

## Stellungnahme

# Zum Entwurf eines Klimaschutzprogramms 2023 der Bundesregierung

---

Stand: 14.08.23

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

Vorbemerkung .....	4
1. Zu den Maßnahmen im Energiebereich .....	5
1.1 Zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes .....	5
1.1.1 Keine Reduzierung des regulären Ausschreibungsvolumen:.....	5
1.1.2 Auskömmliche Vergütung gewährleisten .....	5
1.1.3 Keine Diskriminierung von Projekten außerhalb der Südregion .....	6
1.1.4 Biomethan-KWK zulassen.....	6
1.1.5 Abschaffung der endogenen Mengensteuerung.....	6
1.1.6 Besondere Bedeutung der erneuerbaren Energien muss auch für Wärme & Gas gelten .....	7
1.1.7 Obergrenze der Sondervergütungsklasse für Güllevergärung auch für Bestandsanlagen erhöhen.....	7
1.1.8 Bilanzielle Teilung von Roh-Biogas nach Einsatzstoffen ermöglichen.....	7
1.1.9 Deckelung der Flexibilitätsprämie auch für „Nach-Flexibilisierungen“ abschaffen .....	8
1.1.10 Mehr Flexibilität bei Maßnahmen zur Minderung der Methanemissionen von Gärresten.....	8
1.1.11 Pferdemit als „Gülle“ im Sinne des EEG 2009 anerkennen .....	9
1.1.12 Pflicht zur Volleinspeisung auch bei bereits bezuschlagten Anlagen abschaffen .....	9
1.1.13 Klarstellung der 3-Jahres-Durchschnittsregel für die Obergrenze anzulegender Werte im zweiten Vergütungszeitraum .....	9
1.1.14 Präzisierung des Anlagenbegriffs für die Ermittlung von Flexibilitätszahlungen .....	10
1.1.15 Aussetzung der Vergütungsabsenkung für Anlagen mit einer Bemessungsleistung von über 5 MW .....	10
2. Zu den Maßnahmen im Gebäudebereich .....	11
2.1 Zur Bundesförderung effiziente Gebäude (BEG).....	11
2.2 Zum Qualitätssiegel Nachhaltiges Gebäude .....	12
2.3 Zum Wärmeplanungsgesetz .....	12
2.3.1 Kein Verbot zum Einsatz von Biomasse .....	12
2.3.2 Regelungen für die Transformation der Gasverteilnetze.....	13
2.3.3 Pflicht zur Erstellung von Wärmenetzausbau- und -dekarbonisierungsfahrplänen.....	13
2.4 Zur Bundesförderung effiziente Wärmenetze .....	13

2.4.1	Anforderung eines Nachweises zur langfristigen Verfügbarkeit der Biobrennstoffe streichen oder Nachweisverfahren konkretisieren.....	14
2.4.2	Liste der förderfähigen Festbrennstoffe praxisgerecht ausgestalten .....	14
2.4.3	Bagatellgrenze für die Anforderung zur Erstellung einer Machbarkeitsstudie einführen .....	14
3.	Zu den Maßnahmen im Industriebereich .....	16
3.1	Zur Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW).....	16
3.1.1	Erweiterung der zulässigen Brennstoffliste unter Einhaltung der Nachhaltigkeitsanforderungen gemäß Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung .....	16
3.1.2	Ausnahmen für Anlagen mit einer Nennwärmeleistung unter 700kW („kleine Anlagen“).....	17
3.1.3	Wirtschaftlichkeit als Kriterium für die Direktelektrifizierung für den Vergleich mit Biomasseanlagen aufnehmen .....	18
3.1.4	Änderung der Fördervoraussetzungen in Modul 4 (Erzeugung von Biogas)	19
4.	Zu den Maßnahmen im Bereich Verkehr .....	20
4.1	Evaluierung der THG-Quotenhöhe .....	20
4.2	Emissionseinsparungen von Biokraftstoffen aus Anbaubiomasse sowie aus Abfall- und Reststoffen nutzen .....	20
4.3	Erhöhung der Beimischung erneuerbarer Kraftstoffe zu fossilen Kraftstoffen	20
4.4	Nutzung von nachhaltigen Biokraftstoffen im Schwerlast-, Fern- und Schiffsverkehr .....	21
4.5	Zur Reform des EU-Energiesteuerrechts.....	22
5.	Zu den Maßnahmen im Bereich Landwirtschaft .....	23
5.1	Ausbau der Güllevergärung.....	23
5.1.1	Weiterentwicklung der Störfallverordnung.....	23
5.1.2	Gleichbehandlung von Mist und Gärresten in der Düngeverordnung.....	24
5.1.3	Weiterentwicklung der Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen.....	24
5.2	Förderung des Einsatzes von Biokraftstoffen .....	24
5.3	Nutzung von Blühflächen in Biogasanlagen .....	25
6.	Zu den Maßnahmen im Bereich LULUCF .....	26
6.1	Zum Aktionsprogramm natürlicher Klimaschutz.....	26
6.2	Hemmnisse für Agroforstsysteme beseitigen.....	27

## Vorbemerkung

Die Bioenergieverbände begrüßen grundsätzlich, dass die Bundesregierung mit dem Klimaschutzprogramm nicht nur bereits in Umsetzung befindliche Klimaschutzmaßnahmen auflistet, sondern v.a. auch Anregungen für den Rest der Legislaturperiode für weitere, neue Klimaschutzmaßnahmen bzw. die Ausgestaltung bereits beschlossener Klimaschutzmaßnahmen aufnehmen möchte. Die Bioenergieverbände sind überzeugt, dass die Bioenergie einen entscheidenden Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten kann, besonders in den Bereichen, wo andere Klimaschutztechnologien an ihre Grenzen stoßen. Bioenergieanlagen stellen nicht nur gesicherte und regelbare Leistung im Strom- und Wärmesektor bereit, sondern trugen 2022 mit 85 % der erneuerbaren Energien im Verkehr den weit überwiegenden Anteil der THG-Minderung. 2022 lieferte Bioenergie jeweils 21 % der erneuerbaren Bruttostromerzeugung und 84 % des erneuerbaren Endenergieverbrauchs im Bereich Wärme und Kälte<sup>1</sup>. Bioenergie stellt damit einen unverzichtbaren Beitrag für einen insgesamt nötigen massiven Ausbau der erneuerbaren Energien in allen Anwendungsbereichen bereit. Die Netto-THG-Einsparung aus dem Einsatz der Bioenergien betrug damit im Jahr 2022 rund 74 Mio. t CO<sub>2</sub>, was einem Zehntel der Gesamtemissionen Deutschlands des Jahres in Höhe von 745 Mio. t CO<sub>2äq.</sub> entspricht.

Das Klimaschutzprogramm verweist in seiner Einleitung auf die aktuelle Überarbeitung des Bundesklimaschutzgesetzes und die darin vorgesehene mehrjährige und stärker sektorübergreifende Betrachtung. Das aktuell gültige Bundesklimaschutzgesetz erfordert, dass bei Überschreitung der Jahresemissionsmengen in einem Sektor innerhalb von drei Monaten nach Bewertung der Emissionsdaten durch den Expertenrat für Klimafragen ein Sofortprogramm vom zuständigen Bundesministerium vorzulegen und von der Bundesregierung schnellstmöglich zu beschließen ist. Insofern stellt sich mit Blick auf das Klimaschutzprogramm die Frage, auf welcher Fassung des Bundesklimaschutzgesetzes dies beruht und ob es die nach geltendem Klimaschutzgesetz noch zu erstellende Sofortprogramme ersetzt.

---

<sup>1</sup> [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2022.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2022.pdf?__blob=publicationFile&v=3)

## 1. Zu den Maßnahmen im Energiebereich

Die Bioenergieverbände begrüßen das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch auf 80% zu erhöhen. In einem defossilisierten Stromsystem wird der Bioenergie als speicherbarer, gesicherter und flexibel steuerbarer Energiequelle eine wichtige Rolle zukommen, um schwankende erneuerbare Energien auszugleichen. Dies unterstreicht auch die von den Fraunhofer Instituten für Energiewirtschaft und Netzbetrieb (IEE) und Solare Energiesysteme (ISE) sowie von der Kanzlei Becker Büttner Held (BBH) juristisch geprüfte Studie zu einem klimaneutralen Strommarkt<sup>2</sup>. Damit die Bioenergie ihre systemrelevante Rolle erfüllen kann, sind Anpassungen im Energierecht, hauptsächlich dem EEG, notwendig.

### 1.1 Zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Generell gilt es, das Ausschreibungsdesign des EEG an die Bedarfe des Marktes anzupassen und die Fokussierung auf Biomethan-Spitzenlastkraftwerke zurückzunehmen. Schwerpunkt des EEG muss die effiziente Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) sein, und nicht die Fokussierung auf Spitzenlastkraftwerke. So hat beispielsweise eine Gasturbine einen Gesamtwirkungsgrad von rund 40 Prozent, die im Biogasbereich üblichen Blockheizkraftwerk (BHKW) bzw. die Dampfturbinen von Biomasseheizkraftwerken hingegen einen Gesamtwirkungsgrad von bis zu 85 Prozent. Das führt dazu, dass die für den Klimaschutz notwendige erneuerbare Wärme an anderer Stelle durch andere Technologien erzeugt werden muss, was zusätzliche betriebs- und volkswirtschaftliche Kosten mit sich bringt. Die verfehlt Fokussierung auf Spitzenlastkraftwerke bestätigt auch die jüngste Ausschreibungsrunde, für die es im Segment für Biomethan-Spitzenlastkraftwerke gar keine Gebote gab, während das reguläre Ausschreibungssegment nach einer Erhöhung der Gebotshöchstwerte überzeichnet war.

Die Novelle des EEG sollte aus Bioenergiesicht besonders die folgenden Punkte adressieren:

#### 1.1.1 Keine Reduzierung des regulären Ausschreibungsvolumen:

Eine Absenkung des Volumens der regulären Ausschreibungen sollte keinesfalls erfolgen und stattdessen die durch die jeweiligen EEG-Novellen ausgesetzte Übertragung der in 2021 und 2022 nicht ausgeschöpften Volumina in die Jahre 2024 bzw. 2025 übertragen werden. Künftige Unterdeckungen in Ausschreibungen sollten auf spätere Jahre übertragen werden. Zudem sollte die BNetzA die Befugnis erhalten, das nicht ausgeschöpfte Biomethan-Ausschreibungsvolumen auf die regulären Ausschreibungen zu übertragen.

