

# Neuerungen und Perspektiven für Biogas nach der EEG-Reform

Die Biogaskirtschaft steht unter Druck. Aufgrund der **Kürzungen und Neuerungen** im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2014) wird es die Branche schwer haben, in Deutschland weiter zu expandieren. Dies betrifft sowohl die Biogaserzeugung zur Stromgewinnung als auch die Einspeisung von aufbereitetem Biogas in das Gasnetz. Im Folgenden werden die Ergebnisse des **Biogas-Monitoringberichtes 2014** der Bundesnetzagentur zusammengefasst und ein Ausblick in die Zukunft von Biogasanlagen nach der EEG-Novelle gegeben. Ein Schwerpunkt liegt hierbei auch auf der Darstellung der **volks- und betriebswirtschaftlichen Kosten** der Herstellung und Vermarktung von Biogas.

von: Tobias Bolzau (Bundesnetzagentur)

Gemäß § 37 Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) übergibt die Bundesnetzagentur einen jährlichen Bericht an die Bundesregierung, in dem die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz dargestellt werden. Hierbei handelt es sich ausschließlich um Anlagen, die Biomethan direkt in das Erdgasnetz einspeisen. Nicht Gegenstand des Berichtes sind Biogasanlagen, die das erzeugte Gas direkt für die Strom- und Wärmeerzeugung verbrauchen. Um einen Gesamtüberblick über den Biogasmarkt herzustellen und die Auswirkungen der EEG-Novelle 2014 aufzuzeigen, wird in diesem Beitrag jedoch auf beide Verwendungspfade eingegangen.

## Biomethananlagen zur direkten Einspeisung

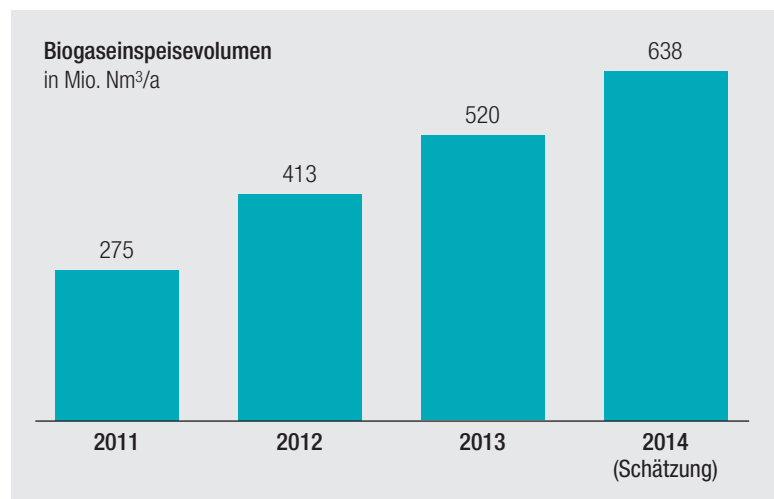
Die ursprünglichen Biomethaneinspeiseziele in das Erdgasnetz betragen laut alter Fassung der GasNZV 6 Milliarden Nm<sup>3</sup> Biomethan jährlich bis zum Jahr 2020, und 10 Milliarden Nm<sup>3</sup> jährlich bis zum Jahr 2030. Mit Stand vom 31. Dezember 2013 speisten 144 Anlagen in das deutsche Erdgasnetz ein. Insgesamt wurde von den Netz- und Anlagenbetreibern ein Einspeisevolumen von 520 Millionen Nm<sup>3</sup> gemeldet (Abb. 1). Das durchschnittliche Einspeisevolumen einer Biomethananlage lag demnach bei 412 Nm<sup>3</sup>/h. Dies entspricht einem Zielerreichungsgrad von 8,7 Prozent, bezogen auf das Biomethaneinspeiseziel von 6 Milliarden Nm<sup>3</sup> jährlich bis 2020, und von 5,2 Prozent, bezogen auf das Einspeiseziel von 10 Milliarden Nm<sup>3</sup> bis 2030. Hier zeigt sich, dass die heutigen Einspeisemengen weit von den ursprünglich definierten Einspeise- und Ausbau-

zielen entfernt sind. Im Zuge der Novellierung des EEG und der Reduzierung des jährlichen Ausbaukorridors für Biomasseanlagen auf 100 MW wurden auch die bereits erwähnten Einspeiseziele für Biomethan in der GasNZV ersatzlos gestrichen.

