

Kurzstellungnahme zum
Entwurf der
Bundesregierung für ein
„Osterpaket“

Stand: 14.04.22

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	3
Vorbemerkung und Grundsätzliches zum „Osterpaket“	4
1. Wirtschaftlichkeit von Bestandsanlagen im zweiten Vergütungszeitraum sicherstellen: Weiterentwicklung des Zuschlags für Anlagen mit geringer Leistung oder Einführung einer Festvergütung	5
1.1. Vorschlag #1: Weiterentwicklung des bestehenden Zuschlags für Anlagen mit geringer Leistung (Änderung von § 39i Abs. 5 EEG 2021)	6
1.2. Vorschlag #2: Neue Anschlussregelung mit Festvergütung (Neuregelung im EEG 2023)	7
1.3. Anschlussregelung für kleine Gülleanlagen weiterentwickeln (Änderung von §§ 12a, 12c EEG)	8
1.3.1. Vergütungssätze anheben und Degression aussetzen (Änderung von § 12c EEG)	8
1.3.2. „Downsizing“ zulassen (Änderung von § 12a Nr. 2 EEG)	8
2. Investitionssicherheit herstellen: endogene Mengensteuerung streichen (Änderung von § 39d Abs. 2, 3 EEG 2021; Streichung von § 28d Abs. 6 EEG 2023)	9
3. Investitionssicherheit herstellen: Südquote streichen (Änderung von § 39d Abs. 2, 3)	9
4. Biogasanlagenbestand flexibilisieren: Neue Systematik für die Flexibilitätsprämie (Änderung von § 50b & Anlage 3).....	10
5. Kurzfristige und befristete Erhöhung der Energieproduktion von Bestandsanlagen zur Entlastung der Einsparung von Erdgas.....	12
5.1. Befristete Aussetzung von Beschränkungen im EEG (Änderung von §§ 9 Abs. 5, 39i Abs. 1, 100 Abs. 1 EEG 2021).....	12
5.2. Änderungen in anderen Regelungsbereichen.....	14
6. Blühpflanzen-Mischungen anreizen (Änderung von § 39i Abs. 1 EEG 2021)	14
7. Biogaseinspeisung anreizen: Beteiligung an Netzanschlusskosten deckeln (Änderung von § 33 Abs. 1 GasNZV)	14

Das Wichtigste in Kürze

In Bezug auf die Biomasse **setzt das Osterpaket die falschen Schwerpunkte**: Anstatt die Biomasse-Vergütung im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf Spitzenlastkraftwerke zu beschränken, sollten mit dem Osterpaket die **energie- und klimapolitischen Potenziale des bestehenden Anlagenparks** an Biogasanlagen, Holzheizkraftwerken und Biomethan-BHKW **gehoben sowie noch offene Biomassepotenziale genutzt** werden.

Zu den wichtigsten Sofortmaßnahmen gehören:

1. **Die Wirtschaftlichkeit von Bestandsanlagen nach Ablauf des EEG-Vergütungszeitraums** muss sichergestellt werden – dies betrifft insbesondere Biogasanlagen mit niedriger bis mittlerer Leistung. Dafür schlagen die Bioenergieverbände zwei Optionen vor:
 - **Vorschlag #1: Ausweitung des bestehenden Zuschlags für Anlagen mit niedriger Leistung** auf 450 Kilowatt Bemessungsleistung mit Anhebung auf 2,5 ct/kWh.
 - **Vorschlag #2: Einführung einer neuen Anschlussregelung mit Festvergütung** für Anlagen bis 450 kW Bemessungsleistung in Höhe von 22 ct/kWh.
2. **Die endogene Mengensteuerung sowie die Südquote sollten ersatzlos gestrichen werden**, da sie maßgeblich zur Investitionsunsicherheit beitragen.
3. Durch eine **Weiterentwicklung der Flexibilitätsprämie** sollten die Rahmenbedingungen für die Flexibilisierung des bestehenden Biogasanlagenparks verbessert werden.
4. Viele bestehende Bioenergieanlagen haben die Möglichkeit kurzfristig ihre Gas-, Strom- und Wärmeproduktion zu erhöhen und so die Nutzung von Erdgas zu reduzieren und die Gasspeicher zu schonen. **Regulatorischen Einschränkungen für eine Erhöhung der Gasproduktion sollten kurzfristig und befristet ausgesetzt werden**. Für bestehende Güllekleinanlage sollte eine dauerhafte Größenanpassung an Neuanlagen (150 kW Bemessungsleistung) erfolgen. Neben dem EEG betrifft dies das Baugesetzbuch (BauGB), das Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) sowie in der Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV).
5. Durch eine **verbesserte Wälzung der Kosten für den Gasnetzanschluss** in der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) sollten die Rahmenbedingungen für die Einspeisung von Biogas ins Gasnetz verbessert werden.

Vorbemerkung und Grundsätzliches zum „Osterpaket“

Die Bioenergieverbände begrüßen die großen klimapolitischen Ambitionen der neuen Bundesregierung und die vielen im Koalitionsvertrag bereits angekündigten Einzelmaßnahmen. Nun gilt es die Ziele und Vorhaben weiter auszuarbeiten und in konkrete Gesetzgebungsprozesse zu überführen. Dabei muss auch die Bioenergie als Problemlöser bei der Reduktion von Treibhausgasemissionen eine wichtige Rolle spielen. Sehr begrüßen wir deshalb die Ankündigung im Koalitionsvertrag, die Bioenergie solle in Deutschland eine neue Zukunft erfahren.

Der **Kabinettsentwurf** der Bundesregierung (KabE), insbesondere auch die vorgesehenen Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2021), wird jedoch **weder den klimapolitischen Ambitionen** der Koalitionsfraktionen **noch der geo- und wirtschaftspolitischen Notwendigkeit** zur Reduzierung von fossilen Rohstoffimporten gerecht. Die **Chancen der Bioenergie** zur Substitution von importierten fossilen Energieträgern durch heimische erneuerbare Energie werden **nicht genutzt**. Verschiedene energierechtliche Hemmnisse im EEG und anderen Gesetzen sowie Hemmnisse im Bereich der technischen und genehmigungsrechtlichen Auflagen werden nicht angegangen.

