

zur

Kompensation der Strompreiseffekte des Emissionshandels: Informeller Kommissionsentwurfs zur Überarbeitung der EU- Umweltbeihilfeleitlinien und diesbezügliche Fragen des BMWi

5. Mai 2010

Zusammenfassung

Die deutsche Industrie ist aufgrund des hohen Anteils zwangsläufig stromintensiver Grundstofferzeugungen in besonderem Maße durch die emissionshandelsbedingten Strompreissteigerungen belastet. Allein in Deutschland belaufen sich die zusätzlichen Kosten für die Industrie auf ca. €2.9 Milliarden jährlich¹. Eine adäquate finanzielle Kompensation dieser Kosten, wie in Art. 10a Absatz 6 der Emissionshandelsrichtlinie vorgesehen, ist daher dringend nötig.

Die novellierten EU-Beihilferegeln werden den Rahmen für die finanzielle Kompensation festlegen. In Ergänzung zu der VIK-Stellungnahme vom 14.09.2009 möchte der VIK den inoffiziellen Entwurf der EU-Beihilferegeln, datiert Dezember 2009, kommentieren und auf die diesbezüglichen Fragen des BMWi eingehen. Die wichtigsten Punkte lassen sich wie folgt zusammenfassen:

1. Die Carbon Leakage Liste sollte zur Identifikation der zu kompensierenden Sektoren dienen.
2. Eine vollständige Kompensation der emissionshandelsbedingten Strommehrkosten ist nötig.
3. Ein Rücktransfer rechtmäßig erhaltener Strompreiskompensationen bei Betriebsstilllegungen darf nicht vorgesehen werden.

VIK-Stellungnahme

1. Definition der von indirektem Carbon Leakage betroffenen Sektoren: Direkte und indirekte Kosten müssen gleichberechtigt behandelt werden

EU-Entwurf: Für die Bewertung des Verlagerungsrisiko aufgrund indirekter Kosten werden auf (Sub)Sektorebene zwei Kriterien angesetzt: (1) Indirekte Kosten von min. 5% der BWS (oder 3,5 kWh/BWS) und (2) eine Handelsintensität von 10%.

¹ Diese Kalkulation basiert auf dem industriellen Stromverbrauch in Deutschland (255.6 TWh), dem CO₂-Faktor des preissetzenden Kraftwerks in Deutschland (0.7 t CO₂/MWh) und dem derzeitigen CO₂-Preis für 2013 (€16/t CO₂).

Um Carbon Leakage zu verhindern, müssen die direkten und indirekten Kosten des Emissionshandels gleichermaßen ausgeglichen werden. Für ihre direkten Emissionen erhalten alle auf der Carbon Leakage Liste identifizierten Sektoren eine kostenlose Zuteilung von Emissionsrechten auf Grundlage von Produkt-Benchmarks. Analog sollten diese – von Produktionsverlagerung bedrohten - Sektoren eine finanzielle Kompensation für ihre Kosten aus indirekten Emissionen erhalten. Der VIK hält es daher für geboten, die Carbon Leakage Liste zur Definition der zu kompensierenden Sektoren zu nutzen. Um eine Gleichberechtigung von Kosten aus direkten und indirekten Emissionen zu gewährleisten, sollte diese Liste von Sektoren auch für diese Zwecke nicht weiter eingeschränkt werden.

Sollte die Carbon Leakage Liste – aus politischen Gründen – dennoch weiter eingeschränkt werden müssen, so muss sichergestellt werden, dass all jene Unternehmen kompensiert werden, die eine signifikante Belastung durch Kosten aus indirekten Emissionen tragen. Wenn nur die Belastung aus den indirekten Emissionen betrachtet wird, müsste der Schwellenwert erheblich abgesenkt werden. Ein Anteil der ETS-bedingten Strommehrkosten von 2.5 % an der Bruttowertschöpfung könnte ein Ausgangspunkt der Betrachtung sein. Denn: die Entlastung von den direkten Kostenwirkungen in Form der Befreiung von der Ersteigerungspflicht setzt bei einer Belastungswirkung von 5 % aus direkten plus indirekten Effekten ein. Die direkten Belastungen können dabei auch deutlich unter 5 % liegen. Bei alleiniger Betrachtung der Kosten aus indirekten Emissionen erscheint eine Halbierung des Wertes daher gerechtfertigt. In diesem Zusammenhang muss aber beachtet werden, dass die Carbon Leakage Liste die indirekten Kosten unterschätzt². Um der in der Richtlinie angelegten Gleichberechtigung von direkten und indirekten ETS-Kostenbelastungen nachzukommen, erscheint daher ein Schwellenwert unter 2.5% gerechtfertigt.

