

Dossier

Leitbild und Ausbaukorridor für die Biogas- und Biomethanproduktion

November 2014



Universität
Rostock  Traditio et Innovatio



 Institut für Biogas
Kreislaufwirtschaft & Energie
Prof. Dr.-Ing. Frank Scholwin

 **izes**  gGmbH
Institut für ZukunftsEnergieSysteme



Ein Projekt im Auftrag des



 **Fraunhofer**
IWES

 **Wuppertal Institut**
für Klima, Umwelt, Energie
GmbH

Ein Produkt des Projektes „Perspektiven der Biogaseinspeisung und instrumentelle Weiterentwicklung des Förderrahmens“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

Dieses Dossier fasst wesentliche Erkenntnisse aus Experten-Fachgesprächen im oben benannten Vorhaben zusammen. Die Erkenntnisse basieren auf publizierten Fakten und Berechnungen als auch auf durch das Projektkonsortium gemeinsam getragenen Expertenmeinungen. Wissensstand ist Anfang 2014. Alle Aussagen sind auf den Zeitraum 2013 – 2020 bezogen. Es wird vorwiegend die Nutzung von Biomethan im heutigen Energiesystem analysiert. Auf die in vielerlei Literatur sehr gut beschriebene Produktionskette von Biomethan wird nicht detailliert eingegangen.

Autoren:

Frank Scholwin (Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie)

Johan Grope (Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie, Universität Rostock)

Andrea Schüch (Universität Rostock)

Jaqueline Daniel-Gromke (Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH)

Marcus Trommler (Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH)

Bernhard Wern (IZES GmbH)

Frank Baur (IZES gGmbH)

Uwe Holzhammer (Fraunhofer IWES)

Koordination:

Frank Scholwin, Johan Grope

Institut für Biogas, Kreislaufwirtschaft & Energie

Henßstr. 9, 99423 Weimar

03643 - 7 40 23 64

info@biogasundenergie.de

www.biogasundenergie.de

Andrea Schüch

Universität Rostock, Agrar- und Umweltwissenschaftliche Fakultät, Lehrstuhl Abfall- und Stoffstromwirtschaft

Justus-von-Liebig-Weg 6, 18059 Rostock

0381 - 498 3401

asw@uni-rostock.de

www.auf-aw.uni-rostock.de

Abkürzungen

Um sowohl eine einheitliche Verwendung von Bezugsgrößen sicherzustellen als auch sicherzustellen, dass die für den Leser üblichen Einheiten verwendet werden, werden alle Angaben zu Potenzialen und Energiemengen in verschiedenen Einheiten jeweils in einer Fußnote angegeben:

- **TWh_{HS}** – Haupteinheit für die Beschreibung von Energiemengen bezogen auf Biogas oder Biomethan. Der Index HS stellt den Bezug auf den Brennwert dar.
- **m³_{CH4}** – Das der Energiemenge entsprechende Methan z.B. in Biogas oder in Biomethan.
- **ha_{Nawaro,Äq}** – Die der Energiemenge entsprechende Anbaufläche für nachwachsende Rohstoffe, wenn die Energiemenge vollständig aus nachwachsenden Rohstoffen produziert werden würde.
- **TWh_{el}** – Die aus der Energiemenge des Gases produzierbare Menge elektrischer Energie in einem modernen Blockheizkraftwerk.
- **Bemessungsleistung (BL)** – Eine Jahresdurchschnittsleistung als Leistungsäquivalent (elektrisch), welche sich aus der real im Jahr produzierten Strommenge dividiert durch die Stunden des Jahres (8.760 Stunden) ergibt. Sie entspricht einer theoretischen Leistung, als wäre die jährliche Strommenge unter ganzjährigem Volllastbetrieb, ohne Wartungsarbeiten, technischen Restriktionen und flexibler Betriebsweise erzeugt worden.

- **Installierte Leistung** – die tatsächlich installierte elektrische Anlagenleistung am Anlagenstandort. Sie entspricht im Grunde der Herstellerangabe zur installierten Leistung der gesamten Anlagen am Anlagenstandort. Dabei wird für die Zukunft davon ausgegangen, dass diese Leistung aufgrund der Flexibilisierung des Anlagenbestandes in etwa beim Doppelten der heute installierten Leistung liegt.¹

Einheiten und Bezüge

| | |
|------|---|
| ABF | Abfälle aus Industrie und Kommunen |
| BHKW | Blockheizkraftwerk |
| BL | Bemessungsleistung |
| EE | Erneuerbare Energien |
| EEG | Erneuerbare-Energien-Gesetz |
| EP | Substrate aus Energiepflanzen |
| fEE | fluktuierende Erneuerbare Energien |
| GE | Substrate aus Gülle und anderen Exkrementen |
| KG | Klärgas |
| KWK | Kraft-Wärme-Kopplung |
| SDL | Systemdinstleistungen |
| THG | Treibhausgas |
| VOV | Vor-Ort-Verstromung |

Die folgende Tabelle stellt die verschiedenen Einheiten gegenüber. Zusätzlich wird zum Vergleich die auch für die Biogasmenge gebräuchliche und auf den Heizwert bezogene Einheit TWh_{Hi}/a dargestellt.

| | | | | | | | | |
|---|-------|------|------|-------|------|--------|--------|---|
| TWh _{Hi} Biogas | → 1,0 | 0,9 | 10,8 | 41,3 | 2,5 | 21,9 | 8,8 | MWh _{Hi} Biogas |
| TWh _{HS} | 1,1 | 1,0 | 12,0 | 45,7 | 2,8 | 24,2 | 9,7 | MWh _{HS} |
| Mrd. m ³ _{CH4} | 0,09 | 0,08 | 1,00 | 3,82 | 0,23 | → 2,02 | ← 0,81 | Mio. m ³ _{CH4} |
| 1000 ha _{Nawaro,Äq} | ← 24 | 22 | 262 | 1000 | 60 | 530 | 212 | ha _{Nawaro,Äq} |
| Twh _{el} | 0,40 | 0,36 | 4,33 | 16,53 | 1,00 | 8,76 | 3,50 | Mwh _{el} |
| Bemessungsleistung in MW _{el} | 46 | 41 | 495 | 1887 | 114 | ← 1000 | ← 400 | Bemessungsleistung in kW _{el} |
| Installierte Leistung in MW _{el} | 114 | 103 | 1236 | 4718 | 285 | 2500 | 1000 | Installierte Leistung in kW _{el} |

Zur Erleichterung der Nutzung der Tabelle wurden mit den Pfeilen zwei Nutzungsbeispiele veranschaulicht. Auf der rechten und der linken Seite werden die Einheiten in verschiedenen Dimensionen dargestellt. Zeitbezug ist soweit erforderlich ein Jahr.

