

STELLUNGNAHME

zum Entwurf eines Änderungsgesetzes über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen (Brennstoffemissionshandelsgesetz – BEHG)
vom 02. März 2020

Berlin, 09.03.2020

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt rund 1.500 Stadtwerke und kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser, Abfallwirtschaft sowie Telekommunikation. Mit mehr als 268.000 Beschäftigten wurden 2017 Umsatzerlöse von mehr als 116 Milliarden Euro erwirtschaftet und rund 10 Milliarden Euro investiert. Im Endkundensegment haben die VKU-Mitgliedsunternehmen große Marktanteile in zentralen Ver- und Entsorgungsbereichen: Strom 61 Prozent, Erdgas 67 Prozent, Trinkwasser 86 Prozent, Wärme 70 Prozent, Abwasser 44 Prozent. Sie entsorgen jeden Tag 31.500 Tonnen Abfall und tragen entscheidend dazu bei, dass Deutschland mit 68 Prozent die höchste Recyclingquote in der Europäischen Union hat. Immer mehr kommunale Unternehmen engagieren sich im Breitband-Ausbau. Ihre Anzahl hat sich in den letzten vier Jahren mehr als verdoppelt: Rund 180 Unternehmen investierten 2017 über 375 Mio. EUR. Seit 2013 steigern sie jährlich ihre Investitionen um rund 30 Prozent und bauen überall in Deutschland zukunftsfähige Infrastrukturen (beispielsweise Glasfaser oder WLAN) für die digitale Kommune aus.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. · Invalidenstraße 91 · 10115 Berlin
Fon +49 30 58580-0 · Fax +49 30 58580-100 · info@vku.de · www.vku.de

› VKU-KERNFORDERUNGEN

Lenkungswirkung entfalten – Sektorenkopplung anreizen

Damit die Bundesrepublik Deutschland ihre gesetzten Klimaziele möglichst effizient erreichen kann, muss das nationale Emissionshandelssystem zeitnah eine deutliche Lenkungswirkung entfalten. Je niedriger das CO₂-Preissignal zu Beginn gesetzt wird, desto steiler wird der Preisfad bis 2030 werden. Daher wird die - politisch vereinbarte - geplante Anhebung der Festpreise in der Einführungsphase vom VKU begrüßt.

Auch die Wettbewerbsfähigkeit emissionsarmer Technologien im Wärme- und Verkehrssektor hängt maßgeblich von der zu entfaltenden Lenkungswirkung des Emissionshandels ab. Um die erforderliche Sektorenkopplung anzureizen, sollte die CO₂-Bepreisung in eine verursachungsgerechte Neuausrichtung aller klimapolitisch motivierten Energiepreisbestandteile eingebettet sein. Erneuerbarer Strom für den Einsatz in den Sektoren Wärme und Verkehr ist ansonsten weiterhin nicht konkurrenzfähig gegenüber fossilen Energieträgern.

Die Ausgestaltung der geplanten CO₂-Bepreisung führt allerdings zu rechtlichen Unsicherheiten in bestehenden Lieferverträgen. Es ist weiterhin ungeklärt, inwieweit Vertriebe die Kosten, welche durch die Abgabepflicht von Zertifikaten nach dem BEHG entstehen, an Endkunden weitergeben können. Damit droht die Gefahr, dass kommunalen Unternehmen unnötigerweise hohe Kosten entstehen. Der VKU hat von seinen fast 1.500 Mitgliedsunternehmen zahlreiche Rückmeldungen erhalten, dass das Risiko erheblich ist, die Kosten aus der ab 2021 geplanten CO₂-Bepreisung in bestehenden Altverträgen nicht vollständig weitergeben zu können. Für einzelne Mitgliedsunternehmen können Risikopositionen von bis zu einer halben Million Euro auftreten. Über alle betroffenen kommunalen Unternehmen kumuliert droht ein Kostenrisiko im dreistelligen Millionenbereich.

Eine Lenkungswirkung kann das nationale Emissionshandelssystem entfalten, wenn die vollständige Kostenweitergabe an Letztverbraucher gesichert ist. Der VKU fordert daher, für die vom BEHG erfassten Unternehmen die Option der Kostenweitergabe konkret im Änderungsgesetz zum BEHG zu verankern.

Klärschlämme und Abfälle vom Emissionshandel ausnehmen – Gebührenstabilität gewährleisten

Aus dem BEHG ergibt sich grundsätzlich für die Erzeugung und Nutzung von Klärschlamm sowie Siedlungsabfällen der notwendige Erwerb von Zertifikaten. Diese entstehen bei der

Abfall- und Abwasserentsorgung. Durch ihre Nutzung heben kommunale Unternehmen – zusätzlich zur Gewährleistung der Entsorgung – die gesetzlich geforderten Energiepotenziale und tragen damit zum Klimaschutz bei.

