

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

EBeV 2030

Ausfertigungsdatum: 21.12.2022

Vollzitat:

"Emissionsberichterstattungsverordnung 2030 vom 21. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2868)"

Fußnote

(+++ Textnachweis ab: 31.12.2022 +++)

Eingangsformel

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 9. November 2022 (BGBl. I S. 2006) geändert worden sind, verordnet die Bundesregierung:

Inhaltsübersicht

Abschnitt 1

Allgemeine Vorschriften

- § 1 Anwendungsbereich und Zweck
- § 2 Begriffsbestimmungen

Abschnitt 2

Überwachungsplan (zu § 6 des Gesetzes)

- § 3 Inhalt des Überwachungsplans und des vereinfachten Überwachungsplans; Frist zur Einreichung

Abschnitt 3

Überwachung und Ermittlung der Brennstoffemissionen; Emissionsbericht (zu den §§ 6 und 7 des Gesetzes)

- § 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 oder gespeicherter 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

Abschnitt 4

Datenverwaltung und Datenkontrolle

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

Abschnitt 5

Schlussbestimmungen

- § 20 Inkrafttreten

- Anlage 1 Mindestinhalt des Überwachungsplans und des vereinfachten Überwachungsplans
- Anlage 2 Ermittlung der Brennstoffemissionen
- Anlage 3 Mindestinhalt des jährlichen Emissionsberichts
- Anlage 4 Methoden zur Ermittlung der Berechnungsfaktoren
- Anlage 5 Erforderliche Erklärungen, Angaben und Nachweise des belieferten Unternehmens im Zusammenhang mit dem Abzug von Brennstoffemissionsmengen bei der Lieferung von Brennstoffen zum Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage
- Anlage 6 Mindestinhalt der Verfahrensanweisungen zur Datenverwaltung im Zusammenhang mit Kontrollaktivitäten

Abschnitt 1 Allgemeine Vorschriften

§ 1 Anwendungsbereich und Zweck

Diese Verordnung ist innerhalb des Anwendungsbereichs des Brennstoffemissionshandelsgesetzes vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2728, 2098), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 9. November 2022 (BGBl. I

S. 2006) geändert worden ist, anzuwenden. 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:
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. flüssige oder gasförmige erneuerbare Brennstoffe nicht-biogenen Ursprungs:
flüssige oder gasförmige erneuerbare Brennstoffe nicht-biogenen Ursprungs im Sinne von Artikel 2 Nummer 36 der Richtlinie (EU) 2018/2001;
14. Heizwert:
die bei vollständiger Verbrennung eines Brennstoffs mit Sauerstoff unter Standardbedingungen als Wärme freigesetzte spezifische Energiemenge abzüglich der Verdampfungswärme des im Abgas enthaltenen Wasserdampfs;
15. Kohle:
Waren der Positionen 2701, 2702 und 2704 der Kombinierten Nomenklatur;
16. konventionelle Biokraftstoffe:

Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen im Sinne von Artikel 2 Nummer 40 der Richtlinie (EU) 2018/2001;

17. Standardwerte:
die in Anlage 2 Teil 4 und 5 vorgegebenen Werte zur Emissionsermittlung;
18. Umrechnungsfaktoren:
Parameter zur Umrechnung von physikalischen Einheiten wie unter anderem Dichte oder Energie;
19. 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;
20. Zertifizierungsstelle:
Zertifizierungsstelle im Sinne der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung und der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung.

Abschnitt 2 Überwachungsplan (zu § 6 des Gesetzes)

§ 3 Inhalt des Überwachungsplans und des vereinfachten Überwachungsplans; Frist zur Einreichung

(1) Der nach § 6 Absatz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes von dem Verantwortlichen einzureichende Überwachungsplan für die Ermittlung von Brennstoffemissionen und für den Emissionsbericht nach § 7 Absatz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes hat Folgendes zu umfassen:

1. eine vollständige und transparente Darstellung der Überwachungsmethoden für die von dem Verantwortlichen in einem Kalenderjahr in Verkehr gebrachten Brennstoffe und
2. mindestens die in Anlage 1 Teil 1 aufgeführten Angaben.

(2) Der Verantwortliche muss erstmals 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 erstmals 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 Bestimmungen enthält oder
2. es sich um Brennstoffe handelt, die von ihm im 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, so muss der Verantwortliche einen vereinfachten Überwachungsplan bei der zuständigen Behörde einreichen, der mindestens die Angaben nach Anlage 1 Teil 2 enthält. Die Absätze 2 und 3 sind für den vereinfachten Überwachungsplan entsprechend anzuwenden.

Abschnitt 3 Überwachung und Ermittlung der Brennstoff- emissionen; Emissionsbericht (zu den §§ 6 und 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 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. Datenlücken sind 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. Dafür hat er die erforderlichen Daten einschließlich der Bezugswerte und der 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, die Integrität der zu berichtenden Emissionsdaten hinreichend 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 Emissionsdaten 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, hat der Verantwortliche die Brennstoffemissionen für die in einem Kalenderjahr in Verkehr gebrachten Brennstoffe rechnerisch zu ermitteln, indem die Brennstoffmenge nach § 6 mit den Berechnungsfaktoren nach § 7 multipliziert wird. Bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen können berücksichtigt werden:

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 einer Doppelerfassung nach Maßgabe des § 16 oder einer Doppelbelastung nach Maßgabe des § 17.

