

Energie-Info

Gas kann grün: Die Potentiale von Biogas/Biomethan

Status Quo, Fakten und Entwicklung

Berlin, 26. April 2019



Inhalt

1	Zusammenfassung	3
2	Hintergrund.....	3
3	Status Quo.....	4
4	Biomethanmarkt heute – eine kritische Bestandsaufnahme	6
4.1	Soziale Komponente, Preissenkungspotential und Akzeptanz	7
4.2	Voraussichtliche Entwicklung des Anlagenbestandes	8
5	Schritte für Verbesserung der Marktbedingungen	9
6	Mengenpotentiale	10
7	Schritte zur Potentialerschließung.....	11
7.1	Erhalt der Bestandsanlagen.....	12
7.2	Umstellung von Vor-Ort-Verstromung auf Einspeisung ins Gasnetz	13
7.2.1	Beispiele für zentrale Aufbereitung und Einspeisung	13
7.2.2	Beispiel regionale Bündelung.....	13
7.3	Optimierung Einsatzstoffe und Technologie	14
7.4	Nutzung von Power-to-Gas / Methanisierung von Wasserstoff	15
8	Bedarfsgerechte Erzeugung / Systemdienstleistungen	16
9	Glossar und Abkürzungen.....	17

1 Zusammenfassung

- Biomethan kann als flexible Erneuerbare Energie einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten. Biomethan liefert gesicherte Leistung und ist über lange Zeiträume speicherbar.
- Das Potential von Biomethan ist noch nicht ausgeschöpft. Die neue Vielfalt der Einsatzstoffe bietet gewässerschonende Ausbaumöglichkeiten. Kostendegression ist über Bündelung der Einspeisung und damit Erschließung anderer Verwendungspfade möglich.
- Bis 2030 könnten bis zu 10,3 Mrd. m³ Biomethan pro Jahr - entspricht 100 TWh - in das deutsche Gasnetz eingespeist werden.
- Zur Potentialerschließung werden folgende Schritte vorgeschlagen:
 - Optimierung der Anlagen u.a. hinsichtlich Prozessen, Flexibilität und Substratbeschaffung
 - Eine möglichst breite Umstellung von Vor-Ort-Verstromungsanlagen auf Biomethaneinspeisung; Beispielrechnungen zeigen hier Potentiale von bis zu 26% des Gasabsatzes in verschiedenen Regionen
 - Nutzung und Erschließung weiterer Einsatzstoffe/Substrate
 - Systemische Verbindung von Biomethanaufbereitung und Power-to-Gas
- Voraussetzung für die Erschließung der Potentiale ist ein deutlich verbesserter Markt. Mit den aktuellen Rahmenbedingungen für Biomethan in den Absatzmärkten Stromerzeugung, Wärme und Kraftstoff ist kein weiterer Ausbau absehbar. Marktanreize, Stabilisierung des ordnungspolitischen Rahmens und Anlagenoptimierung liefern gemeinsam das Potential für eine zunehmende Dekarbonisierung im Gas.

2 Hintergrund

Die deutsche Gaswirtschaft bekennt sich vollumfänglich zur Energiewende, zu den Klimazielen Deutschlands und der EU sowie zur Umsetzung der Verträge der Pariser Klimakonferenz. Erdgas wird, auch als verflüssigtes Erdgas (LNG) und immer mehr in seinen CO₂-neutralen Varianten Biomethan und grünes SNG als Produkt aus Power-to-Gas eine tragende Rolle spielen.

Die Leistungsfähigkeit von Biogas und Biomethan steht gerade aufgrund der vielfältigen Nutzungsmöglichkeiten außer Zweifel. Dieser erneuerbare Energieträger kann einen wichtigen Beitrag zur Bewältigung der mit der Energiewende verbundenen Herausforderungen leisten. Dieses Potential sollte dafür genutzt werden. Es ist nachhaltig und wirtschaftlich auszubauen.

3 Status Quo

Im Jahr 2018 wurden aus Biogas und Biomethan insgesamt 33 TWh Strom erzeugt, größtenteils in den ca. 9.200 Anlagen mit Direktverstromung. Das entspricht 5,47 Prozent am Bruttostromverbrauch. Gemeinsam lieferten Biogas und Biomethan 2018 rund 16,7 TWh Wärme und Kälte. In den etwa 100.000¹ Erdgasfahrzeugen wurden 2018 rund 0,5 TWh Biomethan als Kraftstoff eingesetzt.

Der Großteil der Biogasanlagen nutzt das erzeugte Biogas direkt vor Ort. Das heißt, das Biogas wird direkt am Entstehungsort mittels Kraft-Wärme-Kopplungsprozess (KWK) in einem Blockheizkraftwerk zu Strom und Wärme umgewandelt. Dabei kommen typischerweise Verbrennungsmotoren (Gasmotoren) zum Einsatz. Auch der Einsatz in Mikrogasturbinen und Brennstoffzellen ist möglich. Der erzeugte Strom wird in der Regel in das öffentliche Stromnetz eingespeist und gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vergütet. Die Wärme kann vor Ort genutzt, in ein Nahwärmenetz eingespeist oder wiederum für die Beheizung der Biogasanlage eingesetzt werden.

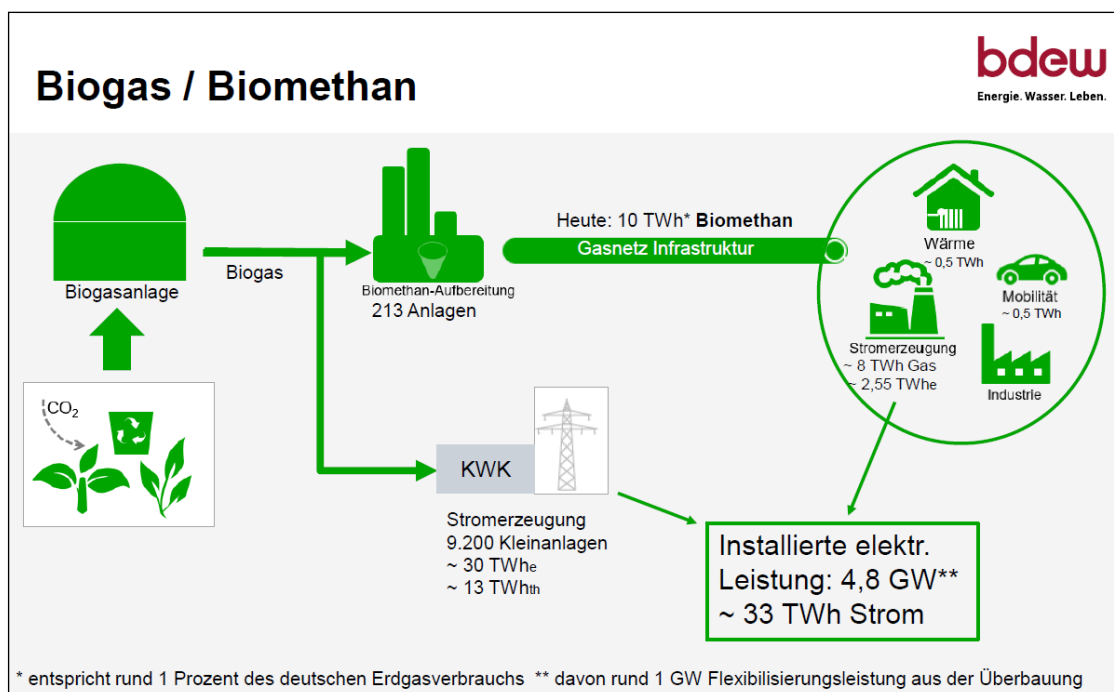
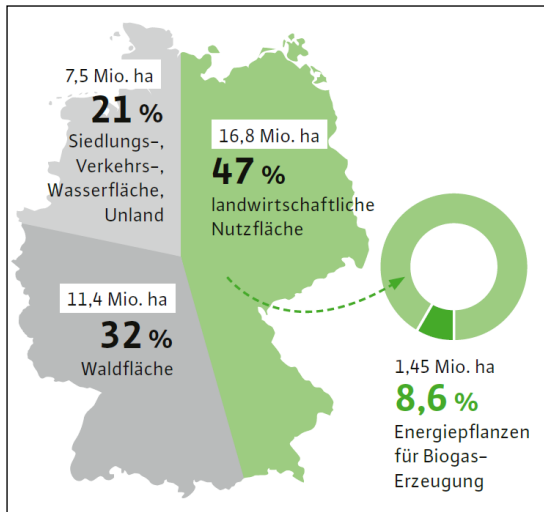


