

Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz

Entwurf einer Verordnung über die Emissionsberichterstattung nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz für die Jahre 2023 bis 2030 (Emissionsberichterstattungsverordnung 2030 – EBeV 2030)

A. Problem und Ziel

Das Brennstoffemissionshandelsgesetz bildet den rechtlichen Rahmen für die Einführung eines nationalen Emissionshandelssystems für die Brennstoffemissionen aus den Bereichen Verkehr und Wärme. Dieses Emissionshandelssystem erfasst alle CO₂-Emissionen aus dem Einsatz von Brennstoffen, soweit diese Emissionen nicht bereits vom EU-Emissionshandel erfasst sind. Zur Durchführung des Gesetzes enthält das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) insgesamt 14 Verordnungsermächtigungen für konkretisierende Rechtsverordnungen.

Zur Einführung des nationalen Emissionshandelssystems für Brennstoffemissionen sehen die Regelungen des Brennstoffemissionshandelsgesetzes ein mehrstufiges System vor, um den betroffenen Sektoren einen schrittweisen Einstieg in dieses neue CO₂-Bepreisungsinstrument zu ermöglichen und das Instrument auch auf Basis der gemachten Erfahrungen fortzuentwickeln. In den ersten zwei Jahren ab dem Start des Systems am 1. Januar 2021 (Periode 2021 und 2022) unterliegen zunächst nur die in Anlage 2 BEHG aufgeführten Hauptbrennstoffe der Berichtspflicht. Ab dem Jahr 2023 werden sämtliche in Anlage 1 BEHG aufgeführten Brennstoffe (insbesondere auch Mischbrennstoffe, Kohlen oder Abfallstoffe) von der Berichtspflicht erfasst. Der Anwendungsbereich des BEHG ist ab dann vollständig eröffnet. Diese Ausweitung der berichtspflichtigen Brennstoffe ab 2023 erhöht den Regelungsbedarf für Anforderungen an die ab dem 1. Januar 2023 geltende Emissionsberichterstattung.

B. Lösung

Nach dem gestuften Einführungssystem des Brennstoffemissionshandelsgesetzes beschränkte sich die Emissionsberichterstattungsverordnung 2022 vom 17. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3016) auf die Festlegung der Regelungen zur Überwachung, Ermittlung und Berichterstattung von Brennstoffemissionen der bereits seit 2021 einbezogenen Haupt-Brennstoffe.

Mit der vorliegenden Verordnung wird der vollständige Rechtsrahmen bei der Überwachung, Ermittlung und Berichterstattung von Brennstoffemissionen geschaffen, der für die Zeit nach der Einführungsphase des Brennstoffemissionshandels in der Periode 2023 bis 2030 für die Durchführung des Brennstoffemissionshandels erforderlich ist. Mit dieser Verordnung werden

insbesondere passgenaue Regelungen für die in Anlage 1 BEHG aufgeführten Brennstoffe getroffen.

C. Alternativen

Keine.

D. Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand

Für den Bund werden in erster Linie Kosten für den Vollzug der vorliegenden Verordnung durch die Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt) entstehen. Durch die vorliegende Verordnung werden keine neuen Vollzugsaufgaben begründet, sondern nur bestehende Vollzugsaufgaben des Brennstoffemissionshandelsgesetzes inhaltlich konkretisiert.

Sofern sich der Vollzugsaufwand insgesamt erhöhen sollte, werden die Kosten durch die Veräußerung von Emissionszertifikaten in voller Höhe refinanziert. Die etwaigen Mehrbedarfe sollen in den betroffenen Einzelplänen im Rahmen der geltenden Finanzplanung gedeckt werden.

E. Erfüllungsaufwand

E.1 Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger

Für die Bürgerinnen und Bürger entsteht kein Erfüllungsaufwand.

E.2 Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Durch die Regelungen dieser Verordnung entsteht kein über das Stammgesetz hinausgehender Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft.

E.3 Erfüllungsaufwand der Verwaltung

Durch die Regelungen dieser Verordnung entsteht kein über das Stammgesetz hinausgehender Erfüllungsaufwand für die Verwaltung.

F. Weitere Kosten

Gegenüber den gesetzlichen Vorgaben entstehen durch den vorliegenden Verordnungsentwurf keine weiteren Kosten.

Verordnung

der Bundesregierung

Verordnung über die Emissionsberichterstattung nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz für die Jahre 2023 bis 2030

(Emissionsberichterstattungsverordnung 2030 – EBeV 2030)

Vom ...

Auf Grund des § 6 Absatz 5 und des § 7 Absatz 4 und Absatz 5 Satz 2 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2728), von denen § 7 Absatz 4 und 5 zuletzt durch Artikel 1 Nummer 5 des Gesetzes vom [einsetzen: Ausfertigungsdatum des Zweiten Gesetzes zur Änderung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes] (BGBl. I S. [einsetzen: Seitenzahl der Verkündung o.g. Gesetzes]) geändert worden sind, verordnet die Bundesregierung:

Inhaltsübersicht

A b s c h n i t t 1

A l l g e m e i n e V o r s c h r i f t e n

- § 1 Anwendungsbereich und Zweck
- § 2 Begriffsbestimmungen

A b s c h n i t t 2

Ü b e r w a c h u n g s p l a n (z u § 6 d e s G e s e t z e s)

- § 3 Inhalt und Frist zur Einreichung des Überwachungsplans

A b s c h n i t t 3

Ü b e r w a c h u n g , E r m i t t l u n g u n d B e r i c h t e r s t a t t u n g d e r B r e n n s t o f f e m i s s i o n e n (z u §§ 6 u n d 7 d e s G e s e t z e s)

- § 4 Allgemeine Grundsätze
- § 5 Methoden zur Ermittlung von Brennstoffemissionen
- § 6 Brennstoffmengen
- § 7 Berechnungsfaktoren
- § 8 Berücksichtigung des Biomasseanteils bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen in den Fällen des § 2 Absatz 2 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes
- § 9 Berücksichtigung des Biomasseanteils bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen in den Fällen des § 2 Absatz 2a des Brennstoffemissionshandelsgesetzes
- § 10 Berücksichtigung des Anteils flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Brennstoffe nicht-biogenen Ursprungs bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen
- § 11 Berücksichtigung dauerhaft eingebundener Brennstoffemissionen bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen
- § 12 Kontinuierliche Emissionsmessung
- § 13 Berichterstattung

- § 14 Berichterstattungsgrenze
- § 15 Verifizierung
- § 16 Vermeidung von Doppelerfassungen nach § 7 Absatz 4 Nummer 5 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes
- § 17 Vermeidung von Doppelbelastungen nach § 7 Absatz 5 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes

A b s c h n i t t 4
D a t e n v e r w a l t u n g u n d - k o n t r o l l e

- § 18 Datenverwaltung und Kontrollaktivitäten
- § 19 Aufbewahrung von Unterlagen und Daten

A b s c h n i t t 5
S c h l u s s b e s t i m m u n g e n

- § 20 Inkrafttreten

Anlage 1 (zu § 3)	Mindestinhalt eines Überwachungsplans und eines vereinfachten Überwachungsplans
Anlage 2 (zu §§ 5 bis 12, § 16 und § 17)	Ermittlung der Brennstoffemissionen
Anlage 3 (zu §§ 5 bis 8, § 12, § 13, § 16 und § 17)	Mindestinhalt eines jährlichen Emissionsberichts
Anlage 4 (zu § 7)	Methoden zur Ermittlung der Berechnungsfaktoren
Anlage 5 (zu § 17)	Erforderliche Erklärungen, Angaben und Nachweise des belieferten Unternehmens im Zusammenhang mit dem Abzug von Brennstoffemissionen bei der Lieferung von Brennstoffen zum Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage
Anlage 6 (zu § 18)	Mindestinhalt der schriftlichen Verfahren zur Datenverwaltung und Kontrollaktivitäten

A b s c h n i t t 1

A l l g e m e i n e V o r s c h r i f t e n

§ 1

Anwendungsbereich und Zweck

Diese Verordnung gilt innerhalb des Anwendungsbereichs des Brennstoffemissionshandelsgesetzes. Sie ist beschränkt auf die Konkretisierung der Anforderungen der §§ 6 und 7 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes für die Periode von 2023 bis 2030.

§ 2

Begriffsbestimmungen

Für diese Verordnung gelten neben den Begriffsbestimmungen des Brennstoffemissionshandelsgesetzes und der Brennstoffemissionshandlungsverordnung vom 17. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3026) die folgenden Begriffsbestimmungen:

1. **Abfallverbrennungsanlage:**
Anlage im Sinne von § 2 Absatz 2a des Brennstoffemissionshandelsgesetzes;
2. **Berechnungsfaktoren:**
die Parameter Heizwert, Emissionsfaktor, Umrechnungsfaktor und Biomasseanteil;
3. **Bioenergieanteil:**
das Verhältnis der aus Biomasse stammenden Energiemenge zur Gesamtenergiemenge eines Brennstoffs, der nach § 2 Absatz 2 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes in einem Kalenderjahr in Verkehr gebracht wurde, ausgedrückt als Bruchteil;
4. **Biokraftstoffe:**
Biokraftstoffe im Sinne von Artikel 2 Nummer 33 der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung) (ABl. L 328 vom 21.12.2018, S. 82);
5. **Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung:**
Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung vom 2. Dezember 2021 (BGBl. I S. 5126, 5143), in der jeweils geltenden Fassung;
6. **Biomasse:**
Biomasse im Sinne von Artikel 2 Nummer 24 der Richtlinie (EU) 2018/2001;
7. **Biomasseanteil:**
das Verhältnis des aus Biomasse stammenden Kohlenstoffs zum Gesamtkohlenstoffgehalt eines Brennstoffs oder Materials, ausgedrückt als Bruchteil, wie er in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage zu bestimmen ist nach den Vorgaben der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 der Kommission vom 19. Dezember 2018 über die Überwachung von und die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates und zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 601/2012 der Kommission (ABl. L 334 vom 31.12.2018, S. 1, L 118 vom 6.5.2019, S. 10) in der jeweils geltenden Fassung;
8. **Biomasse-Brennstoffe:**

Biomasse-Brennstoffe im Sinne von Artikel 2 Nummer 27 der Richtlinie (EU) 2018/2001;

9. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung:
Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung vom 2. Dezember 2021 (BGBl. I S. 5126), die durch Artikel 1 der Verordnung vom 14. Juni 2022 (BGBl. I S. 927) geändert worden ist, in der jeweils geltenden Fassung;
10. Brennstoffe:
die in Anlage 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes genannten Brennstoffe;
11. Emissionsfaktor (EF):
Parameter zur Angabe, wieviel Kohlendioxid je Energiemenge eines Brennstoffs bei der vollständigen Umsetzung mit Sauerstoff emittiert werden kann;
12. Flüssige Biobrennstoffe:
Flüssige Biobrennstoffe im Sinne von Artikel 2 Nummer 32 der Richtlinie (EU) 2018/2001;
13. Heizwert (Hi):
die bei vollständiger Verbrennung eines Brennstoffs mit Sauerstoff unter Standardbedingungen als Wärme freigesetzte spezifische Energiemenge abzüglich der Verdampfungswärme des im Abgas enthaltenen Wasserdampfs;
14. Kohle:
Waren der Positionen 2701, 2702 und 2704 der Kombinierten Nomenklatur;
15. Konventionelle Biokraftstoffe:
Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen im Sinne von Artikel 2 Nummer 40 der Richtlinie (EU) 2018/2001;
16. Standardwerte:
die in Teil 4 und Teil 5 der Anlage 2 zu dieser Verordnung vorgegebenen Werte zur Emissionsermittlung;
17. Umrechnungsfaktoren:
Parameter zur Umrechnung von physikalischen Einheiten (u.a. Dichte, Energie);
18. Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen:
Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen vom 8. Dezember 2017 (BGBl. I S. 3892), die durch Artikel 1 der Verordnung vom 12. November 2021 (BGBl. I S. 4932) geändert worden ist;
19. Zertifizierungsstelle:
Zertifizierungsstelle im Sinne der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung und der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung.

A b s c h n i t t 2

Ü b e r w a c h u n g s p l a n (z u § 6 d e s G e s e t z e s)

§ 3

Inhalt und Frist zur Einreichung des Überwachungsplans

- (1) Der nach § 6 Absatz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes von dem Verantwortlichen einzureichende Überwachungsplan für die Ermittlung von Brennstoffemissionen

und die Berichterstattung nach § 7 Absatz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes umfasst eine vollständige und transparente Dokumentation der Überwachungsmethodik für die von dem Verantwortlichen in einem Kalenderjahr in Verkehr gebrachten Brennstoffe und enthält mindestens die in Teil 1 der Anlage 1 zu dieser Verordnung aufgeführten Angaben.

(2) Der Verantwortliche muss erstmalig für das Kalenderjahr 2024 innerhalb einer von der zuständigen Behörde festzusetzenden Frist einen Überwachungsplan bei der zuständigen Behörde einreichen. Die zuständige Behörde macht die Frist nach Satz 1 spätestens drei Monate vor ihrem Ablauf im Bundesanzeiger bekannt. Verantwortliche, die nach Ablauf der Frist nach Satz 1 erstmalig der Verpflichtung nach § 6 Absatz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes unterliegen, müssen unverzüglich nach Aufnahme ihrer gewerblichen Tätigkeit einen Überwachungsplan bei der zuständigen Behörde einreichen.

(3) Der Verantwortliche muss seine Brennstoffemissionen nach seinem genehmigten Überwachungsplan überwachen, ermitteln und berichten. Abweichend von Satz 1 muss der Verantwortliche seine Brennstoffemissionen nach dieser Verordnung überwachen, ermitteln und berichten, soweit

1. der Überwachungsplan keine Regelungen trifft oder
2. es sich um Brennstoffe handelt, die von ihm in dem Kalenderjahr 2023 in Verkehr gebracht wurden.

(4) Ermittelt der Verantwortliche die Brennstoffemissionen für die von ihm in einem Kalenderjahr in Verkehr gebrachten Brennstoffe ausschließlich auf Basis von Brennstoffmengen nach § 6 Absatz 1 und auf Basis von Standardwerten für Berechnungsfaktoren nach § 7 Absatz 1 und 2, muss der Verantwortliche einen vereinfachten Überwachungsplan bei der zuständigen Behörde einreichen, der mindestens die in Teil 2 der Anlage 1 zu dieser Verordnung aufgeführten Angaben enthält. Die Absätze 2 und 3 gelten für den vereinfachten Überwachungsplan entsprechend.

(5) In den Fällen des § 6 Absatz 4 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes muss der Verantwortliche unverzüglich den Überwachungsplan oder den vereinfachten Überwachungsplan anpassen und in der angepassten Fassung bei der zuständigen Behörde einreichen.

A b s c h n i t t 3

Ü b e r w a c h u n g , E r m i t t l u n g u n d B e r i c h t e r s t a t t u n g d e r B r e n n s t o f f e m i s s i o n e n (z u § § 6 u n d 7 d e s G e s e t z e s)

§ 4

Allgemeine Grundsätze

(1) Für die Überwachung, Ermittlung und Berichterstattung der Brennstoffemissionen gelten die in den Absätzen 2 bis 4 näher bestimmten Grundsätze der Vollständigkeit, der Konsistenz und der Integrität der zu berichtenden Daten.

(2) Der Verantwortliche ist verpflichtet, die Brennstoffemissionen vollständig zu überwachen, zu ermitteln und zu berichten. Dazu hat der Verantwortliche sämtliche Mengen an Kohlendioxid zu überwachen, zu ermitteln und zu berichten, die bei einer Verbrennung von durch ihn in Verkehr gebrachten Brennstoffen freigesetzt werden. Das Auftreten von Datenlücken ist zu vermeiden. Unvermeidbare Datenlücken sind durch konservative Schätzungen zu schließen.

(3) Der Verantwortliche ist verpflichtet, eine konsistente Überwachung, Ermittlung und Berichterstattung der Brennstoffemissionen zu gewährleisten und dazu die erforderlichen Daten einschließlich der Bezugswerte und Brennstoffmengen auf transparente Weise so zu

erfassen, zusammenzustellen und zu dokumentieren, dass die Emissionsbestimmung von einem Dritten innerhalb einer angemessenen Frist nachvollzogen werden kann.

(4) Der Verantwortliche ist verpflichtet, hinreichende Gewähr für die Integrität der zu berichtenden Emissionsdaten zu gewährleisten und dazu die Brennstoffemissionen anhand der in dieser Verordnung geregelten Überwachungs- und Ermittlungsmethoden zu bestimmen. Der Emissionsbericht und die darin gemachten Aussagen dürfen weder systematisch noch wissentlich falsche Angaben enthalten. Der Emissionsbericht muss eine glaubwürdige und ausgewogene Darstellung der Daten des Verantwortlichen enthalten.

§ 5

Methoden zur Ermittlung von Brennstoffemissionen

(1) Der Verantwortliche hat die Brennstoffemissionen der in jedem Kalenderjahr in Verkehr gebrachten Brennstoffe nach den Vorschriften dieser Verordnung zu ermitteln.

(2) Soweit in dieser Verordnung nicht anders bestimmt, ist der Verantwortliche verpflichtet, die Brennstoffemissionen für die in einem Kalenderjahr in Verkehr gebrachten Brennstoffe durch Multiplikation der Brennstoffmenge nach § 6 mit den Berechnungsfaktoren nach § 7 rechnerisch zu ermitteln. Bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen können

1. der Biomasseanteil nach Maßgabe der §§ 8 und 9,
2. der Anteil flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Brennstoffe nicht-biogenen Ursprungs nach Maßgabe des § 10,
3. der Anteil dauerhaft eingebundener Brennstoffemissionen nach Maßgabe des § 11 sowie
4. abzugsfähige Mengen zur Vermeidung
 - a) einer Doppelerfassung nach Maßgabe des § 16 oder
 - b) einer Doppelbelastung nach Maßgabe des § 17

berücksichtigt werden.

(3) Abweichend von Absatz 2 kann der Verantwortliche die Brennstoffemissionen im Fall des § 2 Absatz 2a des Brennstoffemissionshandelsgesetzes durch direkte kontinuierliche Emissionsmessung der Kohlendioxid-Konzentration und des Abgasvolumenstroms im Abgaskanal oder Abgaskamin nach § 12 ermitteln. Bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen kann der Biomasseanteil nach Maßgabe des § 12 Absatz 3 berücksichtigt werden. Die Brennstoffemissionen von bereits nach § 2 Absatz 2 Satz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes in Verkehr gebrachten Brennstoffmengen sind bei der Ermittlung nach Satz 1 herauszurechnen.

(4) Ein Wechsel zwischen den Methoden innerhalb eines Kalenderjahres ist nicht zulässig. Sofern die zuständige Behörde eine Liste nach Teil 1 Nummer 1 der Anlage 4 zu dieser Verordnung veröffentlicht, sind diese Werte erst ab dem Kalenderjahr, das auf den Zeitpunkt der Veröffentlichung der Liste durch die zuständige Behörde folgt, im Rahmen dieser Verordnung anzuwenden.

(5) Ist der Verantwortliche Einlagerer im Sinne von § 3 Nummer 3 Buchstabe d des Brennstoffemissionshandelsgesetzes, sind bei der rechnerischen Ermittlung der Brennstoffemissionen eines Jahres sowohl die Brennstoffmengen zu Grunde zu legen, die er selbst in Verkehr gebracht hat, als auch die Brennstoffmengen, die für ihn durch den Steuerlagerinhaber in Verkehr gebracht wurden. Der Steuerlagerinhaber kann bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen nach Absatz 2 diejenigen Brennstoffmengen abziehen, die für den Einlagerer in Verkehr gebracht wurden. Voraussetzung für den Abzug nach Satz 2 ist, dass der Steuerlagerinhaber der zuständigen Behörde den Einlagerer sowie die für diesen in Verkehr gebrachten Brennstoffe nach Art und zugehöriger Menge bis zum Ablauf des 31. Juli des auf

das Inverkehrbringen der jeweiligen Brennstoffe folgenden Jahres mitteilt.

§ 6

Brennstoffmengen

(1) Soweit in dieser Verordnung nicht anders bestimmt, ist bei der rechnerischen Ermittlung der Brennstoffemissionen eines Kalenderjahres nach § 5 Absatz 2 diejenige Menge eines Brennstoffs zu Grunde zu legen, die der Verantwortliche nach den für dieses Kalenderjahr geltenden Vorgaben des Energiesteuerrechts in den Steueranmeldungen zur Berechnung der Energiesteuer für den jeweiligen Brennstoff anzugeben hat. Ist ein Brennstoff in mehrere der in Spalte 2 des Teils 4 der Anlage 2 zu dieser Verordnung aufgeführten Sorten von Brennstoffen untergliedert, sind die Brennstoffmengen nach Satz 1 in die jeweiligen Brennstoffe nach Teil 4 der Anlage 2 zu dieser Verordnung zu unterteilen. Für die Aufteilung in die Biokomponenten im Sinne von Teil 4 der Anlage 2 zu dieser Verordnung ist die Menge von Brennstoffen zu Grunde zu legen, für die der Verantwortliche Nachweise nach § 8 vorlegt.

(2) In den Fällen des § 2 Absatz 2 Satz 2 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes sind die Brennstoffmengen eines Kalenderjahres, welche im Rahmen eines Verfahrens nach § 37 Absatz 2 Nummer 3 oder 4 des Energiesteuergesetzes unmittelbar steuerfrei verwendet wurden, anhand des Belegheftes nach § 75 Absatz 1 der Energiesteuer-Durchführungsverordnung vom 31. Juli 2006 (BGBl. I S. 1753), die zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 24. Mai 2022 (BGBl. I S. 810) geändert worden ist, und der Aufzeichnungen nach § 75 Absatz 2 der Energiesteuer-Durchführungsverordnung zu ermitteln. Ist ein Brennstoff der in Spalte 2 des Teils 4 der Anlage 2 zu dieser Verordnung aufgeführten Sorten von Brennstoffen untergliedert, sind die Brennstoffmengen nach Satz 1 in die zugehörigen Brennstoffe nach Teil 4 der Anlage 2 zu dieser Verordnung zu unterteilen.

(3) In den Fällen des § 2 Absatz 2a des Brennstoffemissionshandelsgesetzes sind die in einer Abfallverbrennungsanlage eingesetzten Brennstoffmengen eines Kalenderjahres anhand der in diesem Kalenderjahr an die Anlage angelieferten Brennstoffmengen unter Berücksichtigung der Lagerbestandsänderung der Abfallverbrennungsanlage zu bestimmen. Die betreffende Brennstoffmenge ist aufgeschlüsselt nach den Sorten der Brennstoffe gemäß Spalte 2 des Teils 5 der Anlage 2 zu dieser Verordnung zu ermitteln und zu berichten. Diese Brennstoffmengen sind unter der Maßgabe zu ermitteln, dass

1. sie erhoben werden mit geeichten oder konformitätsbewerteten Messgeräten oder sonstigen Messgeräten, die im Rahmen einer wiederkehrenden Qualitätskontrolle unter Verwendung eines rückführbaren Normals überprüft werden, oder
2. die Eignung der zur Ermittlung der Brennstoffmengen verwendeten Messgeräte und Messverfahren gegenüber der zuständigen Behörde nachgewiesen wird, wenn andere als die unter Nummer 1 genannten Messgeräte verwendet werden.

Lagerbestandsänderungen können unter Anwendung von Schätzmethode ermittelt werden. Die Schätzmethode ist zu beschreiben. Der Lagerendbestand eines Kalenderjahres der Anlage muss dem Lageranfangsbestand des Folgejahrs der Anlage entsprechen.

§ 7

Berechnungsfaktoren

(1) Soweit in dieser Verordnung nicht anders bestimmt, sind bei der rechnerischen Ermittlung der Brennstoffemissionen eines Kalenderjahres für die in Satz 1 der Anlage 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes genannten Brennstoffe die in Teil 4 der Anlage 2 zu dieser Verordnung festgelegten Standardwerte für Berechnungsfaktoren zu Grunde zu legen. Für Brennstoffe können gewichtete Berechnungsfaktoren auf Basis der in Teil 4 der

Anlage 2 zu dieser Verordnung festgelegten Brennstoffe und deren Standardwerte ermittelt werden. Diese gewichteten Berechnungsfaktoren gelten wiederum als Standardwerte im Sinne dieser Verordnung.

(2) Sofern für Kohlen eine Probenahme und Analyse des unteren Heizwerts der gelieferten Mengen nach den anerkannten Regeln der Technik durchgeführt wurde, ist abweichend von Absatz 1 der individuelle Analysenwert des unteren Heizwerts für die jeweilige Liefercharge heranzuziehen.

(3) Sind für Brennstoffe nach Anlage 1 Satz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes keine Standardwerte in Teil 4 der Anlage 2 zu dieser Verordnung festgelegt, stellt der Verantwortliche auf eine der in Teil 1 der Anlage 4 zu dieser Verordnung genannten individuellen Methoden zur Ermittlung der Berechnungsfaktoren ab. Die gewählte Methode ist zu beschreiben und dessen Eignung für den jeweiligen Brennstoff zu begründen.

(4) Werden die Brennstoffemissionen im Falle des § 2 Absatz 2a des Brennstoffemissionshandelsgesetzes rechnerisch gemäß § 5 Absatz 2 ermittelt, so kann der Verantwortliche für die in Teil 5 der Anlage 2 zu dieser Verordnung genannten Brennstoffe die in dieser Anlage festgelegten Standardwerte für Berechnungsfaktoren zu Grunde legen oder auf eine in Teil 2 der Anlage 4 zu dieser Verordnung genannte individuelle Methode zur Ermittlung der Berechnungsfaktoren abstellen. Im Fall der individuellen Ermittlung ist die gewählte Methode im Überwachungsplan zu beschreiben und dessen Eignung für den jeweiligen Brennstoff zu begründen.

§ 8

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

(1) Für den Biomasseanteil eines flüssigen Biobrennstoffes oder Biokraftstoffes kann der Verantwortliche bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen einen Emissionsfaktor von Null anwenden, soweit dieser Biomasseanteil die Nachhaltigkeits- und Treibhausgasminderungsanforderungen der §§ 4 bis 6 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung vom 2. Dezember 2021 (BGBl. I. S. 5126), die durch Artikel 1 der Verordnung vom 14. Juni 2022 (BGBl. I. S. 927) geändert worden ist oder der §§ 4 bis 6 der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung vom 2. Dezember 2021 (BGBl. I S. 5126, 5143) erfüllt. Für die rechnerische Berücksichtigung des Biomasseanteils bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen gilt Teil 2 der Anlage 2 zu dieser Verordnung. Der Verantwortliche ist verpflichtet, die Erfüllung der in Satz 1 genannten Nachhaltigkeitsanforderungen durch einen anerkannten Nachweis im Sinne von § 10 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung oder einen anerkannten Nachweis im Sinne von § 8 der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung nachzuweisen.

(2) Für den Biomasseanteil eines Biomasse-Brennstoffs kann der Verantwortliche bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen einen Emissionsfaktor von Null anwenden, wenn dieser Biomasseanteil die Nachhaltigkeitsanforderungen der §§ 4 und 5 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung erfüllt. Absatz 1 Satz 2 gilt entsprechend. Die Treibhausgasminderungsverpflichtung gilt abweichend von § 6 Absatz 2 Satz 1 Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung als erfüllt, wenn die durch den Verantwortlichen bestätigte Treibhausgaseinsparung den Emissionswert des Biomasse-Brennstoffs von 72 Gramm Kohlendioxid-Äquivalent pro Megajoule um mindestens 70 Prozent unterschreitet. Bei der Berechnung der erzielten Treibhausgaseinsparung wird angenommen, dass die Brennstoffe in Anlagen mit einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 90 Prozent verwendet werden. Es sind die Treibhausgasemissionen für den Transport des Biomasse-Brennstoffs bis zu dessen Verwendung zu berücksichtigen. Der Verantwortliche ist verpflichtet, die Erfüllung der in den Sätzen 1 bis 3 genannten Anforderungen durch einen Nachweis aus der Datenbank der zuständigen Behörde im Sinne von § 50 Absatz 1 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung nachzuweisen.

(3) Für die Zwecke der Nachweisführung nach Absatz 2 gilt abweichend von den §§

2 Absatz 21 Nummer 1 und 11 Absatz 1 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung die Schnittstelle als letzte Schnittstelle, die den Biomasse-Brennstoff auf die zur Verbrennung erforderliche Qualitätsstufe aufbereitet und einen Nachweis nach Absatz 2 Satz 5 ausstellen kann.

(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.

