

cepStudie

Reform der Strompreiskompensation

Empfehlungen für die Überarbeitung der ETS-Beihilfeleitlinien ab 2021

Dr. Moritz Bonn

Dr. Götz Reichert, LL.M.

Prof. Dr. Jan S. Voßwinkel

Mai 2019



Executive Summary

Ausgangslage: Klimaschutz und Strompreiskompensation

Das EU-Emissionshandelssystem (ETS) verursacht für europäische Industrieunternehmen neben den Kosten, die sie unmittelbar für ihre CO₂-Emissionen und den Erwerb von ETS-Zertifikaten tragen müssen („direkte CO₂-Kosten“), zusätzlich auch Kosten, die auf sie von den ETS-pflichtigen Stromerzeugern über erhöhte Strompreise abgewälzt werden („indirekte CO₂-Kosten“). Die EU-Mitgliedstaaten können seit 2013 an Unternehmen, die einen hohen Strombedarf haben und im internationalen Wettbewerb stehen, für diese indirekten CO₂-Kosten im Einklang mit dem EU-Beihilferecht eine Strompreiskompensation (SPK) zahlen. Dadurch soll verhindert werden, dass stromintensive Produktion und die damit verbundenen CO₂-Emissionen aus der EU in Drittstaaten mit weniger kostenintensiven Klimaschutzvorgaben verlagert werden (Carbon Leakage), da dies insgesamt zu einem klimaschädlichen Anstieg der globalen CO₂-Emissionen führen kann.

Derzeit werden Strompreiskompensationen in elf EU-Mitgliedstaaten gewährt. Die EU-Kommission hat die Kriterien, nach denen sie die SPK-Gewährung in der 3. ETS-Handelsperiode (2013–2020) im Rahmen ihrer Beihilfekontrolle beurteilt, in ihren ETS-Beihilfeleitlinien dargelegt. Diese müssen für die 4. ETS-Handelsperiode (2021–2030) überarbeitet werden. Angesichts der verschärften EU-Klimaschutzvorgaben und des sich abzeichnenden weiteren Anstiegs des ETS-Zertifikatepreises dürfte künftig auch die Bedeutung der Strompreiskompensation deutlich zunehmen.

Vor diesem Hintergrund analysiert die vorliegende Studie die wesentlichen klimapolitischen, ökonomischen und europarechtlichen Rahmenbedingungen der Strompreiskompensation. Dabei wird ihre Bedeutung am Beispiel der europäischen Nichteisenmetall-Industrie – z.B. Aluminium, Blei, Kupfer, Nickel, Zink („NE-Metalle“) – veranschaulicht. Denn NE-Metalle sind zum einen für Technologien zur CO₂-Reduktion wie erneuerbare Energien und Elektromobilität unerlässlich und zum anderen aufgrund ihrer Stromintensität einem besonderen Carbon-Leakage-Risiko ausgesetzt. Auf dieser Basis werden konkrete Empfehlungen für die Ausgestaltung der ETS-Beihilfeleitlinien zur Strompreiskompensation ab 2021 entwickelt.

Empfehlungen für die Überarbeitung der ETS-Beihilfeleitlinien ab 2021

Bestimmung der SPK-Sektoren

► Angleichung an die Methodik für die kostenlose Zuteilung von ETS-Zertifikaten

Das zweistufige Verfahren zur Bestimmung SPK-fähiger stromintensiver Sektoren, das sowohl eine quantitative als auch eine qualitative Bewertung umfasst, hat sich als zweckmäßig erwiesen und sollte im Grundsatz beibehalten werden. Allerdings sollte die quantitative Bewertung im Wesentlichen an die ab 2021 geltende Methodik zur Bestimmung der CO₂-intensiven Sektoren, die ETS-Zertifikate kostenlos zugeteilt bekommen können („multiplikativer Ansatz“), angeglichen werden, um Wettbewerbsverzerrungen zwischen strom- und CO₂-intensiven Sektoren zu vermeiden. Bei der qualitativen Bewertung sollten weiterhin Kriterien – wie eine offensichtliche Preisnehmerschaft des Sektors – verwendet werden, die deutliche Indizien für ein erhebliches Carbon-Leakage-Risiko sind.

