Stellungnahme

Zum Fragenkatalog im Nachgang zum Runden Tisch zum „Netzanschluss Biomethan“ am 10.06.2026

Stand: 30.06.2026

Der Fachverband Biogas e.V. hat sich seit seiner Gründung im Jahr 1992 zu Deutschlands und Europas größter und führender Interessensvertretung der Biogas-Branche entwickelt. Er vertritt Hersteller, Anlagenbauer, landwirtschaftliche wie auch industrielle Biogasanlagenbetreiber und Institutionen mit dem Ziel der Förderung des Umweltschutzes und der Sicherung einer nachhaltigen Energieversorgung. Satzungsgemäß verfolgt der Fachverband Biogas folgende Primärziele:

- Förderung von technischen Entwicklungen im Biogasbereich,
- Förderung, Auswertung und Vermittlung von wissenschaftlichen Erkenntnissen und praktischen Erfahrungen aus dem Bereich der Biogastechnik zum Wohle der Allgemeinheit und der Umwelt,
- Durchführung von Schulungen für Praxis und Beratung,
- Herausgabe von Publikationen in Schrift, Bild und Ton,
- Förderung des Erfahrungsaustausches durch Beteiligungen und Durchführung von Ausstellungen, Tagungen und anderen Veranstaltungen,
- Förderung des internationalen Erfahrungsaustausches durch Herstellung und Pflege von Kontakten im In- und Ausland,
- Förderung eines Beratungsnetzes durch Mitglieder in den verschiedenen Regionen,
- Erarbeitung von Qualitätsstandards für Planung und Errichtung von Biogasanlagen und Anlagenkomponenten.
- Erarbeitung von Qualitätsstandards für Gärprodukte
- Erarbeitung von Qualitätsstandards zum Betrieb von Biogasanlagen

Auf europäischer Ebene wird der Fachverband Biogas von dem Europäischen Biogasverband (EBA) vertreten, der sich im Jahr 2009 gründete und nunmehr Mitglieder aus 25 EU-Mitgliedsstaaten umfasst.

Kontakt:
Fachverband Biogas e.V.
Angerbrunnenstr. 12
85356 Freising

Telefon: 08161-984660
Telefax: 08161-984670
E-Mail: info@biogas.org
Internet: www.biogas.org

Inhalt

Das Wichtigste in Kürze 4

1. Vorbemerkung 5

2. Leitplanke Regionale Steuerung 6

2.1. Zuständigkeit und Verfahren 6

2.2. Kriterien 7

3. Leitplanke Kosteneffizienter Netzanschluss 8

3.1. Aufteilung der Zuständigkeit zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber 8

3.2. Mindesteinspeisemengen 11

3.3. Unter-/Obergrenzen für die Verfügbarkeit des Netzanschlusses 12

3.4. Verhandlungsgleichgewicht zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber 13

3.5. Flexibilisierung des 96%-Kriteriums 14

4. Ansprechpartner 15

Das Wichtigste in Kürze

Regionale Steuerung auf politischer Ebene: Insofern die GasNZV-Nachfolgeregelung eine regionale Steuerung beinhalten soll, sollte die Ausweisung von Vor- bzw. Nachranggebieten in politischer oder behördlicher Hand liegen, nicht in der Hand lokaler Netzbetreiber. Netzbetreiber entscheiden überwiegend auf Basis betriebswirtschaftlicher und unternehmerischer Zielvorgaben, nicht auf Basis übergeordneter energie- und klimapolitischer Ziele. (Siehe Abschnitt 2.1.)

Nachranggebiete: Unabhängig davon, wer die Gebiete ausweist, sollte unbedingt das Konzept der „Nachranggebiete“ verfolgt werden, d.h. dass die Privilegierung für Biomethan grundsätzlich bundesweit gilt und Verteilnetzbetreiber lediglich das Recht erhalten, im Rahmen ihrer Verteilnetzplanung einzelne Netzabschnitte von der Privilegierung auszunehmen. Nach dem alternativen Konzept der Vorranggebiete würde ein Netzanschluss auch dort erschwert, wo sich Netzbetreiber keine vertieften Gedanken über die Eignung oder sogar die Notwendigkeit der Biomethaneinspeisung machen, obwohl sie vielleicht vorhanden wäre. (Siehe Abschnitt 2.1.)

Kriterien: Die Ausweisung von Nachranggebieten sollten insbesondere auf Basis der folgenden Kriterien erfolgen (siehe Abschnitt 2.2.):

- **Investitionsschutz:** Bestehende Anlagen sollten sich grundsätzlich innerhalb eines Vorranggebiets bzw. außerhalb eines Nachranggebiets befinden
- **Grüngaspotenzial:** Netzbetreiber sollten keine Netzabschnitte als Nachranggebiet ausweisen dürfen, wenn das Potenzial zur Einspeisung grüner Gase (Biomethan, synthetisches Methan) hoch genug ist, um das Netz für den Transport in höhere Netzebenen weiter zu nutzen.
- **Der Zugang zu Untergrundspeichern, zum überregionalen Gastransport und zum europäischen Gasbinnenmarkt** sollte möglichst nicht eingeschränkt werden, insbesondere weil der energiewirtschaftliche Vorteil von Biomethan darin besteht, dass es in dieser Infrastruktur gespeichert und überregional transportiert werden kann.
- **Versorgungssicherheit:** Bei der Ausweisung von Gebieten sollte auch auf die Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit mit Gas bzw. Biomethan geachtet werden, insbesondere bei der Versorgung von Verbrauchern, die noch lange auf Moleküle angewiesen sind (Industrie, Stromerzeugung, Fernwärme etc.), und Kommunen, die die Versorgung mit grünen Gasen langfristig in ihre kommunale Wärmeplanung aufgenommen haben.

