die eine wirtschaftliche Transformation des Gasnetzes ermöglichen.

Der BDEW lehnt daher die in § 17I Absatz 5 EnWG-E formulierte pauschale Trennungsfrist von mindestens 20 Jahren für alle Biomethanerzeugungsanlagen, die bis zum Inkrafttreten des Gesetzes an das Gasnetz angeschlossen sind, ab, da diese die Transformation der Gasnetze erschwert. Sie unterscheidet nicht hinreichend danach, ob ein Gasnetz langfristig wirtschaftlich betrieben werden kann.

Eine entsprechende Anpassung der vorgesehenen Anschlussregelungen in der laufenden EnWG-Novelle zur Umsetzung des EU-Gaspakets ist daher dringend erforderlich. Die Ausweisung konkreter Gebiete, in denen ein privilegierter Anschluss von Biomethanaufbereitungsanlagen rechtssicher und langfristig möglich ist, ist darin jetzt vorzusehen. Außerhalb der Gebiete sollen die allgemeinen Planungs- und Trennungsregelungen zur Anwendung kommen. Dies entspricht dem vom BMWV vorgeschlagenen Konzept zu Biomethan-Vorranggebieten. Dadurch würde sowohl Anlagen- als auch Netzbetreibern ermöglicht, entsprechende Vorbereitungen für den Anschluss neuer Anlagen im Grundsatz bereits jetzt treffen zu können.

Die zum Teil im politischen Raum geforderte Erweiterung der 20 Jahre auch auf Anlagen, die nach Inkrafttreten des Gesetzes in Betrieb genommen werden, ist aus den gleichen Gründen abzulehnen. Sie ist zu pauschal und ermöglicht nicht die erforderliche Differenzierung zwischen Biomethanetzgebieten und solchen, die anderweitig entwickelt werden (Umstellung auf Wasserstoff/Außerbetriebnahme).

Für das Verfahren zur Ausweisung der Biomethanetzgebiete ist aus Sicht des BDEW folgendes wichtig:

- › Erstellung einer Biomethanstrategie mit Ausweisung von Gebieten mit hohem Biomethanpotential

Die Ausweisung von Biomethanetzgebieten sollte eng mit einer bundesweiten Biomethanstrategie verknüpft werden. Darin sollte das gesamte Biomethanpotential in Deutschland zunächst erfasst und Regionen mit hohem Biomethanpotential als solche ausgewiesen werden.

Zur Identifikation von Netzgebieten, die perspektivisch für Biomethaneinspeisung und/oder für die Biomethanausspeisung weiterbetrieben werden können, sollten Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber im Rahmen ihrer Netzplanung eine Reihe technischer, wirtschaftlicher und struktureller Kriterien prüfen. Eine solche Prüfung ist in Gebieten, die in der Biomethanstrategie als Regionen mit hohem Biomethanpotential eingestuft werden für die Netzbetreiber verpflichtend. Für Netzgebiete außerhalb dieser Regionen, können Netzbetreiber freiwillig eine solche Prüfung vornehmen.

Es steht dem Gasnetzbetreiber jedoch frei ein Biomethanetzgebiet auszuweisen, auch wenn in der Biomethanstrategie die entsprechende Region nicht als Biomethanpotenzialgebiet ausgewiesen wurde oder die Biomethanstrategie noch nicht vorliegt.

- › Übergeordnete Netzplanungsinstrumente neu justieren

Damit Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber Biomethan perspektivisch in ihre Netzentwicklungsplanung einbeziehen können, bedarf es neben einer verlässlichen nationalen

Biomethanstrategie auch einer Anpassung der übergeordneten Netzentwicklungsplanungsinstrumente. Nur wenn Biomethan systematisch in den maßgeblichen Planungsprozessen berücksichtigt wird, entsteht die erforderliche Investitions- und Planungssicherheit entlang der gesamten Wertschöpfungskette.

Gemäß § 15 Absatz 1 EnWG sind die Betreiber von Fernleitungsnetzen sowie die regulierten Betreiber von Wasserstofftransportnetzen verpflichtet, alle zwei Jahre – erstmals im Jahr 2025 – einen nationalen Netzentwicklungsplan Gas und Wasserstoff zu erstellen. Nach § 15b Absatz 3 EnWG basiert dieser Netzentwicklungsplan auf Szenarien, in denen neben angemessenen Annahmen zur Entwicklung von Gewinnung, Erzeugung, Versorgung und Verbrauch von Gas und Wasserstoff insbesondere die Festlegungen der Systementwicklungsstrategie (SES) zu berücksichtigen sind.

