

Berlin, 20. Juni 2022

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

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Positionspapier

10 Punkte für eine Beschleunigung der Biomethaneinspeisung

Biomethan-Potenziale dauerhaft und zukunftsgerichtet nutzen

Version: 1.0

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

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

Hintergrund

Welchen Beitrag Biomethan zur Diversifizierung und Dekarbonisierung der Gasversorgung leisten kann

Der BDEW sieht gasförmige Energieträger als eine tragende Säule der Energieversorgung, insbesondere zur Stabilisierung eines zunehmend auf dargebotsabhängiger Stromerzeugung basierenden Energiesystems und zur umfassenden Dekarbonisierung aller Sektoren. Dabei gilt es, zügig die Transformation der Gasversorgung hin zu erneuerbaren und dekarbonisierten Gasen zu vollziehen und zu diversifizieren. Gas bietet in allen Sektoren Lösungen dafür, Emissionssenkungen effektiv und planbar zu realisieren. Biomethan ist auch hervorragend geeignet, um den 65% erneuerbaren Anteil im Wärmemarkt zu bedienen.

Vor dem Hintergrund des Angriffskrieges von Russland auf die Ukraine und den Auswirkungen auf die Energieversorgung in Deutschland und Europa wird klar, dass eine Beschleunigung der Nutzung erneuerbarer Gase aus verschiedenen Quellen immer dringlicher wird. Eine Erhöhung der Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz kann einen Teil dazu beitragen, die Abhängigkeit von russischen Erdgasimporten zu reduzieren – und das bereits kurzfristig. Denn die Erzeugung von Biomethan und die Einspeisung ins Gasnetz sind erprobt, werden in Deutschland bereits praktiziert und lassen sich durch vergleichsweise einfach umsetzbare Anpassungen am regulatorischen Rahmen schnell erhöhen.

Das Potenzial von Biomethan hat auch die Europäische Kommission im Rahmen ihrer „RePowerEU“-Strategie anerkannt, mit der sie die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen aus Russland reduzieren möchte. Dafür soll bis 2030 u.a. eine Verzehnfachung der Biomethanerzeugung¹ und Einspeisung auf ein Volumen von jährlich 35 Mrd. m³ (entspricht rund 380 TWh/a) angestrebt werden. Das Biomethan soll insbesondere aus landwirtschaftlichen Abfällen und Reststoffen gewonnen werden.

¹ Durch den am 18. Mai 2022 von der EU-Kommission unter dem Titel „REPowerEU“ vorgelegten Plan sollen die Gasversorgung diversifiziert und die Einführung von Gas aus erneuerbaren Quellen für Heizung und Stromerzeugung beschleunigt werden. Bis 2030 sollen 35 bcm Biomethan erzeugt und eingespeist werden. Nach Schätzung der Kommission werden bis Ende 2022 etwa 3,5 bcm eingespeist werden. Entsprechend einer Marktanalyse von Guidehouse im Dezember 2021 wurden EU-weit 2020 rund 159 TWh Biogas und 32 TWh Biomethan erzeugt.

Es kommt dafür auf eine Beschleunigung der Biomethaneinspeisung und verstärkten nachhaltigen Nutzung von Biomethanpotenzialen an. Notwendig ist dafür insbesondere eine verbesserte Marktsituation, durch die eine verstärkte Biomethanaufbereitung und -einspeisung angereizt wird. Gleichzeitig gilt es weiterhin, den Gewässerschutz und einen effizienteren und ressourcenschonenderen Umgang mit Flächen zu gewährleisten.

Ausgangssituation

Biogas- und Biomethanerzeugung und ihre Marktsituation heute

Biogas und Biomethan

Biogas als Brenngas ist ein Naturprodukt, welches bei Vergärung von Biomasse unter Ausschluss von Sauerstoff (O_2) und Licht entsteht. Als organisches Ausgangsmaterial dienen kommunale und industrielle Abfall- und Reststoffe, tierische Exkrememente (Gülle, Mist) sowie Energiepflanzen. Um gesetzlichen Anforderungen zu entsprechen, muss als Ausgangsbasis dienende Biomasse nachhaltig und gewässerverträglich angebaut werden. Das (Roh-) Biogas ist ein brennbares Gasgemisch mit einem Methangehalt (CH_4) zwischen 42 und 75 Prozent. Weitere Hauptbestandteile sind Kohlenstoffdioxid (CO_2), Schwefelverbindungen und Wasser (H_2O). Biogas wird in der Regel direkt in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen genutzt oder zu Biomethan aufbereitet.

