



Stellungnahme
Hauptstadtbüro Bioenergie

**Öffentliche Anhörung zu Vorlagen zum Erneuerbare-Energien-Gesetz
- EEG 2027 auf BT-Drucksachen 21/7867, 21/7819, 21/8108, 21/8119,
21/7907**

Dem Ausschuss ist das vorliegende Dokument in nicht barrierefreier Form zugeleitet worden.

Siehe Anlage

Kurzstellungnahme zur

Sachverständigen- anhörung zum Entwurf der Bundesregierung für ein EEG 2027 vom 29.07.2026

Stand: 1.10.26

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)

Inhalt

Das Wichtigste in Kürze	3
Vorbemerkung	5
1. Biomasse-Ziel auf 19,3 GW und Ausschreibungsvolumen auf 2.500 MW/a anheben	6
1.1. Biomasse-Ziel von 9,5 GW widerspricht dem Koalitionsvertrag	6
1.2. Alternativer Ansatz zur Festlegung eines EEG-Ziels: Stabilisierung der aus Biomasse erzeugten Strommenge bis 2035	7
1.3. Anhebung der Ausschreibungsvolumina auf 2.500 MW/a notwendig	8
2. Maisdeckel streichen	9
3. Zweiten Vergütungszeitraum auf 15 Jahre verlängern	10
4. Flexibilitätszuschlag auf 130 Euro/kW anheben	10
5. Begrenzung der Betriebsviertelstunden durch Begrenzung der Bemessungsleistung ersetzen	11
6. Pflicht zum Angebot flexibler Netzanschlussvereinbarungen	13
7. Zuschlag für Kleinanlagen verlängern und erhöhen	14
8. Anhebung der Bagatellgrenze für die Überbauungsanforderungen auf 750 kW installierter Leistung	15
9. Möglichkeit der erneuten Teilnahme an der Ausschreibung – Zusatzgebot zur weiteren Flexibilisierung	16
10. Batteriespeicher als Flexibilitätsoption zulassen	16
11. Biomethan-Ausschreibungen fortführen	17
12. Nutzung vorhandener Momentanreserve-Potenziale von Biomasseanlagen bei flexiblen Fahrweisen	18

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 Strom-MENGE. 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. **Auch bereits bezuschlagte Anlagen** sollten von der Verlängerung profitieren.

4. Flexibilitätzuschlag auf 130 Euro/kW anheben: 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. Dies sollte **auch für bereits bezuschlagte Anlagen** gelten.

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. Dies sollte **auch für bereits bezuschlagte Anlagen** gelten.

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

Gerade regional verankerte und landwirtschaftlich geprägte Kleinanlagen verfügen häufig nicht über die wirtschaftlichen oder technischen Voraussetzungen, um die hohen Überbauungsanforderungen größerer Anlagen zu erfüllen, insbesondere wenn sie aufgrund ihrer Größe noch nicht genehmigungsbedürftig nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz sind. Zudem könnten viele bestehende Wärmekonzepte bei höheren Überbauungsanforderungen nicht mehr ausreichend versorgt werden. Um die Stilllegung kleiner Biogasanlagen bzw. das Ende der daran angeschlossenen Wärmekonzepte zu verhindern, sollte eine zweifache Überbauung für Kleinanlagen ausreichen. Dazu ist eine Anhebung der Bagatellgrenze der Überbauungsanforderungen von 350 auf 750 kW notwendig, **auch für bereits bezuschlagte Anlagen.**

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 Bioenergieanlagen als Flexibilitätsoption – wie die Überbauung mit BHKW-Leistung – ausdrücklich ermöglicht werden, zumal bei festen Biomasseanlagen eine Flexibilisierung der Anlage (des Kessels) technisch nur bedingt möglich und bei kleinen Biogasanlagen eine Überbauung oft nicht wirtschaftlich ist. Dabei sollte allerdings der Flexibilitätzuschlag nur für die installierte Leistung der Bioenergieanlage in Anspruch genommen werden können. Finanziell vergütet würde dabei allein die aus der Bioenergieanlage und dem (Bioenergie-)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 dar, 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.

12. Biomasse-Heizkraftwerke können bereits heute wichtige Momentanreserve für die Netzstabilität bereitstellen, sind dafür aber regulatorisch teilweise ausgeschlossen. Stattdessen werden fossile Kraftwerke zur Bereitstellung von Momentanreserve herangezogen. Es ist deshalb erforderlich, diese Ausschlüsse aufzuheben und eine angemessene Vergütung für die Bereitstellung von Momentanreserve aus Biomasseanlagen zu schaffen, die auch in flexiblen Fahrweisen zur Stabilisierung der Netzfrequenz fortdauernd bereitgestellt werden kann.

