

Berlin, 05. November 2019

MWV-Positionspapier

Entwurf eines Gesetzes über einen nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen (Brennstoffemissionshandelsgesetz – BEHG)
Kabinettsbeschluss vom 23.10.19

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Umwelt, Naturschutz
und nukleare Sicherheit
Ausschussdrucksache
19(16)293-G
zur Anhörung am 06.11.19
05.11.2019

Grundsätzliche Erwägungen

Die vorliegende Stellungnahme gibt nicht die Auffassung des Ausschusses wieder, sondern liegt in der fachlichen Verantwortung des/der Sachverständigen. Die Sachverständigen für Anhörungen/Fachgespräche des Ausschusses werden von den Fraktionen entsprechend dem Stärkeverhältnis benannt.

Grundsätzlich unterstützt die Mineralölindustrie marktwirtschaftliche Instrumente wie Emissionshandel oder CO₂-Bepreisung zur Umsetzung der Klimaschutzziele. Im Idealfall geben diese marktbasierenden Mechanismen einen Anreiz, Markteinführung und Markthochlauf emissionsarmer bzw. klimaneutraler Kraft- und Heizstoffe von Seiten der Produzenten deutlich zu beschleunigen. Ein solcher Wettbewerb um die günstigsten CO₂-Vermeidungskosten ist im Sinne der Klimaschutzziele sowie der Verbraucher und der Volkswirtschaft insgesamt.

Der aktuelle BEHG-Vorschlag - das heißt ein Auf- oder Zuschlag zur heutigen mengenorientierten Energiesteuer - reicht jedoch nicht aus, um wachsende Anteile erneuerbarer Kraftstoffe, die zur Erreichung der klimapolitischen Ziele notwendig wären, in den Markt zu bringen. Wir werben deshalb für eine flankierende Umstellung der bestehenden Energiesteuern auf Kraftstoffe hin zu einem CO₂-Bepreisungssystem. Dies würde bereits kurzfristig ein kräftiges, aber sozial verträgliches Preissignal schaffen. Durch den höheren CO₂-Preis würde auf der Angebotsseite der Anreiz zur beschleunigten Marktdurchdringung von Treibhausgas (THG)-reduzierten Kraftstoffen geschaffen.

Ausführungen zum Gesetzgebungsverfahren

Es liegt sicherlich im Interesse des Parlaments, die ihm angemessenen Mitwirkungsrechte zu wahren. Dies gilt vor allem auch mit Blick auf die zahlreichen Verordnungsermächtigungen, die der Bundesregierung wesentliche Änderungen ohne Beteiligung der Legislative erlauben sollen. Darüber hinaus sollten der Gesetzentwurf und alle dazugehörigen Verordnungsentwürfe vollständig vorliegen. Nur so ist für die Mineralölwirtschaft als maßgeblich betroffene Branche eine Gesamtbewertung des Gesetzentwurfes möglich.

Wir bedauern, dass das federführende Bundesumweltministerium einem fachlichen Austausch nicht ausreichend Zeit eingeräumt und die formale Frist zur Anhörung auf wenige Stunden beschränkt hat. Dies insbesondere auch deshalb, weil unsere Mitgliedsunternehmen als die entscheidenden Inverkehrbringer von Kraft- und Heizstoffen ihre Expertise gerne in die zukünftigen Regelungen eingebracht hätten. Den Hinweis im Beiblatt der Kabinettsvorlage, dass „Länder und Verbände beteiligt wurden“, können wir nur formal bestätigen.

Wesentliche Kritikpunkte

1. Eine Lenkungswirkung hin zu THG-reduzierten Kraft- und Brennstoffen im eingangs genannten Sinne kann überhaupt nur dann erfolgen, wenn die spezifischen Treibhausgas-Emissionen der in den Verkehr gebrachten Kraftstoffe als Berechnungsgrundlage zugrunde gelegt werden. In der Begründung wird explizit auf den Zweck des Gesetzes verwiesen, die Emissionen fossiler Kraftstoffe zu bepreisen. Dies sollte auch bei der Definition der Brennstoffemissionen deutlich werden.