Beispiel links: Die Bereitstellung von 1,0 TWh Biogas (Brennwert) erfordert eine äquivalente Anbaufläche für Nawaro von 24.000 ha.

Beispiel rechts: 1.000 kW elektrische Bemessungsleistung erfordern eine jährliche Methanmenge von 2,02 Mio m³.

¹ Im Folgenden wird ausgehend von der Bemessungsleistung stets eine um den Faktor 2,5 höhere installierte Leistung ausgewiesen. Dies entspricht ungefähr einer Verdoppelung der installierten Anlagenleistung aktuell (da die Anlagen im Schnitt ca. 7.000 Vollbenutzungsstunden vorweisen) und ist als Größe für den bis 2020 geschätzten möglichen Flexibilisierungsgrad als Durchschnitt des gesamten Biogas- und Biomethananlagenbestands zu sehen. Für manche Anlagen wird eine niedrigere Flexibilisierung erwartet, da diese aufgrund der Vor-Ort-Gegebenheiten z.T. keine Verdoppelung der Leistung realisieren können. Andere wiederum (insbesondere Biomethan) weisen im Portfolio eine Betriebsweise mit weniger Volllaststunden auf. Daher scheint eine Verdoppelung der heute typischerweise installierten Leistung im Vergleich zur Bemessungsleistung als angemessen.

Leitbild einer zukünftigen Biogas- / Biomethannutzung

Biogas und Biomethan (auf Erdgasbeschaffenheit aufbereitetes Biogas) tragen zunehmend zur Bereitstellung erneuerbarer Energie (EE) bei. Im Vergleich zu fossilen Energieträgern ermöglichen sie die Bereitstellung von Endenergie mit deutlich geringeren Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen). Zusätzlich sind Strombereitstellungsanlagen auf der Basis von Biogas und Biomethan in der Lage, auf den Strombedarf in Abhängigkeit der Stromproduktion aus fluktuierenden EE zu reagieren und mit Systemdienstleistungen zur Versorgungssicherheit beizutragen. Dabei ist die Nutzung von Energiepflanzen für die Biogasproduktion umstritten. Insbesondere steht der Maisanbau im Mittelpunkt der Diskussion sowie die mit der Biogaserzeugung aus Anbaubiomasse verbundenen Kosten für die EEG-Umlage. Aus dieser Diskussion heraus wird vielerseits die Forderung gestellt, den Ausbau bzw. den Zubau weiterer Stromerzeugungsanlagen, die Biogas oder Biomethan einsetzen, zu beenden bzw. stark zu reduzieren.

Vor diesem Hintergrund ergeben sich Leitplanken für die weitere Entwicklung der Biogas- und Biomethannutzung bis 2020. Diese werden in folgenden Leitsätzen zusammengefasst:

Biogas und Biomethan können sehr effizient zur gleichzeitigen Strom- und Wärmeproduktion genutzt werden. Aus Sicht des Minderungspotenzials an Treibhausgasemissionen sollten Biogas und Biomethan **möglichst in der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)** verwendet werden. Somit wird sichergestellt, dass mit der eingesetzten Biomasse die höchst mögliche THG-Minderung erzielt wird und die Biomasse mit sehr hohen Gesamtwirkungsgraden genutzt wird (z.T. > 90 % bezogen auf den Brennwert).

Die **Nutzung von Biomethan als Kraftstoff** hat nach der Nutzungsoption im KWK-Bereich zweite Priorität, wengleich das Nutzungspotential aktuell durch die geringe Anzahl von Erdgasfahrzeugen begrenzt ist. Das zukünftige Potenzial, Biomethan im Kraftstoffsektor einzusetzen, ist somit stark von der Entwicklung der Erdgasfahrzeugflotte abhängig.

Biomethan kann auch direkt zur Wärmeversorgung ohne gleichzeitige Stromproduktion genutzt werden. Dies stellt aber heute und auch mittelfristig den Nutzungspfad mit der geringsten THG-Minderung dar.

Die Verstromung von Biogas am Ort der Erzeugung kann kostengünstiger realisiert werden, als die Stromerzeugung aus Biomethan, für die der Aufwand der Aufbereitung, Netzeinspeisung und des Gastransports zusätzlich erforderlich ist. Der Vorteil von **Biomethan im Vergleich zur**

Vor-Ort-Verstromung (VOV) von Biogas ist aus THG-Minderungssicht dann gegeben, wenn die Abwärme bei der Stromerzeugung der VOV nicht ausreichend (mind. 50 %) genutzt werden kann.² Die durch Biomethan-BHKW-Anlagen produzierte Wärme wird aktuell stets vollständig genutzt. Die Biomethan-KWK-Wärme trägt zur Substitution fossiler Energieträger, die i.d.R. zur Wärmeversorgung genutzt werden, bei. Die durch VOV-Anlagen produzierte und von Wärmesenken genutzten Wärmemengen tragen nicht in jedem Fall vollständig zur Verdrängung fossiler Energie bei. So entstanden in den letzten Jahren aufgrund der „Biogaswärme“ neue Wärmesenken, die oft mit fossiler Energie ökonomisch nicht betrieben werden könnten. Dieser Vorteil der Biomethan-KWK-Anlagen gegenüber VOV-Anlagen ist aber stark von den lokalen Randbedingungen abhängig. Die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan liefert darüber hinaus die Flexibilität, das aufbereitete Biogas auch dem Kraftstoffsektor zuzuführen.

Die **Biogasanlagenhersteller** von VOV- und Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland haben eine **weltweit führende Rolle in den letzten Jahren aufgebaut** und exportieren zunehmend ihre Erfahrungen ins Ausland. Dieses über lange Zeit aufgebaute Wissen und die Innovationskraft sollten weiter genutzt werden. Die Branche ist die Grundlage für eine effiziente Nutzung organischer Reststoffe, tierischer Exkremente, aber auch Energiepflanzen weltweit.

Die Biogasproduktion und -nutzung selbst weist sehr positive und nachhaltige, größtenteils regionale Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte auf. Hier spielen der effiziente Betrieb der Anlage, die Biomassebereitstellung, der Service (BHKW, Biogasproduktionsanlage), die biologische aber auch kaufmännische Betreuung eine wichtige Rolle.

In den Jahren 2005, 2006 und 2009 bis 2011 gab es einen Zubau von jährlich mehr als 500 bis zu 1.000 VOV-Biogasanlagen. Seit Anfang 2012 setzte ein Konsolidierungsprozess auf ein Niveau von rund 300 Anlagen/a ein. Bis heute sind außerdem ca. 150 Biomethanproduktionsanlagen in Betrieb genommen worden. Es gab ab 2009 einen stetigen Zubau von ca. 30 Anlagen pro Jahr. Die zukünftige Entwicklung sollte so gestaltet werden, dass die innovativsten und effizientesten Unternehmen gestärkt hervorgehen können. Ein vollständiger Stopp des nationalen Zubaus von VOV-Biogasanlagen und Biomethanproduktionsanlagen birgt die große Gefahr, dass über Jahre aufgebautes Wissen verloren geht und Know-How ins Ausland abwandert. Es ist nicht zu erwarten, dass sich die Erschließung von Auslandsmärkten durch Unternehmen realisieren lassen, die abgesehen vom gelegentlichen Repowering keinen nationalen Markt als Basis zur Verfügung haben.