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. Wir sehen mit einigen Verbesserungen wie der Fortführung der Anschlussregelung für Güllekleinanlagen in der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV) einzelne Schritte in diese Richtung. In Summe bleibt der vorliegende Kabinettsentwurf (KabE) eines EEG 2027 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 Kurzstellungnahme wird nur der dringendste Änderungsbedarf dargelegt. Für eine umfassende Liste der Verbesserungsvorschläge sowie eine detailliertere Ausarbeitung der hier gemachten Vorschläge wird auf die [Langstellungnahme zum KabE](#) verwiesen.

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 KabE des sog. „Netzanschlusspakets“](#) hin.

1. Biomasse-Ziel auf 19,3 GW und Ausschreibungsvolumen auf 2.500 MW/a anheben

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

Im KabE wird suggeriert, das Biomasse-Ziel (§ 4 Nr. 4 EEG 2023) und die Ausschreibungsvolumina (§ 28c Abs. 2 EEG 2023) würden so 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 BMWi 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 BMWi 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 Energien beinhalte den netzdienlichen Ausbau [...] von Bioenergie“. Vielmehr würde das 9,5-GW-Ziel zu

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

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 sich folgende Berechnung eines Biomasse-Zielwerts für 2035, 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. 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** (§ 39i Abs. 1 EEG 2023).

Damit dies **auch für bereits bezuschlagte Anlagen** gilt, wird in § 100 Abs. 37 (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. Zweiten Vergütungszeitraum auf 15 Jahre verlängern

Eine umfangreiche Flexibilisierung hat sehr hohe Investitionen (meist mehrere Mio. €) zur Folge und kann oft nicht über den vorgesehenen zweiten Vergütungszeitraum von 12 Jahren (§ 39h Abs. 3 EEG) 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, deshalb sollte die Verlängerung auch für bereits bezuschlagte Anlagen gelten.

Vorschlag

Der zweite Vergütungszeitraum sollte von 12 auf 15 Jahre verlängert werden, auch für bereits bezuschlagte Anlagen.

4. Flexibilitätszuschlag auf 130 Euro/kW anheben

Gemäß der Berechnungen des Fraunhofer IEE im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums⁶ aus dem Jahr 2023 ist eine Anhebung des Flexibilitätszuschlags (§ 50a) auf mindestens 130 Euro/kW notwendig, um die Kosten einer umfassenden Flexibilisierung zu decken. Seitdem sind die Kosten noch weiter gestiegen. 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.

⁶ [Fraunhofer IEE et al \(2024\), Evaluationsbericht: Stromerzeugung aus Biomasse](#), S. 70-72

Vorschlag

Der Flexibilitätszuschlag in § 50a wird für **von 100 auf 130 Euro pro kW** erhöht bzw. für bereits durch den Flexibilitätszuschlag für „bereits über die Flexibilitätsprämie geförderte Leistung“ auf mind. 100 Euro/kW. Zudem wird im Sinne eines Inflationsausgleichs eine Übergangsregelung eingeführt, damit die Anhebung **auch für bereits bezuschlagte Anlagen** gilt:

In § 100 Abs. 37 wird § 50a Abs. 1 Satz 1 aus der Auflistung gestrichen. § 100 wird ergänzt um folgende Bestimmung:

„§ 50a dieses Gesetzes ist anstelle von § 50a Abs. 1 EEG 2021 und § 50a Abs. 1 EEG 2017 anzuwenden. § 100 Abs. 13 EEG 2021 entfällt.“

5. Begrenzung der Betriebsviertelstunden durch Begrenzung der Bemessungsleistung ersetzen

Mit dem Biomassepaket Anfang 2025 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.

Die Branche unterstützt das Ziel, Biogasanlagen zu einer flexiblen Stromerzeugung anzureizen. Allerdings hat sich die 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. Konkret wurden aus der Praxis insb. von Anlagenbetreibern und Direktvermarktern folgende Probleme der Begrenzung der Betriebsviertelstunden gemeldet:

- **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.
- **Wartungsarbeiten oder technische Ausfälle bei Anlagen mit mehreren BHKW:** Es gibt Zeiten, in denen z.B. aufgrund von notwendigen 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 Regellenergemarkt (Erbringung von Systemdienstleistungen):** Regelenenergieprodukte 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.