#### 1.1.2 Auskömmliche Vergütung gewährleisten

Die Gebotshöchstwerte sollten aufgrund der allgemeinen Inflation und Preissteigerungen, die nicht nur Anlagenkomponenten, sondern auch Löhne, Substrate, Brenn- und Einsatzstoffe betreffen, gegenüber den aktuellen Ausschreibungen um 10% angehoben werden. Der Flexibilitätszuschlag sollte einmalig an die Inflation seit dem EEG 2020 angepasst werden, um auch hier die Preissteigerungen zu kompensieren. Zudem sollten Optionen geprüft werden, wie zukünftige Kostensteigerungen aufgefangen werden können. Dies gilt sowohl für die anzulegenden Werte bzw. Vergütungen als auch für die in Niedrigpreisphasen erzielten Höchstwerte.

---

<sup>2</sup> <https://www.klimaneutrales-stromsystem.de/>

Für ökologisch wertvolle Biogassubstrate sollte ein Zuschlag für den Energieanteil des jeweiligen Substrats eingeführt werden, um gleichzeitig mit der erneuerbarer Energieerzeugung einen positiven Beitrag für Umwelt- und Biodiversitätsziele zu erreichen. Die Liste der ökologisch wertvollen Substrate kann sich an mehreren Faktoren (CO<sub>2</sub>-Bilanz, Bodenbedeckung, Biodiversität, Wasserschutz, ...) orientieren. Um besonders Güllekleinanlagen zu fördern, sollten diese ökologisch wertvollen Substrate auf den Mindestanteil an Gülle/Mist angerechnet werden können.

### **1.1.3 Keine Diskriminierung von Projekten außerhalb der Südregion**

Die Südquote in den regulären Ausschreibungen ist ersatzlos zu streichen, ebenso die Beschränkung der Biomethan-Ausschreibungen auf die Südregion. Gerade auch außerhalb der Südregion wird die Systemdienlichkeit der Biomasse, insbesondere ihre Flexibilität, benötigt. Besonders in Norddeutschland ist perspektivisch mit weiter steigenden Anteilen an Windenergie zu rechnen und deshalb ist es besonders wichtig, Ausgleichskapazitäten zu schaffen. Da Strom aus Biomasse auch aufgrund der neuen Anreize im EEG (Jahresmarkwert, Mindest- und Maximallaufzeiten, Flexibilitätsprämie und -zuschlag, keine Vergütung während negativer Börsenpreise etc.) zukünftig in immer mehr Zeiten schwacher Windstromaufkommens erzeugt wird, sind die Stromleitungskapazitäten in diesen Zeiten demzufolge für Biomassestrom verfügbar. Es gibt also bei der Bioenergie keinen fachlichen Grund für die Südquote. Zudem ist der politische Wunsch, im Süden in besonderem Maße gesicherte Bioenergieleistung anzusiedeln, mit entsprechenden positiven Anreizen zu erreichen, nicht aber mit einem pauschalen Ausschluss des Nordens.

### **1.1.4 Biomethan-KWK zulassen**

In einem Stromsystem mit 100 Prozent Erneuerbaren Energien kann es passieren, dass hochflexible Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung trotz des anhaltenden Bedarfs an flexibler Stromerzeugung abschalten müssen, weil ihre Rohgasspeicher leer sind. Aus diesem Grund ist es sinnvoll, flexibilisierte Biogasanlagen ans Gasnetz anzuschließen, damit sie in diesen Zeiten Biomethan aus dem Gasnetz beziehen und die Stromerzeugung fortsetzen können, bis der Rohgasspeicher wieder gefüllt ist. Wenn Biomethan aber nicht in Anlagen eingesetzt werden darf, die ihre EEG-Vergütung über das reguläre Ausschreibungssegment ersteigert haben, dann sind solche Anlagenkonzepte nicht möglich und es wird großes Potenzial verschenkt, Biogasanlagen für die Bereitstellung von Flexibilität zu nutzen. Deshalb sollte Biomethan wieder im regulären Ausschreibungssegment zugelassen werden, was insbesondere für den Anlagenbestand als Fortführungsoption wichtig ist.

### **1.1.5 Abschaffung der endogenen Mengensteuerung**

Mit dem EEG 2021 wurde für das reguläre Segment eine Neuregelung im Zuschlagsverfahren eingeführt – die so genannte „endogene Mengensteuerung“: Wird bei einer regulären Ausschreibung weniger Leistung geboten als ausgeschrieben wurde, dann erhalten unabhängig vom Ausschreibungsvolumen nur 80 Prozent der Neuanlagen und 80 Prozent der Bestandsanlagen einen Zuschlag (§ 39d Abs. 3 EEG 2021). Dies soll sicherstellen, dass in jeder Ausschreibungsrunde ein Wettbewerb entsteht. Aus Sicht der Bioenergieverbände ist die endogene Mengensteuerung in höchstem Maße kontraproduktiv, um die Klimaschutzziele und die Ziele für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in 2030 zu erreichen. Sie führt zu starker und unnötiger Verunsicherung bei Betreibern und Projektierern zu einem Zeitpunkt, an dem die Unsicherheit in der Branche ohnehin schon hoch und die Investitionsbereitschaft gering ist. So

wird der Wettbewerb im Ausschreibungsverfahren gestärkt zu dem Preis, dass weniger Gebote eingereicht, mehr Anlagen stillgelegt und die stillgelegten Anlagen nicht durch Neuanlagen ersetzt werden. Die sogenannte Südquote (s.o.) verschärft die Unsicherheit für die Nordregion zusätzlich.

### **1.1.6 Besondere Bedeutung der erneuerbaren Energien muss auch für Wärme & Gas gelten**

Laut EEG sollen „die erneuerbaren Energien als vorrangiger Belang in die jeweils durchzuführenden Schutzgüterabwägungen eingebracht werden.“ Dies gilt allerdings nur, bis „die Stromerzeugung im Bundesgebiet nahezu treibhausgasneutral ist.“ Selbstverständlich dienen auch Wärmetechnologien & die Produktion von Erneuerbaren Gase, die Unabhängigkeit von Gasexporten voranbringen, auch der öffentlichen Sicherheit.

#### **Vorschlag**

Daher sollte eine Formulierung ins EEG aufzunehmen, um „das überragende öffentliche Interesse“ eindeutig und rechtssicher auf Erneuerbare Wärme- und Gasproduktionsanlagen zu übertragen.

### **1.1.7 Obergrenze der Sondervergütungsklasse für Güllevergärung auch für Bestandsanlagen erhöhen**

Aktuell sind in Deutschland rund 1.000 Anlagen in der Sondervergütungsklasse für Güllevergärung in Betrieb. Bei diesen Anlagen ist die Bemessungsleistung zumindest de facto auf 75 kW (Inbetriebnahme 2012 - 2018) bzw. auf 99 kW (Inbetriebnahme 2019 - 2022) begrenzt. Dies hat dazu geführt, dass viele Betriebe, bei denen mehr Gülle anfällt, trotz der vorhandenen Gülleanlage ihre Gülle unvergoren ausbringen müssen. Mit dem EEG 2023 wird die Obergrenze zwar de facto auf 150 kW Bemessungsleistung angehoben, aber nur für Neuanlagen, nicht für die rund 1.000 Anlagen mit Inbetriebnahme 2012 bis 2022.

#### **Vorschlag**

Die Obergrenze sollte auch für diese Bestandsanlagen auf 150 kW Bemessungsleistung angehoben werden.

### **1.1.8 Bilanzielle Teilung von Roh-Biogas nach Einsatzstoffen ermöglichen**

Viele bestehende Biogasanlagen sind zu klein für die Umrüstung auf eine Gasaufbereitung und Einspeisung ins Gasnetz. Deshalb kann es notwendig sein, mehrere Anlagen mittels Rohgassammelleitungen zusammen zu schließen und ihr Gas zu einer zentralen Aufbereitungsanlage leiten. Insbesondere bei dieser Bündelung mehrerer Biogasanlagen kann ein erster Schritt der Umrüstung darin bestehen, dass eine Anlage zunächst nur einen Teil des erzeugten Biogases in den Aufbereitungsprozess gibt und einen weiteren Teil weiterhin in einem BHKW verstromt und dafür eine EEG-Vergütung erhält. Allerdings können für das Biogas, das im BHKW verstromt wird, und das eingespeiste Biomethan unterschiedliche Anforderungen an die Einsatzstoffe gelten. Eine Anlage, die sich für eine Teileinspeisung entscheidet, müsste dann die schärferen Anforderungen sowohl für das Biogas im BHKW als auch für das Biomethan im Netz erfüllen. Dies hemmt den Einstieg in solche Teileinspeisungskonzepte.

Unabhängig von der Tatsache, ob eine Biogasanlage Rohgasmengen aufbereitet oder nicht, kann es sinnvoll sein, dass das Rohgas in verschiedene Vermarktungswege geht. So kann ein Teil des Gases mit bestimmten Gaseigenschaften nach wie vor in einer KWK-Anlage nach dem EEG verstromt werden, während ein anderer Volumenstrom, der auf einer anderen Substratkombination beruht, in einem anderen Markt (z.B. Wärme) verkauft wird.

### Vorschlag

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

#### **1.1.9 Deckelung der Flexibilitätsprämie auch für „Nach-Flexibilisierungen“ abschaffen**

Mit dem EEG 2021 wurde der Deckel für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie (sog. „Flexdeckel“) aufgehoben mit dem Ziel, die Flexibilisierung des bestehenden Biogasanlagenparks anzureizen. Aufgrund einer falschen Ausgestaltung der entsprechenden Passage im EEG 2021 sowie fehlenden Übergangsbestimmungen, können jedoch nur Anlagen in Anspruch nehmen, die erstmalig flexibilisieren; die vielen tausend Biogasanlagen, die zusätzliche Flexibilitätsleistung bereits vor diesem Datum gemeldet haben und nun „nach-flexibilisieren“ wollen, können nach wie vor keinen weiteren Anspruch auf die Flexibilitätsprämie geltend machen können.