Rolle von Anlagen- und Netzbetreibern: Der Anlagenbetreiber sollte das Recht erhalten, den Netzanschluss vollständig oder teilweise selbst zu planen, zu errichten und sämtliche technische Komponenten – einschließlich der Abrechnungsmessung – zu liefern. Die Rolle des Netzbetreibers ist konsequent auf die Vorgabe der technischen Rahmenbedingungen, die Abnahme sowie den anschließenden Netzbetrieb zu beschränken. Nach Inbetriebnahme sollte der Netzanschluss dauerhaft in das Eigentum des Netzbetreibers übergehen, da dieser die Gesamtverantwortung für den sicheren und diskriminierungsfreien Netzbetrieb trägt. (Siehe Abschnitt 3.1.)

Mindesteinspeisemöglichkeit: Eine stärkere Flexibilisierung der bestehenden Mindestverfügbarkeit des Netzanschlusses von 96% wird grundsätzlich unterstützt, wenn hierdurch der Bedarf an redundanten technischen Komponenten und die damit verbundenen Kosten auf beiden Seiten gesenkt werden können. Ein vollständiger Verzicht auf jegliche gesetzliche Verfügbarkeitsvorgabe wird jedoch abgelehnt. Biomethananlagen produzieren kontinuierlich Gas und sind deshalb auf eine verlässliche Mindesteinspeisemöglichkeit existenziell angewiesen. Eine belastbare Mindestverfügbarkeit ist darüber hinaus Voraussetzung für die Finanzierbarkeit der Anlage. (Siehe Abschnitt 3.4.)

1. Vorbemerkung

Es ist sehr zu begrüßen, dass das Bundeswirtschaftsministerium plant, eine Anschlussregelung für die Ende 2025 ausgelaufene Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) einzuführen und ggf. die bestehende Übergangsregelung noch einmal zu verlängern. Davon abgesehen möchten wir aber auf folgende Aspekte hinweisen:

1. Frist zur Trennung von Biomethannetzanschlüssen in der EnWG-Novelle

Ohne eine deutliche Verlängerung der Frist zur Trennung von Biomethannetzanschlüssen, die mit der laufenden Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) ermöglicht werden soll (§ 17k KabE EnWG-Novelle), ist auch die Einführung einer GasNZV-Nachfolgeregelung obsolet. Selbst wenn eine Nachfolgeregelung exzellente Rahmenbedingungen für den Anschluss von Biomethananlagen bieten würde, ist nicht zu sehen, dass Projektierer Investitionen in Neuanlagen oder die Umrüstung von Bestandsanlagen tätigen würden, wenn die Gefahr besteht, dass die Anlage potenziell nach nur 10 Jahren wieder vom Netz getrennt werden könnte.

Für eine umfassende Darstellung dieser Problematik wird auf die gemeinsame Stellungnahme der Bioenergieverbände zum Kabinettsentwurf (KabE) verwiesen.

2. Fehlende Wälzung kapazitätserweiternder Maßnahmen in der Übergangsregelung im EnWG

Die Übergangsregelung, nach der für Biomethaneinspeiseanlagen, die bis zum 31.12.2026 ein Netzanschlussbegehren gestellt und die notwendige Vorauszahlung geleistet wurde, die Regelungen der GasNZV gelten sollen (§ 118 Abs. 4 EnWG bzw. § 17 Abs. 1 b KabE EnWG-Novelle), ist zwar grundsätzlich sinnvoll. Leider konterkariert die dort festgeschriebene Übergangsregelung zur deutschlandweiten Wälzung der Kosten diese Idee. Denn die Übergangsregelung zur Kostenwälzung betrifft einzig die Wälzung der Kosten für den *Netzanschluss* (einschließlich der Kosten für Wartung und Betrieb), nicht jedoch die Kosten für die *kapazitätserweiternden Maßnahmen* nach § 33 Absatz 10 und § 34 Absatz 2 GasNZV (z.B. Anlagen zur Rückverdichtung auf höhere Druckstufen) – obwohl auch diese Kosten bislang durch § 20b GasNEV deutschlandweit gewälzt werden konnten. Wir haben große Sorge, dass sich Netzbetreiber ab jetzt, wo § 33 Abs. 10 und § 34 Abs. 2 GasNZV außer Kraft getreten sind, weigern werden, für Biomethananlagen, die sich in der Umsetzung befinden und ans Ortsnetz angeschlossen werden, die dann erforderliche Rückverdichtung zu errichten.

3. Fehlende Nachfolgeregelung zur GasNEV

Die Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) tritt zum 31.12.2027 außer Kraft; aktuell gibt es dafür weder eine Nachfolge- noch eine Übergangsregelung. Aufgrund der langen Planungs- und Realisierungszeiten von Biomethananlagen werden wohl viele Anlagen, die jetzt geplant werden, nicht bis zum 31.12.2027 in Betrieb sein und damit keinen Anspruch auf die Entgelte für die vermiedene Netznutzung (§ 20a GasNEV) haben. Diese sind aber ein wesentlicher Baustein zur Wirtschaftlichkeit. Ohne eine zügige Nachfolge- oder Übergangsregelung für die Entgelte zur vermiedenen Netznutzung läuft die Übergangsregelung für die Kostenteilung der GasNZV ins Leere.

2. Leitplanke Regionale Steuerung

2.1. Zuständigkeit und Verfahren

Frage: „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?“

Der FvB teilt die Einschätzung nicht, dass die lokalen Verteilnetzbetreiber die richtigen Akteure zur alleinigen Ausweisung von Vor- bzw. Nachranggebieten sind. Netzbetreiber entscheiden überwiegend auf Basis betriebswirtschaftlicher und unternehmerischer Zielvorgaben. Übergeordnete energiepolitische Ziele – wie den Ausbau der erneuerbaren Gasproduktion zum Zweck des Klimaschutzes oder der Versorgungssicherheit – oder überregionale energiewirtschaftliche Aspekte können in diese Entscheidungen nur begrenzt Einzug finden, insofern diese sich nicht in konkreten regulatorischen Vorgaben wiederfinden. Eine **Ausweisung von Vor- bzw. Nachranggebieten sollte deshalb auf politischer oder behördlicher Ebene** z.B. durch die Bundesregierung per Verordnung oder durch die Bundesnetzagentur per Festlegung erfolgen, wobei an der Auswahl der Gebiete alle Stakeholder – einschließlich der Biomethanproduzenten und der Verteilnetzbetreiber – zu beteiligen sind; Frankreich kann hier als Vorbild dienen.