(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 im Abgaskamin nach § 12 ermitteln. Bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen kann der Biomasseanteil nach Maßgabe des § 12 Absatz 4 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 mit Festwerten nach Anlage 4 Teil 1 Nummer 1 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, so hat der Verantwortliche bei der rechnerischen Ermittlung der Brennstoffemissionen eines Jahres sowohl diejenigen Brennstoffmengen zugrunde zu legen, die er selbst in Verkehr gebracht hat, als auch diejenigen Brennstoffmengen, die der Steuerlagerinhaber für ihn in Verkehr gebracht hat. Der Steuerlagerinhaber kann bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen nach Absatz 2 diejenigen Brennstoffmengen abziehen, die er für den Einlagerer in Verkehr gebracht hat. 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 des jeweiligen Brennstoffs 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 Anlage 2 Teil 4 Spalte 2 aufgeführten Sorten von Brennstoffen untergliedert, sind die Brennstoffmengen nach Satz 1 in die jeweiligen Brennstoffe nach Anlage 2 Teil 4 zu unterteilen. Für die Aufteilung in die Biokomponenten nach Anlage 2 Teil 4 Nummer 10 ist die Menge an 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, die im Rahmen eines Verfahrens nach § 37 Absatz 2 Nummer 3 oder Nummer 4 des Energiesteuergesetzes vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 24. Mai 2022 (BGBl. I S. 810) geändert worden ist, unmittelbar steuerfrei verwendet wurden, zu ermitteln anhand

1. des Belegheftes nach § 75 Absatz 1 Satz 1 der Energiesteuer-Durchführungsverordnung und
2. der Aufzeichnungen nach § 75 Absatz 2 der Energiesteuer-Durchführungsverordnung.

(3) Ist ein Brennstoff, der zu den in Anlage 2 Teil 4 Spalte 2 aufgeführten Nummern zählt, dort nach Sorten untergliedert, so sind die Brennstoffmengen nach Absatz 2 in die zugehörigen Sorten des Brennstoffs nach Anlage 2 Teil 4 zu unterteilen.

(4) 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 Anlage 2 Teil 5 Spalte 2 zu ermitteln und zu berichten. Diese Brennstoffmengen sind mit 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 Normalis überprüfbar sind, oder
2. bei der Verwendung anderer als der unter Nummer 1 genannten Messgeräte und Messverfahren die Eignung dieser Messgeräte und Messverfahren gegenüber der zuständigen Behörde nachgewiesen wird.

Lagerbestandsänderungen können unter Anwendung von Schätzmethoden ermittelt werden. Die Schätzmethode ist zu beschreiben. Der Lagerendbestand eines Kalenderjahres der Anlage muss dem Lageranfangsbestand des Folgejahres 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 Anlage 1 Satz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes genannten Brennstoffe die in Anlage 2 Teil 4 festgelegten Standardwerte für Berechnungsfaktoren zu Grunde zu legen. Für Brennstoffe können gewichtete Berechnungsfaktoren auf Basis der in Anlage 2 Teil 4 festgelegten Brennstoffe und auf Basis von deren Standardwerten 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 Anlage 2 Teil 4 festgelegt, verwendet der Verantwortliche eine der in Anlage 4 Teil 1 genannten individuellen Methoden zur Ermittlung der Berechnungsfaktoren. Die gewählte Methode ist zu beschreiben und ihre Eignung für den jeweiligen Brennstoff zu begründen.

(4) Werden die Brennstoffemissionen im Fall des § 2 Absatz 2a des Brennstoffemissionshandelsgesetzes gemäß § 5 Absatz 2 rechnerisch ermittelt, so kann der Verantwortliche für die in Anlage 2 Teil 5 genannten Brennstoffe

1. die in dieser Anlage festgelegten Standardwerte für Berechnungsfaktoren zu Grunde legen oder
2. eine in Teil 2 der Anlage 4 genannte Methode zur Ermittlung der Berechnungsfaktoren verwenden.

Der Verantwortliche hat die gewählte Methode im Überwachungsplan zu beschreiben und ihre 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 Biobrennstoffs oder eines Biokraftstoffs kann der Verantwortliche bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen einen Emissionsfaktor von Null anwenden, sofern dieser Biomasseanteil die Nachhaltigkeitsanforderungen, einschließlich der Treibhausgasminderungsanforderungen, der §§ 4 bis 6 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung oder der §§ 4 bis 6 der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung erfüllt. Die rechnerische Berücksichtigung des Biomasseanteils bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen erfolgt nach Anlage 2 Teil 2. 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 zu belegen.

(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 ist entsprechend anzuwenden. Die Treibhausgasminderungsverpflichtung gilt abweichend von § 6 Absatz 2 Satz 1 der 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 nach § 50 Absatz 1 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung zu belegen.

