

Leitfaden zum Anwendungsbereich sowie zur Überwachung und Berichterstattung von CO₂-Emissionen

Nationales Emissionshandelssystem
2023 bis 2030

Umwelt 
Bundesamt

DEHSt
Deutsche
Emissionshandelsstelle

Impressum

Herausgeber

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt)
im Umweltbundesamt

City Campus

Haus 3, Eingang 3A

Buchholzweg 8

13627 Berlin

Telefon: +49 (0) 30 89 03-50 80

Telefax: +49 (0) 30 89 03-50 10

nationaler-emissionshandel@dehst.de

Internet: www.dehst.de

Stand: Januar 2023

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	6
Abbildungsverzeichnis	6
Hinweise im Dokument.....	7
Versionshinweise.....	8
Abkürzungsverzeichnis	9
Einleitung	11
1 Akteure und ihre Aufgaben im Erfüllungszyklus (Compliance Cycle)	12
1.1 BEHG-Verantwortliche	13
1.2 Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt	14
1.3 Prüfstellen und Umweltgutachter	14
1.4 Zoll.....	14
1.5 Beteiligte Dritte (EU-ETS-Anlagenbetreiber, Erdgasabnehmer)	14
2 Anwendungsbereich.....	15
2.1 Grundsätzliches zur Teilnahme am nEHS.....	16
2.1.1 Inverkehrbringen durch das Entstehen der Energiesteuer (§ 2 Absatz 2 Satz 1 BEHG)	16
2.1.2 Inverkehrbringen durch energiesteuerfreie Verwendung von Kohle (§ 2 Absatz 2 Satz 2 BEHG)	17
2.1.3 Inverkehrbringen durch Verwendung von Brennstoffen in Abfallverbrennungsanlagen (§ 2 Absatz 2a BEHG)	17
2.1.4 Berichterstattungsgrenze	17
2.2 Biogene Kraft- und Heizstoffe	18
2.2.1 Bioreinkraft- und Bioreinheizstoffe sowie Brennstoffe mit biogenen Bestandteilen	18
2.2.2 Biogas und Biomethan	18
2.3 Andere treibhausgasneutrale oder treibhausgasarme Brennstoffe (Altholz, Klärschlamm, Klärgas, Holzkohle, RFNBO, Wasserstoff)	19
3 Betroffenheit bestimmter Verkehrssektoren	20
3.1 Schifffahrt	21
3.2 Luftfahrt	21
3.3 Schienenverkehr	21
4 Nationales Emissionshandelsregister (nEHS-Register)	22
4.1 Kontoeröffnung und Transaktionen von Emissionszertifikaten im nationalen Emissionshandelsregister.....	23
4.2 Transaktionen von Emissionszertifikaten im nationalen Emissionshandelsregister	25
4.3 Erwerb und Gültigkeit von Emissionszertifikaten	25
4.4 Eintrag der Emissionen in das nEHS-Register und Abgabeerfüllung.....	27
4.5 Gebühren und Veröffentlichungen	27

5 Grundlagen der Überwachung und Berichterstattung von Emissionen.....	28
5.1 Grundlegende Aspekte und Frist für die Einreichung des Überwachungsplans	29
5.2 Vereinfachter Überwachungsplan	30
5.3 Durchsetzung der Berichts- und Abgabepflichten	30
5.3.1 Kontosperrung	30
5.3.2 Sanktion wegen Verletzung der Abgabepflicht	30
5.3.3 Ordnungswidrigkeiten	31
6 Ermittlung von Brennstoffemissionen	32
6.1 Methoden zur Ermittlung der berichts- und abgabepflichtigen Brennstoffemissionen	33
6.2 Bestimmung der Emissionen aus einem in Verkehr gebrachten Brennstoff mittels Multiplikation von Brennstoffmenge und Berechnungsfaktoren	34
6.3 Ermittlung der Brennstoffmenge	37
6.3.1 Mengenbestimmung im Gleichlauf mit der Energiesteueranmeldung	37
6.3.2 Regelungen zur Bestimmung der Erdgasmenge.....	38
6.3.3 Bestimmung der Menge von energiesteuerfrei verwendeter Kohle.....	38
6.3.4 Bestimmung der Abfallmengen.....	39
6.3.5 Bestimmung der Brennstoffmenge im Falle von Einlagerern	39
6.4 Ermittlung der Berechnungsfaktoren Heizwert, Emissionsfaktor und Umrechnungsfaktor.....	40
6.4.1 Berechnungsfaktoren von energiesteuerpflichtigen Brennstoffen	40
6.4.2 Berechnungsfaktoren für Kohle.....	42
6.4.3 Berechnungsfaktoren für Brennstoffe in Abfallverbrennungsanlagen.....	42
6.5 Bestimmung der Brennstoffemissionen über kontinuierliche Emissionsmessung	44
6.5.1 Grundsätzliche Anforderungen (Qualitätssicherung und Nachweisführung über die Eignung von KEMS)	44
6.5.2 Auswertung der Emissionsdaten (grundlegende Systematik zur Erfassung der Emissionsdaten und Schließung von Datenlücken)	46
6.5.3 Berücksichtigung unterschiedlicher Bezugsgrößen bei der Kalibrierung nach QAL2	48
6.5.4 Abzugsfähigkeit von Emissionen bei Ermittlung mittels KEMS.....	49
6.5.5 Flankierende Mengenbestimmung	50
6.6 Abzugsfähige Emissionen aus Biomasse.....	50
6.6.1 Grundlegende Aspekte zur Berichterstattung bei Brennstoffen mit Biomasseanteil	50
6.6.2 Nachweis der Nachhaltigkeit in Fällen des § 2 Absatz 2 Satz 1 BEHG (Inverkehrbringen durch Entstehen der Energiesteuer)	51
6.6.3 Nachweis der Treibhausgasminderung in Fällen des § 2 Absatz 2a BEHG (Inverkehrbringen durch Verwendung in Abfallverbrennungsanlagen)	56

6.7	Abzugsfähige Emissionen zur Vermeidung der Doppelerfassung (§ 16 EBeV 2030)	59
6.7.1	Voraussetzungen für die Anerkennung abzugsfähiger Emissionen zur Vermeidung der Doppelerfassung (§ 16 Absatz 1 EBeV 2030).....	59
6.7.2	Entlastung für die stoffliche Verwendung von Erdgas (§ 16 Absatz 4 EBeV 2030).....	60
6.7.3	Entlastung bei Entnahmefiktion für Erdgas (§ 16 Absatz 5 EBeV 2030)	60
6.7.4	Ermittlung der abzugsfähigen Emissionen zur Vermeidung der Doppelerfassung	61
6.8	Abzugsfähige Emissionen zur Vermeidung der Doppelbelastung (§ 17 EBeV 2030).....	61
6.8.1	Privatwirtschaftliche Ebene	63
6.8.2	Vollzugstechnische Ebene	65
6.8.3	Inhalte der Verwendungsbestätigung des EU-ETS-Anlagenbetreibers und ihre Verwendung im Emissionsbericht des BEHG-Verantwortlichen	66
6.8.4	Hinweise zu Differenzmengen auf den Verwendungsbestätigungen	67
7	Verifizierung von Emissionsberichten	69
7.1	Verzicht auf die Standortbegehung	70
7.2	Verzicht auf die Verifizierung	71
8	Umgang mit steuerrechtlichen Korrekturen und Korrekturen im Emissionsbericht.....	72
8.1	Steuerrechtliche Korrekturen	73
8.2	Korrekturen des Emissionsberichts.....	74
9	Anhang.....	75
	Anhang 1: Beispiel für die Ermittlung der Brennstoffemissionen aus in Verkehr gebrachtem Erdgas	76
	Anhang 2: Überblick über in § 160 Absatz 1 EBeV 2030 berücksichtigte Entlastungs- und Erstattungsstatbestände der Energiesteuer zur Vermeidung der Doppelerfassung	77
	Anhang 3: Beispiele zur Ermittlung der abzugsfähigen Brennstoffmenge nach § 17 EBeV 2030.....	80

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Übersicht zur Qualitätssicherung und Nachweisführung der Eignung von KEMS im nEHS	45
Tabelle 2:	Beispiele für Verwendungsabsichtserklärungen und Beschreibung der Konsequenzen für die Emissionsberichterstattung des BEHG-Verantwortlichen	64
Tabelle 3:	Überblick über in § 16 EBeV 2030 berücksichtigte Entlastungs- und Erstattungstatbestände der Energiesteuer zur Vermeidung der Doppelerfassung	77

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Grundsätzliche Methoden zur Ermittlung der Brennstoffemissionen	33
Abbildung 2:	Bestimmung der Brennstoffmengen und Berechnungsfaktoren für Brennstoffe, die durch Entstehen der Energiesteuer in Verkehr gebracht werden	36
Abbildung 3:	Bestimmung der Brennstoffmengen und Berechnungsfaktoren für Kohle, die durch steuerfreie Verwendung in Verkehr gebracht wird	36
Abbildung 4:	Bestimmung der Brennstoffmengen und Berechnungsfaktoren für Brennstoffe, die durch Verwendung in Abfallverbrennungsanlagen als in Verkehr gebracht gelten	37
Abbildung 5:	Systematik der Erfassung und Auswertung von Emissionsdaten	47
Abbildung 6:	Korrekturgrößen	48
Abbildung 7:	Darstellung der notwendigen Nachweise zur Anerkennung des Biomasseanteils in Fällen des § 2 Absatz 2 Satz 1 BEHG (Inverkehrbringen durch Entstehen der Energiesteuer) bei Anwendung von Übergangsbestimmungen im Berichtsjahr 2023	51
Abbildung 8:	Darstellung der notwendigen Nachweise zur Anerkennung des Biomasseanteils in Fällen des § 2 Absatz 2a BEHG (bei Inverkehrbringen durch Verwenden in Abfallverbrennungsanlagen)	57
Abbildung 9:	Schematische Darstellung der privatwirtschaftlichen und vollzugstechnischen Ebene für den Abzug von Brennstoffmengen nach § 17 EBeV 2030	62
Abbildung 10:	Auszug aus dem Zoll-Formular 1103 für in Verkehr gebrachtes Erdgas	76

Hinweise im Dokument



Besonderer Hinweis.



Hinweis für Beispiele.



Hinweis mit weiteren Informationen.

Versionshinweise

Nr.	Datum	Abschnitt	Seite	Bemerkung
1	31.01.2023			Erstveröffentlichung

Abkürzungsverzeichnis

AVR	Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 der Kommission vom 19.12.2018 über die Prüfung von Daten und die Akkreditierung von Prüfstellen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates
AVV	Verordnung über das Europäische Abfallverzeichnis
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz vom 12.12.2019, das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 09.11.2022 geändert worden ist
BEDV	Verordnung zur Kompensation doppelt bilanzierter Brennstoffemissionen (BEHG-Doppelbilanzierungsverordnung)
BEHV	Verordnung zur Durchführung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes
BiMas	Bioerdgas-Massenbilanzsystem der Green Navigation GmbH
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
4. BImSchV	Vierte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes
BioKraft-NachV	Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung
BioSt-NachV	Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung
BLE	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
Dena	Deutsche Energie-Agentur
eBAnz	Elektronischer Bundesanzeiger
EBeV 2022	Emissionsberichterstattungsverordnung nach dem BEHG für die Jahre 2021 und 2022
EBeV 2030	Emissionsberichterstattungsverordnung nach dem BEHG für die Jahre 2023 bis 2030
EF	Heizwertbezogener Emissionsfaktor (vergleiche Definition § 2 Nummer 10 EBeV 2030)
EnergieStG	Energiesteuergesetz
EU-ETS	Europäisches Emissionshandelssystem
GHT	Gewichtshundertteil
GZD	Generalzolldirektion
Hi	Heizwert (vergleiche Definition § 2 Nummer 12 EBeV 2030)
HVO	Hydrierte pflanzliche Öle
HZA	Hauptzollamt
kbP	Kontobevollmächtigte Person
KMW	Kurzzeitmittelwert
KN	Kombinierte Nomenklatur
Leitfaden nEHS 2021 und 2022	Leitfaden zum Anwendungsbereich und zur Überwachung und Ermittlung von CO ₂ -Emissionen im nationalen Emissionshandel in den Jahren 2021 und 2022
Leitfaden nEHS 2023 bis 2030	Leitfaden zum Anwendungsbereich und zur Überwachung und Ermittlung von CO ₂ -Emissionen im nationalen Emissionshandel für die Jahre 2023 bis 2030 (dieser Leitfaden)
Leitfaden Zusammenwirken EU-ETS und nEHS	Leitfaden BEHG: Zusammenwirken von EU-ETS und nEHS Vorabzug von Brennstoffmengen nach § 7 Absatz 5 BEHG und nachträgliche Kompensation nach § 11 Absatz 2 BEHG in Verbindung mit BEDV für stationäre Anlagen im Europäischen Emissionshandel
MVO	Monitoring-Verordnung (EU 2018/2066)
Nabisy	Nachhaltige-Biomasse-Systeme, Datenbank der BLE

NACE-Code	Klassifikation der Wirtschaftszweige in der Europäischen Gemeinschaft, Ausgabe 2008 (WZ 2008)
nEHS	Nationales Emissionshandelssystem (Brennstoffemissionshandelssystem)
nEHS-Register	Nationales Emissionshandelsregister
nEZ	Emissionszertifikat des nationalen Brennstoffemissionshandels
QES	Qualifizierte elektronische Signatur
RED I	Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG
RED II	Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001
RFNBO	Flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Brennstoff nicht biologischen Ursprungs
TEHG	Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz
THG	Treibhausgas
UZK	Unionszollkodex (Verordnung (EU) Nr. 952/2013)

Einleitung

Mit dem Brennstoffemissionshandelsgesetz¹ (BEHG) wurde in Deutschland die Bepreisung von CO₂-Emissionen außerhalb des Europäischen Emissionshandels (EU-ETS) im Wege eines nationalen Emissionshandelssystems (nEHS) eingeführt. Das nEHS umfasst insbesondere die Bereiche Wärme und Verkehr. Das 2. Gesetz zur Änderung des BEHG ist am 16.11.2022 in Kraft getreten, wodurch einzelne, wesentliche Konkretisierungen und Ergänzungen für den Zeitraum ab 2023 vorgenommen wurden. Ein wichtiger Baustein des nEHS ist die Überwachung und Ermittlung der Emissionen aus Brennstoffen sowie die jährliche Emissionsberichterstattung. Sie bilden die Grundlage für die Abgabe der Emissionszertifikate für das entsprechende Kalenderjahr.

In den §§ 6 und 7 BEHG sind die Grundpflichten der Verantwortlichen bei der Überwachung und Berichterstattung geregelt.

Während die Betreiber der teilnehmenden Anlagen im Europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS) die direkten Emissionen aus ihren Anlagen ermitteln und berichten (Downstream-Ansatz), werden die Emissionen im nEHS in der Regel indirekt über die in Verkehr gebrachten Brennstoffmengen (Upstream-Ansatz) bestimmt. Im Unterschied zum EU-ETS werden also nicht die bereits entstandenen Emissionen erfasst, sondern die Emissionen, die zu einem späteren Zeitpunkt bei einer Verbrennung der Brennstoffe freigesetzt werden können. Dieser Ansatz ist erforderlich, da die Anzahl der Emittenten (Emissionsquellen) in den Bereichen Gebäude und Verkehr gegenüber der Anzahl der stationären Anlagen im EU-ETS um ein Vielfaches höher ist. Die Einbeziehung sehr vieler (kleiner) Emittenten in ein Emissionshandelssystem führt zwangsläufig zu einem sehr hohen Verwaltungsaufwand und wurde daher vom Gesetzgeber als nicht sinnvoll erachtet. Ausnahmen vom Upstream-Ansatz im nEHS stellen die Brennstoffgruppen Abfälle und die von der Energiesteuer befreite Kohle dar. Hier liegt der Fokus auf der kleineren Zahl von Verwendern der Brennstoffe, um einen effektiveren Vollzug mit geringen administrativen Belastungen zu gewährleisten.

Die Einzelheiten zur Emissionsermittlung und Berichterstattung für die Phase 2023 bis 2030 sind in der Verordnung über die Emissionsberichterstattung nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz für die Jahre 2023 bis 2030 (Berichterstattungsverordnung 2030, EBeV 2030)² geregelt.

Dieser Leitfaden erläutert den geltenden Anwendungsbereich und die Berichtspflicht nach dem BEHG sowie die in der EBeV 2030 enthaltenen Regelungen zur Emissionsüberwachung und -berichterstattung für die Jahre 2023 bis 2030.

1 Brennstoffemissionshandelsgesetz vom 12.12.2019 (BGBl. I S. 2728), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 09.11.2022 (BGBl. I S. 2006) geändert worden ist.

2 Verordnung über die Emissionsberichterstattung nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz für die Jahre 2023 bis 2030 vom 21.12.2022 (BGBl. I S.2868)

1

Akteure und ihre Aufgaben im Erfüllungszyklus (Compliance Cycle)

1.1	BEHG-Verantwortliche	13
1.2	Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt	14
1.3	Prüfstellen und Umweltgutachter	14
1.4	Zoll	14
1.5	Beteiligte Dritte (EU-ETS-Anlagenbetreiber, Erdgasabnehmer).....	14

1.1 BEHG-Verantwortliche

In diesem Leitfaden werden die Verantwortlichen nach § 3 Nummer 3 Buchstabe a) bis d) BEHG als BEHG-Verantwortliche bezeichnet.

Steuerschuldner und Einlagerer

BEHG-Verantwortliche sind natürliche oder juristische Personen oder Personengesellschaften, die für die Tatbestände nach § 2 Absatz 2 Satz 1 BEHG als Steuerschuldner definiert sind. Bei diesen handelt es sich zum Beispiel um Großhändler von Brennstoffen, Hersteller von Brennstoffen mit Großhandelsvertrieb, die Brennstoffe in Verkehr bringen, sowie Unternehmen, die Brennstoffe nach Deutschland importieren, das heißt im Sinne der Energiesteuer einführen. In Fällen, in denen eine Einlagerung durch Dritte in einem Lager nach § 7 Absatz 4 Satz 1 Energiesteuergesetz (EnergieStG) für Brennstoffe stattfindet, sieht § 3 Nummer 3 d) BEHG vor, dass der Einlagerer als BEHG-Verantwortlicher an die Stelle des Steuerlagerinhabers tritt (siehe Kapitel 6.3.5). Dies führt zu einem Gleichklang mit der Regelung zur THG-Quotenverpflichtung (§ 37 a Absatz 2 Satz 2 des Bundes-Immissionsschutzgesetzes, BImSchG³).

Erlaubnisinhaber zur steuerfreien Verwendung von Kohle

Darüber hinaus sind die Inhaber einer Erlaubnis nach § 37 Absatz 1 Satz 1 EnergieStG zur steuerfreien Verwendung von Kohle als Kraft- oder Heizstoff nach § 37 Absatz 2 Nummer 3 oder Nummer 4 EnergieStG BEHG-Verantwortliche (vergleiche § 2 Absatz 2 Satz 2 BEHG). Dabei handelt es sich um Betreiber von Kraftwerken oder um Unternehmen des produzierenden Gewerbes (unter anderem Keramikanlagen, Asphaltmischanlagen), soweit Kohle nicht ausschließlich in Anlagen eingesetzt wird, die dem EU-ETS unterliegen.

Betreiber von Abfallverbrennungsanlagen

Weitere BEHG-Verantwortliche sind Betreiber von Anlagen nach Nummer 8.1.1 und 8.1.2 (mit dem Hauptbrennstoff Altöl) Anhang 1 der 4. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (4. BImSchV), deren Zweck die Beseitigung oder Verwertung von Abfällen ist und die nicht dem EU-ETS unterliegen (vergleiche § 2 Absatz 2a BEHG, im Folgenden vereinfacht als „Abfallverbrennungsanlagen“ bezeichnet). Abfallverbrennungsanlagen sind ab dem 01.01.2023 vom nEHS umfasst, unterliegen jedoch erst ab dem Jahr 2024 der Berichts- und Abgabepflicht von Emissionszertifikaten.

BEHG-Verantwortliche müssen bis zum 31.07. jedes Jahres einen Emissionsbericht erstellen und einreichen, mit dem sie die in Verkehr gebrachten Brennstoffe und die sich daraus ergebenden Emissionsmengen des Vorjahres berichten (§ 7 BEHG). Betreiber von Abfallverbrennungsanlagen übermitteln erstmals einen Emissionsbericht über die Emissionen im Jahr 2024 bis zum 31.07.2025.

Als Grundlage für den Emissionsbericht erstellen BEHG-Verantwortliche einen Überwachungsplan (§ 6 BEHG), der eine vollständige und transparente Dokumentation der Überwachungsmethoden für die vom BEHG-Verantwortlichen in einem Kalenderjahr in Verkehr gebrachten Brennstoffe enthält. Der Überwachungsplan ist erstmals im Jahr 2023 für das Kalenderjahr 2024 (auch für die Abfallverbrennungsanlagen) innerhalb einer von der zuständigen Behörde festzusetzenden Frist einzureichen.

Schließlich sind die BEHG-Verantwortlichen bis zum 30.09. jedes Jahres zur Abgabe von Emissionszertifikaten im nationalen Emissionshandelsregister (nEHS-Register) verpflichtet (siehe Kapitel 4), die der Menge der von ihnen berichteten Brennstoffemissionen entspricht (vergleiche § 8 BEHG). Dies bedeutet, dass für jede Tonne CO₂, die bei einer Verbrennung der Brennstoffe freigesetzt werden kann, ein Emissionszertifikat abgegeben werden muss.

³ Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17.05.2013 (BGBl. I S. 1274), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 3 des Gesetzes vom 19.10.2022 (BGBl. I S. 1792) geändert worden ist.

1.2 Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt

Die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt ist für den Vollzug des BEHG zuständig. Hierzu zählen insbesondere die Genehmigung von Überwachungsplänen für die Kalenderjahre ab 2024 (vergleiche § 6 Absatz 1 BEHG) und die Prüfung der Emissionsberichte. Liegt der DEHSt bis zum 31.07. kein den Anforderungen des § 7 BEHG und der §§ 4 ff. EBeV 2030 entsprechender Emissionsbericht vor oder wurde die Abgabepflicht nicht bis zum 30.09. des auf das Kalenderjahr folgenden Jahres erfüllt, setzt die DEHSt die Berichts- und Abgabepflichten durch (vergleiche §§ 20 und 21 BEHG, siehe Kapitel 5.3).

1.3 Prüfstellen und Umweltgutachter

Weitere Akteure in der jährlichen Emissionsberichterstattung ab dem Jahr 2023 sind externe Prüfer: die für den EU-ETS akkreditierten Prüfstellen und zugelassene Umweltgutachter gemäß § 15 BEHG. Eine Prüfstelle oder ein Umweltgutachter ist ein unabhängiger Dritter, der gemäß § 7 Absatz 3 BEHG vom BEHG-Verantwortlichen beauftragt wird und die Verifizierung des Emissionsberichts vornimmt (§ 15 EBeV 2030, siehe Kapitel 7), bevor der BEHG-Verantwortliche diesen der DEHSt bis zum 31.07. vorlegt.

1.4 Zoll

Das nationale Emissionshandelssystem knüpft an das etablierte System der Energiesteuer an. Die Brennstoffe, mit Ausnahme der Abfälle und energiesteuerfreien Kohle, gelten mit dem Entstehen der Energiesteuer als in Verkehr gebracht (siehe Kapitel 2.1). Für einen effizienten Vollzug des BEHG werden daher im Besteuerungsverfahren vom Zoll erhobene Daten zwischen der DEHSt und den Zollbehörden gemäß § 14 Absatz 4 BEHG ausgetauscht.

1.5 Beteiligte Dritte (EU-ETS-Anlagenbetreiber, Erdgasabnehmer)

EU-ETS-Anlagenbetreiber

Aufgrund der unterschiedlichen regulatorischen Ansatzpunkte des Europäischen Emissionshandels, EU-ETS (Downstream-System), und des nationalen Emissionshandels, nEHS (Upstream-System), kommt es zu Überschneidungen des Anwendungsbereichs. Wird ein Brennstoff im Anwendungsbereich des BEHG an eine dem EU-ETS unterliegende Anlage geliefert, führt dies zu einer Doppelbilanzierung des Brennstoffs. Das Unternehmen der dem EU-ETS unterliegenden Anlage würde sowohl die CO₂-Kosten für die direkten Emissionen bei Einsatz des Brennstoffs im EU-ETS als auch die vom Lieferanten weitergereichten CO₂-Kosten aufgrund des nEHS tragen. Daher sind im BEHG entsprechende Regelungen zur Vermeidung von Doppelbelastungen dieser Anlagen vorgesehen (siehe Kapitel 6.8).

Erdgasabnehmer/-kunde bei Steuerentlastungen nach § 47 Absatz 1 Nummer 3 des EnergieStG und nach § 38 Absatz 5 Satz 3 EnergieStG

Abweichend zu den anderen Brennstoffen fällt bei leitungsgebundenem Erdgas nach § 38 Absatz 1 EnergieStG immer eine Energiesteuer an, auch wenn das Erdgas nach der Entnahme stofflich genutzt wird. Durch den Nachweis, dass eine Energiesteuerentlastung nach § 47 Absatz 1 Nummer 3 des EnergieStG beim Erdgasabnehmer gewährt wurde, kann der BEHG-Verantwortliche die Höhe der Brennstoffemissionen in seinem Emissionsbericht reduzieren (siehe Kapitel 6.7.2).

Auch in den Fällen der Doppelerfassung aufgrund der Entnahmefiktion nach § 38 Absatz 5 Satz 1 EnergieStG für Erdgas kommt eine Reduzierung durch einen Nachweis der Entlastung nach § 38 Absatz 5 Satz 3 EnergieStG beim Erdgasabnehmer/-kunden in Betracht (siehe Kapitel 6.7.3).

Erdgasabnehmer/-kunden sind daher indirekt weitere beteiligte Dritte im nEHS, da deren Energiesteuerentlastungsnachweis an den BEHG-Verantwortlichen weitergereicht und als Nachweis für die Abzugsfähigkeit von Brennstoffemissionen genutzt werden kann.

2

Anwendungsbereich

2.1 Grundsätzliches zur Teilnahme am nEHS.....	16
2.1.1 Inverkehrbringen durch das Entstehen der Energiesteuer (§ 2 Absatz 2 Satz 1 BEHG).....	16
2.1.2 Inverkehrbringen durch energiesteuerfreie Verwendung von Kohle (§ 2 Absatz 2 Satz 2 BEHG).....	17
2.1.3 Inverkehrbringen durch Verwendung von Brennstoffen in Abfallverbrennungsanlagen (§ 2 Absatz 2a BEHG)	17
2.1.4 Berichterstattungsgrenze.....	17
2.2 Biogene Kraft- und Heizstoffe	18
2.2.1 Bioreinkraft- und Bioreinheizstoffe sowie Brennstoffe mit biogenen Bestandteilen	18
2.2.2 Biogas und Biomethan.....	18
2.3 Andere treibhausgasneutrale oder treibhausgasarme Brennstoffe (Altholz, Klärschlamm, Klärgas, Holzkohle, RFNBO, Wasserstoff)	19

Um zu bestimmen, ob und inwieweit die Emissionen von Brennstoffen den Pflichten des BEHG unterliegen, sollen die nachfolgenden Hinweise einen Überblick über die Systematik der relevanten Entstehungstatbestände nach BEHG und EnergieStG geben. Außerdem wird eine Auswahl der in Anlage 1 BEHG erfassten Brennstoffe und deren Einbeziehung in das nEHS näher erläutert.

2.1 Grundsätzliches zur Teilnahme am nEHS

Die Berichts- und Abgabepflichten nach dem BEHG gelten für die Emissionen von Kohlendioxid, die aus in Verkehr gebrachten Brennstoffen entstehen können. Grundsätzlich sind alle fossilen und biogenen Brennstoffe, die unter eine der in Anlage 1 BEHG genannten Nummern der Kombinierten Nomenklatur fallen, berichtspflichtig. Ab dem Jahr 2024 sind darüber hinaus solche Brennstoffe berichtspflichtig, die nicht unter eine Nummer der Kombinierten Nomenklatur in Anlage 1 BEHG fallen, sofern sie in Anlagen nach Nummern 8.1.1 und 8.1.2 (mit dem Hauptbrennstoff Altöl) Anhang 1 der 4. BImSchV beseitigt oder verwertet werden und die Anlagen nicht dem EU-Emissionshandel unterliegen.

Ob die Brennstoffe im Emissionsbericht berichtet und für die daraus ermittelten Emissionen Emissionszertifikate abgegeben werden müssen, hängt von zwei Voraussetzungen ab:

1. Der Brennstoff gilt gemäß § 2 Absatz 2 oder 2a BEHG als in Verkehr gebracht. Das BEHG unterscheidet zwischen drei Fällen von „Inverkehrbringen“ (siehe Kapitel 2.1.1 bis 2.1.3).
2. Die Brennstoffmenge aller in Verkehr gebrachten Brennstoffe führt zu mindestens einer Tonne Kohlendioxid vor Abzügen nach §§ 8 bis 11 EBeV 2030 (unter anderem von biogenen Emissionen) oder Abzüge zur Vermeidung einer Doppelerfassung nach § 16 und einer Doppelbelastung nach § 17 EBeV 2030. Bei einer Brennstoffemissionsmenge von weniger als einer Tonne Kohlendioxid entstehen weder eine Berichts- noch eine Abgabepflicht (siehe Kapitel 2.1.4).

2.1.1 Inverkehrbringen durch das Entstehen der Energiesteuer (§ 2 Absatz 2 Satz 1 BEHG)

Ein Brennstoff gilt als in Verkehr gebracht, wenn für diesen eine Steuerpflicht nach den in § 2 Absatz 2 Satz 1 BEHG genannten Tatbeständen des EnergieStG entsteht. Eine Energiesteuerpflicht kann zum Beispiel durch Entnahme des Brennstoffs aus einem Steuerlager oder aus einem Leitungsnetz entstehen. Mit „Entnahme“ aus dem Steuerlager ist anders als bei Erdgas (siehe Kapitel 6.7.3) die tatsächliche, physische Entnahme gemeint. BEHG-Verantwortlicher ist dabei derjenige, der für die Tatbestände nach § 2 Absatz 2 Satz 1 BEHG als Steuerschuldner im Sinne des EnergieStG definiert ist (Ausnahme: Einlagerer, siehe Kapitel 1.1 und Kapitel 6.3.5). Grundsätzlich besteht damit ein Gleichklang mit dem Energiesteuergesetz.

Besonders zu beachten ist, dass mit der Änderung des BEHG vom 09.11.2022 die Entstehungstatbestände nach § 14 Absatz 2 sowie § 23 Absatz 1 und 1a EnergieStG in § 2 Absatz 2 Satz 1 BEHG gestrichen wurden. Das heißt, Brennstoffmengen, für welche die Energiesteuer nach diesen Tatbeständen entstanden ist, unterliegen nicht dem Anwendungsbereich und damit auch nicht der Berichtspflicht nach dem BEHG. Die in § 2 Absatz 2 Satz 1 BEHG genannten Tatbestände fokussieren sich damit weitestgehend auf Energieerzeugnisse nach § 4 EnergieStG, sowie Kohle und Erdgas im Sinne des § 1a Nummer 13 und 14 EnergieStG. Die beiden Lieferformen von Erdgas (gasförmig und verflüssigt) unterliegen ebenfalls der Berichts- und Abgabepflicht⁴.

Energieerzeugnisse nach § 4 EnergieStG können im sogenannten „**Steueraussetzungsverfahren**“ nach § 5 EnergieStG steuerlich unbelastet geliefert werden. Bei einer Lieferung unter Steueraussetzung kommt es nach dem EnergieStG nicht zur Steuerentstehung und damit auch nicht zur BEHG-Pflicht. Beispielsweise ist die Herstellung von Energieerzeugnissen in zugelassenen Betriebsstätten oder auch die Lagerung in Steuerlagern unter Steueraussetzung nach § 5 EnergieStG möglich. Erst wenn der Brennstoff nach einem in § 2 Absatz 2 Satz 1 BEHG genannten Tatbestand des EnergieStG in Verkehr gebracht wurde, kommt es zur Steuerentstehung und damit auch zur Entstehung der Pflichten nach dem BEHG.

⁴ Im Sinne des Energiesteuerrechts (§ 1a Nummer 14 EnergieStG) gelten Waren der Unterpositionen 2711 11 (verflüssigtes Erdgas) und 2711 21 (Erdgas in gasförmigem Zustand) gleichermaßen als „Erdgas“.

Dasselbe gilt, wenn zwar die tatsächlichen Voraussetzungen des jeweiligen Entstehungstatbestands des EnergieStG vorliegen (zum Beispiel Entnahme aus dem Steuerlager, Erdgasentnahme aus dem Leitungsnetz), sich aber ein **Verfahren der Steuerbefreiung** nach § 24 Absatz 1 EnergieStG oder § 44 Absatz 1 EnergieStG anschließt. Auch in diesem Fall kommt es nicht zur Steuerentstehung und der Anwendungsbereich des BEHG ist nicht eröffnet. So sind zum Beispiel Energieerzeugnisse nach § 26 Absatz 1 EnergieStG von der Energiesteuer befreit, wenn diese innerhalb des Betriebsgeländes selbst hergestellt und für die Herstellung von Energieerzeugnissen (außer Kohle und Erdgas) verwendet werden (Eigenverbrauch).

Dagegen berühren die vom EnergieStG begünstigten Verwendungen eines Brennstoffs, die eine **Entlastung von der Energiesteuer** nach sich ziehen, das Entstehen der Pflichten nach dem BEHG grundsätzlich nicht, da diese Brennstoffe nach § 2 Absatz 2 Satz 1 BEHG vor ihrer Verwendung in Verkehr gebracht wurden. Hier entsteht die Energiesteuer zunächst und wird erst später erstattet beziehungsweise entlastet. Selbst wenn nach den Spezialvorschriften des EnergieStG eine Entlastung von der Steuer möglich ist, so verhindert dies weder das Entstehen der Energiesteuer noch die BEHG-Pflicht. Bestimmten Entlastungstatbeständen wird jedoch in Hinblick auf die Abzugsfähigkeit von entlasteten Brennstoffmengen in § 16 EBeV 2030 Rechnung getragen (siehe Kapitel 6.7).

2.1.2 Inverkehrbringen durch energiesteuerfreie Verwendung von Kohle (§ 2 Absatz 2 Satz 2 BEHG)

Neben energiesteuerpflichtiger Kohle (siehe Kapitel 2.1.1) gilt ab dem Jahr 2023 auch Kohle als in Verkehr gebracht, die nach § 2 Absatz 2 Satz 2 BEHG im Rahmen eines Verfahrens nach § 37 Absatz 2 Nummer 3 oder Nummer 4 EnergieStG energiesteuerfrei verwendet wird. Der BEHG-Verantwortliche ist der Erlaubnisinhaber der Steuerbefreiung gemäß § 37 Absatz 1 Satz 1 EnergieStG (vergleiche § 3 Nummer 3b BEHG). Energiesteuerfrei verwendete Kohlen in EU-ETS-Anlagen sind nach § 2 Absatz 2 Satz 2 BEHG jedoch nicht umfasst und gelten damit nicht als in Verkehr gebracht. Zu beachten ist, dass Kohlemengen, für die die Energiesteuer entstanden ist und die erst im Anschluss durch den Verwender nach § 51 oder § 53 EnergieStG entlastet werden, ebenfalls der BEHG-Pflicht unterliegen (siehe Kapitel 2.1.1).

2.1.3 Inverkehrbringen durch Verwendung von Brennstoffen in Abfallverbrennungsanlagen (§ 2 Absatz 2a BEHG)

Gemäß § 2 Absatz 2a BEHG gelten Brennstoffe als in Verkehr gebracht, wenn sie in immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftigen Abfallverbrennungsanlagen nach Nummer 8.1.1 und nach Nummer 8.1.2 (mit dem Hauptbrennstoff Altöl) des Anhangs 1 zur 4. BImSchV eingesetzt werden und nicht bereits gemäß § 2 Absatz 2 BEHG als in Verkehr gebracht gelten. Dies betrifft Anlagen zur Beseitigung oder Verwertung von festen, flüssigen oder in Behältern gefassten gasförmigen Abfällen, Deponiegas oder anderen gasförmigen Stoffen mit brennbaren Bestandteilen sowie Anlagen zum Verbrennen von Altöl oder Deponiegas (mit Hauptbrennstoff Altöl) in einer Verbrennungsmotoranlage. BEHG-Verantwortlicher ist der Betreiber der Anlage. Unterliegt eine solche Anlage dem EU-ETS, so gilt der Brennstoff nach § 2 Absatz 2a BEHG als nicht in Verkehr gebracht und unterliegt nicht der BEHG-Pflicht.

