

Energie, Klima, Umwelt | Klima

Brennstoffemissionshandel – Status Quo und Basiswissen

vbw

Leitfaden
Stand: August 2023

Die bayerische Wirtschaft



Hinweis

Zitate aus dieser Publikation sind unter Angabe der Quelle zulässig.

Vorwort

Nationaler Brennstoffemissionshandel bedeutet erhebliche Zusatzbelastungen

Der nationale Brennstoffemissionshandel verpflichtet seit 2021 Inverkehrbringer von Heiz- und Kraftstoffen (etwa Raffinerien oder Erdgas-Lieferanten) zur Ermittlung von Emissionen sowie zur Abgabe von Zertifikaten. Er soll maßgeblich zur Emissionsminderung in den Sektoren Wärme und Verkehr beitragen. Seit diesem Jahr fallen weitere Brennstoffe wie z. B. Kohle unter das System. Ab 2024 werden auch Abfallverbrennungsanlagen berichts- und abgabepflichtig. Insbesondere für den energieintensiven Mittelstand stellt der nationale CO₂-Preis eine erhebliche Zusatzbelastung dar. Er schränkt die Wettbewerbsfähigkeit deutlich ein, solange es kein europäisches Level-Playing-Field in den betroffenen Sektoren gibt. Es war daher richtig, zumindest die ursprünglich vorgesehene Preisanhebung in der aktuellen Lage auszusetzen.

Auf EU-Ebene wurde unterdessen die Einführung eines europaweiten Handelssystems für Wärme und Straßenverkehr (ETS 2) beschlossen. Dieses wird sich auch auf den Brennstoffemissionshandel in Deutschland auswirken. Wenn auf die nationale Bepreisung nicht gleich verzichtet wird – was in der aktuellen Lage jedenfalls ernsthaft geprüft werden müsste – gilt es, frühzeitig auf eine Kompatibilität zwischen den beiden Instrumenten hinzuwirken. Das nationale System muss möglichst unbürokratisch und reibungslos im ETS 2 aufgehen. Ferner muss sichergestellt sein, dass die auf nationaler Ebene bestehenden Carbon-Leakage-Regelungen unter dem ETS 2 fortgeführt werden.

Unser Leitfaden dient Ihnen als Wegweiser und bietet einen Überblick über die Funktionsweise des nationalen Brennstoffemissionshandels sowie die damit einhergehenden Pflichten für betroffene Unternehmen.

Bertram Brossardt
11. August 2023

Inhalt

1	Ziel und Anwendungsbereich	1
1.1	Rechtlicher Rahmen	1
1.2	Handelspflichtige Akteure	2
1.3	Erfasste Brennstoffe	2
1.4	Emissionsobergrenze (Cap)	3
1.5	Preispfad	4
2	Pflichten der betroffenen Unternehmen	7
2.1	Erstellung eines Überwachungsplans	7
2.2	Erfassung und Berichterstattung der Emissionen	8
2.2.1	Ermittlung der Brennstoffmengen	8
2.2.2	Methoden zur Ermittlung der Emissionen	9
2.2.3	Abzug von Bioenergieanteilen	10
2.2.4	Erstellung des Emissionsberichts	10
2.3	Abgabe der Zertifikate	11
2.4	Sanktionen	11
3	Entlastungstatbestände	12
3.1	Umgang mit doppelt belasteten EU-ETS-Anlagenbetreiber	12
3.1.1	Freistellung von der Berichts- und Abgabepflicht	13
3.1.2	Nachträgliche finanzielle Kompensation	13
3.2	Härtefallregelung	14
3.3	Carbon-Leakage-Schutz	15
4	Entwicklungen auf europäischer Ebene	17
4.1	Anwendungsbereich und Cap des ETS 2	17
4.2	Pflichten für die Inverkehrbringer der Brennstoffe	17
4.3	Folgen für den nationalen Brennstoffemissionshandel	18

Abbildungsverzeichnis	20
Ansprechpartner/Impressum	21

1 Ziel und Anwendungsbereich

Nationaler Brennstoffemissionshandel soll als zentrales Instrument zur Emissionsminderung in den Sektoren Wärme und Verkehr fungieren

Der nationale Brennstoffemissionshandel (nEHS) soll maßgeblich zur Treibhausgasminde- rung in den Sektoren Wärme und Verkehr und damit zur Erreichung des nationalen 2030-Klimaziels beitragen. Er soll die Treibhausgasemissionen erfassen, die bei der Ver- brennung fossiler Heiz- und Kraftstoffe entstehen. Für jede Tonne CO₂, die bei der Ver- brennung der Brennstoffe freigesetzt wird, muss ein Zertifikat abgegeben werden.

1.1 Rechtlicher Rahmen

Den rechtlichen Rahmen für den nEHS bildet das Gesetz über ein nationales Emissionshan- delssystem für Brennstoffemissionen (Brennstoffemissionshandelsgesetz – BEHG). Die konkrete Ausgestaltung und Umsetzung des Systems wird durch mehrere Rechtsverord- nungen spezifiziert (siehe Abbildung 1).

Abbildung 1

Wichtigste Regularien des nEHS

Gesetz / Verordnung	BEHG	BEHV	EBeV 2030	BECV	BEDV
Regelungs- gegenstand	<ul style="list-style-type: none"> – Anwendungs- bereich – Grundzüge des Systems – Sanktionen 	<ul style="list-style-type: none"> – Veräußerung Zertifikate – Nationales Handelsregister – Jährliche Emissionsmengen 	<ul style="list-style-type: none"> – Überwachung, Ermittlung und Berichterstattung – Vermeidung von Doppelerfassungen und -belastungen 	Carbon Leakage- Kompensation	Finanzielle Kompensation doppelt belasteter Anlagenbetreiber

Quelle: Eigene Darstellung

Die Regelungen zum Verkauf der Emissionszertifikate und dem nationalen Emissionshan- delsregister sind in der Brennstoffemissionshandlungsverordnung (BEHV) festgesetzt. Die Emissionsberichterstattung für die Jahre 2023 bis 2030 wird in der Berichterstattungsver- ordnung 2030 (EBeV 2030) geregelt.

Weitere Verordnungen zielen darauf ab, indirekte Belastungen des nEHS auszugleichen: Das BEHG sieht Beihilfen für Unternehmen aus Carbon-Leakage-gefährdeten Sektoren vor. Diese sind in der BEHG-Carbon-Leakage-Verordnung (BECV) geregelt. Unternehmen, die durch den EU-Emissionshandel (EU-ETS) und den nEHS doppelt belastet sind, erhalten eine finanzielle Kompensation. Diese wird in der BEHG-Doppelbilanzierungsverordnung (BEDV) adressiert. Zudem wird an einer Härtefallregelung gearbeitet, mit deren Hilfe

unzumutbare Härten vermieden werden sollen. Die für die Umsetzung des nEHS zuständige Behörde ist die Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt).

1.2 Handlungspflichtige Akteure

Im Unterschied zum EU-ETS ist nicht das Emittieren von CO₂, sondern das Inverkehrbringen von fossilen Brennstoffen für die Handlungspflicht ausschlaggebend. Hierbei wird zwischen verschiedenen Fällen des Inverkehrbringens unterschieden (siehe Abbildung 2).

