

Berlin, 13. Januar 2025

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Stellungnahme

zum Entwurf für ein Gesetz zur Anpassung des Treib- hausgasemissionshandelsge- setzes an die Änderung der Richtlinie 2003/87/EG

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, über 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Einführung.....	2
2	Zusammenfassung	3
2.1	Kernthemen aus Sicht der Energie- und Wasserwirtschaft	3
2.2	Kernforderungen aus Sicht der Abwasserwirtschaft.....	6
3	Änderungsvorschläge des BDEW im Detail	7
3.1	Artikel 1 - Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG): Emissionshandel für Anlagen (ETS 1)	7
3.2	Artikel 1 - Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG): Europäischer Brennstoffemissionshandel (ETS 2)	11
3.3	Artikel 2 - Änderung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG)	15
3.4	Artikel 3 (NEU): Änderung des CO ₂ -Kostenaufteilungsgesetzes (CO ₂ KostAufG)	22

1 Einführung

Die Bundesregierung hat am 4. November 2024 den Gesetzentwurf für ein "[Gesetz zur Anpassung des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes an die Änderung der Richtlinie 2003/87/EG](#) (TEHG-Europarechtsanpassungsgesetz 2024)" vorgelegt. Mit dem Gesetzentwurf werden insbesondere die Vorgaben der beiden Richtlinien (EU) 2023/958 (Luftfahrt) und (EU) 2023/959 (Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten) zur Änderung der Emissionshandels-Richtlinie 2003/87/EG in nationales Recht umgesetzt.

Dabei wird mit der Änderung des TEHG durch Artikel 1 des Gesetzentwurfs das Ziel verfolgt, die beiden Änderungsrichtlinien vollumfänglich umzusetzen, während über Änderungen des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG) in Artikel 2 die rechtlichen Voraussetzungen für eine Überführung des nationalen Brennstoffemissionshandels (nEHS) in den neuen europäischen Brennstoffemissionshandel geschaffen werden.

Wesentliche Elemente von Artikel 1 des Gesetzentwurfs sind europarechtlich gebotene Anpassungen des europäischen Emissionshandels im Bereich stationärer Anlagen und des

Luftverkehrs (ETS 1), die Einbeziehung des Seeverkehrs in den ETS 1 und die Einführung des europäischen Brennstoffemissionshandels (ETS 2).

Zugleich verfolgt der Gesetzentwurf das Ziel einer Kontinuität der CO₂-Bepreisung, damit sämtliche Brennstoffe, die der CO₂-Bepreisung nach dem BEHG unterliegen, auch innerhalb des künftigen europäischen Emissionshandels einer CO₂-Bepreisung unterliegen. Die Fortführung der bestehenden CO₂-Bepreisung kann nach der EU-Emissionshandelsrichtlinie auch für solche Brennstoffe, die nicht bereits einem der nach der Richtlinie zwingend einbezogenen Sektoren zuzurechnen sind, durch das hierfür vorgesehene Instrument der unilateralen Ausweitung („Opt-in“) in den ETS 1 oder ETS 2 umgesetzt werden. Dies betrifft in Deutschland im Wesentlichen den Einsatz fossiler Brennstoffe in der Land- und Forstwirtschaft, im Schienenverkehr und Binnenschifffahrt sowie bei der Abfallverbrennung.

Als Spitzenverband vertritt der **Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft – BDEW e.V.** die Interessen einer Vielzahl von Unternehmen, die vom europäischen Emissionshandel betroffene Energieanlagen betreiben sowie vom Brennstoffemissionshandel erfasste Brennstoffe in Verkehr bringen. Darüber hinaus umfasst die Mitgliedschaft des BDEW eine Vielzahl weiterer Unternehmen, die Biogas und Biomethan in Verkehr bringen sowie Siedlungsabfall-, Altholz- und Klärschlammverbrennungsanlagen betreiben oder die in solchen Anlagen erzeugte Strom- und Wärmemengen an Endkunden liefern.

Der BDEW nimmt zum Gesetzentwurf (Deutscher Bundestag: [Drucksache 20/13585](#) vom 4. November 2024) im Folgenden Stellung.

2 Zusammenfassung

2.1 Kernthemen aus Sicht der Energie- und Wasserwirtschaft

Der BDEW unterstützt die Bundesregierung nachdrücklich beim Erreichen der nationalen und europäischen Klimaschutzziele. Der nun mit erheblicher Verspätung und Verstreichen der europäischen Umsetzungsfristen vorgelegte Gesetzentwurf stellt einen wichtigen Meilenstein für die nächste Phase der Energiewende und die Dekarbonisierung der Energieversorgung dar. Um den Marktakteuren frühzeitig Planungssicherheit zu geben, müssen die Änderungen von Gesetzen und nachgelagerten Verordnungen nun so schnell wie möglich erfolgen. Bei der Umsetzung der neuen Anforderungen müssen **angemessene Fristen** für Behörden, Prüfstellen, Anlagenbetreiber und Inverkehrbringer vorgesehen werden.

Aus Sicht des BDEW muss der Gesetzentwurf neben einer **1:1-Umsetzung der europäischen Vorgaben** zwei zentrale Herausforderungen meistern:

Zum einen muss er einen **nahtlosen und reibungsfreien Übergang des nationalen in das europäische Brennstoffemissionshandelssystem** ermöglichen. Hierfür ist es von entscheidender Bedeutung, dass das **aktuelle Festpreissystem des BEHG** bis Ende 2026 (bei einem regulären Start des ETS 2 in 2027) beziehungsweise bis Ende 2027 (bei einer in der EU-Richtlinie vorgesehenen Verschiebung des Starts des ETS 2 auf 2028) **beibehalten** wird. Nach erfolgreichem Opt-in der vom BEHG erfassten wesentlichen Brennstoffemissionen in das europäische System sollte das nationale System vollständig auslaufen, auch wenn noch geringfügige Emissionen nicht in das europäische System überführt werden.

Zum anderen ist bei allen Regelungen im Sinne des Bürokratieabbaus, zusätzlicher **Überwachungs-, Berichts- und Verifizierungsaufwand so weit wie möglich zu vermeiden**. Bestehende Erleichterungen und Ausnahmen des BEHG sollten in das neue System übernommen werden.

Darüber hinaus sollten die **Erleichterungen für emissionsarme und emissionsfreie Anlagen** so weit wie möglich angewendet werden dürfen. Insbesondere die Pflichtenfreistellung für bestehende ETS-1-Anlagen mit überwiegendem Biomasseeinsatz muss auch für neue Marktteilnehmer und für BEHG-Anlagen ermöglicht werden.

Übersicht über die Kernforderungen

Zu Artikel 1 – Emissionshandel für Anlagen (ETS 1)

- › § 26 (95-Prozent-Regelung): Die Pflichtenfreistellung für bestehende Anlagen im ETS 1 mit überwiegendem Biomasseeinsatz sollte auch für neu in den Anwendungsbereich des ETS 1 tretende und neu in Betrieb genommene Biomasse- und Klärschlammverbrennungsanlagen ermöglicht werden.
- › § 52: (Übergangsregelungen für Abfallverbrennungsanlagen): Die Abgabepflicht sowie der Anspruch auf Zuteilung kostenloser Berechtigungen sollten für Abfallverbrennungsanlagen frühestens ab 2028 gelten (in Anhängigkeit von den Ergebnissen des bis 31. Juli 2026 durchzuführenden Prüfauftrages der EU-Kommission).
- › § 52 (Berichtspflichten): Um den Berichtsaufwand zu verringern, sollte die Bundesregierung bei einem Opt-in der Abfallverbrennungsanlagen in das ETS 1 beantragen, dass die Überwachungsvorschriften der EBeV 2030 für die betroffenen Anlagen übernommen werden können (einschließlich des Nullemissionsfaktors für kommunalen Klärschlamm).