## Kostenbelastung der Netze aufgrund der Biomethaneinspeisung

Gemäß § 33 GasNZV sind die Netzbetreiber verpflichtet, Biomethananlagen vorrangig an das Gasversorgungsnetz anzuschließen. Die Netzbetreiber können die mit dem Netzanschluss in Verbindung stehenden Kosten, einschließlich der damit verbundenen Kosten für den Leitungsausbau, auf die Netznutzer abwälzen. Seit 2009 stiegen diese Wälzungskosten aufgrund des Ausbaus der Biomethaneinspeisung von 24 Mio. Euro im Jahr 2009 auf 131 Mio. Euro im Jahr 2013 (Abb. 2). Seit dem 1. Januar 2014 beträgt die Biogasmulge bundesweit einheitlich 0,51 Euro/kWh/h/a und

Abb. 1: Biogaseinspeisevolumen 2011 bis 2014



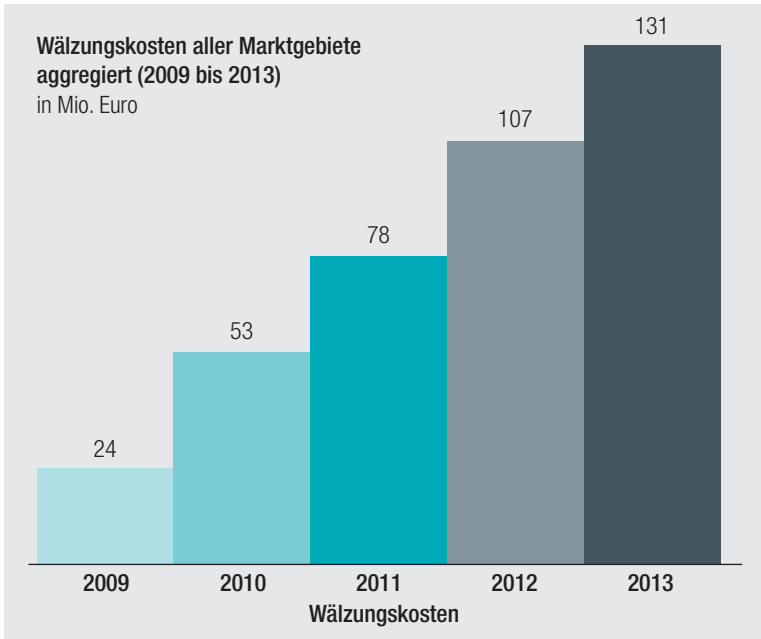


Abb. 2: Wälzungskosten 2009 bis 2014

wird laut Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber ab 2015 auf 0,60194 Euro/kWh/h ansteigen.