### Vorschlag

Der Flexdeckel wird auch für Anlagen aufgehoben, die diese bereits vor dem 1. Januar 2021 zusätzliche Leistung an das Marktstammdatenregister gemeldet haben, so dass auch „Nach-Flexibilisierungen“, also eine nachträgliche Leistungserhöhung zum Zweck der Flexibilisierung, durch die Flexibilitätsprämie finanziert werden kann.

#### **1.1.10 Mehr Flexibilität bei Maßnahmen zur Minderung der Methanemissionen von Gärresten**

Die im EEG festgeschriebene Pflicht zur Minderung der Methanemissionen aus Gärresten (gasdichte Abdeckung der Gärsubstrate für 150 Tage) ist sehr restriktiv und erfordert insbesondere beim Einsatz von Substraten mit niedrigem Energiegehalt wie Gülle unverhältnismäßig hohe Investitionen in Gärrestlagerkapazität. Die restriktive 150-Tage-Abdeckpflicht reizt so an, anstatt Substraten mit niedrigem Energiegehalt wie Gülle Substrate mit hohem Energiegehalt wie nachwachsende Rohstoffe (NawaRo) einzusetzen.

### Vorschlag

Um diesen Anreiz zu umgehen und unnötige Investitionskosten in Gärrestlager für Gülleanlagen zu vermeiden, sollte für die Minderung der Methanemissionen aus Gärresten die Verweildauer von 150-Tage im gasdichten System im EEG durch einen Verweis auf die flexiblere Pflicht zur Methanemissionsminderung im einschlägigen Fachrecht (TA Luft) ersetzt werden. Diese lässt ggf. auch kürzere Lagerfristen zu, insofern die Methanemissionen unter den festgelegten emissionsschutzrechtlichen Schwellenwert gesenkt werden.

### **1.1.11 Pferdemist als „Gülle“ im Sinne des EEG 2009 anerkennen**

Bei der Ausgestaltung des Güllebonus im EEG 2009 wird als Definition von „Gülle“ auf die damals gültige aber inzwischen abgelöste EG-Verordnung Nr. 1774/2002 verwiesen. Diese umfasste zwar die für Biogasanlagen typische Schweine- und Rindergülle sowie Rinderfestmist, Pferdemist jedoch nur von Schlachttieren (Nutztieren). Folglich wird der Einsatz von Pferdemist aus Reitställen nicht über den Güllebonus angereizt und kaum in Biogasanlagen eingesetzt.

#### **Vorschlag**

Seit dem 4. März 2011 wird sämtliche Gülle (Exkrememente und Urin) von Equiden und damit auch von allen Pferden unter die Definitionen der EG-Verordnung Nr. 1069/2009 gefasst. Durch eine Veränderung des Verweises auf die EG-Verordnung Nr. 1069/2009 würde der Einsatz von Pferdemist in Biogasanlagen stark angereizt. (Ergänzung von § 101 EEG 2021)

### **1.1.12 Pflicht zur Volleinspeisung auch bei bereits bezuschlagten Anlagen abschaffen**

Mit dem EEG 2023 wurde die Pflicht für Anlagen im Ausschreibungsverfahren, den gesamten erzeugten Strom einzuspeisen, abgeschafft – jedoch nur für Anlagen, die ab 2023 einen Zuschlag erhalten. Dabei gibt es keinen Grund, hier zwischen Anlagen, die bereits bis 2022 bezuschlagt wurde, und Anlagen, die erst ab 2023 bezuschlagt werden, zu unterscheiden.

#### **Vorschlag**

Die Pflicht zur Volleinspeisung wird auch für Anlagen abgeschafft, die bis inklusive 2022 einen Zuschlag im Ausschreibungsverfahren erhalten haben.

### **1.1.13 Klarstellung der 3-Jahres-Durchschnittsregel für die Obergrenze anzulegender Werte im zweiten Vergütungszeitraum**

Der anzulegende Werte im zweiten Vergütungszeitraum ist begrenzt auf die durchschnittliche Höhe des anzulegenden Werts der in der jeweiligen Anlage erzeugten Stroms der letzten drei aufeinanderfolgenden Kalenderjahre vor der Erteilung des Zuschlags (§ 39 g Abs. 6 S. 1 EEG 2023). In Satz 2 wird sodann für die Ermittlung auf die für die Anlage aufgrund des EEG geleisteten Zahlungen abgestellt. In diesem Zusammenhang sind uns Fälle bekannt, in denen ein Netzbetreiber lediglich die von ihm ge-

leisteten Zahlungen in Anrechnung bringt, die im Marktprämienmodell nicht dem jeweiligen anzulegenden Wert entsprechen, sondern lediglich die Marktprämie umfassen bzw. in Zeiten hoher Strompreise gegen null tendieren.

### Vorschlag

Daher sollte hier nach „geleistete Zahlungen, die aufgrund des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ eine Klarstellung „insbesondere anzulegender Wert und Zahlungen nach §§ 50ff.“ erfolgen.

#### **1.1.14 Präzisierung des Anlagenbegriffs für die Ermittlung von Flexibilitätsszahlungen**

Der Zahlungsanspruch für Flexibilität wird anlagenbezogen im Sinne des weiten Anlagenbegriffs des BGH gewährt. Weiterer Regelungen zur Anlagenzusammenfassung auf vergütungsrechtlicher Sicht bedarf es darüber hinaus nicht. Auch in dem Hinweis 2020/73-IV der Clearingstelle EEG|KWKG - Anlagenbegriff und Flex-Zubau bei Satelliten-BHKW und Biomethan-BHKW (Rn. 34-36) – wird ein Anwendungsbereich von § 24 Abs. 1 im Rahmen der Flexibilisierung verneint.

### Vorschlag

Daher sollte der Verweis auf § 24 Abs. 1 in § 50 Abs. 2 EEG und in den entsprechenden Vorgängerregelungen ersatzlos gestrichen werden.

#### **1.1.15 Aussetzung der Vergütungsabsenkung für Anlagen mit einer Bemessungsleistung von über 5 MW**

Die Vergütung für Biomasseanlagen in den EEG 2004-2012 wird ab einer Schwelle von 5 MW Bemessungsleistung radikal abgesenkt. Dies hemmt die Stromproduktion insbesondere von Holzheizkraftwerken über die 5 MW-Schwelle hinaus.

### Vorschlag

Zur Erhöhung der Energiegewinnung sollte die Absenkung ab 5 MW ausgesetzt werden.  
(Ergänzung in § 100 Abs. 1 EEG 2021)

## 2. Zu den Maßnahmen im Gebäudebereich

Der Gebäudebereich hat bereits zweimal in Folge die Ziele des Klimaschutzgesetzes nicht eingehalten. Besonders der Ausbau erneuerbarer Wärme läuft sehr schleppend. Betrug der Anteil erneuerbarer Wärme im Jahr 2010 nur 12,3 % so ist dieser bis 2022 um gerade einmal 5 Prozentpunkte auf 17,4 Prozent angestiegen. Das von der Bundesregierung angestrebte Ziel von 50 Prozent erneuerbaren Wärme in 2030 wird einen drastisch schnelleren Ausbau als bislang erfordern. Hierzu sind neben ordnungsrechtlichen Zielsetzungen v.a. Förderprogramme entscheidend, um die Bevölkerung sowie Kommunen und Unternehmen bei der anstehenden beschleunigten Transformation des Wärmesektors zu unterstützen.

Vor diesem Hintergrund begrüßen die Bioenergieverbände die Einigung der Koalitionsfraktionen zur Novelle des Gebäudeenergiegesetzes (GEG), die technologieoffen Bioenergie als Erfüllungsoption beinhaltet. Die wichtigste flankierende Maßnahme des GEG ist eine praxistaugliche und finanziell gut ausgestattete Anpassung der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG).

### 2.1 Zur Bundesförderung effiziente Gebäude (BEG)

Um nach der für September vorgesehenen Beschlussfassung zum GEG zeitnah Klarheit und Investitionssicherheit für Verbraucher zu schaffen, muss die BEG schnellstmöglich angepasst und in Kraft gesetzt werden. Solange die zukünftigen Förderbedingungen nicht klar sind, wird der Heizungstausch nicht fortgeführt und die Wärmewende verschleppt.

Die aus der Einigung der Koalitionsfraktionen bekannten Eckpunkte der BEG stellen eine Verschlechterung gegenüber der geltenden BEG dar und sind damit nicht geeignet, den ambitionierten Zielen Ausbaus erneuerbarer Wärme gerecht zu werden. Die Deckelung der maximal förderfähigen Kosten auf 30.000 € bedeutet eine Halbierung der förderfähigen Investitionskosten. Diese sollten auf mindestens 45.000 € angehoben werden. Selbst bei einem Fördersatz von 50 Prozent würde ansonsten bei Investitionen ab ca. 40.000 € eine Reduzierung der absoluten Förderbeträge gegenüber der gültigen BEG stattfinden. Dabei liegen die Investitionen in eine Holz- oder Pellet-Zentralheizung im Schnitt bei mindestens bei 40.000 Euro und können bei entsprechenden zusätzlichen Installationen deutlich darüber hinausgehen. Grundsätzlich muss die BEG alle im GEG benannten erneuerbaren Wärmeoptionen technologieoffen und diskriminierungsfrei fördern.

Zudem sind die Antragsmodalitäten für die Maßnahme „Errichtung, Erweiterung und Umbau von Gebäudenetzen“ (in EM 5.3 f) in Teilen sehr unpraktikabel. Insbesondere ist die Übertragung förderfähiger Kosten von den Anschließern an den Gebäudenetz-Errichter in der Praxis ein sehr kompliziertes Verfahren und erfordert ein Abstimmungs-konstrukt, das im Zuge einer Richtlinienänderung vereinfacht werden sollte.

### Vorschlag

Dazu muss der Fördertatbestand „Gebäudenetz“ abgekoppelt von der ansonsten auf ein Einzelgebäude ausgerichteten Förderrichtlinie betrachtet werden. Dies stellt einen eigenständigen Fördertatbestand dar, der eigene Förderbedingungen braucht.

