

FNB Gas – Diskussionspapier Biomethan

Aktuelle Herausforderungen und Lösungsansätze aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber

Berlin, 25.06.2024

Über FNB Gas:

Die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas) mit Sitz in Berlin ist der 2012 gegründete Zusammenschluss der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, also der großen überregionalen und grenzüberschreitenden Gastransportunternehmen. Ein inhaltlicher Schwerpunkt der Vereinigung ist die Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff auf der Transportebene. Zudem ist die Vereinigung Ansprechpartner gegenüber Politik, Medien und Öffentlichkeit. Zudem vertritt die Vereinigung ihre Mitglieder auch als Ansprechpartner gegenüber Politik, Medien und Öffentlichkeit.

Mitglieder der Vereinigung sind die Unternehmen bayernets GmbH, Fluxys TENP GmbH, Ferngas Netzgesellschaft mbH, GASCADE Gastransport GmbH, Gastransport Nord GmbH, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH, Nowega GmbH, ONTRAS Gastransport GmbH, Open Grid Europe GmbH, terranets bw GmbH und Thyssengas GmbH. Sie betreiben zusammen ein rund 40.000 Kilometer langes Leitungsnetz.

Aktuelle Herausforderungen und Lösungsansätze aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber

Zusammenfassung

Die Regelungen des Netzanschlusses von Biogaserzeugungsanlagen sind derzeit Gegenstand der Debatte zur Umsetzung des EU-Gaspakets. Sie sollen auch in einer künftigen Nachfolgefestlegung der Bundesnetzagentur zur GasNZV adressiert werden. Diese Verfahren werden formal zwar getrennt ablaufen, sind inhaltlich aber eng verknüpft und sollten nicht isoliert voneinander betrachtet werden. Die Fernleitungsnetzbetreiber möchten daher mit diesem Papier einen Diskussionsbeitrag sowohl für den politischen, als auch den regulatorischen Prozess liefern. Herausforderungen bestehen hinsichtlich der Förderregelungen für Biomethan (Netzanschlusspflicht, Kostentragungsregelung, Einspeisevergütung), sowie hinsichtlich der Stärkung des Importes von Biomethan. Auch die technischen Mindestanforderungen für den Netzanschluss (Übergabedruck und Gasbeschaffenheit) sollten neu justiert werden. Insgesamt sollten bei sämtlichen genannten Punkten die volkswirtschaftliche Effizienz und die Nutzung von Skaleneffekten stärker handlungsleitend sein. Dies ist derzeit nicht hinreichend gegeben.

Konkret regen die Fernleitungsnetzbetreiber folgende Regelungen an:

- In der Systementwicklungsstrategie sollte der Entwicklungspfad Biomethan als zusätzliche Dekarbonisierungsoption neben Wasserstoff berücksichtigt werden.
- Der Anschlussvorrang von Biomethan ggü. fossilem Erdgas sollte beibehalten werden.
- Die Anschlusspflicht gemäß § 33 GasNZV sollte flexibler gestaltet werden. Dazu sollten bei der Umsetzung von Art. 38 Abs. 4 der EU-Richtlinie insbesondere die Ablehnungsgründe um die behördlich genehmigte Stilllegungsplanung erweitert und für diesen Fall auch Kündigungsmöglichkeiten eingeführt werden.
- Die wirtschaftliche Unzumutbarkeit des Biomethannetzanschlusses (§ 17 Abs. 2 EnWG) sollte im Gesetz fingiert werden, wenn betroffene Leitungen in der Netzentwicklungsplanung für die Umstellung auf Wasserstoff vorgesehen sind.
- Ein netzbetreiberübergreifender Anschlussvariantenvergleich sollte als Teil der Netzanschlussprüfung durchzuführen sein.
- Einheitliche Kriterien für einen gesamthaften, netzbetreiberübergreifenden Kostenvergleich der Anschlusslösung sollten in der Kooperationsvereinbarung Gas festgelegt werden. Dabei sind sämtliche Investitions- und Betriebskosten der gesamten Anschlusslösung einzubeziehen. Darüberhinaus sollten Möglichkeiten wie die Nutzung von Sammelleitungen, d.h. eine Clusterung mehrerer Anschlussbegehren und Zusammenführung an einer Einspeiseanlage, geprüft werden, um Skaleneffekte zu nutzen.
- Die Kostentragungsregelung des § 33 Abs. 1 GasNZV sollte nicht mehr auf die Entfernung abstellen, da ein kürzerer Netzanschluss nicht zwangsläufig die kostengünstigste Option darstellt. Die aktuelle Regelung (75 Prozent Netzbetreiber und 25 Prozent Anschlussnehmer) ist für die FNB akzeptabel, wenn der günstigste Anschluss im netzbetreiberübergreifenden Variantenvergleich gewählt wird.
- Starre Mindesteinspeiseanforderungen sind nicht zielführend. Stattdessen sollten die ökonomischen Anreize zur Einspeisung verbessert werden. Die Vergütung des eingespeisten Biomethans („vermiedene Netzkosten“) sollte in Abhängigkeit der

tatsächlich eingespeisten Menge steigen, um die tatsächlichen Einspeisemengen zu erhöhen.

- Die Mindestverfügbarkeit des Netzanschlusses ist derzeit zu hoch – verbunden mit viel technischem Aufwand und hohen Kosten. Sie sollte daher im Netzanschlussvertrag individuell regelbar sein.
- Die Regelung zur Gasbeschaffenheit in § 36 Abs. 1 GasNZV sollte von einem statischen in einen dynamischen Verweis geändert werden.
- Ein Mindesteinspeisedruck sollte festgelegt werden, um die stärkere Nutzung von Aufbereitungsverfahren mit Lieferung eines höheren Ausgangsdruckes anzureizen und somit die Notwendigkeit mehrstufiger Druckerhöhungen und entsprechender Verdichterkosten zu reduzieren.
- Die europäische Dimension und der grenzüberschreitende Import sollten stärker in den Blick genommen werden. Das bisher gültige Nachweisverfahren zur Einspeisung von Biomethan über Biogasanlagenkreise sollte ersetzt werden durch die Nutzung von Zertifikaten und die Massebilanzierung über die „Union Data Base (UDB)“

