

Stellungnahme

zur geplanten ersten Änderung des Brennstoffemissions- handelsgesetzes (BEHG)

Berlin, 5. März 2020

Einführung

Das **Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG)** ist am 19. Dezember 2019 im Bundesgesetzblatt veröffentlicht worden und am Folgetag in Kraft getreten. Das nationale Emissionshandelssystem (nEHS) erfasst die CO₂-Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brenn- und Kraftstoffe außerhalb des EU-Emissionshandelssystems (EU-EHS).

Teilnehmer am nEHS sind in Anlehnung an die Systematik des Energiesteuerrechts die Inverkehrbringer der Brenn- und Kraftstoffe. Das nEHS soll in zwei Phasen eingeführt werden. Während einer Einführungsphase (2021 – 2025) wird zunächst ein Festpreissystem eingeführt, bei dem Zertifikate an die Verantwortlichen in Höhe des Bedarfs verkauft werden. Für die Zeit nach 2025 wird eine Handelsplattform aufgebaut, die eine Auktionierung der Emissionszertifikate und den Handel ermöglicht. Der Preis für die Emissionszertifikate soll sich dann am Markt bilden, wobei mind. im Jahr 2026 ein Mindest- und ein Höchstpreis gelten.

Am 18. Dezember 2019 hat der **Vermittlungsausschuss von Bund und Ländern** insbesondere eine Anhebung des geplanten CO₂-Preispfades¹ im BEHG sowie eine stärkere Absenkung der EEG-Umlage zur Entlastung der Verbraucher vereinbart. Die Bundesregierung hat hierfür am 28. Februar 2020 den Entwurf zur Änderung des BEHG vorgelegt und die Anhörung der Verbände eingeleitet.

Der BDEW begrüßt das Verhandlungsergebnis nachdrücklich. Durch die beschlossenen Änderungen wird die Lenkungswirkung der CO₂-Bepreisung nachdrücklich verstärkt.

Für nicht vom EU-Emissionshandel erfasste dezentrale **KWK-Anlagen**, die unter dem KWK-Gesetz gefördert werden, muss allerdings entweder eine Kompensation oder Freistellung von der Abgabepflicht im BEHG oder durch eine Änderung des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes (resp. im Kohleausstiegsgesetz)² ein Ausgleich der indirekten Belastungen der KWK-Stromerzeugung durch die CO₂-Bepreisung vorgesehen werden, um energieeffizienz- und klimapolitischen Fehlanreizen entgegenzuwirken.

Darüber hinaus sollte die anstehende Änderung des BEHG zum Anlass genommen werden, noch **eine Reihe von Korrekturen im Gesetz** vorzunehmen, um einen effizienten Vollzug zu gewährleisten, die Brennstofflieferanten nicht übermäßig zu belasten und die klimapolitisch intendierte Lenkungswirkung beim Endverbraucher tatsächlich sicherzustellen.

Die Änderungsvorschläge des BDEW werden im Folgenden näher ausgeführt.

¹ Statt 10 Euro pro Tonne soll der CO₂-Preis ab Januar 2021 zunächst 25 Euro betragen, danach in Schritten bis zu 55 Euro im Jahr 2025 steigen. Für das Jahr 2026 schlägt der Vermittlungsausschuss einen Preiskorridor von mindestens 55 und höchstens 65 Euro vor.

² Siehe hierzu auch die Stellungnahme des BDEW für die Anhörung der Verbände zum Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz) vom 23. Januar 2020.

Zusammenfassung der Kernforderungen des BDEW

- Der BDEW begrüßt die vom Vermittlungsausschuss vorgeschlagene **Anhebung des geplanten CO₂-Preispfades** im BEHG in Verbindung mit einer stärkeren Absenkung der EEG-Umlage zur Entlastung der Verbraucher. Durch diese Änderungen wird die Lenkungswirkung der CO₂-Bepreisung nachdrücklich verstärkt.
- § 2: Das Verhältnis des Anwendungsbereichs zum Energiesteuerrecht sollte durch einen **Verweis auf § 1b der Energiesteuer-Durchführungsverordnung klargestellt werden**. Die erforderliche Klarstellung betrifft insbesondere Klärschlamm und Siedlungsabfälle, die wegen der fehlenden Lenkungswirkung und dem hohen Verwaltungsaufwand nicht in den Anwendungsbereich des BEHG fallen sollten.

