

Stellungnahme

zum Referentenentwurf des Bundesministeriums
für Wirtschaft und Klimaschutz für eine

Verordnung über die Emissionsberichterstat- tung nach dem Brennstoffemissionshan- delsgesetz für die Jahre 2023 bis 2030

17.10.2022

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)

Inhaltsverzeichnis

1. Vorbemerkung und Grundsätzliches.....	3
2. Anmerkungen im Detail.....	4
Zu § 3: Inhalt und Frist zur Einreichung eines Überwachungsplans.....	4
Zu § 8: Berücksichtigung des Biomasseanteils bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen in den Fällen des § 2 Absatz 2 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes.....	4
Absatz 2:	4
Absatz 3:	5
Absatz 4:	6
Absatz 7:.....	6
Absatz 8:.....	7
Absatz 9:	7
Zu § 9: Berücksichtigung des Biomasseanteils bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen in den Fällen des § 2 Absatz 2a des Brennstoffemissionshandelsgesetzes.....	8
Absatz 1:.....	8
Absatz 3:	8
Absatz 4:	8
Zu Anlage 2, Teil 5:.....	8
Zur Begründung: Allgemeiner Teil, VI Erfüllungsaufwand:.....	9
2. Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft	9

1. Vorbemerkung und Grundsätzliches

Die Bioenergieverbände des Hauptstadtbüros Bioenergie (HBB) danken für die Möglichkeit zur Stellungnahme zum Referentenentwurf (RefE) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) für eine Verordnung über die Emissionsberichterstattung nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz für die Jahre 2023 bis 2030 (Emissionsberichterstattungsverordnung 2030 – EBeV 2030). Die Bioenergieverbände sehen es kritisch, dass bereits vor Verabschiedung des Zweiten Gesetzes zur Änderung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG) der Verordnungsentwurf erarbeitet und zur Stellungnahme gestellt wird und damit noch keine Rechtsgrundlage für den Verordnungsentwurf vorliegt. Entsprechend müssen im Entwurf der Verordnung und damit auch in dieser Stellungnahme Annahmen über das noch zu beschließende Gesetz getroffen werden. Die Bioenergieverbände empfehlen deshalb nach Beschlussfassung des Zweiten Gesetzes zur Änderung des BEHG eine erneute Stellungnahme zum RefE EBeV 2030 auf Grundlage des dann beschlossenen Gesetzes durchzuführen.

Die Bioenergieverbände sprechen sich grundsätzlich gegen die geplante Änderung im BEHG aus, Holzbrennstoffe neu in den Geltungsbereich des BEHG aufzunehmen. Die Änderung des BEHG sieht vor, dass die bisherige Ausnahme für Brennstoffe der Positionen 4401 und 4402 der Kombinierten Nomenklatur (Brennstoffe aus Holz), ab 01.01.2023 gestrichen werden soll. Zudem sieht der Entwurf der BEHG-Novelle vor, dass Brennstoffe, die in Anlagen nach 8.1.1 des Anhangs 1 zur Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen (4. Bundesimmissionsschutzverordnung – 4. BImSchV) eingesetzt werden, ab 01.01.2023 unter die CO₂-Bepreisung fallen. Davon betroffen sind auch kleine und mittlere Biomasseheizkraftwerke, die z.B. Altholz einsetzen. Die vorgesehene Änderung des BEHG würde dazu führen, dass Holzbrennstoffe in diesen Anlagen grundsätzlich der CO₂-Bepreisung unterliegen würden. Sowohl die Biomasseheizkraftwerke als auch deren Lieferanten und die Vorkette müssten einen aufwändigen, komplizierten und teuren Zertifizierungsprozess für den Nachweis der Nachhaltigkeit durchlaufen, um nicht der vollen CO₂-Bepreisung zu unterliegen. Deutschland würde damit die EU-rechtliche Begrenzung der Nachhaltigkeitszertifizierung für feste Biomasse in Anlagen ab 20 Megawatt (MW) Feuerungswärmeleistung streichen (bis auf 1 MW) und auf alle nach Nummer 8.1.1 des Anhangs 1 der 4. BImSchV genehmigten Anlagen ausweiten. Die Politik ist aktuell gefordert, erneuerbare Energien zu stärken und keine unnötigen Hürden für deren Ausbau aufzubauen. Eine sachlich unbegründete Verteuerung der (erneuerbaren) Energieerzeugung wäre ein Schritt in die falsche Richtung. Die Bioenergieverbände sprechen sich deshalb im laufenden Gesetzgebungsverfahren gegen die Aufnahme von Holzbrennstoffen in den Geltungsbereich des BEHG aus.