Bestimmung der SPK-Höhe

▶ Abschaffung der obligatorischen Teilkompensation

Die Vorgabe einer obligatorischen Teilkompensation widerspricht dem Vorsorgeprinzip des EU-Umweltrechts und sollte abgeschafft werden. Denn sie bewirkt, dass Unternehmen nicht einmal für die stromeffizientesten Anlagen eine vollständige Kompensation ihrer indirekten CO₂-Kosten erhalten können, so dass kein ausreichender Carbon-Leakage-Schutz gewährleistet ist. Außerdem verzerrt eine Teilkompensation den Wettbewerb zwischen strom- und CO₂-intensiven Branchen innerhalb der EU, da letztere kostenlose ETS-Zertifikate für bis zu 100% der CO₂-Emissionen auf Benchmark-Niveau zugeteilt bekommen können.

▶ Teilkompensation von mindestens 85%

Sollte die EU-Kommission dennoch eine obligatorische Teilkompensation für erforderlich halten, so sollte die Beihilfemaximalintensität zumindest derjenigen der Kompensation indirekter Kosten für die Förderung erneuerbarer Energien nach den Umwelt- und Energie-Beihilfeleitlinien der EU-Kommission (EEAG) von mindestens 85% entsprechen, so dass bei den betroffenen Unternehmen ein nicht kompensierter Eigenbeitrag von maximal 15% verbleibt.

▶ Abschaffung der Degression

Angesichts des fortbestehenden Wettbewerbsnachteils europäischer Unternehmen gegenüber ihrer außereuropäischen Konkurrenz aufgrund indirekter CO₂-Kosten und des zu erwartenden Anstiegs des CO₂-Preises sollte entsprechend der Regelung für die Kompensation indirekter Kosten für die Förderung erneuerbarer Energien nach den EEAG die schrittweise Absenkung der Beihilfemaximalintensität (Degression) abgeschafft werden.

▶ Obergrenze für nicht kompensierten Eigenanteil in Härtefällen

In Härtefällen, in denen der nicht kompensierte Eigenanteil für Unternehmen nicht tragbar ist, sollte er durch – an ihrer jeweiligen Bruttowertschöpfung orientierten – Obergrenzen beschränkt werden können.

▶ Berechnung anhand realistischer Benchmarks

Die Bestimmung der SPK-Höhe sollte – soweit dies möglich ist – anhand von „Produkt-Benchmarks“ erfolgen, die die Stromeffizienzpotenziale der Anlagen realistisch wiedergeben. Auf diese Weise werden Überförderungen vermieden und Investitionen in stromeffiziente Technologien angeregt. Bei den Produktionsprozessen, auf die die Fallback-Methode auch ab 2021 angewendet werden muss, sollte es nachweislich stromeffizienten Unternehmen ermöglicht werden, für bis zu 100% der indirekten CO₂-Kosten ihrer Anlagen kompensiert zu werden.

▶ Verwendung aktueller Daten für Produktionsmenge

Die für die Berechnung der SPK-Höhe notwendigen Werte für die Produktionsleistung einer Anlage sollten ab 2021 auf möglichst aktuellen Daten beruhen. Wird stattdessen die SPK-Höhe weiterhin anhand historischer Produktionsdaten ermittelt, wird das Wachstum der Industrieproduktion in der EU erschwert und das Carbon-Leakage-Risiko erhöht.

Executive Summary

Current situation: climate protection and State aid for the indirect costs of the EU ETS

In addition to the direct costs which European industrial undertakings have to bear for their CO₂ emissions and the acquisition of ETS allowances (“direct emission costs”), the EU Emissions Trading System (ETS) gives rise to a further regulatory cost burden that is passed on to them via higher electricity prices from electricity producers that are subject to ETS obligations (“indirect emission costs”). Since 2013, in line with EU rules on State aid, EU Member States are allowed to pay a compensation for these indirect emission costs to those sectors that are electricity-intensive and face international competition. This aims at preventing electricity-intensive industries and the associated CO₂ emissions from being relocated outside the EU to third countries with weaker climate protection regimes and higher emissions (“carbon leakage”), which would lead to an overall rise in global CO₂ emissions with harmful consequences for the climate.