² Weitere Ausführungen hierzu im Dossier „Ist-Stand der Biomethannutzung“

Aufgrund dessen wird empfohlen, einen Ausbaurridor festzulegen, der alle relevanten Aspekte ausreichend berücksichtigt:

- a) Bedenken bezüglich des Anbaues von Energiepflanzen
- b) Kosten für die Energiewende bzw. der EEG-Umlage
- c) Nachhaltige Konsolidierung des Wissensvorsprunges der Herstellerbranche
- d) Beitrag zur Transformation des Energiesystems

Der Anbau **von Energiepflanzen**, wie auch der Pflanzenanbau insgesamt erfolgt unter Wahrung von Natur- und Umweltschutzanforderungen. Dabei ist die Schutz- und Erholungsfunktion des Naturraumes berücksichtigt (z.B. Biodiversitätsziele, Klimaschutz und Wasserschutz), wenn unterstellt wird, dass die grundlegenden Anforderungen durch Cross Compliance ausreichen.

Legt man als Zielstellung die kalkulatorische nationale Selbstversorgung mit Agrarprodukten zugrunde, ist eine zusätzliche Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen zur Biogas- und Biomethanproduktion nachhaltig möglich. Der weitere **Ausbau** der Biogasproduktion in Deutschland sollte allerdings **räumlich differenziert** erfolgen, da ein weiterer Zubau unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeitsaspekten (Monokultur, Fruchtfolge, Grundwasserschutz, Erosion, Humusverlust, usw.) in einigen Regionen nicht mehr sinnvoll erscheint.³ Geeignete Instrumente sind zu entwickeln, um den Anlagenzubau regional zu steuern. Derartige Instrumente könnten in der Regionalplanung verankert werden. Dabei sollten einheitliche Nachhaltigkeitskriterien angestrebt werden, die zwingend gleichermaßen für den Energiepflanzenanbau und konventionelle Anbaukulturen gelten.

Sowohl Neubau, Ausbau als auch Umbau des Anlagenbestandes muss sich an den **Anforderungen des sehr dynamisch entwickelnden Strommarktes** orientieren. Insbesondere die Bereitstellung von flexiblen Stromerzeugungskapazitäten zur Reaktion auf schnelle Erzeugungsänderung durch die fluktuierenden erneuerbaren Energien (fEE) hat für den Ausbau der Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan große Bedeutung. Der besondere Wert von Strom aus Biogas und Biomethan im Energiesystem liegt in der bedarfsorientierten Bereitstellung des Stroms. Ein Ausbau von Stromerzeugungsanlagen, die in Grundlast den Strom bereitstellen und zunehmend als störende Must-Run-Units fungieren, sollte nicht forciert werden. Darüber hinaus können mit Biogas und Biomethan betriebenen BHKW Systemdienstleistungen bereitgestellt werden, insbesondere auch in Phasen während andere fEE

dazu nicht in der Lage sind (d.h. wenn kein Wind weht und keine Sonne scheint).

Die Erlöse lastabhängiger Strombereitstellung am Markt und für Systemdienstleistungen (SDL) können heute nur zu einem gewissen Anteil zur Kompensation der zusätzlichen Investitionen und Betriebskosten für die Flexibilisierung der Anlagen beitragen. Bis 2020 wird maximal eine leichte Steigerung der Erlöspotenziale für die Anlagen erwartet, da eine weitere Optimierung der Anlagentechnik und der erlösoptimierten Betriebsweise vorgenommen wird.

Während heute und auch in Zukunft im Wesentlichen Regelleistung in einem begrenzten Volumen nachgefragt wird, ist mit einer nennenswerten Steigerung der Nachfrage an bedarfsorientierter, flexibel nutzbarer Erzeugungskapazität insbesondere dann zu rechnen, wenn der fEE-Anteil weiter steigt und die Stromproduktion mittels Kernenergie eingestellt wird.

Bereits heute kommt der flexiblen Strombereitstellung aus Biogas und Biomethan allerdings eine besondere Rolle zu, da diese neben Wasserkraft und Geothermie, welche nur vergleichsweise geringe Potenziale vorweisen, die einzige Option der Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien ist, welche zukünftig effizient und erneuerbar positive Regelleistung bereitstellen kann. Darüber hinaus scheint nach den Einschätzungen des Fraunhofer IWES die flexible Strombereitstellung aus Biogas und Biomethan zur Reduzierung von (mit fossilen Brennstoffen betriebenen) Must-Run-Units beizutragen. Dies trägt indirekt zu einer Flexibilisierung des Stromerzeugungssystems und somit zu einer Integration der fEE bei.

³ Die negativen Effekte des Pflanzenanbaus gelten allerdings grundsätzlich für jegliche Form des Agrarpflanzenanbaus, sei es zur energetischen Nutzung, als Nahrungs- oder als Futtermittel.

Ausbaukorridor für Biogas / Biomethan

Vor dem Hintergrund der im vorhergehenden Abschnitt definierten Leitplanken für die zukünftige Entwicklung und der technischen Potenziale der Biogasproduktion in Deutschland wird von den am Vorhaben beteiligten Experten eingeschätzt, dass **ein weiterer Ausbau und Umbau der Biogas- und Biomethanproduktion in Deutschland sinnvoll und machbar ist.**

Im Folgenden wird von einem Entwicklungskorridor ausgegangen, in dem das **technische Potenzial⁴** der für eine **Biogasproduktion** verfügbaren Reststoffe und Abfälle in großem Umfang erschlossen wird. Hinsichtlich des Einsatzes von Energiepflanzen wird unterstellt, dass weiterhin eine Zunahme des Anbaus für die Biogasproduktion erfolgt. Ausgehend von den technischen und nachhaltigen Potenzialen könnten bis 2020 0,5 bis 1 Mio ha mehr Agrarfläche für die Substratversorgung von Biogasanlagen erschlossen werden.⁵ Damit ergeben sich folgende Ergebnisse:

Tabelle 1: Realistisch über die bisher in der Nutzung befindlichen zusätzlich nachhaltig erschließbaren Biogaspotenziale 2020

| Biomasseherkunft | Potenzial 2020 (Min-Max) ⁶ |
|---|--|
| Industrielle Reststoffe | 0,5 TWh _{H₂} /a |
| Landschaftspflegematerial | 0,5 TWh _{H₂} /a ⁷ |
| Kommunale Abfälle | 1,5 - 3,7 TWh _{H₂} /a |
| Klärschlamm (Klärgas), Deponiegas zusätzlich ⁸ | 1 TWh _{H₂} /a |
| Tierische Exkrementen | 10 TWh _{H₂} /a |
| Energiepflanzen | 22,9 - 45,8 TWh _{H₂} /a ⁹ |
| Gesamt | 36,4 – 61,5 TWh _{H₂} /a (3,0-5,1 Mrd. m ³ CH ₄ ; 13,2-22,2 TWh _{el} ; BL: 1,5-2,5 GW _{el} ; 0,8-1,3 Mio ha ^{NaWarro, Aq.}) |

⁴ Eine Abgrenzung der verschiedenen Potenzialbegriffe erfolgte im Dossier IVa: „Potenziale der Biomethangewinnung und -nutzung“.