Vorwiegend wird die Handlungspflicht im nEHS in Anlehnung an die Entstehungstatbestände der Energiesteuer gemäß Energiesteuergesetz (EnergieStG) festgesetzt: Verantwortlich nach dem BEHG sind diejenigen Unternehmen, die Steuerschuldner im Sinne des EnergieStG sind. Dies sind beispielsweise bei Mineralölprodukten die Inverkehrbringer (d. h. die Raffinerien) und bei Erdgas die Lieferanten. Zu den Inverkehrbringern können auch Unternehmen zählen, die Brennstoffe nach Deutschland importieren.

Auch Inverkehrbringer bestimmter Brennstoffe, die von der Energiesteuer befreit sind, können unter den Anwendungsbereich des BEHG fallen. Dies betrifft z. B. Kohle, die als Kraft- oder Heizstoff zur Stromerzeugung genutzt wird. BEHG-Verantwortlich sind in diesem Fall die Inhaber der Erlaubnis für die steuerfreie Verwendung.

Bei Abfallbrennstoffen wird das Inverkehrbringen der Brennstoffe an deren Verwendung in einer immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftigen Abfallanlage geknüpft. Verantwortlich nach dem BEHG sind in diesem Fall die Betreiber der Abfallverbrennungsanlage.

Abbildung 2

Arten des Inverkehrbringens und jeweilige BEHG-Verantwortliche

Art des Inverkehrbringens	Inverkehrbringen durch das Entstehen der Energiesteuer	Inverkehrbringen durch die energiesteuerfreie Verwendung von Kohle	Inverkehrbringen durch die Verwendung von Brennstoffen in Abfallverbrennungsanlagen
BEHG-Verantwortlicher	i. d. R. Steuerschuldner	Erlaubnisinhaber für die steuerfreie Verwendung	Betreiber der Anlage

Quelle: Eigene Darstellung nach DEHSt (2023)

1.3 Erfasste Brennstoffe

Die erfassten Brennstoffe sind in Anlage 1 des BEHG gelistet. Neben Kohle, Heizöl, Flüssiggas, Erdgas, Benzin und Diesel sind unter anderem auch pflanzliche Öle, Kohlenwasserstoffe, (nicht synthetisch hergestelltes) Methanol oder zubereitete Schmiermittel, die als

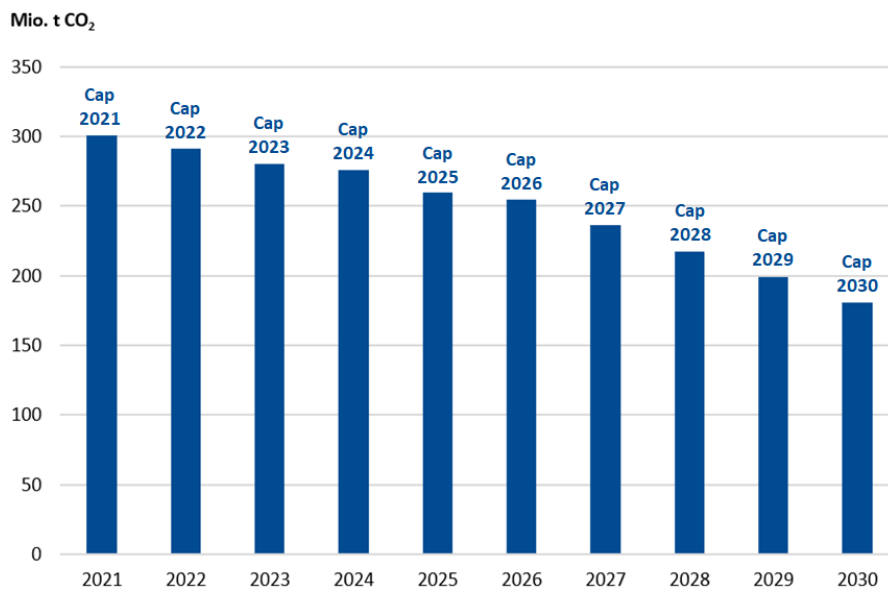
Kraft- und Heizstoff verwendet werden, aufgeführt. Auch sogenannte biogene Brennstoffe (zum Beispiel Holzpellets) und Brennstoffe mit biogenem Anteil fallen unter den Anwendungsbereich des nEHS.

Für die Jahre 2021 und 2022 war die Berichtspflicht und damit auch die Abgabepflicht zunächst auf folgende Brennstoffe beschränkt: Benzin, Gas- und Heizöle, Erdgas und Flüssiggase. Seit dem 01. Januar 2023 sind alle anderen Brennstoffe der Anlage 1 berichtspflichtig. Eine Ausnahme gilt wiederum für Emissionen aus der Abfallverbrennung: Diese unterliegen erst ab dem 01. Januar 2024 der Berichts- und Abgabepflicht.

1.4 Emissionsobergrenze (Cap)

Die Brennstoffemissionen sind gedeckelt. Hierfür wird für jedes Jahr eine Obergrenze (sogenannte Cap) an zulässigen Emissionen festgesetzt. Dieses jährliche Emissionsbudget soll sicherstellen, dass Deutschland seine Emissionsvorgaben im Rahmen der EU-Lastenteilungsverordnung einhält.

Abbildung 3
 Jährliche Caps nach der BEHV



Quelle: Eigene Darstellung

Die EU-Lastenteilung gibt allen EU-Mitgliedsstaaten nationale Minderungsziele und entsprechende Jahresemissionsbudgets für die Sektoren vor, die nicht durch den EU-ETS erfasst sind (z. B. Verkehr und Gebäude). Vor diesem Hintergrund orientieren sich die jährlichen Emissionsobergrenzen im nEHS an den Emissionsbudgets der Lastenteilung.

Ziel und Anwendungsbereich

Das nEHS-Cap wird wie folgt berechnet:

$$\begin{array}{l}
 \text{jährliches} \\
 \text{Budget gemäß} \\
 \text{Lastenteilung}
 \end{array}
 \times
 \frac{\text{nicht vom EU-ETS erfasste} \\
 \text{Brennstoffemissionen}}{\text{gesamte nationale Emissionen, die nicht} \\
 \text{vom EU-ETS erfasst sind}}
 +
 \begin{array}{l}
 \text{geschätzte Menge} \\
 \text{der doppelt erfassten} \\
 \text{Emissionen}
 \end{array}$$

Wie die jährlichen Emissionsmengen bestimmt werden, wird in der BEHV konkretisiert. Diese beziffert auch die jährlichen Emissionsobergrenzen (siehe Abbildung 3).

Hinweis

Die BEHV regelt, dass die jährlichen nEHS-Caps unverzüglich angepasst werden, sobald die neuen jährlichen Emissionsbudgets der EU-Mitgliedstaaten unter der neuen EU-Lastenteilungsverordnung feststehen. Die EU-Lastenteilungsverordnung wurde jüngst revidiert und an das neue EU-Klimaziel angepasst. Infolge der Verschärfung des EU-2030-Klimaziels der EU von 40 auf 55 Prozent wurden auch die einzelstaatlichen Zielvorgaben unter der Lastenteilung ambitionierter ausgestaltet. Deutschland ist künftig angehalten, seine Nicht-EU-ETS-Emissionen bis 2030 um 50 Prozent statt wie bisher vorgegeben um 38 Prozent gegenüber 2005 zu senken. Die aus der Zielverschärfung resultierenden neuen jährlichen Emissionsbudgets der Mitgliedsstaaten werden von der EU-Kommission in Durchführungsrechtsakten festgesetzt. Der Beschluss zu den Emissionsbudgets der Jahre 2023 bis 2025 wurde am 28. Juni 2023 verabschiedet. Die Anpassung der nEHS-Caps in der BEHV sollte folglich zeitnah erfolgen. Die ESR-Budgets für die Jahre 2026 bis 2030 sollen in 2025 festgelegt werden.