Compensation for indirect emission costs is currently granted in eleven EU Member States. In its State Aid Guidelines for the Indirect Costs of the EU ETS, the European Commission set out the criteria by which it assesses as part of its state-aid control if and how Member States can grant compensation for the indirect emission costs in the 3rd ETS trading period (2013–2020). These guidelines have to be revised for the 4th ETS trading period (2021–2030). In view of the stricter EU climate protection provisions and the expected further rise in the price of ETS allowances, the importance of the compensation for indirect emission costs is likely to increase significantly in the future.

Against this backdrop, this study provides an analysis of the key requirements of the compensation for indirect emission costs by reference to environment considerations, economic considerations and European law. At the same time, its importance will be illustrated using the example of the European non-ferrous metals industry – e.g. aluminum, copper, lead, nickel and zinc (“NF metals”) – since NF metals are, on the one hand, essential for carbon-reduction technologies such as renewable energies and electro-mobility and, on the other, are electricity-intensive and therefore particularly susceptible to carbon leakage due to the indirect costs of the EU ETS. On this basis, we will develop a concrete set of recommendations for the design of the post-2021 ETS State Aid Guidelines on the compensation for indirect emission costs.

Recommendations for revision of the post-2021 ETS State Aid Guidelines

Eligibility: Designation of the sectors eligible for compensation for indirect emission costs

► Alignment with the methodology used for the free allocation of ETS allowances

The two-stage process for designating electricity-intensive sectors eligible for the compensation for indirect emission costs, which includes both a quantitative and a qualitative assessment, has proven to be effective and should, in principle, be retained. The quantitative assessment should, however, be compared primarily with the method applicable as from 2021 for designating carbon-intensive sectors that are eligible for the allocation of free ETS allowances (“multiplicative approach”) in order to avoid distortions of competition between electricity-intensive and carbon-intensive sectors. The qualitative assessment should continue to use criteria – such as a sector obviously being a price taker – that are clear indicators of a high carbon-leakage risk.

Level: Determining the level of compensation

▶ Abolition of compulsory partial compensation

The requirement for compulsory partial compensation contradicts the precautionary principle of EU environmental law and should be abolished. This is because its effect is to prevent undertakings from receiving full compensation for their indirect emission costs, even for the most electricity-efficient installations, and it thus fails to provide adequate carbon leakage protection. In addition, partial compensation distorts competition between electricity-intensive and carbon-intensive industries within the EU as the latter may receive free ETS allowances for up to 100% of their CO₂ emissions at benchmark level.

▶ Partial compensation of at least 85%

If the European Commission nevertheless considers compulsory partial compensation to be necessary, the maximum aid intensity should correspond to at least that of compensation for the costs of supporting renewable energies under the European Commission's State Aid Guidelines for the environment and energy (EEAG) which is at least 85%, so that the uncompensated contribution to be made by the affected undertakings is kept at a maximum of 15%.

▶ Abolition of degression of aid intensity

In view of the continuing competitive disadvantage suffered by European undertakings, by comparison with their third-country competitors, as a result of indirect emission costs and the expected rise in the carbon price, the gradual reduction of the maximum aid intensity (degression of aid intensity) should be abolished, in line with the provisions of the EEAG on the compensation for increased electricity costs due to the promotion of renewable energies.

▶ Upper limit for uncompensated own contribution in cases of hardship

In cases of hardship, in which undertakings are unable to bear their uncompensated own contribution, it should be possible to restrict the contribution by way of an upper limit – based on the undertaking's respective gross value added.

▶ Calculation using realistic benchmarks

Determining the amount of the compensation for indirect emission costs should – if possible – take place using “product benchmarks” that realistically reflect the electricity-efficiency potential of an installation. This will avoid over-funding and stimulate investment in electricity-efficient technology. In the case of production processes for which the fall-back approach will also have to be used as of 2021, undertakings proven to be electricity-efficient should be allowed to receive compensation for up to 100% of the indirect emission costs of their installations.

