

Stellungnahme zum
Entwurf der
Bundesregierung für ein
„Osterpaket“ vom
06.04.2022

Stand: 11.05.22

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	4
Vorbemerkung und Grundsätzliches zum „Osterpaket“	5
1. Stellungnahme zu den Ausbauzielen (Änderung von § 4 EEG 2023)	6
2. Stellungnahme zur geplanten „Fokussierung“ der Biomasse-Vergütung auf Biomethan-Spitzenlastkraftwerke.....	10
2.1. Neubau flexibler Biogas-KWK und Flexibilisierung des Biogasanlagenbestands sollten Priorität ggü. Neubau von Spitzenlastkraftwerken haben	10
2.2. Biomethan auch im regulären Segment sowie im KWKG zulassen (Streichung von § § 39i Abs. 1a EEG 2023; keine Änderung von § 6 Abs. 1 KWKG 2020)	11
2.3. Vorschlag für eine Neuaufteilung der Ausschreibungsvolumina und Festlegung des Ausbauziels (Änderung von §§ 28c, 28d EEG 2023).....	12
2.3.1. Vorschlag für die Ausschreibungsvolumina der Biomethan-Ausschreibungen 2023-2028 (Änderung von § 28d EEG 2023)	12
2.3.2. Vorschlag für eine Übertragung der Ausschreibungsvolumina und des Ausbauziels des EEG 2021 in das EEG 2023 (Änderung von § 28c EEG 2023).....	13
2.4. Beschränkung der Biomethan-Ausschreibungen auf die Südregion abschaffen (Streichung § 39k EEG 2021 und § 39k Abs. 3 EEG 2023)	15
3. Stellungnahme zu weiteren Aspekten	16
3.1. Keine Absenkung der Begrenzung für den Einsatz von Mais und Getreide (keine Änderung von § 39i Abs. 1 EEG 2021)	16
3.2. Pflicht zur Volleinspeisung auch bei bereits bezuschlagten Anlagen abschaffen (Streichung von § 27a EEG 2021 und Ergänzung von § 100 EEG 2021) .	17
3.4. Zur Verlängerung des Zeitraums zwischen Ausschreibung und Wechsel in den zweiten Vergütungszeitraum auf 5 Jahre (§ 39g Abs. 2 EEG 2023)	17
3.4. Zur Verordnungsermächtigung zur Umstellung der EEG-Vergütung auf „Contracts for Difference“ (§ 88f EEG 2023)	17
3.5. Zur Verordnungsermächtigung zur Einführung einer Vergütung für „H ₂ -Kraftwerke“ (Änderung von § 88e EEG 2023)	18
4. Wirtschaftlichkeit von Bestandsanlagen im zweiten Vergütungszeitraum sicherstellen: Weiterentwicklung des Zuschlags für Anlagen mit geringer Leistung oder Einführung einer Festvergütung	18
4.1. Vorschlag #1: Weiterentwicklung des bestehenden Zuschlags für Anlagen mit geringer Leistung (Änderung von § 39i Abs. 5 EEG 2021)	19
4.2. Vorschlag #2: Neue Anschlussregelung mit Festvergütung (Neuregelung im EEG 2023)	20
4.3. Anschlussregelung für kleine Gülleanlagen weiterentwickeln (Änderung von §§ 12a, 12c EEG)	21

4.3.1. Vergütungssätze anheben und Degression aussetzen (Änderung von § 12c EEG)	21
4.3.2 „Downsizing“ zulassen (Änderung von § 12a Nr. 2 EEG).....	22
5. Investitionssicherheit herstellen	22
5.1. Endogene Mengensteuerung streichen (Änderung von § 39d Abs. 3 EEG 2021 und § 39d EEG 2023; Streichung von § 28d Abs. 6 EEG 2023)	22
5.2. Südquote streichen (Änderung von § 39d Abs. 2 und 3 EEG 2021 und § 39d Abs. 2 und Abs. 3 EEG 2023).....	23
6. Beschleunigte Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biogas	23
6.1. Verschärfung der Flexibilitätsanforderungen für neu bezuschlagte Biogasanlagen ab 2026 (Änderung von § 39i Abs. 2 EEG 2023)	24
6.2. Neue Systematik für die Flexibilitätsprämie (Änderung von § 50b & Anlage 3 EEG 2021 und EEG 2023).....	25
6.3. Deckelung der Flexibilitätsprämie auch für „Nach-Flexibilisierungen“ abschaffen (Änderung von § 100 Abs. 2 Nr. 12 EEG 2021).....	26
7. Kurzfristige und befristete Erhöhung der Energieproduktion von Bestandsanlagen zur Entlastung der Einsparung von Erdgas.....	27
7.1. Befristete Aussetzung von Beschränkungen im EEG (Änderung von §§ 9 Abs. 5, 39i Abs. 1, 100 Abs. 1 EEG 2021).....	28
7.2. Änderungen in anderen Regelungsbereichen (BImSchG, BauGB).....	30
8. Vergärung von Gülle und anderen ökologisch besonders wertvollen Substraten anreizen	30
8.1. Technische Vorgaben zum Immissionsschutz im EEG durch Verweis auf Immissionsschutzrecht ersetzen (Änderung § 9 Abs. 5 Nr. 1 EEG 2021).....	30
8.2. Neugestaltete Sondervergütungsklasse für Güllevergärung weiterentwickeln (Änderung von § 44 EEG 2023).....	31
8.3. Ökologisch besonders wertvolle Substrate uneingeschränkt auf den Mindestanteil anrechnen (Änderung von § 44 EEG 2023)	32
8.4. Blühpflanzen-Mischungen von der Mais-/Getreide-Obergrenze ausnehmen (Änderung von § 39i Abs. 1 EEG 2021).....	33
9. Biogaseinspeisung anreizen	33
9.1. Beteiligung an Netzanschlusskosten deckeln (Änderung von § 33 Abs. 1 GasNZV).....	33
9.3. Bauplanungsrechtliche Privilegierung zentraler Biogasaufbereitungsanlagen (Ergänzung von § 35 Baugesetzbuch)	35

Das Wichtigste in Kürze

In Bezug auf die Biomasse **setzt das Osterpaket die falschen Schwerpunkte**: Anstatt wie von der Bundesregierung vorgesehen 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-Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) **gehoben sowie noch offene Biomassepotenziale genutzt** werden.

Zu den wichtigsten Maßnahmen dazu 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. **Regulatorische Einschränkungen für eine Erhöhung der Gasproduktion sollten kurzfristig und befristet ausgesetzt werden**. Neben dem EEG betrifft dies das Baugesetzbuch (BauGB) sowie das Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG). Die dauerhafte Größenanpassung für Güllekleinanlagen (150 kW Bemessungsleistung) sollte nicht nur für Neuanlagen, sondern auch für bestehende Güllekleinanlagen erfolgen.
5. Aufgrund der gerade jetzt gebotenen hohen Effizienz in der Energiebereitstellung sollte die Begrenzung des Einsatzes von Mais und Getreide insbesondere für Bestandsanlagen in der Anschlussvergütung nicht weiter abgesenkt werden. Die aktuell hohen Nahrungsmittelpreise führen ohnehin zu einer marktgetriebenen Umwidmung von ehemaligen Flächen zum Anbau von Energiepflanzen hin zur Nahrungsmittelproduktion.
6. 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. Bei den **Biomethan-Ausschreibungen** sollten weiterhin Varianten mit 15 oder 20 Prozent der Jahresstunden (Verhältnis Bemessungsleistung zu installierter Leistung) angeboten 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 für ein Osterpaket (KabE), insbesondere auch die vorgesehenen Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), wird jedoch **weder den klimapolitischen Ambitionen** der Koalitionsfraktionen **noch der geo- und wirtschaftspolitischen Notwendigkeit** zur Reduzierung von fossilen Rohstoffimporten gerecht. Die Bioenergieverbände haben eine Vielzahl von Vorschlägen unterbreitet, wie die Potenziale der Bioenergie für einen nachhaltigen und volkswirtschaftlich kosteneffizienten Klimaschutz sowie die Substitution von importierten fossilen Energieträgern durch heimische erneuerbare Energie gehoben werden können.¹ Leider werden mit dem KabE die **Chancen der Bioenergie nicht genutzt**. Verschiedene energierechtliche Hemmnisse im EEG und anderen Gesetzen sowie Hemmnisse im Bereich der technischen und genehmigungsrechtlichen Auflagen werden nicht angegangen. Durch die verschärfte Begrenzung des Einsatzes von Mais und Getreide, die die kostengünstigsten pflanzlichen Einsatzstoffe darstellen, kommen zusätzliche Kosten auf Anlagenbetreiber und Projektierer zu, die nicht durch eine Vergütungserhöhung ausgeglichen werden.

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-KWK 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**.

