



ROADMAP BIOMETHAN

Für die Marktentwicklung von Biomethan
in Deutschland.



Co-funded by the Intelligent Energy Europe
Programme of the European Union

The sole responsibility for the content of this publication lies with the authors. It does not necessarily reflect the opinion of the European Union. Neither the EASME nor the European Commission are responsible for any use that may be made of the information contained therein.

Projekt GreenGasGrids

„GreenGasGrids“ ist ein von der dena koordiniertes Projekt, das vom EU-Programm „Intelligent Energy Europe“ unterstützt wird. Ziel des Projekts ist es, die internationale Biomethan-Marktentwicklung anzuschieben.

Das Projektkonsortium besteht aus 13 europäischen Partnern aus nationalen Energie-Agenturen, Forschungsinstituten sowie Verbänden der Biogas-, Erdgas- und Erneuerbare-Energien-Branche. Dazu gehören die Unternehmen Fraunhofer UMSICHT (Deutschland), Österreichische Energie-Agentur (Österreich), Energetski Institut Hrvoje Požar – EIHP (Kroatien), Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie – ADEME (Frankreich), Renewable Energy Agency – REA (Großbritannien), University Szeged (Ungarn); European Biogas Association (EU), Consorzio Italiano Biogas (Italien), Agentschap NL (Niederlande), Krajowa Agencja Poszanowania Energii – KAPE (Polen), Slovenská Inovacná Energetická Agentúra – SIEA (Slowakei), Natural Gas Vehicle Association – NGVA (EU).

EXECUTIVE SUMMARY

Biomethane as renewable, storable and flexible energy source takes an important function within the German energy mix. Biomethane is able to use the existing natural gas infrastructure and is thereby a particularly efficient versatile energy source. As a natural gas substitute from domestic production it decreases the dependency on imported fossil fuels. These properties and advantages of biomethane are important in all kinds of applications and are necessarily to be noticed in case of further development of the legal framework. With a view to the short-term stagnating sales development in Germany, bordercrossing trade of biomethane offers great opportunities. In countries like Switzerland or Sweden the supply cannot keep up with the demand. Other countries focus on the import of renewable energy sources to reach national renewable energy targets. Due to its central position in Europe, Germany has a direct connection to many European countries' gas grids.

This is an optimal starting situation to meet the high demands on biomethane abroad.

To unfold European biomethane trade, the following measures can have a crucial impact on biomethane trade in Europe:

- ▶ Counting of imported amounts of biomethane on national targets and supporting measures must be gradually introduced.
- ▶ The documentation of the property profile of biomethane in the country of origin and its recognition in the country of final destination is required.
- ▶ The implementation and documentation of uniform criteria simplify the recognition and trade with biomethane.
- ▶ The recognition of the European gas grid as closed gas grid balancing group simplifies the mass balance documentation.
- ▶ The creation of a uniform European biomethane register.
- ▶ A European trading platform for biomethane provides more transparency and liquidity.

ZUSAMMENFASSUNG

Biomethan nimmt als erneuerbarer, speicherbarer und flexibel einsetzbarer Energieträger eine wichtige Funktion im deutschen Energiemix ein. Biomethan kann dabei die vorhandene Erdgasinfrastruktur nutzen und ist dadurch ein besonders effizient einsetzbarer Energieträger. Als Erdgassubstitut aus heimischer Produktion trägt es zur Verringerung der Importabhängigkeit fossiler Rohstoffe bei. Diese Eigenschaften und Vorteile von Biomethan kommen in allen aufgezeigten Verwendungspfaden zum Tragen und sind daher bei der Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen in Deutschland unbedingt zu beachten.

Mit Blick auf die kurzfristig stagnierende Absatzentwicklung in Deutschland liegt im grenzüberschreitenden Handel eine große Chance für Biomethan. In Staaten wie der Schweiz oder Schweden kann das Angebot teilweise mit der Nachfrage nicht Schritt halten. Andere setzen gezielt auf den Import von Energieträgern, um nationale Ziele zum Ausbau regenerativer Energien zu erreichen. Durch die zentrale Lage in Europa besitzt Deutschland an viele

europäische Staaten eine direkte Anbindung ans Erdgasnetz. Das ist eine optimale Ausgangssituation, um die wachsende Biomethannachfrage im Ausland zu bedienen. Zur Entfaltung eines europäischen Biomethanhandels leisten die folgenden Maßnahmen einen wichtigen Beitrag:

- ▶ Die Anrechnung von importierten Biomethanmengen auf nationale Ziele und Fördermaßnahmen muss schrittweise in Europa eingeführt werden.
- ▶ Die Dokumentation von Biomethaneigenschaften im Herkunftsland und deren Anerkennung im Zielland müssen erfolgen.
- ▶ Die Einführung und Dokumentation einheitlicher Kriterien vereinfachen die Anerkennung und den Handel von Biomethan.
- ▶ Die Anerkennung des europäischen Erdgasnetzes als ein geschlossener Bilanzkreis erleichtert die für die Nachweisführung erforderliche Massenbilanzierung.

▶ Die Schaffung eines einheitlichen europäischen Biomethanregisters.

▶ Ein europäischer Handelsplatz für Biomethan sorgt für Transparenz und Liquidität.

EINLEITUNG

Durch eine Vielzahl von Gesetzen und Regelungen sind in Deutschland Rahmenbedingungen entstanden, die für einen moderaten, aber kontinuierlichen Zubau der Biogaseinspeisekapazitäten gesorgt haben. Durch die Einspeisung ins Erdgasnetz kann Biomethan ebenso flexibel wie Erdgas eingesetzt werden. Dank des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) wird Biomethan in Deutschland überwiegend zur gekoppelten Strom- und Wärmezeugung eingesetzt und hat in diesem Bereich in den vergangenen Jahren eine positive Entwicklung genommen. Mit Inkrafttreten des novellierten EEG zum 1. August 2014 wird diese Entwicklung gestoppt.

Als erneuerbarer, flexibel und effizient einsetzbarer Energieträger kann Biomethan auch in anderen Bereichen zu den ambitionierten Zielen zum Ausbau erneuerbarer Energien und der Steigerung der Energieeffizienz beitragen. Ausgehend von einer Darstellung der verfügbaren Biomassepotenziale werden Stand und Ausblick alternativer Märkte für Biomethan erläutert. Das sind neben dem Wärme- und Biokraftstoffquotenmarkt auch die stoffliche Nutzung von Biomethan sowie der Export ins europäische Ausland.