Abbildung 1: Status Quo Biogas und Biomethan

Von Biomethan spricht man, wenn (Roh-)Biogas nach der Aufbereitung die gleichen verbrennungstechnischen Eigenschaften wie Erdgas aufweist und ins Gasnetz eingespeist werden kann. 2018 haben 213 Anlagen mit einer Kapazität von 1.169 Mio. Nm³ pro Jahr eine Menge von 10 TWh Biomethan in das Gasnetz eingespeist. Das entspricht rund einem Prozent des

¹ Zum 01.01.2019 waren 96.531 Erdgasfahrzeuge zugelassen. Der Bestand ist um 5,3 Prozent gestiegen. Dabei ergibt sich die folgende Aufteilung der Fahrzeuggruppen:
Zweiräder: 48 / Pkw: 80.826 / Busse: 1.115 / Nutzfahrzeuge bis 12t: 13.706 / Lkw >12t: 117 / Zugmaschinen: 224 / Sonstige: 495

deutschen Erdgasverbrauchs. Acht Anlagen befinden sich im Bau, neun weitere sind in Planung.



Aktuell werden in Deutschland rund 1,4² Mio. Hektar für die Biogaserzeugung genutzt. Das sind ca. 4% der Gesamtfläche Deutschlands bzw. 8,6 % der landwirtschaftlich genutzten Fläche.

Nach aktuellen Zahlen der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe - FNR haben auch 2018 Energiepflanzen für Biogasanlagen den höchsten Anteil am Anbau nachwachsender Rohstoffe. Silomais belegte etwa zwei Drittel dieser Fläche, auf dem anderen Drittel standen weitere Energiepflanzen wie Gräser, Getreide, Rüben und Leguminosen oder die Durchwachsene Silphie. Diese bienenfreundliche Dauerkultur Silphie hat

Abbildung 2 Flächennutzung für Biogaserzeugung

in Deutschland, Quelle: Statistisches Bundesamt, 2015

ihren Anbauumfang mit fast 3.000 Hektar innerhalb der letzten fünf Jahre verzehnfacht.

Die Biomasseerzeugung war 2018 mit fast 21 Prozent der Ackerfläche ein wichtiges Standbein für die Landwirte Die Biogasbranche setzt in Deutschland rund 8 Mrd. Euro um und sichert rund 40.000 Arbeitsplätze. Dies führt zu regionaler Wertschöpfung, mehr Kaufkraft und Steuereinnahmen insbesondere in strukturschwachen Gegenden der Bundesrepublik

In allen Energiesektoren zusammen wurden durch den Einsatz von Biomethan rund 3,2 Mio. t CO₂ in 2015 eingespart. Das entspricht 2,1 Prozent aller durch Erneuerbare Energien vermiedenen Treibhausgasemissionen. (Quelle: dena 2016)

² Dabei ist der Flächenanteil für die Energiepflanzen zur Biogaserzeugung von 2015 mit 1,45 Mio. ha auf 1,35 Mio. ha in 2018 leicht gesunken.