▶ Use of up-to-date data for production volume

As of 2021, the figures for the production output of an installation, required for calculating the amount of the compensation for indirect emission costs, should be based on data as up-to-date as possible. If the amount of the compensation for indirect emission costs continues to be determined using historical production data, growth of industrial production in the EU will be hindered and the risk of carbon leakage increased.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	EU-Klimapolitik und Carbon-Leakage-Problematik	2
2.1	EU-Klimapolitik: EU-Emissionshandelssystem (ETS) und CO ₂ -Kosten	2
	Zwischenfazit 1	3
2.2	Carbon-Leakage-Problematik	4
2.2.1	Erscheinungsformen von Carbon Leakage	4
2.2.2	Internationale Klimapolitik und CO ₂ -Kosten	5
	2.2.2.1 Internationale Klimapolitik: Paris-Abkommen (2015)	5
	2.2.2.2 Internationale CO ₂ -Kosten: Stromkosten und Emissionshandelssysteme	6
	Zwischenfazit 2	8
2.3	Carbon-Leakage-Problematik am Beispiel der NE-Metallindustrie	8
2.3.1	Wesentliche Merkmale der NE-Metallindustrie	8
2.3.2	ETS-bedingte CO ₂ -Kosten der NE-Metallindustrie	9
2.3.3	Internationale Wettbewerbsbedingungen der NE-Metallindustrie	10
	2.3.3.1 Weltweite einheitliche Börsenpreise und „Preisnehmerschaft“	10
	2.3.3.2 Ungleiche internationale Wettbewerbsbedingungen	10
	2.3.3.3 Indizien für erhebliches Carbon-Leakage-Risiko	11
	Zwischenfazit 3	12
3	EU-Regelungen zur Strompreiskompensation (SPK)	13
3.1	ETS-Richtlinie und Strompreiskompensation	13
	3.1.1 Art. 10a Abs. 6 ETS-Richtlinie (2013–2020)	13
	3.1.2 Art. 10a Abs. 6 ETS-Richtlinie (2021–2030)	14
	Zwischenfazit 4	15
3.2	EU-Beihilfekontrolle und Strompreiskompensation	15
	3.2.1 Primärrechtliche Grundlage, Art. 107 Abs. 3 lit. c AEUV	15
	3.2.2 Ermessensspielraum der EU-Kommission	16
	3.2.3 Abwägungsprüfung der EU-Kommission	16
	Zwischenfazit 5	17
3.3	ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020) und Strompreiskompensation	17
	3.3.1 Rechtsnatur und Wirkung	17
	3.3.2 Definition der abzuwägenden Ziele	18
	3.3.3 Bestimmung der SPK-Sektoren	19
	3.3.3.1 „Quantitative Bewertung“ zur Bestimmung der SPK-Sektoren	19
	3.3.3.2 „Qualitative Bewertung“ zur Bestimmung der SPK-Sektoren	20
	3.3.4 Bestimmung der SPK-Höhe	22
	3.3.4.1 Beihilfehöchstintensität: Teilkompensation und Degression	22
	3.3.4.2 CO ₂ -Emissionsfaktor	23
	3.3.4.3 ETS-Zertifikatepreis	23
	3.3.4.4 Produkt-Benchmark und Fallback-Parameter	23
	3.3.4.5 Basis-Produktionsleistung und Basis-Stromverbrauch	24
	3.3.4.6 Bestimmung der SPK-Höhe am Beispiel der NE-Metallindustrie	24
	Zwischenfazit 6	25