Der Fokus der nachfolgenden Ausführungen liegt auf dem internationalen Handel, der, wie das Projekt GreenGasGrids zeigt, dazu beitragen kann, die immensen Biomethanpotenziale in Europa zu heben. Denn ein besonderer Vorteil von Biomethan ist, dass Europa über ein gut ausgebautes und eng verknüpftes Erdgasnetz verfügt und dadurch Biomethan von Regionen mit großen Potenzialen und geringem Bedarf in die Regionen transportiert werden kann, wo die Nachfrage das Angebot übersteigt. Dies birgt eine große Chance für die deutsche Biomethanbranche, die bisherige Marktentwicklung auch in Zukunft fortzusetzen und Biomethan verstärkt für internationale Märkte zu produzieren.

1 RAHMENBEDINGUNGEN

Die Einspeisung und Nutzung von Biomethan ist in einer Vielzahl verschiedener Gesetze und Verordnungen geregelt. Einen grundsätzlichen Vergütungsanspruch für die eingespeisten Biomethanmengen (bzw. das entsprechende Wärmeäquivalent) gibt es zunächst nicht. Vielmehr erfolgt der Förderanspruch erst entsprechend der Herkunft und Verwendung des Biomethans am Ende der Wertschöpfungskette.

Erzeuger von Biomethan müssen dieses daher zunächst selbst vermarkten, wobei der politische Instrumentenmix mit den entsprechenden Rahmenbedingungen ein wichtiger Bestandteil der Förderung und Schaffung entsprechender Nachfragemärkte ist.

1.1 GASNETZZUGANGSVERORDNUNG (GASNZV)

Die Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) regelt die Bedingungen, zu denen die Netzbetreiber einer Biogaseinspeiseanlage Zugang zu den Gasnetzen gewähren müssen. So ist der Netzbetreiber auf allen Druckstufen verpflichtet, Biomethananlagen vorrangig und unverzüglich an das Gasnetz anzuschließen. Eine Verweigerung des Anschlusses kann nur aus engen technischen oder wirtschaftlichen Gründen erfolgen, nicht jedoch aus Kapazitätsgründen.

Um diesem Vorrang in der Praxis mehr Gewicht zu verleihen, setzt der Gesetzgeber in der Verordnung zusätzlich Fristen, innerhalb derer bestimmte Prüfungen abgeschlossen sein müssen, damit es zu keinen unnötigen Verzögerungen kommt.

Die Kosten für den Anschluss werden zwischen Anschlussnehmer (25 Prozent) und Netzbetreiber (75 Prozent) getragen. Der Anteil des Anschlussnehmers ist dabei auf maximal 250.000 Euro begrenzt.

Bei der transportbedingten Bilanzierung werden Biogastransportkunden ebenfalls deutlich besser gestellt, als Erdgastransportkunden. Der erweiterte Bilanzausgleich erlaubt einen Bilanzierungszeitraum von zwölf Monaten mit einem Flexibilitätsrahmen von 25 Prozent. Statt stündlich die Ein- und Auspeisemengen auszugleichen, müssen Biogasbilanzkreise lediglich am Ende des Jahres ausgeglichen sein. Für die Nutzung des tatsächlich in Anspruch genommenen Flexibilitätsrahmens ist ein pauschalisiertes Entgelt von 0,1 ct/kWh an den Netzbetreiber zu entrichten.

1.2 ERNEUERBARE-ENERGIEN-GESETZ (EEG)

Die Förderung der regenerativen Stromerzeugung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bildet den wichtigsten Absatzmarkt für Biomethan.

Das EEG sieht für Betreiber von BHKW, die Gas aus dem Erdgasnetz entnehmen, eine Vergütung für jede erzeugte Kilowattstunde Strom vor, wenn nachgewiesen wird, dass in dem jeweiligen Kalenderjahr mindestens genauso viel Biomethan in das deutsche Erdgasnetz eingespeist wurde, wie zur Stromerzeugung für das BHKW entnommen worden ist. Des Weiteren wird verlangt, dass für den gesamten Transport des Biomethans von der Biogasaufbereitungsanlage bis zum BHKW Massenbilanzsysteme verwendet werden.

Die Förderung wird für das Jahr der Inbetriebnahme des BHKW und weitere 20 Jahre gezahlt. Hierdurch kann das Biomethan effizient in KWK-Anlagen eingesetzt werden, die an Orten mit einer entsprechenden Wärmenachfrage betrieben werden.

EEG 2012

Das EEG ist erstmals im Jahr 2000 in Kraft getreten und wurde inzwischen mehrfach novelliert. Jede Novellierung ging auch mit weitreichenden Änderungen der Nutzung von Biogas einher. Anlagen, welche die Vergütungsvoraussetzungen nach EEG 2012 erfüllen, können neben einer Grundvergütung auch eine Einsatzstoffvergütung, die abhängig von Art und Herkunft der eingesetzten Substrate ist, beanspruchen. Ein Gasaufbereitungsbonus in Höhe von bis zu 3 ct/kWh kann je nach Leistung der Anlage, aus der das Biomethan stammt, vom Betreiber eines Biomethan-BHKW gefordert werden.

Im EEG 2012 wurden die Anreize zur eigenständigen Vermarktung des erzeugten Stroms – besser bekannt als Direktvermarktung – ausgeweitet. Alternativ zur festen EEG-Vergütung für die Stromerzeugung aus Biomasse können BHKW-Betreiber ihren Strom an Dritte vermarkten. Unter den bestehenden Optionen besitzt die Marktprämie derzeit die größte Relevanz. Die Marktprämie besteht vereinfacht dargestellt aus der Differenz zwischen den durchschnittlichen monatlichen Börsenerlösen und der festen Einspeisevergütung eines Biomethan-BHKW (gleitende Marktprämie). Die zusätzlichen Kosten für die Abwicklung der Direktvermarktung sollen durch eine pauschale Managementprämie ausgeglichen werden.

In Ergänzung zur Marktprämie können Betreiber von Biomethan-BHKW ebenfalls eine Prämie für die Bereitstellung zusätzlicher installierter Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung verlangen. Diese sogenannte Flexibilitätsprämie wird in Höhe von 130 €/kW/a für die zusätzlich installierte Leistung über einen Zeitraum von maximal zehn Jahren bezahlt. Die Flexibilitätsprämie kann nur von BHKWs in Anspruch genommen werden, die vor dem 1. August 2014 mit Biogas oder Biomethan in Betrieb genommen wurden.

EEG 2014

Das EEG 2014 sieht grundlegende Änderungen im Vergleich zu den vorherigen Fassungen vor. Betreiber aller Anlagen ab einer bestimmten Größe müssen den Strom aus ihren Anlagen direkt vermarkten, wobei sie eine Förderung in Form der gleitenden Marktprämie erhalten können. Die Pflicht zur Direktvermarktung gilt für alle seit dem 1. August 2014 in Betrieb genommenen Neuanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 500 kW. Zum 1. Januar 2016 wird die Schwelle dann auf eine installierte Leistung von höchstens 100 kW abgesenkt. Spätestens ab dem Jahr 2017 soll eine grundlegende Umstellung des Fördersystems auf ein Ausschreibungsmodell erfolgen.

