HAUPTSTADTBÜRO BIOENERGIE

Stellungnahme zum

Entwurf der Bundesregierung für ein EEG 2027 vom 29.07.2026

Stand: 29.07.26

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)

HAUPTSTADTBÜRO BIOENERGIE

Inhalt

Das Wichtigste in Kürze 5
Vorbemerkung 7
Teil #1: Bewertung des Kabinettsentwurfs 8
1. Zu Biomasse-Ziel und Ausschreibungsvolumen 8
1.1. Biomasse-Ziel von 9,5 GW widerspricht dem Koalitionsvertrag 8
1.2. Alternativer Ansatz zur Festlegung eines EEG-Ziels: Stabilisierung der aus Biomasse erzeugten Strommenge bis 2035 9
1.3. Anhebung der Ausschreibungsvolumina auf 2.500 MW/a notwendig 10
2. Zum Maisdeckel: streichen 11
3. Zur gesetzlichen Festlegung der Höchstwerte: Weitere Anhebung notwendig 12
3.1. Gebotshöchstwerte & anzulegende Werte für Neu- und Bestandsanlagen anheben & Degression aussetzen 12
3.2. Ausgleich von Kostensteigerung bei bestehenden Vergütungsansprüchen 12
4. Zur Streichung der Vergütungsbegrenzung im zweiten Vergütungszeitraum: Rückwirkung klarstellen 13
5. Zur Verlängerung und Überarbeitung der Anschlussregelung für kleine Gülleanlagen (§§ 12a – 12g EEV) 14
5.1. „Downsizing“ zulassen 14
5.2. Erweiterung der Einsatzstoffe auf alle ökologisch besonders wertvollen Substrate 15
6. Zur Streichung der Biomethan-Ausschreibungen 16
Teil #2: Vorschläge zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für eine effiziente und flexible Strom- und Wärmeerzeugung 18
1. Zweiten Vergütungszeitraum auf 15 Jahre verlängern 18
2. Flexibilitätszuschlag weiterentwickeln 18
2.1. Flexibilitätszuschlag auf 130 Euro/kW anheben 18
2.2. Mindestviertelstunden senken 19
2.3. Wartungsarbeiten oder technische Ausfälle bei Anlagen mit mehreren BHKW 19
3. Begrenzung der Betriebsviertelstunden durch Begrenzung der Bemessungsleistung ersetzen 20
4. Pflicht zum Angebot flexibler Netzanschlussvereinbarungen 22
5. Quote für Wärmekonzepte ausdehnen und BECCS/BCR-Anlagen berücksichtigen 24
6. Angepasste Pönalenregelung für Neuanlagen 25
7. Angepasste Pönalenregelung für Bestandsanlagen 26

8. Möglichkeit der erneuten Teilnahme an der Ausschreibung – Zusatzgebot zur weiteren Flexibilisierung 26
9. Biomethan als vergütungsfähigen Brennstoff zulassen 27
10. Bilanzieller Einsatz (fossiler) Gase (CNG/LNG/H2) zur Überbrückung der Dunkelflaute 27
11. Dritten Vergütungszeitraum ermöglichen 27
12. Batteriespeicher als Flexibilitätsoption zulassen 27
13. Endogene Mengensteuerung beim Zuschlagsverfahren abschaffen 31
14. Neuanlagenstatus wieder einführen 32
Teil #3: Regelungen für Kleinanlagen, Anlagen auf Basis von ökologisch besonders wertvollen Einsatzstoffen sowie wärmegeführte Anlagen: Akteursvielfalt & Honorierung von Klima- & Umweltsystemdienstleistungen 33
1. Zuschlag für Kleinanlagen verlängern und erhöhen 33
2. Anhebung der Bagatellgrenze auf 750 kW installierter Leistung 33
3. Einführung eines Zuschlags für ökologisch besonders wertvolle Substrate 34
4. Rahmenbedingungen für wärmegeführte Anlagen verbessern 35
4.1. Menge der zulässigen Betriebsviertelstunden anheben 35
4.2. Höherer Flexibilitätszuschlag für Bestandsanlagen mit besonders hoher Wärmenutzung 36
5. Sondervergütungsklasse für Güllekleinanlagen weiterentwickeln 36
5.1. Obergrenze der Sondervergütungsklasse für Güllevergärung auf mindestens 150 kW Bemessungsleistung umstellen, Vergütung erhöhen, Degression aussetzen und Flexibilitätszuschlag gewähren 36
5.2. Erweiterung der Einsatzstoffe auf alle ökologisch besonders wertvollen Substrate 36
5.3. Option für bestehende Güllekleinanlagen zum Wechsel in die neu gestaltete Sondervergütungsklasse 37
5.4. Übergangslösung für im Bau befindliche Güllekleinanlagen zur Vergütungsregelung bei negativen Preisen 37
Teil #4: Weitere Anpassungen des rechtlichen Rahmens 39
1. Bilanzielle Teilung von Roh-Biogas nach Einsatzstoffen ermöglichen 39
2. Verhältnismäßige EEG-Sanktionen bei verspäteter, fehlerhafter oder fehlender Nachhaltigkeitszertifizierung 40
3. Kein dauerhafter Entfall des NawaRo-Bonus bei verspäteter, fehlerhafter oder fehlender Nachhaltigkeitszertifizierung 41
4. Klarstellung der Vergütungsbegrenzung „45% Bemessungsleistung“ 42

5. Bestätigung der Dauer der Genehmigung gemäß § 39g Abs. 5 Nr. 1 unnötige Bürokratie streichen 42

6. Bescheinigung des Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Wärmeversorgung gemäß § 39g Abs. 4 Satz 3 42

7. Anpassung § 50 Abs. 2 – Streichung des Verweises auf § 24 Abs. 1 43

8. Erfordernis der Verlängerung von Fristen bei großen Feststoff-Biomasseanlagen 43

9. Erfordernis der Klarstellung der zulässigen erhöhten Leistungseinspeisung aufgrund Flexibilisierung von Feststoff-Biomasseanlagen 44

10. Nutzung vorhandener Momentanreserve-Potenziale von Biomasseanlagen 46

HAUPTSTADTBÜRO BIOENERGIE

Das Wichtigste in Kürze

Ziel der laufenden EEG-Novelle muss es sein, bestehende Anlagen zu sichern, neue Investitionen wie die Flexibilisierung anzureizen und die Potenziale aller Bioenergieträger zum Zweck einer resilienten, versorgungssicheren Energieinfrastruktur gezielt zu stärken. Der vorliegende Kabinettsentwurf (KabE) ist dazu nicht geeignet. Insbesondere sehen wir folgenden weiteren Änderungsbedarf:

1. Biomasse-Ziel und Ausschreibungsvolumen anheben: Das Biomasse-Ziel von 9,5 GW in 2030 und 2035 stellt zwar eine Stabilisierung der StromerzeugungsKAPAZITÄT von Biomasseanlagen dar, führt aufgrund der Flexibilitätsvorgaben für Biogasanlagen aber zu einem massiven Rückgang der StromMENGE. Das Ziel muss deutlich angehoben und so festgelegt werden, dass die aus Biomasse erzeugte Strommenge mindestens auf dem heutigen Niveau stabilisiert und das volle Flexibilitätspotenzial der Anlagen gehoben wird. Allein um die Stromerzeugung aus Biomasse auf dem heutigen Niveau zu halten und Biogasanlagen durch zusätzliche Blockheizkraftwerke auf die flexible Stromerzeugung umzurüsten, ist ein Volumen von **mindestens 2.500 MW/a bis 2032** zwingend notwendig.

2. Maisdeckel streichen: Die Begrenzung des Einsatzes von Mais auf 25 Prozent (EEG 2023) bzw. 30 Prozent (KabE) am Einsatzstoffmix ist fachlich nicht zu rechtfertigen, verschlechtert die Wirtschaftlichkeit und Effizienz von Biogasanlagen massiv und verhindert insbesondere eine saisonale Flexibilisierung. Die Begrenzung im EEG sollte deshalb gestrichen werden, auch für Anlagen, die bereits dem Maisdeckel unterliegen.

3. Zweiten Vergütungszeitraum auf 15 Jahre verlängern: Eine mehrfache Überbauung, wie sie das „Biomassepaket" vorsieht bzw. anreizt, erfordert in der Regel umfangreiche Investitionen an Bestandsanlagen. Diese waren auf Basis der bisherigen EEG auf eine doppelte Überbauung ausgelegt. Das nun gültige EEG inklusive der Anforderungen zur Vermeidung schwach positiver Börsenstrompreise setzen nun eine entsprechend höhere Flexibilität voraus. Die notwendigen Investitionen lassen sich häufig nicht über einen Zeitraum von 12 Jahren amortisieren.

4. Flexibilitätszuschlag auf 130 Euro/kW anheben, auch für bereits bezuschlagte Anlagen: Dies ist notwendig und gerechtfertigt, um die angefallenen Kostensteigerungen der Inflation der letzten Jahre sowie der Zinssteigerungen auszugleichen und den weiteren Zubau von Flexibilität zu ermöglichen.

5. Begrenzung der Betriebsviertelstunden für Biogasanlagen durch Begrenzung der Bemessungsleistung ersetzen – ohne Abstriche bei den Überbauungsanforderungen. Die mit dem „Biomassepaket" eingeführte Methodik der Begrenzung der Betriebsviertelstunden hat sich in der Praxis nicht bewährt: anders als beabsichtigt wirken diese sehr restriktiv und führen insb. bei Betreibern kleiner Biogasanlagen sowie Anlagen mit bestehenden Wärmekonzepten oft dazu, dass die Vorgaben kurzfristig durch eine Reduzierung der Stromerzeugung erfüllt werden, keine neuen Investitionen getätigt werden und bei der Notwendigkeit von Ersatzinvestitionen die Anlage stillgelegt wird. Die Begrenzung der Betriebsviertelstunden sollte deshalb durch die im vorherigen EEG gültige und bewährte Begrenzung der jährlich vergütungsfähigen Strommenge (Bemessungsleistung) ersetzt werden.

6. Netzbetreiber zum Angebot einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung verpflichten, denn eines der größten Hemmnisse für eine umfassende Flexibilisierung ist oft, dass Netzbetreiber den Anschluss stark überbauter Anlagen verhindern.

7. Anhebung der Bagatellgrenze von 350 auf 750 kW installierter Leistung

8. Kleinanlagenzuschlag verlängern und aufwerten, auch für bereits bezuschlagte Anlagen. Dies wäre im Sinne der Akteursvielfalt und würde die klima- und umweltpolitisch besonders sinnvollen Kleinanlagen honorieren.

9. Verbesserungen für bereits bezuschlagte Anlagen und Möglichkeit der erneuten Teilnahme an der Ausschreibung – Zusatzgebot zur weiteren Flexibilisierung: Viele Betreiber können ihre Anlagen trotz eines erhaltenen Zuschlags nicht wirtschaftlich betreiben. Sollten die Ausschreibungskonditionen nachgebessert werden, müssen auch Bestandsanlagen zwingend von diesen Verbesserungen profitieren – andernfalls droht vielen von ihnen zeitnah das wirtschaftliche Aus. Zudem konnten viele Akteure bei ihrer ersten Teilnahme nur mit der bestehenden oder einer zu geringen Leistung bieten, da fehlende Übergangszeiten oder Engpässe beim Netzanschluss eine höhere Kapazität verhinderten. Um das volle Potenzial dieser Anlagen auszuschöpfen und ihre Zukunft zu sichern, sollte eine erneute Ausschreibungsteilnahme dringend wieder zugelassen werden.

10. Batteriespeicher als Flexibilitätsoption: Ein Batteriespeicher sollte auch bei Biogasanlagen als Flexibilitätsoption – wie die Überbauung mit BHKW-Leistung – ausdrücklich ermöglicht werden, wobei allerdings der Flexibilitätszuschlag nur für die installierte Leistung der Biogasanlage in Anspruch genommen werden kann. Finanziell vergütet würde dabei allein die aus der Biogasanlage und dem Biogas-Stromspeicher eingespeiste Strommenge bis zur jeweiligen Grenze an förderfähiger Strommenge (Höchstbemessungsleistung bzw. förderfähige Betriebsviertelstunden).

11. Ausschreibungen für hochflexible Biomethan-Blockheizkraftwerke fortführen: Biomethan kann im Gasnetz über viele Monate gespeichert werden und stellt deshalb eine hervorragende Möglichkeit da, den Schwerpunkt der Biogasverstromung auf die Wintermonate zu verlagern. Darüber hinaus ist Biomethan eine bereits heute verfügbare und kostengünstige Alternative zu dem nur in geringen Mengen verfügbaren Wasserstoff, bei dem eine starke Konkurrenz insb. mit dem Industrie- und Kraftstoffsektor besteht.

HAUPTSTADTBÜRO BIOENERGIE

Vorbemerkung

Der Handlungsdruck bei den Regelungen zur Bioenergie im EEG ist riesig. Tausende Betreiber von Biogas- und Holzenergieanlagen wollen investieren, werden aber durch fehlende und schlecht gemachte Regulierung im EEG davon abgehalten. Dies gilt insbesondere für die vielen Bestandsanlagen, deren EEG-Vergütung nun ausläuft und denen die Bundesregierung im Koalitionsvertrag eine Perspektive zugesagt hatte. Der vorliegende Kabinettsentwurf eines EEG 2027 (KabE) bleibt aber weit hinter den Ankündigungen des Koalitionsvertrags zurück - und vor allem hinter dem, was wirklich nötig wäre. Von der betriebswirtschaftlichen Freiheit, die Anlagenbetreiber so dringend benötigen, ist im KabE praktisch nichts zu finden.

Notwendig ist ein Biomassepaket 2.0 – der KabE kommt dem nicht einmal nahe und muss dringend umfassend nachgebessert werden. In der vorliegenden Stellungnahme werden nach einer Bewertung des Entwurfs (Teil #1) umfassende Vorschläge unterbreitet (Teil 2-4)

Für eine technologieübergreifende Bewertung des KabE wird auf die Stellungnahme des Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) verwiesen, die die Bioenergieverbände unterstützen. Auch weisen wir auf die Stellungnahme der Bioenergieverbände zum Kabinettsentwurf des sog. „Netzpakets" hin.

Teil #1: Bewertung des Kabinettsentwurfs

1. Zu Biomasse-Ziel und Ausschreibungsvolumen

1.1. Biomasse-Ziel von 9,5 GW widerspricht dem Koalitionsvertrag

Im KabE wird suggeriert, das „Ausbauziel" (§ 4 Nr. 4 KabE) und die Ausschreibungsvolumina würden festgelegt, dass es zu einer Stabilisierung der Stromerzeugung aus Biomasse kommt.

Diese Aussage ist extrem irreführend und zeichnet ein falsches Bild von den Auswirkungen des Biomasse-Ziels und der Volumina. Richtig ist, dass ein Ziel von 9,5 GW für 2030 und 2035 eine Stabilisierung der Stromerzeugungskapazität (installierten Leistung) auf dem heutigen Niveau von rund 9,5 GW darstellt. Aufgrund der Begrenzung der vergütungsfähigen Betriebsviertelstunden von Biogasanlagen (§ 39i Abs. 2a EEG 2023) bzw. der vergütungsfähigen Bemessungsleistung von Biomethananlagen (§ 39m Abs. 2 EEG 2023) steht diesen 9,5 GW aber zukünftig eine deutlich geringere StromMENGE als heute gegenüber. Bei gleichbleibender Stromerzeugungskapazität von 9,5 GW führt die sinkende Laufzeit dazu, dass die aus Biomasse erzeugte Strommenge bis 2035 sinkt - gemäß den Annahmen, die das BMWE an anderer Stelle verwendet, um 35 Prozent.

Die Abschätzung der Auswirkungen des Biomasse-Ziels im KabE auf die aus Biomasse erzeugte Strommenge ergibt sich aus folgenden Zahlen, die vom BMWE an anderer Stelle verwendet werden:

- Datenerhebungen der AGEE Stat zur installierten Leistung und Bruttostromerzeugung aus Biomasse für das Jahr 2024 (feste Biomasse, Biogas, Biomethan, flüssige Biomasse, Klärgas; ohne biogener Anteil des Abfalls);[1]
- Den Annahmen im aktuellen Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom für die durchschnittlichen Volllaststunden von Biomasseanlagen im Jahr 2037.[2]

	2024	Ziel im KabE (9,5 GW in 2035)
Installierte Leistung (GW)	9,5	9,5
Volllaststunden	4.645	3.000
Brutto-Stromerzeugung (TWh)	44	28,5
Rückgang ggü. 2024	-	**15,5 TWh (35%)**

Ein 9,5-GW-Ziel für 2030 bzw. 2035 stellt also nicht die im Koalitionsvertrag verabredete „Zukunft für Biogasanlagen" dar und erst recht nicht die Aussage, der *„entschlossene Ausbau Erneuerbarer Ener-*

[1] Siehe: UBA (2026), Zeitreihen zur Entwicklung Erneuerbarer Energien in Deutschland, S. 7 & 9
[2] Siehe: Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2025, 2. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, S. 87

gien beinhalte den netzdienlichen Ausbau […] von Bioenergie". Vielmehr würde das 9,5-GW-Ziel zu massiven Stilllegungswellen bis 2035 führen.