Stattdessen sieht der KabE sogar **Änderungen im EEG vor, die energiepolitisch unnötig und teils kontraproduktiv sind** und in den nächsten Jahren sogar **zu einem Rückgang der Strom- und Wärmeerzeugung aus Biogasanlagen, Holzheizkraftwerken und Biomethan führen werden**. Dazu zählt insbesondere die beabsichtigte „Fokussierung“ der Biomasse-Vergütung auf Spitzenlastkraftwerke. Eine solche „Fokussierung“ auf Spitzenlastkraftwerke ist energiewirtschaftlich unnötig, weil in einem flexiblen Energiesystem der Flexibilitätsbedarf effizienter und günstiger durch andere Optionen bereitgestellt werden kann, insbesondere auch durch flexible Biogasanlagen, Biomethan-KWK und Holzheizkraftwerke. Die „Fokussierung“ würde zu einem Abbau der Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse führen, weil der energiewirtschaftliche Bedarf solcher Spitzenlastkraftwerke so gering ist, dass ein kleiner Teil der heutigen Biogasproduktion ausreichen würde, um die benötigte Biomethanmenge bereitzustellen. Der Neubau solcher Spitzenlastkraftwerke kann deshalb ein kleiner Baustein der Bioenergie-Vergütung im EEG sein; **der Fokus sollte auf dem Erhalt und die Flexibilisierung des heutigen Anlagenparks sowie auf die Erschließung noch offener Biomassepotenziale liegen**.

Im Folgenden werden die wichtigsten Vorschläge für das „Osterpaket“ genannt. Für eine **umfassende Liste** des Änderungsbedarfs und eine vertiefte Behandlung der genannten Punkte sei auf die Langstellungnahme verwiesen, die in Kürze veröffentlicht wird, sowie die [Stellungnahme zum Referentenentwurf](#) verwiesen. Diese betreffen insbesondere das **Ausbauziel für das Jahr 2030**, die **Vergärung von Gülle und ökologisch besonders wertvollen Substraten** in Biogasanlagen sowie die **Einspeisung von Biomethan** ins Gasnetz. Für [Sofortmaßnahmen zu den anderen Klimaschutzbereichen](#) sei auf und die Vorschläge der Bioenergieverbände für ein Klimaschutzsfortprogramm verwiesen.

1. Wirtschaftlichkeit von Bestandsanlagen im zweiten Vergütungszeitraum sicherstellen: Weiterentwicklung des Zuschlags für Anlagen mit geringer Leistung oder Einführung einer Festvergütung

Der aktuelle Gebotshöchstwert von ca. 18 ct/kWh für Bestandsanlagen im zweiten Vergütungszeitraum ist sehr ambitioniert und für viele Anlagen aufgrund der ständig steigenden Kosten für Nachrüstungen, Neuinvestitionen und Betriebsmittel nicht ausreichend. In den vergangenen Jahren sind **die Kosten für den Betrieb von Bioenergieanlagen stark gestiegen**. Weitere Kostensteigerungen sind absehbar. Zu den maßgeblichen Ursachen gehören:

- **Neue technische Auflagen** aus dem Bereich des Immissionsschutzes, des Wasserrechtes oder aus dem Bereich Sicherheit, die umfangreiche Investitionen in die Nachrüstung erfordern,
- **neue Nachweispflichten** für die Herkunft der genutzten Biomasse,
- **gestiegene Rohstoff- und Energiepreise sowie**
- die **allgemeine Inflation**.

Für neue und bestehende Biogasanlagen, die in den zweiten Vergütungszeitraum wechseln, kommt ein besonderer Faktor hinzu: Die **Begrenzung des Einsatzes von Mais und Getreide auf zukünftig 30 Prozent am Substratmix**.

Aufgrund der hohen Energiedichte und guten Handhabbarkeit von Mais sind in den allermeisten Fällen die Stromgestehungskosten einer Biogasanlage mit einem geringen Maisanteil und dementsprechend höheren Anteilen anderer Substrate deutlich höher als die Stromgestehungskosten einer vergleichbaren Anlage mit höherem Maisanteil. Die Mehrkosten einer erzwungenen Senkung des Maisanteils im Anlagenbestand schlägt direkt auf den Netto-Gewinn des Betreibers durch und macht für noch mehr Anlagen den Weiterbetrieb nach Ablauf des ersten EEG-Vergütungszeitraums unwirtschaftlich.

Anlagenbetreiber, die die Möglichkeit haben, Mais durch Substrate zu ersetzen, die zwar eine geringere Energiedichte, aber auch geringere Kosten besitzen (insb. Gülle), können ihre Stromerzeugung reduzieren und so die Mehrkosten durch andere nachwachsende Rohstoffe sparen („Downsizing“). So entstehen zwar keine zusätzlichen Substratkosten, aber aufgrund der deutlich geringeren Biogas- und Stromausbeute müssen die Kosten für Wartung und Ersatzinvestitionen auf eine geringere Energiemenge umgelegt werden. Solche „Downsizing“-Konzepte sind deshalb in der Regel nur wirtschaftlich bis eine neue größere Ersatzinvestition ansteht, so dass die Anlagen „auf Verschleiß gefahren“ und bei einem entsprechenden Investitionsbedarf stillgelegt werden.

Eine Stilllegung großer Teile des Biogasanlagenbestands gefährdet nicht nur die Ziele für die Reduktion von Treibhausgasen in den Bereichen Strom- und Wärme, sondern erhöht und verlängert die Abhängigkeit von fossilen Energieimporten. Darüber hinaus stellt sie eine Gefahr für das Ziel dar, mehr Gülle in Biogasanlagen zu vergären, um die Methanemissionen in der Viehhaltung zu mindern. Die meiste Gülle wird in Anlagen kleiner und mittlerer Leistung mit 30 bis 50 Prozent Gülleanteil und entsprechend hohen Anteilen nachwachsender Rohstoffe vergoren, da an vielen Standorten die Menge der anfallenden Gülle zu gering ist, um sie in reinen Gülleanlagen zu vergären. Diese Anlagen haben die größten Probleme, sowohl die verschärften Begrenzungen für den Einsatz von Mais und Getreide einzuhalten als auch zu den niedrigen Vergütungssätzen wirtschaftlich zu sein.

