

**Bewertung der Aufnahme mittelständischer  
Betriebe in den Europäischen  
Emissionshandel vor dem Hintergrund der  
Einführung des nationalen Emissionshandels**

Sascha Lehmann, Vicki Duscha

Karlsruhe, 15.07.2020

## Inhalt

<b>1</b>	<b>Bewertung der Aufnahme mittelständischer Betriebe in den Europäischen Emissionshandel vor dem Hintergrund der Einführung des nationalen Emissionshandels.....</b>	<b>3</b>
1.1	Vergleich der für Unternehmen im nEHS anfallenden Kosten mit Kosten für den EU ETS.....	3
1.2	Auf welcher Basis könnten kleine und mittelständische Unternehmen in den EU ETS aufgenommen werden? .....	11
1.3	Unter welchen Bedingungen kann §11 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes zum Ausgleich indirekter Belastungen herangezogen werden?.....	13
<b>2</b>	<b>Handlungsempfehlungen.....</b>	<b>16</b>
<b>3</b>	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>17</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Kostenvergleich zwischen nEHS und EU ETS für Fallbeispiel 1 8

Abbildung 2: Kostenvergleich zwischen nEHS und EU ETS für Fallbeispiel 211

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Preisszenarien für EU ETS und nEHS für den  
Betrachtungszeitraum ..... 6

Tabelle 2: Kostenvergleich zwischen nEHS und EU ETS für Fallbeispiel 1 in  
Tausend € ..... 8

Tabelle 3: Kostenvergleich zwischen nEHS und EU ETS für Fallbeispiel 2 in  
Tausend € ..... 10

## Abkürzungsverzeichnis

**BEHG** Brennstoffemissionshandelsgesetz

**CO<sub>2</sub>** Kohlenstoffdioxid

**DEHSt** Deutsche Emissionshandelsstelle

**EU ETS** EU-Emissionshandelssystem

**MW** Megawatt

**nEHS** Nationales Emissionshandelssystem

## 1 Bewertung der Aufnahme mittelständischer Betriebe in den Europäischen Emissionshandel vor dem Hintergrund der Einführung des nationalen Emissionshandels

Neben dem seit 2005 bestehenden Europäischen Emissionshandel (EU ETS) wird ab 2021 in Deutschland ein nationaler Emissionshandel (nEHS) auf fossile Brennstoffe starten. Dieser nationale Emissionshandel soll solche Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger erfassen, die bisher nicht unter dem EU ETS reguliert sind. Dies umfasst insbesondere die Emissionen im Gebäude- und Transportsektor sowie andere kleine Emittenten wie kleine Industrieunternehmen, die fossile Energieträger insbesondere zur Wärmebereitstellung nutzen, aber aufgrund ihrer Größe vom EU ETS ausgenommen sind. Eine Besonderheit des nEHS besteht darin, dass zunächst die Einführung in Form eines Festpreissystems geplant ist, wobei der Preis für Zertifikate zwischen 2021 und 25 stetig erhöht wird. Erst ab 2026 soll der nEHS in eine echte Mengensteuerung überführt werden, bei dem eine jährliche Obergrenze an Zertifikaten (Cap) festgelegt wird und der entsprechende CO<sub>2</sub>-Preis über den Handel am Markt bestimmt wird. Für das Jahr 2026 ist jedoch ein Preiskorridor vorgegeben, um zu starke Preisschwankungen zu verhindern. Das heißt, auch für 2026 ist unklar inwieweit sich der Preis frei am Markt bilden kann oder der Preiskorridor greifen wird. Inwieweit ein Preiskorridor auch nach 2026 in Kraft bleibt, wird noch geprüft. Eine Verbindung zwischen den beiden Emissionshandelssystemen ist bisher nicht geplant, wodurch sich in beiden Systemen unterschiedliche Preise für den Ausstoß von Treibhausgasemissionen einstellen können.

Im vorliegenden Bericht wird in diesem Kontext drei Fragen nachgegangen:

1. Wie sieht die Belastung von Unternehmen durch den nEHS aus und wie würde sich im Vergleich dazu eine Einbeziehung der Unternehmen in den EU ETS auswirken?
2. Bietet das EU ETS die rechtlichen Rahmenbedingungen zur einseitigen Aufnahme von weiteren deutschen Unternehmen?
3. Welche Schutzmechanismen bietet das Brennstoffemissionshandelsgesetz betroffenen Unternehmen, um die Auswirkungen des nEHS abzumildern?

### 1.1 **Vergleich der für Unternehmen im nEHS anfallenden Kosten mit Kosten für den EU ETS**

Anders als im EU ETS, das bei den tatsächlichen Emittenten von Treibhausgasen ansetzt, werden im nEHS nicht die Emittenten bzw. Produzenten von Produkten reguliert, sondern die Inverkehrbringer bzw. Lieferanten der fossilen Brennstoffe. Diese

wiederum können die zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Kosten in Form höherer Brennstoffkosten an ihre Kunden weiterreichen.<sup>1</sup> Durch die Einführung des nEHS müssen also kleine Unternehmen, die fossile Brennstoffe in der Produktion einsetzen aber nicht im EU ETS reguliert sind, ab 2021 obwohl sie nicht direkt betroffen sind mit höheren Brennstoffkosten rechnen. Im Folgenden wird mit Hilfe von zwei Fallbeispielen untersucht, welche Belastung sich für kleine Emittenten durch die Einführung des nEHS ergeben kann. Als Vergleichsfall werden die Auswirkungen einer Einbeziehung in den EU ETS dargestellt.