Das Biomasse-Ziel gewinnt zukünftig an weiterer Bedeutung, weil gemäß des KabE zum sogenannten „Netzpaket" zukünftig Netzbetreiber Netzanschlussbegehren von Erneuerbaren Energien Anlagen geringere Priorität einräumen können, wenn Ausbauziele bereits erfüllt sind. Ein Biomasse-Ziel im EEG, das eine konstante installierte Leistung für Biomasse vorsieht, stellt dann einen Freifahrtschein für Netzbetreiber dar, jegliche Netzanschlussbegehren von Biomasseanlagen zurückzustellen – selbst wenn es nur um die Flexibilisierung einer bestehenden Biogasanlagen geht. Dies ist aus Systemsicht völlig kontraproduktiv, weil die Flexibilisierung von Biogasanlagen die Resilienz des Stromsystems erhöht und die Systemkosten insgesamt senkt.

1.2. Alternativer Ansatz zur Festlegung eines EEG-Ziels: Stabilisierung der aus Biomasse erzeugten Strommenge bis 2035

Ein EEG-Ziel für Biomasse, das nicht die installierte Leistung, sondern die **aus Biomasse erzeugte Strommenge bis zum Jahr 2035 stabilisiert**, könnte auf Basis folgender Annahmen festgelegt werden:[3]

- Die aus Biogas erzeugte Strommenge bleibt auf dem Niveau von 2024 (laut AGEE Stat 29,3 TWh); allerdings **sinken die Volllaststunden auf Basis der Vorgaben im EEG** so stark, dass im Schnitt nur noch 2.100 Volllaststunden erreicht werden.[4] Die installierte Leistung wird entsprechend erhöht.

- Die aus Biomethan erzeugte Strommenge bleibt auf dem Niveau von 2024 (laut AGEE Stat 2,8 TWh); allerdings **sinken die Volllaststunden auf Basis der Vorgaben im EEG** so stark, dass im Schnitt nur noch 876 Volllaststunden erreicht werden. [5] Die installierte Leistung wird entsprechend erhöht.

- Die Strommenge, die aus sonstiger Biomasse erzeugt wird (feste Biomasse, flüssige Biomasse, Klärgas), bleibt auf dem Niveau von 2024 (laut AGEE Stat 11,9 TWh); auch die Volllaststunden bleiben auf dem heutigen Niveau (laut AGEE Stat 5.477 VLh).

Auf Basis dieser Annahmen muss der **Zielwert für die installierte Leistung im Jahr 2035** wie folgt angehoben werden, um die aus Biomasse erzeugte **Strommenge auf dem heutigen Niveau zu stabilisieren**:

[3] Alle Angaben zur Strommenge, die aus Biogas, Biomethan und sonstiger Biomasse erzeugt wird, zur installierten Leistung der betreffenden Anlagen und – daraus abgeleitet – der durchschnittlichen Volllaststunden stammt aus: UBA (2026), S. 7 & 9

[4] Das EEG begrenzt die jährlichen Betriebsstunden von Biogasanlagen auf 2.920 pro Jahr, absinkend auf 2.420 (§ 39i Abs. 2a EEG 2023), was mit An- und Abfahrrampen etwa 2.190 Volllaststunden zulässt. Allerdings sind in der Praxis eine Reihe neu bezuschlagter Projekte mit deutlich weniger Volllaststunden zu beobachten. Das wird hier mit einem angenommenen Durchschnittswert von 2.100 Volllaststunden abgebildet.

[5] Das EEG begrenzt die sog. „Bemessungsleistung" von Biomethananlagen auf 10% der installierten Leistung, was 876 Volllaststunden entspricht (§ 39m Abs. 2 EEG 2023).

	Ziel: Stabilisierung der Strommenge auf dem Niveau von 2024 (TWh)	Absenkung der Volllaststunden gemäß EEG 2023 bis 2035	Notwendige installierte Leistung (GW) bis 2035
Biogas	29,3	2.100	13,9
Biomethan	2,8	876	3,2
Sonstige Biomasse (fest, flüssig, Klärgas)	11,9	5.477	2,2
Summe/Durchschnitt	**44,0**	**2.277**	**19,3**

Es ergibt sich also ein **Biomasse-Zielwert von 19,3 GW in 2035,** um die Stromerzeugung aus Biomasse auf dem heutigen Niveau zu stabilisieren.

1.3. Anhebung der Ausschreibungsvolumina auf 2.500 MW/a notwendig

Angesichts der obigen Zahlen liegt das im KabE vorgesehene Ausschreibungsvolumen in § 28c Abs. 2 EEG weit hinter dem notwendigen zurück.

Allein durch die Flexibilisierung des Biogasanlagenbestands könnten wir **kurzfristig 12 GW gesicherte flexible erneuerbare Leistung** beisteuern, die zum Ausgleich der schwankenden Solar- und Windproduktion dringend gebraucht wird. Die Bioenergieverbände halten zudem bei passenden Rahmenbedingungen einen kurzfristigen Ausbau der installierten Leistung von flexibilisierten Biogasanlagen, Biomethan-BHKW und Holzheizkraftwerken auf **24 GW bis 2040** für möglich, allein durch den Weiterbetrieb und die Flexibilisierung von Bestandsanlagen bzw. den Ersatz stillgelegter Anlagen durch entsprechend flexible Neuanlagen. Die insgesamt genutzte Biomassemenge wird dadurch nicht ausgeweitet. Um dieses ambitionierte Ziel zu erreichen, sind jedoch **deutlich höhere Ausschreibungsvolumina** notwendig.

Vorschlag

Das Biomasse-Ziel in § 4 Satz 1 Nr. 4 wird wie folgt gefasst:

„4. eine installierte Leistung von Biomasseanlagen von 19,3 GW im Jahr 2030 und im Jahr 2035“.

Das Ausschreibungsvolumen für Biomasse in § 28c Abs. 2 wird wie folgt angepasst:

„(2) Das Ausschreibungsvolumen beträgt in den Jahren 2027-2032 je 2.500 Megawatt zu installierender Leistung.“

2. Zum Maisdeckel: streichen

Mit dem KabE soll für neue und bestehende Biogasanlagen, die in den zweiten Vergütungszeitraum wechseln, die sehr harsche Begrenzung des Einsatzes von **Mais und Getreide** von 25 Masseprozent auf 30 Masseprozent angehoben werden (§ 39 i Abs. 1 EEG). Diese Entwicklung ist grundsätzlich positiv, greift aber eindeutig zu kurz. Vielmehr ist eine Streichung, mindestens aber eine deutlich stärkere Anhebung notwendig.

Die Biogasbranche ist sich der Diskussion um eine Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen bewusst und ist bestrebt, den Anteil klassischer nachwachsender Rohstoffe zu reduzieren. **Eine regulatorisch vorgegebene pauschale und drastische Reduzierung des Einsatzes von Energiepflanzen ist jedoch strikt abzulehnen.**

Erstens: Die Produktion von Energiepflanzen bereichert in vielen Regionen die Fruchtfolge oder ermöglicht überhaupt erst wirtschaftliche Produktionssysteme. Eine vielfältige Fruchtfolge schließt Nährstoffkreisläufe besonders in zunehmend viehlosen Regionen, nachwachsende Rohstoffe besonders Energiepflanzen spielen dabei eine wichtige Rolle. Vorgaben zur Begrenzung des Maximalanteils einzelner Kulturen sind landwirtschaftlichen Fachrecht, nicht aber im Energierecht, zu regeln.

Zweitens: Eine saisonale Flexibilisierung von Biogasanlagen benötigt Einsatzstoffe mit hohem Energiegehalt. Ein großer energiepolitischer Vorteil der Stromerzeugung aus Biomasse ggü. anderen Flexibilitätsoptionen wie Batteriespeichern ist die Möglichkeit der saisonalen Verschiebung der Stromproduktion auf die Wintermonate. Im Fall einer saisonalen Flexibilisierung von Biogasanlagen werden in den Sommermonaten Substrate mit niedrigem Energiegehalt (z.B. Gülle oder Zwischenfrüchte) eingesetzt, die in den Wintermonaten um Substrate mit hohem Energiegehalt (wie Mais) ergänzt werden. Eine Begrenzung des Maisanteils auf 30 Masse-Prozent verhindert diese energiewirtschaftlich extrem sinnvollen Anlagenkonzepte.

Drittens: Klassische Energiepflanzen sind zumindest als Co-Substrat notwendig, um alternative Substrate wie Gülle oder Zwischenfrüchte erschließen zu können, insbesondere für Bestandsanlagen. Da viele Alternativen zu klassischen Energiepflanzen nur einen geringen Energieertrag haben und nicht über weite Strecken transportierbar sind, müssen an vielen Standorten weiterhin energiereiche Energiepflanzen eingesetzt werden, um wirtschaftliche Anlagengrößen zu generieren. Dies gilt insbesondere für Bestandsanlagen, die ursprünglich auf einen anderen Einsatzstoffmix ausgelegt wurden.

Viertens: Alternative Einsatzstoffe sind teurer als klassische Energiepflanzen. Die Mehrkosten müssen gegenfinanziert werden. Die spezifischen Kosten bei der Herstellung von Biogas aus alternativen Einsatzstoffen sind in aller Regel höher als bei der Herstellung aus klassischen Energiepflanzen. Wenn bei der Biogaserzeugung künftig mehr auf alternative Einsatzstoffe gesetzt werden soll, müssen die Mehrkosten durch eine zusätzliche Finanzierung gedeckt werden, z.B. eine höhere EEG-Vergütung.

Fünftens: Eine Aufhebung des „Maisdeckels“ würde im Ergebnis die Wirtschaftlichkeit vieler Anlagen, gerader auch solcher mit Zuschlagswerten an der Existenzgrenze, erhöhen, ohne den Haushalt zusätzlich zu belasten. Die Aufhebung stellt somit ein gutes Instrument dar, um in Zeiten knapper Gelder dennoch mehr Wirtschaftlichkeit für den Anlagenbetrieb zu ermöglichen.

Sechstens: Die zunehmend jährlich schwankenden Wetterbedingungen erschweren im Einzelfall den Einsatz alternative Substrate (Bsp. Trockenheit im Jahr 2026 führt zu geringen Erträgen bei Dauergrünland oder Getreide-GPS). Durch eine Streichung des Maisdeckels hat der Betreiber mehr Freiheit bei

der Substratwahl und kann z.B. auf Maisbestände aus dem vorherigen Erntejahr (wie vielerorts 2025) zurückgreifen.

Vorschlag

Die Begrenzung des Einsatzes von Mais sollte **gestrichen werden** (Streichung von § 39i Abs. 1 EEG 2023), auch für bereits bezuschlagte Anlagen.

Zudem wird in § 100 Abs. 37 EEG 2023 (idFv. 25.2.2025) § § 39i Abs. 1 Satz 1 aus der Auflistung gestrichen. Ferner ist § 100 um folgende Regelung zu ergänzen: *„§ 39i Abs, 1 Satz 1 EEG 2023, § 39i Abs. 1 EEG 2021 und § 39h Abs. 1 EEG 2017 ist unabhängig vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme und unabhängig vom Zeitpunkt der Zuschlagserteilung nicht anzuwenden.“*

3. Zur gesetzlichen Festlegung der Höchstwerte: Weitere Anhebung notwendig

3.1. Gebotshöchstwerte & anzulegende Werte für Neu- und Bestandsanlagen anheben & Degression aussetzen

Angesichts gestiegener Investitions- und Betriebskosten, verstärkt durch die derzeitige Energiekrise sowie neuer Anforderungen sind die Biomasse-Ausschreibungen für den Bau von Biogasanlagen, Holzheizkraftwerken und Biomethan-BHKW als auch für den Weiterbetrieb vieler Bestandsanlagen nach Ablauf des ersten EEG-Vergütungszeitraums nicht attraktiv. Umfangreiche Rückmeldungen von Anlagenbetreibern und Herstellern, verschiedene Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur[6] (BNetzA), des Bundeswirtschaftsministeriums[7] und des Fachverband Biogas e.V.[8] sowie der ausbleibende Neubau belegen den großen Handlungsbedarf. Die BNetzA hat ihre Kompetenzen zur Erhöhung der Höchstwerte in den letzten Jahren zwar genutzt, hat ihren im Gesetz zulässigen Spielraum aber weitestgehend ausgeschöpft. Deshalb ist die gesetzliche Festlegung, wie sie im KabE geschieht, durchaus zu begrüßen. Allerdings sind die dort vorgesehenen Werte weiterhin viel zu gering.

Vorschlag

Alle gesetzlichen Höchstwerte und anzulegenden Werte werden **pauschal um 20 Prozent angehoben.** Etwaige weitere Anpassungen nimmt die BNetzA im Rahmen ihrer Festlegungskompetenz vor. Die Degression wird ausgesetzt.

3.2. Ausgleich von Kostensteigerung bei bestehenden Vergütungsansprüchen

Da Bioenergieanlagen laufende Kosten für Einsatzstoffe und den Anlagenbetrieb aufweisen und regelmäßig nachgerüstet werden müssen, sind auch bereits bestehende Anlagen von den starken Kosten-

[6] Fraunhofer IEE et al (2023), Kurzfristanalyse zu den Kostenentwicklungen von Biomasseanlagen
[7] Fraunhofer IEE et al (2024), Evaluationsbericht: Stromerzeugung aus Biomasse
[8] FAU (2024), Biogas im künftigen Energiesystem

steigerungen der letzten Jahre betroffen. Daneben haben viele Betreiber einen Ausschreibungszuschlag, der an der Existenzgrenze liegt. Ohne eine weitere Anpassung werden diese Anlagen, z.B. beim nächsten größeren Investitionsbedarf, bereits innerhalb der Anschlussförderperiode ihren Betrieb aufgeben müssen.

Vorschlag

Es sollten Optionen geprüft werden, die **Kostensteigerungen durch Inflation und neue ordnungsrechtliche Anforderungen aufzufangen**. Dies gilt sowohl bei traditionellen anzulegenden Werten bzw. Vergütungen als auch bei in Niedrigpreisphasen ersteigerten Höchstwerten. Wir schlagen vor**, pauschal alle Zuschlagswerte aus allen bisherigen Ausschreibungen deutlich zu erhöhen.**

4. Zur Streichung der Vergütungsbegrenzung im zweiten Vergütungszeitraum: Rückwirkung klarstellen

Bei Bestandsanlagen, die einen Zuschlag in einem Ausschreibungstermin nach dem 1.1.2017 und vor dem 31.12.2026 erhalten haben, wird der anzulegende Wert auf die Vergütung der drei der Ausschreibung vorangehenden Kalenderjahre begrenzt (§ 39g Abs. 6). In den letzten Jahren wurde aufgrund einer Unklarheit in der Formulierung von § 39g Abs. 6 Satz 2 diese Vergütungsbegrenzung von einigen Netzbetreibern so ausgelegt, dass die Höhe der Begrenzung bei Anlagen im Marktprämiensystem nicht ihrem anzulegenden Wert, sondern nur der durchschnittlichen Höhe der Marktprämie entspricht. Dies führte dazu, dass der anzulegende Wert im zweiten Vergütungszeitraum deutlich niedriger ist als im ersten Zeitraum und die Anlage dadurch unwirtschaftlich wird. Eine derartige Interpretation der Regelung in § 39g Abs. 6 ist offensichtlich nicht sinnvoll und entspricht auch nicht der Intention des Gesetzgebers.

Die mit dem KabE vorgesehene Streichung ist deshalb sehr zu begrüßen. Die in der Begründung vorgesehene Klarstellung, dass dies auch für bislang bezuschlagte Projekte gilt, ist ebenfalls zu begrüßen. Um die Auswirkung auf bereits bezuschlagte Anlagen zweifelsfrei sicherzustellen, sollte die Klarstellung jedoch explizit im Gesetz vorgenommen werden. Die Begrenzung sollte rückwirkend zum jeweiligen Zeitpunkt der Neu-Inbetriebnahme entfallen.

Vorschlag

Mit der folgenden Regelung, die in § 100 eingefügt werden sollte, wird erreicht, dass die Vergütungsbegrenzung des § 39g Abs. 6 rückwirkend zum jeweiligen Zeitpunkt der Neu-Inbetriebnahme entfällt. § 39g Abs. 6 EEG 2023, § 39g Abs. 6 EEG 2021 und § 39f Abs. 6 EEG 2017 werden mit Wirkung zum jeweiligen Zeitpunkt nach § 39g Abs. 3 EEG 2023, § 39g Abs. 3 EEG 2021 und § 39f Abs. 3 EEG 2017 aufgehoben.

