

## Stellungnahme

# Zum Entwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft & Klimaschutz für ein Strompreis- bremsengesetz vom 22.11.2022

**Stand: 23.11.22**

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

## Inhalt

Das Wichtigste in Kürze.....	3
Vorbemerkung und Grundsätzliches.....	4
1. Bewertung des Abschöpfungsmechanismus.....	5
1.1. Der „gestattete Erlös“ ermöglicht keinen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb .....	5
1.1.1. Zu den Kostensteigerungen bei Biomasse im Allgemeinen .....	5
1.1.2. Zu den Kostensteigerungen bei Biogasanlagen .....	6
1.1.3. Zur Kostensteigerung bei Holzenergieanlagen.....	8
1.1.4. Berücksichtigung der Kostensteigerungen im StromPBG.....	8
1.2. Keine Abschöpfung von Erlösen aus der flexiblen Stromproduktion (Änderung von § 16 Abs. 1 RefE) .....	9
1.3. Bagatellgrenze für Biogasanlagen ändern .....	10
1.3.1. Umstellung auf 1 MW Höchstbemessungsleistung (Ergänzung von § 13 Abs. 3 Nr. 2 RefE) .....	10
1.3.2. Bestandsschutz wahren: Trennung zwischen BHKW am Standort der Biogaserzeugung und Satelliten-BHKW (Änderung von § 13 Abs. 3 Nr. 2 RefE)	11
1.4. Keine rückwirkende Abschöpfung (Änderung von § 13 Abs. 1 RefE).....	12
2. Vereinbarkeit der Änderungsvorschläge mit der EU-Verordnung 2022/1854.....	13
2.1. Zur Ausnahme von Biogas und fester Biomasse vom Abschöpfungsmechanismus .....	13
2.1.1. Erwägungsgründe.....	13
2.1.2. Wortlaut und Begriffsbedeutung „Biomethan“ .....	15
2.2. Zur Einführung höherer „zulässiger Erlöse“ für Biogas und feste Biomasse... 15	
2.3. Zur Einführung einer Bagatellgrenze von 1 MW Höchstbemessungsleistung für Biogasanlagen .....	15
2.3.1. Wortlaut.....	16
2.3.2. Erwägungsgründe.....	16

## Das Wichtigste in Kürze

- 1. Grundsätzliche Ausnahme von Biogas und fester Biomasse:** Bioenergieanlagen waren in den vergangenen Jahren und insbesondere seit Beginn des Ukrainekriegs **massiven Steigerungen der festen und variablen Produktionskosten** ausgesetzt. Damit Anlagenbetreiber die vergangenen Kostensteigerungen und ggf. zukünftige weitere Kostensteigerungen durch höhere Stromerlöse refinanzieren können, muss die Stromerzeugung aus Biogas und fester Biomasse grundsätzlich vom Abschöpfungsmechanismus ausgenommen werden. Diese Möglichkeit ist auch von der dem Gesetz zugrundeliegenden EU-Verordnung 2022/1854 gedeckt. Sollte der Abschöpfungsmechanismus in der im Referentenentwurf (RefE) beschriebenen Form umgesetzt werden, ist mit einer massiven Leistungsreduktion durch Bioenergieanlagen zu rechnen. Dies kann in Anbetracht der aktuellen Energiekrise nicht das Ziel der Bundesregierung sein.
- 2. Deutlich höhere Sicherheitszuschläge:** Insofern Biomasse nicht vollständig ausgenommen wird, müssen die Sicherheitszuschläge auch die **vergangenen bzw. absehbaren Steigerungen der variablen und fixen Kosten berücksichtigen**. Die RefE vorgesehene Erhöhung des Sicherheitszuschlags von 3 auf 6 ct/kWh reicht dafür in keiner Weise aus. Angemessene Sicherheitszuschläge wären für Biogas (ohne Biomethan) 12 ct/kWh, für Altholz 13 ct/kWh für Frischholz 9 ct/kWh.
- 3. Keine Abschöpfung von Erlösen aus der flexiblen Stromproduktion:** Laut RefE soll die Differenz zwischen „gestatteten Erlösen“ (anzulegender Wert zzgl. Sicherheitszuschlag) und den *realen* Spotmarkterlösen abgeschöpft werden. Damit werden auch die Einnahmen aus der flexiblen Stromproduktion abgeschöpft und Bioenergieanlagen verlieren den Anreiz, ihre Stromproduktion auf Zeiten mit besonders hohem Strombedarf zu verlagern. Dies erhöht den Erdgasbedarf in Spitzenlastzeiten und ist insbesondere in der jetzigen Krisensituation energiewirtschaftlich falsch. Statt der Differenz zwischen den realen Spotmarkterlösen und dem „gestatteten“ Erlös, darf **nur die Differenz zwischen und dem energieträgerspezifischen Monatsmarktwert** abgeschöpft werden (so wie dies im RefE bereits für Wind- und Solarenergie vorgesehen ist).
- 4. Änderung der Bagatellgrenze für Biogas:** Die vorgesehene **Bagatellgrenze** von 1 Megawatt (MW) ist zu begrüßen. Insofern Biomasse nicht grundsätzlich ausgenommen wird, muss die Grenze **bei Biogasanlagen** nicht 1 MW *installierte* Leistung, sondern **1 MW Höchstbemessungsleistung** betragen, um Anlagen nicht schlechter zu stellen, die ihre installierte Leistung zum Zweck der flexiblen Stromerzeugung erhöht haben. Eine Pönalisierung von Investitionen in die Anlagenflexibilisierung ist energiewirtschaftlich unsinnig. Außerdem muss zur Berechnung der installierten Leistung Biogasanlagen, die **getrennte Anlagen** im Sinne des EEG sind, **nicht zusammengefasst** werden. Dies würde die 1 MW Bagatellgrenze konterkarieren und einen Eingriff in den für diese Anlagen geltenden Bestandsschutz bedeuten.
- 5. Keine Rückwirkung:** Die rückwirkende Abschöpfung von Erlösen ab dem 1.9.2022 zerstört massiv das Vertrauen der Wirtschaft in die Politik und treibt gerade Bioenergieanlagen wegen hoher Brennstoffkosten in die Verlustzone. Insofern Biomasse nicht grundsätzlich ausgenommen wird, darf die **Abschöpfung erst für Erlöse** gelten, die **ab dem 1.12.** erwirtschaftet wurden, so wie dies auch in der EU-Verordnung vorgesehen ist.
- 6. Anhebung der Höchstwerte nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG):** Aufgrund der stark gestiegenen festen und variablen Kosten sollten die Höchstwerte in den EEG-Ausschreibung für Neu- und Bestandsanlagen deutlich angehoben werden.

## Vorbemerkung und Grundsätzliches

Biogasanlagen, Holzheizkraftwerke und andere Bioenergieanlagen (z.B. Strohheizkraftwerke) erzeugen in Deutschland ca. 50 Terawattstunden (TWh) zuverlässig und günstig Strom und 172 TWh Wärme. Damit reduzieren sie direkt den Verbrauch von Erdgas in der Strom- und Wärmeerzeugung und tragen zu einer Dämpfung der Energiekosten bei.