## 2.2 Zum Qualitätssiegel Nachhaltiges Gebäude

Das „Qualitätssiegel Nachhaltiges Gebäude“ QNG, das Bestandteil der Förderung „Klimafreundlicher Neubau – Nichtwohngebäude - Gebäude energieeffizient und nachhaltig bauen“ (KfW 299) ist, untersagt die Beheizung mit Biomasse und stellt diese mit Öl oder Gas gleich. Eine Förderung von Wärme aus Biomasse ist demzufolge nicht möglich. Da dies einen eklatanten Widerspruch zu den erneuerbaren Wärmetechnologien im GEG und der dort verankerten Technologieoffenheit darstellt, muss das Verbot der Beheizung mit Biomasse gestrichen werden.

## 2.3 Zum Wärmeplanungsgesetz

Die Bioenergie stellt aktuell den mit Abstand größten Teil erneuerbarer Wärme in Wärmenetzen und muss bei der Defossilisierung der leitungsgebundenen Wärme eine entscheidende Rolle spielen. Dabei kommt der Bioenergie aufgrund ihrer hohen Systemdienlichkeit als ganzjährig verfügbarer und vom Stromnetz unabhängiger erneuerbarer Energieform eine hohe Bedeutung zu. In ländlichen Regionen stehen oftmals kleinräumig und dezentral noch ungenutzte Biomassepotenziale (landwirtschaftliche Rest- und Abfallstoffe, Waldrestholz, Landschaftspflegematerial, ...) zur Verfügung, um Wärmenetze auf Basis von Biogas oder Holzenergie mit lokaler Biomasseversorgung zu betreiben. Auch für städtische Räume mit entsprechend hohen Wärmebedarfen kann Bioenergie bedarfsgerecht und unabhängig von der Verfügbarkeit erneuerbarer Elektrizität oder Abwärme Wärmenetze defossilisieren und leistet damit für das gesamte erneuerbare Energiesystem durch die Entlastung der Stromerzeugung und -netze einen hohen Nutzen.

Die Bioenergieverbände begrüßen grundsätzlich sowohl das Gesetzesziel als auch die Ausbauziele des Referentenentwurfes eines Wärmeplanungsgesetzes vom 21.07.2023. Angesichts der großen Herausforderungen des Klimaschutzes in den Sektoren Gebäude und Industrie sollte daran unbedingt festgehalten werden und das WPG im weiteren Verfahren nicht mehr dahinter zurückfallen.

Es ist jedoch bedauerlich, dass das Ziel in § 2 Abs. 1 gegenüber dem Referententwurf vom 01.06.2023 abgeschwächt wurde. In dem Entwurf vom 01.06.2023 wurde anvisiert, dass jedes Wärmenetz in Deutschland bis 2030 einen Anteil klimaneutraler Wärme von mindestens 50 Prozent aufweist. Nach dem aktuellen Entwurf muss dies nur noch im bundesweiten Mittel der Fall sein.

### 2.3.1 Kein Verbot zum Einsatz von Biomasse

Die neue ordnungsrechtliche Deckelung des Einsatzes von Biomasse in Wärmenetzen ist klimapolitisch kontraproduktiv, umweltpolitisch unnötig und führt potenziell zur Unwirtschaftlichkeit bestehender Netze, Eingriffen in bestehende Investitionen sowie höheren Verbraucherpreisen. Die Deckelung sollte ersatzlos gestrichen werden:

- Angesichts der bundesweit unterschiedlichen Herausforderungen und Lösungsmöglichkeiten für die Defossilisierung der Sektoren Gebäude und Industrie sollte den Entscheidern vor Ort eine möglichst große wirtschaftliche und technische Freiheit zur Defossilisierung ihrer Wärmeversorgung ermöglicht werden. So gibt es Kommunen in waldreichen Regionen, die vor Ort über große dauerhaft nachhaltig verfügbare Holzmengen und andere Biomassen verfügen, während diese z.B. in waldarmen Regionen auch durch angesiedelte Holzverarbeitende Industrien gegeben sein kann. D.h. letztlich wird es einer Abschätzung der Wärmenetzbetreiber obliegen, zu bewerten, ob die nötigen Biomasseressourcen dauerhaft zu mobilisieren sind oder nicht.

- Eine Begrenzung des Biomasseeinsatzes in Wärmnetzen ist nicht notwendig, um die Nachhaltigkeit der Biomassenutzung zu gewährleisten. Aufgrund der geringen Transportwürdigkeit der meisten Biomassesortimente führt ein regional steigender Bedarf nach nachhaltiger Biomasse zu höheren Preisen, was wiederum einen weiteren Zubau an z.B. Holzheizwerken und Biogasanlagen in der jeweiligen Region wirtschaftlich unattraktiv macht.
- Die ordnungsrechtliche Begrenzung des Biomasseeinsatzes kann dazu führen, dass bereits getätigte Investitionen in Wärmeerzeuger wie z.B. Holzheizkraftwerke nicht refinanziert werden können.
- Betreiber von Wärmnetzen auf Basis von nachhaltiger Biomasse, deren Trassenlänge leicht unterhalb der jeweiligen Schwellenwerte liegt (20 bzw. 50 Kilometer), können ggf. ihr Netz nicht mehr erweitern, um zusätzliche Kunden anzuschließen, da sie dann die Obergrenzen für den Biomasseanteil nicht mehr einhalten würden. Angesichts des tendenziell sinkenden Wärmebedarfs von Gebäuden kann dies Netzbetreiber ökonomisch stark bedrohen und zu steigenden Preisen für die bereits angeschlossenen Kunden führen.
- Wenn Netzbetreiber dazu gezwungen werden, den Bioenergieanteil unnötig niedrig zu halten, wird das in vielen Fällen dazu führen, dass der Anteil fossiler Wärme nicht bzw. erst deutlich später abgesenkt wird.
- Die Änderungsanträge der Regierungsfractionen zum Gebäudeenergiegesetz (GEG) sehen vor, alle Erfüllungsoptionen gleich zu behandeln – auch, um regionalen Unterschieden Rechnung zu tragen – sowie diskriminierende technische Anforderungen an Heizungen und Infrastruktur zu streichen, speziell auch bei der Holzenergie. Im Sinne der ebenfalls vereinbarten Verzahnung des Gesetzes zur kommunalen Wärmeplanung mit dem GEG sollten analog alle Optionen zur Defossilisierung von Wärmnetzen gleichbehandelt und alle diskriminierenden Anforderungen an die Technologien gestrichen werden.

### **2.3.2 Regelungen für die Transformation der Gasverteilnetze**

Es ist kein sachlicher Grund zu erkennen, warum die Eignung eines Gebäudes für die Versorgung mit grünem Methan den Gebäudebesitzern mitzuteilen und in der Wärmeplanung zu berücksichtigen ist, aber nicht die Eignung für die Versorgung mit Wasserstoff. Die Regelungen sollten deshalb sowohl für grünes Methan als auch für Wasserstoff gelten. Darüber hinaus ist kein Grund erkennbar, warum die Umrüstung bestehender Biogasanlagen von der Stromerzeugung auf die Biomethaneinspeisung kein Potenzial für die Erzeugung von grünem Methan darstellen soll. Dies wird in der Praxis gelebt und ist mengenmäßig der absehbar größte sowie kostengünstigste Hebel für den Aufbau einer grünen Methanproduktion.

### **2.3.3 Pflicht zur Erstellung von Wärmenetzausbau- und -dekarbonisierungsfahrplänen**

Die Ausnahme von Wärmnetzen auf Basis Erneuerbarer Energien und unvermeidbarer Abwärme sollte nicht nur bei einem Anteil von 100 Prozent gelten, sondern bereits ab einem Anteil von 90 Prozent. Ein Mindestanteil von 100 Prozent erneuerbarer Energien oder unvermeidbarer Abwärme ist nicht praxisgerecht. Es kann bei technischen Problemen durchaus vorkommen, dass kurzfristig ein Sicherheitskessel auf Basis fossiler Brennstoffe dazu-geschaltet werden muss, um die Wärmeversorgung sicherzustellen. Es wäre weder zielführend noch verhältnismäßig, dies dadurch zu pönalisieren, dass der Netzbetreiber einen Wärmenetzausbau- und -dekarbonisierungsfahrplan nachreichen muss.

### **2.4 Zur Bundesförderung effiziente Wärmnetze**

Der Bundesförderung effiziente Wärmnetze (BEW) wird nach Verabschiedung des Wärmeplanungsgesetzes eine noch größere Bedeutung als heute bereits zukommen. Deshalb ist es wichtig, dass in der

BEW nicht praxistaugliche Regelungen angepasst bzw. gestrichen werden. Grundsätzlich muss auch nach Einführung ordnungsrechtlicher Mindestanteile erneuerbarer Energien und unvermeidbare Abwärme im WPG eine finanzielle Förderung über die BEW weiterhin möglich sein, um den Ausbau von Wärmnetzen nicht durch mangelnde Finanzierungsmöglichkeiten auszubremsen.

#### **2.4.1 Anforderung eines Nachweises zur langfristigen Verfügbarkeit der Biobrennstoffe streichen oder Nachweisverfahren konkretisieren**

Der Punkt 4.2 in Modul 2 fordert für die Förderfähigkeit von Wärmequellen, die auf Biomasse basieren einen Nachweis, dass diese langfristig zur Verfügung steht. Die Erbringung eines solchen Nachweises ist praxisfern. Wärmenetzbetreiber haben häufig nicht selbst unmittelbaren Zugriff auf die Brennstoffe und bedienen sich auf dem freien Markt. Der langjährige Trend zeigt jedoch, dass Energieholz aus Rest- und Abfallstoffen in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen.

##### **Vorschlag**

Die Anforderung, für diese Brennstoffe einen Nachweis erbringen zu müssen, ist deshalb zu streichen. Andernfalls wäre zumindest detailliert zu bestimmen, wie dieser Nachweis zu erfolgen hat.

#### **2.4.2 Liste der förderfähigen Festbrennstoffe praxismgerecht ausgestalten**

Die Liste für förderfähige Holzbrennstoffe in der BEW ist lückenhaft und enthält teilweise Anforderungen bzw. Nachweispflichten, die durch die Praxis nicht umzusetzen sind. Eine Anpassung der Brennstoffliste ist dringend erforderlich. Dies gilt insbesondere für die Wärmeerzeugung aus Waldholz und Sägereestholz. Zudem fehlen in der Brennstoffliste Energiehölzer aus Agroforstsystemen und Kurzumtriebsplantagen, die besonders eine langfristige und sichere Brennstoffversorgung ermöglichen und für die zudem zahlreiche positive Umwelteffekte in Agrarlandschaften nachgewiesen sind. Die formulierten Nachhaltigkeitskriterien sind uneindeutig und die Nachweisführung unklar. Hier muss dringend eine Klarstellung erfolgen und ein praxistaugliches Verfahren gefunden werden.

