

Stellungnahme

Zum Gesetzesentwurf der Bundesregierung zur Änderung des Erneuerbare-Energien- Gesetzes vom 23.09.2020

05.10.20

Das Hauptstadtbüro Bioenergie bündelt die politische Arbeit der Branche und wird getragen von:
Bundesverband Bioenergie e. V. (BBE), Deutscher Bauernverband e. V. (DBV), Fachverband Biogas e. V. (FvB)
und Fachverband Holzenergie (FVH)

Inhalt

Das Wichtigste in Kürze	5
1. Einleitung und Grundsätzliches zur EEG-Reform	7
2. Zur Festlegung der Ausschreibungsvolumina	9
2.1. Zur Höhe der Ausschreibungsvolumina 2021-2028 (Änderung von § 4 Nr. 4, § 28b Abs. 1 EEG 2021)	9
2.2. Zur Einführung einer „Südquote“ (Änderung von § 39d EEG 2021)	12
2.3. Zur Einführung eines Ausschreibungssegments für Biomethananlagen in der Südregion (Änderung von § 39m Abs. 2 EEG 2021)	12
3. Zur Weiterentwicklung des Ausschreibungsverfahrens	14
3.1. Vorschläge zur Weiterentwicklung von Gebotshöchstwerten und Vergütungsdauer	14
3.1.1. Höheren Vergütungsbedarf kleinerer Bestandsanlagen berücksichtigen (Änderung von §§ 39h EEG 2021)	14
3.1.2. Aussetzen der Degression (Änderung von § 39b Abs. 2, § 39h Abs. 5 Nr. 3, § 39i Abs. 3, § 44a EEG 2021)	15
3.1.3. Anhebung der Gebotshöchstwerte für Anlagen mit ökologisch besonders wertvollen Einsatzstoffen (Ergänzung von §§ 39b EEG 2021)	15
3.1.4. Verlängerung des zweiten Vergütungszeitraums für Bestandsanlagen bei einem vorzeitigen Wechsel (Ergänzung von § 39h EEG 2021)	15
3.2. Zum Ausschreibungsdesign	16
3.2.1. Zur Verlängerung der Realisierungsfrist für Neuanlagen (§ 39e Abs. 2 EEG 2021)	16
3.2.2. Zur Absenkung der Wartefrist für Wechsel in den zweiten Vergütungszeitraum (ggf. frühzeitiges Inkrafttreten von § 100 Abs. 2 Nr. 9 EEG 2021)	16
3.2.3. Überprüfung und Absenkung der Präqualifikationsbedingungen für Neuanlagen (Überprüfung bzw. Änderung von §§ 39, 39a, 39d, 39g, 55 EEG 2021)	16
4. Zur Weiterentwicklung des Vergütungsrahmens	18
4.1. Flexibilisierungspflicht für Holzheizkraftwerke auf das technisch machbare beschränken (Änderung von § 39i Abs. 2 EEG 2021)	18
4.2. Flexibilitätsschlag für Bestandsanlagen anpassen (Änderung § 100 Abs. 2 Nr. 11 EEG 2021)	19
4.3. Anforderungen bezüglich Fernsteuerbarkeit und Einspeisemanagement überarbeiten (Änderung von § 9 Abs. 1, 2, § 10b Abs. 1, 2 EEG 2021)	20

4.3.1. Anstatt auf eine stufenlose auf eine stufenorientierte, technisch machbare Steuerbarkeit abstellen	20
4.3.2. Pflicht zur Nutzung von Smart-Metern streichen	22
4.4. Vergütung auch in Zeiten negativer Börsenstrompreise beibehalten (Streichung von § 51 EEG 2021).....	23
4.5. Zur jährlichen Berechnung der Marktprämie (§ 3 Nr. 34 EEG 2021).....	23
4.6. Zur Umstellung der Vergütungsdeckelung bei der Vergärung von Bioabfällen (Änderung von § 39 i Abs. 3 EEG 2021).....	24
4.7. Bei der Umstellung des Deckels für die Flexibilitätsprämie Investitions- und Vertrauensschutz wahren (Änderung von § 100 Abs. 2 Nr. 12).....	24
4.8. Zur Anforderung der Hocheffizienz (§ 44c Abs. 6, 7 EEG 2021).....	26
5. Weitere Vorschläge zum EEG 2021: Einsatz von Rest- und Abfallstoffen anreizen...28	
5.1. Güllevergärung anreizen	28
5.1.1. Sondervergütungsklasse für Güllevergärung weiterentwickeln (Änderung bzw. Ergänzung von §§ 44 EEG 2021).....	28
5.1.2. Anschlussregelung für Gülleanlagen im Gesetz verankern (Ergänzung von § 44 EEG 2021).....	29
5.1.3. Begrenzung für Geflügelmist modifizieren (Änderung von § 44 Satz 1 Nr. 3 EEG 2021)	29
5.1.4. Pflicht zur Abdeckung von Gärproduktlagern weiterentwickeln (Änderung von § 9 Abs. 5, § 101 EEG 2021).....	30
5.1.5. Harmonisierung der Anforderungen an die Methanemissionsminimierung über alle EEG (Ergänzung von § 101 EEG 2021)	30
5.1.6. Pferdemist als „Gülle“ im Sinne des EEG 2009 anerkennen (Ergänzung von § 101 EEG 2021)	31
5.1.7. Aufhebung der Höchstbemessungsleistung für Güllekleinanlagen und Bioabfallvergärungsanlagen (Änderung von § 101 Abs. 1 EEG 2021).....	32
5.2. Brennstoffeinsatz und Vergütungszeitraum in Biomasseheizkraftwerken flexibilisieren.....	32
5.2.1. Streckung der EEG-Vergütung durch Mitverbrennung und -vergasung nicht-vergütungsfähiger Biomasse und gesonderte Vermarktung in EEG-Anlagen ermöglichen	32
5.2.2. Anteilige EEG-Vergütung für den Einsatz von vergütungsfähiger Biomasse in Nicht-EEG-Biomasseanlagen.....	33
6. Vorgaben zum Eigenverbrauch weiterentwickeln.....	34
6.1. Regelungen vereinfachen und Diskriminierung beenden (Änderung von § 3 Nr. 19, § 61a Nr. 4).....	34

6.2. Abschaffung des Verbots zur Eigenversorgung (Streichung von § 27a EEG 2021).....	34
6.4. Bestandsschutz für Eigenverbrauch auf alle Rechtsnachfolgen ausdehnen (Änderung von § 61 f Nr. 1b EEG 2021)	35
7. Weitere Vorschläge zum EEG 2021: Weiterentwicklung der Flexibilitätsprämie	36
7.1. Flexibilitätsprämie um ein „Modul Optiflex“ ergänzen: Zahlungen auf wenige Jahre konzentrieren (Ergänzung von § 50b, Änderung von Anlage 3 EEG 2021).....	36
7.2. Begrenzung statt Verlust der Flexibilitätsprämie bei sehr hohem Leistungszubau (Änderung Anlage 3 EEG 2021).....	37
8. Weitere Vorschläge zum EEG 2021: Investitions- und Vertrauensschutz wiederherstellen.....	38
8.1. Investitions- und Vertrauensschutz von Biogasaufbereitungsanlagen	38
8.1.1. Mehrfache Nutzung von Stilllegungsnachweisen ermöglichen (Ergänzung von § 100 EEG 2021).....	38
8.1.2. Einsatz von Stilllegungsnachweisen in neuen BHKW ermöglichen (Ergänzung von § 100 EEG 2021).....	39
8.2. Austauschregelung für BHKW einführen (Ergänzung von § 44c EEG 2021)	39
8.3. Klarstellung Emissionsminderungsbonus (§ 27 Abs. 5 EEG 2009 i.V.m. § 100 Abs. 2 Satz 4 EEG 2017)	40
9. Sonstige Vorschläge für das EEG 2021	41
9.1. Anforderungen an den Substrateinsatz entsprechend EU-Vorgaben regeln (betrifft insb. § 39i Abs. 1 EEG 2021)	41
9.2. Bilanzielle Teilung von Biogasmengen für alle Biogasanlagen gleichermaßen ermöglichen.....	41
9.3. Einführung einer Sondervergütungsklasse für die Vergärung von ökologisch besonders hochwertigen Einsatzstoffen.....	41
10. Zur Änderung der Innovationsausschreibungsverordnung.....	43
10.1. Bestehende Bioenergieanlagen zulassen (Änderung von § 6 Abs. 1 InnoAusV)	43

Das Wichtigste in Kürze

Aus Sicht der Bioenergieverbände weist der vorliegenden Gesetzesentwurf der Bundesregierung zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 23.09.2020 (Kabinettsentwurf EEG 2021 – KabE) deutliche Verbesserungen sowohl gegenüber dem EEG 2017 als auch gegenüber dem Referentenentwurf vom 14.09.2020 (RefE) auf. Die Bioenergiebranche versteht dies als substantielles Signal, dass für Strom und Wärme aus Biomasse weiterhin eine Perspektive besteht und die Bundesregierung deren Systemrelevanz anerkennt. Die Bioenergieverbände begrüßen neben weiteren Verbesserungen insbesondere die Anhebung der Ausschreibungsvolumina und Gebotshöchstwerte, die Verlängerung der Realisierungsfrist für Neuanlagen, die Streichung des Deckels für die Flexibilitätsprämie sowie die Anhebung des Flexibilitätszuschusses.

Insgesamt betrachtet bleibt der Entwurf jedoch weiterhin hinter den notwendigen Änderungen zurück, die unabdingbar sind, um den bereits eingesetzten Rückbau der Bioenergieanlagen in Deutschland abzuwenden und ihr Potenzial für Klimaschutz und Energiewende zu erhalten.

Kurzum: mit dem vorliegenden Entwurf sind die Ziele der Bundesregierung nicht zu erreichen, da u.a. die Bioenergie den ihr im Klimaschutzprogramm (KSP) 2030 sowie im KabE zugedachten Beitrag nicht leisten kann.

Der größte Änderungsbedarf betrifft die folgenden vier Kernpunkte:

Erstens: Die Höhe der Ausschreibungsvolumina

Gemäß der Begründung zu § 4 EEG 2021 sollen die Ausschreibungsvolumina so festgelegt werden, dass die Stromerzeugung aus Biomasse bis 2030 auf dem Niveau von 42 Terawattstunden (TWh) stabilisiert wird. Dies entspricht dem Zielszenario im KSP 2030, das ebenfalls eine Stabilisierung auf 42 TWh vorsieht, damit in Deutschland ein Anteil von 65 Prozent Erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung bis 2030 erreicht werden kann. **Der Zielwert von 42 TWh sollte direkt im Gesetz verankert werden**, nicht nur in der Begründung.

Davon abgesehen werden die im KabE festgelegten Ausschreibungsvolumina von 350 Megawatt pro Jahr (MW/a) im regulären Ausschreibungsverfahren und 150 MW/a in den Ausschreibungen für hochflexible Biomethananlagen dem 42-TWh-Ziel nicht gerecht. Nur wenn man extrem optimistische Annahmen zu den durchschnittlichen Volllaststunden des Anlagenparks macht und annimmt, dass auch im Jahr 2030 noch signifikante Strommengen von Bestandsanlagen im ersten Vergütungszeitraum erzeugt werden, kann bei einem Ausschreibungsvolumen von 350 MW/a (regulär) bzw. 150 MW/a (Biomethan) im Jahr 2030 der in der Gesetzesbegründung genannte Zielwert für 2030 erreicht werden. Wenn u.a. berücksichtigt wird, dass das EEG 2021 laut KabE noch deutlich stärkere Anreize zur Flexibilisierung und damit zur Reduzierung der Volllaststunden setzt als das EEG 2017 und der Referentenentwurf, dann könnte die Stromerzeugung aus Biomasse selbst bei einer vollständigen Ausschöpfung der 350 bzw. 150 MW/a auf etwa 30 TWh sinken. Zur Erreichung des 42-TWh-Ziels ist eher ein **Ausschreibungsvolumen von 990 MW/a** notwendig, davon 840 MW im regulären Ausschreibungssegment und 150 MW im Ausschreibungssegment für hochflexible Biomethananlagen.

Kontraproduktiv ist in diesem Zusammenhang zudem die geplante „Südquote“. Im Gegensatz zur Südquote bei den Ausschreibungen für Windenergie an Land wird in dem Fall, dass nicht genügend Gebote aus der so genannten „Südregion“ eingereicht werden, um die Quote zu füllen, das übrige Volumen der Quote nicht mit Geboten aus anderen Regionen aufgefüllt, sondern die Leistung schlicht nicht vergeben und auf die Folgejahre übertragen. Im Extremfall kann dies dazu führen, dass in einer überzeichneten Ausschreibung, für die keine Gebote aus der Südregion eingereicht werden, nur die Hälfte des ausgeschriebenen Volumens überhaupt vergeben wird. Die Folge wäre ein Abbau der gesicherten Leistung im Norden. Die **Südquote** sollte deshalb **abgeschafft oder zumindest in Analogie zur Südquote bei Wind an Land** ausgestaltet werden.

Zweitens: Die Erhalt bestehender sowie Mobilisierung zusätzlicher Güllevergärung:

Das KSP 2030 sieht einen Ausbau der Güllevergärung vor. Um dies zu erreichen sowie bereits in Anlagen klimaschonend vergorene Gülle zu erhalten, ist es unerlässlich, die Sondervergütungsklasse für Güllevergärung weiter zu entwickeln. Dazu gehört insbesondere eine **Umstellung der Obergrenze der Sondervergütungsklasse auf 150 Kilowatt (kW) Bemessungsleistung** ohne eine Deckelung der installierten Leistung sowie ein Aussetzen der Degression. Die geplante Einführung einer Anschlussregelung für bestehende Biogasanlagen, die auf die Güllevergärung umsteigen, ist grundsätzlich zu begrüßen. Allerdings sollte das EEG 2021 nicht nur eine Verordnungsermächtigung, sondern bereits eine ausformulierte Anschlussregelung enthalten. Diese könnte darin bestehen, die Sondervergütungsklasse **für Bestandsanlagen im zweiten Vergütungszeitraum zu öffnen**.

Drittens: Die Gebotshöchstwerte

Der Hauptgrund für die bisher geringe Beteiligung an den Ausschreibungsverfahren für Biomasse waren die sehr niedrigen Gebotshöchstwerte. Es ist deshalb sehr zu begrüßen, dass mit dem KabE die Höchstwerte angehoben werden. Allerdings sind die Höchstwerte insbesondere für viele landwirtschaftliche Biogasanlagen im niedrigen Leistungsbereich noch nicht hinreichend, um einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb zu ermöglichen. Der **Höchstwert für Bestandsanlagen** sollte deshalb **auf 19,4 ct/kWh angehoben** und die **Degression ausgesetzt** werden.

Viertens: Die verschärften Flexibilitätsanforderungen für Holzheizkraftwerke

Mit dem KabE wird die bereits bestehende Pflicht zur Flexibilisierung teilweise deutlich verschärft. Bei Anlagen zur Verbrennung fester Biomasse wird die Vergütung auf eine Bemessungsleistung begrenzt, die 65 Prozent der installierten Leistung entspricht. Für neu geplante sowie bestehende Holzheizkraftwerke ist ein solches Kriterium aus wirtschaftlicher Sicht kritisch zu sehen. Bestehende Holzheizkraftwerke können zudem eine solch verschärfte Pflicht allein aus technischen Gründen kaum erfüllen. Eine signifikante Verschärfung der Pflicht zur Flexibilisierung gegenüber dem EEG 2017 würde viele bestehende Holzheizkraftwerke von vorneherein von der Anschlussvergütung ausschließen. Die **Pflicht zur Flexibilisierung von Holzheizkraftwerken** sollte deshalb **für Bestandsanlagen bei 80 Prozent belassen** und **für Neuanlagen lediglich auf 75 Prozent** der installierten Leistung beschränkt werden.

1. Einleitung und Grundsätzliches zur EEG-Reform

Die Bundesregierung hat sich in ihrem Koalitionsvertrag dazu bekannt, die deutschen Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) bis zum Jahr 2030 um 705 bis 724 Millionen Tonnen (Mio. t.) CO₂-Äquivalenten gegenüber 1990 zu senken. Ohne einen massiven Ausbau der Erneuerbaren Energien sind diese Ziele nicht zu erreichen. Aus diesem Grund hat sich die Bundesregierung im Klimaschutzprogramm (KSP) 2030 auf eine Reihe umfassender Maßnahmen festgelegt, unter anderem den Anteil der Erneuerbaren Energien am Brutto-Stromverbrauch bis zum Jahr 2030 auf 65 Prozent zu erhöhen.

Gemäß des von der Bundesregierung beschlossenen Gesetzesentwurfs zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (Kabinettsentwurf EEG 2021 – KabE) sollen mit der EEG-Reform unter anderem die folgenden drei Ziele verfolgt werden:

- (i) die weitere Einsparung von THG-Emissionen zur Erreichung bestehender Klimaschutzziele, u.a. durch eine Umsetzung der im KSP 2030 beschlossenen Maßnahmen,
- (ii) die Markt- und Systemintegration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, wodurch auch Systemkosten eingespart werden sollen, sowie
- (iii) ein Einstieg in eine „Post-EEG-Ära“.