Unabhängig davon, wer die Gebiete ausweist, sollte unbedingt das Konzept der „**Nachranggebiete**“ verfolgt werden. D.h., dass die Privilegierung für Biomethan grundsätzlich bundesweit gilt und Verteilnetzbetreiber lediglich das Recht erhalten, im Rahmen ihrer Verteilnetzplanung einzelne Netzabschnitte von der Privilegierung auszunehmen; auch dies entspricht dem französischen Ansatz. Nach dem Konzept der Vorranggebiete würde ein Netzanschluss auch dort erschwert, wo sich Netzbetreiber keine vertieften Gedanken über die Eignung oder sogar die Notwendigkeit der Biomethaneinspeisung machen, obwohl sie vielleicht vorhanden wäre. Wenn schon zwischen Gebieten differenziert wird, sollte die Grundrichtung sein, dass der Anschluss von Biomethananlagen erleichtert wird, es sei denn, es gibt nachweislich keine Perspektive für die Einspeisung vor Ort.

Neben den Kriterien, die die Verteilnetzbetreiber bei der Ausweisung der Gebiete zu berücksichtigen haben (s.u.), sollten **folgende Vorgaben** gelten:

1. Plausibilisierung der Relevanz von Nachranggebieten

Nachranggebiete dürfen nur ausgewiesen werden, wenn überhaupt Anhaltspunkte dafür bestehen, dass in dem jeweiligen Netzgebiet die Frage der Nachranggebiete relevant sein könnte. Speziell ist dies der Fall, wenn das Kriterium nach § 16b Abs. 2 KabE EnWG-Novelle („Umsetzung des EU-Gaspakets“) erfüllt ist, also dass *„eine dauerhafte Verringerung der Erdgasnachfrage innerhalb der nächsten zehn Jahre derart zu erwarten ist, dass die Verringerung die Umstellung auf Wasserstoff oder dauerhafte Außerbetriebnahme des von ihm betriebene Gasverteilernetzes oder von Teilen des Netzes erforderlich macht“.*

2. Nachweispflicht für Netzbetreiber mit Überwachung durch die Behörden

Ein Nachranggebiet im Rahmen einer Verteilnetzplanung darf nur dann genehmigungsfähig sein, wenn der Netzbetreiber bei Einreichung seines Netzentwicklungsplans den Nachweis erbringt, dass die im EnWG festzulegenden objektiven Kriterien tatsächlich erfüllt sind.

3. Übergangsregelung

Auch in später als Nachranggebiet ausgewiesenen Netzabschnitten muss die Privilegierung für alle Anlagen gelten, für die bis zur Genehmigung des Netzentwicklungsplans ein Einspeisebegehren gestellt und die Vorschusszahlung des Anschlussnehmers nach § 33 Abs. 5 Satz 1 der GasNZV überwiesen wurde. Dies dient dem Investitionsschutz für Projekte, die sich noch in der Umsetzung befinden.

4. Technische & wirtschaftliche Eignung und Ausschluss von Diskriminierung

Wir möchten noch einmal betonen, dass sowohl für Vorrang- als auch für Nachranggebiete die allgemeinen technischen und wirtschaftlichen Vorgaben des Energiewirtschaftsrechts gelten. Das bedeutet einerseits, dass Netzbetreiber selbstverständlich Netzanschlussbegehren ablehnen können, wenn dies z.B. aufgrund der Netztopologie technisch nicht möglich oder wirtschaftlich nicht zumutbar ist. Andererseits bedeutet dies aber auch, dass Biomethananlagen – auch wenn sie sich in Nachranggebieten befinden – ein diskriminierungsfreier Zugang zum Gasnetz ermöglicht werden muss.

5. Sonstige volkswirtschaftliche Effekte der Biomethanproduktion

Im Rahmen der regionalen Steuerung sind weitere positive Aspekte der Biogas- und Biomethanerzeugung zu berücksichtigen. Dazu gehört insbesondere der Beitrag zur regionalen Wertschöpfung, die Bereitstellung von klimaneutralem Kohlenstoff und Wirtschaftsdünger sowie der Beitrag zur dezentral organisierten Versorgungssicherheit.

2.2. Kriterien

Frage: „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?“

Zentral ist, dass der Kriterienkatalog – wie in der Frage beschrieben – nicht auf die Zahl der unmittelbar angeschlossenen Gasnutzer oder den Umfang der lokalen Gasnachfrage abstellt. Vielmehr sind insbesondere folgende Aspekte zu berücksichtigen:

1. Investition- & Vertrauensschutz für bestehende Anlagen

Bestandsanlagen haben in den vergangenen Jahren aufgrund verschärfter gesetzlicher Anforderungen (u.a. TA Luft, AwSV, TRAS 120, EEG, RED) kontinuierlich erhebliche Folgeinvestitionen getätigt. Der Vertrauensschutz gebietet es, diese Investitionen nicht durch eine nachträgliche Schlechterstellung im Rahmen der Gebietsausweisung zu entwerten. Bestehende und bereits geplante Biomethananlagen sollten sich deshalb grundsätzlich innerhalb eines Vorranggebiets bzw. außerhalb eines Nachranggebiets befinden und ab Inkrafttreten der Änderungen des EnWG eine Betriebsperspektive von mindestens 20 Jahren haben. Durch die Standortwahl ist ersichtlich, dass das Gebiet besonders für die Produktion von Biomethan geeignet ist.

