



Berlin, 29. April 2021

Deutscher Industrie- und Handelskammertag

Verordnung über Maßnahmen zur Vermeidung von Carbon-Leakage durch den nationalen Brennstoffemissionshandel (BEHG-Carbon-Leakage-Verordnung – BECV) , Drucksache 19/28163

Wir bedanken uns für die Gelegenheit zur Stellungnahme zur o. g. Verordnung in der Fassung vom 31. März 2021 (Kabinettsfassung). Grundlage dieser Stellungnahme sind die im Rahmen der Verbände- und Länderanhörung vom DIHK eingereichte Stellungnahme vom 25. Februar 2021 zum Referentenentwurf der BECV, bis zur Abgabe der vorliegenden Stellungnahme am 29. April 2021 eingegangene Rückäußerungen der IHKs, die Vorstandbeschlüsse des DIHK zur CO₂-Bepreisung und zur Ausgestaltung des nationalen Emissionshandels unter besonderer Berücksichtigung der Vermeidung von Carbon-Leakage¹ sowie die wirtschaftspolitischen und europapolitischen Positionen des DIHK.²

A. Das Wichtigste in Kürze

Die von der CO₂-Bepreisung in ihrer Wettbewerbsfähigkeit wesentlich eingeschränkten Unternehmen brauchen dringend **Planungssicherheit**. Mit dem Beschluss zur Anhebung des CO₂-Preispfades war vereinbart worden, bereits zum Start der Bepreisung ab 2021 eine Entlastung von Unternehmen zu ermöglichen.

Die Regelungen zur Carbon-Leakage-Entlastung sind sehr komplex, setzen hohe Anforderungen an die antragstellenden Unternehmen und gewähren ein im Vergleich zur freien Zuteilung im EU ETS **geringeres Entlastungsniveau** bei höheren Gegenleistungen. Für den von der CO₂-Bepreisung besonders betroffenen energieintensiven Mittelstand sind die Entlastungsregelungen so kaum handhabbar und nicht geeignet, Nachteile gegenüber Wettbewerbern in der EU, international und gegenüber Betreibern von EU ETS-Anlagen effektiv zu reduzieren.

¹ „Leitlinien für eine tragfähige CO₂-Bepreisung“, Beschluss des DIHK-Vorstandes vom 6. Juni 2019; „Nationaler Emissionshandel: Wirtschaftsstandort sichern – Carbon-Leakage verhindern“, Beschluss des DIHK-Vorstandes vom 27. November 2019

² Sämtliche energie- und klimapolitischen Grundsatzpositionen des DIHK finden Sie unter dihk.de.

Insbesondere Unternehmen aus Carbon-Leakage-gefährdeten Sektoren, die nicht auf der europäischen **Carbon-Leakage-Liste** geführt sind, werden nach dem vorgesehenen Verfahren zur nachträglichen Anerkennung von Sektoren noch bis weit ins Jahr 2022 keine Gewissheit über eine Möglichkeit der Entlastung haben. Die für die nachträgliche Anerkennung vorgesehenen Kriterien 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 zuverlässig zu erfassen.

Um die nach unserer Auffassung kritischsten Aspekte der BEHG Carbon Leakage Verordnung (BECV) in der Fassung des Bundeskabinetts vom 31. März 2021 zu entschärfen, schlägt der DIHK **folgende konkrete Anpassungen** vor:

1) Zügige und unbürokratische Erweiterung der Carbon Leakage Liste

- Der Schwellenwert des nationalen Carbon Leakage Indikators für die quantitative Sektorprüfung nach § 20 sollte von 0,2 auf 0,15 gesenkt werden (§ 20 Abs. 1). Sektoren, die bereits die erforderlichen Daten liefern können, sollten im Rahmen eines Fast-Track-Verfahrens noch vor Genehmigung durch die EU-Kommission, in die Carbon-Leakage-Liste aufgenommen werden.
- Der Schwellenwert des nationalen Carbon Leakage Indikators für die qualitative Sektorprüfung nach § 21 sollte von 0,1 auf 0,05 bzw. von 1,0 kg CO₂ auf 0,5 kg CO₂ pro Euro Bruttowertschöpfung gesenkt werden (§ 21 Abs. 1).
- Es sollte eine Übergangsregelung geschaffen werden, damit sichergestellt ist, dass der Carbon-Leakage-Schutz für 2021 auch dann gewährt wird, wenn der Beschluss zur Aufnahme weiterer Sektoren auf die Carbon-Leakage-Liste erst 2022 erfolgt.
- Eine genaue Abgrenzung wirtschaftlicher Tätigkeiten ist über NACE-Code und PRODCOM nicht immer möglich, sie sollte für Spezialfälle daher flexibler gestaltet werden, z.B. durch Berücksichtigung 9-Steller-Ebene und die Einordnung zum Zwecke der Verordnung entlang vergleichbarer Produktionsprozesse.
- Alle Sektoren, in denen die Prozesse nach § 51 Energiesteuergesetz typischerweise zur Anwendung kommen, sollten ohne eigenen Sektorantrag in einem Fast-Track-Verfahren auf die BECV Carbon Leakage-Liste aufgenommen werden. Auch Sektoren, die bereits die erforderlichen Daten liefern können, sollten im Rahmen des Fast-Track-Verfahrens noch vor Genehmigung durch die EU-Kommission in die Carbon Leakage Liste aufgenommen werden.

2) Anheben des Entlastungsniveaus

- Die kombinierte Anwendung von Brennstoff- bzw. Wärme-Benchmark und Kompensationsgrad führt für die meisten Unternehmen zu einem geringen Entlastungsniveau. Die sektorbezogenen Kompensationsgrade sollten auf 85 bis 95 Prozent erhöht werden (Tabelle 1 und 2 der Anlage, § 23).

- Der Fallback-Kompensationsgrad (vgl. § 8 Absatz 2 Satz 3) sollte wie bei der beihilfrechtlich genehmigten Strompreiskompensation im EU ETS 75 Prozent anstelle von 60 Prozent betragen.

3) Zeitnahe Entlastung von Unternehmen

- Es sollte die Option einer unterjährigen Entlastung (Kalendervierteljahr, Kalenderhalbjahr) in § 13 eingeführt werden, um weniger Liquidität zu binden.

4) Bürokratiebelastung reduzieren

- Die unternehmensbezogene Mindestemissionsintensität sollte auch für die Abrechnungsjahre ab 2023 nicht zur Anwendung kommen (§ 7). Die Zahl der Unternehmen, die den Schwellenwert nicht erreichen, ist voraussichtlich gering. Der relative Aufwand zur Nachweisführung für alle antragstellenden Unternehmen, besonders für KMU, ist hingegen hoch.
- Verzicht auf Energieeffizienz- und Klimaschutzinvestitionen als Gegenleistung für Carbon Leakage-Entlastung (§ 11) oder zumindest Berücksichtigung des bestehenden Effizienz-/Klimaschutzniveaus, bereits getätigter Investitionen sowie von Investitionszyklen.

5) Standortbezogene Antragstellung ermöglichen

- Nach aktueller Auslegung der Bundesregierung gilt für antragsstellende Unternehmen die Sektorzuordnung, welche anhand der Haupttätigkeit des Unternehmens definiert wird. Innerhalb eines Unternehmens können aber Unternehmensteile einem oder mehreren Carbon Leakage gefährdeten Sektoren oder Teilsektoren zuzuordnen sein, ohne dass diese zur Haupttätigkeit des Unternehmens zählen. Die Antragstellung sollte daher für betroffene Unternehmensteile ermöglicht werden, auch wenn diese nicht die Anforderungen eines selbstständigen Unternehmensteils erfüllen (§ 6). In § 5 Absatz 2 Satz 2 BECV sollte zudem auch auf die Sektoren der Tabelle 1 der Anlage verwiesen werden.

B. Relevanz für die deutsche Wirtschaft

Die CO₂-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 CO₂-Preis wird aber im Handel über die Brennstoffpreise weitergereicht. Die CO₂-Bepreisung ist für die Unternehmen damit ein weiterer Anreiz, Energie einzusparen und vermehrt CO₂-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 CO₂-Bepreisung von Unternehmen getragen wird.

Eine besondere Betroffenheit aus der CO₂-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 CO₂-Bepreisung in ihrer Wettbewerbsfähigkeit gefährdet.³ Für energie- und handelsintensive Unternehmen besteht die Gefahr eines erheblichen Wettbewerbsnachteils und im Ergebnis der Verlagerung von Nachfrage und Produktion ins (europäische) Ausland (Carbon-Leakage). 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. Lösungsoptionen wie Wasserstoff zunächst einmal nur regional zur Verfügung stehen.