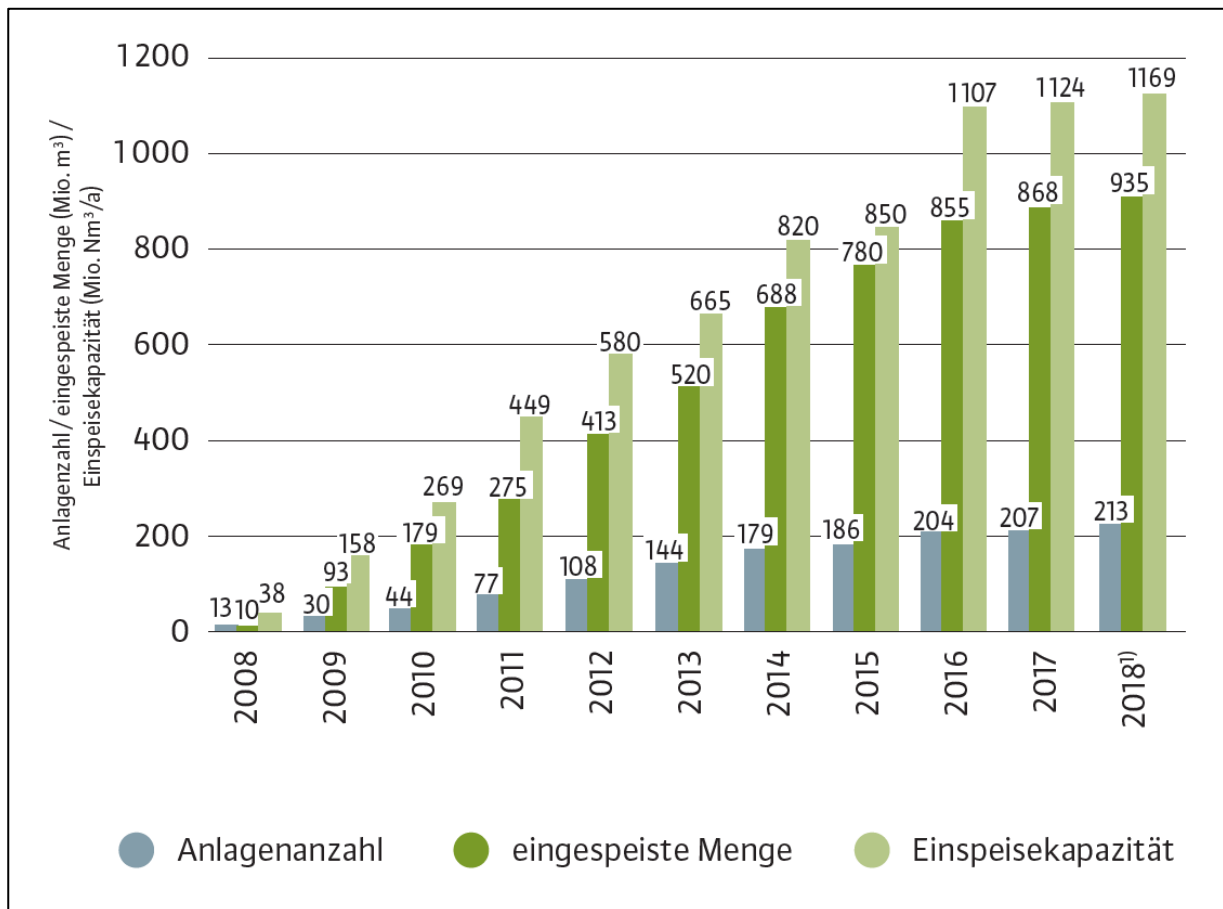


Abbildung 3: Entwicklung der Einspeisekapazität und der ins Gasnetz eingespeisten Biomethanmengen, Quellen: dena, BDEW (eigene Berechnungen), Stand: 01/2019, 1) vorläufig

4 Biomethanmarkt heute – eine kritische Bestandsaufnahme

Derzeit stellt die Stromerzeugung nach dem EEG den Leitmarkt für Biomethan dar. Die effiziente Nutzung von Biomethan in KWK-Anlagen oder als Kraftstoff sowie die Verwendung von landwirtschaftlichen Reststoffen und Bioabfällen zu dessen Erzeugung tragen wesentlich zur Einsparung von Treibhausgasemissionen bei.

Biomasse ist neben Windkraft und Photovoltaik eine tragende Säule der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Wind onshore war 2018 mit fast 94 Mrd. kWh weiterhin die stärkste Erneuerbaren-Quelle. Auf Platz zwei folgt die Biomasse (einschließlich biogenem Siedlungsabfall) mit 52 Mrd. kWh.

Mit der Novellierung des EEG im Sommer 2014 haben sich die Rahmenbedingungen für den Einsatz von Biomethan zur **Stromerzeugung** deutlich verändert. Eine in den Jahren davor mit wachsender Dynamik entstandene Nutzung für Biomethan wurde damit abgebremst. Auch die Streichung der Biomethan-Ziele in der Gasnetzzugangsverordnung und die Befristung der vermiedenen Netzentgelte für die Einspeisung von Biomethan auf 10 Jahre haben die Entwicklung gestoppt.

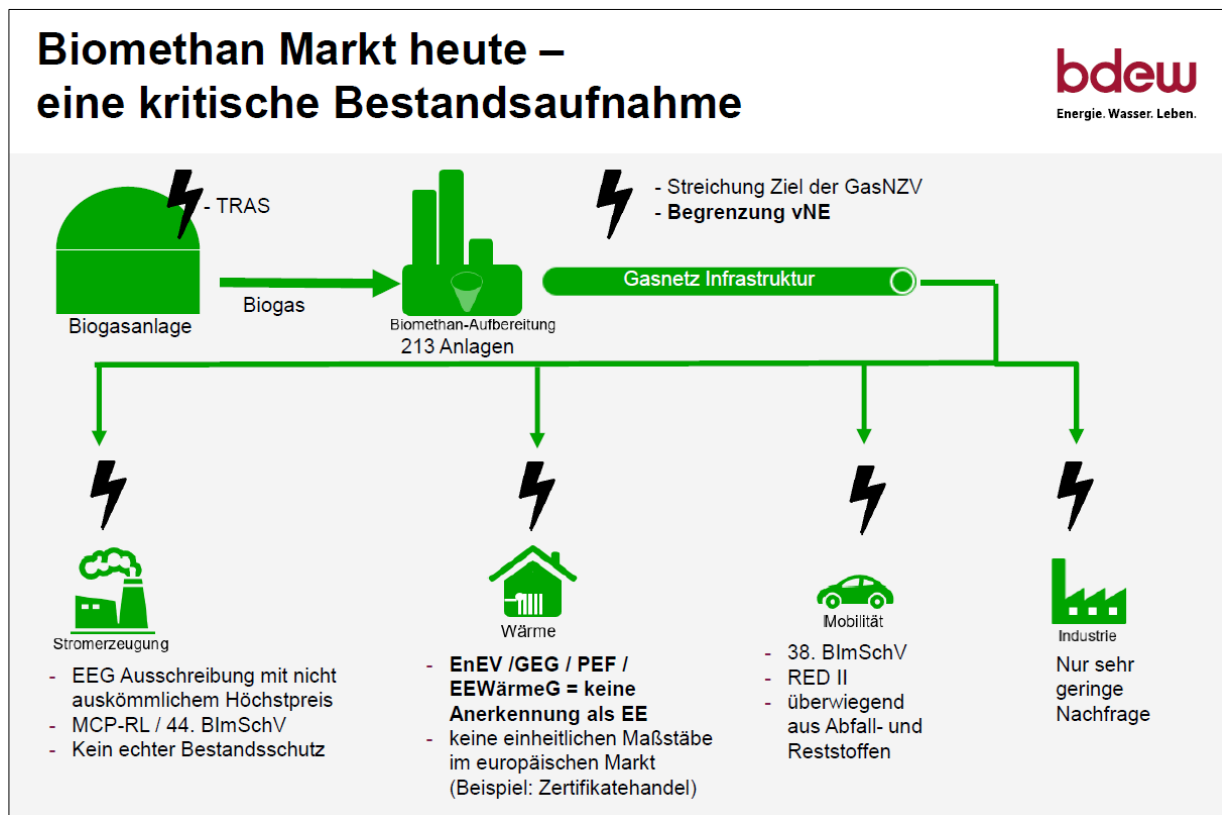


Abbildung 4: Biomethanmarkt 2019

Insbesondere Biomethan aus Abfall- und Reststoffen wird im **Kraftstoffmarkt** zur Erfüllung der Biokraftstoffquote genutzt. Die Steuerermäßigung für Erdgas als Kraftstoff schmilzt bereits ab 2024 ab und läuft 2026 aus. Der Gasabsatz in der Mobilität stagniert bei etwa 2 TWh und der Anteil von Biomethan zur Quotenerfüllung liegt unter 2 Prozent. Biomethan kann die Anforderungen der RED II an fortschrittliche Biokraftstoffe erfüllen. Für Biomethan gelten in der 38. BImSchV hohe Anforderungen an die Nachweisführung zur Quotenerfüllung.

Im **Wärmemarkt** wird Biomethan weder in der EnEV oder dem EEWärmeG noch im geplanten Gebäudeenergiegesetz – GEG ausreichend anerkannt. Für einen sich öffnenden europäischen Markt für Biomethan fehlen bisher einheitliche Maßstäbe, beispielsweise hinsichtlich Erfüllungsoptionen mit Zertifikaten.