Mit der EEG-Novelle sollten die **Vergütungssätze erhöht werden, insbesondere für Anlagen mit kleiner und mittlerer Leistung**. Dafür werden im Folgenden zwei Optionen vorgeschlagen.

1.1. Vorschlag #1: Weiterentwicklung des bestehenden Zuschlags für Anlagen mit geringer Leistung (Änderung von § 39i Abs. 5 EEG 2021)

In § 39i Abs. 5 ist vorgesehen, dass Bestandsanlagen im zweiten Vergütungszeitraum mit einer installierten Leistung von 500 kW zusätzlich zu ihren im Ausschreibungsverfahren ermittelten anzulegenden Wert einen Zuschlag von 0,5 ct/kWh beanspruchen können. Dieser Zuschlag könnte gezielt so gestaltet werden, dass er das Segment von Anlagen mit kleinerer bis mittlerer Leistung adressiert wird und die steigenden Betriebskosten ausgleicht

Vorschlag

- **Umwandlung der Grenze von 500 kW installierter Leistung in 450 kW Bemessungsleistung:** Bei Biogasanlagen ist es nicht zeitgemäß, die Begrenzung in installierter Leistung zu fassen, da sie die Umrüstung auf eine flexible Fahrweise behindert. Bei einer Flexibilisierung erhöht eine Anlage ihre installierte Leistung ohne ihre Stromerzeugung (Bemessungsleistung) zu erhöhen. Damit Anlagen nicht durch eine Flexibilisierung den Anspruch auf den Zuschlag verlieren bzw. ein Anreiz entsteht, dass Anlagen ihre Leistung reduzieren, sollte der Zuschlag in Bemessungsleistung gefasst werden. Die für Deutschland typische Anlage besitzt eine Bemessungsleistung von 450 kW – damit wären also die Anlagen im kleineren bis mittleren Leistungssegment erfasst.
- **Erhöhung des Zuschlags auf 2,5 ct/kWh:** Das höchste noch erfolgreiche Gebot in der regulären Biomasse-Ausschreibung vom März 2022 betrug ca. 18 ct/kWh. Da sich in 2023 deutlich mehr Anlagen bewerben können und müssen, um eine Anschlussperspektive für die Zeit nach Ablauf des EEG-Vergütungszeitraums zu erhalten, ist von noch niedrigeren Werten auszugehen. Selbst mit einem Zuschlag von 2,5 ct/kWh läge der anzulegende Wert deshalb noch unterhalb der rechnerischen Gestehungskosten vieler Anlagen im kleinen und mittleren Leistungsbereich.

§ 39g Abs. 1 S. 3 EEG 2021 wird wie folgt geändert:

„Der Zuschlagswert ist für alle bezuschlagten Gebote von Anlagen nach Satz 2 abweichend von § 3 Nummer 51 und § 39i Absatz 5 der Gebotswert des höchsten noch bezuschlagten Gebots desselben Gebotstermins zuzüglich ~~0,5~~ 2,5 Cent pro Kilowattstunde bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 450 kW in den Ausschreibungen der Kalenderjahre ~~2020 2023~~ 2023 bis 2025, für Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 500 Kilowatt.“

§ 39i Abs. 5 EEG 2021 wird wie folgt geändert:

„(5) Der Zuschlagswert für Biomasseanlagen ist für alle bezuschlagten Gebote in den Ausschreibungen in den Kalenderjahren ~~2020 2023~~ 2023 bis 2025 für ~~Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 500 Kilowatt~~ abweichend von § 3 Nummer 51 der jeweilige Gebotswert zuzüglich ~~0,5~~ 2,5 Cent pro Kilowattstunde bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 450 kW.“

1.2. Vorschlag #2: Neue Anschlussregelung mit Festvergütung (Neuregelung im EEG 2023)

Ein großes Investitionshemmnis für den bestehenden Bioenergieanlagenpark ist, dass die meisten Anlagen nur noch weniger als zehn Jahre Anspruch auf die EEG-Vergütung besitzen, aber aufgrund der Unsicherheiten im Ausschreibungsverfahren das Risiko besteht, keine wirtschaftliche Anschlussvergütung ersteigern zu können. Diese Investitionsunsicherheit führt nicht nur dazu, dass in vielen Fällen sinnvolle Investitionen in die Optimierung einer Bestandsanlage wie die Errichtung eines Wärmenetzes an oder die Flexibilisierung einer Biogasanlage unterbleiben. Sondern es besteht die Gefahr, dass Investitionen, die für einen Weiterbetrieb zwingend notwendig sind, wie der Ersatz von Anlagenteilen unterbleiben, die Anlagen „auf Verschleiß gefahren“ und zum Zeitpunkt, wenn eine unvermeidbar ist, die Anlage stillgelegt wird.

Die europäischen Leitlinien für Umwelt- und Energiebeihilfen schreiben als Grundsatz eine wettbewerblich ermittelte Vergütungshöhe vor, lassen unter bestimmten Bedingungen aber Ausnahmen zu, insbesondere für „kleine“ Anlagen. Aus den beschriebenen Gründen ist es deshalb sinnvoll, den beihilferechtlichen Spielraum voll auszuschöpfen und für Bestandsanlagen in dem beihilferechtlich zulässigen Maße eine neue Anschlussregelung in Form einer Festvergütung einzuführen, analog zu der bereits bestehenden, aber noch verbessernden Anschlussregelung für kleine Gülleanlagen.

In Bezug auf die Stromerzeugung aus Biomasse ist eine Ausnahme für Anlagen bis zu einer installierten Leistung von 1 Megawatt (MW) zulässig. Zumindest für die deutsche EEG-Vergütung ist es nicht sinnvoll, die Grenze in Form von installierter Leistung zu fassen. Der Zweck der Ausnahme von „kleinen“ Anlagen ist es, dass für bestimmte Projekte oder Projektierer das Risiko, nicht bezuschlagt zu werden, in Relation zu den Projektkosten unverhältnismäßig hoch ist. Das maßgebliche Kriterium für die Projektkosten insbesondere bei deutschen Bioenergieanlagen ist aber nicht die installierte Leistung, sondern die Stromerzeugung (Bemessungsleistung). Insbesondere bei Biogasanlagen ist aufgrund der politisch gewünschten Flexibilisierung – also der Erhöhung der installierten Leistung ohne Erhöhung der Stromerzeugung – die installierte Leistung kein Indikator für die Stromerzeugung. Deshalb sollte die Grenze generell in Bemessungsleistung gefasst werden. Im EEG 2021 gilt die Vorgabe, dass die Bemessungsleistung von neuen Biogasanlagen und Anlagen im zweiten Vergütungszeitraum maximal 45 Prozent der installierten Leistung betragen darf. Die von der EU vorgegebene Grenze von ein MW installierter Leistung entspricht deshalb 450 kW Bemessungsleistung.