Das Kriterium der Handelsintensität ist in der Erstellung der Carbon Leakage Liste bereits berücksichtigt. Da diese Liste zur Definition der zu kompensierenden Sektoren herangezogen werden soll, ist die Handelsintensität adäquat einbezogen.

Da es einigen Unternehmen nicht möglich ist, ihre Standortgefährdungen auf der Ebene NACE 4 darzustellen, sollte den Unternehmen die Möglichkeit eingeräumt werden, ihre Betroffenheit auf Prodcom bzw. Produkt- oder Produktlinienbeschreibungen nachzuweisen. Wenn Unternehmen nicht in einen gefährdeten Sektor fallen, sie aber in ihrer konkreten betrieblichen Situation die Schwellenwerte überschreiten, muss ihnen die Möglichkeit eingeräumt werden, in den Kreis der Begünstigten zu gelangen.

2. Definition der von indirektem Carbon Leakage betroffenen Anlagen

EU-Entwurf: Das Verlagerungsrisiko aufgrund indirekter Kosten muss zusätzlich auf Anlagenebene durch die Erfüllung des Kriteriums der Kosten aus indirekten Emissionen nachgewiesen werden (min. 5% der BWS oder 3.5 kWh/BWS).

² Die Carbon Leakage Liste unterschätzt die indirekten Kosten, da die EU-Kommission für die Erstellung den EU-durchschnittlichen – und nicht den tatsächlichen - Emissionsfaktor der Stromerzeugung benutzt hat. Allerdings scheint eine Änderung dieses europaweiten Emissionsfaktors unwahrscheinlich. Umso wichtiger ist es, den Schwellenwert für die Kompensation indirekter Kosten nicht ungerechtfertigt hoch anzusetzen.

Eine zusätzliche Anforderung auf Anlagenebene sollte grundsätzlich entfallen, da auch die EU-Richtlinie nur eine Betrachtung auf Sektor- bzw. Subsektorebene vorsieht. Eine Betrachtung auf Anlagenebene ist außerdem aus verschiedenen Gründen problematisch:

- Da es in der EU keinen einheitlich angewendeten Anlagenbegriff zur Abgrenzung der emissionshandelspflichtigen Anlagen gibt (obwohl in der Emissionshandelsrichtlinie in Art. 3u enthalten), ist bei einer Betrachtung auf Anlagenebene mit EU-internen Wettbewerbsverzerrungen zu rechnen. Folgender Fall ist denkbar: Ein Produzent würde in einem Mitgliedsstaat mit einer engen Anlagenabgrenzung finanzielle Kompensation erhalten, während ein anderer Produzent für denselben Industrieprozess in einem Mitgliedsstaat mit einer weiteren Anlagenabgrenzung keine finanzielle Kompensation erhalten würde.
- Für Anlagen, die nicht von der Emissionshandelsrichtlinie erfasst sind, die aber stromintensiv sind und daher finanzielle Kompensation erhalten sollten, gibt es keinen einheitlichen Anlagenbegriff.
- Eine Betrachtung auf Anlagenebene könnte zu einer Diskriminierung effizienter Anlagen führen, wenn sie sich aufgrund ihres relativ geringen Stromverbrauchs nicht für die finanzielle Kompensation qualifizieren. Es ist nicht im Einklang mit der Emissionshandelsrichtlinie, dass effiziente Anlagen benachteiligt werden, während Ineffizienz belohnt wird.

Die oben aufgeführten Probleme mit einer Betrachtung auf Anlagenebene gibt es bei einer Betrachtung auf Produkt- oder Sektorebene nicht.

3. Rechenformel zu den förderfähigen Kosten: Die Kompensation muss auf Basis der tatsächlichen emissionshandelsbedingten Kosten erfolgen.

Damit die Kompensation die tatsächliche Belastung aus den emissionshandelsbedingten Strompreiserhöhungen abdeckt, müssen folgende Punkte für die Berechnung der förderfähigen Kosten beachtet werden:

- a. Der VIK begrüßt, dass der Entwurf den tatsächlichen **CO₂-Faktor** oder den des preissetzenden Kraftwerks im Marktgebiet zur Berechnung der Kompensation ansetzt. Dies gewährleistet, dass die tatsächlichen CO₂-Kosten für die Kompensation berücksichtigt werden. *Allerdings sieht der EU-Entwurf auch vor, dass im Falle der Eigenerzeugung oder eines Vertrages mit einer bestimmten Erzeugungsanlage, der CO₂-Faktor der eingesetzten Erzeugungstechnologie zur Berechnung der Kompensation verwendet werden soll (Punkt 13 i).* Dieser Punkt muss geändert werden, denn es gibt auch Verträge mit bestimmten Erzeugungsanlagen, in denen der Strompreis marktbasierend festgelegt wird. So kann es sein, dass ein industrieller Stromabnehmer einen individuellen Stromliefervertrag mit einer definierten Stromerzeugungsanlage hat, der Strompreis aber am Marktpreis indexiert ist. Dies würde dazu führen, dass dieses Unternehmen indirekte Kosten in Höhe des preissetzenden Kraftwerks am Markt zahlt (ca. 0.7 t CO₂/MWh), während die Kompensationszahlungen auf Basis des CO₂-Faktors der eingesetzten Erzeugungstechnologie berechnet würden. Anders gesagt: auch industrielle Stromabnehmer, die individuelle Stromlieferverträge mit definierten Stromerzeugungsanlagen haben, zahlen die CO₂-Emissionen des preissetzenden Kraftwerks im Marktgebiet, wenn der Strompreis am Marktpreis indexiert ist.