Die Bioenergieverbände sprechen sich bei der Änderung des BEHG ebenfalls gegen die Bepreisung biogener CO₂-Emissionen aus nachhaltig zertifizierten Biokraftstoffen aus Anbaubiomasse aus, wenn deren Anteil die in der 38. BImSchV festgelegte Obergrenze von 4,4 % am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor übersteigt. Diese Regelung widerspricht nicht nur Wortlaut und Zweckbestimmung des BEHG, der zufolge fossile CO₂-Emissionen aus Brenn- und Kraftstoffen bepreist werden sollen. Die geplante Einbeziehung CO₂-neutraler bzw. CO₂-ärmerer Kraftstoffalternativen in die Bepreisung läuft auch der mit dem nationalen CO₂-Preis beabsichtigten Lenkungswirkung zuwider, die aber verfassungsrechtliche Voraussetzung der Bepreisung ist. Die im Gesetzentwurf vorgesehene Bepreisung biogener CO₂-Emissionen aus nachhaltig zertifizierten Biokraftstoffen widerspricht vor allem auch der wissenschaftlichen Grundlage des Klimaschutzes und den darauf aufbauenden internationalen Treibhausgasbilanzierungsregeln des Weltklimarates IPCC. Diese stellen klar, dass das von Pflanzen gebundene CO₂ bei der energetischen Biomassennutzung als treibhausgasneutral zu bewerten ist. Deutschland darf in dieser Frage nicht den internationalen wissenschaftlichen Konsens verlassen. Zudem werden über die gesamte Warenkette, beginnend mit dem Anbau bis hin zur Biokraftstoffproduktion, alle anfallenden (fossilen) Treibhausgasemissionen für die sektorspezifische Anrechnung (Landwirtschaft, Energie, Industrie) erfasst. Die Gleichbehandlung fossiler und nachhaltiger biogener Kraftstoffe ist wegen Verstoßes gegen den allgemeinen Gleichheitssatz des Grundgesetzes verfassungsrechtlich bedenklich.

2. Anmerkungen im Detail

Zu § 3: Inhalt und Frist zur Einreichung eines Überwachungsplans

Betreiber von Biomasseanlagen unterhalb der Grenze von 20 MW Gesamtfeuerleistungswärmeleistung sollten von der Pflicht zur Einreichung eines Überwachungsplans ausgenommen werden. Mit der geplanten Neuaufnahme von § 2, Abs. 2a im BEHG sollen Anlagen, die nach Nummer 8.1.1 des Anhangs 1 zur Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen (4. BImSchV) genehmigt sind, neu als Inverkehrbringer im Sinne des BEHG definiert werden. Damit würde die von der Erneuerbare Energien Richtlinie der EU (EU 2018/2001 – RED II) festgelegte Schwelle von 20 MW für die Nachhaltigkeitszertifizierung für feste Biomasseanlagen gestrichen und durch den Geltungsbereich der 4. BImSchV auf 1 MW abgesenkt werden. Dies würde der Intention der RED II widersprechen und für kleine und mittlere Biomasseanlagen unverhältnismäßigen Aufwand für Zertifizierung und Berichtspflichten erzeugen. Diese Anlagen sollten deshalb von der Pflicht zum Einreichen eines Überwachungsplans ausgenommen werden.