⁵ Ausgehend von einem maximalen Ausbau des Energiepflanzenanbaus auf 1,5 Mio. ha (siehe Dossier Biogas aus Energiepflanzen¹⁰) und ohne Rücksicht auf die Zubaubegrenzung nach dem EEG 2014

⁶ Die Min-Max Bandbreite wird nur für Energiepflanzen und kommunale Abfälle angegeben. Es wird davon ausgegangen, dass die Reststoffe aufgrund der unstrittig positiven Umweltwirkungen und des Bedarfes an erneuerbaren Energieträgern in weitestgehend erschlossen werden.

⁷ Technisches Potenzial (inkl. bereits genutzter Mengen): 1,7 TWh_{H₂}. Bei bereits 0,6 TWh_{H₂} in der Nutzung verbleiben gut 1 TWh_{H₂}. Schätzungsweise die Hälfte kann noch erschlossen werden. Quelle: FNR (2014). Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung.

⁸ Deponiegas wird hier im Weiteren nicht mehr erwähnt, da die Deponiegasmengen in Deutschland aufgrund des Stopps der Verbringung organischer Abfälle auf Deponien zukünftig erheblich zurück gehen werden.

⁹ Ohne die Berücksichtigung von spez. Ertragssteigerungen auf den bis 2020 zusätzlich verfügbaren Flächen, durch die das Potenzial aus Energiepflanzen um zusätzlich 8 % bis 2020 anwachsen könnte.

Ausgehend von den oben dargestellten Ausbaupotenzialen stellt sich die Frage, in welcher Form das potenziell produzierbare Biogas einer **Anwendung** zugeführt werden wird. Bei der Einschätzung wird von folgenden Voraussetzungen ausgegangen:

- Es werden unverändert die gesetzlichen Rahmenbedingungen mit Stand Anfang 2014 angenommen (d.h. insbesondere die Vergütung nach dem EEG vor dessen Novellierung in 2014).
- Das im Projekt identifizierte Potenzial an VOV-Anlagen zur Umstellung auf die Biomethannutzung wird teilweise¹⁰ erschlossen (4,7 TWh_{H₂}/a).¹¹ Der Umbau des Anlagenbestandes findet dabei neben Einzelanlagen im Abfall- und Klärgasbereich bei der Nutzung von Energiepflanzen zur Strom- bzw. Gasproduktion statt.
- Dabei ist zu berücksichtigen, dass sowohl im Abfall- als auch im Klärgasbereich vorwiegend Neuanlagen entstehen werden und Erweiterungen eher begrenzt zu erwarten sind. Im Klärgasbereich wird der Fokus dabei auf jeden Fall vollständig bei der VOV liegen, da die großen Kläranlagen bereits Klärgasproduktion betreiben.
- Für tierische Exkrementen wird erwartet, dass die zusätzlichen Potenziale weitgehend (zu ca. 70 %) durch neue VOV-Anlagen erschlossen werden.
- Der Zubau zusätzlicher Biogasproduktionsleistung aus nachwachsenden Rohstoffen wird so erwartet, dass ca. ein Drittel des Zubaus durch Anlagenerweiterung (davon zwei Drittel VOV und ein Drittel Umstellung auf Biomethanproduktion und Gasnetzeinspeisung), ca. ein Drittel des Zubaus durch VOV-Neuanlagen und ca. ein Drittel des Zubaus durch Biomethan-Neuanlagen erfolgt.

Die Experten sind sich einig, dass im Fall von etwa gleichbleibenden Vergütungen allein aufgrund der steigenden Komplexität der Erschließung neuer Standorte und der hohen Substratpreise am Markt ein Ausbau von insgesamt rund 300 MW_{el, BL} Stromerzeugungskapazität jährlich bei gleichbleibenden Vollastbenutzungsstunden zu erwarten wäre. Aus gleichen Gründen und verstärkt durch die Novellierung und Degression der Vergütungen im EEG 2012 ist davon auszugehen, dass sich der absolute Ausbau zwischen 2013 und 2020 weiter verlangsamen, eine Marke von 100 MW_{el, BL} pro Jahr jedoch kaum unterschreiten würde. Diese Erwartungen liegen innerhalb des betrachteten Ausbaukorridors.

Es ist zu erwarten, dass Biomethanproduktionsanlagen besonders stark von der Novellierung und Degression betroffen wären, insbesondere durch die als gering

¹⁰ Das unter aktuellen Rahmenbedingungen aus betriebswirtschaftlicher Sicht sinnvolle Potenzial liegt bei einer Bemessungsleistung von rund 600 MW_{el}. (Vgl. Dossier „Ist-Stand der Biomethannutzung“). Wenn man nur die aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvoll umrüstbaren Anlagen berücksichtigt, sind es nur ca. 300 MW_{el}. Realistisch scheint, dass davon ca. 250 MW_{el} umgestellt werden könnten.

¹¹ Dies schließt den Zubau von Biomethankapazitäten durch Anlagenerweiterungen von VOV mit gleichzeitiger Umrüstung zu Aufbereitungsanlagen noch nicht ein.

erwarteten Kostensenkungspotenziale. Dies werden auch die zu erwartenden Effizienzsteigerung der Technologie der Biogasaufbereitung und –einspeisung nicht kompensieren können. Die stärkere Abhängigkeit von Agrarmarktentwicklungen gilt als die wichtigste Einflussgröße und kann die möglichen Kostensenkungen schnell kompensieren.