Innerhalb der Industrie sind von der neuen CO₂-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. Diesen Industriebesatz gilt es zu bewahren, da die Industrie ein Wohlstandsmotor für unser Land ist und sich besonders in Krisen durch eine hohe Resilienz ausgezeichnet hat. Eine angemessene Ausgestaltung der Regelungen zur Entlastung Carbon-Leakage-gefährdeter Unternehmen ist damit ein wichtiger Faktor für den Industriestandort Deutschland.

³ [IHK Energiewende-Barometer 2020](#) auf Grundlage einer Unternehmensbefragung unter Beteiligung von mehr als 900 Industrieunternehmen.

C. Allgemeine Einführung

Klimaschutz und das Instrument der CO₂-Bepreisung finden mehrheitlich Akzeptanz in der Wirtschaft.⁴ 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 CO₂-Preis-bedingten Wettbewerbsnachteils das Risiko einer Verlagerung von Nachfrage und Produktion in Länder, die keine vergleichbare CO₂-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.

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 CO₂-Preissignal gesetzt. Damit daraus eine Klimaschutzwirkung erzielt wird, müssen technologische und unter Berücksichtigung der CO₂-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.⁵ In der Industrie stehen insbesondere im Bereich der Prozesswärme im Temperaturbereich oberhalb von 500° C derzeit und absehbar auch in den kommenden Jahren nur begrenzt Dekarbonisierungsoptionen zur Verfügung. Wasserstoff aus CO₂-freien oder -armen Quellen kann eine Dekarbonisierungsoption werden, ist es derzeit aber noch nicht. Es ist davon auszugehen, dass (grüner) Wasserstoff in den kommenden Jahren nur begrenzt verfügbar sein wird und zunächst vorwiegend zur Reduzierung prozessbedingter Emissionen in der Industrie genutzt werden wird. In dieser Situation führt die CO₂-Bepreisung von Brennstoffen 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.

Nach Einschätzung des DIHK ist das nach der BECV in der Fassung vom 31. März 2021 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

⁴ vgl. beispielsweise IHK-Energiewende-Barometer 2019

⁵ Eine Ausnahme stellt z. B. der Straßengüterverkehr dar.

Sektoren zu eng gefasst. Darüber hinaus ist die Erfüllung der Anforderungen und die Nachweisführung für die beihilfeberechtigen Unternehmen sehr bürokratisch ausgestaltet. Das selbst gesteckte Ziel einer „möglichst weitgehende[n] Gleichbehandlung gleichartiger Produkte“ (S. 2) wird zudem verfehlt. Denn es bestehen deutliche Unterschiede zwischen dem Entlastungsniveau im Europäischen Emissionshandel (EU ETS) und dem im 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 Mindestaufnahmekriterien 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.

Um eine tatsächlich angemessene Entlastung von in ihrer Wettbewerbsfähigkeit wesentlich eingeschränkten Unternehmen zu erreichen und eine bürokratische Ausgestaltung der Antragsstellung zu vermeiden, wäre nach Einschätzung des DIHK eine deutlich einfachere und pauschaler ausgestaltete Carbon-Leakage-Entlastung erforderlich. Dies erscheint zum aktuellen Zeitpunkt nicht umsetzbar. Die im Weiteren („Anmerkungen im Detail“) vorgenommenen Bewertungen und Änderungsvorschläge bauen daher auf der bislang vorgesehenen Struktur auf, um den Anforderungen der Unternehmen zumindest besser gerecht zu werden.

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 CO₂-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 CO₂-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 (netto). Nach der Begründung zur BECV wird das erwartete Entlastungsvolumen auf 274 Mio. Euro für 2021 und 329 Mio. Euro für 2022 beziffert (S. 26). Dieses Entlastungsvolumen entspricht einer Senkung der EEG-Umlage um ca. 0,1 ct/kWh in 2021. Nach Einschätzung des DIHK ist das von der Bundesregierung erwartete Entlastungsvolumen eher zu hoch eingeschätzt.