Der Gesetzgeber hat erstmals einen Ausbaukorridor für die Stromerzeugung aus Biomasse in Höhe von 100 MW pro Jahr eingeführt. Dadurch wird der weitere Zubau von Biomasse- und Biogasanlagen stark abgebremst.

Die Höhe der Förderung wurde erheblich gekürzt. Insbesondere wurden die bislang für den Einsatz bestimmter Einsatzstoffe gezahlten Vergütungen und der Gasaufbereitungsbonus ersatzlos gestrichen. Ausnahmen gelten für Anlagen, die bereits vor dem 23. Januar 2014 genehmigt waren und vor dem 1. Januar 2015 in Betrieb gehen. Diese Anlagen erhalten noch die deutlich höhere Vergütung nach dem EEG 2012.

Damit die Stromerzeugung aus Biomasse zukünftig flexibler wird, besteht bei Neuanlagen mit einer installierten Leistung über 100 kW nur noch bis zum Erreichen einer Bemessungsleistung von 50 Prozent der installierten Leistung ein Förderanspruch. Für darüber hinausgehende Strommengen entfällt in der Direktvermarktung die Marktprämie, der Anlagenbetreiber erhält lediglich seinen Markterlös. Anlagenbetreiber können für die gesamte installierte Leistung einen sogenannten Flexibilitätszuschlag i. H. v. 40 € pro kW und Jahr beanspruchen.

1.3. ERNEUERBARE-ENERGIEN-WÄRMEGESETZ (EEWÄRMEG)

Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) unterstützt die Zielstellung, den Anteil erneuerbarer Energien am Wärmebedarf (bezogen auf den Endenergieverbrauch) auf 14 Prozent bis 2020 zu erhöhen.

Wesentliche Elemente des Gesetzes sind:

- ▶ Nutzungspflicht erneuerbarer Energien in Neubauten und öffentlichen Bestandsbauten (Vorbildfunktion)
- ▶ finanzielle Förderung
- ▶ gezielte Förderung der Nutzung von Wärmenetzen

Die Nutzungspflicht von Neubauten kann dabei auch durch die Nutzung von Biogas erfüllt werden, wenn der Wärmeenergiebedarf des jeweiligen Gebäudes zu 30 Prozent hieraus gedeckt wird. Die Nutzung des Biogases muss dabei in einer KWK-Anlage erfolgen. Im Fall der Nutzung von Biomethan sind bei der Aufbereitung des Rohbiogases die Anforderungen nach den im EEG 2012 geregelten Effizienz- und Klimaschutzanforderungen (Methanemission $\leq 0,2$ Prozent, Stromverbrauch max. 0,5 kWh pro Nm^3 Rohgas, Prozesswärme aus erneuerbaren Energien oder Abwärme der Aufbereitungs- bzw. Einspeiseanlage) einzuhalten.

1.4. DAS BUNDES-IMMISSIONSSCHUTZGESETZ (BIMSCHG)

Biokraftstoffquote

Das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) bezweckt die Abwehr schädlicher Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigung, Lärm, Erschütterungen und ähnlicher Vorgänge. In diesem Gesetz ist eine Regelung enthalten, welche Unternehmen, die gewerblich Otto- oder Dieselmotoren in Verkehr bringen, dazu verpflichtet, einen Mindestanteil (6,25 Prozent) an Biokraftstoffen in den Verkehr zu bringen. Die sogenannte Biokraftstoffquote enthält ebenfalls Unterquoten für Diesel (4,4 Prozent) sowie Benzin (2,8 Prozent).

Bezüglich Biomethan ist die 36. Bundes-Immissionsschutzverordnung (36. BImSchV) Rechtsgrundlagen für die Anrechnung von Biomethan auf die Beimischungsverpflichtungen für Biokraftstoffe. Nach § 7 36. BImSchV können Biomethan und andere Biokraftstoffe doppelt auf die zu erfüllende Quotenverpflichtung angerechnet werden, wenn diese aus

- ▶ Abfällen,
- ▶ Reststoffen,
- ▶ zellulosehaltigen Non-Food-Materialien oder lignozellulosehaltigen Materialien

hergestellt wurden.

Treibhausgasvermeidungsquote

Ab dem 1. Januar 2015 wird die Biokraftstoffquote auf eine Treibhausgasvermeidungsquote umgestellt. Damit setzt Deutschland als erster europäischer Mitgliedsstaat die Anforderungen der

¹ Im Kabinettsbeschluss zur Novellierung des BImSchG vom 16.07.2014 ist unter anderem eine Anpassung der Quotenhöhe enthalten, die eine Anhebung von 3 auf 3,5 Prozent in 2015, eine Senkung von 4,5 auf 4 Prozent in 2017 und eine Senkung von 7 auf 6 Prozent in 2020 enthält.

Fuel Quality Directive (FQD) um. Die Quotenverpflichtung ändert sich dahingehend, dass durch die Inverkehrbringung von Biokraftstoffen die Treibhausgasemissionen der Gesamtmenge an Otto- und Dieselmotoren inklusive der Biokraftstoffe um einen bestimmten Anteil verringert werden soll. In der rechtskräftigen Fassung¹ sind dies 3 Prozent Treibhausgasvermeidung in 2015 und 2016. Ab 2017 soll dieser Wert auf 4,5 Prozent und in 2020 auf 7 Prozent angehoben werden. Eine Anpassung der Treibhausgasvermeidungsquote ist zurzeit ebenso in der politischen Diskussion wie die Anerkennung von Biomethan auf die Quotenverpflichtungen, wenn es über das Erdgasnetz importiert wird. Die Regelungen zur Einhaltung der Treibhausgaseinsparpotenziale nach der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung bleiben davon unberührt.

1.5. BIOKRAFTSTOFF-NACHHALTIGKEITSVERORDNUNG (BIOKRAFT-NACHV)

Die Biokraft-NachV legt Kriterien für Herstellung von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen fest. Die Herstellung von Biokraftstoffen wie Biomethan soll danach unter Beachtung verbindlicher ökologischer und sozialer Nachhaltigkeitsstandards erfolgen. Nur entsprechend nachhaltig hergestellte Biokraftstoffe sollen nach dem Energiesteuergesetz entlastungsberechtigt oder auf die Biokraftstoffquote anrechenbar sein.

Neben Vorgaben für einen nachhaltigen Anbau der Biomasse unter den Gesichtspunkten des Natur- und Umweltschutzes müssen die Kraftstoffe auch entsprechende Treibhausgaseinsparpotenziale im Vergleich zu herkömmlichen Kraftstoffen aufweisen.

