

Referentenentwurf

des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit

Entwurf einer Verordnung über die Emissionsberichterstattung nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz für die Jahre 2021 und 2022 (Berichterstattungsverordnung 2022 – BeV 2022)

A. Problem und Ziel

Das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BGBl. I 2019, S. 2728 ff.) 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 13 Verordnungsermächtigungen für konkretisierende Rechtsverordnungen.

Für die Einführung des nationalen Emissionshandelssystems für Brennstoffemissionen ist nach den Regelungen des Brennstoffemissionshandelsgesetzes ein mehrstufiges System vorgesehen, 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. Erst ab dem Jahr 2023 werden sämtliche in Anlage 1 BEHG aufgeführten Brennstoffe (insbesondere auch Mischbrennstoffe, Kohlen oder Abfallstoffe) von der Berichtspflicht erfasst. Durch diese Ausweitung der berichtspflichtigen Brennstoffe ab 2023 wird der Regelungsbedarf für Anforderungen an die Emissionsberichterstattung deutlich zunehmen.

B. Lösung

Nach dem gestuften Einführungssystem des Brennstoffemissionshandelsgesetzes beschränkt sich die vorliegende Berichterstattungsverordnung auf die Festlegung der Regelungen zur Überwachung, Ermittlung und Berichterstattung, die für den Start des Systems und für die Durchführung des Brennstoffemissionshandels in der Periode 2021 und 2022 erforderlich sind.

Die Umsetzung dieser Vorgaben im Jahr 2020 ermöglicht den Unternehmen gegebenenfalls erforderliche technische und insbesondere organisatorische Änderungen vorzunehmen und sich rechtzeitig auf die Anforderungen zur Überwachung, Ermittlung und Berichterstattung in den

Jahren 2021 und 2022 einzustellen. Zugleich wird mit der vorliegenden Verordnung bezweckt, die Überwachung, Ermittlung und Berichterstattung der Brennstoffemissionen so an die bestehenden, gesetzlichen Überwachungsmethoden im Energiesteuerrecht anzulehnen und zu standardisieren, dass den Unternehmen zur Erfüllung der Berichterstattungsanforderungen des Brennstoffemissionshandelsgesetzes in der Periode 2021 und 2022 ein möglichst geringer Zusatzaufwand entsteht.

Für den ab 2023 geltenden, vollständigen Anwendungsbereich des Brennstoffemissionshandelsgesetzes wird eine Neufassung der Berichterstattungsverordnung im Jahre 2022 erforderlich werden, die perspektivisch in die einheitliche Durchführungsverordnung zum Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHV) integriert werden soll.

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 werden in den betroffenen Einzelplänen im Rahmen der geltenden Finanzplanung gedeckt.

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 der Verordnung ergibt sich gegenüber der Abschätzung des Erfüllungsaufwands zum Brennstoffemissionshandelsgesetz (vgl. BT-Drs 19/14746) eine jährliche Entlastung von ca. 24,5 Mio. Euro. Dieser Rückgang der Erfüllungskosten entfällt vollständig auf die im BEHG noch nicht berücksichtigten Erleichterungen bei den Pflichten der Verantwortlichen zur Überwachung und Berichterstattung in der Periode 2021 und 2022.

E.3 Erfüllungsaufwand der Verwaltung

Die Regelungen der Verordnung führen zu konkretisierenden Vorgaben für den Vollzug des BEHG durch die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) beim Umweltbundesamt. Der Mehr- und Minderaufwand bei einzelnen Anforderungen hebt sich dabei weitgehend auf, im Ergebnis

verbleibt eine Reduzierung des Erfüllungsaufwands für die Verwaltung um knapp 0,3 Mio. Euro pro Jahr.

F. Weitere Kosten

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

Referentenentwurf

des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit

Entwurf einer Verordnung über die Emissionsberichterstattung nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz für die Jahre 2021 und 2022 (Berichterstattungsverordnung 2022 – BeV 2022)

Vom [...]

Es verordnet auf Grund

- des § 6 Absatz 5 Nummer 1 und 2, des § 7 Absatz 4 Nummer 1 bis 5 und des § 7 Absatz 5 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2728) die Bundesregierung

Inhaltsübersicht

Abschnitt 1 Allgemeine Vorschriften

§ 1 Anwendungsbereich und Zweck

§ 2 Begriffsbestimmungen

Abschnitt 2 Überwachungsplan (Zu § 6 des Gesetzes)

§ 3 Entbehrlichkeit des Überwachungsplans

Abschnitt 3 Emissionsbericht (Zu § 7 des Gesetzes)

§ 4 Allgemeine Grundsätze

§ 5 Ermittlung von Brennstoffemissionen

§ 6 Bestimmung des abzugsfähigen Bioenergieanteils

§ 7 Berichterstattung

§ 8 Bagatellgrenze

§ 9 Aufbewahrung von Unterlagen und Daten

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

§ 11 Vermeidung von Doppelbelastungen
nach § 7 Absatz 5 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes

-Abschnitt 4 Schlussvorschriften

§ 12 Inkrafttreten

Anlage 1 zu § 5, § 6 Absatz 6, § 10 und § 11

Anlage 2 zu § 6 Absatz 6, § 7, § 10 und § 11

Anlage 3 zu § 11

Abschnitt 1 Allgemeine Vorschriften

§ 1

Anwendungsbereich und Zweck

Diese Verordnung gilt innerhalb des Anwendungsbereichs des Brennstoffemissionshandelsgesetzes. Diese Verordnung ist beschränkt auf die Konkretisierung der Anforderungen der §§ 6 und 7 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes für die Periode 2021 und 2022.

§ 2

Begriffsbestimmungen

Für diese Verordnung gelten neben den Begriffsbestimmungen der Brennstoffemissionshandelsverordnung die folgenden Begriffsbestimmungen:

1. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung:
Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung vom 23. Juli 2009 (BGBl. I S. 2174), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 26. Juni 2018 (BGBl. I S. 872) geändert worden ist, in der jeweils geltenden Fassung;
2. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung:
Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung vom 30. September 2009 (BGBl. I S. 3182), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 26. Juni 2018 (BGBl. I S. 872) geändert worden ist, in der jeweils geltenden Fassung;
3. Berechnungsfaktoren:
die in Anlage 1 Teil 4 aufgeführten Parameter Heizwert, Emissionsfaktor und Umrechnungsfaktor;
4. Umrechnungsfaktoren:
die in Anlage 1 Teil 4 aufgeführten Parameter zur Umrechnung von physikalischen Einheiten (u.a. Dichte, Energie);
5. Standardwerte:
die in Anlage 1 Teil 4 vorgegebenen Werte zur Emissionsermittlung;
6. Brennstoffe:
die in Anlage 2 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes genannten Brennstoffe;
7. 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;

8. 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 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 (ABl. L 334 vom 31.12.2018, S. 1) in der jeweils geltenden Fassung zu bestimmen ist;
9. 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;
10. Emissionsfaktor (EF):
Parameter zur Angabe, wieviel Kohlendioxid je Energiemenge eines Brennstoffs bei der vollständigen Umsetzung mit Sauerstoff emittiert werden kann auf der Grundlage des National Inventory Report 2019 und den darin enthaltenen Daten für 2018;
11. Achtunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes:
Verordnung zur Festlegung weiterer Bestimmungen zur Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen vom 8. Dezember 2017 (BGBl. I S. 3892), die durch Artikel 1 der Verordnung vom 21. Mai 2019 (BGBl. I S. 742) geändert worden ist, in der jeweils geltenden Fassung;
12. Konventionelle Biokraftstoffe
Biokraftstoffe nach § 2 Absatz 4 der Achtunddreißigsten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes.

Abschnitt 2

Überwachungsplan

(Zu § 6 des Gesetzes)

§ 3

Entbehrlichkeit des Überwachungsplans

Die Vorgaben zur anzuwendenden Überwachungsmethodik für die Ermittlung von Brennstoffemissionen in der Periode 2021 und 2022 sind in dieser Verordnung abschließend geregelt. Daher entfällt für diese Periode die Pflicht nach § 6 Absatz 1 Satz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes zur Übermittlung und Genehmigung eines Überwachungsplans.

