

POSITIONSPAPIER

Effiziente Netztransformation: Risiken überlanger Informationsfristen bei Biomethan-Anlagen

Berlin, 27.01.26

Der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) vertritt über 1.600 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit rund 319.000 Beschäftigten wurden 2023 Umsatzerlöse von über 213 Milliarden Euro erwirtschaftet und mehr als 19 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen signifikante Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 66 Prozent, Gas 65 Prozent, Wärme 72 Prozent, Trinkwasser 88 Prozent, Abwasser 50 Prozent. Die kommunale Abfallwirtschaft hat seit 1990 rund 90 Prozent ihrer CO₂-Emissionen eingespart – damit ist sie der Hidden Champion des Klimaschutzes. Immer mehr Mitgliedsunternehmen engagieren sich im Breitbandausbau und investieren pro Jahr über 1 Milliarde Euro. [Zahlen Daten Fakten 2025](#)

Wir halten Deutschland am Laufen – denn Zukunft wird vor Ort gemacht: Unser Beitrag für heute und morgen: #Daseinsvorsorge.

Unsere Positionen: <https://www.vku.de/vku-positionen/>

Interessenvertretung:

Der VKU ist registrierter Interessenvertreter und wird im Lobbyregister des Bundes unter der Registernummer: R000098 geführt. Der VKU betreibt Interessenvertretung auf der Grundlage des „Verhaltenskodex für Interessenvertreterinnen und Interessenvertreter im Rahmen des Lobbyregistergesetzes“.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin

Fon +49 30 58580-0 · info@vku.de · www.vku.de

Zusammenfassung

- Der **Netzbetreiber** prognostiziert gemäß EnWG-Referentenentwurf, ob in seinem Netz eine dauerhafte Verringerung der Erdgasnachfrage, durch die entweder eine Umstellung oder dauerhafte Außerbetriebnahme erforderlich wird, zu erwarten ist. Darauf aufbauend erstellt er einen Verteilernetzentwicklungsplan (VNEP). In dieses Gesamtbild haben **viele Faktoren** (GEG, Klimaschutzgesetz, WPG, weiterer rechtlicher Rahmen) Eingang, was Netzbetreiber vor **erhebliche Schwierigkeiten** stellt.
- **Biomethan-Projektierer** fordern für ihre Investitionen langfristige Zusagen über den Netzbetrieb von rund zwanzig Jahren, um Planungssicherheit zu haben.
- Die Aufnahme einer expliziten **20-jährigen Informationsfrist** für neue Biomethananlagen (und 10 Jahre für Bestandsanlagen) oder **Entschädigungen für Biomethan-Anlagenbetreiber** wäre aus Sicht der Netzbetreiber jedoch nur dann sinnvoll, wenn pragmatische und wirtschaftliche Lösungen für die Integration der Biomethaneinspeisung in das zukünftige Energieversorgungssystem vorhanden sind und damit die positive Transformation der Gasnetze entlang aller Pfade ermöglicht wird.

Zudem würde dies voraussetzen, dass im Rahmen der Netzentwicklungsplanung für die Frage der dauerhaften Verringerung der Erdgasnachfrage ein Zeitraum von 20 Jahren betrachtet wird und nicht – wie gemäß §§ 16 b Abs. 2 EnWG-E – ein Zeitraum von 10 Jahren.

Dies würde auch eine Änderung des maximal vorgesehenen Zeitraums für die Netzentwicklungsplanung von 15 Jahren (vgl. § 16d Abs. 1 Nr. 2 EnWG-E) erfordern, hätte also grundlegenden Einfluss auf die Netzentwicklungsplanung.
- Der VKU empfiehlt daher statt vorstehend dargestellter Gesetzesänderungen eine **enge Abstimmung** zwischen Netzbetreibern und Biomethan-Anlagenbetreibern im Rahmen der Netzentwicklungsplanung.
- Der VKU schlägt vor, die Einführung von **Biomethan-Nutzungsgebieten** zu prüfen, um Erzeugern und Netzbetreibern verlässliche Planungssicherheit zu geben, regionale Cluster zu fördern und einen effizienten, stabilen Netzbetrieb zu ermöglichen. Dort, wo Biomethan langfristig wirtschaftlich eingespeist werden kann (auch nach dem Jahr 2045), könnte dies im Rahmen der Kommunalen Wärmeplanung geprüft werden.