(3) Für die Zwecke der Nachweisführung nach Absatz 2 gilt abweichend von § 2 Absatz 21 Nummer 1 und § 11 Absatz 1 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung diejenige Schnittstelle als letzte Schnittstelle, die den Biomasse-Brennstoff auf die zur Verbrennung erforderliche Qualitätsstufe aufbereitet und einen Nachweis nach Absatz 2 Satz 6 ausstellen kann.

(4) Der Verantwortliche kann für die Bestimmung des Biomasseanteils eines flüssigen Biobrennstoffs, eines Biokraftstoffs oder eines Biomasse-Brennstoffs den Bioenergieanteil an dem Gesamtenergiegehalt des flüssigen Biobrennstoffs, des Biokraftstoffs oder des Biomasse-Brennstoffs zugrunde legen. Satz 1 ist nicht anzuwenden auf die in Anlage 2 Teil 5 genannten Brennstoffe.

(5) Der Verantwortliche muss sicherstellen, dass sich der Nachhaltigkeitsnachweis nach Absatz 1 oder der Nachweis nach Absatz 2 Satz 6 auf eine Brennstoffmenge bezieht, die nach § 2 Absatz 2 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes in Verkehr gebracht wurde.

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

(7) Zur Evaluierung der Anwendbarkeit des Emissionsfaktors Null für den aus konventionellen Biokraftstoffen stammenden Biomasseanteil von Brennstoffen beobachtet die zuständige Behörde die Marktentwicklung von konventionellen Biokraftstoffen und legt dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz regelmäßig, mindestens aber alle zwei Jahre, einen Bericht über die Entwicklung der Marktbedingungen für konventionelle Biokraftstoffe vor. Die Marktbeobachtung nach Satz 1 umfasst auch die Beschaffung von Informationen von Marktbeobachtern über die Entwicklung der Großhandelspreise der hauptsächlich in Verkehr gebrachten fossilen Kraftstoffe und der konventionellen Biokraftstoffe, die im Rahmen der Beimischung zu fossilen Kraftstoffen eingesetzt werden.

(8) Abweichend von Absatz 1 Satz 1 darf der Verantwortliche den Emissionsfaktor Null nicht anwenden für den Biomasseanteil von Brennstoffen nach der Anlage 2 Nummer 1 und 2 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes, der aus Biokraftstoffen aus Rohstoffen mit hohem Risiko indirekter Landnutzungsänderung nach Artikel 3 der Delegierten Verordnung (EU) 2019/807 der Kommission vom 13. März 2019 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates im Hinblick auf die Bestimmung der Rohstoffe mit hohem Risiko indirekter Landnutzungsänderungen, in deren Fall eine wesentliche Ausdehnung der Produktionsflächen auf Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand zu beobachten ist, und die Zertifizierung von Biokraftstoffen,

flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen mit geringem Risiko indirekter Landnutzungsänderungen (ABl. L 133 vom 21.5.2019, S. 1) in der jeweils geltenden Fassung stammt.

(9) Abweichend von Absatz 2 kann der Verantwortliche für die dort genannten Biomasseanteile den Emissionsfaktor Null auch ohne das Vorliegen eines Nachhaltigkeitsnachweises anwenden, sofern 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 jedoch bis zum Ablauf des 31. Dezember 2023. In diesem Fall hat der Verantwortliche eine Eigenerklärung über das Vorliegen der Hinderungsgründe nach dem ersten Teilsatz bei der zuständigen Behörde vorzulegen. Die zuständige Behörde prüft die Eigenerklärung im Rahmen des Emissionsberichtes für das Jahr 2023 auf Plausibilität. Der Verantwortliche kann den Emissionsfaktor Null auch ohne das Vorliegen eines Nachweises im Sinne von Absatz 2 Satz 5 anwenden, sofern 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 jedoch 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 belegen.

§ 9 Berücksichtigung des Biomasseanteils bei der Ermittlung der Brennstoff- emissionen in den Fällen des § 2 Absatz 2a des Brennstoffemissionshandelsgesetzes

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

(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 Anlage 2 Teil 5 bei der Ermittlung des Biomasseanteils die in Anlage 2 Teil 5 festgelegten Standardwerte des jeweiligen Brennstoffs verwenden. Werden die Berechnungsfaktoren nach § 7 Absatz 4 bestimmt, so 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 Anlage 2 Teil 5 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 Anlage 2 Teil 5 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. Für Anlagen, die die aus Klärschlämmen erzeugte Wärme ausschließlich für Trocknungsprozesse nutzen, muss kein Nachweis erbracht werden.

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

(1) 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,

1. soweit 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 weitere Vorgaben zur Einhaltung der Anforderungen der Richtlinie (EU) 2018/2001 sowie zum Nachweisverfahren festlegt und
2. wenn der Verantwortliche die Vorgaben nach Nummer 1 erfüllt.

(2) Der Emissionsfaktor von Null kann auf denjenigen Anteil nach Absatz 1 angewendet werden, der gemäß den Bestimmungen der Rechtsverordnung nach Absatz 1 Nummer 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 jeweils geltenden Fassung angerechnet werden kann. Für die rechnerische Berücksichtigung des Anteils nach Satz 1 bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen ist Anlage 2 Teil 2 anzuwenden.