Zu Artikel 1 – Europäischer Brennstoffemissionshandel (ETS 2)

- › § 5 Abs. 2 (Verifizierungspflicht für Emissionsbericht): Es sollten Erleichterungen für Inverkehrbringer und Prüfstellen in ähnlicher Weise wie im BEHG vorgesehen werden.
- › § 41 (Emissionsgenehmigung): Für den Antrag auf Genehmigung ist eine Konkretisierung der geforderten Angaben zur „vorgesehenen Endverwendung“ erforderlich.

Zu Artikel 2 – Änderung des BEHG

- › Anwendungsbereich: In Analogie zur § 19 Abs. 5 und § 26 TEHG-E sollte eine Bereichsausnahme für Altholzkraftwerke (Nummer 8.1.1.5) und eine Pflichtenfreistellung für Anlagen mit überwiegendem Biomasseeinsatz in das BEHG aufgenommen werden.
- › § 10 Abs. 2: Das Festpreissystem sollte bis Ende 2026 (bei einem regulären Start des ETS 2 in 2027) beziehungsweise bis Ende 2027 (bei einer in der EU-Richtlinie vorgesehenen Verschiebung des Starts des ETS 2 auf 2028) beibehalten werden.
- › § 10 Abs. 3 (Verordnungsermächtigung): Für das Jahr 2027 sollte ein einheitlicher Festpreis in der Größenordnung von 75 Euro pro Tonne CO₂ für die in § 10 Abs. 3 Satz 2 Nr. 4 genannten Fälle festgelegt werden.
- › § 23a (Übergangsregelungen): Nach erfolgreichem Opt-in von Abfällen in das ETS 1 und von Brennstoffen in das ETS 2 sollte das BEHG vollständig auslaufen.

Zu Artikel 3 (NEU) – Änderung des CO₂-Kostenaufteilungsgesetzes (CO₂KostAufG)

- › Der BDEW schlägt vor, als Artikel 3 eine Änderung des CO₂KostAufG in das Artikelgesetz aufzunehmen (siehe beiliegendes Positionspapier des BDEW zur Änderung des CO₂KostAufG im Hinblick auf die Informationspflichten von Wärmelieferanten.)
- › Im Sinne der Entbürokratisierung und aufgrund der neuen Vorgaben des Wärmeplanungsgesetzes (WPG), schlägt der BDEW vor, die leitungsgebundene Wärmeversorgung aus dem Anwendungsbereich des CO₂KostAufG herauszunehmen.

2.2 Kernforderungen aus Sicht der Abwasserwirtschaft

Grundsätzlich ist das ETS-System nicht geeignet für die kommunale Klärschlammverbrennung. Das ETS-System geht im Grundsatz davon aus, dass klimaschädliche Emissionen mit der im ETS vorhandenen Wirkungssystematik ersetzt werden können. Diese Systematik läuft bei der Klärschlammverbrennung „ins Leere“, weil der Klärschlamm in seiner Beschaffenheit nicht veränderbar ist. Die von den verantwortlichen Kommunen beauftragten Betreiber haben auch keine Wahl, diese gesetzlich geregelte Kernaufgabe der Daseinsvorsorge des Sammelns, Aufbereiten von Abwasser sowie den Umgang mit Klärschlamm alternativ zu organisieren. Damit kann das ETS-System auch keine Anreizfunktion ausüben. Ganz im Gegenteil käme diese nicht sachgemäße Zuordnung, mit in der Zukunft stetig steigenden Kosten, einer Art „Strafzahlung“ gleich.

Vor diesem Hintergrund ist kommunaler Klärschlamm im Einklang mit dem europäischen und nationalen Abfallrecht schon seit vielen Jahren nicht mehr als Siedlungsabfall eingestuft. Im Rahmen der EBeV 2030 (Anlage 2 Teil 5) wird der biogene Anteil von kommunalen Klärschlamm mit 100 Prozent angesetzt.

Viele dieser Anlagen werden derzeit zudem aufgrund der politisch gewollten Neuordnung der kommunalen Klärschlammverwertung und der damit verbundenen Pflicht zur Phosphorrückgewinnung projektiert bzw. errichtet. Hier wurde über die Novellierung der Abfallklär-schlammverordnung faktisch eine artfremde Aufgabe der Rohstoffsicherung von Phosphor auf den Abwassersektor übertragen. Bereits hierdurch verteuern sich die Kosten, welche über die Abwassergebühren den Bürgern, Institutionen und Unternehmen der jeweiligen Region überwälzt werden, deutlich. Darüber hinaus ist noch völlig unklar, ob und wann diese Anlagen und die intendierte Phosphorrückgewinnung wirtschaftlich umsetzbar sind (vergleiche hierzu Beschluss der UMK vom 1.12.2023). Zusätzliche Kostenbelastungen führen zu weiteren Investitionsunsicherheiten und konterkarieren das politisch gewollte Ziel einer Kreislaufwirtschaft.

Erschwerend kommt hinzu, dass Bundesregierung und Bundesländer bei der industriell gewünschten Ansiedlung von Schlüsseltechnologien in großem Maße die Entsorgung von industriellen Klärschlämmen durch kommunale Abwasserentsorger wünschen. Dies trifft bspw. zu für Batterie- und Chipfabriken, Wasserstoff-Elektrolyseanlagen und weiteren industriellen Neuansiedlungen. Die in diesem Zusammenhang stehenden Kosten und jetzt vorgesehenen Nachweispflichten können diese Industriestrategie konterkarieren.

Fazit:

Vor dem Hintergrund des geringen Emissions- und Einnahmenvolumens und dem mit dem ETS nicht zu verbindendem Ziel der Emissionsminderung sollten Klärschlammverbrennungsanlagen sowohl vom ETS, als auch vom BEHG ausgenommen werden.

3 Änderungsvorschläge des BDEW im Detail

3.1 Artikel 1 - Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG): Emissionshandel für Anlagen (ETS 1)

› Zu § 19 Abs. 5 Nr. 2 TEHG-E (Ausnahmen vom Anwendungsbereich)

Absatz 5 Nummer 2 enthält eine Ausnahme vom Anwendungsbereich für Anlagen, die ausschließlich nachhaltige Biomasse nutzen.

Es ist aus Sicht des BDEW klarzustellen, dass die Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungskriterien der Erneuerbare-Energie-Richtlinie für die erneuerbaren Brennstoffe Klärgas und Deponiegas nicht anzuwenden sind. Auch die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung begründet keine Nachweispflichten für den Einsatz dieser Gase in EEG-Anlagen.

› Zu § 26 TEHG-E (Pflichtenfreistellung für Anlagen mit überwiegendem Biomasseeinsatz)

Anhang 1 Nummer 1 der geänderten EU-Emissionshandelsrichtlinie sieht vor, dass ab 1. Januar 2026 Anlagen vom EU-Emissionshandel ausgeschlossen sind, die mehr als 95 Prozent Biomasse einsetzen, sofern für diese Biomasse der Emissionsfaktor Null angewendet werden kann, weil sie die Nachhaltigkeitskriterien und die Kriterien für Treibhausgaseinsparungen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie einhalten. § 26 setzt diese Ausnahmeregelung für den ETS 1 um.

