

Berlin, 25. Februar 2021

---

## Deutscher Industrie- und Handelskammertag

---

### **Entwurf einer Verordnung über Maßnahmen zur Vermeidung von Carbon-Leakage durch den nationalen Brennstoffemissionshandel (BEHG-Carbon-Leakage-Verordnung – BECV)**

Wir bedanken uns für die Gelegenheit zur Stellungnahme zu dem o. g. Entwurf. Grundlage dieser Stellungnahme sind die dem DIHK bis zur Abgabe am 25. Februar 2021 zugegangenen Äußerungen der IHKn, von Unternehmen, die Vorstandsbeschlüsse des DIHK zur CO<sub>2</sub>-Bepreisung und zur Ausgestaltung des nationalen Emissionshandels unter besonderer Berücksichtigung der Vermeidung von Carbon-Leakage<sup>1</sup> sowie die wirtschaftspolitischen und europapolitischen Positionen des DIHK.<sup>2</sup> Sollten sich nach Abgabe dieser Stellungnahme weitere Erkenntnisse ergeben werden wir diese übermitteln.

#### **A. Das Wichtigste in Kürze**

- Die von der CO<sub>2</sub>-Bepreisung in ihrer Wettbewerbsfähigkeit wesentlich eingeschränkten Unternehmen brauchen dringend Planungssicherheit. Mit dem Beschluss zur Anhebung des CO<sub>2</sub>-Preispfades war vereinbart worden, bereits zum Start der Bepreisung ab 2021 eine Entlastung von Unternehmen zu ermöglichen.
- Die Regelungen zur Carbon-Leakage-Entlastung, wie sie im Verordnungsentwurf vorgesehen sind, sind sehr komplex, setzen hohe Anforderungen an die antragstellenden Unternehmen und gewähren im Ergebnis nur ein - gerade auch im Vergleich zur freien Zuteilung im EU ETS - geringes Entlastungsniveau. Für den von der CO<sub>2</sub>-Bepreisung besonders betroffenen energieintensiven Mittelstand sind die Entlastungsregelungen so kaum handhabbar und nicht geeignet Wettbewerbsnachteile gegenüber Wettbewerbern in der EU, international und gegenüber Betreibern von EU ETS-Anlagen effektiv zu reduzieren.
- Insbesondere Unternehmen aus Carbon-Leakage-gefährdeten Sektoren, die nicht auf der europäischen Carbon-Leakage-Liste geführt sind, werden nach dem vorgesehenen

---

<sup>1</sup> „Leitlinien für eine tragfähige CO<sub>2</sub>-Bepreisung“, Beschluss des DIHK-Vorstandes vom 6. Juni 2019; „Nationaler Emissionshandel: Wirtschaftsstandort sichern – Carbon-Leakage verhindern“, Beschluss des DIHK-Vorstandes vom 27. November 2019

<sup>2</sup> Sämtliche energie- und klimapolitischen Grundsatzpositionen des DIHK finden Sie unter [dihk.de](http://dihk.de).

Verfahren zur nachträglichen Anerkennung von Sektoren noch bis weit ins Jahr 2022 keine Gewissheit über eine Möglichkeit der Entlastung haben. Der DIHK setzt sich dafür ein, in der Einführungsphase des nationalen Emissionshandels (nEHS) eine Übergangsregelung vorzusehen, die energieintensiven Unternehmen aus bislang nicht gelisteten Branchen planbar eine Entlastung gewährt.

- Die für die nachträgliche Anerkennung vorgesehenen Kriterien bzw. ihre Höhe sind nach Einschätzung des DIHK für den Kontext des nationalen EHS im europäischen Binnenmarkt zu hoch angesetzt, um die weiteren von Carbon-Leakage betroffenen Sektoren zu erfassen.
- Der DIHK plädiert für eine Streichung der unternehmensbezogenen Mindestschwelle, da sie zu Ungleichbehandlungen führt und einen unangemessen hohen bürokratischen Aufwand für alle antragstellenden Unternehmen verursacht. Dies gilt insbesondere hinsichtlich der Berechnung und Validierung der Bruttowertschöpfung des Unternehmens. Die sonstigen Anforderungen und Vorgaben an die antragstellenden Unternehmen einschließlich des Sockelbetrages wirken bereits wie eine Mindestschwelle. Der Wegfall der Mindestschwelle würde nach Einschätzung des DIHK das Gesamtentlastungsvolumen der BECV nur geringfügig erhöhen und gleichzeitig Aufwand für die antragstellenden Unternehmen und die DEHSt senken.
- Das sich für die antragstellenden Unternehmen aus dem Verordnungsentwurf ergebende Entlastungsniveau ist nach Einschätzung des DIHK für die meisten betroffenen Unternehmen zu gering, um einen effektiven Schutz vor Carbon-Leakage zu gewähren. So ist die Entlastung Carbon-Leakage-gefährdeter Unternehmen auf die in Produktionsprozessen eingesetzten Brennstoffe begrenzt. Davon abzuziehen sind u. a. zur Stromerzeugung eingesetzte Brennstoffe, z. B. in KWK-Anlagen. Die Entlastung der verbleibenden Brennstoffmenge wird über mehrere Faktoren und Abzüge (Brennstoff-Benchmark, Sockelbetrag, Kompensationsgrad, Anrechnung EEG-Umlageentlastung bezogen auf den Gesamtstromverbrauch des Unternehmens) reduziert. Der DIHK plädiert:
  - für den Verzicht auf die Nutzung des Kompensationsgrades als Kürzungsfaktor. Für die Festsetzung der sektorspezifischen Kompensationsgrade fehlt eine begründete Herleitung. Die Orientierung an der Energieintensität der Sektoren hebt die Handelsintensität als einen der beiden relevanten Faktoren zur Bestimmung der Carbon-Leakage-Gefährdung nachträglich aus. Zudem stellt die zusätzliche Anwendung der Kompensationsgrade eine Benachteiligung gegenüber Unternehmen mit ETS-Anlagen dar. Alternativ wäre auch der Verzicht auf die Nutzung des Brennstoff-Benchmarks möglich.
  - für eine Einbeziehung der Stromerzeugung in KWK-Anlagen in die Entlastung.
  - für eine Streichung oder deutliche Absenkung des Sockelbetrages, insbesondere für KMU, um eine strukturelle Benachteiligung kleinerer Unternehmen zu vermeiden.
  - für einen Verzicht auf die Anrechnung der aus dem BEHG-Aufkommen finanzierten EEG-Umlageentlastung des Gesamtunternehmens. Dies reduziert nicht nur die Carbon-Leakage-Entlastung der meisten Unternehmen sehr deutlich, sie verhindert –

entgegen der Zielsetzung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung von Brennstoffen und gleichzeitigen Entlastung von Strom – auch die verstärkte Nutzung von Strom in Produktionsprozessen, was einen entscheidenden Pfeiler für die Reduzierung von Treibhausgasen der Wirtschaft darstellt. Ziel der Carbon-Leakage-Regelung sollte der Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit von in Deutschland hergestellten Produkten und der damit verbundenen Wertschöpfung sein. Die Anrechnung der EEG-Umlageentlastung führt zu einer starken Benachteiligung gegenüber Unternehmen im ETS.

- Die vorgesehene Beschränkung der Carbon-Leakage-Entlastung auf zur Herstellung von Produkten eingesetzte Brennstoffe führt zu erheblichen Abgrenzungsschwierigkeiten. Aus der Systematik der NACE-Codes ist nicht ableitbar, welche Tätigkeiten der Produktion zuzuordnen sind.<sup>3</sup> Hier sieht der DIHK zumindest dringenden Bedarf einer Klarstellung. Sollte an einer Abgrenzung der zur Herstellung eingesetzten Brennstoffe festgehalten werden, schlägt der DIHK vor, anstelle der Abgrenzung im Einzelnen optional einen pauschalen Abschlag auf den Brennstoffverbrauch des Unternehmens, z. B. in Höhe von fünf Prozent, zu ermöglichen.
- Die Verpflichtung zum Betrieb von Energiemanagementsystemen sieht der DIHK als eine angemessene und für sich genommen ausreichende Gegenleistung für die Gewährung der Entlastung und zugleich über den integrierten verbindlichen Prozess der kontinuierlichen Verbesserung als zusätzlichen Anstoß für die Unternehmen in Energieeffizienz- und Klimaschutzmaßnahmen zu investieren. Die Entlastung verpflichtend an Klimaschutzinvestitionen zu binden, lehnt der DIHK hingegen ab. Zum einen stehen die Entlastungsbeträge den Unternehmen nicht für Investitionen zur Verfügung. Ausgangspunkt der Carbon-Leakage-Entlastung ist, dass der CO<sub>2</sub>-Preis nicht oder nur in geringem Umfang eingepreist werden kann. Der CO<sub>2</sub>-Preis wird von den Unternehmen nur bis zur nachträglichen Entlastung vorfinanziert. Zum anderen ist die Nachweisführung über getätigte und laufende Investitionen sehr aufwändig. Die Ausrichtung von Investitionen an die sehr individuellen und sich wandelnden betrieblichen Rahmenbedingungen und Investitionszyklen wird eingeschränkt.
- Die erst nachträgliche Entlastung von Unternehmen führt zu einer langen Bindung von Liquidität. Da eine Vorab-Entlastung in der gegebenen Systematik des BEHG mit hohem Aufwand verbunden wäre, sollte im Antragsverfahren zumindest auch eine unterjährige Entlastung wie bei der Energie- und Stromsteuer ermöglicht werden.

---

<sup>3</sup> Die Abgrenzung ist bei der freien Zuteilung des EU ETS und der Strompreiskompensation in den meisten Konstellationen einfacher, da hier ein Anlagenbezug besteht. Die Herstellung von Produkten im Unternehmen ist aber nicht auf die Nutzung einzelner Anlagen beschränkt.

## **B. Relevanz für die deutsche Wirtschaft**

Die CO<sub>2</sub>-Bepreisung über das nationale Emissionshandelssystem (nEHS) hat erheblichen Einfluss auf die Energiekostenstruktur der Unternehmen in Deutschland. Zwar sind sie ganz überwiegend nicht Verpflichtete nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG), der CO<sub>2</sub>-Preis wird aber im Handel über die Brennstoffpreise weitergereicht. Die CO<sub>2</sub>-Bepreisung ist für die Unternehmen damit ein weiterer Anreiz, Energie einzusparen und vermehrt CO<sub>2</sub>-freie und -arme Energieträger zu nutzen, wo dies technologisch und wirtschaftlich möglich ist. Für Dienstleister in diesem Bereich ergeben sich daher neue Geschäftschancen. Insgesamt ist davon auszugehen, dass rund die Hälfte des Finanzaufkommens aus der nationalen CO<sub>2</sub>-Bepreisung von Unternehmen getragen wird.

Eine besondere Betroffenheit aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung ergibt sich für Unternehmen, deren Produktionsverfahren energieintensiv sind und deren Produkte und Dienstleistungen zugleich unmittelbar oder mittelbar einem intensiven internationalen und/oder europäischen Wettbewerb ausgesetzt sind. 39 Prozent der Industrieunternehmen sehen sich durch die nationale CO<sub>2</sub>-Bepreisung in ihrer Wettbewerbsfähigkeit gefährdet.<sup>4</sup> Für energie- und handelsintensive Unternehmen besteht die Gefahr eines erheblichen Wettbewerbsnachteils und im Ergebnis der Verlagerung von Nachfrage und Produktion (Carbon-Leakage) ins (europäische) Ausland. Nationale Klimaschutzpolitik verliert jedoch ihre Wirksamkeit, wenn sie zur Verlagerung von Wertschöpfung ins Ausland führt. Wettbewerbsnachteile können gegenüber Wettbewerbern aus Ländern mit geringeren Klimaschutzauflagen entstehen, aber auch gegenüber inländischen Mitbewerbern mit Anlagen im Europäischen Emissionshandel. Inländische Wettbewerbsverzerrungen zwischen Unternehmen derselben Branche können sich auch dann ergeben, wenn z. B. wenn Lösungsoptionen wie Wasserstoff zunächst einmal nur regional zur Verfügung stehen.