Um die Belastung für die Unternehmen in beiden Fällen gegenüberstellen zu können, werden zwei Kostenfaktoren untersucht:

- CO<sub>2</sub>-Kosten: Die Kostenbelastung durch erhöhte Brennstoffpreise bzw. durch die Abgabepflicht unter dem EU ETS
- Transaktionskosten: Während die Unternehmen vom nEHS nur indirekt betroffen sind und daher keine Transaktionskosten anfallen, müssen Unternehmen, die im EU ETS reguliert sind selbst am Emissionshandel teilnehmen, was nicht nur zu CO<sub>2</sub>-Kosten führt, sondern zusätzliche Kosten für beispielsweise Emissionsüberwachung, Berichterstattung an die zuständige Behörde, Risikomanagement und Buchhaltung verursacht.

#### **Annahmen zur Berechnung der CO<sub>2</sub>-Kosten:**

Da im nEHS für die kommenden Jahre bis 2025 ein Festpreissystem gilt, sind die Zertifikatpreise für den Betrachtungszeitraum bis 2025 bekannt. Zusätzlich wurde auch ein alternativer Preispfad für den nEHS angenommen. Da im nEHS die Regulierung in der Lieferkette für fossile Brennstoffe ansetzt, wirken sich die Festpreise auf die Nutzer der Brennstoffe nur dann in vollem Umfang aus, wenn das Preissignal über die einzelnen Schritte in der Lieferkette auch vollständig weitergereicht wird. Dies muss allerdings nicht zwangsläufig passieren. Insbesondere in Märkten mit begrenztem angebotsseitigem Wettbewerb, in denen der Monopolist die Marktpreise beeinflussen und Gewinne maximieren kann, kann es dazu kommen, dass solche Preissignale nicht in vollem Umfang an den Endverbraucher weitergeleitet werden. So führt in der Theorie eine Kostensteigerung dazu, dass das Unternehmen den Preis weniger stark erhöht und gleichzeitig die Differenz zwischen Produktionskosten und Verkaufspreis senkt (vgl. Cournotscher Punkt in der Wirtschaftswissenschaft). Wie stark ein solcher Effekt ausfällt hängt jedoch auch von der nachfrageseitigen Flexibilität (Elastizität) ab, auf erhöhte

---

<sup>1</sup> Ob tatsächlich die gesamten Zusatzkosten oder nur ein Anteil an die Kunden weitergereicht werden kann, hängt dabei maßgeblich von der Marktstruktur bei den einzelnen Energieträgern ab.

Preise mit einem Nachfragerückgang reagieren zu können. In der wissenschaftlichen Literatur wurden für die Energiemärkte dazu bisher nur wenige empirische Untersuchungen durchgeführt, die sich hauptsächlich auf die Durchleitung der Energiesteuer auf Treibstoffe für den Verkehrssektor konzentrieren (z.B. Marion und Muehlegger (2011); Samuel Stolper (2016)). Es besteht daher Unsicherheit darüber ob die erhöhten Kosten durch den nEHS in vollem Umfang an den Endverbraucher durchgeleitet werden. Aus diesem Grund wurde neben einem Preisszenario mit 100%-iger Preisweitergabe ("nEHS100%") auch ein Preisszenario mit einer 80%-igen Preisweitergabe berechnet ("nEHS80%").

Für den EU ETS muss dagegen auf Schätzungen zum CO<sub>2</sub>-Zertifikatpreis zurückgegriffen werden. Für die folgende Analyse wurde auf ein Preisszenario von Carbon Tracker (carbon countdown<sup>2</sup>) als oberer Preispfad ("ETS-hoch") und auf ein Preisszenario von Sandbag (Sandbag base<sup>3</sup>) als unterer Preispfad ("ETS-niedrig") zurückgegriffen. Beide Szenarien rechnen mit einer Emissionsreduktion von 50 % (Sandbag) bzw. 55 % (Carbon Tracker) im EU ETS verglichen zu Werten von 1990, d.h. die im Rahmen des European Green Deal diskutierte Verschärfung der Minderungsziele von 40 % auf 50 % bis 55 % Minderung sind in diesen Szenarien zumindest teilweise abgebildet.<sup>4</sup> Zusätzlich zu den beiden ETS-Preisszenarien wurde ein drittes ETS-Preisszenario ("ETS-niedrig(Preisuntergrenze)") gebildet, das berücksichtigt, dass der im Verlauf der letzten Jahre beobachtete CO<sub>2</sub>-Preis teilweise über den angenommenen Preisen des Sandbag-Szenario lag. Aus diesem Grund wurde eine Preisuntergrenze von 22€/t CO<sub>2</sub> festgesetzt, in der Annahme, dass ein Absinken des CO<sub>2</sub>-Preises unter diese Grenze in den kommenden Jahren unwahrscheinlich ist.<sup>5</sup>

---

<sup>2</sup> <https://carbontracker.org/reports/carbon-countdown/>

<sup>3</sup> <https://ember-climate.org/wp-content/uploads/2019/04/Halfway-There-March-2019-Sandbag.pdf>

<sup>4</sup> Fraglich ist inwieweit die Belastung für die ETS-Sektoren und die nicht-ETS-Sektoren gleichmäßig aufgeteilt würde oder nicht. Die hier verwendeten Szenarien würden bei einem 50 bzw. 55%-Gesamtminderungsziel von einer gleichmäßigen Aufteilung ausgehen, was von der aktuellen EU-Gesetzgebung zum 2020 bzw. 2030-Ziel und der Aufteilung zwischen EU ETS und Effort Sharing Decision abweicht.