Vorschlag

Auf dieser Basis schlagen die Bioenergieverbände vor, folgende **Regelung neu ins EEG** aufzunehmen:

- Bioenergieanlagen im ersten Vergütungszeitraum, deren EEG-Vergütung maximal 8 Jahre beträgt, haben die Option, in eine **neue Anschlussvergütung** zu wechseln.
- Ab dem Zeitpunkt des Wechsels in die Anschlussvergütung gilt die Anlage als neu in Betrieb genommen; es gelten **alle Vergütungsanforderungen des EEG 2023** (z.B. Marktprämienmodell, Begrenzung des Anteils von Mais und Getreide)
- Der anzulegende Wert in der Anschlussvergütung beträgt **22 ct/kWh**.
- Die Anlagen haben Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag nach § 50 bzw. § 50a EEG 2021.
- Die Vergütung wird maximal gezahlt für eine Bemessungsleistung, die 45 Prozent der installierten Leistung entspricht, **höchstens aber für 450 kW Bem.**

- Die Dauer der Anschlussvergütung beträgt **zehn Jahre**.

1.3. Anschlussregelung für kleine Gülleanlagen weiterentwickeln (Änderung von §§ 12a, 12c EEG)

1.3.1. Vergütungssätze anheben und Degression aussetzen (Änderung von § 12c EEG)

Die Anschlussregelung für kleine Gülleanlagen in der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV) soll insbesondere kleineren, güllebasierten Bestandsanlagen, deren EEG-Vergütung ausgelaufen ist, eine Perspektive geben, weil diese Anlagen im Normalfall aufgrund ihrer höheren Stromgestehungskosten im Ausschreibungsverfahren nicht mit größeren Anlagen konkurrieren können. Alle relevanten Wirtschaftlichkeitsberechnungen zeigen aber, dass **die Stromgestehungskosten von bestehenden Güllekleinanlagen weit oberhalb der in der EEG festgelegten Vergütungssätze liegen**. Darüber hinaus ist angesichts der in den letzten Jahren ständig gestiegenen technischen Auflagen sowie der allgemeinen Inflation die Festlegung einer Degression nicht sinnvoll. Im Hinblick auf die Treibhausgaswirkung von Gülle, die nicht der Vergärung zugeführt wird, wäre die Stilllegung kleiner Gülleanlagen kontraproduktiv. Im Gegenteil sollten Gülle-Kleinanlagen angereizt werden, zumal sie sich gut für die Flexibilisierung eignen.

Vorschlag

Die Vergütungssätze werden auf Basis der wissenschaftlichen Erkenntnisse festgesetzt auf:

- Bis zu einem Leistungsanteil von 75 kW: 22 ct/kWh
- Bis zu einem Leistungsanteil von 150 kW: 18 ct/kWh

(Änderung von § 12c Abs. 1 Nr. 2 EEG). Eine Degression wird nicht festgesetzt (Streichung von § 12c Abs. 2 EEG).

1.3.2 „Downsizing“ zulassen (Änderung von § 12a Nr. 2 EEG)

Die Anschlussvergütung kann nur von Anlagen in Anspruch genommen werden, deren installierte Leistung *am 31.03.2021* nicht mehr als 150 kW betrug (§ 12a Nr. 2 EEG). Es wird also die Verkleinerung bestehender Biogasanlagen zum Zweck des Wechsels in die Anschlussvergütung ausgeschlossen. Nach einer Umfrage des Fachverband Biogas e.V. ist jedoch genau ein solches „Downsizing“ der Plan der meisten Bestandsanlagen, für die eine solche Anschlussregelung relevant ist. Diese Anlagen setzen im Verlauf des ersten Vergütungszeitraums auch nachwachsende Rohstoffe (NawaRo) ein, würden aber für den Wechsel in die Anschlussregelung den Einsatz nachwachsender Rohstoffe reduzieren und damit sowohl ihre Leistung verringern als auch den Gülleanteil erhöhen. Für den überwiegenden Teil dieser Anlagen ist laut Umfrage eine Teilnahme am Ausschreibungsverfahren keine Option. Die Beschränkung der Anschlussregelung auf Anlagen, deren installierte Leistung *bereits im ersten Vergütungszeitraum* unter 150 kW lag, **vergibt deshalb die Chance, die NawaRo-Bestandsanlagen beim Wechsel in den zweiten Vergütungszeitraum in eine güllebetonte Anlage umzuwandeln und damit weitgehend auf Anbaubiomasse zu verzichten**.

Vorschlag

Die Obergrenze sollte 150 kW Bemessungsleistung betragen ohne Begrenzung der installierten Leistung und ohne die Begrenzung auf einen Stichtag.

Zumindest sollte sich die Obergrenze von 150 kW inst. auf den Zeitpunkt des Wechsels in die Anschlussvergütung beziehen, so dass auch Anlagen zugelassen werden, deren installierte Leistung im ersten Vergütungszeitraum über 150 kW lag und die beim Wechsel in die Anschlussregelung ihre installierte Leistung entsprechend reduzieren. (Änderung von § 12a Nr. 2 EEG)

2. Investitionssicherheit herstellen: endogene Mengensteuerung streichen (Änderung von § 39d Abs. 2, 3 EEG 2021; Streichung von § 28d Abs. 6 EEG 2023)