Abschnitt 3
Überwachung, Ermittlung und Berichterstattung der Brennstoffemissionen
(Zu § 7 des Gesetzes)

§ 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 Emissionsdaten vollständig zu ermitteln und berichten. Dazu sind sämtliche Mengen an Kohlendioxid zu überwachen und zu berichten, das bei einer Verbrennung von Brennstoffen freigesetzt werden kann und dem Verantwortlichen infolge des Inverkehrbringens nach § 2 Absatz 2 des Brennstoffemissionshandlungsgesetzes zugerechnet wird. Das Auftreten von Datenlücken ist soweit wie möglich zu vermeiden. Dennoch verbliebene Datenlücken sind durch konservative Schätzungen zu schließen.
- (3) Überwachung, Ermittlung und Berichterstattung der Brennstoffemissionen müssen konsistent und in der Zeitreihe vergleichbar vorgenommen werden. Der Verantwortliche ist verpflichtet, die Überwachungsdaten, 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. Sofern der Verantwortliche im Rahmen der Emissionsberichterstattung relevante Annahmen getroffen hat, gilt Satz 1 für diese Annahmen entsprechend.
- (4) Der Verantwortliche trägt dafür Sorge, dass hinreichende Gewähr für die Integrität der mitzuteilenden Emissionsdaten besteht. Er ist verpflichtet, die Emissionen anhand der in dieser Verordnung angeführten Überwachungsmethoden 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

Ermittlung von Brennstoffemissionen

- (1) Der Verantwortliche hat die Brennstoffemissionen der in jedem Kalenderjahr in Verkehr gebrachten Brennstoffe nach den Vorschriften dieser Verordnung rechnerisch zu ermitteln.
- (2) Soweit in dieser Verordnung nicht anders bestimmt, ist bei der rechnerischen Ermittlung der Brennstoffemissionen eines jeden Kalenderjahres diejenige Brennstoffmenge zu Grunde zu legen, die der Verantwortliche nach den für dieses Kalenderjahr geltenden Vorgaben des Energiesteuerrechts in den Steueranmeldungen zur Berechnung der Energiesteuer anzugeben hat.
- (3) Der Verantwortliche ist verpflichtet, die Brennstoffemissionen für die in einem Kalenderjahr in Verkehr gebrachten Brennstoffe durch Multiplikation der Brennstoffmenge mit Berechnungsfaktoren nach Maßgabe der in Anlage 1 festgelegten Methoden und Standardwerte zu ermitteln.

§ 6

Bestimmung des abzugsfähigen Bioenergieanteils

- (1) Bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen kann der Verantwortliche für den Bioenergieanteil eines Brennstoffes einen Emissionsfaktor von Null anwenden, soweit dieser Bioenergieanteil nachweislich die Nachhaltigkeitsanforderungen der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung oder der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung erfüllt und, im Fall von Brennstoffen nach Anlage 2 Nummer 1, 2, 3 und 5 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes, die Obergrenze nach Absatz 3 nicht überschreitet. Für die Berechnung des abzugsfähigen Bioenergieanteils gilt Anlage 1 Teil 2.
- (2) Der Verantwortliche ist verpflichtet, die Erfüllung der in Absatz 1 Satz 1 genannten Nachhaltigkeitsanforderungen durch Vorlage eines anerkannten Nachweises nach § 14 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung oder eines anerkannten Nachweises nach § 14 der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung nachzuweisen. Der Nachhaltigkeitsnachweis muss sich auf eine Brennstoffmenge beziehen, die nach § 2 Absatz 2 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes in Verkehr gebracht wurde.
- (3) Der Emissionsfaktor Null wird für den aus konventionellen Biokraftstoffen stammenden Bioenergieanteil von Brennstoffen nach Anlage 2 Nummer 1 und 2 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes nur bis zu der in § 13 Absatz 1 Satz 1 der Achtunddreißigsten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes festgelegten Obergrenze angewendet. Die Obergrenze bezieht sich dabei auf den Gesamtenergiegehalt der Brennstoffe nach Anlage 2 Nummer 1 und 2 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes. Für den aus konventionellen Biokraftstoffen stammenden Bioenergieanteil, der die in Satz 2 genannte Obergrenze übersteigt, ist der in Anlage 1 Teil 4 festgelegte Emissionsfaktor

des Brennstoffes anzuwenden. Für den Bioenergieanteil der Brennstoffe nach Anlage 2 Nummer 3 und 5 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes gelten die Sätze 1 und 3 entsprechend, soweit diese Brennstoffe aus den gleichen Rohstoffen gewonnen werden wie konventionelle Biokraftstoffe.

- (4) Abweichend von Absatz 1 kann der Verantwortliche bei der Ermittlung von Brennstoffemissionen für Erdgas der Unterpositionen 2711 11 und 2711 21 der Kombinierten Nomenklatur eine Menge an Brennstoffemissionen abziehen, die dem Bioenergieanteil an Biomethan entspricht, ohne dass es der Vorlage eines Nachhaltigkeitsnachweises bedarf, wenn der Verantwortliche der zuständigen Behörde folgende Unterlagen vorlegt:

1. einen Biomethanliefervertrag für das jeweilige Kalenderjahr über die entsprechende Brennstoffmenge und
2. einen Nachweis darüber, dass die Menge des entnommenen Gases im Energieäquivalent der Menge an Biomethan entspricht, die an anderer Stelle in das Erdgasnetz eingespeist worden ist, und für den gesamten Transport und Vertrieb des Biomethans bis zur Entnahme aus dem Erdgasnetz ein Massenbilanzsystem verwendet wurde.

Zur Vereinfachung der Nachweisführung für die Anforderungen nach Satz 1 Nummer 2 erkennt die zuständige Behörde einen entsprechenden Auszug aus einem anerkannten System zur massenbilanziellen Dokumentation von Biomethanmengen an. Für die Berechnung des abzugsfähigen Bioenergieanteils gilt Anlage 1 Teil 2.

- (5) Abweichend von Absatz 2 kann der Verantwortliche für die Brennstoffe

1. Benzin der Unterpositionen 2710 12 41, 2710 12 45 und 2710 12 49 der Kombinierten Nomenklatur und
2. Gasöle der Unterpositionen 2710 19 43 bis 2710 19 48 und der Unterpositionen 2710 20 11 bis 2710 20 19 der Kombinierten Nomenklatur,

im Falle der Einlagerung dieser Brennstoffe durch einen Dritten im Sinne des § 7 Absatz 4 Satz 1 des Energiesteuergesetzes, der für die betreffende Brennstoffmenge nicht Steuerschuldner ist, den Nachweis der Nachhaltigkeitsanforderungen für diese Brennstoffe durch Vorlage der in Anlage 2 Nummer 6 aufgeführten Erklärungen und Dokumente erbringen.

§ 7

Berichterstattung

- (1) Der nach § 7 Absatz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes bis zum 31. Juli des Folgejahres zu übermittelnde Emissionsbericht umfasst die gemäß § 5 ermittelten Brennstoffemissionen für die in einem Kalenderjahr in Verkehr gebrachten Brennstoffe und enthält mindestens die in Anlage 2 aufgeführten Angaben.

- (2) Für die Emissionsberichte der Kalenderjahre 2021 und 2022 entfällt die Verpflichtung zur Verifizierung der Angaben nach § 7 Absatz 3 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes.
- (3) 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 Energieteuerergesetzes maßgeblich, wobei im Zweifel eine systematische Überschätzung der auf das zu berichtende Kalenderjahr entfallenden Erdgasmenge ausgeschlossen sein muss. 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. Die Berichtigung nach Satz 3 gilt erstmals für den Emissionsbericht für das Kalenderjahr 2022.

§ 8

Bagatellgrenze

Die Grundpflichten des Verantwortlichen nach den §§ 6 bis 8 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes entstehen erst, wenn im Laufe eines Kalenderjahres Brennstoffmengen in Verkehr gebracht werden, die zu einer Emissionsmenge von mindestens 1 Tonne Kohlendioxid führen. Die Bagatellgrenze ist vor Abzug der Emissionen aus dem Bioenergieanteil nach § 6 zu ermitteln.

§ 9

Aufbewahrung von Unterlagen und Daten

- (1) Verantwortliche müssen alle Unterlagen und Daten, auf deren Basis ein Emissionsbericht nach § 7 Absatz 1 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 Daten und Unterlagen 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 Daten und Unterlagen bei der zuständigen Behörde.
- (3) Sollte ein Rechtsmittelverfahren anhängig sein, verlängern sich die Aufbewahrungsfristen bis zu dessen Abschluss.

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

- (1) Der Verantwortliche kann eine entsprechende Menge an Brennstoffemissionen von den nach § 7 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes in einem Kalenderjahr zu berichtenden Brennstoffemissionen für Mengen von Brennstoffen abziehen,
 1. die durch den Verantwortlichen nach dem 1. Januar 2021 in ein Steuerlager nach § 7 Absatz 1 Satz 1 des Energiesteuergesetzes aufgenommen worden sind und nachweislich nach § 47 Absatz 1 Nummer 1 des Energiesteuergesetzes für dasselbe Kalenderjahr entlastet wurden,
 2. die durch den Verantwortlichen nach dem 1. Januar 2021 in ein Leitungsnetz für un-
versteuertes Erdgas eingespeist worden sind und nachweislich nach § 47 Absatz 1
Nummer 6 des Energiesteuergesetzes für dasselbe Kalenderjahr entlastet wurden,
 3. die durch den Verantwortlichen nach dem 1. Januar 2021 aus dem Steuergebiet des
Energiesteuergesetzes verbracht wurden und nachweislich nach § 46 Absatz 1 Num-
mer 1 des Energiesteuergesetzes für dasselbe Kalenderjahr entlastet wurden oder
 4. die durch den Verantwortlichen nach dem 1. Januar 2021 aus dem Steuergebiet des
Energiesteuergesetzes verbracht oder ausgeführt wurden und nachweislich nach
§ 46 Absatz 1 Nummer 3 des Energiesteuergesetzes für dasselbe Kalenderjahr ent-
lastet wurden.
- (2) Die Berechnung der nach Absatz 1 abzugsfähigen Brennstoffemissionen erfolgt nach An-
lage 1 Teil 3 Nummer 1.
- (3) Für den Abzug von Brennstoffemissionen nach Absatz 1 übermittelt der Verantwortliche
der zuständigen Behörde entsprechende Energiesteueranmeldungen als Nachweise mit
dem Emissionsbericht.
- (4) Der Verantwortliche kann eine entsprechende Menge an Brennstoffemissionen von den
nach § 7 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes in einem Kalenderjahr zu berichtenden
Brennstoffemissionen für Mengen von leitungsgebundenem Erdgas abziehen, die für die
in § 25 des Energiesteuergesetzes genannten Zwecke verwendet worden sind und nach-
weislich nach § 47 Absatz 1 Nummer 3 des Energiesteuergesetzes für dasselbe Kalen-
derjahr entlastet worden sind. Absatz 2 gilt entsprechend. Der Abzug nach Satz 1 ist aus-
geschlossen für Mengen von Brennstoffen, die in einer dem EU-Emissionshandel unter-
liegenden Anlage verwendet worden sind und für die ein Abzug nach § 7 Absatz 5 des
Brennstoffemissionshandelsgesetzes geltend gemacht wird.