Der BDEW sieht zudem einen dringenden Klarstellungsbedarf hinsichtlich der Nicht-Anwendbarkeit des BEHG auf die **Bereitstellung von Ausgleichsenergie** durch die Marktgebietsverantwortlichen im Sinne der Gasnetzzugangsverordnung.
- § 7: Die **Vermeidung der Doppelbelastung** von EU-EHS-pflichtigen Anlagen muss durch ein geeignetes „ex-ante“-System zweifelsfrei und umfänglich gewährleistet werden. Insbesondere bei direkten Brennstofflieferbeziehungen sollte die gewünschte Vermeidung der Doppelbelastung schon im Voraus durch die Ermöglichung einer Übertragung der Abgabepflicht vom Lieferanten auf den EU-EHS-Anlagenbetreiber ermöglicht werden.
- § 10: Die **Frist für den Zukauf von Emissionsberechtigungen** zum Festpreis des Vorjahres sollte im Einklang mit der Berichtspflicht verlängert werden.
- § 25: In das Gesetz muss unbedingt eine **Übergangsregelung für Festpreisverträge** bei direkten Gaslieferbeziehungen aufgenommen werden, um die klimapolitisch erforderliche Weitergabe des CO₂-Preissignals an den Endkunden zu ermöglichen und eine ungerechtfertigte Belastung der Lieferanten zu vermeiden.
- Anlage 1: **Biogas** im Sinne von § 3 Nr. 10c EnWG sollte vom Anwendungsbereich der CO₂-Bepreisung nicht nur in der Einführungsphase, sondern grundsätzlich ausgenommen werden, um ungerechtfertigten Verwaltungsaufwand insbesondere für Lieferanten, die ausschließlich Bioheiz- und Biokraftstoffe liefern, zu vermeiden.
- KWK-Gesetz: Für nicht vom EU-Emissionshandel erfasste KWK-Anlagen muss eine Möglichkeit des **Ausgleichs indirekter Belastungen von hocheffizienter KWK-Stromerzeugung** vorgesehen werden, um energieeffizienz- und klimapolitischen Fehlanreizen entgegenzuwirken. Der BDEW schlägt hierfür eine Änderung des KWK-Gesetzes im Rahmen eines Artikelgesetzes vor.



Änderungsvorschläge des BDEW im Einzelnen

1. Klarstellung des Verhältnisses zum Energiesteuerrecht

Änderungsvorschlag zu § 2 Abs. 2 Satz 1 – Anwendungsbereich

*Brennstoffe gelten mit dem Entstehen der Energiesteuer nach § 8 Absatz 1, § 9 Absatz 1, § 9a Absatz 4, § 14 Absatz 2, § 15 Absatz 1 oder Absatz 2, § 18 Absatz 2, § 18a Absatz 1, § 19b Absatz 1, § 22 Absatz 1, § 23 Absatz 1, § 30 Absatz 1, § 32 Absatz 1, § 34, § 35, § 36 Absatz 1, § 37 Absatz 2 Satz 5 und 6, § 37 Absatz 3 Satz 2, § 37 Absatz 4 Satz 1, § 38 Absatz 1, § 41 Absatz 1, § 43 Absatz 1 oder § 44 Absatz 4 Satz 2 des Energiesteuergesetzes **in Verbindung mit § 1b der Energiesteuer-Durchführungsverordnung** als in Verkehr gebracht. Brennstoffe gelten ebenfalls als in Verkehr gebracht, wenn sich an das Entstehen der Energiesteuer ein Verfahren der Steuerbefreiung § 37 Absatz 2 Nummer 3 oder § 37 Absatz 2 Nummer 4 des Energiesteuergesetzes anschließt.*

Begründung:

Die Energiesteuer-Durchführungsverordnung (EnergieStV) vom 31. Juli 2006 (BGBl. I S. 1753), zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 22. Juni 2019 (BGBl. I S. 856, 908) ist eine Konkretisierung des § 1 Abs. 3 EnergieStG.

Der vorgeschlagene Verweis auf die Energiesteuer-Durchführungsverordnung soll deutlich machen, dass nicht nur das EnergieStG in Bezug auf den Anwendungsbereich des nEHS herangezogen werden muss, sondern auch weitere einschlägige Regelungen zum Anwendungsbereich aus dem Energiesteuerrecht. Dies dient der Einheit der Rechtsordnung und soll schwierige Abgrenzungsfragen vermeiden. Insbesondere wird so klargestellt, dass der Anwendungsbereich des Bundes-Emissionshandelsgesetzes nicht für bestimmte Abfälle, die keine in Verkehr gebrachten Brennstoffe bzw. Energieerzeugnisse im Sinne des Energiesteuergesetzes darstellen, eröffnet werden soll.

Die erforderliche Klarstellung betrifft Klärschlamm, Siedlungsabfälle und andere Abfälle, die im Durchschnitt einen Heizwert von höchstens 18 Megajoule je Kilogramm haben. Eine Ausdehnung des Brennstoffemissionshandels auf diese Abfallarten würde nicht nur die Unternehmen der Abwasser- und Abfallwirtschaft mit erheblichem zusätzlichem Verwaltungsaufwand belegen und die Bürger über höhere Entsorgungsgebühren belasten, sondern aufgrund von Abfallhierarchie sowie bestehender Verwertungs- und Entsorgungspflichten keine wesentliche klimapolitische Lenkungswirkung entfalten.