2.1.4 Berichterstattungsgrenze

Die Pflichten des BEHG-Verantwortlichen zur Überwachung und Berichterstattung von Brennstoffemissionen entstehen erst ab einer Jahresemissionsmenge aller in Verkehr gebrachten Brennstoffe von mindestens einer Tonne Kohlendioxid (siehe § 14 EBeV 2030). Bei einer Brennstoffemissionsmenge von weniger als einer Tonne Kohlendioxid entstehen weder eine Berichts- noch eine Abgabepflicht.

Die Berichterstattungsgrenze bezieht sich auf die Jahresemissionen einschließlich Kohlendioxid aus Biomasse und vor Abzug von Brennstoffemissionen zur Vermeidung einer Doppelerfassung nach § 16 EBeV 2030 oder/und einer Doppelbelastung nach § 17 EBeV 2030. Auch für eine Emissionsmenge von weniger als einer Tonne Kohlendioxid, die aus dem Abzug von Emissionen aus nachhaltiger Biomasse oder aus dem Abzug von Brennstoffemissionen zur Vermeidung einer Doppelerfassung nach § 16 der EBeV 2030 oder/und einer Doppelbelastung nach § 17 der EBeV 2030 resultiert, ist ein Emissionsbericht einzureichen. Nur anhand des eingereichten Emissionsberichts kann die Abzugsfähigkeit geprüft werden.



Sollte der BEHG-Verantwortliche sicher sein, dass aufgrund der oben genannten Abzüge keine Abgabe von Emissionszertifikaten erforderlich ist, so ist eine Kontoeröffnung nicht zwingend erforderlich. Jedoch wird zur Sicherheit die Eröffnung eines Kontos empfohlen. Bei zu berichtenden Brennstoffemissionen unter 50.000 Tonnen Kohlendioxid ist gemäß § 12 Absatz 3 Brennstoffemissionshandels-Verordnung (BEHV) eine erleichterte Kontoeröffnung möglich (siehe Kapitel 4.1).

2.2 Biogene Kraft- und Heizstoffe

2.2.1 Bioreinkraft- und Bioreinheizstoffe sowie Brennstoffe mit biogenen Bestandteilen

Sowohl Brennstoffe (Kraft- und Heizstoffe) mit biogenen Bestandteilen als auch Bioreinkraft- und Bioreinheizstoffe sind von der Berichtspflicht des BEHG erfasst.

Kraft-/Heizstoffe, die ausschließlich aus Biomasse bestehen, sind zum Beispiel

- ▶ Methanol (über Codenummer 2905 11 00),
- ▶ reiner Biodiesel (FAME) (über Position 3826),
- ▶ reine hydrierte Pflanzenöle (HVO), die aufgrund der Anmerkung 2 zu Position 2710 (vergleiche 2018/C 327/07) in den Erläuterungen zur Kombinierten Nomenklatur als „ähnliche Öle“ gelten.

2.2.2 Biogas und Biomethan

Mit Hilfe der folgenden zwei Fälle kann bestimmt werden, ob Biogas oder Biomethan den Pflichten des BEHG unterliegt:

Fall 1

Biogas, das in einer Biogasanlage erzeugt und direkt vor Ort (das heißt ohne Einspeisung ins Erdgasnetz) zu begünstigten Zwecken nach § 2 Absatz 3 EnergieStG eingesetzt wird, darf nach § 28 EnergieStG steuerfrei verwendet werden. In diesem Fall besteht keine Berichtspflicht nach dem BEHG. Betreiber, die ausschließlich Biogasanlagen betreiben und zu begünstigten Zwecken einsetzen, müssen weder ein Compliance-Konto im nEHS-Register eröffnen noch einen jährlichen Emissionsbericht abgeben.

Entsteht für Biogas die Energiesteuer nach § 23 Absatz 1 oder Absatz 1 a EnergieStG, unterliegt dieses ebenfalls nicht dem BEHG. Mit der Novellierung des BEHG vom 09.11.2022 wurden die Entstehungstatbestände nach § 23 Absatz 1 und 1a EnergieStG in § 2 Absatz 2 Satz 1 BEHG gestrichen.

Fall 2

Entsteht für Biogas, das auf Erdgasqualität aufbereitet und in das Erdgasnetz (dann: Biomethan) eingespeist wurde, die Energiesteuer nach § 38 Absatz 1 EnergieStG fortfolgende, unterliegt dieses den Pflichten des BEHG sowohl im Fall einer Direktlieferung des 100%igen Biomethans (bilanziell über das Erdgasnetz) als auch im Fall, dass zum Beispiel ein Händler in seinem Portfolio sowohl 100%iges Biomethan als auch Gasprodukte mit Biomethananteil über das Erdgasnetz an Endkunden liefert. Das heißt, dass der Biogasanlagenbetreiber oder auch ein Händler, der Biomethan über das Erdgasnetz an Endkunden liefert und hierfür Energiesteuer anzumelden hat, ein Compliance-Konto im nEHS-Register eröffnen, die Emissionen seines gesamten Portfolios überwachen und der DEHSt jährlich darüber berichten muss. Er kann die Emissionen, die auf die Biomethanmengen entfallen, bei entsprechenden Nachweisen nach § 8 EBeV 2030 abziehen (siehe Kapitel 6.6.2.3).

2.3 Andere treibhausgasneutrale oder treibhausgasarme Brennstoffe (Altholz, Klärschlamm, Klärgas, Holzkohle, RFNBO, Wasserstoff)

Eine Berichtspflicht für Altholz und Klärschlämme besteht nur dann, wenn diese in Abfallverbrennungsanlagen im Sinne des § 2 Absatz 2a BEHG verwendet werden.

Klärgas ist ein gasförmiger Kohlenwasserstoff und fällt unter die Unterposition 2711 29 der Kombinierten Nomenklatur. Die Unterposition 2711 29 ist kein Energieerzeugnis nach § 4 EnergieStG und auch kein Erdgas, sodass es ausschließlich dann vom Anwendungsbereich des BEHG umfasst ist, wenn es in einer Abfallverbrennungsanlage im Sinne des § 2 Absatz 2a BEHG eingesetzt wird.

Holzkohle fällt unter die Position 4402 der Kombinierten Nomenklatur, die nicht in Anlage 1 BEHG gelistet ist. Damit fällt Holzkohle nicht in den Anwendungsbereich des BEHG, außer sie wird in einer Abfallverbrennungsanlage im Sinne des § 2 Absatz 2a BEHG eingesetzt.

Der Anteil eines Brennstoffs, der aus flüssigen oder gasförmigen erneuerbaren Brennstoffen nicht biologischen Ursprungs (RFNBO) stammt und unter eine der in Anlage 1 BEHG genannten Nummern der Kombinierten Nomenklatur fällt, ist berichtspflichtig. Für die Emissionen daraus müssen Emissionszertifikate abgegeben werden, solange keine Änderungen der Rechtsverordnung in Kraft sind, die Bestimmungen über die Einhaltung der Anforderungen der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED II) sowie das Nachweisverfahren festlegen. Diese Rechtsverordnung ist in Deutschland die 37. BImSchV. Ein Emissionsfaktor von Null für RFNBO im nEHS kann daher erst ab Inkrafttreten entsprechender Vorgaben für die Privilegierung von RFNBO durch die 37. BImSchV anerkannt werden (mit Ausnahme von Wasserstoff und Methan, da hier schon Regelungen existieren, siehe letzter Absatz).

Wasserstoff, der nicht dem Erdgas zugemischt ist, unterliegt nicht der Berichtspflicht des BEHG. Gemäß den Vorgaben des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW) darf Wasserstoff zu einem begrenzten Anteil (aktuell fünf Vol%) ins Erdgasnetz eingespeist und darüber vermarktet werden. Bei der Einspeisung in das Erdgasnetz kommt es zu einer Vermischung mit Erdgas. Das Gasgemisch im Erdgasnetz wird energiesteuerrechtlich insgesamt als Erdgas betrachtet und unterliegt der Berichtspflicht des BEHG.

Für Methan und Wasserstoff liegen Kriterien in der 37. BImSchV vor. Sofern die Einhaltung der Kriterien der 37. BImSchV nachgewiesen werden, kann der Energiegehalt analog zur Bestimmung des Biomasseanteils bei der Emissionsermittlung berücksichtigt werden. Bei Wasserstoff ist zusätzlich nachzuweisen, dass dieser dem Erdgasnetz zugemischt wurde.

3

Betroffenheit bestimmter Verkehrssektoren

3.1	Schifffahrt	21
3.2	Luftfahrt	21
3.3	Schienenverkehr	21

Im Folgenden wird ein kompakter Überblick darüber gegeben, ob und wenn ja, wie das nEHS einzelne Verkehrssektoren betrifft.

3.1 Schifffahrt

Aufgrund des § 24 in Verbindung mit § 27 Absatz 1 Nummer 1 des EnergieStG besteht für die Verwendung von Brennstoffen in der Schifffahrt – mit Ausnahme der privaten nichtgewerblichen Schifffahrt – die Möglichkeit des energiesteuerfreien und damit des nicht-BEHG-pflichtigen Bezugs der Kraftstoffe. Dies bedeutet, dass die gewerbliche Schifffahrt, sofern der Brennstoff nach § 24 in Verbindung mit § 27 Absatz 1 Nummer 1 des EnergieStG energiesteuerfrei bezogen wird, nicht von der CO₂-Bepreisung durch das nEHS betroffen ist.

3.2 Luftfahrt

Große Flugzeuge und Helikopter werden in der Regel zur gewerblichen Luftfahrt eingesetzt, für die gemäß § 27 Absatz 2 EnergieStG die Verwendung von Flugturbinenkraftstoff (Kerosin) und Flugbenzin energiesteuerfrei möglich ist. Der in den Turbinen eingesetzte Flugturbinenkraftstoff unterliegt der Berichtspflicht nach dem BEHG nur dann, wenn Energiesteuer entsteht. Die Luftfahrt, die Flugbenzin energiesteuerpflichtig bezieht und als Kraftstoff nutzt, ist ebenfalls von der CO₂-Bepreisung durch das nEHS betroffen.

3.3 Schienenverkehr

Die Verwendung von Diesel für den Schienenverkehr ist nicht steuerbefreit und damit auch nicht BEHG-befreit. Eine Möglichkeit der Vermeidung der Energiesteuer – ähnlich wie für den gewerblichen Luft- oder gewerblichen Schiffsverkehr nach § 27 EnergieStG – besteht nicht. Auch eine Entlastung für die Verwendung im Schienenverkehr des öffentlichen Personennahverkehrs wie in § 56 EnergieStG ist nicht im BEHG und der EBeV 2030 berücksichtigt. Der Schienenverkehr, der Diesel energiesteuerpflichtig bezieht und als Kraftstoff nutzt, ist daher von der CO₂-Bepreisung durch das nEHS betroffen.

4

Nationales Emissionshandelsregister (nEHS-Register)

4.1	Kontoeröffnung und Transaktionen von Emissionszertifikaten im nationalen Emissionshandelsregister	23
4.2	Transaktionen von Emissionszertifikaten im nationalen Emissionshandelsregister	25
4.3	Erwerb und Gültigkeit von Emissionszertifikaten.....	25
4.4	Eintrag der Emissionen in das nEHS-Register und Abgabeerfüllung	27
4.5	Gebühren und Veröffentlichungen	27

4.1 Kontoeröffnung und Transaktionen von Emissionszertifikaten im nationalen Emissionshandelsregister

Emissionszertifikate (nEZ) des BEHG existieren lediglich in elektronischer Form, weswegen es einer elektronischen Datenbank bedarf, diese Emissionszertifikate zu halten und zu nutzen. Hierfür wurde das sogenannte „nEHS-Register“ implementiert. Das nEHS-Register ist als Anwendung mit einem Online-Banking-System vergleichbar und über einen Internet-Browser erreichbar. Im nEHS-Register werden Emissionszertifikate (nEZ) erzeugt, gehalten und übertragen. BEHG-Verantwortliche benötigen im nEHS-Register ein Compliance-Konto, um nEZ erwerben und ihrer Abgabepflicht gemäß § 8 BEHG nachkommen zu können. Für Händler und Intermediäre gibt es spezielle Handelskonten. Die Rechtsgrundlage für das nEHS-Register bildet § 12 BEHG in Verbindung mit Abschnitt 3 sowie Anlage 1 bis Anlage 5 der Brennstoffemissionshandelsverordnung (BEHV)⁵.

Beantragung eines Kontos: Um im nEHS-Register nEZ halten und zur Abgabe nutzen zu können, bedarf es gemäß § 12 Absatz 1 der BEHV der Beantragung eines sogenannten Compliance-Kontos im nEHS-Register. Zu diesem Zweck müssen sich zunächst der Kontoinhaber, also der BEHG-Verantwortliche, sowie die kontobevollmächtigten Personen separat voneinander im nEHS-Register registrieren. Während der Registrierung müssen die entsprechenden Nachweisdokumente (Auszug aus einem Eintragsregister, falls der Antragsteller nicht in einem deutschen Eintragsregister registriert ist; Führungszeugnisse der kontobevollmächtigten Personen; gegebenenfalls Ausweiskopien, falls Online-Ausweisfunktion des Personalausweises nicht genutzt wurde) hochgeladen werden.

Für die Eröffnung von Handelskonten müssen umfangreichere Nachweisunterlagen übermittelt werden (siehe hierzu Anhang 3 der BEHV). Sobald die Registrierungen abgeschlossen sind, kann über den Login des Kontoinhabers ein Antrag auf Kontoeröffnung gestellt werden. Mit dem Kontoantrag ist nach § 16 der BEHV mindestens eine kontobevollmächtigte Person zu benennen. Die Beantragung eines Kontos kann auch durch einen Dienstleister übernommen werden. Kontoinhaber und kontobevollmächtigte Personen haben jeweils eigene Zugänge (Logins) und unterschiedliche Funktionen (Rollen). So können nur Kontoinhaber die Sicherheitseinstellungen des Kontos (2-Augen- oder 4-Augen-Prinzip bei Transaktionen, Transaktionen nur zu Konten auf der Empfängerkontenliste) ändern oder kontobevollmächtigte Personen ernennen und entfernen. Kontobevollmächtigte Personen (kbP) führen Transaktionen durch und nehmen den Eintrag der Brennstoffemissionen vor.

Erleichterte Kontoeröffnung: Falls die zu berichtenden Brennstoffemissionen 50.000 Tonnen Kohlendioxid voraussichtlich nicht überschreiten, kann gemäß § 12 Absatz 3 der BEHV ein Antrag auf erleichterte Kontoeröffnung gestellt werden. Es muss dann lediglich die Registrierung und die anschließende Antragstellung durchgeführt werden, die Einreichung von Nachweisdokumenten ist nicht nötig. Damit verbunden ist, dass das Konto nur für den Erwerb von nEZ und zur Erfüllung der Abgabepflicht (Compliance) genutzt werden kann. Übertragungen auf andere Konten sind von diesem Konto nicht möglich. Dieses Konto kann gemäß § 12 Absatz 4 BEHV oder muss gemäß § 12 Absatz 5 BEHV bei späterer Überschreitung der Schwelle von 50.000 Tonnen Kohlendioxid in ein „normales“ Konto überführt werden. Dies kann auf Antrag des Kontoinhabers über dessen Login auch unabhängig von der tatsächlichen Emissionssituation im Konto beantragt werden. Bevor der Antrag gestellt werden kann, sind die erforderlichen Nachweise der benannten kbP im nEHS-Register hochzuladen.

Authentifizierung der Antragsteller über die ELSTER-Plattform: Im nEHS-Register können Antragsteller zur einfachen und schnellen Authentifizierung ihren Zugang (Login) bei der ELSTER-Plattform der Steuerverwaltung nutzen. Antragsteller müssten ihr ELSTER-Organisationszertifikat dafür zunächst bei der ELSTER-Plattform für nichtsteuerliche Zwecke freischalten. Mit der Authentifizierung werden auch allgemeine Stammdaten des Antragstellers automatisch in das Kontoantragsformular übernommen und müssen dadurch nicht gesondert eingegeben werden.

⁵ Verordnung zur Durchführung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes vom 17.12.2020 (BGBl. I S. 3026 ff.)

Für Dienstleister ist es nicht möglich, sich über ihr eigenes ELSTER-Organisationszertifikat zu authentifizieren und anschließend einen Kontoantrag für einen Dritten zu stellen. Um die Authentifizierung über ELSTER zu nutzen, ist immer der Login über das ELSTER-Unternehmenskontos des eigentlichen Kontoinhabers notwendig. Wird die Authentifizierung über ELSTER genutzt, gilt mit Abschluss der Antragstellung im nEHS-Register der Antrag auf Kontoeröffnung als gestellt und muss nicht mehr gesondert hochgeladen werden. Sollten Antragsteller die Authentifizierung über ELSTER in Ausnahmefällen nicht nutzen können, erhalten sie im Anschluss des Kontoantragsprozesses ein PDF-Dokument. Dieses muss ausgedruckt, rechtskräftig unterschrieben, wieder eingescannt und im nEHS-Register hochgeladen werden. Akzeptiert werden auch digital unterschriebene Antrags-PDFs, wenn sie mit einer qualifizierten elektronischen Signatur (QES) signiert wurden. Generell werden nur Unterschriften von Personen akzeptiert, die gemäß Handelsregistrauszug (oder Ähnlichem) für das Unternehmen vertretungsberechtigt sind. Von der DEHSt wird auch geprüft, ob eine Einzelvertretungsberechtigung oder eine gemeinsame Vertretungsberechtigung der unterzeichnenden Personen vorliegen.

Spezielle Regelungen für Kontoinhaber des EU-ETS oder Kontoinhaber des UER-Registers: Konten im Unionsregister des EU-ETS oder im UER-Register (im Rahmen der Verordnung zur Anrechnung von Upstream-Emissionsminderungen auf die Treibhausgasquote) können nicht zur Erfüllung von Abgabepflichten im nEHS genutzt werden. Dafür muss ein neues Compliance-Konto im nEHS-Register durch den BEHG-Verantwortlichen eröffnet werden. Antragsteller auf Kontoeröffnung im nEHS-Register müssen aber gemäß § 12 Absatz 1 keine weiteren Nachweisunterlagen an die DEHSt übermitteln, sofern diese Unterlagen bereits in vollständiger und aktueller Form für ein EU-ETS-Konto im Unionsregister oder UER-Konto der DEHSt vorliegen. Dasselbe gilt für die Ernennung von kontobevollmächtigten Personen, die bereits für ein EU-ETS-Konto oder ein UER-Konto ernannt sind.

Kontobevollmächtigte Personen: Kontoinhaber können folgende Rechte an kontobevollmächtigte Personen vergeben:

- ▶ Initiator: Diese Person kann Transaktionen und Vorgänge (zum Beispiel Eintragung der Emissionen) initiieren, wenn für das Konto das 4-Augen-Prinzip eingestellt ist. Bei einem 2-Augen-Prinzip kann ein Initiator Transaktionen und Vorgänge alleine veranlassen.
- ▶ Approver: Diese Person kann bei einem Konto mit 4-Augen-Prinzip initiierte Transaktionen und Vorgänge (beispielsweise Emissionseintrag) bestätigen. Bei Konten mit 2-Augen-Prinzip hat diese Person keine Funktion.
- ▶ Initiator/Approver: Diese Person kann bei einem Konto mit 4-Augen-Prinzip Transaktionen und Vorgänge sowohl initiieren als auch bestätigen, allerdings nicht die selbst initiierten. Bei Konten mit 2-Augen-Prinzip kann diese Person Transaktionen und Vorgänge alleine veranlassen.
- ▶ Personen mit Nur-Lesenden-Zugriff

Wurde für Konten das 4-Augen-Prinzip (siehe unten) gewählt, ist als Minimalkonfiguration eine der folgenden Kombinationen notwendig:

- ▶ 1 Initiator + 1 Approver,
- ▶ 1 Initiator/Approver + 1 Approver,
- ▶ 1 Initiator + 1 Approver/Initiator,
- ▶ 1 Initiator/Approver + 1 Initiator/Approver

Eine kontobevollmächtigte Person kann mehreren Konten zugeordnet sein.

4.2 Transaktionen von Emissionszertifikaten im nationalen Emissionshandelsregister

Jährliche Abgabetransaktion zum Nachweis der Compliance: BEHG-Verantwortliche entwerfen gemäß § 8 BEHG und § 27 BEHV durch eine Transaktion von ihrem Compliance-Konto auf ein nationales Abgabekonto die Anzahl an Emissionszertifikaten (nEZ) in Höhe ihrer Emissionen des Vorjahres. Frist hierfür ist der 30.09. jedes Jahres. Diese Abgabetransaktion ist von einer kontobevollmächtigten Person auszuführen und gegebenenfalls von einer zweiten zu bestätigen.

Optionales 4-Augen-Prinzip: Kontoinhaber können nach § 21 Absatz 2 BEHV festlegen, dass Transaktionen immer von einer zweiten kontobevollmächtigten Person bestätigt werden müssen (optionales 4-Augen-Prinzip). Aus Sicherheitsgründen wird zur Nutzung des 4-Augen-Prinzips geraten!

Übertragungsverzögerung: Übertragungen (das heißt Transaktionen auf andere Nutzerkonten, also keine Abgaben oder Löschungen von Emissionszertifikaten), die vor 12:00 Uhr eines Arbeitstages veranlasst werden, werden ab 12:00 Uhr des folgenden Arbeitstages ausgeführt. Solche, die nach 12:00 Uhr an einem Arbeitstag veranlasst werden, werden am zweiten darauffolgenden Arbeitstag ab 12:00 Uhr ausgeführt. Abgabetransaktionen oder Löschtransaktionen werden nicht verzögert, sondern unmittelbar ausgeführt.

Kontosperrung: Sollte ein Kontoinhaber zentrale Pflichten verletzen oder von ihm Risiken für die Integrität des nEHS-Registers ausgehen, wird sein Konto gemäß § 14 Absatz 1 BEHV von der DEHSt in den Status „gesperrt“ gesetzt. In einem Konto in diesem Status können zwar noch Emissionen eingetragen und von diesem die Abgabe durchgeführt werden, allerdings können keine nEZ auf andere Nutzerkonten übertragen werden. Auch ein fehlender Eintrag der Emissionen führt zu einer Kontosperrung (siehe unten).

4.3 Erwerb und Gültigkeit von Emissionszertifikaten

Erwerb von Emissionszertifikaten über Verkaufsplattform oder von Dritten: Die Emissionszertifikate (nEZ) sind von der durch das Umweltbundesamt beauftragten Verkaufsplattform, der European Energy Exchange AG (EEX), oder von Dritten zu erwerben. Das Mandat der EEX umfasst den Verkauf der nEZ während der gesamten Festpreisphase bis einschließlich 2025. Für eine direkte Teilnahme am Verkaufsverfahren müssen die Verantwortlichen bei der Verkaufsplattform eine Zulassung beantragen, das heißt, die Zulassung zum Kauf an der EEX muss zusätzlich zur Kontoeröffnung im nEHS-Register bei der EEX beantragt werden. Der Erwerb von nEZ ist ebenfalls über Intermediäre möglich. Bei einer solchen, indirekten Teilnahme am Verkaufsverfahren müssen BEHG-Verantwortliche zwar nicht direkt bei der Verkaufsplattform eine Zulassung beantragen, benötigen aber dennoch für die Abgabe ein Compliance-Konto im nEHS-Register. Darüber hinaus steht sowohl den indirekt als auch direkt am Verkauf Teilnehmenden die Möglichkeit offen, nEZ untereinander zu handeln (sogenannter Sekundärmarkt). Zur Zulassung bei der Verkaufsplattform ist kein Handelskonto im nEHS-Register notwendig, hierfür reicht ein Compliance-Konto. Erworbene nEZ werden von der Verkaufsplattform oder vom Konto eines Dritten auf das entsprechende Konto im nEHS-Register übertragen.

Einzelheiten zum Verkauf und zur Zulassung an der EEX werden den Teilnehmenden direkt auf der Website der EEX zur Verfügung gestellt: www.eex.com/de/maerkte/umweltprodukte/nehst.

Allgemeine Informationen zum Verkauf sind auf der Internetseite der DEHSt www.dehst.de/DE/Nationaler-Emissionshandel/Zertifikate-Verkauf-Handel/zertifikate-verkauf-handel_node.html abrufbar.

Folgende Fristen und Gültigkeiten beim Erwerb von Emissionszertifikaten über die Verkaufsplattform sind zu beachten:

Während der Festpreisphase von 2021 bis 2025 haben die nEZ bei der Verkaufsplattform folgende Preise und Jahreskennungen:

- ▶ 01.01.2021 bis 31.12.2021: 25 Euro (Jahreskennung 2021)
- ▶ 01.01.2022 bis 31.12.2022: 30 Euro (Jahreskennung 2022)
- ▶ 01.01.2023 bis 31.12.2023: 30 Euro (Jahreskennung 2023)
- ▶ 01.01.2024 bis 31.12.2024: 35 Euro (Jahreskennung 2024)
- ▶ 01.01.2025 bis 31.12.2025: 45 Euro (Jahreskennung 2025)

Die nEZ enthalten Seriennummern und eine Jahreskennung. Während der Festpreisphase ist die Anzahl der verfügbaren nEZ mit der Jahreskennung des jeweils laufenden Jahres an den Verkaufsterminen⁶ nicht limitiert.

Verantwortliche können bis zu zehn Prozent der in einem der Jahre 2021 bis 2025 erworbenen nEZ bis zum 30.09.⁷ des jeweiligen Folgejahres zur Erfüllung der Abgabepflicht für das Vorjahr zu dem für dieses Jahr festgelegten Festpreis bei der Verkaufsplattform nachkaufen. Grundlage hierfür ist der Kontostand mit nEZ der entsprechenden Jahreskennung des betreffenden Compliance-Kontos zum 31.12. des jeweiligen Jahres. Emissionszertifikate mit einer Jahreskennung 2021 bis 2025 sind nur für die Abdeckung der Brennstoffemissionen des entsprechenden Jahres und der Vorjahre gültig.

Eingeschränkte Übertragungsfähigkeit von Vorjahres-Emissionszertifikaten ab 01.10. eines Jahres

Ab dem 01.10. eines Jahres sind Übertragungen von nEZ mit der Vorjahreskennung im nEHS-Register nur noch zwischen Handelskonten sowie zwischen Compliance-Konten und Handelskonten desselben Kontoinhabers möglich (vergleiche § 24 BEHV). Bei einer Übertragung zwischen Compliance-Konten und Handelskonten desselben Kontoinhabers muss die Personenkennung des Kontoinhabers beider Konten identisch sein.

Übertragungen von nEZ mit der Vorjahreskennung zwischen Compliance-Konten sowie zwischen Handels- und Compliance-Konten unterschiedlicher Kontoinhaber sind dann nicht mehr möglich.

Der Gesetzgeber hat diese Einschränkung zum Schutz der Empfängerkonten vorgesehen, damit erworbene nEZ auf Konten nur eingehen können, wenn sie sich auch zur Abgabe einsetzen lassen. Die Vorjahres-nEZ können lediglich im Rahmen einer etwaigen Berichtigung von Emissionen der Vorjahre für eine nachträgliche Abgabe genutzt werden, nicht aber für Abgaben von Emissionen zukünftiger Berichtsjahre.

Wenn nach dem 01.10. eines Jahres nEZ des Vorjahres von einem Compliance-Konto übertragen oder empfangen werden sollen, muss ein Handelskonto mit der Personenkennung des Kontoinhabers des Compliance-Kontos bereits bestehen oder neu eröffnet werden. Hierbei ist zu beachten, dass die Eröffnung und die Verwaltung von Handelskonten gebührenpflichtig sind.

Abgabe- und Löschransaktionen sind von dieser Regelung nicht betroffen.

⁶ Der aktuelle Verkaufskalender mit allen Verkaufsterminen ist auf der Webseite der EEX abrufbar: www.eex.com/de/maerkte/handel/kalender.

⁷ Der aktuelle Verkaufskalender mit allen Verkaufsterminen ist auf der Webseite der EEX abrufbar: www.eex.com/de/maerkte/handel/kalender.

4.4 Eintrag der Emissionen in das nEHS-Register und Abgabeerfüllung

Eintrag der Emissionen und Abgabe durch kontobevollmächtigte Personen: Damit der Compliance-Status des Kontos berechnet werden kann, sind von einer der kontobevollmächtigten Personen des Kontos die Emissionen des Vorjahres bis zum 31.07. jedes Jahres im Compliance-Konto einzutragen. Die Emissionen des Vorjahres werden im Emissionsbericht ermittelt (siehe Kapitel 6). Falls bis zum 31.07. keine Emissionen eingetragen sind, wird das Konto gemäß § 14 Absatz 1 Nummer 9 BEHV in den Status „gesperrt“ gesetzt.

Zusammenfassend ergibt sich im nEHS-Register folgender jährlicher Zeitplan:

- ▶ Bis 31.12.⁸: Erwerb von Emissionszertifikaten (nEZ) mit der Jahreskennung des aktuellen Jahres (siehe oben). Der Kontostand des Compliance-Kontos mit nEZ dieser Jahreskennung zum Jahresende stellt die Berechnungsgrundlage der 10-Prozent-Nachkaufregel dar.
- ▶ Bis 31.07.: Eintragung der Brennstoffemissionen des Vorjahres durch eine kontobevollmächtigte Person im nEHS-Register. Bei 4-Augen-Prinzip des Kontos Bestätigung durch eine 2. kontobevollmächtigte Person
- ▶ Bis 30.09.⁹: Sofern erforderlich: Erwerb von nEZ mit der Jahreskennung des Vorjahres (siehe oben) von der Verkaufsplattform (maximal zehn Prozent des Bestands an Emissionszertifikaten des Vorjahres, der zum 31.12. des Vorjahres auf dem Compliance-Konto ausgewiesen war = 10-Prozent-Nachkaufregel) oder Erwerb von nEZ mit der Jahreskennung des aktuellen Jahres von der Verkaufsplattform (siehe oben)
- ▶ Bis 30.09.: Sofern erforderlich: Erwerb von nEZ von Dritten
- ▶ Bis 30.09.: Abgabe der nEZ in Höhe der Emissionen des Vorjahres mit einer Jahreskennung des aktuellen Jahres oder des Vorjahres durch eine kontobevollmächtigte Person. Bei 4-Augen-Prinzip des Kontos Bestätigung durch eine 2. kontobevollmächtigte Person.

Bei der Abgabe zum 30.09.2024 für die Emissionen 2023 können nEZ mit den Jahreskennungen ab 2023 genutzt werden (also beispielsweise nEZ der Jahre 2023 und 2024). Bei der Abgabe zum 30.09.2025 für die Emissionen 2024 können nEZ mit den Jahreskennungen ab 2024 (also beispielsweise nEZ der Jahrgänge 2024 und 2025) genutzt werden.

Für die Erfüllung der Abgabepflicht im nEHS sind ausschließlich nEZ des nEHS zugelassen. Berechtigungen des EU-ETS wie EUA oder Gutschriften aus Klimaprojekten wie CER können auf Konten des nEHS-Registers weder gehalten noch zur Erfüllung der Abgabepflicht im nEHS genutzt werden. Zu viel abgegebene nEZ in einem Jahr werden nicht auf die Abgabeverpflichtung des darauffolgenden Jahres angerechnet.

4.5 Gebühren und Veröffentlichungen

Gebühren bei Handelskonten: Für Handelskonten werden einmalig 170 Euro für die Eröffnung und 600 Euro für deren Verwaltung pro Handelsperiode erhoben. Für die Umfirmierung eines Unternehmens oder die Änderung von kontobevollmächtigten Personen wird bei Handelskonten eine Gebühr von jeweils 60 Euro erhoben. Für Compliance-Konten werden keine Gebühren erhoben.

Veröffentlichungen: Die berichteten und geprüften Emissionen sowie der sich daraus ergebende Compliance-Status der Verantwortlichen wird jährlich durch das Umweltbundesamt veröffentlicht. Nach fünf Jahren werden auch die Transaktionen von Compliance- und Handelskonten der Öffentlichkeit zugänglich gemacht.

⁸ Der aktuelle Verkaufskalender mit allen Verkaufsterminen ist auf der Webseite der EEX abrufbar: www.eex.com/de/maerkte/handel/kalender.

⁹ Der aktuelle Verkaufskalender mit allen Verkaufsterminen ist auf der Webseite der EEX abrufbar: www.eex.com/de/maerkte/handel/kalender.

5

Grundlagen der Überwachung und Berichterstattung von Emissionen

5.1	Grundlegende Aspekte und Frist für die Einreichung des Überwachungsplans	29
5.2	Vereinfachter Überwachungsplan	30
5.3	Durchsetzung der Berichts- und Abgabepflichten.....	30
5.3.1	Kontosperrung	30
5.3.2	Sanktion wegen Verletzung der Abgabepflicht.....	30
5.3.3	Ordnungswidrigkeiten	31

5.1 Grundlegende Aspekte und Frist für die Einreichung des Überwachungsplans

Der Überwachungsplan ist die Basis des jährlichen Emissionsberichts. Er umfasst eine vollständige und transparente Dokumentation der Überwachungsmethoden für die vom BEHG-Verantwortlichen in einem Kalenderjahr in Verkehr gebrachten Brennstoffe. Der Überwachungsplan enthält mindestens die in Teil 1 Anlage 1 EBeV 2030 aufgeführten Angaben. Damit ermöglicht er der zuständigen Behörde sowie der Prüfstelle die angewendeten Verfahren und Überwachungsmethoden der BEHG-Verantwortlichen nachzuvollziehen und die ermittelten Emissionen im Emissionsbericht zu prüfen.

Um die Erstellung der Überwachungspläne zu erleichtern, stellt die DEHSt ein IT-Tool zur Verfügung. Das IT-Tool für den Überwachungsplan wird die erforderlichen Angaben, Daten und Informationen vorstrukturiert abfragen. Die Erläuterungen zur Datenerfassung für den Überwachungsplan werden zu einem späteren Zeitpunkt in diesem Leitfaden ergänzt.



Ein Überwachungsplan ist erstmalig für das Kalenderjahr 2024 im Jahr 2023 innerhalb einer von der zuständigen Behörde festzusetzenden Frist zur Genehmigung einzureichen. Die zuständige Behörde macht die Frist spätestens drei Monate vor ihrem Ablauf im Bundesanzeiger bekannt. BEHG-Verantwortliche, die innerhalb des Zeitraums 2024 bis 2030 erstmalig den Pflichten des BEHG unterliegen, müssen unverzüglich nach Aufnahme ihrer gewerblichen Tätigkeit einen Überwachungsplan einreichen. Mit Genehmigung des Überwachungsplans hat der BEHG-Verantwortliche seine Brennstoffemissionen nach diesem Überwachungsplan zu ermitteln und zu berichten. Trifft der genehmigte Überwachungsplan keine Festlegungen oder handelt es sich um im Kalenderjahr 2023 in Verkehr gebrachte Brennstoffe, überwacht und ermittelt der BEHG-Verantwortliche die zu berichtenden Brennstoffemissionen unmittelbar nach den Vorgaben der EBeV 2030.

Der BEHG-Verantwortliche ist verpflichtet, den Überwachungsplan oder den vereinfachten Überwachungsplan innerhalb einer Handelsperiode unverzüglich anzupassen und bei der DEHSt zur Genehmigung einzureichen, wenn

- sich die für die Überwachung relevanten Vorgaben der EBeV 2030 ändern,
- der BEHG-Verantwortliche plant, andere Arten von Brennstoffen in Verkehr zu bringen, die eine Änderung der Überwachungsmethodik erfordern, oder
- die Brennstoffemissionen im Folgejahr nicht mehr ausschließlich durch Anwendung von Standardemissionsfaktoren ermittelt werden sollen (dieser Wechsel ist nur bei Brennstoffen möglich, die gemäß § 2 Absatz 2 Satz 2a BEHG in Verkehr gebracht werden, das heißt bei Brennstoffen, die in Abfallverbrennungsanlagen verwendet werden (siehe Kapitel 2.1.3)).