Die Bioenergieverbände unterstützen das Bemühen der Bundesregierung, die durch den Angriff Russlands auf die Ukraine ausgelöste Energiekrise zu bewältigen und die Belastung von Energieverbraucher durch hohe Energiepreise zu mindern. Damit ist die politische Absicht hinter dem vorliegenden Referentenentwurf (RefE) eines Strompreisbremsengesetzes (StromPBG) durchaus zu begrüßen.

Stark zu kritisieren ist jedoch, dass für die Finanzierung die *Umsätze* Erneuerbarer Energien abgeschöpft werden sollen, anstatt wie bei den Händlern fossiler Energieträger einen Teil des Unternehmensgewinns abzuschöpfen. Bei einer Abschöpfung von Strommarkterlösen (also Umsätzen) besteht zum einen die Gefahr, dass der Mechanismus falsch parametrisiert wird und Umsätze abschöpft, die eigentlich zur Deckung von Ausgaben für den Anlagenbetrieb, Abschreibungen oder Investitionen benötigt werden, so dass ein Unternehmen eine negative Bilanz aufweist oder sogar insolvent geht – in jedem Fall werden Investitionen zurückgehalten. Zum anderen besteht die Gefahr, dass der Abschöpfungsmechanismus Strommarktsignale verzerrt und es zu Fehlanreizen für den Anlagenbetrieb und Investitionsentscheidungen kommt. Tatsächlich ist genau dies bei dem Abschöpfungsmechanismus, so wie er im vorliegenden RefE ausgestaltet ist, der Fall. Aus diesem Grunde wäre ein Abschöpfungsmechanismus, der am Gewinn einer Anlage ansetzt, grundsätzlich sinnvoller.

Im Folgenden nehmen die Bioenergieverbände Stellung zu den für die Bioenergie spezifischen Aspekte des im RefE formulierten Abschöpfungsmechanismus. Für technologieübergreifende Aspekte, insbesondere die Behandlungen von Terminmarktgeschäften, sei auf die Stellungnahme des Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) verwiesen, die die Bioenergieverbände unterstützen.

## 1. Bewertung des Abschöpfungsmechanismus

### 1.1. Der „gestattete Erlös“ ermöglicht keinen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb

#### 1.1.1. Zu den Kostensteigerungen bei Biomasse im Allgemeinen

Grundsätzlich darf die Erlösabschöpfung niemals die Betriebs- und Kapitalkosten der betroffenen Anlage übersteigen. Ein risikoadäquater Ausgleich bei Absicherungsgeschäften bzw. anlagenbezogener Vermarktung mit den Anlagenbetreibern muss zudem sichergestellt sein.

Der RefE sieht für die Stromerzeugung aus Biomasse (außer Biomethan) vor, 90 Prozent aller Strommarkterlöse oberhalb eines Referenzwertes („gestatteter Erlös“) abzuschöpfen, der der bisherigen Vergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zuzüglich eines Sicherheitszuschlags von 6 ct/kWh bei Biogasanlagen bzw. 3 ct/kWh bei sonstigen Biomasseanlagen entspricht. Für Anlagen, die Altholz (also Abfall) zur Energiegewinnung einsetzen, soll nach § 16 Abs. 1 Nr. 4 RefE eine Abschöpfung ab 7 ct/kWh zuzüglich eines Sicherheitszuschlags von 3 ct/kWh greifen.

Augenscheinlich liegt dem Vorschlag die Annahme zugrunde, Bioenergieanlagen würden in 2022/23 übermäßig hohe Gewinne erzielen, wenn sie auf der Stromseite Erlöse in Höhe der EEG-Vergütung plus 6 ct/kWh (Biogas), 3 ct/kWh (sonstige Biomasse) bzw. 10 ct/kWh (Altholz) erzielen könnten. Diese Annahme ist jedoch grundfalsch und verkennt, dass **Bioenergieanlagen massiven Steigerungen der festen und variablen Kosten ausgesetzt** sind.

Die Stromgestehungskosten der bestehenden Bioenergieanlagen sind in den letzten Jahren und insbesondere seit Beginn des Ukrainekriegs stark gestiegen. Der „gestattete Erlös“, der laut RefE berücksichtigen soll, „dass verschiedene Anlagentypen unterschiedliche Stromgestehungskosten haben“ und in Verbindung mit einem Sicherheitszuschlag sicherstellen soll, „dass Anlagen trotz der Abschöpfung wirtschaftlich betrieben werden können“, verfehlt diese Ziele für Bioenergieanlagen gänzlich.

- Generell sind seit der Inbetriebnahme der Anlagen im Rahmen der üblichen Inflationsraten die Kosten für Investitionen in technische Anlagenkomponenten, die regelmäßig erneuert werden müssen, wie z.B. Pumpen, Gasspeicher, Blockheizkraftwerke, Schubböden, Roststäbe und Turbinen, sowie für Wartung und Reparaturen stark gestiegen.
- Neue regulatorische Auflagen und energiewirtschaftliche Anforderungen erforderten Neuinvestitionen, z.B. in die Anlagenflexibilisierung, Wärmespeicher, die Abdeckung von Gärrestlagern, die Nachrüstung von Katalysatoren, Wärmenetze, die Umwallung des Anlagengeländes oder Biomassezertifizierungen. Diese Investitionen müssen abgeschrieben bzw. laufende Kredite bedient werden, wobei auch die Zinssätze angezogen haben.
- Insbesondere seit Beginn des Ukrainekriegs kamen noch massive Kostensteigerungen durch höhere Düngemittelpreise, Kraftstoff- und Strompreise sowie allgemein höhere Preise für land- und forstwirtschaftliche Rohstoffe hinzu. Auch die Vermarktungskosten am Strommarkt sind wie bei allen Erneuerbaren Technologien gestiegen. Laut einer Umfrage des Fachverband Biogas e.V. unter Biogasanlagenbetreibern ist von einer Steigerung der Biogassubstratkosten von rund 50 Prozent auszugehen.

- Der Markt für Altholz, aber auch für Frischholz unterliegt derzeit starken Schwankungen. Während Betreiber von Altholzkraftwerken noch 2020 für die Verwertung einer Tonne Altholz ca. 30 Euro erhielten, müssen sie aktuell zwischen 60 und 90 Euro pro Tonne bezahlen<sup>1</sup>. Bei aktuellen Ausschreibungen von Kommunen werden bereits 100 €/t gefordert.