2. Nichtanwendbarkeit der Regelungen des BEHG auf bereitgestellte Ausgleichsenergie durch den Marktgebietsverantwortlichen

Änderungsvorschlag zu § 2 Absatz 2 Satz 3 (NEU) BEHG:

*Brennstoffe gelten mit dem Entstehen der Energiesteuer nach § 8 Absatz 1, § 9 Absatz 1, § 9a Absatz 4, § 14 Absatz 2, § 15 Absatz 1 oder Absatz 2, § 18 Absatz 2, § 18a Absatz 1, § 19b Absatz 1, § 22 Absatz 1, § 23 Absatz 1, § 30 Absatz 1, § 32 Absatz 1, den §§ 34, 35, 36 Absatz 1, § 37 Absatz 2 Satz 5 und 6, Absatz 3 Satz 2, Absatz 4 Satz 1, § 38 Absatz 1, § 41 Absatz 1, § 43 Absatz 1 oder § 44 Absatz 4 Satz 2 des Energiesteuergesetzes als in Verkehr gebracht. Brennstoffe gelten ebenfalls als in Verkehr gebracht, wenn sich an das Entstehen der Energiesteuer ein Verfahren der Steuerbefreiung nach § 37 Absatz 2 Nummer 3 oder Nummer 4 des Energiesteuergesetzes anschließt. **Dieses Gesetz gilt nicht in den Fällen von § 23 Abs. 2 S. 3 und § 35 Abs. 7 S. 2 der Gasnetzzugangsverordnung.***

Begründung:

Der BDEW sieht einen dringenden Klarstellungsbedarf hinsichtlich der Nicht-Anwendbarkeit des BEHG auf die Marktgebietsverantwortlichen (MGV) im Sinne der Gasnetzzugangsverordnung.

Dem liegen folgende Überlegungen zugrunde. Gemäß § 2 Abs. 2 in Verbindung mit § 3 Nr. 3 und Abschnitt 3 BEHG treffen den Verantwortlichen, der als Steuerschuldner im Sinne des EnergieStG definiert ist, ab 2021 diverse Pflichten. Das BEHG verpflichtet damit, anders als im EU-Emissionshandel, nicht den direkten Emittenten als Verursacher der Emissionen, sondern im Falle von Erdgas die Unternehmen auf der letzten Handelsstufe.

Die MGV sind grundsätzlich nicht nach dem EnergieStG energiesteuerpflichtig und damit nicht Verantwortlicher im Sinne des BEHG. Dies liegt darin begründet, dass gemäß § 38 Abs. 2 EnergieStG nur derjenige Steuerschuldner ist, der Lieferer ist, soweit das gelieferte Erdgas nicht durch einen anderen Lieferer aus dem Leitungsnetz entnommen wird oder andernfalls derjenige, der das Erdgas aus dem Leitungsnetz entnimmt. Beide Anknüpfungspunkte für eine Steuerschuldneigenschaft liegen beim MGV tatsächlich nicht vor, da die Tätigkeit des MGV weder die Lieferung noch die Entnahme von Erdgas zum Gegenstand hat. Die Aufgaben, die im Wesentlichen durch § 20 Abs. 1 Satz 2 GasNZV verordnungsrechtlich vorgegeben sind, umfassen vielmehr den Betrieb des virtuellen Handelspunktes eines Marktgebiets, die Bilanzkreisabwicklung, insbesondere Vertragsabwicklung, Datenübermittlung und Datenveröffentlichung sowie Abrechnung der Bilanzkreise, sowie die Beschaffung und die Steuerung des Einsatzes von Regelenergie.

Allerdings kann der MGV im Kontext der Bilanzkreisabrechnung aufgrund einer rechtlichen Fiktion als „Lieferer“ sogenannter Ausgleichsenergiemengen energiesteuerpflichtig im Sinne des § 38 Abs. 2 Nr. 1 EnergieStG sein. Bei Ausgleichsenergie handelt es sich mithin um eine rein bilanzielle Größe, der nicht zwingend korrespondierende physische Gasmengen gegenüberstehen. Energiesteuerrechtlich gilt, dass es sich bei der abgerechneten Ausgleichsenergiemenge um durch den MGV gelieferte Gasmengen im Sinne von § 38 Abs. 2 Nr. 2 Ener-

gieStG handelt, soweit der betreffende Bilanzkreisverantwortliche (BKV) nicht selbst energie-steuerpflichtig ist. Die durch den MGV für die Ausgleichsenergie entrichtete Energiesteuer wird im Zuge der Bilanzkreisabrechnung an den BKV weiterbelastet. Die Rechtsgrundlage hierfür findet sich in § 33 Abs. 1 des standardisierten Bilanzkreisvertrages der MGV.

Bei einer strikt am Wortlaut orientierten Auslegung des BEHG unterfällt der MGV in dem vor-skizzierten Szenario als Verantwortlicher im Sinne des § 3 Nr. 3 in Verbindung mit § 2 BEHG in Bezug auf Ausgleichsenergiemengen dem BEHG.