I. Biomethan – mehr als eine „Erfüllungsoption nach GEG“

Biomethan kann mittels vorhandener Leitungen und Speicher unabhängig vom Produktionsstandort genutzt werden. Als regenerativer Energieträger bietet Biomethan neben Wasserstoff auch langfristig die Möglichkeit zur Dekarbonisierung des Gasverbrauchs und Flexibilisierungspotenzial im Rahmen der Sektorkopplung Strom und Gas. Biomethan kann im Transportsektor zur Senkung der Treibhausgasemissionen beitragen. Das in Deutschland genutzte Biomethan wird ferner in heimischer Produktion hergestellt und leistet somit einen wichtigen, aber noch ausbaufähigen Beitrag zu einer resilienten und von Importen aus Drittstaaten unabhängigen Energieversorgung Deutschlands. Die europäischen Ausbauziele für erneuerbare Gase sind hochgesteckt. In ihrem „REPowerEU“-Plan¹ hat sich die Europäische Union bis 2030 ein Ausbauziel von 35 bcm (bzw. ca. 370 TWh²) für Biomethan gesetzt. Derzeit werden in Deutschland etwa 9.900 Biogasanlagen betrieben. Die erzeugte Energie wird überwiegend verstromt. Nur ca. 240 Anlagen sind derzeit an das Erdgasnetz angeschlossen und 214 dieser Anlagen speisten in 2022 rund 10 TWh zu Biomethan aufbereitetes Biogas in das deutsche Erdgasnetz ein.³ Einspeisepotenzial haben bis 2030 aber ca. 2.000 dieser Anlagen.⁴ Auch der Einspeisebedarf wird deutlich steigen. Eine jüngst veröffentlichte Studie der Deutschen Energie-Agentur (dena) schätzt allein den Biomethanbedarf zur flexiblen Stromerzeugung nach EEG sowie aus dem Verkehrsbereich auf über 20 TWh bis 2030, hinzu kommen im mittleren Szenario bis 2035 14,3 TWh für die Wärmeversorgung, da der Einbau von Gasheizungen unter Einsatz von Biomethan als Erfüllungsoption nach GEG weiterhin möglich ist. Die Studie geht davon aus, dass in jedem Fall ein signifikanter Ausbau der Biomethanerzeugungskapazitäten notwendig sei, der bereits zeitnah

¹ Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Europäischen Rat, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, REPowerEU-Plan, 18.5.2022, [COM\(2022\) 230 final](#), S. 10.

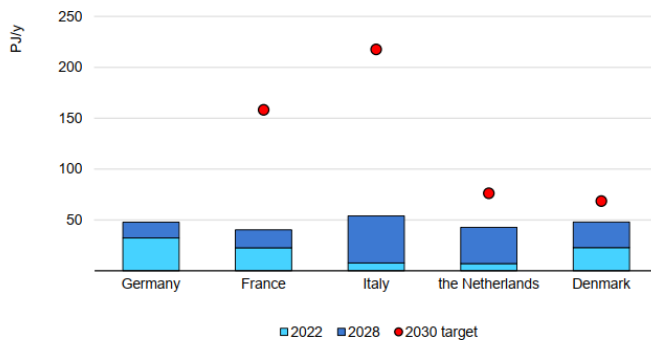
² Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2024) „Wie entwickelt sich der Biomethanbedarf auf Basis des Gebäudeenergiegesetzes? Regulatorische Anforderungen und potenzielle Entwicklung des Biomethanbedarfs bis 2040“, S.3.

³ Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt, Monitoringsbericht 2023, S. 41 und S. 218.

⁴ DVGW, Erweiterte Potenzialstudie zur nachhaltigen Einspeisung von Biomethan unter Berücksichtigung von Power-to-Gas und Clusterung von Biogasanlagen (EE-Methanisierungspotential), 2019, S. 5.

umgesetzt werden müsse.⁵ Laut Ergebnisbericht 2023 für den Gasnetzgebietstransformationsplan (GTP) des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW) liegen allein bei 43 Verteilernetzbetreibern (VNB) in Deutschland 233 Einspeisebegehren für Biomethan für das Jahr 2023 vor. Würden diese realisiert, käme dies einer Verdopplung der aktuell in Deutschland in Betrieb befindlichen Biomethaneinspeiseanlagen gleich, wobei die Einspeisebegehren auf Fernleitungsebene in diesen Zahlen noch nicht berücksichtigt sind.

Current, forecast and targeted biomethane production for selected European countries, 2022-2030



Note: Germany does not have a specific biomethane target for 2030.

IEA. CC BY 4.0.

Die Internationale Energieagentur (IEA) fragt nach Deutschlands Rolle bei der Entwicklung eines Marktes für grüne Gase in Europa und hebt hervor, dass sich Deutschland – anders als seine Nachbarländer – keine Ziele gesetzt hat, das Potenzial von Biomethan zur Dekarbonisierung des Gasverbrauchs zu heben.

Quelle: IEA, Renewables 2023 – Analysis and forecast to 2028, revised version, Jan 2024, S. 139.

Ähnlich verhält es sich mit den Empfehlungen der Europäischen Kommission vom 18.12.2023 zum Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP), in denen Deutschland angesichts des Erdgasverbrauchs und der bestehenden Infrastruktur explizit angeraten wird, detailliertere Maßnahmen zur Förderung der nachhaltigen Erzeugung von Biomethan in den NECP aufzunehmen,⁶ wie es beispielsweise Frankreich (NECP: 4,5 bcm) oder Italien (NECP: 5,7 bcm) getan haben.

II. Handlungsbedarf seitens der Bundesregierung, des Gesetzgebers und der Bundesnetzagentur

Handlungsbedarf besteht nicht nur hinsichtlich eines klaren Bekenntnisses der Politik zum Erhalt und weiteren Ausbau des Biomethanmarktes in Deutschland und Europa seitens der **Bundesregierung**. Auch der **deutsche Gesetzgeber** ist im Rahmen der Umsetzung der Richtlinie des EU-Gaspakets aufgefordert, die grundsätzlichen Weichenstellungen zur Förderung erneuerbarer Gase zu stellen. Finanzielle Anreize zur Nutzung von Biomethan bestehen zurzeit verstärkt im Verkehrssektor (THG-Quote), wobei jüngst auch die Einführung einer „Grüngasquote“ über den Verkehrssektor hinaus⁷ zunehmend und parteiübergreifend Zustimmung findet⁸. Ohne eine Aktualisierung der Förderregelungen werden bis zum Jahr 2030 in Deutschland voraussichtlich die Hälfte aller

⁵ Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.), dena (2024) „Wie entwickelt sich der Biomethanbedarf auf Basis des Gebäudeenergiegesetzes? Regulatorische Anforderungen und potenzielle Entwicklung des Biomethanbedarfs bis 2040“, S. 7 und 9.