Der VKU begrüßt, dass das BEHG vorsieht, die biogenen Brennstoffemissionen bei entsprechendem Nachhaltigkeitsnachweis mit dem Emissionsfaktor Null belegen zu können. Hierfür hatte sich der VKU maßgeblich im Gesetzgebungsverfahren eingesetzt. Entscheidend ist nun, dass in der noch zu erarbeitenden Durchführungsverordnung gemäß § 7 Abs. 4 Nr. 2 die Standardwerte von Emissionsfaktoren für Brennstoffe wie Klärschlamm angemessen ausgestaltet werden.

Auf die Zusammensetzung der Abfälle haben die Entsorgungsunternehmen keinen Einfluss. Selbst der Einfluss der Abfallerzeuger auf die Zusammensetzung der Abfälle ist oftmals gering oder nur indirekt möglich, wie über Kaufentscheidungen bei Produkten. Insbesondere bei der Entsorgung überlassungspflichtiger Siedlungsabfälle und von gefährlichen Abfällen haben die zuständigen öRE, Landesgesellschaften bzw. Unternehmen grundsätzlich auch keine Wahlmöglichkeit der Annahme oder Zurückweisung der Abfälle. Eine CO₂-Bepreisung der Emissionen aus der Abfallentsorgung entfaltet deshalb keinerlei Lenkungswirkung in Richtung einer Emissionsminderung und ist somit kontraproduktiv und durch den Zweck des Gesetzes nicht gedeckt. Sie würde so außerdem zu nicht gerechtfertigten Mehrbelastungen der Gebührenzahler und hauptsächlich der mittelständischen Wirtschaft in Milliardenhöhe führen.

Die genannten Abfälle müssen daher vom Emissionshandel durch eine entsprechende Ergänzung im vorliegenden Gesetzesentwurf ausgenommen werden.

Doppelbelastung von Kraftwerken im ETS und im nEHS zwingend vermeiden

Zur zwingenden Vermeidung von Doppelbelastungen von Kraftwerken im ETS und im nEHS sowie zur Erhöhung der Planungssicherheit sollten Verantwortliche für Brennstoffmengen, die in den dem ETS unterliegenden Anlagen verwendet werden, vom Erwerb der entsprechenden Mengen an nEHS-Emissionszertifikaten befreit werden. Angesichts der Tragweite dieser Weichenstellung sollte eine entsprechende Regelung unmittelbar im Gesetz vorgenommen werden.

› EINLEITUNG

Der VKU unterstützt, dass mit dem vorgelegten „Referentenentwurf für ein Gesetz zur Änderung des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG)“ die Festpreise in der Einführungsphase angehoben werden sollen.

Grundsätzlich kritisch wird allerdings bewertet, dass das nationale Emissionshandelssystem (nEHS) nicht – wie vom VKU in seiner Studie zur CO₂-Bepreisung¹ vorgeschlagen – in eine grundlegende Reform des Abgabe- und Umlagesystems eingebettet wird.

Nur durch eine verursachungsgerechte Neuausrichtung aller klimapolitisch motivierten Energiepreisbestandteile können strombasierte Technologien (bspw. Elektromobilität, Power-to-X, Wärmepumpen) und Energiespeicher gegenüber vorrangig auf fossilen Energieträgern basierenden Technologien wettbewerbsfähiger werden.

Dadurch würden zugleich Sektorenkopplungstechnologien in den Markt gezogen sowie Flexibilitätsoptionen im Energiesystem angereizt („Dreiklang der Energiewende“).

Weiterhin dringend überprüfungsbedürftig ist nach Auffassung des VKU die Anwendung des Emissionshandels auch auf die Entsorgung von Siedlungsabfällen und gefährlichen Abfällen. Diese Regelung entfaltet keine Lenkungswirkung und führt nur zu erheblichen Mehrkosten bei den betroffenen kommunalen Unternehmen.

Die Doppelerfassung von Emissionen aus Anlagen, welche im Europäischen Emissionshandel erfasst sind, ist unbedingt zu vermeiden. Eine entsprechende Regelung sollte schon im Gesetz verankert werden.

Die Frist zum Erwerb von Zertifikaten für Emissionen aus dem Vorjahr ist deutlich zu verschieben, da zum Stichtag 28. Februar nicht sichergestellt werden kann, welche physischen Mengen tatsächlich zu melden sind.