Nach Auffassung des BDEW ist eine teleologische Reduktion des § 2 BEHG vorzunehmen, wonach der MGV – trotz bestehender Energiesteuerpflichtigkeit gemäß § 38 Abs. 2 Ziff. 1 EnergieStG – bei der „Lieferung“ von Ausgleichsenergie nicht Verantwortlicher im Sinne des § 3 Nr. 3 BEHG ist, da eine Verpflichtung des MGV unter dem BEHG dem Sinn und Zweck des Gesetzes zuwiderläuft und nicht sachgerecht ist.

Nach § 1 BEHG soll das Gesetz die Bepreisung von Emissionen erreichen und damit sollen die nationalen Klimaschutzziele eingehalten werden. Aus der Gesetzesbegründung ergibt sich, dass das Ziel des Gesetzes die dauerhafte Reduzierung von Emissionen ist.

Dieses Ziel kann indes nicht erreicht werden, wenn die Ausgleichsenergiemengen Bestandteil des durch das Gesetz begründeten nationalen Emissionshandelssystems sind. Denn bei einer rein bilanziell „gelieferten“ Gasmenge entstehen gerade keine Emissionen. Würden diese rein bilanziellen Gasmengen dennoch dem Emissionshandelssystem unterworfen, führte dies – mangels entsprechender Emissionsmengen – zu einer nicht veranlassten Reduzierung der in einer Handelsperiode zulässigen Emissionsmengen bzw. für andere Verantwortliche verfügbaren Emissionszertifikate und damit zu einer nicht sachgerechten Verzerrung des nationalen Emissionshandelssystems. Des Weiteren sind die Berichtspflichten nach §§ 6 und 7 BEHG durch den MGV nicht erfüllbar, da der MGV ex ante nicht wissen kann, welche Ausgleichsenergiemengen durch das Ein- und Ausspeiseverhalten von BKV in einer Handelsperiode verursacht werden. Selbst wenn eine Gleichstellung von rein bilanziellen Ausgleichsenergiemengen und physischen Gasmengen fingiert würde, könnten Aussagen über Emissionen daher gar nicht verlässlich getroffen werden.

Diese Punkte widersprechen dem Sinn und Zweck des BEHG. Aus Gründen der Rechtssicherheit schlägt der BDEW vor, eine Klarstellung im Gesetz aufzunehmen. **Das BEHG sollte zukünftig ausdrücklich feststellen, dass reine Ausgleichsenergiemengen nicht vom Anwendungsbereich des BEHG erfasst werden.**

Klarstellend erlaubt sich der BDEW den Hinweis, dass **bei Regelenergiemengen der Anwendungsbereich nicht eröffnet sein kann**, da eine rechtliche Fiktion als „Lieferer“ nicht in Betracht kommt. Es handelt sich hierbei um physische Gasmengen. Der Grund für die Nicht-anwendbarkeit ist, dass Regelenergiemengen nur börslich und bilateral mit präqualifizierten Regelenergieanbietern gehandelt werden können, die „Lieferer“ mit „Lieferernachweis“ sind und auch kein Erdgas aus dem Leitungsnetz durch den MGV entnommen wird. Damit greift die Fiktion in Bezug auf die physischen Gasmengen nicht ein und der Anwendungsbereich des BEHG kann hier nicht eröffnet sein. Folglich bedarf es hierzu keiner Klarstellung.

3. Vermeidung der Doppelbelastung bei Anlagen im EU-Emissionshandel

Änderungsvorschlag zu § 7 Abs. 5 (Vermeidung von Doppelbelastung)

*Doppelbelastungen infolge des Einsatzes von Brennstoffen in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage sind zu vermeiden. Die Bundesregierung wird bis zum **31. Oktober**~~31. Dezember~~ 2020 durch Rechtsverordnung, die nicht der Zustimmung des Bundesrates bedarf, Anforderungen und Verfahren festlegen, wie der Verantwortliche insbesondere im Falle einer Direktlieferung von Brennstoffen an ein Unternehmen und deren Einsatzes in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage **die eine** entsprechende Menge an Brennstoffemissionen von den nach Absatz 1 zu berichtenden Brennstoffemissionen **abziehen kann**, soweit durch den Emissionsbericht nach § 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes der Einsatz dieser Brennstoffe nachgewiesen ist, **oder wie der Verantwortliche eine einvernehmliche Übertragung der Abgabepflicht auf die dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlagebetreiber vornehmen kann, soweit die hiervon betroffenen Brennstofflieferungen vom Überwachungsplan nach § 6 TEHG des Anlagenbetreibers erfasst sind.***

Begründung:

Die politisch gewünschte Vermeidung der Doppelbelastung EU-EHS-pflichtiger Anlagen bedarf einer klaren gesetzlichen Grundlage. Die Ermöglichung einer Übertragung der Abgabepflicht muss bereits im Gesetz angelegt und kann nicht erst auf dem Verordnungsweg geklärt werden, insbesondere auch weil Änderungen bei Abgabe-, Auskunfts- und Informationspflichten einer gesetzlichen Grundlage bedürfen. Der einhergehende Verwaltungsaufwand und die mit der Be- und Entlastung verbundenen Risiken müssen zudem angemessen zwischen den verpflichteten Inverkehrbringern und den zu entlastenden EHS-Anlagenbetreibern verteilt werden.

