

# Stellungnahme zum EEG 2017

**Mattes Scheftelowitz, Daniela Thrän, Jan Liebetrau, Volker Lenz, Markus Lauer, Martin Dotzauer, Jaqueline Daniel-Gromke, Janet Witt, Michael Nelles**

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum  
gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116  
04347 Leipzig

Tel.: +49 (0)341 2434-112  
Fax: +49 (0)341 2434-133

[www.dbfz.de](http://www.dbfz.de)  
[info@dbfz.de](mailto:info@dbfz.de)

Ansprechpartner:

-

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH  
Torgauer Straße 116  
04347 Leipzig  
Tel.: +49 (0)341 2434-112  
Fax: +49 (0)341 2434-133  
E-Mail: [info@dbfz.de](mailto:info@dbfz.de)  
Internet: [www.dbfz.de](http://www.dbfz.de)

**Mattes Scheftelowitz**

Tel.: +49 (0)341 2434-592  
E-Mail: [mattes.scheftelowitz@dbfz.de](mailto:mattes.scheftelowitz@dbfz.de)

In Kooperation mit:



**Prof Dr. Daniela Thrän**

Tel.: +49 (0)341 2434-435  
E-Mail: [daniela.thraen@ufz.de](mailto:daniela.thraen@ufz.de)

Erstelldatum:

26.04.2018

-

i.A. Mattes Scheftelowitz

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung .....</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Abbruch der Flexibilisierung von Bestandsanlagen verhindern.....</b>	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>Erhöhung des Wettbewerbs im Ausschreibungsverfahren .....</b>	<b>6</b>
3.1	Verlängerung des zweiten Vergütungszeitraumes bei vorzeitigem Wechsel .....	6
3.2	Streichung der 12-monatigen Wartefrist für Bestandsanlagen im Ausschreibungsverfahren .....	7
3.3	Erhöhung des Ausschreibungsturnus .....	7
3.4	Positionierung zur Abfallvergärung.....	7
<b>4</b>	<b>Güllevergärung außerhalb des Ausschreibungsverfahrens fördern .....</b>	<b>9</b>
<b>5</b>	<b>Technologiepfad erhalten - Verlängerung des Ausbauridors.....</b>	<b>9</b>
<b>6</b>	<b>Förderung für Kleinanlagen .....</b>	<b>10</b>
<b>7</b>	<b>Sektorkopplung anreizen.....</b>	<b>11</b>
<b>8</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>12</b>

## 1 Einleitung

Mit dem EEG 2017 wurde die zukünftige Förderung von Biomasseanlagen, zusammen mit Photovoltaik- und Windkraftanlagen, auf ein Ausschreibungsverfahren umgestellt. Im Gegensatz zu Wind- und Photovoltaik-Anlagen, können sich bei der Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse jedoch auch Bestandsanlagen für einen zweiten Förderzeitraum bewerben. Um einen Förderanspruch für weitere 10 Jahre zu erwerben, müssen die Anlagen verschiedenste Voraussetzungen erfüllen. Dazu gehören unter anderem Vorgaben zur Flexibilisierung und zum Substrateinsatz in Biogasanlagen (sinkender Maisdeckel).

Im September 2017 wurde die erste Ausschreibungsrunde für Bioenergieanlagen durchgeführt. Unter anderem aufgrund der langen durchschnittlichen Vergütungs-Restlaufzeit der meisten Bioenergieanlagen war das Interesse noch verhalten. Das Ausschreibungsvolumen betrug ca. 122 MW<sub>el</sub> installierte Leistung. Von 33 Geboten mit einem Volumen von rund 41 MW<sub>el</sub> erhielten 24 Gebote mit einem Volumen von rund 28 MW<sub>el</sub> einen Zuschlag.

Obwohl das Volumen in der ersten Ausschreibungsrunde nicht ausgeschöpft wurde, lassen sich aus den ersten Erfahrungen bereits Änderungsvorschläge zur Verbesserung des Ausschreibungsdesigns ableiten. Ziel sollte sein, den Wettbewerb innerhalb der Ausschreibungen für Biomasseanlagen zu erhöhen und Perspektiven für die Entwicklung des Anlagenbestandes aufzuzeigen. Die Änderungsvorschläge werden nachfolgend kurz dargestellt.