Gemäß der aktuellen SES gehen die Einspeisung und der Transport von Biomethan nicht über die Verbindung von Insellösungen hinaus. Daher ist Biomethan bisher kein Bestandteil einer langfristigen überregionalen Transportplanung im NEP, auch wenn die Fernleitungsnetzbetreiber im aktuellen von der BNetzA genehmigten Szenariorahmen des NEP2025 bereits auf diesen Missstand hingewiesen haben.

Soll die Nutzung von Biomethan künftig über Insellösungen hinausgehen, muss dies verbindlich in der SES abgebildet werden. Alternativ ist § 15b Absatz 3 EnWG anzupassen.

› **Rechtsfolgen der Ausweisung von Biomethan-Vorranggebieten**

Die Ausweisung eines Biomethannetzgebiets zieht konkrete Rechtsfolgen nach sich, insbesondere bezüglich Anschlussverpflichtungen und der Möglichkeit der Trennung eines Netzan schlusses. Neue Netzan schlüsse für Biomethanerzeugungsanlagen sollen im Grundsatz sowohl innerhalb als auch außerhalb eines Biomethannetzgebiets in den Grenzen der wirtschaftlichen Zumutbarkeit für den Netzbetreiber möglich bleiben. Der wesentliche Unterschied: Innerhalb eines Biomethannetzgebiet kann und soll ein langfristiger Bestandsschutz gelten.

Auch für Anschlussnehmer gilt Vertrauensschutz: Es muss gewährleistet werden, dass in ausgewiesenen Biomethan-Vorranggebieten die vertraglich vereinbarte Vorhalteleistung mit einer verbindlichen Mindestnutzung seitens der Anlagenbetreiber einhergehen.

2 Kriterien für die Ausweisung von Biomethan-Vorranggebieten

- *Als mögliche Kriterien für die Ausweisung von Vor- oder Nachranggebieten wurden Biomethanpotential, Gasnachfrage sowie Möglichkeit der Hochspeisung ins vorgelagerte Netz zu tragfähigen Kosten diskutiert. Was wären aus Ihrer Sicht (weitere) denkbare objektive Kriterien für die Ausweisung solcher Gebiete, die gesetzlich festgelegt werden könnten?*

Antwort BDEW:

Die folgenden Kriterien schlägt der BDEW als Grundlage für die Ausweisung entsprechender Biomethanetzgebiete vor. Die genannten Kriterien sind ausdrücklich Prüfpunkte, die auch für vorgelagerte Planungsprozesse relevant sind. Es ist zu prüfen, ob Details der verschiedenen Kriterien im Nachgang auf Grundlage einer Verordnungs- bzw. Festlegungskompetenz - je nach zuständigem Entscheidungsträger – geregelt werden könnten.

› **Perspektivisches Biomasse- und Biomethanpotenzial**

Die Biomethanstrategie weist neben dem Ist-Stand auch das zukünftige Entwicklungspotenzial aus, auf dessen Grundlage die Netzbetreiber die weiteren Infrastrukturelevanten Kriterien anwenden.

Relevant sind insbesondere:

- regionales Biomassepotenzial im Sinne der Nachhaltigkeitskriterien der RED II / III gemäß Festlegung der Biomassestrategie
- Biomethanentwicklung/-ziele angrenzender Staaten und der resultierende Transportbedarf im Netzgebiet
- Perspektivische Importmengen

› **Bestehendes Biomethanpotenzial im Netzgebiet**

Ein wesentliches Kriterium ist das bereits vorhandene Biomethanpotenzial innerhalb eines Netzgebietes.

Dabei sollten insbesondere folgende Aspekte berücksichtigt werden:

- Anzahl der bestehenden Biomethanerzeugungsanlagen, die derzeit in das Gasnetz einspeisen
- Höhe der aktuell eingespeisten Biomethanmengen
- Anzahl und Leistung von Biogasanlagen, die derzeit Strom erzeugen, aber perspektivisch auf Biomethaneinspeisung umgestellt werden könnten

- Importmengen

› **Infrastruktur und Netzintegration**

Für die Ausweisung soll ebenfalls geprüft werden, ob die notwendige Infrastruktur vorhanden und langfristig verfügbar ist.