Ausgangslage

Deutschland verfolgt das strategische Ziel, vollständig aus fossilem Erdgas auszusteigen. Dies erfordert eine grundlegende Transformation der bestehenden Gasinfrastruktur. Es stehen drei Optionen im Raum:

- Umstellung der Netze auf Wasserstoff (H₂)
- Weiterbetrieb von Netzabschnitten mit Biomethan oder synthetischem Methan
- Stilllegung nicht mehr benötigter Gasnetze

Parallel dazu fordert das REPowerEU-Programm der EU die Mitgliedstaaten dazu auf, die Erzeugung und Nutzung von Biomethan deutlich auszubauen. Biomethan ist ein zentraler Baustein der Energiewende, da es:

- zur Klimaneutralität beiträgt,
- flexibel einsetzbar ist,
- regionale Wertschöpfung stärkt,
- Ressourcen schont,
- wetterunabhängig verfügbar ist und
- kompatibel mit bestehender Erdgasinfrastruktur und -anwendungen ist.

Damit bietet Biomethan eine strategisch wichtige Ergänzung zu fluktuierenden erneuerbaren Energien wie Wind und Solar.

Vor allem die Nutzung von Biomethan aus Restabfall (Bioabfall) stellt eine hochwertige Nutzung dieser gewollt getrennt erfassten Abfallfraktion (Bio-Abfall) dar. Somit kann Biomethan einen erheblichen Beitrag zur CO₂-Reduktion in den Sektoren Verkehr und Wärme (als Erfüllungsoption im GEG) leisten.

Aktuell deckt die Biomethan-Produktion mit 10 TWh rund ein Prozent des deutschen Erdgasverbrauchs. Die Produktion könnte bei stärkerer Nutzung des Biomassepotenzials inkl. Rest- und Abfallstoffen deutlich steigen. Der Erhalt der gesamten Erdgasinfrastruktur wird sich jedoch auch bei steigender Einspeisung nicht rechtfertigen lassen. Dennoch kann Biomethan lokal und regional einen wichtigen Beitrag zur Energieversorgung leisten, weshalb die Potenziale der Biomethaneinspeisung bei der Gestaltung der Zukunft der Gasnetze mitzudenken sind.

Durch die Stilllegung von Gasnetzen darf das wirtschaftlich hebbare Potenzial an Bioenergie nicht behindert werden.

Beim Ausbau der Biomethanproduktion, insbesondere beim Anbau der Rohstoffe, muss der Schutz der Wasserressourcen höchste Priorität behalten, sodass Grund- und Oberflächenwasser nicht durch Einträge von Nitrat oder anderer Stoffe wie Pflanzenschutzmitteln aus der Biomasseerzeugung belastet werden.

Herausforderungen beim Betrieb reiner Biomethan-Netze

Der volkswirtschaftlich sinnvolle Betrieb von Inselnetzen, die ausschließlich mit Biomethan versorgt werden, ist anspruchsvoll. Wesentliche Herausforderungen sind:

- Synchronisation von Erzeugung und Verbrauch trotz saisonaler Schwankungen: Neben der zuverlässigen Biomethan-Einspeisung ist gesondert darauf hinzuweisen, dass sich auch die Kunden am Netz zum Biomethan bekennen müssen und eine Abnahme sichergestellt sein muss. Die Finanzierung des Biomethannetzes ist nur mit einem soliden Kundenstamm abbildbar.
- Sicherstellung der Versorgungssicherheit ohne Rückgriff auf vorgelagerte Netzebenen
- Speicherbedarf und fehlende Pufferkapazitäten
- Planungsunsicherheiten für Netzbetreiber und Anlagenbetreiber

Diese Faktoren erschweren stabile Geschäftsmodelle und langfristige Investitionsentscheidungen.