Die geplante Verordnung muss so früh wie möglich vorliegen, damit die Brennstofflieferanten die Regelungen bei der Vorlage des zu genehmigenden Überwachungsplans berücksichtigen können und die Erfassung der Brennstoffmengen und Emissionen am 1. Januar 2021 bestimmungsgemäß aufgenommen werden kann.

Die Einfügung in Absatz 5 soll ermöglichen, dass die Vermeidung von Doppelbelastungen möglichst vorab erfolgt (**ex-ante**). Dies kann, sofern technisch möglich, in einigen Fällen, zwar wie im Gesetz bereits vorgesehen, durch eine nachträgliche Freistellung von der Berichtspflicht realisiert werden (**ex-post**). Darüber hinaus sollte es aber der Bundesregierung auch ermöglicht werden, in der anstehenden Brennstoffemissionshandelsverordnung vorzusehen, dass insbesondere bei direkten Brennstofflieferbeziehungen die gewünschte Vermeidung der Doppelbelastung schon im Voraus durch eine Übertragung der Abgabepflicht vom Lieferanten auf den Anlagenbetreiber erreicht werden kann (**ex-ante**).

In einem solchen ex-ante-System wird der Brennstofflieferant für Lieferungen von Heiz- und Kraftstoffen an nachweislich EU-EHS-pflichtige Betreiber von der Abgabepflicht im Voraus befreit, indem er die Abgabepflicht unter dem BEHG auf den EU-EHS-Anlagenbetreiber über-

trägt. Der Anlagenbetreiber wird dann für Weiterleitungen von Heiz- oder Kraftstoffen oder daraus hergestellten kohlenstoffhaltigen Reststoffen an nicht-EU-EHS-Anlagen unter dem BEHG analog einem Brennstofflieferanten abgabepflichtig, soweit für die zugehörigen Emissionen nicht bereits eine Abgabepflicht unter dem Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) besteht. Die EU-EHS-pflichtigen Anlagen überarbeiten erforderlichenfalls in Abstimmung mit der zuständigen Behörde den Überwachungsplan nach § 6 TEHG, um sicherzustellen, dass die Übergabepunkte im Überwachungsplan nach § 6 TEHG des Anlagenbetreibers mit den Übergabepunkten des Überwachungsplans nach § 6 BEHG des Brennstofflieferanten übereinstimmen. Die Überwachung und Berichterstattung über eventuelle Weiterleitung von Brennstoffen oder kohlenstoffhaltigen Zwischenprodukten an Nicht-EHS-Anlagen kann auf bestehenden Anforderungen des TEHG und der Zuteilungsverordnung (ZuV) aufbauen.

4. Verlängerung der Frist für den Zukauf von Emissionsberechtigungen zum Festpreis des Vorjahres

Änderungsvorschlag zu § 10 Abs. 2 Satz 2 (Veräußerung von Zertifikaten)

Verantwortliche können ~~bis zu zehn Prozent der die~~ in einem der Jahre 2021 bis 2025 erworbenen Emissionszertifikate bis zum **28. Februar 31. August** des jeweiligen Folgejahres zur Erfüllung der Abgabepflicht nach § 8 für das Vorjahr zu dem für dieses Jahr festgelegten Festpreis erwerben.

Begründung:

Die Abgabepflicht nach § 8 endet am 31. August. Bis zu diesem Zeitpunkt muss für den Brennstofflieferanten eine Nachbeschaffung zur Erfüllung der Abgabepflicht des Vorjahres zum Festpreis des Vorjahres möglich bleiben. Nicht beeinflussbare witterungs- und konjunkturbedingte Schwankungen können zu Änderungen beim Brennstoffabsatz um mehr als 10 Prozent führen. Zudem liegen insbesondere bei Lieferungen von Brennstoffen an einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage die Angaben aus den Emissionsberichten nach dem Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) erst im April des Folgejahres der zuständigen Behörde zur Prüfung vor.

5. Übergangsregelung für Bestandsverträge der Gaslieferung

Ergänzungsvorschlag: neuer § 25 BEHG – Übergangsregelung
Beruhendie Brennstofflieferungen auf einem Bezugsvertrag, der vor dem 20. Dezember 2019 abgeschlossen worden ist, so kann der eine Vertragsteil von dem anderen einen angemessenen Ausgleich für die Belastungen aus diesem Gesetz verlangen. Satz 1 gilt nicht, soweit die Parteien einen solchen Ausgleich ausdrücklich ausgeschlossen haben. Ist die Höhe der Mehr- oder Minderbelastung streitig, so ist § 287 Abs. 1 der Zivilprozessordnung entsprechend anzuwenden.