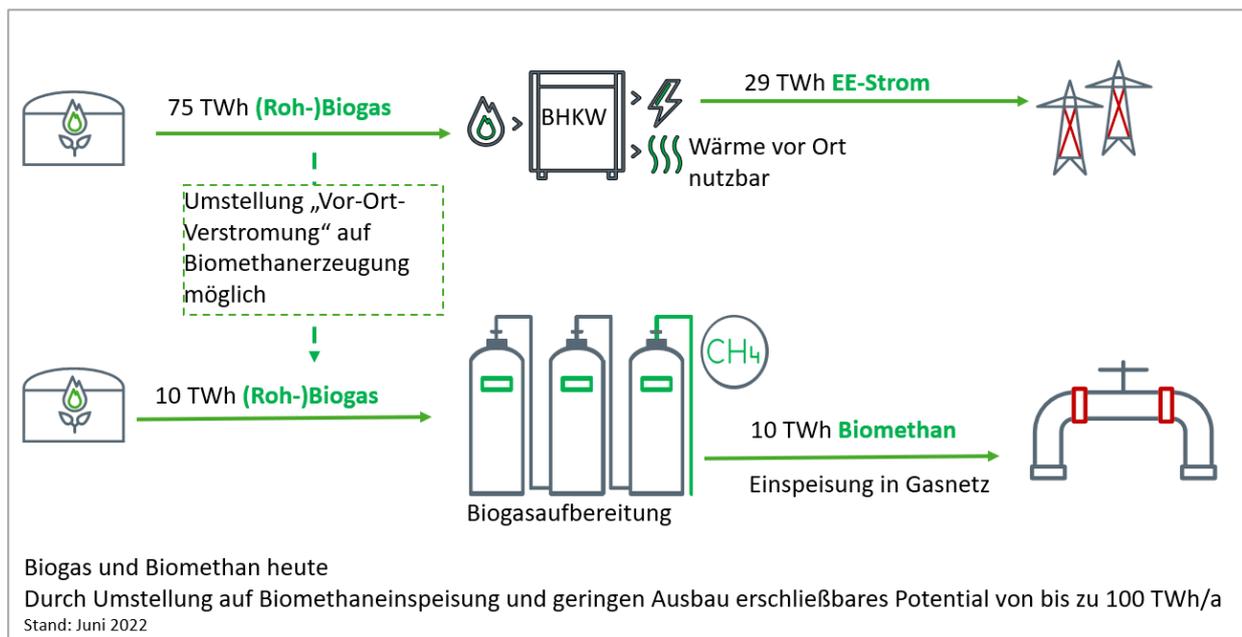
Biomethan ist aufbereitetes (Roh-)Biogas, welches nach der Aufbereitung (Trocknung, CO_2 -Abscheidung und Entschwefelung) die gleichen verbrennungstechnischen Eigenschaften wie Erdgas hat und in das Erdgasnetz eingespeist werden kann. Biomethan ist bereits heute ein weitgehend CO_2 -neutraler Erneuerbarer Energieträger.

Neben dem Biogas entsteht bei der Fermentation ein Gärprodukt, welches als hochwertiger Dünger oder als Bodenverbesserungsstoff in der Landwirtschaft genutzt wird.

Der überwiegende Anteil an erzeugtem **Biogas** (ca. 75 TWh/a Rohbiogas) wird in etwa 9.500 Biogasanlagen in Blockheizkraftwerken direkt vor Ort an der Anlage verstromt. Der in diesen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen erzeugte Strom (ca. 29 TWh/a Strom) wird dezentral in das öffentliche Stromnetz eingespeist und gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vergütet. Die Wärme ist nur lokal verfügbar. Ein großer Teil dieser Anlagen könnte das erzeugte

Biogas zu Biomethan aufbereiten und in das Gasnetz einspeisen. Gerade Anlagen, die über keine optimale Wärmenutzung vor Ort verfügen, können so das Gas für alle Sektoren nutzbar machen. Voraussetzung dafür ist ein Gasnetzanschluss.