¹ Bundesverband Bioenergie e.V. (BBE) / Hauptstadtbüro Bioenergie (HBB), Vorschläge für ein Klimaschutzsofortprogramm. Abrufbar unter: [HBB/BBE Positionspapier: Vorschläge für ein Klimaschutzsofortprogramm :: Hauptstadtbüro Bioenergie \(hauptstadtbuero-bioenergie.de\)](https://www.hauptstadtbuero-bioenergie.de)

1. Stellungnahme zu den Ausbauzielen (Änderung von § 4 EEG 2023)

Im KabE für die EEG-Reform wird die installierte Leistung von Photovoltaik, Windenergie und Bioenergie (§ 4 EEG 2023) und die gesamte Erneuerbare Stromerzeugung (§ 4a EEG 2023) vorgegeben. Der Beitrag der einzelnen Sparten zur gesamten Stromerzeugung hängt daher von den jeweiligen Volllaststunden ab. Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) hat deswegen mit einer Szenarioanalyse untersucht, inwieweit die Ziele für die installierte Leistung der verschiedenen Sparten der Erneuerbaren Energien im KabE ausreichen, um die im KabE vorgesehenen und im Koalitionsvertrag beschlossenen Ziele eines Anteils von 80 Prozent Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch und 578 Terawattstunden (TWh) Erneuerbaren Strom im Jahr 2030 zu erreichen. Für die Szenarien werden die folgenden Volllaststunden für Neuanlagen bis 2030 angenommen (siehe Tabelle 1). Es wird dabei berücksichtigt, dass Biomasse nach Absicht der Bundesregierung auf hochflexible Spitzenlastkraftwerke fokussiert werden soll und Biomethan künftig nur noch in Kraftwerken eingesetzt werden soll, die höchstens an 10 Prozent der Stunden eines Jahres Strom erzeugen. Deswegen gehen die durchschnittlichen Volllaststunden der Neuanlagen in der BEE-Analyse auf 3.000 Stunden bis 2030 zurück.

Volllaststunden	Neue bzw. neu in Betrieb genommene Anlagen 2022-2030	Durchschnitt Bestand und Neubau 2030
Wasserkraft	3.700	3.700
Windenergie an Land	2.500	2.271
Windenergie auf See	3.900	3.774
Photovoltaik	930	936
Geothermie	4.500	4.418
Bioenergie	3.000	3.631

Tabelle 1: Annahmen der Szenarioanalyse: Volllaststunden der Erneuerbaren Energien

Die Szenarioanalyse berücksichtigt zudem die geringeren Volllaststunden der Neuanlagen im Jahr 2030 durch den unterjährigsten Zubau und nimmt dafür an, dass die Anlagen im Installationsjahr nur 40 Prozent ihrer potenziellen Stromerzeugung einspeisen. Für die Photovoltaik und die Windenergie ist dieser Aspekt besonders relevant, weil die Installation bis zum Jahr 2030 stetig steigt (Wind an Land 10 Gigawatt [GW], Wind auf See 9 GW und Photovoltaik 20 GW). Die tatsächliche Stromerzeugung der 2030-Neuanlagen dieser Sparten ist deswegen im Jahr 2030 um fast 50 TWh geringer als ihre potenzielle Erzeugung.

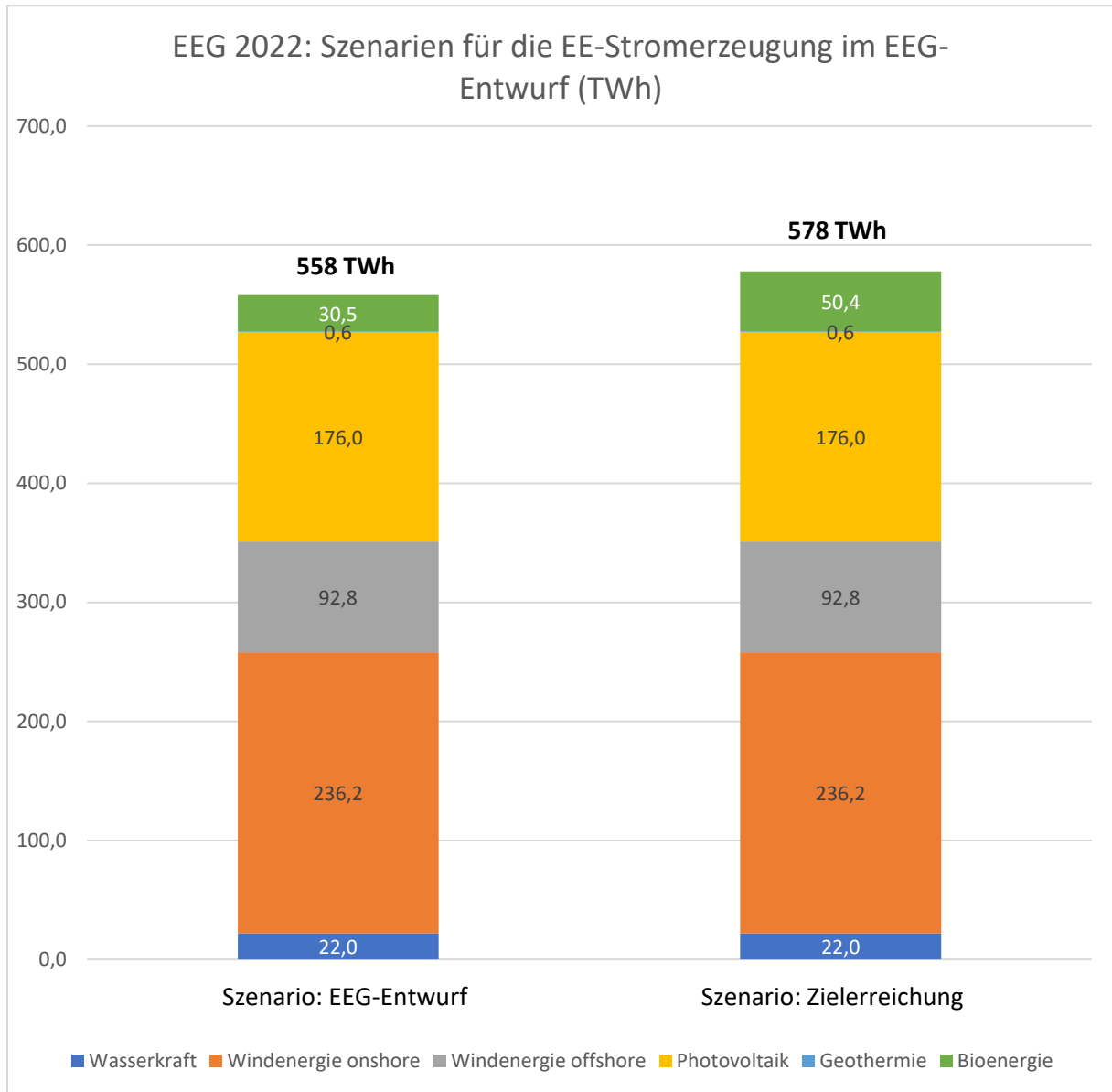
Der BEE hat für die Analyse zwei Szenarien entwickelt. Das Szenario „EEG-Entwurf“ berücksichtigt ausschließlich die Leistungsziele der Bundesregierung. Die Berechnung des BEE ergibt, dass mit diesen Leistungswerten im KabE von 80 Prozent Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch sowie die angestrebten 578 TWh Erneuerbare Stromerzeugung im Jahr 2030 verfehlt werden (siehe Tabelle 2 und Abbildung 1). Die gesamte Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energie beträgt in diesem Szenario nur 558 TWh und erreicht damit nur einen Anteil von 78 Prozent. Das sind drei Prozentpunkte weniger als bei Erfüllen des 578-TWh-Ziels (89 Prozent).

Vorschlag

Im Szenario „Zielerreichung“ wird diese Lücke geschlossen, indem die **Stromerzeugung aus Biomasse bis 2030 auf dem gleich hohen Niveau wie 2021 verbleibt**. Dafür ist eine **Anhebung der installierten Bioenergieleistung auf 15 GW bis 2030** erforderlich (Änderung von § 4 Nr. 4 EEG 2023). In diesem Szenario können somit alle Ziele der Bundesregierung erreicht werden. Natürlich müssen ergänzend zur Festlegung entsprechender Ziele auch die entsprechenden Rahmenbedingungen geschaffen werden, die die Errichtung einer Neuanlage bzw. den Weiterbetrieb einer Bestandsanlage attraktiv machen (z.B. eine Erhöhung der Vergütung; siehe unten, Abschnitt 4).