Zu § 8: Berücksichtigung des Biomasseanteils bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen in den Fällen des § 2 Absatz 2 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes

Absatz 2:

§ 8 Abs. 2 sieht vor, dass Biomasse-Brennstoffe eine Mindest-Treibhausgas-(THG-)Einsparung von 70 % gegenüber einem Vergleichswert von $72 \text{ g/CO}_{2\text{äq}}/\text{MJ}$ erreichen müssen, also maximal $21 \text{ g/CO}_{2\text{äq}}/\text{MJ}$ entlang der Lebenskette emittieren dürfen. Laut Begründung ergibt sich dieser Wert aus dem fossilen Vergleichswert zur Wärmeproduktion des Anhang VI, Teil B, Nummer 19 der RED II und einem Anlagenwirkungsgrad von 90 %. Dies ist jedoch nicht mit den Vorgaben der RED II und der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) vereinbar: Zum einen gelten die THG-Minderungsregeln der RED II und der BioSt-NachV nur für die erzeugte Endenergie, nicht jedoch für den Biomasse-Brennstoff. Die RED II gibt also keine THG-Vorgaben für Biomassebrennstoffe vor und entsprechend ist der Anwendungsfall für einen Biomasse-Brennstoff, wie er im BEHG und der EBeV 2030 intendiert ist, nicht definiert. Zum anderen gilt die verpflichtende THG-Minderung von 70 % ggü. dem fossilen Vergleichswert für Elektrizitäts-, Wärme- und Kälteerzeugung aus Biomasse-Brennstoffen gemäß RED II nur für Anlagen, die ab 1.1.2021 in Betrieb gegangen sind (mindestens 80 % für Inbetriebnahme ab 1.1.2026) und nicht wie im Entwurf der EBeV 2030 vorgesehen unabhängig vom Inbetriebnahmedatum. Das HBB fordert, dass keine über die RED II hinausgehenden, rückwirkenden Anforderungen für Biomasseanlagen festgelegt werden dürfen.

Zudem wäre die Berücksichtigung eines Wirkungsgrades von 90 % und des damit reduzierten fossilen Vergleichswertes nicht mit den THG-Berechnungsvorgaben der RED II und BioSt-NachV vereinbar. Anstatt einen auf 90 % verringerten fossilen Vergleichswert für den Biomasse-Brennstoff anzusetzen, muss der volle fossile Vergleichswert der RED II für die aus Biomasse-Brennstoffen erzeugte Elektrizität, Wärme und Kälte verwendet werden. Zudem werden Biomassebrennstoffe wie Biogas oder Holz in Biomasseanlagen zumeist in Kraft-Wärme-Kopplungsprozessen eingesetzt, so dass eine massenbilanzielle Aufteilung der THG-Emissionen entsprechend der jeweils produzierten Elektrizität und Wärme in der letzten Schnittstelle erfolgt. Der RefE der EBeV 2030 ignoriert damit die in Anhang IV der RED II festgelegte umfangreiche Methodik der THG-Berechnung.

Vorschlag

Der RefE der EBeV 2030 darf keine THG-Minderungspflicht für Anlagen, die vor dem 1.1.2021 in Betrieb gegangen sind, entgegen den Vorgaben der RED II beinhalten.

Um Doppelrechnungen und der BioSt-NachV widersprechende Regelungen zu vermeiden, sollte dringend eine Synchronisierung der Methodik erfolgen. Diese ist in erster Linie in der RED II und den zugehörigen Nachhaltigkeitsverordnungen (BioSt-NachV) festgelegt. Hierzu gehört, dass die Systematik in der Datenbank Nabisy hinterlegt ist. Dem Steuerpflichtigen sollte darüber hinaus die Möglichkeit eingeräumt werden, entsprechend der RED II auch disaggregierte Standardwerte nutzen zu können. Somit werden Inkonsistenzen mit der BioSt-NachV und der RED II vermieden.

In dem Zusammenhang wird einmal mehr auf die noch ungenügende Detaillierung von THG-Emissionswerten bezüglich disaggregierter Werte und im Besonderen für weitere Biogassubstrate wie Blühpflanzen (insbesondere die Durchwachsene Silphie) sowie biogene Nebenprodukte und Rest- und Abfallstoffe hingewiesen. Hierzu sollte die EU-Kommission und im Besonderen der wissenschaftliche Dienst JRC konsultiert werden, um diese auch in der RED III zu dokumentieren. Grundsätzlich ist über die Zertifizierungssysteme die Beantragung von neuen Biomassecodes im Nabisy möglich, wird aber nur schleppend umgesetzt. Dies hat Auswirkungen auf das Einhalten von Meldefristen und für Projektplanungen. Zur Umsetzung der EBeV 2030 und des BEHG sind daher zwingend für alle Biomassecodes THG-Standardwerte notwendig.