Im Jahr 2021 speisten in Deutschland rund 233 Biomethananlagen 10,4 TWh/a bzw. 0,96 Mrd. m³/a auf Erdgasqualität aufbereitetes **Biomethan** in das deutsche Gasnetz ein.² Die Kapazität der Anlagen liegt bei 14 TWh bzw. 1,3 Mrd. m³ Biomethan pro Jahr. Auch Biomethan wird heute überwiegend in der Stromerzeugung in BHKWs eingesetzt und nach dem EEG vergütet. Insbesondere Biomethan aus Abfall- und Reststoffen wird außerdem im Kraftstoffmarkt zur Erfüllung der Biokraftstoffquote genutzt.



Die potenziell erreichbare Menge von bis zu **100 TWh/a** Biomethan entspricht etwa 10 Prozent des aktuellen deutschen Erdgasverbrauchs – und das, ohne dafür den Anbau von Energiepflanzen auf landwirtschaftlichen Flächen zu erhöhen. Die Biomethanherzeugung kann dabei durch ungenutzte Potenziale von Abfall- und Reststoffen ausgeweitet werden.

² Vorläufiger Wert, Quelle: dena, BNetzA, BDEW (eigene Berechnung); Stand 12/2021

Die aktuellen Rahmenbedingungen sowohl für Biogas als auch für Biomethan sorgen leider nicht nur dafür, dass diese Potenziale nicht genutzt werden. Es besteht vielmehr die Gefahr, dass die Erzeugung sogar zurückgeht, weil sich die Rahmenbedingungen für den Einsatz von Biomethan in der Stromerzeugung insbesondere mit der Novellierung des EEG im Sommer 2014 verschlechtert haben. Eine in den Jahren davor mit wachsender Dynamik entstandene Nutzung für Biomethan wurde damit abgebremst. Nach Berechnungen des Deutschen Biomasseforschungszentrums (DBFZ) wird sich unter den heutigen Rahmenbedingungen der Anlagenbestand aller Biomasseanlagen - inkl. Biogas und Biomethan – von derzeit ca. 5.700 MWe ab 2035 auf ca. 1.000 MWe mit 8,7 TWh/a reduzieren. Gerade vor dem Hintergrund der aktuellen geo- und energiepolitischen Entwicklungen sollte dieses Potenzial jedoch nicht verloren gehen. Im Gegenteil: Die Erhöhung von Erzeugung und Nutzung von Biomethan ist ein wesentlicher Baustein zur zügigen Treibhausgas-Minderung der Gasnutzung, trägt gleichzeitig zur Reduzierung der Abhängigkeit von Erdgaslieferungen insbesondere aus Russland bei und steht als Energiequelle innerhalb Deutschlands verlässlich zur Verfügung. Dafür sollten möglichst viele Vor-Ort-Verstromungs-Biogasanlagen auf Biomethan-Einspeisung umgestellt werden. Dazu sind die Bedingungen für einen Netzanschluss und die Nutzung von Biomethan zu verbessern.

Die bestehende Gasnetzinfrasturktur aus Fernleitungs- und Verteilernetzen sowie den angebundenen Speichern ist ein volkswirtschaftlich werthaltiges Gut, das für die Erreichung der Klimaschutzziele eine zentrale Rolle spielt und auch als Basis für eine verstärkte Nutzung von Biomethan dient.

Was jetzt für eine nachhaltige Erhöhung der Biomethaneinspeisung nötig ist

Eine Voraussetzung für die verstärkte nachhaltige und gewässerverträgliche Nutzung von Biomethan ist eine verlässliche Bestimmung der zukünftigen Rolle von Biomethan im Rahmen der geplanten nationalen Biomassestrategie. Dabei sollten ambitionierte jährliche Ausbauziele mit Fokus auf Abfall und Reststoffe, Klärgas sowie fortschrittliche Einsatzstoffe gem. RED II Anhang IX definiert werden. Zur Erschließung bisher nicht genutzter nachhaltiger Potentiale zur Erzeugung von Biomethan gilt es, alle verfügbaren Abfall- und Reststoffströme zu nutzen (einschließlich einer Vergärungspflicht mit Vorrang der Gasaufbereitung als Teil der Abfallhierarchie).