Die Bioenergie ist davon in mehreren Hinsichten betroffen:

Erstens: Durch die Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse werden jährlich in Deutschland rund 57 Mio. t THG-Emissionen vermieden. Der Großteil des Stroms aus Biomasse wird in EEG-Anlagen erzeugt sowie ein signifikanter Teil der biogenen Wärmeerzeugung. Gemäß der oben genannten Zielsetzungen sollten die Regelungen für Biomasse dementsprechend so ausgestaltet werden, dass **der Beitrag der Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse** zur Erreichung der Klimaschutzziele sowie der Ausbauziele für Erneuerbare Energie **bewahrt und moderat ausgebaut** wird. Dies deckt sich auch mit dem KSP 2030, das eine (nahezu) Stabilisierung der Stromerzeugung aus Biomasse bis 2030 auf einem Niveau von 42 Terawattstunden (TWh) vorsieht.

Zweitens: Durch die Vergärung von Gülle in Biogasanlagen werden heute ca. 2,4 Mio. t THG-Emissionen im Landwirtschaftssektor vermieden.¹ Die Vergärung von Gülle ist eine sehr effiziente Form der Vermeidung von Methanemissionen aus der Landwirtschaft, weshalb sie von der Bundesregierung im KSP 2030 als Klimaschutzmaßnahme beschlossen wurde. Der **Einsatz von Gülle** in neuen und bestehenden Biogasanlagen sollte weiter ausgebaut werden. Mit der aktuellen EEG-Novelle sollte auch dieser Beschluss des KSP umgesetzt werden.

Drittens: Neben ihrer Funktion des Klimaschutzes durch die Bereitstellung erneuerbarer Energie müssen Bioenergieanlagen zukünftig sowohl im Strom- als auch im Wärmesektor die Funktion eines Systemdienstleisters übernehmen. Sie müssen die fluktuierende Energieerzeugung aus Wind- und Solarenergie ausgleichen und so zur Versorgungssicherheit in einem nachhaltigen und klimafreundlichen Energiesystem beitragen. Die Stromerzeugung aus Biomasse trägt dazu bei, dass der anvisierte Anteil von 65 Prozent Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch nicht nur durch fluktuierende Erneuerbare Energien, sondern auch durch steuerbare Anlagen bereitgestellt wird. Dies reduziert den Bedarf an Netzausbau, Redispatch und der Vorhaltung konventioneller Kraftwerke. Die Rahmenbedingungen im EEG müssen so ausgestaltet werden, dass bestehende und neue Bioenergie-Anlagen in diese Richtung optimiert werden. Dazu gehört insbesondere für Biogasanlagen die **umfassende Umrüstung des Anlagenbestands auf eine flexible Fahrweise, ein Ausbau der Wärmebereitstellung sowie eine Maximierung der THG-Einsparung durch Effizienzsteigerung und**

¹ Quelle: Berechnungen des Fachverband Biogas e.V. (2018).

Substrat- bzw. Brennstoffänderungen. Auch dies Ziele sind im Koalitionsvertrag festgehalten. Die Umrüstung auf eine flexible Fahrweise von Biogasanlagen bedeutet heute insbesondere einen Zubau von Motoren (Überbauung), Gas- und Wärmespeichern.

Viertens: In den nächsten Jahren endet für 66 Altholzkraftwerke, die zusammen 6 TWh Strom bereitstellen, die EEG-Vergütung. Da Altholz im Sinne des EEG nicht mehr vergütungsfähig ist, haben diese Kraftwerke nicht die Chance auf eine Anschlussvergütung. Umso wichtiger ist es deshalb, die Strom- und Wärmepotenziale von **Altholzanlagen auch nach Auslaufen der EEG-Vergütung weiter nutzen** zu können. Hier kann der Einstieg in eine „Post-EEG-Ära“ gelingen.

Fünftens: Für die politisch gewollte Investition in Klimaschutztechnologien ist der Schutz bereits getätigter Investitionen und des Vertrauens von Investoren unerlässlich. Deshalb gilt es, den Betreibern von EEG-Anlagen den zugesicherten **Investitions- und Vertrauensschutz** wiederherzustellen, der in einigen Aspekten verletzt wurde.

2. Zur Festlegung der Ausschreibungsvolumina

2.1. Zur Höhe der Ausschreibungsvolumina 2021-2028 (Änderung von § 4 Nr. 4, § 28b Abs. 1 EEG 2021)

Gemäß der Begründung zu § 4 EEG 2021 sollen die Ausschreibungsvolumina so festgelegt werden, dass die Stromerzeugung aus Biomasse bis 2030 auf dem Niveau von 42 Terawattstunden (TWh) stabilisiert wird. Dies entspricht dem Zielszenario im KSP 2030, das ebenfalls eine Stabilisierung auf 42 TWh vorsieht, damit in Deutschland ein Anteil von 65 Prozent Erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung bis 2030 erreicht werden kann. Unter den im KSP 2030 gemachten Annahmen (insb. der angenommenen durchschnittlichen Auslastung der Anlagen von 5.000 Volllaststunden pro Jahr) entspricht dies einem Bioenergieanlagenpark von 8,4 Gigawatt (GW) installierter Leistung. Laut KabE einer installierten Leistung von 9,1 GW.

Die im KabE festgelegten Ausschreibungsvolumina von 350 Megawatt pro Jahr (MW/a) im regulären Ausschreibungsverfahren und 150 MW/a in den Ausschreibungen für hochflexible Biomethananlagen werden dem Zielwert für die Stromerzeugung (42 TWh) jedoch nicht gerecht.

Wie hoch die Ausschreibungsvolumina, die in installierter Leistung gefasst sind, sein müssen, damit im Jahr 2030 die Stromerzeugung aus Biomasse insgesamt 42 TWh betragen kann, hängt vor allem an den beiden folgenden Parametern:

- (i) den angenommenen Volllaststunden für Bioenergieanlagen; sowie
- (ii) der angenommenen Strommenge, die in 2030 von Bioenergieanlagen erzeugt wird, die sich noch im ersten Vergütungszeitraum befinden (mit Inbetriebnahme vor 2017).

Nur wenn man extrem optimistische Annahmen zu den durchschnittlichen Volllaststunden des Anlagenparks macht und annimmt, dass auch im Jahr 2030 noch signifikante Strommengen von Bestandsanlagen im ersten Vergütungszeitraum erzeugt werden, kann bei einem Ausschreibungsvolumen von 350 MW/a (regulär) bzw. 150 MW/a (Biomethan) im Jahr 2030 der Zielwert des KSP 2030 erreicht werden, wie das folgende Szenario zeigt:

Biomasse-Strom in 2030: Maximalszenario	
Annahme für das Jahr 2030	Strommenge in 2030
Altholz- & Schwarzlaugeverstromung verbleibt auch ohne EEG-Vergütung auf dem heutigen Niveau	6,8 TWh
Alle in 2011-2016 zugebauten Anlagen & Anlagenerweiterungen befinden sich noch im ersten Vergütungszeitraum und erzeugen noch im selben Maße Strom (Biogas, Holz)	17 TWh ²
Alle in 2017-2028 bezuschlagten bzw. in Betrieb genommenen Anlagen wurden voll realisiert und werden im Schnitt mit 5.000	18,8 TWh

² Quelle: AGEE Stat (2020), Zeitreihen zur Entwicklung Erneuerbarer Energien in Deutschland.

Volllaststunden im regulären Segment (3.450 MW) bzw. 1.300 Volllaststunden im Biomethan-Segment (1.200 MW) betrieben. ³	
Stromerzeugung aus Biomasse insgesamt	42,8 TWh

Es ist jedoch aus mehreren Gründen anzunehmen, dass sich der Anlagenpark anders entwickelt und die Volllaststunden im Jahr 2030 sowie auch die Stromerzeugung aus Bestandsanlagen im ersten Vergütungszeitraum deutlich geringer ist als von der Bundesregierung offenbar angenommen. Zum einen gibt es umfassende Anreize zur Flexibilisierung von Bioenergieanlagen, was mit einer Senkung der Volllaststunden einhergeht. Bereits im EEG 2017 sind die Volllaststunden von neuen und neu in Betrieb genommenen Anlagen auf ca. 4.400 (Biogas) bzw. ca. 7.000 (Holz) pro Jahr gedeckelt. Der KabE setzt darüber hinaus neue zusätzliche Anreize zur Flexibilisierung, insb.: die Streichung des Deckels für die Flexibilitätsprämie, neue Anforderungen an die Flexibilitätsprämie, die Erhöhung des Flexibilitätszuschlags, die weitere Absenkung der maximalen Volllaststunden und die Abschaffung der Vergütung bei negativen Börsenpreisen. Dazu kommt ein allgemeiner Trend hin zu volatileren Börsenstrompreisen, die eine flexible Fahrweise honorieren. Es ist deshalb davon auszugehen, dass neue und bestehende Bioenergieanlagen in 2030 deutlich niedrigere Volllaststunden aufweisen als im Maximalszenario angenommen. Nach Schätzungen des Fachverband Biogas e.V. ist für bestehende Biogasanlagen im ersten Vergütungszeitraum und für neue Biogasanlagen im regulären Ausschreibungssegment eine Annahme von durchschnittlich 3.200 Volllaststunden im Jahr 2030 realistischer. In Bezug auf die Strommenge, die im Jahr 2030 aus Bestandsanlagen im ersten Vergütungszeitraum bereitgestellt wird, ist nach FvB-Schätzung eine Annahme von 10 TWh gerechtfertigt (und nicht von 17 TWh, die anscheinend der Berechnung des Ausbaupfads durch die Bundesregierung zugrunde liegen). Denn ein großer Teil der 17 TWh Strom aus Biomasse, die in den Jahren 2011 bis 2016 dazu kamen, stammt aus Anlagenerweiterungen, die zusammen mit den ursprünglichen Anlagen aus dem EEG fallen. Wenn berücksichtigt wird, dass der KabE viele neue Anreize zur Flexibilisierung von Anlagen und damit zur Reduzierung der Volllaststunden setzt und der Beitrag von Bestandsanlagen im ersten Vergütungszeitraum deutlich geringer ausfällt, dann würde die Stromerzeugung aus Biomasse selbst bei einer vollständigen Ausschöpfung der 500 MW/a auf etwa 29 TWh sinken, wie das folgende Szenario zeigt:

Biomasse-Strom in 2030: Realistisches Szenario	
Annahme für das Jahr 2030	Strommenge in 2030
Altholz- & Schwarzlaugeverstromung verbleibt auch ohne EEG-Vergütung auf dem heutigen Niveau	6,8 TWh
Alle in 2011-2016 zugebauten <i>Neuanlagen</i> befinden sich noch im ersten Vergütungszeitraum und erzeugen noch im selben Maße Strom (Biogas, Holz); für die in 2011-2016 zugebauten <i>Anlagenerweiterungen</i> ist der erste EEG-Vergütungszeitraum bereits ausgelaufen.	10 TWh

³ Leistung im regulären Segment: 2017-19: 150 MW/a; 2020: 200 MW/a (EEG 2017); 2021-28: 350 MW/a (KabE); insgesamt: 3.450 MW.

Leistung im Biomethan-Segment: 2021-28: 150 MW/a (RefE); insgesamt: 1.200 MW/a.

Alle in 2017-2028 bezuschlagten bzw. in Betrieb genommenen Anlagen wurden voll realisiert und werden im Schnitt <i>mit 3.200 Volllaststunden</i> im regulären Segment (3.450 MW) bzw. 1.300 Volllaststunden im Biomethan-Segment (1.200 MW) betrieben.	12,6 TWh
Stromerzeugung aus Biomasse insgesamt	29,4 TWh

Ohne eine Anpassung der Volumina im EEG droht in den kommenden Jahren der Verlust von nahezu einem Drittel des gegenwärtigen Anlagenbestands

Nach 2030 würde sich diese Entwicklung zudem nochmals verschärfen, da der Zubau im Biogasbereich erst im Jahr 2011 seine Spitze erreichte, diese Anlagen also erst kurz nach 2020 aus ihrem ersten Vergütungszeitraum fallen. Umso mehr wäre somit zuvor gegen zu steuern, um überhaupt eine Chance auf die Zielerreichung zu wahren.

In diesem Zusammenhang ist anzumerken, dass der KabE keine Regelung vorsieht, inwiefern die im Jahr 2020 nicht-vergebenen Volumina auf die Folgejahre übertragen werden. Nach derzeitigen Prognosen auf Basis der bisherigen Ausschreibungsergebnisse dürfte es sich dabei um ein Volumen von 150 MW handeln, das ohne eine solche Regelung verloren ginge.

Vorschlag

1. In § 4 EEG 2021 wird explizit auf den Zielwert des KSP 2030 für die Stromerzeugung aus Biomasse von 42 TWh in 2030 abgestellt. Eine Erwähnung nur in der Begründung könnte die Möglichkeit eröffnen, dass später von diesem Zielwert abgewichen wird.
2. Die Ausschreibungsvolumina in den Jahren 2021-2028 werden so festgelegt, dass das 42-TWh-Ziel erreicht wird. Wenn man von realistischen Annahmen u.a. über eine steigende Flexibilisierung ausgeht, ist eher ein Ausschreibungsvolumen von 990 MW/a notwendig, davon 840 MW im regulären Ausschreibungssegment und 150 MW im Ausschreibungssegment für hochflexible Biomethananlagen. (Änderung von § 28b EEG 2021)
3. Darüber hinaus muss sichergestellt sein, dass die nicht vergebenen Volumina aus 2020 in den Folgejahren neu ausgeschrieben werden. Am einfachsten durch eine entsprechende Anhebung des Ausschreibungsvolumens für das Jahr 2021 um 150 MW. (Änderung von § 28b EEG 2021)

Die genannten Ausschreibungsvolumina lassen sich wie folgt ermitteln:

Notwendige jährliche Ausschreibungsvolumina zur Erreichung des 42 TWh-Ziels in 2030	
Prognose bei 350 (regulär) bzw. 150 (Biomethan) MW/a in 2021-2028 („realistisches Szenario“)	29,4 TWh
Differenz zur Zielmenge	12,6 TWh

Entspricht (bei 3.200 Vlh) einem Volumen von	3.938 MW
Zusätzlich notwendiges Volumen (regulär) pro Jahr 2021-28	Ca. 490 MW/a
Notwendiges Ausschreibungsvolumen pro Jahr 2021-28 insgesamt	Ca. 990 MW/a
Davon reguläres Ausschreibungsvolumen	Ca. 840 MW/a

2.2. Zur Einführung einer „Südquote“ (Änderung von § 39d EEG 2021)

Ab 2021 soll mindestens die Hälfte der in der regulären Biomasse-Ausschreibung vergebenen Leistung an Gebote aus der „Südregion“ vergeben werden („Südquote“). Die Bioenergieverbände lehnen diese geplante Südquote als fachlich unbegründet ab. Auch in den übrigen Landesteilen wird die Systemdienlichkeit der Biomasse, insbesondere ihre Flexibilität, benötigt. Gerade auch in Norddeutschland mit perspektivisch weiter steigenden Anteilen an Windenergie ist es besonders wichtig, Ausgleichskapazitäten zu schaffen. Zudem ist zu berücksichtigen, dass im Bereich der Bioenergie im Kontext des EEG kein Netto-Zubau angestrebt wird, sondern eine Stabilisierung, also ein Erhalt der bestehenden Stromerzeugungskapazitäten. Da Strom aus Biomasse auch aufgrund der neuen Anreize im EEG (Jahresmarktwert, Mindest- und Maximallaufzeiten, Flexibilitätsprämie und -zuschlag, keine Vergütung während negativer Börsenpreise etc.) zukünftig in immer mehr Zeiten schwacher Windstromaufkommens erzeugt wird, sind die Stromleitungskapazitäten in diesen Zeiten demzufolge für Biomassestrom verfügbar. Es gibt also bei der Bioenergie keinen fachlichen Grund für die Südquote. Zudem ist der politische Wunsch, im Süden in besonderem Maße gesicherte Bioenergie-Leistung anzusiedeln, mit entsprechenden positiven Anreizen zu erreichen, nicht aber mit einem pauschalen Ausschluss des Nordens.

Ebenso zu kritisieren ist die Handhabung der geplanten Südquote im Detail. Im Gegensatz zur Südquote bei den Ausschreibungen für Windenergie an Land wird in dem Fall, dass nicht genügend Gebote aus der so genannten „Südregion“ eingereicht werden, um die Quote zu füllen, das übrige Volumen der Quote nicht mit Geboten aus anderen Regionen aufgefüllt, sondern die Leistung schlicht nicht vergeben und auf die Folgejahre übertragen. Im Extremfall kann dies dazu führen, dass in einer überzeichneten Ausschreibung, für die keine Gebote aus der Südregion eingereicht werden, nur die Hälfte des ausgeschriebenen Volumens überhaupt vergeben wird. Die Folge wäre ein Abbau der gesicherten Leistung im Norden.

Vorschlag

Die im KabE vorgesehene Südquote für die Bioenergie ist zu streichen. Zumindest sind diejenigen Volumina, die nicht an Gebote aus der Südregion vergeben wurden, im Zuge derselben Ausschreibungsrunde auch an Gebote aus anderen Regionen zu übertragen.