## 2 Abbruch der Flexibilisierung von Bestandsanlagen verhindern

Seit 2012 können Bestandsanlagen eine Flexibilitätsprämie erhalten. Dazu müssen sie zusätzliche installierte Leistung bereithalten, um auf Preissignale des Strommarktes reagieren zu können. Zur Flexibilisierung müssen die Anlagen eine Präqualifikation durchlaufen, in der die Steuerbarkeit der Anlage geprüft wird. Mit dem EEG 2014 wurde für Neuanlagen eine Flexibilisierung verpflichtend eingeführt. Dabei muss die installierte Leistung mindestens der doppelten Bemessungsleistung entsprechen. Neuanlagen erhalten dafür einen Flexibilitätszuschlag. Bestandsanlagen können weiterhin die Flexibilitätsprämie des EEG 2012 in Anspruch nehmen. Bestandsanlagen, die über die Ausschreibungen des EEG 2017 in eine zweite Förderperiode wechseln bekommen, wie im EEG 2014, die Hälfte der möglichen Jahresvolllaststunden vergütet und müssen daher entweder ihre bisherige Bemessungsleistung absenken oder ihre installierte elektrische Leistung entsprechend erhöhen. Seit Inkrafttreten des EEG 2014 (am 01.08.2014) besteht für die im Zuge der Flexibilisierung errichtete zusätzliche Leistung ( $P_{\text{Zusatz}}$  i.S.d. EEG 2017 Anlage 3 (zu § 50b)) eine Obergrenze von 1.350 MW<sub>el</sub>. Anlagen die die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen wollen, müssen ihre Leistungsänderung im Anlagenregister der BNetzA anmelden. In Abbildung 2-1 ist der monatliche Zubau von flexibler zusätzlicher Leistung dargestellt. Der Zubau hat in den letzten Jahren stetig zugenommen.

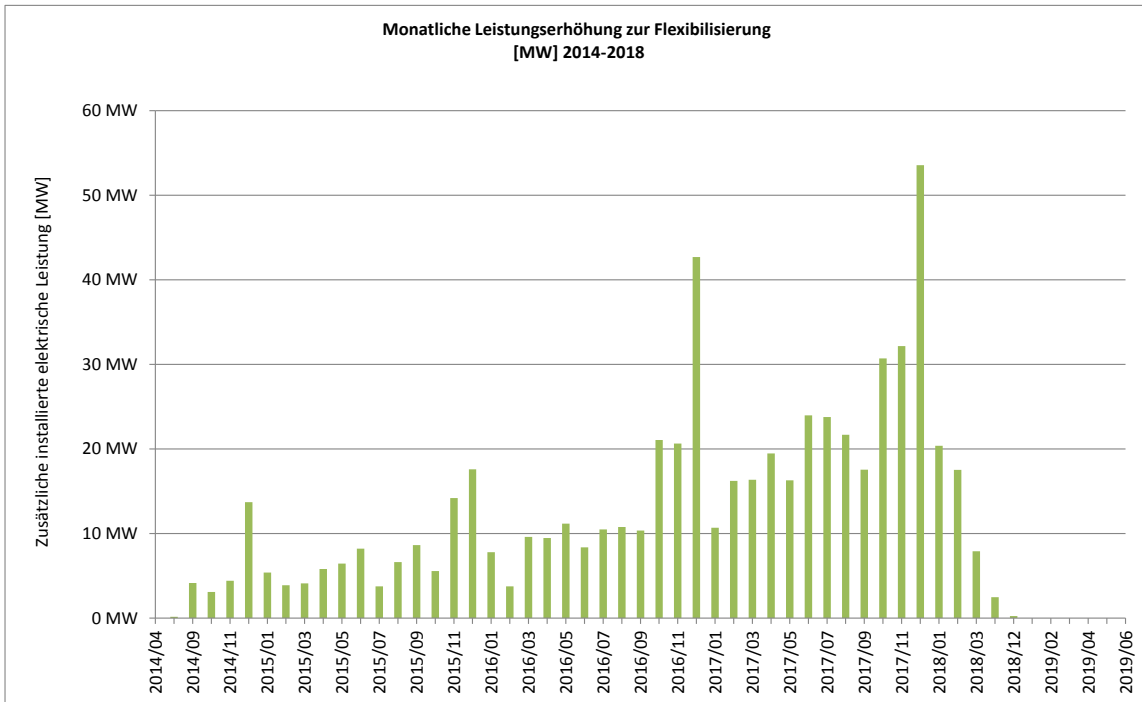


Abbildung 2-1 Monatlicher Zubau von Leistungserhöhung zur Flexibilisierung von Biogasanlagen, (BNetzA 2018)

Aktuell sind 612 MW<sub>el</sub> der im EEG 2014 festgelegten Obergrenze von insgesamt 1.350 MW<sub>el</sub> bereits ausgeschöpft (Stand 02/2018, siehe Abbildung 2-2). Schreibt man den bisherigen Trend über den gesamten Zeitraum als Schätzfunktion, wie in Abbildung 2-2 dargestellt, fort, wird das Gesamtkontingent Mitte des Jahres 2020 erschöpft sein. Bleibt die Geschwindigkeit der Leistungserhöhung der letzten 12 Monate konstant, wird der Deckel bereits am Anfang des 4. Quartals 2019 erreicht.

