

Klima

Brennstoffemissionshandel – Status Quo und Basiswissen

Information

Stand: September 2020

vbw

Die bayerische Wirtschaft



Hinweis

Zitate aus dieser Publikation sind unter Angabe der Quelle zulässig.

Vorwort

Brennstoffemissionshandel praxistauglich gestalten

Am 01. Januar 2021 startet das nationale Brennstoffemissionshandelssystem. Es verpflichtet Inverkehrbringer von Heiz- und Kraftstoffen, beispielsweise Gaslieferanten oder Unternehmen der Mineralölwirtschaft, zum Einsatz von Zertifikaten. Das neue System der Bepreisung von CO₂ soll maßgeblich zur Emissionsminderung in den Sektoren Wärme und Verkehr beitragen.

Es ist zu erwarten, dass die Kosten für den Erwerb der Zertifikate über einen Preisaufschlag an die Endkunden weitergegeben werden. In der Folge werden alle Unternehmen, die Brennstoffe in ihren Anlagen oder Gebäuden einsetzen, durch das System betroffen sein.

Das Brennstoffemissionshandelsgesetz gibt den Rahmen vor. Allerdings sind viele Detailfragen zur konkreten Ausgestaltung und Umsetzung des Systems noch ungeklärt. Insgesamt 14 Rechtsverordnungen sollen für Klarheit bei den offenen Punkten sorgen. Ein erstes Verordnungspaket liegt bisher nur im Entwurf vor. Es konkretisiert das Monitoring der Brennstoffemissionen in 2021 und 2022, den Verkauf der Zertifikate und den Aufbau des nationalen Handelsregisters. Ebenso liegen erste Eckpunkte zum geplanten Carbon-Leakage-Schutz vor. Knapp drei Monate vor dem Start des Systems ist jedoch noch keine der geplanten Verordnungen in Kraft.

Dringender Klärungsbedarf besteht unter anderem bei der Entlastung von Anlagen, die im europäischen Emissionshandelssystem (EU-ETS) abgabepflichtig sind und durch den nationalen Brennstoffemissionshandel einer Doppelbelastung unterliegen könnten.

Dafür brauchen wir praxistaugliche, lückenlose und unbürokratische Ansätze. Außerdem muss ein zuverlässiger und effektiver Carbon-Leakage-Schutz geschaffen werden, um eine einfache Antragstellung und eine rasche Gewährung des Ausgleichs zu ermöglichen. Die Entlastungsregelung für das gesamte produzierende Gewerbe muss schon zum Beginn des Emissionshandels greifen. Insgesamt gilt, dass ein nationaler CO₂-Preis nur eine Übergangslösung sein darf und die Bundesregierung schnellstmöglich eine europäische Lösung herbeiführen muss.

Bertram Brossardt
22. September 2020

Inhalt

1	Ziel und Anwendungsbereich	2
1.1	Rechtlicher Rahmen	2
1.2	Handelspflichtige Akteure	2
1.3	Erfasste Brennstoffe	3
1.4	Emissionsobergrenze (Cap)	3
1.5	Preisfad	4
2	Pflichten der betroffenen Unternehmen	6
2.1	Erstellung eines Überwachungsplans	6
2.2	Erfassung und Berichterstattung der Emissionen	6
2.3	Abgabe der Zertifikate	7
2.4	Sanktionen	8
3	Entlastungstatbestände	9
3.1	Umgang mit doppelt belasteten EU-ETS-Anlagenbetreiber	9
3.2	Härtefallregelung	10
3.3	Carbon-Leakage-Schutz	11
	Ansprechpartner/Impressum	13

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. Ab 2021 muss für jede Tonne CO₂, die bei der Verbrennung der Brennstoffe freigesetzt werden kann, 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). Dieses ist seit dem 20. Dezember 2019 in Kraft. Die konkrete Ausgestaltung und Umsetzung des Systems soll durch 14 Rechtsverordnungen spezifiziert werden.

Seit Anfang Juli 2020 liegen die beiden ersten Referentenentwürfe für die Berichterstat- tungsverordnung 2022 (BeV 2022) und die Brennstoffemissionshandelsverordnung (BEHV) vor. Die BeV 2022 soll die Emissionsberichterstattung für den Zeitraum 2021 bis 2022 regeln. Die BEHV soll Regelungen zum Verkauf der Emissionszertifikate und dem nationa- len Emissionshandelsregister umfassen. Die Verordnungen sollen im Herbst 2020 in Kraft treten. Am 23. September 2020 soll ein Eckpunktepapier zu der anvisierten Verordnung zum Carbon-Leakage-Schutz im Kabinett verabschiedet werden. Auch für dieses Papier liegt eine Entwurfsfassung vor, die die Grundzüge der geplanten Maßnahmen skizziert.