	2021	2030	
	Status Quo (TWh)	Szenario: EEG-Entwurf (TWh)	Szenario: Zielerreichung (TWh)
Wasserkraft	19,1	22,0	22,0
Windenergie onshore	90,1	236,2	236,2
Windenergie offshore	24,7	92,8	92,8
Photovoltaik	48,7	176,0	176,0
Geothermie	0,2	0,6	0,6
Bioenergie	50,7	30,5	50,4
Gesamt	242,4	558,1	578,0
Bruttostrombedarf	571,2	715,0	715,0
EE-Anteil	42%	78%	89%

Tabelle 2: Ergebnisse der Szenarioanalyse: Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in TWh



2. Stellungnahme zur geplanten „Fokussierung“ der Biomasse-Vergütung auf Biomethan-Spitzenlastkraftwerke

Der KabE sieht vor, die Vergütung von Biomasse „stärker auf hochflexible Biomethan-Spitzenlastkraftwerke zu konzentrieren“. Deshalb sollen zum einen Biomethan-Anlagen weder an den regulären EEG-Ausschreibungen noch an den Ausschreibungen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) teilnehmen dürfen, sondern nur noch an den speziellen Biomethan-Ausschreibungen, welche wiederum durch eine weitere Absenkung der vergütungsfähigen Volllaststunden auf ca. 900 (bisher ca. 1.200) sowie eine Aufhebung der Größenbeschränkung (bisher maximal 20 Megawatt [MW]) so ausgestaltet werden, dass zukünftig nur noch Spitzenlastkraftwerke (ohne Wärmeauskopplung) einen Zuschlag erhalten dürften. So werden mit der EEG-Vergütung für Biomethan de facto nur noch Spitzenlastkraftwerke mit sehr wenigen Volllaststunden pro Jahr – so genannte „Peaker“ – adressiert, bei denen es sich überwiegend um Gasturbinenkraftwerke ohne Wärmeauskopplung, also nicht um Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK), handelt. Zum anderen soll das Ausschreibungsvolumen der regulären Ausschreibung, die Holzheizkraftwerke, flexible Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung sowie bisher auch flexible Biomethan-KWK adressiert, ab 2023 schrittweise abgesenkt werden und ab 2026 nur noch 300 MW betragen. Das Biomethan-Ausschreibungsvolumen wird hingegen ab 2023 auf 600 MW angehoben. Solch eine extreme Absenkung des regulären Ausschreibungsvolumens führt dazu, dass **Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung und Holzheizkraftwerke nur noch eine marginale und für Biomethan-KWK gar keine Rolle** mehr spielen können. Da darüber hinaus das Ziel für die insgesamt installierte Leistung bei 8,4 GW konstant gehalten wird, **liegt die mit dem EEG 2023 angereizte Strommenge deutlich unter der angereizten Strommenge des EEG 2021.**

Die Bioenergieverbände sind ebenfalls der Auffassung, dass insbesondere die Rolle von Biogas (einschließlich Biomethan) sein muss, sich flexibel an die Energieerzeugung aus Wind- und Solarenergie anzupassen, sowie der Ansicht, dass etwaige Spitzenlastkraftwerke mit sehr wenigen Volllaststunden pro Jahr mit Biomethan befeuert werden sollten. Allerdings ist die geplante **umfassende Verschiebung der Biomasse-Vergütung aus energiewirtschaftlicher Sicht unnötig, ineffizient und führt zu einem radikalen Abbau des Bioenergieanlagenbestands** und damit der Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse insgesamt.

2.1. *Neubau flexibler Biogas-KWK und Flexibilisierung des Biogasanlagenbestands sollten Priorität ggü. Neubau von Spitzenlastkraftwerken haben*

Grundsätzlich haben **reine Spitzenlastkraftwerke ohne Wärmeauskopplung einen Effizienznachteil gegenüber** den im Bioenergiebereich sonst üblichen **KWK-Anlagen**, weil die bei der Stromerzeugung anfallende Wärme ungenutzt bleibt. So hat beispielsweise eine Gasturbine einen Gesamtwirkungsgrad von rund 40 Prozent, die im Biogasbereich üblichen Blockheizkraftwerk (BHKW) bzw. die Dampfturbinen von Biomasseheizkraftwerken hingegen einen Gesamtwirkungsgrad von bis zu 85 Prozent. Das führt dazu, dass die für den Klimaschutz notwendige erneuerbare Wärme an anderer Stelle durch andere Technologien erzeugt werden muss, was zusätzliche betriebs- und volkswirtschaftliche Kosten mit sich bringt. Insofern technisch und wirtschaftlich möglich, sollte der Bedarf an **flexibler gesicherter Leistung** zum Ausgleich von Wind- und Solarenergie deshalb **in erster Linie durch KWK-Anlagen** gedeckt werden. Der **Neubau von Peakern sollte nachrangig angegangen werden** und nur in dem Maße, wie der Flexibilitätsbedarf nicht durch KWK-Anlagen bereitgestellt werden kann.

Die jüngste Studie des BEE zum zukünftigen Strommarktdesign simuliert die volkswirtschaftlichen Kostenvorteile von bestimmten Graden der Flexibilisierung des Energiesystems². Die Simulation zeigt, dass es **in einem flexibilisierten Energiesystem mit 100 Prozent Erneuerbarer Energien praktisch keiner Peaker bedarf**, da der Flexibilitätsbedarf nahezu vollständig über andere Optionen wie Bioenergie- und flexible KWK-Anlagen, Netzausbau, Speicher und ein flexibles Verbraucherverhalten („Demand-Side-Management“) abgedeckt werden kann („Reformszenario“).

Die BEE-Studie zeigt weiterhin, dass **selbst bei einer geringeren Flexibilisierung langfristig der Bedarf an Peakern so gering ist**, dass selbst bei einer vollständigen Befeuerung mit Biomethan **nur ein Bruchteil der heutigen Biogasproduktion dafür benötigt** wird („Basisszenario“). Konkret ergibt die Simulation bei einer Energieversorgung von 100 Prozent Erneuerbaren Energien eine installierte Leistung von 9,7 GW Peaker-Leistung, die ca. 450 Volllaststunden pro Jahr betrieben wird. Ein solcher Kraftwerkspark würde rund 11 TWh Biomethan benötigen, was in etwa der heutigen Biomethanproduktion bzw. 12 Prozent der heutigen Biogasproduktion insgesamt entspricht. Selbst wenn das Flexibilitätspotenzial anderer Optionen nicht voll gehoben werden kann und ein Neubau von Biomethan-Peakern notwendig wird, ist die **Flexibilisierung des Biogasanlagenbestands** bzw. die Errichtung neuer flexibler Biogas-KWK-Anlagen (inkl. Biomethan-KWK) eine **„No Regret“-Maßnahme**.

Vorschlag

Aus diesen Gründen sollte der **Fokus der Biomassevergütung** neben dem Erhalt des Bioenergieanlagenbestands bzw. der Erschließung noch offener nachhaltiger Potenziale **auf der umfassenden Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biogas- und Biomethan-BHKW und dem Ausbau der Wärmeverwertung** liegen. Der **Neubau von Biomethan-Peakern kann ein weiterer Baustein sein** und im Rahmen der Biomethan-Ausschreibungen das reguläre Ausschreibungssegment in einem gewissen Maße ergänzen.

Bei den **Biomethan-Ausschreibungen** sollten weiterhin Varianten mit 15 oder 20 Prozent der Jahresstunden (Verhältnis Bemessungsleistung zu installierter Leistung) angeboten werden (keine Änderung von § 39m Abs. 2 EEG 2021).

Für einen Vorschlag zur Aufteilung der Ausschreibungsvolumina im Rahmen der (ohnehin zu niedrigen) Ausschreibungsvolumina und zu einer entsprechenden Anpassung des Biomasse-Ziels für 2030 siehe unten, Abschnitt 2.3. Für entsprechende Vorschläge zur Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biogas im regulären Segment siehe unten, Abschnitt 6.

2.2. Biomethan auch im regulären Segment sowie im KWKG zulassen (Streichung von § § 39i Abs. 1a EEG 2023; keine Änderung von § 6 Abs. 1 KWKG 2020)

In einem Stromsystem mit 100 Prozent Erneuerbaren Energien kann es passieren, dass hochflexible Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung trotz des anhaltenden Bedarfs an flexibler Stromerzeugung abschalten müssen, weil ihre Rohgasspeicher leer sind. Aus diesem Grund ist es sinnvoll, **flexibilisierte Biogasanlagen ans Gasnetz anzuschließen**, damit sie in diesen Zeiten **Biomethan aus dem Gasnetz beziehen** und die Stromerzeugung fortsetzen können, bis der Rohgasspeicher wieder gefüllt ist. Wenn

² Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (2021), Neues Strommarktdesign für die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien. Abrufbar unter: [BEE Studie Strommarktdesign \(klimaneutrales-stromsystem.de\)](https://www.klimaneutrales-stromsystem.de)

Biomethan aber nicht in Anlagen eingesetzt werden darf, die ihre EEG-Vergütung über das reguläre Ausschreibungssegment ersteigert haben, dann sind solche Anlagenkonzepte nicht möglich und es wird großes Potenzial verschenkt, Biogasanlagen für die Bereitstellung von Flexibilität zu nutzen.