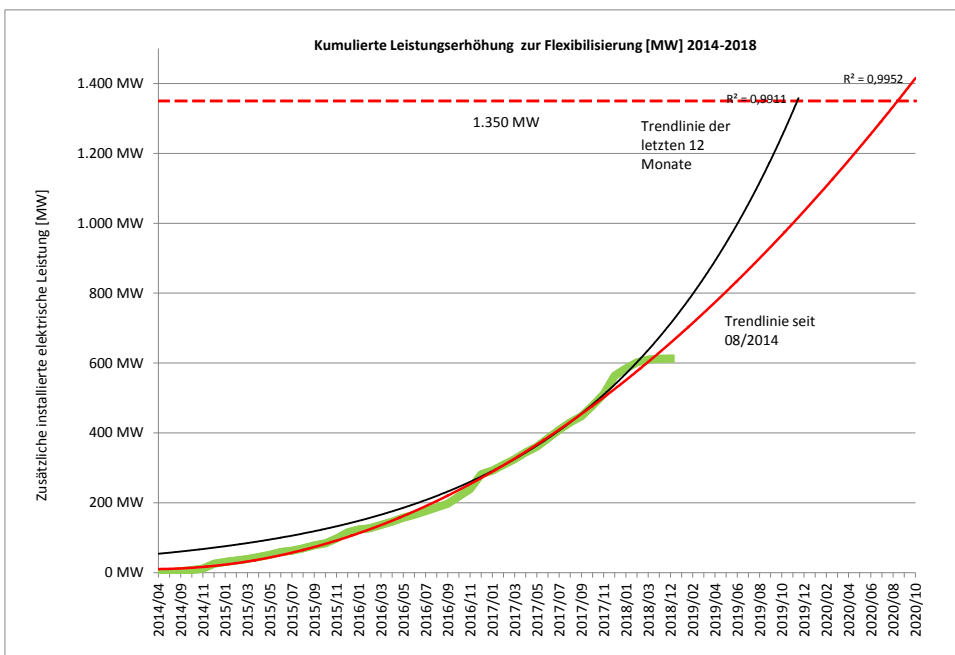


Abbildung 2-2 Kumulierter Zubau von Leistungserhöhung zur Flexibilisierung von Biogasanlagen mit Trendlinie bis zur Erreichung des Flexibilisierungsdeckels von 1350 MW<sub>el</sub>, (BNetzA 2018)

Zum einen wird damit bald das Ende der bisher rechtlich zulässigen Flexibilisierung des Anlagenparks erreicht. Zum anderen bedeutet dies für Anlagenbetreiber, die noch flexibilisieren wollen, zunehmende Unsicherheit. Denn die Flexibilitätsprämie kann erst nach abgeschlossenem Umbau der Anlage beantragt werden. Für den Zeitraum der Planung besteht dadurch Unsicherheit, ob die Anlage vor Erreichen der Obergrenze („Flexibilisierungsdeckel“) die Flexibilitätsprämie beanspruchen kann. Mit zunehmender Ausschöpfung des Deckels steigt die Unsicherheit bzw. das Risiko möglicherweise nach Erreichen der Obergrenze erst die Anspruchsberechtigung zu erhalten. Ist der Deckel dann bereits ausgeschöpft, bleibt dem Anlagenbetreiber die Flexibilitätsprämie versagt. Eine andere Möglichkeit der Refinanzierung der getätigten Investitionen zur Flexibilisierung ohne Prämie ist derzeit nicht gegeben.