2.3. Zur Einführung eines Ausschreibungssegments für Biomethananlagen in der Südregion (Änderung von § 39m Abs. 2 EEG 2021)

Die Bioenergieverbände begrüßen die im KabE erkennbare Rückbesinnung auf die besonderen Vorzüge von Biomethan zum Ausgleich gerade auch saisonaler Schwankungen. Daher wird auch die Einführung eines neuen Ausschreibungssegments für Biomethananlagen grundsätzlich begrüßt. Allerdings sollte sich das Ansinnen, zusätzliche gesicherte Leistung in der Südregion anzusiedeln, nicht

zu Lasten des Gesamt-Ausschreibungsvolumens niederschlagen. Zudem ist bedauerlich, dass diese "Südausschreibung" das Potenzial von Vor-Ort-Verstromungs-Anlagen zum Ausgleich fluktuierender Energieträger ignoriert. Eine Anreizsetzung wäre auch in diesem Segment aus Systemsicht wünschenswert (siehe auch 2.1 und 2.2). Es muss sichergestellt sein, dass die Abspaltung dieses eigenen Biomethan-Segments für die Südregion die Weiterführung von anderen Projekten im Rest der Republik nicht benachteiligt. Des Weiteren sind die Anforderungen an die neu zu errichtenden Biomethan-BHKW nachzubessern. Der RefE sieht vor, dass die Biomethan-BHKW nur an ca. 1.300 Stunden pro Jahr laufen sollen (§ 39m Abs. 2 EEG 2021). Dies konterkariert jedoch die eigentliche Intention der Regelung. Ziel ist es, dass die Biomethan-BHKW insbesondere im Winter zur Verfügung stehen, wenn in der so genannten kalten Dunkelflaute in einem System mit immer weiter steigenden fluktuierenden Energieträgern einmal kein Wind weht, die Sonne nicht scheint und gleichzeitiger Wärmebedarf entsteht. Da aber die Witterungsverhältnisse der Winter ebenfalls Schwankungen unterliegen, sind mindestens 2.500 Stunden erforderlich, um einen sinnvollen Lastgang fahren und im Bedarfsfall dann auch entsprechend zur Verfügung stehen zu können.

Vorschlag

Die Begrenzung der jährlichen Volllaststundenzahl, mit der im Rahmen der Biomethan-Ausschreibung bezuschlagte Biomethan-BHKW zu betreiben sind, sollte auf 2.500 Std./a angehoben werden.

3. Zur Weiterentwicklung des Ausschreibungsverfahrens

Mit der KabE wurden deutliche Verbesserungen bei der Ausgestaltung des Ausschreibungsverfahrens erzielt. Neben der Verlängerung der Realisierungsfrist, die bereits im RefE enthalten war, ist hier vor allem die Anhebung der Gebotshöchstwerte zu nennen. Nichtsdestotrotz besteht weiterhin Änderungsbedarf.

3.1. Vorschläge zur Weiterentwicklung von Gebotshöchstwerten und Vergütungsdauer

3.1.1. Höheren Vergütungsbedarf kleinerer Bestandsanlagen berücksichtigen (Änderung von §§ 39h EEG 2021)

Alle fünf der bislang durchgeführten Ausschreibungsrunden haben gezeigt, dass die Rahmenbedingungen im EEG 2017 nicht ausreichen, um die Ausschreibungsvolumina auszufüllen (Stand: September 2020). Dies lag insbesondere an den sehr niedrigen Gebotshöchstwerten. Es ist deshalb sehr zu begrüßen, dass mit dem KabE die Höchstwerte angehoben werden. Allerdings sind die Höchstwerte insbesondere für viele landwirtschaftliche Biogasanlagen im niedrigen Leistungsbereich noch nicht hinreichend, um einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb zu ermöglichen.

Zu diesem Schluss kommt auch das Fraunhofer IEE. In seinem EEG-Erfahrungsbericht für modellierte Biogasbestandsanlagen werden Stromgestehungskosten bis zu 20 ct/kWh für NawaRo-Biogasanlagen genannt.⁴ Eine Untersuchung des Deutschen Biomasseforschungszentrums (DBFZ) an 50 Biogasbestandsanlagen kam zu dem Ergebnis, dass bei gut einem Drittel der Anlagen die Gestehungskosten über dem Höchstwert im KabE von 18,4 ct/kWh lagen.⁵ Ein großer Teil der Bestandsanlagen kann folglich mit den im KabE festgelegten Gebotshöchstwert nicht wirtschaften und müsste stillgelegt werden. Besonders hoch ist der Anpassungsbedarf bei Anlagen im niedrigen Leistungsbereich mit unter 750 Kilowatt (kW) installierter Leistung. Dies benachteiligt kleinere und mittelständische Anlagen der Land- und Forstwirtschaft, da diese aufgrund ihrer Größe und Einsatzstoffe höhere spezifische Investitions- bzw. Substratkosten aufweisen. Es besteht deshalb die Gefahr einer Verschiebung von Anlagenkonzepten und Akteuren hin zu Großanlagen. Dies ist nicht im Sinne des politischen Ziels, die bestehende Vielfalt der Akteure, Anlagenkonzepte und Technologien zu bewahren, und widerspricht dem Grundsatz, dass Bioenergieanlagen grundsätzlich an den lokalen und regionalen Gegebenheiten ausgerichtet werden sollten, um Ökonomie und Ökologie optimal in Einklang zu bringen.

In diesem Zusammenhang ist zu beachten, dass eine weitere Erhöhung des Gebotshöchstwerts nicht nur notwendig ist, um die KSP-Ziele für die Stromerzeugung aus Biomasse zu erreichen. Vielmehr ist sie auch notwendig, um die im KSP 2030 enthaltene Maßnahme umzusetzen, die Vergärung von Gülle in Biogasanlagen zu steigern. Denn der weitaus überwiegende Teil der Gülle wird heute in Anlagen vergoren, die dem Ausschreibungsregime unterliegen – nicht in den Anlagen der Sondervergütungskategorie, die davon ausgenommen sind.

Vorschlag

Um auch die Stromerzeugung aus kleineren landwirtschaftlichen Anlagen zu sichern, sollte der Gebotshöchstwert von Bestandsanlagen auf 19,4 ct/kWh angehoben werden. (Änderung von § 39b EEG 2021)

⁴ Quelle: Fraunhofer IEE (2018), Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes – Teilvorhaben II a: Biomasse (Zwischenbericht).

⁵ Quelle: DBFZ, 2020, Datenbasis: 50 ökonomisch untersuchte Biogasanlagen, Biogasmessprogramm III – TV 1 (FKZ: 22403515)

3.1.2. Aussetzen der Degression (Änderung von § 39b Abs. 2, § 39h Abs. 5 Nr. 3, § 39i Abs. 3, § 44a EEG 2021)

Wie oben beschrieben war ein entscheidender Grund für die bisher vergleichsweise geringe Beteiligung am Ausschreibungsverfahren, dass die Höchstwerte insbesondere für Biogasanlagen deutlich unter den Stromgestehungskosten lagen. Es ist deshalb sehr zu begrüßen, dass mit dem KabE die Höchstwerte angehoben werden. Die Anhebung um 2 ct/kWh ist jedoch für weite Teile des bestehenden Anlagenparks nach wie vor sehr knapp bemessen. Bevor die Höchstwerte aufgrund der Degression nun auch zusätzlich wieder sinken, sollten jedoch zunächst die Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunden abgewartet werden, um zu prüfen, ob hier weiterer Nachbesserungsbedarf besteht.

Vorschlag

Die Degression der Höchstwerte wird ausgesetzt bis zwei aufeinander folgende Ausschreibungsrunden deutlich überzeichnet sind (Änderung von §§ 39b, 39g EEG 2021). Damit wird ein Schritt hin zum Abgleich mit den Ausschreibungen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz getan, bei denen es gar keine Degression der Höchstwerte gibt.

3.1.3. Anhebung der Gebotshöchstwerte für Anlagen mit ökologisch besonders wertvollen Einsatzstoffen (Ergänzung von §§ 39b EEG 2021)

Nach Ansicht der Bioenergieverbände sollte in diesem Rahmen auch angereizt werden, dass Biogasanlagen verstärkt ökologisch besonders wertvolle Substrate wie Klee gras oder Blühpflanzen einsetzen. Dies deckt sich auch mit der Ankündigung der Regierungsfractionen im Koalitionsvertrag, den Einsatz von Blühpflanzen in Bioenergieanlagen anzureizen.

Vorschläge

Der für neue Biogasanlagen gebotene anzulegende Wert darf auch über dem eigentlichen Höchstwert liegen, insofern sich der Bieter dazu verpflichtet, über die gesamte Vergütungsperiode jährlich mindestens 20 Masseprozent ökologisch besonders wertvoller Substrate einzusetzen. In diesem Fall könnte der etwas höhere Höchstwert für Bestandsanlagen gelten. Eine gute Aufstellung solcher ökologisch besonders wertvoller Substrate gibt es in der Biomasseverordnung zum EEG 2012 in der so genannten Einsatzstoffvergütungskategorie II auf die im KabE verwiesen werden kann. (Änderung von § 39b EEG 2021)

3.1.4. Verlängerung des zweiten Vergütungszeitraums für Bestandsanlagen bei einem vorzeitigen Wechsel (Ergänzung von § 39h EEG 2021)

Der vorzeitige Wechsel vom ersten in einen zweiten Vergütungszeitraum ist für die allermeisten Bestandsanlagen unattraktiv, da die Vergütung im ersten Zeitraum im Normalfall deutlich höher ist. Die Attraktivität eines vorzeitigen Wechsels kann erhöht werden, indem der Wechsel zumindest nicht zu einer Verkürzung der Gesamtvergütungsdauer führt.

Vorschlag

Für Anlagen, die vor Ablauf ihres ersten Vergütungszeitraums in ihren zweiten Vergütungszeitraum wechseln, verlängert sich der zweite Vergütungszeitraum um die nicht in Anspruch genommenen Jahre des ersten Vergütungszeitraums.

3.2. Zum Ausschreibungsdesign

3.2.1. Zur Verlängerung der Realisierungsfrist für Neuanlagen (§ 39e Abs. 2 EEG 2021)

Die kurze Realisierungsfrist für Neuanlagen im EEG 2017 von 24 Monaten ist ein sehr großes Hemmnis für Investitionen in Neuanlagen und mit einer Erklärung, warum für Projekte, die selbst bei den niedrigen Gebotshöchstwerten für Neuanlagen wirtschaftlich wären, kein Gebot eingereicht wurden. Dies gilt in besonderem Maße für Holzheizkraftwerke und Bioabfallvergärungsanlagen. Es ist deshalb sehr zu begrüßen, dass die Frist mit dem EEG 2021 auf 36 Monate verlängert wird.

3.2.2. Zur Absenkung der Wartefrist für Wechsel in den zweiten Vergütungszeitraum (ggf. frühzeitiges Inkrafttreten von § 100 Abs. 2 Nr. 9 EEG 2021)

Die Absenkung der Frist für den Wechsel vom ersten in den zweiten Vergütungszeitraum von 12 auf 2 Monaten ist zu begrüßen.

Allerdings ist unklar, ob die verkürzte Wartefrist tatsächlich alle gewünschten Fälle abdeckt. Nach § 100 Abs. 2 Nr. 9 EEG 2021 können auch Bestandsanlagen mit einem vor dem 1.1.2021 erteilten Zuschlag von der Wartefrist profitieren. Es stellt sich nun die Frage, ab welchem Zeitpunkt die neue, verkürzte Wartefrist gilt: Gilt die Verkürzung erst mit dem Inkrafttreten des EEG 2021 (vrs. 1.1.2021), so dass zum 1.3.2021 in den zweiten Vergütungszeitraum gewechselt werden kann? Oder ist beabsichtigt, dass Anlagen ggf. bereits zum 1.1.2021 wechseln können, insofern sie vor dem 1.11.2020 einen Zuschlag erhalten haben?

Vorschlag

Anlagen, die vor dem 1.11.2020 einen Zuschlag erhalten haben, sollten potenziell auch schon zum 1.1.2021 in den zweiten Vergütungszeitraum wechseln können. Erforderlich wäre dazu ein frühzeitiges Inkrafttreten von § 100 Abs. 2 Nr. 9 EEG 2021, z.B. zum 1.10.2021.

3.2.3. Überprüfung und Absenkung der Präqualifikationsbedingungen für Neuanlagen (Überprüfung bzw. Änderung von §§ 39, 39a, 39d, 39g, 55 EEG 2021)

Laut Branchenangaben sind die Präqualifikationsbedingungen für Neuanlagen ein sehr großes Hemmnis für Investitionen und so wie bisher auch die kurze Realisierungsfrist mit einer Erklärung, warum für Projekte, die selbst bei den niedrigen Gebotshöchstwerten für Neuanlagen wirtschaftlich wären, kein Gebot eingereicht wurde.

Holzheizkraftwerke besitzen im Mittel eine installierte Leistung von mehr als 5 MW_{el} und deshalb einen signifikanten Investitionsbedarf und Projektierungsaufwand. Zudem wurden diese Projekte in der Vergangenheit oft durch Zusammenschlüsse kleinerer Marktakteure finanziert, die das hohe finanzielle Risiko, für ein bereits genehmigtes Projekt keinen Zuschlag zu erhalten, nicht tragen können. Ähnliches gilt für Bioabfallvergärungsanlagen, die normalerweise ebenfalls von einem Zusammenschluss kleinerer Marktakteure (u.a. Kommunen oder private Entsorger) finanziert werden und aufgrund des daraus resultierenden Abstimmungsbedarfs genauso einen sehr langen Projektierungsaufwand aufweisen. Die Anforderung, bei Teilnahme an einer Ausschreibung eine Genehmigung nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) vorzulegen (§ 39 Abs. 1 Nr. 2), schreckt aufgrund der unverhältnismäßig hohen Vorinvestition typische Investoren ab.

Vorschläge

Es sollte geprüft werden, inwiefern eine Lockerung der Präqualifikationsbedingungen die Teilnahme für weniger finanzstarke Marktakteure erleichtern könnte. Zum Beispiel könnte die Anforderung auf eine behördliche Bescheinigung über die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit umgestellt werden. Die finanzielle Sicherheit (§§ 39a, 55) müsste dann jedoch entsprechend angepasst und eine Frist zur Nachreichung der Genehmigung festgelegt werden. In jedem Fall muss sichergestellt sein, dass die Realisierungswahrscheinlichkeit nicht beeinträchtigt bzw. der Ausbaupfad nicht für andere Projekte blockiert wird.

4. Zur Weiterentwicklung des Vergütungsrahmens

4.1. Flexibilisierungspflicht für Holzheizkraftwerke auf das technisch machbare beschränken (Änderung von § 39i Abs. 2 EEG 2021)

Mit dem KabE wird die bereits bestehende Pflicht zur Flexibilisierung teilweise deutlich verschärft. Zukünftig sollen neue und neu in Betrieb genommene Biogasanlagen nur noch eine Vergütung für eine Bemessungsleistung erhalten, die 45 Prozent ihrer installierten Leistung entspricht. Bei Anlagen zur Verbrennung fester Biomasse wird die Vergütung auf 65 Prozent begrenzt. Die Bioenergieverbände sehen einen Anreiz zur Flexibilisierung grundsätzlich positiv, sehen indes teilweise kaum zu beherrschende Herausforderungen in der Anlagenkonzeption für einige Bioenergieanlagen. Denn gerade für neu geplante sowie bestehende Holzheizkraftwerke ist ein solches Kriterium aus technischer, logistischer und wirtschaftlicher Sicht extrem kritisch zu sehen,

Grundsätzlich ist festzustellen, dass EEG-Anlagen im Holzenergiebereich einen zunehmenden Anteil an der erneuerbaren Wärmeversorgung in Fernwärmenetzen sichern und auch immer wichtiger in der Wärmeversorgung industrieller Prozesse werden.

Die Auslegung eines jeden Kraftwerkes erfolgt im Hinblick auf den Wärmeumsatz des Wärmenetzes, hier ist erfreulicherweise festzustellen, dass in der Regel im Gegensatz zu den Auslegungskriterien bei Inbetriebnahme, der Wärmebedarf an **grüner Fernwärme** durch die Dekarbonisierung der Wärmenetze steigt. Diese Anlagen sehen sich mithin mit mehr Wärmeabsatz und entsprechender Leistungsforderung konfrontiert. Zentraler Punkt in diesen Anlagenkonzepten, um gegenüber Erdgas und anderen fossilen Energieträgern eine Wirtschaftlichkeit darzustellen, ist die Erzeugung regenerativen Stroms im EEG.

Eine Reduzierung der Bemessungsleistung hätte nun zur Folge, dass bei einer geringeren Wärmeauskopplung nur begrenzte Strommengen erzeugt werden können. Eine Konsequenz wäre, dass Kraftwerke längere Zeit abgeschaltet werden müssten und deutlich weniger EEG-Strom erzeugt werden könnte, was die Wirtschaftlichkeit zu höheren Wärmepreisen verschiebt. Diese sind indes durch die Verordnung über allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (AVB FernwärmeV) kaum in Fernwärmelieferverträgen unterzubringen. Ergänzend müsste im Abschaltzeitraum der Wärmebedarf alternativ gedeckt werden, hier in der Regel durch Spitzenlastkessel auf fossiler Basis. Daraus folgt, dass die Konkurrenzfähigkeit zu Wärme aus den fossilen Energieträgern verloren geht und der Primärenergiefaktor des Wärmenetzes trotz der Zielsetzung der Dekarbonisierung steigt.

Ähnlich, aber dennoch anders gelagert, ist der Fall von Holzheizkraftwerken in **der industriellen Wärmeversorgung**. Neben der Holzindustrie greift eine zunehmend größere Zahl an Industriebetrieben (bspw. Automobil, Pharma, Lebensmittel) in ihren Dekarbonisierungsstrategien auf Holz-KWK zurück. Hier besteht gleichbleibender Wärmebedarf, der sich an den Prozessen orientiert. Eine Abschaltung beispielsweise am Wochenende ist hinsichtlich Effizienz und Anlagenverschleiß kaum durchführbar. Mit einer generelleren Reduktion der Anlagenlaufzeit werden die Unternehmen erhebliche Schwierigkeiten haben, die gesteckten Ziele der CO₂-neutralen Energieversorgung zu erreichen.