4.1 Soziale Komponente, Preissenkungspotential und Akzeptanz

Zur Annäherung an die ambitionierten Ziele der CO₂-Reduzierung im Gebäudebereich ist eine Steigerung des Anteils Erneuerbarer Energien im Gebäudebestand unerlässlich. Über die vorhandene Gasinfrastruktur kann Biomethan im urbanen Raum schnell, nachhaltig und vor allem bezahlbar einen Beitrag zur THG-Minderung im Gebäudebestand leisten.

In der Gesamtkostenbetrachtung ergeben sich beim Einsatz von Biomethan als Erneuerbare Energie im Wärmemarkt keine Mehrkosten der Mieter gegenüber gleichwertigen Lösungen mit vergleichbaren CO₂-Minderungen.

Biomethan kann heute, je nach Einsatzstoff und Anlagenkonzept unter 10 ct/kWh angeboten werden. Mittelfristig kann von einer Kostensenkung neuer Anlagen auf unter 7 ct/kWh ausgegangen werden. Dieses ermöglicht weiter sinkende CO₂-Vermeidungskosten durch den Einsatz von Biomethan.

4.2 Voraussichtliche Entwicklung des Anlagenbestandes

Nach Berechnungen des DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum wird sich unter den heutigen Rahmenbedingungen der Anlagenbestand aller (!) Biomasseanlagen - inkl. Biogas und Biomethan - ab 2035 auf ca. 1.000 MWe mit 8,7 TWh reduzieren.

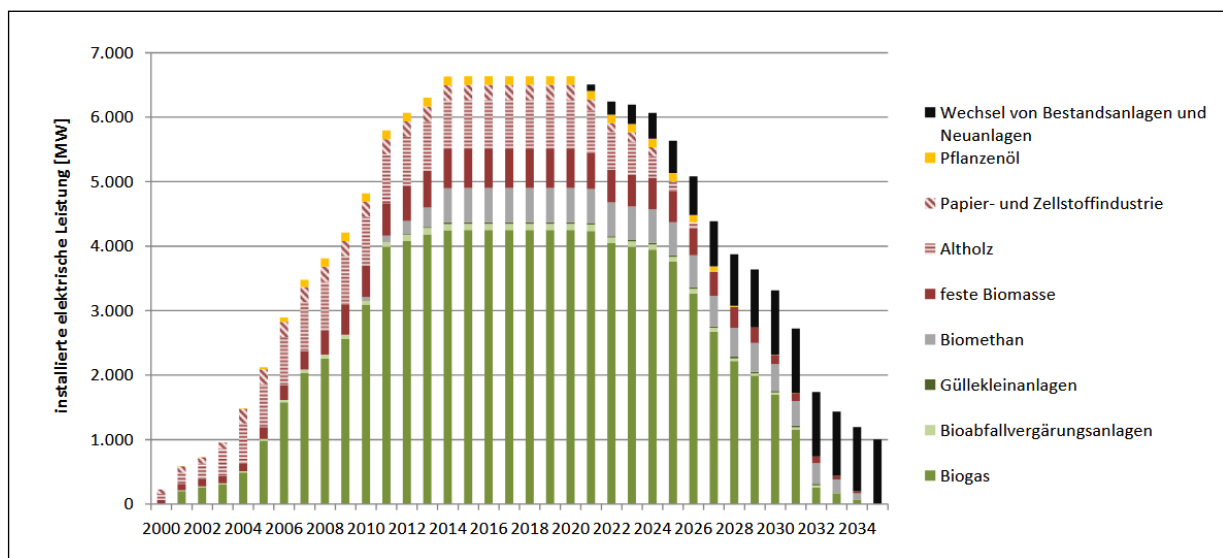


Abbildung 5: Voraussichtliche Entwicklung des Biomasse Anlagenbestandes mit Anschlussförderung für Bestandsanlagen, Quelle DBFZ, 2016

Bis Ende 2020 sind bereits 56 der 213 Biogasaufbereitungsanlagen von dem Entfall des Entgeltes für vermiedene Netzkosten (0,7 ct/kWh) bei Einspeisung ins Gasnetz auf Grund des Ablaufens der Zehnjahresfrist betroffen. Diese Anlagen sind in ihrem wirtschaftlichen Betrieb vielfach stark gefährdet. Dies entspricht 30 Prozent der heutigen Einspeisemenge an Biomethan.

5 Schritte für Verbesserung der Marktbedingungen

Wesentliche und schnell umsetzbare regulatorische Schritte für eine Marktverbesserung für Biomethan sind: (Auszug)

GasNZV	Wiederaufnahme eine EE-Zieles für Biomethan von 100 TWh bis 2030
GasNEV	Festlegung der vNE für 20 Jahre analog EEG Förderung (heute 10 Jahre)
EEG	Festlegung eines auskömmlichen Höchstwertes der Ausschreibung
MCP-RL / 44. BImSchV	Die sehr anspruchsvollen Emissionsanforderungen an Stickstoffoxide sowie Kohlenmonoxid für genehmigungsbedürftige Verbrennungsmotoren sollen dem Kabinettsentwurf zufolge sowohl für Neuanlagen als auch – nach Ablauf der Sanierungsfrist – für bestehende Anlagen gelten. Ihre Einhaltung erfordert in vielen Fällen umfangreiche Investitionen in platz- und wartungsintensive nachgeschaltete Abgasreinigungstechniken (SCR- und Oxydationskatalysatoren). Diese monetären Belastungen (Investitions- und Betriebskosten) müssen bei den Aspekten der Alimentierung (beispielsweise EEG oder vNK) Berücksichtigung finden.
EnEV/GEG/ EEWärmeG/ PEF	<ul style="list-style-type: none"> • Festlegung des PEF für Biomethan mit 0,4 und 120 g/kWh CO₂ • Anerkennung von Biomethan als Erfüllungsoption im EEWärmeG in KWK und im Brennwertkessel (analog der Festlegungen für öffentliche Bestandsgebäude) • Schaffung europäisch einheitlicher Marktregeln, (keine einseitige Doppelvermarktungsmöglichkeit von Förderung und Zertifikatehandel zulassen)
RED II und 38. BImSchV	<ul style="list-style-type: none"> • Die in der 38. BImSchV festgelegten Mindestquoten für fortschrittliche Kraftstoffe sind im Vorgriff auf die anstehende Umsetzung der novellierten Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) für die Verpflichtungsjahre ab 2020 deutlich anzuheben, um den für die Erfüllung der deutschen und europäischen Ziele für den Verkehrssektor erforderlichen Hochlauf fortschrittlicher Kraftstoffe und Antriebe zeitgerecht zu unterstützen und zu sichern. • Bei der Umsetzung der Nachhaltigkeitskriterien der RED II ist darauf zu achten, dass der Einsatz von Biomethan aus NawaRo im Verkehrssektor durch eine 1:1 Umsetzung der EU-Anforderungen möglich bleibt.
TRAS	Zurückziehen der aktuellen TRAS-Regelungen und Integration von erforderlichen Regelungen in das DVGW - Regelwerk

6 Mengenpotentiale

Das Potential von Biogas ist noch nicht ausgeschöpft.