<sup>5</sup> Im Verlaufe des letzten Jahres lag der Preis zwischen Juni 2019 und März 2020 immer im Bereich von 22,50 € und 30 €. Mit dem Beginn der Corona-Krise stürzte der Preis kurzzeitig auf etwa 15 € ab, wobei er sich schnell wieder stabilisierte und im Juni wieder das Niveau von vor der Krise erreichte. Zwar ist die Entwicklung des Preises aufgrund der wirtschaftlichen Situation mit großer Unsicherheit verbunden, jedoch existiert mit der Marktstabilitätsreserve ein Instrument, das dafür geschaffen wurde die Preise zu stabilisieren, weshalb nicht mit einem Preisverfall wie in den Jahren nach der Finanz- und Schuldenkrise zu rechnen ist.

Tabelle 1 zeigt die verwendeten Preisszenarien für EU ETS und nEHS für den Betrachtungszeitraum von 2021 bis 2025.

Tabelle 1: Preisszenarien für EU ETS und nEHS für den Betrachtungszeitraum

	2021	2022	2023	2024	2025
Carbon Tracker	40,00 €	35,00 €	35,00 €	40,00 €	45,00 €
Sandbag	19,00 €	20,35 €	21,70 €	23,05 €	24,40 €
Sandbag korrigiert	22,00 €	22,00 €	22,00 €	23,05 €	24,40 €
nEHS	25,00 €	30,00 €	35,00 €	45,00 €	55,00 €
nEHS alternativ	20,00 €	24,00 €	28,00 €	36,00 €	44,00 €

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf bmu, Carbon tracker, Sandbag.

### Annahmen zu den Transaktionskosten:

Weil im EU ETS nicht die Unternehmen, sondern die einzelnen Anlagen der Unternehmen reguliert werden, können die Transaktionskosten, da diese zumindest in Teilen (z.B. MRV-System, Eröffnung eines Handelskontos) in allen Anlagen anfallen, zu erheblichen zusätzlichen Belastungen neben den eigentlichen Zertifikatskosten führen. Betz et al. (2010) schätzen die zusätzlichen laufenden Transaktionskosten für kleinere Emittenten (< 20 kt CO<sub>2</sub> p.a.) unabhängig der Anzahl der Standorte auf etwa 17.000 € und für mittlere Emittenten (20 - 1.700 kt CO<sub>2</sub> p.a.) auf etwa 31.000 € pro Jahr. Dazu kommen laufende Kosten von 2,5 Cent pro gehandeltem Zertifikat. Nicht berücksichtigt sind dabei einmalige Kosten wie beispielsweise für das Aufsetzen eines Emissionsüberwachungssystems. Die hier dargestellten Zahlen zeigen jedoch nur einen geschätzten Durchschnittswert. Da im EU ETS nicht die Unternehmen, sondern die einzelnen Standorte jedes Unternehmens reguliert werden, muss davon ausgegangen werden, dass Betreiber vieler Standorte deutlich höhere Kosten zu erwarten haben, wohingegen Betreiber nur eines Standortes bei vergleichbaren Gesamtemissionen mit geringeren Kosten rechnen können. Dies liegt daran, dass jeder einzelne Standort berichtspflichtig ist und jeder Standort den dieser Anlage zugeordneten Handelsaccount für die Einreichung oder die Allokation der Zertifikate nutzen muss.

Des Weiteren können Kosten für zusätzliche Handelsaccounts auf ein Unternehmen zukommen. In Deutschland sind bisher zwar die direkt einem Standort zugeordneten Handelsaccounts kostenlos, sollte aber ein Unternehmen den Handel über einen zentralen anlagenunabhängigen Account steuern wollen, so werden aktuell Gebühren von 400 €<sup>6</sup> pro zusätzlichem Account fällig.

<sup>6</sup> <https://www.dehst.de/DE/service/unionsregister/Konto/konto-node.html>

### Fallbeispiel 1: Metallverarbeitendes Unternehmen

Ein Unternehmen aus dem metallverarbeitenden Gewerbe mit mehr als 20 verschiedenen Produktionsstandorten in Deutschland, das für die Produktion die Energieträger Erdgas (Anteil am Gesamtenergieeinsatz ca. 90 %) und Strom (Anteil am Gesamtenergieeinsatz ca. 10 %) einsetzt, weist über alle Anlagen hinweg knapp 23 Kilotonnen an direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Erdgas pro Jahr aus. Unter dem nEHS relevant ist dabei nur der Erdgaseinsatz, da die Emissionen aus Strom bereits unter dem EU ETS reguliert sind. Alternativen zur Nutzung von Erdgas wären entweder der Einsatz von Wasserstoff oder eine vollständige Umstellung auf Strom. Diese Alternativen stellen sich dem Unternehmen jedoch bei den aktuellen Energiepreisen als nicht wirtschaftlich und überdies nicht wettbewerbsfähig dar. Grundsätzlich steht das Unternehmen in einem starken nationalen, aber auch EU-weiten Wettbewerb, wodurch der künftige nEHS die Wettbewerbsfähigkeit stark beeinflussen kann. Abbildung 1 und Tabelle 2 zeigen die für das Unternehmen zu erwartenden zusätzlichen Kosten durch den nEHS. Über den Betrachtungszeitraum von 2021 bis 2025 muss das Unternehmen mit etwa 4,3 Mio. € an Mehrbelastung aufgrund der CO<sub>2</sub>-Kosten durch den nEHS rechnen, sofern die CO<sub>2</sub>-Preise in vollem Umfang durch die Lieferkette geleitet werden. Für den Fall, dass nur 80 % des CO<sub>2</sub>-Preises auf den Endpreis der Brennstoffe aufgeschlagen wird, müsste das Unternehmen mit knapp 3,5 Mio. € an Mehrbelastung rechnen.