(5) Der Verantwortliche muss sicherstellen, dass sich der Nachhaltigkeitsnachweis oder der Nachweis nach Absatz 2 Satz 5 auf eine Brennstoffmenge bezieht, die nach § 2 Absatz 2 des Brennstoffemissionshandlungsgesetzes in Verkehr gebracht wurde.

(6) Die zuständige Behörde im Sinne von § 50 Absatz 1 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung stellt sicher, dass in der von ihr geführten Datenbank für feste Biomasse-Brennstoffe die Masse im Lieferzustand ausgewiesen wird.

(7) Abweichend von Absatz 1 Satz 1 kann der Verantwortliche den Emissionsfaktor Null für den aus konventionellen Biokraftstoffen stammenden Biomasseanteil von Brennstoffen nur bis zu der in § 13 Absatz 1 Satz 1 der Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminde rung bei Kraftstoffen festgelegten Obergrenze anwenden. Die Obergrenze bezieht sich auf den Gesamtenergiegehalt der Brennstoffe. Für den aus konventionellen Biokraftstoffen stammenden Biomasseanteil, der die in Satz 1 genannte Obergrenze übersteigt, ist der in Teil 4 der Anlage 2 zu dieser Verordnung festgelegte Emissionsfaktor des Kraftstoffes anzuwenden. Bei Vorliegen der Voraussetzungen nach § 13 Absatz 3 der Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminde rung bei Kraftstoffen und § 37a Absatz 1 Satz 1 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes ist der Verantwortliche so zu behandeln, als hätte der aus konventionellen Biokraftstoffen stammende Biomasseanteil an den von ihm in einem Kalenderjahr in Verkehr gebrachten Brennstoffen die in Satz 1 genannte Obergrenze nicht überstiegen. Der Verantwortliche hat das Vorliegen der Voraussetzungen nach Satz 4 der zuständigen Behörde nachzuweisen. Satz 1 gilt nur für Verantwortliche, die den Pflichten für Inverkehrbringer von Kraftstoffen nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz unterliegen.

(8) Abweichend von Absatz 1 Satz 1 und Absatz 7 kann der Verantwortliche den Emissionsfaktor Null für den aus Biokraftstoffen aus Rohstoffen mit hohem Risiko indirekter Landnutzungsänderung nach Artikel 3 der Delegierten Verordnung (EU) 2019/807 der Kommission vom 13. März 2019 (ABl. L 133 vom 21.5.2019, S. 1) stammenden Biomasseanteil von Brennstoffen nach Anlage 2 Nummer 1 und 2 des Brennstoffemissionshandlungsgesetzes nicht anwenden.

(9) Abweichend von Absatz 2 kann der Verantwortliche für die dort genannten Biomasseanteile

1. den Emissionsfaktor Null auch ohne das Vorliegen eines Nachhaltigkeitsnachweises anwenden, soweit und solange der Nachhaltigkeitsnachweis ausschließlich deshalb nicht erbracht werden kann, weil der Verantwortliche mangels anerkannter Zertifizierungssysteme oder mangels Verfügbarkeit zugelassener Auditoren anerkannter Zertifizierungsstellen daran gehindert war, für den Zeitpunkt des Bezugs der Brennstoffe einen Nachhaltigkeitsnachweis vorzulegen, längstens bis zum Ablauf des 31. Dezember 2023; in diesem Fall hat der Verantwortliche eine Eigenerklärung über das Vorliegen der Hinderungsgründe nach Halbsatz 1 bei der zuständigen Behörde vorzulegen; die zuständige Behörde prüft die Eigenerklärung im Rahmen des Emissionsberichtes für das Jahr 2023 auf Plausibilität;
2. den Emissionsfaktor Null auch ohne das Vorliegen eines Nachweises im Sinne von Absatz 2 Satz 5 anwenden, soweit und solange ein solcher ausschließlich deshalb nicht vorgelegt werden kann, weil die Ausstellung von Nachweisen im Sinne von Absatz 2 Satz 6 in der Datenbank der zuständigen Behörde im Sinne

von § 50 Absatz 1 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung für den Zeitpunkt des Bezugs der Brennstoffe nicht möglich ist, längstens bis zum Ablauf des 31. Dezember 2023; in diesem Fall muss der Verantwortliche das Vorliegen der Voraussetzungen nach Absatz 2 durch die Vorlage eines elektronischen Nachweises eines anerkannten Zertifizierungssystems nachweisen.

§ 9

Berücksichtigung des Biomasseanteils bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen in den Fällen des § 2 Absatz 2a des Brennstoffemissionshandlungsgesetzes

(1) Abweichend von § 8 gelten bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen aus Brennstoffen nach Teil 5 der Anlage 2 zu dieser Verordnung für die Anwendbarkeit des Emissionsfaktors Null die Vorgaben zur Treibhausgasminderung nach § 6 Absatz 2 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung entsprechend.

(2) Der Verantwortliche muss der zuständigen Behörde alle erforderlichen Nachweise und Berechnungen zur Treibhausgasminderung nach Absatz 1 mit dem jährlichen Emissionsbericht vorlegen. Zur Nachweisführung muss der Verantwortliche die Nachweise und Berechnungen zur Treibhausgasminderung nach Satz 1 im Rahmen der jährlichen Emissionsberichterstattung von einer Prüfstelle, einem Umweltgutachter oder einer Umweltgutachterorganisation oder einer Zertifizierungsstelle überprüfen lassen.

(3) Als Vergleichswert für fossile Brennstoffe ist entsprechend der Verwendung des Brennstoffs der Wert nach Anhang V Teil C Nummer 19 oder Anhang VI Teil B Nummer 19 der Richtlinie (EU) 2018/2001 zu verwenden. Der Verantwortliche kann für Brennstoffe nach Teil 5 der Anlage 2 zu dieser Verordnung bei der Ermittlung des Biomasseanteils die in Teil 5 der Anlage 2 zu dieser Verordnung festgelegten Standardwerte des jeweiligen Brennstoffs verwenden. Im Falle der Bestimmung von Berechnungsfaktoren nach § 7 Absatz 4 ist die Höhe des Biomasseanteils des jeweiligen Brennstoffs auf der Grundlage eines von der zuständigen Behörde vorab genehmigten Verfahrens nachzuweisen.

(4) Für die in Abfallverbrennungsanlagen eingesetzten Brennstoffe nach Teil 5 der Anlage 2 zu dieser Verordnung ist weder ein Nachweis nach § 8 noch nach den Absätzen 1 bis 3 erforderlich, sofern die Anlage vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen worden ist. Abfallverbrennungsanlagen gelten für die Zwecke der Nachweisführung ab dem Zeitpunkt als in Betrieb genommen, ab dem erstmals Brennstoffe nach Teil 5 der Anlage 2 zu dieser Verordnung eingesetzt wurden. Für Abfallverbrennungsanlagen, die ab dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen worden sind, ist kein Nachweis erforderlich für Siedlungsabfälle nach Kapitel 20 der Abfallverzeichnis-Verordnung vom 10. Dezember 2001 (BGBl. I S. 3379), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 30. Juni 2020 (BGBl. I S. 1533) geändert worden ist.

§ 10

Berücksichtigung des Anteils flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Brennstoffe nicht-biogenen Ursprungs bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen

Bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen kann der Verantwortliche für den Anteil eines Brennstoffs, der aus flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Brennstoffen nicht-biogenen Ursprungs stammt, einen Emissionsfaktor von Null anwenden, sobald eine Rechtsverordnung auf Grund des § 37d Absatz 1 Satz 2, Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 Buchstabe a und c, Nummer 13 und 15 Buchstabe d und Absatz 3 in Verbindung mit Absatz 2 Satz 2 und 3 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes, der zuletzt durch Artikel 1 Nummer 7 des Gesetzes vom 20. November 2014 (BGBl. I S. 1740) geändert worden ist, weitere Bestimmungen über die Einhaltung der Anforderungen der Richtlinie (EU) 2018/2001 sowie das Nachweisverfahren festlegt. Der Emissionsfaktor von Null kann auf denjenigen Anteil nach Satz 1 angewendet werden, der gemäß den Bestimmungen der Rechtsverordnung nach Satz 1 auf die Erfüllung von Verpflichtungen nach § 37a Absatz 1 Satz 1 und 2 in Verbindung mit § 37a Absatz 4 des Bundes-

Immissionsschutzgesetzes in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274; 2021 I S. 123), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1362) geändert worden ist, in der jeweils geltenden Fassung angerechnet werden kann. Für die rechnerische Berücksichtigung des Anteils nach Satz 2 bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen gilt Teil 2 der Anlage 2 zu dieser Verordnung.

§ 11

Berücksichtigung dauerhaft eingebundener Brennstoffemissionen bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen

Bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen kann der Verantwortliche in den Fällen des § 2 Absatz 2a des Brennstoffemissionshandelsgesetzes für den Anteil dauerhaft eingebundener Brennstoffemissionen einen Emissionsfaktor von Null anwenden, sofern diese dauerhafte Einbindung bei einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage eine Ausnahme von der Berichtspflicht nach dem Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz begründen würde. Für die rechnerische Berücksichtigung des Anteils nach Satz 1 bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen gilt Teil 2 der Anlage 2 zu dieser Verordnung.

§ 12

Kontinuierliche Emissionsmessung

(1) Die zur Ermittlung der Brennstoffemissionen durch direkte kontinuierliche Messung der Kohlendioxid-Konzentration und des Abgasvolumenstroms im Abgaskanal oder Abgaskamin eingesetzten Messeinrichtungen müssen die Anforderungen des Artikel 42 Absatz 1 der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 erfüllen. Als maximal zulässige erweiterte Unsicherheit zur Prüfung der Variabilität und Gültigkeit der Kalibrierfunktionen sind die folgenden Prozentwerte heranzuziehen:

1. 10 Prozent bezogen auf den Messbereichsendwert für die Messung der Kohlendioxid-Konzentration
2. 7,84 Prozent bezogen auf den gültigen Kalibrierbereich für die Messung der Abgasgeschwindigkeit.

Liegt für die Messeinrichtung zur Bestimmung der Abgasgeschwindigkeit oder des Abgasvolumenstroms kein aktuelles Zertifikat über deren Produktkonformität vor, darf diese zur kontinuierlichen Ermittlung der Emissionen eingesetzt werden, sofern im Rahmen der erstmaligen und wiederkehrenden Kalibrierung die Eignung nachgewiesen wurde. Bei der Ausgestaltung der Messtrecken und Messtellen sind die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu berücksichtigen. Sofern Abweichungen von diesen Regeln vorliegen, ist gegenüber der zuständigen Behörde darzulegen, dass diese Abweichungen zu keiner systematisch falschen Emissionsdatenerfassung führen. Als Nachweis der Eignung der Messeinrichtungen und der Ausgestaltung der Messtrecken und Messplätze ist der aktuelle Bericht über die Durchführung der jährlichen Funktionsprüfung und Kalibrierung durch eine nach § 29b des Bundes-Immissionsschutzgesetzes bekanntgegebene Messstelle der zuständigen Behörde vorzulegen.

(2) Die Berechnung der Brennstoffemissionen darf nur mit Kurzzeitmittelwerten gleichen Bezugszustands ohne Sauerstoffbezugswertverrechnung vorgenommen werden. Ein Abzug der Messunsicherheit zur Validierung der Kurzzeitmittelwerte für die Kohlendioxid-Konzentration und des Abgasvolumenstroms ist nicht zulässig. Bei der Emissionsdatenauswertung sind alle Betriebszustände der Anlage zu berücksichtigen, in denen Kohlendioxidmengen freigesetzt werden. Der Mittelungszeitraum für Kurzzeitmittelwerte beträgt mindestens 30 Minuten. Kurzzeitmittelwerte sind gültig, wenn mindestens zwei Drittel des Mittelungszeitraumes mit gültigen Rohwerten belegt sind. Im Falle von Datenlücken bei der kontinuierlichen Bestimmung der Kohlendioxid-Konzentration und des Abgasvolumenstroms sind Ersatzwerte zur Schließung solcher Datenlücken in der Emissionsdatenauswertung vorzusehen. Zur Schließung von Datenlücken können als Methoden Massenbilanzmodelle,

Energiebilanzen oder konservative Ersatzwerte genutzt werden. Bei der Wahl der Methoden zur Schließung von Datenlücken ist sicherzustellen, dass die Verwendung von Ersatzwerten zu keiner Emissionsunterschätzung führt.

(3) Die Berechnung der Brennstoffemissionen für ein gesamtes Jahr kann mithilfe einer eignungsgeprüften Datenerfassungs- und Auswerteeinrichtung erfolgen. Die Prüfung der Emissionsdatenauswertung ist durch eine nach § 29b des Bundes-Immissionsschutzgesetzes bekanntgegebene Messstelle vorzunehmen und im Bericht über die Durchführung der jährlichen Funktionsprüfung und Kalibrierung zu dokumentieren.

(4) Für die Bestimmung des Biomasseanteils kann der Verantwortliche eine der folgenden Methoden anwenden:

1. Analysen und Probenahme gemäß Artikel 43 Absatz 4 Buchstabe a der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066,
2. eine andere Methode gemäß Artikel 43 Absatz 4 (b) der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 oder
3. eine gemäß § 9 zugelassene Methode zur Bestimmung eines gesamten Biomasseanteils auf Basis der mengengewichteten Biomasseanteile der einzelnen Abfallgruppen gemäß Teil 5 der Anlage 2 zu dieser Verordnung.

(5) Bei der Emissionsermittlung sind fossile Emissionen aus der Zünd- und Stützfeuerung sowie aus der Rauchgasreinigung von den gemessenen Kohlendioxid-Emissionen abzuziehen. Die Ermittlung der abzugsfähigen Kohlendioxid-Emissionen erfolgt rechnerisch unter Anwendung der Methoden nach § 6 für Brennstoffmengen und § 7 für Berechnungsfaktoren.

(6) Die Brennstoffmengen sind flankierend aufgeschlüsselt nach den Brennstoffen gemäß Teil 5 der Anlage 2 zu dieser Verordnung zu ermitteln und zu berichten.

§ 13

Berichterstattung

(1) Der nach § 7 Absatz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes zu übermittelnde Emissionsbericht umfasst die gemäß § 5 ermittelten Brennstoffemissionen für die in einem Kalenderjahr in Verkehr gebrachten Brennstoffe und enthält mindestens die in der Anlage 3 zu dieser Verordnung aufgeführten Angaben.

(2) Wird die Lieferung oder der Verbrauch von Erdgas nach Ablesezeiträumen abgerechnet oder ermittelt, die mehrere Kalenderjahre betreffen, hat der Verantwortliche bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen im Emissionsbericht die voraussichtlich für das zu berichtende Kalenderjahr in Verkehr gebrachte Erdgasmenge (vorläufige Erdgasmenge) zugrunde zu legen. Für die Bestimmung der vorläufigen Erdgasmenge sind die Vorgaben zur sachgerechten Aufteilung der Erdgasmenge nach § 39 Absatz 6 Satz 1 des Energiesteuergesetzes maßgeblich, wobei eine systematische Überschätzung der auf das zu berichtende Kalenderjahr entfallenden Erdgasmenge auszuschließen ist. Sofern Ablesezeiträume später enden als das jeweilige Kalenderjahr, hat der Verantwortliche die vorläufige Erdgasmenge nach Satz 1 für diese Ablesezeiträume im Emissionsbericht des Kalenderjahres zu berichtigen, in dem der Ablesezeitraum endet.

§ 14

Berichterstattungsgrenze

Der Verantwortliche ist nicht zur Berichterstattung nach § 7 Absatz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes verpflichtet, soweit im Laufe eines Kalenderjahres

Brennstoffmengen in Verkehr gebracht werden, die vor Anwendung der §§ 8, 9, 10, 11, 16 und 17 zu einer Emissionsmenge von weniger als 1 Tonne Kohlendioxid führen können.

§ 15

Verifizierung

- (1) Gegenstand der Verifizierung durch die Prüfstelle sind der Emissionsbericht nach § 7 Absatz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes und die Ermittlung der Brennstoffemissionen für das betreffende Kalenderjahr. Im Rahmen der Verifizierung prüft die Prüfstelle die angewendeten Überwachungsmethoden und Verfahren zur Beherrschung der Risiken, um Unsicherheiten so gering wie möglich zu halten, sowie insbesondere
1. die übermittelten Daten und Angaben zu den in Verkehr gebrachten Mengen von Brennstoffen sowie zugrundeliegenden Messungen und Berechnungen und deren Vollständigkeit und Übereinstimmung mit den Vorgaben des genehmigten Überwachungsplans oder, soweit keine Vorgaben eines genehmigten Überwachungsplans bestehen, mit den Vorgaben dieser Verordnung,
 2. die Auswahl und Anwendung der Berechnungsfaktoren sowie im Fall von Berechnungsfaktoren nach Teil 1 oder 2 der Anlage 4 zu dieser Verordnung die Prüfung der angewendeten individuellen Methode,
 3. die Berechnungen für die Bestimmung der Brennstoffemissionen,
 4. bei kontinuierlichen Messungen deren Übereinstimmung mit den Vorgaben nach § 12 und
 5. die mit hinreichender Sicherheit gewährleistete Freiheit des Emissionsberichts von wesentlichen Falschangaben.
- (2) Die Verifizierung der Angaben zu den Brennstoffemissionen setzt zuverlässige und glaubhafte Daten und Angaben voraus, die eine Bestimmung der Brennstoffemissionen mit einem hohen Zuverlässigkeitsgrad gestatten. Der Verantwortliche ist verpflichtet, der Prüfstelle Zugang zu allen Daten und Angaben zu gewähren, die Gegenstand der Verifizierung sind oder mit dem Emissionsbericht in Zusammenhang stehen, insbesondere zu
1. der neuesten Version des Überwachungsplans, falls dieser nach § 3 erforderlich ist,
 2. den im genehmigten Überwachungsplan genannten Verfahrensanweisungen und Dokumentationen zur Datenverwaltung und den Kontrollaktivitäten gemäß § 18,
 3. den jährlichen Emissionsberichten der Vorjahre nach § 7 Absatz 1 Brennstoffemissionshandelsgesetz,
 4. den Steueranmeldungen und Steuerbescheiden nach dem Energiesteuergesetz für die jeweiligen Brennstoffe für das jeweilige Kalenderjahr und
 5. den erforderlichen Nachweisen bei Inanspruchnahme von Abzügen gemäß den §§ 8 bis 11, § 16 und § 17
- (3) Die Prüfstelle führt zur Prüfung der Zuverlässigkeit der übermittelten Daten und Angaben Stichproben durch. Für die Verifizierung ist eine Begehung an den Betriebsstandorten durchzuführen. Sofern Brennstoffemissionen eines Kalenderjahres ausschließlich auf Basis eines vereinfachten Überwachungsplans nach § 3 Absatz 4 ermittelt werden, ist eine Begehung an den Betriebsstandorten des Verantwortlichen nicht erforderlich.
- (4) Die Prüfstelle stellt anhand der im Verlauf der Prüfung gesammelten Informationen zu jedem geprüften Emissionsbericht einen Prüfbericht aus. In diesem Bericht sind alle für die durchgeführten Arbeiten relevanten Aspekte aufzuführen. Der Emissionsbericht darf nur dann für zufriedenstellend befunden werden, wenn die Prüfstelle feststellen kann, dass die nach Maßgabe der vorstehenden Absätze geprüften Angaben und Daten mit hinreichender Sicherheit frei von wesentlichen Falschangaben sind. Die für das Prüfurteil maßgebliche

Wesentlichkeitsschwelle beträgt fünf Prozent. Der Bericht der Prüfstelle ist Bestandteil des Emissionsberichts des Verantwortlichen.

- (5) Für die Emissionsberichte von Verantwortlichen, die
1. Brennstoffemissionen eines Kalenderjahres ausschließlich auf Basis eines vereinfachten Überwachungsplans nach § 3 Absatz 4 der Verordnung ermitteln und
 2. keine Abzüge gemäß § 16 in Anspruch nehmen,

entfällt die Verpflichtung zur Verifizierung der Angaben im Emissionsbericht nach § 7 Absatz 3 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes. Satz 1 gilt für das Berichtsjahr 2023 entsprechend, soweit der Verantwortliche die Brennstoffemissionen für die von ihm in einem Kalenderjahr in Verkehr gebrachten Brennstoffe ausschließlich auf Basis von Brennstoffmengen nach § 6 Absatz 1 und auf Basis von Standardwerten für Berechnungsfaktoren nach § 7 Absatz 1 und 2 ermittelt.

(6) Soweit Verantwortliche die Brennstoffemissionen im Falle des § 2 Absatz 2a des Brennstoffemissionshandelsgesetzes auf Basis der Standardwerte in Teil 5 der Anlage 2 zu dieser Verordnung rechnerisch ermitteln, entfällt die Verpflichtung zur Verifizierung von Angaben zu den Einsatzmengen der dort genannten Brennstoffe, sofern ein Umweltgutachter oder eine Umweltgutachterorganisation diese Angaben bereits im Verfahren zur Ausstellung von Herkunftsnachweisen nach der Herkunfts- und Regionalnachweis-Durchführungsverordnung vom 8. November 2018 (BGBl. I S. 1853), die zuletzt durch Artikel 15 des Gesetzes vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237) geändert worden ist, bestätigt hat.

§ 16

Vermeidung von Doppelerfassungen nach § 7 Absatz 4 Nummer 5 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes

- (1) Der Verantwortliche kann eine entsprechende Menge an Brennstoffemissionen von den nach § 7 Absatz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes in einem Kalenderjahr zu berichtenden Brennstoffemissionen für Mengen von Brennstoffen abziehen, die durch den Verantwortlichen ab dem 1. Januar 2023 und im Falle von Brennstoffen nach Anlage 2 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes nach dem 1. Januar 2021
1. entweder aus einem Steuerlager nach § 5 Absatz 2 des Energiesteuergesetzes entfernt wurden, ohne dass sich ein weiteres Steueraussetzungsverfahren anschloss, oder zum Ge- oder Verbrauch innerhalb des Steuerlagers entnommen wurden und nachweislich nach § 8 Absatz 7 des Energiesteuergesetzes in dem für den Emissionsbericht maßgeblichen Kalenderjahr entlastet wurden,
 2. gemäß § 19b Absatz 1 des Energiesteuergesetzes in Verkehr gebracht wurden und nachweislich nach § 19b Absatz 3 des Energiesteuergesetzes in dem für den Emissionsbericht maßgeblichen Kalenderjahr entlastet wurden,
 3. aus dem Steuergebiet des Energiesteuergesetzes nach § 15c oder § 18 des Energiesteuergesetzes verbracht wurden und nachweislich nach § 46 Absatz 1 Nummer 1 des Energiesteuergesetzes für dasselbe Kalenderjahr entlastet wurden,
 4. aus dem Steuergebiet des Energiesteuergesetzes zu gewerblichen Zwecken verbracht oder ausgeführt wurden und nachweislich nach § 46 Absatz 1 Nummer 2 des Energiesteuergesetzes für dasselbe Kalenderjahr entlastet wurden
 5. aus dem Steuergebiet des Energiesteuergesetzes zu gewerblichen Zwecken verbracht oder ausgeführt wurden und nachweislich nach § 46 Absatz 1 Nummer 3 des Energiesteuergesetzes für dasselbe Kalenderjahr entlastet wurden,
 6. gemäß § 18a Absatz 1 des Energiesteuergesetzes in Verkehr gebracht wurden und

nachweislich nach § 46 Absatz 2a des Energiesteuergesetzes in dem für den Emissionsbericht maßgeblichen Kalenderjahr entlastet wurden,

7. in ein Steuerlager nach § 5 Absatz 2 des Energiesteuergesetzes aufgenommen worden sind und nachweislich nach § 47 Absatz 1 Nummer 1 des Energiesteuergesetzes für dasselbe Kalenderjahr entlastet wurden,
8. bei der Lagerung oder Verladung von Energieerzeugnissen, beim Betanken von Kraftfahrzeugen oder bei der Entgasung von Transportmitteln aus nachweislich versteuerten, nicht gebrauchten Energieerzeugnissen und anderen Stoffen, aufgefangenen wurden und nachweislich nach § 47 Absatz 1 Nummer 2 des Energiesteuergesetzes für dasselbe Kalenderjahr entlastet wurden,
9. in einen Kohlebetrieb aufgenommen wurden oder unter den Voraussetzungen des § 37 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 und 2 sowie Satz 2 zu den dort genannten Zwecken verwendet und nach § 47 Absatz 1 Nummer 5 des Energiesteuergesetzes für dasselbe Kalenderjahr entlastet wurden
10. in ein Leitungsnetz für unversteuertes Erdgas eingespeist worden sind und nachweislich nach § 47 Absatz 1 Nummer 6 des Energiesteuergesetzes für dasselbe Kalenderjahr entlastet wurden,
11. an ausländische Streitkräfte oder Hauptquartiere (NATO) geliefert wurden und nachweislich nach § 58 Absatz 1 des Energiesteuergesetzes für dasselbe Kalenderjahr entlastet wurden, oder
12. an ausländische Streitkräfte eines anderen Mitgliedstaates der Europäischen Union geliefert wurden und nachweislich nach § 58a Absatz 1 des Energiesteuergesetzes für dasselbe Kalenderjahr entlastet wurden.

(2) Die Berechnung der nach Absatz 1 abzugsfähigen Brennstoffemissionen erfolgt nach Teil 3 Nummer 1 der Anlage 2 zu dieser Verordnung.

(3) Für den Abzug von Brennstoffemissionen übermittelt der Verantwortliche der zuständigen Behörde mit dem Emissionsbericht entsprechende Energiesteueranmeldungen, Entlastungsanträge und, soweit vorliegend, Bescheide des Hauptzollamtes als Nachweise.

(4) Der Verantwortliche kann eine entsprechende Menge an Brennstoffemissionen von den nach § 7 Absatz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes in einem Kalenderjahr zu berichtenden Brennstoffemissionen für Mengen von Erdgas abziehen, die für die in § 25 des Energiesteuergesetzes genannten Zwecke verwendet worden sind und nachweislich nach § 47 Absatz 1 Nummer 3 des Energiesteuergesetzes für dasselbe Kalenderjahr entlastet worden sind. Absatz 2 gilt entsprechend. Die Entlastung gemäß Satz 1 darf durch den entlastenden Dritten nicht selbst im Rahmen der Berichterstattung geltend gemacht oder einem anderen Verantwortlichen zur Geltendmachung zur Verfügung gestellt worden sein. Der Abzug nach Satz 1 ist ausgeschlossen für Mengen von leitungsgebundenem Erdgas, die in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage verwendet worden sind und für die ein Abzug nach § 7 Absatz 5 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes geltend gemacht wird.

(5) Der Verantwortliche kann eine entsprechende Menge an Brennstoffemissionen von den nach § 7 Absatz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes in einem Kalenderjahr zu berichtenden Brennstoffemissionen für Mengen von Brennstoffen abziehen, die durch den Verantwortlichen nach dem 1. Januar 2023 gemäß § 38 Absatz 1 in Verbindung mit Absatz 5 des Energiesteuergesetzes in Verkehr gebracht wurden und durch den Verantwortlichen oder einen Dritten nachweislich nach § 38 Absatz 5 Satz 3 des Energiesteuergesetzes für dasselbe Kalenderjahr entlastet wurden. Im Falle der Entlastung durch einen Dritten hat der Verantwortliche gegenüber der zuständigen Behörde nachzuweisen, dass eine direkte Lieferbeziehung über die entsprechende Menge im Kalenderjahr bestand, und eine Eigenerklärung des Dritten vorzulegen, in der dieser erklärt, dass die entsprechende Entlastung durch

den Dritten nicht selbst im Rahmen der Berichterstattung geltend gemacht oder einem anderen Verantwortlichen zur Geltendmachung zur Verfügung gestellt wurde.

§ 17

Vermeidung von Doppelbelastungen nach § 7 Absatz 5 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes

(1) Der Verantwortliche kann eine Menge an Brennstoffemissionen von den nach § 7 Absatz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes zu berichtenden Brennstoffemissionen abziehen, die der Brennstoffmenge entspricht, die der Verantwortliche im jeweiligen Kalenderjahr

1. an ein Unternehmen zum Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage geliefert oder
2. direkt in seiner dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage verwendet

hat. Soweit die in Satz 1 Nummer 1 zum Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage gelieferte Brennstoffmenge in dem jeweiligen Kalenderjahr die in der Anlage tatsächlich eingesetzte Brennstoffmenge überschreitet, muss die Differenzmenge spätestens im Folgejahr in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage eingesetzt und dieser Einsatz gegenüber der zuständigen Behörde anhand der Emissionsberichte des belieferten Unternehmens nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes nachvollziehbar nachgewiesen werden. Die Berechnung der nach Satz 1 abzugsfähigen Brennstoffemissionen bestimmt sich nach den in der Teil 3 Nummer 2 der Anlage 2 zu dieser Verordnung enthaltenen Vorgaben.