Innerhalb der Industrie sind von der neuen CO<sub>2</sub>-Bepreisung typischerweise Unternehmen der ersten Weiterverarbeitungsstufen und Veredlung von Rohstoffen und Vorprodukten besonders betroffen, beispielsweise in der Metallverarbeitung, Oberflächenbehandlung, Textilveredlung und Lebensmittelherstellung. Diese Unternehmen sind tief in die industriellen Wertschöpfungsketten in Deutschland integriert. Eine Verlagerung von Produktion und Aufträgen würde sich daher weit über die betroffenen Unternehmen hinaus auf die industrielle Wertschöpfung und die damit verbundenen Dienstleistungsunternehmen (Netzwerk Industrie) in Deutschland auswirken. Der Anteil der Industrie am deutschen BIP liegt mit deutlich über 20 Prozent weit über dem EU-Durchschnitt. Eine angemessene Ausgestaltung der Regelungen zur Entlastung Carbon-Leakage-gefährdeter Unternehmen ist damit ein wichtiger Faktor für den Industriestandort Deutschland.

---

<sup>4</sup> [IHK Energiewende-Barometer 2020](#) auf Grundlage einer Unternehmensbefragung unter Beteiligung von mehr als 900 Industrieunternehmen.

### C. Allgemeine Einführung

Klimaschutz und das Instrument der CO<sub>2</sub>-Bepreisung finden mehrheitlich Akzeptanz in der Wirtschaft.<sup>5</sup> Zugleich führt das am 1. Januar 2021 gestartete nationale Emissionshandelssystem nach dem BEHG bei einer großen Zahl von Unternehmen zu erheblichen Mehrbelastungen. Für energie- und handelsintensive Branchen, z.B. aus Industrie, Logistik oder Gartenbau, besteht aufgrund dieses CO<sub>2</sub>-Preis-bedingten Wettbewerbsnachteils das Risiko einer Verlagerung von Nachfrage und Produktion in Länder, die keine vergleichbare CO<sub>2</sub>-Bepreisung oder Klimaschutzanforderungen haben (Carbon-Leakage-Risiko). Ohne eine ausreichende Entlastung für besonders betroffene Unternehmen tritt zu den bestehenden Wettbewerbsnachteilen des Wirtschaftsstandorts Deutschland beim Strompreis eine neue Belastung hinzu. Mit der Produktionsverlagerung geht eine Verlagerung, möglicherweise sogar eine Erhöhung von Treibhausgasemissionen einher, was den Zielen des BEHG widersprechen würde.

Die Unklarheit hinsichtlich einer möglichen Entlastung führt auch zu Unsicherheiten und Zurückhaltung bei Investitionen in Industrieanlagen. Denn anders als bei vielen anderen Unsicherheiten, mit denen Unternehmen umgehen müssen, wie der wirtschaftlichen Entwicklung oder der Entwicklung der Energiepreise, trifft die nationale CO<sub>2</sub>-Bepreisung die internationalen Wettbewerber nicht.

Der DIHK hält ein wirkungsvolles und unbürokratisches Entlastungssystem für erforderlich, um besondere Belastungen von Unternehmen abzufedern und Carbon-Leakage zu verhindern. Viele der besonders betroffenen Unternehmen befürchten, dass sie ohne eine angemessene Entlastung den Pfad zur Transformation hin zur Klimaneutralität nicht finanzieren können.

Mit dem nEHS wird ein CO<sub>2</sub>-Preissignal gesetzt. Damit daraus eine Klimaschutzwirkung erzielt wird, müssen technologische und unter Berücksichtigung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung wirtschaftliche Alternativen und Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung zur Verfügung stehen. Diese sind im Bereich Gebäudewärme und Verkehr, auf die das BEHG in seiner Konzeption ausgerichtet ist, überwiegend und absehbar in zunehmender Weise verfügbar.<sup>6</sup> In der Industrie stehen insbesondere im Bereich der Prozesswärme im Temperaturbereich oberhalb von 500° C derzeit und absehbar auch in den kommenden Jahren nur sehr begrenzt Dekarbonisierungsoptionen zur Verfügung. Wasserstoff aus CO<sub>2</sub>-freien oder -armen Quellen kann eine Dekarbonisierungsoption werden. Es ist aber noch vollkommen unklar, ab wann und in welchem Umfang er zu wirtschaftlichen Preisen verfügbar sein wird. Zudem ist davon auszugehen, dass Wasserstoff in der Industrie zunächst vorwiegend zur Reduzierung prozessbedingter Emissionen genutzt werden wird. In dieser Situation führt die CO<sub>2</sub>-Bepreisung bei vielen Unternehmen, die energieintensive Produktionsprozesse betreiben, weniger zu einem Anreiz zur Dekarbonisierung als vorwiegend dazu, dass ihnen Finanzmittel entzogen werden, die sie für einen wirtschaftlichen Betrieb und Investitionen u. a. in Klimaschutz (z. B. Energieeffizienz, PV-Anlagen) benötigen.

---

<sup>5</sup> vgl. beispielsweise IHK-Energiewende-Barometer 2019

<sup>6</sup> Eine Ausnahme stellt z. B. der Straßengüterverkehr dar.

Nach Einschätzung des DIHK ist das nach dem Referentenentwurf des BECV vorgesehene Maß der Entlastung nicht ausreichend „zur Vermeidung von Carbon-Leakage und zum Erhalt der grenzüberschreitenden Wettbewerbsfähigkeit betroffener Unternehmen“ (§ 11 Abs. 3 BEHG): Das im Endergebnis gewährte Entlastungsniveau ist zu gering und die Auswahl beihilfeberechtigter Sektoren zu eng gefasst. Darüber hinaus ist die Erfüllung der Anforderungen und die Nachweisführung für die beihilfeberechtigten Unternehmen sehr bürokratisch ausgestaltet. Der vorgelegte Entwurf verfehlt zudem das selbst gesteckte Ziel einer „möglichst weitgehende[n] Gleichbehandlung gleichartiger Produkte“. Denn es bestehen deutliche Unterschiede zwischen den Entlastungsregelungen im Europäischen Emissionshandel (EU ETS) und dem nEHS.

Die Carbon-Leakage-Regelung kann zunächst nur von Unternehmen in Anspruch genommen werden, die Sektoren angehören, die auf der Liste der Carbon-Leakage gefährdeten Sektoren im Rahmen des europäischen Emissionshandel geführt werden. Nach Einschätzung des DIHK ist das für die Aufnahme weiterer Sektoren auf die Carbon-Leakage-Liste vorgesehene Verfahren zu aufwändig und sind die dafür aus dem Kontext des europäischen Emissionshandel übernommenen Mindestkriterien für ein nationales Instrument im europäischen Binnenmarkt zu hoch angesetzt. Im Ergebnis werden viele Carbon-Leakage-gefährdete Unternehmen die Entlastung nicht wahrnehmen können.

Unternehmen aus nachträglich gelisteten Branchen werden voraussichtlich erst im Jahr 2022 Gewissheit über die Möglichkeit einer Entlastung haben. Der DIHK setzt sich daher dafür ein, in der Einführungsphase des nEHS - mindestens bis zum Abschluss des Verfahrens zur nachträglichen Anerkennung weiterer Carbon-Leakage-gefährdeter Sektoren - eine Übergangsregelung vorzusehen, die energieintensiven Unternehmen aus bislang nicht gelisteten Branchen planbar eine Entlastung gewährt.

Die im Weiteren („Anmerkungen im Detail“) vorgenommenen Bewertungen und Änderungsvorschläge zum BECV-Entwurf haben das Ziel, zu einer nach Einschätzung der Wirtschaft angemessenen Entlastung besonders betroffener Unternehmen zu kommen. Der DIHK schlägt darüber hinaus vor, zumindest in der Einführungsphase des BEHG bis zur Festlegung weiterer Carbon-Leakage-gefährdeter Sektoren eine pauschaler ausgestaltete Übergangsregelung für energieintensive Unternehmen vorzusehen.

Wir möchten darauf hinweisen, dass das Erfordernis und der angemessene Umfang notwendiger Entlastungen in der Wirtschaft unterschiedlich bewertet werden. So gibt es auch Stimmen in der Wirtschaft, die sich für eine möglichst eng gefasste der Entlastung oder auch den Verzicht auf die Entlastung aussprechen. Zum einen wird kritisch angemerkt, dass durch eine CO<sub>2</sub>-Preisentlastung der Anreiz für Klimaschutz in Unternehmen zunächst reduziert wird und so ein Zeitfenster für notwendige Anpassungen ggf. ungenutzt verstreicht. Zum anderen wird kritisiert, dass mit der Entlastung weniger Erlöse aus dem nEHS für die Senkung der EEG-Umlage zur Verfügung stehen.

Hintergrund ist, dass die Entlastung Carbon-Leakage-gefährdeter Unternehmen aus dem Aufkommen der CO<sub>2</sub>-Bepreisung finanziert werden, sie reduziert damit die für andere Maßnahmen im Rahmen des „Energie und Klimafonds“ verfügbaren Finanzmittel. Unter anderem wird aus dem Aufkommen des nationalen Emissionshandels auch eine Absenkung der EEG-Umlage finanziert. Für 2021 ist ein Betrag von 4,7 Mrd. Euro der BEHG-Erlöse dafür vorgesehen; das entspricht einer Senkung der EEG-Umlage um 1,37 ct/kWh. Nach dem Referentenentwurf wird das erwartete Entlastungsvolumen auf 246 Mio. Euro für 2021 und 296 Mio. Euro für 2022 beziffert (ohne Gegenrechnung der EEG-Stromkostenentlastung). Das Entlastungsvolumen entspräche einer Senkung der EEG-Umlage um 0,07 ct/kWh in 2021. Nach Einschätzung des DIHK ist das erwartete Entlastungsvolumen auf Grundlage des BECV-Entwurfs eher zu hoch eingeschätzt.

Würden Unternehmen aufgrund der CO<sub>2</sub>-Bepreisung dem Standort Deutschland den Rücken kehren, stünden auch weniger Einnahmen aus dem BEHG zur Senkung der Umlage zur Verfügung. Zudem würde eine Abwanderung auch zu geringeren EEG-Umlageeinnahmen führen, was wiederum die Umlage für alle anderen Stromverbraucher erhöht. Zudem entzieht das BEHG ohne Kompensation den Unternehmen finanzielle Mittel, die auch für Investitionen in Klimaschutzmaßnahmen fehlen. Aus der Gesamtabwägung heraus hält der DIHK es daher für notwendig, dass betroffene Unternehmen eine umfassende Kompensation bekommen, solange für sie keine technisch-wirtschaftlichen Alternativen zur Nutzung fossiler Brennstoffe zur Verfügung stehen.

## D. Anmerkungen im Detail

### Abschnitt 1: Allgemeine Vorschriften

#### a) § 2 Begriffsbestimmungen

##### - Nr. 2. Antragstellendes Unternehmen

Der DIHK unterstützt den gewählten Ansatz, dass zunächst jeder eingerichtete Wirtschaftsbetrieb antragsberechtigt ist und an dieser Stelle keine Begrenzung z. B. auf das produzierende Gewerbe erfolgt, da es auch in anderen Sektoren verlagerungsgefährdete Betriebe gibt. Positiv ist auch die Möglichkeit der Antragstellung für selbstständige Unternehmensteile. Der DIHK empfiehlt darüber hinaus, dass auch Standorte und vom übrigen Unternehmen am Standort abgegrenzte Teilbetriebe antragsberechtigt sein sollten (vgl. § 6). In der Besonderen Ausgleichsregelung des EEG hat die Bundesregierung für die Herstellung von Wasserstoff jüngst die Regelung eingeführt, dass auch nicht selbstständige Unternehmensteile eine reduzierte EEG-Umlage erhalten können. An diese Regelung sollte hier angeknüpft werden, um Carbon-Leakage wirksam zu vermeiden. Unternehmen müssten sich dann nicht mehr mit hohem Aufwand entflechten, um eine Entlastung erhalten zu können.