### 1.1.2. Zu den Kostensteigerungen bei Biogasanlagen

Unter Berücksichtigung all dieser Faktoren sind nach Berechnungen des Fachverband Biogas e.V. die Gestehungskosten typischer Biogasanlagen um etwa 9 bis 10 ct/kWh gestiegen. Davon entfallen allein auf die variablen Kosten etwa 7-8 ct/kWh. Aktuell (2022/23) liegen die Stromgestehungskosten typischer Biogasanlagen bei 29-32 ct/kWh.<sup>2</sup>

<b>Stromgestehungskosten einer kleineren, flexibilisierten Biogasanlage ohne Marge in ct/kWh</b> 380 kW inst. Leistung, doppelte Überbauung, Inbetriebnahme 2006 Einsatzstoffe: 70% NawaRo, 30% Gülle			
	Bei Inbetriebnahme	Kostensteigerung	2022/2023
Substratkosten	8,6	4,3	12,9
Sonstige variable Kosten (Wartung, Reparatur etc.)	8,1	3,4	11,5
Fixkosten (Abschreibung etc.)	5,5	2,2	7,8
Summe	22,2	9,9	32,1

<b>Stromgestehungskosten einer größeren, flexibilisierten Biogasanlage ohne Marge in ct/kWh</b> 1.000 kW inst. Leistung, doppelte Überbauung, Inbetriebnahme 2006 Einsatzstoffe: 70% NawaRo, 30% Gülle			
	Bei Inbetriebnahme	Kostensteigerung	2022/2023
Substratkosten	8,6	4,3	12,9
Sonstige variable Kosten (Wartung, Reparatur etc.)	6,9	2,6	9,5
Fixkosten (Abschreibung etc.)	4,8	1,9	6,6
Summe	20,2	8,8	29,0

Das Deutsche Biomasseforschungszentrum (DBFZ) veröffentlichte jüngst ein Gutachten zu den Kostensteigerungen bei Biogasanlagen und kommt ebenfalls zu einer durchschnittlichen Kostensteigerung von rund 45 Prozent bis Mitte 2022.<sup>3</sup>

Dass die Stromgestehungskosten von Biogasanlagen stark gestiegen sind, wird auch in der Begründung von § 16 Abs. 4 RefE anerkannt.

*„Mit diesem im Vergleich zu den übrigen Anlagen erhöhten Sicherheitszuschlag wird darauf reagiert, dass diese Anlagen deutlich höhere laufende Kosten haben als die anderen Technologien und bei*

<sup>1</sup> EUWID-Preisspiegel: Altholz Deutschland

<sup>2</sup> Annahmen: Gestehungskosten im Baujahr 2006 gemäß Angaben der KTBL. Preisanstieg bei technischen Komponenten und BHKWs gemäß allgemeiner Inflation (Durchschnitt laut Statista: 2,6%/a in 2006-2016; 2,1%/a in 2016-2021; 7% in 2022). Anstieg der Substratkosten um ca. 50% gemäß Angaben von Biogasanlagenbetreiber. Preissteigerungen bei sonstigen variablen Kosten und Fixkosten von 2006-2022 auf Basis von Erfahrungswerten: Zinsansatz von 5% auf 6%; Versicherung von 0,5% auf 1%/a der ursprünglichen Investitionssumme; Reparaturkosten für bauliche Anlagenkomponenten von 2% auf 4%/a und für technische Anlagenkomponenten von 3% auf 6%/a; Lohnkosten von 30 Euro auf 40 Euro pro Arbeitskraftstunde.

<sup>3</sup> Siehe: DBFZ (2022), Strompreisdeckel für Biomasseanlagen; abrufbar unter: [Diskussionsbeitrag Strompreisdeckel.pdf \(dbfz.de\)](#)

vielen Bestandteilen der Betriebskosten, insbesondere bei den Kosten für die Einsatzstoffe, zuletzt starke Preissteigerungen zu beobachten waren. So kam es insbesondere zu **Kostensteigerungen in der Landwirtschaft**: Beispielsweise erhöhte sich der Preis für Mais von bisher 26-30 Euro/t auf aktuell ca. 35-45 Euro/t. Ähnliche Kostensteigerungen sind auch bei Gras oder Ganzpflanzensilagen festzustellen. Auch bei tierischen Exkrementen sind die Kosten gestiegen, z.B. bei Rindergülle von bisher 2,5-5 Euro/m<sup>3</sup> auf aktuell 5-10 Euro/m<sup>3</sup> und bei Hühnertrockenkot von bisher 25 – 30 Euro/t auf aktuell 50-60 Euro/t. Auch die **Düngerkosten** sind aufgrund der gestiegenen Erdgaspreise gestiegen. Zusätzlich steigen die **Wartungskosten**. Auf diese und **weitere Preissteigerungen** in diesem Segment reagiert der höhere Sicherheitszuschlag.“

Es ist zu begrüßen, dass das Wirtschaftsministerium das Problem der starken Kostensteigerungen im Biomassebereich erkannt hat und versucht, diese mit einem höheren Sicherheitszuschlag zu adressieren.

Allerdings ist es angesichts der Ausführungen in der Gesetzesbegründung nicht nachvollziehbar, wieso das Ministerium der Ansicht ist, die Kostensteigerung durch eine Anhebung des Sicherheitszuschlags von 3 auf 6 ct/kWh ausreichend zu adressieren:

- Laut der Gesetzesbegründung sind die Substratkosten bei Maissilage um rund 45 Prozent gestiegen, bei Wirtschaftsdünger sogar um 100 Prozent; angesichts der durchschnittlichen Substratkosten von 8-9 ct/kWh würden dementsprechend allein die gestiegenen Substratkosten eine Erhöhung des Sicherheitszuschlags um 4-5 ct/kWh rechtfertigen (in der obigen Beispielrechnung: 4,3 ct/kWh).<sup>4</sup>
- Zusätzlich zu den gestiegenen Substratkosten sollen auch die höheren Kosten für Düngemittel, Wartung und „weitere Preissteigerungen“ in den Sicherheitszuschlag eingepreist werden. In den oben durchgeführten Modellrechnungen belaufen sich die Kostensteigerungen bei diesen weiteren variablen Kosten auf 2,6-3,4 ct/kWh (im Mittel 3 ct/kWh) ct/kWh.

Allein die im RefE angeführten Angaben zu gestiegenen Substratpreise sowie die Aussage, auch gestiegene Kosten für Düngemittel, Wartung und weitere Preissteigerungen im Sicherheitszuschlag zu berücksichtigen, würden also rechtfertigen, den Sicherheitszuschlag für Biogas nicht um 3 ct/kWh anzuheben, sondern um 7-8 ct/kWh.

Ungeklärt bleibt zudem, warum nicht berücksichtigt wird, dass die Kosten für regelmäßige Nachinvestition ebenfalls u.a. im Rahmen der regulären Inflation gestiegen sind. In der Begründung zur Erhöhung der Höchstwerte von Wind- und Solarenergie (u.a. § 36b Abs. 1 EEG 2023) wird gesagt, eine Erhöhung sei „notwendig, um die Wirtschaftlichkeit [...] vor dem Hintergrund der in den vergangenen Monaten stark gestiegenen Kosten für die Investition [...] und der stark gestiegenen Kapitalkosten, wiederherzustellen.“ In den oben beschriebenen Modellrechnungen entspricht diese Kostensteigerung bei Biogasanlagen rund 2 ct/kWh.

Dies zusammengenommen rechtfertigen allein die Aussagen und im RefE zu den gestiegenen Kosten für Substrate, Düngemittel, Wartung, „weitere Kosten“ sowie gestiegene Investitions- und Kapitalkosten eine **Erhöhung des Sicherheitszuschlags für Biogasanlagen von 3 auf 12 ct/kWh**.

---

<sup>4</sup> Siehe dazu auch die Angaben zu Kostensteigerungen beim DBFZ.