Vorschlag

Die **Begrenzung der Betriebsviertelstunden** sollte durch die **bis zum Biomasse-Paket 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 $< 2 \text{ ct/kWh}$ 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.“

6. Pflicht zum Angebot flexibler Netzanschlussvereinbarungen

Eines der größten Hemmnisse für eine umfassende Flexibilisierung ist oft, dass Netzbetreiber den Anschluss stark überbauter Anlagen verhindern. Mit dem neuen § 8a EEG wird es Netzbetreibern ermöglicht, Anlagenbetreibern so genannte „flexible Netzanschlussvereinbarungen“ anzubieten. Eine solche Vereinbarung kann beispielsweise enthalten, dass eine flexibilisierte Biogasanlage an den Netzeinspeisepunkt einer nahegelegenen PV-Anlage angeschlossen wird, mit der Maßgabe, nur dann einzuspeisen, wenn die PV-Anlage keinen Strom einspeist. So wird eine effiziente und schnellere Nutzung von Netzanschlüssen ermöglicht. Die flexible Netzanschlussvereinbarung ist außerordentlich wichtig zur Umsetzung des Gesetzes. Berichten aus der Praxis zufolge, haben einige Netzbetreiber bereits angekündigt, von dieser Option keinen Gebrauch machen zu wollen. Angesichts der hohen Bedeutung eines schnellen Netzanschlusses für die Flexibilisierung ist es dem Netzbetreiber zuzumuten, den technisch und wirtschaftlich geeigneten, nächstliegenden Verknüpfungspunkt grundsätzlich bereitzustellen und eine entsprechende Vereinbarung verpflichtend anzubieten.

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 Speichereinrichtungen 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.“

7. 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 **Begrenzung 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.“

8. Anhebung der Bagatellgrenze für die Überbauungsanforderungen auf 750 kW installierter Leistung

Gerade regional verankerte und landwirtschaftlich geprägte Kleinanlagen verfügen häufig nicht über die wirtschaftlichen oder technischen Voraussetzungen, um die hohen Überbauungsanforderungen größerer Anlagen zu erfüllen, insbesondere wenn sie aufgrund ihrer Größe noch nicht genehmigungsbedürftig nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) sind. Viele dieser Anlagen waren auf Basis des bisherigen EEG auf eine doppelte Überbauung ausgelegt, würden bei einer dreifachen Überbauung aber die Grenze zur BImSchG-Genehmigungsbedürftigkeit überschreiten, was in der Regel unwirtschaftliche Folgeinvestitionen erfordern würde. Zudem könnten viele bestehende Wärmekonzepte bei höheren Überbauungsanforderungen nicht mehr ausreichend versorgt werden.

Vorschlag

Um die Stilllegung kleiner Biogasanlagen bzw. das Ende der daran angeschlossenen Wärmekonzepte zu verhindern, sollte eine zweifache Überbauung für Kleinanlagen ausreichen (45 % Höchstbemessungsleistung bzw. max. 16.000 förderfähiger Betriebsviertelstunden, soweit deren Begrenzung erhalten bleibt). Dazu ist eine **Anhebung der Bagatellgrenze der Überbauungsanforderungen von 350 auf 750 kW** notwendig, was der Grenze zur BImSchG-Genehmigungsbedürftigkeit entspricht. Die Anhebung der Bagatellgrenze sollte ausdrücklich **auch für bereits bezuschlagte Anlagen** gelten. Damit würde der Vorgabe im Koalitionsvertrag Rechnung getragen, die eine besondere Berücksichtigung von kleinen und wärmegeführten Anlagen vorsieht.

Sofern an der bestehenden Begrenzung der Betriebsviertelstunden festgehalten wird, wird § 39i Abs. 2a Satz 5 dazu 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.“

9. 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.“

10. 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 Bioenergie-Strom-Batteriespeicher** realisieren will. Beide Möglichkeiten werden nahezu gleichgestellt: Allerdings besteht kein Anspruch auf Flexibilitätszuschlag im Umfang der installierten Leistung des Bioenergie-Strom-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. Hierfür sollten Biomasse-Feststoff-Verbrennungsanlagen 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 erhalten. Für eine ausführliche Beschreibung wird auf unsere [Langstellungnahme](#) verwiesen.

11. Biomethan-Ausschreibungen fortführen

Der KabE 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 KabE 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 verschiedene Faktoren beigetragen:

- 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** 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.