2. Grüngaspotenzial zur Umnutzung zu einem „Hochspeisenetz” für grüne Gase (Biomethan, synthetisches Methan)

Eine zentrale Frage ist, inwiefern ein Netzabschnitt perspektivisch anstatt zur Versorgung nachgelagerter Verbraucher überwiegend für den Transport von grünen Gasen (Biomethan & synthetisches Methan) in höhere Druckstufen genutzt werden kann. Netzbetreiber sollten keine Netzabschnitte als Nachranggebiet ausweisen dürfen, wenn das Potenzial zur Einspeisung grüner Gase, das durch einen angemessenen Ausbau des bestehenden Gasnetzes oder eines Rohgasnetzes erschlossen werden könnte, so hoch ist, um damit einen ausreichenden Anteil der Leitungskapazität für den Transport in höhere Netzebenen weiter zu nutzen. Dabei sind sowohl offene Biomassepotenziale, Potenziale zur Methanisierung von Wasserstoff, bestehende Biomethaneinspeiseanlagen als auch bestehende Biogasverstromungsanlagen, die auf die Einspeisung umgerüstet werden können, zu berücksichtigen.

3. Zugang zu Untergrundspeichern, zum überregionalen Gastransport und europäischen Gasbinnenmarkt

Einer der größten energiewirtschaftlichen Vorteile der Biomethaneinspeisung ist, dass die Transport- und Verteilnetze einen überregionalen Biomethantransport und die Untergrundspeicher eine saisonale Speicherung ohne neue Infrastrukturinvestitionen ermöglichen. Bei der Ausweisung von Nachranggebieten sollte die Nutzung von Untergrundspeichern und Fernleitungsnetzen möglichst nicht eingeschränkt werden. Darüber hinaus wird diese Infrastruktur auch langfristig für den innereuropäischen Gashandel und damit zur Absicherung der europäischen Gasversorgung benötigt.

4. Versorgungssicherheit: Versorgung von „prioritären" Gasverbrauchern & Kommunen mit Wärmeplanung

Netzbetreiber sollten keine Netzabschnitte als Nachranggebiet ausweisen dürfen, wenn der Gasverbrauch an dem Netzabschnitt oder einer der darunter liegenden Netzebenen zu relevanten Anteilen auf Gasverbraucher entfällt, die voraussichtlich noch lange auf Moleküle angewiesen sein werden, insb. Industrie, Strom- und Fernwärme-Erzeuger. Neben der Verfügbarkeit grüner Moleküle tragen Biomethananlagen in diesem Gebiet in besonderem Maße zur Sicherung der Gasversorgung bei.

Ebenfalls sollten Netzbetreiber keine Netzabschnitte als Nachranggebiet ausweisen dürfen, die zur Versorgung von Kommunen notwendig sind, welche in ihrer kommunalen Wärmeplanung auch langfristig die Versorgung mit Gasen vorsehen**.** Auch hier leisten Biomethananlagen einen besonders hohen Beitrag zur Versorgungssicherheit.

3. Leitplanke Kosteneffizienter Netzanschluss

3.1. Aufteilung der Zuständigkeit zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber

Frage: „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?"***

Der **Anlagenbetreiber** sollte **das Recht** erhalten, den **Netzanschluss vollständig oder teilweise selbst zu planen, zu errichten und sämtliche technische Komponenten** – einschließlich der Abrechnungsmessung – **zu liefern** (dazu mehr unten, unter a). Die Rolle des **Netzbetreibers** ist konsequent auf die **Vorgabe der technischen Rahmenbedingungen, die Abnahme sowie den anschließenden Netzbetrieb** zu beschränken. Dieser umfasst insbesondere die Sicherstellung der Netzintegrität, der Konformität des eingespeisten Gases sowie die ordnungsgemäße Abrechnung im laufenden Betrieb (dazu mehr unten, unter b). Die Einhaltung eichrechtlicher und technischer Anforderungen ist durch bestehende unabhängige Prüf- und Konformitätsbewertungsverfahren bereits sichergestellt und bedarf keiner zusätzlichen Einschränkung durch den Netzbetreiber.

Darüber hinaus sollte die zukünftige Ausgestaltung von Biomethan-Netzanschlüssen darauf ausgerichtet werden, die **Errichtungskosten insgesamt deutlich zu senken und die maßgeblichen EU-Vergabeschwellenwerte nach Möglichkeit nicht zu überschreiten**. Dies dient der Kosteneffizienz und der Beschleunigung des Netzausbaus, da aufwendige europaweite Vergabeverfahren zusätzliche Transaktionskosten verursachen und Projektlaufzeiten verlängern können. Aus volkswirtschaftlicher Sicht sollten Netzanschlüsse möglichst so strukturiert werden, dass Investitionsmittel vorrangig in die zwingend benötigte Infrastruktur und nicht in verfahrensbedingte Aufwände oder unnötige technische Redundanzen fließen. Dadurch können knappe Ressourcen effizienter eingesetzt und der Biomethanhochlauf unterstützt werden.

a) Anlagenbetreiber

Wie oben beschrieben sollte der Anlagenbetreiber das Recht erhalten, Planung und Errichtung des Netzanschlusses ganz oder teilweise selbst zu übernehmen (eine beispielhafte Aufteilung findet sich unten unter c)). Dies betrifft insbesondere die Detailplanung und das Engineering der Anlage (inkl. der Dimensionierung und Auslegung der technischen Komponenten), die Errichtung der Einspeiseanlage (Mess-, Regel- und Odorieranlagen sowie die erforderliche Verdichter- und Druckerhöhungstechnik) sowie optional die Übernahme von Betriebs- und Serviceleistungen wie Wartung, Entstörung und technischem Betrieb einzelner Komponenten. Darüber hinaus sollte es dem Anlagenbetreiber ermöglicht werden, eigenständige Maßnahmen zur Erhöhung der Anschlussverfügbarkeit, etwa durch den Einbau zusätzlicher technischer Redundanzen, vorzunehmen.