In jedem Fall bzw. hilfsweise bedarf es einer Klarstellung, dass auch die Flexibilitätsprämie bei der Berechnung des 3-Jahresdurchschnits zu berücksichtigen ist, wie es die Begründung zum EEG 2017 explizit ausführt (BT-Drs. 18/8860, Seite 225). Die nachfolgende Regelung, die sich an § 39g Abs. 6 EEG orientiert, sollte – hilfsweise - in die Übergangsbestimmungen eingefügt werden:

„Wenn eine bestehende Biomasseanlage einen Zuschlag erhält, ist ihr anzulegender Wert unabhängig von ihrem Zuschlagswert der Höhe nach begrenzt auf die durchschnittliche Höhe des anzulegenden Werts ***zuzüglich der Flexibilitätsprämie nach § 50, § 50b und Anlage 1 oder nach der entsprechenden Bestimmung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die Anlage bisher maßgeblichen Fassung*** *für den in der jeweiligen Anlage erzeugten Strom in Cent pro Kilowattstunde nach dem EEG in der für die Anlage bisher maßgeblichen Fassung, wobei der Durchschnitt der drei dem Gebotstermin vorangegangenen Kalenderjahre maßgeblich ist.* [2]***Im Fall der Erteilung eines Zusatzgebotes gemäß § 100 Abs. 18 EEG 2023, ist der maßgebliche Gebotstermin für die Bestimmung der Kalenderjahre nach Satz 1 der Gebotstermin des ursprünglichen Gebots.*** *Die Sätze 1 und 2 sind für Anlagen nach Abs. 1 anstelle von § 39f Abs. 6 EEG 2017 und § 39g Abs. 6 EEG 2021* ***ab dem Zeitpunkt der Neu-Inbetriebnahme gemäß § 39g Abs. 3 Satz 1*** *anwendbar.“*

5. Zur Verlängerung und Überarbeitung der Anschlussregelung für kleine Gülleanlagen (§§ 12a – 12g EEV)

Für Kleinanlagen mit hohen Anteilen an Gülle am Einsatzstoffmix ist der Wettbewerb im Ausschreibungsverfahren nicht verhältnismäßig. Deshalb ist es sehr zu begrüßen, dass die Anschlussregelung für Güllekleinanlagen in der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV) verlängert und sinnvoll überarbeitet werden. Wir sehen hier jedoch noch weiteren Änderungsbedarf. Zudem sollten die Verbesserungen auch für Anlagen gelten, die die Regelung bereits in Anspruch nehmen, da deren Vergütung bisher unzureichend war.

5.1. „Downsizing“ zulassen

Die Anschlussvergütung kann nur von Anlagen in Anspruch genommen werden, deren installierte Leistung bis drei Monate vor Inkrafttreten des Gesetzes nicht mehr als 150 kW betrug (§ 12a Nr. 2 – EEV neu). Es wird also die Verkleinerung bestehender Biogasanlagen zum Zweck des Wechsels in die Anschlussvergütung ausgeschlossen. Ein solches „Downsizing“ ist jedoch 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 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. § 12a Nr. 2 EEV – neu wäre dann wie folgt zu ändern:

„Für Strom aus Anlagen, in denen Biogas eingesetzt wird, verlängert sich der ursprüngliche Anspruch auf Zahlung nach der für die Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes einmalig um zwölf Jahre (Anschlusszeitraum), wenn […]

2. die ~~installierte Leistung~~ Bemessungsleistung der Anlage am Standort der Biogaserzeugungsanlage ~~nach dem … [einsetzen: Datum des Tages drei Monate vor Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel […]]~~ 150 Kilowatt nicht ~~überschritten hat~~ überschreitet“

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. § 12a Nr. 2 EEV - neu wäre dann wie folgt zu ändern:

„Für Strom aus Anlagen, in denen Biogas eingesetzt wird, verlängert sich der ursprüngliche Anspruch auf Zahlung nach der für die Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes einmalig um zwölf Jahre (Anschlusszeitraum), wenn […]

2. die installierte Leistung der Anlage am Standort der Biogaserzeugungsanlage ~~nach dem … [einsetzen: Datum des Tages drei Monate vor Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel […]]~~ 150 Kilowatt nicht ~~überschritten hat~~ überschreitet“

5.2. Erweiterung der Einsatzstoffe auf alle ökologisch besonders wertvollen Substrate

Die Anschlussregelung für Kleinanlagen in der EEV konzentriert sich aktuell auf Anlagen mit sehr hohen Anteilen an Gülle und Mist. Es gibt jedoch eine Reihe von Substraten, die einen über die klimaneutralen Energieerzeugung hinaus gehenden ökologisch Mehrwert mit sich bringen. Dazu gehören neben Gülle und Mist insbesondere auch Blühpflanzen, Leguminosen, Zwischenfrüchte und Stroh. Der Einsatz von Gülle in sehr kleinen Anlagen wird bereits über die Anschlussregelung angereizt. Die anderen ökologisch besonders wertvollen Substrate weisen in etwa die gleiche Kostenstruktur auf wie Gülle und Mist. Um diese Substrate im Kleinanlagenbereich anzureizen, sollte die Anschlussregelung entsprechend geöffnet werden; das EEG 2023 hat mit der Möglichkeit zur Anrechnung von 10 Prozent Kleegras bereits einen Schritt in diese Richtung gemacht.

Vorschlag

Anstatt eines Mindestanteils von 80 Prozent Gülle in den Anlagen der EEV-Anschlussregelung sollte ein Mindestanteil von 80 Prozent ökologisch besonders wertvoller Substrate festgelegt werden. Die Liste dieser Substrate muss in einer neuen Anlage 6 festgelegt werden; Vorbild dafür könnte die Einsatzstoffklasse 2 des EEG 2012 sein. § 12b EEV ist dann folgendermaßen zu ändern:

„Der ursprüngliche Anspruch auf Zahlung besteht in dem Anschlusszeitraum nach § 12a nur, wenn […]

3. […] zur Erzeugung des Biogases in dem jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich ein Anteil von ~~Gülle mit Ausnahme von Geflügelmist und Geflügeltrockenkot~~ Einsatzstoffen gemäß Anlage 6 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes von mindestens 80 Masseprozent eingesetzt wird […]

Wurde ein Anlagenbetreiber aufgrund einer Sperre im Sinn von § 6 Absatz 1 Nummer 18 des Tiergesundheitsgesetzes im Einsatz von Gülle beeinträchtigt und konnte deshalb den vorgesehenen Güllemindestanteil Mindestanteil von Einsatzstoffen gemäß Anlage 6 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes nicht einhalten, ist der Zeitraum der Sperre zuzüglich 30 Kalendertagen bei der Berechnung des durchschnittlichen Gülleanteils nach Satz 1 Nummer 3 nicht zu berücksichtigen.“

6. Zur Streichung der Biomethan-Ausschreibungen

Der Entwurf sieht die vollständige Streichung der bisherigen Ausschreibungen für hochflexible Biomethan-Blockheizkraftwerke vor (Teil 3 Abschnitt 1 Unterabschnitt 6 EEG). Die Bioenergieverbände lehnen diese Streichung ab.

Die Biomethan-Ausschreibungen sind der einzige etablierte Investitionspfad für hochflexible erneuerbare Biomethan-KWK. Diese zu beenden während gleichzeitig mit erheblichem Förderaufwand neue fossile Kraftwerkskapazitäten aufgebaut werden sollen ist weder kosteneffizient noch mit Versorgungssicherheit und der Umstellung auf eine erneuerbare Wärmeversorgung vereinbar.

Die im Entwurf genannten Argumente, die angeblich für eine Streichung sprechen, sind nicht stichhaltig.

Die Streichung wird zum einen damit begründet, Biomethan würde zukünftig in anderen Sektoren benötigt. Auch wenn wir zustimmen, dass Biomethan als wertvolle Ressource in vielen Sektoren eine Rolle spielen kann, so stellt die Nutzung als Flexibilitätsoption im Stromsektor aus Systemsicht eine sehr hochwertige Nutzungsform dar. Biomethan kann im Gasnetz über viele Monate gespeichert werden und stellt deshalb eine hervorragende Möglichkeit dar, den Schwerpunkt der Biogasverstromung auf die Wintermonate zu verlagern. Zudem ist Biomethan eine bereits heute verfügbare und kostengünstige Alternative zu dem nur in geringen Mengen verfügbaren Wasserstoff, bei dem eine starke Konkurrenz insb. mit dem Industrie- und Kraftstoffsektor besteht.

Darüber hinaus würde eine Streichung der Biomethan-Ausschreibung im aktuellen Marktumfeld zu keiner Nutzung in anderen Sektoren führen, sondern lediglich zu einer Stilllegung von Biomethaneinspeiseanlagen. Denn der Biomethanmarkt ist aktuell durch ein Überangebot geprägt, das sich in den nächsten Jahren noch verschärfen wird, wenn die EEG-Vergütung für die bestehenden Biomethan-BHKW endet und das Biomethan wieder auf den Markt kommt. Diese Mengen können im Übrigen auch nicht von der geplanten Grüngasquote im Wärmebereich aufgenommen werden, die bestenfalls in den 2030er Jahren zu einem signifikanten Anstieg der Biomethannachfrage führt.

Auch dass es in den Jahren 2022 bis 2025 zu praktisch keinen Geboten in den Biomethan-Ausschreibungen kam, zeigt nicht, dass sie nicht sinnvoll sind. Die geringe Beteiligung an den bisherigen Biomethan-Ausschreibungen ist kein Marktversagen, sondern das Ergebnis eines schlechten Ausschreibungsdesigns.

Zur mangelnden Beteiligung in der Vergangenheit haben verschiede Faktoren beigetrachten:

- Die Beschränkung der Biomethan-Ausschreibung auf die „Südregion“ (bis 2024); dadurch wurde der weit überwiegende Teil der Projektstandorte von vornherein ausgeschlossen.
- Die niedrigen Gebotshöchstwerte, die die realen Biomethan-Bezugskosten nicht abbildeten.
- Die hohen Flexibilitätsanforderungen, die die Errichtung von Biomethan-BHKW zur Fernwärmeversorgung für die klassischen Projektierer – die Stadtwerke – weitgehend unattraktiv machen; hier mussten sich erst neue Projektierer finden.

Die bundesweite Öffnung, die Anhebung der Gebotshöchstwerte sowie der Markteintritt neuer Projektierer haben dazu geführt, dass in der ersten Ausschreibung in 2026 erstmals seit 2021 wieder nennenswert Gebote in den Biomethan-Ausschreibungen eingereicht wurden. Es ist abzusehen, dass bei

einer Fortführung der Ausschreibungen die Beteiligung perspektivisch weiter steigt, weil immer mehr neue Projekte einen ausreichenden Reifegrad erreichen.

Vorschlag

Die Biomethan-Ausschreibungen sollten **fortgeführt und gemäß der Vorschläge in diesem Papier weiterentwickelt** werden.

Falls an der Streichung festgehalten wird, ist zwingend eine **Übergangsregelung** für bereits entwickelte oder nachweislich in Entwicklung befindliche Projekte zu schaffen. Aktuell stehen bereits laufende Projekte im zweistelligen Millionenbereich zur Disposition.

Teil #2: Vorschläge zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für eine effiziente und flexible Strom- und Wärmeerzeugung

1. Zweiten Vergütungszeitraum auf 15 Jahre verlängern

Eine umfangreiche Flexibilisierung hat sehr hohe Investitionen (meist mehrere Mio. €) zur Folge und kann oft nicht über einen Zeitraum von 12 Jahren amortisiert werden. Viele Anlagen, die Ende 2025 oder 2026 in den zweiten Vergütungszeitraum wechseln mussten bzw. müssen und zu diesem Zeitpunkt noch nicht ausreichend flexibilisiert sind, haben zudem nicht einmal zwölf Jahre für die Amortisierung.

Vorschlag

Der Zeitraum sollte auf 15 Jahre verlängert werden. § 39h Abs. 3 ist dazu wie folgt zu modifizieren:

„Abweichend von § 25 Absatz 1 Satz 1 beträgt der Zahlungszeitraum für bestehende Biomasseanlagen ~~zwölf~~ fünfzehn Jahre."

2. Flexibilitätszuschlag weiterentwickeln

2.1. Flexibilitätszuschlag auf 130 Euro/kW anheben

Gemäß aktuellen Berechnungen des Fraunhofer IEE im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums[9] ist eine Anhebung des **Flexibilitätszuschlags (§ 50a) auf mindestens 130 Euro/kW** notwendig, um die Kosten einer umfassenden Flexibilisierung zu decken. Auch der Flexibilitätszuschlag für „bereits über die Flexibilitätsprämie geförderte Leistung" ist auf mind. 100 Euro/kW anzuheben. Im Sinne eines Inflationsausgleichs sollte dies **auch für bereits bezuschlagte Anlagen** gelten.

In diesem Zusammenhang möchten wir auf eine Gleichbehandlungslücke hinweisen, dies sich aktuell zwischen Biogasanlagen im EEG und den über das Stromversorgungssicherheits- und kapazitätengesetz (StromVKG) geförderten Erdgaskraftwerken ergibt. Das StromVKG sieht eine Höchstgebotswert von 244.000 Euro pro MW reduzierter Leistung vor, was einer jährlichen Zahlung von 207 Euro pro kW installierter Leistung entspricht - also mehr als das Doppelte des aktuellen Flexibilitätszuschlags. Dabei handelt es sich bei Biogas-BHKW und Gaskraftwerken um die gleichen Kapazitäten, die grundsätzlich der gleichen Versorgungsaufgabe dienen.

Vorschlag

In § 50a Abs. 1 S. 1 wird die Angabe „100" durch „130" und in § 50a Abs. 1 S. 2 die Angabe „50" durch „100" ersetzt.

In § 100 Abs. 37 wird § 50a Abs. 1 Satz 1 aus der Auflistung gestrichen.

Ferner sollte § 100 ergänzt werden: *„§ 50a dieses Gesetzes ist anstelle von § 50a Abs. 1 EEG*

[9] Fraunhofer IEE et al (2024), Evaluationsbericht: Stromerzeugung aus Biomasse, S. 70-72

2021 und § 50a Abs. 1 EEG 2017 anzuwenden. 100 Abs. 13 EEG 2021 entfällt.“

2.2. Mindestviertelstunden senken

§ 50 Abs. 3 legt eine Menge an Viertelstunden fest, in denen eine Biogas- bzw. Biomethananlage mindestens mit 85 Prozent ihrer installierten Leistung Strom erzeugen muss, um die Flexibilitätsprämie bzw. den Flexibilitätszuschlag in Anspruch nehmen zu können (Biogas: 4.000 Viertelstunden; Biomethan: 2.000 Viertelstunden). Sowohl für Biogasanlagen als auch für Biomethananlagen ist die Menge dieser Mindestviertelstunden jedoch so hoch, dass eine hochflexible Anlage sie evtl. nicht einhalten kann und Gefahr läuft, den Anspruch auf den Flexibilitätszuschlag zu verlieren. Die jeweiligen Mindestviertelstunden wurden festgelegt, als im EEG noch geringere Anforderungen an die Flexibilisierung galten (Biogasanlagen: 45 Prozent Höchstbemessungsleistung; Biomethan: 15 Prozent Höchstbemessungsleistung). Mit dem Biomassepaket (Biogas) bzw. dem EEG 2023 (Biomethan) wurden jedoch die Flexibilitätsanforderungen verschärft, ohne auch die Mindestviertelstunden abzusenken.

Vorschlag

Die in § 50 Abs. 3 Satz 1 Nr. 1 genannte Menge an Mindestviertelstunden für Biogasanlagen wird von 4.000 auf 2.000 Viertelstunden abgesenkt und die 2.000 Viertelstunden der Biomethananlagen in § 50 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 von 2.000 auf 1.000 Viertelstunden abgesenkt.

§ 50 Abs. 3 ist folgendermaßen zu modifizieren:

„(3) Der Zahlungsanspruch nach Absatz 1 besteht unbeschadet der übrigen Voraussetzungen nur, wenn in der Anlage in dem jeweiligen Kalenderjahr

*1. in mindestens ~~4 000~~ **2 000** Viertelstunden eine Strommenge erzeugt wird, die mindestens 85 Prozent der installierten Leistung der Anlage entspricht,*

*2. oder im Fall von Anlagen, die unter Teil 3 Abschnitt 3 Unterabschnitt 6 fallen, in mindestens ~~2 000~~ **1 000** Viertelstunden eine Strommenge erzeugt wird, die mindestens 85 Prozent der installierten Leistung der Anlage entspricht.“*

Es ist folgende Übergangsbestimmung zu normieren: „Für Anlagen nach Absatz 1 ist § 50 Abs. 3 Satz 1 dieses Gesetzes anstelle von § 50 Abs. 3 Satz 1 EEG 2023 und § 50 Abs. 3 Satz 1 EEG 2021 anzuwenden.“

2.3. Wartungsarbeiten oder technische Ausfälle bei Anlagen mit mehreren BHKW

In Zeiten, in denen z.B. aufgrund von notwenigen Revisionsarbeiten oder technischen Schäden ein BHKW nicht in Betrieb ist, verringern sich nach § 50 Abs. 3 Satz 3 erforderlichen Mindestviertelstunden. Bei Anlagen, die sich aus mehreren BHKW zusammensetzen, greift die Reduzierung der Mindestviertelstunden allerdings erst dann, wenn die komplette Anlage, also alle BHKW, keinen Strom erzeugen. Problematisch ist dabei insbesondere, dass die verbleibenden BHKW das Mindestkriterium nicht erreichen können. Daher ist es erforderlich, dass insbesondere bereits bei einem technischen Defekt von Teilen der Anlage eine Reduktion der Mindestviertelstunden möglich ist.