1.5 Preispfad

Das nEHS startet mit einer fünfjährigen Einführungsphase (2021 bis 2025), in der die Zertifikate zu einem Festpreis verkauft werden.

Die Zertifikatspreise steigen schrittweise an:

- 01. Januar bis 31. Dezember 2021: 25 Euro pro t CO₂
- 01. Januar bis 31. Dezember 2022: 30 Euro pro t CO₂
- 01. Januar bis 31. Dezember 2023: 30 Euro pro t CO₂ (Moratorium wegen Energiekrise)
- 01. Januar bis 31. Dezember 2024: 35 Euro pro t CO₂¹
- 01. Januar bis 31. Dezember 2025: 45 Euro pro t CO₂²

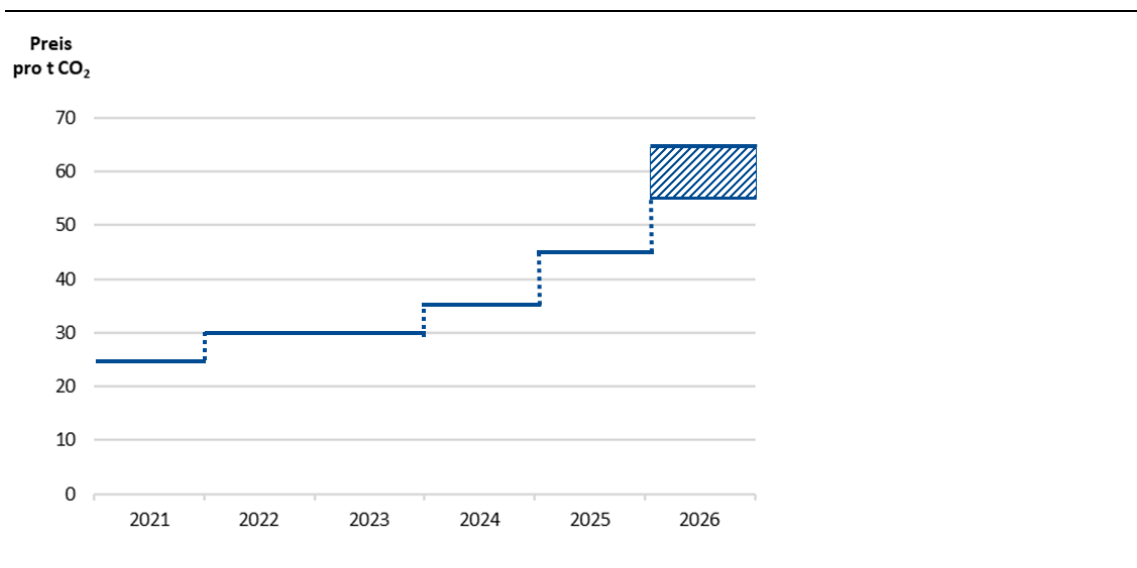
¹ 40 Euro pro t CO₂ gemäß Referentenentwurf für Haushaltsfinanzierungsgesetzes, Stand: 10.08.2023

² 50 Euro pro t CO₂ gemäß Referentenentwurf für Haushaltsfinanzierungsgesetzes, Stand: 10.08.2023

In der Festpreisphase wird eine unbegrenzte Menge an Zertifikaten verkauft. Daher kann es zu Überschreitungen der jährlichen nEHS-Emissionsbudgets (siehe 1.4) kommen. Um den zusätzlichen Bedarf zu decken, können Flexibilisierungsoptionen im Rahmen der EU-Lastenteilung genutzt werden. Beispielsweise kann Deutschland Emissionsgutschriften von anderen EU-Mitgliedsstaaten zukaufen.

Ab 2026 sollen die Zertifikate versteigert werden. In 2026 gilt ein Preiskorridor. Dies bedeutet, dass eine Unter- und eine Obergrenze für den Marktpreis festgelegt wird. Der Mindestpreis liegt in 2026 bei 55 Euro und der Höchstpreis bei 65 Euro pro Zertifikat (siehe Abbildung 4). Im Jahr 2025 soll entschieden werden, ob ein entsprechender Preiskorridor nach 2026 fortgeführt wird.

Abbildung 4
 Preisentwicklung im nEHS von 2021 bis 2026



Quelle: Eigene Darstellung

Für den Verkauf der Zertifikate in der Festpreisphase hat die DEHSt die European Energy Exchange AG (EEX) beauftragt. Die nEHS-pflichtigen Unternehmen können die Zertifikate entweder direkt an der EEX oder indirekt über einen Intermediär erwerben. Die Zertifikate werden jeweils dienstags und donnerstags zum Verkauf angeboten. In der Festpreisphase ist keine Beschränkung der Kaufmengen pro Teilnehmer vorgesehen.

Erwerben die nEHS-pflichtigen Unternehmen die Zertifikate zur Abdeckung der Emissionen des Vorjahres erst im Folgejahr, so ist grundsätzlich der Preis des Folgejahres zu zahlen. Bis zum Jahresende ist die exakte Menge an Brennstoffemissionen jedoch noch nicht bekannt. Daher können bis 30. September bis zu zehn Prozent der im Vorjahr erworbenen Zertifikattemenge (maßgeblich ist der Kontostand zum 31. Dezember) zum Preis des Vorjahres erworben werden. Diese dürfen dann jedoch nur für die Erfüllung der Abgabepflicht des Vorjahres verwendet werden. Reicht die Menge der bis Ende September erworbenen

[Ziel und Anwendungsbereich](#)

Zertifikate für die Erfüllung der Abgabepflicht nicht aus, so müssen Zertifikate zum gegebenenfalls höheren Preis des Folgejahres gekauft werden.

Hinweis

Sowohl die Festpreise als auch der Preiskorridor stehen unter dem Vorbehalt einer Prüfung und können jederzeit geändert werden.

Ob ein Versteigerungssystem vor dem Hintergrund der zwischenzeitlich getroffenen Festlegungen auf der europäischen Ebene (siehe unten Kapitel 4) überhaupt noch zum Tragen kommen soll, wird noch zu klären sein.