### 1.1.3. Zur Kostensteigerung bei Holzenergieanlagen

Bei Biomasseheizkraftwerken fallen für die Erzeugung einer kWh bei der Verwertung von Hackschnitzeln aus Frischholz aktuell ca. 22,4 ct an. Bei Altholz liegen die Stromgestehungskosten derzeit zwischen 18,3 und 21,2 ct/kWh. Die in der Begründung zu § 16 Abs. 1 Nr. 4 aufgeführten 4 ct/kWh aus der Vergangenheit können aufgrund der stark gestiegenen Kosten für Brennstoffe nicht als aktueller Vergleichswert verwendet werden. Dabei sind insbesondere Anlagen betroffen, welche noch nicht über eine Auskopplung von Wärme verfügen, Investitionen in diese Effizienzsteigerung aber planen. Eine Preisobergrenze gefährdet diese Investitionen. Nach einer aktuellen Umfrage unter den Mitgliedsunternehmen des Fachverbands Holzenergie (FVH) sehen jedoch auch Betreiber von Holzenergieanlagen mit Wärmeauskopplung Ihre Lieferzusagen von Wärme gefährdet, da im Falle einer zu gering bemessenen Erlösobergrenze die hohen Brennstoffpreise nicht mehr durch höhere Erlöse in der Stromproduktion kompensiert werden können.

Stromgestehungskosten Biomassekraftwerk (Frischholz) ohne Marge in ct/kWh			
4,5 MW elektrisch inst. Leistung, Inbetriebnahme 2006			
Einsatzstoff: Hackschnitzel			
	2021	Kostensteigerung	2022/2023
Brennstoffkosten (Frischholz)	7,9	3,64	11,5
Sonstige variable Kosten (Wartung, Reparatur etc.)	3,9	2,13	6,1
Fixkosten (Personal, Abschreibung etc.)	3,9	0,92	4,9
Summe	15,8	5,8	22,4

Stromgestehungskosten Biomassekraftwerk (Altholz) ohne Marge in ct/kWh			
5,4 MW elektrisch inst. Leistung			
Einsatzstoff: Altholz			
	60 €/t	80 €/t	100 €/t
Altholzkosten	60 €/t	80 €/t	100 €/t
Brennstoffkosten (Altholz)	8,7	11,6	14,5
Einsatzkosten (ohne Altholz)		1,7	
Sachkosten		7,1	
Verwaltungskosten		0,8	
Summe	18,3	21,2	24,1

Die gesamten Kostensteigerungen liegen im Bereich der forstwirtschaftlichen Biomasse bei rund 6 ct/kWh. Die Gestehungskosten von Altholzkraftwerken schwanken stark mit dem Altholzpreis; seit Anfang 2021 ist dieser von 2-10 Euro pro Tonne auf 60-95 Euro/t gestiegen, was eine massive Kostensteigerung des Brennstoffs von rund 10 ct/kWh bedeutet. Dies rechtfertigt eine **Erhöhung des Sicherheitszuschlags vom 3 ct/kWh im RefE auf 9 ct/kWh für Frischholz und 13 ct/kWh für Altholz.**

### 1.1.4. Berücksichtigung der Kostensteigerungen im StromPBG

Wie die oben genannten Angaben zeigen, würde der im RefE vorgesehene „gestattete Erlös“ für Biogas und sonstige Biomasse in Höhe der der bisherigen EEG-Vergütung zuzüglich eines Sicherheitszuschlags 6 ct/kWh (Biogas) bzw. 3 ct/kWh (sonstige Biomasse) und ein „gestatteter Erlös“ von 7 ct/kWh (Altholz) bei den allermeisten Bioenergieanlagen also keine Gewinne abschöpfen, sondern dazu führen, dass die Kostensteigerungen nicht mehr gedeckt werden.

## Vorschlag

**Angesichts der bisherigen und ggf. weiteren Kostensteigerungen muss die Stromerzeugung aus Biogas und fester Biomasse grundsätzlich vom Abschöpfungsmechanismus ausgenommen werden** (Änderung von § 13 Abs. 3 Nr. 1 RefE). So können Anlagenbetreiber die vergangenen Kostensteigerungen und ggf. zukünftige Kostensteigerungen durch höhere Stromerlöse refinanzieren. Diese Möglichkeit ist auch von der dem Gesetz zugrundeliegenden EU-Verordnung 2022/1854 gedeckt (siehe unten, Abschnitt 2.1).

**Insofern Biomasse nicht vollständig ausgenommen wird, muss** der vorgesehene Sicherheitszuschlag **die vergangenen bzw. absehbaren Steigerungen der variablen und fixen Kosten berücksichtigen**. Die im RefE enthaltenen Werte tun dies nicht. Auf Basis der oben beschriebenen Angaben zu Kostensteigerungen fordern die Bioenergieverbände, für Biogas und feste Biomasse Sicherheitszuschläge in folgender Höhe festzulegen (Änderung bzw. Ergänzung von § 16 Abs. 4):

- Biogas (außer Biomethan): 12 ct/kWh
- Altholz im Sinne der Altholzverordnung: 13 ct/kWh
- Sonstige Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung (insb. Frischholz): 9 ct/kWh

In Bezug auf Anlagen, die ab 2023 am Ausschreibungsverfahren teilnehmen, müssen wie auch bei Wind- und Solarenergie, die **Gebotshöchstwerte im EEG 2023 deutlich angehoben** werden (Änderung von §§ 39b Abs. 1, 39g Abs. 5 Nr. 3, 39l Abs. 1 EEG 2021).

### **1.2. Keine Abschöpfung von Erlösen aus der flexiblen Stromproduktion (Änderung von § 16 Abs. 1 RefE)**

Der Abschöpfungsmechanismus darf insbesondere in der aktuellen Krisensituation nicht zu einer Verzerrung der strommarktgetriebenen Flexibilitätsanreize für Bioenergieanlagen führen. Denn eine Verlagerung der Stromerzeugung aus Biomasse auf Stunden mit hohen Börsenstrompreisen senkt den Bedarf an Erdgas, das ansonsten in Gasturbinen zur Deckung der Spitzenlast eingesetzt werden müsste. Eine Verzerrung dieser Strompreissignale kann so zu einem höheren Erdgasbedarf in Spitzenzeiten führen.

Dies ist jedoch im RefE nicht gegeben. Gemäß § 16 Abs. 1 RefE soll die Differenz zwischen den „gestatteten Erlösen“ (anzulegender Wert zzgl. Sicherheitszuschlag) und den *realen* Spotmarkterlösen abgeschöpft werden. Damit würden auch die Erlöse aus einer flexiblen Stromproduktion nur zu 10 Prozent beim Anlagenbetreiber und dem Direktvermarkter verbleiben. Ein Anteil von 10 Prozent, die Anlagenbetreiber und Direktvermarkter untereinander aufteilen, ist jedoch viel zu gering, um den Aufwand und die Kosten einer flexiblen Fahrweise zu decken. Der Abschöpfungsmechanismus führt auf diese Weise dazu, dass Bioenergieanlagen von einer flexiblen Stromproduktion in eine Grundlastfahrweise wechseln, was den Erdgasverbrauch in Spitzenlastzeiten erhöht.

## Vorschlag

Eine Verzerrung von Flexibilitätsanreizen kann vermieden werden, indem die Stromerzeugung aus **Biogas und fester Biomasse grundsätzlich vom Abschöpfungsmechanismus ausgenommen** wird (Änderung von § 13 Abs. 3 Nr. 1 RefE).