Tabelle 2: Entwicklung der Biogasnutzung bei weitgehend unveränderten Rahmenbedingungen im Vergleich zum Stand Anfang 2014 - Zunahme nach Sektoren 2013-2020

| Nutzungsform | Biogasnutzung 2013 bis 2020 (Min-Max) ¹² |
|---|--|
| <u>Biogas</u> aus Erweiterung Anlagenbestand Vor-Ort-Verstromung | ABF: 0,2 - 0,4 TWh _{H₂} /a KG: 0,1 TWh _{H₂} /a GE: 2,3 TWh _{H₂} /a EP: 4,9 – 9,9 TWh _{H₂} /a Summe: 7,6 – 12,7 TWh_{H₂}/a (0,6-1,1 Mrd. m ³ _{CH₄} ; 2,8-4,6 TWh _{el} ; BL: 0,3-0,5 GW _{el} ; 0,17-0,28 Mio ha _{Nawaro,Äq.}) |
| <u>Biogas</u> aus Neuanlagen Vor-Ort-Verstromung | ABF: 1,5 - 2,8 TWh _{H₂} /a KG: 0,9 TWh _{H₂} /a GE: 7 TWh _{H₂} /a EP: 8 - 16 TWh _{H₂} /a Summe: 17,4 – 26,7 TWh_{H₂}/a (1,5-2,2 Mrd. m ³ _{CH₄} ; 6,3-9,7 TWh _{el} ; BL: 0,7-1,1 GW _{el} ; 0,38-0,58 Mio ha _{Nawaro,Äq.}) |
| <u>Biomethan</u> aus Umbau Anlagenbestand – Biogasaufbereitung und Einspeisung (ohne zusätzliche Potenzialerschließung bzw. Anlagenerweiterung) | ABF: 0,3TWh _{H₂} /a KG: 0,3 TWh _{H₂} /a GE: 0,1 TWh _{H₂} /a EP: 4 TWh _{H₂} /a Summe: 4,7 TWh_{H₂}/a (0,4 Mrd. m ³ _{CH₄} ; 1,7 TWh _{el} ; BL: 0,19 GW _{el} ; 0,1 Mio ha _{Nawaro,Äq.}) |
| <u>Biomethan</u> aus Erweiterung Anlagenbestand – Biogasaufbereitung und Einspeisung (nur zusätzliche Potenzialerschließung) | ABF: 0,2 - 0,4 TWh _{H₂} /a KG: 0 TWh _{H₂} /a GE: 0,2 TWh _{H₂} /a EP: 2,5 – 5,0 TWh _{H₂} /a Summe: 2,9 – 5,7 TWh_{H₂}/a (0,2-0,5 Mrd. m ³ _{CH₄} ; 1,1-2,1 TWh _{el} ; BL: 0,1-0,2 GW _{el} ; 0,06-0,13 Mio ha _{Nawaro,Äq.}) |
| <u>Biomethan</u> aus Neuanlagen – Biogasaufbereitung und Einspeisung | ABF: 0,6 - 1,1 TWh _{H₂} /a KG: 0 TWh _{H₂} /a GE: 0,5 TWh _{H₂} /a EP: 7,4 - 14,9 TWh _{H₂} /a Summe: 8,5 - 16,5 TWh_{H₂}/a (0,7-1,4 Mrd. m ³ _{CH₄} ; 3,1-6,0 TWh _{el} ; BL: 0,4-0,7 GW _{el} ; 0,19-0,36 Mio ha _{Nawaro,Äq.}) |

ABF: aus Abfällen aus Industrie und Kommunen; KG: aus Klärgas; GE: aus Gülle und anderen Exkrementen; EP: aus Energiepflanzen

Das zu Biomethan aufbereitete Biogas kann sehr unterschiedlich genutzt werden. Unter der Annahme, dass

¹² Die Min-Max Bandbreite wird nur für Energiepflanzen angegeben. Es wird davon ausgegangen, dass die Reststoffe aufgrund der unstrittig positiven Umweltwirkungen und des Bedarfes an erneuerbaren Energieträgern in jedem Falle weitestgehend erschlossen werden.

die Rahmensetzung mit Stand Anfang 2014 in etwa unverändert bleibt, ist davon auszugehen, dass sich die Biomethannutzung unter folgenden Prämissen weiterentwickelt:

- Aufgrund der klaren Priorisierung der Kraft-Wärme-Kopplung wird unterstellt, dass auch zukünftig wesentliche Mengen des Nawaro- und Gülle-Biomethans (90 %) in den KWK-Sektor geleitet werden (je 5 % in Kraftstoff- und Wärmepfad).
- Es ist zu erwarten, dass die Biomethanpotenziale aus dem Reststoffsektor vor dem Hintergrund der europäischen Biokraftstoffpolitik zu wesentlichen Teilen als Kraftstoff genutzt werden (80 % Reststoff-Biomethan, 20 % in den Wärmesektor).
- Ein wesentlicher Teil des Biomethans aus Klärgas (80 %) wird wahrscheinlich weiterhin in den Wärmemarkt fließen (20 % in den Kraftstoffsektor)¹³.

Die daraus resultierenden Erwartungen für 2020 werden in nachstehender Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 3: Nutzungspfade des zusätzlich zum heute verfügbaren Biomethan produzierten Biomethans in 2020 - bei weitgehend unveränderten Rahmenbedingungen im Vergleich zum Stand Anfang 2014

| Nutzungspfad | Potenzial 2020 (Min-Max) ¹⁴ |
|----------------------|---|
| Kraft-Wärme-Kopplung | ABF: 0 TWh _{H₂} /a KG: 0 TWh _{H₂} /a GE: 0,7 TWh _{H₂} /a EP: 12,7 – 21,8 TWh _{H₂} /a Summe: 13,4 – 22,5 TWh_{H₂}/a (1,1-1,9 Mrd. m ³ _{CH₄} ; 4,9-8,1 TWh _{el} ; BL: 0,6-0,9 GW _{el} ; 0,29-0,49 Mio ha _{Nawaro,Äq.}) |
| Kraftstoff | ABF: 0,9-1,4 TWh _{H₂} /a KG: 0 TWh _{H₂} /a GE: 0,05 TWh _{H₂} /a EP: 0,6 – 1,1 TWh _{H₂} /a Summe: 1,55 – 2,55 TWh_{H₂}/a (0,1-0,2 Mrd. m ³ _{CH₄} ; 0,03-0,06 Mio ha _{Nawaro,Äq.}) |
| Wärmebereitstellung | ABF: 0,2-0,4 TWh _{H₂} /a KG: 0,3 TWh _{H₂} /a GE: 0,05 TWh _{H₂} /a EP: 0,6 – 1,1 TWh _{H₂} /a Summe: 1,15 – 1,85 TWh_{H₂}/a (0,1- 0,2 Mrd. m ³ _{CH₄} ; 0,04-0,05 Mio ha _{Nawaro,Äq.}) |

Summiert mit den bis 2012 bereits in Nutzung befindlichen Biogas- und Biomethanmengen ergibt sich aus dieser Projektion das in folgender Tabelle und in Abbildung 1 zusammengefasste Bild.