Würden Unternehmen aufgrund der CO₂-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. 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.

b) § 4 Voraussetzungen für die Beihilfegenehmigung

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

Bewertung:

Im Sinne der Planungssicherheit der Unternehmen sollte nach Einschätzung des DIHK den aus den Erlösen der CO₂-Bepreisung finanzierten Entlastungen, wie der EEG-Umlagereduzierung und der Carbon-Leakage-Regelungen, hohe Priorität verliehen werden. Die Entlastung soll ex-post erfolgen;

daher ist die Planungssicherheit der Unternehmen bereits eingeschränkt (s. § 13). 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 CO₂-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 5.

Bewertung:

Fraglich ist, ob ein Unternehmen, das mit seiner Tätigkeit mehreren NACE-Codes zuzuordnen ist, nur dann antragsberechtigt ist, wenn die Haupttätigkeit einem Carbon Leakage gefährdeten Sektor bzw. Teilsektor zuzuordnen ist. Nach Einschätzung des DIHK sollte ein Unternehmen auch dann antragsberechtigt sein, wenn die nicht überwiegende Tätigkeit einem antragsberechtigten Sektor zuzuordnen ist.

Begründung:

Ausschlaggebend für den Carbon Leakage Effekt ist die Wettbewerbsfähigkeit der Produktion eines Produktes. Über die Abgrenzung von Brennstoffverbräuchen, die für die Herstellung von Produkten und Leistungen eingesetzt werden, die einem beihilfeberechtigten Sektor zuzuordnen sind (§ 9 Abs. 2), ist sichergestellt, dass die Entlastung darauf begrenzt ist.

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).

Es ist aus Gründen der Rechtssicherheit für die Unternehmen nachvollziehbar, dass an die EEG-Definition zum selbständigen Unternehmensteil in § 64 Absatz 5 EEG 2021 angedockt wird. Fraglich ist allerdings, ob für selbstständige Unternehmensteile eine gemeinsame Beschaffung und Lagerhaltung von Brennstoffen möglich ist. Sollte 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, sollte klargestellt werden, dass eine eigene Lagervorhaltung selbstständiger Unternehmensteile nicht vonnöten ist.

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. 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.

a) § 7 Unternehmensbezogene Mindestschwelle

Für die Gewährung einer Carbon-Leakage-Entlastung von aufgrund ihrer Sektorzugehörigkeit beihilfefähigen Unternehmen ist ab dem Abrechnungsjahr 2023 für eine Entlastung entsprechend des sektorspezifischen Kompensationsgrades das Erreichen und der Nachweis einer unternehmensbezogenen Mindestemissionsintensität (Schwellenwert) vorgesehen. Andernfalls sinkt der Kompensationsgrad auf 60 Prozent (§ 8 Abs. 2). Das antragstellende Unternehmen muss danach einen Schwellenwert von mindestens 10 Prozent der durchschnittlichen Emissionsintensität des Sektors erreichen (bzw. 10 Prozent von 1,8 kg CO₂ 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. In diesem Sinne stellt der nunmehr vorgesehene „Fallback“-Kompensationsgrad zumindest eine Verbesserung gegenüber dem Referentenentwurf dar.

Begründung:

Nach Einschätzung des DIHK erreichen die meisten besonders betroffenen Unternehmen die vorgesehene Mindestschwelle. In jedem Fall führt der erforderliche Nachweis 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 soll mit dem Schwellenwert eine zu umfangreiche 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 Carbon-Leakage-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 wirksamen Schwellenwert 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 (§ 13 Abs. 4). Die Berechnung und Überprüfung der BWS ist damit ein wesentlicher Kostentreiber bei der Antragsstellung.

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 eingesetzt wurden (§ 9 Abs. 2 Satz 1)
- Brennstoffe, die zur Herstellung von Produkten eingesetzt wurden, die keinem beihilfeberechtigten Sektor zuzuordnen sind (§ 9 Abs. 2 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 CO₂-Preis nach BEHG belegte Brennstoffverbräuche (biogen, stoffliche Nutzung, vor 1.1.2021 bezogene Brennstoffe) (Nr. 4, 5, 6)

= beihilfefähige Brennstoffmenge nach § 9 Abs. 2 (in qm, Liter, kg etc.)