Mit dem EEG 2021 wurde für das reguläre Segment eine Neuregelung im Zuschlagsverfahren eingeführt – die so genannte „endogene Mengensteuerung“: Wird bei einer regulären Ausschreibung weniger Leistung geboten als ausgeschrieben wurde, dann erhalten unabhängig vom Ausschreibungsvolumen nur 80 Prozent der Neuanlagen und 80 Prozent der Bestandsanlagen einen Zuschlag (§ 39d Abs. 3 EEG 2021). dies soll sicherstellen, dass in jeder Ausschreibungsrunde ein Wettbewerb entsteht. Mit dem EEG 2023 soll eine ähnliche Regelung auch für die Biomethan-Ausschreibungen eingeführt werden (§ 28d Abs. 6 EEG 2023). Aus Sicht der Bioenergieverbände ist diese Änderung des Zuschlagsverfahrens in höchstem Maße kontraproduktiv, um die Klimaschutzziele und die Ziele für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in 2030 zu erreichen. Sie führt zu starker und unnötiger Verunsicherung bei Betreibern und Projektierern zu einem Zeitpunkt, an dem die Unsicherheit in der Branche ohnehin schon hoch und die Investitionsbereitschaft gering ist. So wird der Wettbewerb im Ausschreibungsverfahren gestärkt zu dem Preis, dass weniger Gebote eingereicht, mehr Anlagen stillgelegt und die stillgelegten Anlagen nicht durch Neuanlagen ersetzt werden. Die sogenannte Südquote (s.u.) verschärft die Unsicherheit für die Nordregion zusätzlich.

Vorschlag

Die endogene Mengensteuerung im regulären Ausschreibungsverfahren wird ersatzlos gestrichen (Änderung § 39d Abs. 2, 3 EEG 2021) bzw. im Biomethan-Segment nicht eingeführt (Streichung von § 28d Abs. 6 EEG 2023).

3. Investitionssicherheit herstellen: Südquote streichen (Änderung von § 39d Abs. 2, 3)

Gemäß EEG 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 (Jahresmarkwert, 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 Bioenergieleistung 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 Fall, dass nicht genügend Gebote aus der so genannten „Südregion“ eingereicht werden, um die Quote zu füllen, wird 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 Südquote ist ersatzlos zu streichen. Zumindest sollte sie auf 20 Prozent des ausgeschriebenen Volumens abgesenkt werden und diejenigen Volumina, die nicht an Gebote aus der Südregion vergeben wurden, im Zuge derselben Ausschreibungsrunde auch an Gebote aus anderen Regionen übertragen werden. (Änderung von § 39d)

4. Biogasanlagenbestand flexibilisieren: Neue Systematik für die Flexibilitätsprämie (Änderung von § 50b & Anlage 3)

Deutschland verfügt aktuell über einen Biogasanlagenpark von etwa 9.700 Anlagen mit einer installierten Leistung von 5,8 GW und einer Stromerzeugung von etwa 33 TWh. Der Biogasanlagenpark läuft damit im Schnitt rund 5.700 Volllaststunden im Jahr (Branchenzahlen Fachverband Biogas e.V.). Das Ziel sollte es sein, durch einen Mix an verschärften Flexibilitätsanforderungen und zusätzlichen Förderinstrumenten bis in die zweite Hälfte der 2030er Jahre die durchschnittlichen Volllaststunden des Biogasanlagenparks auf grob 2.200 bis 1.700 zu senken (BEE-Basisszenario bzw. -Reformszenario für eine Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien). Je stärker die Flexibilisierung von neuen und bestehenden Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung sowie von Biomethan-KWK-Anlagen gelingt, desto geringer ist der Bedarf von Biomethan-Peakern.

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 einen Zeitraum von zumindest acht bis zehn Jahre gezahlt wird. Zum jetzigen Zeitpunkt können die meisten Betreiber die Zahlungen aber für diesen Zeitraum nicht mehr geltend machen. Dies kann verschiedene Gründe haben:

Kurze EEG-Restlaufzeit: Wie beschrieben finanziert die Flexibilitätsprämie die umfassende Flexibilisierung einer Biogasanlage über einen Zeitraum von acht bis zehn Jahren. Mit einer Vorlaufzeit von ein bis zwei Jahren ist eine umfassende Flexibilisierung also nur noch über die Flexibilitätsprämie zu finanzieren, wenn der EEG-Vergütungszeitraum der Anlage noch mindestens neun Jahre läuft. Bei Inkrafttreten des EEG 2023 zum 1.1.2023 gilt dies bestenfalls noch für Anlagen, die 2011 oder später in Betrieb gegangen sind.

Zu frühe Anmeldung der Flexibilitätsprämie: Aufgrund der allgemeinen Verunsicherung in der Branche seit etwa 2014 haben viele Anlagen die Flexibilitätsprämie bereits vor einigen Jahren formal angemeldet, aber nur marginal flexibilisiert und sich dementsprechend auch nur einen kleinen Teil ihrer möglichen Prämienhöhe zahlen lassen. Da der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie spätestens zehn Jahre nach erstmaliger Anmeldung ausläuft unabhängig davon, welche Beträge tatsächlich ausgezahlt wurden, haben auch viele der Anlagen, deren EEG-Vergütungszeitraum aktuell noch neun bis zehn Jahre beträgt, nur noch wenige Jahre Anspruch auf die Prämie.

Der Fachverband Biogas e.V. (FvB) schätzt, dass mit dem Inkrafttreten der anstehenden EEG-Änderungen, also dem 1.1.2023, insgesamt **nur noch gut 1.000 Anlagen** – also ca. 10 Prozent des derzeitigen Anlagenbestands - **genug Zahlungen aus der Flexibilitätsprämie erhalten könnten**, um eine umfassende Flexibilisierung zu finanzieren. Bis Ende 2023 wird diese Zahl sogar auf nur ca. 200 bis 300 Anlagen gesunken sein.¹ Die Flexibilitätsprämie ist in ihrer jetzigen Form deshalb nicht mehr geeignet, die Flexibilisierung des Biogasanlagenbestands anzureizen und sollte zum 1.1.2023 grundsätzlich neu gestaltet werden.