Insbesondere sollten folgende Kriterien berücksichtigt werden:

- Es stehen Leitungsabschnitte von Fernleitungs- oder Gasverteilernetzen zur Verfügung.
- Die für Einspeisung, Verteilung und Transport von Biomethan relevanten Leitungsabschnitte stehen nicht in Konkurrenz zur Umstellung auf Wasserstoff oder von Stilllegungsplänen im Rahmen nationaler oder europäischer Netzentwicklungspläne und VNEPs.
- Die vorhandene Netzkapazität ist ausreichend, um die regional verfügbaren Biomethanmengen aufzunehmen.
- Netzverstärkungen bzw. sonstige Netzentwicklungsmaßnahmen können grundsätzlich berücksichtigt werden, sind jedoch in eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einzubeziehen.
- Eine langfristige Anbindung an vorgelagerte Netze und/oder an Speicheranlagen ist vorhanden oder kann hergestellt werden (Verweis auf NEP).
- Die Auslastung der Infrastruktur ist aus aktueller Sicht langfristig sichergestellt.
- Vereinbarkeit mit kommunaler Wärmeplanung bzw. konkreter Bedarfsabfragen und regionalen Infrastrukturstrategien.

› **Wirtschaftlichkeit und Kostenstruktur**

Ein zentrales Kriterium ist die wirtschaftliche Tragfähigkeit des Netzbetriebs. Dabei sollten unter anderem folgende Aspekte betrachtet werden:

- Bestehende Netzkosten auf Basis der von der Bundesnetzagentur anerkannten Kosten
- Zukünftige Investitions- und Betriebskosten für bestehende Biomethaneinspeiseanlagen bzw. Anlagen im Prozess des Anschlussbegehrens
- Auswirkungen von Inflation und Preisentwicklungen auf Investitionskosten
- Alter und Zustand der bestehenden Netzinfrastruktur
- Zusätzliche Kosten durch technische Anforderungen oder Redundanzen (Netzverstärkende Maßnahme)

Zur Sicherstellung der Wirtschaftlichkeit könnte geprüft werden, ob eine Obergrenze der Kosten pro Menge Biomethan eingeführt werden sollte. Für die Ausgestaltung der Obergrenze sollte nicht die heutige Netzentgeltsystematik der Gasversorgung herangezogen werden.

› **Nachfrage**

Ein Assessment der Nachfrage nach Biomethan sollte Bestandteil der nationalen Biomethanstrategie sein. Die Ausweisung eines Biomethanetzgebietes ist nicht unmittelbar von dem Bedarf in der Region abhängig. Im BDEW-Ansatz besteht weiterhin die Möglichkeit des Transports in einem verknüpften deutschen und europäischen Methanetz sowie der Speicherung.

3 Leitplanke Kosteneffizienter Netzanschluss

Ein Teil der vorgenannten Aspekte wirkt bereits unmittelbar auch auf die Ausgestaltung eines kosteneffizienten Netzanschlusses. Die Ausweisung von Vorranggebieten ist eine zentrale Voraussetzung für kosteneffiziente Netzanschlüsse.

Grundsätzlich müssen aus Sicht des BDEW strukturelle Faktoren angegangen werden, um die Kosten für Anschlüsse zukünftig deutlich zu senken. Statt allein auf Entfernungen zwischen Anlagen und Netzen abzustellen, sollten zunehmend die tatsächlichen Anschluss- und Systemkosten berücksichtigt werden. Diese können sinken, wenn Verfügbarkeiten flexibel verhandelt werden können, Redundanzen reduziert werden und eine zunehmende Standardisierung erfolgt. So entstünden etwa bei räumlicher Bündelung (Clusterbildung) und damit einhergehender Vermeidung ineffizienter Einzelanschlüsse wirtschaftlich tragfähige Anschlusskonstellationen. Hierzu sollten die entsprechenden Rahmenbedingungen geschaffen werden.