§ 11**Vermeidung von Doppelbelastungen
nach § 7 Absatz 5 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes**

- (1) Der Verantwortliche kann eine entsprechende Menge an Brennstoffemissionen von den nach § 7 Absatz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes zu berichtenden Brennstoffemissionen abziehen, soweit er einen Brennstoff direkt an ein Unternehmen geliefert hat, das den Brennstoff in demselben Kalenderjahr in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage eingesetzt hat. Der Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage muss durch den Emissionsbericht nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes für diese Anlage nachgewiesen sein. Die Berechnung der nach Satz 1 abzugsfähigen Brennstoffemissionen bestimmt sich nach den in Anlage 1 Teil 3 Nummer 2 enthaltenen Vorgaben. Für das Kalenderjahr 2021 ist die Menge der abzugsfähigen Brennstoffemissionen durch die Gesamtmenge des von dem Verantwortlichen seit dem 1. Januar dieses Jahres an die jeweilige dem EU-Emissionshandel unterliegende Anlage gelieferten Brennstoffes begrenzt.
- (2) Für den Abzug nach Absatz 1 übermittelt der Verantwortliche der zuständigen Behörde einen Nachweis, der die in Anlage 3 aufgeführten, verifizierten Daten aus dem Emissionsbericht der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage enthalten muss.
- (3) Absatz 1 gilt nicht für nach dem Energiesteuergesetz steuerfreie Brennstoffmengen, die innerhalb eines Kalenderjahres an ein Unternehmen zur Verwendung in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage geliefert wurden.
- (4) Eine nachträgliche Korrektur des Emissionsberichts nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage lässt den vom Verantwortlichen vorgelegten Nachweis nach Absatz 2 für dieses Berichtsjahr unberührt. Differenzmengen, die sich aus einer Korrektur eines Emissionsberichts nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes ergeben, sind auf die Abzugsmenge nach Absatz 1 für das Berichtsjahr anzurechnen, in dem die Korrektur des Emissionsberichts nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes bestandskräftig festgestellt wird.

Abschnitt 4**Schlussbestimmungen****§ 12****Inkrafttreten**

Diese Verordnung tritt am Tag nach der Verkündung in Kraft.

Anlage 1 (zu § 5, § 6, § 10 und § 11)

Ermittlung der Brennstoffemissionen

Teil 1 Ermittlung der berichts- und abgabepflichtigen Brennstoffemissionen

Die Gesamtmenge der berichts- und abgabepflichtigen Brennstoffemissionen berechnet sich nach folgender Formel:

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

Erläuterung der Abkürzungen:

$E_{\text{Brennstoff_BEHG}}$	die Gesamtmenge der Brennstoffemissionen nach Abzug der nach §§ 10 und 11 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 § 10 abzugsfähige Menge an Brennstoffemissionen eines in Verkehr gebrachten Brennstoffs (k);
$E_{\text{Brennstoff_Doppelbelastung},k}$	die nach § 11 abzugsfähige Menge an 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 folgender Formel:

$$E_{\text{Brennstoff_inVerkehr}} = \text{Menge} * \text{Umrechnungsfaktor} * H_i * EF * (1 - \text{nach § 6 abzugsfähiger Bioenergieanteil})$$

Erläuterung der Abkürzungen:

<i>Menge</i>	die nach § 5 Absatz 2 ermittelte Brennstoffmenge.
--------------	---

Teil 3 Berechnung von abzugsfähigen Brennstoffemissionen

1. Die nach § 10 abzugsfähige Menge an Brennstoffemissionen eines in Verkehr gebrachten Brennstoffs berechnet sich nach folgender Formel:

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

Erläuterung der Abkürzungen:

$\text{Menge}_{\text{Brennstoff_erneut_in_Verkehr}}$ die nach § 5 Absatz 2 und § 10 ermittelte Brennstoffmenge.

2. Die nach § 11 abzugsfähige Menge an Brennstoffemissionen eines in Verkehr gebrachten Brennstoffs berechnet sich nach folgender Formel:

$$E_{\text{Brennstoff_Doppelbelastung}} = \sum_{i=1}^{\text{Anzahl beliefter EU-ETS Anlagen}} [\text{Menge}_{\text{Brennstoff_EU-ETS}_i} * (1 - \text{Biomasseanteil}_{\text{EU-ETS}_i})] * \text{Umrechnungsfaktor} * H_i * EF$$

Erläuterung der Abkürzungen:

$\text{Menge}_{\text{Brennstoff_EU-ETS}_i}$ die in einer dem EU-Emissionshandel unterliegende Anlage (i) eingesetzte Brennstoffmenge;

$\text{Biomasseanteil}_{\text{EU-ETS}_i}$ 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 ohne E 85	2710 12 41, 2710 12 45, 2710 12 49, 2710 12 50	Dichte: 0,75 t/1 000 l	43,5 GJ/t	0,0731 t CO ₂ /GJ	
2	Benzin E 85	2710 12 41, 2710 12 45, 2710 12 49, 2710 12 50	Dichte: 0,78 t/1 000 l	30,4 GJ/t	0,072 t CO ₂ /GJ	
3	Flugbenzin	2710 12 31	Dichte: 0,72 t/1 000 l	44,3 GJ/t	0,070 t CO ₂ /GJ	
4	Gasöl					
	4a	Gasöl als Kraftstoff (Diesel)	2710 19 43 bis 2710 19 48, 2710 20 11 bis 2710 20 19	Dichte: 0,845 t/1 000 l	42,8 GJ/t	0,074 t CO ₂ /GJ
	4b	Gasöl zu Heizzwecken (Heizöl EL)	2710 19 43 bis 2710 19 48,	Dichte: 0,845 t/1 000 l	42,8 GJ/t	0,074 t CO ₂ /GJ

Nummer		Brennstoff	Nomenklatur	Umrechnungsfaktor	Heizwert	Heizwertbezogener Emissionsfaktor
			2710 20 11 bis 2710 20 19			
5		Heizöl				
	5a	Heizöl als Kraftstoff (Heizöl S)	2710 19 62 bis 2710 19 68, 2710 20 31 bis 2710 20 39	1 t/t	39,5 GJ/t	0,0799 t CO ₂ /GJ
	5b	Heizöl zu Heizzwecken (Heizöl S)	2710 19 62 bis 2710 19 68, 2710 19 31 bis 2710 19 39	1 t/t	39,5 GJ/t	0,0808 t CO ₂ /GJ
6		Flüssiggas				
	6a	Flüssiggas als Kraftstoff	2711 12, 2711 13, 2711 14, 2711 19	1 t/t	45,7 GJ/t	0,0663 t CO ₂ /GJ
	6b	Flüssiggas zu Heizzwe- cken	2711 11, 2711 13, 2711 14, 2711 19	1 t/t	45,7 GJ/t	0,0663 t CO ₂ /GJ
7		Erdgas	2711 11, 2711 21	3,2508 GJ/MWh	1 GJ/GJ	0,056 t CO ₂ /GJ

Der Umrechnungsfaktor für Erdgas in Nummer 7 Spalte 4 beruht auf der Formel $3,6 \text{ GJ/MWh} \cdot 0,903 \text{ GJ/GJ}$.

Anlage 2 (zu § 6, § 7, § 10 und § 11)**Mindestinhalt eines jährlichen Emissionsberichts**

Der Emissionsbericht muss mindestens die folgenden Angaben und Nachweise enthalten:

1. Allgemeine Angaben zum Verantwortlichen

- a) Name, Anschrift, Geschäftssitz und ggf. abweichender Ort der Geschäftsleitung sowie Rechtsform,
- b) Ansprechpartner/in,
- c) Berichtsjahr,
- d) zuständiges Hauptzollamt und
- e) Unternehmensnummer und Registrierkennzeichen des zuständigen Hauptzollamtes.

2. Gesamtemissionsmenge in einem Kalenderjahr

- a) Berichtspflichtige Gesamtemissionsmenge in Tonnen CO₂ und
- b) die Gesamtemissionen der nach § 6 Absatz 2 bis 4 abzugsfähigen Bioenergiemenge in Tonnen CO₂.