### Herstellungskosten und Verkaufspreise

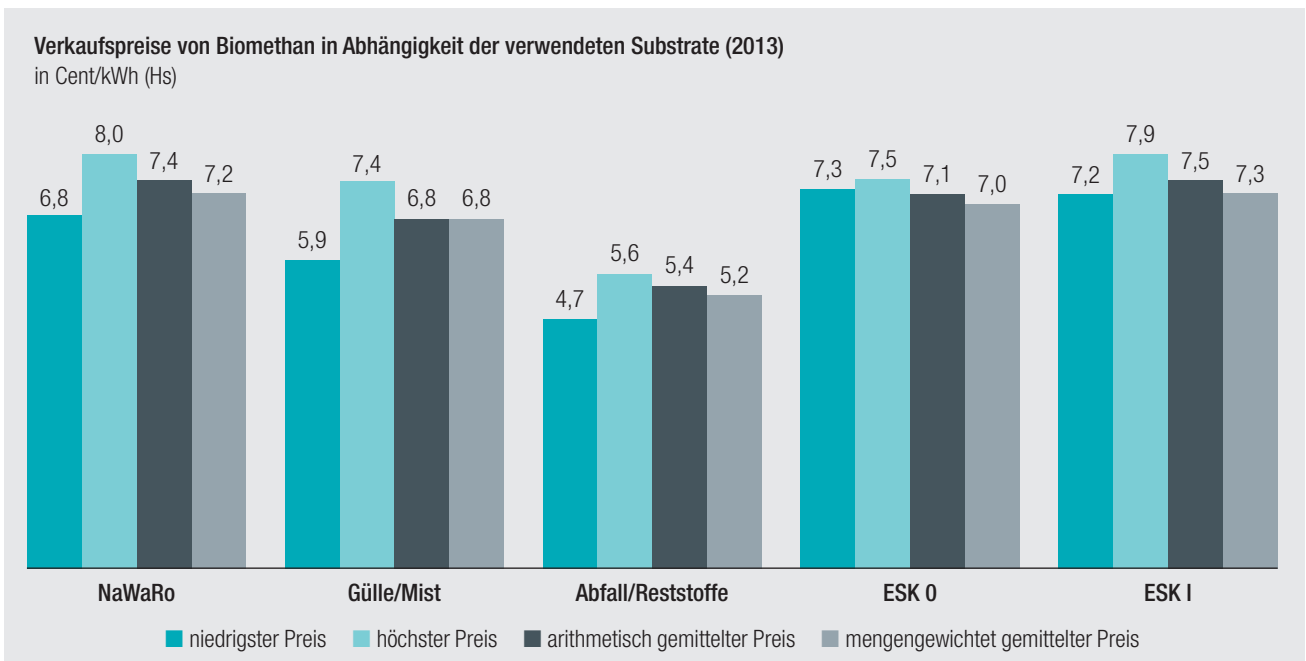
Die Herstellungskosten des Biogases variieren sehr stark. Sie reichen von 5,1 Ct/kWh bis zu 9,30 Ct/kWh für die Erzeugung des Rohbiogases und von 2,5 Ct/kWh bis 11,24 Ct/kWh für das aufbereitete Biogas. Der niedrigere Wert für aufbereitetes Biogas ist darauf zurückzuführen, dass in einigen Fällen das Rohbiogas als Abfallprodukt anfällt und daher keine Herstellungskosten verursacht. Somit setzen die Erzeuger

Abb. 3: Verkaufspreise für Biomethan 2013 nach Substraten

zum Teil nur die Aufbereitungskosten an. Als mengengewichteter Durchschnittswert der Biogaserzeugung inklusive Aufbereitung wurden 7,49 Ct/kWh errechnet (von 27 meldenden Anlagen). Damit sind die durchschnittlichen Kosten höher als der durchschnittliche mengengewichtete Verkaufspreis von 6,44 Ct/kWh (2012: 7,02 Ct/kWh) (Abb. 3).

Bezogen auf den Anteil eingesetzter Substratmengen (massebezogen) wurden zu 62 Prozent nachwachsende Rohstoffe (NawaRo), zu 7 Prozent Gülle/Mist, zu 27 Prozent Abfall oder Reststoffe und zu 4 Prozent Klärschlamm verwendet (Abb. 4). Dies zeigt zwar, dass der größte Teil der Anlagen nachwachsende Rohstoffe wie z. B. Mais verwendet, 38 Prozent aber immerhin Stoffe aus Abfällen und landwirtschaftlichen Nebenprodukten verwertet, die nicht zu einer Flächenkonkurrenz im Ackerbau mit Nahrungsmitteln führen und als Neben- oder Abfallprodukte geringe bzw. keine Einkaufskosten verursachen.

In einer anderen Erhebung (einschließlich Biogasanlagen, in denen das Biogas direkt zur Stromerzeugung verbraucht wird) war der NawaRo-Anteil mit 48 Prozent niedriger (Gülle/Exkremate 44 Prozent, kommunaler Bioabfall 3 Prozent, Reststoffe aus Industrie, Gewerbe und Landwirtschaft 7 Prozent) [1], hatte jedoch energiebezogen mit 77 Prozent den größten Anteil an der Biogaserzeugung. Der Unterschied erklärt sich aufgrund des höheren NawaRo-Anteils gemessen am gesamten Substrat-Einsatz, der oftmals mit zunehmender Größe der Anlagen an-



Quelle: Biogas-Monitoringbericht

steigt. Zudem handelt es sich bei in das Erdgasnetz einspeisenden Anlagen aufgrund der höheren Investitionskosten in der Regel um größere Biogasanlagen. Ein weiterer Aspekt ist der höhere Biogasertrag, der beispielsweise aus Mais erzeugt werden kann.