Für die Anwendung der Regelung bedarf die Begrifflichkeit „Gesamtemissionsmenge“ der Klarstellung (zum Beispiel im Rahmen der Begriffsbestimmungen). Sie bezieht sich auf die Summe der nach § 7 Abs. 1 abgabepflichtigen Emissionen und der nicht abgabepflichtigen Emissionen aus nachhaltiger Biomasse, die mit dem Emissionsfaktor Null bewertet werden dürfen.

Die Pflichtenfreistellung nach Absatz 1 sollte aus Sicht des BDEW für Anlagen, die nach 2019 in Betrieb gesetzt wurden, mit der Maßgabe angewendet werden, dass die Bewertung der Gesamtemissionsmenge auf den (verkürzten) Zeitraum vom ersten Berichtsjahr nach Inbetriebnahme bis zum Jahr 2023 abstellt.

Darüber hinaus sollte auch für neue Anlagen mit Inbetriebnahme nach 2023 die Möglichkeit der Pflichtenfreistellung grundsätzlich bestehen. Aus Gründen der Gleichbehandlung ist diese Möglichkeit insbesondere für den Zuteilungszeitraum 2031 bis 2035 und nachfolgende Zuteilungsräume vorzusehen. Bei entsprechender Nachweisführung sollte für Neuanlagen eine Pflichtenfreistellung auch für den Zuteilungszeitraum 2026 – 2030 ermöglicht werden.

Als mögliche Nutznießer der Ausweitung der Pflichtenfreistellung auf Neuanlagen wären neben neuen Biomasse-(Heiz)Kraftwerken insbesondere die Vielzahl von in Bau, Planung und Genehmigungsverfahren befindlichen Klärschlammverbrennungsanlagen zu nennen. Viele dieser Anlagen werden derzeit aufgrund der politisch gewollten Neuordnung der kommunalen Klärschlammverwertung und der damit verbundenen Pflicht zur Phosphorrückgewinnung errichtet. Darüber hinaus müssen die Anlagen auch zunehmend industrielle Klärschlämme beispielsweise aus der Abwasserreinigung von Batterie- und Chipfabriken, Wasser-Elektrolyseanlagen und weiteren industriellen Neuansiedlungen aufnehmen. Das 95-Prozent-Kriterium bietet den Betreibern der vorgelagerten Kläranlagen die Möglichkeit, in einem gewissen Umfang industrielle Abwässer aufzunehmen und zu behandeln und so einen wichtigen Beitrag zur Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit von für die Energiewende unverzichtbaren neuen Industrieanlagen zu leisten. Die Pflichtenfreistellung würde zu einer erheblichen Reduzierung des Verwaltungsaufwandes für die betroffenen Anlagen führen, auch vor dem Hintergrund der sehr vielen höheren Überwachungs- und Berichtsanforderungen im ETS 1 gegenüber dem BEHG.

Unabhängig von der Pflichtenfreistellung muss für Biomasseanlagen sowie die thermische Verwertung von Abfällen, Altholz und Klärschlamm die Möglichkeit zur Generierung von negativen Emissionen - bezogen auf den biogenen Anteil - im Rahmen der Langfriststrategie Negative Emissionen geschaffen werden, um diese nachhaltig verfügbare Biomasse optimal zu nutzen.

› **Zu § 52 Abs. 1 TEHG-E (Übergangsregelungen für Abfallverbrennungsanlagen)**

§ 52 enthält die Übergangsregelungen zur Einbeziehung von Abfallverbrennungsanlagen in den EU-Emissionshandel. Für Abfallverbrennungsanlagen geschieht dies über Artikel 24 der EU-Emissionshandelsrichtlinie durch eine Einbeziehung in das ETS 1.

Die Anwendung der Pflichten nach § 4 Abs. 1 und § 7 Abs. 1 sowie der Anspruch auf Zuteilung kostenloser Berechtigungen nach § 23 sollten aus Sicht des BDEW für Betreiber von Abfallverbrennungsanlagen frühestens ab 2028 erfolgen. Nur so können die Ergebnisse des bis 31. Juli 2026 durchzuführenden Prüfauftrages der EU-Kommission in die Entscheidung miteinfließen. Idealerweise erfolgt dann eine EU-weite Einbeziehung der Siedlungsabfallverbrennungsanlagen in das ETS 1.

Für den Fall, dass es nicht zu einer Einbeziehung der Abfallverbrennungsanlagen in das ETS 1 kommt, sehen die Übergangsregelungen in § 23a BEHG einen Verbleib der Abfallverbrennungsanlagen in der CO₂-Bepreisung nach § 8 BEHG vor. Der temporäre Verbleib im BEHG wäre mit erheblichen Erleichterungen bei der Emissionsüberwachung und -berichterstattung gegenüber den Vorgaben der EU-Monitoring-Verordnung verbunden.

Um ausufernden Überwachungs- und Berichtsaufwand zu vermeiden, sollte die Bundesregierung in Einklang mit Art. 24 (3) der ETS-Richtlinie bei einem unilateralen Opt-in der Abfallverbrennungsanlagen in das ETS 1 beantragen, dass die Überwachungsvorschriften der EBeV 2030 für die betroffenen Anlagen übernommen werden können:

- Es sollten CO₂-Standardfaktoren für jede Abfallsorte (nach AVV) festgelegt bzw. fortgeschrieben werden. So erhält der Anlieferer einen transparenten CO₂-Preis und fossile Emissionen werden dem Lieferanten zugeordnet. Die Standardwerte sollten transparent und unter Berücksichtigung des Fachwissens der Anlagenbetreiber ermittelt werden. Dadurch kann über eine konsequente Weitergabe des CO₂-Preises vom Entsorger über den Anlieferer an den Verursacher des Abfalls eine Lenkungswirkung entstehen.
- Für kommunalen Klärschlamm sollte ein Emissionsfaktor von Null angesetzt werden.
- Zusätzlich zu den Standardfaktoren sollten die Betreiber als freiwillige Alternative zur CO₂-Bestimmung die kontinuierliche Messung im Abgas-Volumenstrom wählen dürfen, wie dies heute nach BEHG möglich ist.
- Die Standardfaktoren sollten nicht nur den fossilen, sondern auch den biogenen Teil der CO₂-Emissionen angeben.

› **Zu § 52 Abs. 2 TEHG-E (Besondere Regelungen für Abfallverbrennungsanlagen)**

Satz 2 enthält eine gesetzliche Konkretisierung für die Abgrenzung von Anlagen zur Verbrennung von gefährlichen Abfällen von Anlagen zur Verbrennung von Siedlungsabfällen. Diese Abgrenzung ist insbesondere für die zeitlich begrenzte Freistellung von Anlagen zur Verbrennung von gefährlichen Abfällen von der Berichtspflicht nach den §§ 5 und 6, die nach den EU-Vorgaben nur für Siedlungsabfallverbrennungsanlagen ab dem Jahr 2024 anzuwenden ist, relevant.