Will man den Pfad der zunehmenden Flexibilisierung von Biogasanlagen nicht vorzeitig abbrechen, sollte die Grenze für den Zubau von flexibler Leistung angepasst werden. Die neu zu bestimmende Höhe des Deckels sollte sich an Energieszenarien und an den dort definierten Beiträgen der Bioenergie als Flexibilitätsoption orientieren. Die installierte elektrische Leistung wird von den verschiedenen Szenarien mit einer Spannweite von 4,4 bis 9,2 GW für das Jahr 2030 angenommen (Hacker et al. 2014; Schlesinger et al. 2014; Repenning et al. 2015). Die gegenwärtige installierte Leistung umfasst etwa 5,5 GW, wenn nur Anlagen einbezogen sind, die auch nach dem EEG 2017 noch förderfähig sind. Abhängig von der Prognose, über die zukünftig benötigte installierte Leistung der Stromerzeugung aus Biomasse, lässt sich der anzustrebende Grad der Flexibilisierung zu bestimmen. Dieser beschreibt auch die benötigte Strommenge aus Bioenergieanlagen.

## 3 Erhöhung des Wettbewerbs im Ausschreibungsverfahren

Nachfolgend werden Vorschläge zu Änderungen des Ausschreibungsverfahrens für Biomasseanlagen im Rahmen des EEG 2017 aufgeführt. Dabei werden z.T. auch Vorschläge seitens der Verbände der Bioenergiebranche aufgegriffen.

### 3.1 Verlängerung des zweiten Vergütungszeitraumes bei vorzeitigem Wechsel

Nach § 39f Abs. 1 des EEG 2017 können Bestandsanlagen frühestens ein Gebot bei Ausschreibungen abgeben, wenn der verbleibende Vergütungszeitraum noch maximal 8 Jahre beträgt. Nach Zuschlagserteilung sind spätestens nach 36 Monaten die Voraussetzungen des EEG 2017 zu erfüllen und der Anlagenbetreiber erhält die bezuschlagte Vergütungshöhe. Dadurch gehen dem Betreiber bei frühestmöglicher Teilnahme an der Ausschreibung und spätest möglicher Umsetzung bis zu 5 Jahre im aktuellen Vergütungsregime verloren.

Eine Verlängerung des zweiten Vergütungszeitraumes um die Jahre, die im ersten Vergütungszeitraum durch den Wechsel verkürzt worden sind (bei Vergütungshöhe des Zuschlags), kann eine Maßnahme sein, um den Wettbewerb in den nächsten Ausschreibungsrunden zu erhöhen. Weiterhin wird damit der Effekt erzielt, dass Betreiber ohne erhöhtes Risiko bereits ab 8 Jahre vor Vergütungsende an den Ausschreibungen teilnehmen können. Wird kein Zuschlag erzielt, bleiben dem Anlagenbetreiber noch weitere Ausschreibungsrunden um ein erfolgreiches Gebot abzugeben. Zudem würde es auch im Falle einer Verlängerung des zweiten Vergütungszeitraumes zu einer Entlastung des EEG-Kontos kommen,

da in den meisten Fällen die Höhe der bezuschlagten Gebote unter der Vergütungshöhe des ersten Vergütungszeitraumes liegen wird.

### **3.2 Streichung der 12-monatigen Wartefrist für Bestandsanlagen im Ausschreibungsverfahren**

Der Wechsel von Bestandsanlagen nach erfolgreichem Gebot in das neue Förderregime des EEG 2017 darf frühestens nach 12 und spätestens nach 36 Monaten erfolgen. Es gibt keine Gründe die gegen die Streichung der 12-monatigen Wartefrist sprechen. Davon könnten insbesondere Anlagen profitieren, die kurz vor dem Ablauf ihrer Vergütungsdauer einen Zuschlag erhalten. Nach der bisherigen Regelung würden die Anlagen in dem Zeitraum des regulären Endes der ersten Vergütungsperiode und Ablaufenden der 12-monatigen Wechselfrist lediglich den Börsenstrompreis erhalten und müssten ggf. die Anlage stilllegen.

Die skizzierten Probleme, die durch diese Frist entstehen können, ließen sich auch durch die Umstellung auf zwei Ausschreibungen je Jahr entschärfen.

### **3.3 Erhöhung des Ausschreibungsturnus**

Bisher ist im EEG für Biomasse eine jährliche Ausschreibungsrunde vorgesehen. Betreiber deren Gebote bspw. durch Formfehler aus dem Verfahren ausgeschlossen werden, müssen eine 12-monatige Zwangspause einlegen. Da Betreiber oder Projektierer von Bioenergieanlagen, anders als bei Wind- und Photovoltaik-Anlagen, meist weniger Projekte (oder nur eines) im Portfolio haben, ist das ökonomische Risiko im Falle einer Nichterteilung eines Zuschlags höher. Werden zwei Ausschreibungsrunden im halbjährlichen Abstand durchgeführt, sinkt folglich das Risiko durch die kürzere Wartezeit. Eine Erhöhung des Ausschreibungsturnus würde außerdem den Lerneffekt für die Branche bezüglich der Anforderungen des Ausschreibungsverfahrens erhöhen.