Wie oben beschrieben ist, soweit technisch und wirtschaftlich möglich, die Bereitstellung von Flexibilität durch biogene KWK-Anlagen volkswirtschaftlich effizienter als der Neubau von Spitzenlastkraftwerken ohne Wärmeauskopplung, weil die KWK-Wärme andere Wärmeerzeugungstechnologien substituiert. Da **Biomethan** ohne technische Restriktionen auch saisonal speicherbar ist, ist es **besonders geeignet für den Betrieb von KWK-Anlagen** und eine Fokussierung der Biomethanvergütung auf Spitzenlastkraftwerke deshalb nicht sinnvoll.

Vorschlag

Biomethan sollte auch im regulären (Ausschreibungs-)Segment sowie im KWKG vergütungsfähig sein (Streichung von § 39i Abs. 1a EEG 2023 und der geplanten Ergänzung in § 42 EEG 2023; keine Änderung von § 6 Abs. 1 Nr. 2 KWKG 2020).

2.3. Vorschlag für eine Neuaufteilung der Ausschreibungsvolumina und Festlegung des Ausbauziels (Änderung von §§ 28c, 28d EEG 2023)

2.3.1. Vorschlag für die Ausschreibungsvolumina der Biomethan-Ausschreibungen 2023-2028 (Änderung von § 28d 2023)

Wie oben beschrieben sollte der Neubau von Spitzenlastkraftwerken ohne Wärmeauskopplung auf das energiewirtschaftlich notwendige Minimum beschränkt werden, d.h. ihr Bau sollte nur in dem Maße angereizt werden wie absehbar ist, dass der Flexibilitätsbedarf des Energiesystems nicht durch effizientere Optionen wie flexible Biogasanlagen, Holzheizkraftwerke, KWK-Anlagen mit Biomethan oder strombasierten Brennstoffen, Wasserkraftwerke, Netzausbau, Speicher oder verbrauchsseitige Flexibilität gedeckt werden kann. Die Hebung dieser Flexibilitätspotenziale sollte deshalb vorrangig angegangen und bei dem Neubau von Spitzenlastkraftwerken auf Sicht gefahren werden.

Die oben erwähnte BEE-Studie ermittelt abhängig von der Flexibilisierung des Gesamtsystems einen Bedarf an Spitzenlastkraftwerken von 0,5 bis 9,7 GW installierte Leistung in einem Energiesystem mit 100 Prozent Erneuerbaren Energien. Um keine unnötigen Vorfestlegungen zu treffen, schlagen wir vor, einen Mittelwert anzupeilen in Höhe von 4,5 GW im Jahr 2035 und einen exponentiellen Zubau anzustreben. Sollte sich in den nächsten Jahren abzeichnen, dass der Bedarf vom Ausbaupfad abweicht, können die Ausschreibungsvolumina (§ 28d Abs. 2 EEG 2023) entsprechend erhöht oder abgesenkt werden.

Vorschlag

Ausbauziel und Ausschreibungsvolumina für die Biomethan-Ausschreibung 2023-2028											
Ausbauziel 2035 für Biomethan-Spitzenlastkraftwerke								4,5 GW			
Ausbaupfad											
Jahr	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
GW	0,3	0,6	0,95	1,3	1,7	2,1	2,55	3,0	3,5	4,0	4,5
Ausschreibungsvolumina 2025-2028 (mit 2 Jahren Vorlaufzeit)											
Jahr	2023	2024	2025	2026	2027	2028					
MW	300	300	350	350	400	400					
Verteilt auf 2 Ausschreibungen pro Jahr											

2.3.2. Vorschlag für eine Übertragung der Ausschreibungsvolumina und des Ausbauziels des EEG 2021 in das EEG 2023 (Änderung von § 28c EEG 2023)

Unter der Annahme, dass alle bezuschlagten Anlagen errichtet bzw. weiterbetrieben werden und ihre jeweils maximal zulässige Stromerzeugung voll ausnutzen, wird mit den Ausschreibungsvolumina im EEG 2021 (regulär + Biomethan) in den Jahre 2023-2028 eine Strommenge von ca. 16,7 TWh el. angereizt.

Ausschreibungsvolumen & maximal angereizte Strommenge in 2023-2028 gemäß EEG 2021			
Ausschreibungssegment	Volumen 2023-2028 insgesamt	Maximal zulässige Volllaststunden pro Jahr	Maximal angereizte Strommenge 2023-2028 insgesamt
Regulär	3.600 MW inst.	4.306 Vlh/a	15,5 TWh el
Biomethan	900 MW inst.	1.314 Vlh/a	1,2 TWh el
Biomasse insg.	4.500 MW inst.	4.306 Vlh/a	16,7 TWh el.

Durch die Verschiebung der Ausschreibungsvolumina vom regulären Segment hin zum Biomethan-Segment sowie die Absenkung der maximal zulässigen Volllaststunden im Biomethan-Segment sinkt auch die maximal angereizte Strommenge aus Biomasse. Wie oben beschrieben muss zur Erreichung der anteiligen und absoluten Ausbauziele für die Erneuerbare Stromerzeugung in 2030 die Stromerzeugung aus Biomasse in etwa auf dem heutigen Niveau erhalten und deshalb aufgrund der sinkenden Volllaststunden das Ziel für die installierte Leistung und die Ausschreibungsvolumina erhöht werden. In keinem Fall sollte aber die im KabE angestrebte verstärkte Verschiebung der Biomasse-Vergütung hin zu Biomethan-Spitzenlastkraftwerken dazu führen, dass die insgesamt angereizte Strommenge aus Biomasse gegenüber dem EEG 2021 sinkt. Eine solche Absenkung entbehrt jeglicher politischer Basis und wäre ein massiver Vorgriff auf die im Koalitionsvertrag vorgesehene „nachhaltige Biomasse-Strategie“. Um die Strommenge, die mit dem EEG 2023 in den Jahren 2023-2028 angereizt wird, bei 16,7 TWh zu halten, muss entsprechend der Verschiebung der Ausschreibungsvolumina und der Absenkung der maximal zulässigen Volllaststunden im Biomethan-Segment von ca. 1.300 auf ca. 900 das Ausschreibungsvolumen angehoben werden.

Vorschlag

Auf Basis des obigen Vorschlags zur **Festlegung der Ausschreibungsvolumina** für die Biomethan-Ausschreibungen (Änderung von § 28d Abs. 2 EEG 2023) wird das Ausschreibungsvolumen im regulären Segment *mindestens* wie folgt festgesetzt, um die in den Jahren 2023-2028 maximal angereizte Strommenge bei 16,7 TWh zu halten (Änderung von § 28c Abs. 2 EEG 2023). Entsprechend sollte auch der Turnus von **zwei Ausschreibungen pro Jahr** beibehalten werden (keine Änderung von § 28b Abs. 1 EEG 2021 bzw. Änderung von § 28c Abs. 1 Nr. 2 EEG 2023). Eine zweimalige Ausschreibung pro Jahr ist auch im Biomethan-Segment sinnvoll.

Übertragung der Ausschreibungsvolumina des EEG 2021 in das EEG 2023						
	Regulär (max. 4.306 Vlh/a)		Biomethan (max. 876 Vlh/a)		Biomasse Insgesamt	
	Volumen	Strommenge	Volumen	Strommenge	Volumen	Strommenge
2023	600 MW	2,6 TWh	300 MW	0,26 TWh	900 MW	2,85 TWh
2024	600 MW	2,6 TWh	300 MW	0,26 TWh	900 MW	2,85 TWh
2025	580 MW	2,5 TWh	350 MW	0,31 TWh	930 MW	2,85 TWh
2026	580 MW	2,5 TWh	350 MW	0,31 TWh	930 MW	2,85 TWh
2027	550 MW	2,4 TWh	400 MW	0,35 TWh	950 MW	2,85 TWh
2028	550 MW	2,4 TWh	400 MW	0,35 TWh	950 MW	2,85 TWh
2023-2028 insgesamt	3.460 MW	14,9 TWh	2.100 MW	1,84 TWh	5.560 MW	16,7 TWh

2.4. Beschränkung der Biomethan-Ausschreibungen auf die Südregion abschaffen (Streichung § 39k EEG 2021 und § 39k Abs. 3 EEG 2023)

Die Biomethan-Ausschreibung soll auf die „Südregion“ beschränkt, also primär auf die Bundesländer Baden-Württemberg und Bayern, begrenzt werden. Diese **Begrenzung auf die Südregion ist energie-wirtschaftlich nicht sinnvoll**. Die Gebote in der vergangenen Biomethan-Ausschreibung, die für Gebote aus ganz Deutschland offenstand, stammten zu einem Großteil von Standorten in Nord- und Westdeutschland, was zeigt, dass auch in diesen Bundesländern ein großes Interesse und ein Bedarf an hochflexibler KWK-Leistung besteht. Darüber hinaus ist eine Begrenzung auf die Südregion **nicht im Sinne des Gesetzgebers, weil sie den Kreis potenzieller Bieter stark eingrenzt und damit den Wettbewerb schwächt**.