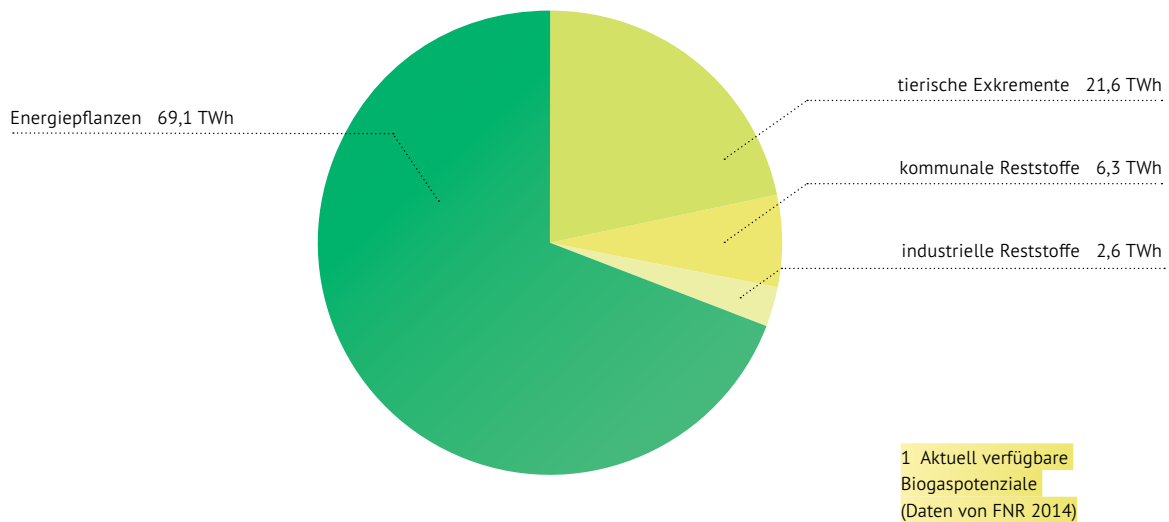
Von einer Mindestanforderung von aktuell 35 Prozent ist eine Erhöhung auf 50 Prozent am 1. Januar 2017 und auf 60 Prozent ab dem 1. Januar 2018 vorgesehen.

Die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien nach Biokraft-NachV entlang des gesamten Herstellungsprozesses vom Anbau der Biomasse bis zur Herstellung des Biokraftstoffes muss anhand von Nachhaltigkeitsnachweisen belegt werden. Hierfür stehen diverse Zertifizierungsstellen und -systeme zur Verfügung. Als Kraftstoff besonders attraktiv ist Biomethan aus Abfallstoffen, welches doppelt auf die Quotenverpflichtung angerechnet werden kann. Für die Nachweisführung bedeuten Abfallstoffe jedoch einen erheblichen zusätzlichen Zertifizierungsaufwand, weil umfangreichere Dokumentationspflichten und häufigere Audits vorgeschrieben sind.

1.6. ENERGIESTEUERGESETZ (ENERGIESTG)

Das Energiesteuergesetz (EnergieStG) regelt die Höhe der Steuern auf den Energieverbrauch (Verbrauchersteuer) auf deutschem Gebiet. Das Gesetz enthält auch steuerliche Anreize für die Produktion von Biokraftstoffen. Eine Energiesteuerentlastung für Biokraftstoffe kann nach § 50 EnergieStG nur in Anspruch genommen werden, wenn die Nachhaltigkeitskriterien nach Biokraft-NachV eingehalten werden. Der Steuerabzug wird gewährt, wenn die produzierte Menge an Biokraftstoff nicht bereits zur Erfüllung der Biokraftstoffquote angerechnet wurde.

2 BIOMETHANPOTENZIALE



2.1. BIOGASPOTENZIALE ZUR ERZEUGUNG VON BIOMETHAN IN DEUTSCHLAND

Die Bundesregierung hat ihre Biomethaneinspeiseziele von 6 Mrd. Nm^3/a (ca. 60 TWh) bis 2020 und 10 Mrd. Nm^3/a (ca. 100 TWh/a) bis 2030 mit der Novellierung des EEG in 2014 revidiert. Eine Auswertung verschiedener Substratkategorien ergibt ein aktuell verfügbares Biogaspotenzial von in Summe 358 PJ/a (99 TWh/a) in Deutschland (siehe Abbildung 1). Davon geht ein Großteil auf Energiepflanzen zurück, aber auch ein beachtliches Potenzial an tierischen Exkrementen, industriellen und kommunalen Reststoffen können zum Ausbau der Biomethanherzeugung eingesetzt werden. Davon werden in bestehenden Biogas- und Biomethananlagen zurzeit ca. 65 TWh genutzt. Das bedeutet, dass kurzfristig ausreichend Biomassepotenziale vorhanden sind, um den Biomethanausbau fortzusetzen.

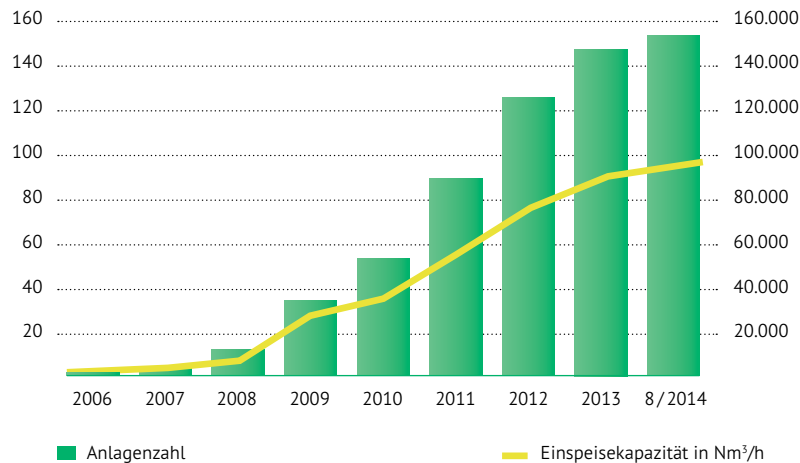
Für die Abschätzung künftiger Biogaspotenziale sind vor allem die Entwicklung und die Annahmen über Entwicklung landwirtschaftlicher Flächen entscheidend. Über die Entwicklung des zukünftigen Flächenpotenzials gehen deshalb die Szenarien relativ weit auseinander. Eine Studie vom Deutschen Biomasseforschungszentrum DBFZ zeigt, dass die Biogaspotenziale aus Energiepflanzen zwischen 69–129 TWh/a in 2020 liegen (DBFZ 2010).