Formulierungsvorschlag:

„§ 3 Begriffsbestimmungen

1. *Brennstoffemission:*

Die Menge an Kohlendioxid in Tonnen, die bei einer Verbrennung von fossilen Brennstoffen oder dem fossilen Anteil in Brennstoffgemischen nach Anlage 1 freigesetzt werden kann und dem Verantwortlichen infolge des Inverkehrbringens nach § 2 Absatz 2 zugerechnet wird.“

Begründung:

Wie in der Begründung zum Gesetz ausdrücklich erwähnt, soll es die Grundlage schaffen für einen Zertifikatehandel für Emissionen, die fossilen Brennstoffen zuzurechnen sind. Dies würde mit der von uns vorgeschlagenen Änderung erreicht.

Darüber hinaus ist sicherzustellen, dass nicht nur Biokraftstoffe, sondern auch treibhausgasarme oder -neutrale E-Fuels einen spezifischen Emissionsfaktor mit dem Wert Null erhalten. Dies entspricht der nationalen Treibhausgas-Emissionsberichterstattung des Umweltbundesamtes und der Berechnungspraxis der Nationalen Plattform Zukunft der Mobilität (NPM). Zudem ist zu berücksichtigen, dass Biokraftstoffe ihre verbrennungsbedingten Treibhausgas-Emissionen zuvor durch Photosynthese der Atmosphäre entzogen haben. Ähnliches gilt für strombasierte Kraftstoffe, für deren Herstellung eine CO₂-Quelle benötigt wird.

2. Wichtig ist, dass THG-Minderungen, die im Raffinerieprozess verwirklicht werden, z. B. durch Einsatz von „grünem“ Wasserstoff sowie durch Co-Processing von Rest- und Abfallstoffen, zu einer entsprechenden Minderung des Bedarfs an Emissionszertifikaten führen. Diese THG-Minderung wird zukünftig im Rahmen der THG-Quote zertifiziert.

Daher schlagen wir vor, in der Ermächtigungsgrundlage in § 7 Absatz 4 vorzusehen, dass die verpflichteten Unternehmen die Möglichkeit erhalten, die im Rahmen der THG-Quote zertifizierten Minderungen im Raffineriebereich bei der Ermittlung des Bedarfs an Emissionszertifikaten in Abzug zu bringen. Dies trägt auch zur Verringerung des bürokratischen Aufwands bei.

3. Für die Wettbewerbsfähigkeit insbesondere der energieintensiven Industrien in Deutschland, zu denen die deutschen Raffinerien zählen, ist der rechtssichere Ausschluss einer Doppelbelastung für EU ETS-Anlagen, die auch vor dem europäischen Beihilferecht Bestand hat, von entscheidender Bedeutung. In Übereinstimmung mit dem BDI schlagen wir im entsprechenden § 7 folgende Ergänzung vor:

„In der Rechtsverordnung nach Satz 2 ist auch zu regeln, dass für Brennstoffmengen, die in EU-Emissionshandelspflichtigen Anlagen genutzt werden, zum Zeitpunkt der Lieferung keine Kosten aus dem nationalen Emissionshandel berechnet werden dürfen. Der EU-Emissionshandel-Anlagenstatus nach Satz 3 wird auf Antrag jährlich durch einen behördlichen Bescheid nachgewiesen.“

Darüber hinaus bleibt es völlig unklar, wie eine Doppelbelastung rechtssicher vermieden werden kann, wenn z. B. Heizöl über mehrere Handelsstufen hinweg geliefert wird.