Vorschlag

Die Biomethan-Ausschreibung wird auch zukünftig für alle Standorte geöffnet (Streichung von § 39k EEG 2021 und § 39k Abs. 3 EEG 2023).

3. Stellungnahme zu weiteren Aspekten

3.1. Keine Absenkung der Begrenzung für den Einsatz von Mais und Getreide (keine Änderung von § 39i Abs. 1 EEG 2021)

Für neue und bestehende Biogasanlagen, die in den zweiten Vergütungszeitraum wechseln, soll die bereits bestehende **Begrenzung des Einsatzes von Mais und Getreide** von heute 40 Prozent am Substratmix (§ 39i Abs. 1) weiter abgesenkt werden **auf zukünftig 35 Prozent (ab 2024) bzw. 30 Prozent (ab 2026)**. Die Bioenergieverbände halten diese weitere Absenkung in § 39i Abs. 1 EEG 2023 für **energie- und klimapolitisch kontraproduktiv**.

Die aktuell hohen Nahrungsmittelpreise führen ohnehin zu einer marktgetriebenen Umwidmung von ehemaligen Flächen zum Anbau von Energiepflanzen hin zur Nahrungsmittelproduktion. Sollte sich die Situation allerdings wieder ändern, könnten sich schnell ruinöse Preise für Agrargüter ergeben. Die letzten Jahrzehnte haben gezeigt, dass nur dank der Herausnahme von Flächen für die Bioenergie halbwegs erträgliche Erlöse in der Nahrungsmittelproduktion erwirtschaftet werden konnten. Darüber hinaus führt eine einseitige Fokussierung auf Getreide zu einer erheblichen Einengung der Fruchtfolge in weiten Teilen Deutschlands. In erster Linie sollte es Anliegen der Bundesregierung sein, die Lebensmittelverschwendung deutlich zu reduzieren. Aktuell landen 12 Mio. t Nahrungsmittel im Abfall. Ein Großteil aus privaten Haushalten. Der WWF Deutschland schätzt, dass durch vermeidbare Lebensmittelverluste eine Fläche von über 2,6 Mio. Hektar eingespart werden könnte. Aus den genannten Gründen sollte der Gesetzgeber nicht künstlich weiter verschärfend eingreifen.

Aufgrund der hohen Energiedichte und guten Handhabbarkeit von Mais sind in den allermeisten Fällen die Stromgestehungskosten und der Flächenbedarf einer Biogasanlage mit einem geringen Maisanteil und dementsprechend höheren Anteilen anderer Substrate deutlich höher als die Stromgestehungskosten und der Flächenbedarf 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.

Vorschlag

Es sollte **keine weitere Begrenzung** des Einsatzes von Mais und Getreide geben (keine Änderung von § 39i Abs. 1 EEG 2021).

Wenn dennoch an der verschärften Begrenzung festgehalten wird, müssen **die Mehrkosten entsprechend kompensiert** werden (siehe dazu oben, Abschnitt 4).

3.2. Pflicht zur Volleinspeisung auch bei bereits bezuschlagten Anlagen abschaffen (Streichung von § 27a EEG 2021 und Ergänzung von § 100 EEG 2021)

Die Bioenergieverbände begrüßen, dass die Pflicht für Anlagen im Ausschreibungsverfahren, den gesamten erzeugten Strom einzuspeisen, abgeschafft wird. Allerdings gilt die Abschaffung nur für Anlagen, die ab 2023 einen Zuschlag erhalten. Dabei gibt es keinen Grund, hier zwischen Anlagen, die bereits bis 2022 bezuschlagt wurde, und Anlagen, die erst ab 2023 bezuschlagt werden, zu unterscheiden.

Vorschlag

Die Pflicht zur Volleinspeisung wird auch für Anlagen abgeschafft, die bis inklusive 2022 einen Zuschlag im Ausschreibungsverfahren erhalten haben. Dazu wird zum einen § 27a EEG 2021 aufgehoben und zum anderen könnte § 100 Abs. 2 Nr. 5 EEG 2021 neu dergestalt neu gefasst werden, dass § 27a EEG 2017 ebenfalls aufgehoben wird. (Streichung von § 27a EEG 2021 und Ergänzung von 100 EEG 2021).

3.4. Zur Verlängerung des Zeitraums zwischen Ausschreibung und Wechsel in den zweiten Vergütungszeitraum auf 5 Jahre (§ 39g Abs. 2 EEG 2023)

Die Bioenergieverbände begrüßen die Verlängerung des Zeitraums zwischen der erfolgreichen Teilnahme an einer Ausschreibungsrunde und dem Wechsel in den zweiten Vergütungszeitraum. Dies trägt dazu bei, dass Bestandsanlagen, die sich dem Ende ihres ersten Vergütungszeitraums nähern, früher Investitionssicherheit erlangen und Investitionen in ein Wärmenetz oder eine Flexibilisierung über einen längeren Zeitraum abschreiben können.

3.4. Zur Verordnungsermächtigung zur Umstellung der EEG-Vergütung auf „Contracts for Difference“ (§ 88f EEG 2023)

Der KabE sieht in § 88f eine Verordnungsermächtigung vor, auf deren Grundlage Anpassungen am Vergütungssystem vorgenommen werden können. Hier möchte der Gesetzgeber eine Weiterentwicklung des Vergütungsdesigns vor allem hinsichtlich sogenannter Differenzverträge („Contracts for Difference“ – CfDs) ermöglichen.

Die Bioenergieverbände sehen die **Verordnungsermächtigung zur Weiterentwicklung der Zahlungen**“ unter § 88f KabE als kritisch an und verweisen hierbei auch auf die im Februar 2022 veröffentlichte Kurzanalyse des BEE. Aus Sicht der Bioenergieverbände ist es dringend notwendig, solche Punkte in der von der Bundesregierung geplanten Plattform „klimaneutrales Stromsystem“ intensiv zu erörtern, bevor man dies umsetzt.

Die Bioenergieverbände sehen es zudem kritisch, dass diese Verordnungsermächtigung im EEG dermaßen umfassend ist, dass jedwede Anwendung und Regelung darunterfallen könnte. **Eine konstruktive Bewertung des Vorschlages ist somit nicht möglich und verhindert eine reale Beteiligung bzw. Bewertung aller Akteure.**

Für weitere Anmerkungen sei auf die Stellungnahme des BEE verwiesen.

3.5. Zur Verordnungsermächtigung zur Einführung einer Vergütung für „H₂-Kraftwerke“ (Änderung von § 88e EEG 2023)

Die unter § 88e EEG 2023 erfasste Möglichkeit zur Einführung einer Vergütung für Anlagenkonzepte mit „wasserstoffbasierter Stromspeicherung“ sehen die Bioenergieverbände sehr kritisch. Aus Sicht der Bioenergieverbände ist es dringend notwendig, solche Punkte in der von der Bundesregierung geplanten Plattform „klimaneutrales Stromsystem“ intensiv zu erörtern, bevor man dies umsetzt. Sofern es der Bundesregierung nur um den Nachweis der Machbarkeit des Einsatzes von H₂-Gasturbinen geht, wäre ein reines Forschungsvorhaben deutlich sinnvoller als eine künstliche Struktur im EEG-Vergütungsrahmen. Wie die BEE-Strommarktdesignstudie der Fraunhofer Institute IEE und ISE zeigt, sind H₂-Gasturbinen für die Versorgungssicherheit nicht zwingend notwendig.

In diesem Zusammenhang weisen die Bioenergieverbände auch noch einmal darauf hin, dass es nicht zielführend ist, in diesem Konstrukt ausschließlich auf (reinen) H₂ abzustellen. Da die Energiedichte von CH₄ dreimal so hoch ist wie die Energiedichte von H₂ und zudem weniger korrosiv auf das Material wirkt, würde eine vorherige Methanisierung des H₂ den benötigten Speicher aufgrund der höheren Leistungsdichte drastisch verkleinern, die Kosten in der Anschaffung und im Betrieb dabei senken und zu deutlich geringeren Leckageverlusten führen.

Vorschlag

Sofern der Vorschlag beibehalten wird, sollte neben reinem H₂ **auch die methanisierte Form von H₂ – also CH₄ – vergütungsfähig** sein. (Änderung von § 88e EEG 2023)

Für weitere Anmerkungen sei auf die Stellungnahme des BEE verwiesen.