Vorschlag

Die ursprüngliche Flexibilitätsprämie kalkulierte ab einer doppelten Überbauung mit einem Finanzierungsbedarf von 650 Euro pro Kilowatt installierter Leistung (kW inst.), die abschlagsweise über einen Zeitraum von zehn Jahren gezahlt werden. Um dem Umstand Rechnung zu tragen, dass viele Anlagen die Flexibilitätsprämie nicht mehr für zehn Jahre in Anspruch nehmen können, sollte für Anlagen, deren erster Vergütungszeitraum noch mindestens fünf Jahre läuft, **die insgesamt kalkulierte Summe von 650 Euro/kW inst. auf die noch verbliebenen Jahre gestaut** und an die ambitionierten Flexibilitätskriterien des EEG 2021 sowie an die Maßgabe gebunden werden, dass der nach Anlage 3 ermittelte Wert von P_{Zusatz} um mindestens den Betrag von P_{Bem} erhöht wird, d.h. die Anlagen mindestens doppelt überbaut wird. Ferner muss die Bescheinigung des Umweltgutachters bei Biogasanlagen nach Anlage 3 I.1.d) bestätigen, dass die Anlage bei gefülltem Gasspeicher ihre Leistung für mindestens vier aufeinander folgende Stunden einspeisen kann.

Allein durch diese Stauchung der Summe können für ca. 1.000 weitere Anlagen neue Anreize zu einer umfassenden Flexibilisierung gesetzt werden (Inbetriebnahme 2008-2010 ohne Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie). Ergänzend dazu sollte die neue Flexibilitätsprämie auch Anlagen offenstehen, die bereits die Flexibilitätsprämie in ihrer bisherigen Form angemeldet haben. Bei diesen Anlagen können die bislang ausgezahlten Beträge aus der bisherigen Flexibilitätsprämie von den anstehenden Zahlungen aus der neuen Flexibilitätsprämie abgezogen werden. So liegt für keine Anlage der insgesamt ausgezahlte Betrag über den ursprünglich kalkulierten 650 Euro/kW inst. Durch die Öffnung der neuen Prämie auch für Anlagen, die bereits die Flexibilitätsprämie in ihrer bisherigen Form bezogen haben, wird der Adressatenkreis um schätzungsweise weitere 3.000 Anlagen erweitert. (Änderung von § 50b & Anlage 3)

¹ Bei einer Mindest-Restvergütungszeit von neun Jahren kommen am 1.1.2023 nur noch Anlagen für die Flexibilitätsprämie infrage, die 2011 oder später in Betrieb gegangen sind. Sieht man von den Anlagen der Sondervergütungsklasse für Güllevergärung ab, die ohnehin die Flexibilitätsprämie nicht in Anspruch nehmen können, handelt es sich dabei um ca. 2.300 Anlagen, von denen schätzungsweise 60 Prozent bereits die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen (Expertenschätzung und Berechnungen des FvB auf Basis der FvB-Branchenzahlen und des BNetzA-Marktstammdatenregisters).

5. Kurzfristige und befristete Erhöhung der Energieproduktion von Bestandsanlagen zur Entlastung der Einsparung von Erdgas

Der Angriff Russlands auf die Ukraine zeigt einmal mehr wie wichtig nicht zuletzt auch Aspekte der Versorgungssicherheit und geopolitische Erwägungen in der Energie- und Klimapolitik sind. In ihrem „10-Punkte-Plan“ identifiziert die Internationale Energie Agentur (IEA) eine Steigerung der Energieproduktion aus bestehenden Bioenergieanlagen als Option, die Abhängigkeit der EU von russischem Erdgas kurzfristig zu verringern. Auch in Deutschland sind viele Bestandsanlagen in der Lage kurzfristig ihre Strom-, Wärme- und/oder Gasproduktion zu erhöhen.

Die allermeisten Biogasanlagen produzieren aufgrund verschiedener Restriktionen nicht die technisch maximal mögliche Biogasmenge. Auch eine Reihe von Holzheizkraftwerken nutzen nicht ihre volle Leistung. Der FvB schätzt, dass der bestehende Biogasanlagenpark durch den Einsatz zusätzlicher Substrate oder den Einsatz von Substraten mit hohem Energiegehalt (z.B. Maissilage) kurzfristig seine **Gas-erzeugung im Schnitt um 20 Prozent erhöhen könnte**. Daraus ergibt sich das Potenzial einer **zusätzlichen Biogaserzeugung in Höhe von ca. 19 TWh bzw. 7,2 TWh el** Strom. Aktuell sind in Deutschland Biogas- und Biomethan-BHKW in einem Umfang von 5,8 GW installiert. Von diesen dienen jedoch 2 GW zur flexiblen Strombereitstellung und sind deshalb nicht ausgelastet. Diese **2 GW** können genutzt werden, um die zusätzlich erzeugte Biogasmenge zu verstromen.

Um das ungenutzte zusätzliche Potenzial von Bioenergieanlagen zu heben, müssen kurzfristig einige regulatorische Beschränkungen ausgeräumt werden. Im Folgenden werden überwiegend die Hemmnisse im EEG dargestellt. Weitere Hemmnisse finden sich insbesondere im Baugesetzbuch (BauG), des Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) sowie der Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV).

5.1. Befristete Aussetzung von Beschränkungen im EEG (Änderung von §§ 9 Abs. 5, 39i Abs. 1, 100 Abs. 1 EEG 2021)

1. Befristete Aussetzung der Höchstbemessungsleistung: Seit dem EEG 2014 ist die vergütungsfähige Stromerzeugung jeder Anlage auf einen fixen Wert begrenzt (§ 100 Abs. 1 EEG 2021 iVm § 101 Abs. 1 EEG 2017). Die Höchstbemessungsleistung sollte für einen befristeten Zeitraum ausgesetzt werden (Änderung von § 100 Abs. 1 EEG 2021). Damit nicht Strom aus Wind- und Solarenergie, sondern Strom aus fossilen Rohstoffen substituiert wird, sollte für diesen Zeitraum die Regel gelten, dass die EEG-Vergütung in Zeiten negativer Preise ausgesetzt wird.