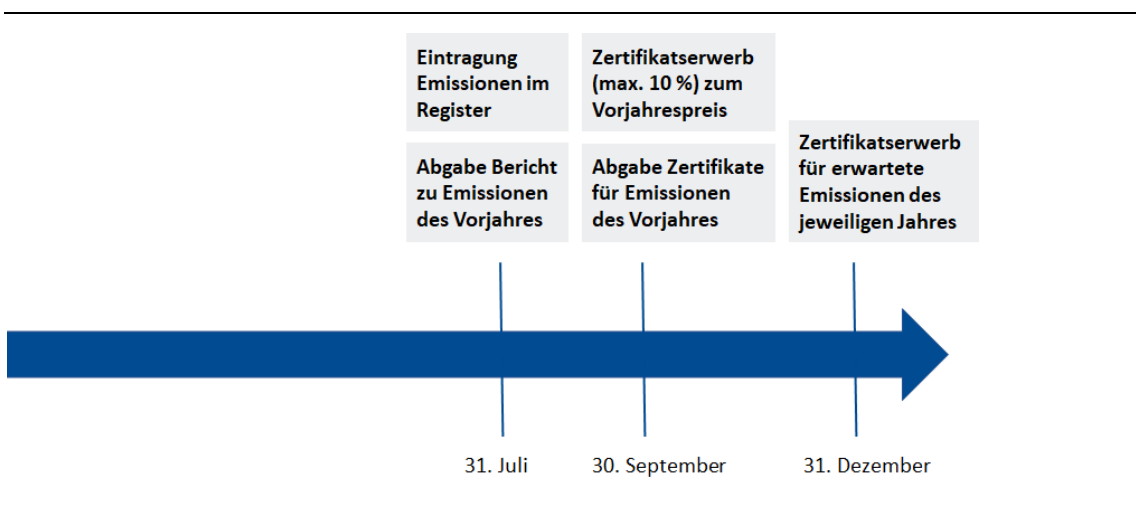
2 Pflichten der betroffenen Unternehmen

Inverkehrbringer von Brennstoffen müssen jährlich Berichts- und Abgabepflichten erfüllen

Die nEHS-pflichtigen Unternehmen müssen die in Verkehr gebrachten Brennstoffemissionen jährlich erfassen und berichten sowie eine entsprechende Menge an Zertifikaten abgeben.

Abbildung 5

Wichtigste Pflichten und Fristen im nEHS im Jahresverlauf



Quelle: Eigene Darstellung

2.1 Erstellung eines Überwachungsplans

Jedes nEHS-pflichtige Unternehmen muss einen sogenannten Überwachungsplan erstellen. Dieser soll darlegen, mit welchen Methoden die Art und die Menge der in Verkehr gebrachten Brennstoffe und Emissionen überwacht und ermittelt werden. Er fungiert somit als Basis für den jährlichen Emissionsbericht (siehe 2.2).

Ein entsprechender Überwachungsplan muss einmalig für jede Handelsperiode vorgelegt und von der DEHSt genehmigt werden. Unter bestimmten Voraussetzungen, z. B. wenn sich die in Verkehr gebrachten Brennstoffe oder die Ermittlungsmethode ändern, ist eine Anpassung des Plans erforderlich. In bestimmten Fällen ist ein vereinfachter Überwachungsplan ausreichend, z. B. wenn ausschließlich Standardwerte (siehe 2.2) für die Ermittlung der Emissionen verwendet werden.

Der Überwachungsplan ist erstmalig zum 31. Oktober 2023 für die Berichtsjahre 2024 bis 2030 einzureichen. Für die Erstellung des Überwachungsplans wird die DEHSt ein IT-Tool zur Verfügung stellen.

2.2 Erfassung und Berichterstattung der Emissionen

Die Berechnung der Brennstoffemissionen erfolgt grundsätzlich über die Multiplikation der Brennstoffmenge mit bestimmten Berechnungsfaktoren.

$$\text{Emissionsmenge} = \text{Brennstoffmenge} \times \text{Umrechnungsfaktor} \times H_i \times EF \times (1 - \text{Bioenergieanteil})$$

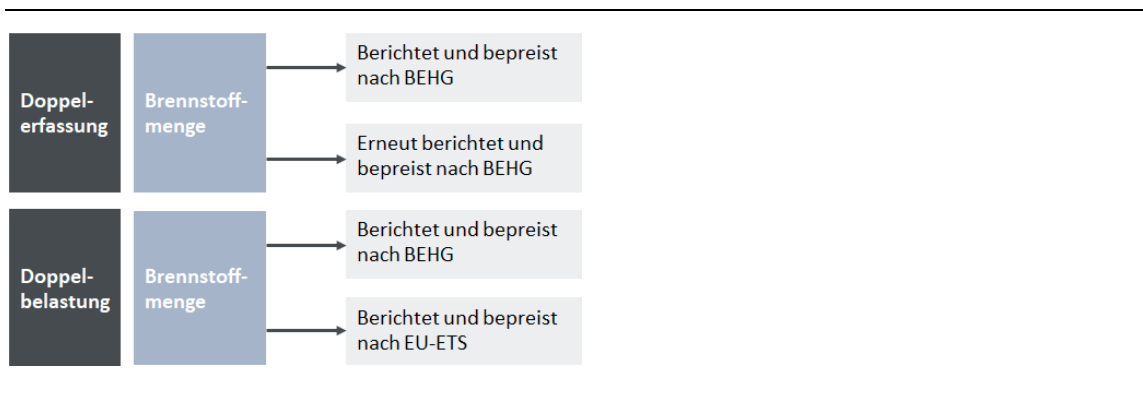
Hierzu zählen der Umrechnungsfaktor (sofern erforderlich), der Heizwert (H_i) sowie der Emissionsfaktor (EF) des jeweiligen Brennstoffs. Für den Bioenergieanteil von Brennstoffen kann unter bestimmten Voraussetzungen der Emissionsfaktor Null angewendet werden (siehe 2.2.3).

2.2.1 Ermittlung der Brennstoffmengen

In einem ersten Schritt gilt es, die berichtspflichtigen Brennstoffmengen zu ermitteln. Hierbei werden gegebenenfalls doppelt erfasste oder doppelt belastete Brennstoffmengen abgezogen (siehe Abbildung 6). Zu einer Doppelerfassung kann es z. B. kommen, wenn bereits nach dem BEHG berichtete Brennstoffmengen wieder in ein Steuerlager aufgenommen und erneut in Verkehr gebracht werden. Von einer Doppelbelastung ist die Rede, wenn Brennstoffmengen durch den nEHS und den EU-Emissionshandel doppelt belastet werden (siehe 3.1). Auch bei der stofflichen Verwendung von Erdgas kann ein Abzug erfolgen.

Abbildung 6

Doppelerfassung vs. Doppelbelastung von Brennstoffmengen



Quelle: Eigene Darstellung

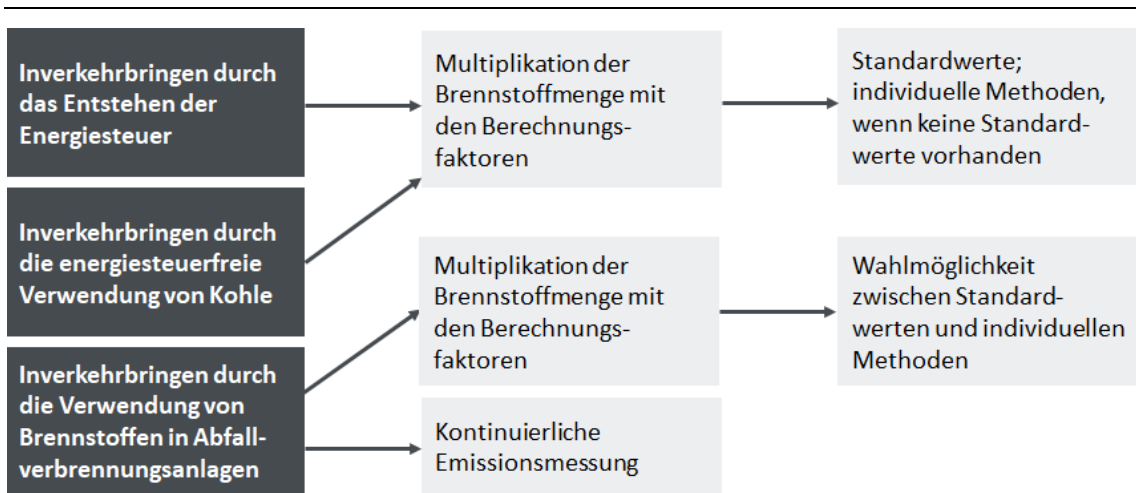
Grundsätzlich müssen Brennstoffemissionen erst dann überwacht und berichtet werden, wenn sie in einem Kalenderjahr (inklusive der Emissionen aus Biomasse und vor Abzug der doppelt belasteten oder doppelt erfassten Emissionen) eine Tonne CO₂ überschreiten.