§ 11 Berücksichtigung dauerhaft eingebundener oder gespeicherter 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 oder gespeicherter Brennstoffemissionen einen Emissionsfaktor von Null anwenden, sofern diese dauerhafte Einbindung oder Speicherung 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 ist Anlage 2 Teil 2 anzuwenden.

§ 12 Kontinuierliche Emissionsmessung

(1) Die zur Ermittlung der Brennstoffemissionen durch direkte kontinuierliche Messung der Kohlendioxid-Konzentration und des Abgasvolumenstroms im Abgaskanal oder im Abgaskamin eingesetzten Messeinrichtungen müssen die Anforderungen des Artikels 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 die Produktkonformität vor, so darf die Messeinrichtung nur dann zur kontinuierlichen Ermittlung der Emissionen eingesetzt werden, wenn ihre Eignung im Rahmen der erstmaligen und der wiederkehrenden Kalibrierung nachgewiesen wurde. Bei der Ausgestaltung der Messstrecken und der Messplätze sind die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu berücksichtigen. Sofern Abweichungen von diesen Regeln vorliegen, ist gegenüber der zuständigen Behörde darzulegen, dass diese Abweichungen nicht zu einer systematisch falschen Emissionsdatenerfassung führen. Als Nachweis der Eignung der Messeinrichtungen und der Ausgestaltung der Messstrecken und der Messplätze ist der zuständigen Behörde der jeweils aktuelle Bericht über die Durchführung der jährlichen Funktionsprüfung und Kalibrierung vorzulegen. Die jährliche Funktionsprüfung und Kalibrierung muss von einer nach § 29b des Bundes-Immissionsschutzgesetzes bekanntgegebenen Messstelle durchgeführt worden sein.

(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 für den Abgasvolumenstrom 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 und maximal 120 Minuten. Kurzzeitmittelwerte sind gültig, wenn mindestens zwei Drittel des Mittelungszeitraumes mit gültigen Rohwerten belegt sind. Im Fall 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 verwendet werden. Bei der Wahl der Methoden zur Schließung von Datenlücken ist sicherzustellen, dass die Verwendung von Ersatzwerten nicht zu einer 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 Probenahmen gemäß Artikel 43 Absatz 4 Buchstabe a der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066,
2. eine Methode gemäß Artikel 43 Absatz 4 Buchstabe 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 Anlage 2 Teil 5.

(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 nach § 7 für Berechnungsfaktoren.

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

§ 13 Berichterstattung

(1) Der nach § 7 Absatz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes zu erstellende Emissionsbericht hat Folgendes zu umfassen:

1. die gemäß § 5 ermittelten Brennstoffemissionen für die in einem Kalenderjahr in Verkehr gebrachten Brennstoffe und
2. mindestens die in der Anlage 3 aufgeführten Angaben.

(2) Wird die Lieferung oder der Verbrauch von Erdgas nach Ablesezeiträumen abgerechnet oder ermittelt, die mehrere Kalenderjahre betreffen, so 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 desjenigen Kalenderjahres zu berichtigen, in dem der Ablesezeitraum endet.

§ 14 Berichterstattungsgrenze

Der Verantwortliche ist nicht zur Berichterstattung nach § 7 Absatz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes verpflichtet, wenn er im Laufe eines Kalenderjahres Brennstoffmengen in Verkehr bringt, 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 an Brennstoffen sowie die zugrundeliegenden Messungen und Berechnungen und die Vollständigkeit und Übereinstimmung der Daten mit den Bestimmungen des genehmigten Überwachungsplans oder, soweit der genehmigte Überwachungsplan keine Bestimmungen enthält, mit den Vorgaben dieser Verordnung,
2. die Auswahl und Anwendung der Berechnungsfaktoren sowie im Fall von Berechnungsfaktoren nach Anlage 4 Teil 1 oder Teil 2 die Prüfung der individuell angewendeten Methode,
3. die Berechnungen für die Bestimmung der Brennstoffemissionen,
4. bei kontinuierlichen Messungen deren Übereinstimmung mit den Vorgaben nach § 12 und
5. den Emissionsbericht daraufhin, dass er mit hinreichender Sicherheit frei von wesentlichen Falschangaben ist.

(2) 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 Zugang 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 zu den Kontrollaktivitäten gemäß § 18,
3. den jährlichen Emissionsberichten der Vorjahre nach § 7 Absatz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes,
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 wird zum Bestandteil des Emissionsberichts des Verantwortlichen.

(5) Die Verpflichtung zur Verifizierung der Angaben im Emissionsbericht nach § 7 Absatz 3 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes entfällt für die Emissionsberichte von Verantwortlichen, die

1. Brennstoffemissionen eines Kalenderjahres ausschließlich auf Basis eines vereinfachten Überwachungsplans nach § 3 Absatz 4 ermitteln und
2. keine Abzüge gemäß § 16 in Anspruch nehmen.