⁶ Commission Recommendation of 18.12.2023 on the draft updated integrated national energy and climate plan of Germany covering the period 2021-2030 and on the consistency of Germany's measures with the Union's climate-neutrality objective and with ensuring progress on adaptation, COM (2023) 9618 final, S. 8 Rz 8.

⁷ Vgl. bereits 2019: [Kurzstudie „Quote erneuerbare und dekarbonisierte Gase“ im Auftrag der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V.](#)

⁸ Vgl. z. B. „SPD-Politiker fordern Quote für klimafreundliche Gase im Erdgasnetz“, Handelsblatt, 02.08.2023 sowie jüngst der Antrag der Fraktion CDU/CSU „Bioenergie eine klare Zukunftsperspektive geben und bestehende Hemmnisse beseitigen“, BT-Ds. 20/9739 vom 12.12.2023, Ziff. 22.

Biogasanlagen aus der derzeitigen EEG-Förderung herausfallen. Aus diesen Gründen prüfen Anlagenbetreiber derzeit intensiv eine Einspeisung von Biomethan in die Erdgasnetze als künftige Alternative zur Verstromung. Dieses Potenzial sollte genutzt werden. Mit der spürbaren Zunahme der Anschlussbegehren bei den Netzbetreibern gehen jedoch einige Herausforderungen einher, die bei der Neuausrichtung des regulatorischen Rahmens adressiert werden müssen. Andernfalls drohen Verzögerungen und Ineffizienzen im Prozess der Dekarbonisierung der Gasnetze.

Die Netzanschlusspflicht und das Verfahren hinsichtlich des Netzanschlusses inklusive der Förderungskomponente der Kostentragungsregeln sind bislang in den §§ 33 ff. GasNZV geregelt. Aufgrund der Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs zur Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörden ist festgelegt, dass die GasNZV am 31.12.2025 außer Kraft treten wird. Handlungsbedarf besteht daher auch auf Seiten der **Bundesnetzagentur**. Sie hat bereits eine Nachfolgeregelung der betreffenden Vorgaben der GasNZV in Form der Festlegung „Zugang von Biogas (ZuBio)“ angekündigt und dort erste Regelungsinhalte skizziert sowie in einer öffentlichen Konsultation um weiteren Input gebeten. Die grundlegende Frage nach der Ausgestaltung der Anschlusspflicht seitens der FNB und der möglichen Weiterführung des Anschlussvorrangs von Biomethan sollen nach Ankündigung der BNetzA hiervon zunächst mit Blick auf die noch erfolgenden grundsätzlichen politischen Weichenstellungen seitens des Gesetzgebers ausgeklammert werden. Vor diesem Hintergrund möchten die FNB mit diesem Diskussionspapier bereits jetzt zur Debatte beitragen.

III. Herausforderungen und Lösungsansätze

Es bestehen vor allem Herausforderungen hinsichtlich der Beibehaltung des Einspeisevorrangs von Biomethan, im Bereich der Förderregelungen für Biomethan (Netzanschlusspflicht, Kostentragungsregelung, Einspeisevergütung) sowie hinsichtlich der Stärkung des Importes von Biomethan. Auch die technischen Mindestanforderungen für den Netzanschluss (Übergabedruck und Gasbeschaffenheit) sollten neu justiert werden. Insgesamt sollte bei sämtlichen genannten Punkten die volkswirtschaftliche Effizienz stärker handlungsleitend sein und insbesondere die Nutzung von Skaleneffekten stärker als bisher in den Blick genommen werden.

Detaillierte Kernbotschaften

1. Anschlussvorrang gegenüber Einspeisung fossiler Gase beibehalten und Entwicklungspfad Biomethan in der Systementwicklungsstrategie berücksichtigen

Die Richtlinie (nachfolgend RL) des EU-Gaspakets sieht in Art. 41 Abs. 1 Satz 3 RL für die Fernleitungsnetzebene (und in Art. 45 S. 3 RL für die Verteilernetzebene) vor, dass die Mitgliedstaaten Biomethan beim Netzanschluss an das Erdgasnetz einen Vorrang einräumen können. Dies ist derzeit laut § 33 Abs. 1 S. 1 GasNZV der Fall. Angesichts des noch erheblichen, ungenutzten Biomethan-Einspeisepotentials und der zwar geringen, aber noch vorhandenen heimischen Förderung von fossilem Erdgas sprechen sich die FNB dafür aus, den **Anschlussvorrang gegenüber fossilen Einspeisungen** beizubehalten. Eine Abschaffung des Anschlussvorrangs wäre darüber hinaus auch politisch das falsche Signal. Der vorrangige Anschluss von Biomethaneinspeisungen gegenüber fossilen Aufkommensquellen sollte daher von der GasNZV auf die gesetzliche Ebene übertragen werden. Gleichzeitig muss jedoch die Verweigerung eines Anschlussbegehrens im Sinne der klimapolitischen Ziele möglich sein (siehe 2. zu den Details).

Gegen einen bevorzugten Anschluss von Biomethaneinspeisungen werden oft **Lock-In-Effekte** ins Feld geführt, da Biomethan auch nach 2045 weiter eingespeist werden könne und die betreffenden Leitungen dann nicht auf den Wasserstofftransport umgestellt werden könnten. Die FNB sprechen sich

zunächst dafür aus, **Biomethan und Wasserstoff nicht als Konkurrenten, sondern als sich ergänzende Energieträger zu betrachten**. Als dezentrale, heimische Aufkommensquelle kann Biomethan zudem in der Transformationsphase die Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff sogar unterstützen. Sofern weiterhin Abnehmer an einem Netz vorhanden sind, für die eine Umstellung auf Wasserstoff oder andere Energieträger nicht in Betracht kommt, kann die Versorgung mit Biomethan die Versorgung dieser Kunden mit fossilem Erdgas entbehrlich machen. Zudem besteht die Möglichkeit, Biogas nicht zu Biomethan aufzubereiten, sondern daraus Wasserstoff zu gewinnen. Perspektivisch kommt also auch eine Umstellung der Anlagen auf die Wasserstoffproduktion in Betracht. Die Frage, ob eine Leitung auf den Wasserstofftransport umgestellt, perspektivisch dem Transport von Biomethan und grünem synthetischem Methan dienen oder gar langfristig stillgelegt werden soll, sollte jedenfalls anhand planerischer Gesichtspunkte und konkreter Bedarfe entschieden werden. In der Systementwicklungsstrategie sollte dieser Entwicklungspfad daher mitberücksichtigt werden, unter Einbeziehung der Bedarfe in allen Sektoren für Biomethan als zusätzliche Dekarbonisierungsoption neben Wasserstoff. Auf lokaler Ebene ist die kommunale Wärmeplanung zu berücksichtigen und inwiefern nach dem Wärmeplanungsgesetz (WPG) Wasserstoffnetzausbauggebiete ausgewiesen oder Netzgebiete für die dauerhafte Versorgung mit Biomethan vorgesehen werden.