Alternativ zu einer Kostenerstattungsregelung wäre auch eine übergangsweise Freistellung dieser Liefermengen vom nationalen Emissionshandel denkbar, um eine unbillige Härte für die betroffenen Erdgaslieferanten zu vermeiden:

Ergänzungsvorschlag: neuer § 25 BEHG – Übergangsregelung (alternativer Vorschlag)
Beruhendie Brennstofflieferungen auf einem Bezugsvertrag, der vor dem 20. Dezember 2019 abgeschlossen worden ist, finden auf diese Liefermengen die Regelungen dieses Gesetzes keine Anwendung.

Begründung:

Die Weitergabe der mit dem Emissionshandel verbundenen Kosten an den Endkunden erfolgt auf Grundlage des Energielieferungsvertrages. In der derzeitigen Fassung des BEHG ist keine Rechtsgrundlage enthalten, die eine gesetzliche Kostenwälzung auf den Kunden ermöglicht. Bei Bestandsverträgen, die vor Inkrafttreten des Gesetzes abgeschlossen wurden und deren Lieferzeitraum über 2020 hinausgeht, hängt die Möglichkeit der Kostenweitergabe maßgeblich davon ab, in welcher Art und Weise vertragliche Preisanpassungsvereinbarungen vorliegen.

Große Energiemengen werden typischerweise über langfristige Erdgaslieferungsverträge über mehrere Jahre im Voraus vermarktet.

Erdgaslieferanten verkaufen Erdgas zu einem großen Teil langfristig. Langfristige Verträge schaffen für Kunden Planungssicherheit und sind Teil der Absicherung des Portfolios. Die übliche Geschäftspraxis der letzten Jahre zugrunde gelegt, kann davon ausgegangen werden, dass Ende 2019 ca. ein Drittel der Endkundenverträge für die in 2021 umzusetzenden Erdgasmengen bereits geschlossen sind. Dies entspricht einer Energiemenge von ca. 927 TWh (Daten zum Erdgasabsatz national aus 2018, inkl. aller Anwendungen). Bei Haushaltskunden betrifft dies Verträge, in denen ein Festpreis, vorbehaltlich möglicher Änderungen staatlich induzierter Preisbestandteile wie Steuern und Umlagen sowie der Netzentgelte vereinbart wurde. Bei gewerblichen und industriellen Kunden sind mit großem Vorlauf geschlossene Verträge üblich, die zum Teil über das Jahr 2021 hinausreichen. Ebenso können Contracting- oder (Fern-)Wärmelieferverträge und Verträge mit indizierten Preisen betroffen sein.

In einer Vielzahl von langfristigen Erdgas- und Wärmelieferverträgen lassen sich die neu eingeführten „CO₂-Bepreisungen“ nicht unter die branchentypischen Preisanpassungsklauseln subsumieren.

Problematisch sind insbesondere diejenigen Vertragsgestaltungen, die keine allgemeinen Preisanpassungs- bzw. Preisvorbehaltsklauseln beinhalten und mehr oder weniger Festpreisvereinbarungen oder indizierte Preise während der Vertragslaufzeit vorsehen. Häufig finden in Erdgas- und Wärmelieferverträgen sogenannte Steuern- und Abgabeklauseln Verwendung, die eine Preisanpassung bei Änderungen staatlich induzierter Preisbestandteile ermöglichen sollen. In der praktischen Anwendung besteht jedoch insoweit Rechtsunsicherheit, ob in einer möglichen gerichtlichen Auseinandersetzung die Kosten der Zertifikate als Abgaben im Sinne der vertraglichen Vereinbarung vom Gericht anerkannt werden. Hierbei wird es im Wesentlichen auf die jeweiligen Formulierungen der Klausel ankommen, die in der Vertragspraxis sehr vielgestaltig und individuell ausfallen. Bei Festpreisverträgen, die keinerlei Preisänderungsmechanismus als Vertragsgrundlage zum Inhalt haben, kommt eine Kostenwälzung während der Vertragslaufzeit gar nicht erst in Betracht.

Bei diesen Kunden wäre nach den aktuellen Regelungen des BEHG eine Weitergabe des staatlich festgelegten CO₂-Preises für 2021 nicht rechtssicher möglich, da dieser keine typische Steuer, Abgabe oder Umlage nach bisheriger Diktion darstellt und naturgemäß auch nicht vorhersehbarerweise vor Inkrafttreten des Gesetzes in den vertraglichen Vereinbarungen mit den Kunden berücksichtigt werden konnte.