¹³ Dies könnte sich ändern, falls Klärgas zur Erfüllung der Biokraftstoffquote anerkannt werden würde, was bislang nicht der Fall ist.

¹⁴ Die Min-Max Bandbreite wird nur für Energiepflanzen angegeben. Es wird davon ausgegangen, dass die Reststoffe aufgrund der unstrittig positiven Umweltwirkungen und des Bedarfes an erneuerbaren Energieträgern in jedem Falle weitestgehend erschlossen werden.

Tabelle 4: Nutzungspfade von Biogas und Biomethan 2020 – Summe aus heute bereits erschlossenen und bis 2020 noch zu erschließenden Potenzialen bei weitgehend unveränderten Rahmenbedingungen im Vergleich zum Stand Anfang 2014

| Nutzungspfad | Ist 2012 in TWh _{HS} /a ¹⁵ | Min 2020 in TWh _{HS} /a | Max 2020 in TWh _{HS} /a |
|--------------------------------|---|---|--|
| Biogas-Vor-Ort-Verstromung | 75,3 ¹⁶ (6,3 Mrd. m ³ _{CH4} ; 27,2 TWh _{el} ; BL: 3,1 GW _{el} ; 1,65 Mio ha _{Nawaro,Äq.}) | 95,6 (8,0 Mrd. m ³ _{CH4} ; 34,5 TWh _{el} ; BL: 4,0 GW _{el} ; 2,09 Mio ha _{Nawaro,Äq.}) | 110,0 (9,2 Mrd. m ³ _{CH4} ; 39,8 TWh _{el} ; BL: 4,5 GW _{el} ; 2,40 Mio ha _{Nawaro,Äq.}) |
| Biomethan-Kraft-Wärme-Kopplung | 4,0 (0,3 Mrd. m ³ _{CH4} ; 1,5 TWh _{el} ; BL: 0,2 GW _{el} ; 0,09 Mio ha _{Nawaro,Äq.}) ¹⁷ | 17,4 (1,5 Mrd. m ³ _{CH4} ; 6,3 TWh _{el} ; BL: 0,72 GW _{el} ; 0,38 Mio ha _{Nawaro,Äq.}) | 26,5 (2,2 Mrd. m ³ _{CH4} ; 9,6 TWh _{el} ; BL: 1,1 GW _{el} ; 0,58 Mio ha _{Nawaro,Äq.}) |
| Biomethan-Kraftstoff | 0,4 (0,03 Mrd. m ³ _{CH4} ; 0,01 Mio ha _{Nawaro,Äq.}) | 1,95 (0,16 Mrd. m ³ _{CH4} ; 0,04 Mio ha _{Nawaro,Äq.}) | 2,95 (0,25 Mrd. m ³ _{CH4} ; 0,06 Mio ha _{Nawaro,Äq.}) |
| Biomethan-Wärmebereitstellung | 0,4 (0,03 Mrd. m ³ _{CH4} ; 0,01 Mio ha _{Nawaro,Äq.}) | 1,55 (0,13 Mrd. m ³ _{CH4} ; 0,03 Mio ha _{Nawaro,Äq.}) | 2,25 (0,19 Mrd. m ³ _{CH4} ; 0,05 Mio ha _{Nawaro,Äq.}) |

Es werden bereits ca. 80 TWh_{HS}/a Biogas in Deutschland genutzt. Davon wird ca. 5 % als Biomethan bereitgestellt. Eine Steigerung der Biogas-Vor-Ort-Verstromung um weitere 20-35 TWh_{HS}/a bis 2020 scheint realistisch erreichbar. Die Biomethannutzung kann von knapp 5 TWh_{HS}/a 2012 auf 20-32 TWh_{HS}/a bis 2020 zunehmen. Bei unveränderten Rahmenbedingungen im Vergleich zu Beginn des Jahres 2014 ist zu erwarten, dass vom Biomethan ca. 80 % in der KWK, ca. 10 % im Kraftstoffsektor und ca. 10 % zur reinen Wärmebereitstellung verwendet werden.

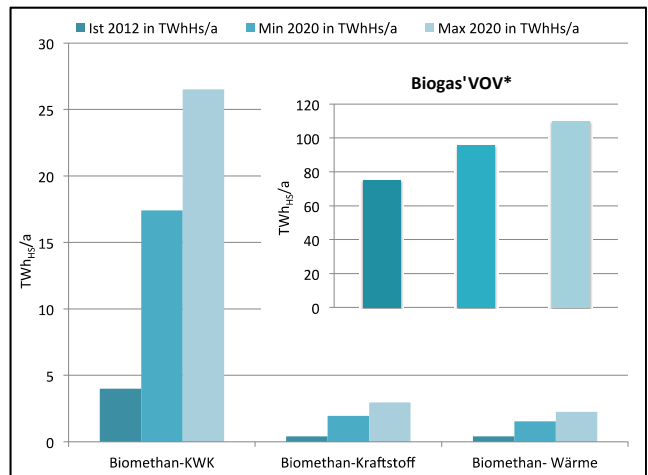


Abbildung 1: Nutzungspfade von Biogas und Biomethan 2020 – Summe aus heute bereits erschlossenen und bis 2020 noch zu erschließenden Potenzialen bei weitgehend unveränderten Rahmenbedingungen im Vergleich zum Stand Anfang 2014

Die in Tabelle 3 dargestellte mögliche Entwicklung bei in etwa unveränderten Rahmenbedingungen entspricht nahezu der im Leitbild (erster Abschnitt in diesem Dokument) empfohlenen zukünftigen Biomethannutzung. Um eine ökologisch und volkswirtschaftlich geringfügig verbesserte Nutzung zu erreichen, müssten folgende Änderungen in der Biomethannutzung bis 2020 erreicht werden:

- Biomethan aus Gülle und nachwachsenden Rohstoffen sollte aufgrund der mit der Bereitstellung verbundenen THG-Emissionen unbedingt in der Nutzungskette mit der höchsten Wertigkeit aus Klimaschutzsicht, der KWK (kombinierte Strom- und Wärmebereitstellung), Verwendung finden. Daher sollte die Nutzung derartigen Biomethans zur reinen Wärmeerzeugung auch zukünftig nicht gezielt gefördert werden, sofern die Rahmenbedingungen eines novellierten EEG auch zukünftig ausreichende Anreize zur Nutzung dieses Biomethans in der KWK zulassen.
- Auch Biomethan aus Abfallstoffen oder Klärschlamm sollte, wenn es denn in das Erdgasnetz eingespeist wird, zur gleichzeitigen Wärme- und Stromproduktion genutzt werden. Eine reine Wärmeerzeugung ist auch für dieses Gas mindestens bis 2020 aus Sicht der Minderung von THG nicht anzustreben.
- Biomethan wird seine Berechtigung auch im Kraftstoffmarkt haben. Dies ist tolerabel, da Biomethan bisher die aus Klimaschutzsicht beste erneuerbare Alternative zu den fossilen Kraftstoffen darstellt. Dabei ist es unerheblich, welche Herkunft das Biomethan aufweist: Aktuell wird politisch motiviert die Verwendung von Biomethan aus Reststoffen als Kraftstoff durch das Double-Counting über die Biokraftstoffquote doppelt gefördert. Über 2020 hinaus ist zu erwarten, dass der Kraftstoffpfad