Zudem muss geklärt werden, wie mit Biogas-Anlagen kleiner 2 MW und Biomasse-Anlagen kleiner 20 MW Feuerungswärmeleistung verfahren wird. Gemäß RED II und BioSt-NachV gelten die Nachhaltigkeitsanforderungen nur für Anlagen oberhalb dieser Schwellen. In der EBeV 2030 muss sichergestellt sein, dass die Nachhaltigkeitsanforderungen der RED II nur gasförmige Biomasse-Brennstoffe oberhalb der Schwelle von 2 MW Gesamtfeuerungswärmeleistung betreffen, ebenso bei festen Biomasse-Brennstoffen oberhalb von 20 MW Gesamtfeuerungswärmeleistung. Eine Nichtberücksichtigung dieser Größengrenzen würde eine zusätzliche Nachweisführung für Anlagen unterhalb dieser Schwellen - entgegen den Vorgaben der RED II - bedeuten. Die Größenschwellen in der RED II wurden eingeführt, um den bürokratischen Aufwand und die Nachweisführung für Kleinanlagen zu vermeiden. Eine willkürliche Streichung im BEHG und der EBeV 2030 würde die Energieerzeugung unnötig verteuern.

Vorschlag

Die bestehenden Größenregelungen der RED II sollen auch hier angewendet werden, um Konsistenz, Planungs- und Rechtssicherheit zu gewährleisten.

Absatz 3:

Entgegen der RED II und der BioSt-NachV erfolgt in der EBeV 2030 eine widersprüchliche Neudefinition der „letzten Schnittstelle“. In der RED II ist der „Inverkehrbringer“ die „letzte Schnittstelle“, welcher den Brennstoff nutzt. Gemäß EBeV bzw. BEHG stellt sich die Frage, wer nun den CO₂-Preis zu zahlen hat. Dies ist insbesondere bei einer Lieferung von Biomethan / Biogas an verschiedene Endkunden bei gleichzeitiger Belieferung eines eigenen Blockheizkraftwerks (BHKW) der Fall. Gemäß BEHG ist der BHKW-Betreiber nicht zwingend der Inverkehrbringer, gemäß RED II allerdings schon. Nicht jeder Lieferant, der ggf. zur Zahlung des CO₂-Preises verpflichtet ist, kann wissen, wo und wie das Biomethan eingesetzt wird – oder wie das gehandelte Rohbiogas weiterverwendet wird.

Vorschlag

Die Definition des „Inverkehrbringers“ ist in der BioSt-NachV und EBeV 2030 gleich zu definieren. Es sollten die Definitionen der RED übernommen werden. Zudem muss zwingend geklärt werden, wie die Kommunikation zwischen letzter Schnittstelle (Ersteller Nachhaltigkeitsnachweis) und Inverkehrbringer (Nutzer Nachhaltigkeitsnachweis und Berichterstatter nach BEHG) erfolgen soll.

Absatz 4:

Absatz 4 sieht vor, dass für in Teil 5 der Anlage 2 aufgelistete Brennstoffe, keine Bestimmung des Biomasseanteils eines Biobrennstoffs oder Biomasse-Brennstoffs gemäß des Bioenergieanteils am Gesamtenergiegehalt zugrunde gelegt werden kann. Eine Begründung dieses Ausschlusses liefert der Verordnungsgeber jedoch nicht. Zu den in Teil 5 der Anlage 2 aufgelisteten Brennstoffen gehört auch Altholz, für das dementsprechend keine individuelle Berechnung des biogenen Anteils möglich wäre. Die Bioenergieverbände fordern, dass sofern Holzbrennstoffe in den Geltungsbereich des BEHG aufgenommen werden sollten, auch für Altholz eine individuelle Berechnung des biogenen Anteils zwingend möglich sein muss. Dies ist umso dringender vor dem Hintergrund des in Teil 5 der Anlage 2 viel zu gering angesetzten Biomasseanteils von 90 % bei Altholz, der zudem nicht nach Altholzkategorien differenziert ist. Siehe hierzu die Ausführungen zu Teil 5 der Anlage 2 nachfolgend.