2.2. BIOMETHANPOTENZIAL IN EUROPA

Das maximale Biogaspotenzial in den EU-27-Staaten beträgt zwischen 1 513 TWh/a und 2 468 TWh/a (Thrän 2012). Die im Rahmen der European Biomethane Roadmap ausgearbeiteten Potenziale zur europaweiten Biomethanproduktion liegen bei 18–20 Mrd. Nm^3/a (ca. 180–200 TWh/a) in 2020 (Kovacs 2014). Dies entspricht rund drei Prozent des europäischen Erdgasverbrauchs in 2030. Biomassepotenziale sind folglich in großem Umfang vorhanden, wenngleich die regionale Verteilung sehr unterschiedlich ist.

Ein weiteres, zukünftig erschließbares Biomethanpotenzial liegt im Bestand der rund 8 000 Biogasanlagen, die Rohbiogas zur vor-Ort-Verstromung produzieren. In diesen Anlagen werden jährlich ca. 50 TWh Rohbiogas (dena 2013) produziert, die vor allem dort, wo keine oder keine umfangreiche Abwärmenutzung bei der Stromerzeugung erfolgt, zukünftig durch Aufbereitung und Einspeisung ins Gasnetz effizienter genutzt werden können.

3 STAND UND AUSBLICK DER MARKTENTWICKLUNG



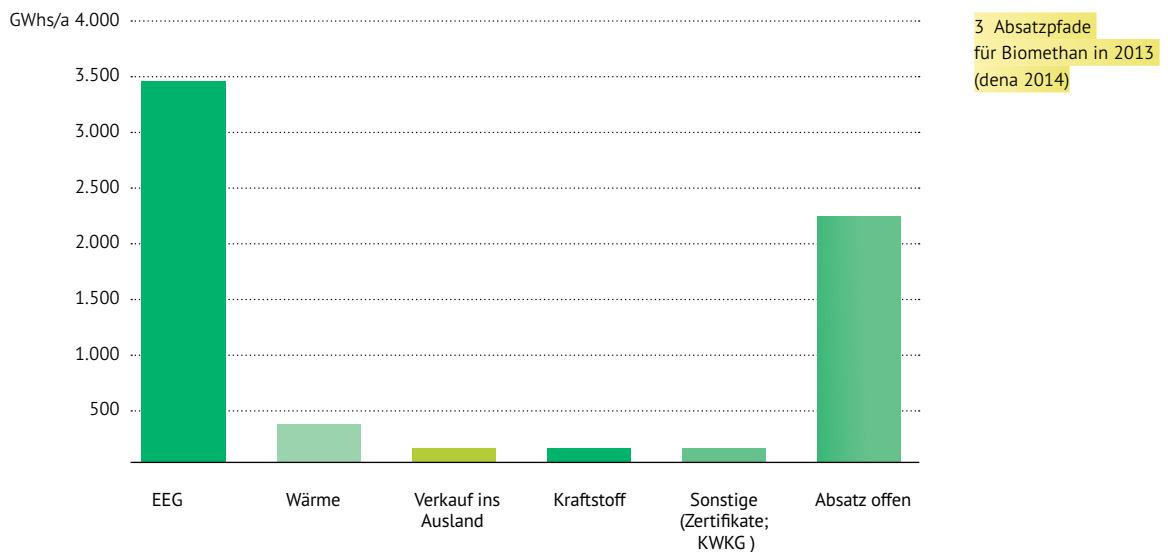
3.1. BIOMETHANEINSPEISEKAPAZITÄTEN UND -EINSPEISUNG

2 Entwicklung
Biomethananlagenzahl und
Einspeisekapazität
(dena 2014)

Seit dem Bau der ersten Biomethananlage im Jahr 2006 konnte über die Jahre ein kontinuierlicher Zubau von Anlagen realisiert werden. Im Juni 2014 waren deutschlandweit 151 Anlagen mit einer Gesamteinspeisekapazität von 94 000 Nm³/h Biomethan am Netz (siehe Abbildung 2). Über ein Jahr betrachtet, lassen sich mit diesen Anlagen knapp 7,8 TWh Biomethan erzeugen und in das Erdgasnetz einspeisen.

Die tatsächliche Biomethaneinspeisung liegt niedriger, ist aber ebenfalls kontinuierlich angestiegen. In 2012 waren es 4,4 TWh (BNetzA 2013), 2013 rund 5,7 TWh (BNetzA 2014).

Auch wenn mit Stand Juli 2014 noch 22 Biomethananlagen gebaut werden, ist durch die drastischen Einschnitte bei der EEG-Vergütung mit einem starken Rückgang des Anlagenzubaues in Deutschland zu rechnen, wenn sich die Rahmenbedingungen nicht kurzfristig verbessern.



3.2. VERMARKTUNG VON BIOMETHAN

Die Stromerzeugung und -vergütung nach EEG ist mit Abstand der größte Absatzmarkt für Biomethan. Auf Basis einer Branchenbefragung und der Auswertung des Biogasregister Deutschlands wird deutlich, dass etwa 80 Prozent der vermarkteten Mengen in 2013 nach EEG vergütet werden (siehe Abbildung 3). Der Wärme- und der Kraftstoffmarkt spielen eine vergleichsweise untergeordnete Rolle. Auch der Verkauf ins Ausland ist noch relativ gering, verzeichnet aber einen nennenswerten Zuwachs.

Von den insgesamt fast 6,5 TWh Biomethan, die ausgewertet wurden, ist für 2,3 TWh (Absatz offen) nicht bekannt, ob und wie diese Mengen vermarktet wurden. Im Vergleich zu den 5,7 TWh, die in 2013 eingespeist wurden, stehen durch zwischengespeichertes Biomethan aus den Vorjahren aktuell mehr Mengen zur Verfügung, als im selben Zeitraum eingespeist wurden.