(2) Voraussetzung für den Abzug nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 sind gleichlautende Erklärungen des Verantwortlichen und des belieferten Unternehmens gegenüber der zuständigen Behörde, dass die nach § 10 Absatz 2 Satz 2 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes für die Einführungsphase des Brennstoffemissionshandelssystems geltenden Festpreise für Emissionszertifikate nicht Bestandteil des vereinbarten Brennstofflieferpreises für die dem Abzug zugrundeliegende Brennstoffliefermenge waren. Zur Nachweisführung über die gelieferten und tatsächlich in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage eingesetzten Brennstoffmengen übermittelt der Verantwortliche ferner eine Bestätigung, welche die in der Anlage 5 zu dieser Verordnung näher aufgeführten Erklärungen, Daten und Angaben des belieferten Unternehmens enthält. Die Bestätigung nach Satz 2 enthält jeweils einen Nachweis über den Einsatz von Differenzmengen nach Absatz 1 Satz 2. Voraussetzung für den Abzug nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 ist eine Eigenerklärung des Verantwortlichen gegenüber der zuständigen Behörde über die direkt in seiner dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage selbst eingesetzten Brennstoffmengen; Satz 2 gilt entsprechend.

(3) Kann der Nachweis über den Einsatz der Differenzmengen im Folgejahr nach Absatz 2 Satz 3 nicht oder nicht vollständig erbracht werden, verringert sich die Abzugsmenge nach Absatz 1 für das Kalenderjahr, in dem der Einsatznachweis zu erbringen war, entsprechend. Stellt die zuständige Behörde zu einem späteren Zeitpunkt fest, dass nach Absatz 1 in einem Kalenderjahr in Abzug gebrachte Brennstoffmengen entgegen der Bestätigung nach Absatz 2 Satz 2 von dem belieferten Unternehmen nicht spätestens im Folgejahr in Anlagen, die dem EU-Emissionshandel unterliegen, verwendet wurden, sind diese Brennstoffmengen auf die Abzugsmenge für das Kalenderjahr anzurechnen, in dem die zweckwidrige Verwendung bestandskräftig festgestellt wird.

(4) Eine nachträgliche Korrektur des Emissionsberichts nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage lässt den Emissionsbericht des Verantwortlichen nach § 7 Absatz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes für das das von der Korrektur betroffene Kalenderjahr unberührt. Korrekturmengen, die sich aus einer Berichtigung eines Emissionsberichts nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes ergeben, sind auf die Abzugsmenge nach Absatz 1 für das Kalenderjahr anzurechnen, in dem die Korrektur des Emissionsberichts nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes bestandskräftig festgestellt wird.

- (5) Absatz 1 gilt nicht für nach dem Energiesteuergesetz steuerfreie Brennstoffmengen, die an ein Unternehmen zur Verwendung in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage geliefert wurden.

A b s c h n i t t 4

D a t e n v e r w a l t u n g u n d - k o n t r o l l e

§ 18

Datenverwaltung und Kontrollsystem

- (1) Der Verantwortliche ist verpflichtet, schriftliche Verfahren für die Datenverwaltung zur Überwachung von und zur Berichterstattung über Brennstoffemissionen zu erstellen, zu dokumentieren, zu implementieren und zu unterhalten, die mindestens die in Anlage 6 Teil 1 genannten Elemente enthalten. Die Datenverwaltung im Zusammenhang mit der Überwachung von und mit der Berichterstattung über Brennstoffemissionen umfasst auch Aktivitäten im Zusammenhang mit der Vermeidung einer Doppelerfassung gemäß § 16, der Vermeidung der Doppelbelastung gemäß § 17 sowie der Benennung der nicht zugelassenen Einlagerer und der Brennstoffe nach Art und zugehöriger Menge gemäß § 5 Absatz 5 Satz 3.
- (2) Der Verantwortliche ist verpflichtet, schriftliche Verfahren im Zusammenhang mit Kontrollaktivitäten zu erstellen, zu dokumentieren, zu implementieren und zu unterhalten, die mindestens die in Anlage 6 Teil 2 genannten Elemente enthalten. Der Verantwortliche überwacht die Effizienz des Kontrollsystems, auch durch interne Überprüfungen und unter Berücksichtigung der Feststellungen der Prüfstelle im Rahmen der durchgeführten Prüfung der jährlichen Emissionsberichte.

§ 19

Aufbewahrung von Unterlagen und Daten

- (1) Verantwortliche müssen alle Unterlagen und Daten, auf deren Basis ein Emissionsbericht nach § 7 Absatz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes erstellt wurde, für einen Zeitraum von zehn Jahren aufbewahren. Die Aufbewahrungsfrist beginnt mit der Vorlage des Emissionsberichts bei der zuständigen Behörde.
- (2) Die zuständige Behörde bewahrt die Unterlagen und Daten des Verantwortlichen, die sie im Zusammenhang mit der Emissionsberichterstattung vom Verantwortlichen erhält, für einen Zeitraum von zehn Jahren auf. Die Aufbewahrungsfrist beginnt mit der Vorlage der Unterlagen und Daten bei der zuständigen Behörde.
- (3) Sollte ein Rechtsbehelfsverfahren gegen eine Entscheidung der zuständigen Behörde im Zusammenhang mit der Emissionsberichterstattung anhängig sein, verlängern sich die Aufbewahrungsfristen bis zu dessen rechtskräftigen Abschluss.

A b s c h n i t t 5

S c h l u s s b e s t i m m u n g e n

§ 20

Inkrafttreten

Diese Verordnung tritt am Tag nach der Verkündung in Kraft.

Anlage 1 (zu § 3)

Mindestinhalt eines Überwachungsplans und eines vereinfachten Überwachungsplans

Teil 1 Mindestinhalt eines Überwachungsplans

Der Überwachungsplan muss mindestens die folgenden Angaben und Nachweise enthalten:

1. Allgemeine Angaben:
 - a) Name, Anschrift, Geschäftssitz und ggf. abweichender Ort der Geschäftsleitung sowie Rechtsform,
 - b) Kontaktdaten einer Ansprechperson,
 - c) Version des Überwachungsplans und Datum, ab wann diese Version des Überwachungsplans gilt, und
 - d) Bezeichnung, nachverfolgbare Referenz, Zuständigkeit und Ort der Aufbewahrung der Verfahren für die Datenverwaltung und die Kontrollaktivitäten gemäß § 18.
2. Angaben im Fall von nach § 2 Absatz 2 Satz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes in Verkehr gebrachten Brennstoffen:
 - a) zuständiges Hauptzollamt,
 - b) Unternehmensnummer beim zuständigen Hauptzollamt,
 - c) Angabe, ob eine energiesteuerrechtliche Erlaubnis nach den §§ 6 Absatz 3, 7 Absatz 2, 15a Absatz 2 oder 18 Absatz 3 des Energiesteuergesetzes vorliegt,
 - d) Angaben zu Brennstoffen:
 - aa) Bezeichnung des Brennstoffs nach Teil 4 der Anlage 2 zu dieser Verordnung oder die Beschreibung des spezifischen Stoffs,
 - bb) Bestätigung der Methode zur Bestimmung der Brennstoffmenge nach § 6 Absatz 1,
 - cc) Bestätigung der Methode zur Bestimmung der Berechnungsfaktoren nach § 7 Absatz 1 und 2 oder Beschreibung der gemäß § 7 Absatz 3 in Verbindung mit Teil 1 der Anlage 4 zu dieser Verordnung gewählten individuellen Methode und Begründung von deren Eignung mit dem Überwachungsplan,
 - dd) Beschreibung der Abgrenzung von Brennstoffmengen, die nach § 23 des Energiesteuergesetzes in Verkehr gebracht werden, soweit diese in der Steueranmeldung aggregiert mit dem Brennstoff erfasst werden.
3. Angaben im Fall von nach § 2 Absatz 2 Satz 2 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes in Verkehr gebrachten Brennstoffen:
 - a) zuständiges Hauptzollamt,
 - b) Unternehmensnummer beim zuständigen Hauptzollamt,

- c) Nachweise zu energiesteuerrechtlichen Erlaubnissen des Erlaubnisinhabers,
 - d) Angaben zu Brennstoffen:
 - aa) Bezeichnung des Brennstoffs nach Teil 4 der Anlage 2 zu dieser Verordnung,
 - bb) Bestätigung der Methode zur Bestimmung der Brennstoffmenge nach § 6 Absatz 2,
 - cc) Kennzeichnung und Beschreibung der Methode zur Bestimmung der Berechnungsfaktoren nach § 7 Absatz 1, 2 oder 3; sofern eine in § 7 Absatz 3 in Verbindung mit Teil 1 der Anlage 4 zu dieser Verordnung beschriebene Methode zur Anwendung kommt, ist die gewählte Methode zu beschreiben und deren Eignung für den jeweiligen Brennstoff mit dem Überwachungsplan zu begründen.
4. Angaben im Fall von nach § 2 Absatz 2a des Brennstoffemissionshandelsgesetzes in Verkehr gebrachten Brennstoffen:
- a) Zuständiges Hauptzollamt, soweit vorhanden,
 - b) Unternehmensnummer beim zuständigen Hauptzollamt, soweit vorhanden,
 - c) Angaben zum Betreiber der Anlage und zur Anlage:
 - aa) Name des Betreibers,
 - bb) Name der Anlage,
 - cc) Benennung der Nummer des Anhangs 1 zur Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen, nach der die Anlage zur Beseitigung oder Verwertung genehmigt ist,
 - dd) Beschreibung der zu überwachenden Anlage und einfaches Diagramm der Emissionsquellen, der Stoffströme, der Probenahmestellen und der Messgeräte.
 - d) Angaben zu Brennstoffen im Falle der rechnerischen Ermittlung nach § 5 Absatz 2:
 - aa) Bezeichnung des Brennstoffes nach Teil 5 der Anlage 2 zu dieser Verordnung,
 - bb) Kennzeichnung und Beschreibung der Methode zur Bestimmung der Brennstoffmenge nach § 6 Absatz 1 oder 3; sofern eine in § 6 Absatz 3 Satz 3 Nummer 2 beschriebene Methode zur Anwendung kommt, ist der Nachweis der Eignung mit dem Überwachungsplan zu erbringen,
 - cc) Kennzeichnung und Beschreibung der Methode zur Bestimmung der Berechnungsfaktoren nach § 7 Absatz 4. Kommt eine in § 7 Absatz 5 in Verbindung mit Teil 2 der Anlage 4 zu dieser Verordnung beschriebene Methode zur Anwendung, ist die gewählte Methode zu beschreiben und dessen Eignung für den jeweiligen Brennstoff mit dem Überwachungsplan zu begründen,
 - dd) Beschreibung der Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen gemäß § 9, sofern der Biomasseanteil bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen berücksichtigt werden soll.
 - e) Angaben zur kontinuierlichen Emissionsmessung nach § 5 Absatz 3, sofern sie

angewandt wird:

- aa) Nachweis der Eignung der Messeinrichtungen entsprechend § 12 Absatz 1; im Jahr 2023 erbrachte Nachweise gelten für das gesamte Jahr 2023,
 - bb) Beschreibung der Methode für die Bestimmung von Kohlendioxid aus Biomasse und für dessen Abzug von den gemessenen Kohlendioxid -Emissionen nach § 12 Absatz 4.
- f) Flankierende Angaben zu Brennstoffen, sofern die kontinuierliche Emissionsmessung nach § 5 Absatz 3 angewandt wird:
- aa) Bezeichnung der Brennstoffe nach Teil 5 der Anlage 2 zu dieser Verordnung,
 - bb) Kennzeichnung und Beschreibung der Methode zur Bestimmung der Brennstoffmenge nach § 6 Absatz 1 oder 3,
 - cc) Kennzeichnung und Beschreibung der Methode zur Bestimmung der Berechnungsfaktoren nach § 7 Absatz 4; bei Bestimmung der Biomasse nach § 12 Absatz 3 ist zusätzlich die Eignung der Methode mit dem Überwachungsplan zu begründen.

Teil 2 Mindestinhalt eines vereinfachten Überwachungsplans

Der vereinfachte Überwachungsplan gemäß § 3 Absatz 4 muss mindestens die in Teil 1 Nummer 1 und Nummer 2 beschriebenen Angaben und Nachweise enthalten.

Anlage 2 (zu §§ 5 bis 12, § 16 und § 17)

Ermittlung der Brennstoffemissionen

Teil 1 Ermittlung der berichtspflichtigen Brennstoffemissionen

Die Gesamtmenge der berichtspflichtigen Brennstoffemissionen berechnet sich nach der folgenden Formel:

$$E_{\text{Brennstoff_BEHG}} = \sum_{k=1}^{\text{Anzahl Brennstoffe}} E_{\text{Brennstoff_inVerkehr},k} - \sum_{k=1}^{\text{Anzahl Brennstoffe}} E_{\text{Brennstoff_Doppelerfassung},k} - \sum_{k=1}^{\text{Anzahl Brennstoffe}} E_{\text{Brennstoff_Doppelbelastung},k} \quad \text{II}$$

Erläuterung der Abkürzungen:

$E_{\text{Brennstoff_BEHG}}$	die Gesamtmenge der Brennstoffemissionen nach Abzug der nach §§ 16 und 17 abzugsfähigen Brennstoffemissionen;
$E_{\text{Brennstoff_inVerkehr } k}$	die Menge der auf einen in Verkehr gebrachten Brennstoff (k) entfallenden Brennstoffemissionen;
$E_{\text{Brennstoff_Doppelerfassung } k}$	die nach § 16 abzugsfähige Menge Brennstoffemissionen eines in Verkehr gebrachten Brennstoffs (k);
$E_{\text{Brennstoff_Doppelbelastung } k}$	die nach § 17 abzugsfähige Menge Brennstoffemissionen eines in Verkehr gebrachten Brennstoffs (k).

Das Ergebnis der Berechnung wird auf ganze Tonnen Kohlendioxid abgerundet.

Teil 2 Methode zur Berechnung der Emissionen aus einem in Verkehr gebrachten Brennstoff

Die Menge der auf einen in Verkehr gebrachten Brennstoff entfallenden Brennstoffemissionen berechnet sich nach der folgenden Formel:

$$E_{\text{Brennstoff in Verkehr}} = \text{Menge} * \text{Umrechnungsfaktor} * H_i * EF * (1 - \text{nach § 8, § 9, § 10 oder § 11 abzugsfähiger Anteil})$$

Als Menge gilt hierbei die nach § 6 ermittelte Brennstoffmenge.

Teil 3 Berechnung von abzugsfähigen Brennstoffemissionen

1. Die nach § 16 abzugsfähige Menge Brennstoffemissionen eines in Verkehr gebrachten Brennstoffs berechnet sich nach der folgenden Formel:

$$E_{\text{Brennstoff_Doppelerfassung}} = \text{Menge}_{\text{Brennstoff_erneut_inVerkehr}} * \text{Umrechnungsfaktor} * H_i * EF$$

Erläuterung der Abkürzung:

$Menge_{Brennstoff_erneut_in_Verkehr}$ die nach § 6 und § 16 ermittelte Brennstoffmenge.

2. Die nach § 17 abzugsfähige Menge Brennstoffemissionen eines in Verkehr gebrachten Brennstoffs berechnet sich nach der folgenden Formel:

$$E_{Brennstoff_Doppelbelastung} = \sum_{i=1}^{\text{Anzahl beliefter EU-ETS Anlagen}} [Menge_{Brennstoff_EU-ETS_i} * (1 - Biomasseanteil_{EU-ETS_i})] * Umrechnungsfaktor * H_i * EF$$

Erläuterung der Abkürzungen:

$Menge_{Brennstoff_EU-ETS_i}$ die im Kalenderjahr zum Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage (i) gelieferte Brennstoffmenge;

$Biomasseanteil_{EU-ETS_i}$ der in der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage (i) anerkannte Biomasseanteil.

Teil 4 Standardwerte zur Berechnung von Brennstoffemissionen

Nummer	Brennstoff	Nomenklatur	Umrechnungsfaktor	Heizwert	Heizwertbezogener Emissionsfaktor
1	Benzin	2710 12 außer 2710 12 31 und 2710 12 70 3811 11 10 3811 11 90 3811 19 00 3811 90 00 2707 10 2707 20 2707 30 2707 50	Dichte: 0,755 t/1000 l	43,5 GJ/t	0,0729 t CO ₂ /GJ
2	Flugbenzin	2710 12 31	Dichte: 0,72 t/1000 l	43,9 GJ/t	0,0712 t CO ₂ /GJ
3	Gasöl				
	3a	Gasöl als Kraftstoff (Diesel) 2710 19 29 bis 2710 19 48 2710 20 11 bis 2710 20 19	Dichte: 0,845 t/1000 l	42,8 GJ/t	0,074 t CO ₂ /GJ
	3b	Gasöl zu Heizzwecken (Heizöl EL) 2710 19 43 bis 2710 19 48 2710 20 11 bis 2710 20 19	Dichte: 0,845 t/1000 l	42,8 GJ/t	0,074 t CO ₂ /GJ
4	Heizöl				
	4a	Heizöl als Kraftstoff (Heizöl S) 2710 19 62 bis 2710 19 68	1 t/t	39,5 GJ/t	0,0797 t CO ₂ /GJ
	4b	Heizöl zu Heizzwecken (Heizöl S) 2709 2710 19 51 bis 2710 19 68 2710 20 31 bis 2710 20 39 2710 20 90	1 t/t	39,5 GJ/t	0,0797 t CO ₂ /GJ
5	Flüssiggas				
	5a	Flüssiggas als Kraftstoff 2711 12 2711 13 2711 14 2711 19	1 t/t	46,0 GJ/t	0,0655 tCO ₂ /GJ
	5b	Flüssiggas zu Heizzwecken 2711 12 2711 13 2711 14 2711 19	1 t/t	46,0 GJ/t	0,0655 tCO ₂ /GJ
6	Kerosin	2710 12 70 2710 19 21	Dichte: 0,8 t/1000 l	42,8 GJ/t	0,0733 t CO ₂ /GJ
7	Mittelschwere Öle	2710 19 11 2710 19 15 2710 19 25 2710 19 29	Dichte: 0,8 t/1000 l	43,8 GJ/t	0,074 t CO ₂ /GJ
8	Erdgas	2711 11 2711 21	3,2508 GJ/MWh	1 GJ/GJ	0,0558 t CO ₂ /GJ

Nummer	Brennstoff	Umrechnungsfaktor	Heizwert	Heizwertbezogener Emissionsfaktor
9	Kohlen KN-Code 2701, 2702 und 2704			

Nummer	Brennstoff	Umrechnungsfaktor	Heizwert	Heizwertbezogener Emissionsfaktor
9.1	Steinkohle – Feinkohlen			
	a Anthrazit/ Mager/ Esskohle	1 t/t	29,5 GJ/t	0,0936 t CO ₂ /GJ
	b Fettkohle (auch Koks- und Einblaskohlen)	1 t/t	29,0 GJ/t	0,0936 t CO ₂ /GJ
	c Gaskohle	1 t/t	28,0 GJ/t	0,0936 t CO ₂ /GJ
	d Gasflammkohle	1 t/t	28,0 GJ/t	0,0936 t CO ₂ /GJ
9.2	Steinkohle – Grob-/Nusskohlen			
	a Anthrazit/ Mager/ Esskohle	1 t/t	32,5 GJ/t	0,0976 t CO ₂ /GJ
	b Fettkohle	1 t/t	32,0 GJ/t	0,0936 t CO ₂ /GJ
	c Gaskohle	1 t/t	31,0 GJ/t	0,0936 t CO ₂ /GJ
	d Gasflammkohle	1 t/t	30,5 GJ/t	0,0936 t CO ₂ /GJ
9.3	Steinkohle – Koks	1 t/t		
	a Gießereikoks	1 t/t	29,5 GJ/t	0,1078 t CO ₂ /GJ
	b Hochofenkoks	1 t/t	29,0 GJ/t	0,1078 t CO ₂ /GJ
	c Kleinkoks	1 t/t	27,0 GJ/t	0,1078 t CO ₂ /GJ
	d Koksgrus	1 t/t	25,0 GJ/t	0,1078 t CO ₂ /GJ
	e Steinkohlenbriketts	1 t/t	32,0 GJ/t	0,0959 t CO ₂ /GJ
9.4	Braunkohle			
	a Braunkohlenbriketts Union	1 t/t	19,8 GJ/t	0,0992 t CO ₂ /GJ
	b Braunkohlenbriketts Rekord	1 t/t	19,0 GJ/t	0,0992 t CO ₂ /GJ
	c Braunkohlenstaub: Rheinland	1 t/t	22,2 GJ/t	0,0975 t CO ₂ /GJ
	d Braunkohlenstaub: Vattenfall Europe	1 t/t	21,0 GJ/t	0,0975 t CO ₂ /GJ
	e Braunkohlenstaub: MIBRAG	1 t/t	22,7 GJ/t	0,0975 t CO ₂ /GJ
	f Braunkohlenstaub: ROMONTA	1 t/t	22,0 GJ/t	0,0975 t CO ₂ /GJ
	g Wirbelschichtkohle: Rheinland	1 t/t	21,2 GJ/t	0,0975 t CO ₂ /GJ
	h Wirbelschichtkohle: Lausitz	1 t/t	19,0 GJ/t	0,0975 t CO ₂ /GJ
	i Braunkohlenkoks	1 t/t	29,9 GJ/t	0,1096 t CO ₂ /GJ
	j Rohbraunkohle Lausitz	1 t/t	8,8 GJ/t	0,113 t CO ₂ /GJ
	k Rohbraunkohle Mitteldeutschland	1 t/t	10,5 GJ/t	0,104 t CO ₂ /GJ
	l Rohbraunkohle Rheinland	1 t/t	8,9 GJ/t	0,114 t CO ₂ /GJ
9.5	Kohlenkleinhandel: Abgabe von Kohle durch lokale Kohlelieferer			
	a Braunkohlenbriketts	1 t/t	19,4 GJ/t	0,0992 t CO ₂ /GJ
	b Steinkohlenbriketts	1 t/t	32,0 GJ/t	0,0959 t CO ₂ /GJ
	c Kleinkoks, Hausbrandkoks (Koks II und III)	1 t/t	27,0 GJ/t	0,1078 t CO ₂ /GJ
	d Anthrazit und Magerkohle	1 t/t	32,5 GJ/t	0,0976 t CO ₂ /GJ

Nummer	Brennstoff	Umrechnungsfaktor	Heizwert	Heizwertbezogener Emissionsfaktor
10	Biokomponenten			
10.1	Biopropan	Dichte: 0,64 t/1000 l	46,0 GJ/t	0,0663 t CO ₂ /GJ
10.2	Pflanzenöl (auch Tierfette, UCO)	Dichte: 0,92 t/1000 l	37,0 GJ/t	0,074 t CO ₂ /GJ
10.3	Biodiesel — Fettsäuremethylester (auf Grundlage von Öl aus Biomasse produzierter Methylester)	Dichte: 0,89 t/1000 l	37,0 GJ/t	0,074 t CO ₂ /GJ
10.4	Biodiesel — Fettsäureethylester (auf Grundlage von Öl aus Biomasse produzierter Ethylester)	Dichte: 0,89 t/1000 l	38,0 GJ/t	0,074 t CO ₂ /GJ
10.5	Hydriertes (thermochemisch mit Wasserstoff behandeltes) Öl aus Biomasse zur Verwendung als	Dichte: 0,77 t/1000 l	44,0 GJ/t	0,074 t CO ₂ /GJ
	a Dieselkraftstoffersatz	Dichte: 0,77 t/1000 l	44,0 GJ/t	0,074 t CO ₂ /GJ

Nummer	Brennstoff	Umrechnungsfaktor	Heizwert	Heizwertbezogener Emissionsfaktor
	b Ottokraftstoffersatz	Dichte: 0,67 t/1000 l	45,0 GJ/t	0,0729 t CO ₂ /GJ
	c Flugturbinenkraftstoffersatz	Dichte: 0,77 t/1000 l	44,0 GJ/t	0,0734 t CO ₂ /GJ
	d Flüssiggasersatz	Dichte: 0,52 t/1000 l	46,0 GJ/t	0,0663 t CO ₂ /GJ
10.6	(In einer Raffinerie mit fossilen Brennstoffen) gemeinsam verarbeitetes Öl aus Biomasse oder pyrolysiertes Biomasse zur Verwendung als			
	a Dieselmotorkraftstoffersatz	Dichte: 0,84 t/1000 l	43,0 GJ/t	0,074 t CO ₂ /GJ
	b Ottokraftstoffersatz	Dichte: 0,73 t/1000 l	44,0 GJ/t	0,0729 t CO ₂ /GJ
	c Flugturbinenkraftstoffersatz	Dichte: 0,77 t/1000 l	43,0 GJ/t	0,0734 t CO ₂ /GJ
	d Flüssiggasersatz	Dichte: 0,50 t/1000 l	46,0 GJ/t	0,0663 t CO ₂ /GJ
10.7	Methanol aus erneuerbaren Quellen	Dichte: 0,80 t/1000 l	20,0 GJ/t	0,0729 t CO ₂ /GJ
10.8	Ethanol aus erneuerbaren Quellen	Dichte: 0,78 t/1000 l	27,0 GJ/t	0,0729 t CO ₂ /GJ
10.9	Propanol aus erneuerbaren Quellen	Dichte: 0,81 t/1000 l	31,0 GJ/t	0,0729 t CO ₂ /GJ
10.10	Butanol aus erneuerbaren Quellen	Dichte: 0,82 t/1000 l	33,0 GJ/t	0,0729 t CO ₂ /GJ
10.11	Fischer-Tropsch-Diesel (synthetischer Kohlenwasserstoff oder -gemisch zur Verwendung als Dieselmotorkraftstoffersatz)	Dichte: 0,77 t/1000 l	44,0 GJ/t	0,074 t CO ₂ /GJ
10.12	Fischer-Tropsch-Ottokraftstoff (aus Biomasse produzierter synthetischer Kohlenwasserstoff oder -gemisch zur Verwendung als Ottokraftstoffersatz)	Dichte: 0,75 t/1000 l	44,0 GJ/t	0,0729 t CO ₂ /GJ
10.13	Fischer-Tropsch-Flugturbinenkraftstoff (aus Biomasse produzierter synthetischer Kohlenwasserstoff oder -gemisch zur Verwendung als Flugturbinenkraftstoffersatz)	Dichte: 0,75 t/1000 l	44,0 GJ/t	0,0734 t CO ₂ /GJ
10.14	Fischer-Tropsch-Flüssiggas (aus Biomasse hergestellter/s synthetischer/s Kohlenwasserstoff(gemisch) zur Verwendung als Flüssiggasersatz)	Dichte: 0,52 t/1000 l	46,0 GJ/t	0,0663 t CO ₂ /GJ
10.15	DME (Dimethylether)	Dichte: 0,68 t/1000 l	28,0 GJ/t	0,074 t CO ₂ /GJ
10.16	ETBE (auf der Grundlage von Ethanol produzierter Ethyl-Tertiär-Butylether)	Dichte: 0,75 t/1000 l	36,0 GJ/t	0,0729 t CO ₂ /GJ
10.17	MTBE (auf der Grundlage von Methanol produzierter Methyl-Tertiär-Butylether)	Dichte: 0,75 t/1000 l	35,0 GJ/t	0,0729 t CO ₂ /GJ
10.18	TAAE (auf der Grundlage von Ethanol produzierter Tertiär- Amyl-Ethyl-Ether)	Dichte: 0,75 t/1000 l	38,0 GJ/t	0,0729 t CO ₂ /GJ
10.19	TAME (auf der Grundlage von Methanol produzierter Tertiär-Amyl-Methyl-Ether)	Dichte: 0,75 t/1000 l	36,0 GJ/t	0,0729 t CO ₂ /GJ
10.20	THxEE (auf der Grundlage von Ethanol produzierter Tertiär-Hexyl-Ethyl-Ether)	Dichte: 0,75 t/1000 l	38,0 GJ/t	0,0729 t CO ₂ /GJ
10.21	THxME (auf der Grundlage von Methanol produzierter Tertiär-Hexyl-Methyl-Ether)	Dichte: 0,75 t/1000 l	38,0 GJ/t	0,0729 t CO ₂ /GJ

Der Umrechnungsfaktor für Erdgas in Nummer 6 Spalte 4 beruht auf der Formel $3,6 \text{ GJ/MWh} * 0,903 \text{ GJ/GJ}$.