##### - Nr. 8. Selbstständiger Unternehmensteil

Es ist aus Gründen der Rechtssicherheit für die Unternehmen nachvollziehbar, dass an die EEG-Definition zum selbstständigen Unternehmensteil in § 64 Absatz 5 EEG 2021 angedockt wird. Sachgerecht ist auch, dass Wort Abnahmestelle zu ersetzen, besteht eine solche doch nur bei der Gasversorgung aber nicht bei der Versorgung mit nicht-leitungsgebundenen Brenn- und Treibstoffen. Der gewählte Begriff der Brennstoffversorgung ist allerdings mit großen Unsicherheiten behaftet. Auch in der Gesetzesbegründung finden sich keine weiteren Erläuterungen dazu. Umfasst eine eigene Brennstoffversorgung z. B. eine eigene Beschaffung? Dies würde Größenvorteile einer gemeinsamen Beschaffung konterkarieren und den Aufwand des Gesamtunternehmens erhöhen. Gleiches gilt für gemeinsame Lagerhaltung von Brenn- und Treibstoffen. Sollte auch hier eine Trennung gefordert sein, kann dies schon allein aus Platzgründen auf dem Betriebsgelände zu einem Hindernis werden. Um den Unternehmen mehr Rechtssicherheit zu bieten, bittet der DIHK um Klärung, was unter eigener Brennstoffversorgung zu verstehen ist. In diesem Zusammenhang sollte klargestellt werden, dass eine eigene Lagerhaltung selbstständiger Unternehmensteile nicht vonnöten ist. Gleiches sollte auch für nicht selbstständige Unternehmensteile gelten.

#### b) § 4 Voraussetzungen für die Beihilfegenehmigung

Die in Absatz 2 genannten Voraussetzungen für die Gewährung der Beihilfe werden unten im Detail kommentiert (§ 5, § 7, Abschnitt 4). Die Gewährung der Beihilfe bzw. Entlastung steht nach Abs. 4 unter dem Vorbehalt der Verfügbarkeit der erforderlichen Haushaltsmittel.



### Bewertung:

Im Sinne der Planungssicherheit der Unternehmen sollte nach Einschätzung des DIHK den aus den Erlösen der CO<sub>2</sub>-Bepreisung finanzierten Entlastungen, wie der EEG-Umlagereduzierung und der Carbon-Leakage-Regelungen, hohe Priorität verliehen werden. Die Entlastung soll laut diesem Entwurf ex-post erfolgen; daher ist die Planungssicherheit der Unternehmen bereits eingeschränkt (s. § 14). Weitere Einschränkungen wirken negativ auf das Investitionsverhalten und die Wettbewerbsfähigkeit betroffener Betriebe am Standort Deutschland und widersprechen damit dem Zweck dieser Verordnung.

### Begründung:

Der Haushaltsvorbehalt steht im Widerspruch zum Interesse Carbon-Leakage-gefährdeter Unternehmen an einer verlässlichen und politisch zugesagten Entlastungsregelung: Mit dem Beschluss zum BEHG war vereinbart worden, dass die Erlöse aus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung vollständig wieder zurückfließen sollten.

## **Abschnitt 2: Beihilfefähige Unternehmen**

### a) § 5 Sektorzuordnung (Anlage 1 und 2)

Unternehmen sind beihilfe- bzw. entlastungsfähig, wenn sie einem beihilfeberechtigten Sektor oder Teilsektor zuzuordnen sind. Zur Diskussion des gewählten Sektorenansatzes, der Übernahme der Liste beihilfeberechtigter Sektoren aus dem EU ETS und zur Ergänzung der Liste vgl. Abschnitt 6.

Der DIHK setzt sich dafür ein, in der Einführungsphase des nEHS - mindestens bis zum Abschluss des Verfahrens zur nachträglichen Anerkennung weiterer Carbon-Leakage-gefährdeter Sektoren - eine Übergangsregelung vorzusehen, die Unternehmen aus bislang nicht gelisteten Branchen planbar eine Entlastung gewährt, , soweit sie als Unternehmen eine noch zu bestimmende Mindestemissionsintensität vorweisen. In jedem Fall sollte eine solche Übergangsregelung Unternehmen der nach Anhang 3 und Anhang 5 der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission als handelsintensiv identifizierten und damit potentiell Carbon-Leakage-gefährdeten Sektoren offen stehen. Dieser Entlastungsmechanismus kann parallel zur vorgesehenen und auf Dauer ausgelegten Carbon-Leakage-Entlastung erfolgen.

### b) § 6 Anwendung auf selbstständige Unternehmensteile

Vorgesehen ist die Möglichkeit der Antragstellung auch für selbstständige Unternehmensteile.

Bewertung:

Die Möglichkeit der Antragstellung für selbstständige Unternehmensteile bewertet der DIHK positiv. Zugleich spricht er sich für die Möglichkeit zur Antragstellung auch für nicht-selbstständige Standorte und Unternehmensteile aus (s. auch Anmerkungen zu § 5).

Begründung:

Standorte und vom übrigen Unternehmen am Standort abgegrenzte Teilbetriebe sollten antragsberechtigt sein. Für Unternehmen mit zahlreichen, unterschiedlich strukturierten, aber nicht als selbstständige Unternehmensteile geführten Standorten wäre andernfalls ein hoher Umstrukturierungsaufwand erforderlich, um eine Entlastung Carbon-Leakage-gefährdeter Produktion zu ermöglichen. Voraussetzung sollte eine abgrenzbare Brennstoffversorgung sein (vgl. Diskussion § 2 Nr. 8). In der Besonderen Ausgleichsregelung des EEG hat die Bundesregierung für die Herstellung von Wasserstoff jüngst die Regelung eingeführt, dass auch nicht selbstständige Unternehmensteile in den Genuss einer reduzierten EEG-Umlage kommen können.

a) § 7 Unternehmensbezogene Mindestschwelle

Für die Gewährung einer Carbon-Leakage-Entlastung von aufgrund ihrer Sektorzugehörigkeit beihilfefähigen Unternehmen ist die Erfüllung einer unternehmensbezogenen Mindestschwelle vorgesehen. Nach dem BECV-Entwurf soll das antragstellende Unternehmen eine Emissionsintensität von mindestens 10 Prozent der durchschnittlichen Emissionsintensität des Sektors erreichen (bzw. 10 Prozent von 2,5 kg CO<sub>2</sub> je Euro Bruttowertschöpfung bei hoch energieintensiven Branchen).

Bewertung:

Der DIHK plädiert für eine Streichung der unternehmensbezogenen Mindestschwelle, da sie zu Ungleichbehandlungen zwischen Unternehmen führt und einen unangemessen hohen bürokratischen Aufwand verursacht.

Begründung:

Nach erster Einschätzung des DIHK erreichen die meisten besonders betroffenen Unternehmen die vorgesehene Mindestschwelle. Für einen Teil der Unternehmen stellt sie aber eine nicht gerechtfertigte Hürde dar. In jedem Fall führt sie für alle beihilfeberechtigten Unternehmen zu einem erheblichen, bürokratischen Aufwand, der nicht angemessen und zudem vermeidbar ist. Eine Streichung der Mindestschwelle führt nach Schätzung des DIHK nur zu einer geringen Erhöhung des Entlastungsvolumen. Auch in der Begründung zum BECV-Entwurf wird „eine geringe Zahl an Unternehmen unterhalb der Mindestschwelle erwartet“.

Nach der Begründung zu § 7 (Mindestschwelle) soll mit der Mindestschwelle eine Entlastung von Unternehmen vermieden werden, deren relative Kostenbelastung durch das BEHG geringer als bei den besonders emissionsintensiven Unternehmen eines Sektors ist. Dies kann bei einzelnen Unternehmen der Fall sein, die zwar einem bestimmten Sektor bzw. NACE-Code zuzuordnen sind, aber

die für den Sektor typischen energieintensiven Prozesse nicht selbst betreiben. Es stellt sich allerdings die Frage, ob eine Antragstellung durch eine relevante Anzahl dieser Unternehmen angesichts der weiteren vorgesehenen Anforderungen und zu ihrer Erfüllung notwendigen bürokratischen Aufwandes (Sockelbetrag, EMS/UMS, Begrenzung der Entlastung auf im Produktionsprozess eingesetzte Brennstoffe, Klimaschutzinvestitionen etc.) überhaupt zu erwarten ist. Anders als im EU ETS kann es bei der Entlastung nach dem BEVC-Entwurf auch nicht zu einer „Überausstattung“ solcher Unternehmen kommen, da immer nur eine anteilige Entlastung an den tatsächlich eingesetzten Brennstoffen gewährt wird.

Nach Einschätzung des DIHK wirkt sich die Regelung weitaus häufiger auf Unternehmen aus, die aufgrund ihrer Struktur oder als Betreiber von ETS-Anlagen die unternehmensbezogene Mindestgrenze nicht erfüllen. Bei Unternehmen, die Produkte aus verschiedenen, teilweise nicht beihilfeberechtigten Branchen, herstellen, kann die Emissionsintensität rechnerisch relativ niedrig sein. Sie stehen mit ihrem energieintensiven Produkt nichtsdestotrotz im Wettbewerb und haben gegenüber inländischen und ausländischen Mitbewerbern ein Wettbewerbsnachteil. Sollte sich die Produktion eines energieintensiven Produktes aufgrund fehlender CL-Entlastung nicht mehr lohnen, erfolgt auch hier eine Verlagerung. Bei Unternehmen, die in ihren Produktionsprozessen auch eine/mehrere ETS-Anlage/n betreiben, kann die BEHG-bezogene Emissionsintensität relativ niedrig sein. Anders als bei der freien Zuteilung im EU ETS wirkt sich die Strukturierung, Organisation und technische Ausgestaltung des Produktionsprozesses auf die Beihilfefähigkeit des Unternehmens aus. Ausschlaggebend sollte aber vielmehr der Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit des hergestellten Produktes sein.

Zentrales Argument gegen die, nur für einen kleineren Anteil der Unternehmen überhaupt wirksame unternehmensbezogene Mindestschwelle ist der bei allen antragsstellenden Unternehmen damit verursachte Aufwand. Dies betrifft insbesondere die Ermittlung und Ausweisung der Bruttowertschöpfung (BWS) des Unternehmens. Es ist davon auszugehen, dass mit Ausnahme von Unternehmen, die die besondere Ausgleichsregelung nach dem EEG nutzen, nur wenige Unternehmen ihre Bruttowertschöpfung berechnen, da es sich weniger um eine betriebswirtschaftliche als vielmehr um eine volkswirtschaftliche Kennziffer handelt. Die Richtigkeit der berechneten BWS ist durch einen Wirtschaftsprüfer zu bestätigen (§ 14 Abs. 4). Die Berechnung und Überprüfung der BWS ist damit ein wesentlicher Kostentreiber bei der Antragstellung.