Vorschlag

§ 50 Abs. 3 Satz 3 ist daher wie folgt klarzustellen bzw. modifizieren:

„Die Anzahl der nach Satz 1 in einem Kalenderjahr erforderlichen Viertelstunden reduziert sich ferner auch dann, wenn die Anlage ***oder einzelne BHKW*** *aufgrund von technischen Defekten oder Instandsetzungsarbeiten in dem jeweiligen Kalenderjahr*

1. im Fall des Satzes 1 Nummer 1 in mehr als 672 zusammenhängenden Viertelstunden keinen Strom erzeugt oder

2. im Fall des Satzes 1 Nummer 2 in mehr als 336 zusammenhängenden Viertelstunden keinen Strom erzeugt.“

3. Begrenzung der Betriebsviertelstunden durch Begrenzung der Bemessungsleistung ersetzen

Mit dem Biomassepaket wurde die Vergütungssystematik für Biogasanlagen in den Biomasse-Ausschreibungen grundsätzlich umgestaltet: Weg von einer Begrenzung der vergütungsfähigen Strommenge pro Jahr („Bemessungsleistung“) hin zu einer Begrenzung der vergütungsfähigen Betriebsviertelstunden pro Jahr (§ 39i Abs. 2a EEG 2023). Dies sollte größere Anreize für eine flexible Fahrweise der Biogasanlagen setzen. In der Praxis gab es insb. von Anlagenbetreibern und Direktvermarktern sehr große Bedenken bezüglich dieser Begrenzung der vergütungsfähigen Betriebsviertelstunden, weil das System sehr starr ist und die Möglichkeit für die Betreiber stark eingrenzt, die Anlage hinsichtlich der indviduellen Gegebenheiten zu steuern. Vielfach wurden folgende Probleme kritisiert:

- **Wartungsarbeiten oder technische Ausfälle bei Anlagen mit mehreren BHKW:** Es gibt Zeiten, in denen z.B. aufgrund von notwenigen Revisionsarbeiten oder technischen Schäden ein BHKW nicht in Betrieb ist. Bei Anlagen, die sich aus mehreren BHKW zusammensetzen, kann dann nur ein Teil ihrer maximalen Erzeugungsleistung erreicht und nur einen Teil der EEG-Vergütung beansprucht werden; trotzdem werden diese Zeiten voll auf die maximale Zahl der vergütungsfähigen Betriebsviertelstunden angerechnet. Kritisch ist dies besonders dann, wenn ein BHKW (z.B. auch aufgrund von Lieferengpässen oder Fachkräftemangel) längere Zeit nicht zur Verfügung steht.

- **An- und Abfahrrampen der BHKW:** Das Hoch- und Runterfahren der BHKW geschieht nicht innerhalb von Sekunden sondern gemäß der Netzbetreibervorgaben innerhalb der Leistungsgradienten der technischen Anschlussregeln und nicht punktgenau zum Beginn oder Ende einer Viertelstunde. Dieser Vorgang kann sich ggf. über zwei Viertelstunden hinziehen, so dass der Betreiber dann auch vergütungsfähige Strommenge verliert.

- **Anlagen mit Teilnahme am Regelenergiemarkt (Erbringung von Systemdienstleistungen):** Regelenergieprodukte sind i.d.R. kürzer als eine Viertelstunde. Eine Reduzierung der Stromproduktion, die keine vollständige Stillstandszeit ist, z.B. zur Erbringung negativer Regelleistung, zählt bei der aktuellen Systematik ab einem gewissen Grad nicht mehr als Betriebszeit; der Anlagenbetreiber würde dann den Anspruch auf die EEG-Vergütung für die gesamte Strommenge in diesem Zeitraum verlieren.

- Saisonale Fahrweise: Die energiewirtschaftlich besonders sinnvolle Fahrweise von Biogasanlagen wird oft dadurch realisiert, dass in den Sommermonaten nur Gülle eingesetzt und die Biogaserzeugung z.B. auf ein Drittel reduziert wird, in den Wintermonaten aber auch die besonders energiehaltige pflanzliche Biomasse eingesetzt und die Biogaserzeugung voll hochgefahren wird. Während im Winter dann die vollständige bezuschlagte Leistung aktiviert wird, fährt beispielsweise im Sommer nur eines von mehreren BHKW. Die Betriebsstunden im Sommer werden mitgezählt, ohne dass auf Basis der gesamten Leistung Strom erzeugt wird. Die vergütungsfähige Strommenge sinkt weiter.

- Anlagen mit durchgehendem Substratstrom, insbesondere die politisch explizit gewünschte (Bio-)Abfallvergärungsanlagen müssen deutlich mehr als 2.500 Betriebsstunden fahren. Dennoch fahren diese Anlagen flexibel. Ähnliches gilt für güllevergärende Anlagen. Eine rein strommarktgetriebene Betrachtung greift bei Biogasanlagen häufig zu kurz. Besonders kritisch ist dies bei Anlagen, die

    - die Hygienisierung über Eigenwärme versorgen,
    - Bioabfälle ohne Zwischenlagerung verwerten,
    - gemäß TRGS 529 Kap. 4.1.2. (6) angelieferte Bioabfälle unmittelbar verwerten müssen, um biologische Abbauprozesse und ein potenzielles Freiwerden gefährlicher Gase zu verhindern.

Die Branche unterstützt den Gedanken, Biogasanlagen zu einer flexiblen Stromerzeugung anzureizen. Allerdings hat sich die mit dem Biomasse-Paket eingeführte Methodik der Begrenzung der Betriebsviertelstunden in der Praxis nicht bewährt: anders als beabsichtigt wurden Investitionen in zusätzliche Blockheizkraftwerke und Speicher nur in wenigen Fällen angereizt; vorherrschend ist insbesondere bei Betreibern kleiner Biogasanlagen sowie Anlagen mit bestehenden Wärmekonzepten der Plan, die Vorgaben kurzfristig durch eine Reduzierung der Stromerzeugung zu erfüllen, keine neuen Investitionen zu tätigen und bei der Notwendigkeit von Ersatzinvestitionen die Anlage stillzulegen. Um das volkswirtschaftliche Optimum zu erzielen, ist es entscheidend, dass die Regelungen des EEG nicht nur den energiewirtschaftlichen Anforderungen des Stromsystems, sondern auch den wirtschaftlichen Zwängen der Betreiber Rechnung trägt.

Vorschlag

Die Begrenzung der Betriebsviertelstunden sollte durch die bislang gültige Begrenzung der jährlich vergütungsfähigen Strommenge (Bemessungsleistung) ersetzt werden, auch für Anlagen, die bereits einen Zuschlag mit Betriebsviertelstundensystem haben. Konkret sollte die Marktprämie oberhalb der Bagatellgrenze höchstens für eine Bemessungsleistung gezahlt werden, die 33 Prozent der installierten Leistung entspricht. Dies ermöglicht mehr betriebswirtschaftlichen Spielraum für die Betreiber, während gleichzeitig die aktuell gültige Pflicht für eine mindestens dreifache Überbauung bestehen bleibt. Für Anlagen unterhalb der Bagatellgrenze von 750 kW instl. (siehe unten) sollte wie bisher nur eine zweifache Überbauung verpflichtend sein, also eine Begrenzung der Marktprämie auf eine Bemessungsleistung, die 45 Prozent der installierten Leistung entspricht.

Der Entfall der Marktprämie bei Börsenstrompreisen < 2 ct/kWh stellt sicher, dass Blockheizkraftwerke in Zeiten mit viel Wind- und Solarstromaufkommen tatsächlich ausgestellt werden, und sollte fortgeführt werden.

Die hier vorgeschlagene Flexibilitätsanforderung in Form einer Begrenzung der vergütungsfähigen Bemessungsleistung könnte wie folgt als neuer § 39i Abs. 2a gefasst werden:

„(2a) Für Strom aus Biogasanlagen, deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren ermittelt worden ist, verringert sich der Anspruch nach § 19 Absatz 1 für jede Kilowattstunde, um die in einem Kalenderjahr die Höchstbemessungsleistung der Anlage überschritten wird, in der Veräußerungsform der Marktprämie auf null. Höchstbemessungsleistung im Sinn von Satz 1 ist für Anlagen, die Biogas einsetzen, und deren installierte Leistung

1. 750 kW überschreitet, der um 66 % verringerte Wert der bezuschlagten Gebotsmenge oder

2. maximal 750 kW beträgt, der um 55% verringerte Wert der bezuschlagten Gebotsmenge."

4. Pflicht zum Angebot flexibler Netzanschlussvereinbarungen

Aus unserer Sicht ist nicht nachvollziehbar, weshalb mit dem Kabinettsentwurf des „Netzpakets" einerseits pauschale Instrumente für die regionale Steuerung – etwa die Kürzung von Redispatch-Vergütungen – eingeführt werden sollen, während andererseits die bestehenden Möglichkeiten flexibler Netzanschlussvereinbarungen nicht konsequent ausgeschöpft werden. Ein solches Vorgehen erscheint systematisch widersprüchlich und regulatorisch inkonsistent.

Vor diesem Hintergrund ist es ebenfalls nicht überzeugend, dass in einem Gesetzespaket zur Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung der Netzanschlussverfahren § 8a EEG unberücksichtigt bleibt. Diese Norm stellt einen zentralen Baustein zur effizienteren Auslastung bestehender Betriebsmittel dar. Ihr Regelungsgehalt zielt gerade darauf ab, durch flexible Anschlusskonzepte vorhandene Netzkapazitäten besser nutzbar zu machen und dadurch den Netzausbaubedarf zumindest temporär zu reduzieren.

Regulatorisches Ziel sollte es sein, vorrangig dynamische Anschlussmodelle anzubieten, die eine Einspeisung stets dann ermöglichen, wenn die konkrete Netzsituation dies zulässt. Sofern kurzfristige technische Restriktionen einer flächendeckenden Implementierung solcher Modelle entgegenstehen, sind Netzbetreiber jedenfalls zu verpflichten, statische Modelle mit klar definierten Einspeisefenstern bereitzustellen. Dabei empfehlen wir die Einführung einer Obergrenze von 2.000 Stunden pro Kalenderjahr, in denen die Einspeisung beschränkt werden darf. Hierdurch würde gewährleistet, dass keine pauschalen und netztechnisch nicht gebotenen Sperrfenster etabliert werden, die den Anschluss insbesondere flexibler Erzeugungsanlagen faktisch verhindern.

Ferner erscheint es aus unserer Sicht nicht sachgerecht, Netzanschlussbegehren von Speichern in gleicher Weise zu behandeln wie solche von Erzeugungsanlagen. Ein Monitoring der Bundesnetzagentur für das Jahr 2024 weist eine angefragte Speicherleistung von rund 400 GW bei einer Speicherkapazität von 661 GWh aus. Dieses außergewöhnlich hohe Anfragevolumen, das den absehbaren systemischen Bedarf deutlich übersteigt, verdeutlicht das Potenzial von Speicherprojekten, die bestehenden Netzanschlussverfahren strukturell zu überlasten.

Vor diesem Hintergrund ist es angezeigt, insbesondere bei der Prüfung flexibler Netzanschlussbegehren zwischen Erzeugungs- und Speicheranlagen zu differenzieren. Anschlussbegehren steuerbarer erneuerbarer Erzeugungsanlagen sollten dabei prioritär behandelt werden. Eine solche Differenzierung

trägt dem energie- und netzsystemischen Mehrwert dieser Anlagen Rechnung und verhindert zugleich, dass spekulative oder strategisch motivierte Speicheranfragen die Integration tatsächlich systemdienlicher Erzeugungskapazitäten verzögern.

Vorschlag

§8a Abs. 3 EEG soll wie folgt abgeändert werden und zusätzlich sollen die Absätze 4-6 eingefügt werden:

„(3) Liegt der technisch und wirtschaftlich günstigste sowie im Hinblick auf die Spannungsebene geeignete Netzverknüpfungspunkt nach § 8 Absatz 1 Satz 1 zweite Alternative nicht an der Stelle mit der kürzesten Luftlinienentfernung zum Standort der Anlage nach § 8 Absatz 1 Satz 1 erste Alternative, ist der Netzbetreiber verpflichtet die Möglichkeit des Abschlusses einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung für diesen Netzverknüpfungspunkt zu prüfen. Der Netzbetreiber hat dem Anlagenbetreiber das Ergebnis dieser Prüfung gemeinsam mit dem Ergebnis der Netzverträglichkeitsprüfung mitzuteilen und ihm bei positivem Prüfergebnis den Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung anzubieten.

(4) Der Anschlussbegehrende hat, soweit dies technisch möglich ist, Anspruch auf die Anwendung einer volldynamischen Regelung. Zu diesem Zweck hat der Anschlussnetzbetreiber ein geeignetes Kriterium festzulegen, anhand dessen die Belastung des Stromsystems am Netzverknüpfungspunkt ermittelt und mittels fernübertragenem Signals an den Anlagenbetreiber übermittelt wird. Stehen der Anwendung einer volldynamischen Regelung technische Restriktionen entgegen, ist der Netzbetreiber verpflichtet, alternativ zeitliche Einschränkungen in Form kalendermonatlich festzulegender Hüllkurven vorzusehen, durch die die Einspeisung in Zeitfenstern mit einer Gesamtdauer von höchstens 2.000 Stunden je Kalenderjahr ausgeschlossen wird.

(5) Die Regelungen der Absätze (3) und (4) lassen Entschädigungsansprüche des Anlagenbetreibers aufgrund angeordneter Redispatch-Maßnahmen nach den §§ 13 und 14 EnWG unberührt, sofern die Einspeisung nicht im Rahmen einer Wirkleistungsanpassung nach § 8a EEG erfolgt. Unberührt bleibt zudem die grundsätzliche Verpflichtung des Netzbetreibers zum bedarfsgerechten Netzausbau.

(6) Bei mehreren Anträgen auf Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung im Rahmen eines Leistungszubaus haben Leistungserweiterungen, die sich auf einen bereits bestehenden Netzverknüpfungspunkt auswirken, Vorrang vor Anschlussbegehren, für die ein neuer Netzverknüpfungspunkt zu erschließen wäre. Darüber hinaus hat der Netzbetreiber Anschlussbegehren steuerbarer erneuerbarer Erzeugungsanlagen im Anschlussprozess gegenüber Anschlussbegehren von Speichersystemen vorrangig zu behandeln.“

5. Quote für Wärmekonzepte ausdehnen und BECCS/BCR-Anlagen berücksichtigen

Künftig werden bei EEG-Ausschreibungen solche bestehenden Biomasseanlagen bevorzugt behandelt, die sowohl vor dem 1. Januar 2024 an eine Wärmeversorgungseinrichtung angeschlossen waren als auch deren bisherige EEG-Vergütung vor einem bestimmten Stichtag endet (je nach Staffelung vor dem 1. Januar 2029 bzw. vor dem 1. Januar 2031).

Die Bevorzugung von Biomasseanlagen mit leitungsgebundenen Wärmenetzen ist ein sinnvoller Schritt zur Förderung effizienter Energieversorgung. Allerdings greift sie noch in mehreren Hinsichten zu kurz.

So berücksichtigt die Quote ausschließlich Nahwärmenetze und schließt damit andere relevante Nutzungskonzepte aus. Insbesondere Anlagen, die Prozesswärme für industrielle Anwendungen bereitstellen, leisten einen vergleichbaren Beitrag zur Defossilisierung und Effizienzsteigerung, werden jedoch nicht erfasst. Auch BECCS- und BCR-Anlagen (Bioenergy with Carbon Capture and Storage bzw. Biochar Carbon Removal), die gezielt auf Negativemissionen abzielen, fallen nicht unter die bevorzugte Kategorie – obwohl sie klimapolitisch besonders relevant sind. Das gleiche gilt für Anlagen mit Wärmeerzeugern von weniger als 300 kW th. sowie Anlagen, die am 1.1.2024 noch kein Wärmenetz besaßen, sondern dies erst nach erfolgtem Zuschlag im Ausschreibungsverfahren errichten können.

Eine Ausdehnung der Zuschlagsquote auf solche Konzepte würde die technologieoffene Nutzung nachhaltiger Biomasse stärken, Standortflexibilität erhöhen und die gezielte Unterstützung sektorenübergreifender Klimaschutzmaßnahmen ermöglichen. Gleichzeitig ist bei den Ausschreibungsbestimmungen darauf zu achten, dass es derzeit noch kaum Anlagen mit Negativemissionstechnologien gibt und ein sinnvoller Anreiz hier nur bestehen kann, wenn die bevorzugte Behandlung bei Ausschreibungen auch für entsprechende Neuanlagen gilt.

Vorschlag

Anpassung der Begriffsbestimmungen nach § 3 zur Aufnahme von **Prozesswärmeanwendungen, Anlagen mit einer thermischen Leistung unterhalb von 300 Kilowatt und Negativemissionstechnologien**:

„47a. „Wärmeversorgungseinrichtung“ eine Einrichtung zur leitungsgebundenen Versorgung von mehreren Gebäuden mit Wärme aus einer Biomasseanlage ~~mit einer thermischen Gesamtnennleistung von mindestens 300 Kilowatt~~ sowie die Bereitstellung von Prozesswärme für industrielle Anwendungen,“

47b. „Negativemissionstechnologie“ die Erzeugung von Pflanzenkohle (Biochar) sowie die Abscheidung und Nutzung oder Speicherung biogenen CO_2 (BECCU/BECCS),“.

in Verbindung mit

Änderung der Ausschreibungsbestimmungen nach § 39d, bei der auch der **Zeitpunkt**, an dem eine Anlage an eine Wärmeversorgungseinrichtung angeschlossen sein muss, geändert wird:

„b) Die Absätze 2 und 3 werden wie folgt gefasst:

„(2) […] Sie separiert die Gebote für Biomasseanlagen, die eine Negativemissionstechnologie anwenden und für bestehende Biomasseanlagen, die bereits am 1. Januar 2024 zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe an eine Wärmeversorgungseinrichtung angeschlossen sind ~~waren und zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe noch immer an diese angeschlossen sind (bestehende Biomasseanlagen mit Anschluss an eine Wärmeversorgungseinrichtung)~~ und deren bisherige Förderung nach der für die Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vor dem 1. Januar 2029 endet. […]

(3) […] Sie separiert die Gebote für Biomasseanlagen, die eine Negativemissionstechnologie anwenden und für bestehende Biomasseanlagen mit Anschluss an eine Wärmeversorgungseinrichtung, deren bisherige Förderung nach der für die Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vor dem 1. Januar 2029 endet.“

Zudem ist klarzustellen, dass der Nachweis auch durch einen Umweltgutachter mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung möglich ist.