Die Diskussion bezüglich der Verwendung von Ackerflächen für Energiepflanzen anstelle von Nahrungsmitteln (Stichworte „Teller-Tank-Diskussion“ oder „Vermaisung der Landschaften“) wird von Biogasanlagebetreibern und Naturschutzverbänden heftig geführt, soll an dieser Stelle jedoch nicht wiederholt werden. Letztendlich war die Bereitschaft der Politik, die Biogaserzeugung mit nachwachsenden Rohstoffen weiterhin zu fördern, nicht mehr gegeben. Und im Zuge des Ziels der EEG-Novelle, die Kosten für den Ausbau der erneuerbaren Energien zu senken, gerieten die Energien mit hohen Einspeisevergütungen in den Blickpunkt.

Im alten EEG betragen die Einspeisevergütungen für Strom aus Biomasse je nach Anlagengröße und Motorleistung des BHKW 6 bis 14,3 Cent/kWh. Hinzu kamen noch Zuschläge für bestimmte Einsatzstoffvergütungsklassen von bis zu 8 Cent/kWh. Die Vergütung für die Kilowattstunde Strom aus der Vergärung von Bioabfällen und Gülle betrug je nach Anlagengröße 14 bis 16 Ct/kWh bzw. 25 Ct/kWh. Im neuen EEG hat der Gesetzgeber die Zuschläge abgeschafft und einheitliche Vergütungen für Strom aus Biomasse erlassen, die je

**Tabelle 1: Vergütungen für Biogas nach EEG 2014**

Anlagengröße/ Bemessungsleistung	Vergütung (in Ct/kWh)		
	Biomasse	Vergärung von Bioabfällen	Gülle
bis 75 kW			23,73
bis 150 kW	13,66		
bis 500 kW	11,78	15,26	
bis 5 MW	10,55		
bis 20 MW	5,85	13,38	

Quelle: EEG 2014

nach Anlagengröße variieren. Die Vergärung von Gülle wird gemäß § 46 EEG 2014 noch mit 23,73 Ct/kWh gefördert, die Vergärung von Bioabfällen gemäß § 45 EEG 2014 bis zu einer Bemessungsleistung von 500 kW mit 15,26 Ct/kWh und bis zu einer Bemessungsleistung von 20 MW mit 13,38 Ct/kWh (Tab. 1). Zugleich wurde der Zubau für neue Anlagen stark begrenzt. So beträgt der Ausbaupfad für Biomasseanlagen nur noch 100 MW pro Jahr, was einem Ausbaustopp dieser Energieform in Deutschland gleichkommt. So erwartet auch der Fachverband Biogas für 2014 weniger als 40 MW Zubau an Biogasanlagen [2], verbunden mit einem massiven Stellenabbau.

### Sieg von Fotovoltaik und Wind

Aus den Entwicklungen der letzten Jahre gehen aus Kostensicht bzw. aus Sicht der Kostendegression eindeutig die Windenergie, und hier vor allem die Onshore-Windenergie, und die Fotovoltaik als Sieger hervor. Dies zeigt sich

auch in den EEG-Vergütungen selbst, die für diese Technologien seit der Einführung des EEG deutlich gesunken sind und noch weiteres Kostensenkungspotenzial aufweisen. Somit entsteht mehr und mehr ein stromgeführtes Energie-System mit Energien, die gewissermaßen zu null Grenzkosten produzieren. Im Gegensatz hierzu stehen Biogasanlagen, die zum einen nicht mit null Grenzkosten produzieren können und zum anderen oftmals nicht kostendeckend betrieben werden. Neben den komplexen chemischen und biologischen Prozessen in den Biogasanlagen selbst sind komplizierte Geschäftsmodelle hierfür die Ursache, insbesondere, wenn auch die Wärmeenergie der Anlage in Verbindung mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) vermarktet werden soll.