Vorschlag

„4) Der Verantwortliche kann für die Bestimmung des Biomasseanteils eines Biobrennstoffs oder Biomasse-Brennstoffs den Bioenergieanteil an dem Gesamtenergiegehalt des Biobrennstoffs oder Biomasse-Brennstoffs zugrunde legen. ~~Satz 1 findet keine Anwendung für die in Teil 5 der Anlage 2 zu dieser Verordnung genannten Brennstoffe.~~“

Absatz 7:

Analog zur seitens der Bundesregierung geplanten rechtlichen Diskriminierung von Anbaubiomasse im Rahmen der Änderung des BEHG sieht auch der vorliegende Verordnungsentwurf vor, Emissionen aus Anbaubiomasse mit einem CO₂-Preis zu belegen, sofern die geltende Obergrenze für das Inverkehrbringen gemäß § 13 der 38. BImSchV überschritten wird. Auch hier greift der Verordnungsgeber dem Beschluss des BEHG durch den Bundestag vor.

Diese seitens der Bundesregierung beabsichtigte Gleichsetzung fossiler und erneuerbarer Kraftstoffe beim CO₂-Preis verstößt allerdings erkennbar gegen Gesetzeszweck und -wortlaut der Bepreisung fossiler Brennstoffemissionen gemäß § 1 BEHG. Ferner ist die rechtliche Vermengung von THG-Quotenregime gemäß Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) und nationalem Emissionshandel gemäß BEHG sachlich nicht begründbar. Der Zweck der Obergrenze des § 13 der 38. BImSchV ist ein anderer als der Zweck des BEHG: Die 38. BImSchV regelt die Modalitäten zur Erfüllung der Treibhausgaserminderungsspflicht im Verkehrssektor. Zweck des BEHG hingegen ist die Bepreisung fossiler CO₂-Emissionen. Diese unzulässige Vermischung ist widersprüchlich und verstößt im Ergebnis auch gegen das verfassungsrechtliche Prinzip der Widerspruchsfreiheit als Ausprägung des Rechtsstaatsprinzips.

Vorschlag

Ersatzlose Streichung.

Absatz 8:

Die Bioenergieverbände merken an, dass in § 13 b der 38. BImSchV bereits eine Begrenzung der Anrechenbarkeit von Biokraftstoffen aus Rohstoffen mit hohem Risiko indirekter Landnutzungsänderung auf 0 Prozent ab dem Kalenderjahr 2023 vorgenommen wurde und eine Regelung von Biokraftstoffen aus Rohstoffen mit hohem Risiko indirekter Landnutzungsänderung somit nicht nötig ist. Grundsätzlich ist darüber hinaus zu beachten, dass Biokraftstoffmengen bei Überschreiten der Obergrenze von 4,4 % nicht auf die THG-Quotenverpflichtung angerechnet oder in den THG-Quotenhandel bzw. auf Folgejahre übertragen werden können. Es bleibt dem Inverkehrbringer überlassen zu entscheiden freiwillig den Anteil nachhaltig zertifizierter Biokraftstoffe aus Anbaubiomasse bspw. aus Erwägungen zum Klimaschutz eine größere Menge in den Verkehr zu bringen. Zudem geben die Bioenergieverbände zu Bedenken, dass der Ordnungsgeber auch hier nicht nur gegen die international und wissenschaftlich vereinbarten THG-Bilanzierungsregeln für die energetische Nutzung von Biomasse als CO₂-neutral verstößt, sondern zugleich als einziges Mitgliedsland in der EU Regelungen geschaffen würden, die durch eine EU-Vorgabe zu regeln sind, wenn EU-weit der Verkehrssektor in den Emissionshandel einbezogen wird.