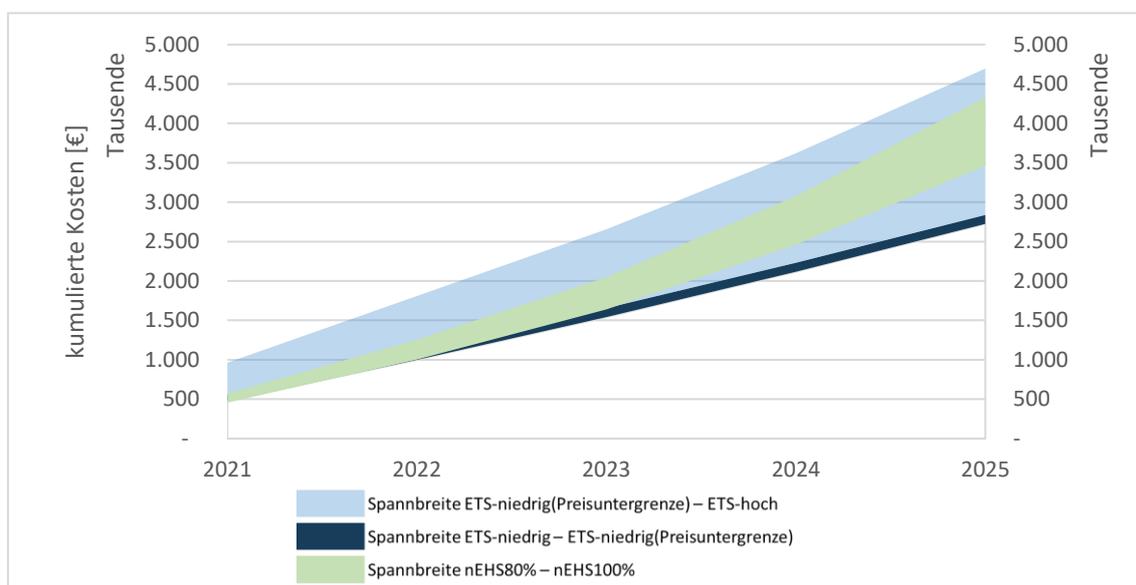
Die hellblaue Fläche in der Abbildung gibt die zu erwartenden Kosten bei einer Aufnahme in den EU ETS an, die sich aus den variablen und den fixen Transaktionskosten sowie den Kosten für die Zertifikate zusammensetzen. Die Fläche umfasst die Kosten zwischen dem ETS-hoch und dem ETS-niedrig(Preisuntergrenze)-Preisszenario. In diesem Falle ergeben sich Kosten in Höhe von 2,8 Mio. € bis 4,7 Mio. € von 2021 bis 2025. Die sehr schmale dunkelblaue Fläche unterhalb der hellblauen Fläche ist die korrigierte Fläche, bei einem CO<sub>2</sub>-Preis im EU ETS unterhalb des heutigen Ausgangsniveaus. Die Korrektur des Preises führt jedoch über den gesamten Zeitraum zu lediglich etwa 113.000 € an Mehrkosten durch die Preisuntergrenze. Da das Unternehmen mehr als 20 verschiedene Produktionsstandorte in Deutschland betreibt wurde statt mit dem Durchschnittswert aus der Literatur von 31.000 € p.a. an Transaktionskosten mit einem von der Geschäftsführung des Unternehmens geschätzten Wert von 50.000 € p.a. gerechnet. Zu diesen Kosten kommen noch variable Kosten in Höhe von 2,5 Cent pro gehandeltem Zertifikat dazu (hier mindestens 570 €). Die Transaktionskosten haben im Betrachtungszeitraum einen Anteil an den Gesamtkosten von ca. 6 % bis 9 %.

Tabelle 2: Kostenvergleich zwischen nEHS und EU ETS für Fallbeispiel 1 in Tausend €

Jahr	Fixe T.-Kosten	Variable T.-Kosten	ETS-niedrig	ETS-niedrig (Preisuntergrenze)	ETS-hoch	nEHS100%	nEHS80%
2021	50	1	433	501	911	570	456
2022	50	1	464	501	798	684	547
2023	50	1	494	501	798	798	638
2024	50	1	525	525	911	1.025	820
2025	50	1	556	556	1.025	1.253	1.003
<b>Gesamtkosten</b>	<b>250</b>	<b>3</b>	<b>2.472</b>	<b>2.585</b>	<b>4.443</b>	<b>4.329</b>	<b>3.463</b>

Quelle: Eigene Berechnung basierend auf bmu, Carbon tracker, Sandbag, unternehmensinternen Informationen.

Abbildung 1: Kostenvergleich zwischen nEHS und EU ETS für Fallbeispiel 1



Quelle: Eigene Berechnung basierend auf bmu, Carbon tracker, Sandbag, unternehmensinternen Informationen.