Des Weiteren unterliegen die Einsatzstoffe Preisschwankungen, die nicht immer abgesichert werden können und eine kostendeckende Produktion von Biogas gefährden. Aus wirtschaftlichen

# FLEXIBLE UND EFFIZIENTE ENERGIESYSTEME

**27.–29. JANUAR 2015**  
**LEIPZIGER MESSEGELÄNDE**

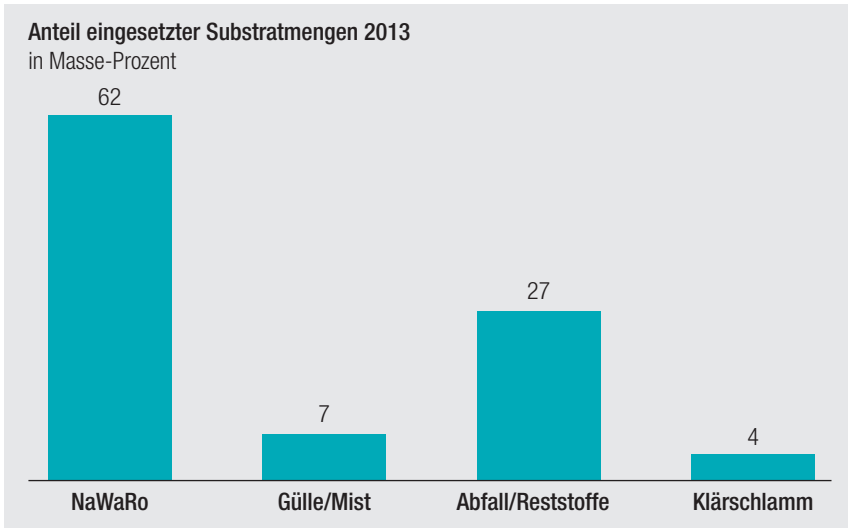
[www.enertec-leipzig.de](http://www.enertec-leipzig.de)

- die Energiefachmesse in Leipzig
- neueste Technologien
- innovative Dienstleistungen
- aktuelle Rahmenbedingungen
- mit hochkarätigem Fachprogramm

IM VERBUND MIT:

INTERNATIONALE FACHMESSE FÜR UMWELTECHNIK UND -DIENSTLEISTUNGEN

INTERNATIONALE FACHMESSE FÜR ENERGIEERZEUGUNG, ENERGIEVERTEILUNG UND -SPEICHERUNG



Quelle: Biogas-Monitoringbericht

Abb. 4: Eingesetzte Substratmengen bei Biomethananlagen 2013

Erwägungen macht es daher Sinn, sich auf die Einsatzstoffe zu konzentrieren, die günstig oder im besten Falle umsonst sind: Abfälle, Klärschlamm und landwirtschaftliche Nebenprodukte wie Gülle. Biogas aus diesen Einsatzstoffen zeichnet sich durch die geringsten Herstellungskosten aus (Abb. 5).

Aufgrund der höheren Vergütungen für Biogas aus Abfällen und der geringeren Kosten ist bei den Neubauzahlen eine Steigerung für diesen Anlagentyp zu erkennen. Allerdings eignen sich nicht alle Abfälle zur Biogaserzeugung. So gibt es je nach Abfall unterschiedliche Verwertungsmöglichkeiten: Nasse Abfälle (Speisereste, Abfälle aus Biotonnen) eignen sich zur Verwertung in Biogasanlagen sehr gut, Abfälle mit einem hohen

Holzanteil eignen sich besser als Brennstoff in Biomasseheizkraftwerken. Dennoch gilt es, das Bioabfallpotenzial für den Einsatz in Biogasanlagen zu heben: 44 Mio. Bürger in Deutschland nutzen beispielsweise immer noch keine Biotonne. Insgesamt fielen 2010 8.902.732 Tonnen Grün- und Bioabfall an, davon waren 4.272.135 Tonnen Bioabfälle aus Biotonnen [3].