Insofern Biomasse nicht grundsätzlich ausgenommen wird, müssen **zumindest die Erlöse aus einer flexiblen Stromproduktion vollständig ausgenommen** werden. Zu diesem Zweck muss bei der Bioenergie die abzuschöpfende Erlösmenge so definiert werden, dass sie nur die Differenz zwischen dem „gestatten Erlös“ und dem *energieträgerspezifischen Monatsmarktwert* im Sinne des EEG (Monatsmittelwert an der Epex Spot) umfasst – so wie dies im RefE auch für Wind- und Solarenergie vorgesehen ist. Eine Bioenergieanlage, die dann Strom erzeugt, wenn die Börsenstrompreise oberhalb des Monatsdurchschnitts liegen, würde diese Mehrerlöse behalten können.

§ 16 Abs. 1 RefE wäre demnach wie folgt zu ergänzen:

*„(1) Überschusserlöse werden vorbehaltlich der §§ 17 und 18 unwiderleglich vermutet, wenn die Spotmarkterlöse in einem Kalendermonat oder im Fall von Windenergieanlagen und Solaranlagen die kalendermonatlichen Erlöse auf Basis des energieträgerspezifischen Monatsmarktwertes nach Anlage 1 Nummer 3.3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes oder im Fall von Biomasseanlagen die kalendermonatlichen Erlöse auf Basis des energieträgerspezifischen Monatsmarktwertes nach Anlage 1 Nr. 3.2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Summe übersteigen:“*

### 1.3. Bagatellgrenze für Biogasanlagen ändern

#### 1.3.1. Umstellung auf 1 MW Höchstbemessungsleistung (Ergänzung von § 13 Abs. 3 Nr. 2 RefE)

Die 1 MW Bagatellgrenze ist grundsätzlich zu begrüßen. Allerdings bezieht sie sich auf die *installierte Leistung*, wodurch zwar sehr viele Anlagen, die in Grundlast Strom produzieren, von der Abschöpfung ausgenommen sind. Ein Großteil der Anlagen, die ihre installierte Leistung zum Zweck der flexiblen Stromproduktion erhöht haben, werden jedoch abgeschöpft, obwohl sie die gleiche Biogas- und Strommenge produzieren. Diese Pönalisierung von Investitionen die Anlagenflexibilisierung ist eine energiepolitisch unsinnige Anreizwirkung und konterkariert die politisch gewünschte Flexibilisierung des Energiesystems.

## Vorschlag

Fehlanreize, die Investitionen in Anlagenflexibilisierung benachteiligen, sollten durch eine grundsätzliche **Ausnahme der Stromerzeugung aus Biomasse** vom Abschöpfungsmechanismus vermieden werden.

Insofern Biomasse nicht vollständig ausgenommen wird, muss sich die **1 MW Bagatellgrenze zumindest bei Biogasanlagen** nicht auf die installierte Leistung zu beziehen, sondern auf die **„Höchstbemessungsleistung“**, die alle Biogasanlagen seit dem EEG 2014 besitzen (Ergänzung von § 13 Abs. 3 Nr. 2 RefE). Die Höchstbemessungsleistung begrenzt die Stromerzeugung, aber nicht die installierte Leistung. So wird die Absicht hinter der Baga-

tellgrenze, Anlagen mit einer Stromerzeugung unterhalb einer gewissen Schwelle auszunehmen, umgesetzt, ohne dass flexibilisierten Anlagen gegenüber nicht-flexibilisierten Anlagen schlechter gestellt werden. Die allermeisten Holzenergieanlagen haben keine Höchstbemessungsleistung; hier müsste man dann bei installierter Leistung bleiben.

Zu diesem Zweck ist § 13 Abs. 3 Nr. 2 um einen neuen Buchstabe b zu ergänzen:

„2. Strom aus

[...]

b) Anlagen, in denen Biogas eingesetzt wird, mit einer **Höchstbemessungsleistung** im Sinne von § 101 Abs. 1 EEG 2017, § 47 Abs. 1 Satz 1 EEG 2014, § 44b Abs. 1 Satz 1 EEG 2017 oder § 44b Abs. 1 Satz 1 EEG 2021 von bis zu 1 Megawatt.“

### **1.3.2. Bestandsschutz wahren: Trennung zwischen BHKW am Standort der Biogaserzeugung und Satelliten-BHKW (Änderung von § 13 Abs. 3 Nr. 2 RefE)**

Nach § 13 Abs. 3 Nr. 2 Buchstabe a RefE fallen Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 1 MW nicht in den sachlichen Anwendungsbereich des StromPBG. Zur Bestimmung der installierten Leistung soll nach dem RefE einerseits auf die Begriffsdefinition zur installierten Leistung in § 3 Nr. 31 EEG 2021 und andererseits auch zur Bestimmung der Größe der Anlage auf § 24 Abs. 1 EEG 2021 zurückgegriffen werden. Ziel dieser Ausnahme ist die Verringerung des bürokratischen Aufwands.

Dabei ist es gerade nicht zielführend, wenn auf § 24 Abs. 1 EEG 2021 *in Gänze* abgestellt wird. Vielmehr ist es erforderlich, lediglich auf § 24 Abs. 1 Satz 1 EEG 2021 bzw. zusätzlich ggf. noch auf dessen Sätze 3 und 4 zu verweisen. **Auf keinen Fall ist der Verweis auf § 24 Abs. 1 Satz 2 EEG 2021 zielführend.**

Es ist ein weit verbreitetes Anlagenkonzept, aus derselben Biogaserzeugungsanlage neben dem BHKW am Standort der Biogaserzeugung ein weiteres, von der Anlage abgesetztes BHKW (sog. „Satelliten-BHKW“) zu versorgen. Das Vor-Ort-BHKW und das Satelliten-BHKW sind EEG-rechtlich eigenständige Biogasanlagen, die auch räumlich getrennt und nur mittelbar über die Mikrogasleitungen zwischen Gaserzeugungsanlage und den BHKWs verbunden sind. Wenn – wie im RefE vorgesehen – zur Bestimmung der installierten Leistung auf § 24 Abs. 1 Satz 2 EEG 2021 verwiesen wird, dann würden zwei an sich EEG-rechtlich eigenständige Biogasanlagen zusammengefasst, um zu prüfen, ob sie unter die Bagatellgrenze fallen oder dem Abschöpfungsmechanismus unterliegen. Gerade im Hinblick auf ältere Bestandsanlagen **widerspricht** eine Anwendung dieser **Zusammenfassungsregel dem verfassungsrechtlich normierten Bestandsschutz**. Eine § 24 Abs. 1 Satz 2 EEG 2021 entsprechende Vorschrift besteht erst für seit dem 01.08.2014 in Betrieb genommene Anlagen. Eine Anwendung insbesondere auf Bestandsanlagen hätte einen verfassungsrechtlich nicht zu rechtfertigenden Eingriff in den Bestandsschutz zur Folge.

Diese Zusammenfassung **widerspricht auch der gesellschaftsrechtlichen Realität**. Meist stellen sowohl die Vor-Ort-Anlage als auch die Satellitenanlage unterschiedliche Gesellschaften dar.

Diese Zusammenfassung von Biogasanlagen **entspricht auch nicht den europarechtlichen Vorgaben**. So kann bereits angezweifelt werden, ob „installierte Kapazität“ (EU-VO 2022/1854) im Sinne der installierten Leistung oder vielmehr im Sinne einer Bemessungsleistung auszulegen ist. Die EU-VO

2022/1854 enthält jedenfalls keine Anhaltspunkte dafür, dass bei Biogasanlagen vom nationalen Anlagenbegriff (§ 3 Nr. 1 EEG 2021) weiter abgewichen werden soll.