- Altholzverbrennung

Anlagen zur Verbrennung von (gefährlichem) Altholz der Klassen III-IV sind üblicherweise nach der Nummer 8.1.1.1 der 4. BImSchV genehmigungsbedürftig. Viele Anlagen verfügen darüber hinaus über die Genehmigung zum Einsatz von nicht gefährlichen Althölzern (Klassen I-II) und weiteren Biobrennstoffen. Die hier zum Einsatz kommenden Holzqualitäten sind in der Regel nur im begrenzten Umfang der Abfallkategorie nicht gefährlicher Siedlungsabfälle zuzuordnen. Der tatsächliche Einsatz der verschiedenen Abfallholzfraktionen richtet sich hierbei nach den jeweiligen Marktverhältnissen. Solche Anlagen sollten im Sinne des TEHG auch bei Unterschreiten des in Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 genannten Anteils von 66 Prozent gefährlicher Abfälle als Anlagen zur Verbrennung von gefährlichen Abfällen eingestuft werden.

- Klärschlammverbrennung

Eine analoge Abgrenzungsregelung wird auch für Anlagen zur Verbrennung von kommunalen Klärschlamm (Mono-Klärschlammverbrennungsanlagen) benötigt. Kommunaler Klärschlamm ist im Einklang mit dem europäischen und nationalen Abfallrecht schon seit vielen Jahren nicht mehr als Siedlungsabfall eingestuft. Im Rahmen der EBeV 2030 (Anlage 2 Teil 5) wird der biogene Anteil von kommunalen Klärschlamm mit 100 Prozent angesetzt.

Vor diesem Hintergrund sollte geregelt werden, dass große Klärschlammverbrennungsanlagen (> 20 MW) von der Pflichtenfreistellung nach § 26 i. V. m. § 53 Gebrauch machen können. Diese Anlagen berichten ihre (geringfügigen) Emissionen bereits seit 2024 im Rahmen von § 7 des BEHG. Für diese Anlagen sollte deshalb keine doppelte zusätzliche Berichtspflicht nach den §§ 5 und 6 in den Jahren 2024 bis 2026 gefordert werden.

- › **Zu § 53 TEHG-E (Übergangsregelung für die Pflichtenfreistellung nach § 26)**

In § 53 wird eine Übergangsregelung für Anlagen geschaffen, die nach § 2 Abs. 5 Nummer 2 des geltenden TEHG 2021 nicht vom Anwendungsbereich dieses Gesetzes erfasst waren.

Zu beachten ist, dass gemäß Anhang Teil A Abschnitt 1 Nummer 1 TEHG-E „Einheiten, die ausschließlich Biomasse nutzen“, bei der Bestimmung der Gesamtfeuerungsleistung der Anlage künftig einzubeziehen sind. Durch diese geänderte Aggregationsregel können bis dato nicht ETS-1-pflichtige Feuerungsanlagen ab 1. Januar 2024 erstmalig ETS-pflichtig werden, wenn sie die maßgebliche Gesamtfeuerungsleistung von 20 MW überschreiten.

Aus Gründen der Gleichbehandlung sollte für solche emissionsarmen Anlagen mit überwiegendem Biomasseinsatz die Anwendung der Pflichtenfreistellung nach § 26 gleichermaßen ermöglicht werden.

Für Anlagen zur Verbrennung von Altholz oder kommunalen Klärschlamm, die derzeit nicht vom ETS 1, sondern vom nEHS gemäß § 2 Abs. 2a BEHG erfasst sind, sollte hierbei die Nachweisführung der Einhaltung des 95-Prozent-Kriteriums für die Jahre 2019 bis 2023 unter Zuhilfenahme der Standardwerte der EBeV 2030 zugelassen werden.

3.2 Artikel 1 - Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG): Europäischer Brennstoffemissionshandel (ETS 2)

› Zu § 5 Abs. 2 TEHG-E (Verifizierung der Emissionsberichte)

§ 5 Abs. 2 legt eine Pflicht zur Verifizierung für Emissionsberichte der Verantwortlichen fest. In Analogie zu § 7 Abs. 4 BEHG enthält § 44 Abs. 1 Nr. 4 eine Ermächtigung für die Bundesregierung, Einzelheiten zur Berichterstattung und zur Verifizierung der Angaben in Emissionsberichten, einschließlich der Zulassung vereinfachter Maßnahmen zur Emissionsberichterstattung und der Verifizierung zu regeln. Die Bundesregierung sollte von dieser Ermächtigung zügig Gebrauch machen, um die Inverkehrbringer und Prüfstellen in ähnlicher Weise wie im BEHG bereits vorgesehen mit Wirkung ab dem 1. Januar 2025 zu entlasten.

Sollte nach der Verifizierungspflicht der Emissions- und Zuteilungsdatenberichte im EU-ETS 1 bis 31. März zusätzlich auch die Verifizierungspflicht der EU-ETS 2 Berichte bis 30. April gelten, wäre dies weder für die Anlagenbetreiber/Inverkehrbringer noch für die Prüfstellen leistbar.

› Zu § 10 Abs. 4 TEHG-E (Versteigerung von Emissionszertifikaten)

Nach Absatz 4 bedürfen die in § 3 Abs. 1 Nummer 8 des Wertpapierhandelsgesetzes genannten Unternehmen zur Gebotseinstellung auf eigene Rechnung oder im Namen der Kunden ihres Hauptgeschäftes einer Erlaubnis der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin). Diese Regelung wurde aus dem TEHG 2021 im Wortlaut übernommen und ist künftig auch für Versteigerungen von Emissionszertifikaten im Rahmen des ETS 2 anzuwenden. Hierfür bedarf es noch entsprechender Formblätter und Prozesse, die einen diskriminierungsfreien Zugang zu den Versteigerungen für alle Marktteilnehmer ermöglichen. Außerdem sollten Erleichterungen für den Marktzugang für Teilnehmer, die nur Emissionszertifikate zur Erfüllung ihrer Abgabepflichten erwerben möchten, vorgesehen werden.

› Zu § 41 TEHG-E (Emissionsgenehmigung für Verantwortliche)

§ 41 setzt die Vorgaben nach Artikel 30b der EU-Emissionshandelsrichtlinie hinsichtlich einer Emissionsgenehmigung für Verantwortliche im ETS 2 um. Satz 4 enthält die Anforderungen an den Genehmigungsantrag. In dem Antrag müssen die Verantwortlichen insbesondere Angaben zu den ausgeführten Tätigkeiten, zu in Verkehr gebrachten Brennstoffen und zur (vorgesehenen) Endverwendung machen.

In Satz 4 Nummer 5 wird vom Verantwortlichen eine Beschreibung der vorgesehenen Endverwendungen der in Verkehr gebrachten Brennstoffe gefordert. Hierzu sollte im Rahmen der

Gesetzesbegründung und im Rahmen der nachgelagerten Verordnungen eine Konkretisierung der geforderten Inhalte erfolgen.

Nach Auffassung des BDEW sollte der Inverkehrbringer zur vorgesehenen Endverwendung nur darlegen müssen, ob es sich bei den in Verkehr gebrachten Brennstoffen im Sinne des Energiesteuerrechtes um Kraftstoffe, Heizstoffe oder sonstige Energieerzeugnisse (zum Beispiel zur nicht-energetischen Verwendung) handelt.