Vorschlag:

Ein neuer Satz wird an § 100 Absatz 1 EEG 2021 angefügt:

„§ 101 Abs. 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2020 geltenden Fassung ist in den Kalenderjahren 2022 bis 2024 nicht anzuwenden.“

2. Befristete Flexibilisierung des Güllebonus (EEG 2009): Der überwiegende Teil der Biogas-Bestandsanlagen muss täglich mindestens 30 Prozent Gülle einsetzen, um den Güllebonus des EEG 2009 zu erhalten (§ 27 Abs. 4 Nr. 2 EEG 2009 iVm Nr. VI.2 lit. b der Anlage 2 zum EEG 2009). Wenn die Biogasproduktion kurzfristig durch den Einsatz zusätzlicher nachwachsender Rohstoffe erhöht wird, kann es vorkommen, dass dieser Gülle-Mindestanteil nicht eingehalten werden kann, was zum sofortigen und

endgültigen Verlust des Bonus führt. Für einen befristeten Zeitraum sollte der Gülle-Mindestanteil deshalb unterschritten werden dürfen; für Tage an denen der Gülle-Mindestanteil unterschritten wird, wird kein Güllebonus gezahlt (Ergänzung in § 100 Abs. 1 EEG 2021). Als Vorbild können die bereits im EEG vorhandenen Ausnahmeregelungen für Seuchenfälle dienen (§ 101 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2017).

3. Dauerhafte Anhebung der Obergrenze der Sondervergütungsklasse für Güllevergärung (seit EEG 2012): Seit dem EEG 2012 existiert die Sondervergütungsklasse für Biogasanlagen, die mindestens 80 Prozent Gülle vergären, allerdings auf eine installierte Leistung von 75 kW (§ 46 EEG 2014, § 27b EEG 2012) bzw. 150 kW (§ 44 EEG 2021) oder eine Bemessungsleistung von 75 kW (§ 44 EEG 2017) begrenzt ist. Da viele Viehhaltungsbetriebe über mehr Gülle verfügen als in einer Biogasanlage dieser Größe eingesetzt werden kann, soll mit dem EEG 2023 für neue Gülleanlagen eine Obergrenze von 150 kW Bemessungsleistung gelten. Um die ungenutzten Güllepotenziale von Viehhaltungsbetrieben, die bereits eine solche Güllekleinanlage betreiben, zu erschließen und die nicht gerechtfertigte, aber aus rechtlicher Sicht notwendige Verwertung überschüssigen Biogases über eine alternative Gasverbrauchseinrichtung zu vermeiden, sollte auch die Obergrenze für alle Bestandsanlagen auf 150 kW Bemessungsleistung angehoben werden (Ergänzung von § 100 Abs. 1 EEG 2021).

4. Befristete Aussetzung der Obergrenze für den Anteil von Mais und Getreide am Einsatzstoffmix (seit EEG 2014): Seit dem EEG 2014 ist der Anteil von Mais und Getreidekorn am Einsatzstoffmix von Biogasanlagen gedeckelt (§ 39h EEG 2017, § 39i Abs. 1 EEG 2021). Wenn die Biogasproduktion kurzfristig durch den zusätzlichen Einsatz von z.B. Maissilage erhöht wird, kann es vorkommen, dass dieser Maximalanteil nicht eingehalten werden kann, was zum Vergütungsverlust führt. Für einen befristeten Zeitraum sollte der Maximalanteil an Mais und Getreide überschritten werden dürfen (Ergänzung § 39i Abs. 1 und § 100 Abs. 1 EEG 2021).

Vorschlag

Ein neuer Satz wird an § 100 Abs. 1 EEG 2021 angefügt:

„§ 39h Abs. 1 EEG 2017 oder § 39i Abs. 1 EEG 2021 ist in den Kalenderjahren 2022 bis 2024 jeweils nicht anzuwenden.“

5. Flexibilisierung der Mindestverweilzeit von Gärsubstraten im gasdichten System (seit EEG 2012): Eine Vergütungsbedingung für viele Biogasanlagen ist, dass die hydraulische Verweilzeit in dem gesamten gasdichten und an eine Gasverwertung angeschlossenen System der Biogasanlage mindestens 150 Tage beträgt (davon ausgenommen sind praktisch nur Anlagen, die *ausschließlich* Gülle einsetzen) (§ 9 Abs. 5 EEG 2021/2017/2014, § 9 Abs. 4 Nr. 1 EEG 2012). Wenn die Biogasproduktion kurzfristig durch den Einsatz zusätzlicher Substrate erhöht wird, kann es vorkommen, dass die hydraulische Verweilzeit von 150 Tagen nicht eingehalten werden kann, was zum Vergütungsverlust führt. Für einen befristeten Zeitraum sollte deshalb die Mindestverweilzeit in einem gewissen Maße unterschritten werden dürfen, solange die Alternativen zur Methanemissionsminderung aus der Gärproduktlagerung der TA-Luft 2021 (Restgaspotentialbetrachtung/variable Verweilzeit in Abhängigkeit des Gülle-bzw. Mistanteils) eingehalten werden (Ergänzung in § 9 Abs. 5 und § 100 Abs. 1 EEG 2021).

6. Befristete Aussetzung der Vergütungsabsenkung für Anlagen mit einer Bemessungsleistung von über 5 MW aus (EEG 2004-2012): Die Vergütung für Biomasseanlagen in den EEG 2004-2012 wird ab einer Schwelle von 5 MW Bemessungsleistung radikal abgesenkt. Dies hemmt die Stromproduktion insbesondere von Holzheizkraftwerken über die 5 MW-Schwelle hinaus. Für einen befristeten Zeitraum sollte die Absenkung ab 5 MW ausgesetzt werden. (Ergänzung in § 100 Abs. 1 EEG 2021)

5.2. Änderungen in anderen Regelungsbereichen

Um das volle Potenzial der kurzfristigen Erhöhung der Gas-, Strom- und Wärmeproduktion des bestehenden Bioenergieanlagenparks zu heben, sollten weitere Hemmnisse im Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG), im Baugesetzbuch (BauGB) sowie in der Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV) abgebaut werden. Im Folgenden werden diese in Kürze skizziert.

1. BImSchG: Befristete Aussetzung der Genehmigungserfordernisse nach BImSchG. Da bei den meisten Biogasanlagen die Genehmigung an eine bestimmte Höchstmenge der Biogaserzeugung bzw. Höchstmenge an eingesetzten Einsatzstoffen sowie die Art der Einsatzstoffe gebunden ist, sollte für einen befristeten Zeitraum das Erfordernis der Neugenehmigung unter eng definierten Rahmenbedingungen ausgesetzt werden. Für eine detaillierter Erläuterung sowie einen Lösungsvorschlag sei auf die [Stellungnahme der Bioenergieverbände zum jüngsten Referentenentwurf einer BauGB-Novelle](#) verwiesen.