Aus einer rein technischen Betrachtung kann eine Dampfturbine zwar gut geregelt werden, eine größere Herausforderung stellt indes die Kesselträgheit dar. Anders als bei Biogasanlagen, bei denen Verbrennung und Stromerzeugung in einem Motoren-BHKW direkt gekoppelt sind, bestehen Holzheizkraftwerke aus einem Kessel in dem die Verbrennung stattfindet und einer nachgelagerten Turbine, die den entstandenen Dampf in Kombination mit dem Generator in Strom wandelt. Dieses Zusammenspiel aus Kessel- und Turbinenleistung ist auch aufgrund der höheren Leistungsklassen anderen Gesetzmäßigkeiten unterworfen als im Biogasbereich.

Die An- und Abfahrprozesse des Kessels brauchen in der Regel 24 Std. um von Volllast auf 0 zu fahren und benötigen alleine hierfür große Mengen Energie (Beispiel ca. 18 MWh Strom für ein 10 MWel Biomasse-Heizkraftwerk), zusätzlich wird Brennstoff zum Aufheizen bzw. Leerfahren der Anlage verbraucht - ohne eine Wärme- oder Stromlieferung. Auch das Bereithalten der Anlage danach erfordert Brennstoffeinsatz.

Zudem entstehen bei jedem An- oder Abfahren thermische Dehnungen und dadurch Spannungen, die zu Schäden an Ausmauerung, Rohrleitungen und Armaturen führen. Durch diese Microrisse altern die Anlage extrem. Auch durchfahren die Anlagen in diesen Prozessen den Säuretaupunkt des Rauchgases, wodurch ebenfalls Korrosion und Alterung der Anlage verstärkt werden. Ebenso wirkt sich eine Veränderung der Last eines Holzheizkraftwerkes nachteilig auf die Steuerung und das Verhalten der Emissionseinrichtungen der Anlagen aus. Dies führt bis zur Wiederherstellung der Volllast, für die die Anlagen ja grundsätzlich ausgelegt sind, zu verstärkter Verschmutzung des Kessels, bei gleichzeitigem Absinken der Effizienz der Energieerzeugung.

Eine Einsparung von Brennstoffkosten durch längere Standzeiten, würde zudem die Fixkosten (Personalkosten, Pacht, geg. Warmhalten der Anlage, Redundante Wärmeerzeugung, etc.) nicht aufwiegen und den Anlagenbetrieb vor große Herausforderungen stellen.

Abschließend ist auch auf die Brennstofflogistik einzugehen. Gerade bei der standortnahen Versorgung von Industriebetrieben, kommunalen Objekten oder Wohngebieten, ist die Verfügbarkeit von Flächen für Holzanlagen sehr stark eingeschränkt. Die zur Verfügung stehenden Brennstofflagerflächen beschränken sich meist auf einen Tagesvorrat (Beispiel: bei einer 10 MW FWL-Anlage ca. 100 t/d = ca. 400 m² Lager). Anders als bei Biogasanlagen, die standortnah über entsprechende Substratlager verfügen, werden Naturholzanlagen gerade bei Objektversorgungen meist „just in time“ beliefert. Die Lagerhaltung mit entsprechenden Logistikketten liegt bei den Brennstofflieferanten. Würde eine Anlage (10 MW Feuerungswärmeleistung) nur auf 75 Prozent heruntergefahren, hätte das zur Folge, dass sich der Tagesbedarf um ca. 3 Brennstofflieferungen reduziert, was zu entsprechenden Störungen der Lieferkette führt. Wo dies in Einzelfällen umsetzbar ist, wird es zu großen Herausforderungen führen, würde sich der Tagesbedarf aber permanent ändern.

Dies vorangestellt und vor dem Hintergrund, dass ein doppeltes oder mehrfaches Überbauen, wie es im Biogasbereich üblich ist, im Holzenergiebereich den Bau eines zusätzlichen Kraftwerkes zur Konsequenz hätte, führt das im KabE befindliche 65 Prozent Kriterium nahezu zu einem Marktausschluss für bestehende und auch neue Holzheizkraftwerke im EEG.

Vorschlag

Die verschärfte Pflicht zur Flexibilisierung von Holzheizkraftwerken wird bei Bestandsanlagen bei 80 Prozent belassen und für Neuanlagen lediglich auf 75 Prozent der installierten Leistung beschränkt. (Änderung von § 39i Abs. 2)

4.2. Flexibilitätszuschlag für Bestandsanlagen anpassen (Änderung § 100 Abs. 2 Nr. 11 EEG 2021)

Neuanlagen sowie Bestandsanlagen, die in der Vergangenheit erfolgreich an Ausschreibungen teilgenommen haben, um ihren Restförderzeitraum zu verlängern, haben nach § 50a EEG 2017 Anspruch auf einen Flexibilitätszuschlag in Höhe von 40 Euro pro Kilowatt installierter Leistung und Jahr. Die für das EEG 2021 vorgesehene Neuregelung, wonach dieser Anspruch auf 65 Euro ansteigen soll, ist ein wichtiger Schritt für mehr Flexibilität und grundsätzlich zu begrüßen.

Allerdings dürfen Anlagenbetreiber, die bereits früh die Notwendigkeit zur Flexibilisierung ihrer Anlagen erkannt haben, durch diese Regelung nicht relativ schlechter gestellt werden. Zwar regelt die Übergangsbestimmung in § 100 Abs. 2 Nr. 11 EEG 2021, dass für Anlagen, für die noch kein

Flexibilitätszuschlag nach EEG 2014 oder EEG 2017 in Anspruch genommen wurde, der höhere Flexibilitätszuschlag von 65 bzw. 60 Euro gilt. Diese Regelung umfasst allerdings nicht den Teil der Anlagen, die bereits den nunmehr geringeren Flexibilitätszuschlag i.H.v. 40 Euro nach EEG 2017 geltend gemacht haben.

Vorschlag

Der Anspruch auf Zahlung des höheren Flexibilisierungszuschlag nach § 50 a EEG 2021 muss für alle Bestandsanlagen unabhängig davon bestehen, ob bereits mit Bezug auf eine frühere Fassung des EEG der Flexibilitätszuschlag geltend gemacht wurde oder nicht (Änderung § 100 Abs. 2 Nr. 11 EEG 2021).

4.3. Anforderungen bezüglich Fernsteuerbarkeit und Einspeisemanagement überarbeiten (Änderung von § 9 Abs. 1, 2, § 10b Abs. 1, 2 EEG 2021)

4.3.1. Anstatt auf eine stufenlose auf eine stufenorientierte, technisch machbare Steuerbarkeit abstellen

Der RefE formuliert neue Vorgaben in Bezug auf die Fernsteuerbarkeit und das Einspeisemanagement (§ 9 Abs. 1,2, § 10b Abs. 1,2 EEG 2021). Insbesondere die stufenlose Regelbarkeit (a) und das Kriterium der jederzeitigen Abrufbarkeit (b) stellen nicht einzuhaltende Forderungen dar. Da von der Frage, ob die vorgeschriebene Einrichtung zur Fernsteuerbarkeit und für das Einspeisemanagement gegeben ist, die gesamte Vergütung abhängt, werden damit für weite Teile der erneuerbaren Energiewirtschaft Risiken geschaffen, deren Verwirklichung zum völligen Vergütungsverlust führt.

a.) Unklare Regelungen sowie unmöglich einzuhaltende Vorgaben (Stufenlosigkeit, jederzeit)

Nach dem Entwurf soll die Regelung des Einspeisemanagements und der Fernsteuerbarkeit nicht ab Inkrafttreten des Gesetzes, sondern erst zukünftig stufenlos erfolgen. Gleichwohl bleibt festzustellen, dass diese Vorgabe von den Betreibern von Erneuerbaren-Energien-Anlagen unmöglich eingehalten werden kann. Zudem ist aufgrund der nicht ganz klaren Regelung und den Übergangsregelungen fraglich, welche Anlagen betroffen sind und ab wann die Stufenlosigkeit einzuhalten ist.

Konkret ist bei der Fernsteuerbarkeit und beim Einspeisemanagement inhaltsgleich geregelt, dass

„Anlagenbetreiber ihre Anlagen mit technischen Einrichtungen ausstatten, die erforderlich sind, damit ein Direktvermarktungsunternehmen ... jederzeit

a) die jeweilige Ist-Einspeisung abrufen kann und

b) die Einspeiseleistung stufenweise oder, sobald die technische Möglichkeit

besteht, stufenlos ferngesteuert regeln kann ...“

Fraglich ist schon, ab wann die Stufenlosigkeit eingehalten werden muss. Ist im Hinblick auf die technische Möglichkeit der stufenlosen Fernsteuerung auf die Steuer- und Übermittlungseinheit oder auf die Gesamtanlage abzustellen?. Ferner ist unklar, unter welchen Bedingungen „die technische Möglichkeit besteht, stufenlos ferngesteuert“ zu regeln. Darüber hinaus ist unklar, inwieweit Anlagen, die vor dem EEG 2014 in Betrieb gegangen sind, von der Regelung betroffen sind. Die Missachtung der Vorschrift wird mit dem Verlust der Vergütung geahndet. Diese Fragen, müssen vom Gesetz beantwortet werden, da ansonsten unkalkulierbare Risiken begründet werden.

Darüber hinaus ist festzustellen, dass die Vorgaben aus den folgenden Gründen unmöglich einzuhalten sind:

Keine Erneuerbare Erzeugungsanlage ist völlig stufenlos regelbar. Vielmehr sind diese, abhängig vom Leistungsbereich, lediglich mit kleineren und größeren Sprüngen regelbar. Unter Zugrundelegung des Urteils des BGH vom 14. Januar 2020 mit dem Az.: XIII ZR 5/19 steht zu erwarten, dass der BGH bei einer Stufenlosigkeit minimalste Schritte erwartet und bei einem Nichtvorliegen die Vergütung versagt. Dies vor allem deshalb, weil sich auch in der Gesetzesbegründung keine Auslegungshilfen finden. Zwar wäre es prinzipiell denkbar, dass Papiere von Organisationen (FNN, BDEW, etc.) zu dieser Thematik zur Auslegung herangezogen werden. Letzteres verbietet sich aber schon deshalb, weil dann diese Organisationen gesetzliche Vorgaben bestimmen würden, mit denen ganz erhebliche Kosten verbunden sind, was wohl klar gegen die Wesentlichkeitstheorie des BVerfG verstößt.

Weiterhin ist festzustellen, dass bestimmte Anlagen in gewissen Leistungsbereichen nicht geregelt werden können. Neuere Blockheizkraftwerke können im Leistungsbereich zwischen 50 und 100 Prozent in kleinen Stufen geregelt werden. Bei einem Auslastungsgrad von unter 50 Prozent müssen diese aber aufgrund von Herstellervorgaben komplett abgeregelt werden. Eine Regelung im Leistungsbereich von unter 50 Prozent lässt sich daher nur darstellen, wenn mehrere BHKW eingesetzt werden. Aber auch dann kann nicht jeder Prozentsatz geregelt werden.

Zudem ist anzumerken, dass viele Anlagen technisch auf feste Regelungsschritte (z.B. 0, 60 und 100 %) ausgerichtet wurden und nur mit ganz erheblichen Kosten eine graduelle Regelbarkeit über 50 Prozent hergestellt werden kann. Des Weiteren gibt es EE-Anlagen, die in weniger Stufen geregelt werden können.

b.) Vorgaben, die unmöglich dauerhaft sicher einzuhalten sind

Der RefE fordert, dass die Vorgaben zur Messung und Regelung jederzeit einzuhalten sind. Nun hängt aber die Funktion von Geräten von deren Funktionsfähigkeit ab. Dies bedeutet, dass der Anlagenbetreiber Geräte verbauen müsste, deren Hardware, Software und Kommunikationsfähigkeit zu jedem Zeitpunkt funktioniert. Die Praxis zeigt jedoch, dass schon die Technik zur Messung auch bei optimaler Wartung und Eichung Ausfallzeiten hat. Darüber hinaus muss mit kabel- und nicht kabelgebundenen Kommunikationslösungen gearbeitet werden. Beide Wege sind störanfällig. Die Praxis zeigt, dass selbst der Betrieb einer defekten Kaffeemaschine Störfelder induzieren kann, die Kommunikationsnetze lahmlegen. Darüber hinaus ist auch die Fehleranfälligkeit von Software bekannt. Des Weiteren ist festzustellen, dass der Betreiber oft nicht prüfen kann, ob seine Einrichtung funktioniert.

Vor diesem Hintergrund ist es kaum sachgerecht, dass die temporäre Nichtverfügbarkeit zu einem völligen Vergütungsverlust führt. Dies überschreitet die Grenzen des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes bei Weitem. Vielmehr erscheint eine Pönalisierung nur dann gerechtfertigt, wenn der Betreiber die Einrichtung nicht verbaut oder nicht unverzüglich nach einem erkannten Fehlerfall wieder instand setzt.

Vorschläge

1. Die Regelungen um das Einspeisemanagement und die Fernsteuerbarkeit sind so zu fassen, dass die angesprochenen Fragen für den Rechtsanwender klar geklärt sind.
2. Die stufenlose Regelung sollte durch eine stufenorientierte Regelung ersetzt werden, die das technische Vermögen von Anlagen reflektiert. Dabei ist der Bestandschutz zu gewährleisten. Bei den Stufen sollte das Folgende berücksichtigt werden:
 - Für den Bereich der Direktvermarktung ist festzustellen, dass es eigentlich keiner Vorgabe bedarf. Die entsprechenden Direktvermarkter haben für den Biogasbereich berichtet, dass sie an einer graduellen Steuerung ab einer Einspeiseleistung von 50

Prozent interessiert sind. Wer die für den Direktvermarkter notwendige Steuerbarkeit nicht erfüllt, wird dadurch bestraft, dass er entweder nicht direkt vermarktet oder schlechter vergütet wird. Dies stellt einen wirtschaftlichen Anreiz für die Anlagenbetreiber dar, damit Anlagenbetreiber ihre Anlagen auf die Bedürfnisse der Direktvermarkter ausrichten. Einer gesetzlichen Regelung bedarf es daher nicht

- Hintergrund des Einspeisemanagements ist eine drohende Netzüberlastung. Diesbezüglich ist festzuhalten, dass einer Netzüberlastung in der Praxis nicht mit einer kW-scharfen Regelung fahrplanbasierter und volatiler Anlagen begegnet wird. Daher erscheint es sehr fraglich, ob überhaupt eine feingraduelle Regelung notwendig ist, wenn es sich nicht um sehr große Anlagen handelt. Auch im Hinblick auf die Kosten ist die feingraduelle Schaltung von Anlagen weder kostenoptimal noch verursachungsgerecht. Hier werden hohen Kosten auf Anlagenbetreiber verlagert, um den Härtefallausgleich für wenige kWh zu sparen.

4.3.2. Pflicht zur Nutzung von Smart-Metern streichen

Mit dem RefE wird auch die Pflicht zur Nutzung eines Smart-Meters für die Fernsteuerung und das Einspeisemanagement vorgesehen. Die Bioenergieverbände lehnen die Einführung einer solchen Pflicht ab.

Die Implementierung eines Smart-Meters führt zu überflüssigen Kosten, Rechtsfragen und Risiken, wenn dieser eingebaut werden müsste, obwohl er nicht über alle Funktionen verfügt, die im konkreten Anwendungsfall notwendig sind. Dann müsste neben der Einrichtung des Direktvermarkters ein Smart-Meter betrieben werden, der zwar Kosten in Bezug auf Sonderfunktionen verursacht, aber die für den Anlagenbetreiber notwendigen Funktionen nicht in vollem Umfang bereitstellt, weshalb die Einrichtung des Direktvermarkters weiter betrieben werden müsste.

Darüber hinaus greift die Einführung einer Pflicht, die Steuerung gemäß § 9 und § 10b über ein intelligentes Messsystem vorzunehmen, den Ergebnissen der Arbeitsgruppe Gateway-Standardisierung (AG GWS) des BMWi und BSI vor. Ein wichtiges branchenübergreifendes Anliegen, welches in der AG GWS mehrfach eingebracht wurde, ist es gerade, die Kommunikation über einen alternativen Kanal (alternative WAN-Schnittstelle) zu ermöglichen. Dies ist insbesondere für Direktvermarktungsunternehmen entscheidend, solange über das Smart-Meter-Gateway (SMGW) nicht alle geschäftsrelevanten Anwendungsfälle abgedeckt werden, die bisher über proprietäre Lösungen abgedeckt wurden. Beispielsweise können Anlagen sowohl in der Direktvermarktung sein, als auch am Regelenergiemarkt teilnehmen. Die Umsetzung dieser beiden Anwendungsfälle soll allerdings, nach den aktuellen Plänen des BMWi, in unterschiedlichen Stufen, zu unterschiedlichen Zeitpunkten erfolgen. Die Verpflichtung zur Nutzung intelligenter Messsysteme muss daher an die Auflage geknüpft werden, dass eine Markterklärung mit allen notwendigen Steuerungsfunktionen erfolgt ist. Ansonsten müssten bis zur Verfügbarkeit aller benötigten Funktionen mehrere Techniken parallel betrieben werden, was zu höheren Kosten und keinem Zusatznutzen für den Anlagenbetreiber führen würde.

Vorschlag

Die Bioenergieverbände plädieren dafür, zunächst den Branchendialog der AG GWS abzuwarten, bevor die Verpflichtung zur Nutzung von intelligenten Messsystemen zur Steuerung gesetzlich im EEG implementiert wird. Pauschale Formulierungen, wie sie zum Beispiel in den Erläuterungen zu § 9 und § 100 Absatz 4 zu finden sind, nach welchen eine Anlagenkommunikation nach erfolgter BSI Markterklärung von allen steuerungsberechtigten Marktakteuren ausschließlich über das intelligente Messsystem erfolgen darf, lehnen die Bioenergieverbände ab. Die Notwendigkeit der Kommunikation über einen alternativen Kanal bleibt zentraler Bestandteil der Diskussion um die Einführung intelligenter Messsysteme.