Die für die Umsetzung des nEHS zuständige Behörde ist die Deutsche Emissionshandels- stelle im Umweltbundesamt (DEHSt).

1.2 Handelspflichtige Akteure

Im Unterschied zum EU-Emissionshandel (EU-ETS) ist nicht das Emittieren von CO₂, sondern das Inverkehrbringen von fossilen Brennstoffen für die Handelspflicht ausschlag- gebend. Die Handelsverpflichtung im nEHS wird in Anlehnung an die Entstehungstat- bestände der Energiesteuer gemäß Energiesteuergesetz (EnergieStG) festgesetzt: Unter den nEHS fallen diejenigen Unternehmen, die Steuerschuldner im Sinne des EnergieStG sind. Dies sind beispielsweise bei Mineralölprodukten die Inverkehrbringer (d. h. die Raffi- nerien) und bei Erdgas die Lieferanten. Zu den Inverkehrbringern können auch Unterneh- men 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.

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 wird die Berichtspflicht und damit auch die Abgabepflicht zunächst auf folgende Brennstoffe beschränkt: Benzin, Gas- und Heizöle, Erdgas und Flüssiggase.

1.4 Emissionsobergrenze (Cap)

Die Emissionen, die durch Brennstoffemissionen freigesetzt werden, werden 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.

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). Deutschland ist angehalten, seine Nicht-EU-ETS-Emissionen bis 2030 um 38 Prozent gegenüber 2005 zu senken.

Vor diesem Hintergrund orientieren sich die jährlichen Emissionsobergrenzen im nEHS an den Emissionsbudgets der Lastenteilung. Das nEHS-Cap wird wie folgt berechnet:

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

Das nEHS startet mit einer fünfjährigen Einführungsphase (2021 bis 2025), in der die Zertifikate zu einem Festpreis verkauft werden. Während dieser Phase kann es zu Überschreitungen der jährlichen Emissionsmengen kommen. Um den zusätzlichen Bedarf zu decken, können Flexibilisierungsoptionen im Rahmen der EU-Lastenteilung genutzt werden. Beispielsweise kann Deutschland Emissionsgutschriften von anderen EU-Mitgliedsstaaten zu kaufen.

Hinweis

Auf EU-Ebene wird derzeit über eine Verschärfung des EU-weiten Emissionsminderungsziels von derzeit minus 40 gegenüber 1990 debattiert. Am 16. September 2020 gab EU-Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen bekannt, dass sich die EU-KOM für ein Klimaziel von mindestens minus 55 Prozent gegenüber 1990 ausspricht. Wird das Ziel verschärft, müssen auch die einzelstaatlichen Zielvorgaben unter der Lastenteilung ambitionierter ausgestaltet werden. Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass auch die Jahresbudgets im Brennstoffemissionshandel entsprechend gekürzt werden müssten (siehe auch vbw Leitfaden *Klimaneutralität 2050 – Umsetzung im Unternehmen*).

1.5 Preispfad

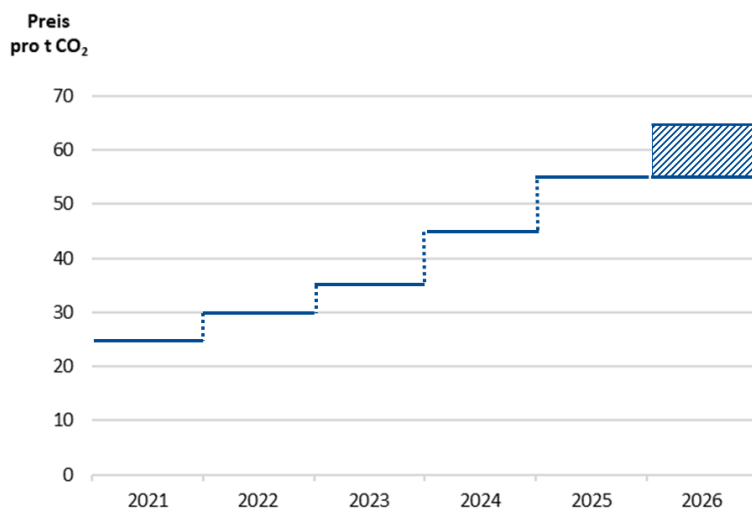
Noch vor Inkrafttreten des BEHG einigte man sich im Zuge des Vermittlungsausschusses zu den Steuermaßnahmen des Klimaschutzprogrammes 2030 darauf, die ursprünglich anvisierten Zertifikatspreise anzuheben. Am 20. Mai 2020 verabschiedete das Bundeskabinett eine entsprechende Gesetzesänderung. Diese soll im Herbst 2020 in Kraft treten.