Satz 1 ist für das Berichtsjahr 2023 entsprechend anzuwenden, sofern 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) Sofern Verantwortliche die Brennstoffemissionen im Fall des § 2 Absatz 2a des Brennstoffemissionshandelsgesetzes auf Basis der Standardwerte in Anlage 2 Teil 5 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) Verantwortliche können eine entsprechende Menge an Brennstoffemissionen von den nach § 7 Absatz 1 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes in einem Kalenderjahr zu berichtenden Brennstoffemissionen für Mengen an Brennstoffen abziehen, die durch Verantwortliche ab dem 1. Januar 2023 und im Fall 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 Satz 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 Satz 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 Satz 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 2b 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 aufgefangen wurden und nachweislich nach § 47 Absatz 1 Nummer 2 des Energiesteuergesetzes für dasselbe Kalenderjahr entlastet wurden,
9. in ein Leitungsnetz für unversteuertes Erdgas eingespeist worden sind und nachweislich nach § 47 Absatz 1 Nummer 6 des Energiesteuergesetzes für dasselbe Kalenderjahr entlastet wurden,
10. an ausländische Streitkräfte oder Hauptquartiere geliefert wurden und nachweislich nach § 58 Absatz 1 des Energiesteuergesetzes für dasselbe Kalenderjahr entlastet wurden oder
11. 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 Anlage 2 Teil 3 Nummer 1.

(3) Für den Abzug von Brennstoffemissionen übermittelt der Verantwortliche der zuständigen Behörde mit dem Emissionsbericht entsprechende Energiesteueranmeldungen, Entlastungsanträge und, sofern 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 an 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 ist entsprechend anzuwenden. 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 an 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 an 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 Fall 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 derjenigen Brennstoffmenge entspricht, die der Verantwortliche im jeweiligen Kalenderjahr

1. an ein Unternehmen zum Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage geliefert hat oder

2. direkt in seiner dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage verwendet hat.

Sofern 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 Anlage 2 Teil 3 Nummer 2 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 mit dem Inhalt, 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 zugrunde liegende Brennstoffliefermenge waren. Zur Nachweisführung über die gelieferten und tatsächlich in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage eingesetzten Brennstoffmengen übermittelt der Verantwortliche ferner eine Bestätigung, die die in der Anlage 5 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 ist entsprechend anzuwenden.

(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 entsprechend für dasjenige Kalenderjahr, in dem der Einsatznachweis zu erbringen war. 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, so sind diese Brennstoffmengen auf die Abzugsmenge für dasjenige 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 Kalenderjahr, das von der Korrektur betroffen ist, unberührt. Korrekturmengen, die sich aus einer Berichtigung eines Emissionsberichts nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes ergeben, sind auf die Abzugsmenge nach Absatz 1 für dasjenige Kalenderjahr anzurechnen, in dem die Korrektur des Emissionsberichts nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes bestandskräftig festgestellt wird.

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

Abschnitt 4

Datenverwaltung und Datenkontrolle

§ 18 Datenverwaltung und Kontrollsystem

(1) Der Verantwortliche ist verpflichtet, Verfahrensanweisungen für die Datenverwaltung zur Überwachung von Brennstoffemissionen und für die Erstellung des Emissionsberichts zu erstellen, zu dokumentieren, zu implementieren und zu unterhalten, die mindestens die in Anlage 6 Teil 1 genannten Elemente enthalten. Die Datenverwaltung für die Überwachung von Brennstoffemissionen und für die Erstellung des Emissionsberichts umfasst auch die Erfassung, Dokumentation und Verwaltung von Daten in Bezug auf Aktivitäten zur 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, Verfahrensanweisungen 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 und hierin enthaltene personenbezogene Daten nach Ablauf der Aufbewahrungsfrist unverzüglich, bei elektronischer Speicherung automatisiert, löschen. Die Aufbewahrungsfrist beginnt mit dem Tag 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 und löscht hierin enthaltene personenbezogene Daten nach Ablauf der Aufbewahrungsfrist unverzüglich, bei elektronischer Speicherung automatisiert. Die Aufbewahrungsfrist beginnt mit dem Tag 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 über den Ablauf der in den Absätzen 1 und 2 genannten Aufbewahrungsfristen hinaus anhängig sein, verlängern sich die Aufbewahrungsfristen bis zu dessen rechtskräftigem Abschluss. Nach dem Tag des rechtskräftigen Abschlusses nach Satz 1 sind personenbezogene Daten nach Absatz 1 von den Verantwortlichen und personenbezogene Daten nach Absatz 2 von der zuständigen Behörde jeweils unverzüglich zu löschen.

Abschnitt 5 Schlussbestimmungen

§ 20 Inkrafttreten

Diese Verordnung tritt am Tag nach der Verkündung in Kraft.