¹⁵ Lt. BNetzA (2013) wurden von den bestehenden Anlagen 2012 4,8 TWh_{HS} Biomethan eingespeist. Es wird davon ausgegangen, dass der Anlagenbestand mit dieser Einspeiseleistung im Mittel weiterbetrieben wird. Ausgehend von den Daten des Biogasbarometers der DENA (1/2013; abgeleitet aus dem Verhältnis der Biomethanmengen, deren Nutzung bekannt ist) ist davon auszugehen, dass etwa 83 % in der KWK genutzt werden, etwa 10 % als Kraftstoff und 7 % im Wärmemarkt. Die vergleichsweise geringen Biomethanmengen, die ins Ausland exportiert und in Erdgasspeicher eingespeichert sind wurden hier vernachlässigt.

¹⁶ Biogas und Klärgas; Datenbasis: AgEE StAt, Erneuerbare Energien in Zahlen; Umrechnungsfaktor Energiemenge Brennwertbezogen – Strommenge: 0,329; abzüglich KWK-Biomethanmenge von 4 TWh_{HS}

¹⁷ Lt. AgEE Stat für 2012

für Biomethan aus Klimaschutzsicht relativ zu den anderen Pfaden an Vorzüglichkeit voraussichtlich zunimmt.¹⁸ Daher sollte dieser Markt und auch die Akzeptanz von Biomethan als Kraftstoff mit einem weiteren Ausbau weiterentwickelt werden.

- Die Verwendung von Biomethan zur reinen Wärmebereitstellung wird für Kunden mit einem besonderen ökologischen Bewusstsein und einer ausreichenden Zahlungsbereitschaft für den Aufpreis von Biomethan im Vergleich zu Erdgas auch zukünftig eine Rolle spielen. Darüber kann der Einsatz an (innerstädtischen) Orten oder Objekten mit hohem historischen Wert, die keine erneuerbare Alternative für die Wärmebereitstellung zulassen, durchaus sinnvoll sein. Daher ist davon auszugehen, dass Biomethan aus Klärschlämmen und / oder Abfallstoffen hier einen – wenn auch mengenmäßig untergeordneten - Absatzweg finden kann.

Hinsichtlich des Nutzungstrends der Bestandsanlagen ist festzuhalten, dass der Hauptfokus, die Nutzung in KWK, mit dem, im Rahmen des hier dokumentierten Projektes, entwickelten Leitbild harmoniert. Daher ist keine wesentliche Umsteuerung der Verwendung des Biomethans erforderlich. Allein die geringe Biomethanmenge zur reinen Wärmebereitstellung sollte reduziert und in den KWK-Markt umgelenkt werden. Ein Eingriff in den Anlagenbestand scheint vor diesem Hintergrund nicht erforderlich. Aus THG-Minderungs-Sicht sollte eine Anreizsetzung für die Biomethanverwendung zur reinen Wärmebereitstellung nicht aktiv generiert werden, wengleich dem umweltbewussten Kunden diese Option nicht gänzlich verwehrt werden kann und sollte.

Aus THG-Minderungs-Sicht sollte zukünftig eine deutlichere Lenkung der Biomethannutzung in die KWK erfolgen. Generelle Anreize für die Biomethannutzung zur reinen Wärmebereitstellung sind zu vermeiden. Nur in Fällen, in denen keine anderen Optionen der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien oder Effizienzmaßnahmen umsetzbar sind, kann die Wärmebereitstellung aus Biomethan sinnvoll zur Erreichung der Klimaschutzziele beitragen.

¹⁸ Dies resultiert aus der Tatsache, dass die THG-Einsparungen insbesondere im Stromsegment aufgrund des wachsenden Anteils erneuerbarer Energien und der damit einhergehenden Verringerung der spezifischen THG-Emissionen im Strommix abnehmen.

Realisierung des Ausbauridors

Der abgeleitete und vorgestellte Ausbaurridor stellt im Vergleich zum Ausbau der Biogas- und Biomethanproduktion der letzten Jahre eine massive Reduktion des Zubaus an Neuanlagen dar. Damit ist mit einem erheblichen weiteren **Umbau und Konsolidierung der Branche** zu rechnen (Vielzahl von Insolvenzen und Mitarbeiterfreisetzungen). Beispielsweise wären – bei Realisierung des Korridors – im Mittel über die nächsten acht Jahre jährlich ca. 140 MW_{el, BL} Zubau an neuen Vor-Ort-Verstromungsanlagen und ca. 90 MW_{el, BL} an Zubau der Biomethanbereitstellung für die Nutzung in der KWK (inkl. der Umrüstung von VOV-Anlagen) zu erwarten. Dies entspricht gegenüber dem Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2012 einem Einbruch um mehr als 60 % bei Vor-Ort-Verstromungsanlagen und der jährliche Anlagenzubau der Biomethanbereitstellung im Vergleich zu den Jahren 2011 und 2012 würde in etwa konstant bleiben (einschließlich auf Biogaseinspeisung umgestellter VOV-Anlagen).

Die Realisierung des erarbeiteten Ausbauridors erfordert einen jährlichen Zubau von ca. 140 MW_{el, BL}¹⁹ an neuen Vor-Ort-Verstromungsanlagen und ca. 90 MW_{el, BL}²⁰ an Zubau der Biomethanbereitstellung für die Kraft-Wärme-Kopplung.

Die **Begrenzung des Wachstums** kann durch die Vorgabe knapp bemessener Vergütungssätze für Strom aus Biogas und Biomethan erreicht werden. Dabei ist es allerdings sehr schwer, die Vergütungen treffsicher auf einen gewünschten Ausbau auszurichten. In die Betrachtung gilt es, neben Neuanlagen auch erweiterte Bestandsanlagen einzuschließen. Für den Fall einer Begrenzung des Zubaus (beispielsweise durch eine Deckelung der geförderten Strommenge bzw. Anlagenleistung) ist es wichtig, zu beachten, dass bei der Definition der Begrenzung eine Unterscheidung zwischen Umrüstung (insbesondere Flexibilisierung) und Neubau sowie installierter Leistung und Bemessungsleistung erfolgt.