Neben kommunalen und industriellen Abfällen und Reststoffen sowie tierischen Exkrementen bietet die Landwirtschaft mit Energiepflanzen, aber auch Stroh, das größte Potential einer zukünftigen Nutzung. Zu dessen Erschließung könnte ein Großteil der bestehenden Biogasanlagen auf Einspeisung umgerüstet werden.

Das statistische Bundesamt weist in seiner Abfallbilanz für 2016³ ein Aufkommen an Bioabfällen von 4.446.000 t/a aus, von denen lediglich 89.000 t/a energetisch verwertet werden. Eine enorme Menge, welche auf Grund fehlender Marktanreize bisher nicht genutzt wird.

Weitere Reserven liegen in Effizienzsteigerungen und Repowering der Anlagen- und Prozesstechnik bestehender und neuer Anlagen. So könnten 2030 bis zu **10,3 Mrd. m³** Biogas pro Jahr - entspricht **100 TWh** - in das deutsche Gasnetz eingespeist werden. Die nationalen und europäischen Anforderungen an Gewässer- und Bodenschutz werden einerseits mit einem gewässerverträglichen Anbau von Energiepflanzen, andererseits mit einer Erhöhung der Energieeffizienz einbezogen und berücksichtigt, um eine nachhaltige Bewirtschaftung zu gewährleisten.

Andere Quellen wie beispielsweise die Publikation „biogaspartner – gemeinsam einspeisen“⁴ der dena kommen zu ähnlichen Potentialabschätzungen von 90 bis 118 TWh (siehe Punkt 7.3).

Bis zum Jahr 2050 wird in aktuellen Studien⁵ ein Gesamtpotential zur Produktion von Biogasen bis zu 250 TWh pro Jahr, etwa aus der anaeroben Vergärung oder thermischen Umwandlung von Speiseabfällen, Ernteresten, Gülle oder Abfallholz gesehen. Hinzu kommen die geschätzten Erträge von Energie- und Winterpflanzen. Letztere dienen nicht nur der Biomasseproduktion, sondern zunehmend der Bodenpflege (Vermeidung von Bodenerosion Bodenwertverbesserung) in landwirtschaftlichen Betrieben.

³ https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/Abfallwirtschaft/Publikationen/Downloads-Abfallwirtschaft/abfallbilanz-pdf-5321001.pdf?__blob=publicationFile&v=4

⁴ https://www.biogaspartner.de/fileadmin/user_upload/biogaspartner_-_gemeinsam_einspeisen.pdf

⁵ „Die Rolle von Gas im zukünftigen Energiesystem“, Ecofys, Oktober 2018

Potentiale	2030* [TWh]	2050** [TWh]
Substrate		
Landwirtschaft		
Tierische Exkremente/Gülle	14	9
Energiepflanzen (Mais, Silphie, ...)	47	(52)
Dauergrünland (Wiesen/Weiden)	15	9
Winterpflanzen (z.B. GPS) und sonstige Zwischenfrüchte	nicht extra ausgewiesen	(60)
Stroh, Erntereste (Kartoffel- / Rübenblatt)	14	35
Kommune		
Biotonne / Speisereste / Restmüll	5	14
Grünschnitt / Straßenbegleitgrün	2	18
industrielle und forstwirtschaftliche Reststoffe		
Biertreber, Weintrester, Schlachtreste, Molke, Zuckerrübenschnitzel, Kartoffelschalen	6	nicht extra ausgewiesen
Abfallholz	nicht benannt	5
Waldrestholz		12
Rundholz		35
Klärschlamm		3
Sonstiges		1
Gesamtpotential (gerundet)	100	140 (250)

Abbildung 6: Biomethanpotentiale in Deutschland, eigene Darstellung

* 2030: Deutschlandweite prognostizierte wirtschaftliche Biomethanpotentiale aller Substrate, Quelle Biogaspotentialatlas, DVGW, 2013

** 2050: Gesamtpotential Erneuerbarer Gase in Deutschland, Quelle: „Die Rolle von Gas im zukünftigen Energiesystem“, Ecofys, Oktober 2018, Höhe der Potentiale in Klammern werden als ungesichert beschrieben

7 Schritte zur Potentialerschließung

Voraussetzung für die Erschließung von Potentialen ist ein deutlich verbesserter Markt für die Biomethanbranche. Verbesserte Marktanreize, beispielsweise im Wärmemarkt und die Verlängerung der Entgeltregelung für vermiedene Netzkosten (vNK) sind dabei ein wesentlicher Aspekt.

Zur Erschließung der aufgezeigten Potentiale werden folgende Schritte vorgeschlagen:

- Erhaltung der Bestandsanlagen
- Umstellung auf Einspeisung von Vor-Ort-Verstromungsanlagen
- Nutzung und Erschließung weiterer Einsatzstoffe/Substrate und Prozessoptimierung
- Nutzung von Power-to-Gas

Vorangestellt sei, dass sich durch die verschiedenen Standortbedingungen jeder einzelnen Biogasanlage unterschiedliche Ausrichtungen und Optimierungen ergeben können. Mit der folgenden Aufzählung sollen nur einige Optionen exemplarisch genannt werden:

- Umstellung der Substrate
- Errichtung BHKW-Anlagen
- Flexibilisierung (durch Überbauung)
- Generierung von Wärmeerlösen
- Teilnahme an der Bestandsausschreibung
- Betrieb einer Tankstelle
- Bio-LNG Erzeugung
- Umstellung auf Einspeisung
 - Mikrogasleitung zu einer nahegelegenen Aufbereitungsanlage
 - Leitungsverbund mehrere Anlagen zu einer zentralen Aufbereitungsanlage
 - Errichtung einer eigenen (Teil-) Aufbereitungsanlage

Eine genaue Betrachtung der spezifischen Anlage ist somit unerlässlich.

7.1 Erhalt der Bestandsanlagen

Bereits die ersten beiden Runden der Ausschreibung für Biomasse im September 2017 und 2018 hat gezeigt, dass gerade Bestandsanlagen die Herausforderung der wettbewerblichen Ermittlung annehmen und eine weitere Nutzung der Bestandsanlagen anstreben. Ein großer Teil der Zuschläge auf Bestandsanlagen ging an Biogas Vor-Ort-Verstromungsanlagen für eine Anschlussförderung.

Allerdings fanden beide Auktionsrunden für Biomasseanlagen generell zu wenig Anklang bei den Bietern. Das gefährdet den geplanten Ausbaupfad für Biomasse von jährlich 150 Megawatt. Dabei ist Biomasse neben Windkraft und Photovoltaik (PV) eine tragende Säule der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Um das Ausschreibungsvolumen in Zukunft besser auszuschöpfen und auch die Beteiligung von Neuanlagen anzureizen, müssen sich die Rahmenbedingungen verbessern: Für eine auskömmliche Vergütung für Biomethan-KWK-Anlagen müssen in Zukunft die vermiedenen Netzkosten für 20 Jahre (bei Einspeisung ins Gasnetz) honoriert werden. Außerdem muss Biogas und auf Erdgasqualität aufbereitetes Biomethan endlich in den einschlägigen Gesetzen vollumfänglich als Erneuerbare Energie im Wärme- und Mobilitätssektor anerkannt werden. Biomethan ist ein zentraler Baustein einer auf Erneuerbaren Energien bestehenden Energieversorgung: Mit Biomethan steht rund um die Uhr und über das gesamte Jahr klimaneutrale Energie für Strom, Wärme und Mobilität flexibel und bedarfsgerecht zur Verfügung. Diese Systemdienstleistung verdient es, in der Gesamtbewertung von Biomethan stärker berücksichtigt zu werden.