Zur Beschleunigung des Ausbaus der Biomethaneinspeisung bedarf es - unter Berücksichtigung des Bestandsschutzes sowie des Gewässerschutzes – folgender Sofortmaßnahmen:

Sofortmaßnahmen

1. Produktionskapazität von Biomethan durch Nutzung der technischen Möglichkeiten bei Bestandsanlagen erhöhen

Wie bereits zuvor beschrieben, wird aktuell die maximale Leistung der in Deutschland installierten Biomethananlagen nicht voll ausgeschöpft. Dies ist u.a. darin begründet, dass die EEG-Vergütung - also die Vergütung des erzeugten EE-Stroms - mit einer maximalen definierten Leistung der Anlage verknüpft ist. Wird diese vereinbarte Leistung überschritten, führt dies i.d.R. zum Verlust von EEG-Vergütungsansprüchen.

- › Bestehende Anlagen können unter Ausnutzung der technischen Möglichkeiten diese für die EEG-Vergütung ausschlaggebende Leistung (Nominalleistung) um bis zu 20% erhöhen. Somit könnte bereits innerhalb weniger Monate ein Potential von 2 bis 3 TWh gehoben werden.
- › Dabei ist der Schutz von Bestandskunden sicherzustellen: Eine Ausnutzung der technischen Möglichkeiten zur Leistungserhöhung/Gaserzeugung darf nicht zum Verlust von EEG-Vergütung wie Technologie- oder Gasaufbereitungsbonus führen.

2. Umstellung von der Vor-Ort-Verstromung auf Biomethanproduktion und Einspeisung vereinfachen

Vor-Ort-Verstromungsanlagen sind die Biogasanlagen, die direkt an der Biogasanlage mit einem BHKW aus Rohbiogas Strom erzeugen und einspeisen. Nach dem Wegfall der 20jährigen EEG-Vergütung und wenn kein zielführendes Wärmekonzept vorliegt, ist es sinnvoll, diese Anlagen ab einer gewissen Anlagengröße in die Biomethanerzeugung zu überführen. Voraussetzung ist die Nähe zu einer Gasleitung. Dieses Biomethan kann dann (auch saisonal) gespeichert und bedarfsgerecht genutzt (ggf. auch verstromt) werden. Notwendig ist dafür:

- › Bei der Umstellung des Betriebs von Stromerzeugung vor Ort auf Biomethaneinspeisung sollte eine Änderungsanzeige ausreichen. Dies würde Realisierungszeiträume um ca. 12 Monate verkürzen.

3. Realisierungszeiträume durch vereinfachte und weniger aufwändige Genehmigungsverfahren verkürzen bei Neubau von Biomethananlagen

Die RED II fordert in Art. 15 und Art. 16 eine verhältnismäßige, zügige und effiziente Umsetzung von Genehmigungsverfahren auch für Biomasseanlagen. Zur Straffung der Verwaltungsverfahren sollten folgende Maßgaben gelten:

- › Für dezentrale Anlagen und für die Produktion und Speicherung von Energie aus erneuerbaren Quellen sollte unter anderem ein Verfahren der einfachen Mitteilung eingeführt werden.
- › Es müssen klare und bundesweit einheitliche Leitlinien für den Erhalt der Genehmigungsrechtlichen Grundlagen - u.a. Bebauungsplan, öffentliche Beteiligungen und Genehmigungsverfahren - für Anlagen zur Erzeugung von Erneuerbaren Energien gelten.
- › Dies betrifft auch die verbindliche Erklärung zur Vollständigkeit der einzureichenden Genehmigungsunterlagen und klare Vorgaben zur Begrenzung von Nachforderungen durch die Genehmigungsbehörde.
- › Genehmigungsverfahren müssen auf maximal 2 Jahre begrenzt werden.