Eine kostengünstige Möglichkeit für Biomethaneinspeisungen sind beispielsweise Werksnetze von Industriebetrieben mit ganzjährig hohem Verbrauch und niedriger Druckstufe. Entsprechende Potenzialanalysen können auch ergeben, dass sich bestimmte Gebiete als **Vorranggebiete für die Biomethaneinspeisung** dauerhaft eignen. Um das Primat der Netzentwicklungsplanung zu verwirklichen, ist es nicht notwendig, den Anschlussvorrang für Biomethan generell fallen zu lassen, damit das Regel-Ausnahme-Verhältnis umzukehren und Anschlüsse nur noch zuzulassen, falls ein Netzgebiet in einem Vorranggebiet für die Biomethaneinspeisung liegt. Stattdessen kann der Anschlussvorrang beibehalten, die Ablehnungsgründe (Neuanlagen) bzw. Kündigungsgründe (Bestandsanlagen) sollten allerdings erweitert werden für den Fall, dass eine Leitung in einer behördlicherseits genehmigten Planungsunterlage für den Wasserstofftransport vorgesehen ist (vgl. dazu noch unter 2.).

Ob langfristig auf Fernleitungsnetzebene ein verbleibendes Erdgasnetz zum Transport von Biomethan und grünem synthetischem Methan aufrechterhalten werden sollte, hängt davon ab, inwiefern sich national entsprechend hohe Transportmengen für den überregionalen Transport von Biomethan zwischen langfristigen Biomethan-Clustern (z.B. Ballungszentren) ergeben oder international innereuropäische Transitaufgaben notwendig sind. Sofern im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung langfristig Biomethanetze der Verteilernetzbetreiber vorgesehen sind, dort aber keine ausreichenden Speicherkapazitäten zur Verfügung stehen, um saisonale Schwankungen in Produktion und Verbrauch auszugleichen, kann die Aufrechterhaltung überregionaler Netzteile zum Ausgleich mit anderen Regionen oder zur Speicherung in anderen Erdgasspeichern eine sachgerechte Alternative sein. Hierbei ist aber der Aufwand für eine Anpassung der Gasbeschaffenheit, insbesondere Sauerstoffentfernung, zu beachten. Auch zur Steigerung des grenzüberschreitenden Handels von Biomethan in Europa (vgl. das eingangs erwähnte Unionsziel) kann die Aufrechterhaltung überregionaler Netzteile sinnvoll sein (vgl. zum Handelsaspekt noch genauer unter 7).

2. Flexibilisierung der Netzanschlusspflicht für Netzbetreiber in der Transformation ermöglichen

Die Anschlusspflicht aus § 33 GasNZV sollte flexibler ausgestaltet werden. Der bislang dort geregelte Anschlusszwang, der nur in eng begrenzten Ausnahmefällen abgelehnt werden kann, wird der bevorstehenden Transformation der Erdgasnetze nicht mehr gerecht. Der Gesetzgeber auf der Europäischen Ebene hat dies in **Art. 38 Abs. 4 RL** bereits berücksichtigt. Danach hat der Mitgliedstaat sicherzustellen, dass Fernleitungsnetzbetreiber Netznutzern den Netzzugang (Verhältnis zum Transportkunden) oder den Netzanschluss (Verhältnis zum Produzenten/Letztverbraucher/Speicher/LNG-Anlagen) oder die Netzkopplung (gleich- oder nachgelagerte Netzbetreiber) **verweigern oder gar die Verbindung trennen darf, wenn der betreffende Netzteil in einem Netzentwicklungsplan zur Stilllegung vorgesehen ist**. Dies gilt ausdrücklich auch gegenüber Netzanschlüssen erneuerbarer Gase wie Biomethan, da Art. 38 Abs. 4 RL auch auf dessen Absatz 3 verweist.

Die FNB sprechen sich dafür aus, dies entsprechend national umzusetzen und darüber hinaus neben der **Stilllegung (dauerhafte Außerbetriebnahme) auch die Umwidmung des Erdgasnetzes auf den Wasserstofftransport** als Verweigerungs- oder Kündigungsgrund gesetzlich zuzulassen. Es sollte eine gesetzliche Fiktion in § 17 Abs. 2 EnWG aufgenommen werden, nach der die wirtschaftliche Unzumutbarkeit der Gewährung des Netzanschlusses vorliegt, wenn die betroffene Leitung in der Netzentwicklungsplanung zur Umstellung auf Wasserstoff vorgesehen ist.

Ein Neuanschluss an das Erdgasnetz sollte jedenfalls zur Vermeidung von Widersprüchen mit den klimapolitischen Zielen verweigert werden dürfen, wenn der Anschluss ein langfristiges unverhältnismäßiges Aufrechterhalten des Erdgasnetzbetriebes erfordern würde, die Umstellung der Erdgasinfrastruktur auf Wasserstoff behindern würde oder der Anschluss bzw. die ggf. notwendigen netzverstärkenden Maßnahmen unverhältnismäßig teuer und damit volkswirtschaftlich nicht sinnvoll wären. Eine entsprechende Abwägung sollte auch bzgl. der Kündigung bestehender Anschlüsse nach einer angemessenen Kündigungsfrist möglich sein. Es sollte jedenfalls nicht die Situation eintreten, dass eine Fernleitung nicht auf den Wasserstofftransport umgestellt werden kann, weil an diese Leitung einzelne Biomethananlagen angeschlossen sind. An dieser Stelle sei abermals auf die kommunale Wärmeplanung verwiesen, die im Rahmen der integrierten Gas- und Wasserstoff-Netzentwicklungsplanung zu einer volkswirtschaftlich effizienten Transformationsplanung beiträgt.

3. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung als Bestandteil der Netzanschlussprüfung vorsehen

Ein Biomethaneinspeisebegehren kann zurzeit gemäß § 33 Abs. 8 S.1 GasNZV i.V.m. § 17 Abs. 2 EnWG nur abgelehnt werden, wenn die Gewährung des Netzanschlusses aus betriebsbedingten oder sonstigen wirtschaftlichen oder technischen Gründen nicht möglich oder nicht zumutbar ist.

Eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des gesamten Einspeisevorhabens ist derzeit nicht als Bestandteil der Anschlussprüfung in der GasNZV vorgesehen. Aufgrund der Kostentragungsregelung in § 33 GasNZV (dazu noch genauer unter 4.) kann der Anlagenbetreiber insbesondere bei Netzanschlüssen mit einer Anschlusslänge von bis zu einem Kilometer Länge die Kosten des Netzanschlusses größtenteils außer Acht lassen, da seine Kostenbeteiligung stark gedeckelt ist. Einheitliche Kriterien für einen gesamthaften, netzbetreiberübergreifenden Wirtschaftlichkeitsvergleich der Netzanschlusssituation fehlen. Es ist nicht festgelegt, welche Kosten bspw. in einer Vergleichsprüfung mit anderen in der Nähe befindlichen Netzbetreibern einzubeziehen sind. Dies erschwert auch vergleichende Wirtschaftlichkeitsrechnungen der Netzbetreiber, um alternative kostengünstigere Anschlusspunkte vorzuschlagen (vgl. § 33 Abs. 9 GasNZV).

Zum Zeitpunkt der Stellung des Netzanschlussbegehrens liegen in der Regel weder eine technische Planung noch ein Ausschreibungsergebnis zur Beschaffung der nötigen Komponenten vor. Innerhalb der definierten Prüffrist von drei Monaten nach derzeitiger Regelung in der GasNZV ist dies auch nicht darstellbar. Die gesamte netzbetreiberübergreifende Vergleichbarkeitsprüfung inklusive anzusetzender Plankostenansätze sollte daher in der Kooperationsvereinbarung Gas genauer geregelt werden. Hinsichtlich des Verfahrens sollte zunächst geklärt werden, welcher Netzbetreiber den übergreifenden Variantenvergleich federführend zu organisieren hat. Dies sollte grundsätzlich der Netzbetreiber sein, bei dem das Anschlussbegehren gestellt wurde. Der Vergleich sollte ein Fast-Track-Verfahren vorsehen, nach dem der für den Netzanschluss zuständige Netzbetreiber zunächst anhand genereller, stark kostentreibender infrastruktureller Maßnahmen (bspw. Sauerstoffentfernung nötig ja/nein? mehrstufige (Rück-) Verdichtung nötig ja/nein? Konditionierung nötig ja/nein?) identifiziert wird. Sollte dies nicht oder nicht eindeutig möglich sein, sollten die Netzbetreiber anhand vorher festgelegter Plankostenansätze (Investitionskosten und Betriebskosten) die günstigste Netzanschlussvariante identifizieren. Die Plankostenansätze wären ebenfalls von den Netzbetreibern im Rahmen der Kooperationsvereinbarung Gas zu vereinbaren. Dort sollten auch die Kooperationspflichten genauer beschrieben werden, d.h. insbesondere die verpflichtende Bereitstellung von Informationen (z.B. Netzpläne und Lastgänge) durch alle in Frage kommenden Netzbetreiber und die Einspeiser. Sofern eine Clusterbildung, also die Zusammenfassung mehrerer Einspeisebegehren, erfolgt, sollte die Prüffrist für die Netzbetreiber auf mindestens sechs Monate verlängert werden. Ein erneutes Netzanschlussbegehren sollte nicht gestellt werden müssen.

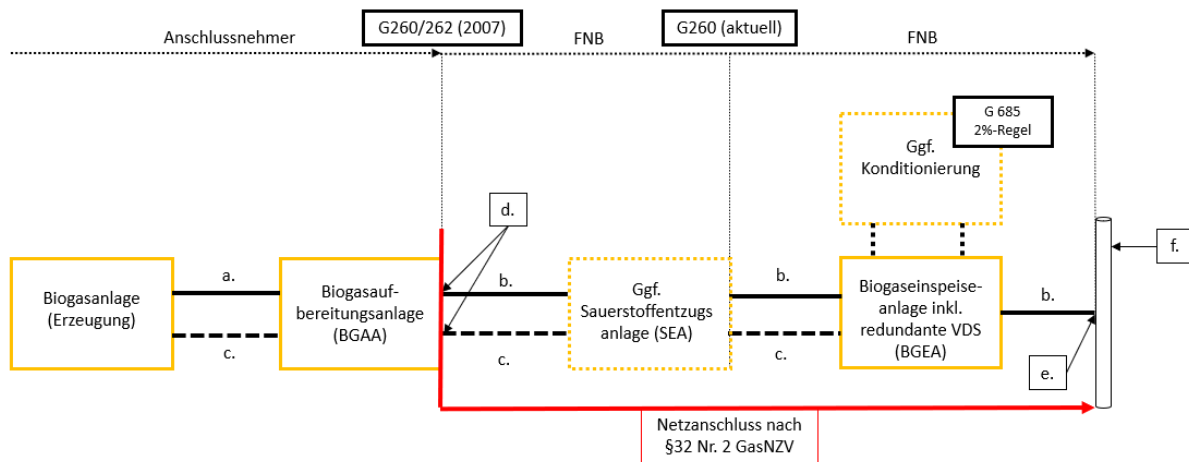
Am Ende muss ferner sichergestellt sein, dass alle Kosten des Netzanschlusses, die beim final anschließenden Netzbetreiber anfallen, vollständig regulatorisch anerkannt werden. Über die **gemeinsame Nutzung von Aufbereitungsanlagen und von Sammelleitungen** als Zuleitung zu einer gemeinsamen Biogaseinspeiseanlage könnten ferner Skalenerträge genutzt und unnötige Investitionen vermieden werden. Dabei kommen auch ehemalige der öffentlichen Versorgung dienende Netze bzw. Netzteile als Rohbiogassammelleitungen in Betracht, wenn diese aufgrund des allgemein zurückgehenden Gasverbrauchs nicht mehr benötigt werden und nicht für den Wasserstofftransport umgestellt werden bzw. wurden.