Die Voraussetzung für die Eigenleistung des Anlagenbetreibers muss dabei der Nachweis der erforderlichen Qualifikationen sowie die vollständige Einhaltung der technischen, regulatorischen und sicherheitsrelevanten Vorgaben gegenüber dem Netzbetreiber sein.

Bei der Ausgestaltung der Eigenerrichtungsoption ist das Vergaberecht als eigenständiger Regelungsbedarf zu adressieren: Gasnetzbetreiber sind als Sektorenauftraggeber im Sinne der Richtlinie 2014/25/EU (§§ 100, 102 Abs. 3 Nr. 1 GWB i.V.m. SektVO) oberhalb der EU-Schwellenwerte zur europaweiten Ausschreibung verpflichtet. Der Gesetzgeber muss daher eine klare rechtliche Konstruktion schaffen, die die Eigenerrichtung durch den Anlagenbetreiber vergaberechtssicher ermöglicht – etwa durch eine gesetzliche Ausnahmeregelung oder durch die Ausgestaltung der Eigenerrichtung als echte Eigenleistung auf Risiko und Rechnung des Anlagenbetreibers ohne vergabepflichtige Beauftragung durch den Netzbetreiber. Ohne eine solche Lösung drohen die Beschleunigungseffekte der Eigenerrichtungsoption durch vergaberechtliche Ausschreibungsverfahren aufgezehrt zu werden.

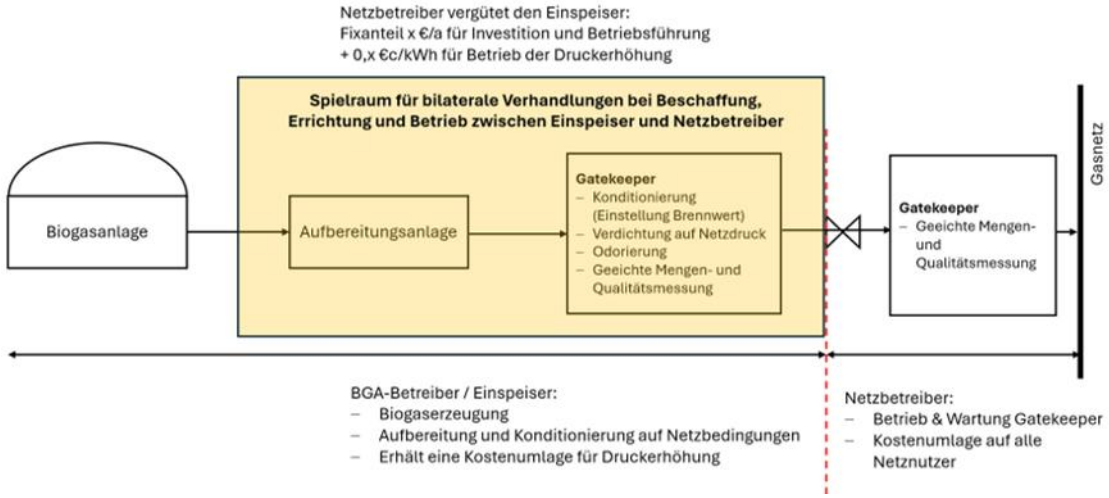
b) Netzbetreiber

Beim Netzbetreiber sollten alle Aufgaben verbleiben, die für die Systemsicherheit, die diskriminierungsfreie Netznutzung und die einheitliche regulatorische Ausgestaltung erforderlich sind: Dies umfasst zunächst die Netzplanung und Systemintegration – konkret Netzverträglichkeitsprüfung, Festlegung des Netzverknüpfungspunkts, Kapazitätszuweisung und Integration in die Netzentwicklungsplanung. Ebenso verbleiben beim Netzbetreiber die Festlegung der technischen Anschlussbedingungen einschließlich Sicherheitsanforderungen, Qualitätsstandards und Schnittstellendefinitionen sowie die Erstellung einer verbindlichen Kostenkalkulation und eines Realisierungsfahrplans gemäß § 33 Abs. 7 GasNZV. Die Endverantwortung für Betrieb und Systemstabilität – Netzführung, Versorgungssicherheit und übergeordnete Betriebsverantwortung – verbleibt ebenfalls beim Netzbetreiber. Insofern sollte der Netzbetreiber für den Fall der Eigenerrichtung des Anlagenbetreibers, nach Inbetriebnahme das Eigentum an der Einspeiseanlage übernehmen, um einen einheitlichen und sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten.

c) Beispielhafte Verantwortlichkeiten

Der Netzbetreiber baut zum einen die Gasleitung bis zu einem bestimmten Übergabepunkt am Standort der Biogasanlage. Zum anderen werden zwei standardisierte, nahezu baugleiche so genannte „Gatekeeper“ aufgestellt, von denen jeweils einer im Besitz des Biogasanlagenbetreibers und einer im Besitz des Netzbetreibers bleibt – vergleichbar mit der Regelung in den Niederlanden. Der Gatekeeper des Biogasanlagenbetreibers enthält einen geeichten Volumenstromzähler, einen Massenspektrometer, ein Rückführventil für den Fall einer ungenügenden Qualität des Biogases sowie ggf. Technik zur Odorierung des Biogases (Dienstleistung des Einspeisers gegen Entgelt). Der Gatekeeper des Netzbetreibers ist grundsätzlich mit der gleichen Technik ausgestattet, allerdings ohne Technik zur Odorierung. Operativ hat der Netzbetreiber Zugriff auf beide und damit auch eine Redundanz, wenn bestimmte technische Komponenten ausfallen. Ein Gatekeeper kostet aktuell typischerweise rund 200.000 Euro. So lassen sich auch kleine Anlagen mit 200 - 300 Nm³/h Biomethan

mit vertretbaren Kosten ans Netz anschließen. Dieses Konzept wird in folgender Grafik schematisch dargestellt:



- ***„Wie sollte Eigentum am Netzanschluss geregelt werden?“***

Der Netzanschluss sollte **dauerhaft in das Eigentum des Netzbetreibers** übergehen, da dieser die Gesamtverantwortung für den sicheren und diskriminierungsfreien Netzbetrieb trägt. Einheitliches Eigentum gewährleistet konsistente Betriebsführung, vermeidet regulatorische Abgrenzungsprobleme und sichert die langfristige Integration in die Netzinfrastruktur.