7.2 Umstellung von Vor-Ort-Verstromung auf Einspeisung ins Gasnetz

Durch das Auslaufen der Vergütung für zahlreiche Biogasanlagen ab 2020 gewinnt die Nachrüstung mit einer Aufbereitung für Anlagen ohne ausreichende Wärmenutzung an Bedeutung. Dies wird bis 2020 rund 1.000 Anlagen, bis 2022 rund 1.600 Anlagen und bis 2026 rund 3.500 Anlagen mit 1.100 MW installierter elektrischer Leistung⁶ betreffen. Dies entspricht in etwa einem Potential von 20 TWh aufbereitetes Biomethan. Darüber hinaus wird bei der Aufbereitung von (Roh-) Biogas zu Biomethan CO₂ abgeschieden, welches mit erneuerbar erzeugtem Wasserstoff (H₂) zu synthetischem Gas (SNG) aufbereitet werden kann und noch einmal ein Methanisierungspotential von bis zu 20 TWh SNG darstellt (siehe auch Punkt 7.4).

Neben der Errichtung einer eigenen Aufbereitungsanlage bieten sich die Errichtung einer Mikrogasleitung zu einer nahegelegenen Aufbereitungsanlage oder ein Leitungsverbund von mehreren Anlagen zu einer zentralen Aufbereitungsanlage an.

7.2.1 Beispiele für zentrale Aufbereitung und Einspeisung

So stellt sich beispielsweise der Anschluss der BGA Altrich an die Biomethananlage Platten über eine 3,5 km DN 200 Leitung als wirtschaftlichste Alternative dar.

In der Eifel entsteht aktuell eine 45 Kilometer lange Biogasleitung, die teilaufbereitetes Biogas zu einer zentralen neuen Aufbereitungs- und Biomethan-Einspeiseanlage in Bitburg transportieren wird. Im gesamten Projektgebiet gibt es 48 Biogasanlagen, von denen sich in einem ersten Schritt 7 Anlagenbetreiber mit 1.300 m³ Biogas pro Stunde zum Anschluss zusammengefunden haben. Das Projekt wird u.a. von den Stadtwerken Trier getragen und soll im Endausbau um eine Power-to-Gas-Anlage erweitert werden.

Einen umfangreichen „Leitfaden Biogasaufbereitung und –einspeisung“ einschl. der Beschreibung der Aufbereitungstechnologien stellt die FNR zum Download⁷ bereit.

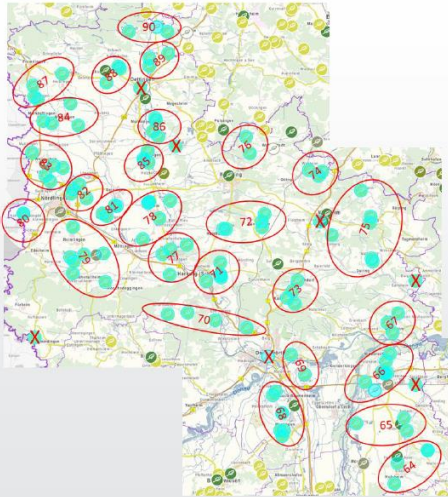
7.2.2 Beispiel regionale Bündelung

Zur Verdeutlichung des Potentials sei hier auf eine Analyse zur „Bündelung von Biogasanlagen im Netzgebiet der schwaben netz gmbh“ verwiesen. Diese Untersuchung hat ergeben, dass **26% des lokalen Gasabsatzes** (entspricht rund 12 TWh/a) potentiell mit Biomethan aus vorhandenen Biogasanlagen erfolgen könnte. Dazu würden von den 703 Biogasanlagen im Netzgebiet 425 Anlagen gebündelt ans Gasnetz angeschlossen werden. Als Prämissen wurden dafür nur Anlagen ausgewählt, die eine Mindestgröße von 350 m³/h haben und max. 10 km (bei 500m²/h) vom Microgasnetz entfernt liegen.

⁶ Quelle: Fachverband Biogas, Branchenzahlen 2016, Entwicklung der Anzahl Biogasanlagen und der gesamten installierten elektrischen Leistung in Megawatt, Stand 10/2017

⁷ <https://mediathek.fnr.de/broschuren/bioenergie/biogas/leitfaden-biogasaufbereitung.html>

Bündelung von Biogasanlagen im Netzgebiet der schwaben netz gmbh



Beispiel Landkreis Donau-Ries:

Hohe Anzahl an Anlagen, die sich für einen Zusammenschluss eignen

120 Anlagen insgesamt, davon 86 Anlagen für einen Zusammenschluss geeignet

Gesamte technisch realisierbare Einspeisekapazität:
ca. 919.000 MWh CH₄/a

Abbildung 7: Beispiel zur Bündelung von Biogasanlagen im Landkreis Donau-Ries

Auch für andere Netzgebiete ergeben sich erhebliche Potentiale, wobei sich das hier angeführte Beispiel besonders positiv darstellt.

7.3 Optimierung Einsatzstoffe und Technologie

Weitere Potentiale liegen in:

- der umweltverträglichen Nutzung von Energiepflanzen an Standorten, welche nicht in deutlicher Konkurrenz zur tierischen Veredelung (Futtermittelproduktion) und Gewässerbelastungen stehen,
- der umweltverträglichen Züchtung neuer Energiepflanzen und Biogas aus Algen,
- der Nutzung von organischen Reststoffen und Wirtschaftsdüngern unter Berücksichtigung der geplanten Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV), z. B. Biotonne Gülle und Mist
- der Verwertung von Abfall- und Reststoffen im Sinne einer Kreislaufwirtschaft und
- der Optimierung von Prozessen der Bestandsanlagen.

Nach den Aussagen verschiedener Studien der Deutschen Energieagentur (dena), der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) oder des DVGW ließen sich die heute genutzten Potentiale unter Nachhaltigkeitsaspekten, unter Berücksichtigung der Anforderungen des standortgerechten Gewässer- und Bodenschutzes sowie Energieeffizienz ausbauen.