4. 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. Wie oben beschrieben sind in den vergangenen Jahren **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 35 Prozent (ab 2024) bzw. 30 Prozent (ab 2026) am Substratmix** (siehe dazu oben, Abschnitt 3.1). Die Mehrkosten einer erzwungenen Senkung des Maisanteils im Anlagenbestand schlagen 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“). Solche „Downsizing“-Konzepte sind 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.

4.1. 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~~ bis 2025 ~~für Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 500 Kilowatt.~~“

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

„(5) Der Zuschlagswert für Biomasseanlagen ist für alle bezuschlagten Gebote in den Ausschreibungen in den Kalenderjahren ~~2020 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.“

4.2. 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 Investition unvermeidbar ist, die Anlage stillgelegt wird.

Die europäischen Leitlinien für Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen (KUEBLL) 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 zu verbessernden Anschlussregelung für kleine Gülleanlagen.

In Bezug auf die Stromerzeugung aus Biomasse ist eine Ausnahme für Anlagen bis zu einer installierten Leistung von 1 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**.

4.3. Anschlussregelung für kleine Gülleanlagen weiterentwickeln (Änderung von §§ 12a, 12c EEV)

4.3.1. Vergütungssätze anheben und Degression aussetzen (Änderung von § 12c EEV)

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 EEV 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 EEV). Eine Degression wird nicht festgesetzt (Streichung von § 12c Abs. 2 EEV).

4.3.2 „Downsizing“ zulassen (Änderung von § 12a Nr. 2 EEV)

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 EEV). 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 EEV)

5. Investitionssicherheit herstellen

5.1. Endogene Mengensteuerung streichen (Änderung von § 39d Abs. 3 EEG 2021 und § 39d EEG 2023; 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. 3 EEG 2021 und § 39d Abs. 3 EEG 2023) bzw. im Biomethan-Segment nicht eingeführt (Streichung von § 28d Abs. 6 EEG 2023).

5.2. Südquote streichen (Änderung von § 39d Abs. 2 und 3 EEG 2021 und § 39d Abs. 2 und Abs. 3 EEG 2023)

Gemäß § 39d Abs. 2 und 3 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 Abs. 2 und 3 EEG 2021 und EEG 2023)

6. Beschleunigte Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biogas

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-Basiszenario 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.

6.1. Verschärfung der Flexibilitätsanforderungen für neu bezuschlagte Biogasanlagen ab 2026 (Änderung von § 39i Abs. 2 EEG 2023)

Das EEG enthält für Neuanlagen ab 100 kW inst. und Anlagen, die in den zweiten Vergütungszeitraum wechseln, die Regelung, dass die Vergütung maximal für eine Strommenge gezahlt wird, die 45 Prozent der installierten Leistung entspricht. Dies ist de facto eine Pflicht zu einer mehr als doppelten Überbauung bzw. einer Begrenzung der Volllaststunden auf ca. 3.900 pro Jahr. Vollständig neu errichtete Biogasanlagen und Biomethan-BHKW können bei entsprechender Planung des Anlagenkonzepts jedoch deutlich stärker flexibilisiert werden, so dass eine weitere Absenkung der maximalen Volllaststunden erreicht werden kann. Die Flexibilisierung von Bestandsanlagen im ersten oder zweiten Vergütungszeitraum, der bis auf absehbare Zeit den Großteil des Biogasanlagenparks ausmachen wird, ist eine deutlich größere Herausforderung, da es verschiedene wirtschaftliche und technische Restriktionen einer umfassenden Flexibilisierung gibt, die bei bereits vorhandenen Anlagenkonzepten nicht einfach zu überwinden sind. In den folgenden Abschnitten sind verschiedene Hemmnisse im EEG genannt, die ebenfalls angegangen werden müssen. Dennoch gibt es verschiedene Hemmnisse außerhalb des EEG, die eine starke Flexibilisierung insbesondere kleinerer Anlagen unwirtschaftlich machen. Dazu gehören insbesondere die 44. BImSchV, die 12. BImSchV sowie weitere mit einer ggf. neuen BImSchG-Genehmigung relevante Anforderungen zum Stand der Technik (TA-Luft, TRAS 120 etc.), die für Anlagen mit niedriger Bemessungsleistung unverhältnismäßig hohe Anforderungen zur Folge haben. Die Flexibilisierungsanforderungen für Bestandsanlagen, die in den zweiten Vergütungszeitraum wechseln, können ebenfalls verschärft werden, allerdings erst oberhalb einer bestimmten Größenschwelle. Aus Gründen des Vertrauensschutzes für Neubauprojekte, die sich in Planung befinden, sowie Bestandsanlagen, die bereits für den zweiten Vergütungszeitraum ertüchtigt werden, sollten die verschärften Anforderungen erst ab den Ausschreibungen in 2026 gelten.

Vorschlag

Für Anlagen mit einer installierten Leistung von über 100 kW, die ab dem Jahr 2026 einen Zuschlag in einer Ausschreibung erhalten und gasförmige Biomasse einsetzen, sollte die vergütungsfähige Bemessungsleistung wie folgt begrenzt werden (Änderung von § 39i EEG 2023):

- Für Neuanlagen, die Biomethan einsetzen: 15 Prozent der inst. Leistung
- Für sonstige Neuanlagen, die Biogas einsetzen: 25 Prozent der inst. Leistung
- Für Bestandsanlagen ab einer installierten Leistung von 2 MW inst.: 25 Prozent der inst. Leistung
- Für Bestandsanlagen bis 2 MW inst: 45 Prozent der inst. Leistung

Diese Vorgaben entsprechen einer mindestens sechsfachen Überbauung für neue Biomethan-BHKW (maximal 1.300 Vlh), analog zu den bisherigen Biomethan-Ausschreibungen, sowie einer mindestens vierfachen Überbauung für neue Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung und bestehende Biogasanlagen, die im zweiten Vergütungszeitraum eine installierte Leistung von 2 MW oder mehr aufweisen (maximal 2.200 Vlh). Für Bestandsanlagen

mit einer installierten Leistung von weniger als 2 MW würde weiterhin die Begrenzung auf 45 Prozent der installierten Leistung gelten (maximal 4.000 Vlh).

6.2. Neue Systematik für die Flexibilitätsprämie (Änderung von § 50b & Anlage 3 EEG 2021 und EEG 2023)

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.³ 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 kW 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

³ 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 Sondervergütungskategorie 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).

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 EEG 2021)

6.3. Deckelung der Flexibilitätsprämie auch für „Nach-Flexibilisierungen“ abschaffen (Änderung von § 100 Abs. 2 Nr. 12 EEG 2021)

Die bisherige Flexibilitätsprämie wird von rund 5.000 Biogasanlagen in Anspruch genommen und der absolut überwiegende Teil hat die Prämie unter den Rahmenbedingungen des EEG 2014/2017 in Anspruch genommen, wo die Inanspruchnahme der Prämie gedeckelt war (sog. „Flexdeckel“). Die in dieser Zeit durch die Flexibilitätsprämie angereizten Anlagenkonzepte waren oft auf die Erbringung von Regelleistung ausgerichtet mit nur einer moderaten Erhöhung der installierten Leistung und weniger auf die in Zukunft notwendigen Spitzenlastfahrweise, die eine starke Leistungserhöhung erfordert. Um den hohen Flexibilitätsanforderungen des zukünftigen Energiesystems sowie den Flexibilitätsanforderungen des EEG 2021 zu entsprechen, müssten dementsprechend viele Anlagen stärker flexibilisiert werden. Tatsächlich besteht bei vielen dieser Anlagenbetreibern das Interesse, ihre Anlage „nachflexibilisieren“, d.h. die installierte Leistung für eine stärkere Flexibilisierung ein zweites Mal zu erhöhen. Eine solche „Nach-Flexibilisierung“ ist nur über die Flexibilitätsprämie zu finanzieren.

Mit dem EEG 2021 wurde der Flexdeckel in Nr. I.5 der Anlage 3 zum EEG 2021 aufgehoben mit dem Ziel, die Flexibilisierung des bestehenden Biogasanlagenparks anzureizen. Der Flexdeckel im EEG 2017 und EEG 2014 blieb allerdings weiterhin für Anlagen in diesem Rechtsrahmen bestehen. Ferner wurde eine Möglichkeit zur Flexibilisierung über § 100 Abs. 2 Nr. 12 EEG 2021 nur für diejenigen Anlagen geschaffen, die nach dem 31. Dezember 2020 *erstmalig* die zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie zusätzlich installierte Leistung an das Marktstammdatenregister übermitteln. Die **vielen tausend Biogasanlagen, die zusätzliche Flexibilitätsleistung bereits vor diesem Datum gemeldet haben, können deshalb trotz Aufhebung des Flexdeckels im EEG 2021 für eine nachträgliche Leistungserhöhung keine Flexibilitätsprämie erhalten, weil sie zum einen nicht erstmalig flexibilisieren, sondern „nach-flexibilisieren“ wollen, und zum anderen aufgrund des nach wie vor geltenden Flexdeckels des EEG 2014 oder EEG 2017 keinen weiteren Anspruch auf die Flexibilitätsprämie geltend machen können.** Dies verhindert die energiewirtschaftlich sinnvolle verstärkte Flexibilisierung des bestehenden Biogasanlagenparks.