Zur Hebung von Effizienzpotenzialen empfiehlt sich folgendes Modell: Der Netzbetreiber erstellt zunächst eine verbindliche Kostenkalkulation und einen Realisierungsfahrplan. Der **Anlagenbetreiber** erhält sodann eine **befristete Option zur ganzen oder teilweisen Eigenerrichtung**. Nach Inbetriebnahme erfolgt eine verpflichtende Übernahme des Netzanschlusses durch den Netzbetreiber zu den nachgewiesenen Herstellungskosten, gedeckelt auf die Kosten einer Netzbetreiber-Eigenerrichtung, abzüglich der festgelegten Kostenbeteiligung des Anlagenbetreibers. Dieses Modell verbindet die Kostenvorteile der Eigenerrichtung mit der Möglichkeit einer Refinanzierung über die Netzentgelte.

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

Eine klare Definition der Einspeiseanlage sowie ein bundeseinheitlicher technischer Standard sind zwingend erforderlich. Andernfalls entsteht in der Praxis ein erheblicher Spielraum für unterschiedliche Auslegungen und damit faktisch Willkür zwischen einzelnen Netzbetreibern.

Genau diese Problematik zeigt sich bereits heute in Form netzbetreiberspezifischer Sonderlösungen, die zu abweichenden zusätzlichen technischen Anforderungen, Schnittstellen sowie erhöhtem Planungs- und Abstimmungsaufwand führen. Dies beeinträchtigt sowohl die Effizienz als auch die Wirtschaftlichkeit von Einspeiseprojekten erheblich.

Die inhaltliche und technische Definition der Einspeiseanlage ist jedoch nicht neu zu schaffen, sondern liegt bereits heute umfassend in den bestehenden Regelwerken des DVGW vor. Diese stellen einen fachlich abgestimmten, in der Praxis erprobten und breit akzeptierten Standard dar. Vor diesem Hintergrund sollte die Nachfolgeregelung klarstellen, dass die Definition der Einspeiseanlage sowie die maßgeblichen technischen Anforderungen **bundeseinheitlich auf Basis der bereits einschlägigen DVGW-Regelwerke** (z.B. DVGW G-265-1: Anforderungen zur Planung, Fertigung, Errichtung, Prüfung und Inbetriebnahme; DVGW G-265-2: Betrieb und Instandhaltung) zu erfolgen haben Nur so können

einheitliche Rahmenbedingungen geschaffen, Sonderlösungen vermieden und die Umsetzungsgeschwindigkeit von Projekten erhöht werden.

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

Ziel muss es insgesamt sein, klare, rechtssichere und standardisierte Rahmenbedingungen zu schaffen, die Planungssicherheit gewährleisten und die effiziente Umsetzung von Einspeiseprojekten ermöglichen.

Im Falle der Herstellung eines Netzanschlusses durch den Anschlussnehmer besteht insbesondere **Regelungsbedarf zur Vermeidung zusätzlicher Schnittstellen, zur Sicherstellung bundeseinheitlicher Standards sowie zur Verhinderung netzbetreiberspezifischer Sonderanforderungen**. Gleichzeitig ist sicherzustellen, dass der Anschlussnehmer bei Planung und Errichtung zwingend auf qualifizierte Fachunternehmen zurückgreift und die einschlägigen technischen Regelwerke einhält, um die erforderlichen Qualitäts- und Sicherheitsstandards zu gewährleisten.

Für den späteren Betrieb der Einspeiseanlage ist klarzustellen, dass dieser beim Netzbetreiber liegen kann, aber nicht zwingend vollständig dort liegen muss. Der Anschlussnehmer kann den Betrieb – sofern entsprechende Qualifikationen vorliegen – selbst übernehmen oder sich hierfür qualifizierter Dritter bedienen. Auch für den Anlagenbetrieb bestehen etablierte technische und eichrechtliche Regelwerke sowie definierte Prüf- und Überwachungsanforderungen, die die Einhaltung der erforderlichen Standards unabhängig vom Betreiber der Anlage sicherstellen.

Im Falle der Herstellung des Netzanschlusses durch den Anschlussnehmer besteht insbesondere in folgenden Bereichen gesetzlicher Regelungsbedarf:

- Die **vergaberechtliche Konstruktion** zu klären (siehe oben).
- Es muss die **Haftungsabgrenzung zwischen Anlagen- und Netzbetreiber** während der Errichtungs- und Abnahmephase gesetzlich geregelt werden – insbesondere für den Fall von Mängeln, Schäden oder Verzögerungen, die auf die Eigenerrichtung zurückzuführen sind.
- Es sind **Fristen und Verfahrensabläufe** verbindlich zu normieren: Der Netzbetreiber muss innerhalb festgelegter Fristen die technischen Anschlussbedingungen mitteilen, die Kostenkalkulation vorlegen und nach Fertigstellung die Abnahme durchführen. Ohne solche Fristen droht die Eigenerrichtungsoption faktisch leerzulaufen.
- Es sollten die **technischen Anforderungen** an Einspeiseanlagen im Zuge der Neuregelung **auf ihre tatsächliche Notwendigkeit überprüft** werden – insbesondere überzogene Redundanzanforderungen, die die Kostenvorteile der Eigenerrichtung wieder zunichtemachen.
- Es muss klargestellt werden, dass die vom Netzbetreiber an den Anlagenbetreiber gezahlte **Vergütung für den Netzanschluss gewälzt werden können**.