Entsprechend der Änderung soll der Zertifikatspreis in der Festpreisphase wie folgt schrittweise ansteigen:

- 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: 35 Euro pro t CO₂
- 01. Januar bis 31. Dezember 2024: 45 Euro pro t CO₂
- 01. Januar bis 31. Dezember 2025: 55 Euro pro t CO₂

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. Im Jahr 2025 soll entschieden werden, ob ein entsprechender Preiskorridor nach 2026 fortgeführt wird.

Abbildung 1
 Anvisierte Preisentwicklung im nEHS von 2021 bis 2026



Die aufgeführten Preise stammen aus dem Gesetzesentwurf zur Änderung des BEHG vom 20. Mai 2020. Dieser sieht eine Anhebung der ursprünglich anvisierten Preise vor. Die Änderung soll im Herbst 2020 in Kraft treten.

Quelle: vbw

Für den Verkauf der Zertifikate kann die DEHSt eine andere Stelle beauftragen. Nach aktuellem Stand sollen die Zertifikate an mindestens zwei Terminen pro Woche angeboten werden. Die Verkaufstermine sollen mit maximal sechs Wochen Vorlauf bekannt gegeben werden.

Erwerben die nEHS-pflichtigen Unternehmen die Zertifikate zur Abdeckung der Emissionen des Vorjahres erst im Folgejahr, so ist grundsätzlich der höhere Preis des Folgejahres zu zahlen. Da bis zum Jahresende die exakte Menge an Brennstoffemissionen jedoch noch nicht bekannt ist, können bis zu zehn Prozent der Zertifikate bis 28. Februar 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 Februar erworbenen Zertifikate für die Erfüllung der Abgabepflicht nicht aus, so müssen Zertifikate gegebenenfalls zum 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.

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.

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 ermittelt werden.

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.

Nach aktuellem Stand muss für die ersten beiden Jahre des Handelssystems noch kein Überwachungsplan übermittelt werden. Hintergrund hierfür ist, dass die BeV 2022 die Überwachungsmethodik für 2021 und 2020 bereits vorgibt (siehe Punkt 2.2).

Ferner sieht der Entwurf der BeV 2022 eine Bagatellgrenze vor. Danach müssen Brennstoffemissionen erst dann überwacht und berichtet werden, wenn sie in einem Kalenderjahr (inklusive der Emissionen aus Biomasse) eine Tonne CO₂ überschreiten.

2.2 Erfassung und Berichterstattung der Emissionen

Die Ermittlung der Brennstoffemissionen erfolgt grundsätzlich über die Multiplikation der Brennstoffmenge mit bestimmten Berechnungsfaktoren wie z. B. Emissionsfaktoren. Hierbei kann entweder auf *Standardemissionsfaktoren* oder auf individuell ermittelte Emissionsfaktoren (z. B. via Analysen oder Probenahmen) zurückgegriffen werden.

Nach aktuellem Stand der BeV 2022 sollen in den ersten beiden Jahren des nEHS nur Standardemissionsfaktoren verwendet werden. Als Basis für die Emissionsberechnung soll die Brennstoffmenge fungieren, die in den Energiesteueranmeldungen anzugeben ist. Von dieser Menge werden gegebenenfalls doppelt erfasste oder doppelt belastete Brennstoffmengen (siehe Punkt 3.1) abgezogen. Auch bei der stofflichen Verwendung von Erdgas soll ein Abzug erfolgen können.