Der VKU schlägt vor, folgende Umsetzungsempfehlungen für das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) im weiteren Verfahren zu berücksichtigen.

¹ Die VKU-Studie "Finanzierung der Energiewende - Reform der Entgelte- und Umlagesystematik" wurde am 14.06.2019 veröffentlicht (vgl. www.vku.de/finanzierung-der-energiewende).

› ZU DEN REGELUNGEN IM EINZELNEN

Zielorientierung und Wirkung des Gesetzes

- › **§ 1 Zweck dieses Gesetzes ist es, die Grundlagen für den Handel mit Zertifikaten für Emissionen aus Brennstoffen zu schaffen und für eine Bepreisung dieser Emissionen zu sorgen, soweit diese Emissionen nicht vom EU-Emissionshandel erfasst sind, um damit zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele, einschließlich des langfristigen Ziels der Treibhausgasneutralität bis 2050, und zur Erreichung der Minderungsziele nach der EU-Klimaschutzverordnung sowie zur Verbesserung der Energieeffizienz beizutragen. Zweck des nationalen Emissionshandelssystems ist die Bepreisung fossiler Treibhausgasemissionen.**

Das Gesetz sollte daher sicherstellen, dass diese Lenkungswirkung durch die Weitergabe der Zertifikatekosten an die Letztverbraucher konsistent erreicht wird. Daher schlagen wir folgende Ergänzung vor:

- › **Änderungsvorschlag zu § 1:**
- › **Zweck dieses Gesetzes ist es, die Grundlagen für den Handel mit Zertifikaten für Emissionen aus Brennstoffen zu schaffen und für eine Bepreisung dieser Emissionen zu sorgen, soweit diese Emissionen nicht vom EU-Emissionshandel erfasst sind, um damit zur Erreichung der nationalen Klimaschutzziele, einschließlich des langfristigen Ziels der Treibhausgasneutralität bis 2050, und zur Erreichung der Minderungsziele nach der EU-Klimaschutzverordnung sowie zur Verbesserung der Energieeffizienz beizutragen. Zweck des nationalen Emissionshandelssystems ist die Bepreisung fossiler Treibhausgasemissionen durch einen Preisaufschlag in Höhe der Zertifikatekosten auf die Brennstoffpreise für Letztverbraucher.**

Begründung:

Grundgedanke des BEHG ist, die Emission von Treibhausgasen in ein kostenpflichtiges Gut zu verwandeln, indem die Emission solcher Gase an den Besitz von Zertifikaten zur Emission von Treibhausgasen geknüpft wird. Durch den nEHS werden daher alle Verantwortlichen verpflichtet, eine Anzahl von Zertifikaten zu erwerben, die der entgeltlich veräußerten Mengen an Brennstoffen des jeweiligen Jahres entspricht.

Dadurch entstehen zusätzliche Kosten in Höhe der Zertifikatepreise, die alle Verpflichteten gleichermaßen betreffen. Dies führt letztendlich zu Kraft- und Brennstoffpreisen, die sich stärker am CO₂-Gehalt ausrichten werden bzw. müssen.

Die Zertifikatekosten müssen daher - unabhängig von der noch umstrittenen Rechtsnatur der CO₂-Bepreisung - vollständig an die Verbraucher weitergegeben werden können, da diese keine Option haben, Brennstoffe ohne Preisaufschlag zu erwerben.

Diesem Zweck dient der Änderungsvorschlag, der rechtssystematisch zum Zweck des Gesetzes gehört.

Anwendungsbereich

› **§ 2 Regenerativ erzeugte Brennstoffe aus dem nationalen Zertifikatehandel ausnehmen**

Das Gesetz sollte sicherstellen, dass die klimapolitisch sinnvolle und gewollte Nutzung erneuerbarer Brennstoffe vom Anwendungsbereich ausgenommen ist. Daher ist Anlage 1 zum BEHG wie folgt anzupassen:

› **Änderungsvorschlag:**

zu Anlage 1 (zu § 2 Absatz 2) BEHG:

(1)...

(2) Als Brennstoffe im Sinne dieses Gesetzes gelten mit Ausnahme von Torf und Waren der Positionen 4401 und 4402 der Kombinierten Nomenklatur auch:

1. andere als die in Absatz 1 genannten Waren, die zur Verwendung als Kraftstoff oder als Zusatz oder Verlängerungsmittel von Kraftstoffen bestimmt sind oder als solche zum Verkauf angeboten oder verwendet werden,
2. andere als die in Absatz 1 genannten Waren, ganz oder teilweise aus Kohlenwasserstoffen, die zur Verwendung als Heizstoff bestimmt sind oder als solche zum Verkauf angeboten oder verwendet werden.