Die Ergebnisse zeigen, dass die zu erwartenden Kosten des nEHS innerhalb der Schwankungsbreite der zu erwartenden Kosten bei Aufnahme in den EU ETS liegen. Insbesondere zu Beginn des Betrachtungszeitraums führt eine Aufnahme in den EU ETS auch bei niedrigen Preisen, zu keinem oder zu einem sehr geringen Kostenvorteil. Bei den hier getroffenen Preisannahmen übersteigen die Kosten im nEHS erst ab dem Jahr 2024 und bei der Annahme einer 100%-igen Kostenüberwälzung die Kosten im EU ETS auch für das Szenario mit dem höchsten EU ETS-Preis. Ausschlaggebend für die Ergebnisse sind insbesondere die Preisentwicklung im EU ETS, aber auch inwieweit die CO<sub>2</sub>-Preise im nEHS durch die Lieferkette bis zu den Endpreisen von den betroffenen Akteuren durchgeleitet werden. Sollte sich beispielsweise der Preis im EU ETS nahe an der oberen Grenze bewegen und im nEHS die Preise nicht vollständig auf die Endpreise

aufgeschlagen werden, so wäre selbst im Jahr 2025 eine Aufnahme in den EU ETS in diesem Beispiel aus Kostensicht nicht sinnvoll. Auch die in diesem Beispiel relativ hohen Transaktionskosten im EU ETS - an dieser Stelle sind die Transaktionskosten auf Regulierenseite noch nicht berücksichtigt - stellen in Frage ob eine Aufnahme in den EU ETS wirklich eine sinnvolle Maßnahme darstellen würde.

### **Fallbeispiel 2:**

Ein Hersteller von Bauprodukten aus Kalksandstein mit weniger als 10 verschiedenen Produktionsstandorten in Deutschland, der für die Produktion die Energieträger Erdgas und Strom einsetzt, weist über alle Anlagen hinweg gut 8 Kilotonnen an CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Jahr aus. Es werden wiederum nur die Emissionen aus dem Einsatz von Erdgas berechnet. Auch für dieses Unternehmen gäbe es theoretisch klimafreundlichere Produktionsalternativen - insbesondere eine vollständige Umstellung auf Strom könnte zukünftig realisierbar sein. Jedoch stellen sich dabei aktuell noch zahlreiche Herausforderungen sowohl was den kontinuierlichen Betrieb von elektrischen Dampferzeugern in der benötigten Größenordnung angeht als auch bezüglich der Infrastruktur zur Bereitstellung der notwendigen Strommengen. Unabhängig von den technischen Herausforderungen stellt sich eine solche Lösung aktuell auch wegen des im Vergleich zu den Erdgaspreisen hohen Strompreises nicht als wirtschaftlich dar. Das Unternehmen steht zwar vor allem im regionalen Wettbewerb, da der Transport der Produkte über längere Strecken aufgrund hoher Transportkosten nicht wirtschaftlich ist. Jedoch hat das Unternehmen seinen Markt im Grenzgebiet zu den Niederlanden. Bei steigenden Produktionskosten auf dem deutschen Markt ergeben sich damit Nachteile gegenüber niederländischen Produzenten. Neben den niederländischen Produzenten im Grenzgebiet könnte es zudem auch für weiter entfernte Produzenten interessant werden, die anfallenden Transportkosten zu tragen und ihr Vertriebs- und Verteilgebiet zu vergrößern. Trotz des weitgehend regionalen Absatzmarktes befindet sich das betrachtete Unternehmen also durch den nEHS in einem verstärkten Wettbewerb von Produzenten aus den Niederlanden, die gegenwärtig keine vergleichbaren CO<sub>2</sub>-Kosten zu tragen haben.

Abbildung 2 und Tabelle 3 zeigen die für das Unternehmen zu erwartenden zusätzlichen Kosten durch den nEHS. Das Unternehmen muss bei vollständiger Durchleitung der Mehrkosten mit knapp 1,6 Mio. € an zusätzlichen Kosten durch den nEHS zwischen 2021 und 2025 rechnen. Diese Mehrkosten sinken auf gut 1,2 Mio € für den Fall einer 80%-igen Preisweiterleitung unter dem nEHS. Aufgrund des stark regional begrenzten Absatzgebietes ist jedoch nicht mit einem starken negativen Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit durch den nEHS zu rechnen.

Die hellblaue Fläche in der Grafik gibt wiederum die zu erwartenden Kosten bei einer Aufnahme in den EU ETS an. Bei einer Aufnahme in diesen und bei den unterstellten Preisen ergeben sich Mehrkosten von 1,0 Mio. € bis 1,7 Mio. € bis 2025. In diesem Beispiel erhöht die Preisuntergrenze im ETS-niedrig(Preisuntergrenze)-Szenario die Kosten um etwa 40.000 € über den gesamten Betrachtungszeitraum.