3.3. STROMERZEUGUNG NACH EEG

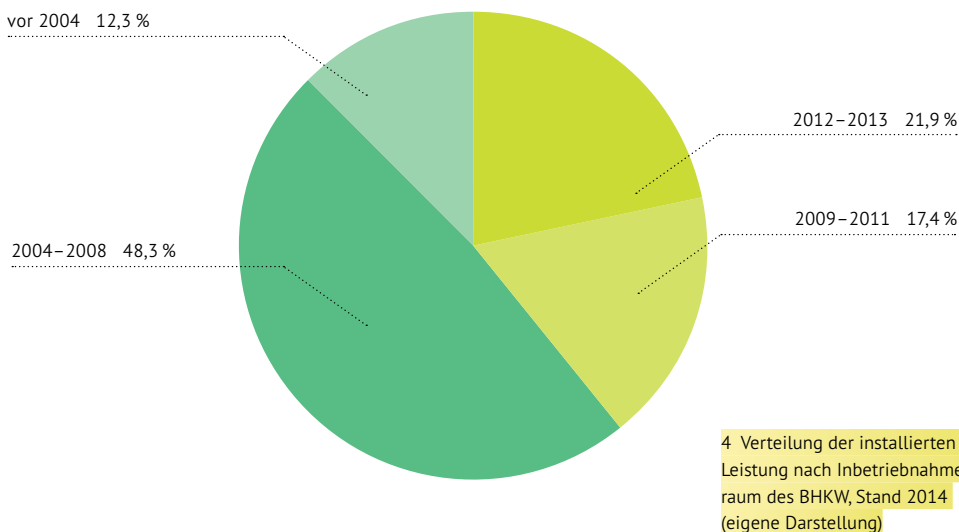
Stand

Es liegen derzeit keine vollständigen Erhebungen zur Stromerzeugung aus Biomethan in Deutschland vor. Davon ausgehend, dass durch die Erhebung der dena etwa 80 Prozent der Biomethanmengen erfasst wurden, die zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung nach EEG eingesetzt wurden, betrug der Biomethanabsatz in 2013 etwa 4,5 TWh. Schätzungsweise beträgt die installierte Leistung der Ende 2013 betriebenen Biomethan-BHKWs zwischen 250–300 MW_{el}.

Eine Auswertung von 583 Biomethan-BHKW mit einer Gesamtleistung von 171 MW_{el} zeigt, dass fast die Hälfte der BHKW vor 2009 erstmals den Betrieb aufgenommen hat. Es handelt sich dabei in der Regel um BHKW, die zuvor mit Erdgas oder Pflanzenöl betrieben wurden. Die Umwidmung von Erdgas-BHKW, die nach Auslaufen der Förderhöchstdauer nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) auf Biomethan umstellen, ist demnach einer der wichtigsten Märkte.

Ausblick

Durch die ersatzlose Kürzung des Gasaufbereitungsbonus und der Einsatzstoffvergütung sind auf Basis der Vergütung nach EEG neue Projekte nur noch in Ausnahmefällen wirtschaftlich realisierbar. Ein nennenswerter Zubau an Biomethan-BHKW wird unter den neuen Rahmenbedingungen nicht erwartet. In der ersten Jahreshälfte 2014 wurden einige Biomethan-BHKW realisiert. Bis Jahresende kommen wahrscheinlich einige wenige BHKWs hinzu, die im Rahmen einer Übergangsfrist noch eine Vergütung nach EEG 2012 in Anspruch nehmen können.



3.4. WÄRMEMARKT

Stand

Schätzungen zufolge gingen im Jahr 2013 rund 7 Prozent des vermarkteten Biomethans in den Wärmemarkt. Die hohen Erzeugungskosten von Biomethan im Vergleich zu den niedrigen Erdgaspreisen erlauben es gegenwärtig kaum, mit Erdgas in Bezug auf den Energiegehalt zu konkurrieren. Ähnlich den „Grünstrom“-Angeboten im Stromsektor besteht bei privaten Endkunden eine prinzipielle Bereitschaft, für Beimischungen von Biomethan zu Erdgas einen Aufpreis zu zahlen. Rund 200 Gasversorger und Stadtwerke bieten Beimischprodukte an, bei denen die Beimischungen von Biomethan in der Regel zwischen 5 Prozent und 20 Prozent beträgt.

Eine nennenswerte Nachfrage nach Biomethan kommt aus Baden-Württemberg, wo seit 2010 auch im Gebäudebestand im Falle einer Heizungserneuerung eine Nutzungspflicht für erneuerbare Energien gilt, die auch durch den Einsatz von Biomethan in Brennwertthermen erfüllt werden kann. Andere Bundesländer haben die Übernahme ähnlicher Regelungen angedeutet.

Ausblick Marktentwicklung

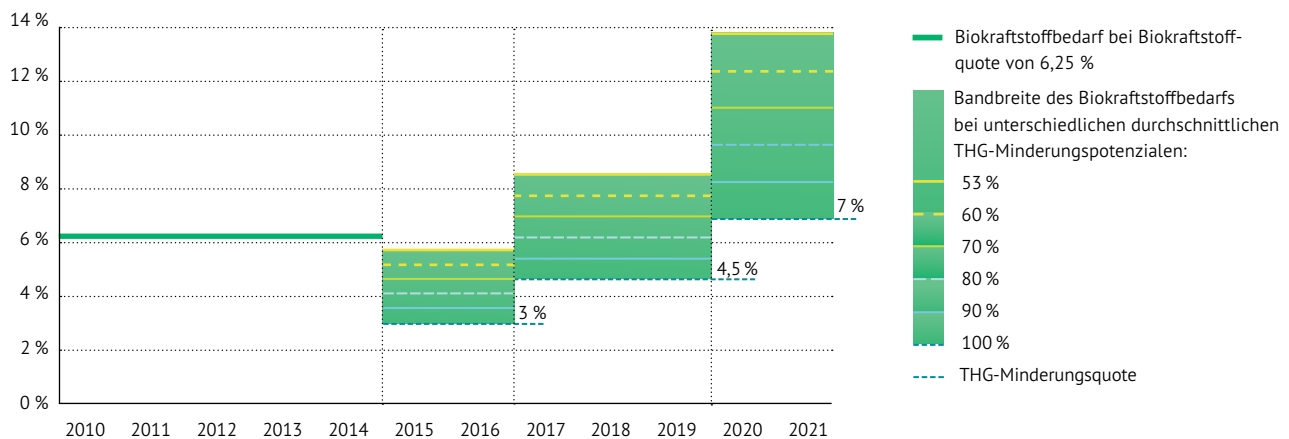
Das EEWärmeG bietet derzeit wenig Anreize, Biomethan zur Erfüllung der Nutzungspflichten in Neubauten einzusetzen. Sofern die Regelungen aus Baden-Württemberg von anderen Bundesländern adaptiert werden, könnten aus dem Wärmemarkt neue Impulse für den Biomethanabsatz hervorgehen.

Auch die Novellierung des EEWärmeG, die auf der Agenda der aktuellen Bundesregierung steht, könnte künftig die Rolle der Wärmebereitstellung aus Biomethan stärken. Mittels der bestehenden Erdgasinfrastruktur kann durch die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomethan und dem Biomethaneinsatz in Brennwertthermen kurzfristig vor allem auch in städtischen Gebieten der Anteil erneuerbarer Energien zur Wärmebereitstellung erheblich gesteigert werden.

Kurzfristig wird die Entwicklung im Wärmemarkt weiterhin vor allem von privaten Kunden getragen, die freiwillig einen Aufpreis für eine anteilige Beimischung von Biomethan bezahlen.