### **Abschnitt 3: Berechnung der Beihilfehöhe**

Zur Berechnung des Gesamtbeihilfebetrages ist ein mehrstufiges Berechnungsverfahren vorgesehen, das sich mit folgender Formel darstellen lässt:

#### **Brennstoffverbrauch des Unternehmens im Abrechnungsjahr**

- Brennstoffe, die nicht zur Herstellung von Produkten im Produktionsprozess eingesetzt wurden (§ 9 Abs. 3 Satz 1)
- Brennstoffe, die zur Herstellung von Produkten eingesetzt wurden, die keinem beihilfeberechtigten Sektor zuzuordnen sind (§ 9 Abs. 3 Nr. 6)
- in ETS-Anlagen eingesetzte Brennstoffe (Nr. 1)
- zur Stromerzeugung eingesetzte Brennstoffe (Nr. 2)
- zur Wärmeerzeugung für Dritte eingesetzte Brennstoffe (Nr. 3)
- sonstige nicht mit CO<sub>2</sub>-Preis nach BEHG belegte Brennstoffverbräuche (biogen, stoffliche Nutzung, vor 1.1.2021 bezogene Brennstoffe) (Nr. 4, 5, 6)

---

#### **= beihilfefähige Brennstoffmenge nach § 9 Abs. 3 (in qm, Liter, kg etc.)**

- \* Brennstoff-Benchmark (EU ETS) (§ 9 Abs. 2)
- \* unterer Heizwert des eingesetzten Brennstoffs (zunächst Standardemissionswerte nach BeV 2022) (§ 9 Abs. 2)
- Selbstbehalt (250 t CO<sub>2</sub>) (§ 9 Abs. 2)

---

#### **= Maßgebliche Emissionsmenge nach § 9 Abs. 2 (in t CO<sub>2</sub>)**

- \* Kompensationsgrad des Sektors (nach Tabelle Anlage 1 und 2, 65 bis maximal 95 Prozent) (§ 9 Abs. 4)
- \* CO<sub>2</sub>-Preis des Abrechnungsjahres (§ 9 Abs. 5)

---

#### **= Vorläufiger Beihilfebetrag (nach § 9)**

- Wert der Stromkostenentlastung des Unternehmens (nach § 10)

---

#### **= Gesamtbeihilfebetrag (§ 8)**

Beispiel für Unternehmen mit Erdgas-betriebener KWK-Anlage:

Bei einem Kompensationsgrad von 65 Prozent, wie er für die meisten Sektoren und alle Teilsektoren vorgesehen ist, und einem Brennstoff-Benchmark für Erdgas von 76 Prozent<sup>7</sup> ergibt sich rein rechnerisch eine Entlastung des CO<sub>2</sub>-Preises auf im Produktionsprozess eingesetzte Brennstoffe, die nicht höher als 54,6 Prozent sein kann. Bei Nutzung einer KWK-Anlage ist zudem der für die Stromerzeugung eingesetzte Brennstoffanteil abzuziehen. Für eine KWK-Anlagen mit einem Gesamtwirkungsgrad von 90 Prozent und einer Strom-/Wärmeaufteilung von 40/60 ergibt sich eine weiterer Abzugsfaktor von 54 Prozent. Damit reduziert sich der rechnerisch mögliche Kompensationsgrad auf 29,5 Prozent der im Produktionsprozess eingesetzten Brennstoffmenge. Davon abzuziehen ist der Sockelbetrag von 250 t (= 6.250 Euro für 2021) und die Stromkostenentlastung aus dem Gesamtstromverbrauch (1,37 ct/kWh in 2021) des antragstellenden Unternehmens. In diesem Beispiel mit Nutzung einer KWK-Anlage, muss der Erdgasverbrauch in der beihilfeberechtigten Produktion mindestens zehn Mal so hoch wie der Stromverbrauch des Gesamtunternehmens sein, um überhaupt zu einer Entlastung zu kommen.

Bewertung:

Nach Einschätzung des DIHK ist das im Endergebnis gewährte Entlastungsniveau bereits vor Abzug der EEG-Umlageentlastung für die meisten Unternehmen zu gering, um effektiv vor Carbon-Leakage zu schützen. Das Verfahren zur Berechnung der Beihilföhe ist zu komplex und damit fehleranfällig. Bei der unternehmensinternen Zurechnung von Brennstoffverbräuchen ist mit erheblichen Abgrenzungsschwierigkeiten zu rechnen.

a) §§ 8 und 10 Gesamtbeihilfebetrag unter Anrechnung der Stromkostenentlastung

Nach § 8 BECV-Entwurf ist vorgesehen, dass die für das Unternehmen wirksame, aus dem nEHS finanzierte Entlastung der EEG-Umlage (Anrechnungswert nach § 10 Abs. 3, 1,37 ct/kWh in 2021) von dem nach § 9 berechneten Entlastungsbetrag auf die CO<sub>2</sub>-Bepreisung abgezogen wird. Damit soll ausgeschlossen werden, dass die beihilfeberechtigten Unternehmen doppelt „entlastet“ werden. Für verbrauchte Strommengen, für die nach der Besonderen Ausgleichsregelung die EEG-Umlage nur anteilig zu zahlen ist, wird auch der Anrechnungswert nur anteilig berechnet. Der DIHK geht davon aus, dass diese Regelung auch für den Selbstverbrauch aus Eigenerzeugung (0 Prozent EEG-Umlage) bzw. Eigenversorgung (40 bis 100 Prozent EEG-Umlage) Anwendung findet.

---

<sup>7</sup> Nach BEHG vorgesehener Standemissionswert für Erdgas bezogen auf den Benchmark-Wert für Brennstoffe von 42,6 Emissionszertifikate/TJ gem. „Draft Annex for the Commission Implementing Regulation (EU) .../... determining revised benchmark values for free allocation of emission allowances pursuant to Article 10a(2) of Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council“ Konsultation der EU-Kommission zu Benchmarks für die freie Zuteilung im EU ETS in 2021 bis 2025.

### Bewertung:

Der DIHK spricht sich gegen eine Anrechnung der EEG-Umlagesenkung auf den Entlastungsbetrag aus. Sollte es bei einer Gegenrechnung der EEG-Entlastung bleiben, sollte allerdings allein die Entlastung des Stromverbrauchs gegengerechnet werden, der in der Herstellung von Produkten genutzt wird, die einem beihilfeberechtigten Sektor zuzuordnen sind. Der erzeugte Strom aus einer Eigenversorgungsanlage bzw. Eigenerzeugungsanlage sollte prioritär dem Produktionsprozess zugeordnet werden können. Andernfalls würden Unternehmen, die eine Kompensation erhalten, gegenüber Unternehmen, die nur von der EEG-Umlagesenkung profitieren, klar benachteiligt.

### Begründung:

Die Strompreise in Deutschland gehören aktuell, mit Ausnahme der Strombezüge, die unter die Besondere Ausgleichsregelung fallen und ein Sondernetzentgelt in Anspruch nehmen können, zu den höchsten in der EU. Die aus den nEHS-Erlösen finanzierte EEG-Umlagesenkung reduziert die EEG-Umlage für alle Stromverbraucher (Ausnahme Unternehmen mit einem hohen Anteil an Eigenenergieerzeugung). Aufgrund der zwischen den Unternehmen sehr unterschiedlich strukturierten Nutzung verschiedener Energieträger ergibt sich aus der Erhebung des CO<sub>2</sub>-Preises auf der einen und der Senkungen der EEG-Umlage auf der anderen Seite eine starke Kostenumverteilung. Diese Umverteilung ist klimapolitisch erwünscht, da sie die Nutzung von Strom als zunehmend CO<sub>2</sub>-armen Energieträger präferiert. Sie ist zugleich aber eine große Herausforderung für Unternehmen, die vorwiegend Brennstoffe, die der CO<sub>2</sub>-Bepreisung nach dem BEHG unterliegen, nutzen. Besonders sie müssen in Energieeffizienz und die Nutzung CO<sub>2</sub>-armer Energieträger investieren. Teilweise fehlen heute allerdings noch technisch-wirtschaftliche Alternativen, sodass der Preisanreiz der CO<sub>2</sub>-Bepreisung ins Leere läuft und schlussendlich nur die Kosten der Unternehmen erhöht.

Die Anrechnung der EEG-Umlagesenkung würde vor diesem Hintergrund zu deutlichen Fehlanreizen führen: Eine Anrechnung der EEG-Entlastung führt - entgegen der politischen Zielsetzung einer verstärkten Nutzung von Strom - zu einer Benachteiligung von Unternehmen, die verstärkt auf Strom als Energieträger setzen. Eine Umstellung der Energieversorgung auf Strom wird dadurch erschwert.

Zudem ist nicht nachzuvollziehen, warum eine für alle Stromverbraucher gleichermaßen wirksame Entlastung der EEG-Umlage (keine Beihilfe), einer unternehmensindividuellen Entlastung (Beihilfe) gegengerechnet werden soll. Tatsächlich ergibt sich für die Jahre 2021 und 2022 in der unternehmerischen Praxis aus der nEHS-finanzierten EEG-Umlagesenkung kaum eine merkliche Entlastung, wie sie im Sinne der Sektorenkopplung und Umstellung auf klimaschonende, strombasierte Prozesse aber dringend angezeigt wäre. In Folge der Auswirkungen der Corona-Pandemie und aufgrund des EEG-Umlagemechanismus wäre die EEG-Umlage von 6,756 ct/kWh auf 9,651 ct/kWh gestiegen. Das dafür genutzte BEHG-Aufkommen (4,7 Mrd. Euro) und ein zusätzlicher Zuschuss aus dem Bundeshaushalt in vergleichbarer Höhe kann die EEG-Umlage nur minimal auf 6,5 ct/kWh

absenken. Aus Perspektive der Stromabnehmer ergibt sich gegenüber 2020 also keine effektive Entlastung, lediglich das bestehende, hohe Umlageniveau kann gehalten werden.

Nach dem BECV-Entwurf ist darüber hinaus vorgesehen, dass die Entlastung auf Brennstoffeinsätze begrenzt ist, die zur Herstellung von Produkten, die einem beihilfeberechtigten Sektor zuzuordnen sind, dienen (§ 9 Abs. 3). Demgegenüber aber soll der Anrechnungsbetrag auf die EEG-Umlagesenkung für den Stromverbrauch des Gesamtunternehmens abstellen (§ 10 Abs. 2). Insbesondere für Unternehmen, die verschiedene, auch nicht beihilfefähige Herstellungsprozesse betreiben, ergibt sich hieraus eine nicht zu rechtfertigende Benachteiligung.

#### b) § 9 Vorläufiger Beihilfebetrag

Wie oben dargestellt, ist für die Berechnung des vorläufigen Beihilfebetrages ein mehrstufiges Verfahren vorgesehen. Dabei erfolgt zunächst eine Konzentration der maßgeblichen, der Entlastung unterliegenden Brennstoffmenge auf die zur Produktion von Produkten, die den beihilfeberechtigten Sektoren zuzuordnen sind. Mit dem Brennstoff-Benchmark, dem Selbstbehalt und dem Kompensationsgrad wird die beihilfefähige Brennstoff- bzw. Emissionsmenge weiter reduziert.

#### Bewertung:

Nach Einschätzung des DIHK ist das im Endergebnis gewährte Entlastungsniveau zu gering (vgl. Beispiel oben), um einen effektiven Schutz vor Carbon-Leakage zu gewähren. Der DIHK spricht sich:

- für den Verzicht auf den Brennstoff-Benchmark oder alternativ Verzicht auf den Kompensationsgrad,
- gegen den Abzug von zur Stromerzeugung eingesetzter Brennstoffe und
- für eine Absenkung des Selbstbehaltes, insbesondere für KMU, aus.

Darüber hinaus bedarf es dringend einer Klarstellung für die Abgrenzung von im Produktionsprozess eingesetzten und anderweitig im Unternehmen eingesetzten Brennstoffen. Der DIHK schlägt vor, zur Vereinfachung die Option eines pauschalen Abzuges auf die am Standort des Unternehmens eingesetzten Brennstoffe für sonstige Verbräuche außerhalb der Produktion einzuführen, z.B. in Höhe von 5 Prozent.