##### **Vorschlag**

Die Liste förderfähiger Festbrennstoffe sollte an die 1. Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV) § 3 (1) 4-8 und 13 angepasst werden. Es sollten keine eigenen neuen Nachhaltigkeitskriterien definiert werden, die in keinem etablierten Zertifizierungssystem beschrieben sind.

#### **2.4.3 Bagatellgrenze für die Anforderung zur Erstellung einer Machbarkeitsstudie einführen**

Eine Fördervoraussetzung des BEW ist die Erstellung einer umfangreichen und kostenintensiven Machbarkeitsstudie, mit der nachgewiesen wird, dass das Netz langfristig mit 100 Prozent Erneuerbare Energien betrieben werden kann.

### Vorschlag

Um kleinen Nahwärmenetzkonzepten die Antragstellung zu erleichtern, wäre es sinnvoll, diese Projekte von der Durchführung einer Machbarkeitsstudie zu befreien oder für sie den Umfang deutlich zu reduzieren.

### 3. Zu den Maßnahmen im Industriebereich

Eine effektive und effiziente Wärmewende in der Industrie sollte Unternehmen eine möglichst große wirtschaftliche und technische Freiheit gewähren, damit sie jene Technologie wählen können, die am besten zu ihren jeweiligen Produkten und Marktsituation passt. Entscheiden für den Klimaschutz bei industriellen Prozessen ist es, dass nicht nur Effizienzsteigerungen beim fortgeführten Einsatz fossiler Energieträger erfolgen, sondern eine Umrüstung auf erneuerbare Energien stattfindet. Effizienzmaßnahmen können fossile Treibhausgasemissionen zwar reduzieren, jedoch nicht vollständig ersetzen, so dass letztlich eine Umstellung auf erneuerbare Energieträger unabdingbar ist.

#### 3.1 Zur Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW)

Die im Mai in Kraft getretene EEW wird den Anforderungen einer wirtschaftlichen Wärmewende bei weitem nicht gerecht. Anstatt auf möglichst viele und einfache Erfüllungsoptionen zu setzen, wurden dort besonders für die Bioenergie Barrieren aufgebaut, indem Anlagen zur Erzeugung von Prozesswärme technischen und wirtschaftlichen Restriktionen unterworfen werden (Modul 2) und viele potenzielle Adressaten der Förderung durch unnötige Restriktionen ausgeschlossen werden (Modul 4). Dies wird die Wärmewende in der Industrie aufhalten und Chancen für Effizienzsteigerungen bei der Erzeugung und Nutzung erneuerbarer Brennstoffe ungenutzt lassen.

##### 3.1.1 Erweiterung der zulässigen Brennstoffliste unter Einhaltung der Nachhaltigkeitsanforderungen gemäß Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung

Die Liste der zulässigen Brennstoffe sollte unter Einhaltung der Nachhaltigkeitsanforderungen der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung um weitere Holzsortimente. (Anlage zum Merkblatt – EEW Modul 2, 1.4 Biomasse-Feuerungsanlagen, Zugelassene Biomassearten) ergänzt werden. In der Positivliste des EEW werden ausschließlich pflanzliche Abfall- und Reststoffe benannt. Dabei spielen Energieholzsortimente aus dem Wald eine wichtige Rolle bei der Sicherstellung einer nachhaltigen lokalen Energieversorgung. Oft stehen für diese Sortimente wie Waldresthölzer und Schadholz aus Kalamitäten keine adäquaten stofflichen Verwertungswege offen. Für den zwingend erforderlichen Waldumbau ist es notwendig, den Waldeigentümern die Verwertungsoption von ansonsten unverkäuflichen Energieholzsortimenten nicht zu nehmen. Auch für die Sicherung der zuverlässigen Versorgung von Industrieanlagen mit Brennstoff dürfen diese Sortimente von einer Nutzung nicht ausgeschlossen werden.

Hinzu kommt Energieholz aus Kurzumtriebsplantagen und Agroforstsystemen (z.B. Pappeln und Weiden), deren Anbau perspektivisch auf marginalen Standorten und Flächen zur Biodiversitäts- und Umweltförderung wie z.B. wiedervernässten Moorflächen zunehmen wird. Auch diese zunehmend wichtiger werdenden Energieholzsortimente müssen in die Positivliste aufgenommen werden. Auch ein Hinweis darauf, dass Pellets aus den zugelassenen Brennstoffen in den Anlagen zulässig sind, würde für mehr Rechtssicherheit bei den Anlagenbetreibern führen.

#### Vorschlag

Die Brennstoffliste wird um die nachfolgenden Sortimente ergänzt:

- Waldresthölzer, die die Anforderungen gem. BioSt-NachV erfüllen

- Kalamitäts- / Schadhölzer
- Energieholz aus Kurzumtriebsplantagen und Agroforstsystemen
- Siebüberläufe aus der Grünschnittkompostierung
- Presslinge aus den benannten Stoffen, die die Anforderungen gem. BioSt-NachV erfüllen

### 3.1.2 **Ausnahmen für Anlagen mit einer Nennwärmeleistung unter 700kW („kleine Anlagen“)**

Nur für Anlagen unter 700 kW ist land- und forstwirtschaftliche Biomasse eine zulässige Option. Es darf in diesen kleinen Anlagen jedoch nur bis zu 25 % eingesetzt werden. Diese kleinen Anlagen spielen bei der Prozesswärmewende jedoch nur eine untergeordnete Rolle.

Durch die nahezu vollständige Streichung des Einsatzes von land- und forstwirtschaftlicher Biomasse wird das verfügbare Brennstoffband unverhältnismäßig eingeschränkt und das unternehmerische Risiko in Bezug auf die Versorgungssicherheit deutlich erhöht. Die Grenze von 700 kW sollte auf 7,5 MW angehoben werden, damit auch hier die notwendige Konsistenz mit der RED III hergestellt wird. In Anlagen unter 7,5 MW sollte es zudem möglich sein, weiterhin bis zu 50 % land- und forstwirtschaftliche Biomasse einzusetzen, sofern die Nachhaltigkeitskriterien der BioSt-NachV eingehalten werden. Bei Anlagen größer 7,5 MW sollte es möglich sein bis zu 25 % naturbelassene Biomasse gemäß 1. BImSchV §3 (4, 5, 5a und 8) einzusetzen.

Für die eingesetzten Brennstoffe sollte die Nachhaltigkeit das entscheidende Kriterium sein. Mit der BioSt-NachV liegen geeignete Nachweiskriterien vor.

#### Vorschlag

Die Ausnahmeregelungen am Ende von Abschnitt 1.4. werden wie folgt formuliert bzw. ergänzt:

#### **Ausnahmen für Anlagen unter und über 700 kW**

##### Ausnahmen für Anlagen mit einer Nennwärmeleistung unter ~~700~~ 7.500 kW („kleine Anlagen“)

Ausschließlich in Anlagen mit einer Nennwärmeleistung unter ~~700~~ 7.500 kW darf auch pflanzliche Biomasse eingesetzt werden, bei der es sich nicht um Abfall- oder Reststoffe handelt, **wenn die Anforderungen gem. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung eingehalten werden**. Der Anteil dieser primären bzw. naturbelassenen Biomasse an der insgesamt eingesetzten Biomasse darf im Jahresdurchschnitt aber nicht mehr als ~~25 %~~ **50 %** betragen. Außerdem muss es sich um naturbelassene Biomasse gemäß 1. BImSchV §3 Absatz 1 Nummer

- 4 „naturbelassenes stückiges Holz einschl. anhaftender Rinde (...)“,
- 5 „naturbelassenes nicht stückiges Holz (...)“,
- 5a „Presslinge aus naturbelassenem Holz (...)“ oder
- 8 „Stroh und ähnliche pflanzliche Stoffe, nicht als Lebensmittel bestimmtes Getreide (...)“

handeln.

### 3.1.3 Wirtschaftlichkeit als Kriterium für die Direktelektrifizierung für den Vergleich mit Biomasseanlagen aufnehmen

Anlagen mit einer Nennwärmeleistung ab 5 MW sind im Modul 2 nur förderfähig, sofern der Antragsteller in geeigneter Form nachweisen kann, dass eine Direktelektrifizierung technisch nicht möglich und eine Nutzung von Wasserstoff technisch nicht möglich oder nicht wirtschaftlich ist. Der direkten Elektrifizierung z.B. von Dampferzeugungsprozessen den Vorzug vor Holzenergie zu geben, ist bei einem Strommix, der noch erhebliche Anteile von Kohlestrom enthält, nicht nachzuvollziehen. Die Wirtschaftlichkeit bei der Machbarkeitsprüfung zur Direktelektrifizierung muss mitberücksichtigt werden. Auch die Auflage, Wasserstoff, der heute weder insgesamt noch als „grüner Wasserstoff“ verfügbar ist, zu bevorzugen, ist widersinnig und behindert die Transformation des Sektors.

Die EEW muss gezielt Transformationstechnologien anreizen, die Klimaschutz, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit sicherstellen. Als Fördertatbestand müssen dringend Hybridkesselsysteme aufgenommen werden, die eine kombinierte Energieerzeugung aus Biomasse und Strom ermöglichen. Der Fokus auf eine Elektrifizierung großer Prozesswärmeanlagen, die in erster Linie Dampf erzeugen, erscheint kontraproduktiv und führt zu unnötigen Netzbelastungen und vermeidbaren Stromnachfragen. Zudem führt die mangelnde Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit bei der Direktelektrifizierung dazu, dass Unternehmen aufgrund der hohen jährlichen Kosten der elektrischen Dampferzeugung und mangelnder Fördermöglichkeit für Biomasse die Prozesswärmeerzeugung nicht von fossilen auf erneuerbare Energien umstellen. Abhängig von der Anlagengröße sind die jährlichen Kosten von Prozesswärme aus Strom um den Faktor 5 bis 7 höher, als die Erzeugung der gleichen Menge an Prozesswärme aus Biomasse. Damit wird deutlich, dass es aufgrund der hohen jährlichen Folgekosten kaum einen Anreiz gibt, von Gas auf Strom umzusteigen. Biomasse ist hier mit Abstand die betriebswirtschaftlich sinnvollste Option für die Defossilisierung der Prozesswärme, die jedoch aufgrund der hohen Investitionskosten ohne Förderung von Unternehmen nicht umsetzbar ist. Vorhandene Alternativen mit Biomasse sollten mit der EEW nutzbar sein. Größere Anlagen müssen deshalb auch dann realisiert werden können, wenn nachgewiesen wird, dass die Direktelektrifizierung nicht wirtschaftlich ist.