5 Biokraftstoffquote und Korridor THG-Minderungsquote (dena)

Biokraftstoffbedarf
(energetischer Anteil)



3.5. KRAFTSTOFFMARKT

Stand

Biomethan kann wie Erdgas als Kraftstoff für Erdgasfahrzeuge genutzt werden. Über die Gasnetzeinspeisung kann es an den in Deutschland bestehenden Erdgastankstellen verkauft werden und fossile Kraftstoffe ersetzen. Der hoch effiziente Kraftstoff Biomethan überzeugt mit umwelt- und verbraucherfreundlichen Eigenschaften.

Deutschland verfügt mittlerweile über ein gut ausgebautes Erdgastankstellennetz. Bis Ende 2013 gab es 920 Tankstellen. Im Dezember 2013 war an 335 Standorten Biomethan in unterschiedlichen Beimischungen erhältlich. An 180 Erdgasstationen konnte reines Biomethan getankt werden. Vor allem in Ballungszentren wie München, Berlin oder Leipzig wird das Netz der Erdgastankstellen, die Biomethan anbieten, immer dichter. Die Einführung neuer Fahrzeugmodelle führte 2013 zu einer Zunahme der Neuzulassungen von Erdgasfahrzeugen um 38 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Der Bestand konnte dadurch nach Schätzungen auf knapp 98 000 Erdgasfahrzeuge gesteigert werden (erdgas mobil 2013 und KBA 2014).

Der Absatz von Erdgas (inklusive Biomethan) als Kraftstoff lag 2011 bei 2,16 TWh (Destatis 2013). Nach Schätzungen steigt der Wert in 2013 mit 2,25 TWh leicht an: Dies entspricht einem Anteil von 0,36 Prozent am Kraftstoffmarkt. Sehr positiv entwickelt hat sich der Biomethananteil: Wurden im Jahr 2011 auf den Gesamtmarkt gerechnet noch 6 Prozent beigemischt, lag der Anteil 2012 bereits bei mindestens 10 Prozent und 2013 bei 20 Prozent (erdgas mobil 2014). Dies entspricht einem Biomethanabsatz von 0,45 TWh.

Ausblick

Die Marktentwicklung von Biomethan als Kraftstoff ist von der Konkurrenzfähigkeit von Biomethan gegenüber anderen Biokraftstoffen abhängig. Niedrige Biodieselpreise und Quotenüberhänge aus dem Vorjahr haben dazu geführt, dass die Quotenpreise auf ein relativ niedriges Niveau gefallen sind. Der Verkauf von Biomethan als Kraftstoff hat deshalb in 2014 an Attraktivität verloren. Perspektivisch trägt die Entwicklung der deutschen Erdgasfahrzeugflotte für den Absatz von Biomethan entscheidend bei. Die Einführung einer Treibhausgasvermeidungsquote ab 2015 verstärkt zukünftig die Bedeutung des Treibhausgasvermeidungspotenzials im Wettbewerb um die Quotenerfüllung. Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen und auch die Biogaserzeugung aus Ganzpflanzen wie Mais besitzen ein vergleichbar hohes Treibhausgasvermeidungspotenzial. Es bleibt aber abzuwarten, wie der Biokraftstoffmarkt auf die neuen Rahmenbedingungen reagieren wird.

Das durchschnittliche Treibhausgasvermeidungspotenzial der in 2012 eingesetzten Biokraftstoffe betrug 53 Prozent. Sollte das Treibhausgasvermeidungspotenzial anderer Biokraftstoffe künftig nur geringfügig steigen, so wird der physische Biokraftstoffbedarf bei den bisher geplanten Quotenzielen ab 2017 steigen (siehe Abbildung 5). Höhere Quotenpreise und bessere Absatzmöglichkeiten für Biomethan könnten die Folge sein.

3.6. STOFFLICHE NUTZUNG

Stand und Ausblick

Die stoffliche Nutzung von Biomethan ist ein sehr junger Nutzungspfad für Biomethan und bedarf erheblicher Anstrengungen aller beteiligten Akteure, um einen zusätzlichen Absatzmarkt für Biomethan für die Zukunft zu entwickeln.

Insbesondere in der chemischen Industrie existieren durch die vorhandene Erdgasinfrastruktur Anknüpfungspunkte für Biomethan. In der chemischen Industrie werden ca. 3 Prozent (etwa 30 TWh) des deutschen Erdgasverbrauchs für eine stoffliche Nutzung verwendet. Hierbei wird Erdgas meist in Synthesegas (Gemisch aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff) umgewandelt. Aus Synthesegas werden verschiedene Basischemikalien hergestellt, die wiederum Grundlage für zahlreiche chemische Produkte sind. Die Substitution von Erdgas durch Biomethan verringert den Einsatz fossiler Rohstoffe und damit auch die Importabhängigkeit in der chemischen Industrie.

Der Einsatz von Biomethan und der damit verbundene Mehrwert ist in chemischen Produkten jedoch physisch schwer nachweisbar. Aufgrund dessen existierte bisher auch nur ein geringer Anreiz für den Einsatz solcher Rohstoffe in der chemischen Industrie. Neu entwickelte Zertifizierungsmethoden ermöglichen eine Aussage über den Nachweis des Einsatzes von Biomethan in Produkten sowie eine Dokumentation der produktbezogenen Substitution fossiler Rohstoffe wie z. B. von Erdgas. Erste Produkte (u. a. Baukleber), bei deren Herstellung Erdgas durch Biomethan ersetzt wurde, konnten bereits zertifiziert werden. Wenn es gelingt, die höheren Kosten von Biomethan gegenüber Erdgas durch den „grünen“ Mehrwert in der Produktvermarktung auszugleichen, könnte Biomethan in der chemischen Industrie für zahlreiche Produkte verwendet werden und ein neuer Markt entstehen.

3.7. INTERNATIONALER HANDEL

Stand

Das europaweit hervorragend ausgebaute und eng vernetzte Erdgasnetz bietet gute Voraussetzungen, Biomethan grenzüberschreitend zu handeln und zu vermarkten. Deutschland nimmt dabei als Transitland und wichtiges Drehkreuz innerhalb von Europa eine wichtige Stellung ein. Ein wachsendes Interesse an Biomethan spiegelt sich in vielen europäischen Staaten in Form von Biomethanziele und der Einführung von Fördermaßnahmen wider. Dazu zählen zum Beispiel Gaseinspeisetarife in Frankreich, Italien und Großbritannien oder Steuerbefreiungen für Biomethan als Kraftstoff im Straßenverkehr in Schweden. Inzwischen sind in verschiedenen europäischen Ländern inklusive Deutschland neue Biomethananlagen entstanden; in Summe sind es rund 250 Anlagen, die mit Stand März 2014 betrieben werden.