Ein Wechsel zwischen den Methoden, die in § 5 Absatz 2 und 3 EBeV 2030 referenziert werden, ist jedoch innerhalb eines Kalenderjahres gemäß § 5 Absatz 4 EBeV 2030 nicht zulässig.

Zum Prozess der Anpassung und Genehmigung des Überwachungsplans wird dieser Leitfaden zu einem späteren Zeitpunkt im Zusammenhang mit der IT-Datenerfassung Auskunft geben.

5.2 Vereinfachter Überwachungsplan

Die EBeV 2030 sieht vor, dass in bestimmten Fällen ein vereinfachter Überwachungsplan einzureichen ist. Ein solcher Fall liegt vor, wenn der BEHG-Verantwortliche die Brennstoffemissionen für die von ihm in einem Kalenderjahr in Verkehr gebrachten Brennstoffe ausschließlich auf Basis von

- ▶ Brennstoffmengen nach § 6 Absatz 1 EBeV 2030 (Energiesteuermengen) und
- ▶ Standardwerten für die Berechnungsfaktoren der Brennstoffe nach § 7 Absatz 1 und 2 EBeV 2030

ermittelt. Kapitel 6.2 geht auf die Rahmenbedingungen zur Verwendung vereinfachter Überwachungspläne detailliert ein.

Der vereinfachte Überwachungsplan hat einen im Vergleich zu einem Überwachungsplan reduzierten Mindestinhalt, siehe Teil 2 Anlage 1 EBeV 2030.

Die Genehmigung für den vereinfachten Überwachungsplan gilt nach § 6 Absatz 3 Satz 3 BEHG als erteilt, wenn die zuständige Behörde den BEHG-Verantwortlichen nicht innerhalb von zwei Monaten nach Einreichung des vereinfachten Überwachungsplans auffordert, festgestellte Mängel zu beseitigen oder fehlende Erläuterungen nachzureichen.

5.3 Durchsetzung der Berichts- und Abgabepflichten

Die ordnungsgemäße Erfüllung der Berichts- und Abgabepflichten ist Voraussetzung für einen funktionierenden, Wettbewerbsverzerrungen vermeidenden Emissionshandel. Für den Fall, dass BEHG-Verantwortliche diesen Pflichten nicht nachkommen, sieht Abschnitt 6 BEHG verschiedene Sanktionen vor.

5.3.1 Kontosperrung

In § 20 BEHG ist vorgesehen, dass die DEHSt das Konto im nEHS-Register sperrt, wenn der BEHG-Verantwortliche bis zum 31.07. keinen Emissionsbericht für das abgelaufene Kalenderjahr eingereicht hat beziehungsweise die Emissionen des Vorjahres im Compliance-Konto nicht eingetragen wurden. Die Kontosperrung wird erst aufgehoben, wenn ein ordnungsgemäßer Emissionsbericht bei der DEHSt eingereicht wurde oder diese die Emissionen geschätzt hat und die Emissionen im Compliance-Konto eingetragen wurden.



Die Kontosperrung zur Durchsetzung der Berichtspflicht ist jedoch erst für den Zeitraum nach der Einführungsphase ab 2026 gesetzlich vorgesehen.

5.3.2 Sanktion wegen Verletzung der Abgabepflicht

Wurden bis zum 30.09. nicht ausreichend viele Emissionszertifikate für das abgelaufene Kalenderjahr abgegeben, ist gegenüber dem BEHG-Verantwortlichen gemäß § 21 Absatz 1 Satz 1 BEHG eine Zahlungspflicht festzusetzen. Die Höhe der Zahlungspflicht entspricht in der Einführungsphase, in der zum Festpreis verkauft wird, für jedes nicht abgegebene Emissionszertifikat dem Doppelten des jeweiligen Festpreises (also 2021: 50 Euro, 2022: 60 Euro, 2023: 60 Euro, 2024: 70 Euro, 2025: 90 Euro). Die nicht abgegebenen Emissionszertifikate müssen trotz Festsetzung der Zahlungspflicht weiterhin bis zum 30.09. des Folgejahres abgegeben werden.

Ein sanktionsbewährter Verstoß gegen die Abgabepflicht liegt vor, wenn die Menge der abgegebenen Emissionszertifikate geringer ist als die Höhe der im Emissionsbericht des BEHG-Verantwortlichen nach § 7 Absatz 1 BEHG berichteten Brennstoffemissionen (für den Fall einer Schätzung der Emissionen nach § 21 Absatz 2 BEHG durch die DEHSt, ist die Schätzung die Basis für die Abgabepflicht).

Die Ursache der Abgabepflichtverletzung ist für die Sanktionierung grundsätzlich ohne Bedeutung, auch auf ein Verschulden kommt es nicht an. Lediglich bei Vorliegen höherer Gewalt ist die DEHSt berechtigt, von der Festsetzung einer Zahlungspflicht abzusehen. Gründe höherer Gewalt, die zur Verletzung der Abgabepflicht geführt haben, sind ausschließlich Naturkräfte oder sonstige äußere Einflüsse, die vom BEHG-Verantwortlichen auch bei Anwendung äußerster Sorgfalt nicht verhindert werden konnten, nicht aber zum Beispiel mangelnde Sorgfalt einzelner Mitarbeitender. Liegt keine höhere Gewalt vor ist der DEHSt kein Ermessen eingeräumt, weder ob sanktioniert noch in welcher Höhe die Zahlungspflicht festgesetzt wird.

5.3.3 Ordnungswidrigkeiten

In § 22 BEHG sind eine Reihe von Ordnungswidrigkeiten benannt, für die Bußgelder verhängt werden können. Von diesen sind für die Emissionsüberwachung und Berichterstattung im Wesentlichen folgende relevant:

- ▶ Reicht ein Verantwortlicher keinen Überwachungsplan ein oder legt er diesen der DEHSt nicht rechtzeitig innerhalb der bekannt gegebenen Fristen vor, kann gemäß § 22 Absatz 4 BEHG ein Bußgeld bis zu 50.000 Euro verhängt werden.
- ▶ Ein Bußgeld bis zu 50.000 Euro kann auch verhängt werden, wenn der Verantwortliche gemäß § 6 Absatz 4 BEHG den Überwachungsplan nicht unverzüglich anpasst und bei der DEHSt einreicht. Die Pflicht nach § 6 Absatz 4 BEHG betrifft dabei insbesondere die Fälle, in denen der Verantwortliche plant, andere Arten von Brennstoffen in Verkehr zu bringen, die eine Änderung der Überwachungsmethodik erfordern.
- ▶ Gegen einen BEHG-Verantwortlichen, der entgegen § 7 Absatz 1 des BEHG einen Bericht nicht, nicht richtig, nicht vollständig oder nicht rechtzeitig erstattet, kann gemäß § 22 des BEHG ein Bußgeld bis zu 500.000 Euro verhängt werden. Handelt der Verantwortliche fahrlässig, beträgt das Bußgeld bis zu 50.000 Euro. Davon erfasst sind zum Beispiel Fälle, in denen der Betreiber bei der Anfertigung des Berichts nicht sorgfältig vorgeht und dadurch fehlerhafte Angaben macht. Die DEHSt prüft bei Vorliegen eines Fehlers im Emissionsbericht, ob ein entsprechendes Bußgeld zu verhängen ist.
- ▶ Ein Bußgeld bis zu 50.000 Euro droht auch BEHG-Verantwortlichen, die die DEHSt in ihrer Aufgabenwahrnehmung behindern, indem sie beispielsweise die Erteilung von Auskünften oder die Einreichung angeforderter Unterlagen verweigern oder wenn sie solche Informationen nicht rechtzeitig oder fehlerhaft geben.

6

Ermittlung von Brennstoffemissionen

6.1	Methoden zur Ermittlung der berichts- und abgabepflichtigen Brennstoffemissionen	33
6.2	Bestimmung der Emissionen aus einem in Verkehr gebrachten Brennstoff mittels Multiplikation von Brennstoffmenge und Berechnungsfaktoren	34
6.3	Ermittlung der Brennstoffmenge	37
6.3.1	Mengenbestimmung im Gleichlauf mit der Energiesteueranmeldung	37
6.3.2	Regelungen zur Bestimmung der Erdgasmenge	38
6.3.3	Bestimmung der Menge von energiesteuerfrei verwendeter Kohle	38
6.3.4	Bestimmung der Abfallmengen.....	39
6.3.5	Bestimmung der Brennstoffmenge im Falle von Einlagerern.....	39
6.4	Ermittlung der Berechnungsfaktoren Heizwert, Emissionsfaktor und Umrechnungsfaktor	40
6.4.1	Berechnungsfaktoren von energiesteuerpflichtigen Brennstoffen	40
6.4.2	Berechnungsfaktoren für Kohle	42
6.4.3	Berechnungsfaktoren für Brennstoffe in Abfallverbrennungsanlagen	42
6.5	Bestimmung der Brennstoffemissionen über kontinuierliche Emissionsmessung.....	44
6.5.1	Grundsätzliche Anforderungen (Qualitätssicherung und Nachweisführung über die Eignung von KEMS)	44
6.5.2	Auswertung der Emissionsdaten (grundlegende Systematik zur Erfassung der Emissionsdaten und Schließung von Datenlücken).....	46
6.5.3	Berücksichtigung unterschiedlicher Bezugsgrößen bei der Kalibrierung nach QAL2	48
6.5.4	Abzugsfähigkeit von Emissionen bei Ermittlung mittels KEMS	49
6.5.5	Flankierende Mengenbestimmung.....	50
6.6	Abzugsfähige Emissionen aus Biomasse.....	50
6.6.1	Grundlegende Aspekte zur Berichterstattung bei Brennstoffen mit Biomasseanteil.....	50
6.6.2	Nachweis der Nachhaltigkeit in Fällen des § 2 Absatz 2 Satz 1 BEHG (Inverkehrbringen durch Entstehen der Energiesteuer)	51
6.6.3	Nachweis der Treibhausgasminderung in Fällen des § 2 Absatz 2a BEHG (Inverkehrbringen durch Verwendung in Abfallverbrennungsanlagen)	56
6.7	Abzugsfähige Emissionen zur Vermeidung der Doppelerfassung (§ 16 EBeV 2030)	59
6.7.1	Voraussetzungen für die Anerkennung abzugsfähiger Emissionen zur Vermeidung der Doppelerfassung (§ 16 Absatz 1 EBeV 2030)	59
6.7.2	Entlastung für die stoffliche Verwendung von Erdgas (§ 16 Absatz 4 EBeV 2030)	60
6.7.3	Entlastung bei Entnahmefiktion für Erdgas (§ 16 Absatz 5 EBeV 2030)	60
6.7.4	Ermittlung der abzugsfähigen Emissionen zur Vermeidung der Doppelerfassung	61
6.8	Abzugsfähige Emissionen zur Vermeidung der Doppelbelastung (§ 17 EBeV 2030)	61
6.8.1	Privatwirtschaftliche Ebene.....	63
6.8.2	Vollzugstechnische Ebene.....	65
6.8.3	Inhalte der Verwendungsbestätigung des EU-ETS-Anlagenbetreibers und ihre Verwendung im Emissionsbericht des BEHG-Verantwortlichen	66
6.8.4	Hinweise zu Differenzmengen auf den Verwendungsbestätigungen	67

In den folgenden Kapiteln werden die Anforderungen an die Emissionsermittlung im Detail beschrieben. Jeder BEHG-Verantwortliche erstellt einen eigenen Überwachungsplan und Emissionsbericht.

6.1 Methoden zur Ermittlung der berichts- und abgabepflichtigen Brennstoffemissionen

Die Emissionen eines in Verkehr gebrachten Brennstoffs werden in der Regel rechnerisch durch Multiplikation der Brennstoffmenge mit dem Umrechnungsfaktor, dem Heizwert und dem heizwertbezogenen Emissionsfaktor für diesen Brennstoff ermittelt (siehe Kapitel 6.2). Im Fall von Brennstoffen, die durch Verwendung in Abfallverbrennungsanlagen nach § 2 Absatz 2a BEHG als in Verkehr gebracht gelten, besteht Wahlfreiheit bezüglich der Ermittlungsmethoden. Sie können zwischen Berechnung (siehe Kapitel 6.2) und direkter kontinuierlicher Emissionsmessung im Abgaskanal (siehe Kapitel 6.5) wählen, siehe Abbildung 1.

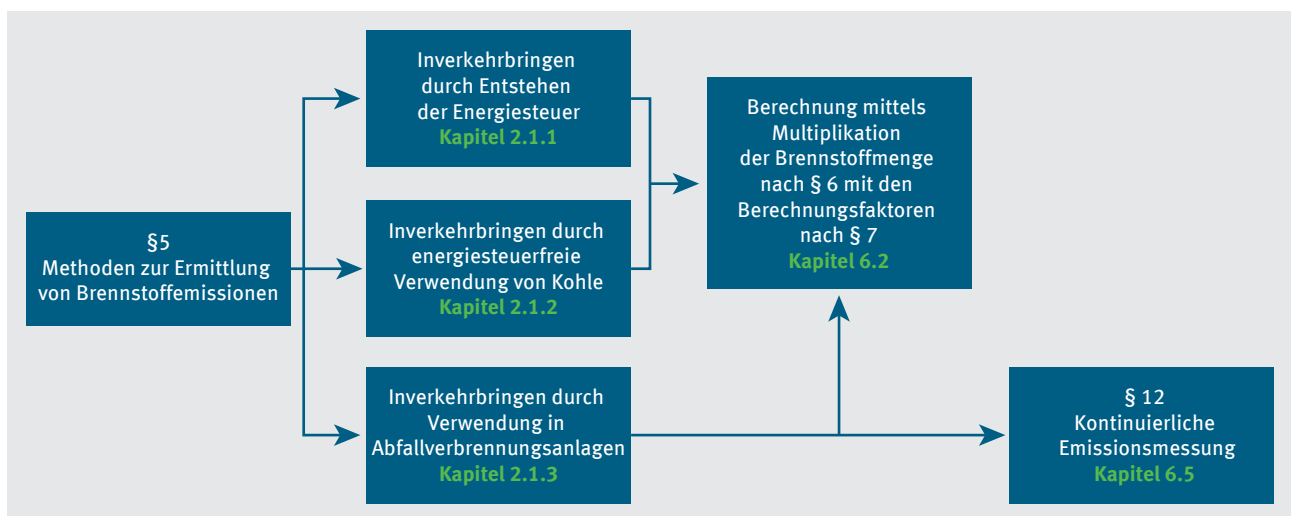


Abbildung 1: Grundsätzliche Methoden zur Ermittlung der Brennstoffemissionen

In Anlage 2 Teil 1 EBeV 2030 wird die allgemeine Formel zur Ermittlung der Gesamtbrennstoffemissionen dargestellt. Sie legt fest, dass sich die berichts- und abgabepflichtigen Brennstoffemissionen aus der Differenz zwischen den Emissionen der in Verkehr gebrachten Brennstoffe und den abzugsfähigen Brennstoffemissionen ergeben.

Abzugsfähige Brennstoffemissionen ergeben sich entweder nach § 16 EBeV 2030 oder nach § 17 EBeV 2030, das heißt nach den Regelungen zur Vermeidung von Doppelerfassungen (§ 16 EBeV 2030) und/oder Doppelbelastungen (§ 17 EBeV 2030), siehe Kapitel 6.7 und 6.8.

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

$E_{\text{Brennstoff_BEHG}}$	die Gesamtmenge der Brennstoffemissionen nach Abzug der nach §§ 16 und 17 EBeV 2030 abzugsfähigen Brennstoffemissionen
$E_{\text{Brennstoff_inVerkehr}, k}$	die Menge der auf einen in Verkehr gebrachten Brennstoff (k) entfallenden Brennstoffemissionen
$E_{\text{Brennstoff_Doppelerfassung}, k}$	die nach § 16 EBeV 2030 abzugsfähige Menge an Brennstoffemissionen eines in Verkehr gebrachten Brennstoffs (k)
$E_{\text{Brennstoff_Doppelbelastung}, k}$	die nach § 17 EBeV 2030 abzugsfähige Menge an Brennstoffemissionen eines in Verkehr gebrachten Brennstoffs (k)

Formel 1: Formel zur Ermittlung der berichts- und abgabepflichtigen Brennstoffemissionen nach Anlage 2 Teil 1 EBeV 2030



Die berichts- und abgabepflichtigen Gesamtemissionen des BEHG-Verantwortlichen werden auf ganze Tonnen Kohlendioxid abgerundet.



Doppelerfassung meint solche Brennstoffmengen, die bereits Gegenstand eines Emissionsberichts eines BEHG-Verantwortlichen sind, oder Brennstoffmengen, bei denen Energiesteuer entstanden ist, die jedoch nicht nach Deutschland geliefert wurden oder nicht in Deutschland verbleiben. Unter **Doppelbelastung** ist die Emissionsberichterstattung und Abgabe für die gleiche Brennstoffmenge sowohl nach BEHG als auch nach TEHG zu verstehen.

6.2 Bestimmung der Emissionen aus einem in Verkehr gebrachten Brennstoff mittels Multiplikation von Brennstoffmenge und Berechnungsfaktoren

Um die Brennstoffemissionen aus einem in Verkehr gebrachten Brennstoff (siehe Unterteilung der Brennstoffe in Anlage 2 Teil 4 EBeV 2030 beziehungsweise für Abfälle in Anlage 2 Teil 5 EBeV 2030) zu bestimmen, ist die Formel in Anlage 2 Teil 2 EBeV 2030 heranzuziehen.

$$E_{\text{Brennstoff_inVerkehr}} = \text{Menge} * \text{Umrechnungsfaktor} * H_i * EF * (1 - \text{nach §§ 8,9,10 oder 11 EBeV 2030 abzugsfähiger Anteil})$$

Formel 2: Formel zur Berechnung der Emissionen aus einem in Verkehr gebrachten Brennstoff nach Anlage 2 Teil 2 EBeV 2030

Hierzu wird die Brennstoffmenge grundsätzlich mit den Berechnungsfaktoren Umrechnungsfaktor, Heizwert und heizwertbezogener Emissionsfaktor multipliziert, gegebenenfalls unter Abzug eines nach §§ 8 bis 11 EBeV 2030 zu berücksichtigenden Anteils. Ein Beispiel zur Berechnung der Brennstoffemission ist in Anhang 1 dargestellt.

Für Brennstoffe, die durch **Entstehen der Energiesteuer** nach § 2 Absatz 2 Satz 1 BEHG als in Verkehr gebracht gelten (siehe Kapitel 2.1.1), sind die Datenquellen für Brennstoffmenge und Berechnungsfaktoren grundsätzlich vorgegeben.

Als **Brennstoffmenge** des in Verkehr gebrachten Brennstoffs ist diejenige Menge zu verwenden, die in der Steueranmeldungen zur Berechnung der Energiesteuer für den jeweiligen Brennstoff angegeben werden muss (vergleiche § 6 Absatz 1 EBeV 2030).

Als **Berechnungsfaktoren** sind die in Anlage 2 Teil 4 EBeV 2030 festgelegten Standardwerte zu verwenden. Auch eine mengengewichtete Bildung von Berechnungsfaktoren auf Basis dieser Standardwerte ist möglich (vergleiche § 7 Absatz 1 EBeV 2030). Diese gelten wiederum als Standardwerte. Abweichend davon sind, wenn für Kohle bereits Probenahmen und Analysen entsprechend den für den Anwendungsbereich geeigneten DIN-Normen durchgeführt werden¹⁰, die auf diese Weise ermittelten Heizwerte anzusetzen. Diese Werte gelten ebenfalls als Standardwerte (vergleiche § 7 Absatz 2 EBeV 2030) und gehen den Standardwerten in Anlage 2 Teil 4 EBeV 2030 vor.

Werden von einem BEHG-Verantwortlichen ausschließlich Brennstoffe in Verkehr gebracht, deren Brennstoffemissionen sich mit den oben stehenden Berechnungsparametern (Brennstoffmenge aus der Energiesteueranmeldung und Standardwerte für Berechnungsfaktoren) ermitteln lassen, ist ein vereinfachter Überwachungsplan einzureichen (siehe Kapitel 5.2).



Nur für den Fall, dass für einen Brennstoff keine Standardwerte in Anlage 2 Teil 4 EBeV 2030 veröffentlicht sind und für Kohle auch kein analytisch bestimmter Heizwert nach DIN-Normen vorliegt, kann der BEHG-Verantwortliche auf eine der individuellen Methoden zur Ermittlung der Berechnungsfaktoren aus Anlage 4 Teil 1 EBeV 2030 abstellen (vergleiche § 7 Absatz 3 EBeV 2030 und Kapitel 6.4.1). In diesem Fall ist kein vereinfachter Überwachungsplan möglich (siehe Kapitel 5.2).

¹⁰ Entsprechend des Zollmerkbatts für Kohleverwender (1179) und des Zollmerkbatts für Inhaber eines Kohlebetriebs und für Kohlelieferer (1180) wird die Energiesteuer (Zollformular 1104) regelmäßig auf energetischer Basis angemeldet. Hierzu werden bereits Probenahmen und Analysen durchgeführt.

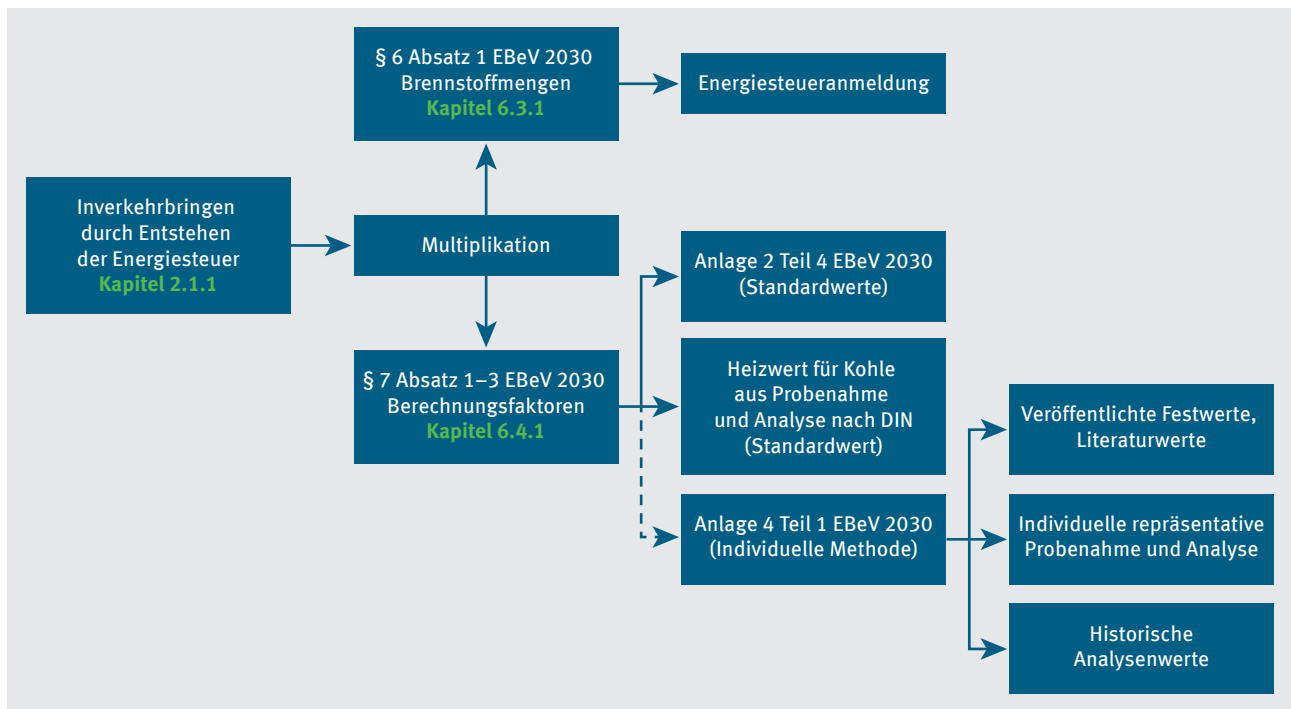


Abbildung 2: Bestimmung der Brennstoffmengen und Berechnungsfaktoren für Brennstoffe, die durch Entstehen der Energiesteuer in Verkehr gebracht werden

Für **energiesteuerfrei verwendete Kohle**, die nach § 2 Absatz 2 Satz 2 BEHG als in Verkehr gebracht gilt (siehe Kapitel 2.1.2), ist die **Brennstoffmenge** (§ 6 Absatz 2 EBeV 2030) anhand des Belegheftes nach § 75 Absatz 1 Energiesteuer-Durchführungsverordnung und der Aufzeichnungen nach § 75 Absatz 2 Energiesteuer-Durchführungsverordnung zu ermitteln (siehe Kapitel 6.3.3). Für die Berechnungsfaktoren gelten dieselben Vorgaben wie für energiesteuerpflichtige Brennstoffe (siehe Kapitel 6.4.2).

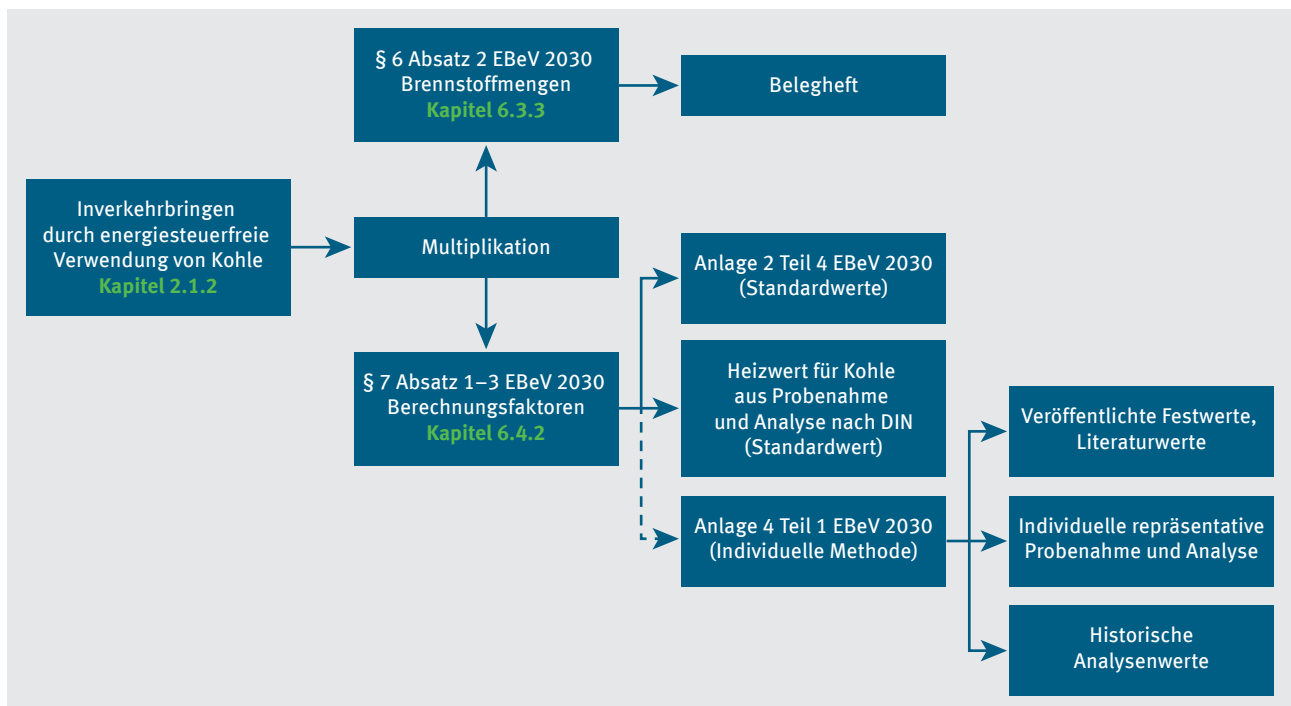


Abbildung 3: Bestimmung der Brennstoffmengen und Berechnungsfaktoren für Kohle, die durch steuerfreie Verwendung in Verkehr gebracht wird

Für **Brennstoffe, die durch Verwendung in Abfallverbrennungsanlagen** nach § 2 Absatz 2a BEHG als in Verkehr gebracht gelten (siehe Kapitel 2.1.3) und für die eine Berechnungsmethode mittels Multiplikation von Brennstoffmenge und Berechnungsfaktoren verwendet werden soll, besteht eine Wahlfreiheit bezüglich der Ermittlung der Berechnungsfaktoren (siehe Kapitel 6.4.3). Hinsichtlich der Ermittlung der Brennstoffmenge stellt § 6 Absatz 4 EBeV 2030 Anforderungen an die zum Einsatz kommenden Messgeräte (siehe Kapitel 6.3.4).

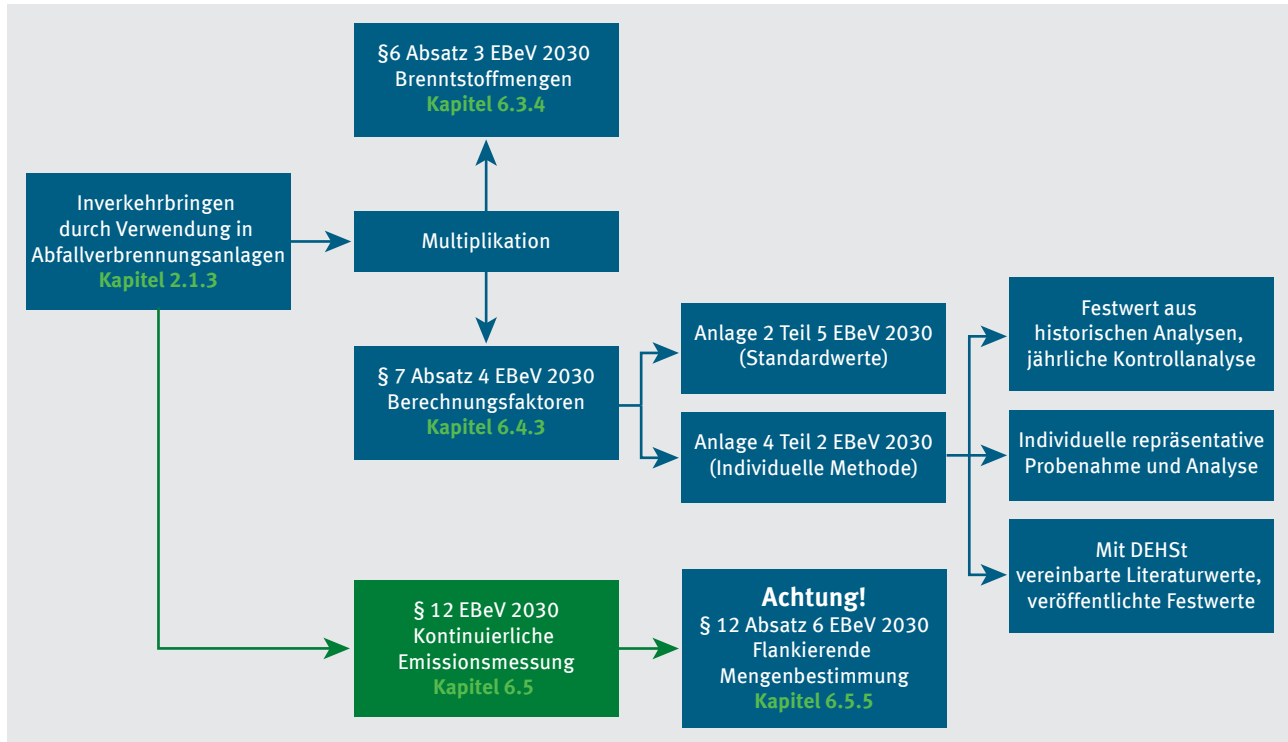


Abbildung 4: Bestimmung der Brennstoffmengen und Berechnungsfaktoren für Brennstoffe, die durch Verwendung in Abfallverbrennungsanlagen als in Verkehr gebracht gelten

6.3 Ermittlung der Brennstoffmenge

6.3.1 Mengenbestimmung im Gleichlauf mit der Energiesteueranmeldung

Die BEHG-Verantwortlichen legen der Berichterstattung nach § 7 Absatz 1 BEHG grundsätzlich dieselben Brennstoffmengen zugrunde, die sie auch gegenüber den Zollbehörden in der Energiesteueranmeldung für das Kalenderjahr anzugeben haben (das heißt Übertrag aus der Energiesteueranmeldung inklusive gegebenenfalls vorgenommener Korrekturen durch den Zoll und Berichtigungen bis zur Übermittlung des Emissionsberichts durch den BEHG-Verantwortlichen). Die anzugebenden Brennstoffmengen können sich dabei sowohl aus der Steueranmeldung als auch aus einem späteren Bescheid des Zolls ergeben. Das heißt, es sind auch Brennstoffmengen umfasst, für die die Energiesteuer ausschließlich durch den Zoll festgesetzt wird (Beispiel unterlassene Steueranmeldungen). Damit soll ein Gleichlauf zwischen der Mengenermittlung nach dem Energiesteuerrecht und nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz hergestellt werden. Die Ermittlung der Brennstoffmengen unterliegt damit denselben Methoden und Messungen wie nach dem Energiesteuergesetz. Demnach müssen beispielsweise gemäß § 13 EnergieStV die Lagertanks für Energieerzeugnisse im Sinne von § 4 EnergieStG im Herstellungsbetrieb eichamtlich vermessen und die Zapfstellen zur Entnahme mit geeichten Messeinrichtungen versehen sein. Das Hauptzollamt kann Ausnahmen zulassen. Zudem bedürfen die Lagerstätten für Energieerzeugnisse und die Zapfstellen zur Entnahme von Energieerzeugnissen der Zulassung durch das Hauptzollamt.

Ist eine Kohle in Anlage 2 Teil 4 EBeV 2030 in verschiedene Kohlesorten untergliedert und der BEHG-Verantwortliche bringt mehrere dieser Kohlesorten in Verkehr, sind die Brennstoffmengen je zugehöriger Kohlesorte nach Anlage 2 Teil 4 EBeV 2030 zu berichten.¹¹

Besonders zu beachten ist, dass mit der Änderung des BEHG vom 09.11.2022 die Entstehungstatbestände nach § 14 Absatz 2 sowie § 23 Absatz 1 und 1a EnergieStG in § 2 Absatz 2 Satz 1 BEHG gestrichen wurden. Das heißt, Brennstoffmengen, für welche die Energiesteuer nach diesen Tatbeständen entstanden ist, unterliegen nicht dem Anwendungsbereich und damit auch nicht der Berichtspflicht nach dem BEHG. Die entsprechenden Mengen sind daher gegebenenfalls herauszurechnen beziehungsweise abzugrenzen.

Zum Umgang mit Fehlern bei der Brennstoffmenge, die nach der Übermittlung des Emissionsberichts an die DEHSt festgestellt werden, siehe Kapitel 8.

6.3.2 Regelungen zur Bestimmung der Erdgasmenge

In Anlehnung an § 39 Absatz 6 des EnergieStG (Aufsetzen auf ein bereits vorhandenes Abrechnungssystem) sieht § 13 Absatz 2 EBeV 2030 eine Sonderregelung für die Fälle vor, in denen in Verkehr gebrachte Erdgasmengen nach Ablesezeiträumen abgerechnet oder ermittelt werden, die zwei Kalenderjahre betreffen (das heißt Ablesung findet im Folgejahr statt). In diesen Fällen hat der BEHG-Verantwortliche eine sachgerechte, von einem Dritten nachvollziehbare Schätzung zur Aufteilung der im betroffenen Kalenderjahr voraussichtlich entnommenen Menge vorzunehmen. Der Berichterstattung für diese Ablesezeiträume ist die voraussichtlich im Kalenderjahr entnommene Menge zugrunde zu legen. Nachdem ein solcher Ablesezeitraum beendet ist, muss der BEHG-Verantwortliche die berichtete Menge und die darauf entfallende Emissionsmenge sachgerecht und nachvollziehbar korrigieren. Die für die Abgabe von Emissionszertifikaten relevante Differenzmenge zwischen der voraussichtlichen und der korrigierten Menge gilt in dem Zeitpunkt als in Verkehr gebracht, in dem der Ablesezeitraum endet. Damit sind die Erdgasmengen nicht rückwirkend für das Vorjahr zu korrigieren, sondern im Emissionsbericht des Kalenderjahres einzutragen, in dem der Ablesezeitraum endet. Hiermit soll vermieden werden, dass der BEHG-Verantwortliche den bereits abgeschlossenen Emissionsbericht des Vorjahres im Nachhinein korrigieren muss.