3. Angaben zum jeweils in Verkehr gebrachten Brennstoff

- a) Art des in Verkehr gebrachten Brennstoffs entsprechend der Unterteilung in Anlage 1 Teil 4,
- b) Stoffmenge des in Verkehr gebrachten Brennstoffs in Tonnen, 1 000 Litern oder Megawattstunden,
- c) Umrechnungsfaktoren, Heizwerte und Emissionsfaktoren nach Anlage 1 Teil 4 des in Verkehr gebrachten Brennstoffs,
- d) nach § 6 Absatz 2 bis 4 abzugsfähige Bioenergiemenge des in Verkehr gebrachten Brennstoffs in Giga-Joule oder Megawattstunden, differenziert nach Art der verwendeten Biomasse,
- e) die Gesamtemissionen in Tonnen CO₂,
- f) die Gesamtemissionen aus Bioenergie in Tonnen CO₂ und
- g) für Benzin: Unterteilung in die verschiedenen Benzinsorten (E 5, E 10, Super Plus) und Stoffmenge der jeweiligen in Verkehr gebrachten Benzinsorte.

4. Angaben zu Brennstoffen im Zusammenhang mit der Vermeidung einer Doppelerfassung

- a) Art des Brennstoffs entsprechend der Unterteilung in Anlage 1 Teil 4,

- b) Stoffmenge des Brennstoffs nach § 10 Absatz 1 Nummer 1 in Tonnen, 1 000 Litern oder Megawattstunden,
- c) Stoffmenge des Brennstoffs nach § 10 Absatz 1 Nummer 2 in Tonnen, 1 000 Litern oder Megawattstunden,
- d) Umrechnungsfaktoren, Heizwerte und Emissionsfaktoren nach Anlage 1 Teil 4 des Brennstoffs,
- e) die Gesamtemissionen in Tonnen CO₂ und
- f) im Fall des § 10 Absatz 4 der Entlastungsantrag des Verwenders.

5. Angaben zu Brennstoffen im Zusammenhang mit der Vermeidung einer Doppelbelastung

- a) Name der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage,
- b) Aktenzeichen der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage
- c) Art des in Verkehr gebrachten Brennstoffs entsprechend der Unterteilung in Anlage 1 Teil 4,
- d) Stoffmenge des gelieferten Brennstoffs Tonnen, 1 000 Litern oder Megawattstunden,
- e) Stoffmenge des eingesetzten Brennstoffs in Tonnen, 1 000 Litern oder Megawattstunden,
- f) Umrechnungsfaktoren, Heizwerte und Emissionsfaktoren nach Anlage 1 Teil 4 des eingesetzten Brennstoffs,
- g) Biomasseanteil des eingesetzten Brennstoffs in Prozent,
- h) Angabe, ob die Lieferung vollständig oder teilweise der Steueraussetzung oder -befreiung nach dem Energiesteuergesetz unterliegt,
- i) Gesamtemissionen in Tonnen CO₂ und
- j) Gesamtemissionen aus nachhaltiger Biomasse in Tonnen CO₂.

6. Erleichterte Nachweisführung nach § 6 Absatz 5

Angaben des Einlagerers:

- a) Name und Aktenzeichen des Steuerlagerinhabers bei der zuständigen Behörde,
- b) Art des aus dem Steuerlager in Verkehr gebrachten Brennstoffs und
- c) für jede Art von in Verkehr gebrachtem Brennstoff die dem Steuerlager zugewiesene, nach § 6 Absatz 2 bis 4 abzugsfähige Bioenergiemenge.

Angaben des Steuerlagerinhabers:

- a) Name und Aktenzeichen des Einlagerers bei der zuständigen Behörde,

- b) Art des aus dem Steuerlager für den Einlagerer in Verkehr gebrachten Brennstoffs und
- c) für jede Art von Brennstoff, die für den Einlagerer in Verkehr gebracht wurde, die vom Einlagerer zugewiesene Bioenergiemenge.

Anlage 3 (zu § 11)**Inhalt des Nachweises zum Abzug von Brennstoffemissionen beim Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage**

Der Nachweis zum Abzug einer Brennstoffemissionsmenge nach § 11 Absatz 1 muss mindestens folgende Angaben aus dem verifizierten Emissionsbericht der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage enthalten:

1. Aktenzeichen der Anlage im Register nach § 17 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes,
2. Name und Adresse der Anlage,
3. Aktenzeichen des Verantwortlichen nach § 3 Nummer 3 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes,
4. Name des Verantwortlichen nach § 3 Nummer 3 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes,
5. Bezeichnung des eingesetzten Brennstoffs,
6. die dem Verantwortlichen zugeordnete Menge des Brennstoffs:
 - a) abgeglichene Brennstoffmenge,
 - b) nachhaltiger Biomasseanteil in Prozent und
 - c) Anteil der nach dem Energiesteuerrecht steuerfreien und der steuerpflichtigen Menge.
7. Methodik der Ermittlung der Emissionen in der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage [Standardmethodik, Massenbilanzmethodik oder kontinuierliche Emissionsmessung],
8. im Berichtsjahr von der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage eingelagerte und die vom Lager genommene Brennstoffmenge, und
9. im Fall des § 11 Absatz 4 die Angabe der Differenzmenge aus Vorjahren.

Begründung

A. Allgemeiner Teil

I. Zielsetzung und wesentlicher Inhalt der Verordnung

1. Gesetzlicher Rahmen

Das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BGBl. I 2019, S. 2728 ff.) 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 13 Verordnungsermächtigungen für konkretisierende Rechtsverordnungen.

2. Wesentlicher Inhalt der Verordnung

Nach dem gestuften Einführungssystem des Brennstoffemissionshandelsgesetzes beschränkt sich die vorliegende Berichterstattungsverordnung auf die Festlegung der Regelungen zur Überwachung, Ermittlung und Berichterstattung, die für den Start des Systems und für die Durchführung des Brennstoffemissionshandels in der Periode 2021 und 2022 erforderlich sind.

Die Umsetzung dieser Vorgaben im Jahr 2020 ermöglicht den Unternehmen gegebenenfalls erforderliche technische und insbesondere organisatorische Änderungen vorzunehmen und sich rechtzeitig auf die Anforderungen zur Überwachung, Ermittlung und Berichterstattung in den Jahren 2021 und 2022 einzustellen. Zugleich wird mit der vorliegenden Verordnung bezweckt, die Überwachung, Ermittlung und Berichterstattung der Brennstoffemissionen so an die bestehenden, gesetzlichen Überwachungsmethoden im Energiesteuerrecht anzulehnen und zu standardisieren, dass den Unternehmen zur Erfüllung der Berichterstattungsanforderungen des Brennstoffemissionshandelsgesetzes in der Periode 2021 und 2022 ein möglichst geringer Zusatzaufwand entsteht..

Die Verordnung gliedert sich in drei Abschnitte (Allgemeine Vorschriften, Überwachungsplan, Emissionsbericht) mit insgesamt elf Normen. Technische Details, Berechnungsmethoden, Mindestinhalte des Emissionsberichtes sowie zu erbringende Nachweise sind in drei Anlagen niedergelegt.

Für die Jahre ab 2023 mit der Ausweitung der berichtspflichtigen Brennstoffe wird eine Neufassung der Berichterstattungsverordnung erforderlich, die perspektivisch in die einheitliche Durchführungsverordnung zum Brennstoffemissionshandelsgesetz integriert werden soll.

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. Es ergeben sich unmittelbar durch diese Verordnung keine Veränderungen bei den Haushaltsausgaben des Bundes.

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 Rechtsverordnung wird der Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft gegenüber dem mit dem BEHG abgeschätzten Erfüllungsaufwand für die Handelsperiode 2021-2030 (vgl. BT-Drs 19/14746, S. 24 ff.) nach einer notwendigen Korrektur der Basisdaten (s. unten b) in den Jahren 2021 und 2022 um insgesamt ca. 24,5 Mio. Euro pro Jahr reduziert. Der Rückgang des Erfüllungsaufwands für die Wirtschaft entfällt vollständig auf die im BEHG noch nicht berücksichtigten Erleichterungen bei den Berichts- und Überwachungspflichten für die ersten beiden Kalenderjahre 2021 und 2022.

Die nachfolgende Kostenschätzung beruht auf den Regeln zur Ex-ante-Abschätzung der Bürokratiekosten nach dem „Leitfaden zur Ermittlung und Darstellung des Erfüllungsaufwandes in Regelungsvorhaben der Bundesregierung“ vom Oktober 2012 (mit aktualisierten Lohnkostens-

ätzen, gültig ab 1.1. 2018). Für die unterschiedlichen Tätigkeiten werden jeweils dasselbe Qualifikationsniveau der Bearbeiter sowie dieselben Stundensätze verwendet wie bei der Abschätzung des Erfüllungsaufwands für das BEHG (vgl. BT-Drs 19/14746, S. 39), da sich die Regelungen dieser Verordnung auf das BEHG stützen.

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, 8 bis 11 der Verordnung.

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.). Zwar entfallen durch die nach § 3 angeordnete Entbehrlichkeit eines Überwachungsplans für die Periode 2021 und 2022 die im BEHG angesetzten Kosten des Überwachungsplans für diese Periode. Allerdings betrifft dies nicht die gesamte Handelsperiode 2021-2030, da bereits jetzt absehbar ist, dass mit der umfassenden Neuregelung der Anforderungen an die Emissionsberichterstattung ab 2023 die Vorlage eines Überwachungsplans bei vielen Verantwortlichen erforderlich werden wird.