Teil 5 Standardwerte zur Berechnung von Brennstoffemissionen in den Fällen des § 2 Absatz 2a BEHG

Nummer	Brennstoff	Abfallschlüssel gemäß Abfallverzeichnis-Verordnung	Biomasseanteil	Umrechnungsfaktor	Heizwert der Originalsubstanz	Heizwertbezogener Emissionsfaktor
1	Leichtverpackungen-Sortierreste	15 01 05	32,0 %	1 t/t	18,1 GJ/t	0,0839 t CO ₂ /GJ
2	Gewerbeabfall	15 01 06 15 02 02 17 09 03 17 09 04 18 01 04 19 12 08 20 01 32	48,9 %	1 t/t	13,3 GJ/t	0,0888 t CO ₂ /GJ
3	Sortierreste aus der mechanisch-biologischen Abfallbehandlung	19 12 10 19 12 12	50,0 %	1 t/t	10,0 GJ/t	0,0949 t CO ₂ /GJ
4	Restabfall	02 02 03 02 03 04 15 01 01 19 05 99 19 08 01 20 01 08 20 02 01 20 02 03 20 03 01 20 03 02 20 03 03 20 03 06 20 03 99	53,5 %	1 t/t	8,8 GJ/t	0,0982 t CO ₂ /GJ
5	Sperrmüll	20 03 07	60,3 %	1 t/t	16,0 GJ/t	0,0857 t CO ₂ /GJ
6	Altholz	03 01 05 15 01 03 17 02 01 19 12 07 20 03 18	90,0 %	1 t/t	15 GJ/t	0,0867 t CO ₂ /GJ
7	Klärschlamm	19 08 05	100,0 %	1 t/t	***	***
8	Alle übrigen Abfallschlüssel	Alle übrigen Abfallschlüssel	0,0 %	1 t/t	10,0 GJ/t	0,0949 t CO ₂ /GJ

*** Die Berechnung des Heizwertes und des heizwertbezogenen Emissionsfaktors von Klärschlamm für alle Entwässerungs- und Trocknungszustände erfolgt über folgenden Algorithmus:

$$Hu_{OS} = \left(1 - \frac{WG}{100}\right) * Hu_{wf} - \left(Hv * \frac{WG}{100}\right)$$

$$EF_{OS} = \frac{1,06 * \left(1 - \frac{WG}{100}\right)}{Hu_{OS}}$$

Erläuterung der Abkürzungen:

Hu OS
EF OS

unterer Heizwert der Originalsubstanz in GJ/t
Emissionsfaktor der Originalsubstanz in t CO₂/GJ

Hu_{wf}	unterer Heizwert wasserfrei in GJ/t
Hv	Wasserverdampfungsenthalpie (Bezug 25 °C) in GJ/t
WG	Wassergehalt gemessen in Gewichtsprozent

Hierbei sind anzusetzen

- als maximaler Heizwert für wasserfreien Klärschlamm (Hu_{wf}): 12 GJ/t,
- als Wasserverdampfungsenthalpie (Hv) 2,441 GJ/t.

Der Heizwert (Hu_{OS}) von Klärschlämmen mit einem Wassergehalt über 76,17 Gewichtsprozent ist mit 1 GJ/t anzusetzen.

Anlage 3 (zu §§ 5 bis 8, § 12 § 13, § 16 und § 17)

Mindestinhalt eines jährlichen Emissionsberichts

Der Emissionsbericht muss mindestens die folgenden Angaben und Nachweise enthalten:

1. Allgemeine Angaben:
 - a) Name, Anschrift, Geschäftssitz und ggf. abweichender Ort der Geschäftsleitung sowie Rechtsform,
 - b) Kontaktdaten einer Ansprechperson,
 - c) Berichtsjahr,
 - d) NACE-Code,
 - e) zuständiges Hauptzollamt, soweit ein solches vorhanden ist,
 - f) Unternehmensnummer des zuständigen Hauptzollamtes, soweit ein solches vorhanden ist.
2. Gesamtemissionsmenge in einem Kalenderjahr:
 - a) berichtspflichtige Gesamtemissionsmenge in Tonnen CO₂ und
 - b) Gesamtemissionen des nach § 8 abzugsfähigen Biomasseanteils in Tonnen CO₂.
3. Angaben zu den jeweils in Verkehr gebrachten Brennstoffen für den Fall, dass zur Ermittlung von Brennstoffemissionen der Berechnungsansatz nach § 5 Absatz 2 angewendet wird:
 - a) Art des in Verkehr gebrachten Brennstoffs entsprechend der Unterteilung in Teil 4 oder Teil 5 der Anlage 2 zu dieser Verordnung; bei gasförmigen Kohlenwasserstoffen Art des spezifischen Stoffs,
 - b) Stoffmenge des in Verkehr gebrachten Brennstoffs in Kilogramm, Litern oder Megawattstunden,
 - c) Umrechnungsfaktoren, Heizwerte, Emissionsfaktoren, Biomasseanteil des in Verkehr gebrachten Brennstoffs,
 - d) nach § 8 abzugsfähiger Biomasseanteil des in Verkehr gebrachten Brennstoffs in Giga-Joule oder Megawattstunden, differenziert nach Art der verwendeten Biomasse,
 - e) Gesamtemissionen in Tonnen CO₂,
 - f) Gesamtemissionen aus Biomasse in Tonnen CO₂ und
 - g) im Fall von Benzin Unterteilung in die verschiedenen Benzinsorten (E 5, E 10, Super Plus) und Stoffmenge der jeweiligen in Verkehr gebrachten Benzinsorte.
4. Angaben für den Fall, dass zur Ermittlung von Brennstoffemissionen die kontinuierliche Messung nach § 5 Absatz 3 angewendet wird:

Für jedes eingesetzte System zur kontinuierlichen Emissionsmessung:

- a) im Kalenderjahr ermittelte Gesamtemissionen in Tonnen CO₂,
 - b) nach § 12 Absatz 4 im Kalenderjahr abzugsfähige CO₂-Emissionen unterteilt nach Brennstoff- und Materialeinsatz,
 - c) nach § 12 Absatz 3 ermittelter Biomasseanteil in Prozent je Tonne CO₂,
 - d) Angaben zur überwachungspflichtigen Betriebszeit und Anzahl der ungültigen Kurzzeitmittelwerte,
 - e) Angaben zur flankierenden Aufschlüsselung der Brennstoffmengen nach den Brennstoffen gemäß Teil 5 der Anlage 2 zu dieser Verordnung.
5. Angaben im Zusammenhang mit der Vermeidung einer Doppelerfassung gemäß § 16 dieser Verordnung:
- a) Art des in Verkehr gebrachten Brennstoffs entsprechend der Unterteilung in Teil 4 der Anlage 2 zu dieser Verordnung,
 - b) jeweilige Stoffmenge des Brennstoffs nach § 16 Absatz 1 Nummer 1 bis 12 in Tonnen, 1 000 Litern oder Megawattstunden,
 - c) Umrechnungsfaktoren, Heizwerte und Emissionsfaktoren des Brennstoffs nach Teil 4 der Anlage 2 zu dieser Verordnung,
 - d) Gesamtemissionen in Tonnen CO₂,
 - e) Nachweise nach § 16 Absatz 3,
 - f) im Fall des § 16 Absatz 4 Nachweise des Verwenders,
 - g) Nachweise nach § 16 Absatz 5.
6. Angaben im Zusammenhang mit der Vermeidung einer Doppelbelastung gemäß § 17 dieser Verordnung:
- a) Name des belieferten Unternehmens und der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage,
 - b) Aktenzeichen der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage bei der zuständigen Behörde gemäß § 19 Absatz 1 Nummer 3 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes,
 - c) Art des in Verkehr gebrachten Brennstoffs entsprechend der Unterteilung in Teil 4 der Anlage 2 zu dieser Verordnung,
 - d) Stoffmenge des zum Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage gelieferten Brennstoffs eines Kalenderjahres in Tonnen, 1 000 Litern oder Megawattstunden,
 - e) Stoffmenge des in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage eingesetzten Brennstoffs eines Kalenderjahres in Tonnen, 1000 Litern oder Megawattstunden,
 - f) Umrechnungsfaktoren, Heizwerte und Emissionsfaktoren des Brennstoffs nach Teil 4 der Anlage 2 zu dieser Verordnung,
 - g) nachhaltiger Biomasseanteil des in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage eingesetzten Brennstoffs in Prozent,

- h) Angabe, ob die Lieferung vollständig oder teilweise der Steueraussetzung oder -befreiung nach dem Energiesteuergesetz unterliegt, sowie gegebenenfalls eine entsprechende Aufteilung der Mengen,
 - i) Gesamtemissionen des zum Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage gelieferten Brennstoffes in Tonnen CO₂,
 - j) Gesamtemissionen des zum Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage gelieferten Brennstoffes aus nachhaltiger Biomasse in Tonnen CO₂ und
 - k) Erklärung nach § 17 Absatz 2 Satz 1.
7. Nachweisführung nach § 5 Absatz 5 Angaben des Steuerlagerinhabers:
- a) Name, Aktenzeichen und Unternehmensnummer des Steuerlagerinhabers bei der zuständigen Behörde,
 - b) Name, Aktenzeichen und Unternehmensnummer des Einlagerers nach § 7 Absatz 4 Satz 1 Energiesteuergesetz,
 - c) Art des aus dem Steuerlager in Verkehr gebrachten Brennstoffs,
 - d) Benennung der für den jeweiligen Einlagerer in Verkehr gebrachte Brennstoffmenge sowie
 - e) Brennstoffmenge, für die eine Steuerentlastung gewährt wurde unter Angabe des Entlastungstatbestandes.

Anlage 4 (zu § 7)

Methoden zur Ermittlung der Berechnungsfaktoren

Teil 1 Methoden zur Ermittlung der Berechnungsfaktoren nach § 7 Absatz 3

Für die Ermittlung der Berechnungsfaktoren für Brennstoffe nach Anlage 1 Satz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes kann der Verantwortliche zwischen den nachfolgenden Methoden wählen.

1. Ermittlung auf Grundlage von Festwerten, die von der zuständigen Behörde zu diesem Zweck veröffentlicht werden. Sofern keine Festwerte nach Satz 1 veröffentlicht wurden, können Festwerte aus den IPCC Guidelines 2006 in der jeweils geltenden Fassung verwendet werden. Sofern die IPCC Guidelines 2006 für einen Brennstoff keinen Festwert enthalten, können Literaturwerten nach vorheriger Abstimmung mit der zuständigen Behörde verwendet werden.
2. Ermittlung auf Grundlage von individueller repräsentativer Probenahme und Analyse nach den Regeln der Technik. Dabei muss die in Teil 3 aufgeführte Mindesthäufigkeit der Analysen eingehalten werden.
3. Ermittlung auf Grundlage von individuellen Berechnungsfaktoren, die auf Basis historischer Analysen abgeleitet werden. Die Eignung der historischen Analysen ist hinsichtlich der Repräsentativität für den betreffenden Brennstoff sowie für deren statistische Gültigkeit für zukünftige Lieferchargen nachzuweisen.

Teil 2 Methoden zur Ermittlung der Berechnungsfaktoren nach § 7 Absatz 4

Für die Ermittlung der Berechnungsfaktoren für Brennstoffe nach Anlage 1 Satz 2 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes kann der Verantwortliche zwischen den nachfolgenden Methoden wählen:

1. Ermittlung auf Grundlage von individuellen Festwerten je Entsorger oder Abfalltyp, die auf in der Vergangenheit durchgeführten Analysen basieren, sofern nachgewiesen werden kann, dass diese Werte repräsentativ für künftige Chargen desselben Entsorgers oder Abfalltyps sind. Der Nachweis ist durch eine jährliche Kontrollanalyse belegt werden. Hierbei muss die Kontrollanalyse innerhalb der Unsicherheit des Festwerts liegen. Der Festwert ergibt sich aus dem Mittelwert der in der Vergangenheit durchgeführten Analysen. Die maximal zulässige Standardunsicherheit des Mittelwerts darf bezogen auf das Konfidenzintervall von 95 % den Wert von 5 % nicht überschreiten.
2. Ermittlung auf Grundlage von individueller repräsentativer Probenahme und Analyse nach den Regeln der Technik. Dabei muss die in Teil 3 aufgeführte Mindesthäufigkeit der Analysen eingehalten werden.

Die individuellen Festwerte und repräsentativen Probennahmen können auch durch Dritte durchgeführt werden, sofern sie die oben genannten Bedingungen erfüllen.

Teil 3 Analysenfrequenz

Eine repräsentative Probenahme und Analyse liegt vor, wenn entweder die in der Tabelle Mindesthäufigkeit aufgeführte Mindesthäufigkeit der Analysen eingehalten wird oder die relative Standardabweichung des jährlichen Mittelwerts der Analysen kleiner als 1,5 % ist.

Tabelle Mindesthäufigkeit

Brennstoff	Mindesthäufigkeit der Analysen
Gasförmige Kohlenwasserstoffe	Mindestens einmal täglich – nach geeigneten Verfahren zu unterschiedlichen Tageszeiten
Kohle	Mindestens jeweils je 20 000 Tonnen Brennstoff oder je Liefercharge und mindestens sechsmal jährlich
Unbehandelte feste Abfälle	Mindestens je 5 000 Tonnen Abfall oder je Liefercharge und mindestens viermal jährlich
Flüssige Abfälle, vorbehandelte feste Abfälle	Mindestens je 10 000 Tonnen Abfall oder je Liefercharge und mindestens viermal jährlich
Andere Brennstoffe	Mindestens je 10 000 Tonnen Brennstoff oder je Liefercharge und mindestens viermal jährlich

Anlage 5 (zu § 17)

Erforderliche Erklärungen, Angaben und Nachweise des belieferten Unternehmens im Zusammenhang mit dem Abzug von Brennstoffemissionen bei der Lieferung von Brennstoffen zum Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage

Für den Abzug einer Brennstoffemissionsmenge nach § 17 Absatz 1 Satz 1 muss das belieferte Unternehmen mindestens folgende Erklärungen, Angaben und Nachweise erbringen:

1. Aktenzeichen der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage,
2. Name und Adresse der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage,
3. Aktenzeichen des Verantwortlichen nach § 3 Nummer 3 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes,
4. Name des Verantwortlichen nach § 3 Nummer 3 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes,
5. Bezeichnung des gelieferten Brennstoffs,
6. die dem Verantwortlichen zugeordnete und zum Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage gelieferte Menge des Brennstoffs:
 - a) Brennstoffliefermenge eines Kalenderjahres,
 - b) Anfangsbestand des Brennstoffs am 1. Januar des Kalenderjahres,
 - c) Endbestand des Brennstoffs am 31. Dezember des Kalenderjahres,
 - d) nachhaltiger Biomasseanteil in Prozent,
 - e) Anteile der nach dem Energiesteuerrecht steuerfreien und der steuerpflichtigen gelieferten und gelagerten Brennstoffmengen,
 - f) im Kalenderjahr tatsächliche eingesetzte Brennstoffmenge,
 - g) Differenzmenge der Mengen nach Buchstabe a und Buchstabe f bezogen auf den jeweils steuerpflichtigen Anteil,
7. Erklärung zum Bezug der Liefermenge nach Nummer 6 Buchstabe a ausschließlich zum Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage, inklusive der Erklärung nach § 17 Absatz 2 Satz 1,
8. im Falle einer positiven Differenzmenge nach Nummer 6 Buchstabe g eine Bestätigung des tatsächlichen Einsatzes der Differenzmenge im darauffolgenden Kalenderjahr,
9. Methodik der Ermittlung der Emissionen in der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage (Standardmethodik, Massenbilanzmethodik oder kontinuierliche Emissionsmessung).

Angaben, die im EU-Emissionshandel berichts- und verifizierungspflichtig sind, müssen mit dem verifizierten Emissionsbericht nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes übereinstimmen.

Anlage 6 (zu § 18)

Mindestinhalt der schriftlichen Verfahren zur Datenverwaltung und Kontrollaktivitäten

Teil 1 Schriftliche Verfahren für die Datenverwaltung

Die schriftlichen Verfahren für die Datenverwaltung umfassen mindestens folgende Elemente:

1. Angaben zu Primärdatenquellen;
2. Datenflussdiagramm, das jeden einzelnen Schritt im Datenfluss von der Primärquelle bis zu den jährlichen Emissionsberichten widerspiegelt;
3. Beschreibung der relevanten Verarbeitungsschritte einschließlich relevanter Formeln und angewandter Datenaggregationsschritte;
4. Beschreibung der verwendeten relevanten elektronischen Datenverarbeitungs- und Datenspeichersysteme sowie eine Beschreibung der Interaktion zwischen diesen Systemen und anderen Eingaben einschließlich manueller Eingaben;
5. Beschreibung der Art und Weise, in der die Ergebnisse aufgezeichnet werden.

Teil 2 Schriftliche Verfahren im Zusammenhang mit Kontrollaktivitäten

Die schriftlichen Verfahren im Zusammenhang mit Kontrollaktivitäten umfassen mindestens folgende Elemente:

1. Qualitätssicherung der Messeinrichtungen, wenn Messeinrichtungen nicht bereits für die zollrechtliche Anmeldung verwendet werden;
2. Qualitätssicherung des für die Datenverwaltung verwendeten IT-Systems;
3. Beschreibung der Zuordnung der Verantwortlichkeit bei der Datenverwaltung und den Kontrollaktivitäten sowie der hierfür erforderlichen Verwaltung der Zugriffsberechtigungen und Kompetenzen;
4. interne Überprüfung und Validierung von Daten anhand unabhängiger Datenquellen;
5. Berichtigungen und Korrekturmaßnahmen;
6. Kontrolle von ausgelagerten Prozessen;
7. Führung von Aufzeichnungen und deren Dokumentation, einschließlich der Verwaltung von Dokumentenversionen;
8. Prüfung der Effizienz des Kontrollsystems durch interne Überprüfungen und unter Berücksichtigung der Feststellungen der Prüfstelle im Rahmen der durchgeführten Prüfung der jährlichen Emissionsberichte.

Begründung

A. Allgemeiner Teil

I. Zielsetzung und Notwendigkeit der Regelungen

1. Gesetzlicher Rahmen

Das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) bildet den rechtlichen Rahmen für das nationale Emissionshandelssystem für Brennstoffemissionen aus den Bereichen Verkehr und Wärme. Dieses Emissionshandelssystem erfasst alle CO₂-Emissionen aus dem Einsatz von Brennstoffen, soweit diese Emissionen nicht bereits vom EU-Emissionshandel erfasst sind. Zur Durchführung des Gesetzes enthält das Brennstoffemissionshandelsgesetz insgesamt 14 Verordnungsermächtigungen für konkretisierende Rechtsverordnungen.

2. Wesentlicher Inhalt der Verordnung

Nach dem gestuften Einführungssystem des Brennstoffemissionshandelsgesetzes beschränkte sich die Pflicht zur Berichterstattung nach dem BEHG zunächst auf die Hauptbrennstoffe Benzin, Diesel und Erdgas. Entsprechend war auch die Emissionsberichterstattungsverordnung zunächst auf die Festlegung der Regelungen zur Überwachung, Ermittlung und Berichterstattung begrenzt, die für den Start des Systems und für die Durchführung des Brennstoffemissionshandels in der Periode 2021 und 2022 erforderlich. Ab dem 1. Januar 2023 endet diese anfängliche Beschränkung auf die Hauptbrennstoffe nach Anlage 2 BEHG, wodurch der volle Anwendungsbereich des BEHG eröffnet wird. Das hat zur Folge, dass die ebenfalls vom BEHG erfassten Brennstoffe der Anlage 1 BEHG ab dem kommenden Jahr erstmals berichtspflichtig sind. Für diese Brennstoffgruppen ist die Anknüpfung an energiesteuerrechtliche Tatbestände, wie es für die Brennstoffe der Anlage 2 vorgesehen ist, nur eingeschränkt möglich. Deshalb enthält die vorliegende Verordnung die in der Zwischenzeit entwickelten sachgerechten Verfahrensregelungen und passgenaue Regelungen zur Berichterstattung für die Brennstoffe der Anlage 1.

Die Verordnung lässt es dem Verantwortlichen daher, neben der rechnerischen Ermittlung unter Verwendung von Standardwerten auch nach, die Brennstoffemissionen durch kontinuierliche Emissionsmessung zu ermitteln. Die Verordnung spezifiziert darüber hinaus, wie die durch das Zweite Gesetz zur Änderung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes privilegierten klimafreundlichen Brennstoffemissionen bei der Ermittlung von Brennstoffemissionen berücksichtigt werden dürfen. Für die Brennstoffe nach Anlage 2 BEHG werden die Regelungen zur Berichterstattung, insbesondere die Anlehnung an die Überwachungsmethoden im Energiesteuerrecht aufrechterhalten.

Die Verordnung gliedert sich in fünf Abschnitte (Allgemeine Vorschriften; Überwachungsplan; Überwachung, Ermittlung und Berichterstattung der Brennstoffemissionen; Datenverwaltung und Kontrolle; Schlussbestimmungen) mit insgesamt zwanzig Normen. Mindestinhalte des Überwachungsplans und des Emissionsberichts, technische Details, Berechnungsmethoden, zu erbringende Nachweise sowie Mindestinhalte der schriftlichen Verfahren zur Datenverwaltung und Kontrollaktivitäten sind in sechs Anlagen niedergelegt.

II. Vereinbarkeit mit dem Recht der Europäischen Union

Dieser Verordnungsentwurf konkretisiert die Anforderungen des Brennstoffemissionshandelsgesetzes und leistet damit einen wesentlichen Beitrag zur Erfüllung der

Verpflichtungen, die sich aus der EU-Klimaschutzverordnung für die Bundesrepublik Deutschland ergeben. Er ist mit dem sonstigen Recht der Europäischen Union vereinbar.

III. Nachhaltigkeitsprüfung

Das Verordnungsvorhaben dient dazu, die Integrität des nationalen Emissionshandelssystems sicherzustellen. Es trägt damit zu einer klimafreundlichen, nachhaltigen Entwicklung bei. Die Fortentwicklung des Emissionshandels insgesamt ist vor dem Hintergrund der sozialen Verantwortung auch gegenüber künftigen Generationen geboten und verbessert darüber hinaus langfristig die Bedingungen für die Leistungsfähigkeit der Volkswirtschaft.

IV. Gleichstellungspolitische Bedeutung

Der Verordnungsentwurf enthält keine gleichstellungsrelevanten Aspekte. Spezifische Auswirkungen auf die Lebenssituation von Frauen und Männern sind nicht zu erwarten, da das Brennstoffemissionshandelsgesetz ausschließlich sachbezogene Regelungen enthält.

V. Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand

Mehreinnahmen für den Bund sind nicht ersichtlich. Für den Bund werden in erster Linie Kosten für den Vollzug der vorliegenden Verordnung durch die Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt) entstehen. Durch die vorliegende Verordnung werden keine neuen Vollzugsaufgaben begründet, sondern nur bestehende Vollzugsaufgaben des Brennstoffemissionshandelsgesetzes inhaltlich konkretisiert.

Sofern sich der Vollzugsaufwand insgesamt erhöhen sollte, werden die Kosten durch die Veräußerung von Emissionszertifikaten in voller Höhe refinanziert. Die etwaigen Mehrbedarfe sollen in den betroffenen Einzelplänen im Rahmen der geltenden Finanzplanung gedeckt werden.

VI. Erfüllungsaufwand

1. Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger

Der Verordnungsentwurf richtet sich ausschließlich an die Wirtschaft. Ein Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger ergibt sich dadurch nicht.

2. Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Durch die vorliegende Rechtsverordnung ergibt sich keine Erhöhung des Erfüllungsaufwands für die Wirtschaft gegenüber dem bereinigten, für das BEHG-Stammgesetz abgeschätzten Erfüllungsaufwand für die Handelsperiode 2021-2030 (vgl. BT-Drs 19/14746, S. 24 ff.).

Im Rahmen des Regelungsvorhabens wurde der Leitfaden zur Berücksichtigung der Belange mittelständischer Unternehmen in der Gesetzesfolgenabschätzung (KMU-Test) geprüft. Mit dem Regelungsvorhaben werden Verordnungsermächtigungen des BEHG umgesetzt. Es sind keine speziellen Schwellenwerte oder Erleichterungen für KMU vorgesehen, denn die Betroffenheit für den Emissionshandel richtet sich nicht nach der Unternehmensgröße, sondern nach dem Umfang der in Verkehr gebrachten Brennstoffe. Mit diesem Regelungsvorhaben werden Vorgaben für alle Verantwortlichen festgelegt, die das Monitoring betreffen. Hiervon können auch KMU betroffen sein.

a) Regelungsbereiche ohne relevante Veränderungen des Erfüllungsaufwands

Einzelne Regelungsbereiche der Verordnung sind Neuregelungen, die gegenüber den

Festlegungen im BEHG keinen weiteren messbaren Erfüllungsaufwand verursachen oder zu entsprechenden Einsparungen führen. Hierzu zählen die Vorschriften der §§ 4, 14 bis 17 der Verordnung. Der zur Erfüllung dieser Berichtsansforderungen erforderliche Erfüllungsaufwand bewegt sich insgesamt in dem Umfang, der bei der Abschätzung des Erfüllungsaufwands beim BEHG abgeschätzt wurde.

Dies gilt im Ergebnis auch für den Erfüllungsaufwand, der im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zum BEHG für den Überwachungsplan abgeschätzt wurde (vgl. BT-Drs 19/14746, S. 27f.). Die durch § 3 angeordnete Entbehrlichkeit des Überwachungsplans für das Jahr 2023 führt voraussichtlich in vielen Fällen nur zu einer zeitlich verschobenen Entstehung des abgeschätzten Erfüllungsaufwands. Die tatsächlich zu erwartenden Entlastungen bei den unterstellten Anpassungen des Überwachungsplans in 2023 sind quantitativ irrelevant und bleiben daher im Rahmen der Abschätzung des Erfüllungsaufwands für diese Verordnung außer Betracht.

b) Veränderungen des Erfüllungsaufwandes bei der Emissionsberichterstattung

Die Regelungen in Abschnitt 2 und 3 der Verordnung enthalten bei der Emissionsberichterstattung verschiedene Verfahrenserleichterungen für alle Verantwortlichen. In § 7 Absatz 1 der Verordnung wird für die Ermittlung der Brennstoffemissionen ab 2023 für bestimmte Brennstoffe die Anwendung von Standardwerten zur Emissionsermittlung vorgeschrieben. § 15 Absatz 5 der Verordnung regelt, dass für die Emissionsberichte von Verantwortlichen, die Brennstoffemissionen eines Kalenderjahres ausschließlich auf Basis eines Überwachungsplans nach § 3 Absatz 4 der Verordnung (ausschließliche Verwendung von Standardwerten) ermitteln und keine Abzüge gemäß § 16 in Anspruch nehmen keine Verifizierung nach § 7 Absatz 3 BEHG vorzunehmen ist.

Der Erfüllungsaufwand durch die vorliegende Verordnung sind die Basisdaten, die im Rahmen des BEHG-Stammgesetzes aus dem Jahr 2019 für den Erfüllungsaufwand der betroffenen Vorgaben abgeschätzt wurden. Danach wurde der Erfüllungsaufwand für die Emissionsberichterstattung (Vorgabe 1) wie folgt abgeschätzt (vgl. BT-Drs 19/14746, S. 27):

Vorgabe 1: Brennstoffemissionsberichterstattung nach § 7 BEHG (BT-Drs 19/14746, S. 27)					
	interne Kosten (/J. 25%) in €	Kosten Externer (Verifizierung) in €	Gesamt- aufwand in €	Fallzahl pro Jahr	Summe in €
nach Standard- faktoren	4.622	2.665	7.287	3.260	8.692.533
nach differenzierten Faktoren	7.365	10.790	18.154	809	14.686.586
Gesamt					23.379.119

Bei dieser Abschätzung kam es bedauerlicherweise zu einem Formelfehler, der zu einem offensichtlich falschen Ergebnis führte. So beträgt der Gesamtaufwand in der Fallgruppe Berichterstattung „nach Standardfaktoren“ bei einem Gesamtaufwand von 7.287 € pro Fall und einer Fallzahl von 3.260 nicht 8,6 Mio. €, sondern 23,7 Mio. €. Dieser Fehler wurde zwar erkannt, konnte aber im weiteren Verlauf des Gesetzgebungs- und Verkündungsverfahrens nicht mehr korrigiert werden.