Das Henne-Ei-Problem

Die Transformation wird durch ein strukturelles Dilemma gebremst:

- Biomethan-Anlagen werden nicht gebaut, wenn Projektierer keine langfristige Planungssicherheit erhalten. Sie fordern eine lange Ankündigungsfrist vor einer Anschlusstrennung von zwanzig Jahren. Weitere Voraussetzung ist, dass sie günstige politische Rahmenbedingungen haben.
- Netzbetreiber können keine verbindlichen Zusagen über die Zukunft ihrer Netze machen, da sie flexibel bleiben müssen und nicht von einzelnen Anlagen abhängig sein dürfen. Längere Fristen (von zehn bis zwanzig Jahren) wären nur dann sinnvoll, wenn langfristige, pragmatische wirtschaftliche Lösungen für die Integration der Biomethaneinspeisung in das zukünftige Energieversorgungssystem vorhanden sind und damit die positive Transformation der Gasnetze entlang aller Pfade ermöglicht wird. Zudem muss der Weiterbetrieb von Gasleitungen auch im Rahmen der Netzentwicklungsplanung abbildbar sein.

Dieses Spannungsfeld verhindert Investitionen und hemmt den Ausbau klimaneutraler Gase.

Einschätzung des VKU

- Die **10-Jahresfrist für die Information von Letztverbrauchern ist zu lang**. Viele Netzbetreiber haben ihre Ausstiegs- und Transformationspläne bereits weit vorangetrieben. Eine so lange Frist würde den Ausstieg aus fossilem Erdgas unnötig verzögern und kann die kommunale Wärmeplanung konterkarieren bzw. im Widerspruch zu ihr stehen. **Der VKU plädiert für eine 5-Jahresfrist (zur Information**

der Letztverbraucher ab Einreichung des VNEP) und eine 3-Jahres-Frist ab Genehmigung des VNEP.

- Forderungen nach Aufnahme einer expliziten **20-jährigen Informationsfrist** für neue Biomethananlagen (und 10 Jahre für Bestandsanlagen) oder **Entschädigungen für Biomethan-Anlagenbetreiber** sind aus Sicht der Netzbetreiber nur dann sinnvoll, wenn **langfristige, pragmatische wirtschaftliche Lösungen für die Integration der Biomethaneinspeisung in das zukünftige Energieversorgungssystem vorhanden sind und damit die positive Transformation der Gasnetze entlang aller Pfade ermöglicht wird**. Allerdings würde dies voraussetzen, dass im Rahmen der Netzentwicklungsplanung für die Frage der dauerhaften Verringerung der Erdgasnachfrage ein **Zeitraum von 20 Jahren betrachtet** wird und nicht – wie in § 16b Abs. 2 EnWG-E vorgesehen – ein Zeitraum von 10 Jahren. Dies würde auch eine Änderung des maximal vorgesehenen Zeitraums für die Netzentwicklungsplanung von 15 Jahren (vgl. § 16d Abs. 1 Nr. 2 EnWG-E) erfordern, hätte also grundlegenden Einfluss auf die Netzentwicklungsplanung.
- Wenn die vorstehend dargestellten Gesetzesänderungen nicht möglich sind, sollten zumindest **enge Abstimmungen** zwischen Netzbetreibern und Biomethan-Anlagenbetreibern im Rahmen der Netzentwicklungsplanung die Planungssicherheit für Netz- und Biogasanlagenbetreiber schaffen und den Ausbau erleichtern.
- **Biomethan-Cluster** – also die Bündelung mehrerer Anlagen – können zu einem **effizienten Netzbetrieb** beitragen. Eine Clusterung von Anlagen macht grundsätzlich dann Sinn, wenn ein entsprechender Bedarf an Biomethan auf der Abnehmerseite im Einzugsgebiet vorhanden ist.