Bei der Abrechnung von Erdgas gibt es eine weitere Sondersituation: Gemäß Gasnetzzugangsverordnung beginnt der Gastag um 06:00 Uhr und endet um 6:00 Uhr des folgenden Tages. Für die Berichterstattung von Erdgas im nEHS beginnt das Kalenderjahr am 01.01 um 06:00 Uhr und endet am 01.01. um 06:00 Uhr des folgenden Jahres.

6.3.3 Bestimmung der Menge von energiesteuerfrei verwendeter Kohle

Abweichend von der Mengenbestimmung für energiesteuerbelastete Kohle (siehe Kapitel 6.3.1), ist die Brennstoffmenge von energiesteuerfrei verwendeter Kohle anhand des Beleghefts nach § 75 Absatz 1 Energiesteuer-Durchführungsverordnung und der Aufzeichnungen nach § 75 Absatz 2

Energiesteuer-Durchführungsverordnung zu ermitteln (vergleiche § 6 Absatz 2 EBeV 2030). Gemäß Merkblatt 1183 (Kohleverwender) ist die Aufzeichnung der Menge an steuerfrei verwendeter Kohle getrennt nach dem jeweiligen Verwendungszweck und in der Maßeinheit Gigajoule (GJ) zu führen.

Kohle ist in Anlage 2 Teil 4 EBeV 2030 in verschiedene Kohlesorten untergliedert. Sofern für einen steuerfreien Verwendungszweck nur eine Kohlesorte nach Anlage 2 Teil 4 EBeV 2030 eingesetzt wird, ist eine nachträgliche Aufteilung der Energiemenge im Rahmen der Berichterstattung nicht erforderlich. Werden für einen steuerfreien Verwendungszweck verschiedene Kohlesorten (zum Beispiel Braunkohlenkoks und Steinkohlebriketts) eingesetzt, muss für die Berichterstattung eine Aufteilung in die Kohlesorten vorgenommen werden. Ergeben sich die hierfür notwendigen Daten nicht direkt aus dem Belegheft beziehungsweise den Aufzeichnungen, sind zum Beispiel Rechnungsunterlagen heranzuziehen.

¹¹ Für die Energiesteueranmeldung muss eine Ermittlung der Energiemengen je Kohlesorte vorgenommen werden, um das im Zoll-Formular 1104 für die Gesamtenergiemenge der Kohle existierende Feld befüllen zu können. Im Berichtswesen der Verantwortlichen (zum Beispiel Kohleherstellungsbetrieb oder Kohlelieferer) ist daher davon auszugehen, dass die Daten (das heißt Brennstoffmenge und Heizwert je Kohlesorte) vorhanden sind.

6.3.4 Bestimmung der Abfallmengen

Die in einer Abfallverbrennungsanlage nach Nummern 8.1.1 und 8.1.2 (mit dem Hauptbrennstoff Altöl) Anhang 1 der 4. BImSchV eingesetzten Brennstoffmengen eines Kalenderjahres sind anhand der in dem Kalenderjahr an die Anlage angelieferten Brennstoffmengen unter Berücksichtigung der Lagerbestandsänderung der Abfallverbrennungsanlage zu bestimmen.

Dabei ist die betreffende Brennstoffmenge aufgeschlüsselt nach den Brennstoffsorten zu ermitteln und zu berichten (vergleiche Nummer 1 bis Nummer 8 Anlage 2 Teil 5 EBeV 2030). Diese Sorten umfassen jeweils eine Gruppe von Abfallschlüsselnummern gemäß Abfallverzeichnis-Verordnung.

Die Brennstoffmengen können gemäß § 6 Absatz 4 EBeV 2030 mit einer der beiden folgenden Methoden ermittelt werden:

1. Ermittlung mit geeichten oder konformitätsbewerteten Messgeräten, das heißt Messgeräten, die dem Mess- und Eichgesetz (MessEG) und den Regelungen der Mess- und Eichverordnung (MessEV) unterliegen. Als gleichwertig sind kalibrierte Messgeräte zugelassen, das heißt Messgeräte, die im Rahmen einer wiederkehrenden Qualitätskontrolle unter Verwendung eines rückführbaren Normals überprüft werden.
2. Sofern keine in Nummer 1 genannten Messgeräte verfügbar sind, können andere Messgeräte zugelassen werden. Voraussetzung ist, dass der Verantwortliche die Eignung gegenüber der zuständigen Behörde nachweist.

Lagerbestandsänderungen können unter Anwendung von Schätzmethoden ermittelt werden. Die Schätzmethode ist im Überwachungsplan zu beschreiben. Bei Schätzung auf Basis des nutzbaren Bunkervolumens muss die Methode zur Ermittlung der Schüttdichte¹² im Überwachungsplan angegeben werden. Korrekturen von Masseverlusten im Müllbunker können ebenfalls Teil der Schätzung sein („Auf Trocknung“). Für die Bilanzierung der Einsatzmenge ist auf den Anlieferungszustand zurückzurechnen.

Der Lagerendbestand eines Kalenderjahres der Anlage muss dem Lageranfangsbestand des Folgejahres der Anlage entsprechen.

Aufgrund der in der Regel vorgelagerten Geschäftsbeziehungen zur Abnahme der Brennstoffe oder zur Erfüllung anderer Berichtspflichten (Betriebstagebuch) ist davon auszugehen, dass entsprechende Messgeräte in den betroffenen Anlagen vorliegen.

6.3.5 Bestimmung der Brennstoffmenge im Falle von Einlagerern

Wie in Kapitel 2.1 beschrieben, sieht § 3 Nummer 3 d) BEHG vor, dass in Fällen, bei denen eine Einlagerung durch Dritte in einem Lager für Brennstoffe stattfindet, der Einlagerer als BEHG-Verantwortlicher an die Stelle des Steuerlagerinhabers tritt.

Für zugelassene Einlagerer besteht bereits ein Gleichklang mit dem Energiesteuergesetz, da dort zugelassene Einlagerer mit Erlaubnis nach § 7 Absatz 4 EnergieStG zum Steuerschuldner werden. Diese sind damit BEHG-Verantwortliche. In den zu versteuernden Mengen auf den Zoll-Formularen zur Energiesteueranmeldung sind die als zugelassener Einlagerer eingelagerten und vom Steuerlagerinhaber in Verkehr gebrachten Mengen enthalten.

Für den sogenannten „kaufmännischen“ Einlagerer – also diejenigen Einlagerer, die nicht aufgrund § 7 Absatz 4 EnergieStG zum Steuerschuldner werden – versteuert der jeweilige Steuerlagerinhaber als Steuerschuldner die eingelagerte und in Verkehr gebrachte Menge des „kaufmännischen“ Einlagerers. Die Regelung in § 3 Nummer 3 BEHG führt damit zu einer Abweichung vom Energiesteuergesetz, jedoch zu einem Gleichklang mit den Regelungen zur Quotenverpflichtung (vergleiche § 1 der 36. BImSchV und § 37 a Absatz 2 Satz 2 BImSchG). Im Rahmen der Quotenverpflichtung benennt der Steuerlagerinhaber die für jeden kaufmännischen Einlagerer in Verkehr gebrachten Mengen mit der monatlichen Energiesteueranmeldung mittels Formular 1102. Anders als bei der Quotenverpflichtung sind jedoch im nEHS nicht nur Kraftstoffe zu benennen, sondern auch Heizstoffe. In Abgrenzung zur Quotenverpflichtung wird daher im nEHS in diesem Zusammenhang nicht von „kaufmännischen Einlagerern“, sondern von „nicht zugelassenen Einlagerern“ gesprochen.

¹² Wird die eingelagerte Brennstoffmenge durch äußere Einflüsse verdichtet, ist dies zu berücksichtigen.

Im nEHS muss der Steuerlagerinhaber daher mit seinem Emissionsbericht (für den Fall, dass der Steuerlagerinhaber selbst auch BEHG-Verantwortlicher ist) beziehungsweise in einem vereinfachten Bericht (für den Fall, dass der Steuerlagerinhaber lediglich Dienstleister und kein BEHG-Pflichtiger ist) jeden nicht zugelassenen Einlagerer sowie die Brennstoffe (Kraft- und Heizstoffe) nach Art und zugehöriger Menge bis zum 31.07. des Folgejahres auf das Kalenderjahr der Einlagerung benennen (vergleiche § 5 Absatz 5 Satz 3 EBeV 2030). Dies hat zur Folge, dass der Einlagerer für die betreffende Brennstoffmenge als BEHG-Verantwortlicher an die Stelle des Steuerlagerinhabers tritt. Zudem muss er die Menge der eingelagerten Brennstoffe angeben, für die eine Steuerentlastung nach einem der in § 16 EBeV 2030 genannten Tatbeständen gewährt wurde und damit eine Doppelerfassung von Brennstoffemissionen vermieden wurde. Benennt der Steuerlagerinhaber seine Einlagerer nicht, so bleibt er selbst für diese Brennstoffmenge BEHG-Pflichtiger.

Der Steuerlagerinhaber, der selbst auch BEHG-Pflichtiger ist, zieht die für den Einlagerer in Verkehr gebrachte Brennstoffmenge von der von ihm insgesamt in Verkehr gebrachten Brennstoffmenge ab. Der Einlagerer berichtet in seinem Emissionsbericht zusätzlich zu den gegebenenfalls von ihm selbst in Verkehr gebrachten Brennstoffmengen über die vom Steuerlagerinhaber für ihn in Verkehr gebrachte Brennstoffmenge.

6.4 Ermittlung der Berechnungsfaktoren Heizwert, Emissionsfaktor und Umrechnungsfaktor

6.4.1 Berechnungsfaktoren von energiesteuerpflichtigen Brennstoffen

Die in Anlage 2 Teil 4 EBeV 2030 zur Ermittlung der Brennstoffemissionen festgelegten Standardwerte für heizwertbezogene Emissionsfaktoren, Heizwerte und Umrechnungsfaktoren sind für die Emissionsberichterstattung in der Periode 2023 bis 2030 verbindlich (Ausnahme: Kohle, siehe Kapitel 6.4.2).



Datenquellen der Standardwerte

Die Standardwerte für die Emissionsfaktoren und Heizwerte in Anlage 2 Teil 4 EBeV 2030 basieren auf mehreren Datenquellen: Für einige Brennstoffe sind es Daten des Nationalen Treibhausgasinventars (Nationaler Inventarbericht 2022 mit Daten für 2020) beziehungsweise wurden daraus abgeleitet. Für andere Brennstoffe sind es Daten, die für den Vollzug des EU-ETS veröffentlicht werden (DEHSt-Liste)¹³. Bei Kohlen basieren die Emissionsfaktoren, ausgenommen der Rohbraunkohlen, auf den Daten des Nationalen Treibhausgasinventars (Nationaler Inventarbericht 2022 mit Daten für 2020). Für Rohbraunkohlen wurden sowohl Heizwerte als auch Emissionsfaktoren aus der DEHSt-Liste übernommen. Die Heizwerte der übrigen Kohlesorten wurden dem Zoll-Merkblatt 1179 entnommen. Die Heizwerte für die Biokomponenten entstammen der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED II), für die Emissionsfaktoren der Biokomponenten wurden die Werte des zu ersetzenden fossilen Brennstoffs aus Anlage 2 Teil 4 EBeV 2030 entnommen. Die festgelegten Werte für den Umrechnungsfaktor Dichte basieren auf Standarddichten.

Da in der Berichterstattung nach § 7 Absatz 1 BEHG dieselben Brennstoffmengen zugrunde gelegt werden sollen, die auch gegenüber den Zollbehörden in der Energiesteueranmeldung anzugeben sind,

- ▶ wird bei den Flüssiggasen keine Unterscheidung zwischen Propan und Butan getroffen, und die EBeV 2030 enthält damit lediglich Standardwerte für Flüssiggas,
- ▶ wird Erdgas in Megawattstunden (bezogen auf den Brennwert) verwendet und muss durch die in Anlage 2 Teil 4 EBeV 2030 festgelegten Umrechnungsfaktoren (unter anderem Umrechnung von Brennwert auf Heizwert und Megawattstunden in Gigajoule) und dem heizwertbezogenen Emissionsfaktor in Emissionen umgerechnet werden.

¹³ Die DEHSt-Liste wird einmal pro Handelsperiode aktualisiert und wird ebenfalls über das Internet zur Verfügung gestellt: 4. Handelsperiode: www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/stationaere_anlagen/2021-2030/Ueberwachungsplan_Leitfaden_Anhang4.pdf

Nur wenn keine Standardwerte für einen Brennstoff in Anlage 2 Teil 4 EBeV 2030 veröffentlicht sind, können **individuelle Methoden** zur Bestimmung der Berechnungsfaktoren aus Anlage 4 Teil 1 EBeV 2030 zur Anwendung kommen. Zwischen diesen Methoden besteht Wahlfreiheit:

- ▶ Festwerte: Es sind von der zuständigen Behörde für den nationalen Emissionshandel veröffentlichte Festwerte zu verwenden. Sind keine Festwerte für einen Brennstoff veröffentlicht, können Festwerte aus den IPCC Guidelines 2006 verwendet werden. Sind auch solche für einen Brennstoff nicht veröffentlicht, können mit der Behörde Literaturwerte abgestimmt werden.
- ▶ Werte aus Probenahme und Analyse: Berechnungsfaktoren auf Basis einer individuellen Probenahme und Analyse nach den anerkannten Regeln der Technik. Das heißt, dass die Probenahme und Analyse für den Brennstoff nach einer für den Anwendungsbereich geeigneten ISO-, EN- oder DIN- Norm vorzunehmen ist. Existieren für den Anwendungsbereich keine anwendbaren veröffentlichten Normen, so können andere wissenschaftlich erprobte Methoden und Vorgehensweisen angewendet werden. Dabei muss die in Anlage 4 Teil 3 EBeV 2030 aufgeführte Mindesthäufigkeit der Analysen eingehalten werden.
- ▶ Historische Analysenwerte: Der Verantwortliche muss sicherstellen, dass die vorliegenden historischen Analysen zur Ableitung eines Festwerts geeignet sind, und die Anwendung für zukünftige Lieferchargen mit anerkannten statistischen Verfahren absichern. Die Nachweisführung ist der zuständigen Behörde zur Genehmigung vorzulegen.

Analysenhäufigkeit (Anlage 4 Teil 3 EBeV 2030)

Die Anforderungen an die Häufigkeit der Analysen bei den Brennstoffen in der Tabelle in Anlage 4 Teil 3 EBeV 2030 (außer bei gasförmigen Kohlenwasserstoffen) bedeuten, dass spätestens alle 5.000, 10.000 oder 20.000 Tonnen (je nach Brennstoff) ein Analysenwert zu ermitteln ist. Jedoch müssen mindestens sechs/vier Analysenwerte jährlich (je nach Brennstoff) ermittelt oder aber es kann für jede Liefercharge ein Analysenwert ermittelt werden. Beispielsweise wäre für eine Liefermenge von 5.000 Tonnen Kohle in zehn Lieferchargen im Jahr ein Analysenwert in Bezug auf die Jahresgesamtmenge notwendig. Diese ist jedoch wegen der Anforderung von mindestens sechs Analysen jährlich auf sechs Analysen anzuheben. Umfasst die Liefermenge in einem Jahr 60 Tonnen sonstige andere Brennstoffe, die in drei LKW-Lieferchargen je 20 Tonnen angeliefert werden, sind drei Analysen jährlich ausreichend.

Die Anzahl der Analysen kann abweichend zur Tabelle in Anlage 4 Teil 3 EBeV 2030 so gewählt werden, dass die Unsicherheit im Vergleich zur Brennstoffmengenermittlung mindestens vergleichbar ist. Messgeräte im Energiesteuerbereich sowie im gesetzlichen Messwesen haben in der Regel eine Unsicherheit von weniger als 1,5 Prozent. Sofern die Unsicherheit bei den Brennstoffparametern ebenfalls bei 1,5 Prozent liegt, wird die Gesamtunsicherheit weder wesentlich erhöht noch verringert, sodass eine höhere Analysenzahl, die sich gegebenenfalls aus der Tabelle ergeben würde, unverhältnismäßig wäre. Die Unsicherheit der Brennstoffparameter wird über eine statistische Auswertung historischer Analysenwerte ermittelt, wozu die etablierte Methode der relativen Standardabweichung des Mittelwerts herangezogen wird. Dieser Wert gibt an, wie sehr der aus den vorliegenden Analysen ermittelte Wert vom wahren Wert abweichen kann.

$$\text{relative Standardabweichung des Mittelwerts} = \frac{2 * \text{Standardabweichung der Analysen}}{\text{Mittelwert der Analysen} \cdot \sqrt{\text{Analysen je Jahr}}}$$

Formel 3: Relative Standardabweichung des Mittelwerts für einen Brennstoffparameter

6.4.2 Berechnungsfaktoren für Kohle

Für Kohle sind grundsätzlich die in Anlage 2 Teil 4 EBeV 2030 veröffentlichten Standardwerte zu verwenden. Da die Energiesteuer für Kohle (Zollformular 1104) entsprechend des Zollmerkbblatts für Kohleverwender (1179) und des Zollmerkbblatts für Inhaber eines Kohlebetriebs und für Kohlelieferer (1180) auf energetischer Basis angemeldet wird, ist grundsätzlich der individuelle Energiegehalt der jeweils abgegebenen Kohle zum Zeitpunkt ihrer Abgabe für die Steuerentstehung maßgebend. Werden Probenahmen und Analysen der Kohle im Fall einer energetischen Abrechnung entsprechend den für den Anwendungsbereich geeigneten DIN-Normen durchgeführt, ist der individuell bestimmte Heizwert zur Steuerbemessung und damit auch der Berichterstattung im nEHS heranzuziehen. Die auf diese Weise ermittelten Heizwerte gelten als Standardwerte und gehen den veröffentlichten Standardwerten in Anlage 2 Teil 4 EBeV 2030 vor. Sie sind sowohl für energiesteuerpflichtige als auch für energiesteuerfrei verwendete Kohle in der Berichterstattung im nEHS anzusetzen. Diese Ausnahme bezüglich des Heizwerts berücksichtigt den Gleichlauf mit der Energiesteueranmeldung und die Tatsache, dass es bei der Ermittlung der Emissionen keine systematischen Unterschiede zwischen steuerfreien und steuerpflichtigen Kohlen geben soll.

Beispiel

Eine Asphaltmischanlage berichtet als Verwender steuerfreier Kohle über die im Kalenderjahr eingesetzte Menge an Braunkohlestaub. Die Menge wird energetisch abgerechnet. In der Berichterstattung wird der gewichtete Heizwert aus den Analysen der einzelnen Lieferchargen (20,5 GJ/t) und der Emissionsfaktor aus Anlage 2 Teil 4 EBeV 2030 (0,0975 t CO₂/GJ) genutzt. Würde die Asphaltmischanlage Ihren Erlaubnischein zur energiesteuerfreien Verwendung von Kohle zurückgeben, würde die Kohle steuerpflichtig durch den Kohleherstellungsbetrieb geliefert. Dieser nutzt für die Energiesteueranmeldung entsprechend den Vorgaben des Merkblatts 1179 ebenfalls die individuellen Analysen für den Heizwert und den Emissionsfaktor aus Anlage 2 Teil 4 EBeV 2030. Damit werden Unterschiede bei den im nEHS zu berichtenden Emissionen vermieden.

Für Kohlen, für die ein Standardwert für den Heizwert verwendbar ist (aus Anlage 2 Teil 4 EBeV 2030 oder aus der Analyse nach DIN-Normen), ist immer der zugehörige Emissionsfaktor aus Anlage 2 Teil 4 EBeV 2030 zu verwenden. Es ist nicht zulässig, für in Anlage 2 Teil 4 EBeV 2030 genannte Kohlen Analyseergebnisse für den Emissionsfaktor zu verwenden. Die Anwendung einer Methode aus Anlage 4 Teil 1 EBeV 2030 ist nur für Kohlen möglich, die nicht in Anlage 2 Teil 4 EBeV 2030 genannt sind.

6.4.3 Berechnungsfaktoren für Brennstoffe in Abfallverbrennungsanlagen

Für Abfallverbrennungsanlagen besteht bei der Ermittlung der Berechnungsfaktoren für einen Brennstoff Wahlfreiheit (siehe Abbildung 4). Der BEHG-Verantwortliche (Betreiber der Abfallverbrennungsanlage) hat die Wahl zwischen der Verwendung von

- a) Standardwerten nach Anlage 2 Teil 5 EBeV 2030 und
- b) einer individuellen Methode nach Anlage 4 Teil 2 EBeV 2030.

Bei den individuellen Methoden nach Anlage 4 Teil 2 EBeV 2030 stehen dem BEHG-Verantwortlichen folgende Verfahren zur Verfügung:

1. Festwerte: Der BEHG-Verantwortliche schlägt der Behörde im Rahmen des Überwachungsplans Festwerte für den Heizwert, den Emissionsfaktor und den Biomasseanteil eines Brennstoffs vor, die sich aus dem Mittelwert historischer Analysen für den Brennstoff ergeben. Dabei kann der Brennstoff je Entsorgungskonzern unterschieden werden (zum Beispiel Brennstoff Nummer 3 Sortierreste Entsorgungskonzern 1, Brennstoff Nummer 3 Sortierreste Entsorgungskonzern 2). Der Verantwortliche muss nachweisen, dass diese Werte für künftige Chargen desselben Brennstoffs und Entsorgungskonzerns repräsentativ sind. Dieser Nachweis ist durch eine jährliche Kontrollanalyse zu belegen und mit dem Emissionsbericht einzureichen. Die Kontrollanalyse selbst muss innerhalb der Unsicherheit des Festwerts liegen. Zusätzlich zu dem jährlichen Nachweis reicht der BEHG-Verantwortliche den einmaligen Nachweis mit dem Überwachungsplan ein, dass die maximal zulässige Standardunsicherheit des Mittelwerts der historischen Analysen bezogen auf das Konfidenzintervall von 95 Prozent den Wert von 5 Prozent nicht überschreitet¹⁴.
2. Werte aus Probenahme und Analyse: Berechnungsfaktoren auf Basis einer individuellen Probenahme und Analyse nach den anerkannten Regeln der Technik. Das heißt, dass die Probenahme und Analyse für den Brennstoff nach einer für den Anwendungsbereich geeigneten ISO-, EN- oder DIN- Norm vorzunehmen ist. Existieren für den Anwendungsbereich keine anwendbaren veröffentlichten Normen, so können andere wissenschaftlich erprobte Methoden und Vorgehensweisen angewendet werden. Dabei muss die in Anlage 4 Teil 3 EBeV 2030 aufgeführte Mindesthäufigkeit der Analysen eingehalten werden (siehe Hinweise zu Analysenhäufigkeit in Kapitel 6.4.1).
3. Literaturwerte und von zuständiger Behörde veröffentlichte Festwerte: Ermittlung auf Grundlage von mit der zuständigen Behörde vereinbarten Literaturwerten, einschließlich von der zuständigen Behörde veröffentlichter Festwerte. Voraussetzung hierfür ist, dass der BEHG-Verantwortliche der Behörde im Verfahren zum Überwachungsplan eine valide Datengrundlage vorlegt.

Eine Kombination der Methoden aus (a) und (b) für die Berechnungsfaktoren ist für die in einer Abfallverbrennungsanlage eingesetzten Brennstoffe (Nummer 1 bis Nummer 8 in Anlage 2 Teil 5 EBeV 2030) möglich (Beispiel: für den Brennstoff Restabfall werden die Standardwerte in Anlage 2 Teil 5 EBeV 2030 verwendet, für den Brennstoff Sortierreste wird eine individuelle Methode nach Anlage 4 Teil 2 EBeV 2030 angewendet).

Darüber hinaus kann innerhalb eines Brennstoffs eine Kombination von Methoden aus (a) und (b) nach Entsorgungskonzern gewählt werden.

Abfallverbrennungsanlagen, die nach Nummer 8.1.1.5 des Anhangs 1 zur 4. BImSchV genehmigt sind und damit ausschließlich Altholz der Kategorie A I und A II einsetzen dürfen, können für den Brennstoff Altholz immer den Standardwert „Altholz A I und A II“ aus Anlage 2 Teil 5 EBeV 2030 verwenden. Dies gilt auch, wenn diese Abfallverbrennungsanlagen Abfälle mit der Abfallschlüsselnummer 15 01 03 einsetzen.



¹⁴ Das Konfidenzintervall bezieht sich auf die Angabe der Unsicherheit.

Erweiterte Unsicherheit = Erweiterungsfaktor * einfache Unsicherheit $\rightarrow U = k * u = 2 * \text{Standardunsicherheit (Standardabweichung des Mittelwerts)}$

Beispiel: Historischer Mittelwert $H_u = 12 \text{ GJ/t}$ aus neun Analysen mit einer empirischen Standardabweichung von $0,6 \text{ GJ/t}$

$u = (0,6 \text{ GJ/t}) / (\text{Wurzel von } 9) = 0,2 \text{ GJ/t} \rightarrow U (95 \text{ Prozent-Konfidenzintervall}) = 2 * 0,2 \text{ GJ/t} = 0,4 \text{ GJ/t} \rightarrow (0,4 \text{ GJ/t}) / (12 \text{ GJ/t}) * 100 = 3,3 \text{ Prozent} < 5 \text{ Prozent}$

6.5 Bestimmung der Brennstoffemissionen über kontinuierliche Emissionsmessung

Gemäß § 5 Absatz 3 EBeV 2030 kann der Verantwortliche die Brennstoffemissionen im Fall von nach § 2 Absatz 2a BEHG in Verkehr gebrachten Brennstoffen durch direkte kontinuierliche Emissionsmessung (KEMS) der Kohlendioxid-Konzentration und des Abgasvolumenstroms im Abgaskanal oder Abgaskamin nach § 12 EBeV 2030 ermitteln. Mit KEMS werden zunächst die gesamten Kohlendioxid-Emissionen der Anlage erfasst. Da jedoch nicht für die gesamten Kohlendioxid-Emissionen der Anlage Emissionszertifikate abgegeben werden müssen, können bestimmte Anteile von den durch KEMS ermittelten Kohlendioxid-Emissionen abgezogen werden, siehe Kapitel 6.5.4.

Die für KEMS eingesetzten Messeinrichtungen müssen bestimmte Vorgaben erfüllen. Zunächst werden in Kapitel 6.5.1 die grundsätzlichen Anforderungen an die Eignung von KEMS dargestellt, die in § 12 Absatz 1 EBeV 2030 geregelt sind. Kapitel 6.5.2 fasst die Grundzüge der Auswertung der Emissionsdaten zusammen, wie zum Beispiel die Vorgaben zur Ermittlung von Kurzzeitmittelwerten, die Schließung von Datenlücken (Bildung von Ersatzwerten) sowie die Verwendung von bereits vorhandenen Datenerfassungs- und Auswerteeinrichtungen. In Kapitel 6.5.3 wird beschrieben, welche Korrekturgrößen bei der Berechnung der Kohlendioxid-Emissionen zu berücksichtigen sind, wenn sich Kohlendioxid-Konzentration und Abgasvolumenstrom nicht auf denselben Zustand beziehen. Kapitel 6.5.4 gibt einen Überblick über die abzugsfähigen Kohlendioxid-Emissionen. Abschließend werden die Anforderungen an die flankierende Mengenbestimmung gemäß § 12 Absatz 6 EBeV 2030 in Kapitel 6.5.5 beschrieben.

6.5.1 Grundsätzliche Anforderungen (Qualitätssicherung und Nachweisführung über die Eignung von KEMS)

Für die Qualitätssicherung und Nachweisführung von KEMS wird auf die Anforderungen aus dem Europäischen Emissionshandel verwiesen (siehe § 12 Absatz 1 EBeV 2030) und damit auf die Anforderungen aus Artikel 42 Absatz 1 der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 (MVO). Nach Artikel 42 Absatz 1 MVO müssen die Emissionsmesssysteme zur Ermittlung der jährlichen Treibhausgas-Emissionsfrachten unter fortlaufender Anwendung der Qualitätssicherungsmaßnahmen der DIN EN 14181 (Emissionen aus stationären Quellen – Qualitätssicherung für automatische Messeinrichtungen) und der DIN EN 15259 (Luftbeschaffenheit – Messung von Emissionen aus stationären Quellen – Anforderungen an Messstrecken und an die Messaufgabe, den Messplan und den Messbericht) betrieben werden. Für die Kalibrierung des Parameters Abgasvolumenstrom sind die Normen DIN EN ISO 16911-1 und 16911-2 (Emissionen aus stationären Quellen – Manuelle und automatische Bestimmung der Geschwindigkeit und des Volumenstroms in Abgaskanälen, Teil 1 „Manuelles Referenzverfahren“ und Teil 2 „Kontinuierliche Messverfahren“) anzuwenden. Zusätzlich sind für die Kalibrierung der KEMS zur Überwachung von Kohlendioxid-Emissionen vorzugsweise Prüfverfahren entsprechend CEN/TS 17405:2020-11 (Emissionen aus stationären Quellen – Ermittlung der Massenkonzentration von Kohlenstoffdioxid – Referenzverfahren: Infrarot-Spektrometrie) einzusetzen.

In Tabelle 1 werden die verschiedenen Anforderungen an die automatischen Messsysteme für die drei Qualitätssicherungsstufen nach EN 14181 („Eignung“ (QAL1), „Einbau, Kalibrierung und Validierung“ (QAL2), sowie „Fortlaufende Qualitätssicherung im Betrieb“ (QAL3)) nebeneinandergestellt. Dabei wird insbesondere auf die in § 12 EBeV 2030 genannten Ausnahmen im nationalen Emissionshandel gegenüber den Anforderungen der Qualitätssicherung und Nachweisführung von KEMS im Europäischen Emissionshandel verwiesen.

Tabelle 1: Übersicht zur Qualitätssicherung und Nachweisführung der Eignung von KEMS im nEHS

	Eignung automatischer Messsysteme (AMS)	Einbau, Kalibrierung und Validierung von AMS	Fortlaufende Qualitätssicherung von AMS im Betrieb
Qualitätssicherungsstufe gemäß EN 14181	Eignungsprüfung und Zertifizierung (QAL1)	Ordnungsgemäßer Einbau, Kalibrierung (QAL2) und jährliche Funktionsprüfung (AST)	Drift- und Präzisionskontrollen (QAL3)
Prüfintervall	Einmalig (Eignungsprüfung) und nach wesentlichen Änderungen (Ergänzungsprüfung)	Ordnungsgemäßer Einbau: Einmalig (oder nach wesentlichen Änderungen an der Anlage oder am AMS) QAL2: alle 3 Jahre (oder nach wesentlichen Änderungen an der Anlage oder am AMS oder bei verfehlter Gültigkeitsprüfung im Rahmen der AST) AST: Jährlich	4 Stunden–12 Monate (abhängig von der Länge der Feldversuche und den Ergebnissen zum Driftverhalten im Rahmen der QAL1)
Relevante Normen	EN 14181 EN ISO 14956 EN 15267-1, -2, -3	EN 14181 EN ISO 16911-1, -2 EN 15259 EN CEN/TS 17405:2020-11 EN 14790	EN 14181 EN ISO 16911-1, -2 EN 15259 EN CEN/TS 17405:2020-11 EN 14790
Ausnahmen gegenüber den allgemeinen Anforderungen an die Qualitätssicherung	Auch bei Neueinbau (nach 2015) ist ein aktuelles QAL1-Zertifikat für Messeinrichtungen zur Bestimmung der Abgasgeschwindigkeit (bzw. des Abgasvolumenstroms) nicht zwingend erforderlich, um die Messeinrichtung zur kontinuierlichen Ermittlung der Emissionen einsetzen zu können.	Abweichungen bei der Ausgestaltung der Messstrecken und Messplätze gegenüber den Anforderungen nach EN 15259 führen nicht zwangsläufig zu einer Ablehnung der Eignung KEMS.	
Nachweis der Eignung der KEMS (erstmalig und wiederkehrend)	Bestandene Variabilitätsprüfung im Rahmen der QAL2 unter Anwendung der maximal zulässigen erweiterten Unsicherheit von 10 Prozent bezogen auf den Messbereichsendwert für die Messgröße CO ₂ und 7,84 Prozent bezogen auf den gültigen Kalibrierbereich (im Betriebszustand) für die Messgröße Abgasgeschwindigkeit (bzw. Abgasvolumenstrom). Liegen Abweichungen bei der Ausgestaltung der Messstrecken und Messplätze gegenüber den Anforderungen nach EN 15259 vor, so ist durch eine nach § 29b BImSchG bestimmte Messstelle nachvollziehbar dazulegen, ob die Zuverlässigkeit der Emissionsdatenerfassung hierdurch systematisch beeinflusst wird. Ein Nachweis kann zum Beispiel mittels einer Homogenitätsprüfung nach Abschnitt 8.3 der EN 15259 erfolgen.		Implementierung von regelmäßigen QAL3-Prüfungen für die Messgrößen CO ₂ und Abgasgeschwindigkeit (beziehungsweise Abgasvolumenstrom), sofern diese bisher noch nicht vorgenommen und dokumentiert werden.
Einzureichende Dokumente als Nachweis der Eignung der KEMS (erstmalig und wiederkehrend)	Aktueller Bericht über die Durchführung der jährlichen Funktionsprüfung und Kalibrierung von einer nach § 29b BImSchG bekanntgegebenen Messstelle.		

Als Nachweis des erfolgreichen Abschlusses der Kalibrierung ist ein Kalibrierbericht entsprechend der Vorgaben der VDI-Richtlinie 3950 (Blatt 1 und Blatt 2) mit Angaben zur QAL2-Prüfung nach EN 14181 bei der DEHSt einzureichen. Zur vollständigen Erfüllung der Qualitätssicherungsmaßnahmen für KEMS gehört auch die regelmäßige Durchführung von QAL3-Prüfungen (Drift- und Präzisionskontrollen), sowohl für die Kohlendioxid-Konzentration als auch für den Abgasvolumenstrom. EN 14181 und EN 16911 (mit Verweis auf Vorgaben der EN 14181) fordern die QAL3-Prüfungen. Die Durchführung der QAL3-Prüfungen (mindestens einmal im Wartungsintervall der Messeinrichtungen) ist einschließlich des Intervalls im Kalibrierbericht anzugeben. Die Implementierung und Bewertung der Ergebnisse wird im bundeseinheitlichen Bericht über die Funktionsprüfung und Kalibrierung von kontinuierlichen Emissionsmessungen gemäß VDI 3950 Blatt 2 durch die Messstellen nach § 29b BImSchG dokumentiert. Die QAL3-Prüfergebnisse (Regelkarten) sind vom Anlagenbetreiber auf Anfrage bei der DEHSt einzureichen.

Mit Verweis auf die Anforderungen nach § 12 EBeV 2030 muss der Bericht über die Durchführung der jährlichen Funktionsprüfung und Kalibrierung in Bezug auf die Messgrößen Kohlendioxid-Konzentration und Abgasvolumenstrom folgende Angaben enthalten:

- ▶ Beschreibungen zur AMS, den Vergleichsmessungen, der Funktionsprüfung, der Ermittlung der Kalibrierfunktion und das Ergebnis der Variabilitätsprüfung unter Anwendung der in § 12 Absatz 1 EBeV 2030 festgelegten erweiterten Unsicherheiten (Konfidenzintervalle) entsprechend Kapitel 3 bis 7 des Mustermessberichts über die Durchführung von jährlichen Kalibrierungen und Funktionsprüfungen nach VDI 3950 Blatt 2 (Anhang A).
- ▶ Angaben zur Parametrierung der Auswerteeinrichtung in Bezug auf die Messgrößen Kohlendioxid-Konzentration und Abgasvolumenstrom zur Berechnung der Jahresemissionsfracht an Kohlendioxid.
- ▶ Ergebnisse zur Funktionskontrolle der elektronischen Auswerteeinrichtung in Bezug auf die Berechnung der Jahresemissionsfracht an Kohlendioxid.