6. Angepasste Pönalenregelung für Neuanlagen

Um Neuanlagen eine realistische Umsetzungszeit zu eröffnen, ist eine Anpassung der Pönalregelung in § 39e Abs. 1 und § 55 Abs. 4 notwendig. Diese Anlagen brauchen ausreichend Zeit für Planung, Finanzierung und Realisierung von neuen BHKW-Kapazitäten, Speichern und Netzanschlüssen. Lieferengpässe und Fachkräftemangel können zu weiteren Verzögerungen führen. Um Neuanlagen eine realistische Chance zur Umsetzung ihrer geplanten Konzepte zu bieten, sollte neben der Realisierungsfrist nach § 39e Absatz 1 auch die Pönalenregelung angepasst werden.

Vorschlag

Bei Neuanlagen wird bisher bereits zwei Jahre nach Zuschlagserhalt die fehlende Inbetriebnahme pönalisiert. Dies sollte nur noch nach Ablauf der Realisierungsfrist der Fall sein. Dies grundsätzliche Realisierungsfrist muss auf mind. vier Jahre verlängert werden (§ 39e Absatz 1).

Daher sollte § 55 Abs. 4 wie folgt modifiziert werden:

„(4) Bei Geboten für Biomasseanlagen, die keine bestehenden Biomasseanlagen nach § 39g sind, müssen Bieter an den verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber eine Pönale leisten,

1. soweit mehr als 5 Prozent der Gebotsmenge eines bezuschlagten Gebots für eine Biomasseanlage nach § 35a entwertet werden oder

*2. wenn eine Biomasseanlage mehr als ~~24~~ **48** Monate nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags in Betrieb genommen worden ist.*

*Wenn und soweit ein Zuschlag nach § 35a entwertet wird, berechnet sich die Höhe der Pönale nach Satz 1 Nummer 1 aus der entwerteten Gebotsmenge multipliziert mit 60 Euro pro Kilowatt. Die Höhe der Pönale nach Satz 1 Nummer 2 berechnet sich aus der Gebotsmenge des bezuschlagten Gebots abzüglich der innerhalb von ~~24~~ **48** Monaten nach der*

öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags in Betrieb genommenen Anlagenleistung multipliziert mit 60 Euro pro Kilowatt.“

7. Angepasste Pönalenregelung für Bestandsanlagen

Um auch den mehreren tausend Biogasanlagenbetreiber eine Chance für eine umfangreiche Flexibilisierung zu geben, deren EEG-Vergütung bereits auslief oder in den nächsten Jahren ausläuft, ist eine Anpassung der Pönalregelung notwendig. Diese Anlagen brauchen ausreichend Zeit für Planung, Finanzierung und Realisierung von neuen BHKW-Kapazitäten, Speichern und Netzanschlüssen. Lieferengpässe und Fachkräftemangel können zu weiteren Verzögerungen führen. Um diesen Bestandsanlagen eine realistische Chance zur Umsetzung ihrer geplanten Konzepte zu bieten, sollte Pönalenregelung angepasst werden, so dass die Fertigstellung der Projekte auch noch in den ersten Jahren der Anschlussförderungsphase möglich ist.

Vorschlag

Bestandsanlagen sollten frühestens drei Jahre nach dem Wechsel in die Anschlussförderung pönalisiert werden. Dies ist für Anlagen, die aufgrund des Vergütungsendes unmittelbar nach Zuschlagserhalt wechseln müssen, die einzige Chance, die Anlagen noch weiter flexibilisieren zu können; ansonsten müssen die Anlagen mit der bestehenden (niedrigen) Leistung an der Ausschreibung teilnehmen.

8. Möglichkeit der erneuten Teilnahme an der Ausschreibung – Zusatzgebot zur weiteren Flexibilisierung

Laut Koalitionsvertrag sollen die Flexibilitätspotenziale der Stromerzeugung aus Biogas voll gehoben werden. Viele Betreiber konnten bei der ersten Ausschreibungsteilnahme nur mit der bestehenden installierten Leistung oder einer zu geringen Leistung bieten, weil aufgrund fehlender Übergangszeiten oder mangelndem Netzanschluss, nicht mehr installierte Leistung möglich war.

Vorschlag

Um das volle Potential dieser Anlagen erschließen zu können und den Anlagen eine wirtschaftliche Zukunft zu ermöglichen, sollte die einstmals bestehende, aber befristete Möglichkeit einer erneuten Ausschreibungsteilnahme (§ 100 Abs. 18) wieder zugelassen und wie folgt gefasst werden:

„(18) Abweichend von § 39c können Bieter in den Ausschreibungen für Biomasseanlagen nach den §§ 39 bis 39i ein Gebot für eine bezuschlagte Biomasseanlage abgeben (Biomasse-Zusatzgebot), wenn der zuerst erteilte Zuschlag für die Biomasseanlage in einem Gebotstermin nach dem 31. Dezember 2020 erteilt wurde. In Ergänzung zu den Anforderungen an Gebote nach § 30 müssen Biomasse-Zusatzgebote folgende Anforderungen erfüllen:

1. die Nummer des bereits erteilten Zuschlags ist anzugeben und

2. die Registernummer der Anlage, auf die sich das Gebot bezieht, ist anzugeben.

Die §§ 39a bis 39i sind für Biomasse-Zusatzgebote entsprechend anzuwenden. Wird ein Zuschlag für ein Biomasse-Zusatzgebot erteilt, ist für die Biomasseanlage das Erneuerbare-Energien-Gesetz in der zum Zeitpunkt des Gebotstermins, in dem das Biomasse-Zusatzgebot abgegeben wurde, geltenden Fassung anwendbar. Sind die anzulegenden Werte für das ursprüngliche Gebot und das Biomasse-Zusatzgebot nicht identisch, ist für den in der Biomasseanlage erzeugten Strom ein Gesamtwert im Verhältnis zur installierten Leistung zu bilden.“

9. Biomethan als vergütungsfähigen Brennstoff zulassen

Biomethan (auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas) ist in den Biomasse-Ausschreibungen aktuell kein vergütungsfähiger Brennstoff, d.h. Biomethan-BHKW können nicht an den Biomasse-Ausschreibungen teilnehmen und flexible Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung können nicht ergänzend Biomethan einsetzen. Dies ist nicht sinnvoll, da Biomethan über viele Monate im Gasnetz gespeichert werden kann und deshalb eine hervorragende Möglichkeit darstellt, den Schwerpunkt der Biogasverstromung auf die Wintermonate zu verlagern und in Dunkelflautezeiten die Stromproduktion flexibler Biogasanlagen auch dann aufrecht zu erhalten, wenn der Biogasspeicher vor Ort leer ist. Zudem wird damit auch bestehenden Biomethan-Konzepten überhaupt wieder die Möglichkeit eröffnet, eine Anschlussvergütung zu erhalten.

Vorschlag

Biomethan sollte wieder als zulässiger Brennstoff im regulären Biomassesegment zugelassen. § 39i Abs. 1a EEG 2023 ist demnach ersatzlos zu streichen.

10. Bilanzieller Einsatz (fossiler) Gase (CNG/LNG/H2) zur Überbrückung der Dunkelflaute

Aufbauend auf der bilanziellen Teilbarkeit von Roh-Gas sollte grundsätzlich die **bilanzielle Teilung beim Einsatz von Gasen außerhalb des EEG in EEG-Anlagen** möglich sein. In Dunkelflauten ist nach einer bestimmten Zeit der Gasspeicher der Anlage geleert. Um die Kapazität des Kraftwerks weiter zu nutzen, sollte der bilanziell abgegrenzte Einsatz anderer Gase ermöglicht werden.

11. Dritten Vergütungszeitraum ermöglichen

Ab Ende 2030 endet für die ersten Bestandsanlagen der zweiten Vergütungszeitraum. Eine weitere Teilnahme am Ausschreibungsverfahren ist aktuell allerdings nicht möglich. Um auch diesen Bestandsanlagen eine Perspektive zu bieten, sollte die Möglichkeit eines dritten Vergütungszeitraums eröffnet werden.

12. Batteriespeicher als Flexibilitätsoption zulassen

Biomasseanlagen können als speicherbare, erneuerbare Energie den Strom bedarfsgerecht zur Verfügung stellen. Dabei ist es für das Stromnetz unerheblich, ob der bedarfsgerecht eingespeiste Strom beispielsweise bei Biogasanlagen durch eine Überbauung mittels zusätzlicher BHKW-Leistung (synonym für sämtliche Technologien zur Umwandlung von Biogas in Strom) oder der gleichzeitigen Einspeisung von BHKW-Leistung und einem Biomassestrom-Batteriespeicher erfolgt. Ein Batteriespeicher,

der ausschließlich den in der Biomasseanlage erzeugten Biomassestrom zwischenspeichert, verschiebt die Einspeisung zeitlich und stellt den Strom dann sekundengenau zur Verfügung, wenn er benötigt wird. Die vergütungsfähige Strommenge oder die installierte Leistung der Biomasseanlage erhöht sich dabei nicht.

Vorschlag

> Der Anlagenbetreiber einer Biogasanlage erhält das **Wahlrecht**, ob er die **Überbauung** seiner Anlage beispielsweise **über (zusätzliche) BHKW-Leistung und/oder einen Biogasstrom-Batteriespeicher** realisieren will. Beide Möglichkeiten werden nahezu gleichgestellt: Allerdings besteht kein Anspruch auf Flexibilitätszuschlag im Umfang der installierten Leistung des Biogasstrom-Batteriespeichers. Bei festen Biomasseanlagen kann eine flexiblere Fahrweise beispielsweise durch teilweises runter- und hochfahren des Kessels erreicht werden. Auch in diesen Fällen kann ein Batteriespeicher die Flexibilität der Anlage zusätzlich erhöhen, indem die Leistung in Zeiten geringer Strompreise gedrosselt wird und zusätzlich der Strom in einem Batteriespeicher gespeichert wird, um dann in Zeiten hoher Strompreise ins Netz abgegeben zu werden.

Ein Beispiel: Eine Biogasanlage mit 500 kW installierter Leistung steht vor der Entscheidung der Anschlussförderung. Sie möchte die Anlage „fünffach“ überbauen, also 2 MW zusätzlich installieren.

Beispiel	Überbauung mit insgesamt **2,5 MW BHKW-Leistung**	Überbauung in einer Kombination von **500 kW BHKW-Leistung und 2 MW-Batteriespeicher**
Gebotsmenge	2.500 kW	2.500 kW
Maximale Einspeisung	2.500 kW	2.500 kW
Förderfähige Betriebsviertelstunden	11.680 BVh (mit Absenkung auf 9.860 BVh) Oder besser: vom FvB favorisiertes Mengenmodell	11.680 BVh (mit Absenkung auf 9.860 BVh) Oder besser: vom FvB favorisiertes Mengenmodell
Flexibilitätszuschlag	**Max. 2.500 kW mal 100 € für 12 Jahre à 3.000.000 €**	**Max. 500 kW (BHKW) mal 100 € für 12 Jahre à 600.000 €**
Qualitätskriterium (in der Anlage wird in mind. 4.000 Viertelstunden eine Strommenge erzeugt, die mind. 85% der installierten Leistung der Anlage entspricht)	in 4.000 1/4h mind. 85% von 2.500 kW	Batteriespeicher wird nicht Teil der BGA à 85% nur bezogen auf die installierte Leistung der Biogasanlage, also hier BHKW-Leistung 500 kW

Im Einzelnen:

Gebotsmenge: In Bezug auf die Gebotsmenge bestehen keine Unterschiede, ob die Flexibilisierung der Biogasanlage mittels BKHW-Leistung und/oder in Kombination aus BHKW-Leistung und Biogasstrom-Batteriespeicher erfolgt. Der Batteriespeicher wird allerdings nach überwiegender Rechtsansicht nicht Teil der Biogasanlage. Daher bedarf es einer Fiktion, wonach im Ausschreibungsverfahren die Gebotsmenge als Summe der installierten Leistung von BHKW und Batteriespeicher fingiert wird. Dafür ist folgende Ergänzung in § 3 Nr. 24 erforderlich:

> *„Gebotsmenge" die zu installierende Leistung in Kilowatt, für die der Bieter ein Gebot abgegeben hat; bei Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas in Kombination mit einem Batteriespeicher, in dem ausschließlich Strom aus der Biogasanlage zwischengespeichert wird, gilt die Summe der zu installierenden Leistung der Anlage und des zu installierenden Batteriespeichers als Gebotsmenge,*

Maximale Einspeisung: Zur wirtschaftlichen Nutzung des Batteriespeichers muss gewährleistet sein, dass Biomasseanlage und Batteriespeicher zeitgleich einspeisen können.
Der Strom aus dem Batteriespeicher gilt als Strom aus Biomasseanlagen, sofern er in der Biomasseanlage erzeugt und im Batteriespeicher lediglich zwischengespeichert wurde. Im Batteriespeicher soll ausschließlich Strom zwischengespeichert werden können, der in einer Biomasseanlage erzeugt wurde. Die Vergütung richtet sich nach dem Zeitpunkt der Einspeisung aus dem Speicher ins Netz.

Es wird folgende ergänzende Klarstellung in § 19 Abs. 3 Satz 2 vorgeschlagen:

> *„Wird der Strom vor der Einspeisung in ein Netz in einem Stromspeicher zwischengespeichert, so kann der Betreiber des Stromspeichers den Anspruch nach Absatz 1 nach folgenden Maßgaben geltend machen:*
> *1. der Ausschließlichkeitsoption nach Absatz 3a,*
> *2. der Abgrenzungsoption nach Absatz 3b oder*
> *3. der Pauschaloption nach Absatz 3c*
> *²Die Höhe des Anspruchs pro eingespeister Kilowattstunde bestimmt sich in den Fällen des Satzes 1 nach der Höhe des Anspruchs, die bei einer Einspeisung ohne Zwischenspeicherung bestanden hätte, so dass nicht der Zeitpunkt der Erzeugung in der Primärerzeugungsanlage heranzuziehen, sondern die Höhe des Vergütungsanspruchs im Zeitpunkt der Einspeisung des förderfähigen Stroms aus dem Stromspeicher maßgeblich ist; dabei ist § 24 Absatz 3 entsprechend anzuwenden."*

Klarstellung der förderfähigen Strommengen im Rahmen der förderfähigen Betriebsviertelstunden:
Die installierte Leistung der Biogasanlage und die Leistung des Speichers müssen für die Ermittlung der förderfähigen Betriebsviertelstunden (16.000 oder 11.680 BVh) und der maximalen Einspeisemenge je Betriebsviertelstunde addiert werden. Damit ist es irrelevant, ob die Überbauung allein über (zusätzliche) installierte Leistung der Biogasanlage (z.B. zusätzliche BHKW-Leistung) und/oder mittels Batteriespeicher erfolgt. Übersteigt die Summe der installierten Leistung der Biogasanlage und des Batteriespeichers 350 kW, so besteht der Anspruch der förderfähigen Betriebsviertelstunden in Höhe von 11.680. Je Betriebsviertelstunde ist maximal eine Einspeisemenge in der Regel in der Höhe des Zuschlags möglich. Entscheidend ist letztlich der Zuschlag im Zeitpunkt der Inbetriebnahme (Neuanlagen) bzw. der Neu-Inbetriebnahme (bestehende Biogasanlagen) – ggf. abzüglich der entwerteten Gebotsmenge. Auch aus Netzgesichtspunkten ist es egal, ob – wie im oben genannten Beispiel – eine Biogasanlage mit 2,5 MW installierter Leistung den Biogasstrom erzeugt und einspeist oder beispielsweise eine Kombination aus BHKW-Leistung und Batteriespeicher. Dies erfordert eine Ergänzung in § 39i Abs. 2a EEG (neuer Satz 6):

„Der Anspruch nach Satz 1 bis 5 besteht auch bei Biogasanlagen in Kombination mit einem Stromspeicher, in dem ausschließlich Strom aus Biogasanlagen zwischengespeichert wird; in diesem Fall ist zur Bestimmung der Höhe der maximal förderfähigen Betriebsviertelstunden und zur Ermittlung der höchsten Strommengen je eingespeister Betriebsviertelstunde

1. *bei bestehenden Biogasanlagen gemäß § 39g Abs. 1 auf den Zuschlag im Zeitpunkt des § 39g Abs. 2 [Zeitpunkt der Neu-IBN] oder*
2. *bei anderen Biogasanlagen auf den Zeitpunkt gemäß § 25 Abs. 1 [IBN bzw. Beginn des Vergütungszeitraums]*

abzustellen. Soweit ein Zuschlag nach § 35a entwertet wird, ist die entwertete Gebotsmenge mindernd zu berücksichtigen.“

Flexibilitätszuschlag: Der Flexibilitätszuschlag wird nur für die installierte Leistung der Biogasanlage gezahlt. Folgende Klarstellung sollte in einem neuen § 50 Abs. 1 Satz 2 ergänzt werden:

„Der Zahlungsanspruch für Flexibilität besteht bei Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas in Kombination mit einem Batteriespeicher nur in Bezug auf die installierte Leistung der Anlage zur Erzeugung von Strom aus Biogas, nicht jedoch für die installierte Leistung des Batteriespeichers.“

Qualitätskriterium: Das sog. Qualitätskriterium (§ 50 Abs. 3 EEG 2023) regelt, dass in der Anlage in mind. 4.000 Viertelstunden eine Strommenge erzeugt werden muss, die mind. 85% der installierten Leistung der Anlage entspricht. Ein Batteriespeicher wird nach überwiegender Rechtsauffassung nicht Teil der Biogasanlage. Daher ist das Qualitätskriterium auch nur in Bezug auf die installierte Leistung der Biogasanlage einzuhalten. Es sollte daher folgende klarstellende Ergänzung als neuer § 50 Abs. 3 Satz 5 in das EEG aufgenommen werden – dieser nimmt Bezug auf die ebenfalls vorgeschlagene Klarstellung in § 50 Abs. 1 Satz 2:

„Im Falle des § 50 Abs. 1 Satz 2 gelten die Anforderungen der Sätze 1-4 in Bezug auf die installierte Leistung der Anlage zur Erzeugung von Strom aus Biogas, nicht jedoch für die installierte Leistung des Batteriespeichers.“

Technischer Nachweis der Flexibilität: Für die technische Eignung eines bedarfsorientierten Betriebs mit dem Speicher sollten klare und einfache handhabbare Nachweiskriterien gelten: Der Anlagenbetreiber kann dem Umweltgutachter für dessen Bescheinigung zur technischen Eignung der Anlage für den bedarfsorientierten Betrieb nach § 39g Abs. 4 Satz 1 und 2 geeignete Herstellerunterlagen des Batteriespeichers und Inbetriebnahmeprotokolle in Bezug auf den Batteriespeicher vorlegen.