Absatz 9:

Die Bioenergieverbände begrüßen die Übergangsregelung für die Erbringung der Nachhaltigkeitsnachweise bis 31.12.2023 als dringend notwendig, weisen aber darauf hin, dass dies für eine praxisgerechte Umsetzung nicht ausreicht. Da mit der geplanten Änderung des BEHG und der EBeV 2030 eine Vielzahl neuer Wirtschaftsbeteiligter neu in den Geltungsbereich des BEHG aufgenommen werden sollen und die Nachhaltigkeitszertifizierung für Biomasse als Voraussetzung des Emissionsfaktors „Null“ ausreichend zeitlichen Vorlauf benötigt, empfiehlt das HBB mit Blick auf die Erfahrungen zur Umsetzung der BioSt-NachV und noch immer ungeklärte Fragen, das Inkrafttreten der EBeV auf 1.1.2024 zu verschieben. Da zur EBeV 2030 Nachverordnungen und Ermächtigungsgrundlagen gehören, die wohl noch zu entwickeln sind, ist die Gültigkeit und damit die Umsetzung zum 01.01.2023 nicht realistisch. Daher wird gefordert, erst ab Veröffentlichung der Nachverordnungen und der Adressierung der hier genannten Problemstellungen die EBeV 2030 in Kraft treten zu lassen. Hierzu gehört, dass das Zusammenspiel mit der Datenbank Nabisy funktioniert. Die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE), die die Datenbank Nabisy für die Nachhaltigkeitszertifizierung betreibt, weist darauf hin, dass die nötigen administrativen Anpassungen in Nabisy nicht bis 1.1.2023 umsetzbar sein werden. Ein Start zum 1.1.2023 wird aus diesem Grund absehbar nicht funktionieren.

Die Übergangsregelung in § 8 Abs. 9 mittels Eigenerklärung würde die Einhaltung der Nachhaltigkeitsanforderungen sowie eines nach den Vorgaben der Zertifizierungssysteme ausdifferenzierten Massenbilanzsystems bereits ab 1.1.2023 erfordern. Eine Umsetzung dieser Anforderungen wird für neu betroffene Wirtschaftsbeteiligte angesichts der kurzen Frist nach Beschluss des BEHG und in Krafttreten der EBeV 2030 bis 1.1.2023 nicht möglich sein. Für Biomasseanlagen, die bereits eine Nachhaltigkeitszertifizierung haben, deren Biomasselieferanten aber noch nicht zertifiziert sind, ergibt sich das Problem, dass diese nicht auf die Übergangsfrist bis 31.12.2023 für die Anwendung des Emissionsfaktors Null aufgrund von Auditorenmangel verweisen können, aber auch noch keine nachhaltige Biomasselieferung erhalten können. Aus diesem Grund ist die im RefE EBeV 2030 vorgesehene Regelung unvollständig und unzureichend. Die Bioenergieverbände fordern deshalb, dass in 2023 der Emissionsfaktor Null auch ohne den Nachweis der Nachhaltigkeit verwendet werden kann, damit bereits zertifizierte Anlagen nicht bestraft werden. Entsprechend dürfen die Anforderungen der EBeV 2030 zur Nachhaltigkeit erst ab 1.1.2024 in Kraft treten.

Zu § 9: Berücksichtigung des Biomasseanteils bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen in den Fällen des § 2 Absatz 2a des Brennstoffemissionshandelsgesetzes

Absatz 1:

Der Entwurf der EBeV 2030 macht die Vorgabe, dass für die Anwendung des Emissionsfaktors Null für die in Anlage 2 Teil 5 gelisteten Brennstoffe, die THG-Minderungskriterien in § 6 Abs 2 der BioSt-NachV einzuhalten sind. Dabei ist unklar, wie eine Übertragung erfolgen soll, da die BioSt-NachV in § 6 Abs 2 Anforderungen für die THG-Minderung von aus Biomasse-Brennstoffen produzierten Strom macht, nicht jedoch für Biomasse-Brennstoffe oder daraus produzierte Wärme.