2.2.2 Methoden zur Ermittlung der Emissionen

Es gibt verschiedene Methoden zur Ermittlung der Brennstoffemissionen. Die Auswahl der Methoden hängt im Wesentlichen davon ab, auf welche Art der jeweilige Brennstoff in Verkehr gebracht wird (siehe 1.2 und Abbildung 7).

Abbildung 7

Methoden zur Ermittlung der Brennstoffemissionen



Quelle: Eigene Darstellung nach DEHSt (2023)

Beim Inverkehrbringen durch das Entstehen der Energiesteuer sowie durch die energiesteuerfreie Verwendung von Kohle erfolgt die Emissionsberechnung durch die Multiplikation der Brennstoffmengen mit den Berechnungsfaktoren (Umrechnungsfaktor, Heizwert und Emissionsfaktor). Hierfür sind Standardwerte in der EBeV 2030 vorgegeben. Diese sind verbindlich. Sind keine Standardwerte vorhanden, dürfen individuelle Berechnungsmethoden angesetzt werden (z. B. Probenahmen und Analysen, Literaturwerte).

Werden die Brennstoffe durch eine Verwendung in einer Abfallverbrennungsanlage in Verkehr gebracht, besteht hingegen eine Wahlmöglichkeit: Die Brennstoffemissionen können entweder über Standardwerte oder über individuelle Methoden (z. B. Festwerte aus historischen Analysen, Probenahmen und Analysen, Literaturwerte) ermittelt werden. Alternativ ist die Berechnung der Emissionen über eine kontinuierliche Emissionsmessung möglich.

2.2.3 Abzug von Bioenergieanteilen

Für den Bioenergieanteil eines Brennstoffs kann unter bestimmten Voraussetzungen der Emissionsfaktor Null angewendet werden. Hierbei müssen die Nachhaltigkeits- und Treibhausgaseinsparungsanforderungen der revidierten EU-Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED II) eingehalten werden.

Bei Biokraftstoffen und flüssigen Bioheizstoffen ist nachzuweisen, dass diese die Nachhaltigkeitsanforderungen der Biomassestrom- oder Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung erfüllen. Hierfür ist ein entsprechender Nachweis vorzulegen (z. B. THG-Quote bei Kraftstoffen oder Nachweis aus der Nabisy-Datenbank der Bundesanstalt für Landwirtschaft bei Heizstoffen). Zudem ist zu belegen, dass keine Biokraftstoffe aus Rohstoffen mit hohem Risiko indirekter Landnutzungsänderungen (z. B. Palmöl) eingesetzt werden.

Bei festen oder gasförmigen Heizstoffen soll künftig ebenfalls ein Nachweis aus der Nabisy-Datenbank vorgelegt werden. Dieser soll belegen, dass die Nachhaltigkeitsanforderungen der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung eingehalten werden. Zudem muss eine bestimmte Treibhausgasminde rung nachgewiesen werden.

Hinweis

Für das Berichtsjahr 2023 wurden Übergangsregelungen für die Nachhaltigkeitsnachweise für feste und gasförmige Heizstoffe geschaffen.

Diese tragen einerseits dem Umstand Rechnung, dass die Funktionalitäten für die Ausstellung der Nachweise in der Nabisy-Datenbank noch nicht zur Verfügung stehen. In diesem Fall werden auch Nachweise aus anerkannten freiwilligen Zertifizierungssystemen anerkannt. Ebenso greifen Übergangsregelungen, wenn es an Zertifizierungssystemen oder -stellen mangelt. In diesem Fall ist eine Eigenerklärung über die Hinderungsgründe abzugeben.

2.2.4 Erstellung des Emissionsberichts

Die ermittelten Emissionen müssen in einem Emissionsbericht zusammengefasst werden. Dieser muss jeweils bis 31. Juli des Folgejahres abgegeben werden. Der Bericht ist in elektronischer Form über die sog. DEHSt-Plattform einzureichen. Zudem müssen jeweils bis zum 31. Juli eines Jahres die für das Vorjahr berichteten Emissionen in das Registerkonto eingetragen werden (siehe 3.2).

Ab dem Berichtsjahr 2023 ist eine Verifizierung des Berichts durch eine unabhängige, sachverständige Prüfstelle erforderlich. Eine Verifizierung ist nicht notwendig, wenn die Emissionen auf der Basis eines vereinfachten Überwachungsplans ermittelt und wenn keine doppelt erfassten Brennstoffemissionen abgezogen werden.

Hilfestellung

Im [Leitfaden zum Anwendungsbereich sowie zur Überwachung und Berichterstattung von CO₂-Emissionen – Nationales Emissionshandelssystem 2023 bis 2030](#) der DEHSt finden Sie ausführliche Informationen zur Überwachung, Ermittlung und Berichterstattung von Emissionen sowie zur Abzugsmöglichkeit von Emissionen aus Biomasse.

2.3 Abgabe der Zertifikate

Jeweils zum 30. September muss eine dem Emissionsbericht entsprechende Menge an Zertifikaten bei der DEHSt abgegeben werden (siehe Abbildung 5). Hierbei entspricht ein Zertifikat einer Tonne CO₂. Die abgegebenen Zertifikate werden von der DEHSt gelöscht. Dies bedeutet, dass die Zertifikate nicht mehr für weitere Einsatzzwecke zur Verfügung stehen.

Die Erfüllung der Abgabepflicht erfolgt über das nationale Emissionshandelsregister. Dieses ist als elektronische Datenbank aufgebaut. Jedes nEHS-pflichtige Unternehmen erhält ein Konto innerhalb des Registers. In diesem werden Besitz, Übertragung, Löschung und Abgabe der Zertifikate verzeichnet.

2.4 Sanktionen

Das BEHG sieht verschiedene Sanktionen vor, wenn die Verpflichtungen nicht eingehalten werden.

Bei einer Verletzung der Abgabepflicht wird von der DEHSt eine Zahlungspflicht pro nicht abgegebenes Zertifikat festgesetzt. In der Einführungsphase des Systems (2021 bis 2025) wird z. B. das Doppelte des jeweiligen Festpreises erhoben. Ungeachtet dessen bleibt der Inverkehrbringer verpflichtet, die Menge der zu wenig abgegebenen Zertifikate nachzureichen.

Werden die Emissionen nicht ordnungsgemäß berichtet, kann die DEHSt eine Schätzung der Emissionen für den fehlerhaften Teil abgeben. Zudem sind Bußgelder von bis zu 500.000 Euro vorgesehen, wenn ein Bericht nicht, nicht richtig, nicht vollständig oder nicht rechtzeitig eingereicht wird. Ferner erfolgt bei einer Verletzung der Berichtspflicht eine Sperrung des Kontos im nationalen Register. Dies bedeutet, dass der Inhaber des Kontos nicht mehr über die Emissionszertifikate auf seinem Konto verfügen kann. Die Erfüllung der Abgabepflicht ist jedoch weiterhin möglich.