4.4. Vergütung auch in Zeiten negativer Börsenstrompreise beibehalten (Streichung von § 51 EEG 2021)

Neue und neu in Betrieb genommene Anlagen (> 100 kW inst.) sollen gemäß RefE für die Stromerzeugung in Zeiten mit negativen Börsenpreisen keine Marktprämie mehr erhalten können (§ 51 EEG 2021). Die Bioenergieverbände lehnen sowohl die bestehende „6-Stunden-Regel“ (§ 51 EEG 2017) als auch deren Verschärfung im EEG 2021 ab, da sie die kosteneffiziente Erreichung der Ausbauziele für erneuerbaren Strom und erneuerbare Wärme gefährdet. Das Aussetzen der Vergütung in Zeiten negativer Börsenstrompreise führt zu Erlösabschlägen und (unproduktiven) Finanzierungsrisiken für EEG-Anlagen. Die Regelung schafft zumindest für nicht-flexible Anlagen ein Erlösrisiko, welches während der gesamten Vergütungsdauer besteht und durch die Projektierer bzw. die Betreiber bei der Kalkulation der Gebotshöhe im Ausschreibungsverfahren bzw. der Kalkulation von Wärmeabgabepreisen berücksichtigt werden muss. In etwas abgemildeter Form gilt dies auch für flexible Biogasanlagen, da aufgrund begrenzter Gas- und Wärmespeicher das BHKW nicht beliebig lange abgeschaltet werden kann. Für weitere negative Auswirkungen des Aussetzens von Vergütung in Zeiten negativer Börsenstrompreise wird auf die Stellungnahme des BEE verwiesen.

Vorschlag

§ 51 EEG 2021 wird ersatzlos gestrichen.

4.5. Zur jährlichen Berechnung der Marktprämie (§ 3 Nr. 34 EEG 2021)

Die Marktprämie soll für ab 2023 bezuschlagte Neu- und Bestandsanlagen jährlich berechnet werden (bzw. in Bezug auf Anlagen in der Festvergütung mit Inbetriebnahme ab 2023). Eine solche Umstellung führt auf der einen Seite zu einer Vielzahl von Herausforderungen für unterschiedliche Akteure der Energiewirtschaft. Aus Sicht der Bioenergiebranche ist vor allem die Frage nach möglichen Liquiditätseingängen relevant. Wenn der Jahresmarktwert als Berechnungsgrundlage der Marktprämie durch den Direktvermarkter zu hoch angesetzt wird, als er sich anschließend in der Realität abbildet, können Liquiditätseingänge entstehen. Für weitere, Technologie übergreifende Herausforderungen wird auf die Stellungnahme des BEE verwiesen.

Auf der anderen Seite stellt für Biogasanlagen eine jährlich berechnete Marktprämie jedoch auch eine Chance dar, da sie verstärkt eine saisonale Verschiebung der Stromerzeugung aus Biogas ermöglicht. So würden Betreiber von Biogasanlagen noch stärker als heute angereizt, durch unterjährig Umstellungen in der Fütterung ihrer Anlagen oder durch eine Zwischenspeicherung im Gasnetz die Stromerzeugung auf jene Monate zu verlagern, in denen der Börsenstrompreis überdurchschnittlich hoch ist, der Strom also am meisten gebraucht wird. Typischerweise sind dies die Wintermonate, so dass eine saisonale Verschiebung der Stromerzeugung auch eine Verlagerung der Wärmeproduktion auf die Monate mit dem höchsten Wärmebedarf mit sich brächte.

Die Vor- und Nachteile einer jährlichen Berechnung der Marktprämie für Holzheizkraftwerke hängen stark von jeweiligen Anlagenkonzept ab.

Vorschlag

Die möglichen Auswirkungen einer Umstellung der Marktprämie von einer monatlichen auf eine jährliche Berechnung sollten noch stärker evaluiert und ggf. nach Technologien differenziert werden. Um den sehr unterschiedlichen Anlagenkonzepten von Holzheizkraftwerken Rechnung zu tragen, sollte zudem Anlagenbetreibern die Möglichkeit eingeräumt werden, zwischen einer jährlichen und einer monatlichen Berechnung zu wählen.

4.6. Zur Umstellung der Vergütungsdeckelung bei der Vergärung von Bioabfällen (Änderung von § 39 i Abs. 3 EEG 2021)

Die Umstellung der Deckelung der Vergütung von Anlagen, die Bioabfälle einsetzen (§ 39i Abs. 3), ist schwer verständlich und nicht hinreichend präzisiert. Unklar ist, wie der aus Bioabfällen, die den drei genannten Abfallschlüsselnummern zugeordnet werden, anteilig erzeugte Strom bestimmt werden soll. Aufgrund der unterschiedlichen Methanausbeuten verschiedener Einsatzstoffe entspricht der Mengenanteil eines Substrats am Einsatzstoffmix nicht notwendigerweise dem Anteil des Substrats an der insgesamt erzeugten Strommenge, d.h. der aus einer Anlage, die z.B. 30 Masseprozent Bioabfälle einsetzt, erzeugte Strom ist nicht zu 30 Prozent "Strom aus Bioabfällen". Da im EEG 2021 keine Werte für die Methanausbeute von Einsatzstoffen festgelegt sind, ist unklar, wie der mengenmäßige Anteil von Bioabfällen in den energetischen Anteil, der für die Vergütung maßgeblich ist, umgerechnet werden kann. Eine anteilige Ermittlung des aus den bestimmten Bioabfällen erzeugten Stromes ist deshalb nicht praxisgerecht und würde zu massiven Irritationen der Umsetzung führen.

In diesem Zusammenhang ist noch einmal darauf hinzuweisen, dass die Höhe des Vergütungsdeckels sehr niedrig und dementsprechend für die weitere Erschließung von Bioabfällen für die Biogaserzeugung kontraproduktiv ist. Der Deckel sollte auf den Höchstgebotswert von Neuanlagen (16,4 ct/kWh) angehoben werden und von einer Degression in jedem Fall abgesehen werden.

Gemäß der Vorgaben im EEG 2021 ist für Bestandsanlagen bei der Teilnahme an den Ausschreibungen ein Höchstgebotswert von 18,4 ct/kWh unabhängig vom eingesetzten Substrat festgelegt. Jedoch ist gemäß § 39 g Abs. 6 EEG 2021 der anzulegende Höchstwert von Bestandsanlagen zusätzlich auf die in den letzten drei Kalenderjahren vor der Ausschreibung durchschnittlich gezahlte Vergütung begrenzt. Dadurch haben insbesondere Biogasanlagen, die industrielle und gewerbliche Bioabfälle (z.B. Speisereste, Fettabscheiderinhalte, Flotatschlämme und tierische Nebenprodukte wie Milchprodukte, Blut, Magen- und Darminhalt) einsetzen, einen viel niedrigeren Gebotshöchstwert, da deren durchschnittliche Vergütung i.d.R. zwischen 10 und 15 ct/kWh liegt. Da nun auch Abfälle in Anlagen, die bisher ausschließlich nachwachsende Rohstoffe (NawaRo; einschließlich Gülle) verwenden, eingesetzt werden dürfen, könnte durch die Vergütungsdifferenz eine Verlagerung von Abfällen in bisherige NawaRo-Anlagen stattfinden und dadurch bestehenden Abfallanlagen diese Stoffströme und damit die Existenz entzogen werden. In weiterer Konsequenz könnte es damit bezogen auf die angesprochenen Abfallströme zu einer Erhöhung der substratbezogenen EEG-Vergütung kommen.

Vorschlag

Die Bioenergieverbände plädieren dafür die bisherige Unterscheidung zwischen NawaRo-Anlagen und Abfallanlagen auch im Ausschreibungsverfahren fortzuführen. Zu diesem Zweck kann die Vergütungsbegrenzung für die Vergärung getrennt erfasster Bioabfälle auf alle Einsatzstoffen, die nicht NawaRo, Gülle oder rein pflanzliche Nebenprodukte sind, erweitert werden. Jedoch sollte gleichzeitig der Deckel auf 16,4 ct/kWh angehoben werden, um Abfallvergärungsanlagen nicht weiter zu benachteiligen. (Änderung von § 39i Abs. 3).

4.7. Bei der Umstellung des Deckels für die Flexibilitätsprämie Investitions- und Vertrauensschutz wahren (Änderung von § 100 Abs. 2 Nr. 12)

Die Bioenergieverbände begrüßen, dass die Deckelung der Flexibilitätsprämie im EEG 2017 aufgehoben werden soll (§ 50b). Die Anforderung an Anlagen, die die Prämie neu in Anspruch nehmen und über mehrere BHKW verfügen, dass an mindestens 4.000 Viertelstunden im Jahr mindestens 85 Prozent der installierten Leistung abgerufen wird, ist durchaus sachgerecht.

Die Änderungen in Bezug auf die Anlage 3 zum EEG 2021 führen jedoch – entgegen der Ausführungen in der Begründung – zu einem Eingriff in den Bestandsschutz. Der Deckel der Flexibilitätsprämie im EEG 2017 hätte unter Zugrundelegung der für den Betreiber nachteiligsten Auffassung eine Laufzeit bis

zum 31.07.2021 gehabt. Umstritten war lediglich, ob bis zu diesem Zeitpunkt auch die zusätzliche Leistung in Betrieb genommen sein musste; unumstritten ist dagegen, dass die Flexibilitätsprämie ohne jegliches Qualitätskriterium in Anspruch genommen werden kann:

- Nach der Rechtsauffassung der Bundesnetzagentur musste bis zum 31.07.2021 sowohl Meldung im Marktstammdatenregister erfolgt als auch zusätzliche Leistung in Betrieb genommen sein (kumulativ).
- Dagegen vertritt der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) – insbesondere infolge des Wortlauts – dass nur die Meldung an das Marktstammdatenregister (MaStR) bis zum 31.07.2021 erfolgt sein muss. Daten zum Zwecke der erstmaligen Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie können bis zu 3 Monate im Voraus übermittelt werden, sodass eine Meldung im Juli 2021 bedeutet, dass eine Inbetriebnahme der zusätzlichen Leistung noch im August oder September 2021 vorgenommen werden könnte.

Egal, welche Rechtsauffassung zutreffend ist, besteht folgende Gemeinsamkeit: Bis mindestens 01.08.2021 hätte die Flexibilitätsprämie ohne Einhaltung von „Qualitätskriterien“ erfolgen können.

Die Regelungen des EEG 2017 zur Flexibilitätsprämie sollen allerdings ab dem 01.01.2021 nur noch dann gelten, wenn der Betreiber vor dem 01.01.2021 „erstmalig die zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie zusätzlich installierte Leistung im Sinn des § 50b an das Marktstammdatenregister übermittelt.“ Wer noch im Dezember 2020 zusätzliche Leistung für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie registriert, für den ist kein Qualitätskriterium anzuwenden. Dabei gilt nach wie vor, dass die Meldung der Flexibilitätsprämie an das MaStR bis zu 3 Monate im Voraus erfolgen darf.

Beispiel für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie nach dem EEG 2017:

Die Meldung an das MaStR erfolgt im Dezember 2021; die Flexibilitätsprämie soll zum 01.03.2021 erstmals in Anspruch genommen werden.

Die Mitteilung an den Netzbetreiber macht der Anlagenbetreiber im Januar 2021.

Bis spätestens Ende Februar 2021 wird die Bescheinigung des Umweltgutachters dem Netzbetreiber vorgelegt, sodass die zusätzlich installierte Leistung irgendwann vor dem Testbetrieb durch den Umweltgutachter in Betrieb genommen wird.

Dieses Beispiel zeigt, dass die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie ohne Qualitätskriterium um mindestens 5 Monate verkürzt wird. Dies hat Konsequenzen für alle Anlagenbetreiber, die eine erstmalige Inanspruchnahme der Flexprämie zum 01.04., 01.05., 01.06., 01.07. oder 01.08.2021 geplant haben. Laut einer Branchenumfrage des Fachverband Biogas betrifft dies schätzungsweise 50 bis 60 Anlagen deutschlandweit.

Beispiel:

Bereits im Herbst 2020 ist klar, dass die Flexibilitätsprämie erst zum 01.08.2021 erstmals in Anspruch genommen werden kann, da das zusätzliche BHKW Corona-bedingte Lieferschwierigkeiten hat und erst Anfang Juli 2021 geliefert wird. Im Juli 2021 wird der Umweltgutachter die Bescheinigung erstellen; diese kann Ende Juli 2021 dem Netzbetreiber vorgelegt werden.

Wäre in diesem Beispielfall eine Meldung der zusätzlichen Leistung an das MaStR im Dezember 2020 ausreichend für einen Anspruch auf die Flexibilitätsprämie nach dem EEG 2017 und damit ohne Qualitätskriterien einhalten zu müssen?

Einerseits darf eine Meldung nach der Marktstammdatenregisterverordnung (MaStRV) bzgl. der zusätzlichen installierten Leistung maximal 3 Monate vor der erstmaligen Inanspruchnahme erfolgen. Andererseits stellt der Wortlaut in § 100 Abs. 2 Nr. 12 EEG 2021 nur darauf ab, dass „der Betreiber nach dem 31. Dezember 2020 erstmalig die zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie zusätzlich installierte Leistung im Sinn des § 50b an das MaStR übermittelt.“ An die Mitteilung zum MaStR schließt sich gerade nicht die Rechtsfolge an, dass auch ein Anspruch auf Auszahlung der Flexibilitätsprämie besteht. Die Meldung an das MaStR hat ferner nicht zur Konsequenz, dass etwa der 10-Jahreszeitraum beginnt (ausschlaggebend dafür ist die Mitteilung an den Netzbetreiber⁶). Die Meldung im MaStR ist lediglich eine von mehreren Anspruchsvoraussetzungen der Flexibilitätsprämie nach dem EEG.

Nach der Praxis des MaStR kann eine verfrühte Meldung zu einem späteren Zeitpunkt nochmals vorgenommen werden. Es wird daran primär⁷ keine Ordnungswidrigkeit geknüpft. Erst wenn die Flexibilitätsprämie zum angekündigten Datum nicht in Anspruch genommen wird und die Daten nicht fristgemäß (Monatsfrist) geändert werden, könnte eine OWi wegen einer versäumten Änderung von registrierten Daten im Raum stehen (§ 7 Abs. 1 i.V.m. § 21 MaStRV).

Aber ungeklärt bleibt dennoch, ob die Meldung im Dezember 2020 ausreichend war, um einen Anspruch auf die Flexibilitätsprämie nach dem EEG 2017 zu begründen. Um diese Rechtsunsicherheiten zu vermeiden, schlagen wir folgende Modifikationen an § 100 Abs. 2 Nr. 12 REFE EEG 2021 vor:

Vorschlag

§ 100 Abs. 2 Nr. 12 wird wie folgt gefasst

12. § 50b und Anlage 3 dieses Gesetzes sind anzuwenden für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas, die nach dem am 31. Juli 2014 geltenden Inbetriebnahmebegriff vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind, wenn der Betreiber

- a. nach dem 30. September 2021 ~~31. Dezember 2020~~ erstmalig die zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie zusätzlich installierte Leistung im Sinn des § 50b an das Marktstammdatenregister übermittelt,
- b. nach dem 30. September 2021 die zusätzlich installierte Leistung in Betrieb genommen und
- c. die Mitteilung gemäß Nr. I.3 der Anlage 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2020 geltenden Fassung dem Netzbetreiber nach dem 31. August 2021 zugeht.

4.8. Zur Anforderung der Hocheffizienz (§ 44c Abs. 6, 7 EEG 2021)

Der KabE führt neue Effizienzanforderungen für neue und neu in Betrieb genommene Bioenergieanlagen ein (§ 44c Abs. 5-7 EEG 2021). Nach Ansicht der Bioenergieverbände sind die Anforderungen in ihrer jetzigen Ausgestaltung sachgerecht und technisch machbar – diese Änderung gegenüber dem RefE wird ausdrücklich begrüßt. An der Regelung im KabE ist jedoch weiterhin der mit dem Nachweis verbundene große bürokratische Aufwand sowie die Kosten einer wiederkehrenden Prüfung und des Nachweises durch den Umweltgutachter in einem Leistungsbereich > 2 MW_{el} zu kritisieren.

Da insbesondere im Biogasbereich vorrangig KWK-Kleinanlagen mit einer installierten Leistung von < 1 MW_{el} zum Einsatz kommen, ist in diesem Zusammenhang anzumerken, dass sichergestellt sein

⁶ Clearingstelle EEG, Votum 2016/41.

⁷ Nach § 21 MaStRV wird die Meldepflicht zur Flexibilitätsprämie nach § 18 MaStRV nicht sanktioniert.

muss, dass bei serienmäßig hergestellten Motoren-BHKW mit einer installierten Leistung bis zu 2 MW_{el} die vom Hersteller angegebenen elektrischen und thermischen Wirkungsgrade zur Ermittlung der Hocheffizienz herangezogen werden und nicht der individuell realisierte Nutzungsgrad

Vorschlag

Die Nachweispflicht sollte sich auf eine Eigenerklärung beschränken, von einer wiederkehrenden Prüfung sollte abgesehen werden. Grundlagen müssen die vom Hersteller oder Planer angegebenen elektrischen und thermischen Wirkungsgrade sein, nicht der individuell realisierte Nutzungsgrad.