In der Regelung zur Bestimmung der installierten Leistung in § 13 Abs. 3 Nr. 2 Buchstabe a RefE ist ein Verweis auf § 24 Abs. 1 Satz 1 EEG 2021 **nur und einzig in Bezug auf Solaranlagen sinnvoll**. Denn nach § 3 Nr. 1 EEG 2021 ist jedes Modul eine eigenständige Anlage. Daher ist es zielführend auf § 24 Abs. 1 Satz 1 EEG 2021 zu verweisen, da sonst bei Solaranlagen die de minimis-Regel der EU-VO und auch des StromPBG komplett leerliefe.

Ggf. entspricht es auch dem Willen des Gesetzgebers, dass beispielsweise Freiflächenanlagen nicht mit Solaranlagen in, an oder auf Gebäuden und Lärmschutzwänden zusammengefasst werden. Wenn dem so ist, dann muss der Verweis im StromPBG auch auf § 24 Abs. 1 Satz 1, 3 und 4 EEG 2021 lauten.

Es **widerspricht aber gerade Aspekten der Gleichberechtigung**, wenn bei Biogasanlagen eine Zusammenfassung zwischen Vor-Ort-Anlage und Satellitenanlage über die Mikrogasleitung erfolgt (§ 24 Abs. 1 Satz 2 EEG 2021) und bei Solaranlagen über § 24 Abs. 1 Sätze 3 und 4 EEG 2021 verschiedene Konstellationen von einer Zusammenfassung ausgenommen werden.

### Vorschlag

Aus den genannten Gründen ist in jedem Fall § 24 Abs. 1 Satz 2 EEG 2021 im Rahmen des § 13 Abs. 3 Nr. 2 Buchstabe a RefE auszunehmen und die Angabe zur Berechnung der installierten Leistung wie folgt zu spezifizieren:

„2. Strom aus

a) *Erneuerbare-Energien-Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 1 Megawatt, wobei zur Bestimmung der installierten Leistung § 3 Nummer 31 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Bestimmung der Größe der Anlage § 24 Absatz 1 Satz 1, 3 und 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes entsprechend anzuwenden sind,*“

### 1.4. Keine rückwirkende Abschöpfung (Änderung von § 13 Abs. 1 RefE)

Sehr viele Betreiber haben die vorhandenen oder absehbaren Strommarkterlöse bereits reinvestiert (z.B. in die Flexibilisierung, eine Generealüberholung oder Wärmenetzanschlüsse) und/oder zur Kompensation der höheren Betriebs- und Brennstoffkosten verwendet. Die Signale aus der Politik mit der Novelle des Energiesicherungsgesetzes (EnSiG) waren klar und richtungsweisend. Eine rückwirkende Abschöpfung würde deshalb das Vertrauen von Firmen und Betreibern in die Zuverlässigkeit der Politik extrem und nachhaltig zerstören. Nach einer Umfrage des FvB wurden in den ersten zwei Wochen nach Bekanntwerden der Überlegungen der Bundesregierung zu einer rückwirkenden Abschöpfung allein in der Biogasbranche Aufträge von rund 450 Millionen Euro storniert und geplante Investitionen von rund 500 Millionen Euro zurückgehalten. Auch Betreiber von Holzheizkraftwerken stellen substanzielle Investitionsvorhaben wie den Bau von Wärmenetzen derzeit zurück.

### Vorschlag

Die rückwirkende Abschöpfung darf sich maximal auf Erlöse ab dem 1.12. beziehen, um Investitionen zu schützen, die im September und der ersten Oktoberhälfte erzielt wurden (Änderung von § 13 Abs. 1 RefE).

## 2. Vereinbarkeit der Änderungsvorschläge mit der EU-Verordnung 2022/1854

### 2.1. Zur Ausnahme von Biogas und fester Biomasse vom Abschöpfungsmechanismus

#### 2.1.1. Erwägungsgründe

Dafür, dass Biogas und feste Biomasse auf nationaler Ebene von der Erlösabschöpfung ausgenommen werden können oder evtl. sogar müssen, sprechen vor allem die Erwägungsgründe.

#### 1. Ausnahme: Erzeuger mit hohen Grenzkosten

In den Erwägungsgründen (z.B. Nr. 11) führt die EU ausdrücklich aus, dass nur Anlagen mit niedrigen Grenzkosten, sog. inframarginale Anlagen von der EU-VO überhaupt erfasst sein sollen. Im weiteren Verlauf wird wiederholt und unmissverständlich dargelegt, dass nur „die außergewöhnlichen Markterlöse von Erzeugern mit niedrigen Grenzkosten vorübergehend begrenzt werden“<sup>5</sup> müssen bzw. dass „die Obergrenze für Markterlöse [nur] für **Technologien gelten [sollte], deren Grenzkosten unter der Obergrenze für Markterlöse liegen.**“<sup>6</sup> Der Verordnungsgeber listet dann noch Beispiele an Energieträgern auf, die er von der EU-VO betroffen ansieht: „*beispielsweise Wind-, Solar-, Kernenergie oder Braunkohle.*“<sup>7</sup> Strom aus Biogas und fester Biomasse sind nicht genannt. Das kann als Indiz gewertet werden, dass diese Einsatzstoffe von der EU gerade nicht als erfasst angesehen werden.

Ferner wird in Erwägungsgrund Nr. 28 die Höhe der Obergrenze (180 EUR/MWh) damit gerechtfertigt, dass „die Obergrenze für Markterlöse bei 180 EUR/MWh einem Preisniveau [entspricht], das deutlich über den ursprünglichen Markterwartungen liegt“. Wie oben beschrieben trifft diese Aussage auf die überwiegende Mehrheit an Bioenergieanlagen nicht zu. Insbesondere vor dem Hintergrund der vergangenen und absehbaren Kostensteigerungen liegen die Stromgestehungskosten von typischen Biogasanlagen in der Größenordnung von 300 Euro/MWh, die Stromgestehungskosten von fester Biomasse bei weit über 200 Euro/MWh. Folglich ist in Bezug auf Biogas auch die in Erwägungsgrund Nr. 29 „**beträchtliche Marge** zwischen den zu erwartenden Stromgestehungskosten und der Obergrenze für Markterlöse“ **nicht vorhanden**. „Damit die Obergrenze für Markterlöse nicht der ursprünglichen Bewertung der Investitionsrentabilität zuwiderläuft, muss eine Marge zu dem von den Investoren vernünftigerweise zu erwartenden Preis hinzugerechnet werden.“<sup>8</sup>

Nachdem in Erwägungsgrund Nr. 32 dargestellt wurde, für welche Technologien die Obergrenze anzuwenden sein soll, nennen die Erwägungsgründe ab Nr. 33 die **Fälle, in denen eine Obergrenze für Markterlöse nicht angewendet werden soll**: nämlich z.B.