Grundsätzlich sollten zwei Fälle voneinander unterschieden werden:

- Wenn im Stromliefervertrag ein CO₂-Faktor ausgewiesen ist, dann sollte dieser zur Berechnung der Kompensation genutzt werden.
- Wenn im Stromliefervertrag kein CO₂-Faktor ausgewiesen ist oder bei der Strombeschaffung auf dem Großhandelsmarkt, sollte der CO₂-Faktor der preissetzenden Stromerzeugungsanlage verwendet werden.

- b. Der EU-Entwurf sieht vor, dass der durchschnittliche **CO₂-Preis** des Jahres in dem die Kompensation gezahlt wird angesetzt werden soll (Punkt 12 der Definitionen). Das Jahr der Kompensationszahlungen ist meist nicht der für die Kosten der Stromlieferung relevante Zeitraum. Dies ist in den meisten Fällen das Vorjahr.
- c. Produktspezifische **Stromverbrauchsbenchmarks** müssen entwickelt werden. Die Erstellung dieser Strombenchmarks sollte – so weit möglich - auf den Daten und der Expertise aufbauen, die während der Erstellung der Produkt-Benchmarks gewonnen worden ist. Dies gilt insbesondere für Produkte mit einer Substitutionsmöglichkeit zwischen Brennstoff oder Dampf und Strom. In diesen Fällen können die Produkt-Benchmarks für die finanzielle Kompensation genutzt werden, denn diese berücksichtigen – im Gegensatz zu den anderen Produkt-Benchmarks – bereits die Gesamt-, d.h. direkte und indirekte Emissionen.
- d. Die **tatsächliche Produktionsmenge** muss angesetzt werden: unterjährige Abschlagszahlungen auf Basis der Produktionsprognose, Abrechnung nach Ende des Jahres auf Basis der Ist-Daten (s. auch Punkt 7d).

4. Förderintensität: Eine vollständige Kompensation der ETS-bedingten Strommehrkosten ist nötig.

- a. Punkt 24 des EU-Entwurfs begrenzt die Kompensation auf 80% der kompensationsberechtigten Kosten.

Die Kompensation darf nicht auf einen bestimmten Prozentsatz der tatsächlichen kompensationsberechtigten Kosten begrenzt werden. Der Anreiz zur Effizienz ist bereits durch die anspruchsvollen produktbezogenen Strombenchmarks umfänglich sichergestellt. Eine Einschränkung der Kompensation hätte also keine Lenkungswirkung in Richtung Effizienzsteigerung und Brennstoffumstellung, sondern würde zu einer erheblichen Restkostenbelastung für die Anlagen führen. Auch die Effizientesten, d.h. diejenigen, die entsprechend dem Strombenchmark produzieren, hätten diese Kostenbelastung zu tragen. Diese Restkostenbelastung würde das Risiko der Produktionsverlagerungen erhöhen, was die finanzielle Kompensation zu verhindern sucht.

Eine solche Restriktion erscheint auch deswegen nicht akzeptabel, da bei der Vermeidung der direkten Kostenbelastungen für Carbon Leakage-gefährdete Sektoren über den anspruchsvollen Benchmark hinaus ein derartiger Selbstbehalt nicht erfolgt. Außerdem gibt es für einen solchen Selbstbehalt keinerlei rechtliche Basis in der EU-Richtlinie. Ein Selbstbehalt ist deshalb auch bei der Stromkostenkompensation abzulehnen.

- b. *Der EU-Entwurf sieht vor, dass – zur Berechnung der Kompensation - 70% der tatsächlichen Stromnutzung angesetzt werden sollen, wenn für die Anlage kein Strombenchmark verfügbar ist (Punkt 26b).*

Dies bestraft solche Anlagen ohne Strombenchmark, selbst wenn diese zu den effizientesten der Welt gehören. Daher darf es nicht zu einer solchen Regelung kommen.