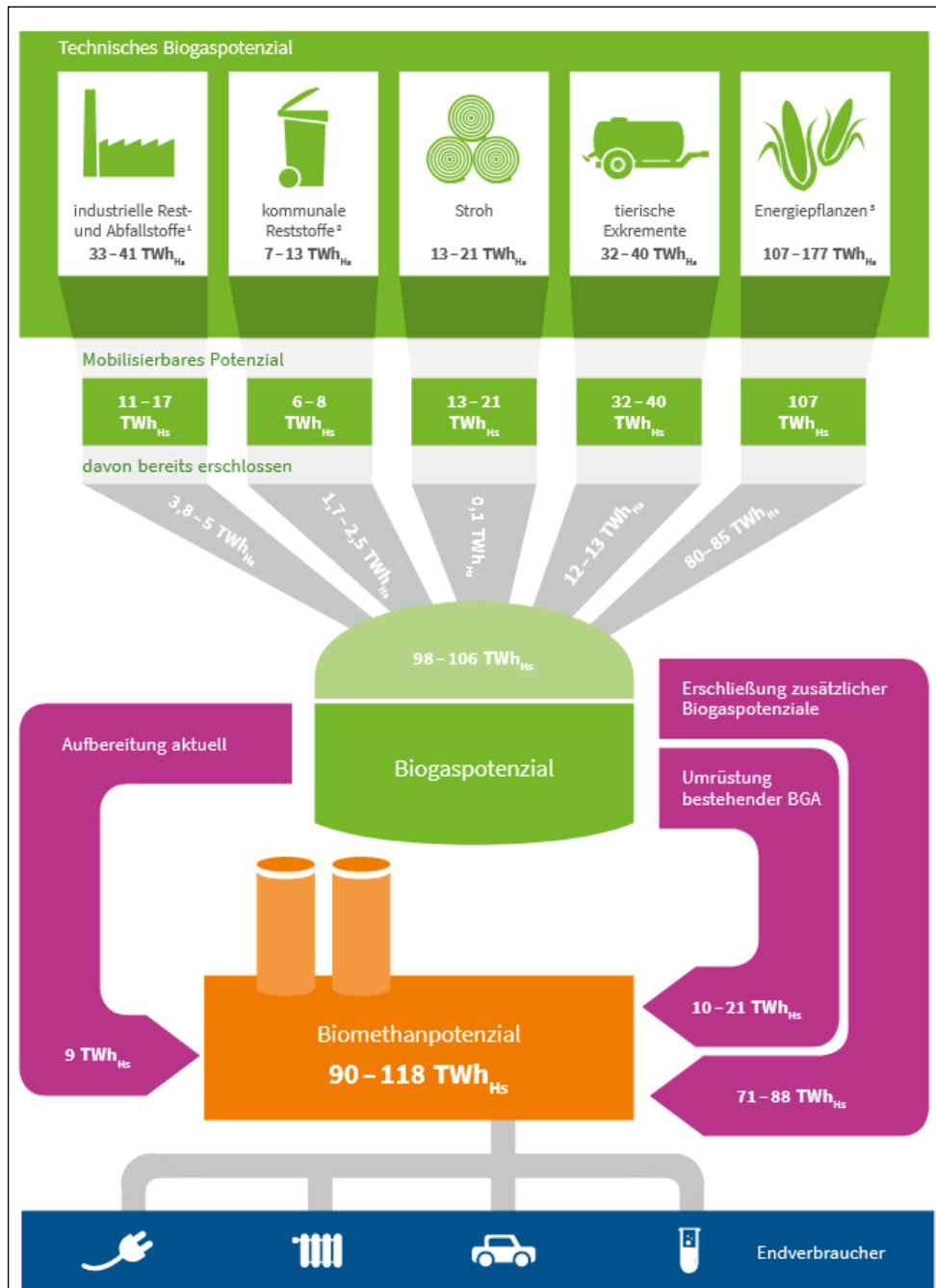


Abbildung 8: Zukünftiges Biomethanpotenzial

Technische und mobilisierbare Biogaspotenziale nach (Zeller et al. 2011, Brosowski et al. 2015, Daniel-Gromke et al. 2017). 1) Bandbreite ohne / mit Rapspresskuchen, 2) ohne organischer Anteil im Restmüll, 3) Ackerflächenpotential von 2 Mio. ha ohne Grünland

7.4 Nutzung von Power-to-Gas / Methanisierung von Wasserstoff

Für eine uneingeschränkte Einspeisung des elektrisch erzeugten grünen Wasserstoffs in das Gasnetz ist eine nachgeschaltete Methanisierung sinnvoll und zum Teil technisch notwendig. Dies erfolgt durch einen thermochemischen/katalytischen oder biologischen Prozess, bei dem Kohlenstoffdioxid (CO₂) und Wasserstoff in Methan umgewandelt werden. Besonders bietet

sich die Verwendung von Kohlenstoffdioxid an, welches bei der Biomethanaufbereitung an einer Biogasanlage entsteht. Es stammt zu 100% aus grüner Erzeugung (CO₂-Senke), liegt bereits in relativ reiner Form vor und gelangt nicht erst in die Atmosphäre. Weitere Vorteile sind die Nutzung einer gemeinsamen Einspeiseanlage in das vorhandene Gasnetz und des vorhandenen Stromanschlusses für den Elektrolysator sowie des Fermenters als Wärmesenke der erneuerbaren Elektrolyseabwärme. Zudem kann der Aufwand der Gasaufbereitung der Biomethananlage reduziert werden.

Am Standort der Biomethanaufbereitung kann somit die Erzeugungskapazität grüner Gase nahezu verdoppelt werden.

Als weitere CO₂-Lieferanten kommen Industriebetriebe wie beispielsweise Bioethanolanlagen oder Zementwerke in Frage.

Biologische Methanisierungsprozesse arbeiten unter Einsatz von Mikroorganismen.

Kohlenstoffdioxid aus der Biogaserzeugung ermöglicht im Zusammenspiel mit der Elektrolyse aus Power-to-Gas Anlagen eine zu 100 Prozent grüne Methanerzeugung aus EE-Strom.

8 Bedarfsgerechte Erzeugung / Systemdienstleistungen

Die Erzeugung von Biogas ist abhängig von Substraten und deren Beschaffung. Die Stromerzeugung aus Biogas unterscheidet sich daher bereits in diesem Punkt grundsätzlich von der Stromerzeugung aus anderen Quellen wie Wind und PV. Für eine Bewertung von Biomethan sollte eine ganzheitliche Betrachtung angestrebt werden, da eine reine Betrachtung der Stromgestehungskosten der Systemdienstleistung von Biogas nicht gerecht wird.

Biomasse sowie das daraus erzeugte Biogas lassen sich relativ einfach, mit hoher Energiedichte und in großen Mengen für eine spätere Verwendung – auch übersaisonal - speichern. Biogas lässt sich so bedarfsgerecht in den verschiedensten Verwendungspfaden in der Stromerzeugung, dem Wärmemarkt, dem Einsatz in der Mobilität oder als Ausgangsstoff für die Industrie verwenden. Es kann dabei die hervorragend ausgebaute Gasinfrastruktur einschließlich der Speicher nutzen. Biomasse kann so gesicherte Leistung in großem Umfang bereitstellen.

Biogas ist jederzeit und schnell verfügbar, vielseitig einsetzbar sowie ressourcenschonend in der Herstellung..