Daher ist zunächst eine Korrektur der Basisdaten erforderlich. Die korrekte Ausgangsrechnung für die Abschätzung des Erfüllungsaufwands für die Emissionsberichterstattung

(Vorgabe 1) des BEHG beträgt daher:

Korrektur Vorgabe 1: Brennstoffemissionsberichterstattung nach § 7 BEHG					
	interne Kosten (./ 25%) in €	Kosten Externer (Verifizierung) in €	Gesamt- aufwand in €	Fallzahl pro Jahr	Summe in €
nach Standard- faktoren	4.622	2.665	7.287	3.260	23.755.620
nach differenzier- ten Faktoren	7.365	10.790	18.154	809	14.686.586
Gesamt					38.442.206

Durch eine notwendige Korrektur der Basisdaten (s. unten b) des mit dem BEHG-Stammgesetz abgeschätzten Erfüllungsaufwand für die Handelsperiode 2021-2030 (vgl. BT-Drs 19/14746, S. 24 ff.) aufgrund des Rechenfehlers im BEHG-Stammgesetz ergab sich für die Emissionsberichterstattung vor Erlass dieser Verordnung nachträglich ein erhöhter Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft in Höhe von ca. 15 Mio. Euro pro Jahr.

Ausgehend von diesen korrigierten Basisdaten ergeben sich die nachfolgend dargestellten Erwägungen zu Veränderungen beim Erfüllungsaufwand für die Vorgabe Emissionsberichterstattung:

Bei der im Rahmen des BEHG-Stammgesetzes vorgenommenen Abschätzung wurde bei den Fallzahlen zwischen den eingeschränkten Berichtspflichten nach Anlage 2 BEHG für die Periode 2021 und 2022 und dem vollen Anwendungsbereich nach Anlage 1 BEHG ab 2023 nicht differenziert, sodass sich diese Abschätzung auf den vollständigen berichtspflichtigen Anwendungsbereich nach Anlage 1 bezieht. Durch die Verpflichtung zur ausschließlichen Berichterstattung nach Standardfaktoren gemäß § 7 Absatz 1 der Verordnung für die in Anlage 2 Teil 4 genannten Brennstoffe besteht die Möglichkeit, dass sich dieser Ansatz hin zu einer erhöhten Fallzahl von Emissionsberichten nach Standardfaktoren verschiebt. Inwieweit dies tatsächlich erfolgt, lässt sich vorab nicht verlässlich quantifizieren, da sich die Verteilung der nicht in den Standardwerten erfassten Brennstoffe über die Verantwortlichen hinweg vorab nicht abschätzen lässt. Jedenfalls lässt sich aufgrund der Regelung eine Erhöhung der komplexen Fallzahlen sicher ausschließen und es ist allgemein von einer grundsätzlichen Verringerung der komplexen Fallzahlen gegenüber den Basisdaten aus dem BEHG-Stammgesetz auszugehen.

Darüber hinaus ist durch die Verpflichtung zur ausschließlichen Berichterstattung nach Standardfaktoren gemäß § 7 Absatz 1 der Verordnung für die in Anlage 2 Teil 4 genannten Brennstoffe grundsätzlich von einer Verringerung des Erfüllungsaufwandes für die Wirtschaft auszugehen, soweit für diese Brennstoffe Einzelnachweise oder Analysen, z.B. akkreditierter Labore, entfallen.

Soweit für die Emissionsberichte von Verantwortlichen, die Brennstoffemissionen eines Kalenderjahres ausschließlich auf Basis eines Überwachungsplans mit Standardwerten (§ 3 Absatz 4 der Verordnung) ermitteln und keine Abzüge gemäß § 16 in Anspruch nehmen, die Verpflichtung zur Verifizierung entfällt, ist auch in diesem Umfang von einer Verringerung des Erfüllungsaufwandes für die Wirtschaft aufzugehen. Die Kosten der Verifizierung der Emissionsberichte wurde in der im Rahmen des BEHG vorgenommenen Abschätzung unter der Kostenposition „externe Beratung“ erfasst. Da die Inanspruchnahme der Abzugsfähigkeit nach § 16 BEHG optional ist und sich weitestgehend über sämtliche Brennstoffe im Rahmen des Anwendungsbereich nach § 2 Absatz 2 Satz1 BEHG erstreckt, lässt sich die

Verringerung derzeit nicht verlässlich quantifizieren.

Es kann insofern ausgeschlossen werden, dass sich Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft, gegenüber dem bereinigten, abgeschätzten Erfüllungsaufwand für die Handelsperiode 2021-2030 erhöht. Für eine Verringerung des bereinigten, abgeschätzten Erfüllungsaufwands besteht derzeit keine Veranlassung bzw. lässt sich diese nicht verlässlich quantifizieren.

3. Erfüllungsaufwand für die Verwaltung

Zuständig für den Vollzug des BEHG ist die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt. Durch die Regelungen der Verordnung entsteht für die Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt als zuständiger Behörde für den Vollzug des nationalen Brennstoff-Emissionshandelssystems kein zusätzlicher Erfüllungsaufwand, der über die Abschätzung der Erfüllungskosten für die Verwaltung im Rahmen des BEHG hinausgeht.

Wie bereits beim Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft dargestellt, enthält diese Verordnung einzelne Regelungsbereiche, durch die sich auch der Erfüllungsaufwand für die Verwaltung gegenüber der bisherigen Abschätzung nicht verändern (Abschnitt 2) wird. Daneben ergibt sich durch die Regelungen in Abschnitt 3 für die Verwaltung eine Änderung des Erfüllungsaufwands. Durch die nach § 3 angeordnete Entbehrlichkeit eines Überwachungsplans für das Kalenderjahr 2023 entsteht der im BEHG für die Verwaltung angesetzte Arbeitsaufwand bei der Prüfung von Überwachungsplänen erst zu einem späteren Zeitpunkt in der ersten Handelsperiode. Eine echte Einsparung dieser Kosten ist damit nicht verbunden.

Durch die Verpflichtung zur ausschließlichen Ermittlung und Berichterstattung nach Standardfaktoren nach § 7 Absatz 1 der Verordnung für die in Anlage 2 Teil 4 genannten Brennstoffe reduziert sich der Erfüllungsaufwand für die Verwaltung. Einzelnachweise oder Analysen, z.B. akkreditierter Labore, sind für diese Brennstoffe nicht zu prüfen. Es besteht insofern ein verringerter Prüfaufwand für diese Brennstoffe im Rahmen der Prüfung der Überwachungspläne und der Emissionsberichte. Inwieweit dadurch die im BEHG vorgesehene Unterscheidung in zwei Fallgruppen von einfachen und komplexen Fällen von Verantwortlichen bzw. einfachen und komplexen Emissionsberichten beeinträchtigt wird, lässt sich vorab nicht verlässlich quantifizieren. Wie bereits im Erfüllungsaufwand der Wirtschaft dargestellten, lässt sich die Verteilung der nicht in den Standardwerten erfassten Brennstoffe über die Verantwortlichen hinweg derzeit nicht abschätzen. Jedenfalls ist allgemein bei der inhaltlichen Prüfung von einer grundsätzlichen Verringerung auszugehen.

Für die Emissionsberichte von Verantwortlichen, die Brennstoffemissionen eines Kalenderjahres ausschließlich auf Basis eines Überwachungsplans mit Standardwerten (§ 3 Absatz 4 der Verordnung) ermitteln und keine Abzüge gemäß § 16 in Anspruch nehmen, entfällt die Verpflichtung zur Verifizierung der einzureichenden Emissionsberichte. Dies wird zwar zu einer Erhöhung des Prüfaufwandes bei der Verwaltung führen, da die Sachverständigen im Rahmen der Verifizierung auch die Vollständigkeit und Richtigkeit der Daten prüfen müssen. Dieser zusätzliche Verwaltungsaufwand lässt sich jedoch ex ante nicht sinnvoll quantifizieren. Dieser zusätzliche Prüfaufwand tritt lediglich bei einem Teil der Emissionsberichte auf, bei denen bereits die zuvor dargestellte Verringerung des Prüfaufwands im Rahmen der Prüfung der Überwachungspläne und der Emissionsberichte aufgrund der Verwendung der Standardwerte für die Brennstoffe greift. Aufgrund der Verwendung von Brennstoffmengen aus der Energiesteueranmeldung und den genannten Standardwerten ist der zusätzlich Prüfaufwand im Umfang geringer einzuschätzen, als die Verringerung durch den Entfall der Prüfung von Einzelnachweisen oder Analysen. Insbesondere da der zusätzliche Prüfaufwand lediglich einen Teil der Emissionsberichte mit Standardwerten betrifft, kann daher eine Erhöhung des Erfüllungsaufwands diesbezüglich sicher ausgeschlossen werden. Für eine genauere Abschätzung Verringerung besteht derzeit aber auch keine Veranlassung.

Zusätzlicher Erfüllungsaufwand entsteht für die Bundesanstalt für Landwirtschaft und

Ernährung (BLE) als zuständiger Behörde im Rahmen der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung, insbesondere durch die Anpassungen der staatlichen Datenbank für die Nutzergruppe der BEHG-Verantwortlichen (einmaliger Erfüllungsaufwand), durch die Einrichtung weiterer Datenbankkonten und Kontozugänge (einmaliger Erfüllungsaufwand) und die Nutzerverwaltung (laufender Erfüllungsaufwand), die Verwaltung zusätzlicher Zertifikate (laufender Erfüllungsaufwand), sowie durch die Anerkennung (einmaliger Erfüllungsaufwand) und Überwachung (laufender Erfüllungsaufwand) von Zertifizierungsstellen, die weitere Wirtschaftsbeteiligte zertifizieren werden. Der laufende und einmalige Erfüllungsaufwand für die BLE ist dabei insbesondere abhängig von der Anzahl von Wirtschaftsteilnehmern, die als letzte Schnittstelle oder als Lieferant zertifizierungspflichtig sind bzw. die darüber hinaus ein Schnittstellenkonto oder ein Lieferantenkonto in der Datenbank für die Erstellung oder Weitergabe von Nachhaltigkeitsnachweisen benötigen. Es wird von einer Anzahl von ca. 500 zusätzlichen Systemteilnehmern im Bereich der BEHG-Verantwortlichen ausgegangen.

Der Mehr- und Minderaufwand bei den einzelnen Positionen für die Verwaltung hebt sich dabei weitgehend im Wesentlichen auf, für die Verwaltung entsteht daher kein über das Stammgesetz hinausgehender Erfüllungsaufwand.

VII. Weitere Kosten

Gegenüber den gesetzlichen Vorgaben entstehen durch den vorliegenden Verordnungsentwurf keine weiteren Kosten.

VIII. Evaluation

Eine Evaluierung dieser Verordnung ist im Rahmen der Evaluierung des BEHG nach § 23 Absatz 1 BEHG vorgesehen. In dem Erfahrungsbericht nach § 23 Absatz 1 BEHG berichtet die Bundesregierung insbesondere über den Stand der Implementierung und die Wirksamkeit des nationalen Emissionshandelssystems. Die Emissionsberichterstattung ist ein zentraler Baustein des Brennstoffemissionshandelssystems. Bei der Erstellung des Erfahrungsberichts wird die Bundesregierung durch die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) beim Umweltbundesamt als für den Vollzug des nationalen Emissionshandelssystems einschließlich dieser Verordnung zuständige Behörde unterstützt.

B. Besonderer Teil

Zu § 1 (Anwendungsbereich und Zweck)

§ 1 knüpft an § 1 der EBeV 2022 an.

§ 1 definiert als Zweck der Verordnung entsprechend oben dargestellter Zielsetzung die Konkretisierung der Anforderungen der in den §§ 6, und 7 BEHG aufgeführten Regelungen.

Abschnitt 2 beruht auf § 6 Absatz 5 BEHG, Abschnitt 3 beruht auf § 7 Absatz 4 Nummer 1 bis 6 BEHG.

Der Anwendungsbereich der Verordnung ist auf die Periode 2023 bis 2030 beschränkt. Diese Einschränkung ist nicht rein zeitlich zu verstehen, sondern bezogen auf die sich aus dem Brennstoffemissionshandelsgesetz ergebenden Verpflichtungen für die Kalenderjahre 2023 und 2030, die zeitlich vor- oder nachwirken können. So bezieht sich beispielsweise die vorliegende Regelung zum Überwachungsplan nur auf den Überwachungsplan für die Jahre 2023 bis 2030. Die Anforderungen an den Überwachungsplan für die nachfolgende Periode ab 2031 können auf der Grundlage von § 6 Absatz 4 BEHG vorsehen, dass dieser Überwachungsplan bereits innerhalb des Jahres 2030 bei der zuständigen Behörde

einzureichen ist. Umgekehrt gelten die Anforderungen des Abschnitts für den Emissionsbericht für das Kalenderjahr 2030, den der Verantwortliche jedoch erst bis zum 31. Juli 2031 an die zuständige Behörde übermitteln muss.

Zu § 2 (Begriffsbestimmungen)

§ 2 regelt die Begriffsbestimmungen, die für diese Verordnung gelten. Neben dem Verweis auf die Begriffsbestimmung des BEHG und der Brennstoffemissionshandelsverordnung werden weitere besondere Begriffsbestimmungen eingeführt.

Die Begriffsbestimmung Nummer 1 definiert Abfallverbrennungsanlagen im Sinne dieser Verordnung als die Anlagen im Sinne von § 2 Absatz 2a des Brennstoffemissionshandelsgesetzes.

Nummer 2 führt die Begriffsbestimmungen für „Berechnungsfaktoren“ ein, die in nachfolgend Nummer 10, 12 und 16 für den Brennstoffemissionshandel näher bestimmt werden. „Heizwert“ und „Emissionsfaktor“ sowie „Umrechnungsfaktor“ werden bei der Berechnung der Brennstoffemissionen verwendet. Für Heizwert wird die Abkürzung H_i genutzt. Damit der Verantwortliche für die Berechnung der Brennstoffemissionen nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz dieselben Brennstoffmengen heranziehen kann, die er auch nach dem Energiesteuergesetz je nach Brennstoff entweder energiebezogen (in Megawattstunden), volumenbezogen (in Litern) oder massebezogen (in 1000 kg) anzumelden hat, müssen Umrechnungsfaktoren festgelegt werden (z.B. Dichte). Die Umrechnungsfaktoren gelten neben Heizwert und Emissionsfaktor als Berechnungsfaktoren. Für diese werden in Anlage 2 „Standardwerte“ festgelegt, wie sich aus der Begriffsbestimmung in Nummer 15 ergibt.

Nummer 3 und Nummer 7 definieren die Begriffe „Bioenergieanteil“ und „Biomasseanteil“. Sie werden im Zusammenhang mit der Abzugsfähigkeit von biogenen Brennstoffemissionen verwendet.

Die Begriffsbestimmungen „Biokraftstoffe“ in Nummer 4, „Biomasse“ in Nummer 6, „Biomasse-Brennstoffe“ in Nummer 8, „Flüssige Biobrennstoffe“ in Nummer 12 sowie „Konventionelle Biokraftstoffe“ in Nummer 15 übernehmen die Definitionen der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung) (ABl. L 328 vom 21.12.2018, S. 82) und die einheitliche Berücksichtigung unter den Vorgaben der Richtlinie sicher.

Die Begriffsbestimmungen „Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung“ in Nummer 5 und „Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung“ in Nummer 9 sowie „Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasreduzierung bei Kraftstoffen“ in Nummer 18 dienen der besseren Lesbarkeit und Verständlichkeit des Normtextes.

Nummer 10 begrenzt den Begriff der „Brennstoffe“ auf die in Anlage 1 BEHG genannten Brennstoffe.

Die Begriffsbestimmung Nummer 14 definiert den Begriff der Brennstoffkategorie „Kohle“ und stellt den Gleichklang mit dem Energiesteuergesetz und der dortigen Begriffsbestimmung in § 1a Nummer 13 EnergieStG her.

In Nummer 19 wird für den Begriff der Zertifizierungsstelle auf die inhaltsgleichen Legaldefinitionen in § 2 Absatz 34 BioSt-NachV und § 2 Absatz 37 Biokraft-NachV verwiesen.

Zu § 3 (Inhalt und Frist zur Einreichung des Überwachungsplans)

§ 3 regelt den Inhalt und die Frist zur Einreichung des Überwachungsplans nach § 6 Absatz 1 BEHG.

Absatz 1 regelt zunächst den Mindestinhalt des Überwachungsplans. Insbesondere gibt der Absatz die notwendige vollständige und transparente Dokumentation der Überwachungsmethodik vor. Der aufgeführte Mindestinhalt des Überwachungsplans in Verbindung mit Teil 1 der Anlage 1 zu dieser Verordnung ermöglicht der zuständigen Behörde sowie der jeweiligen Prüfstelle nach § 15 BEHG die angewendeten Verfahren und Überwachungsmethoden des Verantwortlichen nachzuvollziehen und die vorgenommene Ermittlung der Emissionen im Emissionsbericht nach § 7 BEHG zu prüfen.

Absatz 2 Satz 1 bestimmt zunächst, dass ein Überwachungsplan erstmalig für das Jahr 2024 einzureichen ist. Der Verzicht auf behördlich genehmigte Überwachungspläne (einschließlich vereinfachter Überwachungspläne nach Absatz 4) im Jahr 2023 berücksichtigt den Zeitpunkt des Inkrafttretens des Zweiten Gesetzes zur Änderung des BEHG. Damit soll der administrative Aufwand sowohl für die Verantwortlichen als auch für die zuständige Behörde aufgrund der Kurzfristigkeit anfänglich reduziert werden. Diese Vereinfachung ausschließlich für das Jahr 2023 ist vertretbar, da der Verantwortliche die zu berichtenden Brennstoffemissionen nach den Vorgaben der vorliegenden Verordnung auf Basis der im Rahmen der Energiesteueranmeldungen anzugebenden Brennstoffmengen, im Falle der steuerfreien Kohlen auf Basis von Belegheften nach § 75 EnergieStV, im Fall der Abfälle auf bestehenden, gesicherten Messgeräten des geschäftlichen Warenverkehrs und unter Anwendung von Standardwerten ermitteln kann. Absatz 2 Satz 1 sieht weiterhin vor, dass die Frist zur Einreichung von der zuständigen Behörde festgelegt wird. Hierdurch wird sichergestellt, dass das entsprechende Verwaltungsverfahren eingerichtet und vorbereitet werden kann. Satz 2 des Absatzes sieht im Weiteren eine entsprechende Bekanntmachung der Frist im Bundesanzeiger vor und stellt mit einem Zeitraum von mindestens 3 Monaten vor Ablauf der Frist einen ausreichenden Zeitraum für die Erstellung des Überwachungsplans durch die Verantwortlichen vor. Die unverzügliche Einreichungsfrist für einen Überwachungsplan für Verantwortliche, die innerhalb des Zeitraums 2024 bis 2030 erstmalig den Pflichten des BEHG unterliegen, ist in Satz 3 geregelt.

Absatz 3 Satz 1 stellt im Einklang mit § 7 Absatz 1 des BEHG die grundsätzliche Maßgeblichkeit des Überwachungsplans für die Überwachung, Ermittlung und Berichterstattung der Brennstoffemissionen klar. Satz 2 des Absatzes 3 regelt die unmittelbare Anwendung der Verordnung, soweit der Überwachungsplan keine Regelungen trifft oder es sich um das Jahr 2023 handelt. Satz 2 stellt dabei insbesondere die unmittelbare Geltung der Verordnung sicher für Fälle, in denen Verantwortliche einen unvollständigen Überwachungsplan vorgelegt hat.

In Absatz 4 wird der vereinfachte Überwachungsplan nach § 6 Absatz 1 Satz 2 BEHG konkretisiert und hinsichtlich der hierfür zulässigen Ermittlungsmethoden innerhalb dieser Verordnung entsprechend nachvollziehbar eingegrenzt.

Die Regelung in Absatz 5 wiederholt klarstellend die bereits in § 6 Absatz 4 BEHG verankerten Anpassungspflichten der Verantwortlichen für den Überwachungsplan.

Zu § 4 (Allgemeine Grundsätze)

§ 4 knüpft an § 4 der EBeV 2022 an und stellt allgemeine Prinzipien und Verpflichtungen auf, wie bei der Überwachung, Ermittlung und Berichterstattung über Brennstoffemissionen vorzugehen ist. Die hier aufgestellten allgemeinen Grundsätze entsprechen weitgehend denjenigen, die auch für die Überwachung und Berichterstattung im Rahmen des EU-Emissionshandels in den Artikeln 4 bis 8 der Durchführungsverordnung 2018/2066 der Europäischen Kommission vom 19. Dezember 2018 aufgestellt wurden. Die konsistente und transparente Überwachung, Ermittlung und Berichterstattung über Brennstoffemissionen auf Basis integrierter Daten ist für das wirksame Funktionieren des mit dem Brennstoffemissionshandelsgesetz eingeführten Systems für den Handel mit Emissionszertifikaten von

grundlegender Bedeutung. Die allgemeinen Grundsätze dienen u.a. der Orientierung bei rechtlichen Auslegungsfragen.

Zu § 5 (Methoden zur Ermittlung von Brennstoffemissionen)

§ 5 knüpft an § 5 der EBeV 2022 an, beschreibt das Vorgehen zur Ermittlung der Brennstoffemissionen und macht von der Verordnungsermächtigung des § 6 Absatz 5 BEHG sowie des § 7 Absatz 4 Nr. 1 BEHG Gebrauch.

Absatz 1 stellt zunächst klar, dass die in Verkehr gebrachten Brennstoffemissionen ausschließlich nach den Vorschriften dieser Verordnung in Verkehr zu bringen sind.

In Absatz 2 Satz 1 erfolgt die Festlegung, dass Brennstoffemissionen im Grundsatz rechnerisch zu ermitteln sind, soweit dieses in dieser Verordnung nicht anders bestimmt ist. Die anzuwendende rechnerische Ermittlungsmethodik erfolgt durch die Multiplikation der Brennstoffmenge mit den Berechnungsfaktoren, deren Ermittlung nachfolgend konkretisiert wird. Satz 2 führt bereits klarstellend die Möglichkeit der Berücksichtigung abzugsfähiger Mengen an.

Die Regelung in Absatz 3 Satz 1 gestattet in den Fällen des § 2 Absatz 2a BEHG (Brennstoffemissionen von Abfallverbrennungsanlagen) abweichend zu einer rechnerischen Ermittlung der Brennstoffemissionen die Ermittlung durch direkte kontinuierliche Emissionsmessung der Kohlendioxid-Konzentration und des Abgasvolumenstroms. Die alternative Ermittlungsmethode trägt dem Umstand Rechnung, dass betroffene Anlagen teilweise bereits über solche Messeinrichtungen verfügen und daher die Möglichkeit besteht an existierende Messeinrichtungen sowie Daten zur Ermittlung der Brennstoffemissionen anzuknüpfen. Diese Regelung zielt darauf ab, dass im Rahmen des Brennstoffemissionshandels bei den Verantwortlichen zunächst kein Bedarf für die Einführung zusätzlicher Messmethoden oder der Installation zusätzlicher Messeinrichtungen besteht. Satz 2 stellt bereits an dieser Stelle die Abzugsmöglichkeit eines Biomasseanteils klar. Die Regelung in Satz 3 stellt sicher, dass Brennstoffmengen, die bereits durch die § 2 Absatz 2 Satz 1 BEHG genannten Entstehungstatbestände erfasst sind, nicht doppelt durch die Methode der kontinuierliche Emissionsmessung einbezogen werden. Die Brennstoffemissionen dieser Brennstoffmengen sind daher herauszurechnen.

Absatz 4 Satz 1 schließt den Wechsel von Überwachungsmethoden innerhalb eines Kalenderjahres aus. Die Regelung gewährleistet eine konsistente Überwachungsmethodik innerhalb eines Kalenderjahrs. Für den Fall, dass die zuständige Behörde eine Liste nach Teil 1 Nummer 1 der Anlage 4 zu dieser Verordnung veröffentlicht, sieht Satz 2 vor, dass die in dieser Liste aufgeführten Werte erst ab dem Kalenderjahr, das auf den Zeitpunkt der Veröffentlichung durch die zuständige Behörde folgt, angewendet werden. Die Einschränkung dient ebenfalls der Konsistenz innerhalb eines Kalenderjahres und bietet den Verantwortlichen Rechts- und Planungssicherheit für das Kalenderjahr.

Absatz 5 regelt die rechnerische Ermittlung der Brennstoffemissionen für den Fall, dass der Verantwortliche Einlagerer im Sinne von § 3 Nummer 3 Buchstabe d des Brennstoffemissionshandelsgesetzes ist. Durch die Regelung wird sichergestellt, dass ein Einlagerer bei der Ermittlung seiner Brennstoffemissionen sowohl die selbst in Verkehr gebrachten Brennstoffmengen berücksichtigt als auch die Brennstoffmengen, die für ihn durch den Steuerlagerinhaber in Verkehr gebracht wurden. Satz 2 stellt klar, dass der Steuerlagerinhaber für Brennstoffmengen, die er für einen Einlagerer im Sinne des § 3 Nummer 3 Buchstabe d) des Brennstoffemissionshandelsgesetzes in Verkehr gebracht hat, nicht Verantwortlicher ist und damit abziehen kann. Durch Satz 3 wird sichergestellt, dass in Verkehr gebrachte Mengen jedenfalls durch einen der beiden Beteiligten berichtet werden. Zum Nachweis des Eintritts des Einlagerers in die Verantwortlichkeit für diese Brennstoffmengen hat der

Steuerlagerinhaber der zuständigen Behörde den Einlagerer sowie die für diesen in Verkehr gebrachten Brennstoffe nach Art und zugehöriger Menge mitzuteilen. Wird diese Mitteilung nicht vorgenommen, sind die Voraussetzungen des § 3 Nummer 3 Buchstabe d des Brennstoffemissionshandelsgesetzes in Verbindung mit § 7 Absatz 4 Satz 1 des Energiesteuergesetzes nicht erfüllt und der Steuerlagerinhaber bleibt für die betreffenden Brennstoffmengen Verantwortlicher.

Zu § 6 (Brennstoffmengen)

§ 6 macht von der Verordnungsermächtigung des § 6 Absatz 5 Nummer 1 BEHG Gebrauch und konkretisiert weitergehend die zulässigen Methoden bei der Ermittlung der Brennstoffmenge, die der Berichterstattung zugrunde liegt.

Die Regelung in Absatz 1 Satz 1 stellt zunächst den grundsätzlichen Gleichlauf zwischen der Mengenermittlung nach dem Energiesteuerrecht und dem Brennstoffemissionshandelsgesetz her. Für die berichtspflichtigen Abfallverbrennungsanlagen enthält Absatz 3 eine Sonderregel für die Ermittlung der Brennstoffmengen.

Nach Absatz 1 Satz 1 soll der Verantwortliche der Berichterstattung nach § 7 Absatz 1 BEHG dieselben Mengen eines Brennstoffs zugrunde legen, die er auch gegenüber den Hauptzollämtern in der Energiesteueranmeldung anzugeben hat. Grundsätzlich ist daher der Übertrag aus der Energiesteueranmeldung inklusive gegebenenfalls vorgenommener Korrekturen durch die zuständigen Hauptzollämter und Berichtigungen bis zur Übermittlung des Emissionsberichts durch den -Verantwortlichen vorzunehmen. Ziel dieser Regelung ist es, dass im Rahmen des Brennstoffemissionshandels bei den Verantwortlichen zunächst kein Bedarf für die Einführung zusätzlicher Messmethoden oder der Installation zusätzlicher Messeinrichtungen besteht. Die Ermittlung der Brennstoffmengen nach dieser Verordnung unterliegt damit denselben Methoden und Messungen wie nach dem Energiesteuergesetz. Die zur Ermittlung der Brennstoffmengen im geschäftlichen Verkehr verwendeten Messgeräte unterliegen in den überwiegenden Fällen dem gesetzlichen Messwesen. So sind beispielsweise Zapfstellen zur Entnahme mit geeichten Messeinrichtungen zu versehen. Die Regelung vermeidet in den Fällen, in denen gleichzeitig eine Anmeldepflicht nach dem Energiesteuergesetz und eine Berichtspflicht nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz besteht, eine doppelte Datenhaltung beim Verantwortlichen und ermöglicht den nach § 14 Absatz 4 BEHG vorgesehenen Abgleich mit Angaben des Verantwortlichen im Besteuerungsverfahren. Soweit in der Steueranmeldung mehrere Energieerzeugnisse aggregiert erfasst werden, so sind die einzelnen Energieerzeugnisse/Brennstoffe voneinander abzugrenzen. Dies ist insbesondere notwendig soweit in der Steueranmeldung nicht-berichtspflichtige Mengen nach dem BEHG mit berichtspflichtigen Mengen nach dem BEHG zusammen erfasst werden. Satz 2 und Satz 3 des Absatzes 1 stellen durch notwendige Auf- und Unterteilungen eines Brennstoffes in Brennstoffsorten oder Biokomponenten die Nachvollziehbarkeit und Zuordnung innerhalb der Ermittlung sicher.