Hiervon sind die in § 1b Abs. 1 EnergieStV genannten Energieerzeugnisse sowie gasförmige Kohlenwasserstoffe, die aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen gewonnen werden und bei der Lagerung von Abfällen oder bei der Abwasserreinigung anfallen, ausgenommen. ...

Begründung:

Gemäß § 1 des BEHG wird mit dem nationalen Emissionshandelssystem der Zweck angestrebt, fossile Treibhausgasemissionen zu bepreisen. Brennstoffe, die fossile Treibhausgase emittieren, werden nach § 2 BEHG unter Rückgriff auf § 1 EnergieStG, der wortgleich mit Anlage 1 zum BEHG ist, definiert.

Dies führt in der aktuellen Fassung des BEHG dazu, dass die Nutzung klimapolitisch sinnvoller Energieerzeugnisse wie Klärschlämme und Siedlungsabfälle, die gemäß § 1b Abs. 1 Energiesteuerverordnung keine Energieerzeugnisse darstellen, grundsätzlich dem nationalen Emissionshandelssystem unterfallen würden. Daher kommt der Ausgestaltung der Durchführungsverordnung gemäß § 7 Abs. 4 Nr. 2 BEHG zur Festlegung von Standardwerten von Emissionsfaktoren für Brennstoffe eine besondere Bedeutung zu (siehe unten).

Die Einbeziehung der Abfallverbrennung würde sogar zu ungerechtfertigten Mehrkosten in Höhe von ca. 1,2 Mrd. EUR pro Jahr ab dem Jahr 2026 führen (Abschätzung durch die ITAD). Aus VKU-Sicht bedarf es einer eindeutigen Differenzierung im BEHG zwischen den eigentlichen adressierten Brennstoffen (fossile Primärbrennstoffe) und den klimapolitisch sinnvollen und gewollten Brennstoffen (erneuerbare und klimaneutrale) durch eine entsprechende Ausnahme in Anlage 1 zum BEHG.

Vom Anwendungsbereich des BEHG sind aus den oben genannten Gründen die in § 1b Abs. 1 EnergieStV aufgeführten Energieerzeugnisse ebenfalls klarstellend auszunehmen. Energiesteuerrechtlich ist § 1b Abs. 1 EnergieStV eine Klarstellung zu § 1 EnergieStG.

Ermittlung und Bericht über Brennstoffemissionen

› § 7 Doppelbelastungen zwingend vermeiden, Planungssicherheit erhöhen

Zur zwingenden Vermeidung von Doppelbelastungen von Kraftwerken im ETS und im nEHS sowie zur Erhöhung der Planungssicherheit sollten Verantwortliche für Brennstoffmengen, die in dem ETS unterliegenden Anlagen verwandt werden, vom Erwerb der entsprechenden Mengen an nEHS-Emissionszertifikaten befreit werden.

Begründung:

Laut Gesetzentwurf sollen Doppelbelastungen infolge des Einsatzes von Brennstoffen in einer dem EU-Emissionshandel unterliegenden Anlage vermieden werden.

Hierzu ist in § 7 Abs. 5 zwar eine Verordnungsermächtigung vorgesehen. Angesichts der Tragweite dieser Weichenstellung sollte eine solche Regelung allerdings unmittelbar im Gesetz vorgenommen werden. Ebenfalls sollte die Regelung so ausgestaltet werden, dass es bei bereits laufenden Planungen nicht zu Verunsicherungen und damit zu Verzögerungen kommt.

Der VKU regt daher an, in § 7 eine Regelung aufzunehmen, wonach der Verantwortliche für Brennstoffmengen, die in dem ETS unterliegenden Anlagen verwandt werden, vom Erwerb der entsprechenden Mengen an nEHS-Emissionszertifikaten befreit wird.

Durch unterschiedliche CO₂-Preise im ETS und nEHS entstehen Wettbewerbsverzerrungen zwischen KWK-Anlagen.

Dadurch, dass der CO₂-Preis für Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen, die am europäischen Emissionshandel (EU-ETS) teilnehmen, gegenüber dem Preis im nEHS unterschiedlich sein wird, werden sich Wettbewerbsverzerrungen zwischen großen und kleinen KWK-Anlagen ergeben.