Anlage 1 (zu § 3 Absatz 1 und 4) Mindestinhalt des Überwachungsplans und des vereinfachten Überwachungsplans

(Fundstelle: BGBl. I 2022, 2879 - 2880)

Teil 1 Mindestinhalt des 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 das Datum, ab dem diese Version des Überwachungsplans gilt, und
 - d) Bezeichnung, nachverfolgbare Referenz, Zuständigkeit für 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 § 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 Anlage 2 Teil 4 oder die Beschreibung des spezifischen Stoffs,
 - bb) Angabe 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 Anlage 4 Teil 1 gewählten Methode und Begründung der Eignung dieser Methode mit dem Überwachungsplan,
 - dd) Beschreibung der Abgrenzung von Brennstoffmengen, die aufgrund des Entstehens der Energiesteuer nach § 23 des Energiesteuergesetzes nicht als in Verkehr gebracht gelten, 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 Anlage 2 Teil 4,
 - 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 Anlage 4 Teil 1 beschriebene Methode angewendet wird, 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, sofern vorhanden,
 - b) Unternehmensnummer beim zuständigen Hauptzollamt, sofern vorhanden,
 - c) Angaben zum Betreiber der Anlage und zur Anlage:
 - aa) Name des Betreibers,
 - bb) Name der Anlage,
 - cc) Ordnungsnummer 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 Fall der rechnerischen Ermittlung nach § 5 Absatz 2:
 - aa) Bezeichnung des Brennstoffs nach Anlage 2 Teil 5,
 - bb) Kennzeichnung und Beschreibung der Methode zur Bestimmung der Brennstoffmenge nach § 6 Absatz 4; sofern eine in § 6 Absatz 4 Satz 3 Nummer 2 beschriebene Methode angewendet wird, ist der Nachweis der Eignung dieser Methode für den jeweiligen Brennstoff mit dem Überwachungsplan zu erbringen,
 - cc) Kennzeichnung und Beschreibung der Methode zur Bestimmung der Berechnungsfaktoren nach § 7 Absatz 4. Wird eine in § 7 Absatz 4 in Verbindung mit Anlage 4 Teil 2 beschriebene Methode angewendet, ist die gewählte Methode zu beschreiben und ihre 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 durchgeführt 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) Angaben zu Brennstoffen, sofern die kontinuierliche Emissionsmessung nach § 5 Absatz 3 durchgeführt wird:
- aa) Bezeichnung der Brennstoffe nach Anlage 2 Teil 5,
 - bb) Kennzeichnung und Beschreibung der Methode zur Bestimmung der Brennstoffmenge nach § 6 Absatz 1 oder 4,
 - cc) Kennzeichnung und Beschreibung der Methode zur Bestimmung der Berechnungsfaktoren nach § 7 Absatz 4; bei Bestimmung der Biomasse nach § 12 Absatz 4 ist zusätzlich die Eignung der Methode mit dem Überwachungsplan zu begründen.

Teil 2 Mindestinhalt des 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 § 6 Absatz 1, 3 und 4, § 7 Absatz 1, 3 und 4, § 8 Absatz 1 und 4, § 9 Absatz 1, 3 und 4, § 10 Absatz 2, § 11, § 12 Absatz 4 und 6, § 15 Absatz 6, § 16 Absatz 1 und 2, § 17 Absatz 1) Ermittlung der Brennstoffemissionen

(Fundstelle: BGBl. I 2022, 2881 - 2886)

Teil 1 Berechnung der berichtspflichtigen Brennstoffemissionen

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

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

Erläuterung der Abkürzungen:

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

Das Ergebnis der Berechnung wird auf ganze Tonnen Kohlendioxid abgerundet.

Teil 2 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:

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

Als Menge gilt hierbei die nach § 6 ermittelte Brennstoffmenge.

Teil 3 Berechnung der abzugsfähigen Brennstoffemissionen

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

$$E_{\text{Brennstoff_Doppelerfassung}} = \text{Menge}_{\text{Brennstoff_erneut_in_Verkehr}} \cdot \text{Umrechnungsfaktor} \cdot H_i \cdot EF$$

Erläuterung der Abkürzung:

$\text{Menge}_{\text{Brennstoff_erneut_in_Verkehr}}$ die nach den §§ 6 und 16 ermittelte Brennstoffmenge.

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

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

Erläuterung der Abkürzungen:

EF der Emissionsfaktor im Sinne von § 2 Nummer 11;

H_i der Heizwert im Sinne von § 2 Nummer 14;

$\text{Menge}_{\text{Brennstoff_EU-ETS}_i}$ die im Kalenderjahr zum Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage (i) gelieferte 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	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	Dichte: 0,845 t/1000 l	42,8 GJ/t	0,074 t CO ₂ /GJ

Nummer	Brennstoff	Nomenklatur	Umrechnungsfaktor	Heizwert	Heizwertbezogener Emissionsfaktor	
		2710 20 19				
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 t CO ₂ /GJ
	5b	Flüssiggas zu Heizzwecken	2711 12 2711 13 2711 14 2711 19	1 t/t	46,0 GJ/t	0,0655 t CO ₂ /GJ
6	Erdgas	2711 11 2711 21	3,2508 GJ/MWh	1 GJ/GJ	0,0558 t CO ₂ /GJ	
7	Kerosin	2710 12 70 2710 19 21	Dichte: 0,8 t/1000 l	42,8 GJ/t	0,0733 t CO ₂ /GJ	
8	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	