### **3.4 Positionierung zur Abfallvergärung**

Mit dem EEG 2017 gibt es, bis auf den sinkenden Maisdeckel, keine Vorgaben zum Substrateinsatz für Biogasanlagen. Anlagen, die bisher Gülle und Nawaro einsetzen, können nun auch industrielle und gewerbliche biogene Abfälle als Substrat einsetzen. Wechseln Bestandsanlagen in das EEG 2017, sind sie auch durch ihre individuelle Gebotsobergrenze, die sich aus dem Durchschnitt der letzten drei Kalenderjahre ergibt, in der Vergütung begrenzt. Anlagen, die bisher vor allem nachwachsende Rohstoffe (Nawaro) einsetzen, haben dadurch die Möglichkeit eine höheres Gebot als Abfallanlagen abzugeben: Die durchschnittliche Vergütung von Abfallanlagen liegt in der Regel deutlich niedriger als die der Nawaro-Anlagen. Vormalige Nawaro-Anlagen können daher eine höhere Zahlungsbereitschaft für biogene Rest- und Abfallstoffe aufweisen, was wiederum zu einer Umlenkung von Stoffströmen führen kann. Für bestehende Abfallanlagen kann sich daraus ein wirtschaftliches Risiko ergeben.

Nawaro-Anlagen und Abfallanlagen sind genehmigungsrechtlich jedoch klar getrennt. Der Einsatz von Abfällen ist daher meist mit einer veränderten Genehmigung (und ggf. technischen Anpassungen) verbunden. Dabei ist zu ergänzen, dass Abfälle nicht generell als das günstigere Substrat zu betrachten sind. Die Kosten hängen stark von den Eigenschaften der Abfälle und der gewählten Technologie ab.

Daher werden sich Umlenkeffekte auf ausgewählte Fraktionen von Abfällen beschränken. Es ist nicht zu erwarten, dass getrennt gesammelte städtische Bioabfälle in klassischen landwirtschaftlichen Anlagen behandelt werden.

Trotzdem ist die Sorge berechtigt, dass landwirtschaftliche Anlagen auf der Suche nach kostengünstigen Substraten auch Abfälle einsetzen. Neben dem Wettbewerb um die Substrate hätte ein vermehrter Einsatz von Abfällen in landwirtschaftlichen Anlagen auch einen größeren Einsatz von Abfällen bzw. daraus entstehenden Gärresten im landwirtschaftlichen Sektor zur Folge. Mittelfristig können Abfallanlagen mit kurzfristigen Lieferverträgen betroffen sein, da sich Abfallbesitzer schnell für einen anderen Abnehmer entscheiden können. Kommunale Anlagen mit langfristigen Verträgen dürften in absehbarer Zeit nicht betroffen sein. Insgesamt vergären aktuell ca. 340 Anlagen Abfälle, davon rd. 140 Anlagen mit überwiegendem Anteil organischer Abfälle (> 90%).

Tab. 1: Anlagenbestandes zur Biogaserzeugung in 2017, (Daniel-Gromke et al. 2018)

Art der Biogasproduktionsanlage	Anlagenzahl [Anzahl]
Landwirtschaftliche Biogasproduktionsanlagen	ca. 8.540
davon Güllekleinanlagen ( $\leq 75\text{kW}$ ) gemäß §27b EEG 2012/ §46 EEG 2014	rd. 700
Abfallvergärungsanlagen (Anteil org. Abfälle $\geq 90\%$ , massebez.)	137
Biogasaufbereitungsanlagen (zur Bereitstellung von Biomethan)	200
Biogasproduktionsanlagen, gesamt	ca. 8.900

Der Gesetzgeber sollte entscheiden, ob die Sektoren Abfall/Landwirtschaft klar getrennt bleiben sollen. Falls ja, sollten Anlagen, die Abfälle behandeln, dies überwiegend tun, um eine Konzentration der Abfallmengen auf wenige Anlagen zu erhalten. Hierbei ist das Risiko der Verschleppung von Stör- und Schadstoffen in landwirtschaftliche Stoffkreisläufe zu berücksichtigen. Ist dagegen ein offener Wettbewerb um die Substrate gewünscht, dann sollte die Einschränkung ganz fallen.