Die Größengrenze von 5 MW an dieser Stelle erscheint zudem willkürlich gewählt. 7,5 MW wäre hier eine sinnvollere und nachvollziehbare Größengrenze, da diese auch zukünftig in der überarbeiteten Erneuerbare Energien Richtlinie der EU (RED III) als Größengrenze für die Nachhaltigkeitszertifizierung verankert wird. Dies würde die dringend erforderliche Konsistenz zwischen europäischer und nationaler Gesetzgebung herstellen.

#### Vorschlag

Anlagen mit einer Nennwärmeleistung ab ~~5 MW~~ **7,5 MW** sind nur förderfähig, sofern der Antragsteller in geeigneter Form nachweisen kann, dass eine Direktelektrifizierung technisch nicht möglich **oder nicht wirtschaftlich ist** und eine Nutzung von Wasserstoff technisch nicht möglich oder nicht wirtschaftlich ist. Eine Wirtschaftlichkeit ist nicht gegeben, wenn die Summe aus Investitions- und Energiekosten **für die Direktelektrifizierung** und die Nutzung von Wasserstoff die Summe aus Investitions- und Energiekosten für die Nutzung der Biomasseanlage um mindestens 50% übersteigen. **Hybridkesselanlagen mit einer Nennwärmeleistung ab 7,5 MW, die eine kombinierte Erzeugung aus Strom und Biomasse vorsehen, sind von der Nachweispflicht ausgenommen.**

### 3.1.4 *Änderung der Fördervoraussetzungen in Modul 4 (Erzeugung von Biogas)*

Die novellierte EEW soll in Modul 4 auch Effizienzsteigerungen in der Bereitstellung Erneuerbarer Energieträger erreichen und fördert deshalb auch Investitionen in Biogasanlagen (Modul 4, Abschnitt 4.1.). Tatsächlich haben viele Biogasanlagenbetreiber die Förderung bisher in Anspruch genommen, um Anlagenkomponenten auf moderne und effizientere umzustellen und den Produktionsprozess im Allgemeinen effizienter zu gestalten. Der vorliegende Entwurf fasst die Anforderungen so eng, dass die meisten Biogasanlagen nicht förderfähig sind und Effizienzpotenziale nicht gehoben werden.

Insbesondere in folgenden Hinsichten sollte die EEW angepasst werden:

- Die Beschränkung der Förderung von Biogasanlagen in Modul 4 auf den Einsatz von „pflanzlicher primärer Biomasse“ auf 25 Masseprozent am Substratmix schließt die rund 7.000 Biogasanlagen aus, die mehr nachwachsende Rohstoffe einsetzen, und begrenzt auch den Einsatz ökologisch besonders wertvoller Einsatzstoffe. Die Beschränkung sollte deshalb gestrichen werden. Insofern an der Begrenzung „pflanzlicher primärer Biomasse“ festgehalten wird, sollte die Begrenzung analog zum Erneuerbare-Energien-Gesetz und zum Gebäude-Energie-Gesetz explizit die politisch nicht erwünschten Substrate begrenzen (maximal 40 Prozent Getreidekorn oder Mais) und nur für Neuanlagen gelten
- Die Fördervoraussetzung für Biogasanlagen in Modul 4, dass mindestens 50 Prozent des jährlich erzeugten Biogases im Unternehmen zu nutzen ist, verhindert die politisch erwünschte flexible, strommarktgeführte Fahrweise sowie eine effiziente Wärmenutzung und sollte gestrichen werden. Zumindest sollte sie auf die Wärmenutzung beschränkt werden, um die flexible Stromerzeugung zu ermöglichen.
- Um die KWK-Wärme von Biogasanlagen nutzbar zu machen, die weder betriebsintern genutzt noch über ein Wärmenetz abtransportiert werden kann, sollten Wärmekonzepte in Modul 4.3 gefördert werden, bei denen die Wärme über mobile Wärmespeicher zu Abnehmern transportiert wird.

## 4. Zu den Maßnahmen im Bereich Verkehr

Da der Verkehrsbereich bereits zweimal in Folge die Ziele des Klimaschutzgesetzes nicht eingehalten hat, ist es zu begrüßen, dass neben dem Gebäudebereich der Verkehrsbereich einen Schwerpunkt des Klimaschutzprogramms bildet. Nicht nachvollziehbar sind jedoch die Maßnahmensetzungen im Verkehrsbereich, deren Klimaschutzwirkung mittel- bis langfristig eintreten wird, wohingegen schnelle Emissionsreduktionen erforderlich wären. Dies verlangt nicht nur das Klimaschutzgesetz, sondern auch der CO<sub>2</sub>-Budgetansatz. Frühzeitige Treibhausgasreduzierungen sind gegenüber späteren, aufgeschobenen Emissionsreduktionen zu bevorzugen, da damit der Klimawandel insgesamt weniger angetrieben wird. Insofern ist es nicht nachvollziehbar, weshalb das Klimaschutzprogramm die Rolle nachhaltiger Biokraftstoffe nahezu vollständig ignoriert, da diese laut „Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2021“ der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung in 2021 mehr als 11 Mio. t CO<sub>2</sub> durch den Ersatz fossiler Kraftstoffe eingespart haben. Biokraftstoffe sind heute für die Defossilisierung der Bestandsflotte im gesamten Straßenverkehr sowie auch langfristig für schwer zu elektrifizierende Teilspektoren unverzichtbar. Dazu zählen der Straßengüterverkehr, Reise- und Regionalbusse, Spezialfahrzeuge der Land- und Bauwirtschaft sowie die Schifffahrt.

Um das volle Potential nachhaltiger Biokraftstoff für den Klimaschutz im Verkehr zu heben, schlagen die Bioenergieverbände die folgenden Maßnahmen vor:

### 4.1 Evaluierung der THG-Quotenhöhe

Die Höhe der THG-Quote sowie der Unterquote für fortschrittliche Biokraftstoffe sollten regelmäßig evaluiert und ggf. kurzfristig an die Notwendigkeit des Klimaschutzes sowie die Verfügbarkeit neuer Erfüllungsoptionen und die im Verkehr benötigte Energiemenge nach oben hin angepasst werden. Unter keinen Umständen darf die THG-Quotenhöhe so ausgestaltet sein, dass sich erneuerbare Erfüllungsoptionen untereinander verdrängen. Dies würde die gesetzlich datiert vorgegebenen Klimaschutzziele im Verkehr konterkarieren und fossile Energieträger bevorteilen. Ziel der THG-Quote muss die möglichst zeitnahe Verdrängung fossiler durch erneuerbare Ressourcen sein.

### 4.2 Emissionseinsparungen von Biokraftstoffen aus Anbaubiomasse sowie aus Abfall- und Reststoffen nutzen

Auch sollten die heute genutzten Mengen von nachhaltigen Biokraftstoffen aus Anbaubiomasse sowie aus Abfall- und Reststoffen (Anhang IX Teil B) weiterverwendet bzw. mobilisierbare Potenziale möglichst ausgeschöpft werden. Infolge des zu erwartenden sinkenden Endenergiebedarfs im Verkehr muss die THG-Quote so weit erhöht werden, dass die durch die bisherigen Biokraftstoffmengen resultierende THG-Minderung mindestens konstant bleibt. Aus diesen Gründen sollte die Obergrenze für nachhaltige Biokraftstoffe aus Anbaubiomasse auf das gemäß EU-Recht zulässige Maß von mindestens 5,3 Prozent angehoben werden, um die insgesamt genutzte Menge markteingeführter Biokraftstoffe und deren Beitrag zum Klimaschutz zu erhalten.

### 4.3 Erhöhung der Beimischung erneuerbarer Kraftstoffe zu fossilen Kraftstoffen

Um den unverzichtbaren Klimaschutzbeitrag der markteingeführten erneuerbaren Erfüllungsoptionen zu sichern, müssen Biokraftstoffe in höheren Beimischungsanteilen eingesetzt werden können, z.B. als

B10 für Diesel oder E20 für Benzin. Voraussetzung hierfür ist eine Anpassung der nationalen Gesetzgebung (10. BImSchV) an unionsrechtliche Vorgaben wie die Kraftstoffqualitätsrichtlinie (FQD) und die Erneuerbare Energien-Richtlinie (RED). Diese Maßnahme wäre unmittelbar klimaschutzwirksam. Es ist deshalb nicht nachvollziehbar, dass das BMUV im Entwurf zur Überarbeitung der 10. BImSchV die Einführung von B10 bis voraussichtlich zum Frühjahr 2025, und damit zum europarechtlich spätestmöglichen Zeitpunkt, hinauszögern will. Gegen eine Zulassung noch in diesem Jahr gibt es keine Gründe, zumal Verbraucher zwischen B10 und der Schutzsorte B7 wählen können.

Zudem sind mehr als 95 Prozent des Fahrzeugbestandes und sämtliche Neufahrzeuge mit Ottomotoren für die Nutzung von Super E10 technisch freigegeben, so dass die Bestandschutzsorte Super (E5) verzichtbar ist und E10 als Schutzsorte eingeführt werden sollte.

### Vorschlag

Die in § 3 der 10. BImSchV enthaltene Verpflichtung der Inverkehrbringer von Ottokraftstoffen sollte dahingehend angepasst werden, Ottokraftstoff der Qualität „Super Plus“ mit einem maximalen Ethanolgehalt von 5 Volumenprozent als Bestandsschutzsorte zu bestimmen. Dies entlastet Tankstellenbetreiber von der Verpflichtung, neben Super E10-Kraftstoff in der Regel auch Super (E5)-Kraftstoff anbieten zu müssen.