Weitere Verstöße, wie z. B. eine fehlerhafte oder verspätete Übermittlung des Überwachungsplans, werden mit einer Buße von bis zu 50.000 Euro geahndet.

3 Entlastungstatbestände

Entlastungen bei doppelt belasteten EU-ETS-Anlagen, Härtefällen und Carbon-Leakage-Gefahr

Die Kostenbelastung, die den Inverkehrbringern und Lieferanten der Brennstoffe durch den Erwerb der Zertifikate entsteht, wird von diesen an die Nutzer der Brennstoffe, d. h. die belieferten Kunden oder Unternehmen, weitergegeben: Etwa durch einen CO₂-Preisaufschlag bei den Kosten für die Energielieferung.

Sowohl für EU-ETS-pflichtige Anlagen, die durch den nEHS und den EU-ETS doppelt belastet werden, als auch für sogenannte *Härtefälle* sieht das BEHG Entlastungen vor. Darüber hinaus gibt es Maßnahmen, die auf den Carbon-Leakage-Schutz, d. h. auf die Vermeidung der Verlagerung von CO₂-Emissionen ins Ausland infolge des nEHS, abzielen.

3.1 Umgang mit doppelt belasteten EU-ETS-Anlagenbetreiber

Werden Brennstoffe an ein Unternehmen geliefert und in einer EU-ETS-pflichtigen Anlage des belieferten Unternehmens eingesetzt, so droht diesem Unternehmen eine doppelte Belastung:

1. Die Inverkehrbringer der Brennstoffe müssen für die Brennstoffemissionen nEHS-Zertifikate erwerben, deren Kosten sie an die belieferten Anlagenbetreiber weiterreichen.
2. Zusätzlich müssen die Anlagenbetreiber für die Emissionen, die bei der Verwendung der Brennstoffe anfallen, EU-ETS-Zertifikate erwerben.

Abbildung 8

Entlastungen doppelt belasteter EU-ETS-pflichtiger Anlagen

Entlastungstatbestand	Anwendungsfall	Entlastung	Begünstigte
Freistellung von der Berichts- und Abgabepflicht (§ 7 Abs. 5 BEHG)	Direkte Lieferbeziehung zwischen Inverkehrbringer und EU-ETS-Anlage	Für Brennstoffemissionen, die nach EU-ETS berichtet werden, müssen keine Zertifikate abgegeben werden.	Inverkehrbringer der Brennstoffe
Finanzielle Kompensation von EU-ETS-Anlagenbetreibern (§ 11 Abs. 2 BEHG)	Komplexe Lieferbeziehungen mit vielen Zwischenhändlern zwischen Inverkehrbringer und EU-ETS-Anlage	Finanzielle Kompensation der Zusatzkosten aus dem nEHS	EU-ETS-Anlagenbetreiber

Quelle: Eigene Darstellung

Diese Doppelbelastung soll möglichst vorab (ex-ante) vermieden werden, indem die Emissionen, die bereits im EU-ETS berichtet wurden, von den nach nEHS berichteten Brennstoffemissionen abgezogen werden. In Fällen, in denen ein Vorabzug nicht möglich ist, kann eine nachträgliche finanzielle (ex-post) Kompensation der Zusatzkosten aus dem nEHS für den EU-ETS-Anlagenbetreiber erfolgen (siehe Abbildung 8).

3.1.1 Freistellung von der Berichts- und Abgabepflicht

Ein Vorabzug der bereits nach dem EU-ETS berichteten Emissionen von den nach nEHS berichteten Brennstoffemissionen lässt sich vor allem bei direkten Lieferbeziehungen zwischen den BEHG-Verantwortlichen und den EU-ETS-Anlagenbetreiber realisieren. Potenziell doppelt belastete Emissionsmengen werden nicht berichtet. Hierdurch verringert sich die Abgabepflicht des Inverkehrbringers und eine Doppelbelastung wird vorab vermieden.

Der Brennstoffeinsatz in der EU-ETS-Anlage muss durch den Emissionsbericht gemäß Treibhausgasemissionshandelsgesetz (TEHG) nachgewiesen werden.

Zudem sind verschiedene Erklärungen erforderlich:

- **Verwendungsabsichtserklärung:**
Erklärung des EU-ETS-Anlagenbetreibers über die Liefermenge, die zum Einsatz in der EU-ETS-Anlage vorgesehen ist und für die eine Doppelbelastung anzunehmen ist.
- **BEHG-Kostenfreiheitsbestätigung:**
Gegenseitige Bestätigung von EU-ETS-Anlagenbetreiber und BEHG-Verantwortlichem, dass der CO₂-Preis nicht Bestandteil des Lieferpreises für die entsprechende Liefermenge ist.
- **Verwendungsbestätigung:**
Bestätigung des EU-ETS-Anlagenbetreibers, welche Brennstoffmenge tatsächlich in der Anlage eingesetzt wurde.
- **Verwendungszusicherung:**
Zusicherung des EU-ETS-Anlagenbetreibers, dass die gelieferte und nicht eingesetzte Brennstoffmenge im folgenden Kalenderjahr verwendet wird.

3.1.2 Nachträgliche finanzielle Kompensation

Vor allem bei komplexen Lieferbeziehungen ist ein Vorabzug oftmals nicht möglich. In diesen Fällen können die EU-ETS-Anlagenbetreiber bei der DEHSt einen nachträglichen finanziellen Ausgleich für die Zusatzkosten aus dem nEHS beantragen. Dies bedeutet allerdings, dass der Anlagenbetreiber in Vorleistung gehen muss.

Die Höhe der Kompensation ergibt sich durch die Multiplikation der maßgeblichen doppelt belasteten Emissionsmenge mit dem Zertifikatspreis für das jeweilige Abrechnungsjahr. Die Anträge müssen jeweils bis zum 31. Juli des Kalenderjahrs eingereicht werden, das auf das Abrechnungsjahr folgt. Die Einzelheiten der ex-post-Kompensation werden über die

BEHG-Doppelbilanzierungsverordnung (BEDV) geregelt. Diese ist seit dem 01. Februar 2023 in Kraft.

Hilfestellung

Der [Leitfaden BEHG: Zusammenwirken EU-ETS und nEHS](#) der DEHSt enthält ausführliche Informationen zum Vorabzug von Brennstoffmengen und die nachträgliche finanzielle Kompensation.

3.2 Härtefallregelung

Auch bei *unzumutbaren Härten* kann eine finanzielle Kompensation gewährt werden (siehe Abbildung 9). Von einer unzumutbaren Härte ist auszugehen,

- wenn die Brennstoffkosten eines Unternehmens mehr als 20 Prozent der betriebswirtschaftlichen Gesamtkosten betragen oder
- wenn der Anteil der zusätzlichen Kosten durch die Einführung des nEHS mehr als 20 Prozent der Bruttowertschöpfung beträgt.