Vorschlag des VKU: Einführung von Biomethan-Nutzungsgebieten

Der VKU schlägt vor, Biomethan-Nutzungsgebiete (bspw. durch Biomethannetzgebiete, die im WPG in Analogie zu Wasserstoffnetzgebieten anzulegen wären) einzuführen.

Diese würden:

- Biomethan-Erzeugern eine verlässliche Perspektive geben,
- regionale Clusterbildung fördern,
- Investitionen erleichtern,
- und die Netzplanung stabilisieren.

In Biomethan-Nutzungsgebieten – die sich beispielsweise durch eine hohe Biogas- bzw. Biomethananlagenkapazität oder hohe Biomassepotenziale kennzeichnen – könnte das Rohbiogas bestehender Vor-Ort-Verstromungsanlagen über Sammelleitungen zentral aufbereitet und eingespeist werden – ein effizienter und kostensparender Ansatz.

Schlussfolgerungen und Forderungen

1. **Biomethan muss als strategischer Baustein der Energiewende anerkannt und gestärkt werden.**
2. **Planungssicherheit** für Erzeuger und Netzbetreiber ist entscheidend – jedoch mit **realistischen Fristen**.
3. Die **Informationsfrist** von Letztverbrauchern und Netznutzern zur Umstellung oder dauerhaften Außerbetriebnahme von für die Versorgung des Netzanschlusses erforderlichen Leitungen im EnWG-E sollte von zehn auf **fünf Jahre** (ab Einreichung des VNEP) bzw. drei Jahre (ab Genehmigung des VNEP) reduziert werden.
4. **Die Einführung von Biomethan-Nutzungsgebieten** sollte geprüft werden, um regionale Potenziale zu bündeln.
5. **Clusterlösungen** und bilaterale Abstimmungen sind zu fördern.
6. Die Politik muss sicherstellen, dass klimaneutrale Gase (Wasserstoff und Biomethan) nicht gegeneinander ausgespielt werden.
7. Die Weiterentwicklung der Netzanschlussregelungen muss **verlässlich und investitionsfreundlich** erfolgen.

Hintergrundinformationen

Ergebnisbericht des GTP 2025 (Nov. 2025):

91 % der teilnehmenden Netzbetreiber planen mit klimaneutralen Gasen, davon

- 40 % mit Wasserstoff (H₂),
- 4 % mit klimaneutralem Methan und
- 47 % mit beidem.

VKU-Umfrage Stadtwerkekongress (Sept. 2025):

- 46 % der Stadtwerke haben noch keine Entscheidung über die Zukunft ihres Gasnetzes getroffen.
- 19 % planen eine vollständige Stilllegung zugunsten von Fernwärme und Wärmepumpen.
- 23 % setzen auf eine Mischstrategie aus Stilllegung und Umrüstung auf grüne Gase wie H₂ oder Biomethan.

Kostenvergleich Biomethan vs. grüner H₂ für Letztverbraucher

- Biomethan: 8–13 ct/kWh
- Grüner Wasserstoff: 17–30 ct/kWh

→ Wasserstoff ist aktuell 2–3-mal teurer.

Erst in 10–15 Jahren könnte Wasserstoff durch Skalierung und sinkende Stromkosten preislich konkurrenzfähig werden.

EnWG-Novelle zur Stärkung des Verbraucherschutzes (Beschluss vom 13.11.2025)

- Verlängerung der Netzanschlussregelungen für Biogasanlagen bis 2027
- Kosten für Netzanschluss und Wartung werden bundesweit umgelegt
- BMWF prüft eine Nachfolgeregelung im Rahmen des EU-Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets
- Der VKU begleitet den Prozess aktiv.