Da die Kosten des Überwachungsplans im Rahmen der Abschätzung zum BEHG für die gesamte Handelsperiode 2021-2030 berechnet wurden, führt die durch § 3 angeordnete Entbehrlichkeit des Überwachungsplans für die Periode 2021 und 2022 in vielen Fällen nur zu einer zeitlich verschobenen Entstehung des abgeschätzten Erfüllungsaufwands. Die tatsächlich zu erwartenden Entlastungen bei den unterstellten Anpassungen des Überwachungsplans in den Jahren 2021 und 2022 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 § 5 Absatz 3 wird für die Ermittlung der Brennstoffemissionen in der Periode 2021 und 2022 ausschließlich die An-

wendung von Standardwerten zur Emissionsermittlung vorgeschrieben. § 7 Absatz 2 der Verordnung regelt, dass in der Periode 2021 und 2022 keine Verifizierung nach § 7 Absatz 3 BEHG vorzunehmen ist.

Die Basis zur Abschätzung der Veränderung des Erfüllungsaufwands durch die vorliegende Verordnung sind die Basisdaten, die im Rahmen des BEHG 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 (./ 25%) in €	Kosten Externer (Verifizierung) in €	Gesamtaufwand in €	Fallzahl pro Jahr	Summe in €
nach Standardfaktoren	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 frühzeitig erkannt, konnte aber im weiteren Verlauf des Gesetzgebungs- und Verkündungsverfahrens nicht mehr korrigiert werden.

Daher ist vor der Veränderungsberechnung 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 €	Gesamtaufwand in €	Fallzahl pro Jahr	Summe in €
nach Standardfaktoren	4.622	2.665	7.287	3.260	23.755.620
nach differenzierten Faktoren	7.365	10.790	18.154	809	14.686.586
Gesamt					38.442.206

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

(1) Fallzahlen

Bei den im Rahmen des BEHG vorgenommenen Abschätzung wurde bei den Fallzahlen nicht zwischen den eingeschränkten Berichtspflichten nach Anlage 2 BEHG für die Periode 2021 und 2022 und dem vollen Anwendungsbereich nach Anlage 1 BEHG differenziert. Für die eingeschränkten Berichtspflichten nach Anlage 2 BEHG wird die Gesamtzahl von Verantwortlichen in der Periode 2021 und 2022 bei ca. 3 000 Verantwortlichen liegen.

(2) Aufwand

Standardfaktoren:

Durch die Verpflichtung zur ausschließlichen Berichterstattung nach Standardfaktoren für alle Verantwortlichen ergibt sich gegenüber der im Rahmen des BEHG vorgenommenen Abschätzung eine Neuordnung der Fallgruppen. Die bislang angesetzte Gruppe von Verantwortlichen, die nach differenzierten Faktoren berichten (angesetzt mit 809 Fällen pro Jahr) entfällt vollständig, die Fallzahl der Fallgruppe „nach Standardfaktoren“ erhöht sich hingegen auf 3 000.

Verzicht auf Verifizierung:

Durch den Verzicht auf die Verifizierung der Emissionsberichte für die Periode 2021 und 2022 entfällt der hierfür im Rahmen der Abschätzung des BEHG angesetzte Erfüllungsaufwand für alle Verantwortlichen. Die Kosten der Verifizierung der Emissionsberichte wurde in der im Rahmen des BEHG vorgenommenen Abschätzung unter der Kostenposition „externe Beratung“ erfasst. Durch die Freistellung von der Verifizierungspflicht entfällt diese Kostenposition für die Periode 2021 und 2022 komplett.

Veränderung Vorgabe 1: Erleichterungen Brennstoffemissionsberichterstattung					
	interne Kosten (./ 25%) in €	Kosten Exter- ner (Verifizierung) in €	Gesamt- aufwand in €	Fallzahl pro Jahr	Summe in €
nach Standardfaktoren	4.622	-	4.622	3.000	13.866.000
nach differenzierten Faktoren	7.365	-	18.154	-	-
Gesamt					13.866.000
BEHG-Abschätzung Vorgabe 1 (korr.)					38.442.206
Verringerung jährlicher Erfüllungsaufwand für 2021/2022					24.576.206

Gegenüber den vorliegenden Abschätzungen des Erfüllungsaufwands für die Wirtschaft aus dem BEHG wird sich der Erfüllungsaufwand durch die Regelungen dieser Verordnung insgesamt um etwa 24,5 Mio. Euro in jedem der Jahre 2021 und 2022 reduzieren.

3) Erfüllungsaufwand der Verwaltung

Die Anwendung der Verordnung verändert den Erfüllungsaufwand der Verwaltung des Bundes in den Jahren 2021 und 2022 geringfügig um knapp 0,3 Mio. Euro pro Jahr.

Zuständig für den Vollzug des BEHG ist die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt. Wie bereits beim Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft dargestellt (s. oben Abschnitt 2), enthält diese Verordnung einzelne Regelungsbereiche, durch die sich auch der Erfüllungsaufwand für die Verwaltung gegenüber der bisherigen Abschätzung nicht verändern wird. Daneben ergibt sich durch die Regelungen in Abschnitt 3 für die Verwaltung eine messbare Änderung des Erfüllungsaufwands. Der Erfüllungsaufwand wird dabei zunächst als Zeitaufwand dargestellt. Im Anschluss wird der Gesamtaufwand mit den entsprechenden Stundensätzen belegt.

a) Regelungsbereiche mit Veränderungen des Erfüllungsaufwandes

Durch die Verpflichtung zur ausschließlichen Ermittlung und Berichterstattung nach Standardfaktoren nach § 4 der Verordnung reduziert sich der Erfüllungsaufwand für die Verwaltung. Die im BEHG vorgesehene Unterscheidung in zwei Fallgruppen von einfachen und komplexen Fällen von Verantwortlichen bzw. einfachen und komplexen Emissionsberichten entfällt. Einzelnachweise oder Analysen, z.B. akkreditierter Labore, sind in den Jahren 2021 und 2022 nicht zu prüfen.

Bei der Abschätzung der Erfüllungskosten für die Verwaltung im Rahmen des BEHG wurde diese Vereinfachung nicht berücksichtigt. Durch die Verpflichtung zur ausschließlichen Brennstoffemissionsberichterstattung nach Standardfaktoren für alle Verantwortlichen ergibt sich eine Erhöhung der Fallzahl der Fallgruppe „nach Standardfaktoren“ sowie infolgedessen eine Erhöhung des Zeitaufwandes um 2023 Stunden pro Jahr. Zugleich entfällt jedoch der im BEHG mit 5097 Stunden pro Jahr vorgesehene Aufwand der Fallgruppe „nach differenzierten Faktoren“ vollständig für die ersten beiden Jahre 2021 und 2022.

Durch die nach § 3 angeordnete Entbehrlichkeit eines Überwachungsplans für die ersten beiden Kalenderjahre 2021 und 2022 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. Gleichwohl entfällt durch die Verschiebung aber Arbeitsaufwand, der der Verwaltung durch die Prüfung und Genehmigung von Überwachungsplanänderungen entstanden wäre. Da die Fallzahlen und die Höhe des Aufwandes dazu erst zu einem späteren Zeitpunkt abgeschätzt werden, sind sie im Rahmen der Abschätzung des Erfüllungsaufwands für diese Verordnung nicht berücksichtigt.

In den ersten beiden Jahren 2021 und 2022 entfällt für alle Verantwortlichen die Pflicht 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.

b) Zusammenfassung: Veränderung des Erfüllungsaufwands der Verwaltung

Die Regelungen dieser Verordnung führen zu einer Reduzierung des zu erwartenden Bearbeitungsaufwands der Verwaltung in Höhe von 3.074 Stunden pro Jahr.

Anforderung	Veränderung des Gesamtaufwands in Std. pro Jahr.
Prüfung Emissionsberichte (nach Standardfaktoren)	+2023
Prüfung Emissionsberichte (nach differenzierten Faktoren)	-5097
Summe	-3.074

Für die monetäre Bewertung werden dieselben Dienstgruppenanteile (12% mD, 31% gD, 57% hD) verwendet wie bei der Abschätzung des Erfüllungsaufwands für das BEHG (vgl. BT-Drs 19/14746, S. 39). Dabei sind entsprechend der Berechnung der Verwaltungskosten in der Begründung zum Brennstoffemissionshandelsgesetz die Personalkosten pro Stunde in Höhe von 62,61 Euro (mittlerer Dienst), 78,99 Euro (gehobener Dienst) und 109,79 Euro (höherer Dienst) pro Stunde berücksichtigt. Insgesamt führt der eingesparte Bearbeitungsaufwand von 3 074 Stunden pro Jahr zu einer Reduzierung des Erfüllungsaufwands für die Verwaltung von etwa 290.763,- Euro pro Jahr. Damit wirken sich die Regelungen der Verordnung auf den Erfüllungsaufwand der Verwaltung in der Periode 2021 und 2022 insgesamt eher geringfügig aus.