Während KWK-Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW_{th} dem EU-ETS unterliegen und somit den dortigen CO₂-Preis zahlen, werden zukünftig kleinere KWK-Anlagen mit einer geringeren Wärmeleistung – wie bspw. BHKWs – am nationalen Emissionshandelssystem teilnehmen. Wenn der CO₂-Preis im nEHS höher ist als im EU-ETS, stellt sich die am nEHS teilnehmende Anlage im Vergleich zur größeren KWK-Anlage im EU-ETS schlechter. Dieser Effekt verstärkt sich nochmals, wenn die KWK-Anlage im EU-ETS für die Wärmeproduktion eine kostenlose Zertifikatszuteilung erhält.

Der VKU begrüßt, dass mit der Regelung in § 7 Abs. 4 Nr. 2 BEHG die biogenen Brennstoffemissionen bei entsprechendem Nachhaltigkeitsnachweis mit dem Emissionsfaktor Null belegt werden können. Hierfür hatte sich der VKU maßgeblich im Gesetzgebungsverfahren eingesetzt. Entscheidend ist nun, dass in der noch zu erarbeitenden Durchführungsverordnung die Standardwerte von Emissionsfaktoren für Brennstoffe wie Klärschlamm angemessen ausgestaltet werden. Der VKU geht nach derzeitigen Erkenntnissen und den Erfahrungen von Mitgliedsunternehmen davon aus, dass der biogene Anteil von Nassschlamm bei nahezu 100 Prozent liegt.

Zeitraum zum Erwerb von Zertifikaten zum Preis des Vorjahres

› § 10 (2) In der Einführungsphase werden die Emissionszertifikate zunächst zum Festpreis verkauft. Für die Dauer Verkaufs beträgt der Festpreis pro Emissionszertifikat

1. im Zeitraum 1. Januar 2021 bis zum 31. Dezember 2021: 25 Euro,
2. im Zeitraum 1. Januar 2022 bis zum 31. Dezember 2022: 30 Euro,
3. im Zeitraum 1. Januar 2023 bis zum 31. Dezember 2023: 35 Euro,
4. im Zeitraum 1. Januar 2024 bis zum 31. Dezember 2024: 45 Euro,
5. im Zeitraum 1. Januar 2025 bis zum 31. Dezember 2025: 55 Euro.

Verantwortliche können bis zu 10 Prozent der in einem der Jahre 2021 bis 2025 erworbenen Emissionszertifikate bis zum 28. Februar des jeweiligen Folgejahrs zur Erfüllung der Abgabepflicht nach § 8 für das Vorjahr zu dem für dieses Jahr festgelegten Festpreis erwerben. Für das Jahr 2026 wird ein Preiskorridor mit einem Mindestpreis von 55 Euro pro Emissionszertifikat und einem Höchstpreis von 60 Euro pro Emissionszertifikat festgelegt.

Wir schlagen folgende Änderung vor:

› Änderungsvorschlag zu §10 (2):

› In der Einführungsphase werden die Emissionszertifikate zunächst zum Festpreis verkauft. Für die Dauer Verkaufs beträgt der Festpreis pro Emissionszertifikat

1. im Zeitraum 1. Januar 2021 bis zum 31. Dezember 2021: 25 Euro,
2. im Zeitraum 1. Januar 2022 bis zum 31. Dezember 2022: 30 Euro,
3. im Zeitraum 1. Januar 2023 bis zum 31. Dezember 2023: 35 Euro,
4. im Zeitraum 1. Januar 2024 bis zum 31. Dezember 2024: 45 Euro,
5. im Zeitraum 1. Januar 2025 bis zum 31. Dezember 2025: 55 Euro.

Verantwortliche können bis zu 10 Prozent der in einem der Jahre 2021 bis 2025 erworbenen Emissionszertifikate bis zum **30. September** des jeweiligen Folgejahrs zur Erfüllung der Abgabepflicht nach § 8 für das Vorjahr zu dem für dieses Jahr festgelegten Festpreis erwerben. Für das Jahr 2026 wird ein Preiskorridor mit einem Mindestpreis von 55 Euro pro Emissionszertifikat und einem Höchstpreis von 60 Euro pro Emissionszertifikat festgelegt.

Begründung:

Zur Frist 28. Februar liegt ggf. noch nicht die vollständige Abrechnung der Brennstoffmengen der Gaslieferanten vor.

Sei es, weil bspw. die Fristen für den Mehr- und Mindermengen-Prozess noch laufen (31. März) oder weil die Emissionsberichte einer nach dem EU-Emissionshandel verpflichteten Anlage noch nicht vorliegen (April).

Ohne eine vollständige Abrechnung ist es aber nicht möglich, die korrekte Menge notwendiger Zertifikate zu erwerben.

Überdies endet die Abgabepflicht nach § 8 erst am 30. September eines Jahres und bis zu diesem Zeitpunkt muss auch gewährleistet sein, Zertifikate erwerben zu können.