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

Nummer	Brennstoff	Umrechnungsfaktor	Heizwert	Heizwertbezogener Emissionsfaktor
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
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	Dieselmotorenkraftstoffersatz	Dichte: 0,77 t/1000 l	44,0 GJ/t	0,074 t CO ₂ /GJ
b	Ottomotorenkraftstoffersatz	Dichte: 0,67 t/1000 l	45,0 GJ/t	0,0729 t CO ₂ /GJ
c	Flugturbinenmotorenkraftstoffersatz	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

Nummer	Brennstoff	Umrechnungsfaktor	Heizwert	Heizwertbezogener Emissionsfaktor
10.6	(in einer Raffinerie mit fossilen Brennstoffen) gemeinsam verarbeitetes Öl aus Biomasse oder pyrolysiertes Biomasse zur Verwendung als			
a	Dieselmotorsersatz	Dichte: 0,84 t/1000 l	43,0 GJ/t	0,074 t CO ₂ /GJ
b	Ottomotorsersatz	Dichte: 0,73 t/1000 l	44,0 GJ/t	0,0729 t CO ₂ /GJ
c	Flugturbinenmotorsersatz	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 Dieselmotorsersatz)	Dichte: 0,77 t/1000 l	44,0 GJ/t	0,074 t CO ₂ /GJ
10.12	Fischer-Tropsch-Ottomotorsstoff (aus Biomasse produzierter synthetischer Kohlenwasserstoff oder -gemisch zur Verwendung als Ottomotorsersatz)	Dichte: 0,75 t/1000 l	44,0 GJ/t	0,0729 t CO ₂ /GJ
10.13	Fischer-Tropsch-Flugturbinenmotorsstoff (aus Biomasse produzierter synthetischer Kohlenwasserstoff oder -gemisch zur Verwendung als Flugturbinenmotorsersatz)	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 errechnet sich nach der Formel:
3,6 GJ/MWh • 0,903 GJ/GJ.

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

Nummer	Brennstoff	Abfallschlüssel gemäß Abfall- verzeichnis- Verordnung	Biomasse- anteil	Um- rechnungs- faktor	Heizwert der Original- substanz	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					
6a	Altholz AI und AII	03 01 05 17 02 01	95,0 %	1 t/t	15 GJ/t	0,0867 t CO ₂ /GJ
6b	Altholz AIII, AIV, PCB	15 01 03 19 12 07 20 01 38	90,0 %	1 t/t	15 GJ/t	0,0867 t CO ₂ /GJ
7	Klärschlamm					
7a	Kommunaler Klärschlamm	19 08 05	100,0 %	1 t/t	***	***
7b	Industrieller Klärschlamm	19 08 11 19 08 12 19 08 13 19 08 14	30,0 %	1 t/t	***	***
8	alle übrigen Abfälle	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 nach folgendem Algorithmus:

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

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

Erläuterung der Abkürzungen:

Hu_{OS}	unterer Heizwert der Originalsubstanz in GJ/t
EF_{OS}	Emissionsfaktor der Originalsubstanz in t CO ₂ /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:

- | | |
|-----------------------------------------------------------------------|-------------|
| 1. als maximaler Heizwert für wasserfreien Klärschlamm (Hu_{wf}): | 12 GJ/t, |
| 2. 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 § 13 Absatz 1) Mindestinhalt des jährlichen Emissionsberichts

(Fundstelle: BGBl. I 2022, 2887 - 2888)

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, sofern vorhanden,
 - f) Unternehmensnummer des zuständigen Hauptzollamtes, sofern vorhanden.
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 in Verkehr gebrachten Brennstoffen für den Fall, dass zur Ermittlung von Brennstoffemissionen der Berechnungsansatz nach § 5 Absatz 2 angewendet wird:
 - a) Bezeichnung des in Verkehr gebrachten Brennstoffs entsprechend der Unterteilung in Anlage 2 Teil 4 oder Teil 5,
 - b) Menge des in Verkehr gebrachten Brennstoffs in Kilogramm, Litern, Gigajoule oder Megawattstunden,
 - c) Umrechnungsfaktoren, Heizwerte, Emissionsfaktoren und Biomasseanteil des in Verkehr gebrachten Brennstoffs,
 - d) nach § 8 abzugsfähiger Biomasseanteil des in Verkehr gebrachten Brennstoffs in Gigajoule oder Megawattstunden, differenziert nach Art der verwendeten Biomasse,
 - e) Gesamtemissionen in Tonnen CO₂,
 - f) Gesamtemissionen aus Biomasse in Tonnen CO₂ und