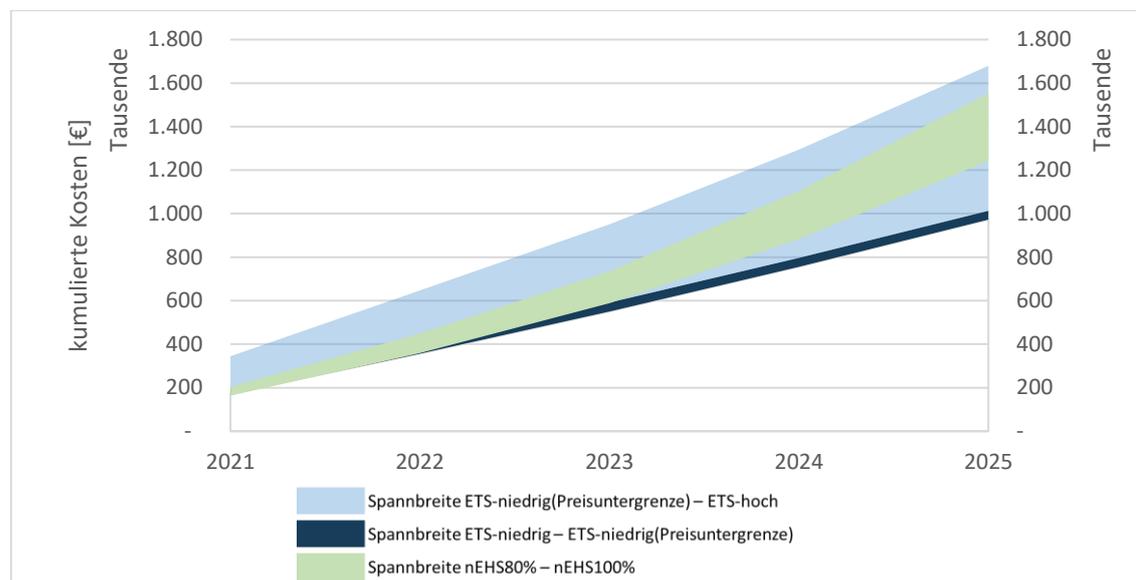
Die Kosten für die Aufnahme in den EU ETS setzen sich wiederum aus den fixen und variablen Transaktionskosten sowie aus den Zertifikatskosten zusammen. Da das Unternehmen mit weniger als 10 verschiedenen Produktionsstandorten deutlich weniger als das Unternehmen aus Fallbeispiel 1 betreibt und auch die Emissionen deutlich geringer als aus Fallbeispiel 1 sind, wurde in der Kalkulation dieses Beispiels mit fixen Transaktionskosten aus der Literatur von 17.000 € p.a. und mit variablen Transaktionskosten, die sich pro gehandeltem Zertifikat ergeben, von 204 € p.a. gerechnet. Die Ergebnisse zeigen ein sehr ähnliches Bild zu Fallbeispiel 1. Wiederum liefert die Analyse kein klares Bild. Die Kosten unter dem nEHS liegen innerhalb der Spannbreite der Kosten für die verschiedenen ETS-Preispfade. Auch in diesem Beispiel sind die beim Unternehmen anfallenden Transaktionskosten mit 6-10% verhältnismäßig hoch.

Tabelle 3: Kostenvergleich zwischen nEHS und EU ETS für Fallbeispiel 2 in Tausend €

Jahr	Fixe T.-Kosten	Variable T.-Kosten	ETS-niedrig	ETS-niedrig (Preisuntergrenze)	ETS-hoch	nEHS100%	nEHS80%
2021	17	0	155	180	327	204	163
2022	17	0	166	180	286	245	196
2023	17	0	177	180	286	286	229
2024	17	0	188	188	327	368	294
2025	17	0	199	199	368	449	360
<b>Gesamtkosten</b>	<b>85</b>	<b>1</b>	<b>887</b>	<b>927</b>	<b>1.593</b>	<b>1.553</b>	<b>1.242</b>

Quelle: Eigene Berechnung basierend auf bmu, Carbon tracker, Sandbag, unternehmensinternen Informationen.

Abbildung 2: Kostenvergleich zwischen nEHS und EU ETS für Fallbeispiel 2



Quelle: Eigene Berechnung basierend auf bmu, Carbon tracker, Sandbag, unternehmensinternen Informationen.

## 1.2 Auf welcher Basis könnten kleine und mittelständische Unternehmen in den EU ETS aufgenommen werden?

Im Europäischen Emissionshandel werden aktuell insbesondere große bzw. energieintensive Unternehmen reguliert. Neben der Regulierung der energieintensiven Industrie, die auf 8 besonders emissions-intensive Sektoren gerichtet ist, werden grundsätzlich auch alle Verbrennungsanlagen mit einer Nennleistung von mindestens 20 Megawatt (MW) im EU ETS reguliert. Durch diese Regelung ist der überwiegende Teil der Großemittenten im EU ETS reguliert.

Grundsätzlich erlaubt die Emissionshandelsrichtlinie (EU-Richtlinie 2003/87/EG von 2003<sup>7</sup> und in den Weiterentwicklungen dieser<sup>8</sup>) den Mitgliedsstaaten allerdings, einseitig weitere Sektoren in den EU ETS aufzunehmen. Die genauen Regelungen dazu gibt Artikel 24 vor.

<sup>7</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/ALL/?uri=CELEX%3A32003L0087>

<sup>8</sup> u.A. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L0410&from=EN>

Artikel 24, Absatz 1 ist in der Richtlinie wie folgt definiert:

***Verfahren für die einseitige Einbeziehung zusätzlicher Tätigkeiten und Gase***

*(1) Ab 2008 können die Mitgliedstaaten den Handel mit Emissionszertifikaten gemäß dieser Richtlinie auf nicht in Anhang I genannte Tätigkeiten und Treibhausgase ausweiten, soweit alle einschlägigen Kriterien, insbesondere die Auswirkungen auf den Binnenmarkt, mögliche Wettbewerbsverzerrungen, die Umweltwirksamkeit des EU-EHS und die Zuverlässigkeit des vorgesehenen Überwachungs- und Berichterstattungsverfahrens, berücksichtigt werden und sofern die Einbeziehung solcher Tätigkeiten und Treibhausgase von der Kommission gemäß delegierten Rechtsakten gebilligt wird, für deren Erlass der Kommission gemäß Artikel 23 die Befugnis übertragen wird.*

Durch Anwendung dieses Artikels ist es jedem Mitgliedsstaat frei, weitere Tätigkeiten oder Treibhausgase einseitig ins EU ETS aufzunehmen, sofern die in Absatz 1 aufgeführten Regeln beachtet werden und die Kommission der Aufnahme zustimmt.