Absatz 2 konkretisiert die Ermittlung der Brennstoffmenge in den Fällen des § 2 Absatz 2 BEHG (Steuerfreie Verwendung von Kohle). Der Verantwortliche soll der Berichterstattung nach § 7 Absatz 1 BEHG dieselben Brennstoffmengen zugrunde legen, die er auch gegenüber den Hauptzollämtern in den verpflichtend zu führenden Belegheften und Aufzeichnungen nach § 75 Absatz 1 und 2 EnergieStV erfasst. Auch diese Regelung zielt insofern darauf ab, dass im Rahmen des Brennstoffemissionshandels bei den Verantwortlichen zunächst kein Bedarf für die Einführung zusätzlicher Messmethoden oder der Installation zusätzlicher Messeinrichtungen besteht. Die Verpflichtung stellt insofern einen Gleichklang mit den energiesteuerrechtlichen Vorgaben her und vermeiden in diesen Fällen eine doppelte Datenhaltung beim Verantwortlichen. Satz 2 stellt die notwendige Nachvollziehbarkeit durch Auf- und Unterteilungen des Brennstoffs Kohle in die entsprechenden Kohlesorten sicher. Durch die Aufteilung der Brennstoffmengen in die entsprechenden Kohlesorten wird

insgesamt eine mengengewichtete Ermittlung der Brennstoffemissionen abgesichert.

Die Konkretisierung der Brennstoffmengenermittlung in den Fällen des § 2 Absatz 2a BEHG erfolgt in Absatz 3 Satz 1. Die Regelung ermöglicht dem Verantwortlichen, alternativ zur Ermittlung der Brennstoffemissionen durch direkte kontinuierliche Emissionsmessung an der Emissionsquelle eine rechnerische Ermittlung der Brennstoffemissionen vorzunehmen. Der Verantwortliche hat bei der Ermittlung der Brennstoffmengen die Lagerbestandsänderungen der Brennstoffe zu berücksichtigen. Da die Lagerkapazität, und damit die zu berücksichtigende Lagerbestandsänderung im Verhältnis zur Einsatzmenge in den meisten Fällen gering ist, ermöglicht Absatz 3 Satz 4 Lagerbestände durch Schätzung zu bestimmen. Hierdurch kann der messtechnische Aufwand bei der Ermittlung der Brennstoffmengen für den Verantwortlichen reduziert werden, ohne dass dies insgesamt zu einem nennenswerten Verlust an Genauigkeit bei der Ermittlung der Brennstoffmengen im Kalenderjahr führt. Zur weiteren Ermittlung der Brennstoffemissionen sind die jeweiligen Brennstoffe einer der in Teil 5 der Anlage 2 genannten Brennstoffgruppen zuzuordnen sowie dementsprechend aufzuschlüsseln und zu berichten.

Satz 3 regelt, dass zur Mengenbestimmung vornehmlich geeichte oder konformitätsbewertete Messgeräte zu verwenden sind, d. h. Messgeräte die dem Mess- und Eichgesetz (MessEG) und den Regelungen der Mess- und Eichverordnung (MessEV) unterliegen. Als gleichwertig sind kalibrierte Messgeräte zugelassen, d. h. Messgeräte die im Rahmen einer wiederkehrenden Qualitätskontrolle unter Verwendung eines rückführbaren Normals überprüft werden. Sofern keine der vorgenannten Messgeräte verfügbar sind, kann die Verwendung anderer Messgeräte zugelassen werden, soweit der Verantwortliche die Eignung gegenüber der zuständigen Behörde nachweist. Die Regelung ist notwendig, damit die Brennstoffmengen mit einer hinreichenden Sicherheit und Genauigkeit ermittelt werden. Aufgrund der regelmäßig, vorgelagerten Geschäftsbeziehungen zur Abnahme der Brennstoffe oder zur Erfüllung anderer Berichtspflichten (Betriebstagebuch) ist davon auszugehen, dass entsprechende Messgeräte in den betroffenen Anlagen vorliegen und zunächst kein Bedarf für die Einführung zusätzlicher Messmethoden oder der Installation zusätzlicher Messeinrichtungen beim Verantwortlichen besteht.

Zu § 7 (Berechnungsfaktoren)

§ 7 regelt das Vorgehen zur Ermittlung der Berechnungsfaktoren.

Absatz 1 bezweckt eine Vereinfachung der Emissionsberichterstattung im Rahmen der Ermächtigung nach § 7 Absatz 4 Nummer 1, 2 und 4 BEHG, soweit sie für in Teil 4 der Anlage 2 genannte Brennstoffe die Verwendung von Standardwerten anordnet. In Verbindung mit der Vorgabe der rechnerischen Ermittlung der Brennstoffemissionen nach § 5 Absatz 2 der Verordnung, des Anknüpfen der Ermittlung der Brennstoffmengen nach § 6 Absatz 1 dieser Verordnung an dieselben Methoden und Messungen wie nach dem Energiesteuergesetz und der im Satz 1 vorgeschriebenen Verwendung von Standardwerten wird die Überwachung und Berichterstattung für den Verantwortlichen wesentlich vereinfacht und vermeidet kostenintensive zusätzliche Analyseverfahren.

Die Sätze 2 und 3 lassen die mengengewichtete Bildung von Berechnungsfaktoren auf Basis der in Teil 4 der Anlage 2 festgelegten Standwerte zu. Diese Regelung berücksichtigt, dass insbesondere der Brennstoff Kohle in mehrere Kohlensorten unterteilt ist.

Absatz 2 stellt den Einklang mit dem energiesteuerrechtlichen Verfahren sicher. Entsprechend des Zollmerkblatts für Kohleverwender (1179) und des Zollmerkblatts für Inhaber eines Kohlebetriebs und für Kohlelieferer (1180) erfolgt eine Steueranmeldung für Kohle (Zollformular 1104) regelmäßig auf energetischer Basis. Soweit in diesem Rahmen bereits Probenahmen und Analysen der Kohle entsprechend den für den Anwendungsbereich

geeigneten DIN- Normen durchgeführt werden, sind diese abweichend von Standardwerten nach Absatz 1 zwingend auch im Rahmen der Berichterstattung des BEHG anzusetzen. Die Berichterstattung knüpft insofern an existierende Verfahren des Energiesteuerrechts an und ermöglicht den nach § 14 Absatz 4 BEHG vorgesehenen Abgleich mit Angaben des Verantwortlichen im Besteuerungsverfahren. Weiterhin soll die Regelung sicherstellen, dass sich bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen von steuerpflichtig abgegebenen und steuerfrei verwendeten Kohlen keine systematischen Unterschiede bei den Brennstoffemissionen für identische Kohlesorten ergeben.

Die Regelung in Absatz 3 setzt die Ermächtigung des § 7 Absatz 4 Nummer 1 BEHG zur Konkretisierung der Ermittlung der Berechnungsfaktoren um. Sie bestimmt, dass eine der zugelassen individuellen Ermittlungsmethoden anzuwenden ist, soweit es sich nicht um einen in Teil 4 der Anlage 2 genannten Brennstoff handelt. Die Bestimmung durch individuelle Methoden ist für Stoffe mit einer großen Schwankungsbreite innerhalb der Stoffparameter notwendig, sodass für diese Stoffe keine Standardwerte gebildet werden konnten. Die zulässigen Methoden sind in Teil 1 der Anlage 4 genannt. Satz 3 dient der Überprüfbarkeit der gewählten Ermittlungsmethode im Rahmen der Prüfung der Genehmigungsfähigkeit des Überwachungsplans durch die zuständige Behörde sowie der Nachvollziehbarkeit für die Prüfstelle im Rahmen der Verifizierung des Emissionsberichts.

Absatz 4 regelt die Wahlfreiheit zwischen der Anwendung von Standardwerten und individueller Ermittlungsmethodik der Berechnungsfaktoren für die Fälle des § 2 Absatz 2a BEHG. Die Wahlfreiheit im Falle der Abfallverbrennung dient der sachgerechten anlagen-spezifischen Betrachtung durch den Verantwortlichen. Die Standardwerte sind in Teil 5 der Anlage 2 genannt, die individuellen Methoden werden in Teil 2 der Anlage 4 aufgelistet.

Zu § 8 (Berücksichtigung des Bioenergieanteils bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen in den Fällen des § 2 Absatz 2 des Brennstoffemissionshandels-gesetzes)

§ 8 setzt im Wesentlichen die Verordnungsermächtigung des § 7 Absatz 4 Nummer 2 Variante 2 BEHG um, wonach für biogene Brennstoffemissionen ein Emissionsfaktor von Null angesetzt und die Abgabeverpflichtung nach § 8 Absatz 1 des Brennstoffemissionshandels-gesetzes entsprechend reduziert werden kann, sofern die Nachhaltigkeit des Brennstoffes nachgewiesen wird.

Absatz 1 legt für flüssige Biobrennstoffe und Biokraftstoffe fest, dass die in der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung bzw. in der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung niedergelegten materiellen Nachhaltigkeits- und Treibhausgasminderungsanforderungen durch einen anerkannten Nachhaltigkeitsnachweis nach § 10 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung oder § 8 der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung nachzuweisen sind. Für flüssige Biobrennstoffe und Biokraftstoffe setzt die Nachweisführung im BEHG damit - wie bereits die Vorgängerregelung in § 6 Emissionsberichterstattungsverordnung 2022 – unmittelbar auf das in Zuständigkeit der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) eingeführte Nachhaltigkeitsnachweissystem auf.

Für feste und gasförmige Biomasse-Brennstoffe regelt Absatz 2 die materiellen Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungsanforderungen in Abweichung von den Vorgaben der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung und damit eigenständig für den Anwendungsbereich des BEHG. Die Abweichung ist notwendig, da für feste und gasförmige Biomasse-Brennstoffe nach § 2 Absatz 21 Nummer 1 Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung nur letzte Schnittstellen, d.h. Schnittstellen, die den Brennstoff zur Energieerzeugung verwenden, berechtigt sind, Nachhaltigkeitsnachweise in der Datenbank Nabisy auszustellen, sofern die Anforderungen der §§ 4 bis 6 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung erfüllt sind. Im Anwendungsbereich des BEHG müssen jedoch die Verantwortlichen zum

Zeitpunkt des Inverkehrbringens einen Nachweis über die Nachhaltigkeit des Brennstoffs vorlegen. Zu diesem Zeitpunkt ist die spätere Verwendung des Brennstoffs in der Regel noch nicht bekannt. Für die Zwecke der Berichterstattung im BEHG stellt Absatz 2 daher einerseits auf einen Nachweis über die Einhaltung von Nachhaltigkeitskriterien nach §§ 4 und 5 Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung ab. Die Erfüllung dieser Anforderungen ist zum Zeitpunkt der Nachweisführung auch tatsächlich bekannt und nachweisbar. Der Nachweis über die Erfüllung der Treibhausgasminderungspflicht ist dann erbracht, wenn die THG-Berechnung auf Basis der in Absatz 2 festgelegten Standardwerte ergibt, dass der Emissionswert des Biomassebrennstoffs den Wert von 72 Gramm Kohlendioxid-Äquivalent pro Megajoule um mindestens 70 Prozent unterschreitet.

Ausgehend von der Annahme, dass die dem BEHG unterfallenden festen und gasförmigen Biomasse-Brennstoffe überwiegend in Anlagen eingesetzt werden, die bereits vor dem 1.1.2021 in Betrieb gegangen sind, sieht Satz 3 eine THG-Einsparverpflichtung von 70% vor. Dies entspricht dem niedrigeren der zwei THG-Minderungsziele nach § 6 Absatz 2 Nummer 1 Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung für den Anlagenbestand mit Inbetriebnahme nach dem 1.1.2021. Bei den einsetzenden Anlagen ist zudem von einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 90 Prozent auszugehen.

Der Wert von 72 Gramm Kohlendioxid-Äquivalent pro Megajoule leitet sich insofern aus dem in Anhang VI Teil B Nummer 19 Unterabschnitt der Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen(EU) 2018/2001 vorgesehen Komparator für Fossilbrennstoffe bei der Nutzwärmeherstellung bzw. Wärme- und/oder Kälteherstellung (80 Gramm Kohlendioxid-Äquivalent pro Megajoule) ab und der Berücksichtigung eines Wirkungsgrades von 90 Prozent ab. Um den Nachweis nach Absatz 2 in der Datenbank der zuständigen Behörde im Sinne von § 50 Absatz 1 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung zu erstellen, sind entsprechende technische Funktionalitäten und ein Ausbau der Datenbank erforderlich.

Absatz 3 ergänzt die Anforderungen der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung für die Ausstellung von Nachhaltigkeitsnachweisen für die Zwecke des Nachweises nach Absatz 2. Danach sollen diejenigen Schnittstellen als letzte Schnittstellen zum Erstellen eines Nachweises nach Absatz 2 berechtigt sein, die den Biomasse-Brennstoff auf die zur Verbrennung erforderliche Qualitätsstufe aufbereiten. Sofern ein Verantwortlicher zugleich letzte Schnittstelle ist, unterliegt er entsprechend § 11 Absatz 1 Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung der Zertifizierungspflicht. Eine gültige Zertifizierung ist nach § 11 Absatz 1 Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung eine Zugangsvoraussetzung für die Ausstellung von Nachhaltigkeitsnachweisen in der Datenbank Nabisy.

Absatz 4 regelt, dass der Verantwortliche zur Bestimmung des für die Emissionsberichterstattung relevanten nachhaltigen biogenen Kohlenstoffgehalts oder Biomasseanteils eines Brennstoffes grundsätzlich den Bioenergieanteil heranziehen kann. Dieser ergibt sich aus dem Nachhaltigkeitsnachweis. Gemäß Vol. 2 Kapitel 1.4.2.1 IPCC Guidelines 2006 variiert der C-Gehalt von Brennstoffen erheblich. Mit der Umrechnung in einen energiebezogenen Emissionsfaktor wird diese Variabilität reduziert. Da die Verordnung selbst die Nutzung von energiebezogenen Emissionsfaktoren vorschreibt, ist eine zuverlässige Näherung des nachhaltigen Kohlenstoffanteils ebenso über den nachhaltigen Energieanteil möglich. Dies gilt jedoch ausdrücklich nicht für die in Teil 5 der Anlage 2 zu dieser Verordnung genannten Brennstoffe, für die stets der biogene Kohlenstoffgehalt bzw. Biomasseanteil ausschlaggebend ist.

Absatz 5 stellt klar, dass der Nachhaltigkeitsnachweis nur für eine Brennstoffmenge ausgestellt worden sein darf, die nach § 2 Absatz 2 BEHG in Verkehr gebracht wurde. Damit wird ausgeschlossen, dass Nachhaltigkeitsnachweise, die für steuerfrei in Verkehr gebrachte Brennstoffe ausgestellt wurden, im Brennstoffemissionshandelsgesetz angerechnet werden.

Nach Absatz 6 muss der Nachhaltigkeitsnachweis nach Absatz 2 die Masse des Brennstoffs im Lieferzustand (Masse feucht) ausgewiesen werden. Die Angabe ist erforderlich, um auf Basis des jährlichen Emissionsberichts prüfen zu können, für welche Menge der Nachweis ausgestellt wurde.

Ferner ist in Absatz 7 in Umsetzung von § 7 Absatz 4 Nummer 2 a (aa) BEHG geregelt, dass die Anwendung des Emissionsfaktors von Null für den Bioenergieanteil von Biokraftstoffen nur bis zu einer bestimmten Obergrenze möglich ist, um die zusätzliche Nachfrage nach Land und damit einhergehende negative Effekte einzudämmen. Die Regelung entspricht europarechtlichen Vorgaben sowie Beschlüssen der Bundesregierung zur Begrenzung der Förderung von Erneuerbaren Energien aus Anbaubiomasse. Die Obergrenze gilt dabei individuell für jeden von einem Verantwortlichen nach § 7 BEHG einzureichenden Emissionsbericht. Gemäß den Sätzen 4 und 5 wird die Einhaltung der Obergrenze auch für diejenigen Fälle als erfüllt angesehen, in denen der Verantwortliche unter der 38. BImSchV die entsprechenden Anforderungen an die Einhaltung der Obergrenze erfüllt, ggf. auch mithilfe des im Bereich der Treibhausgaserminderungsverpflichtung bei Kraftstoffen nach den §§ 37a ff. BImSchG möglichen Quotenhandels.

Nach Absatz 8 ist eine Freistellung durch Nullemissionsfaktor generell ausgeschlossen für Brennstoffemissionen aus Rohstoffen mit hohem Risiko indirekter Landnutzungsänderung nach Artikel 3 der Delegierten Verordnung (EU) 2019/807 der Kommission vom 13. März 2019, für die im Kraftstoffbereich nach § 13b der 38. BImSchV ab dem Kalenderjahr 2023 bereits eine Anrechenbarkeit auf die Treibhausgaserminderungsquote ausgeschlossen ist.

Feste und gasförmige Biomasse-Brennstoffe waren bisher nicht zertifizierungspflichtig. Entsprechend der Ausnahmenvorschrift in § 3 Absatz 1 Satz 2 Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung wird in Absatz 9 Nummer 1 eine Ausnahmenvorschrift eingeführt, wonach auch dann ein Anspruch auf Reduzierung der Abgabepflicht durch Anerkennung des Emissionsfaktors Null für feste und gasförmige Biomasse-Brennstoffe besteht, wenn kein Nachweis über die Erfüllung der Anforderungen von §§ 4 bis 6 Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung vorliegt. Dies ist der Fall, soweit und solange der Nachweis über die Erfüllung der Anforderungen nach §§ 4 bis 6 ausschließlich mangels anerkannter Zertifizierungssysteme oder mangels Verfügbarkeit zugelassener Auditoren anerkannter Zertifizierungsstellen nicht erbracht werden kann. Über das Vorliegen der Voraussetzungen der Ausnahmeregelung ist ein Nachweis in Form einer Eigenerklärung durch den Verantwortlichen bei der zuständigen Behörde vorzulegen, die diese auf Plausibilität prüft. Die Verwendung des Musters der zuständigen Behörde für die Eigenerklärung ist verpflichtend. Absatz 9 Nummer 2 sieht eine zweite Ausnahmenvorschrift für den Fall vor, dass der Nachweis nach Absatz 2 ausschließlich deswegen nicht erbracht werden kann, weil die Datenbank Nabisy noch nicht die erforderlichen Funktionalitäten aufweist. In diesem Fall ist die Erfüllung von Nachhaltigkeits- und Treibhausgaserminderungspflichten durch eine elektronische Bescheinigung einer anerkannten Zertifizierungsstelle zu erbringen. Die Ausnahmeregelung ist bis zum 31. Dezember 2023 befristet, da davon auszugehen ist, dass bis zu diesem Zeitpunkt die erforderlichen Funktionalitäten in der Datenbank Nabisy vorhanden sein werden.

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

§ 9 regelt die Voraussetzungen nach denen der Emissionsfaktor von Null für biogene Emissionen aus Abfallbrennstoffen angesetzt und die Abgabeverpflichtung nach § 8 Absatz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes reduziert werden kann.

Da die Verwendung von Abfallbrennstoffen an die immissionsschutzrechtliche

Genehmigung der Abfallverbrennungsanlage gebunden ist, unterfallen dem Anwendungsbereich des BEHG nur Abfallbrennstoffe, die in Abfallverbrennungsanlagen nach Nr. 8.1.1 des Anhangs 1 der 4. BImSchV verbrannt werden. Absatz 1 Satz 1 legt für diese Abfallbrennstoffe im Einklang mit der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 fest, dass sie von der Anforderung zur Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien entbunden sind und Betreiber von Abfallverbrennungsanlagen ausschließlich die Erfüllung der Anforderungen zur Treibhausgasemission nach § 6 Absatz 2 Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung nachweisen müssen. Dies schließt die Annahme ein, dass regelmäßig nicht Biomasse-Brennstoffe eingesetzt werden, die direkt aus der Land-, Forst- oder Fischwirtschaft oder aus Aquakulturen stammen, für die Anforderungen zur Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien gelten. Durch den Verweis auf § 6 Absatz 2 Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung legt Satz 1 die mindestens zu erzielende Treibhausgaseinsparung im Einklang mit der nationalen Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 und in Abhängigkeit von der Inbetriebnahme der Anlage fest. Demnach gelten die Anforderungen zur Treibhausgaseinsparung in Höhe von 70 bzw. 80 Prozent nur für Abfallverbrennungsanlagen, die entsprechend der Vorgaben von Satz 5 ab dem 1. Januar 2021 bzw. ab dem 1. Januar 2026 erstmalig Abfallbrennstoffe eingesetzt haben. Bestandsanlagen mit einem früheren Inbetriebnahmedatum sind folglich von der Treibhausgasemissionsminderungspflicht ausgenommen. Dies stellt Absatz 4 Satz 1 nochmals ausdrücklich klar.

Die erforderlichen Nachweise und die Berechnung der Treibhausgaseinsparung sind nach Absatz 2 Satz 1 durch den Verantwortlichen bei der zuständigen Behörde vorzulegen. Satz 2 legt fest, dass der Verantwortliche die Nachweise und Berechnungen zur Treibhausgasemission durch einen sachverständigen Dritten, das heißt z.B. durch eine Zertifizierungsstelle, eine Prüfstelle oder einen Umweltgutachter, prüfen lassen muss.

Absatz 3 Satz 1 regelt die zur Berechnung der Treibhausgasemission anwendbaren fossilen Vergleichswerte nach Anhang V Teil C Nummer 19 bzw. Anhang VI Teil B Nummer 19 der Richtlinie (EU) 2018/2001. Die Sätze 3 und 4 regeln die Wahlfreiheit zwischen der Anwendung von Standardwerten und individueller Ermittlungsmethodik auch in Bezug auf den Biomasseanteil für die Fälle des § 2 Absatz 2a BEHG. Die Wahlfreiheit im Falle der Abfallverbrennung dient der sachgerechten anlagenspezifischen Betrachtung durch den Verantwortlichen. Die Standardwerte sind in Teil 5 der Anlage 2 genannt, die individuellen Methoden werden in Teil 2 der Anlage 4 aufgelistet.

Absatz 4 Satz 1 und 2 konkretisieren die Freistellung von Bestandsanlagen von der Nachweispflicht. Für Neuanlagen, die nach dem 31. Dezember 2020 in Betrieb genommen wurden, ist eine Nachweisführung für feste Siedlungsabfälle entbehrlich. Dabei ist für die Einstufung der Siedlungsabfälle die emissionshandelsrechtliche Abgrenzung maßgeblich, wie sie von der EU-Kommission für den EU-Emissionshandel festgelegt wurde und die inhaltlich auf die Siedlungsabfallkategorien in Kapitel 20 der Abfallverzeichnis-Verordnung verweist.

Zu § 10 (Berücksichtigung des Anteils flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Brennstoffe nicht-biogenen Ursprungs bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen)

Mit § 10 wird die mit dem Zweitem Gesetz zur Änderung des Brennstoffemissionshandlungsgesetzes neu eingeführte Verordnungsermächtigung des § 7 Absatz 4 Nummer 2 Buchstabe b umgesetzt. Diese Verordnungsermächtigung eröffnet dem Verordnungsgeber die Möglichkeit, im Rahmen der Emissionsberichterstattungsverordnung für Brennstoffemissionen aus synthetisch erzeugten Kraft- oder Heizstoffen (flüssige oder gasförmige erneuerbare Brennstoffe nicht-biogenen Ursprungs, nach der englischen Bezeichnung „Renewable Fuels of Non-Biological Origin“ bekannt als sogenannte RFNBO), die in Verkehr gebracht oder anderen in Verkehr gebrachten Brennstoffen beigemischt werden, einen Emissionsfaktor von Null festzulegen. Allerdings wird diese Festlegung auf Grundlage der Emissionsberichterstattungsverordnung erst möglich, sobald und soweit eine weitere

Rechtsverordnung Bestimmungen über die Einhaltung der Anforderungen der Richtlinie (EU) 2018/2001 sowie das Nachweisverfahren festlegt; die betreffenden Regelungen über Anforderungen und Nachweisführung zur Privilegierung von RFNBO werden unter dem Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote (37. BImSchV) getroffen.

Satz 1 legt fest, dass im Rahmen der Berichterstattung nach dem BEHG der berichtspflichtige Verantwortliche für den in Verkehr gebrachten Brennstoffanteil, der aus RFNBO stammt, einen Emissionsfaktor von Null anwenden kann, soweit die entsprechenden Anforderungen an die Berücksichtigungsfähigkeit dieser Brennstoffe nach der Erneuerbare-Energien-Richtlinie sowie an das erforderliche Nachweisverfahren eingehalten sind. Die Anforderungen dieser Richtlinie sowie des Nachweisverfahrens sind durch die 37. BImSchV festzulegen. Die Belegung mit dem Emissionsfaktor Null kann mithin erst ab dem Zeitpunkt des Inkrafttretens entsprechender Vorgaben für die Privilegierung von RFNBO durch die 37. BImSchV erfolgen.

Satz 2 stellt sicher, dass der Brennstoffanteil aus RFNBO (insbesondere Power-to-Liquid-Kraftstoffe), soweit nicht fossilen Ursprungs, durch Anwendung des Emissionsfaktors Null von der Verpflichtung zur Abgabe von Emissionszertifikaten nach dem BEHG unter denselben Bedingungen freigestellt wird, unter denen strombasierte Kraftstoffe auf die gesetzliche Verpflichtung zur Minderung der Treibhausgasemissionen nach § 37a Absatz 1 Satz 1 und 2 in Verbindung mit Absatz 4 Bundes-Immissionsschutzgesetz anrechenbar sind.

Satz 3 ordnet für die rechnerische Berücksichtigung des mit dem Emissionsfaktor Null zu privilegierenden Brennstoffanteils aus RFNBO bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen an, die Methodik zur Berechnung der Emissionen aus einem in Verkehr gebrachten Brennstoff nach Teil 2 der Anlage 2 zu dieser Verordnung anzuwenden.

Zu § 11 (Berücksichtigung dauerhaft eingebundener Brennstoffemissionen bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen)

Mit § 11 wird die mit dem Zweitem Gesetz zur Änderung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes neu eingeführte Verordnungsermächtigung des § 7 Absatz 4 Nummer 6 umgesetzt. Diese Verordnungsermächtigung eröffnet dem Ordnungsgeber für die Fälle der Abfallverbrennung nach dem ebenfalls durch das Zweite Gesetz zur Änderung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes neu eingeführten § 2 Absatz 2a BEHG die Möglichkeit, im Rahmen der Emissionsberichterstattung für den Anteil dauerhaft eingebundener Brennstoffemissionen aus im Sinne des BEHG in Verkehr gebrachten Brennstoffen eine Ausnahme von der Berichterstattungspflicht nach dem BEHG festzulegen. Hierbei geht es um Brennstoffemissionen, die nach ihrer Entstehung im Wege eines Abscheidungs- und Nutzungsprozesses direkt oder indirekt zur Bereitstellung kohlenstoffhaltiger Produkte („Carbon Capture and Utilization“) dauerhaft eingebunden werden.

Zur Herstellung eines Gleichlaufs mit dem europäischen Emissionshandel setzt die Ausnahme dieser Brennstoffemissionen von der Berichtspflicht voraus, dass die dauerhafte Einbindung der Brennstoffemissionen bei einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage ebenfalls eine Ausnahme der Berichtspflicht begründen würde. Die DEHSt ist sowohl für den Vollzug des BEHG als auch für den nationalen Vollzug des EU-Emissionshandels zuständig. Daher kann die materielle Prüfung der Privilegierungsvoraussetzungen anhand der Vorgaben des EU-Emissionshandelsrechts von derselben Behörde durchgeführt werden.

Zu § 12 (Kontinuierliche Emissionsmessung)

§ 12 konkretisiert § 5 Absatz 3 Satz 1 der Verordnung in den Fällen des § 2 Absatz 2a BEHG (Abfallverbrennungsanlagen), d.h. die zugelassene Ermittlung der Brennstoffemissionen durch direkte kontinuierliche Emissionsmessung der Kohlendioxid-Konzentration und des Abgasvolumenstroms. Übergeordnetes Ziel ist es, die Nutzung bereits vorhandener kontinuierlicher Emissionsmeseinrichtungen weitestgehend zu ermöglichen und dabei eine ausreichend genaue Bestimmung der Brennstoffemissionen sicherzustellen. Dies soll zum einen den Überwachungsaufwand für die Verantwortlichen und andererseits den Vollzugsaufwand für die zuständige Behörde minimieren.