VI. Weitere Kosten

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

B. Besonderer Teil

Zu § 1 (Anwendungsbereich und Zweck)

§ 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 5 BEHG.

Der Anwendungsbereich der Verordnung ist auf die Periode 2021 und 2022 beschränkt. Diese Einschränkung ist nicht rein zeitlich zu verstehen, sondern bezogen auf die sich aus dem Brennstoffemissionshandelsgesetz ergebenden Verpflichtungen für die Kalenderjahre 2021 und 2022, die zeitlich vor- oder nachwirken können. So bezieht sich beispielsweise die vorliegende Regelung zum Überwachungsplan nur auf den Überwachungsplan für die Jahre 2021 und 2022. Die Anforderungen an den Überwachungsplan für die nachfolgende Periode ab 2023 können auf der Grundlage von § 6 Absatz 4 BEHG vorsehen, dass dieser Überwachungsplan bereits innerhalb des Jahres 2022 bei der zuständigen Behörde einzureichen ist. Umgekehrt gelten die Anforderungen des dritten Abschnitts für den Emissionsbericht für das Kalenderjahr 2022, den der Verantwortliche jedoch erst bis zum 31. Juli 2023 an die zuständige Behörde übermitteln muss.

Zu § 2 (Begriffsbestimmungen)

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

Die Begriffsbestimmung für „Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung“ in Nummer 1 und „Biotkraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung“ in Nummer 2 dienen der besseren Lesbarkeit und Verständlichkeit des Normtextes.

Nummer 3, 4 und 5 führen die Begriffsbestimmungen für „Berechnungsfaktoren“, „Umrechnungsfaktoren“ und „Standardwerte“ neu ein. 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 1 Standardwerte festgelegt.

Nummer 6 begrenzt den Begriff der „Brennstoffe“ auf die in Anlage 2 BEHG genannten Brennstoffe, da in der Periode 2021 und 2022 noch nicht sämtliche Brennstoffe berichtspflichtig sind.

Nummer 7 und Nummer 8 definieren die Begriffe „Bioenergieanteil“ und „Biomasseanteil“. Sie werden im Zusammenhang mit der Abzugsfähigkeit von biogenen Brennstoffemissionen verwendet.

Nummer 9 und Nummer 10 führen die Begriffsbestimmungen für „Heizwert“, und „Emissionsfaktor“ für den Brennstoffemissionshandel neu ein. Sie werden bei der Berechnung der Brennstoffemissionen verwendet. Für Heizwert wird die Abkürzung Hi genutzt.

Die Begriffsbestimmung „Achtunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes“ in Nummer 11 dient der besseren Lesbarkeit und Verständlichkeit des Normtextes.

Die Definition für „konventionelle Biokraftstoffe“ in Nummer 12 durch Verweis auf die Achtunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes ist für die Begrenzung der Abzugsfähigkeit bestimmter biogener Brennstoffemissionen notwendig.

Zu § 3 (Entbehrlichkeit des Überwachungsplans)

§ 3 macht von der Verordnungsermächtigung des § 6 Absatz 5 Nummer 2 BEHG Gebrauch. Durch den Wegfall der Pflicht zur Übermittlung und Genehmigung des Überwachungsplans soll für die Periode 2021 und 2022 der administrative Aufwand sowohl für die Verantwortlichen als auch für die zuständige Behörde reduziert werden.

§ 3 befreit die Verantwortlichen für die Periode 2021 und 2022 von der Pflicht zur Übermittlung und Genehmigung eines Überwachungsplans nach § 6 Absatz 1 BEHG. Diese Privilegierung für die Periode 2021 und 2022 ist möglich, da der Verantwortliche in den ersten beiden Jahren die zu berichtenden Brennstoffemissionen ausschließlich nach den Vorgaben der vorliegenden Verordnung auf Basis der im Rahmen der Energiesteueranmeldungen anzugebenden Brennstoffmengen sowie unter Anwendung von Standardwerten zu ermitteln hat. Der Verantwortliche hat zu Beginn des Brennstoffemissionshandels nicht die Möglichkeit, abweichende Methoden zur Ermittlung von Brennstoffemissionen anzuwenden, die einer Genehmigung durch die zuständige Behörde bedürften. Daher ist für diesen Zeitraum auch die Übermittlung und die Genehmigung eines Überwachungsplans nach § 6 Absatz 2 BEHG nicht erforderlich. Andernfalls hätte ein Überwachungsplan für die ersten beiden Kalenderjahre einen rein deklaratorischen Charakter.

Zu § 4 (Allgemeine Grundsätze)

§ 4 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 vollständige, konsistente, transparente und nachvollziehbare 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 (Ermittlung von Brennstoffemissionen)

§ 5 beschreibt das Vorgehen zur Ermittlung der Brennstoffemissionen. Zugleich bezweckt die Norm eine Vereinfachung der Emissionsberichterstattung zu Beginn der Einführungsphase des Brennstoffemissionshandels im Rahmen der Ermächtigung nach § 7 Absatz 4 Nummer 1, 2 und 4 BEHG.

Absatz 1 stellt klar, dass Brennstoffemissionen rechnerisch und ausschließlich auf Grundlage der anzuwendenden Überwachungsmethodik nach dieser Verordnung zu ermitteln sind. Die anzuwendende Überwachungsmethodik umfasst die Ermittlung der zugrundeliegenden Brennstoffmenge und die auf Berechnungen beruhende Ermittlung der Brennstoffemissionen.

Absatz 2 macht von der Verordnungsermächtigung des § 6 Absatz 5 Nummer 1 BEHG Gebrauch. Darin wird die Methodik bei der Ermittlung der der Berichterstattung zugrundeliegenden Brennstoffmenge konkretisiert. Die Regelung stellt einen Gleichlauf zwischen der Mengenermittlung nach dem Energiesteuerrecht und dem Brennstoffemissionshandelsgesetz her. Der Verantwortliche soll der Berichterstattung nach § 7 Absatz 1 BEHG dieselben Brennstoffmengen zugrunde legen, die er auch gegenüber den Zollbehörden in der Energiesteueranmeldung anzugeben hat. Ziel dieser Regelung ist es, dass mit der Einführung des Brennstoffemissionshandels bei den Verantwortlichen zunächst kein zusätzlicher Bedarf für die Einführung zusätzlicher Messmethoden oder der Einrichtung zusätzlicher Messeinrichtungen besteht. Die Ermittlung der Brennstoffmengen nach dieser Verordnung unterliegt damit denselben Methoden und Messungen wie nach dem Energiesteuergesetz. Danach müssen die zur Erfassung der Brennstoffmengen verwendeten Messgeräte grundsätzlich eichamtlich vermessen und beispielsweise die Zapfstellen zur Entnahme mit geeichten Messeinrichtungen versehen sein. 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.

Die in Absatz 3 vorgegebene rein rechnerische Ermittlung der Brennstoffemissionen auf der Basis der in Anlage 1 festgelegten Berechnungsmethoden und Standardwerten vereinfacht die Überwachung und Berichterstattung in der Periode 2021 und 2022.

Anlage 1 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 § 10 oder nach § 11 der Verordnung, wonach Doppelerfassungen (§ 10) oder Doppelbelastungen (§ 11) durch eine Freistellung von der Berichts- und Abgabepflicht ausgeschlossen werden sollen.

Anlage 1 Teil 2 und Teil 3 stellen die Berechnungsformeln zur Berücksichtigung der weiteren Maßgaben nach den §§ 6, 10 und 11 der Verordnung auf. Dabei regelt Anlage 1 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 § 6 der Verordnung zu berücksichtigenden Bioenergieanteils.

Anlage 1 Teil 3 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 § 10 Absatz 1 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 emissionshandelspflichtigen Anlage eingesetzten Brennstoffs mit dem fossilen Anteil multipliziert werden. Der fossile Anteil berechnet sich aus der Gesamtmenge eines Brennstoffs (100%) 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 Anlage 1 Teil 4 zur Ermittlung der Brennstoffemissionen festgelegten Standardwerte für Emissionsfaktoren, Heizwerte und Umrechnungsfaktoren sind für die Emissionsberichterstattung in der Periode 2021 und 2022 verbindlich. Die Standardwerte für die Emissionsfaktoren und Heizwerte basieren auf den Daten des nationalen Inventars (National Inventory Report 2019 mit Daten für 2018) bzw. wurden daraus abgeleitet. Die festgelegten Werte für den Umrechnungsfaktor Dichte basieren auf den Mittelwerten der einschlägigen Normen.

Zu § 6 (Bestimmung des abzugsfähigen Bioenergieanteils)

§ 6 setzt im Wesentlichen die Verordnungsermächtigung des § 7 Absatz 4 Nummer 2 Variante 2 BEHG um, wonach für biogene Brennstoffemissionen ein Emissionsfaktor von Null angesetzt werden soll, sofern die Nachhaltigkeit des Brennstoffes nachgewiesen werden kann.