In Handelsphase II (2008-2012) haben verschiedene Länder<sup>9</sup> Anträge zur Aufnahme von Lachgasemissionen aus der chemischen Industrie (Salpeter- und Adipinsäureherstellung) unter Art. 24 gestellt. Allen Anträgen wurde nach Prüfung durch die Kommission stattgegeben. Seit 2013 gibt weniger Fälle einer Anwendung von Art. 24. Dies ist hauptsächlich der Tatsache geschuldet, dass 2013 eine Scope-Erweiterung stattgefunden hat und nun auch die Mehrzahl der Emissionen aus der chemischen Industrie in die Liste der vom EU ETS regulierten Sektoren aufgenommen wurde. Gemäß der Daten zu den verifizierten Emissionen<sup>10</sup>, waren 2019 298 Anlagen (alleine 232 in Finnland), die über Artikel 24 in den EU ETS aufgenommen wurden, gelistet, von denen aber nur 138 aktiv waren und Emissionen auswiesen. Für Deutschland wurden drei Fälle gelistet. Es ist nicht bekannt, ob manche dieser Fälle auf Wunsch des betroffenen Unternehmens aufgenommen wurden. Da der Antrag bei der EU-Kommission vom jeweiligen Mitgliedsstaat gestellt werden muss, müsste daher ein Unternehmen, das in den Europäischen Emissionshandel aufgenommen werden möchte zuerst die zuständige nationale Behörde kontaktieren. Im Falle von Deutschland wäre dies die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), die künftig auch für den nEHS verantwortlich sein wird. Die DEHSt müsste dann einen Antrag auf die Anwendung von Artikel 24 bei der EU-Kommission einreichen.

---

<sup>9</sup> Niederlande, Österreich, Großbritannien und Italien

<sup>10</sup> [https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/registry\\_en#tab-0-1](https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/registry_en#tab-0-1)

### 1.3 Unter welchen Bedingungen kann §11 des Brennstoffemissionshandelsgesetzes zum Ausgleich indirekter Belastungen herangezogen werden?

Um einen unter Umständen auftretenden Wettbewerbsnachteil von im nEHS regulierten Unternehmen auszugleichen wurde im Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)<sup>11</sup> §11 eingeführt. Dieser befasst sich mit dem Ausgleich der Belastung von indirekt durch den nEHS betroffenen Akteuren. §11 soll diese indirekt betroffenen Unternehmen vor einer zu hohen Belastung und einem Verlust von Wettbewerbsfähigkeit im internationalen Markt schützen.

In §11, Absatz 1 des BEHG steht folgendes:

*Entsteht durch die Einführung des Brennstoffemissionshandels nach diesem Gesetz eine unzumutbare Härte für ein betroffenes Unternehmen und ein mit diesem verbundenes Unternehmen, das mit seinem Kapital aus handels- oder gesellschaftsrechtlichem Rechtsgrund für die Risiken des Geschäftsbetriebes des betroffenen Unternehmens eintreten muss, gewährt die zuständige Behörde auf Antrag eine **finanzielle Kompensation in der zur Vermeidung der unzumutbaren Härte erforderlichen Höhe**. Dies gilt nicht für Verantwortliche im Sinne des § 3 Nummer 3. **Von einer unzumutbaren Härte ist in der Regel nicht auszugehen, sofern die Brennstoffkosten eines Unternehmens, auch unter Berücksichtigung der durch die Einführung des Brennstoffemissionshandels verursachten direkten und indirekten zusätzlichen Kosten, nicht mehr als 20 Prozent der betriebswirtschaftlichen Gesamtkosten ausmachen oder wenn der Anteil der Zusatzkosten durch die Einführung des Brennstoffemissionshandels an der Bruttowertschöpfung nicht mehr als 20 Prozent beträgt.***

Es existieren damit zwei Fälle, in denen ein Antrag auf den Ausgleich einer unzumutbaren Härte gestellt werden kann:

1. Wenn die Brennstoffkosten eines Unternehmens inklusive der Zusatzkosten durch den Emissionshandel mehr als 20% der betriebswirtschaftlichen Gesamtkosten betragen;
2. Wenn die Zusatzkosten durch den Emissionshandel mehr als 20% der Bruttowertschöpfung betragen.

Trifft einer der beiden genannten Punkte auf ein Unternehmen zu, kann dieses oder auch ein mit dem betroffenen Unternehmen verbundenes Unternehmen, einen Antrag auf den

---

<sup>11</sup> <http://www.gesetze-im-internet.de/behg/BJNR272800019.html>

Ausgleich der unzumutbaren Härte stellen. Ausgenommen sind die zertifikatspflichtigen Unternehmen, also die Unternehmen, die im nEHS reguliert werden und Zertifikate einreichen müssen.

Zum einen können daher sehr energieintensive Industrien wie beispielsweise Molkereien, Trocknerreien oder die Metallverarbeitung entlastet werden. Zum anderen werden aber auch Unternehmen entlastet, deren Bruttowertschöpfung, also der Mehrwert an einem Produkt, den das Unternehmen erzeugt, sehr energieintensiv ist.

Absatz zwei von § 11 des BEHG befasst sich mit der Doppelbelastung von Unternehmen durch das BEHG und den bestehenden Europäischen Emissionshandel und erlaubt die Kompensation von Unternehmen, die eine Doppelbelastung erfahren.