Bei der Umsetzung der Vorgaben nach den §§ 41 bis 44 im Rahmen von nachgelagerten Verordnungen und Leitfäden müssen angemessene Fristen zur Einreichung des initialen Überwachungsplans und der Antragsunterlagen für die Genehmigung vor dem Hintergrund des verzögerten Gesetzgebungsverfahrens gesetzt werden, um den Unternehmen ausreichend Zeit für die Bereitstellung der erforderlichen Unterlagen einzuräumen.

› **Zu § 43 TEHG-E (Emissionsberichterstattung)**

Zur Erfüllung der Berichtspflicht nach § 5 Abs. 1 haben Verantwortliche ab dem Berichtsjahr 2025 die Emissionen für die in Verkehr gebrachten Brennstoffe nach dem genehmigten Überwachungsplan zu ermitteln und bis zum Ablauf des 30. April des jeweiligen Folgejahres der zuständigen Behörde zu berichten. Die derzeit im BEHG vorgesehene Abgabefrist für die Emissionsberichte im nEHS wird damit faktisch um drei Monate voverlegt.

Die Frist zur Energiesteueranmeldung bis zum 31. Mai stellt eine wesentliche Datengrundlage für die Erstellung des jährlichen Emissionsberichts dar. Sie sollte zeitlich nicht nach der Frist zur Abgabe des Emissionsberichts liegen. Da von der Fristsetzung der EU-Richtlinie voraussichtlich nicht abgewichen werden kann, ist davon auszugehen, dass es künftig aufgrund des erhöhten Zeitdrucks und der noch nicht endgültig vorliegenden Energiesteueranmeldungen regelmäßig zu erheblichen Nachkorrekturen bei der Berichterstattung der Brennstoffemissionen in den Folgejahren kommen wird. Dies gilt sowohl für Korrekturen bei den in Verkehr gebrachten Brennstoffmengen als auch für die Abgleiche mit den TEHG-Emissionsberichten der Anlagenbetreiber zur Vermeidung von Doppelbelastung. Im Rahmen der nachgelagerten Verordnungen und Leitfäden sind entsprechend vereinfachte Korrekturverfahren für die Emissionsberichte vorzusehen. Vor allem sollte bei den vereinfachten Korrekturverfahren von einer erneuten Verifizierung durch eine Prüfstelle abgesehen werden, da die Betreiber bzw. die Verantwortlichen hinsichtlich der Verifizierungskosten in Korrekturfällen immer doppelt belastet werden.

Der **Verweis in § 43 Abs. 2 auf die EU-Monitoring-Verordnung ist sehr kritisch**, da diese hohe Genauigkeitsanforderungen an die Messungen stellt, die bei großen Erzeugungsanlagen (ETS

1) sinnvoll erscheinen, jedoch für Kleinanlagen (z. B. Contracting) technisch nicht machbar oder wirtschaftlich nicht darstellbar sind.

Zusätzlich kommt erschwerend hinzu, dass aufgrund der europäischen Vorgaben auch der Zeitraum zwischen Abgabe des Emissionsberichtes und Abgabe der Emissionszertifikate von zwei auf einen Monat verkürzt werden soll. Die Verkürzung der Frist wird insofern eine Herausforderung darstellen, da die administrativen Schleifen zur Abgabe eine gewisse Zeit erfordern. Rechnet man damit, dass die Abgabe der Emissionszertifikate in den Systemen (aufgrund von Prüfschleifen, Systemausfällen etc.) zwei Wochen in Anspruch nimmt, würden für die Eindeckung mit Zertifikaten lediglich zwei Wochen verbleiben. Zu präferieren wäre, dass der Zeitraum, wie auch bisher im BEHG, mit einer Länge von zwei Monaten festgelegt wird.

Die Bundesregierung sollte sich auf der europäischen Ebene für eine entsprechende Änderung der Fristenregelungen für die Abgabe von Emissionsbericht bzw. Emissionszertifikaten einsetzen.

› **Zu Anhang Teil B Abschnitt 2 TEHG-E (Tätigkeiten)**

Abschnitt 2 konkretisiert die Tätigkeit des Inverkehrbringens von Brennstoffen soweit diese in Sektoren bzw. Emissionsquellen gemäß den Definitionen in den IPCC-Leitlinien für nationale Treibhausgasinventare von 2006 verwendet werden.

Die sektorale Zuordnung der Brennstoffemissionen erfolgt hierbei anhand der entsprechenden Quellkategorie-Codes der IPCC-Leitlinien. Bei der Übertragung auf die nationale Situation sind jedoch einige von den Leitlinien abweichende Gesichtspunkte der nationalen Treibhausgas-Berichterstattung zu beachten:

- Nr. 1 Buchstabe d: Quellkategorie-Code 1A4a und 1A4b: Beheizung von Gebäuden

Die Quellkategorie sollte im Einklang mit den IPCC-Leitlinien und der nationalen Berichterstattung nicht nur auf die „Beheizung von Gebäuden“, sondern allgemein auf die „Verbrennung von Brennstoffen in Gebäuden“ abgestellt werden. Letztere umfasst insbesondere auch die Verbrennung von Brennstoffen zur Warmwasserbereitstellung, Kochen, andere Prozesswärme und -kälte sowie Kühlung.

- Nr. 2 Buchstabe e: Quellkategorie-Code 1A4c: Land- und Forstwirtschaft, Fischzucht: Anstelle des Begriffs „Fischzucht“ sollte auf die weiter gefasste Kategorie „Fischerei“ abgestellt werden.

- Nr. 2 Buchstabe g (neu): nicht straßengebundener Verkehr („Offroad“)

Im Unterschied zu den IPCC-Leitlinien und der Berichtspraxis einiger anderer EU-Mitgliedstaaten wird im deutschen THG-Inventar der Offroad-Verkehr nicht unter der Quellkategorie-Code 1A3e ii¹, sondern unter den Quellkategorien 1A4a ii (GHD) und 1A4b ii (Haushalte) berichtet.

Die Brennstoffemissionen aus dem Inverkehrbringen von Kraftstoffen für den nicht straßengebundenen Verkehr sollten aus Sicht des BDEW unbedingt in das ETS 2 einbezogen werden. Die Einbeziehung ist insbesondere erforderlich, um aufwändige Abzugs- oder Rückerstattungsregelungen für Brennstoffendverbraucher in diesen Sektoren zu vermeiden. Die entsprechenden Brennstofflieferungen können in der Regel aus praktischen Gesichtspunkten nicht auf verschiedene CO₂-Bepreisungssysteme durch den Brennstofflieferanten aufgeteilt werden.

¹ IPCC Guidelines 2006 (Auszug): "The off-road category (1 A 3 e ii) ... includes vehicles and mobile machinery used within the agriculture, forestry, industry (including construction and maintenance), residential, and sectors, such as airport ground support equipment, agricultural tractors, chain saws, forklifts, snowmobiles."

3.3 Artikel 2 - Änderung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG)

› Änderung von § 2 Abs. 2 BEHG

Der Gesetzesentwurf sieht für das TEHG eine neue Begriffsbestimmung für das „Inverkehrbringen von Brennstoffen“ vor (§ 3 Nr. 19TEHG-E). Dabei definiert das „Inverkehrbringen von Brennstoffen“ die Überführung von Brennstoffen in den steuerrechtlich freien Verkehr und verweist auf die Entstehungstatbestände der Energiesteuer nach dem Energiesteuergesetz. Die Begriffsbestimmung enthält gegenüber der spiegelbildlichen Regelung in § 2 Abs. 2 des BEHG jedoch weitere Tatbestände (§ 14 Abs. 2 EnStG; § 23 Abs. 1 und 1a EnStG). Um die Anwendung der Regelungen in der Praxis zu erleichtern, sollte dem Anwendungsbereich des BEHG das gleiche Konzept des Inverkehrbringens wie im Rahmen des TEHG zugrunde gelegt werden.