4. Lenkungswirkung der Kostentragung für Netzanschlüsse neu ausrichten

Insbesondere die Kostentragungsregelung in § 33 Abs. 1 GasNZV sollte angepasst werden. Die Kosten für den Netzanschluss bis zu 10 Kilometer Anschlussleitung trägt derzeit zu 75 Prozent der Netzbetreiber und zu 25 Prozent der Anschlussnehmer. Bei einer Anschlussleitung mit einer Länge von bis zu einem Kilometer ist die Kostentragung des Anschlussnehmers auf 250.000 Euro gedeckelt, bei einer Länge von über 10 Kilometern trägt der Anschlussnehmer die Mehrkosten.

Diese Regelung belohnt den kürzesten Netzanschluss. Dabei wird allerdings übersehen, dass der kürzeste Netzanschluss nicht zwingend der kostengünstigste für die Allgemeinheit der Erdgasnetznutzer sein muss. Dies wird besonders deutlich, wenn man genauer betrachtet, welche Kosten der „Netzanschluss“ umfasst. § 32 Nr. 2 GasNZV fasst darunter sämtliche Anlagen ab der Biogasaufbereitungsanlage bis zum Netzanschlusspunkt. Neben der Leitung umfasst dies ggf. eine Biogaskonditionierungsanlage, um das Gas auf Erdgasqualität zu bringen, sofern Speicher im Netz von der Einspeisung betroffen sind, den Sauerstoffentzug, eine Gasdruck-Regel-Messanlage inklusive eichfähiger Mengen- und Beschaffenheitsmessung sowie in der Regel einen Verdichter zur (ggf. mehrstufigen) Druckerhöhung (siehe nachfolgende Grafik). Letzteres gilt nicht nur beim Anschluss an ein Fernleitungsnetz, sondern häufig auch beim Anschluss an ein Verteilernetz. Wenn das Verteilernetz

im Sommer nicht genügend Verbrauch und Speicherkapazitäten aufweist, muss in die Fernleitungsnetze rückgespeist werden.



Prinzipsskizze Netzanschluss Biogas: a. Rohgasleitung, b. Verbindungsleitung, c. Ggf. Rückführleitung, d. Eigentumsgrenze, e. Netzanschlusspunkt, f. FNB-Hochdruckleitung

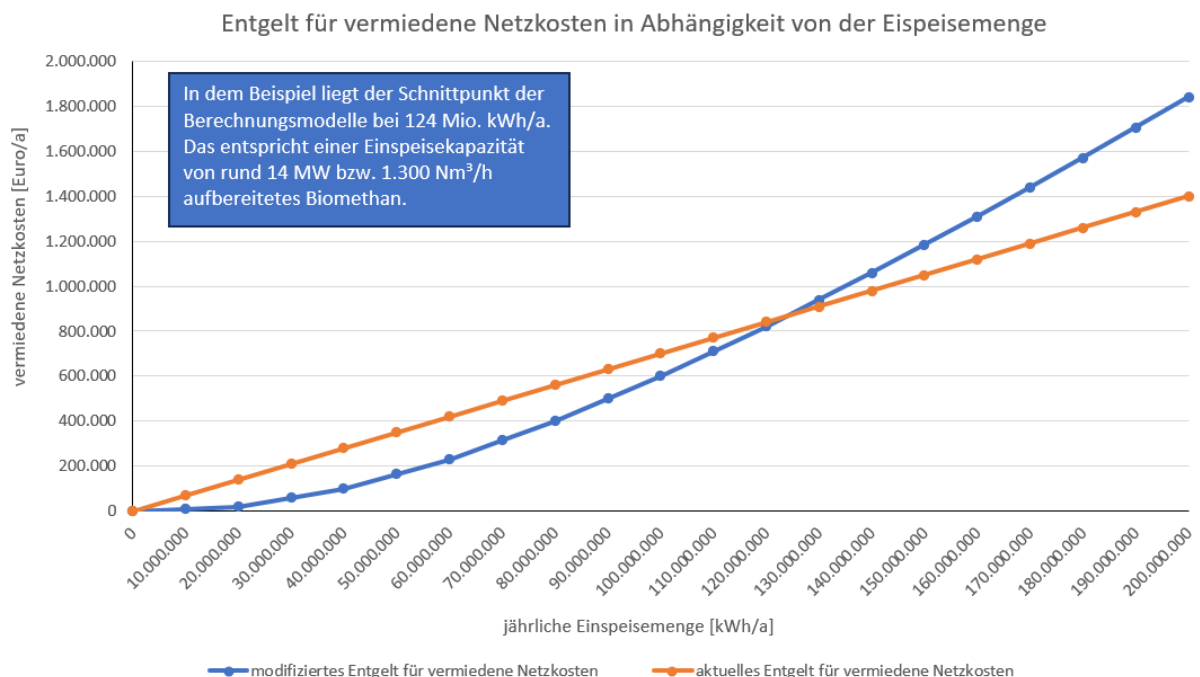
Die so anfallenden Investitionskosten können oft viele Millionen Euro betragen, hinzu kommen die laufenden Kosten für Wartung und Betrieb. Betrachtet man die eingangs erwähnte Diskrepanz zwischen knapp 10.000 Biogaserzeugungsanlagen, von denen bislang lediglich ca. 214 ins Erdgasnetz einspeisen, sowie die potenziellen 2.000 Anlagen, die Einspeisepotenzial aufweisen, so wird schnell deutlich, dass eine Schaffung all dieser Voraussetzungen je Netzanschluss volkswirtschaftlich ineffizient wäre. Wenn die Anlage bis zu einem Kilometer Leitungslänge von einem Netz entfernt liegt, trägt der Anlagenbetreiber lediglich maximal 250.000 Euro. Der Rest wird vom Netzbetreiber über die Entgelte auf alle Erdgasnetzkunden gewälzt. Gleichzeitig besteht nicht einmal eine Einspeisepflicht des Anlagenbetreibers, so dass es sein kann, dass die genannten Anlagen nur selten oder zumindest geringer als dimensioniert genutzt werden.