Beim Einsatz von Biogas im verdichteten urbanen Raum ergeben sich vergleichsweise niedrige THG-Vermeidungskosten. Dies unterstützt den sozialverträglichen Ausbau der Erneuerbaren Energien im Mietwohnungsbau und erhöht die Akzeptanz in der Bevölkerung.

Der nachhaltige Anbau nachwachsender Rohstoffe zur Biogaserzeugung trägt durch verschiedene Pflanzen und Fruchtfolgen zur Biodiversität und zur Humusbildung der landwirtschaftlichen Flächen bei. Er erhöht die Vielfalt im Landschaftsbild, verhindert bei Einhaltung der guten landwirtschaftlichen Praxis die Bodenerosion und erhöht die regionale Wertschöpfung und schafft Arbeitsplätze im ländlichen Raum. Die Flächen der Biomasseerzeugung können durch unterschiedliche Anbaupflanzen flexibel genutzt werden und im jährlichen Wechsel

für die Nahrungsmittel-, Futter- oder Energieproduktion verwendet werden. Sie sind in die dezentralen landwirtschaftlichen Stoffkreisläufe der Tier- und Nahrungsmittelproduktion eingebunden.

9 Glossar und Abkürzungen

BlmSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnungen
Biogas	Biogas als Brenngas ist ein Naturprodukt, welches bei Vergärung von Biomasse unter Ausschluss von Sauerstoff und Licht entsteht. Als organisches Ausgangsmaterial dienen Energiepflanzen, tierische Exkremente (Gülle, Mist) sowie kommunale und industrielle Abfall- & Reststoffe. Um gesetzlichen Anforderungen zu entsprechen, müssen als Ausgangsbasis dienende Energiepflanzen nachhaltig und gewässerverträglich angebaut werden. Das (Roh-) Biogas ist ein brennbares Gasgemisch mit einem Methangehalt zwischen 42 und 75 Prozent. Weitere Hauptbestandteile sind Kohlenstoffdioxid, Schwefelverbindungen und Wasser. Biogas wird in der Regel direkt in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen genutzt oder zu Biomethan aufbereitet.
Biomethan / Bio-Erdgas	Biomethan (oder auch Bio-Erdgas) 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 ein weitgehend CO ₂ -neutraler Erneuerbarer Energieträger.
Bio-LNG	verflüssigtes Biomethan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid oder Kohlendioxid ist ein farbloses, nicht brennbares Gas, das als Produkt bei der Reaktion von Kohlenstoff und Sauerstoff, z. B. bei der Verbrennung entsteht. Die durch menschliche Aktivitäten verursachte starke Zunahme der CO ₂ -Emissionen ist die Hauptursache für den Klimawandel (Treibhauseffekt).
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) aktuell 2017
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-WärmeGesetz
EnEV	Energie-Einsparverordnung
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GEG	Gebäude-Energie-Gesetz (Entwurf)
GW	Gigawatt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde

KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNG	Als LNG (Liquified Natural Gas) wird bei ca. minus 161 °C verflüssigtes Erdgas bezeichnet. In diesem flüssigen Zustand hat LNG ein etwa 600fach geringeres Volumen als gasförmiges Erdgas und kann somit effizient gelagert und transportiert werden, z. B. per Schiff oder Tankwagen.
MCP – RL	Richtlinie (EU) zur Begrenzung der Emissionen bestimmter Schadstoffe aus mittelgroßen Feuerungsanlagen in die Luft (medium combustion plant).
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe (Mais, Blühpflanzen, Gräser ...)
Power-to-Gas	Power-to-Gas bezeichnet den Prozess der Umwandlung von Strom in einen gasförmigen Energieträger. Im Regelfall wird erneuerbarer Strom, z. B. von Windkraftanlagen, zur Wasserstoffherstellung genutzt. Gasförmige Energieträger sind gut speicherbar. Wird der synthetisch erzeugte Wasserstoff in einem weiteren Verfahrensschritt methanisiert, dann kann das Methan problemlos im vorhandenen Gasnetz transportiert und gespeichert werden
PEF	<p>Primärenergiefaktor(en)</p> <p>Primärenergiefaktoren geben an, welche Menge an Primärenergie aufzuwenden ist, um eine bestimmte Endenergiemenge bereitzustellen. Sie sind ein Werkzeug der energetischen Bilanzierung und finden unter anderem Anwendung in der Bewertung des Primärenergieeinsatzes sowie der Darstellung von Klimaschutzeffekten. PEF kommen beispielsweise in der Energieeinsparverordnung (EnEV), in der Norm DIN V 18599 zur energetischen Bewertung von Gebäuden, im übertragenen Sinne im Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) und in weiteren Rechtsnormen vor.</p> <p>Der dimensionslose Primärenergiefaktor wurde mit der EnEV 2002 eingeführt und dient dazu, den Jahresprimärenergiebedarf von Gebäuden zu bestimmen. Der Gesamtprimärenergiefaktor setzt sich aus einem erneuerbaren und einem nicht erneuerbaren Anteil zusammen.</p>
TA-Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft
THG	Treibhausgas
TWh	Terrawattstunde (e-elektrisch, th-thermisch)
RED	Renewable Energy Directive
SCR	Die Selektive katalytische Reduktion (engl. selective catalytic reduction) ist ein Verfahren zur Reduktion von Stickstoffoxiden im Abgas.

SNG	<p>SNG (Synthetic Natural Gas) ist ein synthetisch hergestelltes Brenngas, dessen chemische Eigenschaften weitgehend mit Erdgas übereinstimmen. Als Ausgangsstoff dient Wasserstoff, welcher unter Hinzunahme von Kohlenstoffdioxid zu Methan umgewandelt wird.</p> <p>SNG kann beispielsweise mit dem „Power-to-Gas“-Verfahren erzeugt werden (siehe Power-to-Gas).</p>
Substrat	Organisches Ausgangsmaterial, welches mittels Vergärung zur Biogaserzeugung verwendet wird. Dazu zählen Energiepflanzen, tierische Exkremente (Gülle, Mist) sowie kommunale und industrielle Abfall- & Reststoffe.
TRAS	Technische Regeln Anlagensicherheit
Überbauung	Das EEG fördert zur Flexibilisierung den Zubau von elektrischer Leistung (z.B. ein zusätzliches Blockheizkraftwerk - BHKW) an bestehenden Biogasanlagen. Durch diese Erhöhung der elektrischen Leistung über die Leistung der reinen Biogaserzeugung hinaus - Überbauung genannt - kann in Verbindung mit einem Gasspeicher die elektrische Leistung der Biogasanlage flexibilisiert werden. Es kann elektrische Leistung zeitweise vom Netz genommen und das erzeugte Gas gespeichert werden. Zu einem anderen Zeitpunkt kann dann – durch die Überbauung und der zuvor gespeicherten Gasmenge – für eine gewisse Zeit eine höhere als die ausgelegte Leistung der Anlage zur Verfügung gestellt werden.
vNE	Entgelt für vermiedene Netzkosten

Ansprechpartner:

Ingram Täschner

Telefon: +49 30 300199-1261

ingram.taeschner@bdew.de