#### Begründung:

##### i. Anwendung des **Brennstoff-Benchmarks** (§ 9 Abs. 2)

Im Rahmen der freien Zuteilung für Unternehmen im EU ETS und der Strompreiskompensation dienen die Benchmarks der Vermeidung von Mitnahmeeffekten und als Anreiz für Effizienzsteigerungen auf oder über das (Produkt-)Benchmarkniveau. Die nach dem BECV-Entwurf (zunächst) vorgesehene, ausschließliche Anwendung des Brennstoff-Benchmarks als Fallback-Benchmark wirkt demgegenüber nur hinsichtlich der Emissionsintensität der im Unternehmen eingesetzten

Brennstoffe. So ergibt sich für Erdgas ein gegenüber Kohle höherer Entlastungsgrad, was den Erdgaseinsatz relativ attraktiver macht. In der vorgesehenen BECV-Ausgestaltung wirkt die Anwendung des Brennstoff-Benchmarks vorwiegend als Kürzungsfaktor bei der Entlastung. Diese Funktion erfüllt aber auch bereits der sektorspezifische Kompensationsgrad nach § 9 Abs. 4.

Hinweis: Angewandt auf Erdgas führt der Brennstoffbenchmark für sich genommen zu einer Reduzierung der Entlastung auf ca. 76 Prozent. Für kohlebasierte Brennstoffe, die ab 2023 über das nEHS erfasst sind und die in der energieintensiven Industrie noch relativ weit verbreitet sind, führt die Anwendung des Brennstoff-Benchmarks zu einer Reduzierung der Entlastung auf nur rund 40 Prozent.

Allein durch die vorgesehene kombinierte Anwendung von Kompensationsgrad und Brennstoff-Benchmark ergibt sich für viele Unternehmen ein Entlastungsniveau, das deutlich unter dem Entlastungsniveau über die freie Zuteilung im EU ETS heute und auch in Zukunft liegt. Daraus ergibt sich ein innerdeutscher Wettbewerbsnachteil von Nicht-ETS-Anlagen-Betreibern gegenüber ETS-Anlagen-Betreibern. Im internationalen Wettbewerb erfahren sie aufgrund des geringeren Entlastungsgrades ebenfalls einen deutlichen Nachteil. Das gilt auch für den innereuropäischen Wettbewerb solange in anderen EU-Mitgliedstaaten keine vergleichbare CO<sub>2</sub>-Bepreisung eingeführt ist.

Der DIHK empfiehlt, auf die Beihilfekürzung über den Brennstoff-Benchmark oder den Kompensationsgrad (vgl. dazu § 9 Abs. 4) zu verzichten. Aus beihilferechtlichen Erwägungen heraus mag die Anwendung des Benchmarks Priorität gegenüber einer Anwendung des Kompensationsgrades haben. Bei Anwendung des Brennstoff-Benchmarks sollten die sich für die Hauptbrennstoffe auf Grundlage der Standardemissionsfaktoren gem. BeV 2022 ergebenden Entlastungsgrade in der BECV ausgewiesen werden. Zudem sollte die Anwendung des Wärmebenchmarks insbesondere für KWK-Anlagen geprüft werden.

Zur Anwendung des europäischen Brennstoffbenchmarks und den zu seiner Bestimmung auch herangezogenen Entwicklung der Produkt-Benchmarks sei darauf hingewiesen, dass diese sich auf ganz anders dimensionierte Prozesse beziehen als sie bei den energieintensiven kleinen und mittelständischen Unternehmen, die vorwiegend über das nEHS erfasst werden, vorzufinden sind. Die europäischen Benchmarks sind vor diesem Hintergrund für die Anwendung im Rahmen der BECV zu anspruchsvoll.

ii. Abzug eines **Selbstbehaltes** (§ 9 Abs. 2)

Die für die Beihilfe maßgebliche Emissionsmenge soll um einen Selbstbehalt in Höhe von 250 t CO<sub>2</sub> reduziert werden. Eine Begründung für die Anwendung eines Selbstbehaltes und die Höhe des Selbstbehaltes findet sich in der Begründung zum BECV-Entwurf nicht. Nach den Eckpunkten der Bundesregierung vom 23. September 2020 soll ein angemessener Selbstbehalt der Unternehmen dazu dienen, den Gesamtaufwand zur Bearbeitung der Antragsverfahren sinnvoll einzugrenzen.



Aufgrund des damit verbundenen Aufwandes lohnt sich eine Antragsstellung für Unternehmen erst bei einer substantiellen zu erwartenden Entlastung. Mit 250 t CO<sub>2</sub> (= 6.250 Euro in 2021) ist der Selbstbehalt hoch angesetzt, zumindest deutlich höher als die Kosten des zu erwartenden Prüfungsaufwandes der zuständigen Stelle. Aus dem Selbstbehalt ergibt sich auch eine Benachteiligung von Unternehmen mit absolut weniger hohen Brennstoffverbräuchen.

Systematisch ist zudem nicht nachzuvollziehen, warum der Selbstbehalt nicht am Ende der Berechnung des Beihilfebetrages abgezogen wird, sondern bereits vor Multiplikation mit dem sektorspezifischen Kompensationsgrad.

#### Bewertung:

Der DIHK schlägt vor, den vorgesehenen Selbstbehalt zu streichen. Sollte ein Selbstbehalt vorgesehen werden, sollte dieser mindestens für KMU deutlich gesenkt werden. Der bürokratische Aufwand der Antragsstellung wirkt als solcher bereits als Selbstbehalt.

- iii. Begrenzung der Beihilfe auf im Unternehmen **zur Herstellung von Produkten im Produktionsprozess eingesetzte Brennstoffe** (Abs. 3 Satz 1) und auf zur Herstellung von Produkten, die einem beihilfeberechtigten Sektor zuzuordnen sind (Abs. 3 Nr. 6):

Die Begrenzung der beihilfefähigen Brennstoffmenge auf im Produktionsprozess eingesetzte Brennstoffmengen ist systematisch nachvollziehbar. Damit erfolgt eine Annäherung an den Anlagenbezug im EU ETS. Mit der Begrenzung gehen allerdings erhebliche Abgrenzungsschwierigkeiten einher, die im Verordnungsentwurf nicht angemessen berücksichtigt sind. Vor allem für kleinere Unternehmen stellt die Abgrenzungsfrage, auch vor dem Hintergrund möglicherweise zusätzlich zu installierender Messtechnik, einen hohen Mehraufwand dar. Anders als im ETS erfolgt der Brennstoffeinsatz nicht auf den Einsatz in einer einzeln abgrenzbaren Anlage, sondern einem ggf. mehrstufigen Produktionsprozess. Die Zuordnung über die vierstelligen NACE-Codes bieten keine eindeutigen Anhaltspunkte für die Abgrenzung der Produktion.

#### Beispiel Herstellung von Bier (NACE 11.05, bislang nicht als Carbon-Leakage gefährdet eingestuft):

Der NACE-Code umfasst alle für eine Brauerei typischen Tätigkeiten, dazu können neben dem Brauprozess (Mälzen (NACE 11.06), Schrotten, Maischen, Läutern, Würzekochen, Würzeklärung, Gärung) selbst auch das Kühlen und Lagern von Bier, die Filtration, das Abfüllen, Reinigung von Flaschen, die Logistik am Standort und die Belieferung von Kunden, die Beheizung von Hallen und die Verwaltung der Brauerei gehören. Eine eindeutige Abgrenzung, welche Tätigkeiten dem Produktionsprozess zuzuordnen sind, folgt aus der NACE-Einteilung nicht.

Abgrenzungsschwierigkeiten können sich z. B. auch bei der Nutzung von Abwärme zur Beheizung von Gebäuden, bei Nebenprozessen wie z.B. einer thermischen Abfallbehandlung oder bei der Herstellung von Produkten, die nicht beihilfeberechtigten Sektoren zuzuordnen sind, ergeben. Die Abgrenzung kann auch zu hohen Kosten führen, so ist für einen Wärmemengenzähler für

Hochtemperaturwärme inkl. Einbau mit mehr als 10.000 € zu kalkulieren. Zudem ist es aus technischen Gründen nicht immer möglich, einen entsprechenden Zähler zu installieren.

Auch bei der Abgrenzung zwischen Brennstoffeinsätzen zur Herstellung von Produkten, die einem beihilfeberechtigtem Sektor zuzuordnen sind, und von Produkten, die keinem beihilfeberechtigtem Sektor zuzuordnen sind, innerhalb eines Betriebes kann es zu erheblichen Abgrenzungsschwierigkeiten kommen, wenn die gleichen Anlagen (teilweise) zur Herstellung beider Produkte genutzt werden oder zentral erzeugte Prozesswärme in beiden Herstellungsprozessen genutzt werden.

Beispiel: Ein Unternehmen ist dem Wirtschaftszweig 13.95 (Herstellung von Vliesstoffen) und ein Betriebsteil zusätzlich dem Wirtschaftszweig 17.22 (Herstellung von Haushalts- und Hygieneartikeln aus Zellstoff) zugeordnet. NACE-Code 13.95 ist in Tabelle 1 der Anlage zum BECV als beihilfeberechtigt geführt, der NACE Code 17.22 hingegen nicht.

Bewertung:

Der DIHK sieht hier dringenden Klarstellungsbedarf. Im Energiesteuerrecht wird beispielsweise bei der Entlastung nach § 54 EnergieStG auf ausschließlich für betriebliche Zwecke genutzte Energieerzeugnisse abgestellt. Dieses Verfahren hat sich in der Praxis bewährt. Wenn nur im Herstellungsprozess eingesetzte Brennstoffe entlastet werden sollen, könnte zur Vermeidung einer aufwändigen Abgrenzung des Einsatzes von Brennstoffen im Unternehmen und im Sinne einer rechtssicheren Auslegung optional die Möglichkeit eines pauschalen Abschlages (z. B. in Höhe von 5 Prozent) für Brennstoffverbräuche, die nicht im Produktionsprozess eingesetzt werden, vorgesehen werden..

iv. Nicht-Berücksichtigung von **zur Stromerzeugung eingesetzter Brennstoffe** (Abs. 3 Nr. 2)

Nach dem BECV-Entwurf ist vorgesehen, dass die zur Erzeugung von Strom genutzten Brennstoffmengen nicht zu berücksichtigen sind. Eine Begründung dafür findet sich im Verordnungsentwurf nicht. Insbesondere für den üblichen Fall, dass nicht nur die Wärme, sondern auch der erzeugte Strom im Unternehmen in der Produktion eingesetzt wird (Selbstverbrauch), ist die generelle Nicht-Berücksichtigung des dafür erforderlichen Brennstoffeinsatzes nicht nachzuvollziehen und stellt zudem gegenüber EU ETS-Anlagen eine deutliche Benachteiligung dar.

Der Ausschluss von Brennstoffen zur Stromerzeugung aus der Kompensation führt zu einer massiven Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit insbesondere von KWK-Anlagen in der Industrie und schadet damit der Wettbewerbsfähigkeit dieser Betriebe. Für Unternehmen, die vorwiegend auf Wärmebereitstellung aus KWK-Anlagen setzen, wird mit dem gewählten Ansatz im Ergebnis nur eine sehr geringe Entlastung verbleiben. Dabei sprechen gute Gründe für die Nutzung von KWK-Anlagen zur Erzeugung von Prozesswärme: Sie sind aufgrund des hohen Brennstoffnutzungsgrades besonders effizient, stellen im Umbau des Energieversorgungssystem eine wichtige

Übergangstechnologie zur Bereitstellung gesicherter Leistung dar und können perspektivisch auch klimaneutral mit Wasserstoff betrieben werden.

Hinweis: Es gibt in der Praxis keine allgemeingültige und akzeptierte Methode zur Aufteilung des Brennstoffeinsatzes zwischen der Erzeugung von Strom und Wärme in KWK-Anlagen. Hier sind also große Rechtsunsicherheiten vorprogrammiert.