---

<sup>5</sup> Erwägungsgrund Nr. 25: „In einer Situation, in der die Verbraucher extrem hohen Preisen ausgesetzt sind, die auch der Wirtschaft der Union schaden, **müssen die außergewöhnlichen Markterlöse von Erzeugern mit niedrigeren Grenzkosten vorübergehend begrenzt werden**, indem auf diese Markterlöse aus dem Stromverkauf in der Union die Obergrenze für Markterlöse angewandt wird.“

<sup>6</sup> Erwägungsgrund Nr. 32: „Die Obergrenze für Markterlöse sollte für **Technologien gelten, deren Grenzkosten unter der Obergrenze für Markterlöse liegen**, wie beispielsweise Wind-, Solar-, Kernenergie oder Braunkohle.“

<sup>7</sup> Erwägungsgrund Nr. 32.

<sup>8</sup> Erwägungsgrund Nr. 29.

- bei „**Technologien mit hohen Grenzkosten** im Zusammenhang mit dem Preis der für die Stromerzeugung erforderlichen Brennstoffe wie Gas- und Steinkohlekraftwerke“<sup>9</sup>
- bei „**Technologien, die in direktem Wettbewerb mit Gaskraftwerken stehen, um Flexibilität im Stromnetz zu gewährleisten** und ihnen die Möglichkeit zu bieten, ihren Strom auf den Strommärkten auf Grundlage ihrer Opportunitätskosten wie Laststeuerungs- und Speicherkosten anzubieten.“<sup>10</sup>

Folglich soll nach dem Willen der EU auch bei flexiblen Stromerzeugern wie Bioenergieanlagen die Obergrenze für Markterlöse nicht angewendet werden. Nach Ansicht der EU darf es nicht sein, dass „die Anwendung dieser Obergrenze [...] die wirtschaftliche Tragfähigkeit [dieser flexiblen Anlagen] gefährden würde.“<sup>11</sup>

## 2. Ausnahme: Ersatzbrennstoffe wie Biomethan

Einen weiteren Fall, in dem die Obergrenze für Markterlöse nicht gelten soll, nennt Erwägungsgrund Nr. 34: „**Die Obergrenze für Markterlöse sollte nicht für Technologien gelten, bei denen anstatt Erdgas Ersatzbrennstoffe wie Biomethan verwendet werden.**“<sup>12</sup>

Dieser Erwägungsgrund zählt beispielhaft („wie“) – und damit nicht abschließend – Biomethan auf. Nach dem Willen der EU soll die Obergrenze für Markterlöse demnach auch für solche Stoffe nicht gelten, die mit Biomethan vergleichbar sind, also z.B. Biogas.

## 3. Ausnahme: Berücksichtigung nationaler Besonderheiten

Erwägungsgrund Nr. 40 ermöglicht es den Mitgliedstaaten, „da sich der Stromerzeugungsmix und die Kostenstruktur von Erzeugungsanlagen von Mitgliedstaat zu Mitgliedstaat stark unterscheiden, (...) unter bestimmten Bedingungen nationale Krisenmaßnahmen beizubehalten oder einzuführen.“

Eine solche deutsche Besonderheit ist die Verstromung von Biogas in BHKW.

---

<sup>9</sup> Erwägungsgrund Nr. 33: „Die Obergrenze für Markterlöse sollte **nicht für Technologien mit hohen Grenzkosten** im Zusammenhang mit dem Preis der für die Stromerzeugung erforderlichen Brennstoffe wie Gas- und Steinkohlekraftwerke gelten, da deren **Betriebskosten deutlich über der Obergrenze für Markterlöse liegen** würden und die Anwendung dieser Obergrenze ihre wirtschaftliche Tragfähigkeit gefährden würde. Um die Anreize für eine allgemeine Senkung des Gasverbrauchs zu bewahren, sollte die Obergrenze für Markterlöse auch nicht für Technologien gelten, die in direktem Wettbewerb mit Gaskraftwerken stehen, **um Flexibilität im Stromnetz zu gewährleisten** und ihnen die Möglichkeit zu bieten, ihren Strom auf den Strommärkten auf Grundlage ihrer Opportunitätskosten wie Laststeuerungs- und Speicherkosten anzubieten.“

<sup>10</sup> Erwägungsgrund Nr. 33.

<sup>11</sup> Erwägungsgrund Nr. 33.

<sup>12</sup> Erwägungsgrund Nr. 34: „**Die Obergrenze für Markterlöse sollte nicht für Technologien gelten, bei denen anstatt Erdgas Ersatzbrennstoffe wie Biomethan verwendet werden**, um die Umrüstung bestehender Gaskraftwerke im Einklang mit den REPowerEU-Zielen, die insbesondere in der Mitteilung der Kommission vom 18. Mai 2022 zum REPowerEU-Plan (im Folgenden „REPowerEU-Plan“) gesetzt wurden, nicht zu gefährden.“

### 2.1.2. Wortlaut und Begriffsbedeutung „Biomethan“

In Artikel 7 der EU-VO 2022/1854 wird wörtlich „Biomethan“ ausgenommen – ohne dass die EU in dieser EU-VO näher bestimmt, was darunter zu verstehen ist bzw. welche biogenen Gase davon erfasst sein sollen.

Daher kann dieser **Begriff „Biomethan“ als Oberbegriff** verstanden werden, der zwangsläufig vorgeschaltete Erzeugungsprozesse und dabei entstehende Gase ebenfalls umfasst. Nicht aufbereitetes (Roh-)Biogas ist also als notwendige Vorstufe vom Begriff „Biomethan“ erst recht oder sowieso erfasst.

Für ein solch weites Begriffsverständnis von Biomethan spricht auch, dass im allgemeinen Sprachgebrauch der Begriff „Biomethan“ so gebraucht wird, dass Biomethan Biogas als Bestandteil umfasst: *„Als Biomethan (synonym Bioerdgas) wird Methan bezeichnet, das nicht fossilen Ursprungs ist, sondern aus biogenen Stoffen erzeugt wurde und Bestandteil von Biogas ist.“*<sup>13</sup>

## 2.2. Zur Einführung höherer „zulässiger Erlöse“ für Biogas und feste Biomasse

Die Erlösabschöpfung darf die **„Investitionsrentabilität“ nicht beeinträchtigen**. Das ist in verschiedenen Erwägungsgründen als Motivation der EU nachzulesen.

Zum einen kann auch in diesem Zusammenhang darauf verwiesen werden, dass die EU-VO 2022/1854 nur für Anlagen mit geringen Grenzkosten gelten soll.<sup>14</sup> Zum anderen führt die EU zur Höhe der Obergrenze für Markterlöse aus, dass diese *„Erzeuger erneuerbarer Energien nicht beeinträchtigen [soll], ihre Investitions- und Betriebskosten zu decken, und zukünftige Investitionen in die erforderlichen Kapazitäten für ein emissionsarmes und zuverlässiges Elektrizitätssystem erhalten sowie Anreize dafür zu schaffen.“*<sup>15</sup> Ferner muss *„damit die Obergrenze für Markterlöse nicht der ursprünglichen Bewertung der Investitionsrentabilität zuwiderläuft, [...] eine Marge zu dem von den Investoren vernünftigerweise zu erwartenden Preis hinzugerechnet werden.“* Alle Erneuerbaren Energien haben in den letzten Monaten gestiegene Direktvermarktungskosten. Alleinstellungsmerkmal der Bioenergieanlagen sind allerdings die enorm gestiegenen Substratkosten. Diese im Zusammenhang mit dem Ukrainekrieg stehenden Kosten konnten Anlagenbetreiber im Zeitpunkt der Investitionsentscheidung vernünftigerweise nicht erwarten. Daher müssen diese Zusatzkosten plus einer Investitionsrentabilität berücksichtigt werden. Das schließt die EU-VO nicht aus, sondern gesteht das den Anlagenbetreibern explizit zu.