5. Weitere Vorschläge zum EEG 2021: Einsatz von Rest- und Abfallstoffen anreizen

5.1. Güllevergärung anreizen

Die Emissionen der Landwirtschaft betragen 2016 knapp 65 Mio. t CO₂-Äquivalent, wovon rund 32 Mio. t auf Methan entfallen. Diese stammen aus der Verdauung von Wiederkäuern sowie aus der Lagerung von Wirtschaftsdüngern (Gülle und Mist). Biogasanlagen, die Wirtschaftsdünger vergären, fangen die bei der Lagerung anfallenden Methanemissionen auf und nutzen diese energetisch. Die Vergärung von Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen stellt damit einen effizienten Weg dar, landwirtschaftliche (und energetische) Treibhausgasemissionen zu reduzieren und so die Sektorziele des Klimaschutzplans und die nationalen Klimaziele zu erreichen.

Rund 25 Prozent des in Deutschland anfallenden Wirtschaftsdüngers wird in Biogasanlagen vergoren (Stand: Ende 2017). Dies spart Treibhausgasemissionen von etwa 2,19 Mio. t CO₂-Äquivalent ein – allein durch die Vermeidung der Methanemissionen aus der Lagerung der Wirtschaftsdünger in der Viehhaltung. Hinzu kommt die Vermeidung von THG-Emissionen durch die Bereitstellung klimafreundlicher Energie. Nach Berechnungen des Fachverband Biogas e.V. (FvB) liegt das heutige Potenzial an Biogas, das pro Jahr realistischerweise aus Gülle gewonnen werden kann (insbesondere auch durch überbetriebliche Kooperationen und ggf. durch den zusätzlichen Einsatz nachwachsender Rohstoffe), in folgender Größenordnung (Stand: Ende 2017):

	Biogas	Brutto-Strom (Bem.-Leistung)	Inst. Leistung (bei doppelter Überbauung)	Vermiedene Methanemissionen (in CO ₂ -Äquiv.)
Realistisches Potenzial ⁸	30.000 GWh	1.300 MW	2.600 MW	5,25 Mio. t
Bereits genutzt	12.500 GWh	540 MW	1.080 MW	2,19 Mio. t
Freies Potenzial	17.500 GWh	760 MW	1.520 MW	3,06 Mio. t

Im Sinne des Klimaschutzes in der Energie- und Landwirtschaft, im Sinne einer dezentralen Energieversorgung in den Sektoren Strom, Wärme und Kraftstoff sowie im Sinne einer sinnvollen Strukturpolitik für den ländlichen Raum muss es das Ziel der Politik sein, das freie Potenzial der Güllevergärung zu erschließen sowie die bestehende Güllevergärung zu erhalten. Solange kein neues Instrument geschaffen wird, ist das EEG das zentrale Instrument, die Güllevergärung auszubauen. Für weitere Vorschläge zum Ausbau der Güllevergärung, insbesondere zur Einführung ergänzender Finanzierungsmaßnahmen außerhalb des EEG, sei hier auf das entsprechende Positionspapier der Bioenergieverbände verwiesen.

5.1.1. Sondervergütungsklasse für Güllevergärung weiterentwickeln (Änderung bzw. Ergänzung von §§ 44 EEG 2021)

Die Sondervergütungsklasse für Güllevergärung ist an sich sinnvoll, ihre Ausgestaltung jedoch nicht ausreichend, um das Potenzial der Güllevergärung vollständig zu erschließen bzw. die bestehende Güllevergärung zukünftig zu erhalten. Im KabE finden sich Ansätze einer Verbesserung. Ohne weiterführende Änderungen können diese jedoch kaum zusätzliche Anreizwirkung ausüben.

⁸ Angenommen wird, dass bis zu 60 Prozent des heute anfallenden Wirtschaftsdüngers realistischerweise für die Vergärung erschlossen werden können; für die Umrechnung in Strommengen bzw. installierte elektrische Leistung wird ein Wirkungsgrad von 38 Prozent angesetzt.

Die bisherige Größenbegrenzung auf 75 Kilowatt (kW) Bemessungsleistung bzw. 150 kW installierter Leistung wird vielen Viehhaltungsbetrieben nicht gerecht, da dort zum Teil deutlich mehr Gülle anfällt. Mit dem KabE soll die Begrenzung der *Bemessungsleistung* gestrichen, aber die Begrenzung der *installierten* Leistung auf 150 kW beibehalten werden. Dem Ziel, weiteren Viehhaltungsbetrieben die Sondervergütung zu ermöglichen, hilft dieses jedoch nur wenig weiter. Denn bei neuen Biogasanlagen (ab einer installierten Leistung von 100 kW) ist die Vergütung ohnehin auf eine Bemessungsleistung begrenzt, die 45 Prozent ihrer installierten Leistung entspricht. Das heißt, eine Biogasanlage von 150 kW installierter Leistung könnte eine Vergütung maximal für eine Bemessungsleistung von 68 kW erhalten. Von einer Erhöhung der Obergrenze kann also keine Rede sein.

Vorschläge

1. Die Obergrenze der Sondervergütungsklasse wird auf 150 kW Bemessungsleistung festgelegt und die Begrenzung der installierten Leistung gestrichen. So können auch Viehhaltungsbetriebe die Sondervergütung in Anspruch nehmen, die genug Gülle für eine Bemessungsleistung zwischen 75 und 150 kW besitzen. Gleichzeitig wird die Möglichkeit erhalten, dass auch Gülleanlagen auf eine flexible Fahrweise umrüsten und ihre installierte Leistung ohne Erhöhung der Stromerzeugung anheben.
2. Zudem sollte die Degression ausgesetzt werden. (Änderung von § 44 EEG 2021).

5.1.2. Anschlussregelung für Gülleanlagen im Gesetz verankern (Ergänzung von § 44 EEG 2021)

Es ist sehr zu begrüßen, dass die Bundesregierung ihre Absicht unterstreicht, eine Anschlussregelung für Biogasanlagen zu schaffen, die nach Auslaufen ihres EEG-Vergütungszeitraums auf die Güllevergärung umsteigen. Der KabE enthält dazu eine entsprechende Verordnungsermächtigung (§ 88b EEG 2021). Allerdings ist eine reine Absichtsbekundung, auch zusammen mit einer Verordnungsermächtigung nicht ausreichend, um bestehenden Biogasanlagen neue Perspektiven für einen Weiterbetrieb zu bieten und eine verstärkte Güllevergärung anzureizen. Um die dafür notwendigen Investitionen anzureizen, braucht es einer gesetzlichen Verankerung.

Vorschlag

Die Anschlussregelung für Biogasanlagen, die nach Auslaufen ihrer EEG-Vergütung auf die Güllevergärung umsteigen, wird bereits mit der laufenden EEG-Novelle im Gesetz verankert. Die Bioenergieverbände schlagen zu diesem Zweck vor, neben den oben beschriebenen Änderungen die Sondervergütungsklasse auch für Anlagen im zweiten Vergütungszeitraum zu öffnen. Dazu gehört auch, dass Biogasanlagen mit einer Bemessungsleistung von bis zu 150 kW adressiert werden. Abweichend von den Vorgaben in § 88b darf die Anschlussvergütung dementsprechend nicht auf Anlagen bis zu einer installierten Leistung von 150 kW beschränkt werden (siehe oben). (Ergänzung von § 44 EEG 2021).

5.1.3. Begrenzung für Geflügelmist modifizieren (Änderung von § 44 Satz 1 Nr. 3 EEG 2021)

Für Güllekleinanlagen bis 75 kW installierte Leistung gilt die Einschränkung, wonach Geflügelmist und Geflügeltrockenkot maximal mit einem durchschnittlichen Anteil von 20 Prozent eingesetzt werden kann. Grund ist, dass Geflügelmist nicht zum erforderlichen Mindestgülleanteil von 80 Masseprozent angerechnet werden kann. Auch dieser Reststoff muss im Sinne des Klimaschutzes besser genutzt und zielgerichteter in Güllekleinanlagen verwendet werden können

Vorschlag

Die Formulierung „mit Ausnahme von Geflügelmist und Geflügeltrockenkot“ in § 44 Satz 1 Nr. 3 EEG 2021 sollte durch eine Formulierung ersetzt werden, die grundsätzlich den Einsatz von Geflügelmist in Güllekleinanlagen zu einem höheren Anteil ermöglicht.

5.1.4. Pflicht zur Abdeckung von Gärproduktlagern weiterentwickeln (Änderung von § 9 Abs. 5, § 101 EEG 2021)

Eine Vergütungsbedingung im EEG 2017 ist, dass die hydraulische Verweilzeit in dem gesamten gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System der Biogasanlage mindestens 150 Tage beträgt. Anlagen, die ausschließlich Gülle vergären, sind zwar von dieser Pflicht ausgenommen. Doch an vielen Standorten ist die anfallende Güllemenge nicht ausreichend und muss durch den ergänzenden Einsatz von Reststoffen oder nachwachsenden Rohstoffen wirtschaftlich erschlossen werden. Diese Anlagen unterliegen demnach voll der Pflicht zur Sicherstellung der Mindestverweilzeit von 150 Tagen im EEG.

Nach Ansicht der Bioenergieverbände sind selbstverständlich Maßnahmen zu ergreifen, die Methanemissionen aus Gärprodukten zu minimieren. Aber die Einhaltung einer Mindestverweilzeit im gasdichten System ist eine, jedoch nicht die einzige Maßnahme, um Methanemissionen aus der Gärproduktlagerung zu minimieren. Auch die Effizienzsteigerung des Vergärungsprozesses, z.B. durch vorgelagerten Aufschluss der Substrate, die über das Restgaspotenzial überprüfbar ist, oder Verfahren der Gärproduktaufbereitung, bei denen der Methanisierungsprozess unterbrochen wird, sind technisch mögliche sowie fachlich geeignete Maßnahmen. Darüber hinaus ist die 150 Tage Regelung ausgerichtet auf die Vergärung von – im Vergleich z.B. zu Fetten schwerer abbaubaren – Energiepflanzen mittels einer bestimmten Verfahrensgestaltung (quasi kontinuierliche Nassvergärung mit anschließender Lagerung flüssiger Gärprodukte). Die Regelung ist daher nicht geeignet, auf andere Verfahrensgestaltungen und/oder auf die Vergärung anderer Inputstoffe „1:1“ übertragen zu werden.

Vorschlag

Die Vergütungsanforderungen zur Vermeidung von Methanemissionen sollten technologieneutraler gestaltet sein. Als Vorbild kann der aktuelle Entwurf der TA Luft dienen. Zur Sicherstellung einer Minimierung der Methanemissionen aus Gärprodukten sieht der Entwurf mehrere alternative Möglichkeiten vor:

die Einhaltung einer Mindestverweilzeit im gasdichten System

den Nachweis eines maximalen Restgaspotenzials sowie

die Gärproduktaufbereitung (Aerobisierung mit anschließender Nachrotte) zum Abbruch des Methanisierungsprozesses

Diese Form der Flexibilität ermöglicht technologische Innovationen (z.B. Substrataufbereitung) und damit ggf. die Senkung von Investitionskosten. Diese Anforderung sollte ins EEG übernommen werden. Sobald die TA Luft tatsächlich in Kraft getreten ist, kann im EEG auf diese verwiesen werden.

5.1.5. Harmonisierung der Anforderungen an die Methanemissionsminimierung über alle EEG (Ergänzung von § 101 EEG 2021)

Um den Einsatz von Reststoffen – insbesondere Gülle – auch im Anlagenbestand anzureizen, bedarf es einer Harmonisierung der Anforderungen an die Methanemissionsminderung aus der Gärproduktlagerung über alle EEGs hinweg.

Aktuell ergeben sich in Abhängigkeit vom Datum der Inbetriebnahme diesbezüglich unterschiedliche Anforderungen, was weder fachlich gerechtfertigt noch wirtschaftlich gerecht ist. Die aktuellen Regelungen benachteiligten insbesondere ausschließlich Gülle vergärende Anlagen die zwischen dem 1.1.2009 und dem 31.07.2014 in Betrieb gegangen sind, aber auch Anlagen mit einem Vergütungsanspruch nach § 19 in Verbindung mit § 27a (EEG 2012) (90 Prozent Abfallvergärung).

Diese Benachteiligung ergibt sich aus der Tatsache, dass die Einhaltung der Maßgaben zur Methanemissionsminderung aus der Gärproduktlagerung eine generelle Vergütungsvoraussetzung (EEG 2012) bzw. eine Vergütungsvoraussetzung für den Bonus für Nachwachsende Rohstoffe (EEG 2009) bei Anlagen, die nach dem BImSchG genehmigungsbedürftig sind, darstellt. D.h. sie müssen nicht nur zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme, sondern über den gesamten Zeitraum der Vergütungsinanspruchnahme (in der Regel also 20 Jahre) erfüllt sein bzw. werden. Die Regelungen des EEG 2009 und EEG 2012 führen dazu, dass ohne Berücksichtigung der bereits realisierten Verweilzeit im gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System, jedes im Zeitraum der Vergütungsinanspruchnahme von 20 Jahren zusätzlich errichtete bzw. zu errichtende Gärproduktlager am Standort der Biogaserzeugung gasdicht abgedeckt sein muss. Vor dem Hintergrund der dem Gewässerschutz (DüV) geschuldeten Anhebung der erforderlichen Mindestlagerkapazitäten für Gärprodukte, ergeben sich aus den bisherigen Regelungen Verweilzeiten im gasdichten System, die weit über das zur Minimierung von klimawirksamen Emissionen erforderliche Maß hinausgehen. Abgesehen davon, dass die Wirtschaftlichkeit der betroffenen Anlagen mit den Kosten für diese fachlich nicht erforderlichen Maßnahmen belastet werden, können diese EEG-Maßgaben aufgrund der Regelungen aus anderen Rechtsbereichen (Störfallrecht/Wasserrecht/Bauplanungsrecht) zu wirklichen Problemen führen. Im worst case kann die vergütungsrechtliche Forderung zu Abdeckung der Gärproduktlager dazu führen, dass ein düngerechtlich notwendiges zusätzliches Gärproduktlager am Anlagenstandort aufgrund störfall- und/oder baulanungsrechtlicher Bestimmungen gar nicht genehmigungsfähig ist.

Vorschlag

Anlagen mit Inbetriebnahmedatum 01.01.2009 bis 31.07.2014 sollte die Möglichkeit eingeräumt werden, zu wählen, ob sie bezüglich der Maßgaben zur Emissionsminderung aus der Gärproduktlagerung die Maßgaben

des für sie entsprechend des Inbetriebnahmedatums einschlägigen EEG (also 2009 oder 2012) oder

die des EEG 2017 bzw. des EEG 2021 (siehe 5.1.2.)

einhalten wollen.

5.1.6. Pferdemist als „Gülle“ im Sinne des EEG 2009 anerkennen (Ergänzung von § 101 EEG 2021)

Bei der Ausgestaltung des Güllebonus im EEG 2009 wird als Definition von „Gülle“ auf die damals gültige aber inzwischen abgelöste EG-Verordnung Nr. 1774/2002 verwiesen. Diese umfasste zwar die für Biogasanlagen typische Schweine- und Rindergülle sowie Rinderfestmist, Pferdemist jedoch nur von Schlachttieren (Nutztieren). Folglich wird der Einsatz von Pferdemist aus Reitställen nicht über den Güllebonus angereizt und kaum in Biogasanlagen eingesetzt.

Vorschlag

Seit dem 4. März 2011 wird sämtliche Gülle (Exkrememente und Urin) von Equiden und damit auch von allen Pferden unter die Definitionen der EG-Verordnung Nr. 1069/2009 gefasst. Durch eine Veränderung des Verweises auf die EG-Verordnung Nr. 1069/2009 würde der Einsatz von Pferdemist in Biogasanlagen stark angereizt. (Ergänzung von § 101 EEG 2021)

5.1.7. Aufhebung der Höchstbemessungsleistung für Güllekleinanlagen und Bioabfallvergärungsanlagen (Änderung von § 101 Abs. 1 EEG 2021)

Die mit dem EEG 2014 eingeführte Höchstbemessungsleistung soll sicherstellen, dass insbesondere Anlagen, die die erhöhte Vergütung für den Einsatz nachwachsender Rohstoffe erhalten, nicht mehr erweitert werden. Dazu sehen die Regelungen über die Höchstbemessungsleistung vor, dass der Strom, der über die Höchstbemessungsleistung hinaus produziert wird, lediglich mit einem Bruchteil der notwendigen Vergütung honoriert wird. Dass die Zielstellung der Höchstbemessungsleistung nicht auf die Vergütungstatbestände für Strom aus Gülle- und Bioabfallanlagen zutrifft, da diese unverändert fortgeschrieben wurden, wird mehrfach ausdrücklich in der Gesetzesbegründung festgestellt. Nichtsdestotrotz erstreckt der Gesetzeswortlaut die Höchstbemessungsleistung auch auf diese Vergütungstatbestände.

Vorschlag

Dementsprechend sollte der Gesetzestext angepasst und die Höchstbemessungsleistung für Güllekleinanlagen und Bioabfallvergärungsanlagen aufgehoben werden.

5.2. Brennstoffeinsatz und Vergütungszeitraum in Biomasseheizkraftwerken flexibilisieren

Der Einsatz von Brennstoffen ist ein wesentlicher Kosten- und Erlösfaktor für die Anlagen zur Verbrennung fester Biomasse und hat damit ganz erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Energieerzeugung. Mit Blick auf die gewünschte Senkung der Kosten für Erneuerbare Energien wäre es deshalb hilfreich auch die im EEG geregelten Grundlagen zum Brennstoffeinsatz nochmals zu überprüfen. Auch sollte es im Hinblick auf eine Post-EEG-Ära den Anlagen erlaubt werden, Teile ihrer Stromproduktion gesondert zu vermarkten und sich so in Marktphasen bereits vom EEG zu lösen.