Im ersten Berichtsjahr dürfen die Ergebnisse aus KEMS auch vor dem Zeitraum des erfolgreichen Abschlusses der Kalibrierung genutzt werden. Für diesen Zeitraum sind die Parameter aus dem Kalibrierbericht rückwirkend anzuwenden. In den späteren Berichtsjahren sind die Parameter aus dem Kalibrierbericht normenkonform immer für die Zukunft anzuwenden.

6.5.2 Auswertung der Emissionsdaten (grundlegende Systematik zur Erfassung der Emissionsdaten und Schließung von Datenlücken)

Entsprechend § 12 Absatz 2 Satz 3 EBeV 2030 sind bei der Emissionsdatenauswertung alle Betriebszustände der Anlage zu berücksichtigen, in denen Kohlendioxidmengen freigesetzt werden. Bei der Emissionsdatenerfassung zur Bestimmung der Brennstoffemissionen ist eine Unterscheidung von verschiedenen Betriebszuständen (zum Beispiel Anfahrbetrieb, Stabilisierungsphase, etc.) wie bei der immissionsschutzrechtlichen Überwachung daher nicht erforderlich. Damit alle Kohlendioxid-Emissionen erfasst werden, sind geeignete Kriterien zu definieren, die den Status „Anlage in Betrieb“ (überwachungspflichtiger Betrieb) festlegen. Abbildung 5 zeigt mögliche Kriterien, anhand derer Beginn und Ende des überwachungspflichtigen Betriebs der Anlage für die Emissionsdatenauswertung festgestellt werden können. Bei der Auswertung der Emissionsdaten nach der „Bundeseinheitlichen Praxis zur Überwachung von Emissionen 2017“ (BeP 2017) werden grundsätzlich zunächst sogenannte Kurzzeitmittelwerte (KMW) entsprechend Anhang B 1.3 der BeP 2017 gebildet. Das heißt, dass für die Kurzzeitmittelwerte nur die gültigen Rohwerte während des überwachungspflichtigen Betriebs der Anlage verwendet werden.

Abbildung 5 zeigt die systematische Prüfung der Gültigkeit von Kurzzeitmittelwerten sowie das Erfordernis zur Bildung von Ersatzwerten für ungültige Kurzzeitmittelwerte bei Betrieb der Anlage. Darüber hinaus muss der Mittelungszeitraum für Kurzzeitmittelwerte mindestens 30 Minuten betragen. Es müssen mindestens zwei Drittel des Mittelungszeitraums mit gültigen Rohwerten belegt sein (vergleiche § 12 Absatz 2 Satz 5 EBeV 2030). Sofern ein Kurzzeitmittelwert nach diesen Anforderungen ungültig ist, muss ein Ersatzwert gebildet werden. Zur Ersatzwertbildung, das heißt zur Schließung der Datenlücken, können Massenbilanzmodelle, Energiebilanzen oder konservative Ersatzwerte genutzt werden. Keine der Methoden darf zu einer Emissionsunterschätzung führen. Insbesondere dürfen bei der Bestimmung der Brennstoffemissionen nur Kurzzeitmittelwerte gleichen Bezugszustands ohne Sauerstoffbezugswertverrechnung verwendet werden. Zusammen kann aus den gültigen Kurzzeitmittelwerten und den Ersatzwerten für ungültige Kurzzeitmittelwerte die Jahresemissionsfracht bestimmt werden.

Gemäß § 12 Absatz 3 EBeV 2030 können die einzelnen Schritte der laufenden Überwachung und Erfassung auch durch Datenerfassungs- und Auswerteeinrichtungen automatisiert werden. Hierzu können bereits vorhandene Systeme zur immissionsschutzrechtlichen Überwachung um eine automatisierte Berechnung der Jahresfracht an Kohlendioxid erweitert werden.

Die Vorgaben zur Emissionsdatenauswertung in § 12 EBeV 2030 orientieren sich an den grundlegenden Vorgaben der BeP 2017 bei der immissionsschutzrechtlichen Überwachung von Luftschadstoffen aus Abfallverbrennungsanlagen. Daher kann die Integration der laufenden Überwachung und Berechnung der Jahresfracht ohne großen Aufwand in bestehende eignungsgeprüfte Auswerteeinrichtungen integriert werden. Nach § 12 Absatz 2 Satz 2 EBeV 2030 muss die Massenstromberechnung und damit die Berechnung der Jahresemissionsfracht an Kohlendioxid mit nicht validierten Kurzzeitmittelwerten erfolgen (vergleiche auch Kapitel 8.10.1 VDI 4204 Blatt 1).

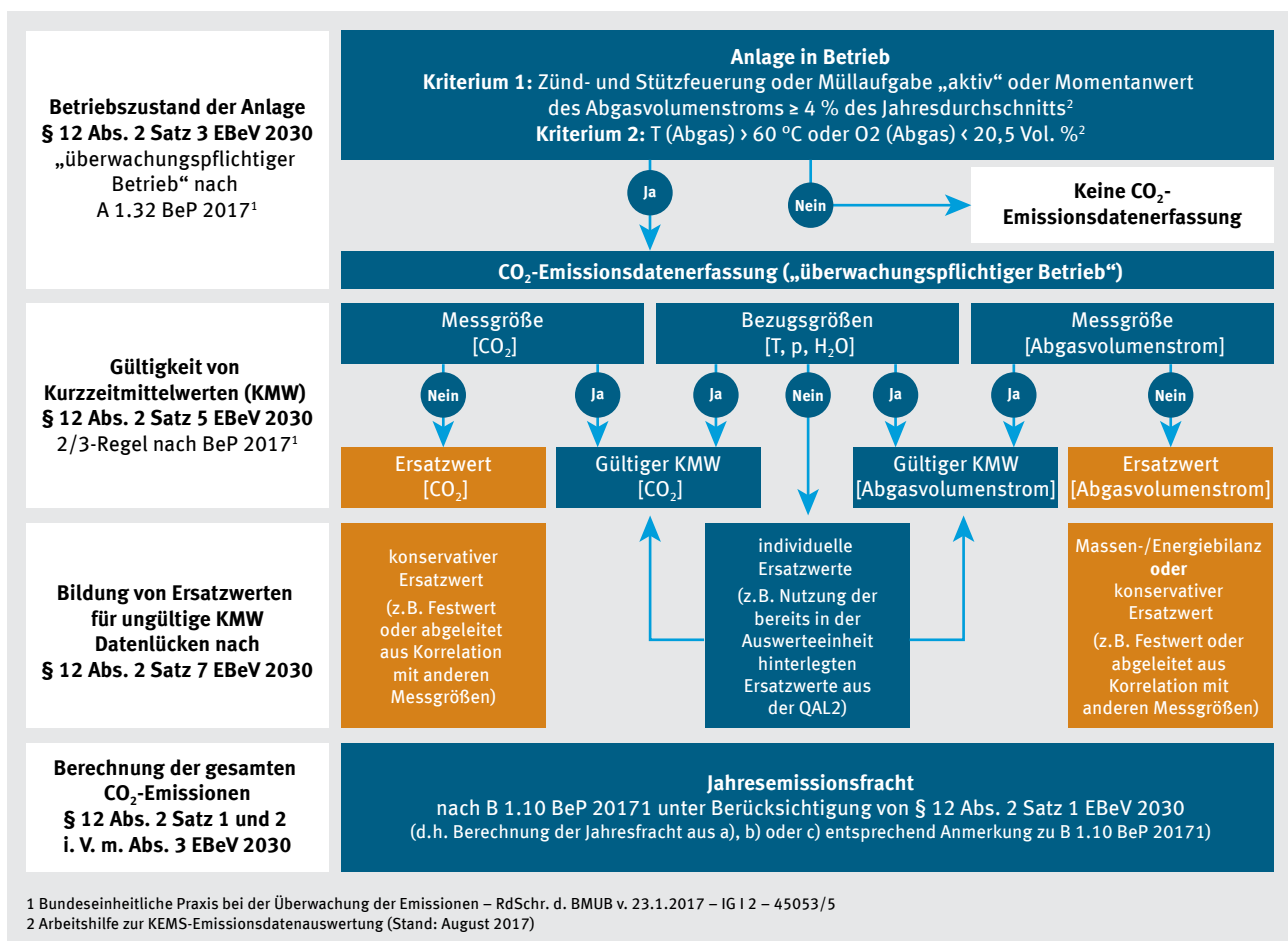


Abbildung 5: Systematik der Erfassung und Auswertung von Emissionsdaten

Gemäß 4.2.1 der BeP 2017 ist die ordnungsgemäße Funktion der Mess- und Auswerteinrichtungen während des überwachungspflichtigen Betriebs sicherzustellen. Die Verfügbarkeit der Messeinrichtungen muss mindestens 95 Prozent des überwachungspflichtigen Betriebs erreichen. Auswerteinrichtungen, die an Anlagen der 13. und 17. BImSchV eingesetzt werden, müssen zudem eine Verfügbarkeit von mindestens 99 Prozent erfüllen. In der Regel sehen die immissionsschutzrechtlichen Genehmigungen Meldepflichten bei Ausfall oder Defekt von kontinuierlichen Messeinrichtungen zur Überwachung von Luftschadstoffen gegenüber der zuständigen Überwachungsbehörde vor. Mit dem Überwachungsplan sind der DEHSt die Ersatzwertmethoden vorzulegen, die unter anderem bei längeren Ausfällen (mehr als drei Tage) der relevanten Messeinrichtungen zur Ermittlung der Jahresemissionsfracht an Kohlendioxid zur Anwendung kommen sollen.

Damit wird sichergestellt, dass geeignete Maßnahmen zur Verbesserung der Qualität des KEMS und eine belastbare Ersatzwertbildung für den Ausfallzeitraum abgestimmt werden.

6.5.3 Berücksichtigung unterschiedlicher Bezugsgrößen bei der Kalibrierung nach QAL2

Die Variabilitätsprüfung ist gemäß EN 14181 mit den auf Normbedingungen umgerechneten Messwerten für Konzentration und Volumenstrom durchzuführen. Die Verwendung einer anderen Ausgangsbasis ist vom BEHG-Verantwortlichen zu begründen. Mit Verweis auf § 12 Absatz 1 EBeV 2030 gilt dies nicht für die Kalibrierung der Abgasgeschwindigkeit (vergleiche EN 16911-2).

Beziehen sich CO_2 -Konzentration und Abgasvolumenstrom nicht auf denselben Zustand, müssen bei der Berechnung der Kohlendioxid-Emissionen zusätzliche Korrekturgrößen einbezogen werden.

Aus Abbildung 6 ist erkennbar, in welchem Fall welche Korrekturgrößen erforderlich sind:

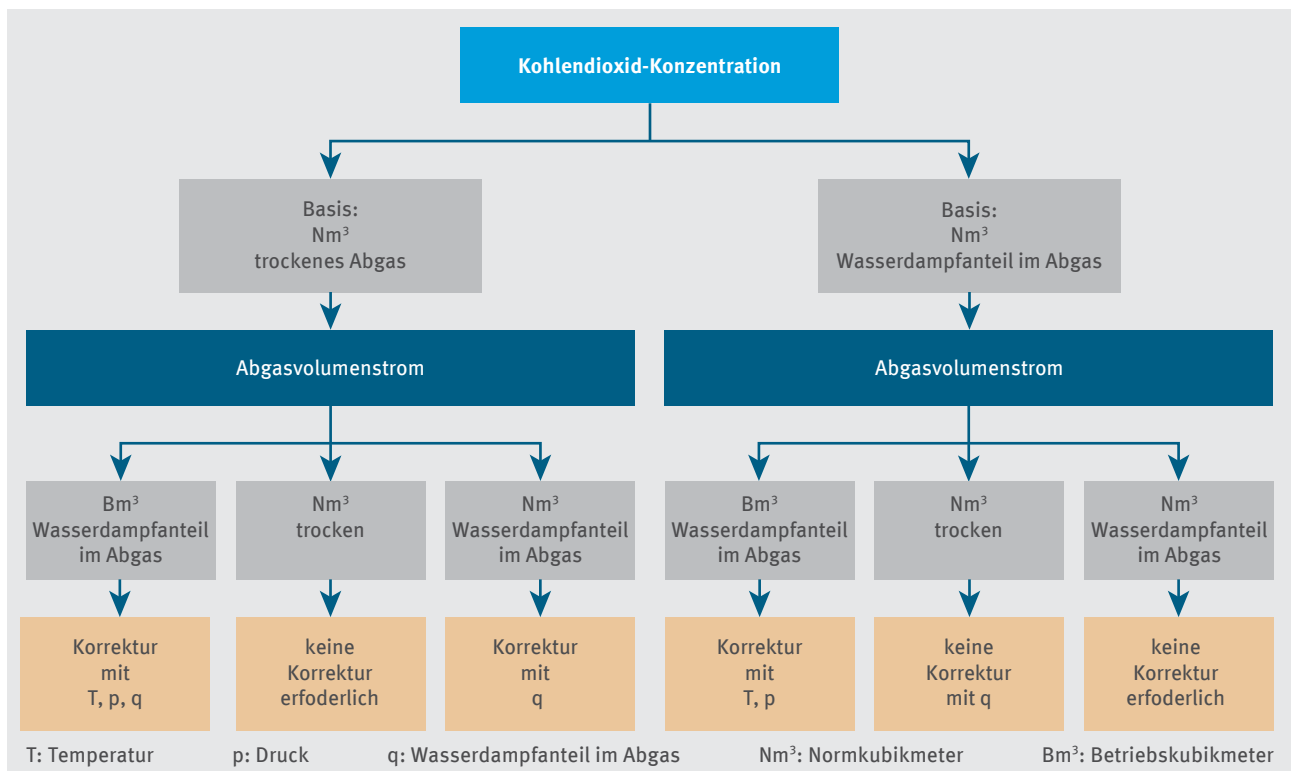


Abbildung 6: Korrekturgrößen

Die Verwendung von Konstanten für den Wasserdampfanteil im Abgas und Abgasdruck ist zulässig, sofern keine Messeinrichtungen zur kontinuierlichen Erfassung in der Anlage vorhanden sind. Gegenüber der DEHSt ist nachvollziehbar zu begründen, dass die verwendeten Konstanten repräsentativ für den Anlagenbetrieb sind (zum Beispiel Ableitung auf Basis von Messwerten der Messstelle nach § 29b BImSchG im Rahmen der QAL2) und damit zu keiner systematischen Unterschätzung der Brennstoffemissionen führen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Abgasdruck und der Wasserdampfanteil im Abgas maßgeblich von den Umweltbedingungen beeinflusst werden können. Mit der alleinigen Nutzung des Mittelwerts der Messwerte der Messstelle nach § 29b BImSchG ist die Repräsentativität daher nicht gewährleistet. Es sind geeignete Korrekturen abhängig von der Jahrestemperatur und der geodätischen Höhe der Messstelle zu berücksichtigen.

6.5.4 Abzugsfähigkeit von Emissionen bei Ermittlung mittels KEMS

Im Rahmen der Ermittlung der Brennstoffemissionen mittels KEMS sind folgende Emissionen abzugsfähig:

- ▶ Emissionen aus **Biomasse** (berücksichtigt über Biomasseanteil, siehe Kapitel 6.6.1.2)
- ▶ **Weitere abzugsfähige Emissionen:**
 - ▶ Emissionen aus Brennstoffen, die bereits nach § 2 Absatz 2 BEHG als in Verkehr gebracht gelten und die an anderer Stelle berichtet und für die Emissionszertifikate abgegeben werden (wie zum Beispiel Erdgas für die Zünd- und Stützfeuerung) sowie
 - ▶ Kohlendioxid-Emissionen aus der Rauchgasreinigung, die nicht unter den Anwendungsbereich des BEHG fallen.

Die abzugsfähigen Emissionen sind gemäß den Methoden zur Bestimmung der Brennstoffmengen (siehe Kapitel 6.3) und der Berechnungsfaktoren (siehe Kapitel 6.4) zu ermitteln.

Da mit KEMS zunächst die gesamten Kohlendioxid-Emissionen an der Anlage oder Emissionsquelle einer Anlage erfasst werden, ist die Vorgehensweise bei Berücksichtigung von zur Zünd- und Stützfeuerung eingesetzten nachhaltigen Biobrennstoffen und von weiteren abzugsfähigen Kohlendioxid-Emissionen unter anderem abhängig von der gewählten Methode zur Ermittlung des abzugsfähigen Biomasseanteils nach Kapitel 6.6.1.2.

Beispiel

Die mit KEMS ermittelten gesamten Kohlendioxid-Emissionen umfassen Emissionen aus Abfällen, Erdgas (zur Zünd- und Stützfeuerung), Natriumbicarbonat (Abgasreinigung, Trockensorption) und Harnstoff (Abgasreinigung, SNCR).

Fall A): Der Biomasseanteil der eingesetzten Abfälle wird nach Methode 3 gemäß Kapitel 6.6.1.2 ermittelt. Das heißt, es wird ein mengengewichteter Biomasseanteil der einzelnen Abfallgruppen nach Anlage 2 Teil 5 EBeV 2030 gebildet. In diesem Fall sind die weiteren abzugsfähigen Emissionen vor Anwendung des Biomasseanteils zu berücksichtigen.

Fall B): Der Biomasseanteil der eingesetzten Abfälle wird nach Methode 1 gemäß Kapitel 6.6.1.2 ermittelt. Das heißt, es erfolgen regelmäßige Probenahmen (beispielsweise am Abgaskamin) und Analysen auf Grundlage der EN ISO 13833. Bei der Berücksichtigung der abzugsfähigen Emissionen ist zu beachten, dass sich der durch Messung ermittelte Biomasseanteil auf die gesamten mit KEMS ermittelten Kohlendioxid-Emissionen bezieht. In diesem Fall sind die weiteren abzugsfähigen Emissionen nach Anwendung des Biomasseanteils zu berücksichtigen.



6.5.5 Flankierende Mengenbestimmung

Wählt der BEHG-Verantwortliche die Ermittlung der Emissionen mittels KEMS nach § 12 EBeV 2030, muss er parallel die Brennstoffmengen der einzelnen in der Abfallverbrennungsanlage eingesetzten Brennstoffe berichten. Hierfür gelten die Anforderungen zur Bestimmung der Mengen aus Kapitel 6.3. Die flankierende Mengenbestimmung wird nicht zur Berechnung der Brennstoffemissionen herangezogen, dient jedoch der Validierung der im Rahmen von KEMS übermittelten Werte.

6.6 Abzugsfähige Emissionen aus Biomasse

Gemäß § 7 Absatz 4 Nummer 2 BEHG kann der Biomasseanteil eines Brennstoffs im Emissionsbericht nur abgezogen werden, wenn dafür ein entsprechender **Nachhaltigkeitsnachweis** vorliegt. Bislang war in der Startphase des nEHS nach der EBeV 2022 die Abzugsfähigkeit von Emissionen nur für flüssige Biobrenn- und Biokraftstoffe an die Erfüllung der Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungskriterien der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (EU) 2009/28/EC (RED I) geknüpft. Ab dem Jahr 2023 unterliegen nun aufgrund von § 7 Absatz 2 BEHG in Verbindung mit Anlage 1 BEHG ebenfalls feste und gasförmige Biomasse-Brennstoffe der Berichtspflicht des BEHG. Für alle Brennstoffe mit Biomasseanteil gelten künftig die Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungsanforderungen der Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II) nach §§ 8 und 9 EBeV 2030.

In Deutschland wird die von der RED II vorgegebene Nachweisführung über Nachhaltigkeitskriterien durch die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV)¹⁵ und die Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV)¹⁶ in nationales Recht umgesetzt. Deren Vorgaben gelten grundsätzlich auch für die Betriebe der gesamten Erzeugungs-, Verarbeitungs- und Lieferkette BEHG-pflichtiger Brennstoffe. Die §§ 8 und 9 EBeV 2030 legen abweichend zur BioSt-NachV und Biokraft-NachV fest, wie der Nachweis über die Nachhaltigkeit für den Biomasseanteil eines Brennstoffes im Anwendungsbereich des BEHG durch den BEHG-Verantwortlichen zu führen ist.

6.6.1 Grundlegende Aspekte zur Berichterstattung bei Brennstoffen mit Biomasseanteil

6.6.1.1 Ermittlung des Biomasseanteils in Fällen des § 2 Absatz 2 Satz 1 BEHG (Inverkehrbringen durch Entstehen der Energiesteuer)

Ab dem Jahr 2023 ändert sich die Berichterstattung bei Brennstoffen mit Biomasseanteil, die durch Entstehen der Energiesteuer nach § 2 Absatz 2 Satz 1 BEHG als in Verkehr gebracht gelten.

Die Standardwerte in Anlage 2 Teil 4 EBeV 2030 berücksichtigen, anders als dies der Fall in der EBeV 2022 für die Jahre 2021 und 2022 war, nicht mehr den Brennstoffmix von fossilen und biogenen Brennstoffkomponenten. Vielmehr sind sie auf den fossilen Anteil bezogene Berechnungsfaktoren. Die Biokomponenten werden in Anlage 2 Teil 4 EBeV 2030 separat mit Emissionsfaktor, Heizwert und Umrechnungsfaktor ausgewiesen. Mit der zu erwartenden verstärkten Zumischung von biomassebasierten Brennstoffen wäre andernfalls eine ständige Aktualisierung der Standardwerte erforderlich.

In der Folge wird zur Ermittlung der Emissionsmenge aus einem in Verkehr gebrachten Kraftstoff zuerst die fossile in Verkehr gebrachte Menge des Brennstoffs bestimmt. Hierzu wird die Brennstoffmenge, für die die Nachhaltigkeit nachgewiesen ist, von der gesamten in Verkehr gebrachten Menge abgezogen. Diese fossile Brennstoffmenge wird dann mit den fossilen Berechnungsfaktoren multipliziert.

¹⁵ Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung vom 02.12.2021 (BGBl. I S. 5126).

¹⁶ Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung vom 02.12.2021 (BGBl. I S. 5126, 5143).

6.6.1.2 Ermittlung des Biomasseanteils in Fällen des § 2 Absatz 2a BEHG (Inverkehrbringen durch Verwendung in Abfallverbrennungsanlagen)

Bei Brennstoffen, die durch Verwendung in Abfallverbrennungsanlagen nach § 2 Absatz 2a BEHG als in Verkehr gebracht gelten, können die in Anlage 2 Teil 5 EBeV 2030 veröffentlichten Standardwerte für den Biomasseanteil des jeweiligen Brennstoffs angesetzt werden. Möchte der BEHG-Verantwortliche die Berechnungsfaktoren individuell nach einer der in Anlage 4 Teil 2 EBeV 2030 genannten Methoden ermitteln, ist die Höhe des Biomasseanteils des jeweiligen Brennstoffs auf der Grundlage eines von der zuständigen Behörde vorab genehmigten Verfahrens nachzuweisen:

1. Analysen und Probenahme gemäß Artikel 43 Absatz 4 Buchstabe a MVO: Der BEHG-Verantwortliche verwendet einen auf Berechnung beruhenden Ansatz, einschließlich Probenahme und Analysen auf der Grundlage von EN ISO 13833 (Emissionen aus stationären Quellen – Bestimmung des Verhältnisses von Kohlendioxid aus Biomasse (biogen) und aus fossilen Quellen – Probenahme und Bestimmung des radioaktiven Kohlenstoffs);
2. eine andere Methode gemäß Artikel 43 Absatz 4 (b) MVO: eine andere Methode auf der Grundlage einer einschlägigen Norm, einschließlich der Norm ISO 18466 (Emissionen aus stationären Quellen – Ermittlung des biogenen Anteils von CO₂ im Abgas mit der Bilanzmethode);

eine gemäß § 9 EBeV 2030 zugelassene Methode zur Bestimmung eines gesamten Biomasseanteils auf Basis der mengengewichteten Biomasseanteile der einzelnen Abfallgruppen gemäß Anlage 2 Teil 5 EBeV 2030 oder Analyse der Einsätze nach DIN EN ISO 21644.)

6.6.2 Nachweis der Nachhaltigkeit in Fällen des § 2 Absatz 2 Satz 1 BEHG (Inverkehrbringen durch Entstehen der Energiesteuer)

Für Brennstoffe, die durch Entstehen der Energiesteuer gemäß § 2 Absatz 2 Satz 1 BEHG als in Verkehr gebracht gelten, darf der Biomasseanteil grundsätzlich nur dann abgezogen werden, wenn dessen Nachhaltigkeit nach § 8 Absätze 1 beziehungsweise 2 EBeV 2030 nachgewiesen ist. Für Biokraftstoffe und flüssige Bioheizstoffe gelten ab dem 01.01.2023 im Wesentlichen dieselben Anforderungen wie bisher nach § 6 Absatz 1 und 2 EBeV 2022, siehe Kapitel 6.6.2.1. Für feste und gasförmige Bioheizstoffe (Biomasse-Brennstoffe) müssen BEHG-Verantwortliche einen Nachweis über die Nachhaltigkeit des Brennstoffs zum Zeitpunkt des Inverkehrbringens vorlegen, siehe Kapitel 6.6.2.2 und Kapitel 6.6.2.3. Für das Jahr 2023 können Übergangsvorschriften für die Nachweisführung für feste und gasförmige Bioheizstoffe zum Tragen kommen, siehe Kapitel 6.6.2.4.

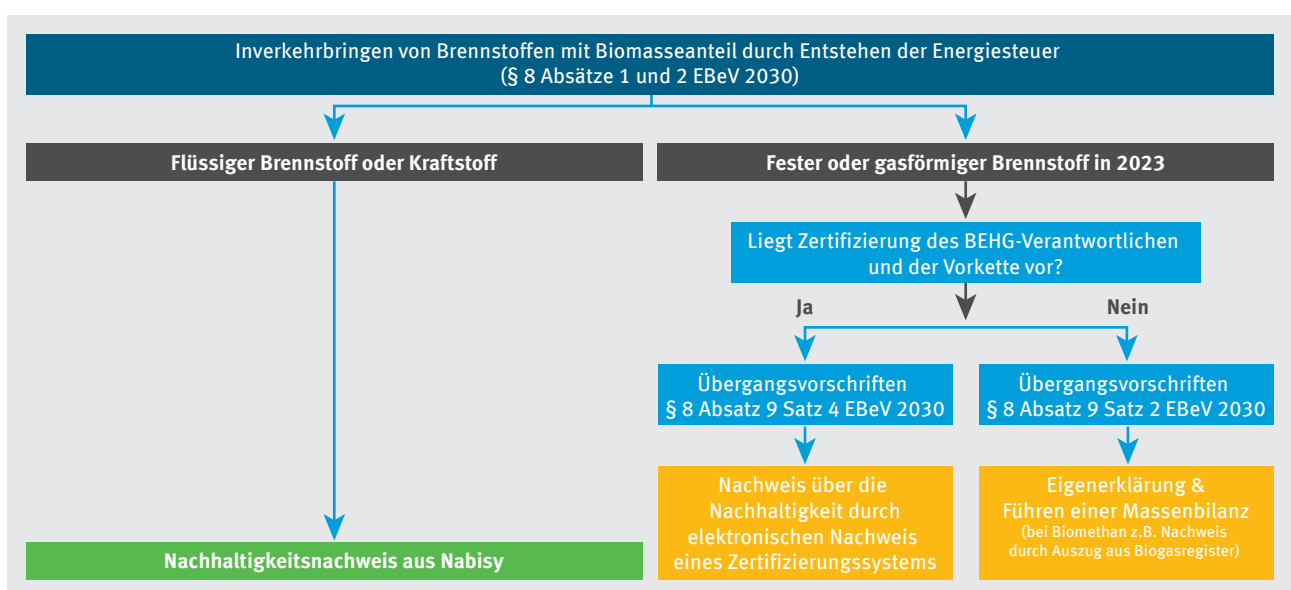


Abbildung 7: Darstellung der notwendigen Nachweise zur Anerkennung des Biomasseanteils in Fällen des § 2 Absatz 2 Satz 1 BEHG (Inverkehrbringen durch Entstehen der Energiesteuer) bei Anwendung von Übergangsbestimmungen im Berichtsjahr 2023

6.6.2.1 Nachweis der Nachhaltigkeit für Kraftstoffe und flüssige Heizstoffe

Für Biokraftstoffe und flüssige Bioheizstoffe gelten ab dem 01.01.2023 im Wesentlichen dieselben Anforderungen wie bisher nach § 6 Absatz 1 und 2 EBeV 2022. Diese sind jetzt in § 8 Absatz 1 EBeV 2030 festgelegt. Grundsätzlich darf ein Emissionsfaktor von Null für den Biomasseanteil eines Kraftstoffs oder flüssigen Heizstoffs nur dann verwendet werden, wenn nachweislich die in der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung oder der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung niedergelegten Nachhaltigkeitsanforderungen erfüllt sind (vergleiche § 7 Absatz 4 Nummer 2 BEHG in Verbindung mit § 8 Absatz 1 EBeV 2030). Liegt kein Nachhaltigkeitsnachweis vor, ist die gesamte Brennstoffmenge (zum Beispiel Benzin oder Diesel) mit den fossilen Berechnungsfaktoren nach Anlage 2 Teil 4 EBeV 2030 in eine fossile Brennstoffemissionsmenge umzurechnen. Für den Anteil des Kraft- oder Heizstoffs, für den die Nachhaltigkeit nicht nachgewiesen werden kann (zum Beispiel Treibhausgasminderung wurde nicht erfüllt), ist die Biomassemenge (zum Beispiel Menge Bioethanol) mit den Berechnungsfaktoren für die Biokomponente nach Anlage 2 Teil 4 EBeV 2030 zu bewerten.

Die Nachweisführung im nEHS setzt damit weiterhin auf das in der Zuständigkeit der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) liegende Nachhaltigkeitsnachweissystem, die Web-Anwendung Nachhaltige-Biomasse-Systeme (Nabisy) auf. Anhand des Nachhaltigkeitsnachweises ist außerdem zu belegen, dass es sich nicht um Biokraftstoffe aus Rohstoffen mit hohem Risiko indirekter Landnutzungsänderung handelt (Beispiel: Palmöl), vergleiche § 8 Absatz 8 EBeV 2030.

Die Erfüllung sämtlicher Nachhaltigkeits- oder Treibhausgasminderungsanforderungen, unter anderem zum Schutz von Flächen mit hohem Naturschutzwert oder Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand, wird durch die Teilnahme der zertifizierungsbedürftigen Betriebe entlang der Herstellungs- und Lieferkette an einem Nachhaltigkeitssystem (zum Beispiel ISCC) kontrolliert und durch ein gültiges Zertifikat bestätigt. Insofern sind die Grundsätze und Anforderungen des verwendeten Zertifizierungssystems zu beachten.

Kraftstoffe

Für Kraftstoffe existiert mit der THG-Quote bereits ein etabliertes System zum Nachweis der Nachhaltigkeit, worauf für die Berichterstattung nach BEHG zurückgegriffen werden kann.

Wie in Kapitel 6.6 bereits beschrieben, gelten die Berechnungsfaktoren für die Kraftstoffe in Anlage 2 Teil 4 EBeV 2030 nur noch für den fossilen Anteil und nicht mehr für eine mittlere Mischung aus fossilen und biogenen Brennstoffen. Zur Ermittlung der Emissionsmenge aus einem in Verkehr gebrachten Kraftstoff wird daher die fossile in Verkehr gebrachte Menge des Brennstoffs bestimmt. Hierzu wird die nachhaltige biogene Brennstoffmenge aus den Nachhaltigkeitsnachweisen (zum Beispiel Bioethanol) von der gesamten in Verkehr gebrachten Menge (zum Beispiel Benzin) abgezogen. Diese fossile Brennstoffmenge wird dann mit den Berechnungsfaktoren multipliziert.

Die folgenden Informationen auf den jeweiligen Anlagen zum Zoll-Formular 1155, die dem Emissionsbericht als Anlagen beizufügen sind, sind für die Bestimmung der Menge an Biokraftstoff von Bedeutung:

- ▶ Typ des Brennstoffs (zum Beispiel ETBE, Biodiesel (FAME) etc.)
- ▶ Nummer des Nachhaltigkeitsnachweises (Spalte b auf der jeweiligen Anlage zum Zoll-Formular 1155)
- ▶ Menge – anrechenbar in Kilogramm, Liter oder Megawattstunde (Spalte e auf der jeweiligen Anlage zum Zoll-Formular 1155).

Dabei muss jedoch beachtet werden, dass im BEHG generell nur solche biogenen Kraftstoffmengen abzugsfähig sind, für die der BEHG-Verantwortliche selbst einen Nachhaltigkeitsnachweis vorweisen kann. Ein Quotenhandel innerhalb der THG-Quote zur Erfüllung der Anforderungen an die Nachhaltigkeit im BEHG ist daher grundsätzlich nicht zulässig. Das gilt sowohl für die Menge, die von einem echten Dritten (das heißt einem nicht Kraftstoffquotenverpflichteten, zum Beispiel einem Hersteller von Bioreinkraftstoffen) an einen Quotenverpflichteten übertragen wurde („Quoteneinkauf“), als auch für den Handel von übernommenen und übertragenen Nachhaltigkeitsnachweisen unter Quotenverpflichteten nach § 37 a Absatz 4 in Verbindung mit Absatz 7 BImSchG.

Heizstoffe

Für Heizstoffe kann nicht auf die THG-Quote zum Nachweis der Nachhaltigkeit zurückgegriffen werden. Hier müssen die Nachhaltigkeitsnachweise aus der Datenbank der Bundesanstalt für Landwirtschaft (Nabisy) direkt verwendet werden. Diese Nachweise gelten teilweise nur für bestimmte Verwendungen (zum Beispiel Strom und Wärme). Da die BEHG-Verantwortlichen in der Regel nicht den Verwendungszweck des Brennstoffs kennen, muss der Nachhaltigkeitsnachweis nur für mindestens einen Verwendungszweck (das heißt entweder für Strom oder Wärme) anerkennungsfähig sein.

Werden Nachhaltigkeitsnachweise in der Lieferkette bis zum BEHG-Verantwortlichen weitergegeben, sind folgende Informationen erforderlich:

- ▶ Nummern der Nachhaltigkeitsnachweise, die weitergereicht wurden (Nachhaltigkeitsteilnachweise); dies ermöglicht die Nachverfolgung, ob steuerfreie Lieferungen korrekt berücksichtigt wurden.
- ▶ Zollformular 1151 zur Abgabe unsteuerter Brennstoffe.
- ▶ Liegt keine steuerfreie Abgabe vor, so können als Vereinfachung die Nummern der nicht aufgetrennten Nachhaltigkeitsteilnachweise angegeben werden.

Des Weiteren sind analoge Informationen wie für Kraftstoffe erforderlich:

- ▶ Typ des Heizstoffs (zum Beispiel Biodiesel (FAME))
- ▶ Menge – anrechenbar in Kilogramm, Liter oder Megawattstunde

Als Nachweis ist dem Emissionsbericht die Massenbilanz gemäß Artikel 30 Erneuerbare-Energien-Richtlinie (REDII) sowie eine Auflistung der zugehörigen Nummern der Nachhaltigkeitsnachweise aus Nabisy mit Brennstoffart und Menge beizufügen.



6.6.2.2 Nachweis der Nachhaltigkeit für feste und gasförmige Heizstoffe

Für feste und gasförmige Bioheizstoffe (Biomasse-Brennstoffe) müssen BEHG-Verantwortliche einen Nachweis über die Nachhaltigkeit des Brennstoffs zum Zeitpunkt des Inverkehrbringens vorlegen. In der Datenbank Nabisy dürfen bislang jedoch nur diejenigen Schnittstellen Nachhaltigkeitsnachweise für feste und gasförmige Biomasse-Brennstoffe ausstellen, die den Brennstoff zur Stromerzeugung verwenden (sogenannte letzte Schnittstellen). Der Nachhaltigkeitsnachweis wird dabei auf die erzeugte Strommenge ausgestellt. Da dem BEHG-Verantwortlichen die spätere Verwendung des Brennstoffs in der Regel aber noch nicht bekannt ist, legt § 8 Absatz 2 EBeV 2030 eigenständige Kriterien für die Zwecke der Berichterstattung im BEHG fest, deren Erfüllung der BEHG-Verantwortliche in einem gesonderten Nachweis dokumentiert. Dabei wird diejenige Schnittstelle als letzte Schnittstelle definiert, die den Biomasse-Brennstoff auf die zur Verbrennung erforderliche Qualitätsstufe aufbereitet (diese kann der BEHG-Verantwortliche selbst oder eine ihm vorgelagerte Schnittstelle sein).