- *Diskutiert wurde die Option, dem Anlagenbetreiber grundsätzlich die Möglichkeit einzuräumen, den Netzanschluss selbst herstellen zu können.*
 - *Welche konkreten Schritte sollte der Anlagenbetreiber in diesem Fall Ihrer Ansicht nach selbst vornehmen dürfen; welche Schritte sollten beim Netzbetreiber verbleiben?*

Die Antwort hierauf hängt zunächst davon ab, wie der Netzanschluss definiert wird. Nach derzeitigem Verständnis (§ 32 GasNZV) umfasst der Netzanschluss

- die Verbindungsleitung, die die Biogasaufbereitungsanlage mit dem bestehenden Gasversorgungsnetz verbindet,
- die Verknüpfung mit dem Anschlusspunkt des bestehenden Gasversorgungsnetzes,
- die Gasdruck-Regel-Messanlage sowie
- die Einrichtungen zur Druckerhöhung und die eichfähige Messung des einzuspeisenden Biogases.

Aufgeschlüsselt werden hierzu (Stand heute) folgende Komponenten je nach konkreter Anschlusssituation, Anschlusskonzept und Netzebene benötigt:

- Anschluss-/Verbindungsleitung inkl. Armaturenstation und Einbindung,
- Konditionierungsanlage,
- Einrichtungen zur Druckerhöhung (Annahme: Redundante Auslegung i.V.m. § 33 Abs. 2 GasNZV),
- übrige Bestandteile der Biogas-Einspeiseanlage, wie z.B. Gasdruckregel- und Messanlagen inkl., Grundstücke und Gebäude sowie ggf. Odorierung.
- Rückverdichtung,
- De-Odorierung.

Bei der Einspeisung in Hochdruck-Netze mit nachgelagerten Speichern oder bei grenzüberschreitenden Transporten sind u.U. weitere technische Anlagen zur Reduzierung des Sauerstoffs und zur Entfernung von enthaltenem Schwefel notwendig.

Grundsätzlich besteht mit den derzeit noch geltenden und angewendeten Regelungen zum Netzanschluss ein bewährtes System. Im Sinne einer kosteneffizienten Erstellung von Netzanschlüssen kann jedoch als relevante Alternative durchaus erwogen werden, dass der Anschlussnehmer den Netzanschluss oder Teile hiervon herstellt. Ausschlaggebend hierfür sollten letztlich wirtschaftliche Aspekte sein. Wäre die Herstellung durch den Anlagenbetreiber effizienter und kostengünstiger, könnte er dementsprechend mehr Verantwortung übernehmen. Wichtig wäre dabei jedoch, dass die Sicherheit des Netzes nicht gefährdet werden dürfte. Bei der Herstellung des Netzanschlusses müssten technisch notwendige Kriterien für den Netzanschluss selbst sowie die technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers eingehalten und ein gemeinsames Betriebskonzept abgestimmt werden.

Es wäre zudem wichtig, eine klare Schnittstelle zwischen der Biogasaufbereitungsanlage, den Verbindungsleitungen und der Biogaseinspeiseanlage klar zu definieren. Ebenso eindeutig müssten das Eigentum und die Betreiberverantwortung hinsichtlich der jeweiligen Komponenten geklärt sein. Je mehr der Betrieb des Netzanschlusses bzw. einzelner Komponenten Einfluss auf das Netz und dessen Sicherheit hat, desto eher sollte der Betrieb beim Netzbetreiber liegen. Solche Komponenten, die technisch notwendig in die Sphäre des Gasnetzes fallen, sollten demnach auch weiterhin in der Verantwortung des Netzbetreibers liegen und damit auch durch den Netzbetreiber hergestellt und betrieben werden:

- Die Aufgaben Messen, Odorieren und Konditionieren (G685) sollten, wie auch beim Netzzugang geregelt (vgl. BNetzA-Festlegung ZuBio ([BK7-24-01-010](#))), beim Netzbetreiber verbleiben, da sie Bestandteil der Netzführung sind.

- Die Aufgaben Transportieren (Leitungsbau zwischen Biogasaufbereitungs- und Biogaseinspeiseanlage) und Verdichten (Druckerhöhung) könnte grundsätzlich auch durch Anlagenbetreiber wahrgenommen werden. Die Assets und die Betreiberverantwortung sollten dann auch beim Anlagenbetreiber liegen.

In dem Fall, dass der Anlagenbetreiber mehr Verantwortung übernehme, wäre die Kostentragung zu klären. Kosten, die beim Netzbetreiber anfielen, müssten nach wie vor bundesweit wälzbar bleiben.

- o *Wie sollte Eigentum am Netzanschluss geregelt werden?*

Aktuell regelt § 33 Abs. 1 Satz 4 GasNZV i.V.m. § 118 Abs. 4 EnWG, dass der Netzanschluss im Eigentum des Netzbetreibers steht.