Absatz 3 von § 11 des BEHG befasst sich mit dem Problem des Carbon-Leakage<sup>12</sup> und der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft. Ab 2022 darf die Bundesregierung Maßnahmen zur Vermeidung von Carbon-Leakage und zum Erhalt der EU-weiten und internationalen Wettbewerbsfähigkeit ergreifen, die vorrangig durch finanzielle Unterstützung für klimafreundliche Investitionen erfolgen sollen.

Absatz 1 und Absatz 3 bieten daher für vom nEHS stark betroffenen Unternehmen, sei es in Bezug auf die Kosten (Absatz 1) oder in Bezug auf die Wettbewerbsfähigkeit (Absatz 3), die Möglichkeit einen Ausgleich (Absatz 1) oder finanzielle Unterstützung bei Investitionen in klimafreundliche Technologien (Absatz 3) zu erhalten.

## **Fazit**

Ob eine freiwillige Aufnahme in den EU ETS und damit eine Befreiung vom nEHS für Unternehmen von ökonomischen Vorteil sein wird, konnte in der vorangegangenen Analyse nicht abschließend geklärt werden, da insbesondere die Entwicklung des Zertifikatspreises im EU ETS aber auch die Brennstoffpreissteigerungen durch den nEHS dafür von entscheidender Bedeutung sein werden. Der für das EU ETS angesetzte Preiskorridor für die Jahre 2021 bis 2025 führt dazu, dass im Falle einer Preisentwicklung am oberen Rand des Korridors eine Aufnahme in den EU ETS keinen Kostenvorteil bieten würde, bei einer moderaten Preisentwicklung jedoch schon. Sollte jedoch durch die Lieferkette der Brennstoffe das Preissignal des nEHS nur teilweise durchgeleitet werden sodass der Preisaufschlag für die nutzenden Unternehmen geringer ausfällt, so wird eine Aufnahme in den EU ETS deutlich unattraktiver. Bei der Interpretation der Ergebnisse muss die aktuelle Debatte um den European Green Deal, in dessen Kontext auch die Erweiterung des EU ETS oder die Verlinkung oder

---

<sup>12</sup> Abwanderung von Produktionsstätten aufgrund eines Kohlenstoffpreises ins nicht regulierte Ausland.

Eingliederung einzelner nationaler Emissionshandelssysteme in den EU ETS diskutiert wird, berücksichtigt werden. Sollte der nEHS mit dem EU ETS verlinkt, in diesen eingegliedert oder gar durch ein gesamteuropäisches System ersetzt werden, so ist damit zu rechnen, dass sich die CO<sub>2</sub>-Preise der verschiedenen Systeme angleichen oder zumindest annähern werden, was mögliche Kostenvorteile einer Regulierung unter dem EU ETS verschwinden ließe und langfristig zu Mehrkosten aufgrund der hohen Transaktionskosten führen würde. Sollte eine Aufnahme in den EU ETS angestrebt werden, so müsste das BMU bzw. die DEHSt diesem Vorgehen zustimmen und die entsprechenden Anträge bei der Kommission stellen. Inwieweit dieses Vorgehen aus Ministeriums- und Behördensicht unterstützt würde, ist unklar. Insbesondere würden in diesem Fall Einnahmen aus dem nEHS auf die Europäische Ebene verlagert werden. Es besteht daher nicht nur in Bezug auf die Preisentwicklung, sondern auch in Bezug auf die politische Unterstützung eines solchen Antrags große Unsicherheit.

## 2 Handlungsempfehlungen

Auf die Frage, ob eine Aufnahme in den EU ETS von vom nEHS betroffenen Unternehmen für diese ökonomisch von Vorteil sein könnte, konnte mit den in diesem Bericht durchgeführten Analysen keine eindeutige Antwort abgegeben werden. Dazu bestehen zu viele Unsicherheiten bezüglich der künftigen Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Preise des EU ETS, aber auch des nEHS nach 2025, aber auch zu viele Unsicherheiten in Bezug auf die Zukunft des nEHS, die Entwicklung vergleichbarer Lösungen in anderen Mitgliedsstaaten der EU oder auch außerhalb sowie einer etwaigen gesamteuropäischen Lösung zur Einführung von CO<sub>2</sub>-Preisen auf Brennstoffe. Die nachfolgenden Handlungsempfehlungen zielen daher auf die Information der Mitglieder ab:

- Aufklärung der Mitglieder über die Funktionsweise und anfallenden Kosten durch das nEHS sowie transparente Darstellung über die zusätzlichen Kosten und Unsicherheiten bei einer Aufnahme in den EU ETS.
- Beobachtung, Aufklärung und Information über Entwicklungen in anderen Mitgliedsstaaten sowie das Vorgehen der EU-Kommission in Bezug auf eine gesamteuropäische Lösung.
- Aufklärung und Unterstützung in Bezug auf Anträge zur unzumutbaren Härte durch den nEHS.

### 3 Literaturverzeichnis

Betz, Regina; Sanderson, Todd; Ancev, Tihomir (2010): In or out: efficient inclusion of installations in an emissions trading scheme? In: *J Regul Econ* 37 (2), S. 162–179.

DOI: 10.1007/s11149-009-9109-0.

Marion, Justin; Muehlegger, Erich (2011): Fuel tax incidence and supply conditions. In: *Journal of Public Economics* 95 (9-10), S. 1202–1212. DOI:

10.1016/j.jpubeco.2011.04.003.

Samuel Stolper (2016): Who Bears the Burden of Energy Taxes?: The Role of Local Pass-Through. Hg. v. National Tax Association. Online verfügbar unter

<https://www.jstor.org/stable/pdf/26816556.pdf?acceptTC=true&coverpage=false&seq=1>.