Dieser gesonderte Nachweis nach § 8 Absatz 2 EBeV 2030 kann aktuell weder von vorgelagerten Schnittstellen erstellt noch von BEHG-Verantwortlichen in der Datenbank Nabisy auf das Konto der DEHSt übertragen werden. Die technischen Funktionalitäten müssen in der Datenbank erst noch zur Verfügung gestellt werden (siehe Kapitel 6.6.2.4 für entsprechende Übergangsvorschriften).



Der Nachweis soll belegen, dass der in Verkehr gebrachte Biomasse-Brennstoff die Nachhaltigkeitsanforderungen nach §§ 4 bis 5 der BioSt-NachV erfüllt. Zudem muss der Nachweis die Treibhausgasemissionen der jeweiligen Brennstoffmenge über die gesamte Lieferkette hinweg ausweisen. Ergibt die Treibhausgas-Berechnung auf Basis der in § 8 Absatz 2 EBeV 2030 festgelegten Standardwerte, dass der Emissionswert des Biomasse-Brennstoffs über die gesamte Lieferkette den Wert von 72 Gramm Kohlendioxid-Äquivalent pro Megajoule um mindestens 70 Prozent unterschreitet, gilt die Treibhausgas-Minderungspflicht als erfüllt und die auf den biogenen Anteil entfallenden Emissionen dürfen als nachhaltig von den Gesamtemissionen abgezogen werden. Andernfalls gilt der Biomasse-Brennstoff als nicht nachhaltig und ist wie ein fossiler Brennstoff zu behandeln. Das Treibhausgas-Minderungsziel von 70 Prozent entspricht dem niedrigeren der beiden Reduktionsziele nach § 6 Absatz 2 Nummer 1 BioSt-NachV für den Anlagenbestand mit Inbetriebnahme nach dem 01.01.2021. Bei der Festlegung des Werts von 72 Gramm Kohlendioxid-Äquivalent pro Megajoule wurde bereits ein durchschnittlicher Wirkungsgrad der einsetzenden Anlage von 90 Prozent zugrunde gelegt.

Sobald die entsprechenden Funktionalitäten in der Datenbank Nabisy zur Verfügung stehen, dürfen für die Zwecke der Emissionsberichterstattung nach dem BEHG diejenigen Systemteilnehmer beziehungsweise Schnittstellen Nachhaltigkeitsnachweise erstellen und übertragen, die den Brennstoff auf die für die Verbrennung erforderliche Qualitätsstufe aufbereiten. Eine gültige Zertifizierung ist Zugangsvoraussetzung für die Ausstellung von Nachhaltigkeitsnachweisen in der Datenbank Nabisy.

Bis die entsprechenden Funktionalitäten in der Datenbank Nabisy zur Verfügung stehen, sind für die jährliche Emissionsberichterstattung analoge Informationen wie für flüssige Heizstoffe erforderlich:

- Typ des Heizstoffs (zum Beispiel Biomethan)
- Menge – anrechenbar in Kilogramm, Liter oder Megawattstunde
- Massenbilanz gemäß Artikel 30 Erneuerbarer-Energien-Richtlinie (REDII)

Diese Angaben müssen durch eine gültige Zertifizierung des BEHG-Verantwortlichen abgesichert sein.

6.6.2.3 Nachweisführung bei Anerkennung von Biomethan aus Erdgasnetzen

Emissionen, die auf Biomethan aus dem Erdgasnetz entfallen, können in der jährlichen Emissionsberichterstattung abgezogen werden. Hierzu muss nach § 8 Absatz 2 Satz 5 EBeV 2030 ebenfalls durch einen Nachweis aus der Datenbank Nabisy nachgewiesen werden, dass die entsprechende Menge Biomethan die Nachhaltigkeitsanforderungen der §§ 4 und 5 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung sowie die Treibhausgasminderung nach § 8 Absatz 2 Sätze 2 bis 4 EBeV 2030 erfüllt. Dieser Nachweis belegt auch, dass für den gesamten Transport des Biomethans bis zur Entnahme aus dem Erdgasnetz ein Massenbilanzsystem verwendet wurde.

Die Einhaltung von Nachhaltigkeits- und Treibhausgasminderungskriterien für Biomethanmengen aus dem Ausland ist ebenso durch die Vorlage eines gültigen Nachweises nach § 8 Absatz 2 EBeV zu belegen. Sofern ein Nachhaltigkeitsnachweis für Biomethan aus dem Ausland aus einem ausländischen Register in die Datenbank Nabisy übertragen werden soll, ist eine Ausbuchung aus dem abgebenden Register notwendig. Ein gültiger Nachhaltigkeitsnachweis bestätigt zudem, dass das Biomethan zuvor noch in keinem anderen (ausländischen) Fördersystem anerkannt wurde. Aus Sicht der DEHSt ist so eine unzulässige Doppelförderung ausgeschlossen.

6.6.2.4 Übergangsvorschriften

Mangel an Zertifizierungssystemen oder anerkannten Zertifizierungsstellen

Seit dem Inkrafttreten der Regelungen der RED II müssen zahlreiche Wirtschaftsbeteiligte die Einhaltung von Kriterien für die Nachhaltigkeit und die Einsparung von Treibhausgasemissionen durch eine gültige Zertifizierung nachweisen. Die EU Kommission hat zwar Anerkennungen der ersten freiwilligen Zertifizierungssysteme vorgenommen. Dennoch kann es für eine gewisse Übergangszeit nicht ausreichend Zertifizierungssysteme sowie zugelassene Auditoren anerkannter Zertifizierungsstellen geben, die den entstandenen Bedarf an Zertifizierungen für feste und gasförmige Biomasse-Brennstoffe innerhalb der Nachhaltigkeitsnachweisführung bedienen können. Es ist daher mit einem Engpass an geeigneten Zertifizierungssystemen oder zugelassener Auditoren anerkannter Zertifizierungsstellen im Bereich fester und gasförmiger Biomasse-Brennstoffe zum Start des Berichtsjahres 2023 im BEHG zu rechnen.

In diesem Fall hat der BEHG-Verantwortliche durch eine bei der DEHSt einzureichende Eigenerklärung glaubhaft zu machen, dass er umgehend die für eine Zertifizierung notwendigen Vorbereitungen getroffen hat und dass ihm die nach der EBeV 2030 vorgesehene Nachweisführung ausschließlich mangels anerkannter Zertifizierungssysteme oder mangels Verfügbarkeit zugelassener Auditoren anerkannter Zertifizierungsstellen nicht möglich war. Dafür stellt die DEHSt ein entsprechendes Muster zur Verfügung, welches verpflichtend genutzt werden muss.

Im Einzelnen:

Von der Übergangsvorschrift nach § 8 Absatz 9 Nummer 1 EBeV 2030 dürfen nur BEHG-Verantwortliche Gebrauch machen, die feste und gasförmige Biomasse-Brennstoffe in Verkehr bringen, die nach Novellierung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) erstmals der Zertifizierungspflicht unterliegen. Der BEHG-Verantwortliche darf den Biomasseanteil ohne Vorlage eines Nachhaltigkeitsnachweises nur für den Zeitraum abziehen, in dem ihm die vorgesehene Nachweisführung, das heißt die Zertifizierung seines Unternehmens oder der Unternehmen in seiner Vorkette unmöglich war. Sind der BEHG-Verantwortliche und ihm vorgelagerte Schnittstellen und Lieferanten bereits zertifiziert, darf von der Übergangsregelung nicht Gebrauch gemacht werden. In diesem Fall muss der BEHG-Verantwortliche die Nachhaltigkeit durch die Vorlage eines elektronischen Nachweises eines Zertifizierungssystems belegen.

Die Zertifizierung ist umgehend in die Wege zu leiten, um sie frühestmöglich abzuschließen. Bei schuldhaften Verzögerungen auf Seiten des BEHG-Verantwortlichen kann die DEHSt die Inanspruchnahme der Übergangsregelung im Rahmen der Emissionsberichtsprüfung ablehnen. Das hätte zur Folge, dass der Biomasse-Brennstoff für die Zeit der schuldhaften Verzögerung als nicht nachhaltig gilt und wie ein fossiler Brennstoff zu behandeln ist. Nach erfolgreicher Plausibilitätskontrolle erkennt die DEHSt den Abzug der biogenen Emissionen im Emissionsbericht bis zu dem Zeitpunkt der Erstzertifizierung an.



Die Inanspruchnahme der Übergangsregelung entbindet zudem nicht von der Pflicht, die Anforderungen nach § 8 Absatz 2 EBeV 2030 beziehungsweise §§ 4 bis 5 BioStNachV zu erfüllen. Das heißt, der BEHG-Verantwortliche ist unter anderem auch zur Führung einer Massenbilanz für Biomasse-Brennstoffe nach den Vorgaben eines Zertifizierungssystems verpflichtet.

Soll von der Übergangsregelung Gebrauch gemacht werden, ist mit dem Emissionsbericht für das Jahr 2023 eine Eigenerklärung mit folgenden weiteren Anlagen einzureichen:

- ▶ **§ 8 Absatz 1 Fall 1 EBeV 2030 – kein Zertifizierungssystem:** Eine Reihe von Zertifizierungssystemen, die von der EU-Kommission bereits anerkannt wurden, haben ihre Tätigkeit bereits aufgenommen. Wird von dieser Option Gebrauch gemacht, ist zu belegen, dass eine Aufnahme als Teilnehmer an dem Zertifizierungssystem aus Kapazitätsgründen nicht möglich ist. Der Beleg (zum Beispiel: ablehnendes Antwortschreiben des Zertifizierungssystems) ist dem Antrag beizufügen.
- ▶ **§ 8 Absatz 1 Fall 2 EBeV 2030 – keine Zertifizierungsstellen:** Kann der Nachweis mangels Verfügbarkeit zugelassener Auditoren anerkannter Zertifizierungsstellen nicht erbracht werden, ist durch die Zertifizierungsstelle zu bestätigen, dass kein Auditor zur Verfügung steht und aus diesem Grund eine Zertifizierung nicht möglich ist. Der Vertrag mit der Zertifizierungsstelle muss umgehend in die Wege geleitet werden. Der Eigenerklärung sind sowohl der Nachweis über die Teilnahme an einem freiwilligen Zertifizierungssystem (Vertrag oder Bestätigung des Systems) sowie der Vertrag mit einer Zertifizierungsstelle beizulegen. Wurde der Vertrag nicht abgeschlossen, ist der bei der Zertifizierungsstelle gestellte Antrag einschließlich einer Erklärung zum Bearbeitungsstand oder der Einschätzung der Zertifizierungsstelle hinsichtlich der Aussicht auf Vertragsabschluss oder Durchführung des Audits beizufügen.
- ▶ Nehmen die vorgelagerten Schnittstellen ebenfalls die Übergangsregelung in Anspruch, so lässt sich der BEHG-Verantwortliche von seinen vorgelagerten Schnittstellen oder Lieferanten die vorbezeichneten Unterlagen vorlegen und reicht sie mit der Eigenerklärung und dem Emissionsbericht bei der DEHSt ein.

Für Biomethan ist für die Zeit, in der noch keine Zertifizierung möglich ist, neben der Eigenerklärung weiterhin ein massenbilanzieller Nachweis zu führen, der die bereits in der Startphase geltenden Anforderungen nach § 6 Absatz 3 EBeV 2022 erfüllt. Wir verweisen hierzu auf die Ausführungen in unserem Leitfaden zum Anwendungsbereich sowie zur Überwachung und Berichterstattung von CO₂-Emissionen für das nationale Emissionshandelssystem 2021 und 2022, Kapitel 6.5.2.1. Dabei muss berücksichtigt werden, dass die Berichterstattung nach EBeV 2030 auf heizwertbezogenen Emissionsfaktoren basiert. Die aus Biomasse stammende, brennwertbezogene Energiemenge, die den Nachweisen zu entnehmen ist, muss in die heizwertbezogene Energiemenge umgerechnet werden.

Ausbleiben der technischen Umsetzung in Nabisy

Erst nach Inkrafttreten der Regelungen der EBeV 2030 können die technischen Funktionalitäten zur Erstellung von Nachweisen nach § 8 Absatz 2 EBeV 2030 in der Datenbank Nabisy umgesetzt und zur Verfügung gestellt werden. Es kann daher für eine gewisse Übergangszeit dazu kommen, dass es zwar ausreichend Zertifizierungsstellen gibt, aber die notwendigen Funktionalitäten zur Erstellung von Nachweisen für das BEHG in der Datenbank Nabisy fehlen. In dieser Übergangszeit erkennt die DEHSt für den Abzug des Biomasseanteils die Nachweise von anerkannten freiwilligen Zertifizierungssystemen an. Diese sind bis zur Verfügbarkeit des Nachweises nach § 8 Absatz 2 EBeV in Nabisy, mit dem Emissionsbericht für das Berichtsjahr 2023 einzureichen. Die DEHSt informiert per Newsletter, ab wann die Funktionalitäten in der Datenbank Nabisy zur Verfügung stehen.

6.6.3 Nachweis der Treibhausgasminderung in Fällen des § 2 Absatz 2a BEHG (Inverkehrbringen durch Verwendung in Abfallverbrennungsanlagen)

Abfälle sind ab dem 01.01.2023 als Brennstoffe vom nEHS umfasst, unterliegen jedoch erst ab dem Jahr 2024 der Berichtspflicht. Der nachfolgend verwendete Begriff „Abfallbrennstoff“ bezeichnet einen Abfall, der durch eine sechsstellige Abfallschlüsselnummer sowie der Abfallbezeichnung nach § 2 der Verordnung über das Europäische Abfallverzeichnis (Abfallverzeichnis-Verordnung – AVV) erfasst ist. BEHG-Verantwortliche (Anlagenbetreiber der Abfallverbrennungsanlagen) müssen für Abfallbrennstoffe mit Biomasseanteil, die ab dem Jahr 2024 in der Anlage eingesetzt werden, grundsätzlich einen Nachweis über die Erfüllung der in § 9 EBeV 2030 festgelegten Kriterien mit dem Emissionsbericht einreichen, um den Biomasseanteil der eingesetzten Abfallbrennstoffe abziehen zu dürfen. Diese Kriterien umfassen

- ▶ Betriebs-/Einsatztagebuch über die in der Abfallverbrennungsanlage eingesetzten Abfallbrennstoffe (aufgeschlüsselt nach AVV-Nummern und Mengen) und
- ▶ Berechnung der Treibhausgasminderung für den jeweiligen Abfallbrennstoff.

Ausnahmen sind Siedlungsabfall mit einer AVV-Nummer nach Kapitel 20 der Abfallverzeichnis-Verordnung und Klärschlamm, aus dem Wärme erzeugt wird, die ausschließlich für Trocknungsprozesse genutzt wird. Für diese muss keine Berechnung der Treibhausgasminderung erbracht werden. Jedoch muss bei Siedlungsabfall nachgewiesen sein, dass es sich um Siedlungsabfall handelt (durch Eintrag im Betriebs-/Einsatztagebuch). Bei Klärschlamm bedarf es einer Selbsterklärung, dass die Wärme ausschließlich zu Trocknungsprozessen genutzt wird.

Darüber hinaus ist keine Berechnung der Treibhausgasminderung erforderlich, wenn die Abfallverbrennungsanlage vor dem Jahr 2021 in Betrieb genommen wurde. Inbetriebnahme bedeutet, dass die Abfallverbrennungsanlage bereits vor dem Jahr 2021 Abfallbrennstoffe nach Anlage 2 Teil 5 EBeV 2030 mit Biomasseanteil eingesetzt hat. Für diesen Nachweis muss der Anlagenbetreiber darlegen, dass

- ▶ einer der Abfallbrennstoffe mit Abfallschlüsselnummer, die von einem der Brennstoffe nach Nummer 1 bis 7 Anlage 2 Teil 5 EBeV 2030 umfasst ist, bereits vor 2021 in seiner Abfallverbrennungsanlage eingesetzt wurde.
- ▶ Wurde keine der von Nummer 1 bis 7 Anlage 2 Teil 5 EBeV 2030 umfassten Abfallschlüsselnummern vor dem Jahr 2021 eingesetzt, muss der Nachweis für einen Abfallbrennstoff erbracht werden, der von Nummer 8 Anlage 2 Teil 5 EBeV 2030 umfasst ist („alle übrigen Abfälle“). Da Anlage 2 Teil 5 EBeV 2030 für diesen einen Standardwert für den Biomasseanteil von null Prozent vorsieht, kommt es darauf an, ob der Anlagenbetreiber den Biomasseanteil des Abfallbrennstoffs für den Emissionsbericht mittels individueller Methode nach Anlage 4 Teil 2 EBeV 2030 ermittelt. In den meisten Fällen ist davon auszugehen, dass keine Rückstellproben mehr vorhanden sind, um zu zeigen, dass der Brennstoff auch in der Vergangenheit bereits einen Biomasseanteil aufgewiesen hat. In diesem Fall kann der Anlagenbetreiber mit aktuellen Analyseergebnissen auf Basis einer individuellen Methode nach Anlage 4 Teil 2 EBeV 2030 und einem Beleg, dass der analysierte Brennstoff auch vor 2021 eingesetzt wurde (zum Beispiel durch Lieferscheine vom selben Lieferanten), die notwendigen Nachweise liefern.

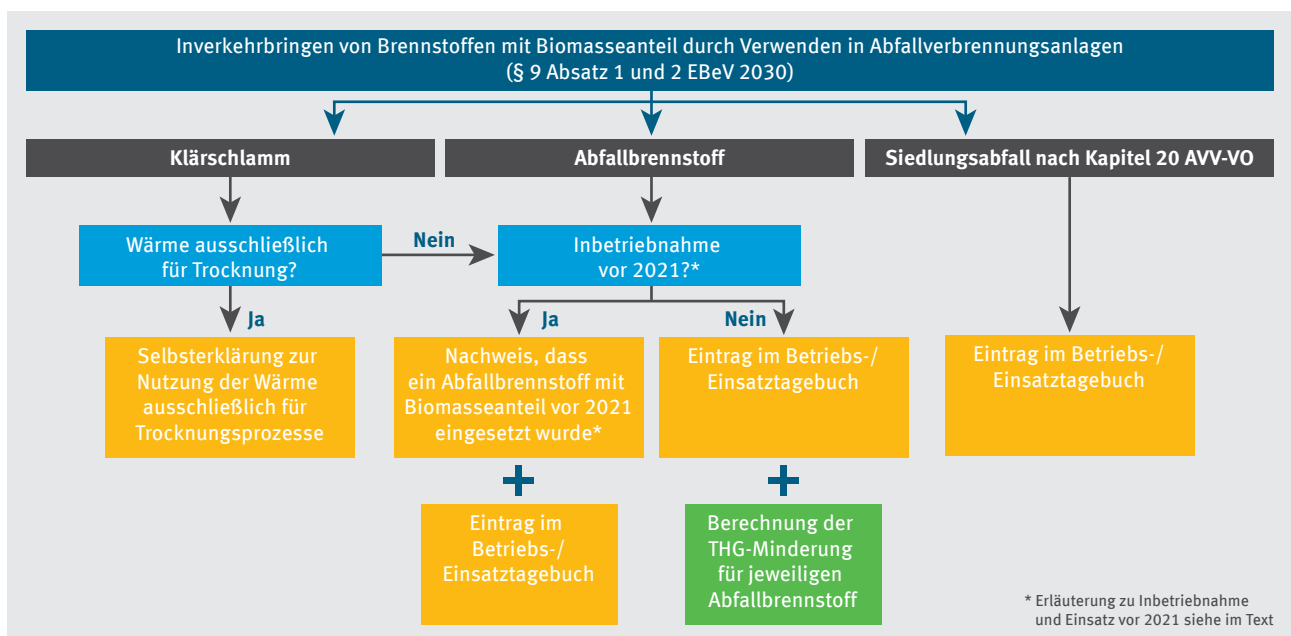


Abbildung 8: Darstellung der notwendigen Nachweise zur Anerkennung des Biomasseanteils in Fällen des § 2 Absatz 2a BEHG (bei Inverkehrbringen durch Verwenden in Abfallverbrennungsanlagen)

Die Berechnung der Treibhausgasminderung muss folgende Punkte enthalten:

- ▶ Darstellung der Berechnung des Treibhausgas-Minderungspotenzials nach § 6 Absatz 2 BioSt-NachV. Hierbei sind für die Berechnung mindestens die Treibhausgase aus der Aufbereitung und dem Transport des Abfalls zum Verbrennungsort zu berücksichtigen, nicht jedoch die Emissionen des Produktionsprozesses, in dem der Abfall entsteht.
- ▶ Zusammenfassung der Ergebnisse mit folgenden Angaben:
 - ▶ Treibhausgasemissionen bezogen auf erzeugte Strom- und Wärmemengen (g CO₂-Äq/MJ); zur Berechnung dieser siehe Anhang VI Teil B Nummer 1 Buchstabe d) Richtlinie (EU) 2018/2001.
 - ▶ Vergleichswert für fossile Brennstoffe: Hier ist entsprechend der Verwendung des Brennstoffs (zur Stromerzeugung oder zur Wärmeerzeugung) der Wert nach Anhang V Teil C Nummer 19 oder Anhang VI Teil B Nummer 19 der Richtlinie (EU) 2018/2001 zu verwenden (g CO₂-Äq/MJ).
 - ▶ Treibhausgasminderung in Prozent, siehe Anhang VI Teil B Nummer 3 Buchstabe b) Richtlinie (EU) 2018/2001.

Sofern der Biomasseanteil nach einer der in Kapitel 6.6.1.2 genannten Methoden Nummer 1 oder Nummer 2 ermittelt werden sollen, ist die Treibhausgasminderung für den vollständigen Einsatz zu belegen (da die Treibhausgasminderung nicht mehr auf die einzelnen Brennstoffe zurückführbar ist).

Anforderungen an die jährliche Überprüfung nach § 9 Absatz 2 Satz 2 EBeV

Für Abfallbrennstoffe mit Biomasseanteil muss der BEHG-Verantwortliche einer Prüfstelle, einem Umweltgutachter oder Umweltgutachterorganisation oder einer Zertifizierungsstelle verlässliche Informationen vorlegen, welche die Einhaltung der oben genannten Anforderungen nach § 9 EBeV 2030 dokumentieren (das heißt die zu den AVV-Nummern zugeordneten Mengen der eingesetzten Abfallbrennstoffe sowie die Berechnung der Treibhausgasminderung). Die Überprüfung erstreckt sich einerseits auf diese Kriterien, aber auch auf die Zuverlässigkeit der Daten, das heißt, ob die verwendeten Belege und Erklärungen genau, verlässlich und betrugssicher sind. Prüfstellen, Umweltgutachter oder Zertifizierungsstellen gewährleisten durch unabhängige Audits eine angemessene neutrale Kontrolle. Die Auditergebnisse zu § 9 EBeV 2030 sind zu bewerten, zu dokumentieren und von der prüfenden Stelle dem Emissionsbericht beizufügen.

6.7 Abzugsfähige Emissionen zur Vermeidung der Doppelerfassung (§ 16 EBeV 2030)

Die EBeV 2030 berücksichtigt mit § 16 Absatz 1 mehrere Fälle, in denen Brennstoffmengen bereits Gegenstand eines Emissionsberichts eines BEHG-Verantwortlichen sind. Für diese Brennstoffmengen sollen nicht erneut Emissionszertifikate abgegeben werden. Weiterhin berücksichtigt § 16 Absatz 1 EBeV 2030 Fälle von Brennstoffmengen, bei denen Energiesteuer entstanden ist, die jedoch nicht nach Deutschland geliefert wurden oder nicht in Deutschland verbleiben (Überblick siehe Tabelle 3 im Anhang 2).

Der BEHG-Verantwortliche kann für den Abzug nach § 16 Absatz 1 Nummer 1 bis 11 EBeV 2030 grundsätzlich nur Brennstoffmengen geltend machen, die durch ihn selbst entlastet wurden. Hiermit wird jedoch nicht vorausgesetzt, dass Steuerschuldner und Entlastungsberechtigter identisch sind (wenngleich es Tatbestände gibt, bei denen dies der Fall sein kann). Zum Beispiel ist der Steuerschuldner (= Steuerlagerinhaber A) im Falle einer Entlastung für die Aufnahme von nachweislich versteuerten, nicht gebrauchten Energieerzeugnissen im Sinne des § 4 EnergieStG in ein Steuerlager nicht identisch mit dem Entlastungsberechtigten (Steuerlagerinhaber B). Jedoch können Steuerlagerinhaber A und Steuerlagerinhaber B nur die durch sie selbst nach § 16 EBeV 2030 entlasteten Tatbestände für den Abzug geltend machen. Steuerlagerinhaber A kann nicht die Entlastung von Steuerlagerinhaber B in Abzug bringen. Ist der Entlastungsberechtigte kein BEHG-Verantwortlicher, kann die Entlastung nicht angesetzt werden.

Ausnahme: Im Falle des Verantwortlichen nach § 3 Nummer 3 d) BEHG (Einlagerer) können die Entlastungen des Steuerlagerinhabers für die eingelagerten Brennstoffmengen durch den Verantwortlichen berücksichtigt werden.

Erstattungen und Vergütungen aufgrund von Abtretung, Verpfändung oder Pfändung nach § 46 Absatz 1 der Abgabenordnung (AO) bleiben unberücksichtigt.



6.7.1 Voraussetzungen für die Anerkennung abzugsfähiger Emissionen zur Vermeidung der Doppelerfassung (§ 16 Absatz 1 EBeV 2030)

Für die Anerkennung der abzugsfähigen Brennstoffemissionen dienen entsprechende Energiesteueranmeldungen, Entlastungsanträge und, soweit vorliegend, Bescheide des Hauptzollamts als Nachweise. Liegt kein Entlastungsbescheid vor, ist neben dem Entlastungsantrag die Zustimmung des Hauptzollamts nach § 168 Satz 2 der Abgabenordnung (AO) als Nachweis vorzuhalten. Das heißt, dass in diesem Fall die formlose Zustimmung des Hauptzollamts oder ein Auszahlungsnachweis, der dem Entlastungsantrag entspricht, als Nachweis dient. Bei Entlastungen, die mit den Energiesteueranmeldungen verrechnet werden, liegen formlose Zustimmungen oder Auszahlungsnachweise seitens des Hauptzollamtes nicht vor. In diesem Fall sind die entsprechenden Energiesteueranmeldungen (gegebenenfalls zuzüglich der Steuerberichtigungen zu entsprechenden Steueranmeldungen) als Nachweis ausreichend.

In den Fällen der Nummern 1, 2 und 6 des § 16 Absatz 1 EBeV 2030 kann der BEHG-Verantwortliche die Brennstoffmengen in dem Emissionsbericht des Kalenderjahres geltend machen, in dem die Entlastung wirksam wird. Hier stehen die zu Grunde liegende Steuerentstehung und/oder die tatsächlichen Voraussetzungen für diese Entlastungen häufig erst nach dem 31.07. des Kalenderjahres fest, welches auf das Kalenderjahr folgt, in dem Energiesteuer für den Brennstoff entstanden ist (zum Beispiel Frist von drei Jahren für den Nachweis, dass die Unregelmäßigkeit bei der Beförderung in einem anderen Mitgliedsstaat aufgetreten ist).

In den Fällen der Nummern 3 bis 5 und 7 bis 11 des § 16 Absatz 1 EBeV 2030 liegen die tatsächlichen Voraussetzungen für die Entlastung mit Abschluss des Kalenderjahres vor, sodass der Abzug im Emissionsbericht für dasselbe Kalenderjahr vorzunehmen ist, für das die Entlastung vorgenommen wurde.

6.7.2 Entlastung für die stoffliche Verwendung von Erdgas (§ 16 Absatz 4 EBeV 2030)

Darüber hinaus ist ein Abzug auch in Fällen der stofflichen Verwendung von Erdgas möglich (vergleiche § 16 Absatz 4 EBeV 2030). Die BEHG-Pflicht für die Brennstoffemissionen aus Erdgas entstehen mit der Entnahme des Erdgases und können bei Erdgas auch nicht im Direktlieferverhältnis vermieden werden. Nach § 47 Absatz 1 Nummer 3 des EnergieStG erhält der Verwender (Erdgasabnehmer) die steuerliche Entlastung. Auch wenn in diesen Fällen keine Identität zwischen dem BEHG-Verantwortlichen und dem Verwender des Erdgases besteht, kann der BEHG-Verantwortliche einen Abzug von den zu berichtenden Brennstoffemissionen dann vornehmen, wenn ihm der Verwender geeignete Nachweisdokumente, den Entlastungsantrag und, soweit vorliegend, Bescheide des Hauptzollamts, rechtzeitig vor Erstellung des Emissionsberichts zur Verfügung stellt. Liegt kein Entlastungsbescheid vor, ist neben dem Entlastungsantrag die Zustimmung des Hauptzollamts nach § 168 Satz 2 AO als Nachweis vorzuhalten. Das heißt, dass in diesem Fall die formlose Zustimmung des Hauptzollamts oder ein Auszahlungsnachweis, der dem Entlastungsantrag entspricht, als Nachweis dient.

Zur Sicherstellung, dass die betreffenden Mengen nicht mehrfach weitergereicht und geltend gemacht werden können, hat der BEHG-Verantwortliche eine versichernde Erklärung des entlastenden Verwenders einzureichen. Der Verwender versichert, dass er die Entlastungen nicht selbst im Rahmen der Berichterstattung geltend gemacht oder einem anderen BEHG-Verantwortlichen zur Geltendmachung zur Verfügung gestellt hat.



Um einen Doppelabzug zu vermeiden, ist der Abzug gemäß § 16 Absatz 4 EBeV 2030 nicht zulässig, wenn das Erdgas stofflich in einer dem EU-ETS unterliegenden Anlage verwendet wird. Da die Emissionen aus Erdgas im Emissionsbericht nach § 5 des TEHG berichtet werden, können diese nach § 7 Absatz 5 BEHG unter den Voraussetzungen des § 17 EBeV 2030 abgezogen werden (siehe Kapitel 6.8).

6.7.3 Entlastung bei Entnahmefiktion für Erdgas (§ 16 Absatz 5 EBeV 2030)

Weiterhin ist ein Abzug auch in Fällen der Doppelerfassung aufgrund der Entnahmefiktion nach § 38 Absatz 5 Satz 1 EnergieStG von Erdgas möglich (vergleiche § 16 Absatz 5 EBeV 2030).

Der BEHG-Verantwortliche kann in diesen Fällen eine entsprechende Menge Erdgas abziehen, die durch den BEHG-Verantwortlichen gemäß § 38 Absatz 1 in Verbindung mit Absatz 5 des EnergieStG in Verkehr gebracht wurden und durch den BEHG-Verantwortlichen selbst oder einen Dritten (Erdgaskunde) nachweislich nach § 38 Absatz 5 Satz 3 EnergieStG für dasselbe Kalenderjahr entlastet wurden. Die Anerkennung von Nachweisen eines Erdgaskunden berücksichtigt insbesondere Fälle, in denen die Steuer ausschließlich aufgrund der Fiktion nach § 38 Absatz 5 Satz 1 EnergieStG entsteht, es jedoch im Anschluss nicht zu einer Energiesteuerentstehung kommt, da der Erdgaskunde selbst weiterliefert, ohne dass es zu einer direkt folgenden Entnahme des Erdgases kommt. Das heißt, dass die BEHG-Pflicht und die Entlastung nicht zwingend beim selben Unternehmen erfolgen konnte.

Auch wenn keine Identität zwischen dem BEHG-Verantwortlichen und dem Erdgaskunden besteht, kann der BEHG-Verantwortliche einen Abzug von den zu berichtenden Brennstoffemissionen vornehmen. Hierfür muss ihm der Erdgaskunde geeignete Nachweisdokumente, den Entlastungsantrag und, soweit vorliegend, Bescheide des Hauptzollamts rechtzeitig vor Erstellung des Emissionsberichts zur Verfügung stellen. Liegt kein Entlastungsbescheid vor, ist neben dem Entlastungsantrag die Zustimmung des Hauptzollamts nach § 168 Satz 2 der Abgabenordnung als Nachweis vorzuhalten. Das heißt, dass in diesem Fall die formlose Zustimmung des Hauptzollamts oder ein Auszahlungsnachweis, der dem Entlastungsantrag entspricht, als Nachweis dient.

Um sicherzustellen, dass die betreffenden Mengen nicht mehrmals weitergereicht und geltend gemacht werden können, hat der BEHG-Verantwortliche eine formlose versichernde Erklärung des entlasteten Erdgaskunden einzureichen. Der Erdgaskunde versichert, dass er die Entlastungen nicht selbst im Rahmen der Berichterstattung geltend gemacht oder einem anderen BEHG-Verantwortlichen zur Geltendmachung zur Verfügung gestellt hat.

6.7.4 Ermittlung der abzugsfähigen Emissionen zur Vermeidung der Doppelerfassung

Zur Ermittlung der abzugsfähigen Emissionen wird die Menge des Brennstoffs, die einen in § 16 EBeV 2030 aufgeführten Tatbestand erfüllt, mit dem Umrechnungsfaktor, dem Heizwert und dem Emissionsfaktor aus Anlage 2 Teil 4 EBeV 2030 multipliziert.

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

Menge_{Brennstoff_erneut_in_Verkehr} die nach § 5 Absatz 2 und § 16 EBeV 2030 ermittelte Brennstoffmenge

Formel 4: Formel zur Berechnung von abzugsfähigen Brennstoffemissionen zur Vermeidung der Doppelerfassung

6.8 Abzugsfähige Emissionen zur Vermeidung der Doppelbelastung (§ 17 EBeV 2030)

Die von einem BEHG-Verantwortlichen an ein Unternehmen gelieferte Brennstoffmenge, die zum Einsatz in einer oder mehreren EU-ETS-Anlagen vorgesehen ist (im Folgenden: Liefermenge_{EU-ETS}), ist bereits Gegenstand der nach § 5 des TEHG zu erstellenden Emissionsberichte. Durch die Möglichkeit des Abzugs der Emissionen aus dieser Liefermenge_{EU-ETS} nach § 7 Absatz 5 BEHG in Verbindung mit § 17 EBeV 2030 von den im nEHS zu berichtenden Emissionen wird erreicht, dass der BEHG-Verantwortliche für diese Brennstoffemissionsmenge keine Emissionszertifikate erwerben und abgeben muss.

Abbildung 9 veranschaulicht die grundsätzlich notwendigen Erklärungen, Angaben und Nachweise für den gemäß § 17 und Anlage 5 EBeV 2030 festgelegten Ansatz zur Vermeidung der Doppelbelastung. In den folgenden Kapiteln wird die Systematik zur Vermeidung der Doppelbelastung genauer beschrieben. Detaillierte Hinweise für Betreiber von EU-ETS-Anlagen zur Erfassung von Daten im Zusammenhang mit der Vermeidung der Doppelbelastung sind im Leitfaden zum Zusammenwirken EU-ETS und nEHS¹⁷ zu finden.