Nutzung durch Bestandsanlagen und Anlagen außerhalb Ausschreibung: Auch bestehende Biogasanlagen sollten die Möglichkeit erhalten, einen Batteriespeicher als Flexibilitätsoption nachzurüsten. Der Batteriespeicher kann zur Flexibilisierung der Anlage ohne Erhöhung von Vergütungsansprüchen (insbes. ohne zusätzliche Inanspruchnahme von Flexibilitätsprämie oder Flexibilitätszuschlag) genutzt werden. Auch die vergütungsfähige Strommenge erhöht durch die Nutzung eines Batteriespeichers an bestehenden Anlagen nicht, da diese in Regel über eine „Höchstbemessungsleistung“ gedeckelt sind. Für Strom jenseits der individuellen „Höchstbemessungsleistung“ besteht kein Vergütungsanspruch nach dem EEG. Dazu müsste folgender neuer Absatz in § 100 normiert werden:

„Werden Biogasanlagen nach Absatz 1 um einen Batteriespeicher ergänzt, in dem ausschließlich Strom aus dieser Biogasanlage zwischengespeichert wird, ist § 19 Abs. 3 dieses Gesetzes anzuwenden, erhöht dies nicht die installierte Leistung der Biogasanlage und der jeweilige Vergütungsanspruch nach der für die Biogasanlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes bleibt bestehen.

[2]Der nach Satz 1 fortbestehende Vergütungsanspruch ist auf die individuelle maximal vergütungsfähige Strommenge gemäß

1. § 42, 43 und 44 in der jeweils anzuwendenden Fassung des EEG ggf. i.V.m. § 101 Abs. 1 EEG 2014 [HBL 95% oder tatsächlich für alle vor dem 1.8.2014 in Betrieb genommene Anlagen] bzw. i.V.m. § 44b Abs. 1 EEG 2014 – EEG 2023 [„doppelt überbauen“]

2. § 39h Abs. 2 EEG 2017 [Zuschlag im EEG 2017 – 50% Überbauen]

3. § 39i Abs. 2 EEG 2021 [Zuschlag im EEG 2021 – 55% Überbauen]

4. § 39i Abs. 2 EEG 2023 idFv. 24.2.2025 i.V.m. § 100 Abs. 18 [Zuschlag im EEG 2023 ohne Biomassepaket – 55% Überbauen, ggf. i.V.m. Biomasse-Zusatzgebot]

5. § 39i Abs. 2a EEG 2023 idFv. 25.2.2025 i.V.m. § 100 Abs. 18 [Zuschlag im EEG 2023 mit Biomassepaket – BVh, ggf. i.V.m. Biomasse-Zusatzgebot] oder

6. § 39m EEG 2021 und § 39k Abs. 2 EEG 2023 [hochflexible Biomethananlagen 15% bzw. 10% HBL]

begrenzt.

[3]Auf Biogasanlagen im Sinne von § 100 Abs. 38 EEG 2023 [Güllekleinanlagen im EEG 2012 und EEG 2014, deren installierte Leistung von 75 auf 150 kW erhöht werden darf, aber deren fortbestehender Vergütungsanspruch auf den vorangegangenen 3-Jahresdurchschnitt begrenzt ist] ist anstelle von Satz 2 § 100 Abs. 38 Satz 2 anzuwenden.

[4]Nach der Inbetriebnahme des Batteriespeichers können Batteriespeicher und Biogasanlage zeitgleich Strom erzeugen und in das Netz einspeisen.

[5]Für den die jeweilige Bemessungsleistung hinausgehenden Anteil besteht kein Vergütungsanspruch nach diesem Gesetz.

[6]Besteht für die Biogasanlage ein Vergütungsanspruch in Form von förderfähigen Betriebsviertelstunden, so ist zur Bestimmung der Höhe der maximal förderfähigen Betriebsviertelstunden und zur Ermittlung der höchsten Strommengen je eingespeister Betriebsviertelstunde

1. bei bestehenden Biogasanlagen gemäß § 39g Abs. 1 auf den Zuschlag im Zeitpunkt des § 39g Abs. 2 [Neu-Inbetriebnahme] oder

2. bei anderen Biogasanlagen auf den Zeitpunkt gemäß § 25 Abs. 1 [Inbetriebnahme bzw. Beginn des Zahlungsanspruchs]

abzustellen.

[7]Die zusätzlich erzeugten Strommengen müssen dem Netzbetreiber nicht zur Verfügung gestellt werden.

[8]Die Sätze 1 bis 7 sind auch auf Anlagen im Sinne von § 12a EEV [Anschlussregelung für güllebasierte Kleinanlagen] anzuwenden.“

Um die Investition anzureizen und damit die Flexibilisierung von Biogasanlagen weiter zu optimieren, sollte die Einführung einer angepassten „Flexibilitätsförderung“ geprüft werden. Eine solche angepasste Flexibilitätsförderung sollte auch flexibilisierte Betriebsweisen von Feststoff-Biomasseanlagen mit Batteriespeichern umfassen. Dieses sollte beinhalten, wie flexibel eine Anlage fahren kann bezogen auf die elektrische Einspeisung am Netzverknüpfungspunkt.

13. Endogene Mengensteuerung beim Zuschlagsverfahren abschaffen

Für die Biomasse-Ausschreibungen gilt ein besonderes Zuschlagsverfahren – die so genannte „endogene Mengensteuerung“: Wird bei einer Ausschreibung weniger Leistung geboten als ausgeschrieben wurde, dann erhalten unabhängig vom Ausschreibungsvolumen nur 80 Prozent der Neuanlagen und 80 Prozent der Bestandsanlagen einen Zuschlag. 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 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 still gelegten Anlagen nicht durch Neuanlagen ersetzt werden.

Auch in diesem Zusammenhang zeigt sich eine Gleichbehandlungslücke zwischen über das EEG finanzierten Bioenergieanlagen und über das StromVKG geförderten Erdgaskraftwerken. Im StromVKG existiert kein vergleichbares Kappungsinstrument wie die endogene Mengensteuerung für Bioenergieanlagen im EEG. Heimische erneuerbare Kapazität wird damit aktiv gegenüber Erdgaskraftwerken, die importierte Brennstoffe einsetzen, benachteiligt.

Vorschlag

Die endogene Mengensteuerung wird ersatzlos gestrichen.

14. Neuanlagenstatus wieder einführen

Eine große juristische Unsicherheit stellt die Frage dar, ob es im EEG 2023 einen Neuanlagenstatus gibt bzw. unter welchen Maßgaben von einem Neuanlagenstatus auszugehen ist. Um dieser Unsicherheit zu begegnen, sollte die Regelung aus dem EEG 2024 wieder eingeführt werden.

Vorschlag

Hierzu ist in § 3 Nr. 30 die Regelung aus dem EEG 2004 wieder einzuführen bzw. zu ergänzen.
„„Inbetriebnahme“ die erstmalige Inbetriebsetzung der Anlage ausschließlich mit erneuerbaren Energien oder Grubengas nach Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Anlage ***oder nach ihrer Erneuerung, sofern die Kosten der Erneuerung mindestens 50 Prozent der Kosten einer Neuherstellung der gesamten Anlage einschließlich sämtlicher technisch für den Betrieb erforderlicher Einrichtungen und baulicher Anlagen betragen****; die technische Betriebsbereitschaft setzt voraus, dass die Anlage fest an dem für den dauerhaften Betrieb vorgesehenen Ort und dauerhaft mit dem für die Erzeugung von Wechselstrom erforderlichen Zubehör installiert wurde; der Austausch des Generators oder sonstiger technischer oder baulicher Teile nach der erstmaligen Inbetriebnahme führt nicht zu einer Änderung des Zeitpunkts der Inbetriebnahme“*

Teil #3: Regelungen für Kleinanlagen, Anlagen auf Basis von ökologisch besonders wertvollen Einsatzstoffen sowie wärmegeführte Anlagen: Akteursvielfalt & Honorierung von Klima- & Umweltsystemdienstleistungen

Die verschiedenen Anforderungen sowie der harte Wettbewerb im Ausschreibungsverfahren sind für Kleinanlagen unverhältnismäßig. Im Sinne der Akteursvielfalt sowie der Honorierung von klima- und umweltpolitisch besonders sinnvollen Kleinanlagen sollten eine Reihe von Maßnahmen ergriffen werden.

1. Zuschlag für Kleinanlagen verlängern und erhöhen

§ 39i Abs. 5 EEG 2023 sieht einen Zuschlag in Höhe von 0,5 ct/kWh für Anlagen vor, deren installierte Leistung unter 500 kW liegt. Der Zweck der Regelung ist, den **Wettbewerbsnachteil von Anlagen mit geringerer Leistung** gegenüber Anlagen mit größerer Leistung **auszugleichen**. Die Höhe dieses Zuschlags ist aufgrund gestiegener Kosten nicht mehr ausreichend und sollte zudem auch für bereits bezuschlagte Anlagen gelten.

Vorschlag

Der **Zuschlag wird entfristet und auf 3 ct/kWh angehoben** sowie die Begr**enzung von installierter Leistung auf Bemessungsleistung umgestellt**. § 39i Abs. 5 ist wie folgt anzupassen und ein neuer Absatz in der Übergangsbestimmung des § 100 zu verankern:

Anpassung in § 39i Abs. 5: „(5) Der anzulegende Wert ist für alle bezuschlagten Gebote ~~in den Ausschreibungen in den Kalenderjahren 2024 bis 2025~~ für Biomasseanlagen mit einer ~~installierten Leistung~~ Bemessungsleistung bis einschließlich 500 Kilowatt der jeweilige Zuschlagswert zuzüglich ~~0,5~~ 3 Cent pro Kilowattstunde.“

In § 100 sollte folgender neuer Absatz eingefügt werden: *„Für Anlagen nach Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe b ist ab 01.01.2027 § 39i Abs. 5 dieses Gesetzes anzuwenden."*

2. Anhebung der Bagatellgrenze auf 750 kW installierter Leistung

Die bisherige Grenze von 350 kW instl. ist deutlich zu niedrig. Bei einer Pflicht zur 2,2-fachen Überbauung (45 % Höchstbemessungsleistung bzw. max. 16.000 förderfähiger Betriebsviertelstunden, soweit diese erhalten bleiben) unterhalb der Bagatellgrenze ist ein Grenzwert von 750 kW instl. sachgerecht. Die Anhebung sollte auch für Anlagen gelten, die bisher einen Zuschlag nach „Biomassepaket“ mit 350 kW instl. erhalten haben.

Vorschlag

Sofern an der bestehenden Begrenzung der Betriebsviertelstunden festgehalten wird, wird § 39i Abs. 2a Satz 5 wie folgt geändert und § 39i Abs. 2a Satz 5 in einem neuen Absatz

der Übergangsbestimmung auch auf bereits bezuschlagte Anlagen, deren Strom im System der Betriebsviertelstunden vergütet wird, für anwendbar erklärt. § 39i Abs. 2a Satz 5 sollte dann lauten:

*„Abweichend von Satz 1 beträgt die Anzahl der förderfähigen Betriebsviertelstunden für Biogasanlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich ~~350~~ **750** Kilowatt, deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren ermittelt worden ist, 16 000 Betriebsviertelstunden."*

In § 100 sollte folgender neuer Absatz eingefügt werden:

„Für Anlagen, die einen Zuschlag in einem Ausschreibungstermin nach dem 18.9.2025 und vor dem 1.1.2027 erhalten haben, ist anstelle von § 39i Abs. 2a Satz 5 EEG 2023 (idFv. 25.2.2025) § 39i Abs. 2a Satz 5 dieses Gesetzes anzuwenden."

3. Einführung eines Zuschlags für ökologisch besonders wertvolle Substrate

Wie in Abschnitt 1.3. beschrieben gibt es eine Reihe von **Substraten**, die einen über die klimaneutralen Energieerzeugung hinaus gehenden **ökologisch Mehrwert** mit sich bringen. Dazu gehören neben Gülle und Mist insbesondere auch Blühpflanzen, Leguminosen, Zwischenfrüchte und Stroh. Gegenüber konventionellen Substraten sind diese jedoch **mit Mehrkosten verbunden**, die ausgeglichen werden müssen. Wirtschaftlichkeitsberechnungen ergeben, dass der Einsatz dieser Substrate im Schnitt mit Mehrkosten von etwa 5 ct/kWh verbunden ist. Diese müssen ausgeglichen werden. Die Regelung muss auch für bereits bezuschlagte Anlagen gelten und deren wirtschaftliches Überleben sichern bzw. die weitere Anpassung des Substratmixes anzureizen.

Vorschlag

Es wird ein **Zuschlag für Strom aus ökologisch besonders wertvollen Substraten** eingeführt, sowohl für neue Biogasanlagen in der Festvergütung (< 150 kW inst.), für Biogasanlagen, die zukünftig am Ausschreibungsverfahren teilnehmen, als auch für Biogasanlagen, die bereits einen Zuschlag erhalten haben. Nach dem Vorbild der Einsatzstoffliste der Einsatzstoffvergütungsklasse II des EEG 2012 ist eine neue Anlage 6 ins EEG aufzunehmen, die spezifiziert, für welche Einsatzstoffe der Zuschlag gezahlt wird und wie die Strommenge zu ermitteln ist, für die der Zuschlag gezahlt wird.[10]

Für **zukünftige Ausschreibungen**: In § 39i EEG 2023 wird folgender Abs. 3a neu eingefügt:

„(3a) Soweit in Biomasseanlagen Biogas eingesetzt wird, das in dem jeweiligen Kalenderjahr durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinn der Biomasseverordnung gemäß Anlage 6 gewonnen worden ist, erhöht sich der anzulegende Wert für den aus diesen Einsatzstoffen erzeugten Strom unabhängig von ihrem Zuschlagswert der Höhe nach um 5

[10] Bei der Ausgestaltung der Anlage ist wichtig, dass im vgl. zum EEG 2012 v.a. Kleegras generell und nicht nur als Zwischenfrucht sowie v.a. auch Aufwuchs von Dauergrünland aufgenommen wird. Biogasanlagen übernehmen in vielen Regionen heute schon eine wichtige Aufgabe zur Erhaltung des Grünlandes. Durch den weiteren Rückgang der Tierhaltung wird diese Funktion künftig noch wichtiger.

Cent pro Kilowattstunde.“

Für **Neuanlagen in der Festvergütung**: § 42 EEG 2023 wird um folgenden Satz 3 ergänzt:

„Der Anspruch nach Satz 1 erhöht sich um 5 Cent pro Kilowattstunde, soweit der Strom aus Einsatzstoffen gemäß Anlage 6 erzeugt wird.“

Für **bereits bezuschlagte Anlagen und Anlagen im ersten Vergütungszeitraum**: In § 100 EEG 2023 wird ein weiterer Absatz ergänzt:

„§ 42 Absatz 3 und § 39i Absatz 3a ist auf Anlagen nach Absatz 1 anzuwenden.“

4. Rahmenbedingungen für wärmegeführte Anlagen verbessern

Eine sinkende Betriebsstundenzahl bzw. Höchstbemessungsleistung steht bei fehlenden Speicherkapazitäten im Konflikt mit einer umfassenden Wärmenutzung. Anlagen mit hoher Wärmenutzung haben deshalb besonders hohe Schwierigkeiten, ihre Betriebsviertelstunden wie aktuell gefordert oder auf die neue Höchstbemessungsleistung zu senken. Im Koalitionsvertrag ist explizit festgelegt, dass die Besonderheiten dieser Anlagen zu berücksichtigen sind. Die Begrenzung der Betriebsviertelstunden durch eine Begrenzung der Bemessungsleistung zu ersetzen (wie oben vorgeschlagen), würde diesen Anlagen eine deutliche Erleichterung bringen. Falls dies jedoch nicht umgesetzt und an der Begrenzung der Betriebsviertelstunden festgehalten wird, müssen in jedem Fall weitere alternative Lösungen im Rahmen des bestehenden Systems gefunden werden. Wir schlagen dafür zwei Maßnahmen vor.

4.1. Menge der zulässigen Betriebsviertelstunden anheben

Anlagen mit besonders hoher Wärmenutzung einen größeren Spielraum bei der Ausgestaltung ihrer flexiblen Fahrweise erhalten.