Die kombinierte Vergärung und Kompostierung von biogenen Abfällen oder Nebenprodukten (z.B. Bio-/Grüngut, Abfälle aus der Nahrungsmittelproduktion) stellt in Summe einen effizienten Verwertungsweg zur energetischen und stofflichen Nutzung dar. Ausgewählte Stoffströme der Grün- und Biogut-Mengen, die bisher in reinen Kompostierungsanlagen verwertet werden, sollten perspektivisch auch für die Vergärung in Biogasanlagen eingesetzt werden. Die gezielte Umlenkung von reinen Kompostierungsanlagen zu Kompostierungsanlagen mit Vergärungsstufe (Anforderungen TA Luft) zur kombinierten stofflichen und energetischen Verwertung der Reststoffe ermöglicht eine effizientere Nutzung der Reststoffe und Einsparungen von Treibhausgasemissionen. Für dieses Segment sollte der weitere Ausbau gefördert werden.



## 4 Güllevergärung außerhalb des Ausschreibungsverfahrens fördern

Die Güllevergärung wird durch die bestehenden Regelungen nicht sehr effektiv gefördert. Die leicht zu erschließenden Mengen (z.B. große Viehbetriebe im Osten Deutschlands) sind bereits weitgehend in Nutzung. Vor allem kleinere Betriebe, bei denen Mengen nicht für einen wirtschaftlichen Betrieb einer Biogasanlage ausreichen, brauchen einen ausreichenden Förderanreiz, wenn die energetische Nutzung von Gülle ausgebaut werden soll.

Darüber hinaus ist eine Regelung für Bestandsanlagen wünschenswert, die bereits Gülle in nennenswertem Umfang einsetzen. Die Übertragung dieser Konzepte auf größere Anlagen, kann eine Möglichkeit zur Reduktion des Anteiles an Nawaro darstellen. Die Forderung einer Erhöhung der Grenze für die Kategorie der Güllekleinanlagen auf maximal 150 kW<sub>el</sub> installierte Leistung mit Absenkung der Förderungshöhe (gegenüber einer 75 kW Anlage), dürfte aus Sicht des DBFZ vor allem den zuvor genannten Fall unterstützen. Eine einheitliche Vergütungshöhe für Anlagen bis 150 kW die vorwiegend Gülle einsetzen, würde die Nutzung von Gülle in kleineren Anlagen eher verhindern. Die Vergütungshöhe wäre für Güllekleinanlagen (bis 75 kW) nicht ausreichend. Kleinere Anlagen haben höhere spez. Kosten, daher braucht es hier weiterführende Regelungen.

Der Forderung nach einer pauschalen Ausweitung der Güllekleinanlagenklasse mit 75 kW auf 150 kW kann daher, aus Sicht der Wissenschaft, nicht gefolgt werden. Für die bestehende Güllekleinanlagenklasse sollte die Begrenzung jedoch von 75 kW installierter Leistung auf Bemessungsleistung geändert werden, um auch in diesem Bereich eine gewisse Flexibilität zu ermöglichen. Um die Güllevergärung weiterhin anzureizen, wird eine erhöhte Vergütung ausschließlich für die eingesetzten Güllmengen als zielführender angesehen. Da selbst in diesem kleinen Segment noch erhebliche Unterschiede in den spez. Kosten liegen, sollte überlegt werden, ob eine gestaffelte Vergütung für Güllmengen eingeführt werden kann. Das Verhältnis Gülle zu Nawaro sollte auch hier weiterhin bei 80 zu 20 Masseprozent liegen. Um zum einen den Einsatz von Futterresten etc. zu ermöglichen und zum anderen aber weiterhin die Güllnutzung in den Vordergrund zu stellen.

Die Verweilzeit und gasdichte Abdeckung der Gärrestlager sollten entsprechend der eingesetzten Güllmengen angepasst werden. Ein 150 Tage geschlossenes System ist bei emissionsseitiger Betrachtungen für die bisherigen Güllekleinanlagen nicht zwangsläufig zu fordern. Hier sollte ein Kompromiss zwischen Kosten und angestrebter Treibhausgasreduktion gesucht werden. Für reine Güllanlagen sollte eine minimale zu realisierende Verweilzeit festgelegt werden.

## 5 Technologiepfad erhalten - Verlängerung des Ausbaurkorridors

Der Bruttoausbaurkorridor für Biomasse ist im EEG gegenwärtig auf 150 MW<sub>el</sub> für die Jahre 2017 bis 2019 und auf 200 MW<sub>el</sub> für die Jahre 2020 bis 2022 festgelegt. Wird kein weiterer Ausbaupfad ab 2023 festgelegt, kommt es bis 2035 zu einem kompletten Auslaufen der EEG Anlagen aus der ersten und ggf. zweiten Förderperiode (siehe Abbildung).