¹⁷ www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/stationaere_anlagen/2021-2030/Leitfaden-euets-nehs.pdf

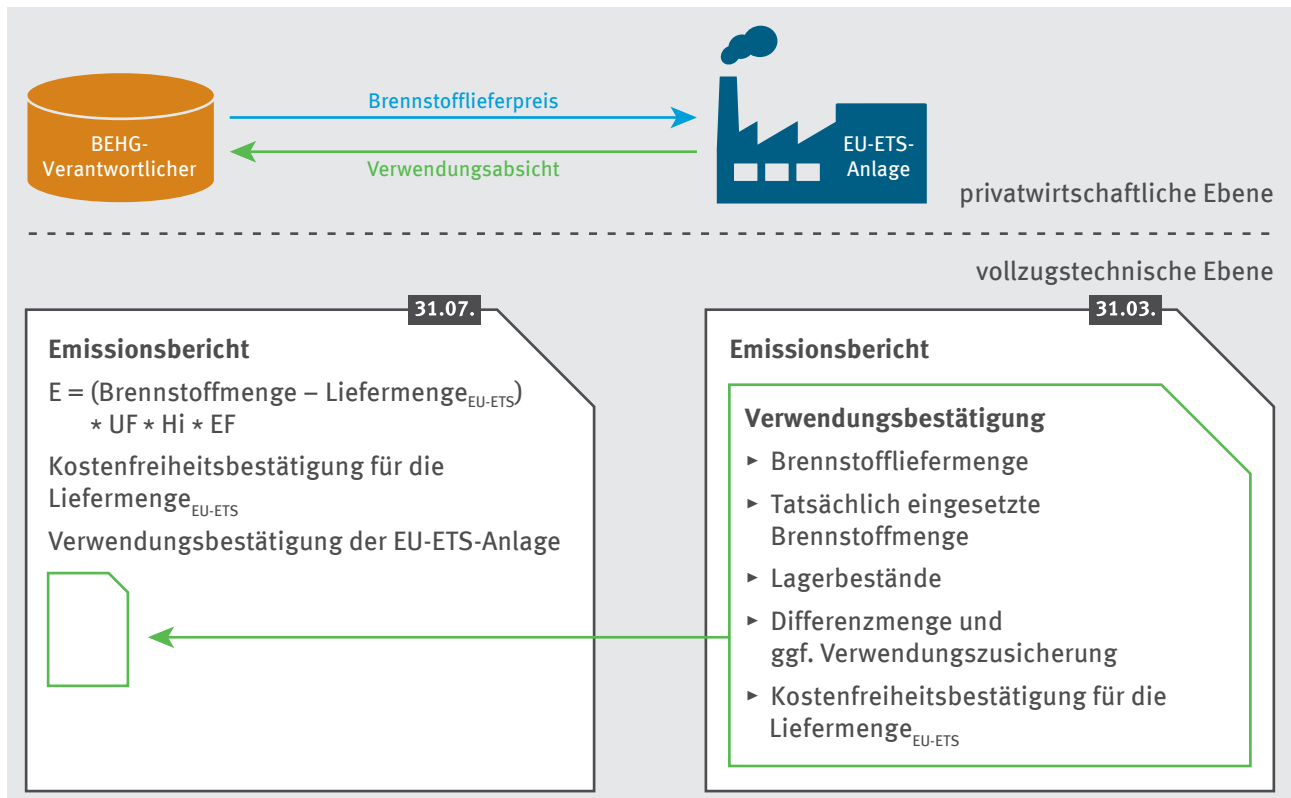


Abbildung 9: Schematische Darstellung der privatwirtschaftlichen und vollzugstechnischen Ebene für den Abzug von Brennstoffmengen nach § 17 EBeV 2030

Die nach § 17 EBeV 2030 abzugsfähigen Brennstoffemissionen werden auf Grundlage folgender Formel berechnet:

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

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

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

Formel 5: Formel zur Berechnung der abzugsfähigen Brennstoffemissionen zur Vermeidung der Doppelbelastung

In diesem Zusammenhang werden Anlagen, die nach §§ 16 ff der EHV 2030 als sogenannte Kleinemittenten von einzelnen Pflichten des EU-ETS befreit sind, aufgrund ihrer Verpflichtungen zu gleichwertigen Maßnahmen analog zu EU-ETS-Anlagen behandelt. Auch Betreiber dieser Anlagen können daher von den Vorteilen der Abzugsmöglichkeiten nach § 17 EBeV 2030 profitieren.

6.8.1 Privatwirtschaftliche Ebene

Auf Basis der privatrechtlichen Absichtserklärung (Verwendungsabsichtserklärung) des EU-ETS-Anlagebetreibers kann der BEHG-Verantwortliche davon ausgehen, dass die Liefermenge_{EU-ETS} auch in dem belieferten Unternehmen und den dazugehörigen EU-ETS-Anlagen eingesetzt wird. Dabei werden von der EU-ETS-Anlage eingelagerte Mengen als **„zum Einsatz in einer dem EU-ETS unterliegenden Anlage vorgesehene Mengen“** behandelt.

Zum Zeitpunkt der Lieferung oder der Preisgestaltung auf privatwirtschaftlicher Ebene dient die Verwendungsabsichtserklärung des EU-ETS-Anlagenbetreibers dem BEHG-Verantwortlichen zur Ermittlung der Liefermenge_{EU-ETS} im Kalenderjahr, die ohne CO₂-Kosten aufgrund des nEHS an EU-ETS-Anlagen geliefert werden kann. Im Verhältnis zwischen dem BEHG-Verantwortlichen und dem Betreiber der EU-ETS-Anlage besteht durch die Abzugsmöglichkeit bereits zum Zeitpunkt der Lieferung keine Veranlassung, CO₂-Kosten aufgrund des nEHS weiterzugeben.

In der Verwendungsabsichtserklärung des EU-ETS-Anlagenbetreibers ist anzugeben, ob die komplette Brennstoffliefermenge oder nur ein Teil davon zum Einsatz in der EU-ETS-Anlage vorgesehen ist. Sofern nur ein Teil für diese Verwendung vorgesehen ist, da zum Beispiel die belieferte EU-ETS-Anlage an andere Anlagen weiterliefert und/oder Abgänge an nicht EU-ETS-Verwendungen vorliegen (im Folgenden als „Abgänge“ bezeichnet), ist dies realistisch vom EU-ETS-Anlagenbetreiber zu schätzen (zum Beispiel auf Basis historischer Daten der Abgänge). Diese geschätzten Abgänge sind **nicht** „zum Einsatz in einer dem EU-ETS unterliegenden Anlage vorgesehen“ und damit mit CO₂-Kosten aufgrund des nEHS zu belasten. Abgänge an andere EU-ETS-Anlagen (indirekte Lieferung) können nur ohne CO₂-Kosten aufgrund des nEHS vom BEHG-Verantwortlichen geliefert werden, wenn die Verwendungsabsichtserklärung der Betreiber dieser EU-ETS-Anlagen zum BEHG-Verantwortlichen durchgereicht wird.

In der folgenden Tabelle werden Beispiele für Verwendungsabsichtserklärungen genannt. Darüber hinaus wird auf die Konsequenzen der unterschiedlichen Ausgestaltung der Verwendungsabsichtserklärung auf die Emissionsberichterstattung des BEHG-Verantwortlichen eingegangen. Ziel sollte es sein, die Verwendungsabsichtserklärung so zu vereinbaren, dass die Liefermenge_{EU-ETS} möglichst exakt die in der EU-ETS-Anlage zum Einsatz vorgesehene Menge abbildet.

Tabelle 2: Beispiele für Verwendungsabsichtserklärungen und Beschreibung der Konsequenzen für die Emissionsberichterstattung des BEHG-Verantwortlichen

Bsp. Nr.	Annahme	Verwendungsabsichtserklärung	Konsequenz für die Emissionsberichterstattung des BEHG-Verantwortlichen
1	Es existieren keine Abgänge	Die komplette Liefermenge wird in der EU-ETS-Anlage eingesetzt. Die Verwendungsabsichtserklärung des EU-ETS-Anlagenbetreibers sollte in diesem Fall eine allgemeine Zusicherung enthalten, dass die gesamte gelieferte und in Rechnungen gestellte Menge (Liefermenge _{EU-ETS}) in der EU-ETS-Anlage eingesetzt wird.	Die Liefermenge _{EU-ETS} entspricht der in der EU-ETS-Anlage tatsächlich eingesetzten Brennstoffmenge (ggf. zzgl. der Mengen, die ins Lager gingen und zum Einsatz vorgesehen sind). Voraussetzung für die Übereinstimmung der Mengen ist, dass zur Bestimmung der Mengen auf identische Mengenerfassungen zurückgegriffen wird (siehe Beispiel 1 in Anhang 3).
2a	Es existieren Abgänge	Aufgrund des Lieferverhältnisses zwischen BEHG-Verantwortlichen und EU-ETS-Anlagenbetreiber ist es möglich, die Verwendungsabsichtserklärung so aufzusetzen, dass diese auf die konkrete, im Kalenderjahr von der EU-ETS-Anlage eingesetzte Menge abstellt. Bei regelmäßiger Abrechnung (z. B. monatlich) können die tatsächlichen Abgänge von der EU-ETS-Anlage rechtzeitig mitgeteilt werden, um diese bei der Rechnungsstellung bereits zu berücksichtigen, oder es besteht die Möglichkeit der Nachverhandlung.	Die Menge, die durch die Verwendungsabsichtserklärung abgedeckt ist (Liefermenge _{EU-ETS}), entspricht der Menge, die nach Ablauf des Kalenderjahres in der EU-ETS-Anlage eingesetzt wurde (ggf. zzgl. der Mengen, die ins Lager gegangen und zum Einsatz vorgesehen sind, siehe Beispiel 4 in Anhang 3).
2b	Es existieren Abgänge	Die Verwendungsabsichtserklärung des EU-ETS-Anlagenbetreibers enthält eine allgemeine Zusicherung, dass die gesamte gelieferte und in Rechnungen gestellte Menge bis auf einen Anteil von z. B. 3 Prozent, welcher in den nicht dem EU-ETS unterliegenden Anlagen oder Verwendungen benötigt wird (z. B. für Infrastruktur auf dem Gelände: Kantine etc.), in der EU-ETS-Anlage eingesetzt wird. Dabei handelt es sich bei dem Abgang um eine Schätzung, z. B. auf Basis historischer Daten. Der Abgang kann auch absolut geschätzt werden.	Da der Abgang geschätzt wird, ergibt sich zwangsläufig eine Abweichung zwischen der Liefermenge _{EU-ETS} und der tatsächlich in der EU-ETS-Anlage eingesetzten Menge. Liegt die Abweichung unter der „5-Prozent-Toleranzschwelle“ (siehe hierzu Erläuterungen in Kapitel 6.8.2), müssen keine weiteren Nachweise von der EU-ETS-Anlage vorgelegt werden.



Die Menge gemäß Verwendungsabsichtserklärung (Liefermenge_{EU-ETS}) ist beschränkt auf die Liefermenge an die EU-ETS-Anlage.

6.8.2 Vollzugstechnische Ebene

Zusammen mit dem Emissionsbericht zum 31.07. eines Kalenderjahres hat der BEHG-Verantwortliche die **Verwendungsbestätigungen der EU-ETS-Anlagenbetreiber** einzureichen. Die oben beschriebene **Verwendungsabsichtserklärungen sind** dem Emissionsbericht des BEHG-Verantwortlichen beizufügen.¹⁸ Die Brennstoffmenge im Emissionsbericht des BEHG-Verantwortlichen, die abgezogen werden kann, ist die mit der Verwendungsabsichtserklärung vereinbarte Liefermenge_{EU-ETS}. Sie basiert in der Regel auf der vom BEHG-Verantwortlichen gemessenen Liefermenge (Abrechnungsmenge) unter Berücksichtigung von Abgängen (siehe Beispiele zur Verwendungsabsichtserklärung in Kapitel 6.8.1). Weiterer Inhalt der Verwendungsbestätigung ist die sogenannte Differenzmenge nach Nummer 6g Anlage 5 EBeV 2030, die sich aus der im EU-ETS-Emissionsbericht angegebenen Brennstoffliefermenge (Liefermenge_{EU-ETS}) im Kalenderjahr minus der im Kalenderjahr tatsächlich eingesetzten Brennstoffmenge errechnet (siehe Kapitel 6.8.3).

- ▶ **Brennstoffe ohne Zwischenlagerung:** Für Brennstoffe, die unmittelbar nach deren Anlieferung in der EU-ETS-Anlage eingesetzt werden (z. B. Erdgas), entspricht die gesamte Brennstoffliefermenge im Kalenderjahr der tatsächlich von der EU-ETS-Anlage im Kalenderjahr eingesetzten Menge. Eine Differenzmenge nach Nummer 6g Anlage 5 EBeV 2030 kann in diesem Fall auf Unterschiede bei den Messunsicherheiten des Mengenerfassungssystems des BEHG-Verantwortlichen im Vergleich zum Mengenerfassungssystem des EU-ETS-Anlagenbetreibers (siehe Beispiel 2 in Anhang 3) und/oder auf Unterschiede zwischen der geschätzten Menge und der tatsächlich gemessenen Menge der Abgänge (siehe Beispiel 3 in Anhang 3) beruhen. Weiterhin können geringfügige Differenzmengen infolge der Umrechnung der Mengeneinheiten zwischen dem EU-ETS und dem nEHS auftreten.
- ▶ **Brennstoffe mit Zwischenlagerung:** Für Brennstoffe, die vor einem Einsatz in der EU-ETS-Anlage zwischenlagert werden (z. B. Heizöl), ergibt sich durch eine Ab- oder Zunahme der Lagerbestände im Kalenderjahr zwangsläufig eine Differenzmenge nach Nummer 6g Anlage 5 EBeV 2030.

Vollzugstechnische Erleichterung für die Verwendungszusicherung von Differenzmengen

Um den verschiedenen Einflüssen zum Beispiel der in vielen Fällen notwendigen „Vorabschätzung“ der Abgänge für die Verwendungsabsichtserklärung sowie den Messunsicherheiten der eingesetzten Mengenerfassungen gerecht zu werden, wird als vollzugstechnische Erleichterung eine Toleranzschwelle eingeführt. Beträgt die Abweichung der Liefermenge_{EU-ETS} von der durchschnittlichen jährlichen Einsatzmenge¹⁹ in der EU-ETS-Anlage nicht mehr als fünf Prozent, muss der EU-ETS-Anlagenbetreiber keine zusätzliche Verwendungszusicherung abgeben (vergleiche § 17 Absatz 2 Satz 3 EBeV 2030). Differenzmengen, die unterhalb der Toleranzschwelle liegen, werden über die Kalenderjahre hinweg kumuliert. Das heißt, beträgt die Abweichung im ersten Berichtsjahr drei Prozent und im Folgejahr wiederum drei Prozent, ergibt sich im zweiten Kalenderjahr eine Überschreitung der Toleranzschwelle von fünf Prozent. In einigen Fällen ist es daher sinnvoll, die Differenzmenge in die Schätzung für das nächste Kalenderjahr (und damit in die „neue“ Verwendungsabsichtserklärung) einzubeziehen, um so gegebenenfalls einer Überschreitung der Toleranzschwelle im Folgejahr vorzubeugen.

Für Brennstoffe mit Zwischenlagerung werden zur Ermittlung der Toleranzschwelle die im Emissionsbericht angegebenen eingelagerten Mengen als „zum Einsatz in der EU-ETS-Anlage vorgesehene Mengen“ betrachtet. Das heißt, die Toleranzschwelle wird in diesem Fall nicht auf die Differenzmenge nach Nummer 6g Anlage 5 EBeV 2030 angewendet, sondern auf die Differenz zwischen Liefermenge_{EU-ETS} und der Summe aus Einsatzmenge und Lagerbestandsänderung. Wird diese Toleranzschwelle nicht überschritten, wird die Abweichung ohne weiteren Nachweis als „zum Einsatz in einer dem EU-ETS unterliegenden Anlage vorgesehene Menge“ anerkannt. Dies bedeutet, dass die Differenzmenge nach Nummer 6g Anlage 5 EBeV 2030 in diesem Fall keine Relevanz hat und folglich keine Verwendungszusicherungen abgegeben werden muss. Wird sie jedoch überschritten, muss die Differenzmenge nach Nummer 6g Anlage 5 EBeV 2030 gebildet werden (das heißt Differenz aus Liefermenge_{EU-ETS} und Einsatzmenge) und die EU-ETS-Anlagenbetreiber müssen die Differenz begründen sowie zusichern, diese im Folgejahr zu verbrauchen (Verwendungszusicherung).

¹⁸ Die Verwendungsabsichtserklärung wird der DEHSt erst zusammen mit dem Emissionsbericht des BEHG-Verantwortlichen übermittelt. Zudem wird die DEHSt keine Vorlage zur Verfügung stellen. Die Ausgestaltung der Verwendungsabsichtserklärung obliegt den beteiligten Unternehmen, auch da es unterschiedliche Konstellationen geben kann, siehe Beispiele in Anhang 3.

¹⁹ Für die durchschnittliche jährliche Einsatzmenge wird im Vollzug die mittlere Jahreseinsatzmenge der letzten drei Jahre herangezogen.

6.8.3 Inhalte der Verwendungsbestätigung des EU-ETS-Anlagenbetreibers und ihre Verwendung im Emissionsbericht des BEHG-Verantwortlichen

Die Verwendungsbestätigung des EU-ETS-Anlagenbetreibers gemäß Anlage 5 EBeV 2030 enthält Informationen aus dem jeweiligen Emissionsbericht der EU-ETS-Anlage für das vorangegangene Kalenderjahr sowie Erklärungen des Betreibers der EU-ETS-Anlage. Eine Verwendungsbestätigung ist für jeden BEHG-Verantwortlichen zu erstellen, der die EU-ETS-Anlage beliefert. Das bedeutet, dass eine EU-ETS-Anlage, die von mehreren BEHG-Verantwortlichen mit dem gleichen Brennstoff beliefert wird, die Brennstoffliefermenge (Liefermenge-^{EU-ETS}) auf die BEHG-Verantwortlichen aufteilen muss. Detaillierte Erläuterungen zu erforderlichen Daten und die Erstellung von Verwendungsbestätigungen sind im Leitfaden Zusammenwirken von EU-ETS und nEHS beschrieben.

i

Menge Brennstoff

Sofern die Berichterstattung in der EU-ETS-Anlage in einer anderen Einheit (Masse/Volumen) oder mit einem anderen Bezug (Heizwert/Brennwert) durchgeführt wird, sind die Mengen umzurechnen. Die Umrechnung wird automatisiert im Emissionsbericht der EU-ETS-Anlage über die Umrechnungsfaktoren in der EBeV 2030 umgesetzt, soweit nicht anders angegeben.

Erdgas

Im EU-ETS wird die Menge an eingesetztem Erdgas in Normkubikmeter angegeben. Darüber hinaus wird der Heizwert angegeben. Die daraus ermittelte Energiemenge wird über den praxisüblichen Umrechnungsfaktor 1/0,903 in den Brennwert und über den Umrechnungsfaktor 1/3,6 von Gigajoule in Megawattstunden umgerechnet.

Kleinere EU-ETS-Anlagen können Standardwerte nutzen, sofern auf der Erdgasrechnung kein Emissionsfaktor vermerkt ist. Durch die Abweichung zwischen Standardwert und Abrechnungsbrennwert können sich mit der Zeit die Abweichungen auf über fünf Prozent der typischen Jahreseinsatzmenge akkumulieren. Als Nachweise sind in diesem Fall die Energierechnungen beizufügen, sodass der Einsatz nachvollziehbar ist.

Heizöl EL (Gasöl)

Heizöl EL (Gasöl) wird im EU-ETS in der Regel über die Masse berichtet. Bei Anwendung des Standardwerts aus der DEHSt-Liste²⁰ erfolgt die Umrechnung in 1.000 Liter mit gemäß DEHSt-Liste vorgegebener Dichte von 860 Kilogramm pro Kubikmeter. Bei Anwendung anderer Werte (zum Beispiel Analysenwerte) ist mit der Handelsdichte 845 Kilogramm pro Kubikmeter umzurechnen.

Kohle

Verwendet ein EU-ETS-Anlagenbetreiber Kohle gemäß § 37 Absatz 2 Nummer 3 oder Nummer 4 des EnergieStG energiesteuerfrei und ist damit Erlaubnisinhaber nach § 37 Absatz 1 Satz 1 EnergieStG, muss er keine Verwendungsbestätigung und auch keine Verwendungsabsichtserklärung an den Kohlelieferanten ausstellen. Der Einsatz von energiesteuerbefreiter Kohle in EU-ETS-Anlagen ist gemäß § 2 Absatz 2 Satz 2 BEHG von vornherein ausgenommen. Diese Kohlemengen unterliegen damit nicht den Pflichten des BEHG.

Biomasseanteil

Bei dem Biomasseanteil auf der Verwendungsbestätigung handelt es sich um den in der EU-ETS-Anlage anerkannten (nachhaltigen) biogenen Kohlenstoffgehalt am Gesamtkohlenstoffgehalt. Das heißt, es wird der spezifisch zur EU-ETS-Anlage gelieferte biogene Anteil berücksichtigt. >>

²⁰ www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/stationaere_anlagen/2021-2030/Ueberwachungsplan_Leitfaden_Anhang4.pdf, Aufrufdatum : 11.10.2022

Verwendung von Brennstoffen in eigenen EU-ETS-Anlagen des BEHG-Verantwortlichen (vergleiche § 17 Absatz 1 Nummer 2 EBeV 2030)

Ist der BEHG-Verantwortliche personenidentisch zu dem EU-ETS-Anlagenbetreiber und verwendet er Brennstoffe direkt in seiner EU-ETS-Anlage, können die Brennstoffemissionen aus den in der EU-ETS-Anlage verwendeten Brennstoffen zur Vermeidung der Doppelbelastung abgezogen werden. Dies betrifft auch Fälle, in denen der BEHG-Verantwortliche seine eigenen EU-ETS-Anlagen beliefert (einfachster Fall der Direktlieferung). Voraussetzung für den Abzug ist die Verwendungsbestätigung des BEHG-Verantwortlichen über die direkt in seiner EU-ETS-Anlage eingesetzten Brennstoffmengen.

Zwischenhändler

Können die für die Anwendung des § 17 EBeV 2030 erforderlichen Nachweise (unter anderem Verwendungsbestätigung des EU-ETS-Anlagenbetreibers) bei Lieferungen mit Zwischenhändler in der Lieferkette durchgereicht werden (in beide Richtungen, das heißt sowohl vom BEHG-Verantwortlichen zur EU-ETS-Anlage als auch von der EU-ETS-Anlage zum BEHG-Verantwortlichen), kann auch der Zwischenhändler ohne CO₂-Kosten aufgrund des nEHS beliefert werden. •

Ziel des Vorabzugs nach § 7 Absatz 5 BEHG ist, dass die Liefermenge, die zum Einsatz in einer EU-ETS-Anlage vorgesehen ist, im nEHS-Emissionsbericht abgezogen werden kann und die CO₂-Kosten für diese Menge nicht an den Betreiber der EU-ETS-Anlage weitergereicht werden.

6.8.4 Hinweise zu Differenzmengen auf den Verwendungsbestätigungen

Ziel des Vorabzugs nach § 7 Absatz 5 BEHG ist, dass die Liefermenge, die zum Einsatz in einer EU-ETS-Anlage vorgesehen ist, im nEHS-Emissionsbericht abgezogen werden kann und die CO₂-Kosten für diese Menge nicht an den Betreiber der EU-ETS-Anlage weitergereicht werden. Es ist zu beachten, dass Differenzmengen zwischen der im Rahmen der Verwendungsabsichtserklärung vereinbarten Liefermenge (Liefermenge_{EU-ETS}) und der in der EU-ETS-Anlage eingesetzten Menge regelmäßig auftreten bei:

- ▶ methodisch unterschiedlichen Ermittlungsansätzen zwischen Liefermenge gemäß Abrechnung des Lieferanten und Liefermenge gemäß Emissionsbericht, zum Beispiel bei Erdgas (Verwendung unterschiedlicher Umrechnungsfaktoren von Brennwert zu Heizwert, Bestimmung der Einsatzmenge mit unterschiedlichen Mengenerfassungen)
- ▶ Einlagerung der gesamten oder eines Teils der Liefermenge
- ▶ Weiterleitungen von Brennstoffmengen (zum Beispiel Abgänge an andere Anlagen)

Bei rein auf methodisch unterschiedlichen Ermittlungsansätzen im EU-ETS und nEHS zurückzuführenden Differenzmengen entspricht die aktuelle Differenzmenge nach Nummer 6g Anlage 5 EBeV 2030 dem Wert im Feld „Abgang (und/oder Abweichung zw. EU-ETS und nEHS)“ auf der Verwendungsbestätigung. Das ist jedoch nur der Fall, sofern keine Brennstoffmengen weitergeleitet wurden und die im Kalenderjahr gelieferte Brennstoffmenge vollständig in der EU-ETS-Anlage eingesetzt wurde (keine Zwischenlagerung von Brennstoffmengen). Im Fall von Erdgas treten diese Differenzmengen regelmäßig auf, wenn die Liefermenge größer als die Einsatzmenge ist. Diese rein auf methodisch unterschiedlichen Ermittlungsansätzen im EU-ETS und nEHS zurückzuführenden Differenzmengen sind bei der Abstimmung der Liefermenge_{EU-ETS} in der Verwendungsabsichtserklärung für das Folgejahr nicht zu berücksichtigen. Bei der Kumulierung der Differenzmengen nach Nummer 6g Anlage 5 EBeV 2030 auf Seiten der EU-ETS-Anlage wird der Anteil der Differenzmenge, der auf methodisch unterschiedlichen Ermittlungsansätzen im EU-ETS und nEHS zurückzuführen ist, ab dem Kalenderjahr 2022 gesondert berücksichtigt. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Kumulierung von rein methodisch bedingten Differenzmengen nicht zu einer Verwendungszusicherung in den Folgejahren führt.

Für den Fall, dass die gesamte oder ein Teil der Liefermengen im Berichtsjahr eingelagert wurde, entspricht die aktuelle Differenzmenge nach Nummer 6g Anlage 5 EBeV 2030 dem Wert im Feld „Endbestand“, sofern keine zusätzlichen methodischen Differenzmengen vorhanden sind. Differenzmengen nach Nummer 6g Anlage 5 EBeV 2030, die ausschließlich auf eine Einlagerung von Brennstoffmengen zurückzuführen sind, werden beim Vergleich mit der Toleranzschwelle nicht berücksichtigt. In diesem Fall muss für die eingelagerte Brennstoffmenge keine Verwendungszusicherung für das Folgejahr abgegeben werden. Eine Berücksichtigung der Differenzmenge bei der Liefermenge_{EU-ETS} in der Verwendungsabsichtserklärung im Folgejahr ist damit nicht erforderlich.

Sind Abgänge zu berücksichtigen, ist der Wert im Feld „Abgang (und/oder Abweichung zw. EU-ETS und nEHS)“ größer als die in der Verwendungsbestätigung ausgewiesene aktuelle Differenzmenge nach Nummer 6g Anlage 5 EBeV 2030. Dies sollte in der Regel der Fall sein, da die mit der Verwendungsabsichtserklärung abgestimmte Liefermenge_{EU-ETS} Weiterleitungen (Abgänge) berücksichtigt und die Liefermenge_{EU-ETS} damit immer kleiner als die potenziell mit CO₂-Kosten belastete Liefermenge gemäß Abrechnung sein sollte.

Diese auf der Verwendungsbestätigung dargestellte Differenzmenge (siehe Feld „Differenzmenge nach Anlage 3 Nr. 6g EBeV 2030 (aktuell)“) hat zunächst keine Auswirkung auf die „Abzugsfähige Brennstoffmenge nach § 7 (5) BEHG (unter Berücksichtigung des Biomasseanteils)“.

Für den BEHG-Verantwortlichen spielt die Differenzmenge erst dann eine Rolle, wenn die Liefermenge_{EU-ETS} deutlich größer ist als die Menge, die zum Einsatz in der EU-ETS-Anlage (das heißt inklusive gegebenenfalls eingelagerter Mengen) vorgesehen ist. Dies ist zum Beispiel der Fall, wenn in der Verwendungsabsichtserklärung Abgänge aus einer EU-ETS-Anlage zu berücksichtigen sind und diese unterschätzt wurden. Das heißt, ein Teil der abzugsfähigen Brennstoffmengen gemäß Verwendungsbestätigung wurde weitergeleitet und damit nicht in der EU-ETS-Anlage eingesetzt oder ist nicht mehr zum Einsatz in der EU-ETS-Anlage vorgesehen.

In diesem Fall ist es sinnvoll, die Differenzmenge in die Schätzung für das nächste Kalenderjahr (und damit in die „neue“ Verwendungsabsichtserklärung) einzubeziehen, um so ggf. einer Überschreitung der Toleranzschwelle von plus fünf Prozent im Folgejahr vorzubeugen.

Die „Abzugsfähige Brennstoffmenge nach § 7 (5) BEHG (unter Berücksichtigung des Biomasseanteils)“ auf der Verwendungsbestätigung wird erst dann reduziert, wenn alle der folgenden Bedingungen erfüllt sind:

- ▶ bei der Bilanzierung im Rahmen des EU-ETS-Emissionsberichts wird die Toleranzgrenze von plus fünf Prozent überschritten und
- ▶ es liegt eine Verwendungszusicherung aus dem Vorjahr vor und
- ▶ der Nachweis des Einsatzes der Brennstoffmenge in der EU-ETS-Anlage ist nicht oder nicht vollständig erbracht worden (vergleiche § 17 Absatz 3 EBeV 2030).

Musste der EU-ETS-Anlagenbetreiber mit der Ausstellung der Verwendungsbestätigung im Vorjahr bereits eine Verwendungszusicherung in Zusammenhang mit Abgängen für das Folgejahr abgeben, sollte die Verwendungsabsichtserklärung in jedem Fall für das Folgejahr angepasst werden. Die Differenzmenge muss bei der Ermittlung der Obergrenze der Brennstoffmenge, die maximal abzugsfähig ist (siehe Feld „Zum Einsatz in der EU-ETS-Anlage gelieferte steuerpflichtige Brennstoffmenge (abzugsfähige Obergrenze)“), auf Seiten der EU-ETS-Anlage berücksichtigt werden.

7

Verifizierung von Emissionsberichten

7.1 Verzicht auf die Standortbegehung.....	70
7.2 Verzicht auf die Verifizierung.....	71

Grundsätzlich muss der Emissionsbericht vor dem Einreichen an die DEHSt gemäß § 7 Absatz 3 BEHG durch eine unabhängige Prüfstelle durch Begehung der Betriebsstandorte gemäß § 15 BEHG verifiziert werden.

Als Prüfstellen sind gemäß § 15 BEHG folgende Organisationen und Einzelpersonen berechtigt:

- ▶ Prüfstellen, die für die Tätigkeitsgruppen 1a, 1b oder 2 des Anhangs I der AVR²¹ sowie für den Tätigkeitsbereich des BEHG akkreditiert sind (§ 15 Absatz 1 Nummer 1 BEHG).
- ▶ Nach dem Umweltauditgesetz zugelassene Umweltgutachter, die eine Zulassung für den Bereich (NACE-Code) besitzen, in dem der BEHG-Verantwortliche seine Haupttätigkeit durchführt und damit auch zu statistischen Zwecken berichtet (§ 15 Absatz 1 Nummer 2 BEHG).

Die Prüfstelle führt zur Prüfung der Zuverlässigkeit der Angaben und Daten im Emissionsbericht Stichproben durch. Hierfür ist der Prüfstelle Zugang zu allen notwendigen Daten und Angaben im Zusammenhang mit dem Emissionsbericht gemäß § 15 Absatz 2 EBeV 2030 zu gewähren. Darunter fallen insbesondere

1. die neueste Version des Überwachungsplans (Überwachungsplan ist erstmalig für das Kalenderjahr 2024 erforderlich),
2. die im genehmigten Überwachungsplan genannten Verfahrensanweisungen und Dokumentationen zur Datenverwaltung und den Kontrollaktivitäten gemäß § 18 EBeV 2030,
3. die jährlichen Emissionsberichte der Vorjahre nach § 7 Absatz 1 BEHG,
4. die Steueranmeldungen und Steuerbescheide nach dem Energiesteuergesetz für die jeweiligen Brennstoffe für das jeweilige Kalenderjahr und
5. die erforderlichen Nachweise bei Inanspruchnahme von Abzügen gemäß §§ 8 bis 11 (Biomasseanteil; flüssige oder gasförmige erneuerbare Brennstoffe nicht-biologischen Ursprungs; dauerhaft eingebundene Brennstoffemissionen), § 16 (Vermeidung der Doppelerfassung) und § 17 EBeV 2030 (Vermeidung der Doppelbelastung).

Ziel der Prüfung ist es, mit hinreichender Sicherheit festzustellen, dass ein Emissionsbericht keine wesentlichen Falschangaben enthält. Um dieses Ziel zu erreichen, muss der BEHG-Verantwortliche auf Veranlassung der Prüfstelle festgestellte Falschangaben im Emissionsbericht und Abweichungen zum genehmigten Überwachungsplan korrigieren. Die Prüfung endet mit einem abschließenden Prüfurteil. Enthält der Überwachungsplan keine Festlegungen oder liegt kein genehmigter Überwachungsplan vor (ein Überwachungsplan ist erstmalig für das Kalenderjahr 2024 im Jahr 2023 zu erstellen), prüft die Prüfstelle die mit dem Emissionsbericht angewendeten Überwachungsmethoden und Verfahren auf Übereinstimmung mit den Vorgaben der EBeV 2030.

Die Prüfstelle erstellt einen Prüfbericht über die durchgeführte Prüfung, welcher das abschließende Prüfurteil enthält. Der Bericht dient der Dokumentation der durchgeführten Prüfung, des Ergebnisses und in diesem Rahmen auch der Nachvollziehbarkeit der Prüfung für den Verantwortlichen und der DEHSt. Der Prüfbericht ist Bestandteil des Emissionsberichts des BEHG-Verantwortlichen.

7.1 Verzicht auf die Standortbegehung

Eine Begehung an den Betriebsstandorten des BEHG-Verantwortlichen ist nicht erforderlich, wenn die Brennstoffemissionen auf Basis eines vereinfachten Überwachungsplans (siehe Kapitel 5.2) ermittelt wurden. In diesem Fall sind lediglich nachweisbezogene Abzugsmengen gemäß §§ 8 bis 11, § 16 und § 17 EBeV 2030 zu prüfen. Eine Prüfung an den Betriebsstandorten ist daher nicht zwingend erforderlich. Für das Berichtsjahr 2023, für das noch kein Überwachungsplan vorzulegen ist, ist ebenfalls ein Verzicht auf Standortbegehung möglich. Voraussetzung ist, dass die Bedingungen für einen vereinfachten Überwachungsplan vorliegen.

²¹ Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 der Kommission vom 19.12.2018 über die Prüfung von Daten und die Akkreditierung von Prüfstellen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates.

7.2 Verzicht auf die Verifizierung

Auf die Verifizierung des Emissionsberichts kann verzichtet werden, wenn der BEHG-Verantwortliche die Brennstoffemissionen der von ihm in einem Kalenderjahr in Verkehr gebrachten Brennstoffe ausschließlich

- ▶ auf Basis eines vereinfachten Überwachungsplans (siehe Kapitel 5.2) ermittelt und
- ▶ keine Abzüge gemäß § 16 EBeV 2030 (Entlastungen, siehe Kapitel 6.7) in Anspruch nimmt.

Der Emissionsbericht eines BEHG-Verantwortlichen, der zum Beispiel ausschließlich Gasöl und Benzin (inklusive biogener Anteile) in einem Kalenderjahr in Verkehr bringt sowie eine Teilmenge des Gasöls an eine emissionshandelspflichtige Anlage im Europäischen Emissionshandel weiterleitet, muss nicht verifiziert werden.

Für das Berichtsjahr 2023, für das noch kein Überwachungsplan vorzulegen ist, ist der Verzicht auf Verifizierung ebenfalls möglich. Voraussetzung ist, dass der BEHG-Verantwortliche die Brennstoffemissionen ausschließlich auf Basis von Brennstoffmengen nach § 6 Absatz 1 EBeV 2030 und auf Basis von Standardwerten für Berechnungsfaktoren nach § 7 Absatz 1 und 2 EBeV 2030 ermittelt und keine Abzüge gemäß § 16 EBeV 2030 in Anspruch nimmt.