- * Brennstoff-Benchmark (EU ETS) (§ 9 Abs. 1) [für von Dritten bezogene Wärme und in hocheffizienten KWK-Anlagen erzeugter Wärme Anwendung der Wärme-Benchmarks]
- * unterer Heizwert des eingesetzten Brennstoffs (zunächst Standardemissionswerte nach BeV 2022) (§ 9 Abs. 1)
- Selbstbehalt (150 t CO₂) (§ 9 Abs. 1)

= Maßgebliche Emissionsmenge nach § 9 Abs. 1 (in t CO₂)

- * Kompensationsgrad des Sektors (nach Tabelle Anlage 1 und 2, 65 bis maximal 95 Prozent bzw. 60 Prozent ab 2023 ohne Nachweis für die Erreichung des Schwellenwertes) (§ 8 Abs. 2)
- * CO₂-Preis des Abrechnungsjahres (§ 8 Abs. 3)

= 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 Anwendung des Brennstoff-Benchmarks Erdgas (76 Prozent⁶) ergibt sich rein rechnerisch eine Entlastung des CO₂-Preises auf im Produktionsprozess eingesetzte Brennstoffe, die nicht höher als 49,4 Prozent sein kann. Bei Nutzung einer KWK-Anlage ist zudem der für die Stromerzeugung eingesetzte Brennstoffanteil abzuziehen. Für eine KWK-Anlage mit einem Gesamtwirkungsgrad von 90 Prozent und einer Strom-/Wärmeaufteilung von 40/60 ergibt sich eine weiterer Reduktionsfaktor von 54 Prozent. Damit reduziert sich der rechnerisch mögliche Kompensationsgrad auf 26,6 Prozent der in der Produktion eingesetzten Brennstoffmenge. Davon abzuziehen ist der Sockelbetrag von 150 t (= 2.437,50 Euro für 2021 unter Berücksichtigung des Kompensationsgrades).

Handelt es sich um eine hocheffiziente Erdgas-betriebene KWK-Anlage kann der Wärme-Benchmark Anwendung finden (47,3 Emissionszertifikate/TJ bzw. 84,5 Prozent). In diesem Fall erhöht sich die rechnerisch mögliche Entlastung bezogen auf den zur Wärmeerzeugung eingesetzten Brennstoffanteil auf 54,9 Prozent.

Bewertung:

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

a) Maßgebliche Emissionsmenge (§ 9) und Anwendung Kompensationsgrad (§ 8)

Wie oben dargestellt, ist für die Berechnung der für die Entlastung maßgeblichen Emissionsmenge ein mehrstufiges Verfahren vorgesehen. Dabei erfolgt zunächst eine Konzentration der Brennstoffmenge auf die zur Herstellung von Produkten, die den beihilfeberechtigten Sektoren zuzuordnen sind, eingesetzten Brennstoffe. Über den Brennstoff-Benchmark und den Selbstbehalt wird die beihilfefähige Brennstoff- bzw. Emissionsmenge weiter reduziert. Im letzten Schritt (§ 8) wird die Entlastung dann noch entsprechend des sektorspezifischen Kompensationsgrades weiter reduziert.

Bewertung:

⁶ Nach BEHG vorgesehener Standardemissionswert für Erdgas bezogen auf den Benchmark-Wert für Brennstoffe von 42,6 Emissionszertifikate/TJ gem. „Commission Implementing Regulation (EU) 2021/447 of 12 March 2021 determining revised benchmark values for free allocation of emission allowances for the period from 2021 to 2025 pursuant to Article 10a(2) of Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council“

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 die Anwendung des Kompensationsgrad oder zumindest ein Hochsetzen der sektorspezifischen Kompensationsgrade (z.B. auf 85 bis 95 Prozent) und
- gegen den Abzug von zur Stromerzeugung eingesetzter Brennstoffe 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- bzw. Wärme-Benchmarks** (§ 9 Abs. 1, 3 und 4)

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, Anwendung des Brennstoff- und teilweise des Wärme-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 Benchmarks daher vorwiegend als Kürzungsfaktor bei der Entlastung. Diese Funktion erfüllt aber auch bereits der sektorspezifische Kompensationsgrad nach § 8 Abs. 1 und 2.

Hinweis: Angewandt auf Erdgas führt der Brennstoff-Benchmark 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.

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 CO₂-Bepreisung eingeführt ist.