### 4.4 Nutzung von nachhaltigen Biokraftstoffen im Schwerlast-, Fern- und Schiffsverkehr

Um die Nutzung von nachhaltigen Biokraftstoffen in weiteren, nur schwer zu elektrifizierenden Verkehrsanwendungen anzureizen, bietet sich ein Mix verschiedener Instrumente an:

- LKW-Mautbefreiung ausschließlich bei erneuerbaren Kraftstoffen: Die im Koalitionsvertrag vorgesehene Staffelung der LKW-Maut nach CO<sub>2</sub>-Bilanz kann ein effektives Steuerungsinstrument sein. Wichtig ist, dass die Maut für mit fossilem Gas betankte LKW, die aktuell bereits von der Maut befreit sind, entsprechend angehoben und die Mautbefreiung nur bei der Betankung mit erneuerbaren Kraftstoffen gewährt wird.
- Anrechnung von biogenem Wasserstoff auf die THG-Quote: Insofern Wasserstoff und Brennstoffzellen im Straßenverkehr zum Einsatz kommen, werden sie sich voraussichtlich im Schwerlast- und Fernverkehr durchsetzen. Wasserstoff aus Biomasse kann hier als Einstieg in die Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff dienen und perspektivisch durch Wasserstoff aus Erneuerbarem Strom ergänzt oder ersetzt werden, um das Klimaschutzpotential zügig zu heben und Investitionen anzureizen. Die im BImSchG angekündigte Verordnung zur Anerkennung von biogenem Wasserstoff, der im Straßenverkehr genutzt wird, sollte deshalb schnellstmöglich erlassen werden. Außerdem sollte die Nutzung von biogenem Wasserstoff in Raffinerien als neue Erfüllungsoption aufgenommen werden.
- Aufnahme der Binnenschifffahrt in die THG-Quote: Die Binnenschifffahrt wird nicht vom Europäischen Emissionshandel erfasst. Ihre Aufnahme in die THG-Quote würde demnach eine Lücke im klimapolitischen Instrumentenmix schließen.

#### *4.5 Zur Reform des EU-Energiesteuerrechts*

Die Bioenergieverbände begrüßen, dass mit der auf EU-Ebene laufenden Reform des Energiesteuerrechts eine nach Umweltverträglichkeit differenzierte Besteuerung von Energieträgern vorgenommen werden soll. Diese muss für alle nachhaltigen Biokraftstoffe geringere Mindeststeuersätze als für fossile Kraftstoffe ermöglichen. Zudem muss auch für anbaubiomassebasierte Kraftstoffe sichergestellt werden, dass ein reduzierter Mindeststeuersatz auch über den im Kommissionsvorschlag genannten zehnjährigen Übergangszeitraum hinaus gilt, da andernfalls eine nicht gerechtfertigte Schlechterstellung nachhaltiger Kraftstoffe und eine Gleichstellung mit fossilen Energieträgern erfolgen würde.

## 5. Zu den Maßnahmen im Bereich Landwirtschaft

Landwirtschaft und besonders auch die Tierhaltung sind mit nur begrenzt zu reduzierenden, natürlichen Treibhausgasemissionen verbunden. Die Vergärung von Gülle in Biogasanlagen fängt Methan auf, vermeidet Ammoniakemissionen und ist damit ein zentraler Baustein zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen und zur Luftreinhaltung in der Landwirtschaft. Rund 25 Prozent des in Deutschland anfallenden Wirtschaftsdüngers wird aktuell in Biogasanlagen vergoren. Dies spart Treibhausgasemissionen von etwa 2,2 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent ein. Eine mögliche Ausweitung des Anteils auf 60 bis 70 Prozent könnten die Treibhausgasemissionen der Landwirtschaft um weitere rund 3 Mio. t senken. Die Beseitigung von Hemmnissen zur Güllevergärung muss deshalb ein zentraler Bestandteil von Klimaschutzmaßnahmen in der Landwirtschaft sein.

Der Energieeinsatz in der Land- und Forstwirtschaft verursacht rund 6 Mio. t Treibhausgasemissionen pro Jahr, der Großteil davon stammt aus der Verwendung von fossilen Kraftstoffen in land- und forstwirtschaftlichen Arbeitsmaschinen. Mit der Verwendung nachhaltig zertifizierter Biokraftstoffe in land- und forstwirtschaftlichen Betrieben können die Emissionen zeitnah um bis zu 3 Mio. t CO<sub>2</sub> vermindert werden – auch, weil die Möglichkeiten zur Elektrifizierung bei land- und forstwirtschaftlichen Fahrzeugen stark begrenzt sind. Für die Feldarbeit, Ernte und den Transport bedarf es auf Grund des hohen Leistungsbedarfs erneuerbarer Kraftstoffe mit hoher Energiedichte. Der Umstieg auf klimaneutrale Antriebe und Kraftstoffe sollte deshalb ebenfalls als Klimaschutzmaßnahme in der Landwirtschaft priorisiert werden.

Die Bioenergieverbände schlagen deshalb die folgenden Maßnahmen vor:

### 5.1 Ausbau der Güllevergärung

Mit der Novelle der Treibhausgasemissionsminderungsquote wird bereits ein guter Anreiz geschaffen, vor allem in größeren Biogasanlagen bzw. Gemeinschaftsanlagen Gülle zur Kraftstoffherzeugung zu vergären. Neue Projekte sind auch bereits in Planung. Es fehlen jedoch Anreize zur Vergärung von überwiegend Gülle in kleineren, bäuerlichen Biogasanlagen. Neben den unter Punkt „1.1 Zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ aufgeführten Punkten sind noch folgende Maßnahmen zu adressieren:

#### 5.1.1 Weiterentwicklung der Störfallverordnung

Immer mehr Biogasanlagen fallen in den Anwendungsbereich der Störfallverordnung (StörfallV). Verstärkt wird diese Entwicklung durch immissionsschutzrechtliche Auflagen zur Minderung von Ammoniak-, Geruch bzw. Methanemissionen (Forderung nach emissionsmindernden bzw. gasdichten Abdeckungen). In Verbindung mit erhöhten düngerechtlichen Anforderungen an die vorzuhaltende Lagerkapazität betrifft dies insbesondere Gülle-vergärende Biogasanlagen – selbst solche im kleinsten Leistungssegment bis 100 Kilowatt [kW]). Die Anforderungen der StörfallV führen zu umfangreichen administrativen und finanziellen Aufwendungen und stellen damit ein erhebliches Hemmnis für den Ausbau der Güllevergärung dar. Zudem bindet eine zunehmende Anzahl an Biogasanlagen im Anwendungsbereich der StörfallV das bereits knappe Personal und verhindert eine angemessene Betreuung und Überwachung von klassischen Anlagentypen im Sinne der StörfallV wie z.B. Chemieanlagen etc. Um das Hemmnis zu beseitigen, könnte die Mengenschwellen zur Ermittlung von Betriebsbereichen an den deutlich höheren Schwellenwert für Erdgas und Biomethan angeglichen werden. Alternativ könnte auf den Schwellenwert nicht das Biogas, sondern – analog zum Erdgas – nur der Methananteil im Biogas angerechnet werden

### 5.1.2 Gleichbehandlung von Mist und Gärresten in der Düngeverordnung

Biogasanlagen, die sich mit ihren Flächen in roten Gebieten befinden, dürfen ihre Gärreste aus Mist nicht auf Zwischenfrüchten ohne Futternutzung ausbringen. Mist darf aber, wenn er nicht einer Biogasanlage zur Vergärung zugeführt wurde, direkt zur Düngung von Zwischenfrüchten ohne Futternutzung ausgebracht werden. Diese Ungleichbehandlung macht es sehr unattraktiv, Mist vor der Nutzung als Düngemittel in einer Biogasanlage zu vergären. Dies gilt auch für Mist von landwirtschaftlichen Betrieben, die nach der Rücknahme des Mists als Gärreste nicht in roten Gebieten zu Zwischenfrüchten ohne Futternutzung ausgebracht werden. Diese Betriebe werden keinen Mist an Biogasanlagen liefern.

#### Vorschlag

In der Düngeverordnung sollten (unvergorener) Mist und Gärreste gleichgestellt werden.

### 5.1.3 Weiterentwicklung der Verordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen

Verschiedene Regelungen der Verordnung für Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV) stehen der Verwertung von Rest- und Abfallstoffen in Biogasanlagen entgegen und sollten bei einer Weiterentwicklung der AwSV adressiert werden:

- Handhabbarkeit von Gärprodukten: Für Behälter zur Lagerung von Gärprodukten gelten deutlich schärfere Anforderungen als für Behälter zur Lagerung von (unvergorener) Gülle. Dies macht es unattraktiver, Gülle zu vergären. Da Gärprodukte und Gülle bei wesentlichen Umweltaspekten die gleichen Eigenschaften aufweisen, ist eine Ungleichbehandlung sachlich nicht gerechtfertigt.
- Gefährdungspotenzial von Reststoffen: Die aktuelle Bewertung des Gefährdungspotenzials von Reststoffen insbesondere aus der Lebensmittelproduktion bzw. -verarbeitung ist nicht sachgerecht. Die daraus resultierenden formalen und materiellen Anforderungen sind ein erhebliches Hemmnis für den vermehrten Einsatz solcher Reststoffe zur Erzeugung von Biogas.