Absatz 1 verweist für die Ermittlung der Brennstoffemissionen allgemein auf die Qualitätsanforderungen aus dem Europäischen Emissionshandel, die wiederum den allgemeinen Entwicklungsstand bei der Überwachung gefasster Emissionen an stationären Anlagen darstellt. Im Gegensatz zu den Anforderungen im Europäischen Emissionshandel sehen die Regelungen des § 12 jedoch einige Ausnahmen sowie insgesamt geringere Anforderungen an die Genauigkeit der Emissionserfassung vor. Im Gegensatz zum Ebenenkonzept im Europäischen Emissionshandel erfolgt der Nachweis über die Eignung der Messungen durch Vergleich der ermittelten Unsicherheiten im Rahmen der wiederkehrenden Funktionsprüfung und Kalibrierung (QAL2) mit den in Absatz 1 festgelegten zulässigen Unsicherheiten. Die in Satz 2 festgeschriebenen erweiterten Unsicherheiten entsprechen den Schwellenwerten, die regelmäßig für die Unsicherheitsbewertung nach QAL1 im Rahmen der Eignungsprüfung herangezogen werden. Damit werden an die Messungen deutlich geringere Genauigkeitsanforderung gegenüber der Anwendung im Europäischen Emissionshandel gestellt. Darüber hinaus sieht Satz 3 alternative Nachweismethoden für die Eignung der Messgeräte vor, sofern kein aktuelles Zertifikat über die Produktkonformität (QAL1 Zertifikat) vorliegt oder Messtrecken und Messtellen nicht in Gänze den Regeln der Technik entsprechen. Dies soll vor allem in der Anfangsphase sicherstellen, dass grundsätzlich geeignete Messgeräte auch tatsächlich genutzt werden können.

Absatz 2 regelt spezielle Anforderungen zur Bestimmung der Brennstoffemissionen aus den kontinuierlich gemessenen und registrierten Rohwerten der relevanten Messgrößen. Die Anforderungen zur Datenerfassung und -auswertung orientieren sich an der bundeseinheitlichen Praxis bei der Überwachung der Emissionen. Hierdurch sollen systematische Fehler bei der Datenauswertung von vorne herein vermieden und die Verantwortlichen bei der Etablierung der Mess- und Auswertesysteme unterstützt werden. Weiterhin werden Vorgaben zum Umgang mit Datenlücken festgelegt sowie zulässige Methoden zur Schließung dieser Datenlücken aufgeführt. Dies ist erforderlich um eine vollständige Erfassung der Brennstoffemissionen zu gewährleisten.

Absatz 3 definiert die Rahmenbedingungen unter denen bestehende Datenerfassungs- und Auswerteeinrichtungen zur Emissionsdatenauswertung genutzt werden können. Insbesondere wird hierdurch die Möglichkeit eröffnet, bereits vorhandene Systeme zur immissionschutzrechtlichen Überwachung für eine automatisierte Berechnung der Brennstoffemissionen nach dieser Verordnung zu erweitern.

Absatz 4 regelt die Anforderungen für die Bestimmung des Biomasseanteils. Hierzu wird auf die Anforderungen aus dem Europäischen Emissionshandel zurückgegriffen, jedoch erweitert um die Vereinfachung, dass auch auf Standardwerte zurückgegriffen werden kann. Dies soll ermöglichen, dass Verantwortliche die kontinuierliche Emissionsmessung auch einsetzen können, wenn sie die Bestimmung der Biomasseanteile nicht selbst durchführen können oder wollen.

Absatz 5 stellt sicher, dass bei der kontinuierlichen Emissionsmessung nicht dieselben Brennstoffe berücksichtigt werden wie bei anderen Überwachungsmethoden, sodass keine systematische Benachteiligung oder Doppelerfassung von Brennstoffemissionen entsteht.

Absatz 6 dient der Plausibilitätsprüfung der durch kontinuierliche Emissionsmessung ermittelten Brennstoffemissionen mit Hilfe eines vereinfachten Berechnungsansatzes. Durch den Vergleich der direkt gemessenen Brennstoffemissionen mit der flankierenden Berechnung sollen mögliche systematische Fehler bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen erkennbar werden.

Zu § 13 (Berichterstattung)

§ 13 knüpft an § 7 der EBeV 2022 an und macht von der Verordnungsermächtigung des § 7 Absatz 4 BEHG Gebrauch. Danach können in einer Rechtsverordnung die Anforderungen an die Ermittlung der Brennstoffemissionen und die Berichterstattung weitergehend geregelt werden.

Absatz 1 regelt den Inhalt des vom Verantwortlichen einzureichenden Emissionsberichts und verweist dazu auf die in Anlage 3 aufgeführten Mindestangaben.

Absatz 2 sieht in Anlehnung an § 39 Absatz 6 des Energiesteuergesetzes eine Sonderregelung für den Fall vor, dass in Verkehr gebrachte Erdgasmengen nach Ablesezeiträumen abgerechnet oder ermittelt werden, die zwei Kalenderjahre betreffen. In diesen Fällen hat der Verantwortliche eine sachgerechte, von einem Dritten nachvollziehbare Schätzung zur Aufteilung der im betroffenen Kalenderjahr voraussichtlich entnommenen Menge vorzunehmen. Enden Ablesezeiträume später als das jeweilige Kalenderjahr, ist der Berichterstattung für diese Ablesezeiträume die voraussichtlich im Kalenderjahr entnommene Menge zugrunde zu legen. Nachdem ein solcher Ablesezeitraum beendet ist, hat der Verantwortliche die berichtete Menge und die darauf entfallende Emissionsmenge sachgerecht und nachvollziehbar zu berichtigen. Dabei ist die Berichtigung in diesen Fällen nicht für das Vorjahr vorzunehmen, sondern in dem Emissionsbericht für das Kalenderjahr, in dem der Ablesezeitraum endet. Die für die Abgabe von Emissionszertifikaten relevante Differenzmenge zwischen der voraussichtlichen und der berichtigten Menge gilt in dem Zeitpunkt als entstanden, in dem der Ablesezeitraum endet.

Durch diese Fiktion soll aus Vereinfachungsgründen sowohl für die Verantwortlichen als auch die zuständige Behörde vermieden werden, dass der Verantwortliche den bereits abgeschlossenen Emissionsberichterstattungsvorgang im Nachhinein korrigieren muss. § 13 Absatz 2 basiert auf dem Grundgedanken, dass Verantwortliche gegenüber ihren Kunden nur die tatsächlich zwischen den jeweiligen Ablesezeitpunkten entnommene Gasmenge abschließend abrechnen und gesichert ermitteln. Ziel ist es deshalb eine Regelung wie im Energiesteuerrecht zu schaffen, die auf den bei den Versorgern bereits vorhandenen Abrechnungssystemen aufsetzt, dabei aber klarstellt, dass keine rückwirkende Berichtigung der bereits berichteten Menge im Brennstoffemissionshandel vorzunehmen ist.

Zu § 14 (Berichterstattungsgrenze)

§ 14 knüpft an § 8 der EBeV 2022 an und regelt, dass die Pflicht des Verantwortlichen zur Berichterstattung von Brennstoffemissionen erst ab einer Jahresemissionsmenge aller in Verkehr gebrachten Brennstoffe von mindestens einer Tonne Kohlenstoffdioxid besteht. Damit macht § 14 von der Verordnungsermächtigung des § 7 Absatz 4 Nummer 1 BEHG Gebrauch. Danach können die Vorgaben an die Berichterstattung in einer Rechtsverordnung konkretisiert werden. Die Berichterstattungsgrenze bezieht sich auf die Jahresemissionen einschließlich Kohlendioxid aus Biomasse nach §§ 8 und 9 und unter Berücksichtigung der abzugsfähigen Emissionen nach den Sondervorschriften der §§ 10 und 11 sowie der §§ 16 und 17. § 14 ist damit eine klarstellende Regelung vor dem Hintergrund, dass ein Emissionszertifikat zur Emission von einer Tonne Kohlendioxidäquivalent berechtigt. Bei einer Brennstoffemissionsmenge von weniger als einer Tonne Kohlendioxid besteht damit

weder eine Berichts- noch eine Abgabepflicht.

Zu § 15 (Verifizierung)

§ 15 macht von der Verordnungsermächtigung des § 7 Absatz 4 Nummer 1 BEHG zur Konkretisierung der Verifizierung der Emissionsberichte durch die Prüfstelle nach § 7 Absatz 3 BEHG Gebrauch.

Absatz 1 benennt den Prüfauftrag der Prüfstelle im Rahmen der Verifizierung und führt insbesondere die Kernpunkte entsprechend der gewählten Methodik des Verantwortlichen an.

Absatz 2 dient der Sicherstellung, dass der Prüfstelle für die Verifizierung des Emissionsberichts alle notwendigen Unterlagen durch den Verantwortlichen zur Verfügung gestellt werden. Die Nummern 1 bis 5 des Satzes 2 listen die in diesem Zusammenhang zur Verfügung zu stellenden Dokumente und Nachweise auf und dienen daher der Klarheit für den Verantwortlichen und die Prüfstelle.

Die Regelung in Absatz 3 Satz 1 sieht die Durchführung von Stichproben durch die Prüfstelle vor. Dies dient der Bestimmung der Zuverlässigkeit der Daten und Angaben des Verantwortlichen. Gemäß Satz 2 soll die Verifizierung grundsätzlich als Begehung an Betriebsstandorten des Verantwortlichen stattfinden. Die Regelung gewährleistet der Prüfstelle während der Prüfung ausreichend Kenntnis und Zugang zu den prüfungsrelevanten Sachverhalten und Dokumenten.

Satz 3 sieht eine mögliche Ausnahme von dem Grundsatz des Satzes 2 vor, wenn die Emissionsermittlung anhand eines vereinfachten Überwachungsplans ausschließlich auf Basis der im Rahmen der Energiesteueranmeldungen anzugebenden Brennstoffmengen sowie unter Anwendung von Standardwerten zu ermitteln sind. Darüber hinaus sind gegebenenfalls lediglich nachweisbezogene Abzugsmengen zu prüfen. Eine Begehung am Betriebsstandort ist daher nicht zwingend erforderlich.

Absatz 4 Satz 1 sieht vor, dass die Prüfstelle zur durchgeführten Prüfung und den gesammelten Informationen einen Prüfbericht ausstellt. Der Prüfbericht dient der Dokumentation der durchgeführten Prüfung, des Ergebnisses und in diesem Rahmen auch der Nachvollziehbarkeit der Prüfung für den Verantwortlichen und die zuständige Behörde. Die Sätze 3 und 4 bestimmen die Vorgaben, wann ein Emissionsbericht mit zufriedenstellend befunden werden kann. Die Vorgaben der hinreichenden Sicherheit und der Wesentlichkeitsschwelle von 5 Prozent sind hierbei an die Vorgaben im Rahmen des EU-Emissionshandels angelehnt (vgl. hierzu Artikel 23 der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 der Kommission vom 19. Dezember 2018 über die Prüfung von Daten und die Akkreditierung von Prüfstellen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates).

Absatz 5 basiert auf der Verordnungsermächtigung des § 7 Absatz 4 Nummer 3 BEHG. Danach können in einer Rechtsverordnung Erleichterungen für die Verifizierung bei ausschließlicher Ermittlung und Berichterstattung nach Standard-Emissionsfaktoren vorgesehen werden. Entsprechend entfällt gemäß Satz 1 Nummer 1 die Verifizierungspflicht in diesen Fällen. Bei der Emissionsermittlung anhand eines vereinfachten Überwachungsplans ausschließlich auf Basis der im Rahmen der Energiesteueranmeldungen anzugebenden Brennstoffmengen sowie unter Anwendung von Standardwerten ist die Berichterstattung über Brennstoffemissionen allerdings vergleichsweise wenig fehleranfällig, da die relevanten Brennstoffmengen den Energiesteuerdaten entsprechen und die Ermittlung der Brennstoffemissionen ausschließlich auf Basis der in Anlage 2 Teil 4 vorgegebenen Berechnungsfaktoren und Standardwerte erfolgt. Nach Satz 1 Nummer 2 greift die Erleichterung in den Fällen, in den abzugsfähige Mengen nach § 16 der Verordnung geltend gemacht werden, nicht, da es in diesen Fällen einen wesentlichen Nachweisprüfung bedarf. Satz 2 ordnet eine entsprechende Erleichterung auch für das Jahr 2023 an, da (vereinfachte)

Überwachungspläne erstmalig für das Kalenderjahr 2024 einzureichen sind.

Nach Absatz 6 wird eine Freistellung von der Verifizierungspflicht auch dann gewährt, wenn im Bereich der Abfallverbrennung die Brennstoffemissionen auf Basis von Standardwertenerchnerisch ermittelt werden und bereits ein Umweltgutachter oder eine Umweltgutachterorganisation die Angaben zu den Einsatzmengen für die Ausstellung von Herkunftsnachweisen bestätigt hat.

Zu § 16 (Vermeidung von Doppelerfassungen nach § 7 Absatz 4 Nummer 5 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes)

§ 16 knüpft an § 10 der EBeV 2022 an und macht von der Verordnungsermächtigung des § 7 Absatz 4 Nummer 5 BEHG Gebrauch. Danach kann eine Rechtsverordnung Einzelheiten zur Vermeidung von Doppelerfassungen von Brennstoffemissionen durch Freistellung von der Berichtspflicht regeln. Zugleich enthält § 12 klarstellende Regelungen zu Fallgestaltungen, in denen keine Brennstoffemissionen im Sinne des Brennstoffemissionshandelsgesetzes im Anwendungsbereich dieses Gesetzes entstehen.

Absatz 1 Nummer 1 dient der Vermeidung von Doppelerfassungen von Brennstoffmengen im Geltungsbereich des Brennstoffemissionshandelsgesetz, soweit in dem Fall des vorliegenden Entlastungstatbestands eine Energiesteuer bereits doppelt entstanden ist und eine entsprechende Berücksichtigung auch im Brennstoffemissionshandelsgesetz vorliegen würde.

Absatz 1 Nummer 2 und 6 berücksichtigt Entlastungen von Brennstoffmengen, die aufgrund von Unregelmäßigkeiten bei der Beförderung oder der Einfuhr besteuert wurden und für diese nunmehr davon auszugehen ist, dass die betreffende Brennstoffmenge in Deutschland physisch nicht in Verkehr gebracht wurde und daher nicht zu möglichen Brennstoffemissionen in Deutschland führen kann.

Absatz 1 Nummer 3 bis 5 dienen der Vermeidung von Doppelerfassungen von Brennstoffmengen, die bereits Gegenstand eines Emissionsberichts waren und erneut in den Geltungsbereich des Brennstoffemissionshandelsgesetzes, also nach Deutschland, verbracht oder wiedereingeführt werden. Darüber hinaus können durch die Nummern 4 bis 6 teilweise bereits der Berichtspflicht unterliegende Brennstoffemissionen abgezogen werden, die durch die Verbringung bzw. die Ausfuhr aus Deutschland heraus nicht mehr zu möglichen Brennstoffemissionen in Deutschland führen.

In den Fällen des Absatz 1 Nummer 7 , 8 und 10 wenn Brennstoffmengen erneut in ein Steuerlager aufgenommen werden, eine Dampfrücknahme erfolgt oder, wenn Erdgas erneut in ein Leitungsnetz für unbesteuertes Erdgas eingespeist wird, ist regelmäßig von einem späteren erneuten Inverkehrbringen und daher von einer Doppelerfassung einer zuvor bereits in Verkehr gebrachten Brennstoffmenge auszugehen.

In den Fällen des Absatz 1 Nummer 9 ist mit der Aufnahme in einen Kohlebetrieb regelmäßig von einem späteren erneuten Inverkehrbringen und daher von einer Doppelerfassung einer zuvor bereits in Verkehr gebrachten Brennstoffmenge auszugehen.

Die Regelung des Absatz 1 Nummer 11 und 12 dient der Berücksichtigung der auf völkerrechtlichen Verträgen beruhenden energiesteuerrechtlichen Entlastungsmöglichkeit für die Lieferung von Brennstoffen an ausländische Streitkräfte und Hauptquartiere in den Fällen, in denen ein Inverkehrbringen des Brennstoffes nach § 2 Absatz 2 BEHG nicht bereits durch eine Belieferung unter Steueraussetzung nach § 9c des Energiesteuergesetzes vermieden wurde.

Der Verantwortliche kann für den Abzug nach § 16 Absatz 1 Nummer 1 bis 12 grundsätzlich nur Brennstoffmengen geltend machen, für die er selbst entlastet wurde. Erstattungen und

Vergütungen aufgrund von Abtretung, Verpfändung oder Pfändung nach § 46 Absatz 1 der Abgabenordnung bleiben unberücksichtigt.

Absatz 2 und Anlage 2 Teil 3 Nummer 1 regeln die Berechnung der nach Absatz 1 abzugsfähigen Brennstoffemissionen.

Absatz 3 konkretisiert die zu erbringenden Nachweise und Daten für den Abzug nach Absatz 1. Sofern kein Entlastungsbescheid vorliegt und Entlastungsanträge als Nachweise eingereicht werden, ist die Zustimmung nach § 168 Satz 2 der Abgabenordnung nachzuweisen.

Absatz 4 Satz 1 ermöglicht einen Abzug auch in den Fällen der stofflichen Verwendung von Erdgas. Bei der stofflichen Verwendung von Erdgas entstehen keine Emissionen im Sinne des Brennstoffemissionshandelsgesetzes. Da das BEHG keinen finanziellen Kompensationsstatbestand für die stoffliche Verwendung von Brennstoffen vorsieht, ist diese Regelung für Erdgas erforderlich.

Die Berichtspflicht für die Brennstoffemissionen entsteht im Falle von Erdgas bereits mit der Entnahme, weil das Erdgas damit als im Sinne von § 2 Absatz 2 BEHG in Verkehr gebracht gilt. Anders als bei den anderen vom BEHG erfassten Brennstoffen kann im Falle von Erdgas das Entstehen der Energiesteuer und damit die Erfassung vom BEHG auch nicht im Direktlieferverhältnis durch steuerfreie Lieferung zur stofflichen Verwendung gemäß § 25 EnergieStG vermieden werden. Daher wird hier eine Abzugsfähigkeit in Anlehnung an § 47 Absatz 1 Nummer 3 EnergieStG geschaffen, obwohl in diesen Fällen keine Identität zwischen dem Verantwortlichen und dem Verwender des Erdgases besteht. Nach § 47 Absatz 1 Nummer 3 des Energiesteuergesetzes erhält der Verwender die steuerliche Entlastung. Der Verantwortliche kann bei der stofflichen Verwendung von Erdgas einen Abzug von den zu berichtenden Brennstoffemissionen dann vornehmen, wenn ihm der Verwender geeignete Nachweisdokumente rechtzeitig vor Erstellung des Emissionsberichtes nach § 7 Absatz 1 zur Verfügung stellt.

Für diese abzugsfähigen Mengen muss der Verantwortliche dann keine Emissionszertifikate erwerben. Dies ermöglicht es dem Verantwortlichen, die zur stofflichen Verwendung vorgesehenen Erdgasmengen ohne zusätzliche Zertifikatskosten zu liefern. Satz 2 verweist auf die für den Abzug entsprechend geltende Berechnungsformel in Anlage 2 Teil 3 Nummer 1. Die versichernde Erklärung des Entlastenden gemäß Satz 3 dient der Sicherstellung, dass die betreffenden Mengen nicht mehrfach weitergereicht und geltend gemacht werden können. Satz 4 stellt klar, dass der Abzug nach Absatz 4 Satz 1 nicht im Falle der stofflichen Verwendung des Erdgases in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage geltend gemacht werden kann. Der EU-Emissionshandel erfasst auch Prozessemissionen aus der stofflichen Verwendung von Erdgas. Diese Emissionen sind daher bereits im Emissionsbericht nach § 5 TEHG zu berichten und können nach § 7 Absatz 5 BEHG unter den Voraussetzungen des § 11 dieser Verordnung abgezogen werden.

Die Regelung erstreckt sich nicht auf weitere Brennstoffe nach Anlage 1 BEHG, weil die nachträgliche Entlastung nach § 47 Absatz 1 Nummer 3 EnergieStG bei diesen eine untergeordnete Rolle spielt. So können das Entstehen der Energiesteuer und damit auch das Entstehen des CO₂-Preises für die stofflich zu verwendenden Brennstoffe unbürokratisch und unmittelbar unter Inanspruchnahme der Privilegierungen der §§ 24, 25 EnergieStG vermieden werden.

Absatz 5 dient zum einen der Vermeidung von Doppelerfassungen von Erdgas im Geltungsbereich des Brennstoffemissionshandelsgesetzes, soweit in dem Fall des vorliegenden Entlastungstatbestands eine Energiesteuer bereits doppelt entstanden ist und eine entsprechende Berücksichtigung auch im Brennstoffemissionshandelsgesetz vorliegen würde. Zum anderen dient die Regelung der Berücksichtigung von Fällen, in denen die Steuer ausschließlich aufgrund der Fiktion nach § 38 Absatz 5 Satz 1 EnergieStG entsteht und es im

Anschluss nicht zu einer Energiesteuerentstehung aufgrund Lieferung sowie tatsächlicher Entnahme kommt.

Aufgrund der weiten Auslegung des Begriffs Lieferung im Rahmen des § 38 Absatz 1 und Absatz 5 EnergieStG besteht die Möglichkeit, dass die Energiesteuer bereits mit vertraglicher Bereitstellung am Ausspeisepunkt entsteht, ohne dass es zu einer physischen Entnahme kommt. Werden die nicht abgenommenen Kapazitäten sodann ohne Steuerentstehung rück- oder weiterverkauft, würde die Berichtspflicht nach dem BEHG ohne eine physische Lieferung verbleiben. Eine tatsächliche Emissionsentstehung wäre insofern nicht möglich. Soweit in diesem Fall Steuerschuldner und Entlastender zwingend auseinanderfallen, kann der Steuerschuldner bzw. der Verantwortliche diese Problemlage nicht eigenständig auflösen. Anders als bei den anderen in Absatz 1 genannten Fällen wird daher in Absatz 5 eine Abzugsfähigkeit geschaffen, obwohl in diesen Fällen keine Identität zwischen dem Verantwortlichen und dem Entlastenden des Erdgases besteht. Die versichernde Erklärung des Entlastenden gemäß Satz 2 dient der Sicherstellung, dass die betreffenden Mengen nicht mehrfach weitergereicht und geltend gemacht werden können.

Zu § 17 (Vermeidung von Doppelbelastungen nach § 7 Absatz 5 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes)

§ 17 knüpft an § 11 der EBeV 2022 an.

Absatz 1 regelt in Umsetzung von § 7 Absatz 5 Satz 2 BEHG die Vermeidung von Doppelbelastungen infolge der Nutzung von Brennstoffen in einer dem EU Emissionshandel unterliegenden Anlage. Die so entstehenden Emissionen sind bereits Gegenstand der Emissionsberichterstattung nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes und werden daher schon im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems bilanziert. Durch die Möglichkeit des Abzuges dieser Emissionen von den nach § 7 BEHG zu berichtenden Emissionen wird erreicht, dass der Verantwortliche für diese Brennstoffemissionsmenge keine Emissionszertifikate erwerben muss. Im Verhältnis zwischen dem Verantwortlichen und dem Betreiber der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlagen besteht durch die spätere Abzugsmöglichkeit bereits im Zeitpunkt der Lieferung keine Veranlassung, Zertifikatskosten nach Brennstoffemissionshandelsgesetz weiterzugeben. Absatz 1 Satz 1 Nr. 2 stellt zudem den Fall klar, in dem der Verantwortliche in einer eigenen dem EU-ETS unterfallenden Anlage die Brennstoffe einsetzt.

Um den Unternehmen die Vermeidung der Doppelbelastung möglichst einfach und ohne Unsicherheiten hinsichtlich der im Emissionsbericht des Verantwortlichen abziehbaren Brennstofflieferungsmenge zu ermöglichen, stellt Satz 1 auf die vollständige Brennstoffmenge eines Kalenderjahres ab, die zur Verwendung im EU-Emissionshandel geliefert wird. Insbesondere bei lagerfähigen, nichtleitungsgebundenen Brennstoffen kann die Liefermenge eines Jahres allerdings die tatsächliche in dem jeweiligen Jahr in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage eingesetzte Brennstoffmenge überschreiten (Differenzmenge). Daher ordnet Satz 2 an, dass die insofern in das Folgejahr übertragene, gelagerte Brennstoffmenge nachweislich im Folgejahr der Lieferung in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage eingesetzt werden muss. Absatz 1 Satz 3 und Anlage 2 Teil 3 Nummer 2 regeln die Berechnungsformel zur Ermittlung der abzugsfähigen Brennstoffemissionen nach Absatz 1 Satz 4.

Absatz 2 regelt die im Zusammenhang mit der Inanspruchnahme der Abzugsmöglichkeit nach Absatz 1 erforderlichen Erklärungen und zu erbringenden Nachweise. Zum einen soll durch die gleichlautenden Erklärungen nach Satz 2 sichergestellt werden, dass keine Kostenwälzung des jeweiligen CO₂-Preises nach § 10 Absatz 2 des BEHG stattgefunden hat. Nach § 7 Absatz 5 BEHG soll die Doppelbelastung durch entsprechenden Abzug der Emissionen von den nach § 7 Absatz 1 BEHG zu berichtenden Brennstoffemissionen möglichst

vorab vermieden werden. Die nach § 11 Absatz 2 des BEHG durch gesonderte Verordnungsregelung zu schaffende nachträgliche Kompensation für gewälzte CO₂-Preise soll demnach nur nachrangig gelten, um eine Kostenbelastung der bereits vom EU-Emissionshandel erfassten Unternehmen und ihrer Anlagen zu vermeiden.

Diese beiden Normen stehen daher in einem Zusammenhang. Es muss sichergestellt sein, dass für bereits im Rahmen des Emissionsberichtes nach § 7 Absatz 1 BEHG des Verantwortlichen abgezogene Brennstoffemissionen bei der belieferten, dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage tatsächlich keine CO₂-Kosten entstanden sind. Darüber hinaus wird durch Satz 2 abgesichert, dass die beim Abzug berücksichtigte Brennstoffmenge auch tatsächlich in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage eingesetzt werden. Durch das Abstellen auf die zum Einsatz im EU-Emissionshandel gelieferte Menge muss das belieferte Unternehmen dem Verantwortlichen weitere Erklärungen, Angaben und Nachweise zur Verfügung stellen, um den tatsächlichen Einsatz der Liefermenge im EU-Emissionshandel sicherzustellen und missbräuchliche Inanspruchnahmen der Regelung auszuschließen. Der Emissionsbericht nach § 5 des Treibhausgasemissionshandelsgesetzes liegt der zuständigen Behörde allerdings vor und muss nicht gesondert vom Verantwortlichen eingereicht werden. Satz 2 regelt in Verbindung mit Anlage 5 die mindestens erforderlichen Erklärungen, Daten und Angaben des belieferten Unternehmens. Satz 3 stellt diesbezüglich klar, dass insbesondere der Einsatz von im Vorjahr gelieferter, nicht eingesetzter Brennstoffmengen im Folgejahr bestätigt werden muss, um einen Missbrauch der Regelung zu vermeiden. Satz 4 stellt klar, dass für die Fälle des Absatz 1 Satz 1 Nr. 2 in denen der Verantwortliche in einer eigenen dem EU-ETS unterfallenden Anlage die Brennstoffe einsetzt, Satz 2 entsprechend gilt.

Absatz 3 dient der Vermeidung der missbräuchlichen Inanspruchnahme der Regelung zur Vermeidung der Doppelbelastung. Satz 1 bedeutet: Kann das belieferte Unternehmen nicht nachweisen, dass es die zum Einsatz im EU-Emissionshandel gelieferten Brennstoffmenge spätestens im Folgejahr auch tatsächlich vollständig in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage verwendet hat, muss der Verantwortliche die entsprechende nicht von einem Einsatznachweis gedeckte Brennstoffmenge im Emissionsbericht für das auf die Lieferung folgende Kalenderjahr berücksichtigen. Gleiches gilt nach Satz 2, wenn die zuständige Behörde später feststellt, dass die Verwendungsbestätigung für die die Differenzmengen unzutreffend war.