Absatz 1 Satz 1 stellt dabei zunächst den Grundsatz auf, dass die Anwendung des Emissionsfaktors von Null für den Bioenergieanteil eines Brennstoffes nur dann in Betracht kommt, wenn nachweislich die in Deutschland abschließend in der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung bzw. der der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung niedergelegten Nachhaltigkeitsanforderungen erfüllt sind. Hintergrund für das Abstellen auf den Bioenergieanteil ist, dass sich Nachhaltigkeitsnachweise auf die nachhaltige Energiemenge eines Brennstoffs beziehen und nicht auf den nachhaltigen biogenen Kohlenstoff. 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 § 5 i.V.m. Anlage 1 Teil 1 die Nutzung von energiebezogenen Emissionsfaktoren vorschreibt, ist eine zuverlässige Näherung des nachhaltigen Kohlenstoffanteils über den nachhaltigen Energieanteil möglich. Ferner ist in Absatz 1 Satz 1 angelegt, dass die Anwendung des Emissionsfaktors von Null für den Bioenergieanteil von Brennstoffen nach Anlage 2 Nummer 1, 2, 3 und 5 nur bis zu einer in Absatz 3 näher bestimmten Obergrenze in Betracht kommt, um europarechtlichen Vorgaben sowie Beschlüssen der Bundesregierung zur Begrenzung der Förderung von Erneuerbaren Energien aus Anbaubiomasse zu entsprechen. Die Obergrenze gilt dabei individuell für jeden von einem Verantwortlichen nach § 7 BEHG einzureichenden Emissionsbericht. Hinsichtlich der Berechnungsvorgaben für den Abzug des nachhaltigen Bioenergieanteils wird in Absatz 1 Satz 2 auf Anlage 1 Teil 2 verwiesen.

Absatz 2 stellt hinsichtlich der Einhaltung der Nachhaltigkeitsanforderungen auf das auf Basis der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung und Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung begründete Nachhaltigkeitsnachweissystem ab. Derzeit gelten die in der Erneuerbare Energien-Richtlinie 2009/28/EG (RED I) angelegten und in Deutschland durch die vorstehenden Verordnungen umgesetzten Nachhaltigkeitsanforderungen. Aufgrund der bis 30. Juni 2021 anstehenden Umsetzung der Erneuerbare Energien-Richtlinie EU 2018/2001 (RED II), der zu erwartenden Anpassungen der nationalen Vorschriften und zur Vermeidung von Folgeanpassungen zu den Nachhaltigkeitsvoraussetzungen wurde auf eine konkretere Bezugnahme der einzelnen Rechtsvorschriften verzichtet. Der Verantwortliche muss der zuständigen Behörde einen anerkannten Nachweis vorlegen, der in der Datenbank der zuständigen Behörde (Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung) ausgestellt wurde. Der Nachhaltigkeitsnachweis darf zudem nur für eine Brennstoffmenge ausgestellt worden sein, 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. Die Vorlage eines gültigen und für das Bundesgebiet zulässigen Nachweises reicht aus, der Verwendungszweck muss nicht nachgewiesen werden.

Absatz 3 dient der Begrenzung der Anwendung des Emissionsfaktors Null für biogene Brennstoffe aus Anbaubiomasse, da die damit einhergehende Reduzierung der von der Abgabepflicht nach § 8 BEHG erfassten Brennstoffemissionen eine finanzielle Privilegierung gegenüber anderen Brennstoffen darstellt. Absatz 3 Satz 1 verweist diesbezüglich für Brennstoffe nach Anlage 2 Nummer 1 und 2 BEHG auf die in § 13 Absatz 1 Satz 1 der 38. BImSchV festgelegte Obergrenze für die Anrechenbarkeit konventioneller Biokraftstoffe auf die Treibhausgasquote. Diese auf Artikel 3 Absatz 4 Buchstabe d) der Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG beruhende Obergrenze bezweckt eine Begrenzung der Förderung von Biokraftstoffen aus Anbaubiomasse (konventionelle Biokraftstoffe) zur Vermeidung indirekter Landnutzungsänderungen. Um die Konsistenz des Brennstoffemissionshandelssystems mit dieser europarechtlich angelegten Begrenzung herzustellen, wird die Anwendung des Emissionsfaktors Null im Gleichklang mit der 38. BImSchV begrenzt. Für Biokraftstoffe, die aus Rest- oder Abfallbiomasse hergestellt werden, gilt diese Begrenzung nicht. Durch einen dynamischen Verweis auf die 38. BImSchV ist sichergestellt, dass die in Umsetzung von Art. 26 der Erneuerbare Energien-Richtlinie 2018/2001 (RED II) erforderliche weitere Begrenzung der Förderung von Anbaubiomasse auch im Brennstoffemissionshandelssystem beachtet wird. Diese mengenmäßige Begrenzung der Privilegierung von Anbaubiomasse auf das Niveau der gegenwärtigen Einsatzmengen dient auch der Vorbereitung auf die bis zum Jahre 2030 vorgesehene schrittweise Reduzierung von Anbaubiomasse, mit deren Gewinnung ein hohes Risiko indirekter Landnutzungsänderungen verbunden ist.

Absatz 3 Satz 2 ermöglicht wie bei der Treibhausgasquote eine gewisse Flexibilität für die Verantwortlichen, da die Obergrenze für Brennstoffe nach Anlage 2 Nummer 1 und 2 BEHG kumulativ gilt. Absatz 3 Satz 3 stellt klar, dass in den Fällen, in denen der Emissionsfaktor Null nicht zur Anwendung kommen darf, der jeweilige Standardemissionsfaktor des Brennstoffes nach Anlage 1 Teil 4 anzuwenden ist.

Absatz 3 Satz 4 ordnet die entsprechende Anwendung von Satz 1 und 3 auch für Brennstoffe nach Anlage 2 Nummer 3 und 5 BEHG an. Bei diesen Brennstoffen handelt es sich nicht um Kraftstoffe, für sie gilt daher die Begrenzung nach § 13 Absatz 1 Satz 1 der 38. BImSchV nicht unmittelbar. Eine Begrenzung der Anwendung des Emissionsfaktors Null auf diese Brennstoffe ist allerdings ebenfalls geboten. Dabei ist zum einen zu berücksichtigen, dass die intendierte Begrenzung der Förderung von Anbaubiomasse im Biokraftstoffbereich durch eine unbegrenzte Privilegierung der Brennstoffe nach Anlage 2 Nummer 3 und 5 BEHG konterkariert würde, wenn Anbaubiomasseströme zur Herstellung dieser Brennstoffe verwendet werden. Ferner entspricht dieser Ansatz der bereits erwähnten Fördersystematik nach Art. 26 der Erneuerbare Energien-Richtlinie EU 2018/2001 (RED II), wonach weitere Begrenzungen der Förderung und Anrechenbarkeit sowohl von Biokraftstoffen als auch von flüssigen Biobrennstoffen und Biomassebrennstoffen vorzunehmen sind, sofern diese aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen gewonnen werden.

Absatz 4 Satz 1 regelt die Anerkennung und Abzugsfähigkeit von Biomethan, das nur anteilig Erdgas beigemischt ist. Reines Biomethan ist nach Anlage 2 Nummer 4 BEHG in der Periode 2021 und 2022 kein berichtspflichtiger Brennstoff und insofern vom Anwendungsbereich ausgenommen. Dies muss dann konsequenterweise auch für Biomethananteile gelten, die Erdgas beigemischt sind. Abweichend von Absatz 1 wird daher dafür auch kein Nachhaltigkeitsnachweis gefordert und es gilt auch keine Obergrenze. Bedingungen für den Abzug sind allerdings ein Nachweis über einen bestehenden (anteiligen) Biomethanliefervertrag und ein Massenbilanzierungssystem.

Absatz 4 Satz 2 stellt klar, dass die zuständige Behörde zur Vereinfachung auch Nachweise der bereits eingeführten Systeme zur massenbilanziellen Dokumentation von Biomethanmengen akzeptiert.

Absatz 5 regelt die Erleichterung des Nachweises nach Absatz 2 für den Fall, dass die im Absatz aufgezählten Brennstoffe durch einen Dritten (Einlagerer) im Sinne des § 7 Absatz 4 Satz 1 des Energiesteuergesetzes eingelagert werden, der für die betreffende Brennstoffmenge nicht Steuerschuldner ist.

Hintergrund der Regelung ist, dass im Rahmen der gesetzlichen Verpflichtung zur Minderung der Treibhausgasemissionen nach § 37a Absatz 1 Satz 1 und 2 in Verbindung mit Absatz 4 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes einem Einlagerer die Nachweisführung des Mindestanteils an Biokraftstoffen obliegt. Bei Kraftstoffen im Sinne des § 37a Absatz 4 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes werden die Nachhaltigkeitsnachweise durch die Biokraftstoffquotenstelle bei Eingang des Antrags des Verpflichteten nach § 37a des Bundes-Immissionsschutzgesetzes im „Nachhaltige Biomasse System“ (Nabisy) der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung gesperrt. Der Verantwortliche im Brennstoffemissionshandel kann diese somit nicht nutzen. Da der Verantwortliche nach Brennstoffemissionshandelsgesetz und der Verpflichtete nach § 37a Absatz 2 Satz 2 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes im Fall der Einlagerung nicht personenidentisch sind, ermöglicht Absatz 5 eine Nachweisführung durch den Inhaber der Nachweise.