Der DIHK empfiehlt, auf die Beihilfekürzung über den Brennstoff-Benchmark zu verzichten oder den Kompensationsgrad (vgl. dazu § 8) zu erhöhen bzw. auf seine Anwendung 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. Der DIHK unterstützt, dass inzwischen – anders als nach dem Referentenentwurf - für hocheffiziente KWK-Anlagen die Anwendung des Wärme-Benchmarks möglich ist.

Zur Anwendung der europäischen 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. Begrenzung der Beihilfe auf im Unternehmen **zur Herstellung von Produkten im Produktionsprozess eingesetzte Brennstoffe** (Abs. 2 Satz 1) und auf zur Herstellung von Produkten, die einem beihilfeberechtigten Sektor zuzuordnen sind (§ 9 Abs. 2 Nr. 6):

Die Begrenzung der beihilfegünstigen Brennstoffmenge auf zur Produktion eingesetzte Brennstoffmengen ist systematisch nachvollziehbar. Damit erfolgt eine Annäherung an den Anlagenbezug im EU ETS. Mit der Begrenzung gehen allerdings erhebliche Abgrenzungsschwierigkeiten einher, die in der Verordnung 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 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 Abgrenzungsschwierigkeiten kommen, wenn die gleichen Anlagen (teilweise) zur Herstellung beider Produkte genutzt werden oder zentral erzeugte Prozesswärme in beiden Herstellungsprozesses 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.

iii. Nicht-Berücksichtigung von **zur Stromerzeugung eingesetzter Brennstoffe** (§ 9 Abs. 2 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.

Der Ausschluss von Brennstoffen zur Stromerzeugung aus der Kompensation führt zu einer deutlichen 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 Leistung⁷ 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.⁸ 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 hergestellten 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. Darüber hinaus regt der DIHK an zu prüfen, ob der Brennstoffeinsatz in KWK-Anlagen zumindest für eine Übergangszeit generell in die Kompensationsregelungen einbezogen werden sollte.

⁷ 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.

⁸ Weitere Annahmen: EEG-Umlage sinkt jährlich um 0,5 Cent/kWh. Der Gaspreis und der Fremdstrombezugspreis bleiben stabil. CO₂-Preis bleibt ab 2027 auf dem Niveau von 65 Euro/Tonne.

iv. Nicht-Berücksichtigung von zur **Wärmeerzeugung für Dritte** eingesetzte Brennstoffe (§ 9 Abs. 2 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.

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.

v. Anwendung eines **sektorspezifischen Kompensationsgrades** (§ 8 Abs. 1 und 2)

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 zur freien Zuteilung im EU ETS 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- bzw. Wärme-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 CO₂/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 CO₂/Euro BWS, wofür ein Kompensationsgrad von 95 Prozent anzunehmen wäre.

Vor diesem Hintergrund empfiehlt der DIHK, auf die Beihilfekürzung über den Brennstoff-Benchmark (vgl. dazu § 9 Abs. 1) 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. 85 bis 95 Prozent) erfolgen. Zudem sollten Unternehmen die Möglichkeit haben, einen höheren Kompensationsgrad zu erreichen, wenn sie eine für ihren Sektor untypisch hohe Emissionsintensität nachweisen. Diese Option ist bislang nur für Teilsektoren vorgesehen (§ 23).

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. In der Verordnung 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 (§ 10) und aus diesen

Managementsystemen hergeleitete Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz oder Maßnahmen zur Dekarbonisierung des Produktionsprozesses durchführen (§ 11).

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) § 10 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 10 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. Weiterhin sprechen wir uns dafür aus, dass auch betriebliche CO₂-Bilanzen oder der Nachweis eines CO₂-Fußabdruckes als Voraussetzung für die Antragstellung anerkannt wird.

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 Industrieunternehmen und damit auch in der Gruppe der durch die CO₂-Bepreisung potenziell Carbon-Leakage gefährdeter Unternehmen bereits 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 und den Unternehmen bis 2023 Zeit zur Einführung der Managementsysteme zu geben.