3.2. Mindesteinspeisemengen

Frage: „Sehen Sie einen Schwellenwert (Einspeisemenge), ab dem der Netzbetreiber die Kosten für netzverstärkende Maßnahmen tragen sollte? Bitte um Begründung. Welcher Schwellenwert (Einspeisemenge) für netzverstärkende Maßnahmen wäre geeignet, um Anreize für Clusterbildung zu setzen?“

Einer der größten energiewirtschaftlichen Vorteile der Biomethaneinspeisung ist, dass die Transport- und Verteilnetze für den überregionalen Biomethantransport und die Untergrundspeicher für die saisonale Speicherung genutzt werden können. Eine Hochspeisung muss für Anlagenbetreiber deshalb zu wirtschaftlich zumutbaren Kosten möglich sein. Mit zunehmendem Rückgang der Gasverbraucher am Niederdruck-Verteilnetz und einem Ausbau der Biomethaneinspeisung ist davon auszugehen, dass der Gasfluss von niedrigen auf höhere Druckebenen tatsächlich die Regel und die energiewirtschaftliche Bedingung ist. Wir teilen die Einschätzung, dass es grundsätzlich sinnvoll ist, kleine Biogasanlagen vor

dem Anschluss an das Gasnetz mittels Rohgas-Sammelleitungen für eine gemeinsame Einspeisung zusammen zu schließen. Solche Biogas-Cluster sollten regulatorisch erleichtert und gefördert (z.B. Cluster-Manager) werden. Beispielhaft ist hier die Bio-Meth-Förderung in Bayern zu nennen.

Fixe, gesetzlich festgelegte Schwellenwerte sehen wir jedoch kritisch, da die **Netzsituation bundesweit sehr unterschiedlich ist**, so dass fixe Schwellenwerte ggf. die konkrete Netzsituation an bestimmten Standorten nicht passend abbilden können. Die spezifischen Infrastrukturkosten einer Biomethananlage mit niedrigerer Einspeiseleistung sind nicht zwingend höher als die Infrastrukturkosten einer Anlage mit höherer Einspeiseleistung. Denn Auslöser und Kostenhöhe für netzverstärkende Maßnahmen können je nach Netzsituation und erforderlicher Maßnahme völlig unterschiedlich ausfallen. Wenn geringeren Einspeisemengen auch geringere Kosten für netzverstärkende Maßnahmen gegenüberstehen, ist dies nicht ineffizienter, als wenn in gleicher Relation höheren Einspeisemengen höhere Kosten gegenüberstehen.

Wir schlagen deshalb vor, **kosteneffiziente Netzanschlusskonzepte anzureizen, indem die von Anlagenbetreiber zu tragenden Kosten variieren**, abhängig davon:

- ob kapazitätsverstärkende Maßnahmen notwendig sind;
- wie hoch die Einspeisekapazität am Netzanschluss ist (gemessen in Normkubikmeter Biomethan pro Stunde); und
- wie hoch die Auslastung Netzanschlusses ist (gemessen am Verhältnis zwischen Einspeisekapazität des Netzanschlusses und tatsächlich eingespeister Biomethanmenge).

Eine detailliertere Darstellung unseres Vorschlags findet sich im Positionspapier „Vorschlag einer Nachfolgeregelung zur Gasnetzzugangsverordnung“.

3.3. Unter-/Obergrenzen für die Verfügbarkeit des Netzanschlusses

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

Als Teil der Privilegierung des Anschlusses von Biomethananlagen sollte weiterhin eine Mindestverfügbarkeit des Netzanschlusses festgelegt werden. Da die Verfügbarkeit des Netzanschlusses zentral für die Wirtschaftlichkeit einer Biomethananlage ist, sorgt eine Mindestverfügbarkeit für die Planbarkeit und damit die Investitionssicherheit.

Mit der Einführung einer Mindesttreibhausgaseinsparung in der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung und der Einführung einer Treibhausgasminderungsquote im Kraftstoffsektor hat die Mindestverfügbarkeit des Netzanschlusses eine noch größere Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit erlangt. Denn die Abfackelung eines Teils des Biogases aufgrund einer mangelnden Verfügbarkeit des Netzanschlusses verschlechtert die gesamte Treibhausgasbilanz der Biogasanlage, so dass sie ggf. nicht oder nur zu deutlich höheren Kosten ihre Mindestvorgaben einhalten kann bzw. sich die Treibhausgasbilanz des restlichen Biomethans verschlechtert und damit die Erlöse im Kraftstoffmarkt verringern.

Deshalb plädieren wir dafür, den Anspruch des Anlagenbetreibers von **96%-Verfügbarkeit grundsätzlich fortzuführen**. Es sollte jedoch optional ein **Abweichen auf individueller vertraglicher Basis ermöglicht** werden, die zu einer größeren Flexibilität und damit ggf. zu einer Kostenreduktion führt, an der der Anschlussnehmer zu beteiligen ist.

Die konkrete Ausgestaltung von zugesicherter Verfügbarkeit und Einspeiseleistung sollte vertraglich vereinbart werden. Dabei kann es sinnvoll sein, die Mindestverfügbarkeit flexibel auszugestalten, solange der wirtschaftliche Betrieb der Anlage als Grundbedingung gewährleistet bleibt.

Abweichungen sollten auch dann vereinbar sein, wenn es alternativ zu einer Überschreitung der Kostenschwellen und in der Folge zu höheren Kostenbeteiligungen des Einspeisers käme. Grundsätzlich muss dies kombiniert werden und die Möglichkeit die Verdichtung selbst zu betreiben und zu errichten, gegen Kostenwälzung bzw. -erstattung, bestehen bleiben. So kann der Einspeiser selbst Einfluss auf die Verfügbarkeit nehmen (siehe oben).