In der Erdgasbranche könnten bis zu 1.500 Mio. Euro in 2021 nicht rechtswirksam an die Endverbraucher weitergegeben werden.³

³ Für die geschätzten, bereits vertraglich vereinbarten, Energielieferungen von einem Drittel der Gesamtmenge für 2021 (Basis: Erdgasabsatz national 2018 inkl. aller Anwendungen) von 309 TWh bedeutet dies eine Summe von 1.545 Mio. Euro, die aus dem festgelegten CO₂-Preis von 25 Euro pro Tonne CO₂ resultiert (CO₂-Preis pro kWh Erdgas = ca. 0,5 ct multipliziert mit dem geschätzten Energieinhalt aus den bereits geschlossenen Verträgen für 2021, ca. ein Drittel). Differenzieren könnte man noch den EU-EHS und nEHS-Bereich, da der EU-EHS-Bereich wegen der Berücksichtigung möglicher Doppelbelastungen nicht oder nur zum Teil betroffen ist. Zieht man von dem geschätzten Erdgasabsatz für 2021 von 927 TWh den Erdgasabsatz für Elektrizitätsversorgung sowie für Wärme und Kälteversorgung (EHS) von ca. 177 TWh (Daten 2018) als wegen möglicher Doppelbelastungen nicht zu berücksichtigend ab, bleibt die Energiemenge von ca. 750 TWh im mit dem CO₂-Preis belasteten nEHS Bereich. Bei einem Drittel abgeschlossener Verträge in diesem Bereich kommt man so auf die Energiemenge von 250 TWh, für die eine Berücksichtigung des CO₂-Preises in 2021 mit rechtlichen Unsicherheiten verbunden ist. Würde der CO₂-Preis von 0,5 ct. pro kWh bei diesen 250 TWh nicht rechtssicher weitergegeben werden können, entspräche das einer Summe von ca. 1.250 Mio. Euro.

In diesem Fall würde bei dem bisher geplanten Vorgehen zum einen die Lenkungswirkung der CO₂-Bepreisung für ca. ein Drittel der verkauften Erdgasmengen entfallen, da sie nicht an den Kunden weitergegeben werden können. Zum anderen würden Energielieferanten, die diese Kosten (entgegen der Intention des BEHG) tragen müssen, wirtschaftlich extrem belastet. Diese Belastung würde für Gaslieferanten hohe wirtschaftliche Verluste bedeuten. Dies gilt umso mehr bei der vorgesehenen Erhöhung des CO₂-Einstiegspreises für 2021, die für einige Unternehmen existenzgefährdend sein könnte.

Lenkungswirkung beim Verbraucher entfällt, wenn die Kosten der Emissionszertifikate nicht an den Endverbraucher weitergegeben werden können

Aufgrund der Erwartung des Gesetzgebers, dass die mit dem Emissionshandel gewünschte „CO₂-Bepreisung“ auf den Energiepreis gewälzt wird und den Letztverbraucher zu einem sparsamen Umgang mit fossilen Energieträgern bzw. zum Fuel-Switch anreizen soll, sollte jedoch bereits im Gesetz klargelegt sein, dass die Kosten wälzbar sind. Vergleichbar dem gesetzlichen Kostenerstattungsanspruch im Umsatzsteuerrecht (§ 29 UstG) schlägt der BDEW auch für das BEHG eine entsprechende Regelung vor (siehe oben Änderungsvorschlag für neuen § 25).

Wärmelieferungen sind nicht direkt von der CO₂-Bepreisung des BEHG betroffen. Die CO₂-Bepreisung wird stattdessen indirekt über den Brennstoffbezug zur Wärmeerzeugung relevant. Es sollte geprüft werden, ob auch bei Wärmelieferungen an Letztverbraucher der Aspekt langfristig geschlossener Verträge zu berücksichtigen ist und analoge Übergangsregelungen für solche Wärmelieferungen geboten sind, um die klimapolitisch gewünschte Weitergabe des CO₂-Preissignals zu gewährleisten.

6. Hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung entlasten

Änderungsvorschlag zu § 7 Absatz 5 KWK-Gesetz

*Der Zuschlag für KWK-Strom nach den Absätzen 1 bis 4 aus KWK-Anlagen im Anwendungsbereich des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes vom 21. Juli 2011 (BGBl. I S. 1475), das zuletzt durch **Gesetz vom 18. Januar 2019 (BGBl. I S. 37) Artikel 626 Absatz 2 der Verordnung vom 31. August 2015 (BGBl. I S. 1474)** geändert worden ist, erhöht sich insgesamt um 0,3 Cent je Kilowattstunde. **Der Zuschlag für KWK-Strom nach den Absätzen 1 bis 4 aus KWK-Anlagen im Anwendungsbereich des Brennstoffemissionshandelsgesetzes vom 19. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2728) erhöht sich insgesamt um 0,6 Cent je Kilowattstunde in den Jahren 2021 bis 2022 und insgesamt um 0,8 Cent je Kilowattstunde in den Jahren 2023 bis 2024 sowie insgesamt um 1,2 Cent je Kilowattstunde ab dem Jahr 2025.***

Begründung:

Kleine KWK-Anlagen, die Teil einer Feuerungsanlage mit weniger als 20 MW Feuerungswärmeleistung sind, sind im Regelfall nicht vom EU-Emissionshandel erfasst. Durch die CO₂-Bepreisung des BEHG werden auf dezentrale KWK-Anlagen erhebliche Mehrkosten zukommen. Hinzu kommt die im Rahmen des Kohleausstiegsgesetzes geplante Begrenzung der KWKG-förderfähigen Vollbenutzungsstunden, die die Förderung für dezentrale KWK-Anlagen über eine typische zehnjährige Vertragslaufzeit in vielen Fällen um über 40 Prozent reduzieren würde.