Änderungsvorschlag zu § 2 Abs. 2 Satz 1:

Harmonisierung der Tatbestände für das Entstehen der Energiesteuer nach § 2 Abs. 2 BEHG und § 3 Nr. 20 TEHG-E hinsichtlich § 14 Abs. 2 EnStG und § 23 Abs. 1 und 1a EnStG.

› Zu Nr. 3 BEHG-E: Änderung von § 2 Abs. 2a BEHG

Der Anwendungsbereich des BEHG sollte um eine Bereichsausnahme für genehmigungsbedürftige Anlagen, die weniger als drei Tonnen nicht gefährliche Abfälle je Stunde verwenden, soweit ausschließlich Altholz der Altholzkategorie A I und A II nach der Altholzverordnung verbrannt wird, ergänzt werden, um den unverhältnismäßigen Berichts- und Verwaltungsaufwand für diese emissionsarmen Anlagen zu reduzieren.

Außerdem sollten auch EU-emissionshandelspflichtige Anlagen, bei denen nach ihrer Genehmigung außer für Zwecke der Zünd- und Stützfeuerung als Brennstoffe nur Klärgas, Deponiegas, Biogas oder Biomasse eingesetzt werden dürfen, von den BEHG-Pflichten entbunden werden. § 19 Abs. 5 Nummer 2 TEHG-E enthält eine Ausnahme vom Anwendungsbereich für diese Anlagen, wenn sie ausschließlich nachhaltige Biomasse nutzen. Für diese aus dem Anwendungsbereich des TEHG fallenden Anlagen besteht keine Pflicht zur Abgabe von Zertifikaten nach § 7 Abs. 1 TEHG-E.

§ 2a BEHG sollte entsprechend ergänzt werden, damit diese nahezu emissionsfreien Anlagen nicht aus dem Anwendungsbereich des TEHG unter den Anwendungsbereich des BEHG fallen.

Zu beachten ist, dass in beiden Fällen der Einsatz von fossilen Brennstoffen zur Zünd- und Stützfeuerung bereits einer CO₂-Bepreisung auf Seiten des Brennstofflieferanten unterliegt.

Änderungsvorschlag zu § 2a BEHG:

„(2a) Sofern Brennstoffe nicht bereits nach Absatz 2 als in Verkehr gebracht gelten, gelten sie als in Verkehr gebracht, wenn sie in Anlagen zur Beseitigung oder Verwertung von Abfällen verwendet werden, die nach

1. Nummer 8.1.1 **(ausgenommen Nummer 8.1.1.5)** oder

2. Nummer 8.1.2 mit dem Hauptbrennstoff Altöl

des Anhangs 1 zu der Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen einer Genehmigung bedürfen, und der Betreiber einer solchen Anlage nicht der Pflicht zur Abgabe von Berechtigungen nach § 7 Absatz 1 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes unterliegt **oder eine Befreiung vom Anwendungsbereich nach § 19 Absatz 5 Nr. 2 oder eine Pflichtenfreistellung nach § 26 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes in Anspruch nimmt.**“

› Zu § 8 BEHG (Abgabe von Emissionszertifikaten)

§ 26 TEHG-E begründet eine Pflichtenfreistellung für zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Gesetzes bestehenden emissionshandlungspflichtigen Anlagen mit überwiegendem Biomasseeinsatz. Aus Gründen der Gleichbehandlung und zur Vermeidung von unverhältnismäßigem Berichtsaufwand sollte in das BEHG eine gleichwertige Pflichtenfreistellung für Anlagen mit überwiegendem Biomasseeinsatz in Analogie zu § 26 TEHG-E aufgenommen werden.

Änderungsvorschlag: Einführung der neuen Absätze 2 – 4 in § 8:

„(2) Die zuständige Behörde stellt Brennstoffe, die nach § 2a Absatz 2 in Verkehr gebracht werden, ab dem Jahr 2026 von den Pflichten nach den §§ 7 und 8 BEHG frei, sofern die Gesamtemissionsmenge der Anlage zur Beseitigung oder Verwertung von Abfällen entsprechend den Angaben in den Emissionsberichten nach § 7 für die Jahre 2024 bis 2025 insgesamt zu mehr als 95 Prozent aus dem Einsatz von Biomasse resultiert, die mit dem Emissionsfaktor Null bewertet wurde.

„(3) Der Betreiber einer Anlage, die der Pflichtenfreistellung nach Absatz 2 unterliegt, ist verpflichtet, zur Überprüfung der Fortführung der Pflichtenfreistellung für die Zeit ab 2031 gegenüber der zuständigen Behörde den Nachweis bis zum 30. April 2029 zu erbringen, zu welchem Anteil die Gesamtemissionsmenge der Anlage in den Jahren 2026 bis 2028 aus dem Einsatz von Biomasse resultierte, die mit dem Emissionsfaktor Null zu bewerten ist.

„(4) Die zuständige Behörde hebt die Pflichtenfreistellung nach Absatz 2 auf, sofern entsprechend dem Nachweis nach Absatz 3 der Anteil der mit dem Emissionsfaktor Null zu bewertenden Biomasse an den Gesamtemissionen 95 Prozent oder weniger beträgt.“

Aus den in der vorliegenden Stellungnahme zu § 26 TEHG-E ausgeführten Gründen sollte die Möglichkeit zur Pflichtenfreistellung nicht nur für bestehende, sondern auch für neue Abfall- und Klärschlammverbrennungsanlagen eingeräumt werden. Die Standardwerte der EBeV 2030 ermöglichen hierfür eine vereinfachte Nachweisführung der Einhaltung des 95-Prozent-Kriteriums über die genehmigten Abfalleinsatzmengen, auch für die Zukunft.

› **Zu § 10 Absatz 2 BEHG (Festpreis anstelle des Preiskorridors)**

Der ETS 2 startet planmäßig im Jahr 2027 und wird im Rahmen der vorliegenden Novelle des TEHG in Deutschland umgesetzt. Der seit 2021 bestehende nationale Emissionshandel ist durch das BEHG definiert und sieht seit seiner Einführung 2021 jährlich steigende Festpreise je Emissionszertifikat vor. Für das Übergangsjahr 2026 sieht das BEHG den Beginn der Versteigerungsphase vor, wobei die Preisbildung innerhalb eines Korridors von 55 bis 65 Euro je Zertifikat erfolgen soll. Mit Start des ETS 2 im Jahr 2027 wird eine freie Preisbildung von Anfang an auf dem europäischen Markt erfolgen.