5.2.1. Streckung der EEG-Vergütung durch Mitverbrennung und -vergasung nicht-vergütungsfähiger Biomasse und gesonderte Vermarktung in EEG-Anlagen ermöglichen

Dabei sollte sich der Fokus auf die bisher in vielen Regelungen des EEG definierte Ausschließlichkeit von biogenen Brennstoffen richten. Denn wesentlich beeinflusst werden die Einkaufspreise für Brennstoffe durch die Transportkosten. D.h., die standortnahe Erfassung und energetische Verwertung der Biomassen ist ökonomisch sinnvoll und bietet darüber hinaus erhebliche ökologische Vorteile. Für Biomasseheizkraftwerke und Vergasungs-KWK-Anlagen ergäben sich hieraus soweit technisch möglich verschiedene Optionen hinsichtlich eines *anteiligen* oder *quotalen* Brennstoffeinsatzes sowohl vergütungsfähiger als auch nicht-vergütungsfähiger Brennstoffe. Dies würde insbesondere auch Altholzheizkraftwerken den Übergang in einen Post-EEG-Zeitraum erleichtern, da diese nicht mehr an einer Ausschreibung im Sinne des EEG 2017 teilnehmen können. Um gerade diese Anlagen an eine Marktparität nach der EEG-Vergütung heranzuführen, sollte ferner die Vermarktung der Stromproduktion über „power purchase agreements“ (PPA) ermöglicht werden. Hier soll den Anlagen schon heute die Möglichkeit eingeräumt werden, mit marktwirtschaftlichen Instrumenten auf den Grünstrombedarf von Unternehmen zu reagieren und sich auf den Anlagenbetrieb nach dem EEG einzurichten.

Vorschlag

Biomasseheizkraftwerke und Vergasungs-KWK-Anlagen sollte im Rahmen ihrer emissionsrechtlichen Genehmigung erlaubt werden, quotal und durch ein Einsatzstofftagebuch belegt, nicht vergütungsfähige Biomasse einzusetzen (bspw. Klärschlamm). Ferner soll die Möglichkeit eröffnet werden, die Stromproduktion marktabhängig und saisonal über PPAs zu vermarkten. Die Vollbenutzungsstunden, in denen ausschließlich diese Biomasse eingesetzt wird oder die über PPAs anderweitig

vermarktet wurden, sollten dann einem Konto gutgeschrieben werden, das in der Folge nach dem ersten 20-jährigen Vergütungszeitraum durch die Anlagen abgefahren werden kann.

5.2.2. Anteilige EEG-Vergütung für den Einsatz von vergütungsfähiger Biomasse in Nicht-EEG-Biomasseanlagen

An bestimmten Standorten fällt vergütungsfähige Biomasse an, jedoch in so geringen Mengen, dass die Errichtung einer Anlage nicht wirtschaftlich ist. Aus Gründen des Klimaschutzes und der Kreislaufwirtschaft wäre es sinnvoll, dass diese Biomasse in anderen, Nicht-EEG-Biomasseanlagen mitverbrannt wird. Beispielsweise würde sich bei Industrierestholz die Mitverbrennung in nahegelegenen Altholzkraftwerken anbieten, die nach dem EEG 2017 keine Vergütung erhalten können, anstatt sie in teilweise sehr ineffizienten Verbrennungsanlagen zu entsorgen.

Vorschlag

Es sollte geprüft werden, wie das Ausschreibungsdesign bzw. die Vergütungsbedingungen des EEG geändert werden können, damit Anlagen, die überwiegend Biomasse im Sinne der europäischen Biomasseverordnung einsetzen, für die Mitverbrennung von EEG-vergütungsfähiger Biomasse eine *anteilige* EEG-Vergütung erhalten können. Natürlich darf dabei keinesfalls die *Gesamtleistung* der mitverbrennenden Anlage auf den Ausbaupfad angerechnet werden.

6. Vorgaben zum Eigenverbrauch weiterentwickeln

Die dezentrale und verbrauchsnahe Erzeugung von erneuerbarem Strom stellt eine funktionale, naheliegende und in der Breite akzeptierte Maßnahme zum Erreichen der Klimaschutzziele und zur Umsetzung der Energiewende dar. Allerdings wird der Eigenverbrauch in Deutschland von bürokratischen Rahmenbedingungen erschwert und oft verhindert.

6.1. Regelungen vereinfachen und Diskriminierung beenden (Änderung von § 3 Nr. 19, § 61a Nr. 4)

Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED 2) stellt den Grundsatz auf, dass auf an Ort und Stelle verbrauchten Strom aus erneuerbaren Quellen keine diskriminierenden Abgaben, Umlagen oder Gebühren erhoben werden dürfen. Die entsprechenden Vorgaben sind bis Mitte nächsten Jahres in nationales Recht umzusetzen. In Deutschland wird jedoch auf eigenverbrauchten Strom aus Anlagen mit einer installierten Leistung über 10 kW immer noch eine reduzierte EEG-Umlage erhoben. Mit den momentanen Regelungen kann der Eigenverbrauch zudem nur unter erheblichem Messaufwand erfolgen und wird von vielen Anlagenbetreibern als zu bürokratisch und ungerecht empfunden. Dabei ist die Eigenversorgung aus Anlagen, die demnächst aus der EEG-Förderung fallen, eine attraktive und sinnvolle Weiternutzungsoption im Sinne der Energiewende.

Vorschlag

Bei kleineren Anlagen muss die Befreiung von der anteiligen EEG-Umlage deutlich ausgeweitet werden (Änderung von § 61a Nr. 4 EEG 2021).

Ein zusätzlicher Vorschlag zum Bürokratieabbau: Die Einführung einer Verbrauchspauschale bezogen auf die installierte Leistung der Anlage. Diese kann im mittleren Leistungsbereich anstelle der anteiligen EEG-Umlage je erzeugter kWh treten. Auch ein Verzicht auf die Abgrenzung zwischen Eigenverbrauch und Stromlieferung an Dritte im unteren und mittleren Leistungsbereich würde den Aufwand (vgl. § 62b EEG 2021) für alle Beteiligten erheblich reduzieren. Um den Eigenverbrauch praxistgerechter zu definieren, muss zudem künftig auf die strenge Personenidentität verzichtet werden (Änderung von § 3 Nr. 19 EEG 2021). Eine einfache und praxistaugliche Alternative: Die Erweiterung der umlageprivilegierten Eigenversorgung auf Verbraucher, die sich hinter demselben Netzverknüpfungspunkt befinden wie die Erneuerbare Erzeugungsanlage.

6.2. Abschaffung des Verbots zur Eigenversorgung (Streichung von § 27a EEG 2021)

Die Betreiber von Anlagen, deren anzulegender Wert durch Ausschreibungen ermittelt worden ist, dürfen in ihrem gesamten Vergütungszeitraum den in ihrer Anlage erzeugten Strom nicht zur Eigenversorgung nutzen. Ausgenommen ist u.a. der Strom, der in der Anlage selbst oder den Neben- und Hilfsanlagen der Anlage verbraucht wird. Die Begründung zum EEG 2017 führt u.a. aus: „Solche untergeordneten Verbräuche zum Betrieb der Anlage und damit verbundenen Einrichtungen sind damit ausgenommen. [...] Beispiele für Ausnahmen sind etwa bei Biomasseanlagen das Fermenterrührwerk“. Allerdings ist eine genaue Abgrenzung, was noch zulässig ist und was nicht, nicht erfolgt/nicht möglich, z.B. wie Strom zu bewerten ist, der für eine Gärproduktrockung oder eine Hygienisierung bei Abfallanlagen eingesetzt wird. Da bei einer unzulässigen Nutzung des Stroms der Verlust der EEG-Vergütung droht, ist in der Praxis jegliche Form der Eigenstromnutzung de facto ausgeschlossen. Installierte Eigenverbrauchssysteme in Bioenergieanlagen werden mit der Teilnahme an Ausschreibungen wertlos.

Vorschlag

Das „Verbot“ der Eigenstromnutzung sollte generell gestrichen werden. Da sich die Höchstbemessungsleistung ohnehin auf die erzeugte Leistung bezieht, besteht keine Gefahr, dass Anlagen mehr als 50 Prozent ihrer installierten Leistung für die Einspeisung und Eigenversorgung nutzen.

6.3. Eigenverbrauch für ausgeförderte Anlagen mit Einspeisevergütung ermöglichen (Streichung von § 21 Absatz 2 Satz 2 EEG 2021)

Betreiber von ausgeförderten Anlagen im Sinne des § 3 Nummer 3a EEG 2021, die die neue Einspeisevergütung nach § 21 Absatz 1 EEG 2021 in Anspruch nehmen, können Strom nur selbst verbrauchen, wenn die Anlage mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet ist. Andernfalls muss der gesamte Strom dem Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden. Dies trifft neben den Biogasanlagen mit Eigenstromkonzepten auch andere Erneuerbare Erzeugungsanlagen, die demnächst aus der Vergütung fallen. Für diese Anlagen muss sichergestellt werden, dass der eingespeiste Strom vergütet wird und daneben eine Eigenstromnutzung möglich bleibt.

Vorschlag

§ 21 Absatz 2 Satz 2 EEG 2021 sollte gestrichen werden. Alternativ sollte der Einbau von neuen Zählern oder intelligenten Messsystemen für die betroffenen Anlagen gefördert werden, um eine Umrüstung und damit den Eigenverbrauch für diese Anlagen attraktiver zu gestalten.

6.4. Bestandsschutz für Eigenverbrauch auf alle Rechtsnachfolgen ausdehnen (Änderung von § 61 f Nr. 1b EEG 2021)

Seit dem EEG 2014 wird eigenverbraucher Strom bei Neuanlagen anteilig mit der EEG-Umlage belastet. Für Bestandsanlagen gilt dies unter bestimmten Umständen auch, zum Beispiel wenn der Betreiber wechselt. Eine Ausnahme stellen die Regelungen in § 61 f dar. Dieser regelt, dass im Falle einer Erbschaft der Bestandsschutz auch bei einem Betreiberwechsel erhalten bleibt. Leider schließt diese Regelung seit dem Jahr 2017 (siehe § 61 f Nr. 1 b EEG 2017) die normale Rechtsnachfolge, z.B. „Hofübergabe“, aus. In der Landwirtschaft ist die „Übergabe“ des Hofes die übliche Form eines Generationenwechsels, nicht die Erbschaft. Es ist nicht zu ersehen, warum dabei der Bestandsschutz für Eigenverbrauch nicht ebenso gelten sollte wie bei der Erbschaft.

Vorschlag

Der Bestandsschutz für den Eigenverbrauch sollte bei allen Formen der Rechtsnachfolge erhalten bleiben, nicht nur bei der Vererbung. Davon unabhängig sollten grundsätzlich die Regelungen hinsichtlich der Belastung des Eigenverbrauchs überdacht werden. Die neue Erneuerbare-Energien Richtlinie der EU definiert erstmals den Begriff des Eigenverbrauchs und Deutschland sollte bei der Umsetzung der Richtlinie einen Rechtsrahmen für den „Prosumer“ schaffen, der den wichtigen Beitrag des Eigenverbrauchs zur Energiewende entsprechend berücksichtigt.

7. Weitere Vorschläge zum EEG 2021: Weiterentwicklung der Flexibilitätsprämie

Eine zentrale energiewirtschaftliche Funktion der Energieerzeugung aus Biogas muss es zukünftig sein, bedarfsgerecht Strom und Wärme bereitzustellen. Dies entlastet die Stromnetze, verringert die Notwendigkeit anderer Technologien zum Ausgleich der schwankenden Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie und spart zudem Investitionen in andere Erneuerbare Wärmetechnologien. Für eine flexible, bedarfsgerechte Energieerzeugung müssen Betreiber umfangreiche Investitionen in eine Erhöhung der installierten Leistung sowie in Gas- und Wärmespeicher tätigen. Zur Finanzierung dieser Investitionen sieht das EEG für Bestandsanlagen die Flexibilitätsprämie vor (§ 50b). Die Prämie ist an sich sinnvoll, um die weitere Flexibilisierung des Anlagenbestands anzureizen, doch kann die konkrete Ausgestaltung der Regelungen noch optimiert werden.

7.1. Flexibilitätsprämie um ein „Modul Optiflex“ ergänzen: Zahlungen auf wenige Jahre konzentrieren (Ergänzung von § 50b, Änderung von Anlage 3 EEG 2021)

Die Investitionen, die ein Anlagenbetreiber für eine flexible, bedarfsgerechte Energieerzeugung tätigen muss, lassen sich zwar in der Regel über die Flexibilitätsprämie für bestehende Anlagen refinanzieren, aber nur insofern die Prämie tatsächlich über den dort vorgesehenen Zeitraum von zehn Jahren gezahlt wird. Bei der jetzigen Ausgestaltung der Flexibilitätsprämie können viele Betreiber die Zahlungen aber für keine zehn Jahre mehr geltend machen. Dies sind zum einen Anlagen, deren EEG-Vergütungszeitraum in der ersten Hälfte der 2020er Jahre ausläuft. Zum anderen handelt es sich um Anlagen, die frühzeitig die Flexibilitätsprämie in Anspruch genommen haben, nun aber die Flexibilität weiter ausbauen möchten. Diese Anlagen können für die weitere Flexibilisierung die Flexibilitätsprämie nur noch für deutlich weniger als zehn Jahre in Anspruch nehmen (im Normalfall sind dies noch fünf bis sechs Jahre) und deshalb eine Umrüstung nicht mehr finanzieren. Der Fachverband Biogas e.V. schätzt, dass insgesamt mehr als 2.500 Anlagen, also rund ein Viertel des Biogasanlagenparks, aus einem der beiden Gründe nicht mehr vollends technisch umrüsten und ihre Rolle im Energiesystem der Zukunft also nicht mehr wahrnehmen können - selbst wenn die Deckelung der Flexibilitätsprämie wie oben beschrieben gestrichen bzw. erhöht würde. Mit folgendem Vorschlag würden mehr Anlagen in die Lage versetzt, sich optimal für den zweiten Vergütungszeitraum zu entwickeln. Entsprechend mehr Anlagen könnten an der Ausschreibung teilnehmen.

Vorschlag

Zur Lösung des Problems könnte die Flexibilitätsprämie um einen Baustein erweitert werden: Dabei können Anlagen, die keine zehn Jahre Anspruch auf EEG-Vergütung oder Flexibilitätsprämie mehr haben, ein „Modul OptiFlex“ nutzen. Dazu werden die Zahlungen, die eine Biogasanlage durch die Flexibilitätsprämie über zehn Jahre bekommen hätte, auf die noch verbliebenen Jahre des Vergütungszeitraums verteilt (Ergänzung von § 50b, Änderung von Anlage 3). Die Mindestvergütungszeit soll jedoch 5 Jahre betragen. Vorausgesetzt die Deckelung der Flexibilitätsprämie wird wie oben beschrieben gestrichen, kann so die technische Umrüstung auch bei Anlagen finanziert werden, die die Flexibilitätsprämie für weniger als zehn Jahre beanspruchen können. Im Gegenzug sollten für Anlagen, die diese Option nutzen, Qualitätskriterien eingeführt werden, die eine technische Eignung der Anlage sicherstellt. Es wird vorgeschlagen, dass Biogasanlagen zur Nutzung von „OptiFlex“ an mindestens 800 Stunden pro Jahr mit Volllast betrieben werden müssen. Dabei gilt als Volllast, wenn die Stromerzeugung 95 Prozent der gemeldeten installierten Leistung erreicht. Damit würde verhindert werden, dass im Rahmen der Flexibilisierung nicht betriebsfähige BHKW vergütet würden.

7.2. Begrenzung statt Verlust der Flexibilitätsprämie bei sehr hohem Leistungszubau (Änderung Anlage 3 EEG 2021)

Die Zahlung aus der Flexibilitätsprämie ist umso höher, je größer der Unterschied zwischen der durchschnittlichen jährlichen Stromerzeugung („Bemessungsleistung“) und der verfügbaren installierten Leistung ist. Jedoch entfällt die Flexibilitätsprämie vollständig, sobald die installierte Leistung mehr als fünfmal so hoch liegt wie die Bemessungsleistung. Dies soll die Zahlung der Flexibilitätsprämie pro Anlage begrenzen. Allerdings führt diese Bedingung dazu, dass Anlagen, die ihre installierte Leistung sehr stark erhöhen möchten, Gefahr laufen die Flexibilitätsprämie zu verlieren, sollte in einem Jahr die Stromerzeugung z.B. aufgrund von Missernte oder einen Ausfall der Biologie im Fermenter gegen Ende des Jahres niedriger ausfallen als geplant.

Vorschlag

Anstatt einem *Verlust* der Flexibilitätsprämie könnte der gewünschte Zweck durch eine *Begrenzung* der Flexibilitätsprämie erreicht werden. Sollte die installierte Leistung in einem Jahr mehr als fünfmal so hoch liegen wie die Bemessungsleistung, dann könnte für die Berechnung der Zahlung eine fünffache Leistung angenommen werden (Änderung von Anlage 3, Abschnitt I, Nr. 1b, Abschnitt II, Nr. 2.2.). Durch diese Änderung würde eine Unterschreitung der Mindestbemessungsleistung zwar weiterhin empfindlich pönalisiert, wirkt aber nicht existenzbedrohend für den Betreiber.