Die Brennstoffmenge wird mit einem Umrechnungsfaktor (sofern erforderlich), dem Heizwert (Hi) sowie dem Emissionsfaktor (EF) des jeweiligen Brennstoffs multipliziert. Die BeV 2022 wird Standardwerte für die einzelnen Brennstoffe vorgeben. Für den Bioenergieanteil von Brennstoffen soll der Emissionsfaktor Null angewendet werden können, sofern bestimmte Voraussetzungen (z. B. Nachhaltigkeitsnachweis) erfüllt sind.

$$\text{Emissionsmenge} = \text{Brennstoffmenge} * \text{Umrechnungsfaktor} * \text{Hi} * \text{EF} * (1 - \text{Bioenergieanteil})$$

Die ermittelten Emissionen müssen in einem Emissionsbericht zusammengefasst werden. Dieser muss jeweils bis 31. Juli des Folgejahres (erstmalige Abgabefrist: 31. Juli 2022) abgegeben werden. Zudem ist eine Verifizierung des Berichts durch eine unabhängige, sachverständige Prüfstelle erforderlich. Eine Ausnahme gilt für die Jahre 2021 und 2022: In diesen besteht keine Verifizierungspflicht.

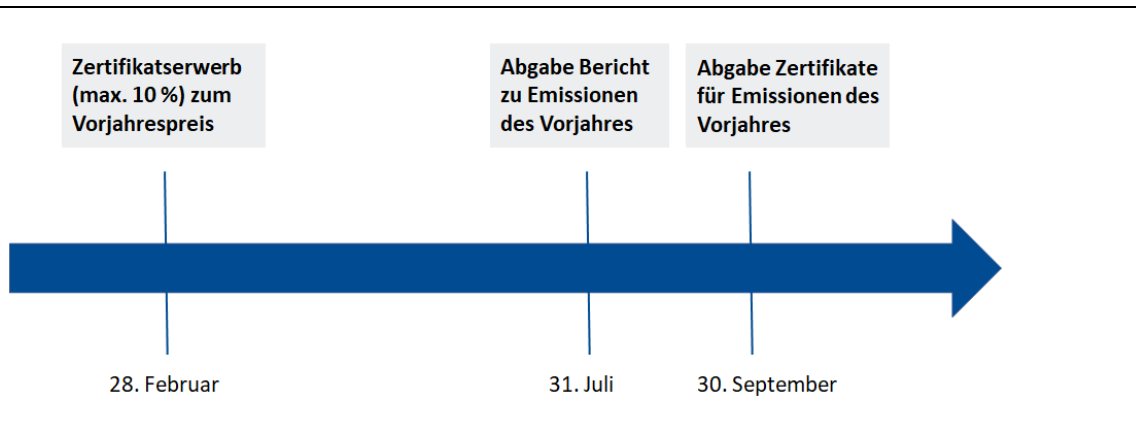
2.3 Abgabe der Zertifikate

Jeweils zum 30. September (erstmalige Abgabefrist: 30. September 2022) muss eine dem Emissionsbericht entsprechende Menge an Zertifikaten bei der DEHSt abgegeben werden. 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. Jedes nEHS-pflichtige Unternehmen erhält ein Konto innerhalb des Registers. In diesem werden Besitz, Übertragung, Löschung und Abgabe der Zertifikate verzeichnet. Zudem müssen jeweils bis zum 31. Juli eines Jahres die für das Vorjahr berichteten Emissionen in das Konto eingetragen werden. Die Eröffnung der Konten soll ab dem 01. April 2021 möglich sein.

Abbildung 2

Wichtigste Fristen im nEHS im Jahresverlauf



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 vorgesehen

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.

Einer Berechnung der DEHSt zufolge könnten sich die derzeitigen Preise für Erdgas, Superbenzin, Diesel und leichtes Heizöl durch den nEHS wie folgt erhöhen:

Energieträger	2021	2022	2023	2024	2025
Erdgas (Ct/kWh)	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6
Superbenzin (Ct/l)	6	7	8	11	13
Diesel (Ct/l)	7	8	10	12	15
Leichtes Heizöl (Ct/l)	7	8	10	12	15

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 sind Maßnahmen geplant, 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.

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. Hierdurch würde sich die Abgabepflicht des Inverkehrbringers entsprechend verringern. Der Brennstoffeinsatz in der EU-ETS-Anlage muss durch

den Emissionsbericht gemäß Treibhausgasemissionshandelsgesetz (TEHG) nachgewiesen werden.

In Fällen, in denen dies nicht möglich ist, soll eine nachträgliche finanzielle (ex-post) Kompensation der Zusatzkosten aus dem nEHS für den EU-ETS-Anlagenbetreiber erfolgen. Der Ausgleich kann bei der DEHSt beantragt werden. Dies bedeutet allerdings, dass der Anlagenbetreiber in Vorleistung gehen muss.