Vorschlag

Der Flexdeckel wird auch für Anlagen aufgehoben, die diese bereits vor dem 1. Januar 2021 zusätzliche Leistung an das Marktstammdatenregister gemeldet haben, so dass auch „Nach-Flexibilisierungen“, also eine nachträgliche Leistungserhöhung zum Zweck der Flexibilisierung, durch die Flexibilitätsprämie finanziert werden kann. Voraussetzung für solche „Nach-Flexibilisierungen“ sollte sein, dass die Anlage die ambitionierten Flexibilitätskriterien des EEG 2021 (§ 50 Abs. 3 EEG 2021) erfüllt. Dies kann durch folgende Änderung von § 100 Abs. 2 Nr. 12 EEG 2021 umgesetzt werden:

„§ 50 Absatz 3, § 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 oder unter den Anwendungsbereich des § 100 Absatz 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2020 geltenden Fassung fallen, wenn der Betreiber nach dem 31. Dezember 2020 ~~erst~~ ~~malig~~ die zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie zusätzlich installierte Leistung im Sinn des § 50b an das Register übermittelt oder übermittelt hat.“

7. 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 Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) und im Baugesetzbuch (BauG) sowie im Vollzug der Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV).

7.1. 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 führen kann.

Vorschlag

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 sind. 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.

Vorschlag

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 2012): Seit dem EEG 2012 ist der Anteil von Mais und Getreidekorn am Einsatzstoffmix von Biogasanlagen gedeckelt (§ 27 Abs. 5 Nr. 1 EEG 2012, § 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:

„§ 27 Abs. 5 Nr. 1 EEG 2012, § 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. Es gibt aber auch Alternativen zu dem starren System der 150 Tage Mindestverweilzeit in Bezug auf die Methanemissionsminderung aus der Gärproduktlagerung in der TA-Luft 2021 (Restgaspotentialbetrachtung/variable Verweilzeit in Abhängigkeit des Gülle- bzw. Mistanteils). Diese Alternativen sollten grundsätzlich neben den 150 Tagen Mindestverweilzeit genutzt werden können (siehe auch 8.1. Technische Vorgaben zum Immissionsschutz im EEG durch Verweis auf Immissionsschutzrecht ersetzen (Änderung § 9 Abs. 5 Nr. 1 EEG 2021)).

Vorschlag:

Die hydraulische Verweilzeit von 150 Tagen darf unterschritten werden, 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 (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.

Vorschlag

Für einen befristeten Zeitraum sollte die Absenkung ab 5 MW ausgesetzt werden. (Ergänzung in § 100 Abs. 1 EEG 2021)

7.2. Änderungen in anderen Regelungsbereichen (BImSchG, BauGB)

Um das volle Potenzial der kurzfristigen Erhöhung der Gas-, Strom- und Wärmeproduktion des bestehenden Bioenergieanlagenparks zu heben, sollten wie oben bereits beschrieben weitere Hemmnisse im Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) und im Baugesetzbuch (BauGB) sowie im Vollzug 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 detaillierte 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 detaillierte 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.

8. Vergärung von Gülle und anderen ökologisch besonders wertvollen Substraten anreizen

8.1. Technische Vorgaben zum Immissionsschutz im EEG durch Verweis auf Immissionsschutzrecht ersetzen (Änderung § 9 Abs. 5 Nr. 1 EEG 2021)

Eine Vergütungsbedingung im EEG 2021 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). **Diese Mindestverweilzeit stellt ein großes Hemmnis für den Einsatz von höheren Anteilen an Gülle dar**, weil Gülle aufgrund ihrer geringen Energiedichte viel Volumen und Lagerkapazität in Anspruch nimmt und ein erhöhter Einsatz damit in der Regel zu einem zusätzlichen Bedarf an gasdichtem Volumen führt. Nach Ansicht der Bioenergieverbände sind selbstverständlich Maßnahmen zu ergreifen, die Methanemissionen aus Gärprodukten minimieren. Aber die Einhaltung einer Mindestverweilzeit im gasdichten System ist eine, jedoch nicht die einzige Maßnahme, um Methanemissionen aus der Gärproduktlagerung zu minimieren. Substrate, die über das Restgaspotenzial überprüfbar sind, oder Verfahren der Gärproduktaufbereitung, bei denen der Methanisierungsprozess unterbrochen wird, sind tech-

nisch mögliche sowie fachlich geeignete Maßnahmen. Die jüngst neu erlassene Erste Allgemeinen Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft) vom 18.8.2021 sieht deshalb ein breiteres Maßnahmenbündel zur Senkung der Methanemissionen aus Gärprodukten vor als das EEG.

Vorschlag

In den technischen Anforderungen im EEG 2021 sollte die vorgeschriebene 150-Tage-Mindestverweilzeit von Substraten im gasdichten System ersetzt werden durch einen Verweis auf die Maßgaben nach Nr. 5.4.1.15 Bauliche und Betriebliche Anforderungen Buchstabe j) der TA Luft. § 9 Abs. 5 Nr. 1 EEG 2021 ist wie folgt zu fassen:

„Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas müssen sicherstellen, dass bei der Erzeugung des Biogases

1. bei Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2016 in Betrieb genommen worden sind, und Gärrestlagern, die nach dem 31. Dezember 2011 errichtet worden sind, die Maßgaben zur Minderung von Methanemissionen aus der Gärrestlagerung gemäß der Nr. 5.4.1.15 Bauliche und Betriebliche Anforderungen Buchstabe j) TA Luft (in der Fassung vom 18. August 2021) eingehalten und

2. zusätzliche Gasverbrauchseinrichtungen zur Vermeidung einer Freisetzung von Biogas verwendet werden.“

8.2. Neugestaltete Sondervergütungsklasse für Güllevergärung weiterentwickeln (Änderung von § 44 EEG 2023)

Die Sondervergütungsklasse für Güllevergärung im EEG 2021 (§ 44 EEG 2021) ist auf eine installierte Leistung von bis zu 150 kW begrenzt. Zusammen mit der Vorgabe im EEG 2021, dass die Bemessungsleistung bei Anlagen mit einer installierten Leistung von über 100 kW maximal 50 Prozent der installierten Leistung betragen darf, führte diese Größenbegrenzung dazu, dass die Bemessungsleistung von Anlagen in der Sondervergütungsklasse in der Regel unter 100 kW liegt. Diese faktische Größenbegrenzung auf maximal 100 kW Bemessungsleistung wird vielen Viehhaltungsbetrieben jedoch nicht gerecht, da dort zum Teil deutlich mehr Gülle anfällt. Die geplante Streichung der Vorgabe, dass die Bemessungsleistung von Güllekleinanlagen über 100 kW inst. maximal 50 Prozent der installierten Leistung betragen darf, ist grundsätzlich zu begrüßen, da sie nun Gülleanlagenkonzepte mit einer Bemessungsleistung von bis zu 150 kW ermöglicht.

Allerdings wird auf diese Weise die Chance vergeben, Güllekleinanlagen zur flexiblen Stromerzeugung anzureizen. Bioenergieverbände schlagen deshalb eine alternative Ausgestaltung von § 44 EEG 2023 vor.

Darüber hinaus ist es zwar nachvollziehbar, dass der anzulegende Wert für den erhöhten Leistungsanteil von 22 ct/kWh auf 19 ct/kWh abgesenkt wird. Die Absenkung bereits bei 75 kW Bemessungsleistung bedeutet aber für alle Anlagen mit einer Bemessungsleistung zwischen 75 und 99 kW eine Verschlechterung gegenüber dem Status quo.

Vorschlag

Die Sondervergütungsklasse sollte **bis zu einer Bemessungsleistung von 150 kW** gelten, allerdings **ohne Begrenzung der installierten Leistung**. Die Pflicht zur Begrenzung der Bemessungsleistung auf 50 Prozent der installierten Leistung kann dann wieder eingeführt werden, wobei die Anlagen auch dann wieder Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag haben müssten. (Änderung von § 44 EEG 2023 und Aufnahme von § 44 EEG 2023 in die Auflistung der anspruchsberechtigten Anlagen in § 50b Abs. 2 EEG 2023)

Davon unabhängig sollte die **Absenkung der Vergütung erst für den Leistungsanteil ab 100 kW Bemessungsleistung** gelten. (Änderung von § 44 EEG 2023)

Die Degression der Vergütung sollte generell entfallen. (Änderung von § 44a EEG 2023: „Die anzulegenden Werte nach §§ 42 und 43“)

Zudem sollte die neuen Rahmenbedingungen des § 44 EEG 2023 – **unter Beibehaltung der jeweiligen Vergütungshöhe des jeweils für die Anlage geltenden EEG - auch für bestehende Güllekleinanlagen** der EEGs 2012 bis 2021 sowie Anlagen in der Anschlussvergütung für Güllekleinanlagen in der EEG gelten (Ergänzung von § 100 EEG 2023).