Es sollte daher erwogen werden, in der Kostentragungsregelung nicht mehr auf die Entfernung abzustellen und die Kostentragung in diesem Zuge von der Frage des Anschlussanspruchs zu trennen. Der Anschlusspetent sollte bei der Ermittlung des Eigenanteils keinen Anspruch auf die für ihn günstigste, kürzeste Anschlussvariante haben, sondern es sollte auf die insgesamt günstigste Anschlussvariante (Investitions- und Betriebskosten der Anschlusslösung je Einspeiseprojekt und falls möglich je Cluster) abgestellt werden. Sofern mehrere Netzbetreiber für den Netzanschluss in Frage kommen, muss der Variantenvergleich netzbetreiberübergreifend durchgeführt werden. Dieser Variantenvergleich erfordert die verpflichtende Bereitstellung von Informationen (z. B. Netzpläne und Lastgänge) durch alle in Frage kommenden Netzbetreiber und die Einspeiser. Sofern eine Clusterbildung in Betracht kommt, sollten die Prüffristen für die Netzbetreiber auf mindestens 6 Monate verlängert werden. Sofern gewährleistet ist, dass die insgesamt günstigste Anschlussvariante gewählt wird, bewerten die FNB die bestehende prozentuale Kostenteilung (75 Prozent Netzbetreiber und 25 Prozent Anschlussnehmer) der gemäß 3. ermittelten Gesamtkosten (Investition und Betrieb) als sachgerecht. Ohne die Entfernungsregelung wäre die Kostentragungsregelung nicht nur volkswirtschaftlich effizienter, sondern auch einfach und transparent.

5. Einspeisevergütung neu ausrichten statt starrer Mindesteinspeisevorgaben

Starre Mindesteinspeisevorgaben sind nicht zielführend, um das Biomethan-Potenzial zu heben und die Nutzung von Größenvorteilen anzureizen. Solche Mindesteinspeisevorgaben wären dem flexiblen Einsatz von Biomethan im Rahmen der Sektorenkopplung Strom und Gas abträglich. Unklar wäre auch, anhand welcher objektiven Kriterien eine solche Mindesteinspeisemenge bezogen auf den einzelnen Anschlusspetenten festgelegt werden sollte. Um die tatsächlichen Einspeisemengen zu erhöhen, sollten stattdessen die ökonomischen Anreize zur Einspeisung verbessert werden.

Für die gasseitige Einspeisung wird den Anlagenbetreibern momentan ein pauschales Entgelt in Höhe von 0,7 Cent pro Kilowattstunde eingespeisten Biomethans für 10 Jahre für „vermiedene Netzkosten“ gewährt (§ 20a GasNEV). Dieses Entgelt könnte erhöht oder aber neu ausgerichtet werden. Zukünftig sollte eine Aufteilung der Vergütung abhängig von der Menge der tatsächlichen Einspeisung erfolgen. Das Ergebnis wäre eine nachhaltige Förderung hoher tatsächlicher Biomethaneinspeisemengen, während die Förderung bei kleinen Einspeisungen geringer ausfällt. Somit könnte eine stärkere Lenkungswirkung hin zu größeren Einspeisemengen erzielt werden, womit ggf. auch höhere Kosten für den Wegfall des Kostendeckels kompensiert werden könnten. Wie nachfolgende Grafik beispielhaft verdeutlicht, könnte die künftige Förderung (blaue Kurve) erst ab einem Sockelbetrag beginnen, zunächst etwas flacher verlaufen und dann mit zunehmender Menge steiler ansteigen. Hier sind viele Ausgestaltungsoptionen denkbar. Die Einspeisevergütung wäre damit jedenfalls der richtige Ansatzpunkt, um von vornherein auf Seiten der Anlagenbetreiber größere Auslegungen der Biogasproduktionsanlagen schon beim Design der Business-Cases anzureizen.



6. Technische Mindestanforderungen (Verfügbarkeit des Netzanschlusses, Übergabedruck und Gasbeschaffenheit)

Hinsichtlich der technischen Mindestanforderungen sind sowohl auf Seiten der Netzbetreiber wie auch auf Seiten der Anlagenbetreiber bestimmte Mindestanforderungen für einen Biomethananschluss einzuhalten.

a) Verfügbarkeit des Netzanschlusses

Netzbetreiber müssen gemäß § 33 Abs. 2 S. 1 GasNZV die dauerhafte Verfügbarkeit des Netzanschlusses mindestens zu 96 Prozent, bezogen auf das Kalenderjahr, sicherstellen. Wie bereits erwähnt, ist eine Mindesteinspeisung seitens der Anlagenbetreiber aber nicht vorgesehen. Bezogen auf einzelne Netzanschlüsse ist diese Mindestverfügbarkeitsanforderung relativ hoch und führt regelmäßig dazu, dass für einzelne Anlagen Redundanzen der Anlagen des Netzanschlusses vorgehalten werden müssen. Dies bedeutet, dass netzbetreiberseitig mindestens zwei Verdichtereinheiten errichtet werden müssen, was zu sehr hohen Kosten für die Erstellung und den Betrieb führt, welche wiederum vom Markt getragen werden müssen. Auch hierbei könnten Skaleneffekte genutzt werden, wenn einspeiseseitig mehrere Anlagen gemeinsam die Anlagen des Netzanschlusses nutzen, so dass etwaige Redundanzen nicht mehrfach vorgehalten werden müssen. Die Mindestverfügbarkeitsanforderungen sollten folglich nicht allgemein vorgegeben werden, sondern individuell im Netzanschlussvertrag regelbar sein.

b) Gasbeschaffenheit

Die FNB unterstützen ausdrücklich die Erwägung der Bundesnetzagentur in der Einleitungsverfügung BK7-24-01-010 (Festlegung in Sachen Zugang von Biogas, ZuBio), den derzeit statischen Verweis in § 36 GasNZV in einen dynamischen Verweis abzuändern. Als Vorlage kann dafür § 19 GasNZV dienen, d.h. es sollte aus Gründen der Rechtsklarheit nicht nur allgemein auf die „anerkannten Regeln der Technik“ sondern auf die „anerkannten Regeln der Technik im Sinne des § 49 Abs. 2 und 3 EnWG“ verwiesen werden, die den eindeutigen Bezug auf die DVGW-Regelwerke (Abs. 2) unter gleichzeitiger Einhaltung des Unionsrechts in Sonderfällen (Abs. 3) enthalten.

Anschlusspetenten müssen nach § 36 GasNZV die Gasbeschaffenheitsvorgaben nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 und G 262 (Stand 2007) einhalten. Die Netzbetreiber müssen jedoch bei der Einspeisung in das öffentliche Gasnetz die Gasbeschaffenheitsvorgaben nach der aktuellen Fassung der DVGW-Arbeitsblätter einhalten. Aus diesem Grund ergeben sich folgende Unterschiede in den Grenzwerten der Gasbegleitstoffe:

- Sauerstoff: 2007: 3 mol-%, aktuell: 1 mol-% (in H-Gasnetzen), bei angrenzenden Untertagegasspeichern und Grenzübergabepunkten max. 0,001 mol-%
- Kohlenstoffmonoxid: 2007: keine Vorgabe, aktuell: 0,1 mol-%
- Schwefel: 2007: 30 mg/m³ (kurzzeitig sogar 150 mg/m³), aktuell: 6 mg/m³ (mit einer Ausnahmeregelung von 21 mg/m³ für grenzüberschreitende Gastransporte)

Viele weitere Gasbegleitstoffe wie Ammoniak, Silizium, Mindestmethangehalt werden im DVGW-Arbeitsblatt G 260 und G 262 (Stand 2007) nicht aufgeführt. Daraus folgt, dass für einige Gasbegleitstoffe derzeit keine Grenzwerte für den Anschlussnehmer gelten.