Mit Blick auf die Anforderung zur Umsetzung von Klimaschutzinvestitionen nach § 11 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) § 11 Klimaschutzmaßnahmen

Als zweite Stufe der Gegenleistung der Unternehmen ist ab 2023 der Nachweis über die Umsetzung von Klimaschutzinvestitionen für die Gewährung der Entlastung vorgesehen. Dabei geht es um die verbindliche Umsetzung der in den Managementsystemen nach § 10 konkret identifizierten Energieeffizienzmaßnahmen, soweit ihre wirtschaftliche Durchführbarkeit bestätigt wurde. Die aufgewendete Investitionssumme im Abrechnungsjahr muss 2023 und 2024 mindestens 50 Prozent und ab 2025 mindestens 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 § 10 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 CO₂-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 Klimaschutzzpotentiale tatsächlich wahrzunehmen. Dahinter steht auch die Erfahrung, dass selbst 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 § 10 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, Marktentwicklung etc. berücksichtigen.

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 und damit im Kontext des nEHS kaum Anwendung finden kann.

Begründung:

Die Anforderung mindestens 50 bzw. 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 CO₂-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 § 10 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 § 10 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, wenngleich gegenüber den Managementsystemen mit einer geringeren Verbindlichkeit.

Die in § 11 vorgesehene Investitionspflicht der Unternehmen hat gegenüber den in den Managementsystemen integrierten Verpflichtungen zur Leistungsverbesserung den entscheidenden Nachteil, dass eine sehr aufwändige Nachweisführung erforderlich ist (§ 12 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 und in für viele Unternehmen schwierigen Zeiten wie aktuell in der Corona-Krise.

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

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass die CO₂-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 CO₂-Preisbelastung, dem Benchmark-Ansatz und dem hohen Wettbewerbsdruck Carbon-Leakagegefährdeter Unternehmen grundsätzlich erhalten.

Abschnitt 5: Beihilfeverfahren

a) § 13 Antragsverfahren

Nach § 13 BECV 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), 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.

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 den Schwellenwert unternehmensbezogener Emissionsintensität, 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 der BECV in der Fassung vom 31. März 2021 ist vorgesehen, dass über die in Anhang Liste 1 und 2 genannten Sektoren hinaus weitere Sektoren in einem Anerkennungsverfahren (§ 22) nachträglich anerkannt werden können, wenn sie das dafür vorgesehene Kriterium der Emissions- und Handelsintensität (Nationaler Carbon-Leakage-Indikator, § 22 Anerkennung nach quantitativen Kriterien) bzw. zusätzlich qualitative Kriterien (§ 20 Nachträgliche Anerkennung nach qualitativen Kriterien) erfüllen. Antragsberechtigt sind nach § 19 Zusammenschlüsse von Unternehmen und Interessenverbände, die mindestens 50 Prozent des im dem jeweiligen Sektor erzielten 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 CO₂-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 § 8 Abs. 1 und 2).

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 das Verlagerungsrisikos innerhalb des Europäischen Binnenmarktes in den kommenden Jahren bis zur Umsetzung vergleichbarer CO₂-Bepreisung in den für die deutschen Produzenten im Wettbewerb besonders relevanten EU-Mitgliedstaaten. Der DIHK unterstützt daher, dass - anders als ursprünglich vorgesehen - die innereuropäischen Handelsströme vollständig berücksichtigt werden. Dabei hinaus sollten die Grenzwerte für die Schwellenwerte des nationalen Carbon-Leakage-Indikators abgesenkt werden, um den (richtigerweise!) geringen Hürden der Verlagerung innerhalb des europäischen Binnenmarktes gerecht zu werden und der Tatsache Rechnung zu tragen, dass anders als im EU ETS im Kontext des nEHS die indirekten Emissionen der Stromerzeugung unberücksichtigt bleiben. In diesem Zusammenhang weisen wir darauf hin, dass eine rasche Überführung des nEHS in ein europäisches System, den besten Schutz vor Verlagerungen innerhalb der EU darstellen würde.

Begründung:

Mit der BECV 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).

Als Kriterium für die nachträgliche Anerkennung nach quantitativen Kriterien, wie auf europäischer Ebene, ein Wert des (nationalen) Carbon-Leakage Indikators von mindestens 0,2 vorgesehen. Für die nachträgliche Anerkennung nach qualitativen Kriterien ist ein nationaler Carbon Leakage Indikator von mindestens 0,1 bzw. eine Emissionsintensität von mindestens 1,0 kg pro Euro BWS vorgesehen. Diese Werte sind im Kontext des nationalen Emissionshandelssystems zu hoch und sollten 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 CO₂-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 CO₂-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 CO₂-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 50 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.

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