12. Nutzung vorhandener Momentanreserve-Potenziale von Biomasseanlagen bei flexiblen Fahrweisen

Biomasseanlagen mit synchron gekoppelten Generatoren können bereits heute Momentanreserve bereitstellen und damit einen wichtigen Beitrag zur Netzstabilität leisten. Diese Momentanreserve gewinnt mit dem steigenden Anteil erneuerbarer Energien an Bedeutung, weil sie unmittelbar zur Frequenzstabilisierung beiträgt und den Bedarf an Regelenergie verringern kann. Während diese Leistung früher von konventionellen Kraftwerken nebenbei erbracht wurde, sind erneuerbare Alternativen wie „virtuelle Trägheit“ derzeit noch nicht ausreichend verfügbar und werden voraussichtlich erst in den 2030er Jahren breiter einsetzbar sein. Problematisch ist daher, dass vorhandene Biomassekraftwerke trotz ihres technischen Potenzials regulatorisch teilweise ausgeschlossen sind und stattdessen konventionelle Kraftwerke für Momentanreserve hochgefahren und vergütet werden. 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. In Zeiten verschiedener Krisen sind Fragen der Resilienz verstärkt stets mitzudenken. Es ist erforderlich, das Resilienzverständnis dahingehend zu erweitern, dass neben der Herkunft von Anlagenbestandteilen etc. auch der Brennstoff stärker mit einbezogen wird und heimische, sicher verfügbare Biomasse in entsprechenden Szenarien sachgerecht berücksichtigt wird.

Auch bei Betrieb in Teillast-Fahrweisen können diese Biomaasseanlagen 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**.

Die aktuellen Ausschreibungen für Momentanreserve sind unterdeckt. Soll das vorhandene und erweiterbare Potenzial stabilisierender Momentanreserve von Biomasseanlagen genutzt werden, so müssen die aktuell vorhandenen regulatorischen Ausschlüsse für diese Anlagen aufgehoben und eine angemessene Vergütung der Systemdienstleistung erfolgen.

Vorschlag

Das Hauptstadtbüro Bioenergie schlägt ein gekoppeltes Vergütungsprodukt vor, das die **flexible Absenkung der Einspeiseleistung** von Biomasse-Heizkraftwerken mit der **fortdauernden Bereitstellung lokaler Momentanreserve** verbindet.

Kernkriterien dieses Produkts sind eine nachgewiesene Absenkungsfähigkeit der angebotenen Einspeiseleistung um mindestens 40 % für mindestens 500 Stunden und eine Anlaufzeitkonstante von mindestens 2 Sekunden als Kriterium einer signifikanten Momentanreservebereitstellung.

Zur Kompensation der erhöhten Kosten aus Zusatzinvestition in Flexibilisierung und Betrieb wird ein jährlicher Flexibilitätszuschlag von 130 EUR je kW abgesenkter Einspeiseleistung für den EEG-Vergütungszeitraum vorgeschlagen.

Es wird gefordert, dass auch inhärent im Wirkleistungsbetrieb erbrachte physikalische Momentanreserve aus Synchrongeneratoren anerkannt und vergütet wird, zusätzlich zum Aufbau zusätzlicher Momentanreserve nach den aktuellen Bedingungen der Momentanreserveausschreibungen.

Nach Ansicht des Hauptstadtbüro Bioenergie könnte das vorgeschlagene Produkt über einen zusätzlichen Abschnitt in §50 EEG (Flexibilitätsparagraph) geregelt werden.

„§ 50c Flexibilitätszuschlag für gleichzeitige Bereitstellung von Momentanreserve

- (1) Biomasseheizkraftanlagen haben Anspruch auf einen Flexibilitätszuschlag, wenn die Einspeiseleistung auf mindestens 60% der angebotenen Einspeiseleistung reduziert werden kann unter Beibehaltung der Momentanreservebereitstellung.*
- (2) Der Umfang der mindestens zu erbringenden Momentanreserve ergibt sich aus dem Produkt der installierten elektrischen Nennleistung dieser Anlage und einer Anlaufzeitkonstante von mindestens 2 Sekunden.*
- (3) Für die nachgewiesene Absenkungsfähigkeit zur angebotenen Einspeiseleistung von mindestens 40 % für mindestens 500 Stunden erhält der Anlagenbetreiber für den gesamten EEG-Vergütungszeitraum einen jährlich auszuzahlenden Flexibilitätszuschlag in Höhe von 130 EUR pro kW Leistungsabsenkung.“*

Für eine detaillierte Darstellung der vorgeschlagenen Flexibilisierungsoption von Biomasse-HKW mit gekoppelter Momentanreservebereitstellung wird auf die [Stellungnahme des FVH](#) verwiesen.

Kontakt

Hauptstadtbüro Bioenergie

Sandra Rostek

Leiterin

Tel.: 030-2758179-15

Email: rostek@bioenergie.de

Dr. Guido Ehrhardt

Referatsleiter Politik des Fachverband Biogas e.V. (FvB)

Tel.: 030-2758179-16

Email: guido.ehrhardt@biogas.org