3.4	Vergleich mit anderen Regelungen für Kostentlastungen.....	25
3.4.1	Vergleich zur Entlastung von direkten CO ₂ -Kosten durch kostenlose ETS-Zertifikate...	26
3.4.1.1	Kostenlose Zuteilung von ETS-Zertifikaten (2013–2020)	26
3.4.1.2	Kostenlose Zuteilung von ETS-Zertifikaten (2021–2030)	26
3.4.2	Vergleich zur Entlastung von indirekten Förderkosten für erneuerbare Energien.....	27
	Zwischenfazit 7	29
4	SPK-Beihilfepraxis	30
4.1	SPK-Beihilfepraxis in der EU.....	30
4.2	SPK-Beihilfepraxis in der NE-Metallindustrie.....	31
	Zwischenfazit 8	32
5	ETS-Beihilfeleitlinien ab 2021: Schlussfolgerungen und Empfehlungen	33
5.1	Analyse der abzuwägenden Ziele.....	34
5.1.1	„Umweltziel“: Minimierung des Carbon-Leakage-Risikos.....	34
5.1.1.1	Europarechtliche Analyse des Umweltziels.....	34
5.1.1.2	Ökonomische Analyse des Umweltziels	36
5.1.2	„ETS-Effizienzziel“: kostengünstige CO ₂ -Reduktion im ETS.....	37
5.1.2.1	Europarechtliche Analyse des ETS-Effizienzziels	37
5.1.2.2	Ökonomische Analyse des ETS-Effizienzziels	37
5.1.3	„EU-Wettbewerbsziel“: Minimierung von Verfälschungen im EU-Binnenmarkt.....	38
5.1.3.1	Europarechtliche Analyse des EU-Wettbewerbsziels	38
5.1.3.2	Ökonomische Analyse des EU-Wettbewerbsziels.....	40
5.2	Bestimmung der SPK-Sektoren: Schlussfolgerungen und Empfehlungen	41
5.2.1	Allgemeine Schlussfolgerungen für die Bestimmung der SPK-Sektoren.....	41
5.2.2	Spezifische Schlussfolgerungen für die Bestimmung der SPK-Sektoren.....	42
5.2.2.1	„Quantitative Bewertung“ zur Bestimmung der SPK-Sektoren	42
5.2.2.2	„Qualitative Bewertung“ zur Bestimmung der SPK-Sektoren.....	42
5.2.3	Empfehlungen für die Bestimmung der SPK-Sektoren ab 2021	43
5.3	Bestimmung der SPK-Höhe: Schlussfolgerungen und Empfehlungen	45
5.3.1	Allgemeine Schlussfolgerungen für die Bestimmung der SPK-Höhe	45
5.3.2	Spezifische Schlussfolgerungen für die Bestimmung der SPK-Höhe.....	47
5.3.2.1	Beihilfehöchstintensität: Teilkompensation und Degression	47
5.3.2.2	CO ₂ -Emissionsfaktor	49
5.3.2.3	Produkt-Benchmark und Fallback-Methode	49
5.3.2.4	Produktionsmenge und Strombedarf.....	50
5.3.3	Empfehlungen für die Bestimmung der SPK-Höhe ab 2021	50
	Literaturverzeichnis.....	54

1 Einleitung

In der Europäischen Union können Unternehmen mit hohem Strombedarf für die Mehrkosten aufgrund erhöhter Strompreise durch das EU-Emissionshandelssystem (ETS)¹ grundsätzlich von EU-Mitgliedstaaten eine sog. „Strompreiskompensation“ (SPK) erhalten. Voraussetzung dafür ist, dass dies mit dem EU-Beihilferecht² und den „Leitlinien für bestimmte Beihilfemaßnahmen im Zusammenhang mit dem System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten nach 2012“³ vereinbar ist.

Diese ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020) wurden 2012 von der EU-Kommission auf Basis der derzeit geltenden ETS-Richtlinie (2013–2020) für die Dauer der 3. ETS-Handelsperiode (2013–2020) erlassen. Sie müssen aufgrund der ETS-Reform⁴ für die 2021 beginnende 4. ETS-Handelsperiode (2021–2030) überarbeitet werden. Hierzu hat die Generaldirektion Wettbewerb der EU-Kommission Ende Dezember 2018 die zugrundeliegende Problematik, denkbare Regelungsoptionen sowie den geplanten Ablauf des Überarbeitungsprozesses skizziert.⁵ Demnach will sie vor dem für das 3. Quartal 2020 geplanten Erlass der neuen ETS-Beihilfeleitlinien ab 2021 eine umfassende Folgenabschätzung erarbeiten sowie mehrere Konsultationen der Öffentlichkeit und der verschiedenen Interessenträger durchführen.

Angesichts des sich abzeichnenden weiteren Anstiegs des ETS-Zertifikatepreises in der 4. ETS-Handelsperiode dürfte künftig auch die Bedeutung der Strompreiskompensation deutlich zunehmen. Damit gewinnt auch die Überarbeitung der SPK-Regelungen nach den ETS-Beihilfeleitlinien an Brisanz. So hat in Deutschland die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ im Januar 2019 die Bundesregierung aufgefordert, sich bei der EU-Kommission für eine „Verstetigung und Fortentwicklung der ETS-Strompreiskompensation für besonders energieintensive Unternehmen“ einzusetzen.⁶