## 2.3. Zur Einführung einer Bagatellgrenze von 1 MW Höchstbemessungsleistung für Biogasanlagen

Dafür, dass die Bagatellgrenze auch auf die **Höchstbemessungsleistung** einer Anlage bezogen werden kann, sprechen zum einen der ambivalente Wortlaut, der von der „Kapazität“ spricht. Kapazität kann im Sinne der Höchstbemessungsleistung verstanden werden. Zum anderen können nach den Erwägungsgründe der EU-VO 2022/1854 auch nationale Besonderheiten – wie eben die im EEG gesetzlich geforderte und geförderte Flexibilisierung der Anlagen verbunden mit einer Vergütungssystematik, die sich an einer Höchstbemessungsleistung orientiert – berücksichtigt werden.

---

<sup>13</sup> [Biomethan – Wikipedia](#) (November 2022).

<sup>14</sup> Z.B. Erwägungsgrund Nr. 11, 25.

<sup>15</sup> Erwägungsgrund Nr. 27.

### 2.3.1. Wortlaut

Art. 7 Abs. 3 EU-VO 2022/1854 sieht die Möglichkeit vor, „diese Obergrenze für Markterlöse nicht auf Stromerzeuger anzuwenden, die Strom mit Anlagen mit einer installierten Kapazität von bis zu 1 MW erzeugen.“ Es stellt sich die Frage, was unter „installierter Kapazität“ im Sinne der EU-VO zu verstehen ist. Einerseits könnte die installierte Leistung oder andererseits die Bemessungsleistung bzw. Höchstbemessungsleistung der Anlage gemeint sein.

Legt man den Schwerpunkt auf „installiert“, so kann auf die Definition der installierten Leistung im Sinne des EEG verwiesen werden: „die elektrische Wirkleistung, die eine Anlage bei bestimmungsgemäßem Betrieb ohne zeitliche Einschränkungen unbeschadet kurzfristiger geringfügiger Abweichungen technisch erbringen kann“ (§ 3 Nr. 31 EEG 2021). Eine feste Grenze von 1 MW installierter Leistung birgt allerdings die Gefahr, dass auch bereits in Betrieb genommene Anlagen flexible Kapazitäten zeitlich befristet<sup>16</sup> stilllegen und so die Anlage auf diesen Grenzwert „optimieren“.

Der in der EU-VO verwendete Begriff der „installierten Kapazität“, besteht allerdings auch aus einem zweiten Begriffsteil – der „Kapazität“. Kapazität bedeutet nach dem allgemeinen Sprachgebrauch die „maximale Leistung in der Produktion eines Unternehmens (für einen bestimmten Zeitraum).“<sup>17</sup> Biogasanlagen mit einer Inbetriebnahme vor dem 01.08.2014 sind über die Höchstbemessungsleistung im Sinne des § 101 Abs. 1 EEG 2017 auf eine bestimmte Kapazität festgelegt. Zudem können diese Anlagen die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen und die Anlage dazu max. 5-fach „überbauen“. Das bedeutet letztlich, dass die installierte Leistung der flexibilisierten Anlagen um das 5-fache höher sein kann als deren tatsächliche Bemessungsleistung. Die installierte Leistung kann das 5-fache der (durchschnittlichen) Kapazität der Anlage betragen. Anlagen mit einer Inbetriebnahme nach dem 31.07.2014 sind auf eine Bemessungsleistung beschränkt, die 50 Prozent (§ 47 Abs. 1 EEG 2014 und § 44b Abs. 1 EEG 2017) bzw. 45 Prozent (§ 44b Abs. 1 EEG 2021) des Werts der installierten Leistung entspricht. D.h., diese Anlagen halten eine Flexibilität von Gesetzes wegen in Höhe von 50 bzw. 55 Prozent vor. Eine installierte Leistung von 1 MW entspricht letztlich nur einer Höchstbemessungsleistung bzw. Kapazität in Höhe von 500 bzw. 450 kW.

Diese flexibilisierten Anlagen zeichnen sich folglich dadurch aus, dass die installierte Leistung deutlich höher ist als deren (durchschnittliche) Kapazität. Die Anlagen sind insbesondere zur Spitzenlastdeckung geeignet. Auch ist die flexible Strombereitstellung vom nationalen Gesetzgeber zunächst freiwillig gefördert (EEG 2012 und frühere EEG-Fassungen) und dann ab dem EEG 2014 gesetzlich gefordert worden. Eine De minimis-Regelung, die auf eine installierte Leistung abstellt, konterkariert dieses nationale und von der EU ebenfalls geforderte und genehmigte Förderinstrument.

### 2.3.2. Erwägungsgründe

Auch mit den Vorgaben der EU-VO 2020/1854 wäre eine Auslegung des Begriffs der „installierten Kapazität“ im Sinne der Höchstbemessungs- bzw. der Bemessungsleistung vereinbar. Ein Ziel dieser EU-VO ist die „Nachfragesenkung in Höhe von 5% während Spitzenzeiten (...) mithilfe von unabhängigen Aggregatoren, Flexibilität“ zu senken.<sup>18</sup> Auch sollten Mitgliedstaaten „nationale Besonderheiten berücksichtigen“<sup>19</sup> können. Gerade bei den Flexibilitätsinstrumenten der Höchstbemessungsleistung und

<sup>16</sup> Art. 22 Abs. 2 Buchst. c EU-VO 2022/1854 sieht einen zeitlichen Anwendungsbereich vom 01.12.2022 bis zum 30.06.2023 vor.

<sup>17</sup> [www.duden.de/rechtschreibung/kapazitaet](http://www.duden.de/rechtschreibung/kapazitaet) (Nov. 2022).

<sup>18</sup> Erwägungsgrund Nr. 18.

<sup>19</sup> Erwägungsgrund Nr. 19.

der Bemessungsleistung für Biogas handelt es sich um solche nationalen Besonderheiten. Zudem hat der deutsche Gesetzgeber für Biogasanlagen für die Kalenderjahre 2022 und 2023 die Möglichkeit der Überschreitung der (Höchst-)Bemessungsleistung in § 100 Abs. 16 EEG 2021 geschaffen. Auch diese nationale Besonderheit der Erhöhung der Strommengen – und damit verbunden auch der Wärmemengen – würde infolge einer Erlösabschöpfung aufgehoben bzw. nicht angereizt. Insbesondere bei der Feststellung einer Gasmangellage sollte Biogas ohne Restriktion nutzbar sein und damit einen Beitrag zur Entspannung der Lage leisten können.

## Kontakt

Hauptstadtbüro Bioenergie

Sandra Rostek

Leiterin

Tel.: 030-2758179-00

Email: [rostek@bioenergie.de](mailto:rostek@bioenergie.de)

Dr. Guido Ehrhardt

Referatsleiter Politik des FvB

Tel.: 030-2758179-16

Email: [guido.ehrhardt@biogas.org](mailto:guido.ehrhardt@biogas.org)