Absatz 4 enthält eine Regelung zum Umgang mit nachträglichen Korrekturen von Emissionsberichten nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes. Eine solche nachträgliche Korrektur kann im Einzelfall insbesondere als Folge der Emissionsberichtsprüfung notwendig werden und sowohl zu einer Erhöhung als auch zu einer Absenkung der berichts- und abgabepflichtigen Emissionsmenge der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage führen. Ohne die Sonderregelung in Absatz 4 würde sich eine Korrektur bei der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage auch nachträglich auf die nach Absatz 1 abzugsfähige Emissionsmenge für das jeweilige Berichtsjahr auswirken. Um die damit verbundenen Unsicherheiten für den Verantwortlichen zu vermeiden, regelt Absatz 4, dass nachträgliche Korrekturen bei der dem EU Emissionshandel unterliegenden Anlage nicht auch unmittelbar zu einer nachträglichen Korrektur des Emissionsberichtes nach § 7 BEHG und damit auch nicht zu einer nachträglichen Korrektur der Menge der für dieses Jahr nach § 8 BEHG abzugebenden Emissionszertifikate führt. Erst für das Berichtsjahr, in dem die Korrekturmenge im Rahmen des EU-Emissionshandels bestandskräftig festgestellt ist, ist die von der Korrektur betroffene Differenzmenge auf die Abzugsmenge nach Absatz 1 anzurechnen.

Absatz 5 stellt klar, dass der Verantwortliche von der Regelung nach § 17 Absatz 1 für energiesteuerfreie Mengen keinen Gebrauch machen darf. Hintergrund der Regelung ist, dass die dem EU-Emissionshandel unterliegende Anlage nach den energiesteuerlichen Vorgaben bestimmte Brennstoffe auch direkt energiesteuerfrei beziehen kann

(insbesondere für die Verwendung zu anderen Zwecken als Kraft- und Heizstoffen nach § 25 des Energiesteuergesetzes). Für diese Mengen entsteht keine Energiesteuer und damit auch keine Berichts- und Abgabepflicht nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz. Da der Emissionsbericht der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage jedoch keine Unterscheidung zwischen solchen Mengen eines Brennstoffs vornimmt und sämtliche Emissionen des jeweiligen eingesetzten Stoffs umfasst, könnten bei der Abzugsmöglichkeit nach Absatz 1 sowohl berichtspflichtige Mengen als auch nicht berichtspflichtige (energiesteuerfreie) Mengen enthalten sein.

Zu § 18 (Datenverwaltung und Kontrollsystem)

§ 18 regelt in Umsetzung des § 6 Absatz 5 Nr. 1 BEHG die Dokumentation der Datenverwaltung und Datenkontrolle zur Ermittlung der Emissionen.

Absatz 1 Satz 1 enthält die Verpflichtung zur Dokumentation für die Datenverwaltung für die Emissionsberichterstattung. Die Datenverwaltung umfasst die maßgeblichen Verfahren, die die Gewinnung, Verarbeitung, Aufbewahrung, Sicherung und Vorbereitung der relevanten Informationen umfasst. Die Dokumentation der Datenverwaltung dient insbesondere der Nachvollziehbarkeit des Datenweges und der Daten für die Prüfstelle im Rahmen der Verifizierung und der zuständigen Behörde im Rahmen der Prüfung des Emissionsberichts. Satz 2 stellt klar, dass die Dokumentation der Datenverwaltung auch die Daten und Datenwege abzugsfähiger Mengen umfasst.

Die Regelung in Absatz 2 verpflichtet den Verantwortlichen die notwendigen Kontrollaktivitäten im Rahmen der Überwachung und Berichterstattung zu dokumentieren. Damit soll sichergestellt werden, dass der jährliche Emissionsbericht keine wesentlichen Falschangaben enthält und mit dem Überwachungsplan sowie mit dieser Verordnung im Einklang steht.

Zu § 19 (Aufbewahrung von Unterlagen und Daten)

§ 19 knüpft an § 9 der EBeV 2022 an.

Absatz 1 regelt die Aufbewahrungsfristen für den Verantwortlichen, orientiert an etablierten Aufbewahrungsfristen nach § 257 des Handelsgesetzbuches in der im Bundesgesetzblatt Teil III, Gliederungsnummer 4100-1, veröffentlichten bereinigten Fassung, das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 12. August 2020 (BGBl. I S. 1874) geändert worden ist, und nach § 147 der Abgabenordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 1. Oktober 2002 (BGBl. I S. 3866; 2003 I S. 61), die zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 12. August 2020 (BGBl. I S. 1879) geändert worden ist, und entspricht damit auch den Aufbewahrungsfristen im EU Emissionshandelssystem nach Artikel 67 der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066.

Absatz 2 regelt, welche Unterlagen und Daten von der zuständigen Behörde aufzubewahren sind. Sie regelt zudem die Aufbewahrungsfrist.

Nach Absatz 3 verlängern sich die Aufbewahrungsfristen bis zum Abschluss von Rechtsbehelfsverfahren gegen behördliche Entscheidungen im Zusammenhang mit der Emissionsberichterstattung.

Zu § 20 (Inkrafttreten)

§ 20 regelt das Inkrafttreten der Verordnung.

Zu Anlage 1 (Mindestinhalt eines Überwachungsplans und eines vereinfachten Überwachungsplans)

Die allgemeinen Angaben in Anlage 1 Teil 1 Nummer 1 Buchstabe a) und b) stellen die Stammdaten zur Identifizierung des Verantwortlichen dar. Der Buchstabe c) der Nummer 1 dient der klaren Dokumentenidentifizierung sowie der zeitlichen Einordnung des Überwachungsplans. Der Buchstabe d) der Nummer 1 identifiziert die nach § 18 der Verordnung zu führende Verfahrensweisung und sichert die Auffindbarkeit durch die Angaben zur Zuständigkeit und des Aufbewahrungsortes.

Nummer 2 der Anlage 1 Teil 1 bezeichnet die Mindestangaben in den Fällen nach § 2 Absatz 2 Satz 1 BEHG. Die Angaben in den Buchstaben a) und b) der Nummer 2 sind Stammdaten der Zollverwaltung und dienen zum Abgleich der Daten auf der Basis von § 14 Absatz 4 BEHG. Die Angaben in Buchstabe c) dienen dem Erkenntnisgewinn, welche im § 2 Absatz 2 Satz 1 BEHG genannte Entstehungstatbestände regelmäßig vorliegen. Die einzelnen Angaben innerhalb des Buchstaben d) dienen der Nachvollziehbarkeit welche Brennstoffe vorliegen und nach welcher Methode die Emissionen des Brennstoffs sowie die einzelnen Faktoren zur Bestimmung dessen ermittelt werden. Zu diesem Zweck bestätigt der Verantwortliche die zugeordneten Standardwerte oder beschreibt soweit vorliegend die individuelle Methode.

Nummer 3 der Anlage 1 Teil 1 gibt die Mindestangaben in den Fällen nach § 2 Absatz 2 Satz 2 BEHG (Verwendung steuerfreier Kohle) vor. Die Angaben in den Buchstaben a) und b) der Nummer 3 sind Stammdaten der Zollverwaltung und dienen zum Abgleich der Daten auf der Basis von § 14 Absatz 4 BEHG. Buchstabe c) umfasst den Nachweis, dass der Verantwortliche zur steuerfreien Verwendung von Kohle berechtigt ist. Die einzelnen Angaben innerhalb des Buchstaben d) dienen der Nachvollziehbarkeit, welche Kohlesorten vorliegen und nach welcher Methode die Emissionen der Kohlesorte sowie die einzelnen Faktoren zur Bestimmung derer ermittelt werden. Zu diesem Zweck bestätigt der Verantwortliche die zugeordneten Standardwerte oder beschreibt soweit vorliegend die individuelle Methode.

In Nummer 4 des Teil 1 der Anlage 1 sind die Mindestangaben für die Fälle des § 2 Absatz 2 Satz 2a BEHG enthalten. Die Angaben in den Buchstaben a) und b) der Nummer 4 sind Stammdaten der Zollverwaltung und dienen zum Abgleich der Daten auf der Basis von § 14 Absatz 4 BEHG. Die einzelnen Angaben innerhalb des Buchstaben d) der Nummer 4 dienen der Nachvollziehbarkeit, welche Abfallgruppen nach Anlage 2 Teil 5 vorliegen und nach welcher Methode die Emissionen sowie die einzelnen Faktoren zur Bestimmung dessen ermittelt werden. Zu diesem Zweck bestätigt der Verantwortliche die zugeordneten Standardwerte oder beschreibt soweit vorliegend die individuelle Methode und die Methode zur Ermittlung der Treibhausgaseinsparungen nach § 9 der Verordnung.

Die Buchstaben e) und f) der Nummer 4 enthalten die Angaben für die Fälle einer kontinuierlichen Emissionsmessung nach § 5 Absatz 3 in Verbindung mit § 12 der Verordnung. Die Angaben in e) dienen dabei dem Nachweis der Eignung des Messgeräts sowie der Nachvollziehbarkeit der zur Anwendung beabsichtigten Methode zur Bestimmung der abzugsfähige Kohlendioxid-Menge aus Biomasse. Die Einzelangaben in Buchstabe f) beschreiben die notwendigen Mindestangaben und Beschreibungen für die Plausibilisierung durch die flankierende Berechnung.

Teil 2 der Anlage 1 bestimmt den reduzierten Mindestinhalt im Fall eines vereinfachten Überwachungsplans nach § 3 Absatz 4 der Verordnung.

Zu Anlage 2 (Ermittlung der Brennstoffemissionen)

Anlage 2 Teil 1 stellt die allgemeine Berechnungsformel zur Ermittlung der

Brennstoffemissionen auf. Sie legt fest, dass sich die berichts- und abgabepflichtigen Brennstoffemissionen aus der Differenz zwischen den Emissionen der in Verkehr gebrachten Brennstoffe und den abzugsfähigen Brennstoffemissionen ergeben. Abzugsfähige Brennstoffemissionen ergeben sich entweder nach § 16 oder nach § 17 der Verordnung, wonach Doppelerfassungen (§ 16) oder Doppelbelastungen (§ 17) durch eine Freistellung von der Berichts- und Abgabepflicht ausgeschlossen werden sollen.

Anlage 2 Teil 2 und Teil 3 stellen die Berechnungsformeln zur Berücksichtigung der weiteren Maßgaben nach den §§ 6, 16 und 17 der Verordnung auf. Dabei regelt Anlage 2 Teil 2 die Methode zur Berechnung der Emissionen aus einem in Verkehr gebrachten Brennstoff. Hierzu wird die Menge grundsätzlich mit dem Umrechnungsfaktor, dem Heizwert und dem Emissionsfaktor multipliziert, ggf. unter Abzug eines nach § 8 der Verordnung zu berücksichtigenden Bioenergieanteils.

Teil 3 der Anlage 2 stellt dar, wie die abzugsfähigen Brennstoffemissionen berechnet werden. Zur Ermittlung der Emissionen aus doppelt erfassten Brennstoffmengen im Sinne des § 7 Absatz 4 Nummer 5 BEHG wird die Menge des Brennstoffs, der einen in § 16 Absatz 1, Absatz 4 oder Absatz 5 der Verordnung aufgeführten Tatbestand erfüllt, mit dem Umrechnungsfaktor, dem Heizwert und dem Emissionsfaktor multipliziert. Zur Ermittlung der Emissionen aus Brennstoffen, die im Sinne von § 7 Absatz 5 BEHG in einer dem EU Emissionshandel unterliegenden Anlage eingesetzt wurden, muss die jeweilige Menge des in der jeweiligen Anlage eingesetzten Brennstoffs mit dem fossilen Anteil multipliziert werden. Der fossile Anteil berechnet sich aus der Gesamtmenge eines Brennstoffs abzüglich des in der emissionshandelspflichtigen Anlage für den Brennstoff ggf. als nachhaltig anerkannten Biomasseanteils. Die so ermittelte Brennstoffmenge wird über alle emissionshandelspflichtigen Anlagen, die den Brennstoff von dem Verantwortlichen beziehen, summiert. Anschließend wird diese Menge mit dem in der Verordnung für den Brennstoff festgelegten Umrechnungsfaktor, Heizwert und Emissionsfaktor multipliziert.

Die in Teil 4 der Anlage 2 zur Ermittlung der Brennstoffemissionen festgelegten Standardwerte für Emissionsfaktoren, Heizwerte und Umrechnungsfaktoren sind für die Emissionsberichterstattung verbindlich. Die Standardwerte für die Emissionsfaktoren und Heizwerte basieren auf mehreren Datenquellen: Für einige Brennstoffe sind es Daten des nach der Klimarahmenkonvention zu erstellenden Berichts zum Nationalen Treibhausgasinventar (Nationaler Inventarbericht 2022 mit Daten für 2020) bzw. wurden sie daraus abgeleitet. Für andere Brennstoffe sind es Daten, die von der zuständigen Behörde für den Vollzug des EU-Emissionshandels veröffentlicht werden. Im Gegensatz zur EBeV 2022 wurden Standardwerte nicht für den fertigen Brennstoff, sondern für den fossilen Brennstoff und für die zumischbaren biogenen Brennstoffe vorgegeben, sofern sich die Standardwerte für fossile und biogene Anteile unterscheiden. Mit der zu erwartenden verstärkten Zumischung von biomassebasierten Brennstoffen wäre andernfalls eine ständige Aktualisierung der Werte erforderlich. Für biogene Brennstoffe müssen Nachhaltigkeitsnachweise vorliegen, so dass sich die Differenzierung zwischen fossil und biogen ergibt und aufgrund der Differenzierung einzelne Standardwerte im Vergleich zur EBeV 2022 entsprechend angepasst wurden. Bei Kohlen basieren die Emissionsfaktoren, ausgenommen der Rohbraunkohlen, auf den Daten des Nationalen Inventarberichts 2022 (mit Daten für 2020). Für Rohbraunkohlen wurden sowohl Heizwerte als auch Emissionsfaktoren aus der Standardwerteliste für die 4. Handelsperiode im Europäischen Emissionshandel übernommen. Die Heizwerte der übrigen Kohlesorten wurden dem Zoll-Merkblatt 1179 entnommen. Die Heizwerte für die Biokomponenten entstammen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie, für die Emissionsfaktoren der Biokomponenten wurden die Werte des zu ersetzenden fossilen Brennstoffs aus Anlage 2 Teil 4 entnommen. Die festgelegten Werte für den Umrechnungsfaktor Dichte basieren auf Standarddichten (Ausnahmen: „Mittelschwere Öle“). Hintergrund für den Umrechnungsfaktor sind unterschiedliche Einheiten in den Zollformularen wie beispielsweise Liter, Megawattstunde oder Tonne. Da die Heizwerte einheitlich in GJ/t oder GJ/GJ angegeben werden,

müssen alle berichteten Mengen von den Zolleinheiten umgerechnet werden.

Die in Anlage 2 Teil 5 zur Ermittlung der Brennstoffemissionen festgelegten Standardwerte für Emissionsfaktoren, Heizwerte, Umrechnungsfaktoren und Biomasseanteile sind analog zu den Angaben aus dem Herkunftsnachweisregister nach Abfallschlüsselnummern gestaffelt. Die Bestimmung der Emissionsfaktoren berücksichtigt die nicht vollständige Umsetzung des Kohlenstoffs bei der Verbrennung durch die Einrechnung eines Umrechnungsfaktors bei der Verbrennung von 0,98. Die jeweiligen Kohlenstoffgehalte in den betrachteten Abfallfraktionen wurden auf Grundlage einer empirisch hergeleiteten Korrelation aus den Heizwerten berechnet. Die Standardwerte für den Biomasseanteil in den einzelnen Abfallgruppen entsprechen jeweils den Standardwerten, die auch für das Herkunftsnachweisverfahren verwendet werden. Eine Ausnahme bildet der Standardwert für den Biomasseanteil für kommunale Klärschlämme (AVV 19 08 05), der anders als im Herkunftsnachweisverfahren nicht 80 Prozent, sondern 100 Prozent beträgt. Diese Abweichung trägt dem Umstand Rechnung, dass der Gesetzgeber im parlamentarischen Verfahren zum 1. BEHG-Änderungsgesetz die Möglichkeit zur Anwendung eines privilegierten Emissionsfaktors ausgeweitet hat, um die Nachweisanforderungen für die Verbrennung von Klärschlämmen aus dem kommunalen Abwasserbereich möglichst gering zu halten (s. BT-Drs 19/23184, S. 10). Die zusätzlich angegebene Korrelation zur Bestimmung der Heizwerte und Emissionsfaktoren für kommunale Klärschlämme ist für gegebenenfalls notwendige Rückrechnungen und Wichtungen erforderlich. Diese wird beispielsweise benötigt, wenn die Gesamtemissionen mittels kontinuierlicher Emissionsmessung bestimmt werden, aber der Biomasseanteil auf Basis von gewichteten Standardwerten bestimmt wird.

Zu Anlage 3 (Mindestinhalt eines jährlichen Emissionsberichts)

Die Angaben in Anlage 3 unter Nummer 1 stellen Stammdaten zur Identifizierung des Verantwortlichen dar. Die zugehörigen Stammdaten der Zollverwaltung dienen zum Abgleich der Daten auf der Basis von § 14 Absatz 4 BEHG.

Die Angaben in Anlage 3 Nummer 2 fassen die berichtspflichtige Gesamtemissionsmenge sowie die Emissionsmenge aus nachhaltiger Biomasse für ein Kalenderjahr zusammen. Diese Daten werden aus den Angaben unter Nummer 3, 4 und 5 ermittelt.

Die Angaben unter Anlage 3 Nummer 3 enthalten Angaben zu den in Verkehr gebrachten Brennstoffen. Die Differenzierung der Brennstoffe erfolgt nach der Differenzierung des Energiesteuergesetzes. Die Brennstoffmengen sind in der gleichen Einheit wie in der Energiesteueranmeldung anzugeben. Hierdurch können die Daten zur Erfüllung der Berichtspflichten nach dem Energiesteuergesetz auch für die Berichtspflichten nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz genutzt werden. Ferner wird hierdurch ein Abgleich mit den Daten aus dem Besteuerungsverfahren ermöglicht. Zudem werden die für die Berechnungen der Emissionen erforderlichen Umrechnungsfaktoren, Heizwerte und Emissionsfaktoren benötigt, wofür nach Anlage 2 Teil 4 Standardwerte vorgegeben sind. Die Brennstoffe können einen variablen Biomasseanteil enthalten. Der Standardemissionsfaktor berücksichtigt zunächst jeglichen Kohlenstoff im Brennstoff, mit der die Gesamtemissionen inklusive Emissionen aus nachhaltiger Biomasse ermittelt werden. Zur Anwendung eines Emissionsfaktors von Null für biogene Brennstoffemissionen bei entsprechenden Nachhaltigkeitsnachweis sind die nachhaltigen biogenen Emissionen von den Gesamtemissionen abzuziehen. Für den Abzug sind die Angaben aus den Nachhaltigkeitsnachweisen zu übertragen. Die Nachhaltigkeitsnachweise enthalten immer die Angaben der nachhaltigen Bioenergiemenge bezogen auf den Heizwert, weshalb diese Menge anzugeben ist. Hinsichtlich der in § 6 Absatz 3 vorgesehenen Obergrenze für den Abzug von Anbaubiomasse ist die auf den Nachhaltigkeitsnachweisen ausgewiesene Differenzierung zur Art der Biomasse zu beachten und entsprechend anzugeben.

Die Angabe in Anlage 3 Nummer 4 dient der Vermeidung einer Doppelerfassung durch das erneute Inverkehrbringen eines Brennstoffs. Hier sind die Brennstoffmengen gemäß § 10 dieser Verordnung anzugeben.

Die Angabe in Anlage 3 Nummer 5 dient zur Vermeidung von Doppelbelastungen durch die Berichterstattung nach Brennstoffemissionshandelsgesetz und nach Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz. Es sind die Stammdaten der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage anzugeben, um der zuständigen Behörde eine Überprüfung der angegebenen Daten zu ermöglichen. Hier sind die von der jeweiligen Anlage bezogenen und verwendeten Brennstoffmengen und der nachhaltige Biomasseanteil anzugeben. Ferner ist die Erklärung des Verantwortlichen zum vereinbarten Brennstoffpreis ohne Einpreisung des CO₂-Preises abzugeben.

Die Angaben in Anlage 3 Nummer 6 dienen der vereinfachten Nachweisführung über nachhaltige Energiemengen bei Kraftstoffen. Die Nachweisführung entspricht dem Verfahren nach § 1 der 36. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes, wonach der Steuerlagerinhaber die Einlagerer nach § 7 Absatz 4 Satz 1 des Energiesteuergesetzes und die in Verkehr gebrachten Energieerzeugnisse nach Art und Menge benennen muss. Die Nachweisführung ist ergänzt um die Menge der nachhaltigen Energiemenge, für die der Einlagerer Nachhaltigkeitsnachweise oder Nachhaltigkeitsteilnachweise bei der Biokraftstoffquotenstelle eingereicht hat und für den Inverkehrbringer anrechnen lassen möchte. Die Ergänzung der Nachweisführung ist erforderlich, damit ein Abgleich der vom Einlagerer insgesamt zur Verfügung stehenden nachhaltigen Energiemenge zur gesamt abgerechneten nachhaltigen Energiemenge vorgenommen werden kann und kein individueller Nachweis über Nachhaltigkeitsnachweise oder Nachhaltigkeitsteilnachweise erfolgen muss.

Zu Anlage 4 (Methoden zur Ermittlung der Berechnungsfaktoren)

Die Angaben in Anlage 4 Teil 1 spezifizieren die nach § 7 Absatz 3 BEHG zulässigen Methoden zur Ermittlung der Berechnungsfaktoren für Brennstoffe für die keine Standardwerte in Teil 4 der Anlage 2 angegeben sind.

Zwischen den Methoden der Nummer 1 bis 3 des Teil 1 besteht Wahlfreiheit. Hierdurch soll dem Verantwortlichen die Möglichkeit gegeben werden, Festwerte für Brennstoffe zu nutzen, für die keine Standardwerte in Anlage 2 Teil 4 dieser Verordnung festgelegt sind. Mit dieser Regelung wird in begründeten Fällen ein angemessenes Verfahren zur Gewährleistung größtmöglicher Datenqualität bei gleichzeitig begrenztem Überwachungsaufwand für den Verantwortlichen ermöglicht.

Nummer 1 des Teils gestattet die Ermittlung der Berechnungsfaktoren auf Basis einer individuellen Probenahme und Analyse nach den anerkannten Regeln der Technik. D. h. die Probenahme und Analyse für den Brennstoff ist nach einer für den Anwendungsbereich geeigneten ISO-, EN- oder DIN- Normen vorzunehmen. Existieren für den Anwendungsbereich keine anwendbaren veröffentlichten Normen, so können andere wissenschaftlich erprobte Methoden und Vorgehensweisen angewendet werden.

Die Methode nach Nummer 2 gestattet die Verwendung von Festwerten, die von der zuständigen Behörde zu diesem Zweck veröffentlicht wurden. Diese Festwerte sind insoweit bereits vorgeprüft durch die zuständige Behörde und deren Anwendbarkeit und Plausibilität damit gesichert. Darüber hinaus ist die Verwendung von Festwerten aus den IPCC Guidelines 2006, in der jeweils geltenden Fassung, zulässig. Auch diese Werte basieren insoweit auf belastbaren Daten, sodass eine individuelle Prüfung der Werte durch die zuständige Behörde entfallen kann. Sofern für den Brennstoff in den IPCC Guidelines keine Festwerte veröffentlicht wurden, gestattet Nummer 3, dass durch den Verantwortlichen die

Anwendung geeigneter Literaturwerte beantragt werden kann.

Nummer 3 des Teils 1 gestattet die Ableitung individueller Berechnungsfaktoren für einen Brennstoff auf Basis historischer Analysen. Der Verantwortliche muss sicherstellen, dass die vorliegenden historischen Analysen zur Ableitung eines Festwerts geeignet sind, und die Anwendung für zukünftige Lieferchargen mit anerkannten statistischen Verfahren absichern. Die Nachweisführung ist der zuständigen Behörde zur Genehmigung vorzulegen.

Die Angaben in Anlage 4 Teil 2 definieren die zulässigen Methoden im Falle des § 2 Absatz 2a des Brennstoffemissionshandelsgesetzes zur individuellen Ermittlung der Berechnungsfaktoren. Diese können genutzt werden, sofern der Verantwortliche keine Standardwerte nach Anlage 2 Teil 5 verwendet. Je nach Vorhandensein und Qualität von historischen Daten können individuelle Festwerte abgeleitet werden. In jedem Falle sind die verwendeten individuellen Methoden gegenüber der Behörde zu beschreiben, da es sich um besonderes heterogene Stoffgemische handelt.

Die Angaben in Anlage 4 Teil 3 bestimmt die Anforderungen die für die individuelle repräsentative Probenahme und Analyse bezüglich der Analysefrequenz gelten. Hierbei kann frei zwischen (für bestimmte Brennstoffe) vorgegebenen Mindesthäufigkeiten und einer individuellen Mindesthäufigkeit mit vorgegebener maximaler relativer Standardabweichung des jährlichen Mittelwertes gewählt werden.

Zu Anlage 5 (Erforderliche Erklärungen, Angaben und Nachweise des belieferten Unternehmens im Zusammenhang mit dem Abzug von Brennstoffemissionen bei der Lieferung von Brennstoffen zum Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage)

Die Angaben in Anlage 5 Nummer 1 und 2 dienen der eindeutigen Identifizierung der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage, die Angaben unter den Nummern 3 und 4 der eindeutigen Identifizierung des Verantwortlichen nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz.

Mit den Angaben unter Nummer 5 wird der Brennstoff gemäß seiner Bezeichnung im Emissionsbericht der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage ausgewiesen.

Da eine dem EU-Emissionshandel unterliegende Anlage einen bestimmten Brennstoff unter Umständen von mehreren Verantwortlichen bezieht, dienen die Angaben in Nummer 6 dazu, die Brennstoffmenge dem jeweiligen Verantwortlichen zuzuordnen, deren Berücksichtigung bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen zu gewährleisten und deren Lieferung sowie Verwendung im Rahmen des EU-Emissionshandels nachvollziehen zu können. Zusätzlich ist für die zum Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage gelieferte Menge der Anteil der energiesteuerpflichtigen und der energiesteuerfreien Brennstoffmenge auszuweisen.

Nummer 7 dient der Absicherung des Einsatzes der bezogenen Liefermenge in einer emissionshandelspflichtigen Anlage durch eine entsprechende Verwendungsabsichtserklärung sowie eine Erklärung zur CO₂-Kostenfreiheit des vereinbarten Lieferpreises.

Spiegelbildlich zur Verwendungsabsichtserklärung muss nach Nummer 8 der tatsächliche Einsatz der Liefermenge spätestens im Folgejahr bestätigt werden, sofern die Liefermenge eines Berichtsjahres nicht vollständig innerhalb desselben Jahres eingesetzt wurde.

Mit den Angaben unter Nummer 9 soll nachvollziehbar werden, ob die im Emissionsbericht nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes ermittelten Emissionen für den Brennstoff durch Standardmethodik, Massenbilanzansatz oder kontinuierlicher Emissionsmessung nach Artikel 21 der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 ermittelt wurden. Dies ist erforderlich, um die auf dem Nachweis aufgeführten Mengen bzgl. ihrer Qualität

überprüfen zu können. Zum Beispiel würde bei kontinuierlicher Emissionsmessung die Menge aus den flankierenden Stoffströmen herangezogen werden, die ggf. einer Korrektur bedarf, wenn sie als "Schätzwert" im Emissionsbericht nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes angegeben wurde.

Zu Anlage 6 (Mindestinhalt der schriftlichen Verfahren zur Datenverwaltung und Kontrollaktivitäten)

Teil 1 der Anlage 6 listet die Elemente, die im schriftlichen Verfahren der Datenverwaltung mindestens darzustellen und zu dokumentieren sind. Dies ist vor allem dann notwendig, wenn die für den Emissionsbericht notwendigen Daten in verschiedenen Bereichen eines Unternehmens und zu unterschiedlichen Zeitpunkten ermittelt oder erhoben werden.

Die Nummern 1 bis 5 dienen der Nachvollziehbarkeit und Plausibilität des Datenweges und dokumentieren die Aktivitäten von Datenerhebung bis hin zur finalen Berechnung der zu berichtenden Brennstoffmenge. Dabei trägt vor allem das Datenflussdiagramm nach Nummer 2 für eine nachvollziehbare Darstellung der einzelnen Schritte im Datenfluss und der Verantwortlichkeiten im Unternehmen bei.

Die Angaben in Anlage 6 Teil 2 bezeichnen die in einer Verfahrensanweisung zu regelnden Kontrollaktivitäten des Verantwortlichen zur Einrichtung eines Kontrollsystems nach § 18 Absatz 2 der Verordnung.