Beispiel: Bei einer Anlage mit 4,8 MW thermischer Leistung<sup>8</sup> und 6.200 Vollbenutzungsstunden würde sich bei einer Kompensation von 50 Prozent des Gasverbrauchs der Anlage die Amortisationszeit einer 2021 errichteten Anlage von 6,3 auf 10,8 Jahre verschieben.<sup>9</sup> Bei einer Kompensation von 25 Prozent würde die Amortisation 16,6 Jahre betragen und ohne Kompensation bei über 36 Jahren liegen. Bereits bei voller Kompensation wäre es fraglich, ob sich Industriebetriebe für solche Investitionen entscheiden würden. Neben fehlenden Investitionen in neue Anlagen werden auch viele Investitionen in den Ersatz bestehender Anlagen aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit ausbleiben. Bei Investitionen in BHKWs ist zu bedenken, dass nach 10 bis 15 Jahren wesentliche Teile der Anlagen erneuert werden müssen, sodass zweistellige Amortisationszeiten nicht in Kauf genommen werden können.

Selbst mit einer Einbeziehung der Stromseite in den Kompensationsmechanismus, für die der DIHK plädiert, würden viele Ersatzinvestitionen ausbleiben. Denn: Es fehlt in aller Regel an wirtschaftlichen Optionen. Biomasse kann im Einzelfall eine Rolle spielen, ist aber häufig nicht wirtschaftlich. Gleiches gilt für den Einsatz von Wasserstoff und derzeit noch viel mehr für den Einsatz von mit erneuerbarem Strom hergestelltem Wasserstoff. Daher stellt sich die Frage, wie unter diesen Rahmenbedingungen noch KWK-Anlagen in Industrie und Gewerbe betrieben werden können. Gleiches gilt in begrenztem Rahmen auch für Anlagen in der allgemeinen Versorgung, die also ihren Strom und die Wärme in öffentliche Netze einspeisen.

Der fehlende Ersatz solcher Anlagen kann auch Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit im Allgemeinen und die Netzstabilität im Speziellen haben. Dies gilt insbesondere für KWK-Anlagen südlich der bestehenden Netzengpässe.

Der DIHK regt an, auf den Abzug von zur Stromerzeugung eingesetzten Brennstoffen von der beihilfefähigen Emissions- und Brennstoffmenge zu verzichten. Alternativ sollte zumindest der in der Produktion verbrauchte Stromanteil anrechnungsfähig sein, was aber weiterhin eine Schlechterstellung gegenüber EU ETS-Anlagen darstellt. Darüber hinaus regt der DIHK an zu prüfen, ob der

---

<sup>8</sup> Es gibt derzeit keine anerkannte Methode zur Bestimmung des Einsatzes der Brennstoffe für die Wärme- bzw. Stromerzeugung. Daher wird hier als Annahme die thermische Leistung der Anlage zugrunde gelegt.

<sup>9</sup> Weitere Annahmen: EEG-Umlage sinkt jährlich um 0,5 Cent/kWh. Der Gaspreis und der Fremdstrombezugspreis bleiben stabil. CO<sub>2</sub>-Preis bleibt ab 2027 auf dem Niveau von 65 Euro/Tonne.

Brennstoffeinsatz in KWK-Anlagen zumindest für eine Übergangszeit generell in die Kompensationsregelungen einbezogen werden sollte.

- v. Nicht-Berücksichtigung von zur **Wärmeerzeugung für Dritte** eingesetzte Brennstoffe (Abs. 3 Nr. 3)

Die Nicht-Berücksichtigung von zur Wärmeerzeugung für Dritte eingesetzte Brennstoffe erzeugt erheblichen Zusatzaufwand, wie die Erfahrungen aus der Drittstrommengenabgrenzung zeigen. So ist nicht geklärt, was unter einem Dritten zu verstehen ist. Weder in § 9, noch in § 2 mit den Begriffsbestimmungen, noch in der Begründung finden sich Hinweise darauf. Auch im BEHG findet sich hier kein Anknüpfungspunkt. Es stellen sich den Unternehmen daher in der Praxis wie im Strombereich zahlreiche Abgrenzungsfragen: Können mit Treibstoffen betriebene Stapler, die im Produktionsprozess eingesetzt werden, in Ansatz gebracht werden? Müssen diese dann der Firma gehören oder können diese auch geleast sein?

Der DIHK plädiert aufgrund der Erfahrungen der Unternehmen im Stromsektor dringend für eine rechtsichere Definition eines Dritten, die den Unternehmen genügend Spielraum lässt, nicht überall eine Zählerinfrastruktur wie im Strombereich aufzubauen. Zudem sollte es in jedem Fall eine adäquate Bagatellgrenze geben, um den bürokratischen Aufwand auf ein Minimum zu beschränken.

Mit der gewählten Formulierung bleibt zudem unklar, wie ggf. eine Abgrenzung vorzunehmen ist; insbesondere inwieweit auch Schätzungen zum Einsatz kommen können. Zumal sich die Frage stellt, ob anders als beim Strom aufgrund technischer Restriktionen überall geeichte Zähler zum Einsatz kommen können. Der DIHK weist darauf hin, dass eine restriktive Auslegung bei der Abgrenzung Dritter zu hohen Kosten bei den Unternehmen führen kann, zumal Gaszähler auch deutlich teurer sind als Stromzähler. Dadurch kann es dazu kommen, dass der Kompensationsgrad nicht ausreichend ist, um solchen bürokratischen Anforderungen Genüge zu tun.

Bei Wärmelieferungen ist darüber hinaus nicht geklärt, wie die Carbon-Leakage Entlastung erfolgen soll, wenn der belieferte Dritte die Wärme zur Herstellung von Produkten, die beihilfeberechtigten Sektoren zuzuordnen sind, nutzt. Negative Folgen könnten sich in diesem Zusammenhang auch für Contracting-Modelle ergeben. Bei einem klassischen Wärmeliefercontracting bleibt die Anlage im Besitz des Contractors. Der Kunde bezieht vom Contractor Wärme.

Nach Einschätzung des DIHK könnte sich diese Regelung insgesamt nachteilig auf bisherige und zukünftige Geschäftsmodelle zur Nutzung von Abwärme auswirken. Abwärme, vor allem bei industriellen Prozessen, bietet ein großes, häufig noch ungenutztes Potential zur Steigerung der Energieeffizienz. Das theoretische Abwärmepotenzial von 225 TWh pro Jahr entspricht rund 36 Prozent des gesamten Endenergieanteils des verarbeitenden Gewerbes.

vi. Anwendung eines **sektorspezifischen Kompensationsgrades** (Abs. 4)

Der Anwendung eines an der Emissionsintensität eines Sektors orientierten Kompensationsgrades liegt scheinbar der Gedanke unterschiedlicher Carbon-Leakage-Risiken verschiedener Wirtschaftszweige zugrunde. Damit wird die grundlegende, aus dem EU ETS übernommene Systematik, dass sich das Carbon-Leakage-Risiko aus dem Produkt von Emissions- und Handelsintensität abschätzen lässt, ein Stück weit ausgehebelt. Mit der Aufnahme eines Sektors auf die EU CL-Liste wird allein das Risiko von Carbon-Leakage bestätigt, auf die Staffelung des Carbon-Leakage-Risikos der Sektoren wurde verzichtet. Sie müsste sich zudem am Carbon-Leakage-Indikator und nicht allein an der Emissionsintensität eines Sektors orientieren. Aus dem BECV-Entwurf ist nicht erkennbar, warum nur auf die Emissionsintensität der Sektoren abgestellt wird und auf welcher (wissenschaftlichen) Grundlage die Festlegung der einzelnen Kompensationsgrade erfolgt ist.

Aufgrund der kombinierten Anwendung des Kompensationsgrades und des Brennstoff-Benchmarks als Kürzungsfaktoren auf die Entlastung ergibt sich für die meisten beihilfeberechtigten Unternehmen ein Entlastungsniveau, das deutlich unterhalb des Entlastungsniveaus der freien Zuteilung im EU ETS liegt.

Problematisch ist die Anwendung eines sektorspezifischen Kompensationsgrades auch für Unternehmen, die eine für ihren Sektor untypisch hohe Emissionsintensität aufweisen.

Beispiel: Die Herstellung von Schamotten aus Ton als Rohstoff für die keramische Industrie weltweit ist dem Teilsektor 08.12.21 (Kaolin und anderer kaolinhaltiger Ton und Lehm, roh oder gebrannt) zuzuordnen. Dieser Teilsektor ist in Tabelle 2 der Anlage zur BECV gelistet und mit einer durchschnittlichen Emissionsintensität von 0,03 kg CO<sub>2</sub>/Euro BWS ausgewiesen. Der dafür vorgesehene Kompensationsgrad beträgt 65 Prozent. Tatsächlich ist die Herstellung der Schamotte durch Brennen des Tons sehr viel energieintensiver als der Abbau von Kaolin und kaolinhaltigem Ton und Lehm, der diesen Teilsektor prägt. Die für die Herstellung von Schamotten anzunehmende Emissionsintensität beträgt rund 2 kg CO<sub>2</sub>/Euro BWS, wofür ein Kompensationsgrad von 90 Prozent anzunehmen wäre.

Vor diesem Hintergrund empfiehlt der DIHK, auf die Beihilfekürzung über den Brennstoff-Benchmark (vgl. dazu § 9 Abs. 2) oder alternativ den Kompensationsgrad zu verzichten. Aus beihilferechtlichen Erwägungen heraus mag die Anwendung des Benchmarks Priorität gegenüber der Anwendung des Kompensationsgrades haben. Bei Anwendung des Kompensationsgrades sollte eine engere Staffelung (z.B. 75 bis 95 Prozent) und eine Orientierung am nationalen Carbon-Leakage-Indikator der Sektoren unter zunächst voller Berücksichtigung des innereuropäischen Handels und unter Berücksichtigung der indirekten ETS-Belastungen auf Strom erfolgen. Zudem sollten Unternehmen die Möglichkeit haben, einen höheren Kompensationsgrad zu erreichen, wenn sie eine für ihren Sektor untypisch hohe Emissionsintensität nachweisen.

#### **Abschnitt 4: Gegenleistung der Unternehmen**

Nach § 11 Abs. 3 BEHG sollen Maßnahmen zum Erhalt der grenzüberschreitenden Wettbewerbsfähigkeit vorrangig durch finanzielle Unterstützung für klimafreundliche Investitionen erfolgen. Im Verordnungsentwurf ist diese Anforderung in der Form umgesetzt, dass die Unternehmen für den Erhalt der Beihilfen als Gegenleistung den Nachweis erbringen, dass sie ein Energiemanagementsystem (ISO 50001) oder ein EMAS-Umweltmanagementsystem eingeführt haben (§ 11) und Maßnahmen zur Dekarbonisierung der Produktionsprozesse oder zur Verbesserung der Energieeffizienz durchführen (§ 12).

Der DIHK sieht im Betrieb eines Energiemanagementsystems nach ISO 50001 bzw. Umweltmanagementsystems nach EMAS oder alternativer Systeme für kleinere Unternehmen eine angemessene Gegenleistung für die Gewährung der Carbon-Leakage-Entlastung. Die vorgesehene Verpflichtung zu Klimaschutzinvestitionen hingegen sieht der DIHK kritisch und angesichts der in den Managementsystemen enthaltenen und verbindlichen Anforderung zur kontinuierlichen Verbesserung der energiebezogenen Leistung bzw. Umweltleistung als redundant an.

##### **a) § 11 Energiemanagementsystem**

Die erste Form der im Gegenzug für die Kompensation vorgesehenen klimaschutzwirksame Gegenleistung ist der Betrieb eines Energiemanagementsystems nach ISO 50001 oder eines EMAS-Umweltmanagementsystems (Abs. 1). Für Unternehmen mit einem Gesamtenergieverbrauch fossiler Brennstoffe von weniger als 5 GWh können stattdessen ein nicht zertifiziertes Energiemanagementsystem (DIN EN ISO 50005) betreiben oder Mitglied in einem bei der dena eingetragenen Energieeffizienz- und Klimaschutznetzwerk sein.