4. Es ist entscheidend, dass der Deutsche Bundestag über die in § 11 angestrebte Regelung zum Ausgleich indirekter Belastungen wacht und dieses Recht durch folgende Änderungen im Gesetz festgeschrieben wird:

„(2) Die Bundesregierung wird durch Rechtsverordnung, die ~~nicht~~ der Zustimmung des Bundestages bedarf, Einzelheiten über die vollständige finanzielle *ex ante* Kompensation für Anlagenbetreiber im Sinne des § 3 Nummer 2 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes regeln, die Brennstoffe nach Anlage 1 einsetzen, für die nach diesem Gesetz Emissionszertifikate abgegeben wurden und aufgrund deren Einsatz in der emissionshandlungspflichtigen Anlage auch nach dem Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz Berechtigungen abgegeben werden müssen.

(3) Die Bundesregierung wird ermächtigt, für die Zeit ab dem 1. Januar ~~2022~~ 2021 durch Rechtsverordnung, die ~~nicht~~ der Zustimmung des ~~Bundesrates~~ Bundestages bedarf, die erforderlichen Maßnahmen zur Vermeidung von Carbon-Leakage und zum Erhalt der EU-weiten und internationalen Wettbewerbsfähigkeit betroffener Unternehmen zu regeln. Die Maßnahmen sollen vorrangig durch finanzielle Unterstützung ~~für klima-~~ ~~freundliche Investitionen~~ erfolgen.“

5. „Im Interesse einer einfachen Administrierbarkeit“ erfolgt eine zu stark vereinfachende Anknüpfung an das nationale Energiesteuerrecht. Dadurch werden dort bestehende Problematiken in das nationale Emissionshandelsgesetz übernommen. Ferner bleiben viele Aspekte ungelöst. Zu nennen sind:
- a) Der Verantwortliche wird als Steuerschuldner im Sinne des Energiesteuergesetzes definiert. Dies führt dazu, dass Lohnverarbeitungsbetriebe (z. B. Gemeinschaftsraffinerien) und Tanklagerunternehmen zum nationalen Emissionshandel verpflichtet werden, obwohl sie lediglich Dienstleister und nicht Eigentümer der Brennstoffe sind. Der Wareneigentümer entscheidet über die Verwendung der Waren und damit auch über die Energiesteuerentstehung. Aus diesem Grund hat der Gesetzgeber Ausnahmen bei der nationalen THG-Quote geschaffen, die für diese Fälle auch hier vorzusehen sind.¹ In Einzelfällen muss daher ein abweichender Verantwortlicher definiert werden (Ergänzung in § 3 Nr. 3).
 - b) Es fehlen Erstattungsregelungen für die Fälle, in denen bereits versteuerte Kraftstoffe wieder entsteuert werden, z. B. weil sie in eine Raffinerie zurückgenommen, in einen anderen EU-Mitgliedstaat verbracht oder in ein Drittland exportiert werden.² Dies muss auch im BEHG nachvollzogen werden. Ohne solche Erstattungsregelungen kommt es zur Doppelbelastung, wenn diese Brennstoffe z. B. wieder aus der Raffinerie entnommen, dann erneut versteuert und mit Zertifikaten versehen werden müssen. Das Quotenrecht hat dieser Entsteuerung mit entsprechenden Ausnahmen Rechnung getragen.³
 - c) Es sollte ein dynamischer Verweis auf das Energiesteuergesetz aufgenommen werden. Andernfalls muss auch das BEHG bei Änderungen des Energiesteuergesetzes angepasst werden. Ebenso sollten die in der Anlage aufgeführten Codes der kombinierten Nomenklatur einen dynamischen Verweis auf die jeweilige aktuelle Fassung des Energiesteuergesetzes enthalten, um Inkonsistenzen zwischen den beiden Gesetzen bei Änderungen dieser Codes zu vermeiden.

¹ § 37a Abs. 2 BImSchG

² z. B. § 8 Abs. 7; § 46 Abs. 1; § 47 Abs. 1 EnergieStG; die Erstattung bei der Ausfuhr ist im EnergieStG gar nicht geregelt

³ §§ 37a Abs. 4 Satz 9 und 37b Absatz 8 Satz 2 BImSchG