Vorschlag

Wenn eine bestehende Biogasanlage im zweiten Vergütungszeitraum in einem Kalenderjahr mehr als 50 Prozent der erzeugten Wärmemenge außerhalb der Anlage nutzt, gelten folgende Obergrenzen für die vergütungsfähigen Betriebsviertelstunden (bzw. für die Höchstbemessungsleistung (HBL) als % der installierten kW) in dem betreffenden Kalenderjahr:

Für Anlagen oberhalb der Bagatellgrenze: 15.680 anstatt 11.680 (bzw. 45 % HBL)

Für Anlagen unterhalb der Bagatellgrenze: 20.000 (anstatt 16.000) (bzw. 57 % HBL)

Als externe Wärmemengen gelten insbesondere Wärmenutzungen nach Anlage 3 EEG 2009 und Anlage 2 EEG 2012, wobei im Rahmen der Anlage 2 EEG 2012 nicht nur die Hygienisierung der Gärreste, sondern auch die der Einsatzstoffe als Wärmenutzung gilt. Dabei könnte der Nachweis jährlich durch einen Umweltgutachter mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung oder Wärmeerzeugung zu führen.

4.2. Höherer Flexibilitätszuschlag für Bestandsanlagen mit besonders hoher Wärmenutzung

Eine höhere Überbauungsvorgabe bzw. sinkende Betriebsstundenzahl und damit höhere Flexibilität an den Strommärkten steht in Konflikt mit einer umfassenden Wärmenutzung. Insbesondere bei großen Wärmesenken ist ein sehr groß dimensionierter Wärmespeicher erforderlich oder es müssen Alternativen für eine Ersatzwärmeerzeugung ergänzt werden. Deshalb sollte Anlagen mit besonders hoher Wärmenutzung einen höheren Flexibilitätszuschlag erhalten.

Vorschlag

> Wenn eine bestehende Biogasanlage im zweiten Vergütungszeitraum in einem Kalenderjahr mehr als 50 Prozent der erzeugten Wärmemenge außerhalb der Anlage nutzt, beträgt der **Flexibilitätszuschlag 150 €/kW für neu installierte Leistung bzw. 130 €/kW für bereits geförderte Leistung**.

5. Sondervergütungsklasse für Güllekleinanlagen weiterentwickeln

5.1. Obergrenze der Sondervergütungsklasse für Güllevergärung auf mindestens 150 kW Bemessungsleistung umstellen, Vergütung erhöhen, Degression aussetzen und Flexibilitätszuschlag gewähren

Die Sondervergütungsklasse für Güllevergärung ist auf eine installierte Leistung von bis zu 150 kW begrenzt; ein Flexibilitätszuschlag wird nicht gewährt. So ist es de facto Güllekleinanlagen nicht möglich, auf eine flexible Stromerzeugung umzurüsten und damit auf Preissignale zu reagieren oder sich vor Zeiten mit negativen Strompreisen, in denen die Anlagen keine Vergütung mehr erhalten, zu schützen.

Vorschlag

> Die **Obergrenze für die Sondervergütungsklasse** in § 44 sollte von 150 kW *installierter* Leistung auf mindestens **150 kW *Bemessungs*leistung** umgestellt, ohne Begrenzung der installierten Leistung. Dadurch können die Anlagen flexibilisieren und zudem die Kostenvorteile größerer BHKW nutzen, wobei **bei einer mindestens doppelten Überbauung dann auch der Flexibilitätszuschlag** gewährt werden sollte. Der **Vergütungssatz** sollte wie in Abschnitt 1.1. beschrieben **erhöht** (bis 75 kW: 22 ct/kWh; bis 150 kW: 19 ct/kWh) und die **Degression ausgesetzt** werden.

5.2. Erweiterung der Einsatzstoffe auf alle ökologisch besonders wertvollen Substrate

Die **Sondervergütungsklasse in § 44** konzentriert sich aktuell auf Anlagen mit sehr hohen Anteilen an Gülle und Mist. Es gibt jedoch eine Reihe von **Substraten**, die einen über die klimaneutralen Energieerzeugung hinaus gehenden **ökologisch Mehrwert** mit sich bringen. Dazu gehören neben Gülle und Mist insbesondere auch Blühpflanzen, Leguminosen, Zwischenfrüchte und Stroh.

Vorschlag

Seit dem EEG 2023 kann in neuen **Güllekleinanlagen** der **Einsatz von Kleegras mit bis zu 10 Prozent** auf den Mindestgülleanteil angerechnet werden. Dieser **Anteil sollte erhöht und auf andere ökologisch besonders wertvolle Einsatzstoffe ausgeweitet** werden. Die Liste dieser Substrate muss in einer neuen Anlage 6 festgelegt werden; Vorbild dafür könnte die Einsatzstoffklasse 2 des EEG 2012 sein. § 44 Abs. 2 Nummer 3 EEG 2023 ist folgendermaßen zu ändern:

„(2) Der Anspruch nach § 19 Absatz 1 in Verbindung mit Absatz 1 besteht nur, wenn […]

3. zur Erzeugung des Biogases in dem jeweiligen Kalenderjahr durchschnittlich ein Anteil von Einsatzstoffen gemäß Anlage 6 von mindestens 80 Masseprozent eingesetzt wird.~~; auf diesen Anteil kann überjähriges Kleegras sowie bis zu einem Anteil von bis zu 10 Masseprozent angerechnet werden.~~“

5.3. Option für bestehende Güllekleinanlagen zum Wechsel in die neu gestaltete Sondervergütungsklasse

Aktuell werden rund 1.000 Biogasanlagen in den verschiedenen Fassungen der Sonderklasse vergütet. Die Anpassung der Regeln für diese bestehenden Güllekleinanlagen bietet einen Hebel, um die Vergärung von Gülle und anderen ökologisch besonders wertvollen Substraten anzureizen und zusätzlich vorhandene Potentiale zu nutzen, die unter den derzeit geltenden Vorgaben nicht (wirtschaftlich) genutzt werden können.

Vorschlag

Es sollte für bestehende Güllekleinanlagen ein Wahlrecht geschaffen werden, in das EEG 2023 zu wechseln. Am Zeitpunkt der Inbetriebnahme und der Dauer des Vergütungszeitraums ändert sich nichts. Aus Gründen des Bestandsschutzes muss der jeweils geltende Vergütungsanspruch (EEG 2012) bzw. der jeweils geltende anzulegende Wert (ab EEG 2014) bis zu einer Bemessungsleistung von 75 kW zugrunde gelegt werden. Zur Umsetzung wird in § 100 EEG 2023 („Übergangsbestimmungen“) folgender Absatz neu eingefügt:

„§ 44 dieses Gesetzes kann auf Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Biogas, die vor dem 1.1.2023 und nach dem 31.12.2011 in Betrieb genommen wurden, mit der Maßgabe angewendet werden, dass abweichend von § 44 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2023 die Einspeisevergütung nach den Bestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die jeweilige Anlage maßgeblichen Fassung maßgeblich ist.“

5.4. Übergangslösung für im Bau befindliche Güllekleinanlagen zur Vergütungsregelung bei negativen Preisen

Mit dem Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen, das seit 25.02.2025 n Kraft ist, wurde die Größengrenze, ab der Anlagen bei negativen Preisen keine Vergütung mehr erhalten von 400 kW auf 100 kW inst. gesenkt, zudem besteht der Vergütungsanspruch bereits ab der ersten Viertelstunde mit negativem Preis nicht mehr. Die Regelung ist für zu diesem Zeitpunkt in Planung, aber v.a. im Bau befindliche Güllekleinanlagen kritisch, da diese

in der Regel nicht überbaut sind und auch nicht sein mussten sowie auf einen Betrieb mit 150 kW Dauerleistung auslegt wurden. Dadurch, dass die Anlagen jetzt aber nicht mehr jede kWh als Marktprämie vergütet bekommen, ist die Wirtschaftlichkeit der Anlage gemindert. Zudem können diese Anlagen aber auch nicht mit einer Überbauung das Problem lösen, da diese derzeit nach EEG 2023 max. 150 kW installieren dürfen. Aus Gründen des Vertrauens- und Investitionsschutzes sollte eine Übergangsregelung geschaffen werden.

Vorschlag

Bei Güllekleinanlagen, die vor dem 25.2.2025 bereits genehmigt waren oder die vor dem 01.06.2026 in Betrieb genommen wurden, sollte die Neuregelung nach § 51 Absatz 1 keine Anwendung finden (Ergänzung von § 100 EEG 2023).

Alternativ muss zumindest die Möglichkeit geschaffen werden, dass diese Anlagen über 150 kW hinaus Leistung installieren können und weiterhin die Vergütung als Güllekleinanlage erhalten (siehe Vorschlag oben).

Teil #4: Weitere Anpassungen des rechtlichen Rahmens

1. Bilanzielle Teilung von Roh-Biogas nach Einsatzstoffen ermöglichen

Für Biogas gelten je nach Inbetriebnahmejahr einer Anlage oder nach Verwendungszweck unterschiedliche Anforderungen an die Einsatzstoffe. Wenn das in einer Biogasanlage erzeugte Gas mehreren Verwendungszwecken zugeleitet wird, müssen nach geltender Rechtslage alle Anforderungen aller Anwendungen eingehalten. Dies hemmt den Einstieg in die flexible Vermarktung von Biogas.

Ein Beispiel dafür ist der aktuelle Trend hin zu einer Bündelung mehrerer Biogasanlagen für in einem so genannten „Cluster". Dabei wird das Biogas der einzelnen Anlagen mittels Rohgas-Leitungen zu einer gemeinsame Biogasaufbereitung geleitet, was die Kosteneffizienz der Biomethaneinspeisung steigert. Bei solchen Projekten kann ein erster Schritt darin bestehen, dass eine Anlage zunächst nur einen Teil des erzeugten Biogases in den Cluster 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 im Cluster erzeugte 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

Das Roh-Biogas sowohl von Neu- als auch von Bestandsanlagen sollte bilanziell nach Einsatzstoffen geteilt und den jeweiligen Verwendungszwecken zugeteilt werden können. 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 um folgenden Satz 3 zu ergänzen:

„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."

Damit dies auch für Bestandsanlagen gilt, ist in den Übergangsbestimmungen in § 100 ein neuer Absatz einzuführen, der Folgendes regelt.

„§ 44b Absatz 5 dieses Gesetzes ist anstelle von § 44b Abs. 5 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung sowie § 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.“

2. Verhältnismäßige EEG-Sanktionen bei verspäteter, fehlerhafter oder fehlender Nachhaltigkeitszertifizierung

Bei einer fehlenden, fehlerhaften oder verspäteten Nachhaltigkeitszertifizierung von geringen Biomassemengen entfällt die EEG-Vergütung für den gesamten Strom. Das ist völlig unverhältnismäßig.

Vorschlag

Bei fehlender, fehlerhafter oder verspäteter Nachhaltigkeitszertifizierung sollte nicht die EEG-Vergütung entfallen, sondern **nur eine Pönale nach § 52 EEG** fällig werden.

Dazu sollte zum einen § 52 Abs. 1 um folgende Nummer 13 ergänzt werden:

§ 52 Abs. 1: Anlagenbetreiber müssen an den Netzbetreiber, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist, eine Zahlung leisten, wenn sie …

„Nr. 13 die zur Nachhaltigkeitszertifizierung erforderlichen Nachweise nach Maßgabe der Biostrom-Nachhaltigkeitsverordnung fehlen, verspätet vorgelegt werden oder fehlerhaft sind.”

Zum anderen sollte in § 52 Abs. 3 Nr. 1 folgende Ergänzung vorgenommen

„(3) Die zu leistende Zahlung verringert sich auf 2 Euro pro Kilowatt installierter Leistung der Anlage und Kalendermonat

1. bei einem Pflichtverstoß nach Absatz 1 Nummer 1, 3, 4 oder 11 oder 13, sobald die entsprechende Pflicht erfüllt wird; diese Verringerung wirkt zurück bis zum Beginn des Pflichtverstoßes, und“

Zumindest sollte die **EEG-Vergütung** nicht für die gesamte Strommenge entfallen, sondern **nur für jene Strommenge entfallen, die aus der nicht-zertifizierten Biomasse erzeugt wird**. Der Entfall der EEG-Vergütung im Umfang des Einsatzes nicht zertifizierter Biomasse stellt sicher, dass grundsätzlich die Anforderungen an den Einsatz nachhaltiger Biomasse durchzusetzt werden. Da bei fehlenden oder fehlerhaften Zertifikaten für einen Teil der Biomasse feststellbar ist, welcher Anteil des nicht vergütungsfähigen Stroms aus nicht zertifizierter Biomasse stammt, lässt sich der Anteil der Strommenge, die nicht vergütungsfähig ist, leicht bestimmen. Ein vollständiger Entfall der EEG-Vergütung auch bei nur geringfügigem Einsatz nicht zertifizierter Biomasse wäre hingegen unverhältnismäßig, da nicht dauerhaft auszuschließen ist, dass Biomasse mit fehlenden oder fehlerhaften Zertifikaten eingesetzt wird.

Regulatorisch müsste dazu in § 90 EEG 2023 sowie in § 3 Abs. 1 S. 1 BioStNachV die Formulierung „wenn“ durch „soweit“ ersetzt werden:

§ 90 EEG 2023

„Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz wird ermächtigt, im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz und dem Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates
1. zu regeln, dass der Anspruch auf Zahlung nach § 19 Absatz 1 und § 50 für Strom aus fester, flüssiger oder gasförmiger Biomasse nur besteht, ~~wenn~~ soweit die zur Stromerzeugung eingesetzte Biomasse folgende Anforderungen erfüllt: […]“

§ 3 Abs. 1 BioSt-NachV

„(1) Für Strom aus flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen besteht der Anspruch auf Zahlung nach den Bestimmungen für Strom aus Biomasse des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die Anlage jeweils anzuwendenden Fassung, ~~wenn~~ soweit
1. die zur Herstellung der flüssigen Biobrennstoffe und der Biomasse-Brennstoffe eingesetzte […]“

3. Kein dauerhafter Entfall des NawaRo-Bonus bei verspäteter, fehlerhafter oder fehlender Nachhaltigkeitszertifizierung

Derzeit wird von einigen Netzbetreibern vertreten, dass der Bonus für nachwachsende Rohstoffe des EEG 2009 („NawaRo-Bonus") entfällt bei fehlender, fehlerhafter oder verspäteter Nachhaltigkeitszertifizierung *dauerhaft*; leichtere Sanktionen gelten gemäß der Übergangsregelung in § 100 Abs. 17 nur für Verstöße zwischen dem 1.1.2023 und dem 31.12.2025. Das ist völlig unverhältnismäßig. Normalerweise entfällt die EEG-Vergütung nur für den Zeitraum bis die Zertifizierung vorliegt; dann wird die EEG-Vergütung wieder gezahlt. Dies ist bereits eine unverhältnismäßige Sanktion (siehe oben, Abschnitt 1). Zumindest nach der Interpretation einiger Netzbetreiber gilt diese Sanktion jedoch nicht für den NawaRo-Bonus: auch wenn die Anlage später wieder eine Zertifizierung vorweisen kann, wird der NawaRo-Bonus für den Rest des EEG-Vergütungszeitraums nicht mehr gezahlt. Da der NawaRo-Bonus bei Anlagen des EEG 2009 rund die Hälfte der Marktprämie ausmacht, kann dies zur Insolvenz der Anlage führen.

Vorschlag

Bei fehlender, fehlerhafter oder verspäteter Nachhaltigkeitszertifizierung entfällt der NawaRo-Bonus nicht dauerhaft, sondern es fällt nur eine Pönale nach § 52 EEG an (siehe dazu oben, Abschnitt 1).

Zumindest sollte die Übergangsregelung in § 100 Abs. 17, nach denen bei fehlender, fehlerhafter oder verspäteter Nachhaltigkeitszertifizierung der NawaRo-Bonus nur entfällt, bis die Zertifizierung erfolgt ist, entfristet und rückwirkend auch für Fälle ab dem 1.1.2022 gelten. Die Zertifizierung sollte man auch rückwirkend nachreichen können. Dies kann durch einen neuen Absatz in § 100 EEG 2023 („Übergangsregelungen“) geregelt werden:

„Wird in Biomasseanlagen Biomasse eingesetzt, die nicht die Anforderungen nach § 3 Absatz 1 Satz 1 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung erfüllt, entfällt der Bonus nach § 8 Absatz 2 Satz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der Fassung vom 31. Dezember 2008 sowie der Bonus nach Anlage 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der Fassung vom 31. Dezember 2011 für diese Anlage nicht endgültig. Solange oder soweit in

Biomasseanlagen Biomasse eingesetzt wird, die nicht die Anforderungen nach § 3 Absatz 1 Satz 1 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung erfüllt, besteht der Anspruch auf Zahlung nach den Bestimmungen für Strom aus Biomasse des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der jeweils anzuwendenden Fassung für diese Anlage für denjenigen in der Anlage erzeugten Strom, der nachweislich aus Biomasse erzeugt worden ist, die die Anforderungen nach § 3 Absatz 1 Satz 1 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung erfüllt.“

4. Klarstellung der Vergütungsbegrenzung „45% Bemessungsleistung“

Zur Vermeidung von Rechtstreitigkeiten sollte klargestellt werden, dass sich die **Begrenzung der Stromerzeugung auf 45 bzw. 50 Prozent auf die EINGESPEISTE Strommenge bezieht**, nicht auf die ERZEUGTE Strommenge.