Exkurs:

Zwar werden viele der erwähnten Gasbegleitstoffe bereits in der Aufbereitungsanlage des Anschlussnehmers entfernt. Jedoch hat der Anschlussnehmer keinen Anreiz, dabei die aktuellen Grenzwerte des DVGW-Arbeitsblatts G 260 einzuhalten. In den meisten Fällen kann jedoch die Aufbereitungsanlage bereits mit geringfügigen Anpassungen auch die strengeren Grenzwerte der aktuellen Fassung des DVGW-Arbeitsblatts G 260 einhalten. Liegt der Einspeisepunkt in einer Pendelzone oder sind die Erdgasmengen für eine Beimischung zu gering, ist eine komplette Aufbereitungsanlage beim Netzbetreiber erforderlich. Sofern das Biomethan zu einem Speicher gelangen kann, ist nach aktuellem DVGW-Arbeitsblatt G 260 der Sauerstoffgrenzwert von 0,001 mol-% einzuhalten. Sauerstoffentfernungsanlagen werden nur von wenigen Herstellern am Markt angeboten. Zusätzlich ist die Anzahl an Anschlussbegehren in den letzten Monaten deutlich angestiegen, so dass Sauerstoffentfernungsanlagen nicht zeitnah, ggf. auch gar nicht angeboten werden können. Der Sauerstoff wird meist mithilfe der katalytischen Verbrennung aus dem Biomethan entfernt. Dieser Vorgang hat eine lange Hochlaufphase und ist relativ störanfällig, sodass eine redundante Auslegung der Sauerstoffentfernungsanlage unumgänglich ist, um die 96-prozentige Verfügbarkeit der Einspeiseanlage zu gewährleisten. Zusätzlich arbeiten Sauerstoffentfernungsanlagen nur in gewissen Druckbereichen. Sofern der Mindesteinspeisedruck für die Sauerstoffentfernungsanlage vom Anschlussnehmer nicht bereitgestellt werden kann, ist eine zusätzliche Vorverdichtung beim Leitungsbetreiber unumgänglich.

c) Übergabedruck

Die Bundesnetzagentur sollte bei den Netzanschlussregelungen einen Mindestübergabedruck seitens der Biogasanlagenbetreiber festlegen. Ein solcher ist bislang weder in der GasNZV noch im DVGW-Regelwerk festgelegt (dort auch nicht zu erwarten). Je nach Ausgestaltung der Förderregelung kommt auch eine Festlegung direkt durch den Gesetzgeber in Betracht. Hintergrund sind die teilweise sehr niedrigen Übergabedrucke seitens der Biogasaufbereitungsanlagen der Anlagenbetreiber im Niederdruckbereich. Dieses Druckniveau erfordert dann eine weitere, aber vermeidbare Druckerhöhungsstufe und erzeugt dadurch unnötige Kosten bei den Netzbetreibern als beim Einsatz von Aufbereitungsmethoden mit höheren Ausgangsdrücken anfielen. Derzeit gibt es bereits Aufbereitungsmethoden, welche einen deutlich höheren Ausgangsdruck von 4 bis zu 15 bar liefern. Diese liegen meist in einem ähnlichen Kostenbereich wie vergleichbare Aufbereitungsmethoden, jedoch hat der Anschlussnehmer keinen Anreiz, sich für diese Methode zu entscheiden, weil in der GasNZV festgelegt ist, dass der Netzbetreiber und damit die Allgemeinheit der Erdgasnetznutzer die Kosten für die Druckerhöhung übernimmt. Die Kosten beim Netzbetreiber sind anschließend jedoch meist deutlich höher. Auch hierbei besteht also Potenzial einer besseren Lenkungswirkung mit deutlich wirtschaftlicherem Ergebnis, wenn die Art der installierten Anlage oder aber ein Mindestausspeisedruck Voraussetzung für den Anschluss an das Netz wären.

7. Anteil von Biomethan am VHP-Handel steigern

Aktuell ist der Anteil des am THE-VHP gehandelten Biomethans mit 0,59 Prozent sehr gering. Deutschland kommt aufgrund seiner zentralen Lage in Europa eine bedeutende Rolle zu, wenn die Biomethannutzung, wie von der Europäischen Union avisiert, stark steigen und auch der grenzüberschreitende Biomethanhandel in Gang kommen soll.

Derzeit wird versucht, über den erweiterten Bilanzausgleich gemäß § 35 GasNZV den Handel mit Biomethan am VHP anzureizen. Danach findet anstatt der sonst üblichen Tagesbilanzierung grundsätzlich ein Bilanzierungszeitraum von 12 Monaten Anwendung, an dessen Ende die Ein- und Ausspeisungen gegenübergestellt werden. Aufgrund der dargestellten künftig deutlich höheren Biomethaneinspeisungen in die Erdgasnetze ist mit signifikant steigenden Kosten zur Gewährleistung des erweiterten Bilanzausgleichs zu rechnen. Angesichts der national und europäisch fortschreitenden Entwicklungen hinsichtlich eines europaweiten Zertifikatesystems und einer unionsweiten Massebilanzierung, die in der „Union Data Base (UDB)“ zusammengeführt werden soll, sollte erwogen werden, das bisher über die Biogas-Bilanzkreise erfolgende Nachweisverfahren in Deutschland zu ersetzen.

Voraussetzung wäre allerdings die Einrichtung der „Union Data Base“ auf EU-Ebene mit gleichzeitiger Einrichtung einer nationalen Datenschnittstelle und eine entsprechende europäische Massebilanzierung des Erdgasnetzes, um Missbrauch europaweit zu verhindern. Dann kann auch die Regelung in § 35 Abs. 2 Satz 3 GasNZV entfallen, nach der zwar Mengen aus Biogasbilanzkreisen in Erdgasbilanzkreise eingespeist werden dürfen, nicht aber umgekehrt.