Ab 2023 beginnen die Jahrgänge (2004 und folgende) in denen deutlich mehr Anlagen zugebaut wurden. Grund ist das Erreichen des Endes der 20jährigen Förderperiode. Soll die installierte Leistung auf heutigem Niveau für das zukünftige Energiesystem erhalten werden, müssen die

Ausschreibungsvolumina für den Zeitraum nach 2022 festgelegt werden. Für einen Erhalt der installierten Leistung sind ab 2023 dann deutlich höhere Ausschreibungsvolumina notwendig. Aufgrund der zunehmenden Flexibilisierung und damit deutlicher Überbauung der Anlagen, sinkt bei gleicher installierter Leistung die erzeugte Strommenge aus Biomasse, da flexible Anlagen mit verminderten Vollbenutzungsstunden betrieben werden (bei doppelter Überbauung beispielsweise höchstens 4.380 h/a). Weiterhin bekommen Anlagen zur Verstromung fester Biomasse 80% ihrer maximal möglichen Bemessungsleistung vergütet. Dadurch erhöht sich der Wettbewerb in den Ausschreibungen auch bei Erhalt des Niveaus der installierten Leistung, da (vereinfacht) nur die Hälfte der jetzigen Bestandsanlagen einen Zuschlag erhalten wird. Dieser Wettbewerb, wird bei einer deutlicheren Überbauung der Biogasanlagen weiter verstärkt.

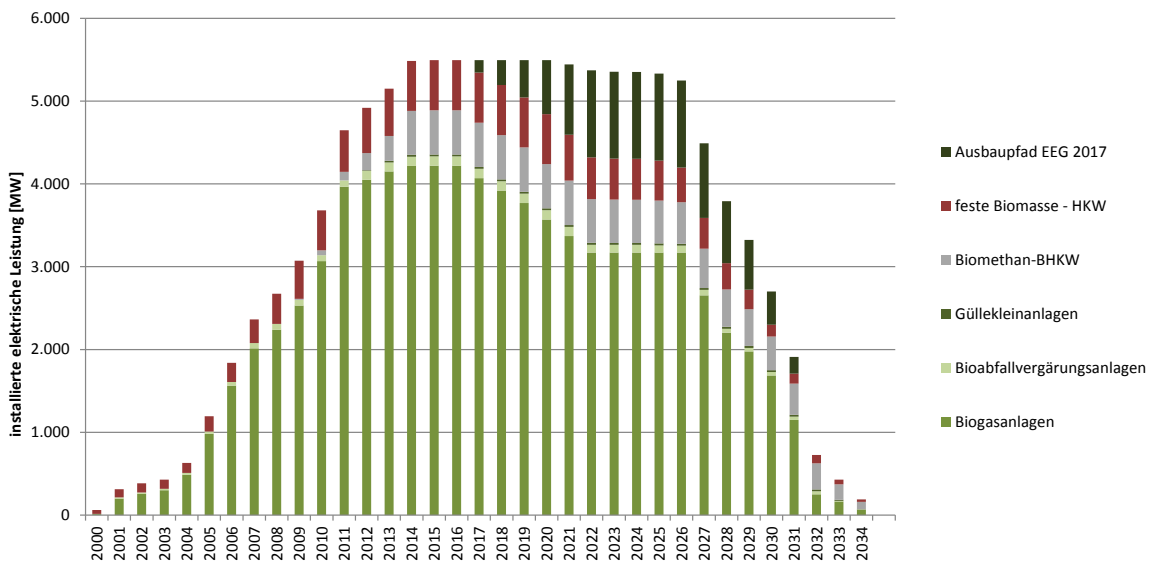


Abbildung 5-1 Entwicklung des Anlagenbestandes von fester Biomasse, Biogas und Biomethan zur Stromerzeugung im Rahmen des EEG, ohne Altholzanlagen und Anlagen der Papier- und Zellstoffindustrie, eigene Zuordnung auf Basis von (Scheffelowitz et al. 2018; BNetzA 2016).