5. Bestätigung der Dauer der Genehmigung gemäß § 39g Abs. 5 Nr. 1 unnötige Bürokratie streichen

Nach § 39g Abs. 5 Nr. 1 muss der Anlagenbetreiber bestätigen, dass die Genehmigung für die Anlage, für die ein Gebot abgegeben wird, für einen Zeitraum bis mindestens zum letzten Tag des 13 Kalenderjahres, das auf den Gebotstermin folgt, erteilt worden sein muss. Baugenehmigungen und Genehmigungen nach dem BImSchG werden für unbestimmte Zeit erteilt. Diese Erklärung ist reiner Formalismus und sollte unter dem Gesichtspunkt des Bürokratieabbaus gestrichen werden.

6. Bescheinigung des Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Wärmeversorgung gemäß § 39g Abs. 4 Satz 3

Bestandsanlagen, die bereits vor dem 1.1.2024 an eine Wärmeversorgungseinrichtung angeschlossen waren und zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe auch noch sind, und damit im Zuschlagsverfahren privilegiert sind, müssen dies durch eine Bescheinigung eines Umweltgutachters nachweisen.

Erforderlich ist dabei eine besondere Qualifikation des Umweltgutachters, nämlich Scope 35.30.6. Nachgewiesen werden dabei allerdings reine Tatsachen, die der Anlagenbetreiber auch über geeignete Unterlagen (wie Wärmeabrechnungen vor dem 1.1.2024 und im Zeitpunkt der Gebotsabgabe mehr als 2 Gebäude versorgt werden; Herstellerunterlagen zur Darlegung, dass die thermische Gesamtnennleistung mindestens 300 kW beträgt) selbst gegenüber dem Netzbetreiber nachweisen könnte. Z.T. sind die Tatsachen dem Netzbetreiber bereits bekannt (z.B. KWK-Gutachten, die jährlich zum 28.2.) erstellt werden müssen. Für die Erstellung dieser KWK-Gutachten benötigt der Umweltgutachter nicht zwangsläufig den Scope 35.30.6.

Vorschlag

Hier sollte im Sinne des Bürokratieabbaus, der Ressourcenschonung und auch der finanziellen Belastung (so eine Bescheinigung verursacht Kosten mindestens im 4-stelligen Bereich) § 39g Abs. 4 Satz 3 folgendermaßen modifiziert werden:

Entweder kann der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber geeignete Unterlagen vorlegen. Einer Bescheinigung durch einen Umweltgutachter - egal welcher Qualifikation bedarf es nicht mehr.

Oder hilfsweise: Die Bescheinigung kann von einem Umweltgutachter mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien erstellt werden. Die Anforderungen der Umweltgutachters mit einer Zulassung für den Bereich Wärmeversorgung (Scope 35.30.6) werden gestrichen.

7. Anpassung § 50 Abs. 2 – Streichung des Verweises auf § 24 Abs. 1

Aus Gründen der Rechtssicherheit und Rechtsklarheit sollte in § 50 Abs. 2 der Verweis auf § 24 Abs. 1 gestrichen werden.

8. Erfordernis der Verlängerung von Fristen bei großen Feststoff-Biomasseanlagen

Während es sich bei dem überwiegenden Teil der EE-Erzeugungsarten um Serienprodukte mit VDE-Einheitenzertifikat zum Nachweis der Einhaltung der netztechnischen Anforderungen handelt, handelt es sich bei großen Biomasseanlagen, die feste Biomasse nutzen, jeweils um standortspezifisch entwickelte Industriekraftwerke, deren Komponenten aktuell sehr häufig Liefer- und Einbauzeiträume von 2 Jahren und mehr haben. Zudem müssen für diese Anlagen jeweils separate Gutachten für den Nachweis der Einhaltung der netztechnischen Anforderungen erstellt werden, deren messtechnischer Nachweis erst nach Vorhandensein des uneingeschränkten Netzanschlusses sowie einer treppenförmigen Steigerung der Leistung der Einheit (mehrwöchiger Prozess) erfolgen kann; erst nach Vorliegen des Nachweises darf eine solche Anlage in den Regelbetrieb übergehen und einspeisen. Somit gilt faktisch eine derartige große (feste) Biomasseanlage erst nach Vorliegen des netztechnischen Nachweises als „in Betrieb genommen“.

Aufgrund dieser komplexen Thematik geht das aktuell beschlossene StromVKG z.B. von einem Präqualifizierungs- und Realisierungszeitraum von 5 bis 7 Jahren je Einheit aus, wobei das zuvor beschriebene Prozedere zum Nachweis der Einhaltung der technischen Anforderungen Bestandteil der mehrmonatigen Präqualifizierungsphase ist.

Die derzeit für Pönalen und Entwertung des EEG-Zuschlags vorgesehenen Fristen sind für diese Anlagen praktisch nicht realisierbar und können in der Praxis zu einer Nicht-Finanzierbarkeit derartiger Anlagen aufgrund reduzierter Zeiträume für den Vergütungsanspruch bzw. der Gefahr, dass der Zuschlag entwertet wird, führen.

Vor diesem Hintergrund ergeben sich für große feste Biomasseanlagen folgende Anpassungsanforderungen im EEG:

Vorschlag

a) Verlängerung des Zeitraums bis zur Entwertung des EEG-Zuschlags gem. § 39e Abs. 1 EEG um 18 Monate (von derzeit 36 Monaten) auf 54 Monate

b) Verlängerung des Zeitraums zur Zahlung von Pönalen gem. § 55 Abs. 4 EEG um jeweils 15 Monate von derzeit (startend bei 24 Monaten) auf 39 Monate, fortfolgend

c) Definition „Inbetriebnahme von großen Biomasseanlagen“: Ergänzung von § 3 Abs. 30 EEG wie folgt:

„Für Biomasseanlagen, deren volle Leistungseinspeisung erst nach messtechnischem Nachweis der netztechnischen Anforderungen am Standort zulässig wird, gilt als Inbetriebnahme der Zeitpunkt des Erhalts des entsprechenden Zertifikats, spätestens jedoch 6 Monate nach erster Stromerzeugung des Generators.“

Eine entsprechende Verlängerung der vorgenannten Zeitpunkte/ -räume ist unerlässlich und würde im Falle einer Nichtaufnahme faktisch derartige Anlagen aus dem EEG ausschließen.

9. Erfordernis der Klarstellung der zulässigen erhöhten Leistungseinspeisung aufgrund Flexibilisierung von Feststoff-Biomasseanlagen

Hintergrund für Flexibilisierung im EEG

Gem. § 39 Abs. 4 EEG dürfen Biomasseanlagen eine zu installierende Leistung von 20 MW (elektrisch) nicht überschreiten. Die wirtschaftliche Basis für Biomasse-Feststoff-Verbrennungsanlagen bildete ab dem EEG 2021 ein Nennlast-Dauerbetrieb von ca. 75 Prozent der Jahresstunden (Begrenzung, vormals § 39i).

Mit Einführung des EEG 2025 folgt aufgrund § 51 EEG (Entfall der Marktprämie/ Vergütung) eine faktische Verpflichtung, Anlagen zu flexibilisieren. Um dafür notwendige Investitionen zu finanzieren, wurde für Biomasse-Feststoff-Verbrennungsanlagen die 25%-Beschränkung der Gebotsmenge gelöscht: Die Anlagen sollen nach dem Willen des Gesetzgebers Zusatzinvestitionen aus weiteren Betriebsstunden erwirtschaften.

Flexible Betriebsweise bei Feststoff-Biomasseanlagen und Kosten

Bei großen Biomasseanlagen handelt es sich in der Praxis um Feststoff-Verbrennungsanlagen, die nur bis zu ihrer definierten Mindestleistung heruntergefahren werden können. Unterhalb dieser Leistung bricht das Feuer zusammen, so dass der Kessel keinen spezifizierten Dampf mehr erzeugen kann und die Anlage komplett vom Netz genommen werden müsste. Konventionelle Biomasse-Feststoff-Verbrennungsanlagen können ihre Leistung je nach Anlagentyp in einer gewissen Bandbreite drosseln.

Aus diesem Grund sind Kraftwerke über 10 MW elektrischer Leistung in Deutschland über die Richtlinie „Umsetzung der „Generation and Load Data Provision Methodology“ in Deutschland“ faktisch von einem negativen Redispatch unterhalb ihrer zuvor beschriebenen Mindestleistung ausgenommen.

Ein Vorteil dieser - auf EU-Vorgaben basierenden – Regelung liegt u.a. darin, dass es sich bei diesen Anlagen i.d.R. um Anlagen handelt, die Momentanreserve liefern können. In Zeiten hoher Einspeisung von erneuerbaren Energien wird ausreichend Momentanreserve dringend im Netz benötigt.

Im Gegensatz zu PV- und Windenergieanlagen bleiben jedoch die Kosten für Personal und weiterer wesentlicher Betriebskosten für große Feststoff-Biomassekraftwerke selbst im Fall einer reduzierten Fahrweise konstant, während ein Zusammenbrechen des Feuers erhebliche Zusatzkosten für ein Wiederanfahren sowie für zusätzlichen Verschleiß verursacht, die oberhalb von mehrtägigen Überschüssen einer Fahrweise unter Volllast entsprechen würden.

Während aufgrund § 51 EEG bei Wind- und PV-Anlagen im Falle eines Abschaltens „nur“ zu einem Wegfall der wesentlichen Einnahmen während negativer Strompreisperioden führen würde, würde sich bei Feststoff-Verbrennungsanlagen ein massiver Verlust aufgrund konstanter Betriebskosten während dieser Perioden einstellen.

Zusammenfassung und Konsequenz:

Vorschlag

> Für die gleichzeitige flexible Fahrweise von Feststoff-Biomasseanlagen und der Bereitstellung von netzstabilisierender Momentanreserve (Systemdienstleistung) muss eine neue Vergütungsstruktur geschaffen werden, die den wirtschaftlichen Betrieb von Feststoff-Biomasseanlagen ermöglicht, um deren Systemdienstleistungen zu erhalten.

Eine weitere Möglichkeit besteht darin, während Perioden mit negativen Strompreisen die erzeugte elektrische Energie in Batteriespeichern zwischenzuspeichern. Dabei würde sich beispielsweise für ein großes, 20 MW-Biomassekraftwerk selbst im Falle einer 50-prozentigen Reduzierung der Leistung des Kraftwerks während einer 9-stündigen Negativ-Preis-Periode ein Erfordernis einer Speicherkapazität von 100 MWh ergeben.

Damit aber diese Speicherkapazität am nächsten Tag wieder verfügbar wäre, müsste die Batterie über Nacht vollständig entladen werden (können), was während einer 10 Stunden-Periode einer Zusatzleistung von 10 MW entsprechen würde – dementsprechend 20 MW + 10 MW (30 MW).

Aus § 8 EEG ergibt sich, dass der Anlagenbetreiber ein Anrecht auf einen unverzüglichen Netzanschluss in Höhe der angebotenen Leistung hat; er hat aufgrund des EEG jedoch kein Recht auf die Zuweisung einer höheren Leistung aufgrund seiner Anlage. Dies ergibt sich u.a. aufgrund des Anlagenbegriffs, der bislang „Batterie-Anlagen zum Zwecke der Flexibilisierung“ nicht vorsieht.

Der Abschluss eines FCA wäre z.B. kaum hilfreich, da es sich bei diesen Vereinbarungen i.d.R. um die Regelung einer Leistungsreduzierung handelt, während große Feststoff-Verbrennungsanlagen zum Zwecke der gesicherten Ausspeisung gerade auf eine gesicherte Zusatz-Einspeiseleistung angewiesen wären.

Der im oben genannten 2. Absatz umgesetzte Wille des Gesetzgebers (zur Refinanzierung von notwendigen Zusatzinvestitionen zum Zwecke der Flexibilisierung) kann ohne weitere Ergänzungen in der Praxis nicht realisiert werden. Folglich haben sich seit 2025 auch keine großen Feststoff-Verbrennungsanlagen bei der EEG-Ausschreibung durchsetzen können.

Um die Flexibilisierung von großen Feststoff-Verbrennungsanlagen gem. EEG überhaupt (real und wirtschaftlich) zu ermöglichen, sind aufgrund der Einfügung von § 51 EEG folgende Ergänzungen notwendig:

Vorschlag

a) Bezuschlagte Biomasse-Feststoff-Verbrennungsanlagen erhalten über das EEG ein Anrecht auf eine Zusatzleistung i.H. von mindestens 50 Prozent der angebotenen Leistung zum Zwecke der zusätzlichen Einspeisung von zwischengespeichertem Strom aus ihrer Anlage.

   Diese Einfügung könnte z.B. einen neuen Absatz EEG § 8 Abs. 6b erfolgen.

b) Es wird ausdrücklich aufgenommen, dass es sich auch bei diesem gespeicherten Biomasse-Strom um vorrangberechtigten Strom gem. EEG zusätzlich zur angebotenen Leistung handelt.

   Diese Einfügung könnte z.B. in einem neuen Absatz EEG § 11 Abs. 1b erfolgen.

   Die vorgenannten Ergänzungen wären - ohne Ergänzung von sonstigen Flexibilisierungsregelungen - zwingend notwendig, um überhaupt eine Flexibilisierung von Feststoff-Verbrennungsanlagen technisch und den Anforderungen von fremdfinanzierenden Banken entsprechend realisieren zu können.

   Der Gesetzgeber hat jedoch keinen Ausschluss von großen Biomasse-Feststoff-Verbrennungsanlagen gewollt, so dass die sich seit der Einführung des EEG 2025 gezeigten Hemmnisse nunmehr durch entsprechende Ergänzungen beseitigt werden sollten.

   Die Flexibilisierung des Betriebs an Bioenergieanlagen mit Batteriespeichern sollte regulatorisch zugelassen werden und bestehende Rechtsunsicherheiten zur Zwischenspeicherung, gleichzeitigen Einspeisung und Zuordnung des gespeicherten Stroms dringend beseitigt werden.

10. Nutzung vorhandener Momentanreserve-Potenziale von Biomasseanlagen

Momentanreserve wird aktuell händeringend gesucht. Beispielsweise wurde kürzlich im StromVKG die Kapazitätsprämie von 173 EUR auf 244 EUR/kW und Jahr massiv angehoben; offenbar auch mit der Begründung „hohe Anforderungen an die Lieferung von MomR“. Momentanreserve ist die Trägheit der lokalen Netzstabilität. Eine ausreichend ausgebaute Momentanreserve – d.h. eine hohe Trägheit - reduziert die Notwendigkeit von sog. Regelenergie erheblich und damit die Kosten, da deutlich weniger Kapazitäten in der Regelenergie vorgehalten oder ausgebaut werden müssen. Momentanreserve reagiert unmittelbar – sozusagen als erste zeitliche Instanz vor dem Einsatz von Regelenergien. Besonders bei gravierenden Störfällen (z.B. sehr hoher Bedarf bei Net-split-Szenarien) wird viel Momentanreserve

gebraucht. Momentanreserve ist also ein wesentlicher Teil der Netzstabilität.

Bei zunehmendem Anteil an EE wird mehr Momentanreserve benötigt. Früher wurde die stabilisierende Momentanreserve von konventionellen Kraftwerken quasi nebenbei mit erbracht. Perspektivisch kann sie durch sog. „virtuelle Trägheit“ erbracht werden. Bis solche Systeme in Serienfertigung qualitätsgesichert vorhanden sind, dauert es voraussichtlich noch deutlich bis in die 2030er Jahre. Aktuell sind diese Systeme nicht verfügbar und so müssen trotz hoher Überproduktion von Strom an sonnigen/windreichen Tagen (und damit einhergehend negativer Strompreise) konventionelle Kraftwerke hochgefahren und vergütet werden. Die gekoppelten Synchron-Generatoren dieser Kraftwerke sorgen für die nötige Momentanreserve und Netzfrequenzstabilität.

Vorhandene Biomassekraftwerke mit entsprechenden Generatoren bestimmter Kennzahlen, die ebenfalls Momentanreserve bereitstellen können, sind dagegen an verschiedener Stelle regulatorisch ausgeschlossen.

Dies widerspricht dem Prinzip der Vorrangregelung für EE-Anlagen beim Redispatch, d.h., dass EE nur abgeregelt werden soll, wenn deren Kosten eine Größenordnung höher liegen.

Auch bei Betrieb in Teillast-Fahrweisen können diese Anlagen nahezu die volle Momentanreserve wie bei Volllast bereitstellen, da der Generator synchron zum Netz mit konstanter Frequenz rotiert und entsprechende Massenträgheit besitzt. Damit können sie auch in flexiblen Fahrweisen die Netzstabilität unterstützen.

Vorschlag

Die aktuellen Ausschreibungen für Momentanreserve sind unterdeckt. Soll das vorhandene und erweiterbare Potenzial stabilisierender Momentanreserve von Biomasseanlagen genutzt werden, so müssen die aktuell vorhandenen diversen regulatorischen Ausschlüsse für Biomasseanlagen aufgehoben werden und ein Ansatz für eine angemessene Vergütungsstruktur gefunden werden.

Kontakt

Hauptstadtbüro Bioenergie

Sandra Rostek
Leiterin
Tel.: 030-2758179-15
Email: rostek@bioenergie.de

Dr. Guido Ehrhardt
KabEratsleiter Politik des Fachverband Biogas e.V. (FvB)
Tel.: 030-2758179-16
Email: guido.ehrhardt@biogas.org