##### **Bewertung:**

Der DIHK sieht im Betrieb eines Energiemanagementsystems bzw. EMAS-Umweltmanagementsystems eine angemessene Gegenleistung für die zu gewährende Carbon-Leakage-Entlastung. Positiv wird auch die Möglichkeit zur Anerkennung nicht zertifizierter Managementsysteme und der Mitgliedschaft in einem Energieeffizienznetzwerk für Unternehmen mit geringerem Gesamtenergieverbrauch bewertet. Der DIHK regt an, die Grenze von 5 GWh auf zumindest 10 GWh zu erhöhen oder alternativ entsprechend § 55 Abs. 4 Satz 2 EnergieStG (Spitzenausgleich) auf die KMU-Eigenschaft von Unternehmen abzustellen. Zudem sollte für die EMS nach § 11 eine Einführungsphase gewährt werden.

##### **Begründung:**

Die genannten Managementsysteme geben Unternehmen einen strukturierten Rahmen für die kontinuierliche Verbesserung ihrer Energie- bzw. Umweltleistung. Insbesondere das Energiemanagementsystem nach ISO 50001 findet unter energieintensiven Unternehmen und damit auch in der Gruppe der durch die CO<sub>2</sub>-Bepreisung potenziell Carbon-Leakage gefährdeter Unternehmen bereits hohe Anerkennung und trägt bereits dazu bei, dass Effizienzpotentiale gehoben werden. Eine

Anerkennung im Rahmen der Carbon-Leakage-Entlastung wird die Anwendung und Verbreitung dieser Managementsysteme stärken.

Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass die Einführung und der Betrieb von Energie- und Umweltmanagementsystemen mit einem hohen Aufwand verbunden ist. Ihre Einführung erfordert regelmäßig mehr als zwölf Monate. Es ist daher nach Einschätzung des DIHK richtig und angemessen, für Unternehmen mit geringeren absoluten Energieverbräuchen alternative Systeme bzw. die Mitgliedschaft in Energieeffizienznetzwerken anzuerkennen. Die dafür vorgesehene Grenze ist mit 5 GWh Gesamtenergieverbrauch fossiler Brennstoffe eher zu niedrig veranschlagt. Bei den antragstellenden Unternehmen handelt es sich um energieintensive Unternehmen, sodass selbst kleine Unternehmen vergleichsweise hohe Energieverbräuche aufweisen. Der DIHK empfiehlt eine Anhebung der Grenze auf 10 GWh. Alternativ sollte eine Orientierung an der KMU-Eigenschaft geprüft werden, wie es beim Energie- und Stromsteuerspitzenausgleich gehandhabt wird. Der DIHK empfiehlt in Anlehnung an § 55 Abs. 4 Satz 2 EnergieStG als alternatives System anstelle der ISO 50005 (zunächst) auf ein Energieaudit nach ISO 16247-1 abzustellen, da diese von KMU vielfach bereits angewandt wird. Zudem ist die Norm ISO 50005 noch in Erarbeitung und wird frühestens im Herbst 2021 veröffentlicht.

Mit Blick auf die Anforderung zur Umsetzung von Klimaschutzinvestitionen nach § 12 ist zu berücksichtigen, dass mit der Revision der ISO 50001:2018, die Verpflichtung zur Festlegung und Erreichung von Zielen zur Verbesserung der energiebezogenen Leistung explizit in die Norm aufgenommen wurde und damit verbindlicher ausgestaltet wurde. Bei EMAS bestand schon zuvor eine verbindliche Regelung zur Verbesserung der Umweltleistung.

#### b) § 12 Klimaschutzmaßnahmen

Als zweite Stufe der Gegenleistung der Unternehmen ist die Umsetzung von Klimaschutzinvestitionen für die Gewährung der Entlastung vorgesehen. Dabei geht es um die verbindliche Umsetzung der in den Managementsystemen nach § 11 konkret identifizierten Energieeffizienzmaßnahmen, soweit ihre wirtschaftliche Durchführbarkeit bestätigt wurde nach [Variante 1] Kapitalwertmethode oder alternativ [Variante 2] Amortisationszeit von [3/9] Jahren (Abs. 1). Die aufgewendete Investitionssumme im Abrechnungsjahr muss mindestens [50/80] Prozent des gewährten Beihilfebetrages betragen, höhere Investitionssummen können in den vier Folgejahren auf die Entlastung angerechnet werden (Abs. 2). Alternativ können Investitionen in die Dekarbonisierung von Produktionsprozessen anerkannt werden, soweit damit der jeweilige Produkt-Benchmark übertroffen wird.

#### Bewertung:

Die vorgesehene gesonderte Verpflichtung zu Klimaschutzinvestitionen sieht der DIHK kritisch und angesichts der in den Managementsystemen nach § 11 enthaltenen und verbindlichen Anforderung zur kontinuierlichen Verbesserung der energiebezogenen Leistung bzw. Umweltleistung als redundant an. In der vorgesehenen Ausgestaltung werden zudem Investitionen in die Verbesserung der

Energieeffizienz von Bestandsanlagen gegenüber Neuinvestitionen in neue, potenziell deutlich CO<sub>2</sub>-ärmere Technologien bevorzugt. Durch die Verknüpfung von aus dem EMS abgeleiteten Maßnahmen und verpflichtenden Klimaschutzinvestitionen droht das freiwillige Instrument der Energie- und Umweltmanagementsysteme zur unternehmensinternen Umsetzung auch ambitionierter Energieeffizienz- und Klimaschutzziele entwertet zu werden.

Demgegenüber wird von einigen Unternehmen eine verbindliche Verknüpfung der Carbon-Leakage-Entlastung an Klimaschutzinvestitionen positiv bewertet, weil damit ein starker Anreiz besteht, die in den Unternehmen vorhandenen Energieeinspar- und Klimaschutzpotentiale tatsächlich wahrzunehmen. Dahinter steht auch die Erfahrung, dass auch rechnerisch wirtschaftliche Klimaschutzinvestitionen teilweise nicht umgesetzt werden.

Soweit eine Verpflichtung zur Umsetzung von Klimaschutzinvestitionen festgehalten wird, sollten das schon erreichte Effizienz-/Klimaschutzniveau und die Investitionszyklen der Unternehmen Berücksichtigung finden. Dazu bedarf es einer Flexibilisierung der Anerkennung vorausgegangener und künftiger Investitionen. Für den Fall, dass Maßnahmen, die sich aus dem EMS nach § 11 ergeben, nicht in dem dafür vorgesehenen Zeitraum umgesetzt werden, sollte das Unternehmen dies begründet darlegen. Ein fester Maßstab zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit wird den unternehmensindividuellen Anforderungen an Investitionsentscheidungen nicht gerecht. Neben der Wirtschaftlichkeit müssen Unternehmen weitere Faktoren wie ihre Liquidität, Investitionszyklen, Nachfrageentwicklungen etc. berücksichtigen.

#### Begründung:

Die Anforderung mindestens [50/80] Prozent der Beihilfe für Klimaschutzinvestitionen im Antragsjahr eingesetzt zu haben geht an der unternehmerischen Praxis vorbei. Die Carbon-Leakage-Entlastung wird gewährt, weil die Mehrkosten der CO<sub>2</sub>-Bepreisung von Carbon-Leakage-gefährdeten Unternehmen nicht oder nur zu einem geringen Teil eingepreist werden können. Die Entlastung steht damit gar nicht für Investitionen zur Verfügung. Die Regelung soll Unternehmen bei den Mehrkosten entlasten, um die Produkte weiter wirtschaftlich produzieren und verkaufen zu können.

Die Investitionspflicht knüpft an die im Rahmen der Managementsysteme nach § 11 identifizierten Verbesserungsmaßnahmen an. Zielsetzung ist offensichtlich, die Unternehmen zu den mit den identifizierten Maßnahmen verbundenen Investitionen zu verpflichten. Dies ist im Kern redundant gegenüber den in den Managementsystemen bereits integrierten Anforderungen. Wie oben zu § 11 erläutert, ist mit der Revision der ISO 50001:2018 die Verbindlichkeit der Leistungsverbesserung explizit verankert worden, bei EMAS bestand die Verpflichtung zur kontinuierlichen Verbesserung schon zuvor. Auch im Fall der Mitgliedschaft in einem Energieeffizienznetzwerk ergibt sich über die im Netzwerk gesetzten Ziele der Druck zur Verbesserung der energiebezogenen Leistung, wenn gleich gegenüber den Managementsystemen mit einer geringeren Verbindlichkeit.



Die in § 12 vorgesehene Investitionspflicht der Unternehmen hat gegenüber den in den Managementsystemen integrierten Verpflichtungen zur Leistungsverbesserung den entscheidenden Nachteil, dass eine sehr aufwändige Nachweisführung erforderlich ist (§ 13 Abs. 2 und 3) und die zeitliche Verteilung von Investitionen entlang betrieblicher Anforderungen und technischer Entwicklungen eingeschränkt wird. So wird das bereits erreichte Ausgangsniveau nicht berücksichtigt, in den letzten Jahren umgesetzte Klimaschutzinvestitionen nicht anerkannt und Investitionszyklen z. B. die grundlegende Modernisierung oder Neubeschaffung von Produktionsanlagen in den kommenden Jahren nicht beachtet. Die Diskussion um das richtige Maß und die richtige Methode zur Bewertung der wirtschaftlichen Durchführbarkeit einer Maßnahme zeigt auch, wie unterschiedlich die Maßstäbe dafür auch in den einzelnen Branchen sind. Auch hier ist der in den Managementprozessen integrierte Verbesserungsprozess besser geeignet als statische Vorgaben. Dabei ist zu bedenken, dass neben der Wirtschaftlichkeit von Investitionen Unternehmen weitere Faktoren wie ihre Liquidität, Investitionszyklen, Nachfrageentwicklungen etc. berücksichtigen müssen. Das gilt im besonderen Maße für kleine und mittlere Unternehmen.

Entgegen der eigentlichen Zielsetzung hätte die Investitionspflicht darüber hinaus zur Folge, dass in den abgeleiteten Maßnahmenprogrammen der Managementsysteme nur noch unbedingt erforderliche Maßnahmen der Verbesserung erfasst würden, das in den Managementsystemen abgebildete Ambitionsniveau der Unternehmen in Sachen Klimaschutz also sinkt.

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass die CO<sub>2</sub>-Bepreisung selbst bereits erhebliche Anreize für Investitionen in klimafreundliche Produktionsprozesse energieintensiver Unternehmen setzt. Dieser Anreiz bleibt auch mit der Carbon-Leakage-Entlastung aufgrund der stets anteilig verbleibenden CO<sub>2</sub>-Belastung, dem Benchmark-Ansatz und dem hohen Wettbewerbsdruck Carbon-Leakagegefährdeter Unternehmen grundsätzlich erhalten.

Nach § 12 Abs. 3 sollen auch Investitionen in die Dekarbonisierung anerkannt werden, wenn damit ein Wert unterhalb des Produkt-Benchmarkwertes für das jeweilige Produkt erreicht wird. Der DIHK weist darauf hin, dass es sich bei den Produkten, für die Benchmarks festgelegt sind, vorwiegend um Rohstoffe, veredelte Rohstoffe und Vorprodukte handelt, die fast ausschließlich in ETS-Anlagen produziert werden.

## **Abschnitt 5: Beihilfeverfahren**

### a) § 14 Antragsverfahren

Nach § 14 BECV-Entwurf ist eine Beantragung der Entlastung im Nachhinein jeweils bis zum 30. Juni des auf das Abrechnungsjahr folgenden Kalenderjahres bei der DEHSt als zuständige Stelle vorgesehen (Abs. 1). Das antragstellende Unternehmen ist zur Vorlage aller zur Prüfung der

Antragsvoraussetzungen notwendigen Daten und Nachweise verpflichtet (Abs. 2, § 7)), wobei die Angaben teilweise durch eine/n Wirtschaftsprüfer/in zu bescheinigen sind (Abs. 4).