Absatz 3:

Es ist nicht klar, welche Behörde für die Genehmigung eines Verfahrens für die Berechnung von Emissionsfaktoren zuständig sein soll. Dies könnte sowohl die BLE, die Deutsche Emissionshandelsstelle oder untere Umweltbehörden sein. Zudem ist die Kontrolle der THG-Berechnung durch die Zertifizierungsstelle Bestandteil der Nachhaltigkeitszertifizierung, so dass eine behördliche Vorabgenehmigung entbehrlich ist.

Absatz 4:

Es ist unklar, was damit gemeint ist, dass für in Abfallverbrennungsanlagen eingesetzte Brennstoffe nach Teil 5 der Anlage 3 kein „Nachweis nach § 8“ noch nach den Absätzen 1 bis 3 erforderlich ist, da § 8 eine Vielzahl von Regelungen enthält. Wenn damit der anerkannte Nachweise nach § 10 der BioSt-NachV („Nachhaltigkeitsnachweise“) gemeint ist, sollte direkt darauf verwiesen werden. Zudem ist unklar, weshalb die Befreiung vom Nachhaltigkeitsnachweis nur für Anlagen, die ab 1.1.2021 Betrieb gegangen sind, gelten soll, nicht jedoch auch für Anlagen, die davor den Betrieb aufgenommen haben.

Zu Anlage 2, Teil 5:

Der in Teil 5 der Anlage 2 enthalten Standardwert von 90 % Biomasseanteil für Altholz ist sachlich nicht korrekt und undifferenziert. Der Wert ist keineswegs dazu geeignet, als Standardwert für den Biomasseanteil in Altholz herangezogen zu werden, da er den (brennbaren) fossilen Anteil viel zu hoch ansetzt und zudem grob vereinfacht und die in der Altholzverordnung definierten Altholzkategorien ignoriert. Altholz der Kategorie A I („*naturbelassenes oder lediglich mechanisch bearbeitetes Altholz, das bei seiner Verwendung nicht mehr als unerheblich mit holzfremden Stoffen verunreinigt wurde*“) enthält entsprechend der Definition keine fossilen Bestandteile. Der Anteil am Altholzaufkommen beträgt etwa 25 %. Altholz der Kategorie A II („*verleimtes, gestrichenes, beschichtetes, lackiertes oder anderweitig behandeltes Altholz ohne halogenorganische Verbindungen in der Beschichtung und ohne Holzschutzmittel*“) enthält Fremdstoffe, die sich in nicht brennbare Bestandteile (z.B. Metalle aus Nägeln / Klammern, Steine, etc.) und biogene brennbare (z.B. Papier, Textilien, Leim...) sowie fossile brennbare Bestandteile (Kunststoffe) gliedern. Dabei liegt der Gesamtanteil nicht brennbarer, biogener brennbarer und fossiler brennbarer Fremdstoffe in Summe unter 10 %. Der Anteil brennbarer fossiler Bestandteile liegt im untersten einstelligen Prozentbereich. Entsprechend muss auch für A II Altholz ein Biomasseanteil nahe 100 % angesetzt werden. Das Altholzaufkommen an AII-Sortimenten liegt bei etwa 48 %. Altholz der Kategorie A III („*Altholz mit halogenorganischen Verbindungen in der Beschichtung ohne Holzschutzmittel*“) ist wie A II-Altholz zu sehen, mit dem Unterschied, dass bei A III-Altholz eine PVC-Beschichtung vorliegt. Der Anteil am Altholzaufkommen liegt bei 2 %. Für Altholz

der Kategorie A IV („mit Holzschutzmitteln behandeltes Altholz, wie Bahnschwellen, Leitungsmasten, Hopfenstangen, Rebpfähle, sowie sonstiges Altholz, das aufgrund seiner Schadstoffbelastung nicht den Altholzkategorien A I, A II oder A III zugeordnet werden kann, ausgenommen PCB-Altholz“) gilt, dass rund 90 % der Holzschutzbehandlung durch Salze (Kupfer, Chrom) erfolgt und entsprechend können hier auch keine fossilen CO₂-Emissionen entstehen. Ältere Fraktionen können Teeröle oder das 1989 verbotene Pentachlorphenol enthalten. In allen Fällen liegt die Aufbringmenge der Holzschutzmittel im Bereich von 0,25 % der Holzmasse, wobei der Anteil an A IV-Sortimenten etwa 25 % des Altholzaufkommens ausmacht.