5. Förderdauer

Die Regeln zur finanziellen Kompensation müssen Planungs- und Investitionssicherheit herstellen. Daher sollte die Berechtigung zur Kompensation für fünf Jahre festgesetzt sein mit der zusätzlichen Möglichkeit in einer jährlich durchgeführten Aktualisierung weitere Sektoren aufzunehmen. Dies gleicht der Behandlung der Kosten aus direkten Emissionen: die Carbon Leakage Liste wird alle fünf Jahre aktualisiert mit der zusätzlichen Möglichkeit Sektoren in einer jährlich durchgeführten Aktualisierung hinzuzufügen.

6. Rückzahlungsverpflichtung im Fall der Betriebsschließung: Kein Rücktransfer rechtmäßig erhaltener Strompreiskompensationen bei Betriebsstilllegungen.

Punkt 28 des EU-Entwurfs sieht die Rückzahlung der Kompensation vor, wenn die Anlage innerhalb von fünf Jahren schließt. Die Kompensationszahlungen werden aufgrund tatsächlicher Produktionszahlen errechnet. Aufgrund dieser produktionsmengengenauen Kompensationszahlungen ist eine Rückzahlungsverpflichtung bei Stilllegung nicht gerechtfertigt.

7. Weitere Punkte

- a. *Forderung der Kommission, trotz der Beihilfezusagen den Lenkungseffekt des Emissionshandels beizubehalten*

Der Anreiz zur Effizienz ist durch die anspruchsvollen produktbezogenen Strombenchmarks umfänglich sichergestellt. Eine Einschränkung der Kompensation darüber hinaus hätte also keine Lenkungswirkung in Richtung Effizienzsteigerung und Brennstoffumstellung, sondern würde zu einer erheblichen Restkostenbelastung für die Anlagen führen (s. auch Punkt 4a).

- b. *Laut Entwurf gibt es keine Kompensation für Anlagen mit einem Stromliefervertrag, der vor 2005 abgeschlossen wurde. Dies wird damit begründet, dass diese Verträge keine CO₂-Kosten enthalten, da der Emissionshandel erst 2005 eingeführt wurde (Punkt 11, 3.Satz).* Es gibt Stromlieferverträge, die vor 2005 abgeschlossen wurden, mit Strompreisen, die an den Marktpreis indexiert sind. Diese Stromlieferverträge enthalten die CO₂-Kosten, obwohl sie vor Einführung des Emissionshandels abgeschlossen wurden. Der entsprechende Satz in dem EU-Entwurf sollte deshalb gestrichen werden (Nr. 11, 3. Satz).

- c. *Aus Sicht des VIK könnte der EU-Entwurf in den Ziffern 6, 22 und 25 so verstanden werden, dass nur die zusätzlichen ab 2013 entstehenden Mehrkosten kompensiert werden dürfen.* Die Energieversorgungsunternehmen haben bereits ab dem Jahre 2005 den Wert von Emissionsberechtigungen in ihre Preisstellung einbezogen, auch wenn sie diese kostenlos erhalten hatten (Geltendmachung sog. Opportunitätskosten). Daher müssen für die Ermittlung der ETS-Mehrkosten alle CO₂-

relevanten Kostenbelastungen und nicht nur die Differenzkosten zu vorhergehenden Perioden des Emissionshandels berücksichtigt werden. Entscheidend ist die Gesamtbelastung für die betroffenen Unternehmen und nicht die Differenzkosten.

- d. *Punkt 27 des EU-Entwurfs sieht vor, dass die Kompensationszahlungen im darauffolgenden Jahr oder im Jahr, in dem die Kosten anfallen, gezahlt werden können.* Für die Liquidität der Unternehmen ist es wichtig, dass die Kompensation in unterjährigen Abschlagszahlungen erfolgt – möglichst entsprechend den i.d.R. monatlichen Stromrechnungen – und nicht erst im darauffolgenden Jahr. Eine ex-post Anpassung nach Ablauf des Jahres sollte sicher stellen, dass die monatlichen Abschlagszahlungen der tatsächlichen Produktion angepasst werden.
- e. **Da die Industrie schon heute die emissionshandelsbedingten Strompreissteigerungen zahlt, darf eine Kompensation dieser indirekten Kosten vor 2013 nicht ausgeschlossen werden.** *Punkt 6 des EU-Entwurfs sieht, dass es vor 2013 keine Kompensationszahlungen geben darf.* Punkt 6 sollte gestrichen werden. Die Industrie hat schon heute bedeutende indirekte Kosten zu tragen, da die Stromversorger die Opportunitätskosten der CO₂-Zertifikate in den Strompreis einpreisen. Dies führt zu signifikanten *windfall profits*, wie inzwischen hinlänglich bekannt und durch viele Studien bestätigt. Auch das EU-Parlament hatte in seinen Erwägungsgründen unterstrichen, dass bereits in der Vergangenheit nicht zu rechtfertigende ETS-Kostensteigerungen im Strommarkt stattgefunden haben.