Bewertung:

Der DIHK spricht sich für die Möglichkeit einer unterjährigen Entlastung aus, wie es z. B. beim Spitzenausgleich bei der Energie- und Stromsteuer möglich ist. Zudem sollte sichergestellt werden, dass eine Antragstellung für das Abrechnungsjahr 2021 auch für Unternehmen aus Branchen, die bislang nicht als beihilfeberechtigt eingestuft sind, zu einem späteren Zeitpunkt noch möglich ist. Denn aufgrund der langwierigen sollte bis zum oder kurz vor dem 30. Juni 2022 die nachträgliche Anerkennung als beihilfeberechtigter Sektor noch nicht erfolgt sein.

Begründung:

Die nachträgliche Entlastung ist in der Systematik des nEHS kaum vermeidbar, stellt zugleich aber eine wesentliche Einschränkung der Liquidität der antragstellenden Unternehmen dar. Eine unterjährige Entlastung (Kalendervierteljahr, Kalenderhalbjahr) sollte insbesondere bei Verzicht auf die unternehmensbezogene Mindestschwelle, wie vom DIHK empfohlen (s. o. zu § 7), ohne größeren Aufwand möglich sein.

Die nachträgliche Anerkennung als beihilfefähiger Sektor oder Teilsektor darf nicht dazu führen, dass Unternehmen, die Entlastung für 2021 nicht beantragen können.

## **Abschnitt 6: Nachträgliche Anerkennung beihilfeberechtigter Sektoren**

Nach dem BECV-Entwurf ist vorgesehen, dass über die in Anhang Liste 1 und 2 genannten Sektoren hinaus weitere Sektoren in einem Anerkennungsverfahren (§ 24) nachträglich anerkannt werden können, wenn sie das dafür vorgesehene Kriterium der Emissions- und Handelsintensität (§ 21 Nationaler Carbon-Leakage-Indikator, § 22 Anerkennung nach quantitativen Kriterien) bzw. zusätzlicher qualitativer Kriterien (§ 23 Nachträgliche Anerkennung nach qualitativen Kriterien) erfüllen. Antragsberechtigt sind nach § 20 Zusammenschlüsse von Unternehmen und Interessenverbände, die mindestens 80 Prozent des im dem jeweiligen Sektor erwirtschafteten Umsatzes erwirtschaften.

Bewertung:

Der DIHK unterstützt, dass grundsätzlich nicht nur industrielle Sektoren auf die Liste der Carbon-Leakage-gefährdeten Sektoren aufgenommen werden können. Auch in Branchen, die nicht dem produzierenden Gewerbe zuzuordnen sind wie beispielsweise in Teilen der Logistik und des Gartenbaus, können aufgrund der nationalen CO<sub>2</sub>-Bepreisung erhebliche Nachteile im europäischen und internationalen Wettbewerb entstehen. Zu berücksichtigen ist, dass für bestimmte Unternehmen kein ausreichend eindeutige Zuordnung auf Grundlage von NACE-Codes oder PRODCOM-

Klassifikation erfolgen kann. Beispiele dafür sind Unterglaskulturen im Gartenbau und die Herstellung von Schamotten (s. Bsp. oben zu § 9 Abs. 4).

Das Verfahren zur nachträglichen Anerkennung ist nach Einschätzung des DIHK zu lang und aufwändig, um besonders betroffenen Unternehmen aus Sektoren, die noch nicht auf den Carbon-Leakage-Listen geführt werden, innerhalb eines angemessenen Zeitraumes Rechts- und Planungssicherheit über eine mögliche Entlastung zu gewähren. Der DIHK setzt sich dafür ein, in der Einführungsphase des nEHS - mindestens bis zum Abschluss des Verfahrens zur nachträglichen Anerkennung weiterer Carbon-Leakage-gefährdeter Sektoren - eine Übergangsregelung vorzusehen, die Unternehmen aus bislang nicht gelisteten Branchen planbar eine Entlastung gewährt, soweit sie als Unternehmen eine noch zu bestimmende Mindestemissionsintensität vorweisen. In jedem Fall sollte eine solche Übergangsregelung Unternehmen der nach Anhang 3 und Anhang 5 der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission als handelsintensiv identifizierten und damit potenziell Carbon-Leakage-gefährdeten Sektoren offenstehen (vgl. auch Ausführungen zu § 5).

Die vorgesehenen Kriterien für die nachträgliche Anerkennung von Sektoren sind zu hoch gesetzt, um die Bandbreite der von Carbon-Leakage gefährdeten Sektoren angemessen zu erfassen. Dies gilt insbesondere für die Erfassung des Verlagerungsrisikos innerhalb des Europäischen Binnenmarktes in den kommenden Jahren bis zur Umsetzung vergleichbarer CO<sub>2</sub>-Bepreisung in den für die deutschen Produzenten im Wettbewerb besonders relevanten EU-Mitgliedstaaten. Der DIHK schlägt vor, zunächst für die erste Phase des nEHS bis 2025 die innereuropäischen Handelsströme vollständig zu berücksichtigen und zugleich die Grenzwerte für die Schwellenwerte des nationalen Carbon-Leakage-Indikators abzusenken, um den (richtigerweise!) geringen Hürden der Verlagerung innerhalb des europäischen Binnenmarktes gerecht zu werden. In diesem Zusammenhang weisen wir darauf hin, dass eine rasche Überführung des nEHS in ein europäisches System, den besten Schutz vor Verlagerungen darstellen würde.

Kritisch bewertet der DIHK auch die Ausgestaltung der Antragsberechtigung (§ 20) und den Ausschluss der Einreichung von Anträgen für einen Sektor oder Teilsektor für den bereits ein Antrag zugegangen ist.

Begründung:

Mit dem BEVC-Entwurf wird der strukturelle Ansatz der Carbon-Leakage-Entlastung über die freie Zuteilung im EU ETS teilweise übernommen. Dazu gehört auch die Übernahme der Liste beihilfeberechtigter Sektoren. Die Übernahme der Liste ist grundsätzlich nachvollziehbar, soweit es darum geht, möglichst reibungslos und schnell eine beihilferechtliche Genehmigung durch die Europäische Kommission zu erhalten. Die herangezogene Carbon-Leakage-Liste zum EU ETS berücksichtigt allerdings nur die außereuropäische Handelsintensität von Branchen. Bis auch in den anderen für die deutschen Hersteller im Wettbewerb besonders relevanten EU-Mitgliedstaaten vergleichbare Klimaschutzmaßnahmen umgesetzt werden, muss auch der innereuropäische Wettbewerb

angemessen Anerkennung finden - zumal innerhalb des europäischen Binnenmarktes die Hürden der Verlagerung und des grenzüberschreitenden Handels kaum noch existent und damit ein direkter und hoher Wettbewerb besteht. Es sollte auch im Interesse der EU und der anderen Mitgliedstaaten sein, dass aus einer ambitionierten nationalen Klimapolitik kein Hindernis für die wirtschaftliche Entwicklung wird (first mover disadvantage). Vor diesem Hintergrund sieht der DIHK die Option, dass eine zeitlich begrenzt stärkere Berücksichtigung der innereuropäischen Wettbewerbssituation auch beihilferechtlich Akzeptanz finden kann.

Als Kriterium für die Anerkennung zusätzlicher beihilfeberechtigter Sektoren ist, wie auf europäischer Ebene, ein Wert des (nationalen) Carbon-Leakage Indikators von mindestens 0,2 (bzw. 0,15 bei zusätzlicher Anwendung qualitativer Kriterien) vorgesehen. Dieser Wert ist im Kontext des nationalen Emissionshandelssystems zu hoch und sollte abgesenkt werden. Denn die Hürden zur Verlagerung von Nachfrage innerhalb des Europäischen Binnenmarktes (z. B. von NRW nach Tschechien) sind viel geringer als für eine Verlagerung nach außerhalb der EU. Zusätzlich ist auch zu berücksichtigen, dass – anders als bei der Bewertung der Carbon-Leakage-Gefährdung im Rahmen des EU ETS – nach dem Verordnungsentwurf die CO<sub>2</sub>-Intensität des Strombezuges und dessen Bepreisung über das ETS nicht berücksichtigt werden soll. Hieraus ergibt sich eine Schlechterstellung der Kandidaten zur nachträglichen Anerkennung gegenüber den bereits gelisteten Sektoren. Die CO<sub>2</sub>-Intensität des Stroms sollte auch bei der Berechnung der sektoralen Emissionsintensitäten berücksichtigt werden. Auch wenn durch das nEHS keine zusätzlichen Kosten für die Abnahme von Strom verursacht, so wirkt sich die CO<sub>2</sub>-Bepreisung von Strom über das ETS – in gleicher Weise wie für ETS-Anlagen – auf das (Gesamt-)Carbon-Leakage-Risiko von Unternehmen aus.

Das nach Abschnitt 6 vorgesehene Antragsverfahren ist aufwändig und benötigt eine lange Vorlaufzeit bis die nachträgliche Anerkennung erfolgt ist. Bei einem Inkrafttreten der BECV nach Erhalt der beihilferechtlichen Genehmigung durch die europäische Kommission haben die Antragsteller neun Monate Zeit zur Antragstellung. Die Anträge sollen geprüft und anschließend gebündelt der Kommission zur Genehmigung vorgelegt werden. Der DIHK erwartet, dass die Genehmigung dann frühestens Mitte 2022 vorliegt. Erst dann haben die betroffenen Unternehmen Planungssicherheit über eine Entlastung. Fraglich ist, ob dann auch eine nachträgliche Entlastung für das Jahr 2021 möglich ist.

Der DIHK setzt sich daher dafür ein, in der Einführungsphase des nEHS - mindestens bis zum Abschluss des Verfahrens zur nachträglichen Anerkennung weiterer Carbon-Leakage-gefährdeter Sektoren - eine Übergangsregelung vorzusehen, die energieintensiven Unternehmen aus bislang nicht gelisteten Branchen planbar eine Entlastung gewährt. Dieser Entlastungsmechanismus kann parallel zur vorgesehenen und auf Dauer ausgelegten Carbon-Leakage-Entlastung erfolgen.

Weiterhin weist der DIHK darauf hin, dass der Organisationsgrad insbesondere in den mittelständisch geprägten Sektoren ggf. nicht ausreichend hoch ist, um das geforderte Quorum von 80

Prozent des in Deutschland erwirtschafteten Umsatzes des Sektors oder Teilsektors zu repräsentieren (§ 20 Abs. 1) oder den Interessenverband mit den höchsten Umsatzanteilen zu bestimmen (§ 20 Abs. 2). Hierzu sei auch auf § 8b Abs. 2 UWG zur Bestimmung qualifizierter Wirtschaftsverbände verwiesen. Ein Mindestumsatzanteil findet darin keine Anwendung. Nach § 24 Abs. 2 ist im Anerkennungsverfahren eine wiederholte Antragstellung für Sektoren oder Teilsektoren ausgeschlossen. Damit können bis 2025 Marktveränderungen nicht abgebildet werden. Der Ausschluss mehrerer Anträge für den gleichen Sektor oder Teilsektor (§ 24 Abs. 1) kann dazu führen, dass für einen Teil der Unternehmen eines Sektors ihre ggf. spezifische Ausgangslage nicht angemessen berücksichtigt wird.

### **E. Ansprechpartner mit Kontaktdaten**

**Jakob Flechtner**

030/20308-2204

Flechtner.jakob@dihk.de

**Till Bullmann**

030/20308-2206

Bullmann.till@dihk.de

**Dr. Sebastian Bolay**

030/20308-2202

Bolay.sebastian@dihk.de