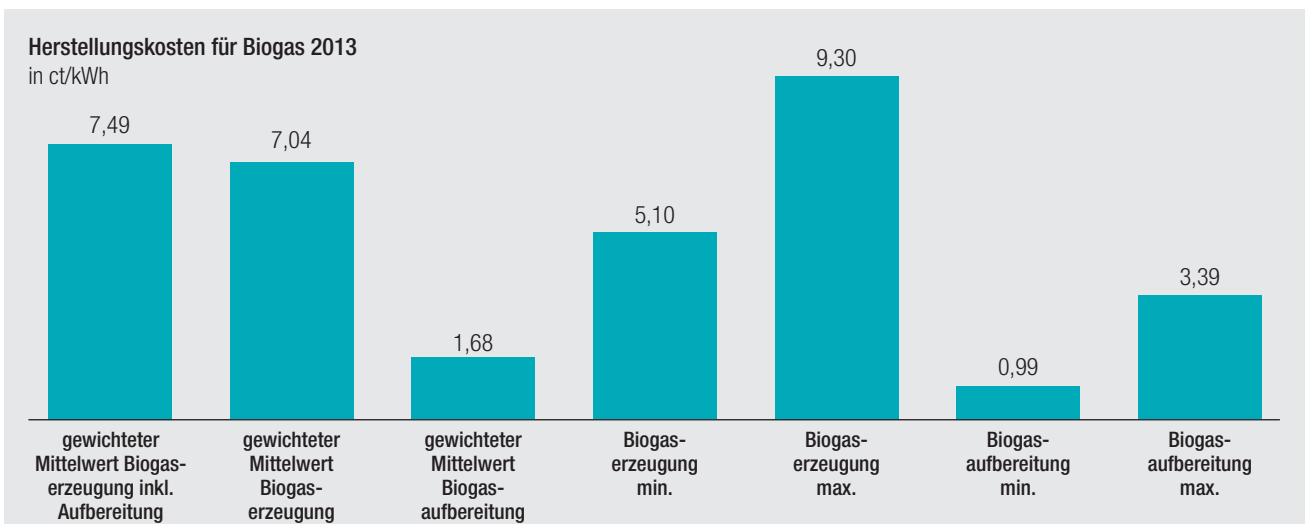
### Vorteile von Biogas besser nutzen

Neben den 144 Anlagen, die Ende 2013 in das Gasnetz eingespeist haben, waren in Deutschland 7.850 Biogasanlagen zur Stromerzeugung in Betrieb. Biogasanlagen bzw. KWK-Anlagen, die mit Biomethan betrieben werden, sind die einzigen mit erneuerbaren Energien betrieb-

benen Kraftwerke, die eine flexible Fahrweise ermöglichen, aber auch grundlastfähig sind, Letzteres jedoch zu sehr hohen Kosten. Viele Biogasanlagenbetreiber versuchen daher auch zusätzliche Einnahmen mit der Flexibilitätsprämie und der Vermarktung ihrer Kapazitäten am Regenergiemarkt zu generieren, was sich auch in der Zunahme an Meldungen zur Flexibilitätsprämie bei der Bundesnetzagentur zeigt. So waren Ende Juli 2014 2.236 Biogasanlagen gemeldet. Davon meldeten allein im Jahr 2014 bereits 1.920 Anlagen Anspruch auf die Flexibilitätsprämie an.

### Märkte für Biomethan

Für Betreiber von in das Erdgasnetz einspeisenden Biomethananlagen stellt sich vor der Investition immer auch die Frage nach dem Absatzmarkt, da das erzeugte Gas nicht wie beispielsweise Strom aus EEG-Anlagen mit jeder erzeugten Kilowattstunde direkt vergütet wird. Der Markt für Biomethan kann als ein Anbietermarkt bezeichnet werden, wodurch im Vergleich zu fossilem Erdgas deutlich höhere Preise durchgesetzt werden können. In der Regel wird Biomethan in KWK-Anlagen verbraucht. Hierbei stehen dem Anlagenbetreiber Vergütungen aus dem EEG zu. Gleichzeitig kann die Abwärme genutzt werden, was allerdings nicht immer konsequent genug erfolgt oder erfolgen kann, da oftmals ausreichende Wärmesenken fehlen.



Quelle: Biogas-Monitoringbericht

Abb. 5: Herstellungskosten für Biogas 2013

Eine Möglichkeit, diesbezüglich Abhilfe zu schaffen, wäre ein Einspeisevorrang für die Abwärme in Nahwärmenetze, die nach derzeitigem Stand einer monopolistischen Zugangsbeschränkung unterliegen [4]. Ein anderer Markt sind Endkunden, die eine CO<sub>2</sub>-neutrale Gaslieferung wünschen und bereit sind, einen deutlichen Aufpreis für das bezogene Gas zu bezahlen. Auf dem Markt gibt es Produkte für Endkunden, die sowohl Erdgas mit einem bestimmten Mischungsverhältnis aus fossilem Erdgas und Biomethan anbieten als auch eine Belieferung mit 100 Prozent Biomethan ermöglichen. Ein anderer Markt ist Biogas als Treibstoff. Hier besteht bereits eine Tankstelleninfrastruktur, wobei Preisaufschläge im Vergleich zu fossilem Erdgas am Markt ebenso durchgesetzt werden können.