Der **Einsatz von Energiepflanzen** ist für diesen skizzierten Ausbau unabdingbar. Er muss unter Berücksichtigung der Natur- und Umweltschutzziele erfolgen. Deshalb sollte eine regionale Steuerung des Zubaus etabliert werden. Der

Einsatz von Anbaukulturen, die aus Naturschutzsicht positive Wirkungen zeigen, sollte verstärkt ermöglicht werden. Trotzdem ist zu erwarten, dass Mais aus betriebswirtschaftlichen Gründen bei gleichbleibenden Rahmenbedingungen weiterhin mit ca. 70 - 80 % energetischem Anteil an den Energiepflanzen die dominierende Kultur für Biogasanlagen bleiben wird. Eine Begrenzung des Anteils von Mais an den Substraten für eine Biogasanlage führt nicht zu positiven Effekten hinsichtlich der THG-Minderung und der Biodiversität. Diesbezüglich kann eine Begrenzung des auf die regionale Anbaufläche bezogenen Maisanteils positiv wirken.

Der Einsatz von Energiepflanzen ist für den skizzierten Ausbau unabdingbar. Mais wird dabei weiterhin die dominierende Anbaukultur bleiben. Eine Begrenzung des Maisanteils führt nicht zu einer THG-Minderung.

Der spezifische **Förderbedarf** wird vor dem Hintergrund technologischer Effizienzsteigerungspotenziale einerseits und steigender technischer Anforderungen sowie nicht zu erwartender Kostenreduktionspotenziale bei der Energiepflanzenbereitstellung bis 2020 andererseits nur geringfügig sinken können. Eine Reduktion des spezifischen Förderbedarfes für die Bereitstellung von Strom aus Biogas/Biomethan von unter 10 % sowohl für Neuanlagen als auch für Anlagenerweiterungen scheint realistisch. Ein für die EEG-Umlage kostenneutraler Ausbau der Biogasnutzung ist bei aktueller Berechnungssystematik nicht zu erwarten. Eine Reduktion der EEG-Umlagekosten ist nur durch eine Reduktion der Förderung von Strom aus Bestandsanlagen realisierbar. Hierbei gilt es allerdings unbedingt den Bestandsschutz der Anlagen zu wahren.

Ein Ausbau der Biogas- und Biomethannutzung ist nur möglich, wenn die spezifische Förderung schätzungsweise nicht stärker als 10 % im Vergleich zur Situation Anfang 2014 abgesenkt wird.

Von größter Bedeutung ist aber die **Effizienzsteigerung zur Ausnutzung des Energiegehaltes im Biogas / Biomethan**. Strom aus VOV-Anlagen sollte daher sowohl bei Neuanlagen als auch bei Anlagenerweiterungen nur dann gefördert werden, wenn sichergestellt wird, dass große Teile der anfallenden Wärme sinnvoll, d.h. zur Substitution fossiler Energieträger, genutzt wird. Dies muss die Optionen von Rohbiogasleitungen und den Ausbau von Nahwärmenetzen einschließen. Mit dieser Forderung

¹⁹ entspricht 3,6 TWh_{H₂}/a; 0,3 Mrd. m³CH₄; 1,3 TWh_{el}; 0,08 Mio. ha_{Nawaro, Ag.}

²⁰ entspricht 2,4 TWh_{H₂}/a; 0,2 Mrd. m³CH₄; 0,9 TWh_{el}; 0,05 Mio. ha_{Nawaro, Ag.}

verbundene Risiken für die Anlagenfinanzierung, aufgrund der zusätzlichen Gefahr des Wegfalls des Wärmeabnehmers, müssen aber berücksichtigt werden. Ein rein wärmegeführter Anlagenbetrieb, wie er für Biomethan-BHKW beansprucht wird, kann für viele VOV-Anlagen nicht ohne deutliche Mehrkosten umgesetzt werden. Die Wärmeerlöse müssen dabei einen relevanten Beitrag zur Finanzierung der Biogasproduktion leisten. Zielführend wäre z.B. ein höherer Wert der EE-Wärme gegenüber der fossilen Wärmemengen. So könnten die Kosten für die Stromproduktion gesenkt und die zusätzliche Bereitstellung von EE-Wärme bei der Biogasverstromung einen Wert erhalten.

Die wesentliche zukünftige Existenzberechtigung von Biogas- und Biomethananlagen - mit dem Bedarf vergleichsweise hoher spezifischer Vergütungen für die Strombereitstellung - besteht in ihrem Beitrag zur gesicherten Stromversorgung durch die steuerbare Stromerzeugung zur Residuallastversorgung und der Bereitstellung von SDL. Um dies sicherzustellen muss die **Flexibilisierung** von Neu- und Bestandsanlagen vorangetrieben werden. Die Anlagen müssen somit aus dem heute üblichen möglichst gleichmäßigen Betrieb in eine flexible Betriebsweise wechseln. Bis 2020 wird erwartet, dass die flexiblen Strommengen im Stromsystem vornehmlich einen Beitrag zur Vermeidung bzw. Reduzierung von sehr niedrigen bis hin zu negativen Preisen leisten sowie Systemdienstleistungen (vor allem Regelenergie) bereitstellen. Dazu sind BHKW auf Biogas- und Biomethan-Basis mit einer im Vergleich zur Bemessungsleistung deutlich höheren installierten Leistung zu etablieren. Für den Anlagenbestand sollten daher mit Kapazitätserweiterungen auch Steigerungen der Flexibilität des Betriebes einhergehen. Die Kosten für die Zusatzkapazität lassen sich heute noch nicht durch die Erlöse aus Systemdienstleistungen decken und liegen für die Flexibilisierung von Bestandsanlagen höher als für Neuanlagen.

Hinsichtlich der im Markt erforderlichen **Leistungsgröße für die Flexibilisierung** wird der Markt bis 2020 mit ca. 20 GW_{el} Leistung fossiler Must-Run-Units bedient, die z.T. substituiert werden könnten. Ausgehend von dem Ausbaurridor sollte vor diesem Hintergrund die Möglichkeit geschaffen werden, eine im Vergleich zur klassischen Auslegung 1,5- bis 3-fache Kapazität von Biogas- und Biomethan-BHKW zu schaffen. Damit könnten aus den Neuanlagen zwischen 2013 und 2020 1,0 bis 3,1 GW_{el} Leistung fossiler Must-Run-Units substituiert werden. Aus der entsprechenden Erweiterung der Kapazität des Anlagenbestandes könnten weitere 5 bis 10 GW_{el} Leistung ersetzt werden.

Die Flexibilisierung ist neben der Steigerung der Abwärmenutzung zur Substitution fossiler Energieträger die wichtigste Aufgabe bei der Optimierung von bestehenden Anlagen und beim Ausbau der Biogas- und Biomethan-basierten Kraft-Wärme-Kopplung.