Problematisch ist, dass sich aufgrund der im BEHG und im ETS 2 unterschiedlichen Anwendungsbereiche sowie der Berichts- und Abgabepflichten eine Handelsphase des nEHS von der des ETS 2 stark unterscheiden wird. **Aus Sicht des BDEW ist eine Handelsphase für das auslaufende nEHS abzulehnen.**

Der BDEW spricht sich für die Beibehaltung des Festpreissystems im BEHG bis Ende 2026 bei einem regulären Start des ETS 2 im Jahr 2027 aus, beziehungsweise bis Ende 2027 bei einer in der EU-Richtlinie vorgesehenen Verschiebung des Starts des ETS 2 auf 2028 aufgrund eines hohen Preisniveaus von Öl und Gas. Hierbei wird der Aufbau einer zusätzlichen temporären nationalen Handelsinfrastruktur sowohl für Händler als auch Behörden vermieden. Zugleich besteht Planungssicherheit für Bürger und Unternehmen, da der CO₂-Preis bereits vorab bekannt ist. Sowohl die Energieministerkonferenz als auch das mit der Abwicklung betraute Umweltbundesamt haben sich ähnlich geäußert.

• Handelsinfrastruktur

Der Handel von Emissionszertifikaten benötigt eine entsprechende Infrastruktur mit einer Handelsplattform, Meldestrukturen, Bewertungs- und Abrechnungssystemen, Regelwerken, Verträgen etc. Die technische und administrative Einrichtung ist mit hohen Fixkosten verbunden, die in der Regel durch die Erlöse der Handelsaktivitäten über mehrere Jahre refinanziert werden. Dauert die Handelsphase im nEHS jedoch maximal zwei Jahre, müssen diese Kosten entweder innerhalb dieser Zeit gedeckt oder von den Unternehmen internalisiert werden.

Die technische Abwicklung eines Emissionshandels an sich ist dabei bekannt und langjährig erprobt, unter anderem mit dem ETS 1.

- Verwaltungsaufwand

Derzeit besteht bei der European Energy Exchange (EEX) ein vereinfachtes Zulassungsverfahren, um Kunden am nEHS zu beteiligen. Dieses Verfahren stellt geringere Anforderungen an die Unternehmen und ihre Händler als eine „normale“ Zulassung an der Börse, da in der Festpreisphase des nEHS kein Handel stattfindet.

Die Einführung eines Handels im nEHS im Vergleich zur Festpreisphase zieht eine erhebliche Umstellung der Handelsinfrastruktur nach sich. Zum einen muss der Betrieb der Handelsplattform selbst ausgeschrieben und dann umgesetzt werden. Zum anderen müssen Händler an der dann bezuschlagten Plattform zugelassen werden.

- Ökonomie / Lerneffekte

Eine kurze Handelsphase im nEHS trägt auch nicht zum „ökonomischen Lernen“ für das ETS 2 bei. Es wird argumentiert, dass die im nEHS vorgesehene einjährige Handelsphase es ermöglichen würde, das Handeln „zu üben“. Dabei unterscheiden sich technisch die Handelssysteme von ETS 1 und nEHS nicht. Dies wird auch für den ETS 2 gelten. Die technische Abwicklung ist den Parteien ebenfalls bekannt, daher besteht keinerlei Lernbedarf.

Für die tatsächliche Preisbildung ist die Zahlungsbereitschaft der Konsumenten relevant. Für die Entwicklung einer Preiserwartung und Einschätzung realistischer Preise ist es für die Handelsteilnehmer daher wichtig, diese Zahlungsbereitschaft abschätzen zu können. Aufgrund der unterschiedlichen Sektoren, die von nEHS und ETS 2 jeweils umfasst werden, der zusätzlichen preisgesteuerten Marktstabilitätsreserve, dem deutlich größeren europäischen Teilnehmerkreis und den unterschiedlichen Vermeidungskosten in den EU-Mitgliedstaaten ist nicht davon auszugehen, dass die Ökonomie der Preisbildung im nEHS prototypisch für die des ETS 2 ist. Im Zweifel müssen Händler ihre Modelle zum Start des ETS 2 grundsätzlich aktualisieren und neu kalibrieren.

Fazit: Eine kurze nationale Handelsphase bietet keinerlei Vorteil für den Übergang des nEHS in das ETS 2. Ein Fortsetzen der Festpreisphase im nEHS bis zum spätestmöglichen Start des ETS 2 im Jahr 2028 sollte in die geplanten Änderungen des BEHG im Rahmen von Artikel 2 des TEHG-Europarechtsanpassungsgesetzes 2024 aufgenommen werden.

Der in § 10 Abs. 2 BEHG festzulegende CO₂-Festpreis für 2026 sollte sich am derzeit vorgesehenen Preiskorridor von 55 bis 65 Euro (nominal) bzw. dem inflationsbereinigten „Preistrigger“ der europäischen Marktstabilitätsreserve von 45 Euro (2020-Preise) orientieren.

› **Zu § 10 Abs. 2 Satz 3 BEHG (10-Prozent-Regelung)**

Aktuell sieht das BEHG in § 10 Abs. 2 vor, dass Verantwortliche bis zu 10 Prozent der in einem der Jahre 2021 bis 2025 erworbenen Emissionszertifikate bis zum 30. September des jeweiligen Folgejahres zur Erfüllung der Abgabepflicht für das Vorjahr zu dem für dieses Jahr festgelegten Festpreis erwerben können. Diese Regelung sollte ursprünglich dazu beitragen, den Verantwortlichen eine präzisere Planung bei der Beschaffung von Zertifikaten zu ermöglichen.

In der Praxis zeigt sich jedoch, dass diese Regelung keinen wirklichen Mehrwert bietet. Stattdessen führt sie zu einem zusätzlichen bürokratischen Aufwand für die Inverkehrbringer. Anstatt die Verantwortlichen bei der Kontrolle ihrer Prognosemengen zu unterstützen, erzeugt die Regelung unnötigen Druck, der administrative Aufwände nach sich zieht. Zudem reduziert die 10-Prozent-Regelung die Flexibilität der Verantwortlichen und erhöht die Anfälligkeit für Fehler in der Zertifikatsverwaltung. Nach den Erfahrungen der BDEW-Mitgliedsunternehmen können Prognosemengen derzeit effektiv vorhergesagt werden, und die Nachbeschaffung bewegt sich in einem überschaubaren Rahmen.

Aus diesen Gründen wird empfohlen, die 10-Prozent-Regelung zu streichen.

Änderungsvorschlag zu § 10 Abs. 3 Satz 2 Nr. 3:

„Verantwortliche können ~~bis zu 10 Prozent der in einem der Jahre 2021 bis 2025 erworbenen~~ Emissionszertifikate bis zum 30. September des jeweiligen Folgejahres zur Erfüllung der Abgabepflicht nach § 8 für das Vorjahr zu dem für dieses Jahr festgelegten Festpreis erwerben.“

› **Zu Nr. 5 BEHG-E: Änderung von § 10 Abs. 3**

Mit der neuen Nummer 3 wird der Bundesregierung die Möglichkeit eingeräumt, abweichend vom Preiskorridor in Absatz 2 Satz 4 für das Jahr 2026 hinsichtlich des zusätzlichen Bedarfs an Emissionszertifikaten infolge von Überschreitungen der jährlichen Emissionsmengen abweichende Preisregelungen zu bestimmen. Außerdem sollen Regelungen für den Erwerb von Emissionszertifikaten auch innerhalb des Folgejahres zu 2026 getroffen werden.

Um die Geschäfts- und Abrechnungsprozesse der Inverkehrbringer mit den Kunden zu erleichtern, sollte auf eine solche differenzierte Preisregelung verzichtet werden. Wie zu § 10 Abs. 2 bereits ausgeführt sollte im Jahr 2026 anstelle des Preiskorridors ein einheitlicher Festpreis treten.