Wie dies künftig ausgestaltet werden soll, hängt zunächst mit der Frage zusammen, wie mit den, im Zusammenhang mit dem Eigentum stehenden Kosten umgegangen würde. Werden diese geteilt? Wären sie wie bislang über eine Umlage wälzbar? Der BDEW geht davon aus, dass die Kosten weiterhin von den Netzbetreibern gewälzt werden können. Wie würden Kosten, die beim Netzbetreiber lägen, in der Regulierung anerkannt? Als Kosten, die nicht dem Effizienzvergleich unterliegen? Wie wäre der Netzanschluss als Teil des Netzes – hätte der Netzbetreiber Eigentum hieran – regulatorisch einzuordnen?

Wie dies künftig geregelt werden soll, hängt im Weiteren auch von der vorstehenden Frage ab, wer den Netzanschluss oder Teile davon herstellt und betreibt.

- o *Es wurde angesprochen, dass eine klare Definition der Einspeiseanlage erforderlich sei. Wie sollte dies aus Ihrer Sicht ausgestaltet sein?*

Die Einspeiseanlage umfasst die technischen Komponenten des Netzanschlusses (die Verbindungsleitungen damit ausgenommen) und soweit erforderlich die Vorrichtungen zur Konditionierung des aufbereiteten Biogases. Darin wird in erster Linie der notwendige Druck (Pmin/Pmax) erzeugt (aus der Aufbereitungsanlage kommend), um der vorhandenen Drucksituation im Netz zu entsprechen. Bestandteile der Einspeiseanlage sind z.B. Gasdruckregel- und Messanlagen (inkl. Grundstücke und Gebäude) sowie ggf. Einrichtungen zur Odorierung.

- o *Welchen sonstigen Regelungsbedarf sehen Sie im Falle der Herstellung eines Netzanschlusses durch den Anschlussnehmer?*

Siehe oben. In diesem Zusammenhang wären zwingend Fragen des Eigentums, der Kostentragung und der Verantwortlichkeiten hinsichtlich des Betriebs zu regeln, ebenso wie Haftungsfragen.

- *Sehen Sie einen Schwellenwert (Einspeisemenge), ab dem der Netzbetreiber die Kosten für netzverstärkende Maßnahmen tragen sollte? Bitte um Begründung.*

Der BDEW möchte hier auf den ausführlichen Vorschlag aus seinem Positionspapier aus dem vergangenen Jahr verweisen: [Biomethan-Einspeisung effizienter gestalten | BDEW](#)

Zu spezifizieren wäre, was mit netzverstärkenden Maßnahmen gemeint ist.

Die konkrete Einspeisemenge ist Gegenstand eines Einspeisevertrags, der den Vorgaben den BNetzA-Festlegung ZuBio genügen müsste. Die Verfügbarkeit des Netzanschlusses (siehe über-nächste Frage) hat hierauf nur einen mittelbaren Einfluss.

Seit dem 1. Januar 2026 gilt ein neues Zugangsregime nach der BNetzA-Festlegung ZuBio. Mit dieser Festlegung werden nach den Ausführungen der BNetzA die Vorgaben der Art. 20 und 36 Gas-VO aufgegriffen und konkretisiert. Nicht geregelt ist darin eine mit § 34 Abs. 2 Satz 3 GasNZV vergleichbare Verpflichtung zur Durchführung kapazitätserhöhender Maßnahmen. Das bedeutet, in Fällen, in denen das Netz zukünftig keine ganzjährige Einspeisung gewährleisten kann, kann der Netzbetreiber gemäß ZuBio entsprechend eingeschränkte Kapazitätsprodukte anbieten. Er ist hieraus nicht per se zu zusätzlichen Maßnahmen verpflichtet.

Zusammengefasst geben Art. 20 und 36 Gas-VO den Netzbetreibern auf, Verfahren und Regelungen zu entwickeln und Investitionen vorzunehmen, um verbindliche Kapazitäten für den Netzzugang zu gewährleisten. Beide Vorschriften lassen aber auch Beschränkungen des Netzzugangs zu, unter anderem im Sinne der wirtschaftlichen Effizienz. Die BNetzA kann dies als zuständige Regulierungsbehörde in einem entsprechenden Verfahren regeln. Dies hat sie mit ihrer am 1. Januar 2026 in Kraft getretenen Festlegung ZuBio auch bereits umgesetzt, wonach vorhandene Kapazitätsprodukte zugeteilt werden können. Jedoch dürfen hierdurch keine unangemessenen Hindernisse für den Markteintritt errichtet werden. Trägt der Anschlussnehmer die Kosten für etwaige Investitionen, ist eine Beschränkung der Kapazität ebenfalls nicht zulässig.