Die aufgezählten Brennstoffe (Benzine der Unterpositionen 2710 12 41, 2710 12 45 und 2710 12 49 der Kombinierten Nomenklatur und Gasöle der Unterpositionen 2710 19 43 bis 2710 19 48 und der Unterpositionen 2710 20 11 bis 2710 20 19 der Kombinierten Nomenklatur) entsprechen den in § 37a Absatz 1 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes in Bezug genommenen Otto- oder Dieselmotorkraftstoffen nach § 2 Absatz 1 Nummer 1 oder 4 des Energiesteuergesetzes.

Die in Anlage 2 dazu benannten Angaben muss der Verantwortliche der zuständigen Behörde im Rahmen des Emissionsberichts übermitteln. Diese Erleichterung ermöglicht die Nachweisführung für den Bioenergieanteil durch den Verantwortlichen. Diese wäre dem Verantwortlichen regelmäßig auf Grund der Regelungen in § 37a Absatz 2 Satz 2 und Absatz 4 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes und der daraus resultierenden widerstreitenden Interessen zwischen Verantwortlichem und Einlagerer andernfalls nicht möglich.

Zu § 7 (Berichterstattung)

§ 7 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 2 aufgeführten Mindestangaben.

Die Angaben im Anlage 2 unter Nummer 1 stellen Stammdaten zur Identifizierung des Verantwortlichen dar. Die zugehörigen Stammdaten des Zolls dienen zum Abgleich der Daten auf der Basis von § 14 Absatz 4 BEHG.

Die Angaben in Anlage 2 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 2 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 1 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 0 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 2 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 2 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 EU Emissionshandel unterliegenden Anlage nachgewiesenen Brennstoffmengen und der nachhaltige Biomasseanteil anzugeben.

Die Angaben in Anlage 2 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.

Absatz 2 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. Das Verifizierungserfordernis ist nach § 7 Absatz 3 BEHG vorgegeben. Bei den in der Periode 2021 und 2022 einbezogenen Hauptbrennstoffen 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 1 vorgegebenen Berechnungsfaktoren und Standardwerte erfolgt. Soweit ab dem Kalenderjahr 2023 auch Analysewerte und komplexere Sachverhalte im Zusammenhang mit der Ermittlung von Brennstoffemissionen hinzukommen (beispielsweise bei Mischbrennstoffen, Kohlen oder Abfallstoffen), wird eine Verifizierung der Emissionsberichte erforderlich.

Absatz 3 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. § 7 Absatz 3 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 § 8 (Bagatellgrenze)

§ 8 regelt, dass die Pflichten des Verantwortlichen zur Überwachung und Berichterstattung von Brennstoffemissionen erst ab einer Jahresemissionsmenge aller in Verkehr gebrachten Brennstoffe von mindestens 1 Tonne Kohlenstoffdioxid entstehen. Damit macht § 8 von der Verordnungsermächtigung des § 4 Absatz 4 Nummer 1 BEHG Gebrauch. Danach können die Vorgaben an die Berichterstattung in einer Rechtsverordnung konkretisiert werden. Die Bagatellgrenze in Satz 1 bezieht sich auf die Jahresemissionen einschließlich Kohlendioxid aus Biomasse. § 8 stellt klar, dass die Pflichten des Verantwortlichen erst entstehen, wenn die in Verkehr gebrachte Brennstoffmenge zu mindestens einer Tonne Kohlendioxid führt und damit mindestens der Abgabe eines Emissionszertifikates bedürfen. Bei einer Brennstoffemissionsmenge von weniger als einer Tonne Kohlendioxid entstehen weder eine Berichts- noch eine Abgabepflicht.

Zu § 9 (Aufbewahrung von Unterlagen und Daten)

Absatz 1 regelt die Aufbewahrungsfristen für den Verantwortlichen orientiert an etablierten Aufbewahrungsfristen im EU Emissionshandelssystem.

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

Nach Absatz 3 verlängern sich die Aufbewahrungsfristen bis zum Abschluss von Rechtsmittelverfahren.

Zu § 10 (Vermeidung von Doppelerfassungen nach § 7 Absatz 4 Nummer 5 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes)

§ 10 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 § 10 klarstellende Regelungen zu Fallgestaltungen, in denen keine Brennstoffemissionen im Sinne des Brennstoffemissionshandelsgesetzes entstehen.

Absatz 1 Nummer 1 und 2 dienen der Vermeidung von Doppelerfassungen von Brennstoffmengen, die bereits Gegenstand eines Emissionsberichts nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz waren und erneut in ein Steuerlager aufgenommen oder im Falle von Erdgas erneut in ein Leitungsnetz für unverteuertes Erdgas eingespeist werden. Insbesondere in diesen Fällen ist regelmäßig von einem späteren erneuten Inverkehrbringen und daher von einer Doppelerfassung einer zuvor bereits in Verkehr gebrachten Brennstoffmenge auszugehen.

Absatz 1 Nummer 3 und 4 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 3 und 4 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.

Absatz 2 und Anlage 1 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.

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. Die Berichtspflicht für die Brennstoffemissionen entsteht allerdings bereits mit der Entnahme des Erdgases und kann bei leitungsgebundenem Erdgas auch nicht im Direktlieferverhältnis vermieden werden. In diesen Fällen besteht keine Identität zwischen dem Verantwortlichen und dem Verwender des Erdgases. 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 1 Teil 3 Nummer 1. Satz 3 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 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes zu berichten und können nach § 7 Absatz 5 BEHG unter den Voraussetzungen des § 11 dieser Verordnung abgezogen werden.

Zu § 11 (Vermeidung von Doppelbelastungen nach § 7 Absatz 5 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes)

§ 11 Absatz 1 regelt in Umsetzung von § 7 Absatz 5 Satz 2 BEHG die Vermeidung von Doppelbelastungen infolge des Einsatzes von Brennstoffen in einer dem EU Emissionshandel unterliegenden Anlage. Die so entstehenden Emissionen sind bereits Gegenstand des nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes zu erstellenden Emissionsberichtes für die dem EU-Emissionshandel unterliegende Anlage 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 2 regelt die Nachweispflicht für den Abzug einer entsprechenden Menge an Brennstoffemissionen für Brennstoffe, die in dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlagen eingesetzt wurden. Maßgeblich ist dafür der Emissionsbericht nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes der belieferten Anlage. Dieser liegt der zuständigen Behörde vor und ist nicht vom Verantwortlichen nochmals einzureichen. Dieser reicht lediglich einen nach Absatz 2 näher definierten Auszug ein. Voraussetzung für die Abzugsfähigkeit ist allerdings, dass sich sowohl der Verantwortliche als auch der Betreiber der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage gegenseitig benennen und die entsprechenden Mengen ausweisen können. Dies ist nur bei Direktlieferungen möglich. Es ist daher nachzuweisen, dass eine äquivalente Menge des Brennstoffs in demselben Kalenderjahr in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage eingesetzt wurde. Ob die gelieferte Menge oder der Brennstoff aus dem Lager der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage eingesetzt wurde, ist nicht im Einzelnen nachzuweisen.

Absatz 1 Satz 3 und Anlage 1 Teil 3 Nummer 2 regeln die Berechnungsformel zur Ermittlung der abzugsfähigen Brennstoffemissionen nach Absatz 1.

Absatz 1 Satz 4 trifft eine einmalige Sonderregelung für das erste Jahr des Brennstoffemissionshandels. Diese Sonderregelung ist für die Abgrenzung des erfassten Emissionsbudgets bei Einführung des Brennstoffemissionshandels erforderlich. Gleichzeitig wird mit dieser Regelung sichergestellt, dass tatsächlich nur eine doppelte Belastung durch Kosten des Brennstoffemissionshandels und des EU-Emissionshandels vermieden wird. Anderenfalls würde es bei Anlagen, die dem EU-Emissionshandel unterliegen, durch vorgezogene Belieferungen im Jahr 2020 zu einer Überkompensation und damit letztlich zu einer ungerechtfertigten Bevorzugung kommen.

Absatz 2 und Anlage 3 regeln den Mindestinhalt des Nachweises aus dem verifizierten Emissionsbericht der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage.

Dabei dienen die Angaben in Anlage 3 Nummer 1 und 2 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. Für die Bestimmung der jeweiligen auf einen Verantwortlichen bezogenen Brennstoffmenge sind die abgeglichene Brennstoffmenge und der nachhaltige Biomasseanteil zu verwenden. Abgeglichen bedeutet in diesem Zusammenhang, dass bei Abweichen der Summe der Einzelmengen von der Berichtsmenge die Einzelmengen über einen Abgleichfaktor zu korrigieren sind, um den Zahlenwert der Berichtsmenge zu erhalten. Der Abgleichfaktor wird über das Verhältnis der Gesamtberichtsmenge zur Summe der zugeordneten Brennstoffmengen ermittelt.

Zusätzlich ist für die in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage eingesetzte Menge der Anteil der energiesteuerpflichtigen und der energiesteuerfreien Brennstoffmenge auszuweisen.

Mit den Angaben unter Nummer 7 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 Nummer 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.

Die Informationen in Nummer 8 geben Aufschluss darüber, ob im Verlauf der Jahre die vom Verantwortlichen bezogenen Brennstoffmengen in der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage eingesetzt werden.

Absatz 3 stellt klar, dass der Verantwortliche von der Regelung nach § 11 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.

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.