## 6 Förderung für Kleinanlagen

Holzvergaser stellen im kleinen und mittleren Leistungsbereich eine effiziente Technologie zur Strom- und Wärmebereitstellung dar. Holzvergaser-BHKW bieten eine gute Möglichkeit auch die Holzverstromung zu flexibilisieren und erhöhen gleichzeitig die Wertschöpfung im ländlichen Raum, wenn reine Verbrennungsanlagen durch KWK-Lösungen ersetzt werden. Für die zunehmende Sektorkopplung von Strom und Wärme bieten diese Anlagen einen zusätzlichen positiven Effekt für eine auch in Zukunft sichere Energieversorgung. Vor den EEG-Novellen 2014 und 2016 kam es in Deutschland zu einem nennenswerten Zubau von kleinen Holzvergaseranlagen bis 250 kW elektrischer Leistung. Mit der drastischen Absenkung der Einspeisevergütung im EEG 2014 wurde diese Entwicklung gestoppt.

Es sollte geprüft werden, ob für kleine Holzvergaseranlagen bis max. 150 kW<sub>el</sub> eine eigene Vergütungskategorie, vergleichbar mit der Kategorie der Güllekleinanlagen, geschaffen werden kann. Die Flexibilitätsanforderungen sollten sich dabei an denen für Biogasanlagen orientieren (50% der max.

Bemessungsleistung). Möglich wäre auch die bisherige Regelung für die Teilnahme von Kleinanlagen, Vergütung in Höhe des höchsten noch bezuschlagtem Gebotes, mit einem Flexibilitätszuschlag.

### 7 Sektorkopplung anreizen

Das aktuelle EEG reduziert sich klar auf die Verstromung von Biogas am Standort der Erzeugung. Dies legt die Biomassenutzung langfristig auf diesen Sektor fest und schließt die Nutzung des gasförmigen Energieträgers in urbanen KWK-Anwendungen mit hoher Flexibilität und hohem Wärmenutzungsgrad oder langfristig auch eine Allokation in die Sektoren Industrierwärme und **Mobilität** aus. Die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan ist im Moment teurer als die direkte Verstromung (und wird daher im aktuellen Förderrahmen nicht realisiert), bietet aber vor allem perspektivisch sehr viel flexiblere Nutzungsoptionen. Eine Pfadabhängigkeit würde damit vermieden werden. Daher sollte die Umrüstung von geeigneten Standorten zur Biomethanherzeugung und Einspeisung angereizt werden.

## 8 Literaturverzeichnis

BNetzA (2016): EEG-Stamm- und Bewegungsdaten 2015: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen.

BNetzA (2018): EEG-Anlagenstammdaten. Veröffentlichung der Registerdaten, 19.04.2018. Online verfügbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG\\_Registerdaten/EEG\\_Registerdaten\\_node.html;jsessionid=2B08E0833432812C7600630EECDAE62E](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html;jsessionid=2B08E0833432812C7600630EECDAE62E).

Daniel-Gromke, Jaqueline; Rensberg, Nadja; Denysenko, Velina; Stinner, Walter; Schmalfuß, Tina; Scheftelowitz, Mattes et al. (2018): Current Developments in Production and Utilization of Biogas and Biomethane in Germany. In: *Chemie Ingenieur Technik* 90 (1-2), S. 17–35. DOI: 10.1002/cite.201700077.

Hacker, Florian; Blanck, Ruth; Hülsmann, Friederike; Kasten, Peter; Loreck, Charlotte; Ludig, Sylvie et al. (2014): eMobil 2050. Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz ; gemeinsamer Endbericht zu den Vorhaben "Wissenschaftliche Unterstützung bei der Erarbeitung von Szenarien zum möglichen Beitrag der Elektromobilität zum langfristigen Klimaschutz" und "Szenarien zum möglichen Beitrag der Elektromobilität im Güter- und öffentlichen Personenverkehr zum langfristigen Klimaschutz". Öko-Institut. Hannover, Berlin. Online verfügbar unter <http://edok01.tib.uni-hannover.de/edoks/e01fb15/835104621.pdf>.

Repenning, Julia; Emele, Lukas; Blanck, Ruth; Dehoust, Günter; Förster, Hannah; Greiner, Benjamin et al. (2015): Klimaschutzszenario 2050 – 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Hg. v. Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Öko-Institut e.V.; Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/oekodoc/2441/2015-598-de.pdf>.

Scheftelowitz, Mattes; Becker, Raik; Thrän, Daniela (2018): Improved power provision from biomass: A retrospective on the impacts of German energy policy. In: *Biomass and Bioenergy* 111, S. 1–12. DOI: 10.1016/j.biombioe.2018.01.010.

Schlesinger, Michael; Hofer, Peter; Kemmler, Andreas; Kirchner, Almut; Koziel, Sylvie; Ley, Andrea et al. (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Projekt Nr. 57/12 Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Prognos AG; EWI - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln; Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH (GWS). Basel, Köln, Osnabrück. Online verfügbar unter [http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=7](http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=7).