- g) für Benzin: Unterteilung in die verschiedenen Benzinsorten (E 5, E 10, Super Plus) und Menge 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 5 im Kalenderjahr abzugsfähige CO₂-Emissionen unterteilt nach Brennstoff- und Materialeinsatz,
 - c) nach § 12 Absatz 4 ermittelter Biomasseanteil in Prozent je Tonne CO₂,
 - d) Angaben zur überwachungspflichtigen Betriebszeit und zur Anzahl der ungültigen Kurzzeitmittelwerte,
 - e) Angaben zur Aufschlüsselung der Brennstoffmengen nach den Brennstoffen gemäß Anlage 2 Teil 5.
5. Angaben im Zusammenhang mit der Vermeidung einer Doppelerfassung gemäß § 16 dieser Verordnung:
- a) Bezeichnung des in Verkehr gebrachten Brennstoffs entsprechend der Unterteilung in Anlage 2 Teil 4,
 - b) jeweilige Menge des Brennstoffs nach § 16 Absatz 1 Nummer 1 bis 11 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) Bezeichnung des in Verkehr gebrachten Brennstoffs entsprechend der Unterteilung in Anlage 2 Teil 4,
 - d) Menge des zum Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage gelieferten Brennstoffs eines Kalenderjahres in Tonnen, 1 000 Litern oder Megawattstunden,
 - e) Menge des in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage eingesetzten Brennstoffs eines Kalenderjahres in Tonnen, 1 000 Litern oder Megawattstunden,
 - f) Umrechnungsfaktoren, Heizwerte und Emissionsfaktoren des Brennstoffs nach Anlage 2 Teil 4,
 - 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 Steuerbefreiung nach dem Energiesteuergesetz unterliegt, sowie gegebenenfalls eine entsprechende Aufteilung der Mengen,
 - i) Gesamtemissionen des zum Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage gelieferten Brennstoffs in Tonnen CO₂,
 - j) Gesamtemissionen des zum Einsatz in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage gelieferten Brennstoffs 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 des Steuerlagerinhabers sowie Aktenzeichen und Unternehmensnummer des Steuerlagerinhabers bei der zuständigen Behörde,
 - b) Name des Einlagerers sowie Aktenzeichen und Unternehmensnummer des Einlagerers nach § 7 Absatz 4 Satz 1 Energiesteuergesetz,

- c) Bezeichnung 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 Entlastungstatbestands.

Anlage 4 (zu § 5 Absatz 4, § 7 Absatz 3 und 4, § 15 Absatz 1) Methoden zur Ermittlung der Berechnungsfaktoren

(Fundstelle: BGBl. I 2022, 2889)

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 Literaturwerte 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 Basis historischer Analysen abgeleitet werden, sofern nachgewiesen werden kann, dass diese Werte repräsentativ für künftige Chargen desselben Entsorgers oder Abfalltyps sind. Der Nachweis ist durch eine jährliche Kontrollanalyse zu belegen. 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.
3. Ermittlung auf Grundlage von mit der zuständigen Behörde vereinbarten Literaturwerten, einschließlich von der zuständigen Behörde veröffentlichter Festwerte.

Die Ermittlung individueller Festwerte und repräsentative Probenahmen können auch durch Dritte durchgeführt werden, sofern die Ermittlung und die Probenahme 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

Brennstoff	Mindesthäufigkeit der Analysen
Kohle	mindestens je 20 000 Tonnen Brennstoff, jedoch mindestens sechsmal jährlich oder je Liefercharge
unbehandelte feste Abfälle	mindestens je 5 000 Tonnen Abfall, jedoch mindestens viermal jährlich oder je Liefercharge
flüssige Abfälle, vorbehandelte feste Abfälle	mindestens je 10 000 Tonnen Abfall, jedoch mindestens viermal jährlich oder je Liefercharge
andere Brennstoffe	mindestens je 10 000 Tonnen Brennstoff, jedoch mindestens viermal jährlich oder je Liefercharge

Anlage 5 (zu § 17)

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

(Fundstelle: BGBl. I 2022, 2890)

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 steuerpflichtigen gelieferten und gelagerten Brennstoffmengen,
 - f) im Kalenderjahr tatsächlich 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 Erklärungen nach § 17 Absatz 2 Satz 1,
8. im Fall einer positiven Differenzmenge nach Nummer 6 Buchstabe g eine Bestätigung des tatsächlichen Einsatzes dieser Differenzmenge im darauffolgenden Kalenderjahr,
9. Methode der Ermittlung der Emissionen in der dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage (Standardmethode, Massenbilanzmethode 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 Verfahrensanweisungen zur Datenverwaltung im Zusammenhang mit Kontrollaktivitäten

(Fundstelle: BGBl. I 2022, 2891)

Teil 1 Verfahrensanweisungen für die Datenverwaltung

Die schriftlichen Verfahrensanweisungen für die Datenverwaltung umfassen mindestens folgende Elemente:

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

Teil 2 Verfahrensanweisungen im Zusammenhang mit Kontrollaktivitäten

Die Verfahrensanweisungen 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 bei den Kontrollaktivitäten sowie Beschreibung der für die Zuordnung der Verantwortlichkeit erforderlichen Verwaltung der Zugriffsberechtigungen und Kompetenzen,
4. interne Überprüfung und Validierung der Daten anhand unabhängiger Datenquellen,
5. Berichtigungen und Korrekturmaßnahmen,
6. Kontrolle von ausgelagerten Prozessen,
7. Führung von Aufzeichnungen und deren Dokumentation, einschließlich der Versionsverwaltung.
8. Prüfung der Effizienz des Kontrollsystems durch interne Überprüfungen und unter Berücksichtigung der Feststellungen der Prüfstelle im Rahmen der Prüfung der jährlichen Emissionsberichte.