Hinweis

Der Entwurf der BeV 2020 regelt den Abzug doppelt belasteter Brennstoffemissionen allerdings nur für Fälle von Direktlieferungen. Eine Vorab-Befreiung von Brennstofflieferungen über Dritte und selbst eingesetzter Brennstoffmengen ist nicht Gegenstand des Entwurfs. Ebenso mangelt es an Details zur praktischen Umsetzung der Entlastung.

Die Einzelheiten der ex-post-Kompensation sollen auf dem Verordnungsweg geregelt werden. Die entsprechende Verordnung tritt erst in Kraft, wenn die EU-Kommission ihre beihilferechtliche Genehmigung erteilt hat.

Abbildung 3

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: vbw

3.2 Härtefallregelung

Auch bei *unzumutbaren Härten* kann eine finanzielle Kompensation gewährt werden. 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.

Inverkehrbringer sind von dieser Regelung ausgeschlossen. Laut der Gesetzesbegründung müssen die BEHG-Kosten 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.

Hinweis

Die Details, z. B. zu den erforderlichen Nachweisen, sollen auf dem Verordnungsweg konkretisiert werden. Auch für die Härtefallregelung ist die beihilferechtliche Genehmigung der EU-Kommission erforderlich.

Abbildung 4
 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: vbw

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. Zu diesem Zweck ist vor allem eine finanzielle Unterstützung für klimafreundliche Investitionen vorgesehen. In Fällen, in denen dies nicht zum Carbon-Leakage-Schutz ausreicht, können laut der Gesetzesbegründung auch finanzielle Kompensationen erfolgen.

Zur Ausgestaltung einer entsprechenden Kompensationsregelung liegt zwischenzeitlich ein erster Eckpunkte-Entwurf vor. Danach soll zumindest in der Startphase des

Entlastungstatbestände

Handelssystems eine finanzielle ex-post-Kompensation möglich sein. Zu den beihilfefähigen Sektoren soll ähnlich wie im EU-ETS eine Liste erarbeitet werden.

Für die Bestimmung des Carbon-Leakage-Risikos sollen die Emissions- und die Handelsintensität (EI und HI) der jeweiligen Teilsektoren ausschlaggebend sein. Sektoren sollten dann als Carbon-Leakage-gefährdet gelten, wenn das Produkt aus EI und HI (sog. Carbon-Leakage-Indikator – CLI) den Wert von 0,2 übersteigt. Grundsätzlich soll Sektoren mit einer höheren EI und HI auch eine höhere Kompensation gewährt werden: Beispielsweise sollen Sektoren mit einem CLI von 0,2 eine Kompensation von 60 Prozent und Sektoren mit einem CLI von mehr als 0,8 eine Kompensation von 90 Prozent erhalten.

Die Höhe der Beihilfe soll u. a. mittels Benchmark-Werten für die verbrauchte Wärme- bzw. eingesetzte Brennstoffmenge berechnet werden. Auch die Stromkostenreduktion durch die geplante Absenkung der EEG-Umlage soll bei der Beihilfeberechnung berücksichtigt werden. Zudem soll die Gewährung der Kompensation an den Nachweis eines Energiemanagementsystems und an die Durchführung konkreter Dekarbonisierungs- und Energieeffizienzmaßnahmen geknüpft werden.

Wichtiger Hinweis

Das Eckpunktepapier zum Carbon-Leakage-Schutz soll am 23. September 2020 vom Kabinett verabschiedet werden. Die Carbon-Leakage-Regelung soll noch in diesem Jahr in einer Verordnung spezifiziert werden und ab dem 01. Januar 2021 greifen.

Abbildung 5
 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	Vorrangig finanzielle Unterstützung für klimafreundliche Investitionen; ggfs. auch finanzielle Kompensationen	Verwender von Brennstoffen

Quelle: vbw

Ansprechpartner/Impressum

Tobias Thomas

Abteilung Wirtschaftspolitik

Telefon 089-551 78-267

Telefax 089-551 78-91 267

tobias.thomas@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

Weitere Beteiligte

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

Isabella Kalisch-Schimtenings

Telefon 089-551 78-446

Telefax 089-551 78-91 446

isabella.kalisch@vbw-bayern.de