8. Weitere Vorschläge zum EEG 2021: Investitions- und Vertrauensschutz wiederherstellen

8.1. Investitions- und Vertrauensschutz von Biogasaufbereitungsanlagen

Mit dem EEG 2014 wurden die Vergütungssätze für Strom aus Biomethan so stark reduziert, dass es ab diesem Zeitpunkt nicht mehr wirtschaftlich war, ein Biomethan-BHKW in Betrieb zu nehmen. Nichtsdestotrotz sollte der Investitions- und Vertrauensschutz für bestehende Biogasaufbereitungsanlagen gewahrt werden. Das heißt, allen zu diesem Zeitpunkt bestehenden Aufbereitungsanlagen sollte es möglich bleiben, bis zum Ende ihres 20-jährigen Abschreibungszeitraums wirtschaftlich Biomethan verkaufen zu können. Aufbereitungsanlagen sind selbst keine EEG-Anlagen, sondern refinanzieren sich über die Vergütung der BHKW, die sie mit Biomethan versorgen. Da die technische Lebensdauer von BHKW in aller Regel deutlich unter dem 20-jährigen Abschreibungszeitraum von Aufbereitungsanlagen liegt, sind diese Anlagen folglich darauf angewiesen, dass auch zukünftig noch neue BHKW zu den bei der Errichtung der Aufbereitungsanlage kalkulierten Vergütungssätzen auf den Einsatz von Biomethan wechseln können. Zu diesem Zweck hat der Gesetzgeber in das EEG 2014 eine spezielle Übergangsregelung für bestehende Aufbereitungsanlagen aufgenommen, nach der BHKW, die das Biomethan aus einer Bestandsanlage beziehen, unter bestimmten Voraussetzungen die Vergütungssätze des EEG 2012 erhalten können (§ 100 Abs. 3 EEG 2017). Allerdings hat sich die Übergangsregelung in der Praxis als höchst problematisch erwiesen, so dass kein ausreichender Investitions- und Vertrauensschutz gewährleistet wird. Insbesondere sind zwei Anpassungen notwendig:

8.1.1. Mehrfache Nutzung von Stilllegungsnachweisen ermöglichen (Ergänzung von § 100 EEG 2021)

In seiner Fassung im EEG 2017 gestattet die Übergangsregelung nur eine einmalige Nutzung der Stilllegungsnachweise. Denn nach dem Wortlaut muss „eine andere Anlage“ stillgelegt werden, die „schon vor dem 1. August 2014 ausschließlich mit Biomethan betrieben“ worden ist. Nicht vorgesehen ist jedoch, den Stilllegungsnachweis erneut zur Umstellung einer anderen Anlage zu nutzen, falls die zunächst umgestellte Anlage – etwa wegen Beschädigung oder Betriebsaufgabe – vorzeitig außer Betrieb geht.

Dass sich Stilllegungsnachweise nur einmal zur Umstellung eines BHKW nutzen lassen, erweist sich als schwerwiegendes Hemmnis für die Nutzung der Umstellungsregelung und entwertet den Bestandsschutz stark. Denn die aktuelle Rechtslage zwingt Biogasaufbereitungsanlagenbetreiber dazu, BHKW mit möglichst später Inbetriebnahme und noch hoher Vergütungsdauer zur Umstellung zu suchen. Schließlich lässt sich in BHKW mit geringer Vergütungsdauer nur sehr kurzfristig ein Biomethan-Absatz erschließen. Der eigentliche Zweck der Übergangsregelung – langfristiger Schutz des Bestands an Biomethan-BHKW mit hinreichend hohen Vergütungssätzen – wird daher nicht erreicht, wenn Stilllegungsnachweise in Fällen, in denen das umgestellte BHKW nur eine geringe Restlaufzeit hat, nach deren Ablauf nicht erneut zur Umstellung eines anderen BHKW verwendet werden können. Erschwerend kommt hinzu, dass nach der Umstellung keineswegs sicher ist, ob das BHKW seine verbleibende Vergütungsdauer voll ausnutzen wird.

Vorschlag

Der Nachweis der Stilllegung eines BHKW im Sinne des EEG 2017 kann erneut genutzt werden, wenn das BHKW vor dem 31. Dezember 2034 endgültig stillgelegt wird. Ein entsprechender Passus kann in die allgemeinen Übergangsbestimmungen in § 100 EEG 2021 aufgenommen werden.

8.1.2. Einsatz von Stilllegungsnachweisen in neuen BHKW ermöglichen (Ergänzung von § 100 EEG 2021)

Die Übergangsregelung des EEG 2017 gestattet es nicht, die Stilllegungsnachweise in „neuen BHKWs“ einzusetzen, die nach dem 31. Juli 2014 erstmalig in Betrieb gegangen sind. Damit kann die Regelung nur einen unzureichenden Investitions- und Vertrauensschutz für Aufbereitungsanlagen gewährleisten.

Denn die aktuelle Fassung sorgt für ein konstantes Abschmelzen des Pools an BHKW mit den Vergütungssätzen, auf die sich das zu schützende Vertrauen bezieht. Schließlich können aktuell nur Bestands-BHKW umgestellt werden. Diese sind allerdings in aller Regel meist schon deutlich früher als 2014 in Betrieb genommen worden. Daher erhalten die BHKWs durch die Umstellung meist nur noch für wenige Jahre EEG-Vergütung. Außerdem reduziert sich aufgrund technischer Stilllegungen laufend der Pool an BHKWs, die für die Umstellung genutzt werden können. Wird ein Erdgas-BHKW außer Betrieb genommen, steht es für eine Umstellung auf Biomethan nicht mehr zur Verfügung. Die aktuelle Regelung gewährleistet daher nicht, dass ein Anlagenportfolio mit auskömmlicher EEG-Vergütung langfristig erhalten bleibt.

Vorschlag

Stilllegungsnachweise können auch in neuen BHKW genutzt werden. Diese BHKW sollten den 31.07.2014 als fiktives Inbetriebnahmedatum erhalten. Das sorgt für die Geltung des EEG 2012 und stellt sicher, dass spätestens 20 Jahre nach Inbetriebnahme der letzten Aufbereitungsanlage, die unter die Übergangsregelung fällt, die Vergütung ausläuft. Ein entsprechender Passus kann in die allgemeinen Übergangsbestimmungen in § 100 EEG 2021 aufgenommen werden.

8.2. Austauschregelung für BHKW einführen (Ergänzung von § 44c EEG 2021)

Werden Satelliten-BHKW und Erdgas-BHKW aufgrund technischer Probleme ersetzt oder sollen sie durch effizientere BHKW ausgetauscht werden, geht damit das Risiko einher, dass durch den Tausch der Inbetriebnahmezeitpunkt und die Höchstbemessungsleistung verloren gehen. Ein entsprechender Verlust hätte zur Folge, dass die Anlage nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden kann.

In der Praxis wird dieser rechtlichen Problematik dadurch begegnet, dass neben dem auszutauschenden BHKW für eine Übergangszeit das neue BHKW betrieben wird. Hat ein BHKW beispielsweise einen Totalverschleißschaden, wird erst eine Gasverteilschiene und ein zweiter Platz/zweites Fundament für das neue BHKW gebaut. Nach dem notwendigen Parallelbetrieb, wird dann das „alte“ BHKW entfernt, sodass ein nutzloser Stellplatz und nutzlose Technik zur Verbindung der BHKW verbleiben.

Zum einen ist auch diese Lösung zur Beibehaltung der Höchstbemessungsleistung und des Inbetriebnahmezeitpunktes mit Unsicherheiten verbunden. Zum anderen ist festzustellen, dass der Austausch des Containers des ersten BHKW durch den Container mit dem neuen BHKW wirtschaftlicher, ökologischer und effizienter ist.

In diesem Zusammenhang ist noch auf eine weitere Problematik hinzuweisen. In einem Urteil hat das Landgericht Frankfurt (Oder) ausgeführt, dass jeder Zubau eines BHKW an einem Satelliten-Standort rechtlich als Neuinbetriebnahme zu werten sei. Dies widerspricht jedoch dem weiten Anlagenbegriff und der Praxis. Eine solche Auslegung würde dazu führen, dass im Prinzip alle Satelliten-BHKW unrentabel würden.

Vorschlag

Es wird eine Austauschregelung analog zur bereits bestehenden Austauschregelung für PV-Anlagen eingeführt: „Neue“ BHKW, die ein anderes BHKW an demselben Standort ersetzen, erhalten das gleiche Inbetriebnahmedatum und ggf. die gleiche Höchstbemessungsleistung wie das ersetzte BHKW. In der Begründung sollte zudem ausgeführt werden, dass die Austauschregelung für im engen räumlichen Zusammenhang funktion verbundenen BHKW aufgrund des weiten Anlagenbegriffs keine Bedeutung hat, das das verbleibende BHKW in einer Konstellation von mehreren BHKW die Vergütung determiniert.

8.3. Klarstellung Emissionsminderungsbonus (§ 27 Abs. 5 EEG 2009 i.V.m. § 100 Abs. 2 Satz 4 EEG 2017)

Mit dem Energiesammelgesetz (EnSaG) wurde geregelt, dass ein Anspruch auf den Emissionsminderungsbonus auch dann besteht, wenn die immissionsschutzrechtliche Genehmigungsbedürftigkeit erst nach der ersten Inbetriebnahme eintritt. Nach dem eindeutigen Wortlaut soll der „Anspruch ab dem Bestehen der immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsbedürftigkeit geltend gemacht werden“ können. Auch systematische Erwägungen sowie das „nunmehr“ in der Gesetzesbegründung geben einen Hinweis darauf, dass der Gesetzgeber mit dieser Gesetzesnovelle einen neuen Anspruch schaffen wollte. Dieser nunmehr bestehende Anspruch kann rückwirkend ab dem Bestehen der immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsbedürftigkeit geltend gemacht werden. Der Zeitpunkt der Genehmigungsbedürftigkeit kann auch vor dem 01.01.2017 liegen.

Aufgrund der nicht ganz klaren Inkrafttretensregel in Art. 15 EnSaG verweigern einige Netzbetreiber die Auszahlung des Anspruchs auf den Emissionsminderungsbonus für Zeiträume vor dem 01.01.2017. Sie argumentieren, dass § 100 Abs. 2 Satz 4 EEG 2017 rückwirkend zum 01.01.2017 in Kraft getreten ist.

Vorschlag

Es wird klargestellt, dass der Anspruch auf den Emissionsminderungsbonus nach § 27 Abs. 5 EEG 2009 i.V.m. § 100 Abs. 2 Satz 4 EEG 2017) ab dem Bestehen der immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsbedürftigkeit geltend gemacht werden kann. Dieser Zeitpunkt kann auch im Zeitraum 01.01.2009 bis 31.12.2016 liegen.

9. Sonstige Vorschläge für das EEG 2021

9.1. Anforderungen an den Substrateinsatz entsprechend EU-Vorgaben regeln (betrifft insb. § 39i Abs. 1 EEG 2021)

Aus fachlicher Sicht sind Vorgaben zu einem spezifischen Substrateinsatz im EEG wie in § 39i Abs. 1 nicht sachgerecht, sondern sind im jeweiligen Fachrecht zu verankern. Da die novellierte Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED 2) aber Nachhaltigkeitsanforderungen an über das EEG vergütete Anlagen stellt, die in deutsches Recht umzusetzen sind, bietet es sich an, Vorgaben zum Substrateinsatz im EEG als 1:1-Umsetzung der RED-Vorgaben anzusehen. Entsprechend dürfen die Vorgaben im EEG natürlich nicht über die RED-Vorgaben hinausgehen.

9.2. Bilanzielle Teilung von Biogasmengen für alle Biogasanlagen gleichermaßen ermöglichen.

Mit der Umsetzung der RED 2 auf nationaler Ebene wird die Vermarktung von Biomethan im Kraftstoffsektor ab dem Jahr 2021 zunehmend wirtschaftlich interessant. Insbesondere für die Vermarktung von Biomethan auf der Basis von Gülle und Mist eröffnet die RED 2 die Möglichkeit, Mengen sowohl im EEG als auch auf dem Kraftstoffsektor zu vermarkten. Damit können Anlagenbetreiber ihre Geschäftstätigkeit sukzessive auf den Kraftstoffmarkt umstellen. Ein weiterer Absatzmarkt außerhalb des EEG für Biomethan ist das Gebäudeenergiegesetz (GEG). Biomethan ist seit der diesjährigen Novelle als Erfüllungsoption in der Brennwärthe im Neubau zulässig. Diese neuen Chancen können aber derzeit nur eingeschränkt genutzt werden, da eine Klarstellung der bilanziellen Aufteilungsmöglichkeit der verschiedenen Einsatzstoffe für alle Biogasanlagen fehlt. Aktuell sieht nur das EEG 2012 dafür die notwendige bilanzielle Aufteilungsmöglichkeit explizit vor.

Wird beispielsweise in einer Anlage 50 Prozent des Gases aus Gülle erzeugt und 50 Prozent aus nachwachsenden Rohstoffen, kann das Güllegas bilanziell abgespalten und in einer Tankstelle verwertet werden. Das restliche Gas kann in einer Anlage, die im Rahmen des EEG 2012 in Betrieb gegangen ist, verwertet werden.

Um auch Konzepten, die nicht nur Anlagen nach dem EEG 2012 erfassen, alternative Verwertungsmöglichkeiten zu eröffnen und um die Branche weiter auf die politisch gewollte Bereitstellung fortschrittlicher Biokraftstoffe auszurichten, schlagen wir vor, dass allgemein die Möglichkeit geschaffen wird, dass Biomethan bilanziell gemäß den eingesetzten Stoffen aufgeteilt und vermarktet werden kann. Dadurch würde auch das EEG-Konto entlastet und die Märkte für Strom, Wärme und Mobilität weiter verknüpft. Zudem würde diese Möglichkeit zu einer ebenfalls politisch gewollten Beförderung von ökologisch besonders vorteilhaften Substraten führen.

Vorschlag

Für vor und nach dem EEG 2012 in Betrieb gegangene Anlagen sollte eine einsatzstoffbezogene bilanzielle Teilbarkeit eröffnet werden.

9.3. Einführung einer Sondervergütungsklasse für die Vergärung von ökologisch besonders hochwertigen Einsatzstoffen

Generell sollte angestrebt werden, dass bestehende Biogasanlagen verstärkt ökologisch besonders wertvolle Substrate wie Klee gras oder Blühpflanzen einsetzen sowie Neuanlagen entstehen, die verstärkt auf diese Substrate ausgerichtet und z.B. in Ökobetriebe eingebunden sind. Um Stickstoff einzusammeln, müssen viele Ackerbetriebe Kulturen wie Klee gras oder Luzerne anbauen. In Betrieben ohne Tierhaltung können diese jedoch nicht verfüttert werden. Stattdessen wird der Aufwuchs vielfach gemulcht, wodurch klimaschädliche Gasemissionen entstehen. Werden die Feldfrüchte hingegen

abgeerntet und in einer Biogasanlage vergoren, entfallen die Emissionen und es wird zusätzlich CO₂-neutral Strom und Wärme produziert. Das entstandene Gärprodukt kann dann als ökologisch wertvoller Dünger im Sinne der Kreislaufwirtschaft dienen. Da diese Substrate deutlich geringere Biomasseerträge und Biogasmengen bereitstellen, sind entsprechende Regelungen im EEG notwendig.

Vorschlag

Analog zur Sondervergütungsklasse für die Güllevergärung wird eine Vergütungsklasse geschaffen, die gezielt auf ökologisch wertvolle Biogassubstrate hinsichtlich Klimaschutz und ökologische Dienste eingeht. Die neue Vergütungsklasse könnte für Biogasanlagen, die 100 Prozent solcher Substrate einsetzen, bis zu einer Bemessungsleistung von 150 kW eine höhere Festvergütung vorsehen. Eine gute Aufstellung solcher ökologisch besonders wertvoller Substrate gab es in der BiomasseV zum EEG 2012 in der so genannten Einsatzstoffvergütungsklasse II.

10. Zur Änderung der Innovationsausschreibungsverordnung

10.1. *Bestehende Bioenergieanlagen zulassen (Änderung von § 6 Abs. 1 InnoAusV)*

Mit dem EEG 2017 wurde erstmals die Möglichkeit eingeführt, dass bestehende Bioenergieanlagen durch die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren einen zweiten Vergütungszeitraum erhalten können. Dies wurde u.a. damit begründet, dass es effizienter und kostengünstiger sein kann, eine Bestandsanlage nach Ablauf ihres EEG-Vergütungszeitraums weiter zu betreiben als die Anlage still zu legen und durch eine Neuanlagen zu ersetzen. Diese Begründung gilt nach wie vor. Deshalb ist nicht nachvollziehbar, warum bestehende Bioenergieanlagen zwar zum regulären, technologiespezifischen Ausschreibungsverfahren zu gelassen sind, aber von den Innovationsausschreibungen ausgeschlossen werden (§ 6 Abs. 1 InnoAusV), zumal steuerbare und flexible Anlagen einen großen Mehrwert für die System- und Netzintegration erneuerbarer Energien leisten können.

Vorschlag

Bestehende Bioenergieanlagen werden als Teil von Anlagenkombinationen zum Ausschreibungsverfahren zugelassen (Änderung von § 6 Abs. 1 InnoAusV).

Kontakt:

Hauptstadtbüro Bioenergie

Sandra Rostek

Leiterin

rostek@bioenergie.de

Invalidenstraße 91 | 10115 Berlin

T +49 (0) 30 | 27 58 179 13

www.hauptstadtbuero-bioenergie.de