Für Emissionsberichte mit Brennstoffen, die durch Verwendung in Anlagen zur Beseitigung oder Verwertung in Verkehr gebracht werden (Abfälle, siehe Kapitel 2.1.3), kann auf die Verifizierung verzichtet werden, wenn **alle** der folgenden Voraussetzungen vorliegen:

- ▶ Die Brennstoffemissionen werden rechnerisch und nicht über direkte kontinuierliche Emissionsmessung ermittelt.
- ▶ Für die Berechnungsfaktoren werden Standardwerte nach Anlage 2 Teil 5 EBeV 2030 verwendet.
- ▶ Die Einsatzmengen der im Emissionsbericht aufgeführten Brennstoffe wurden von einem Umweltgutachter oder einer Umweltgutachterorganisation bereits im Rahmen des Verfahrens zur Ausstellung von Herkunftsnachweisen geprüft.

8

Umgang mit steuerrechtlichen Korrekturen und Korrekturen im Emissionsbericht

8.1 Steuerrechtliche Korrekturen.....	73
8.2 Korrekturen des Emissionsberichts.....	74
8.2.1 Auswirkung der Korrekturen des Emissionsberichts auf die Abgabeverpflichtung von Emissionszertifikaten	74

8.1 Steuerrechtliche Korrekturen

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass der Großteil der steuerlichen Korrekturen bis zum 31.07. des Folgejahres im Emissionsberichts des Verantwortlichen berücksichtigt werden kann.

Steuerrechtliche Korrekturen nach unten (niedrigere zu versteuernde Menge) werden regelmäßig rechtzeitig im Rahmen der Energiesteuer offensichtlich und wegen des Eigeninteresses des Verantwortlichen durchgeführt. Diese können, da der Emissionsbericht erst im Folgejahr erstellt wird, rechtzeitig in den Emissionsbericht einfließen. Auch steuerrechtliche Korrekturen nach oben (höhere zu versteuernde Menge) sollten in der Regel rechtzeitig bis zum Einreichen des Emissionsberichts zum 31.07. des Folgejahres durchgeführt werden können.

Korrekturen klassischer Fehler (zum Beispiel „Vertipper“) gegenüber den Zollbehörden sowie Brennstoffmengen, die in der Energiesteueranmeldung falsch ermittelt und daher korrigiert wurden, sind auch in der Berichterstattung zum nEHS zu berücksichtigen. Korrekturen von in der Energiesteueranmeldung gemeldeten Brennstoffmengen, die vor dem 01.01.2021 in Verkehr gebracht worden sind, sind nicht zu berücksichtigen.

Das heißt, alle wirksamen steuerrechtlichen Korrekturen für das Kalenderjahr, die durch die Zollbehörden vor Einreichen des Emissionsberichts zum 31.07. eines Jahres vorgenommen wurden oder in einer anderen nachvollziehbaren Form umgesetzt werden, sind im Emissionsbericht zu berücksichtigen. Die im Emissionsbericht ermittelte Emissionsmenge ist maßgeblich für die Abgabe von Emissionszertifikaten bis zum 30.09. eines Jahres.

Sonderregelungen wie § 7 Absatz 3 EBeV 2022 und § 13 Absatz 2 EBeV 2030 für Erdgas (siehe Kapitel 6.3.2) sowie § 10 Absatz 1 Nummern 1 bis 4 EBeV 2022 und § 16 Absatz 1 Nummer 1, 2 und 6 EBeV 2030 (siehe Kapitel 6.7), welche den Korrekturen abweichende Kalenderjahre zuordnen und daher abweichend in Emissionsberichten erfasst werden, sind zu beachten. Dies gilt auch für § 11 Absatz 4 EBeV 2022 und § 17 Absatz 4 EBeV 2030 bei Lieferung von Brennstoffen an EU-ETS-Anlagen und der Vermeidung der Doppelbelastung nach § 7 Absatz 5 BEHG (siehe Kapitel 6.8 in diesem Leitfaden und Kapitel 3 im Leitfaden Zusammenwirken EU-ETS und nEHS).



Die rechtzeitige Berücksichtigung der steuerlichen Korrekturen ist wichtig für die BEHG-Verantwortlichen, um noch Zertifikate für das betreffende Berichtsjahr nachkaufen zu können (bis zu zehn Prozent bis zum 30.09., vergleiche § 10 Absatz 2 Satz 3 BEHG, siehe Kapitel 4.4) oder die Korrektur des gesamten Emissionsberichts zu vermeiden. Darüber hinaus soll durch die rechtzeitige Berücksichtigung der steuerlichen Korrekturen vermieden werden, dass für die Abgabe Zertifikate des Folgejahres und damit Zertifikate mit einem höheren Preis verwendet werden müssen. Schließlich wird durch die rechtzeitige, vollständige Berichterstattung auch die Abgabe von zu vielen Emissionszertifikaten für das Berichtsjahr vermieden. Letzteres ist für BEHG-Verantwortliche besonders wichtig, da aufgrund der eingeschränkten Gültigkeit der Zertifikate in der Festpreisphase auch ein Verrechnungsverbot von abgegeben Zertifikaten für die Zukunft besteht (siehe letzte Absätze unter folgendem Kapitel 8.2 zu Korrekturen des Emissionsberichts sowie Kapitel 4.3).

8.2 Korrekturen des Emissionsberichts

Kann eine steuerliche Korrektur nicht mehr rechtzeitig bis zur Frist, zu der der Emissionsbericht gemäß § 7 Absatz 1 BEHG einzureichen ist, berücksichtigt werden oder werden Fehler bei der Ermittlung der Brennstoffemissionen aus anderen Gründen bekannt (zum Beispiel fehlerhafter/fehlender Ersatzwert bei der kontinuierlichen Emissionsermittlung), so ist gemäß § 21 Absatz 2 BEHG ein korrigierter Emissionsbericht durch den BEHG-Verantwortlichen einzureichen. Andernfalls schätzt die DEHSt die Brennstoffemissionsmenge. Die Schätzung unterbleibt, wenn der BEHG-Verantwortliche im Rahmen der Anhörung seiner Berichtspflicht ordnungsgemäß nachkommt (Nachreichen eines neuen oder eines korrigierten ordnungsgemäßen Emissionsberichts).



Gegen einen BEHG-Verantwortlichen, der nicht ordnungsgemäß über die Brennstoffemissionen berichtet, kann zudem gemäß § 22 BEHG eine Geldbuße bis zu 500.000 Euro verhängt werden (vergleiche Kapitel 5.3.3).

Auswirkung der Korrekturen des Emissionsberichts auf die Abgabeverpflichtung von Emissionszertifikaten

Gemäß § 21 Absatz 3 BEHG bleibt der Verantwortliche verpflichtet, die fehlenden Emissionszertifikate bis zum 30.09. des Jahres abzugeben, das dem Verstoß gegen die Abgabe- oder Berichtspflicht folgt. Sind die Brennstoffemissionen geschätzt worden, so sind die Emissionszertifikate nach Maßgabe der Schätzung abzugeben.

Es gilt das Prinzip der Jahrestreue in der Emissionsberichterstattung, das heißt, Emissionen sind für das Kalenderjahr zu berichten, in dem die Brennstoffe in Verkehr gebracht wurden. Für nachträglich geänderte Emissionsberichte aufgrund von Korrekturen gilt dieses Prinzip gleichermaßen.

Für die Nachabgabe können grundsätzlich Emissionszertifikate mit der Jahreskennung des jeweiligen Berichtsjahres oder der Folgejahre genutzt werden.

Reduziert sich die ermittelte Menge der Brennstoffemissionen durch die Korrektur des Emissionsberichts, so können, wenn noch keine Abgabe für das betreffende Berichtsjahr bis zum 30.09. des Folgejahres vorgenommen wurde, Zertifikate in reduziertem Umfang abgegeben werden.

Ist die Abgabe für das Berichtsjahr bereits durchgeführt worden, darf für diese Überabgabe an Zertifikaten keine Verrechnung mit der Abgabeverpflichtung in darauffolgenden Folgejahren vorgenommen werden (§ 27 Absatz 3 BEHV).

Eine Rückgabe oder Erstattung über § 22 BEHV hinaus (Annullieren von irrtümlich veranlassten und abgeschlossenen Löschungen oder Abgaben von Emissionszertifikaten) ist gesetzlich nicht vorgesehen und kann daher nicht umgesetzt werden.

9

Anhang

Anhang 1: Beispiel für die Ermittlung der Brennstoffemissionen aus in Verkehr gebrachtem Erdgas	76
Anhang 2: Überblick über in § 160 Absatz 1 EBeV 2030 berücksichtigte Entlastungs- und Erstattungstatbestände der Energiesteuer zur Vermeidung der Doppelerfassung	77
Anhang 3: Beispiele zur Ermittlung der abzugsfähigen Brennstoffmenge nach § 17 EBeV 2030	80

Anhang 1: Beispiel für die Ermittlung der Brennstoffemissionen aus in Verkehr gebrachtem Erdgas

Aus der Energiesteueranmeldung (Zoll-Formular 1103) eines BEHG-Verantwortlichen gehen folgende für Erdgas in Verkehr gebrachte Mengen hervor:

1	Art der Energieerzeugnisse	Steuersatz Euro für 1 MWh	Menge in MWh
2	Erdgas, § 2 Abs. 2 Nr. 1 a) EnergieStG	13,90	1.000,000
3	Erdgas, § 2 Abs. 3 Satz 1 Nr. 4 EnergieStG	5,50	5.000,000
4	Erdgas, Differenzbesteuerung § 42 Abs. 1 EnergieStG	8,40	300,000
5			

Abbildung 10: Auszug aus dem Zoll-Formular 1103 für in Verkehr gebrachtes Erdgas

Insgesamt wurden 6.000 Megawattstunden Erdgas im Kalenderjahr in Verkehr gebracht (siehe Summe aus Zeile 2 und 3 in Abbildung 10). Die Energiemenge bezieht sich auf den Brennwert (Ho). Da sich die zur Berechnung der Brennstoffemissionen in Anlage 2 Teil 4 EBeV 2030 angegebenen Emissionsfaktoren auf den Heizwert (Hi) beziehen, wird die aus dem Zoll-Formular entnommene und im Emissionsbericht angegebene Menge automatisch mit dem Umrechnungsfaktor in Anlage 2 Teil 4 EBeV 2030 umgerechnet. Der Faktor 3,2508 Gigajoule pro Megawattstunde berücksichtigt neben der Umrechnung von Brenn- in Heizwert (0,903) auch die Umrechnung von Megawattstunden in Gigajoule (3,6 Gigajoule pro Megawattstunde).

$$E_{\text{Erdgas}} = 6.000 \text{ MWh} * 3,2508 \frac{\text{GJ}}{\text{MWh}} * 1 \frac{\text{GJ}}{\text{GJ}} * 0,0558 \frac{\text{tCO}_2}{\text{GJ}} * 1 = 1.088 \text{ t CO}_2$$

Formel 6: Berechnung der Brennstoffemissionen für das Beispiel

Die Differenzbesteuerung (siehe Abbildung 10 Zeile 4) ist bei der Ermittlung der in Verkehr gebrachten Menge nicht zu berücksichtigen.

Anhang 2: Überblick über in § 160 Absatz 1 EBeV 2030 berücksichtigte Entlastungs- und Erstattungstatbestände der Energiesteuer zur Vermeidung der Doppelerfassung

Tabelle 3: Überblick über in § 16 EBeV 2030 berücksichtigte Entlastungs- und Erstattungstatbestände der Energiesteuer zur Vermeidung der Doppelerfassung

§ 16 2030	zugrunde liegende Entlastung	Zeitpunkt der Anerkennung des Nachweises	Nachweise
Abs. 1 Nr. 1	Entlastung im Falle, dass die Beförderung von Energieerzeugnissen in der Annahme erfolgte, dass ein wirksames Steueraussetzungsverfahren eröffnet wurde (zum Beispiel, weil nicht korrekte Annahme nicht erkannt wurde). (§ 8 Absatz 7 EnergieStG)	Im Emissionsbericht für das Kalenderjahr, in dem die Entlastung wirksam wird.	Entlastungsantrag und, soweit vorliegend, Bescheid des Hauptzollamts. Bei fehlendem Bescheid: Nachweis der Zustimmung durch formlose Mitteilung des Hauptzollamts oder Auszahlungsbeleg. Zollformular 1114
Abs. 1 Nr. 2	Insbesondere Entlastungen für Fälle, in denen schadhafte Waren oder Waren, die den Vertragsbestimmungen nicht entsprechen, vorhanden sind und vom Einführer zurückgewiesen werden und somit nicht in den Wirtschaftskreislauf des Steuergebiets eingehen (Art. 118 UZK). (§ 19b Absatz 3 EnergieStG)	Im Emissionsbericht für das Kalenderjahr, in dem die Entlastung wirksam wird.	Entlastungsantrag und, soweit vorliegend, Bescheid des Hauptzollamts. Bei fehlendem Bescheid: Nachweis der Zustimmung durch formlose Mitteilung des Hauptzollamts oder Auszahlungsbeleg.
Abs. 1 Nr. 3	Entlastung für das Verbringen von Energieerzeugnissen im Sinn des § 4 EnergieStG aus dem Steuergebiet. (§ 46 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 EnergieStG)	Im Emissionsbericht für dasselbe Kalenderjahr, für das die Entlastung gewährt wurde.	Energiesteueranmeldung (ggf. zuzüglich der Steuerberichtigungen zu entsprechenden Energiesteueranmeldungen). Zollformulare 1100, 1101
Abs. 1 Nr. 4	Entlastung für das Verbringen oder die Ausfuhr von Kohle aus dem Steuergebiet. (§ 46 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 EnergieStG)	Im Emissionsbericht für dasselbe Kalenderjahr, für das die Entlastung gewährt wurde.	Energiesteueranmeldung (ggf. zuzüglich der Steuerberichtigungen zu entsprechenden Energiesteueranmeldungen). Zollformular 1104
Abs. 1 Nr. 5	Entlastung für das Verbringen oder die Ausfuhr von Erdgas aus dem Steuergebiet. (§ 46 Absatz 1 Nummer 3 EnergieStG)	Im Emissionsbericht für dasselbe Kalenderjahr, für das die Entlastung gewährt wurde.	Energiesteueranmeldung (ggf. zuzüglich der Steuerberichtigungen zu entsprechenden Energiesteueranmeldungen). Zollformular 1103
Abs. 1 Nr. 6	Entlastung, wenn der Steuerschuldner den Nachweis erbringt, dass die Energiesteuer für die Unregelmäßigkeit bei einer Beförderung im steuerrechtlich freien Verkehr in dem tatsächlich zuständigen Mitgliedstaat erhoben wurde. Dies bedeutet, die relevante Brennstoffmenge verblieb im anderen Mitgliedstaat. (§ 18a Absatz 4 EnergieStG)	Im Emissionsbericht für das Kalenderjahr, in dem die Entlastung wirksam wird.	Entlastungsantrag und, soweit vorliegend, Bescheid des Hauptzollamts. Bei fehlendem Bescheid: Nachweis der Zustimmung durch formlose Mitteilung des Hauptzollamts oder Auszahlungsbeleg.

§ 16 2030	zugrunde liegende Entlastung	Zeitpunkt der Anerkennung des Nachweises	Nachweise
Abs. 1 Nr. 7	Entlastung für die Aufnahme von nachweislich versteuerten, nicht gebrauchten Energieerzeugnissen im Sinn des § 4 EnergieStG in ein Steuerlager. (§ 47 Absatz 1 Nummer 1 EnergieStG)	Im Emissionsbericht für dasselbe Kalenderjahr, für das die Entlastung gewährt wurde.	Energiesteueranmeldung (ggf. zuzüglich der Steuerberichtigungen zu entsprechenden Energiesteueranmeldungen). Zollformulare 1100, 1101
Abs. 1 Nr. 8	Entlastung für die Dämpfe-Rückgewinnung bei der Lagerung oder Verladung von Energieerzeugnissen, beim Betanken von Kraftfahrzeugen oder bei der Entgasung von Transportmitteln. (§ 47 Absatz 1 Nummer 2 EnergieStG)	Im Emissionsbericht für dasselbe Kalenderjahr, für das die Entlastung gewährt wurde.	Energiesteueranmeldung (ggf. zuzüglich der Steuerberichtigungen zu entsprechenden Energiesteueranmeldungen). Zollformulare 1100, 1101
Abs. 1 Nr. 9	Entlastung für die Einspeisung von nachweislich versteuertem Erdgas in ein Leitungsnetz für unverteuertes Erdgas (§ 47 Absatz 1 Nummer 6 EnergieStG)	Im Emissionsbericht für dasselbe Kalenderjahr, für das die Entlastung gewährt wurde.	Energiesteueranmeldung (ggf. zuzüglich der Steuerberichtigungen zu entsprechenden Energiesteueranmeldungen). Zollformular 1103
Abs. 1 Nr. 10	Entlastung für die Lieferung von Brennstoffen an ausländische Streitkräfte und Hauptquartiere. (§ 58 Absatz 1 EnergieStG)	Im Emissionsbericht für dasselbe Kalenderjahr, für das die Entlastung gewährt wurde.	Entlastungsantrag und, soweit vorliegend, Bescheid des Hauptzollamts. Bei fehlendem Bescheid: Nachweis der Zustimmung durch formlose Mitteilung des Hauptzollamts oder Auszahlungsbeleg. Eine Übersicht über die Zuordnung der entlasteten Mengen zu den DEHSt-Aktenzeichen der belieferten EU-ETS-Anlagen. Für diese Übersicht ist die auf den Internetseiten der DEHSt zur Verfügung gestellte Vorlage zu verwenden ²² .
Abs. 1 Nr. 11	Entlastung für die Lieferung von Brennstoffen an ausländische Streitkräfte eines Mitgliedsstaats der Europäischen Union. (§ 58a Absatz 1 EnergieStG)	Im Emissionsbericht für dasselbe Kalenderjahr, für das die Entlastung gewährt wurde.	Entlastungsantrag und, soweit vorliegend, Bescheid des Hauptzollamts. Bei fehlendem Bescheid: Nachweis der Zustimmung durch formlose Mitteilung des Hauptzollamts oder Auszahlungsbeleg. Eine Übersicht über die Zuordnung der entlasteten Mengen zu den DEHSt-Aktenzeichen der belieferten EU-ETS-Anlagen. Für diese Übersicht ist die auf den Internetseiten der DEHSt zur Verfügung gestellte Vorlage zu verwenden ²³ .

²² Vorlage wird auf der DEHSt-Internetseite zur Verfügung gestellt werden.

²³ Vorlage wird auf der DEHSt-Internetseite zur Verfügung gestellt werden.

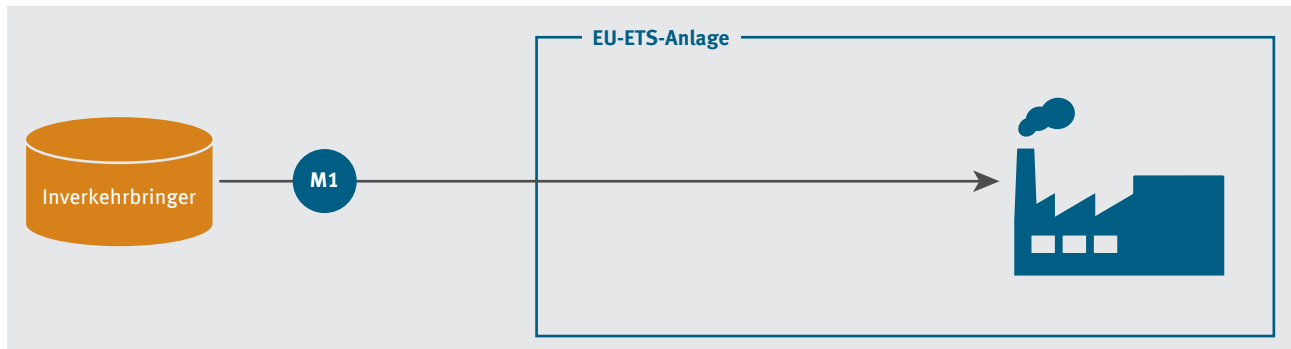
§ 16 2030	zugrunde liegende Entlastung	Zeitpunkt der Anerkennung des Nachweises	Nachweise
Abs. 4	Entlastung für die stoffliche Nutzung von leitungsgebundenem Erdgas. (§ 47 Absatz 1 Nummer 3 EnergieStG)	Im Emissionsbericht für dasselbe Kalenderjahr, für das die Entlastung gewährt wurde.	Vom Entlastungsberechtigten (Verwender) zum BEHG-Verantwortlichen weitergereichter Entlastungsantrag und, soweit vorliegend, Bescheid des Hauptzollamts. Bei fehlendem Bescheid: Nachweis der Zustimmung durch formlose Mitteilung des Hauptzollamts oder Auszahlungsbeleg. Versicherung durch den Verwender, dass die Entlastung nicht selbst im Rahmen der Berichterstattung geltend gemacht oder einem anderen Verantwortlichen zur Geltendmachung zur Verfügung gestellt worden ist. Eine Übersicht über die Zuordnung der entlasteten Mengen zu den DEHSt-Aktenzeichen der belieferten EU-ETS-Anlagen. Für diese Übersicht ist die auf den Internetseiten der DEHSt zur Verfügung gestellte Vorlage zu verwenden²⁴.
Abs. 5	Entlastung für eine Doppelerfassung von Erdgaslieferungen durch nicht angemeldete Lieferer. (§ 38 Absatz 5 Satz 3 EnergieStG)	Im Emissionsbericht für dasselbe Kalenderjahr, für das die Entlastung gewährt wurde.	Entlastungsantrag des BEHG-Verantwortlichen oder vom Entlastungsberechtigten (Erdgaskunde) zum BEHG-Verantwortlichen weitergereichter Entlastungsantrag und, soweit vorliegend, Bescheid des Hauptzollamts. Bei fehlendem Bescheid: Nachweis der Zustimmung durch formlose Mitteilung des Hauptzollamts oder Auszahlungsbeleg. Im Falle des Entlastungsantrags des Erdgaskunden: Versicherung durch den Erdgaskunden, dass die Entlastung nicht selbst im Rahmen der Berichterstattung geltend gemacht oder einem anderen Verantwortlichen zur Geltendmachung zur Verfügung gestellt worden ist.

²⁴ Vorlage wird auf der DEHSt-Internetseite zur Verfügung gestellt werden.

Anhang 3: Beispiele zur Ermittlung der abzugsfähigen Brennstoffmenge nach § 17 EBeV 2030

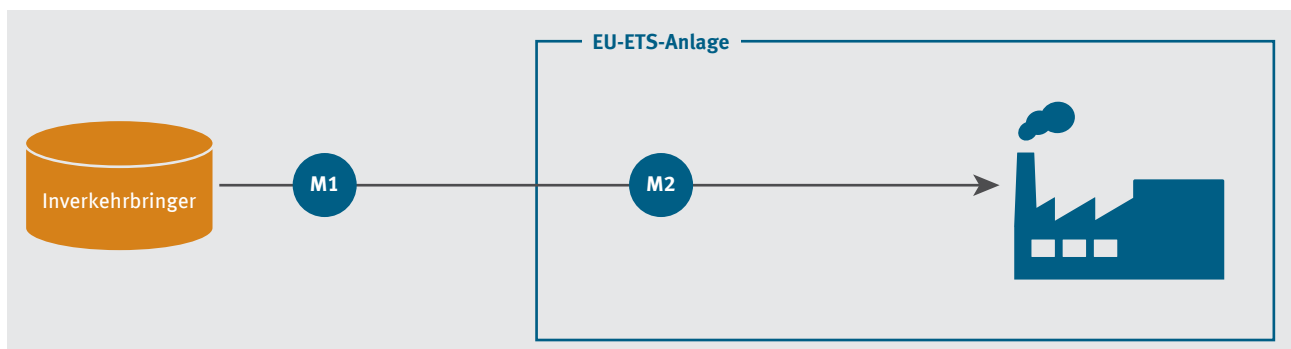
Bei den Beispielen wird von Brennstoffen ohne biogene Bestandteile ausgegangen.

Beispiel 1: Direkter Brennstoffeinsatz ohne Zwischenlagerung (z. B. Erdgas)



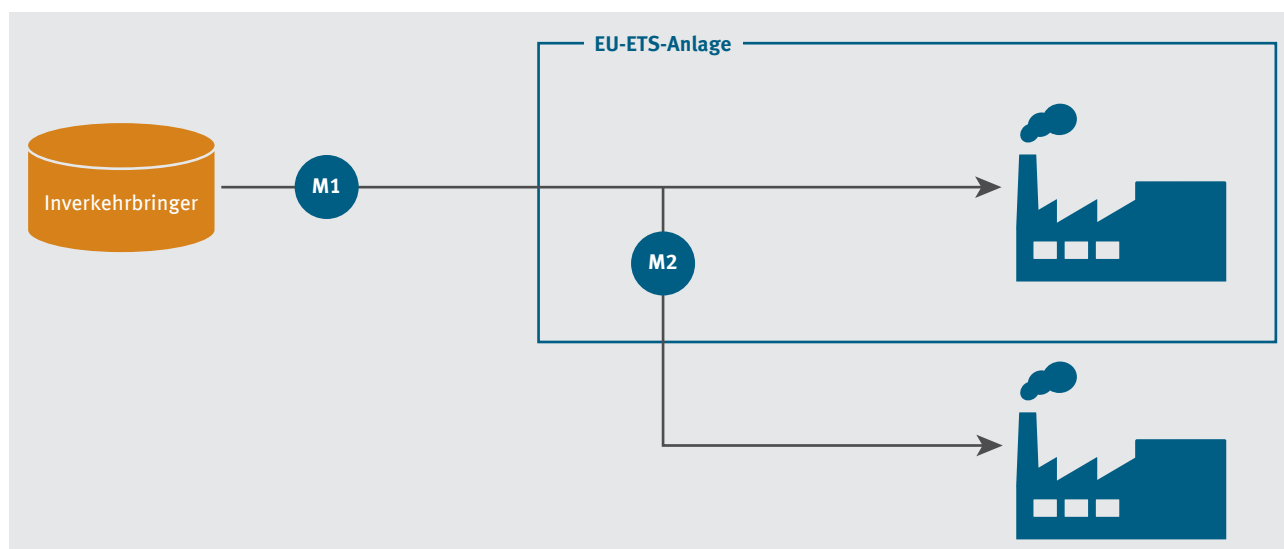
- ▶ Abrechnung Lieferant über Messung M1 (Abrechnungs- bzw. Liefermenge)
- ▶ Berichterstattung der EU-ETS-Anlage über Messung M1 (Einsatzmenge)
- ▶ Liefermenge entspricht Einsatzmenge der EU-ETS-Anlage
- ▶ Verwendungsabsichtserklärung (Liefermenge_{EU-ETS}) deckt Abrechnungs- bzw. Liefermenge ab
- ➔ Abzugsmenge nach § 17 EBeV 2030 = Abrechnungs- bzw. Liefermenge = Liefermenge_{EU-ETS}

Beispiel 2: Direkter Brennstoffeinsatz ohne Zwischenlagerung (z. B. Erdgas)



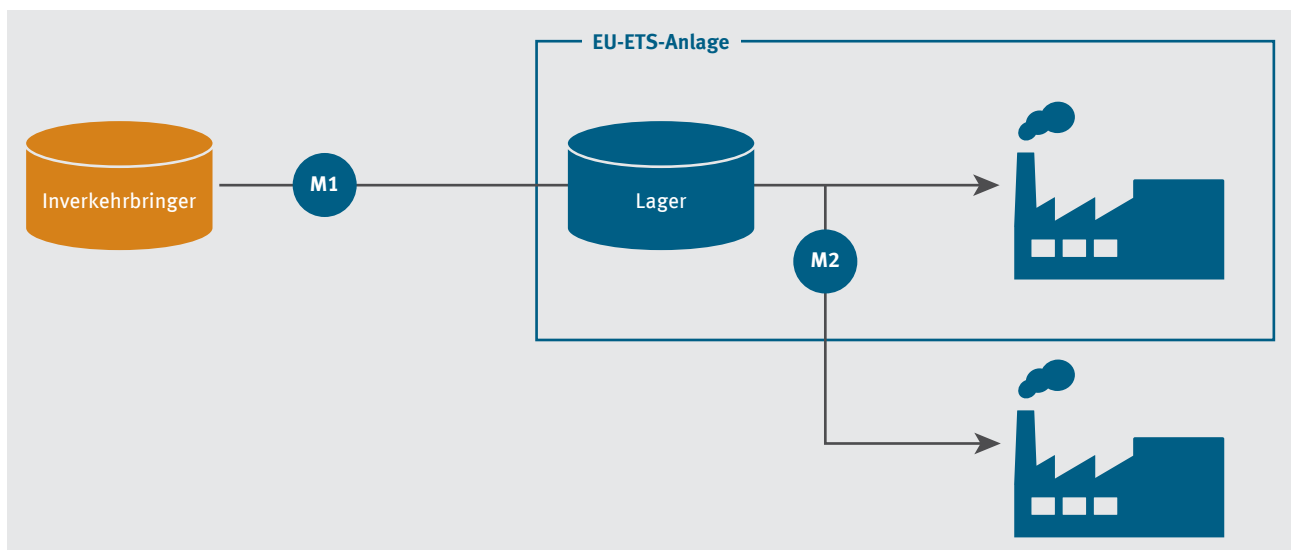
- ▶ Abrechnung Lieferant über Messung M1 (Abrechnungs- bzw. Liefermenge)
- ▶ Berichterstattung der EU-ETS-Anlage über Messung M2 (Einsatzmenge)
- ▶ Abrechnungs- bzw. Liefermenge entspricht wegen Messunsicherheit nicht der Einsatzmenge der EU-ETS-Anlage.
- ▶ Wird die Tolleranzschwelle von 5 Prozent nicht überschritten, sind keine weiteren Nachweise notwendig (vollzugstechnische Erleichterung).
- ▶ Verwendungsabsichtserklärung (Liefermenge_{EU-ETS}) deckt Abrechnungs- bzw. Liefermenge ab
- ➔ Abzugsmenge nach § 17 EBeV 2030 = Abrechnungs- bzw. Liefermenge = Liefermenge_{EU-ETS}

Beispiel 3: Einsatz ebenfalls in nicht EU-ETS-Anlage (Erdgas)



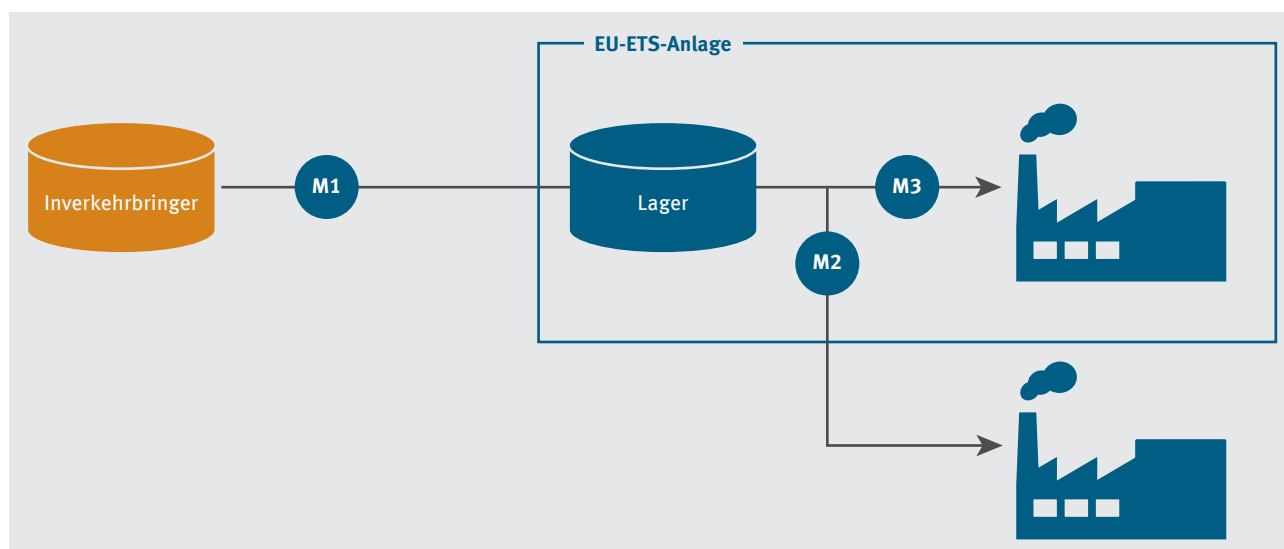
- ▶ Abrechnung Lieferant über Messung M1 (Abrechnungs- bzw. Liefermenge)
 - ▶ Berichterstattung der EU-ETS-Anlage über die Messung M1 abzgl. Messung M2 des Abgangs (Einsatzmenge)
 - ▶ Menge M2 des Abgangs an nicht EU-ETS-Anlage ist von der Abrechnungs- bzw. Liefermenge M1 abzuziehen und dies in der Verwendungsabsichtserklärung (Liefermenge_{EU-ETS}) zu berücksichtigen. Da die Menge M2 ggf. zum Zeitpunkt der Lieferung nicht bekannt ist, darf diese Menge geschätzt werden.
 - ▶ Wird die Tolleranzschwelle von 5 Prozent nicht überschritten, sind keine weiteren Nachweise notwendig (vollzugstechnische Erleichterung).
- ➔ Abzugsmenge nach § 17 EBeV 2030 = Abrechnungs- bzw. Liefermenge abzgl. (geschätzter) Menge M2 des Abgangs = Liefermenge_{EU-ETS}

Beispiel 4: Einsatz ebenfalls in nicht EU-ETS-Anlage und Berücksichtigung des Lagers (z. B. Heizöl)



- ▶ Abrechnung Lieferant über Messung M1 (Abrechnungs- bzw. Liefermenge)
 - ▶ Berichterstattung der EU-ETS-Anlage über den Zugang M1 abzgl. des Abgang M2 sowie Berücksichtigung der Lagerbestandsänderung (Einsatzmenge)
 - ▶ Menge M2 des Abgangs an nicht EU-ETS-Anlage ist von der Abrechnungs- bzw. Liefermenge M1 abzuziehen und dies in der Verwendungsabsichtserklärung (Liefermenge_{EU-ETS}) zu berücksichtigen. Da die Menge M2 ggf. zum Zeitpunkt der Lieferung nicht bekannt ist, darf diese Menge geschätzt werden
 - ▶ Tolleranzschwelle wird auf die Differenz zwischen Liefermenge_{EU-ETS} und der Summe aus Einsatzmenge und Lagerbestandsänderung angewendet. Wird die Tolleranzschwelle von 5 Prozent nicht überschritten, sind keine weiteren Nachweise notwendig (vollzugstechnische Erleichterung).
- ➔ Abzugsmenge nach § 17 EBeV 2030 = Abrechnungs- bzw. Liefermenge abzgl. (geschätzter) Menge M2 des Abgangs = Liefermenge_{EU-ETS}

Beispiel 5: Einsatz ebenfalls in nicht EU-ETS-Anlage und Berücksichtigung des Lagers (z. B. Heizöl)



- ▶ Abrechnung Lieferant über Messung M1 (Abrechnungs- bzw. Liefermenge)
 - ▶ Berichterstattung der EU-ETS-Anlage über M3 (Einsatzmenge)
 - ▶ Menge M2 des Abgangs an nicht EU-ETS-Anlage ist von der Abrechnungs- bzw. Liefermenge M1 abzuziehen und dies in der Verwendungsabsichtserklärung (Liefermenge_{EU-ETS}) zu berücksichtigen.
 - ▶ Da die Menge M2 ggf. zum Zeitpunkt der Lieferung nicht bekannt ist, darf diese Menge geschätzt werden.
 - ▶ Tolleranzschwelle wird auf die Differenz zwischen Liefermenge_{EU-ETS} und der Summe aus Einsatzmenge und Lagerbestandsänderung angewendet. Wird die Tolleranzschwelle von 5 Prozent nicht überschritten, sind keine weiteren Nachweise notwendig (vollzugstechnische Erleichterung).
 - ▶ Die EU-ETS-Anlage hat den Zugang M1, den Abgang M2 sowie die Lagerbestandsänderung als flankierende Berechnung anzugeben
- ➔ Abzugsmenge nach § 17 EBeV 2030 = Abrechnungs- bzw. Liefermenge abzgl. (geschätzter) Menge M2 des Abgangs = Liefermenge_{EU-ETS}

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt
City Campus
Haus 3, Eingang 3A
Buchholzweg 8
13627 Berlin

www.dehst.de | nationaler-emissionshandel@dehst.de