2. BauGB: Befristete Aussetzung der Obergrenze der Biogasproduktion und der Einschränkung des Biomassezukaufs für baurechtlich privilegierte Biogasanlagen (Änderung von § 35 Abs. 1 Nr. 6 b, d BauGB). Die Privilegierungsvoraussetzungen in § 35 Abs. 1 Nr. 6 Buchstabe d) und b) BauGB beschränken die Biogasproduktion vieler Anlagen auf 2,3 Millionen Normkubikmeter (Nm³) pro Jahr bzw. daran, dass mindestens 51 Prozent der genutzten Biomasse aus dem eigenen Betrieb stammt oder einem nahegelegenen Betrieb, der ebenfalls privilegiert ist. Beide Anforderungen sollten zumindest befristet ausgesetzt werden. Für eine detaillierter Erläuterung sowie einen Lösungsvorschlag sei auf die [Stellungnahme der Bioenergieverbände zum jüngsten Referentenentwurf einer BauGB-Novelle](#) verwiesen.

3. AwSV: Einheitlicher Vollzug. Um bundesweit die Lagerung von zusätzlichen Gärresten in landwirtschaftlichen Güllebehältern unbürokratisch zu ermöglichen, bedarf es eines einheitlichen und pragmatischen Vollzugs bzw. mittelfristig einer klarstellenden Änderung der AwSV.

6. Blühpflanzen-Mischungen anreizen (Änderung von § 39i Abs. 1 EEG 2021)

Durch den Anbau von Wild- und Blühpflanzen für die Biogaserzeugung können Synergieeffekte zwischen der Erzeugung von klimaneutralem Strom und der Artenvielfalt in der Landwirtschaft geschaffen werden. Diese sollte jedoch nicht nur als blühende Reinkultur, sondern auch blühende Mischkulturen (z.B. Mais/Sonnenblume) angereizt werden.

Vorschlag

Mais oder Getreide als Teil von **Blühpflanzenmischungen** sollten mit **bis zu 10 Masseprozent ohne Anrechnung auf die Mais/Getreide-Obergrenze** eingesetzt werden können, wenn sie von Flächen mit einem Mindestanteil von 10 Prozent Blühpflanzen an der Saat stammen.

7. Biogaseinspeisung anreizen: Beteiligung an Netzanschlusskosten deckeln (Änderung von § 33 Abs. 1 GasNZV)

Die GasNZV regelt, wie die Kosten für den Anschluss von Anlagen zur Produktion Erneuerbarer Gase wie Biomethan zwischen dem Gasnetzbetreiber und dem Anlagenbetreiber aufzuteilen sind (§ 33 Abs.

1). Dort findet sich auch eine Obergrenze für die Beteiligung des Betreibers in Höhe von 250.000 Euro (§ 33 Abs. 1 Satz 3).

Die Formulierung in § 33 Absatz 1 Satz 3 ist sehr knapp und lässt verschiedene Auslegungen zu. Bis Herbst 2021 wurde diese Regel jedoch durchgehend so interpretiert, dass Anlagenbetreiber die Kosten für die Einspeiseanlage und den ersten Leitungskilometer maximal bis zu einem Betrag von 250.000 Euro übernehmen müssen; erst bei den Kosten für die darüber hinaus gehenden Leitungsabschnitte hat sich der Betreiber auch ggf. mit einem höheren Betrag zu beteiligen ($\frac{1}{4}$ für den Anlagenbetreiber und $\frac{3}{4}$ für den Netzbetreiber). Im Herbst 2021 hat die BNetzA die betreffende Passage der GasNZV neu interpretiert. Nach der neuen Auslegung gilt die Obergrenze für die Beteiligung von Anlagenbetreibern *nur für Projekte mit einer Leitungslänge von unter einem Kilometer* – bei Projekten mit einer Leitungslänge von über einem Kilometer gilt keine Obergrenze (in diesen Fällen werden die gesamten Netzanchlusskosten nach dem Verhältnis $\frac{1}{4}$ zu $\frac{3}{4}$ zwischen Anlagen- und Netzbetreiber aufgeteilt).

Nach Ansicht der Bioenergieverbände ist eine Beschränkung der Obergrenze auf Projekte mit einer Leitungslänge von unter einem Kilometer nicht sinnvoll. Wenn – wie von der BNetzA nun vorgesehen – Projekte mit einer Leitungslänge von über einem Kilometer von der Obergrenze für die Kostenbeteiligung ausgenommen sind, dann bedeutet dies massive Zusatzkosten für Anlagenbetreiber und hemmt damit die Einspeisung von Biogas ins Gasnetz. Darüber hinaus führt eine Beschränkung der Obergrenze auf Projekte mit einer bestimmten Leitungslänge zum Teil zu willkürlichen Ergebnissen und gesamtwirtschaftlich unnötigen Kosten, da sie Anlagenbetreiber zwingt, die Entfernung zum Gasnetz zum alleinigen Entscheidungskriterium werden zu lassen (z.B. wenn Anlagen an das Ortsnetz mit hohen Rückspeisungskosten angeschlossen werden, um die Leitungslänge unter einem Kilometer zu halten).

Für eine detailliertere Beschreibung des Problems sowie weitergehender Anmerkungen zur GasNZV sei auf die [Stellungnahme der Bioenergieverbände zum jüngst veröffentlichten Referentenentwurf einer Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes](#) verwiesen.

Vorschlag

In § 33 Abs. 1 GasNZV wird klargestellt, dass die **Obergrenze für die Beteiligung von Anlagenbetreibern wie bis zum Herbst 2021 gehandhabt** und ohne Interpretationsspielraum Anwendung finden kann, d.h. die Beteiligung des Betreibers an den Netzananschlusskosten wird bei allen Projekten – unabhängig von der Leitungslänge – für den ersten Leitungskilometer (inklusive Einspeiseanlage) auf 250.000 Euro begrenzt.

Kontakt

Hauptstadtbüro Bioenergie
Sandra Rostek
Leiterin
Tel.: 030-2758179-00
Email: rostek@bioenergie.de