Abbildung 9

Entlastungen bei Härtefällen

Entlastungstatbestand	Anwendungsfall	Entlastung	Begünstigte
Finanzielle Kompensation bei Härtefällen (§ 11 Abs. 1 BEHG)	Unzumutbare Härten: Brennstoffkosten > 20% der Gesamtkosten oder nEHS-Kosten > 20% der Bruttowertschöpfung	Finanzielle Kompensation zur Vermeidung der unzumutbaren Härte	Verwender von Brennstoffen

Quelle: Eigene Darstellung

Inverkehrbringer sind von dieser Regelung ausgeschlossen. Die BEHG-Kosten müssen zudem eine *erdrosselnde* Höhe annehmen, die eine unternehmerische Betätigung unmöglich machen. Die Kompensation soll nur in der Höhe erfolgen, die zur Vermeidung der unzumutbaren Härte erforderlich ist. Der erforderliche Ausgleichsbetrag wird von der zuständigen Behörde festgesetzt.

Die Förderrichtlinie zur Kompensation von Härtefällen, die die Einzelheiten der Entlastung regelt, ist Ende Juli 2023 in Kraft getreten. Für die Abrechnungsjahre 2021 und 2022 sind die Anträge bis zum 31. Oktober 2023 zu stellen. Die Anträge für die Abrechnungsjahre 2023 bis 2026 sind jeweils im Folgejahr bis zum 31. Juli bei der DEHSt einzureichen.

3.3 Carbon-Leakage-Schutz

Das BEHG sieht die Festsetzung weiterer Maßnahmen vor, die auf den Carbon-Leakage-Schutz und den Erhalt der EU-weiten und internationalen Wettbewerbsfähigkeit der betroffenen Unternehmen abzielen. Mit der Carbon-Leakage-Kompensation erhalten Unternehmen, die mit ihren Produkten besonders im internationalen Wettbewerb stehen, einen finanziellen Ausgleich.

Abbildung 10
 Maßnahmen zum Carbon-Leakage-Schutz

Entlastungstatbestand	Anwendungsfall	Entlastung	Begünstigte
Carbon-Leakage-Schutz (§ 11 Abs. 3 BEHG)	Unternehmen, die mit ihren Produkten besonders dem internationalen Wettbewerb ausgesetzt sind	Finanzielle Unterstützung für klimafreundliche Investitionen; finanzielle Kompensationen	Verwender von Brennstoffen

Quelle: Eigene Darstellung

Für die Gewährung der Beihilfe müssen zwei Voraussetzungen erfüllt sein:

- Zuordnung des Unternehmens zu einem beihilfefähigen Sektor oder Teilsektor
- Erbringung ökologischer Gegenleistungen

Die beihilfefähigen Sektoren sind im Anhang der Verordnung gelistet. Zudem konnten Sektoren eine nachträgliche Anerkennung als beihilfefähige Sektoren beantragen. Die Entscheidung hierüber steht noch aus. Als ökologische Gegenleistung ist z. B. der Betrieb eines zertifizierten Energie- oder Umweltmanagementsystems ab dem 01. Januar 2023 nachzuweisen. Zudem ist ab dem Abrechnungsjahr 2023 ein bestimmter Anteil des gewährten Beihilfebetrags in wirtschaftlich durchführbare Energieeffizienzmaßnahmen oder in die Dekarbonisierung von Produktionsprozessen zu investieren.

Die Höhe der Beihilfe berechnet sich aus der für die Beihilfe maßgeblichen Menge der Emissionen, dem Zertifikatspreis und dem Kompensationsgrad. Die maßgebliche Emissionsmenge berechnet sich aus der beihilfefähigen Brennstoffmenge (multipliziert mit Heizwert und Umrechnungsfaktor je Brennstoff) und der beihilfefähigen Wärmemenge, die jeweils mit dem Brennstoff- und Wärme-Benchmark multipliziert wird. Zudem wird ein Selbstbehalt (in der Regel 150 Tonnen CO₂) abgezogen. Der Kompensationsgrad liegt je nach Sektor zwischen 65 und 95 Prozent. Ab dem Abrechnungsjahr 2023 muss eine unternehmensbezogenen Mindestschwelle für die Emissionsintensität überschritten werden, andernfalls sinkt der Kompensationsgrad auf 60 Prozent.

Entlastungstatbestände

Die Anträge auf die Beihilfen sind jeweils bis zum 30. Juni des Kalenderjahres einzureichen, das auf das Abrechnungsjahr folgt. Die Details der Kompensation werden in der BEHG-Carbon-Leakage-Verordnung (BECV) geregelt, die am 28. Juli 2021 in Kraft trat.

Hilfestellung

In ihrem [Leitfaden BEHG Carbon Leakage](#) vermittelt die DEHSt ausführliche Informationen rund um die Carbon Leakage-Kompensation und das Antragsverfahren.

4 Entwicklungen auf europäischer Ebene

Anvisierter ETS 2 und Folgen für das nationale System

Im Dezember 2022 einigten sich EU-Kommission (EU-KOM), EU-Parlament und der Rat der EU auf ein separates Emissionshandelssystem für den Straßenverkehr, den Gebäudebereich und weitere Sektoren (ETS 2). Die Grundzüge des Systems werden in der revidierten EU-ETS-Richtlinie geregelt, die seit Anfang Juni 2023 in Kraft ist.

Das ETS 2 soll 2027 starten. Bei außerordentlich hohen Energiepreisen soll es ein Jahr später, d. h. in 2028, seinen Betrieb aufnehmen. Die Verschiebung des Starts soll erfolgen, wenn eine oder beide der folgenden Bedingungen erfüllt sind:

- Der durchschnittliche TTF-Gaspreis liegt im ersten Halbjahr 2026 über dem durchschnittlichen TTF-Gaspreis der Monate Februar und März 2022
- Der durchschnittliche Preis für Rohöl der Sorte Brent ist im ersten Halbjahr 2026 mehr als doppelt so hoch wie der durchschnittliche Rohölpreis in den vorangegangenen fünf Jahren

4.1 Anwendungsbereich und Cap des ETS 2

Das ETS 2 soll die Heiz- und Kraftstoffe erfassen, die in Gebäuden, im Straßenverkehr sowie in bestimmten weiteren Sektoren (Energiewirtschaft, verarbeitendes Gewerbe und Bausektor) zum Einsatz kommen und nicht unter den EU-ETS fallen. Darüber hinaus haben die Mitgliedsstaaten die Option, weitere Aktivitäten in den ETS 2 einzubeziehen.

Wie im nEHS sollen die Lieferanten bzw. Inverkehrbringer der Brennstoffe der Emissionshandelspflicht unterliegen. Die EU-Mitgliedsstaaten sollen jedoch die Möglichkeit haben, bis Dezember 2030 Brennstofflieferanten von der Abgabepflicht im Rahmen des ETS 2 zu befreien, wenn diese einem nationalen CO₂-Preis unterliegen, der den Versteigerungspreis im ETS 2 übersteigt oder diesem entspricht. Aus Sicht des Bundeswirtschaftsministeriums dürfte diese Option lediglich für Irland relevant sein.

Das ETS 2 soll über ein eigenes EU-weites Cap verfügen, das jährlich reduziert wird. Hierdurch soll sichergestellt werden, dass bis 2030 eine Emissionsminderung um 43 Prozent gegenüber 2005 erreicht wird.