Es ist davon auszugehen, dass nicht nur für das Jahr 2026, sondern auch für die Vorjahre noch über mehrere Jahre rückwirkend Nachkorrekturen an den Emissionsberichten erfolgen können, die einen erheblichen Nachkaufbedarf an Emissionszertifikaten auslösen können. Es ist

sicher zu stellen, dass Inverkehrbringer auch nach Ablauf des Jahres 2026 noch BEHG-Zertifikate zur Erfüllung der Abgabepflichten für das Jahr 2026 und die Vorjahre erwerben und verwenden können. Deshalb sind geeignete Nachkaufregelungen für den Erwerb von Emissionszertifikaten zur Erfüllung der Abgabepflichten der Jahre bis einschließlich 2026 für mehrere Folgejahre erforderlich. Andernfalls muss in das BEHG eine eindeutige Stichtagsregelung aufgenommen werden, ab dem keine Korrekturen an den Emissionsberichten mehr vorgenommen werden müssen.

Änderungsvorschlag zu § 10 Abs. 3 Satz 2 Nr. 3:

„3. ~~abweichend von Absatz 2 Satz 4 abweichende Preisregelungen für den zusätzlichen Bedarf nach § 5 Absatz 1 sowie~~ Regelungen für den Erwerb von Emissionszertifikaten zur Erfüllung der aufgelaufenen Abgabepflichten nach § 8 in den Folgejahren im Folgejahr,“

› **Zu Nr. 5 BEHG-E: Änderung von § 10 Abs. 3 Satz 2 Nr. 4 (marktbasierte Festpreise für 2027)**

In Nummer 4 werden Regelungen zur Fortführung des Verkaufs von Emissionszertifikaten ab dem Jahr 2027 zu einem marktbasieren Preis für bestimmte Fälle festgelegt.

Da es im Jahr 2026 noch keinen europäischen Brennstoffemissionshandel gibt, wird für die beiden ersten Quartale des Jahres 2027 auf den durchschnittlichen und mengengewichteten CO₂-Preis für Berechtigungen (ETS 1) Bezug genommen, der sich im jeweils vorletzten Quartal bei den Versteigerungen im EU-Emissionshandel ergeben hat. Dieses Vorgehen erscheint aufgrund unterschiedlicher Sektorenabdeckung, Vermeidungskosten und Minderungsvorgaben für die verschiedenen Emissionshandelssysteme nicht sachgerecht.

Nach dem vorliegendem Gesetzentwurf würde das bedeuten, dass nach der Festpreisphase bis 2025 und einem Preiskorridor im Jahr 2026 ein erneuter Systemwechsel hin zu einer weiteren Festpreisphase in 2027 folgen würde. Dieses Vorgehen führt zu hohen Implementierungskosten und mangelnder Planbarkeit seitens der Marktteilnehmer. Stattdessen sollte auf möglichst einheitliche und stetige Preisbildungsverfahren geachtet werden.

Vertriebe und Kunden schließen schon heute Brennstofflieferverträge für die nächsten drei Jahre ab. Weil weder die Rahmenbedingungen noch die CO₂-Preiserwartungen für 2026 und 2027 sich zum jetzigen Zeitpunkt absehen lassen, werden viele Vertragsabschlüsse von den Versorgern derzeit zurückgestellt. Die Vertriebe benötigen demzufolge so schnell wie möglich regulatorische Klarheit. Für das Jahr 2026 sollte deswegen – wie bereits zu § 10 Absatz 2 dargestellt – ein Festpreis anstelle des Preiskorridors treten.

Für 2027 sollte ebenfalls ein einheitlicher CO₂-Festpreis in der Größenordnung von 75 Euro im Gesetzestext für die in § 10 Abs. 3 Satz 2 Nr. 4 genannten Fälle festgelegt werden.

› **Zu Nr. 11 BEHG-E: Einfügung von § 23a (Übergangsbestimmungen)**

§ 23a enthält verschiedene Übergangsregelungen, für den Fall, dass bestimmte Brennstoffemissionen oder Emissionen aus nicht dem ETS 1 unterliegenden Abfallverbrennungsanlagen im Anwendungsbereich des BEHG verbleiben.

Absatz 2 enthält in Nummer 1 eine Verordnungsermächtigung für den Fall, dass es zu einem „Opt-in“ großer Abfallverbrennungsanlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW in den ETS 1 kommt, die Bundesregierung für die im BEHG verbleibenden Brennstoffemissionen aus kleineren, nicht dem ETS 1 unterliegenden Abfallverbrennungsanlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von höchstens 20 MW ebenfalls das Entfallen der Monitoring-, Berichts- und Abgabepflichten nach dem BEHG anordnen kann.

Eine spiegelbildliche Regelung sollte auch für Brennstoffemission in den Quellkategorien nach Anhang Teil B Abschnitt 2 Nr. 2 vorgesehen werden, soweit von der nationalen Ausweitungsmöglichkeit nach Artikel 30j der EU-Emissionshandelsrichtlinie nicht Gebrauch gemacht werden kann, beispielsweise weil die EU-Kommission das Opt-in in Teilen nicht billigt.

Das BEHG sollte wie in der Zweckbestimmung des Gesetzes beschrieben, den Übergang des nationalen Emissionshandelssystems in das künftig im TEHG geregelte EU-Emissionshandelssystem für Brennstoffe sicherstellen und nicht als drittes, rein nationales Instrument in Form einer mit hohem bürokratischem Aufwand verbundenen „BEHG-Resterampe“ mit geringfügigen Emissionsminderungsbeiträgen dauerhaft fortbestehen.

3.4 Artikel 3 (NEU): Änderung des CO₂-Kostenaufteilungsgesetzes (CO₂KostAufG)

Der BDEW schlägt vor, das vorliegende Artikelgesetz zum Anlass zu nehmen, auch für das CO₂-Kostenaufteilungsgesetz vom 5. Dezember 2022 (CO₂KostAufG) eine Reihe von Änderungen vorzusehen. Das CO₂KostAufG richtet sich primär an Vermieter und Mieter, legt aber in § 3 auch für die Brennstoff- und Wärmelieferanten neue Informationspflichten fest, die ab 2023 bei Erstellung der Rechnungen berücksichtigt werden müssen. Diesbezüglich treten bei der leitungsgebundenen Wärmeversorgung noch immer eine Fülle von Problemen bei der Umsetzung des CO₂KostAufG auf.

Aufgrund der neuen **Vorgaben des Wärmeplanungsgesetzes (WPG)**, das seit dem 1. Januar 2024 in Kraft ist, ist nach Auffassung des BDEW eine grundlegend neue Bewertung des Sachverhaltes zwingend vorzunehmen:

Im Sinne der Entbürokratisierung schlägt der BDEW vor, die leitungsgebundene Wärmeversorgung vollständig aus dem Anwendungsbereich des CO₂KostAufG herauszunehmen.

Sofern die leitungsgebunden Wärmeversorgung weiterhin dem Anwendungsbereich des CO₂KostAufG unterfallen soll, enthält das **Positionspapier des BDEW „Vorschläge zur Änderung des CO₂-Kostenaufteilungsgesetzes im Hinblick auf die Informationspflichten von Wärmelieferanten“** die aus Sicht des BDEW erforderlichen Erleichterungen bei der Erfüllung der Informationspflichten und der Aufteilung der CO₂-Kosten zwischen Vermieter und Mieter.