8.3. Ökologisch besonders wertvolle Substrate uneingeschränkt auf den Mindestanteil anrechnen (Änderung von § 44 EEG 2023)

Die Bioenergieverbände begrüßen, dass zukünftig Klee gras mit bis zu 10 Prozent auf den Mindestanteil Gülle der Sondervergütungsklasse anrechenbar sein soll. Dies ist aus umweltpolitischer Sicht nur folgerichtig. Die Vergärung von Gülle in Biogasanlagen leistet neben der Erzeugung klimaneutraler Energie einen umweltpolitischen Mehrwert durch die Vermeidung der Methanemissionen, die bei einer offenen Lagerung der Gülle anfielen. Die vergorene Gülle ist zudem wertvoller und trägt im Vergleich mit unvergorener Gülle mehr zum Humusaufbau bei.

Eine ähnliche Situation liegt beim Anbau von Klee gras bzw. Luzerne im Ökologischen Landbau vor. Diese Ackerkulturen bilden dort wegen der Stickstofffixierung und der Humusbildung das Fundament der Fruchtfolge. In viehhaltenden Betrieben wird es verfüttert. Es gibt jedoch auch im Ökologischen Landbau immer mehr reine Ackerbaubetriebe. Um Stickstoff einzusammeln, müssen diese Betriebe Klee gras bzw. Luzerne anbauen. Da aber keine Tiere im Ackerbaubetrieb gehalten werden, kann der Aufwuchs nicht verfüttert werden. Somit wird es vielfach gemulcht, was zu erhöhten klimaschädlichen Gasemissionen führt. Wird der Aufwuchs dieser Feldfrüchte dagegen abgeerntet und in einer Biogasanlage vergoren, entfallen diese erhöhten klimaschädlichen Emissionen. Das Gärprodukt aus den vergorenen Feldfrüchten kann bedarfsgerecht den Pflanzen in ökologisch wirtschaftenden Betrieben als wertvoller Dünger dienen. Weitere Pluspunkte bei der Klee grasabfuhr sind eine gesteigerte Stickstofffixierleistung der Knöllchenbakterien der Leguminosen und ein verbesserter Wiederaufwuchs der Pflanzen nach dem Schnitt.

Zusätzlich leisten Kulturarten mit einem hohen ökologischen Wert wie z. B. Blühpflanzen auch umweltrelevante Dienste, indem sie beispielsweise ökologische Vorteile hinsichtlich Arten-, Boden-, Gewässerschutz und Einsparung von Ressourcen bieten.

Vorschlag

Grundsätzlich sollten alle ökologisch besonders wertvollen Einsatzstoffe – neben Klee-gras z.B. auch Blühpflanzen – auf den Mindestanteil von 80 Prozent anrechenbar sein. (Änderung von § 44 EEG 2023)

8.4. Blühpflanzen-Mischungen von der Mais-/Getreide-Obergrenze ausnehmen (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. (Änderung von § 39i EEG 2021)

9. Biogaseinspeisung anreizen

9.1. 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 (1/4 für den Anlagenbetreiber und 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 Netzanschlusskosten nach dem Verhältnis 1/4 zu 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 Netzanschlusskosten wird bei allen Projekten – unabhängig von der Leitungslänge – für den ersten Leitungskilometer (inklusive Einspeiseanlage) auf 250.000 Euro begrenzt.

9.2. Bilanzielle Teilung von Roh-Biogas nach Einsatzstoffen ermöglichen (Neuregelung im EEG 2023)

Rund 2.000 bestehende Biogasanlagen, die das Biogas aktuell zur Strom- und Wärmeerzeugung vor Ort einsetzen, können auf die Gaseinspeisung umgerüstet werden, entweder als einzelne Anlage oder durch einen Zusammenschluss mehrerer kleiner Anlagen mittels Gassammelleitungen. Insbesondere bei der Bündelung mehrerer Biogasanlagen kann ein erster Schritt der Umrüstung darin bestehen, dass eine Anlage zunächst nur einen Teil des erzeugten Biogases in den Aufbereitungsprozess gibt und einen weiteren Teil weiterhin in einem BHKW verstromt und dafür eine EEG-Vergütung erhält. Allerdings können für das Biogas, das im BHKW verstromt wird, und das eingespeiste Biomethan unterschiedliche Anforderungen an die Einsatzstoffe gelten. Eine Anlage, die sich für eine Teileinspeisung entscheidet, müsste dann die schärferen Anforderungen sowohl für das Biogas im BHKW als auch für das Biomethan im Netz erfüllen. Dies hemmt den Einstieg in solche Teileinspeisungskonzepte.

Vorschlag

Im EEG sollte für Bestands- und Neuanlagen klar geregelt sein, dass bereits das **Roh-Biogas bilanziell nach Einsatzstoffen geteilt und den jeweiligen Verwendungszwecken zugeteilt werden kann**. Für die bilanzielle Teilung von Roh-Biogas könnte die massenbilanzielle Teilbarkeit, die bereits seit vielen Jahren im EEG für Biomethan verankert ist, als Vorbild dienen.

Wir schlagen daher vor, § 44b Absatz 5 EEG 2021 um folgenden **Satz 2** zu ergänzen (**aus dem bisherigen Satz 2 wird dann Satz 3**):

„Satz 1 gilt entsprechend, sofern bereits das für die Erzeugung des Biomethans genutzte Rohbiogas bilanziell geteilt wird und sichergestellt ist, dass die bilanzielle Teilung nicht dazu führt, dass der Anspruch nach § 19 Absatz 1 für Strom aus Biogas oder aus Biomethan nach § 42 oder § 43 höher ist als er ohne bilanzielle Teilung des Rohbiogases wäre.“

Zugleich sollte in den Übergangsbestimmungen in § 100 Absatz 2 Nummer 10a (neu) folgendes geregelt werden. Damit wird sichergestellt, dass die bilanzielle Teilung in allen Fassungen des EEG zulässig ist, einschließlich einer bilanziellen Teilung vor der Einspeisung.

„§ 44b Absatz 5 dieses Gesetzes ist anstelle von § 44b Absatz 6 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2020 geltenden Fassung sowie anstelle des § 47 Absatz 7 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung anzuwenden; § 44b Absatz 5 dieses Gesetzes ist darüber hinaus auf Strom aus Anlagen, die nach dem am 31. Juli 2014 geltenden Inbetriebnahmebegriff vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind anzuwenden; § 100 Absatz 1 Nummer 4 2. Halbsatz (ab „abweichend hiervon“) des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2016 geltenden Fassung findet keine Anwendung; soweit es um die bilanzielle Teilung im Sinne des § 44b Absatz 5 geht, gelten auch für Strom aus Anlagen, die vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind die Standardgaserträge gemäß der Biomasseverordnung vom 21. Juni 2001 (BGBl. I S. 1234) in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung.“

9.3. Bauplanungsrechtliche Privilegierung zentraler Biogasaufbereitungsanlagen (Ergänzung von § 35 Baugesetzbuch)

Da der wirtschaftliche Betrieb einer Gasaufbereitung einen gewissen Mindestdurchsatz an Biogas erfordert, bietet die Bündelung mehrerer kleiner Biogasanlagen die Chance, mehr bestehende Biogasanlagen ans Gasnetz anzuschließen. Bei solchen Konzepten wird das Roh-Biogas über so genannte Gassammelleitungen zu einer zentralen Aufbereitungsanlage transportiert. Geeignete Standorte für solche Anlagen können, je nach den örtlichen Gegebenheiten des Gasnetzes

- unabhängig von einer Biogaserzeugungsanlage in der Schnittmenge aus „leitungsbaumäßig wirtschaftlich (noch) vertretbare Nähe zu den einzelnen Biogaserzeugungsanlagen“ und „geeignetem Einspeisepunkt ins Erdgasnetz“ oder
- am Standort einer bereits bestehenden Biogasanlage liegen.

In beiden Fällen ist nicht davon auszugehen, dass solche Standorte regelmäßig in bereits ausgewiesenen Industrie-, Gewerbe- oder Sondergebieten zu lokalisieren sind.

Vorschlag

Die **privilegierte bauplanungsrechtliche Zulässigkeit** solcher **zentralen Aufbereitung- und Einspeiseanlagen** ist auch im Außenbereich zu klären bzw. sicherzustellen. (Ergänzung von § 35 BauGB)

Kontakt

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