4.2 Pflichten für die Inverkehrbringer der Brennstoffe

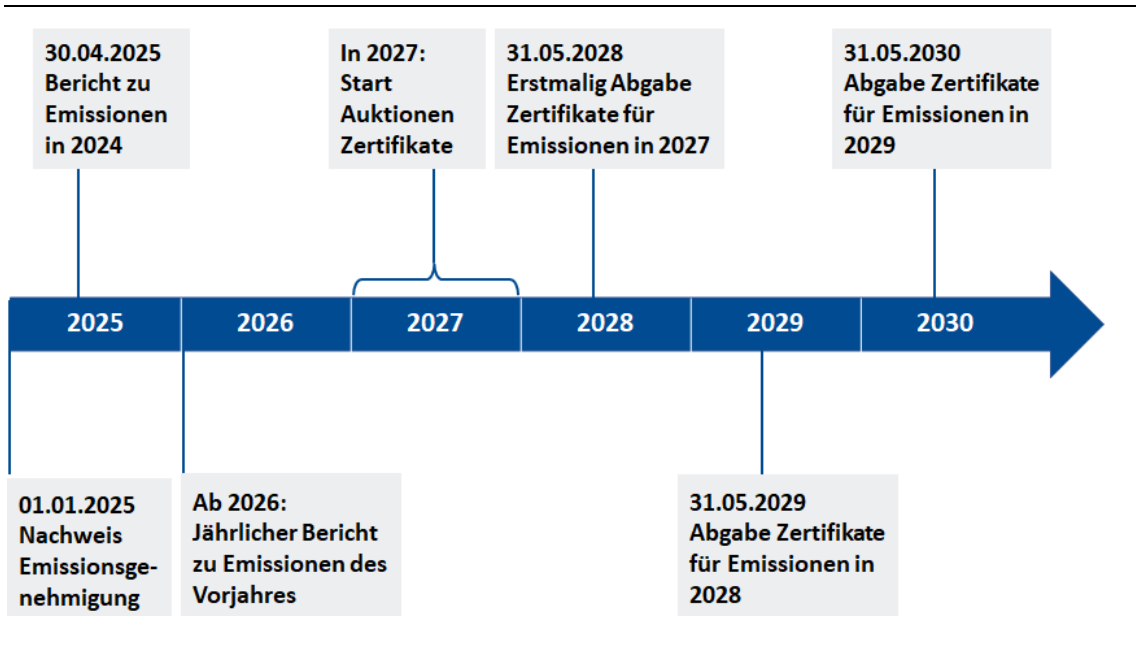
Die Inverkehrbringer sollen dazu verpflichtet werden, die Menge der in Verkehr gebrachten Brennstoffe zu überwachen, die damit einhergehenden Emissionen jährlich zu berichten und eine entsprechende Menge an Zertifikaten zu erwerben und abzugeben (siehe Abbildung 9).

Bis zum 01. Januar 2025 müssen sie über eine Emissionsgenehmigung verfügen und erstmals bis zum 30. April 2025 ihre Emissionen des Jahres 2024 berichten. Ab 2026 sind jährliche Berichte über die Emissionen des jeweiligen Vorjahres einzureichen. Für kleinere Brennstofflieferanten sollen vereinfachte Anforderungen an die Überwachung, Berichterstattung und Verifizierung der Emissionen gelten.

Zertifikate müssen jeweils zum 31. Mai für die Emissionen des Vorjahres abgegeben werden, erstmalig in 2028 für die Emissionen in 2027. Sämtliche Zertifikate sollen versteigert werden. Die Versteigerungen sollen 2027 starten. In 2027 soll ein höheres Zertifikatevolumen auktioniert werden, das 30 Prozent über dem eigentlichen Versteigerungsbudget für das Jahr liegt.

Es soll eine sog. Marktstabilitätsreserve (MSR) eingerichtet werden, die mit 600 Millionen Zertifikaten ausgestattet wird. Bei besonders starken Preisanstiegen sowie bei einem Preisniveau von über 45 Euro über zwei Monate hinweg sollen Zertifikate aus dieser Reserve freigegeben werden.

Abbildung 9
 Zentrale Fristen im anvisierten ETS 2



Quelle: Eigene Darstellung

4.3 Folgen für den nationalen Brennstoffemissionshandel

Nach dem Inkrafttreten der geänderten EU-ETS-Richtlinie ist das ETS 2 auf nationaler Ebene umzusetzen. Bereits der Koalitionsvertrag der Bundesregierung sieht vor, dass das

[Entwicklungen auf europäischer Ebene](#)

nationales System überprüft und gegebenenfalls angepasst werden muss, um einen reibungsfreien Übergang in das europäische System sicherzustellen.

Für den Übergang vom nEHS zum ETS 2 stehen verschiedene Varianten zur Diskussion: Denkbar wäre ein Systemwechsel ohne Änderungen am nationalen System. In diesem Fall würde der nEHS ab 2027 ohne Anpassungen durch den ETS 2 abgelöst. Um die potenziellen Preisunterschiede zwischen dem nationalen und europäischen System zu adressieren, könnte beispielsweise der Preiskorridor, der im Jahr 2026 im nEHS gilt (siehe 1.5), auf die im ETS 2 erwarteten Preise ausgerichtet werden. Alternativ könnte die Phase der freien Preisbildung, die ab 2027 im nEHS gegriffen hätte, vorgezogen werden. Nach dem Entwurf des novellierten Klimaschutzgesetzes soll die Regierung bis Ende 2024 einen Bericht mit einem Vorschlag für den Übergang vom nEHS zum ETS 2 vorlegen.

Auch im Rahmen des ETS 2 ist eine finanzielle Kompensation für doppelt belastete Brennstoffemissionen vorgesehen. Sobald hier eine Konkretisierung auf EU-Ebene erfolgt ist, wird die BEDV mit den europäischen Vorgaben abzugleichen sein.

Eine Einstellung des nationalen Systems sollte spätestens zum Inkrafttreten des ETS 2 erfolgen, das ja gerade eine europäische Harmonisierung bezweckt.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Wichtigste Regularien des nEHS
Abbildung 2	Arten des Inverkehrbringens und jeweilige BEHG-Verantwortliche
Abbildung 3	Jährliche Caps nach der BEHV
Abbildung 4	Anvisierte Preisentwicklung im nEHS von 2021 bis 2026
Abbildung 5	Wichtigste Fristen im nEHS im Jahresverlauf
Abbildung 6	Doppelerfassung vs. Doppelbelastung von Brennstoffmengen
Abbildung 7	Methoden zur Ermittlung der Brennstoffemissionen
Abbildung 8	Entlastungen doppelt belasteter EU-ETS-pflichtiger Anlagen
Abbildung 9	Entlastungen bei Härtefällen
Abbildung 10	Maßnahmen zum Carbon-Leakage-Schutz
Abbildung 11	Zentrale Fristen im anvisierten ETS 2

Ansprechpartner/Impressum

Dr. Manuel Schölles

Abteilung Wirtschaftspolitik

Telefon 089-551 78-246
manuel.schoelles@vbw-bayern.de

Impressum

Alle Angaben dieser Publikation beziehen sich ohne jede Diskriminierungsabsicht grundsätzlich auf alle Geschlechter.

Herausgeber

vbw
Vereinigung der Bayerischen
Wirtschaft e. V.

Max-Joseph-Straße 5
80333 München

www.vbw-bayern.de

© vbw August 2023

Weiterer Beteiligter

co2ncept plus – Verband der
Wirtschaft für Emissionshandel
und Klimaschutz e. V.

Isabella Kalisch-Schimtenings

Telefon 089-551 78-446
isabella.kalisch@vbw-bayern.de