### Ausblick

Wie bereits erwähnt, wird in der erneuerbaren Energieversorgung der Zukunft Sonnen- und Windenergie, also Elektrizität, die zu null Grenzkosten erzeugt werden kann, die tragende Rolle darstellen. Hierbei handelt es sich um elektrische Energie, die (zeitweise) im Überfluss vorhanden sein wird und die im Gegensatz zu Gas zurzeit noch nicht in großem Umfang speicherbar ist. Daher wird Gas, ob fossil oder erneuerbar, auch in Zukunft eine wichtige Rolle spielen und neben der klassischen Biogasproduktion zunehmend mit der Power-to-Gas-Technologie auch von der Strom-Infrastruktur in die Gasinfrastruktur überführt werden. Dies schafft viele Vorteile: Zum einen steht neben dem Stromnetz eine weitere Transportnetz-Infrastruktur zur Verfügung, zum anderen kann das Gas an dem Ort verbraucht werden, an dem Koppelprodukte wie Wärme (insbesondere in KWK-Anlagen) oder auch Kälte benötigt werden. Es kann als Rohstoff für chemische Prozesse oder als Kraftstoff für gasbetriebene Fahrzeuge genutzt werden.

Die Nutzung der Gasspeicher-Infrastruktur ist ebenfalls möglich. Hierbei handelt es sich um die Speicher-

infrastruktur mit der momentan größten Reichweite (24,45 Mrd. Nm<sup>3</sup>) in Deutschland. Aus bereits erwähnten Kostenüberlegungen ist es wahrscheinlich, dass sich zukünftig nur noch Neuanlagen mit Reststoff-Biomethan wirtschaftlich betreiben lassen, also Anlagen, die Abfälle als Gärs substrat einsetzen und günstiger als NawaRo-Biomethananlagen produzieren können. Der Trend geht hier auch zu kleineren Anlagen und zu Anlagen, die verschiedene Einsatzstoffe verarbeiten können. Dies ist vom Gesetzgeber auch gewollt, da die Förderung von NawaRo-Biomethan mit dem EEG 2014 beendet wurde. Trotz der Möglichkeiten wird der Ausbau der Biogastechnologie in Deutschland unter Beibehaltung der aktuellen Gesetzgebung mehr oder minder zum Erliegen kommen, da nur noch eine Kapazität an Biomasseanlagen von maximal 100 MW pro Jahr zugebaut werden soll. Zukünftig wird die Power-to-Gas-Technologie daher eine größere Rolle spielen, da mit ihr überschüssige erneuerbare elektrische Energie längerfristig als Gas gespeichert werden kann. ■

#### Literatur:

- [1] Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ) Stromerzeugung aus Biomasse Zwischenbericht Juni 2014 S. 44.
- [2] EUWID Neue Energien, Heft 30, 2014, S. 3.
- [3] BMU/Umweltbundesamt: Ökologisch sinnvolle Verwertung von Bioabfällen – Anregungen für kommunale Entscheidungsträger 2012, S. 11–12.
- [4] Sektoruntersuchung Fernwärme, Bundeskartellamt 2012.

### Der Autor

**Tobias Bolzau** ist Sachbearbeiter im Referat 607 Zugang zu Gasverteilernetzen, Technische Grundsatzfragen, Versorgungsqualität der Bundesnetzagentur und ist u. a. verantwortlich für die Erstellung des jährlichen Biogas-Monitoringberichtes.

#### Kontakt:

Tobias Bolzau  
Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,  
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen  
Tulpenfeld 4  
53113 Bonn  
Tel.: 0228 14-5927  
E-Mail: tobias.bolzau@bnetza.de  
Internet: www.bundesnetzagentur.de

## Immer ein guter Fang!



**Bestellen Sie jetzt  
Ihre Werbeartikel:  
Tel.: 0228 9191-40  
oder unter  
www.wvgw.de**



Kompetenz:  
Energie & Wasser.

**WVGW**