In Summe ergäbe sich für KWK-Anlagen eine erhebliche wirtschaftliche Schlechterstellung - und das, obwohl sie aufgrund der gleichzeitigen Produktion von Strom und Wärme zu den klimaschonendsten Formen der Energieversorgung zählen. Die Realisierung von neuen KWK-Anlagen würde zudem deutlich erschwert.

Die im Folgenden vorgeschlagene Ausgleichsregelung zielt auf die KWK-Stromerzeugung außerhalb des EU-Emissionshandels. Die Kompensation ist unter der Prämisse kalkuliert, dass die KWK-Anlage die indirekte CO₂-Bepreisung des BEHG hinsichtlich Wärmeerzeugung an den Endkunden weiterwälzt (hierfür erfolgt demzufolge keine Kompensation).

Für die indirekte CO₂-Preisbelastung der KWK-Stromerzeugung für das öffentliche Netz ist allerdings keine Weiterwälzung der CO₂-Kosten auf dem Strommarkt möglich. Die derzeit geltenden KWK-Strom-Vergütungen sind seinerzeit ohne CO₂-Bepreisung kalkuliert worden.

Eine Entlastung der KWK-Stromerzeugung sollte entweder im BEHG oder bei den anstehenden Änderungen des KWK-Gesetzes vorgesehen werden⁴.

Das aktuelle KWK-Gesetz sieht seit 2012 eine Erhöhung der Zuschläge für Anlagen vor, die ab 2013 dem europäischen Emissionshandel unterliegen. Hierdurch soll gemäß Gesetzesbegründung ein Anreiz für Investitionen in diese Technologie trotz der neuen Kostenbelastung gesetzt werden. Durch die Einführung der CO₂-Bepreisung im Rahmen des BEHG sollte für nicht dem EU-Emissionshandel unterworfenen Anlagen eine analoge Kompensation für die KWK-Stromerzeugung vorgesehen werden. Die Höhe der Kompensation sollte sich nach dem vorgesehenen Festpreissystem richten.

Im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist, sollte § 7 Absatz 5 wie im oben genannten Änderungsvorschlag gefasst werden.

⁴ Siehe hierzu die Stellungnahme des BDEW zum Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz) vom 23. Januar 2020.

7. Gasförmige Biokraft- und Bioheizstoffe vom Anwendungsbereich ausnehmen

Änderungsvorschlag zu Anlage 1 (zu § 2 Absatz 1) - Brennstoffe

Brennstoffe im Sinne dieses Gesetzes sind:

1. Waren der Positionen 1507 bis 1518 der Kombinierten Nomenklatur, die dazu bestimmt sind, als Kraft- oder Heizstoff verwendet zu werden,
2. Waren der Positionen 2701, 2702 und 2704 bis 2715 der Kombinierten Nomenklatur, **ohne Biogas**,
3. ...

Begründung:

Das BEHG sieht vor, lediglich feste biogene Brennstoffe (Holz, Pellets) aus dem Anwendungsbereich auszunehmen. Gasförmige und flüssige biogene Brennstoffe werden jedoch nach § 2 Absatz 1 in Verbindung mit Anlage 1 als Untergruppen der genannten Positionen in den Anwendungsbereich einbezogen. Es ist zwar davon auszugehen, dass für viele biogene Brennstoffe sowie Wasserstoff in der nach § 7 Abs. 4 Nr. 2 vorgesehenen Rechtsverordnung ein verbrennungsbedingter CO₂-Emissionsfaktor von null festgelegt werden wird und daher eine Abgabepflicht von Zertifikaten nicht entstehen wird. Dennoch werden diese Stoffe umfassend von den Berichtspflichten nach § 7 erfasst. Für viele der betroffenen Unternehmen ergibt sich daher ein hoher Aufwand, ohne dass dieser einen Nutzen für den Klimaschutz nach sich zieht.

Der Anwendungsbereich nach Anlage 1 sollte analog Anlage 2 im Hinblick auf gasförmige Biokraft- und Bioheizstoffe eine entsprechende Ausnahme für Biogas im Sinne von § 3 Nr. 10c EnWG enthalten, um ungerechtfertigten Verwaltungsaufwand für gasförmige Biokraft- und Bioheizstoffe zu vermeiden. Eine vergleichbare Ausnahme ist in Anlage 1 bereits für Waren der Positionen 4401 und 4402 der Kombinierten Nomenklatur (feste Biobrennstoffe) vorgesehen.