- *Welcher Schwellenwert (Einspeisemenge) für netzverstärkende Maßnahmen wäre geeignet, um Anreize für Clusterbildung zu setzen?*

Der BDEW möchte hier auf den ausführlichen Vorschlag aus seinem Positionspapier aus dem vergangenen Jahr verweisen: [Biomethan-Einspeisung effizienter gestalten | BDEW](#)

- *Bedarf es Ihrer Einschätzung nach einer Unter-/Obergrenze für die Verfügbarkeit des Netzanschlusses? Wenn ja, wo sollte diese liegen und warum?*

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 einen 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.

Die Betreiber einer Biogasanlage streben einen über das Jahr möglichst gleichmäßigen Betrieb der Anlage und eine weitestgehend konstante Nutzung des Netzanschlusses an. Damit soll ein wirtschaftlicher Betrieb der Biogasanlage gewährleistet werden. Das bisherige Abstellen auf das Kalenderjahr entspricht dabei abrechnungsrelevanten Erfordernissen.

Zu beachten ist, dass die Verfügbarkeit des Netzanschlusses keine Aussage über die verfügbaren Kapazitäten im Netz trifft. Diese sind durch den Netzbetreiber gegenüber dem Einspeiser (von Biogas) zur Verfügung zu stellen und durch diesen nach den Regeln der BNetzA-Festlegung ZuBio zu buchen.

Eine Untergrenze wäre womöglich erreicht, wenn der wirtschaftlich effiziente Betrieb der Biogasanlage nicht mehr gewährleistet wäre. Eine Obergrenze wäre dann erreicht, wenn die Kapazitäten des Netzes (gemäß den Vorgaben der BNetzA-Festlegung ZuBio) ausgeschöpft wären.

- *Braucht es Regelungen, um ein besseres Verhandlungsgleichgewicht zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber sicherzustellen?*

Flankierende Regelungen können zu mehr Rechtssicherheit beitragen.

- *Das 96%-Prozent-Kriterium wird als starker Kostentreiber für die Netzanschlüsse angesehen. Wäre aus Ihrer Sicht ein Verzicht auf bzw. eine stärkere Flexibilisierung des Kriteriums denkbar und wenn ja, unter welchen Voraussetzungen?*

Ein noch stärkerer Kostentreiber dürfte in einem Ausbau der Netze zu sehen sein, um Kapazitäten für die Einspeisung von Biogas zu schaffen, siehe dazu bereits zuvor. Neben der Verfügbarkeit des Netzanschlusses (96%) hat der Netzbetreiber nach aktueller Rechtslage (§ 118 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 33 Abs. 6 Satz 4 GasNZV) dem Anlagenbetreiber vertraglich eine bestimmte garantierte Mindesteinspeisekapazität zuzusichern, die bei der Errichtung des Netzanschlusses zu Grunde zu legen ist.

Eine Flexibilisierung wäre hier durchaus erwägenswert, um kosteneffizientere Netzanschlüsse realisieren zu können.

Zeigen sich etwa bereits im Rahmen der Netzanschlussprüfung, insbesondere vor dem Hintergrund der anstehenden Transformation der Netze, zu erwartende Kapazitätsengpässe, die einer ganzjährigen Einspeisung entgegenstünden, wären beispielsweise verbindliche

unterjährige (saisonale) Einspeise-Kapazitätsbuchungen zur Vermeidung einer kostenintensiven Rückverdichtung zu diskutieren. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Anlagenbetreiber langfristige Planungssicherheit benötigen, um einen tragfähigen Business Case darstellen zu können.

Ansonsten sei auch diesbezüglich nochmals der Hinweis auf die bereits erlassene BNetzA-Festlegung ZuBio erlaubt, wonach die Netzbetreiber verbindliche Kapazität für den Zugang der an ihr Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen zu gewährleisten haben (für Fernleitungsnetzbetreiber wird dabei auch Bezug auf die BNetzA-Festlegung „KASPAR“ (BK7-18-052) genommen).