4. Biomethaneinspeisung in der Gasnetzzugangsverordnung neu regeln

Durch die Bundesnetzagentur ist 2021 klargestellt worden, dass sie die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) ab sofort so auslegt, dass die Kosten für die ersten 10 km Verbindungsleitung von der Biogasanlage bis zum Gasnetz ohne Deckelung im Verhältnis 25% zu 75% zwischen Anlagenbetreiber und Gasnetzbetreiber aufzuteilen sind. Zuvor war es gängige Praxis, dass die Kosten für den Anlagenbetreiber für den ersten Kilometer auf 250.000 € gedeckelt waren. Diese aktuelle Auslegung stellt ein starkes Hemmnis für den Ausbau von Biogasaufbereitungsanlagen und somit Biomethan dar.

Zudem gibt es in Deutschland von Netzbetreiber zu Netzbetreiber unterschiedliche technische Anschlussbedingungen für die Einspeisung von Biomethan ins Gasnetz.

Um die Biomethanproduktion anzureizen, sollten bezüglich der Biomethaneinspeisung daher folgende Regelungen angepasst werden:

- › Der Erhalt der vermiedenen Netzentgelte ist auf den gesamten Einspeisezeitraum auszuweiten.
- › Die Kostenaufteilung bei Netzanschluss ist so anzupassen, dass die bis 2021 gängige Praxis der Kostenaufteilung ab 1 km Leitungslänge rechtssicher verankert wird.
- › Standardisierte und transparente Gasnetzzugangsanforderungen seitens Gasnetzbetreiber (z.B. durch eine Harmonisierung der Technischen Anschlussbedingungen) für die Einspeisung von erneuerbaren Gasen sind auf der Verordnungsebene zu implementieren (Umsetzung RED II Art. 20, die eine Erleichterung des Netzzugangs fordert).

5. Nachweisführung für Nachhaltigkeit und THG-Minderung vereinfachen

- › Es werden mehr Standardwerte für eine administrativ überschaubare THG-Bilanzierung benötigt. Zur THG-Bilanzierung liegen wenige Standardwerte in der RED II vor, dies

steigert den administrativen Aufwand für die Nachweisführung der THG-Minderung erheblich. Zumindest für alle die in der RED II gemäß Anhang IX aufgeführten sogenannten „fortschrittlichen Biokraftstoffe“ wie z.B. Stroh und Traubentrester sollten Standardwerte einheitlich festgelegt werden.

- › Unnötige Überregulierungen an Einsatzstoffen sind aufzuheben (betrifft u.a. den Maisdeckel im EEG, da ab 2 MW_{FWL} THG-Minderungsanforderung gelten).
- › Es muss eine Anpassung der Anforderungen an Nachhaltigkeitsnachweise gemäß BioSt-NachV an den Bedarf der Kunden erfolgen. Die THG-Berechnung gemäß § 6 sollte nur optionaler Bestandteil der Nachhaltigkeitsnachweise sein.
- › Der BDEW fordert erneut eine Verlängerung der Übergangsfristen für EEG-Anlagen (§ 55 der BioSt-NachV) bis zum 31.12.2022.

6. EU-weiten Handel von Biomethan ermöglichen

- › EU-weiter Handel von Biomethan einschließlich Bio-LNG ist auf der Grundlage einheitlicher europäischer Regelungen (Herkunftsnachweise, europäische Unionsdatenbank mit Massebilanzsystem) uneingeschränkt zuzulassen (siehe auch BDEW-Stn. zur Gas-RL, Art. 8 v. 11.04.2022).

7. Fördermodell zum Ausbau der Biomethanproduktion über CCfD einführen

- › Der BDEW sieht das zusätzliche Instrument der „Carbon Contracts for Difference“ (CCfD)³ als gut geeignet, um einen weiteren Ausbau der Biomethanerzeugung und Einspeisung anzureizen.
- › Die Umsetzung über ein staatliches Fördersofortprogramm „Carbon Contracts for Difference“ (wie bereits in der Wasserstoffstrategie angekündigt) sollte auch für die Aufbereitung und Einspeisung von Biomethan erfolgen.