3.4. Verhandlungsgleichgewicht zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber

Frage: „Braucht es Regelungen, um ein besseres Verhandlungsgleichgewicht zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber sicherzustellen?“

Wir halten derartige **Regelungen für notwendig**.

Eine ausgewogene Ausgestaltung des Verhandlungsgleichgewichts ist aus unserer Sicht ein zentraler Baustein für eine funktionierende Nachfolgeregelung der GasNZV. Die Ausgangslage ist hier durch ein **strukturelles Ungleichgewicht** geprägt: Während Anlagenbetreiber auf den Zugang zum Netz angewiesen sind, besteht für Netzbetreiber kein vergleichbarer wirtschaftlicher Druck, einen Anschluss zu realisieren. Dies stellt einen Verhandlungsvorteil für den Netzbetreiber dar, welcher dazu führen kann, dass Projekte, die eigentlich betriebswirtschaftlich möglich und volkswirtschaftlich effizient wären, nicht realisiert werden können.

Ferner trägt auch die **fehlende Transparenz über die Kalkulation von Netzanschlusskosten** dazu bei, dieses Ungleichgewicht zu verstärken. Netzbetreiber erstellen Kostenkalkulationen nach eigenen, nicht offengelegten Maßstäben; der Anlagenbetreiber erhält eine Gesamtzahl, ohne die zugrundeliegenden Einzelpositionen prüfen zu können. Es lässt sich nicht unabhängig nachvollziehen, ob die ausgewiesenen Kosten dem tatsächlichen Aufwand entsprechen oder ob ineffiziente Strukturen des Netzbetreibers auf den Anlagenbetreiber abgewälzt werden. Dies ist besonders problematisch, weil Netzbetreiber die Anschlusskosten als zentrales Argument gegen die Nutzung von Biomethan anführen.

Wir schlagen vor, die Verhandlungsposition zwischen Netz- und Anlagenbetreiber anzugleichen, indem den **Anlagenbetreibern wie bisher Ansprüche auf attraktive Gasnetzanschlussbedingungen** zugesichert werden, die **als Rückfalloptionen** dienen könnten, falls eine bilaterale Einigung über alternative Konditionen nicht erreicht werden kann. Unser Vorschlag für diese Konditionen findet sich im Positionspapier „Vorschlag einer Nachfolgeregelung zur Gasnetzzugangsverordnung.

Auch eine **klare gegenseitig verbindliche Ausgestaltung der Vertragsbeziehungen**, die die Konditionen der Anschlussbedingungen regelt, könnte helfen. Durch eine solche wechselseitige Verpflichtung entsteht ein Gleichgewicht, das über rein regulatorische Eingriffe hinausgeht und auf einer vertraglich abgesicherten Verlässlichkeit basiert. Ergänzend können geeignete Mechanismen zur Flexibilisierung vereinbart werden, um in bestimmten Fällen Abweichungen von den vereinbarten Parametern zuzulassen und damit die Verbindlichkeit für beide Seiten auch in Ausnahmesituationen oder bei unvorhersehbaren Entwicklungen zu gewährleisten. Ein solcher Ansatz trägt dazu bei, dass Verhandlungsgleichgewicht strukturell zu verbessern, ohne dabei die notwendige Flexibilität für projektspezifische Lösungen einzuschränken. Gleichzeitig wird sichergestellt, dass sowohl Netzbetreiber als auch Anlagenbetreiber ein Interesse an einer effizienten und verlässlichen Nutzung der Gasinfrastruktur haben.

Ggf. könnte auch eine **Schlichtungsstelle** sinnvoll sein, falls die Verhandlungen nicht innerhalb von sechs Monaten abgeschlossen sind.

Darüber hinaus könnte eine einsehbare **Datenbank über vergangene und laufende Netzanschlussbegehren** helfen, dass Projektierer mögliche Kooperationen mit anderen Projektierern auszuloten können. Dies könnte im Übrigen auch zu einer Reduktion der Infrastrukturkosten führen, weil Rückverdichtungsanlagen ggf. stärker ausgelastet werden können.

3.5. Flexibilisierung des 96%-Kriteriums

Frage: „Das 96%-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?“

Wie oben beschrieben schützt die bisherige Mindestverfügbarkeit des Netzanschlusses die wirtschaftliche Planbarkeit der Anlagen und hat sich über Jahrzehnte als verlässlicher Standard etabliert (siehe oben, Abschnitt 3.3.). Darüber hinaus kann es das Verhandlungsgleichgewicht zwischen Anlagen- und Netzbetreiber bei der Ausgestaltung individueller Netzabschlussregeln stärken (siehe oben, Abschnitt 3.4.). Einen vollständigen Verzicht auf jegliche gesetzliche Verfügbarkeitsvorgabe lehnen wir deshalb ab.

Eine stärkere Flexibilisierung wird vom FvB dennoch grundsätzlich unterstützt, wenn hierdurch der Bedarf an redundanten technischen Komponenten und die damit verbundenen Kosten auf beiden Seiten gesenkt werden können. Wie oben beschrieben plädieren wir dafür, den Anspruch des Anlagenbetreibers von **96%-Verfügbarkeit grundsätzlich fortzuführen**, jedoch optional ein **Abweichen auf individueller vertraglicher Basis zu ermöglichen**, das zu einer größeren Flexibilität und damit ggf. zu einer Kostenreduktion führt, an der der Anschlussnehmer zu beteiligen (siehe oben, Abschnitt 3.2.).

.

4. Ansprechpartner

Für Rückfragen stehen wir gerne zur Verfügung.

Fachverband Biogas e.V.
Sandra Rostek
Leiterin des Berliner Büros
sandra.rostek@biogas.org
030-2758179-00

Fachverband Biogas e.V.
Dr. Guido Ehrhardt
Referatsleiter Politik
guido.ehrhardt@biogas.org
030-2758179-16

Fachverband Biogas e.V.
Justus Dünkelmann
Referent Politik
justus.duenkelmann@biogas.org
030-2758179-19