Die Entwicklung von Angebot und Nachfrage können nicht immer Schritt halten, sodass in einigen Ländern /Regionen der Bedarf zunimmt, diese Ungleichgewichte durch Handel auszugleichen. Dies macht sich auch auf dem deutschen Markt bemerkbar, wo vermehrt Biomethan aus Nachbarländern wie z. B. Schweiz, Österreich, Belgien, Dänemark und auch Schweden nachgefragt wird. Biomethan aus Deutschland wird dort vor allem für den Wärmemarkt oder als Kraftstoff im Straßenverkehr eingesetzt. Gleichzeitig nimmt das Interesse zu, Biomethan nach Deutschland zu exportieren. Dennoch ist bisher kein Marktplatz für Biomethan in Europa entstanden, auf dem Angebot und Nachfrage ausgeglichen und Preise gebildet werden können.



In einer regelmäßig von der dena durchgeführten Branchenbefragung wurden für 2013 rund 170 GWh Biomethan ermittelt, die ins europäische Ausland verkauft wurden (dena 2014). Die tatsächlichen Exportmengen dürften höher liegen.

Herausforderung ist, dass in vielen Staaten importiertes Biomethan von nationalen Fördermechanismen ganz oder teilweise ausgeschlossen ist. Bisher fehlt es auch an einheitlichen Standards und Vorgehensweisen, wie die Biomethanmengen und -eigenschaften beim Handel dokumentiert und die Informationen zwischen den Staaten transferiert werden.

Grundlage für einen funktionierenden internationalen Biomethanhandel ist demnach neben der Anerkennung der Biomethanqualität auch eine enge Kooperation der europäischen Biogasregister. Diese ermöglichen die standardisierte Dokumentation und Weitergabe von Herkunfts- und Eigenschaftsnachweisen für Biomethan im Erdgasnetz. Mit Unterstützung des GreenGasGrids-Projekts ist ein Letter of Intent unterzeichnet worden, in dem sich die sechs Biogasregister der Länder Deutschland, Österreich, Dänemark, Frankreich, Schweiz und Großbritannien darauf verständigen, die Kompatibilität der einzelnen Register sowie die gegenseitige Anerkennung von Biomethanherkunftsnachweisen zu erreichen.

Ausblick

Die Marktentwicklung ist in Deutschland mit Abstand am weitesten fortgeschritten. Andere europäische Staaten haben gerade erst damit begonnen, diese Technologie zu bewerten bzw. Fördermaßnahmen zu etablieren. Dies eröffnet insbesondere für deutsche Anlagenstandorte die Chance, in Länder zu exportieren, wo die heimische Biomethanerzeugung nicht mit der Nachfrage mithalten kann. Einige europäische Staaten setzen zur Erreichung ihrer nationalen Ausbauziele für erneuerbare Energien sogar gezielt auf den Import von erneuerbaren Energieträgern. Dort kann Biomethan aus Deutschland einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Ziele leisten. Der Export von Biomethan stellt insofern eine Möglichkeit für deutsche Anlagenbauer und -betreiber dar, den Zubau von Biomethaneinspeiseanlagen auch in Deutschland fortzusetzen.

4 ZUSAMMENFASSUNG

Eine Vielzahl von Gesetzen und Regelungen haben in Deutschland Rahmenbedingungen geschaffen, die zu einem kontinuierlichen Ausbau der Einspeisekapazitäten geführt haben. Deutschland ist mit Stand Juni 2014 der weltweite größte Biomethanmarkt, sowohl was die Produktion als auch den Absatz anbelangt. Das EEG trug mit einem geschätzten Marktanteil von rund 80 Prozent entscheidend zu dieser Entwicklung bei. Durch die Novellierung wird das EEG künftig kaum noch Impulse mehr für Biomethan geben.

Alternativen wie der Wärmemarkt oder die Anrechnung von Biomethan auf die Biokraftstoffquote werden zumindest kurzfristig keine vergleichbare Nachfrage wie ältere EEG-Regelungen generieren. Die stoffliche Nutzung von Biomethan in der chemischen Industrie steht noch am Anfang.

Die Mehrkosten von Biomethan im Vergleich zu Erdgas stellen dabei neben der Zertifizierung derzeit noch die größten Herausforderungen dar. Auch der internationale Biomethanhandel findet in Europa noch eher sporadisch statt und stößt auf zahlreiche Hindernisse und Hürden. Die zunehmenden Handelsbeziehungen zeigen aber, dass der Biomethanexport für die deutsche Marktentwicklung ein interessantes Potenzial darstellt, das auch kurzfristig erschlossen werden kann.

5 LITERATURVERZEICHNIS

BNetzA 2013

Bundesnetzagentur (2013). Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz (kurz Biogas-Monitoringbericht 2013). Bonn.

BNetzA 2014

Bundesnetzagentur (2014). Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Bonn.

DBFZ 2010

Deutsches BiomasseForschungsZentrum gemeinnützige GmbH (2014). DBFZ-Report Nr. 8. Leipzig.

dena 2013

Deutsche Energie-Agentur GmbH (2013). Leitfaden Biomethan BHKW – direkt. Berlin.

dena 2014

Deutsche Energie-Agentur GmbH (2014). Branchenbarometer Biomethan 1/2014. Berlin.

Destatis 2013

Statistisches Bundesamt (2013): Energiesteuerstatistik. In: Finanzen und Steuer – Energiesteuer – Fachserie 14, Reihe 9.3 – 2012. Wiesbaden.

erdgas mobil 2013

Daten bereitgestellt durch erdgas mobil GmbH, Stand Dezember 2013.

erdgas mobil 2014

Daten bereitgestellt durch erdgas mobil GmbH, Stand Januar 2014.

FNR 2014

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (2014). Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung. 5. vollständig überarbeitete Auflage, Gülzow.

KBA 2014

Kraftfahrt-Bundesamt, Flensburg, 2014.

Kovacs 2014

European Biogas Association (EBA) (2014). Green Gas Grids Project Biomethane Roadmap for Europe. Vortrag im Rahmen des Biomethan-Workshops 11. März 2014, Brüssel.

Thrän 2012

Deutsches BiomasseForschungsZentrum gemeinnützige GmbH (2012). European biomethane potentials. Vortrag im Rahmen des Workshops Biomethanhandel, 21. Februar 2012, Brüssel.

IMPRESSUM

Herausgeber

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Regenerative Energien
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Telefon +49 (0)30 72 61 65-600
Fax +49 (0)30 72 61 65-699

E-Mail

info@dena.de

Internet

www.greengasgrids.eu
www.dena.de

Autoren

Matthias Edel, dena
Axel Blume, dena
Klaus Völler, dena
Toni Reinholz, dena

Layout

kursiv Kommunikationsdesign

Fotos

RVO.nl

Druck

Laserline, Berlin

Stand: 09/2014

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