³ CfD sind eine symmetrische Marktprämie, die sich zumeist am Energiemarktpreis orientieren und unsichere Erträge absichern sollen. Sie sind bereits etabliert im Bereich der Erneuerbaren Energien. CCfDs wenden das Prinzip der CfD auf CO₂-Vermeidungstechnologien an und zielen auf CO₂-Vermeidungskosten ab.

- › Dabei müssen die Anforderung an Nachhaltigkeit und THG-Emissionen nach RED II Kriterien erfüllt werden. Die Ermittlung der Förderhöhe sollte über die Ausschreibung einer zu erzielenden THG-Minderung gegenüber einem Vergleichswert (Erdgas) erfolgen.
- › Mit der Förderung werden Investitionsrisiken reduziert, indem der Staat garantiert, dass der Investor (der Erzeugungs-/Aufbereitungsanlagenhersteller) das Biomethan zu einem bestimmten Preis als Kombination von Marktpreis (Erdgas) und Förderung CCfD erhält. Solange der Marktpreis niedriger ist als der gebotene Preis, erhält der Anlagenbetreiber die Differenz als Förderung. Steigt der Marktpreis über den gebotenen Preis, dann zahlt der Investor die Differenz zurück an den Staat.
- › CCfD werden über Einnahmen des CO₂-Handels (EU-ETS und Non-ETS) finanziert.

8. Nutzungsbedingungen für Biomethan im EEG, KWKG u. GEG verbessern

- › **EEG:** Anhebung der Höchstgebotsgrenzen und Verbindung dieser Anpassung mit der Menge der eingereichten Gebote.
- › **EEG:** Die Degression für Biomethan im EEG sollte entfallen.
- › **EEG:** Förderung von Biomethanverstromungsanlagen sollten nicht ausschließlich in der Südregion möglich sein, sondern im gesamten Bundesgebiet.
- › **EEG:** Teilnahmemöglichkeit von Biomethanverstromungsanlagen auch an der normalen Biomasseausschreibung des EEG und nicht nur als Biomethan in Peakern.
- › **EEG:** Weitere Punkte: siehe BDEW-Stellungnahme zum EEG, zuletzt vom 17.03.2022
- › **EEG/KWKG:** Möglichkeit des Wechsels aus dem Fördermechanismus des KWKG in den Fördermechanismus des EEG
- › **KWKG:** Gleichstellung der Wirtschaftlichkeit von EEG-BHKWs auf Basis von Biomethan mit Förderung von Erdgas im KWKG
- › **GEG:** Vollständige Anerkennung von Biomethan als Erneuerbare Energie im GEG (auch zur Erfüllung einer zukünftigen 65% EE-Anforderung für neue Heizungsanlagen)

9. Vergärung von Bioabfällen inkl. Aufbereitung zu Biomethan verpflichtend machen

- › Diese Vorgabe ist notwendig, um eine zügige energetische Verwertung getrennt gesammelter Bioabfälle aus Land- und Stadtkreisen zu gewährleisten. Die stoffliche Verwertung (bisher Kompost) wird durch die hochwertigen Gärprodukte aufgewertet.

10. Energetische Biomassenutzung an Biomethananlagen fördern

- › Zur Unterstützung der Ausnutzung aller Potentiale im Zusammenhang mit der Biomethanherzeugung sollten Förderprogramme zur energetischen Biomassenutzung

fortgeführt und ausgebaut werden. Dies sollte auch die Erstellung von Biogas-Sammelleitungen umfassen, um volkswirtschaftlich günstige Zusammenschlüsse gegenüber Einzelanschlüssen zu berücksichtigen.

- › Auf bestehenden, umgerüsteten oder neuen Biomethananlagen könnte so beispielsweise die Erzeugung und Einspeisung von biogen erzeugtem Wasserstoff oder synthetischem Gas (SNG) angereizt werden.

Ansprechpartner

Ingram Täschner

Abteilung Transformation der Gaswirtschaft,
klimaneutrale Gase und Versorgungssicherheit

030 300199-1261

ingram.taeschner@bdew.de

Ole Kolb

Geschäftsbereich Strategie und Politik

030 300199-1068

ole.kolb@bdew.de