## 5.2 Förderung des Einsatzes von Biokraftstoffen

Ein verstärkter Einsatz von Biokraftstoffen in der Land- und Forstwirtschaft würde nicht nur Treibhausgasemissionen reduzieren, sondern auch die Kreislaufwirtschaft mit Energieträgern aus der Landwirtschaft für die Landwirtschaft stärken. Für den Einsatz von nachhaltigen Biokraftstoffen ist es entscheidend, dass diese einen wirtschaftlichen Vorteil gegenüber fossilen Kraftstoffen bieten. Eine steuerliche Begünstigung von Biodiesel und Pflanzenöl nach § 57 Energiesteuergesetz (EnergieStG) stellt deshalb die entscheidende Voraussetzung dar, um zum einen Land- und Forstwirten einen ökonomischen Anreiz für den Einsatz von Biokraftstoffen und zum anderen Landtechnikunternehmen das nötige Vertrauen für die Freigabe und Zertifizierung der Motoren zu geben. Die am 27.1.2022 von der EU-Kommission veröffentlichten Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien (KUEBLL) machen die steuerliche

Begünstigung nachhaltiger Biokraftstoffe unter den Nachhaltigkeitskriterien der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) möglich. Eine praxisnahe, bürokratiearme Umsetzung der Beihilfeleitlinien in Deutschland würde Klimaschutzpotentiale in der Land- und Forstwirtschaft zügig heben. Die bei der laufenden Reform des EU-Energiesteuerrechts vorgesehenen niedrigeren Mindeststeuersätze für nachhaltigen Biokraftstoffe sollten unterstützt werden, um über diesen Weg wirtschaftliche Anreize für den Einsatz in der Land- und Forstwirtschaft schaffen zu können. Zusätzlich sollte ein vereinfachtes Steuerentlastungsverfahren im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) bei Bezug von Pflanzenöl, B100 oder Biomethan eingeführt werden.

### **5.3 Nutzung von Blühflächen in Biogasanlagen**

Durch den Anbau von Wild- und Blühpflanzen für die Biogaserzeugung können Synergieeffekte zwischen der Erzeugung von klimaneutralem Strom und der Artenvielfalt in der Landwirtschaft geschaffen werden. Korrespondierend zur Biogasförderung im EEG sollten die Rahmenbedingungen für die Nutzung von Wild- und Blühpflanzen als Gärsubstrate verbessert werden.

- Einführung einer neuen bundesweiten Agrarumweltmaßnahme für Energie-Blühpflanzen- bzw. Wildpflanzenflächen: Diese sollte zum einen den Anbau von Blühpflanzen(mischungen) als blühende Reinkultur adressieren, die die Flächen zum Anbau klassischer Energiepflanzen ergänzt (z.B. in einem Verhältnis von mindestens 10 Prozent Blühfläche zu 90 Prozent sonstiger Energiepflanzenfläche). Zum anderen sollte auch der Anbau von blühender Mischkultur (z.B. Mais/Sonnenblumen) adressiert werden, ab z.B. einem Anteil von 10 Prozent Blühpflanzen an der Saat. Da dies sowohl aus Gründen der Artenvielfalt als auch für die klimaneutrale Energieerzeugung geschieht, sollte die Finanzierung dafür im geplanten Bundesprogramm natürlicher Klimaschutz aus zusätzlichen Bundesmitteln (Klima- und Transformationsfonds) abgesichert werden.
- Öffnung der GAP-Förderung: Die erhöhte Förderung der Gemeinsamen Agrarpolitik (GAP) für Blühflächen ist an die Anforderung in der GAP-Direktzahlungen-Verordnung (GAPDZV) gebunden, dass die Blühflächen nicht produktiv genutzt werden. Aufgrund dieser Anforderung besteht kein Anreiz, den Aufwuchs von diesen aus Biodiversitätsgründen geförderten Flächen als Biogassubstrat zu nutzen. Um den Einsatz von Blühpflanzen in Biogasanlagen zu erleichtern, sollte die Anforderung gestrichen und z.B. bei einem späten Schnitt eine energetische Nutzung zugelassen werden.

## 6. Zu den Maßnahmen im Bereich LULUCF

Die energetische Biomassenutzung ist ein Schlüsselement für eine klimaschonende und klimaangepasste Landnutzung. So kann beispielsweise der Aufwuchs wiedervernässter Moorflächen energetisch verwertet werden und damit eine Einnahmequelle für Landbesitzer liefern. Ebenso bringen Agroforstsysteme und landwirtschaftlicher Energieholzanbau nicht nur vielfältige positive Effekte für Strukturvielfalt, Biodiversitäts- und Umweltschutz, sondern liefern auch nachhaltig Biomasse und ohne Nutzungskonkurrenz zusätzliche Biomassepotentiale zur energetischen Verwertung. Auch für den Waldumbau hin zu klimawandelangepassten und resilienten Wäldern stellt die energetische Verwertung von Durchforstungsmaterial, sowie Rest- und Schadhölzern einen wichtigen Absatzmarkt dar, der damit zur Finanzierung der Klimaanpassung des Waldes beiträgt. Die Biomassenutzung kann zudem über Humusaufbau und Pflanzenkohle aktive zur Schaffung und Förderung von Kohlenstoffsenken beitragen. Diese Potenziale müssen deutlich stärker als heute genutzt werden.

Die Bioenergieverbände weisen darauf hin, dass der Projektionsbericht 2021 der Bundesregierung für den LULUCF-Bereich im Jahr 2030 eine Treibhausgasquelle in Höhe von rund 22 Mio. t CO<sub>2</sub> projiziert. Damit ergibt sich zum Ziel des Bundesklimaschutzgesetzes einer Treibhausgassenke in Höhe von 25 Mio. t CO<sub>2</sub> eine Zielverfehlung von rund 47 Mio. t CO<sub>2</sub>. Der wissenschaftliche Beirat für Waldpolitik beim BMEL warnt basierend auf den Projektionen für den LULUCF-Bereich vor der absehbaren Minderungslücke. Das Ziel ließe sich „*theoretisch nur durch eine starke Einschränkung der Holzentnahmen bei stabilen Zuwächsen erreichen.*“ Dies würde zu Verlagerungseffekten von Klimaschutz in andere Sektoren (z.B. verringerte Substitutionsmöglichkeit energie- und CO<sub>2</sub>-intensiver Baustoffe, fossiler Energieträger,...) und in Wälder außerhalb Deutschlands führen: „*(...) Dann ergibt sich zwar rechnerisch für den LULUCF-Sektor eine bessere Emissionsbilanz. Dieser sektorspezifisch positive Effekt wird aber durch zusätzliche Emissionen in anderen Sektoren der deutschen Wirtschaft überkompensiert, so dass es für Deutschland insgesamt zu einer Verschlechterung der Emissionsbilanz kommt. (...) Würde das Holz von außerhalb der EU beschafft, käme es bei der derzeitigen Versorgungsstruktur zum überwiegenden Teil aus Ländern mit niedrigeren Standards für nachhaltige Waldwirtschaft (sowie höherem Gefährdungspotential für die biologische Vielfalt). Dieser niedrigere Nachhaltigkeitsstandard impliziert gleichzeitig höhere Emissionen.*“<sup>3</sup> Entsprechend muss vor der Festlegung von Klimaschutzmaßnahmen für den LULUCF-Bereich eine realistische Bestandsaufnahme erfolgen.

### 6.1 Zum Aktionsprogramm natürlicher Klimaschutz

Die Klimaschutzleistung des Waldes ergibt sich vor allem aus der nachhaltigen Bewirtschaftung und Nutzung des Waldes zur Substitution fossiler Ressourcen (Stahl, Zement,...) und Energieträger (Kohle, Öl, Gas). Die Bewirtschaftung des Waldes stellt nicht nur sicher, dass die CO<sub>2</sub>-Bindungsleistung des Waldes erhalten und dieser in einem produktiven Zustand gehalten wird, sondern auch, dass die Anpassung an das sich verändernde Klima aktiv vorangetrieben werden kann. Nutzungseinschränkungen in der Waldbewirtschaftung würden zur Verknappung des nachhaltigen Rohstoffes Holz in allen Anwendungsbereichen führen und damit die Klimaschutzleistung des Waldes reduzieren, ebenso wie den Übergang zur Bioökonomie. Wenn heimische Wälder nicht genutzt werden können, konterkariert dies den globalen Klimaschutz, da Holz aus anderen Ländern mit einer weniger nachhaltigen Waldbewirtschaftung genutzt werden müsste oder Holz als Substitut fossiler Ressourcen nicht zur Verfügung

<sup>3</sup> <https://www.bmel.de/SharedDocs/Downloads/DE/Ministerium/Beiraete/waldpolitik/klimaschutzgesetz.pdf;jsessionid=1E1DB5F164B06A9654F5BEC71EB277FC.live832?blob=publicationFile&v=5>

stünde. Pauschale Stilllegungsvorhaben sind deshalb in der Gesamtbetrachtung kein Betrag zum Klimaschutz. Mit Blick auf die Klimawandelanpassung gilt es standortgerechte Baumarten zu unterstützen, worunter auch nicht-heimische Baumarten zählen können.

## **6.2 Hemmnisse für Agroforstsysteme beseitigen**

Der Anbau von schnellwachsenden Baumarten in Agroforstsystemen fördert eine Vielzahl an Umweltzielen in der Landwirtschaft, wie z.B. die Steigerung der Biodiversität (Habitat für Vögel, Säugetiere und Insekten), Verbesserung des Mikroklimas, Humusaufbau, Wind- und Erosionsschutz, Schaffung von Strukturelementen und Vermeidung von Nitratauswaschung. Zudem stellt der landwirtschaftliche Holzanbau nicht nur dringend benötigte speicherbare Erneuerbare Energieträger bereit, sondern kann bei einer gekoppelten stofflich/energetischen Nutzung und/oder durch CCS-Technologie als CO<sub>2</sub>-Senke fungieren. Besonders auf ertragsschwachen landwirtschaftlichen Flächen ist eine deutliche Ausweitung von Agroforstsystemen und „Niederwald mit Kurzumtrieb“ (KUP) sinnvoll und sowohl für den Klimaschutz wie auch die Anpassung an den Klimawandel geboten. Neben der geringen Flächenvergütung für Agroforstsysteme in der GAPDZV stellt die Anforderung von §4 Abs. 2 für ein von der zuständigen Landesbehörde positiv geprüfetes Nutzungskonzept ein aufwändiges und bürokratisches Hindernis dar und sollte gestrichen werden.

### **Vorschlag**

Um die Anlage von Agroforstsystemen zu erleichtern, sollte die Anforderung zur Erstellung eines positiven Nutzungskonzepts entfallen. Ebenfalls gilt es mit Blick auf die zunehmenden Auswirkungen des Klimawandels (Dürre, Hitze) die Liste der geeigneten Baumarten stetig zu überprüfen und anzupassen.

## Kontakt

Hauptstadtbüro Bioenergie

Sandra Rostek

Leiterin

Tel.: 030-2758179-00

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

Gerolf Bücheler

Geschäftsführer Bundesverband Bioenergie e.V.

Tel.: 030-2758179-21

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