Daraus folgt, dass über alle Altholzsortimente hinweg der Biomasseanteil nahe 100 % liegt bzw. der tatsächliche Anteil von CO₂-Emissionen aus brennbaren fossilen Bestandteilen in der Breite nicht relevant ist. Erschwerend kommt hinzu, dass § 8, Abs. 4 eine korrekte Bestimmung des Biomasseanteils für Altholz über den Bioenergieanteil ausschließt.

Entsprechend sollten Holzbrennstoffe gänzlich aus dem Geltungsbereich des BEHG und der EBeV 2030 gestrichen werden. Der für eine CO₂-Bepreisung nötige Aufwand stünde in keinem Verhältnis zum von der Bundesregierung intendierten Ziel einer Verringerung des Abfallanfalls, da Altholz in Haushalten, Gewerbe und Industrie unabhängig von einer Bepreisung der energetischen Nutzung anfällt. Zudem würde eine Bepreisung von Altholz dazu führen, dass Frischholz für den Einsatz in Biomasseheizwerken relativ attraktiver würde und damit den Zielen einer Kaskadennutzung und Kreislaufwirtschaft zuwiderläuft.

Es ist aus Sicht der Bioenergieverbände auch nicht nachvollziehbar, dass der Verordnungsentwurf nicht die Empfehlungen der Studie „Auswirkungen des nationalen Brennstoffemissionshandels auf die Abfallwirtschaft“, die im Auftrag des BMUV für das BMWK erstellt wurde, berücksichtigt. Die Studie schlägt eine Differenzierung der Emissionsfaktoren entlang der Altholzkategorien vor.

Vorschlag

Vollständige Ausnahme von Holzbrennstoffen als Brennstoff im Geltungsbereich des BEHG. Weiterhin sollte der sachlich nicht korrekte Biomasseanteil von Altholz korrigiert werden.

Zur Begründung: Allgemeiner Teil, VI Erfüllungsaufwand:

2. Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Die Bioenergieverbände weisen auf die erheblichen zusätzlichen Kosten für die Wirtschaft hin, die sich aus einer Streichung der Größenschwelle für die Pflicht zur Nachhaltigkeitszertifizierung nach der RED II (2 MW gasförmige Biomasse-Brennstoffe, 20 MW feste Biomasse-Brennstoffe) durch die Einbeziehung einer Vielzahl neuer, kleiner Wirtschaftsbeteiligter ergeben würden. Neben den reinen Kosten für die Zertifizierung, die sich aus den Kosten für die Zertifizierungsstelle / Auditor und den zertifizierungssystemabhängigen Gebühren ergeben (siehe hierzu beispielsweise die Gebührenordnung des Systems SURE unter https://sure-system.org/images/Systemdokumente_DE/Gebhrenordnung_fr_Systemteilnehmer_19112020.pdf) entstehen Personal- und Verwaltungskosten durch die Umsetzung der Auflagen und Anforderungen der Nachhaltigkeitszertifizierung. Vergleiche hierzu den Erfüllungsaufwand der BioSt-NachV.

Die Stellungnahme wird unterstützt von folgenden Verbänden:



Bundesverband Bioenergie e.V. (BBE)



Bundesverband der deutschen Bioethanolwirtschaft e.V. (BDBe)



Deutscher Bauernverband e.V. (DBV)



Deutsche Säge- und Holzindustrie Bundesverband e.V. (DeSH)



Fachverband Biogas e.V. (FvB)



Fachverband Holzenergie (FVH) im Bundesverband Bioenergie e.V.



Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e.V. (UFOP)



Verband der Deutschen Biokraftstoffindustrie e.V. (VDB)

Kontakt

Hauptstadtbüro Bioenergie

Gerolf Bücheler

Geschäftsführer Bundesverband Bioenergie e.V. (BBE) / Fachverband Holzenergie (FVH)

Email: buecheler@bioenergie.de

Tel.: 030 / 27 58 179 21