Die vorliegende Studie soll einen Beitrag zur anstehenden Überarbeitung der ETS-Beihilfeleitlinien ab 2021 leisten, indem sie wesentliche klimapolitische, ökonomische und europarechtliche Rahmenbedingungen der Strompreiskompensation analysiert. Zu diesem Zweck wird eine wertende Bestandsaufnahme der zugrundeliegenden EU-Klimapolitik und der Carbon-Leakage-Problematik (Abschnitt 2), der EU-Regelungen zur SPK (Abschnitt 3) sowie der SPK-Beihilfepraxis in den EU-Mitgliedstaaten (Abschnitt 4) durchgeführt, wobei die Bedeutung der Strompreiskompensation am Beispiel der europäischen Nichteisenmetall-Industrie – z.B. Aluminium, Blei, Kupfer, Nickel, Zink („NE-Metalle“) – veranschaulicht wird. Auf dieser Basis werden konkrete Empfehlungen entwickelt, wie die ETS-Beihilfeleitlinien ab 2021 klimapolitisch wirksam, ökonomisch sinnvoll und europarechtskonform ausgestaltet werden sollten, damit die Strompreiskompensation wirksam zum Schutz des Erdklimas und der internationalen Wettbewerbsfähigkeit europäischer Unternehmen beitragen kann (Abschnitt 5).

¹ Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates zwecks Unterstützung kosteneffizienter Emissionsreduktionen und zur Förderung von Investitionen mit geringem CO₂-Ausstoß [im Folgenden: „ETS-Richtlinie“].

² Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union [im Folgenden: „AEUV“], Art. 107 ff.

³ EU-Kommission (2012), Leitlinien für bestimmte Beihilfemaßnahmen im Zusammenhang mit dem System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten nach 2012, Amtsblatt der Europäischen Union [ABIEU] Nr. C 158 vom 5. Juni 2012, S. 4 ff. [im Folgenden: „ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020)“].

⁴ Richtlinie (EU) 2018/410 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. März 2018 zur Änderung der ETS-Richtlinie und des Beschlusses (EU) 2015/1814. Im Folgenden wird die ETS-Richtlinie in der derzeit geltenden Fassung als „ETS-Richtlinie (2013–2020)“ und in der Fassung der Richtlinie (EU) 2018/410 als „ETS-Richtlinie (2021–2030)“ bezeichnet.

⁵ EU-Kommission (2018), Combined Evaluation Roadmap and Inception Impact Assessment vom 20. Dezember 2018, Ref. Ares(2018)6600267, https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/initiatives/ares-2018-6600267_en [letzter Abruf dieses und aller weiteren Links: 12. April 2019].

⁶ Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (2019), Abschlussbericht vom 26. Januar 2019, S. 77.

2 EU-Klimapolitik und Carbon-Leakage-Problematik

2.1 EU-Klimapolitik: EU-Emissionshandelssystem (ETS) und CO₂-Kosten

Die Strompreiskompensation dient dazu, die erhöhten Strompreise aufgrund der Kosten des EU-Emissionshandelssystems (ETS)⁷ auszugleichen. Das ETS ist seit 2005 das zentrale EU-Klimaschutzinstrument zur Erreichung der EU-Klimaziele, die eine Reduktion von Treibhausgasen⁸ in der EU gegenüber 1990 um 20% bis 2020 und um 40% bis 2030 anstreben.⁹ Es reguliert ca. die Hälfte aller CO₂-Emissionen in der EU¹⁰, die von ca. 11.600 Industrie- und Stromerzeugungsanlagen¹¹ ausgestoßen werden.

Das ETS funktioniert nach dem „Cap & Trade“-Prinzip: Im ETS muss jeder Betreiber einer Anlage für deren CO₂-Emissionen – dem Verursacherprinzip¹² entsprechend – über Emissionsrechte („Zertifikate“) verfügen.¹³ Die Gesamtmenge der EU-weit jährlich vergebenen Zertifikate, die in der Regel von den Mitgliedstaaten versteigert werden¹⁴, ist begrenzt („Cap“) und wird schrittweise abgesenkt. Gegenüber 2005 sollen die CO₂-Emissionen im ETS bis 2020 um 21% und bis 2030 um 43% sinken.¹⁵ Um diese Ziele zu erreichen, wird das EU-weite Cap jedes Jahr um einen „linearen Reduktionsfaktor“ abgesenkt. Dieser beträgt für jedes Jahr zwischen 2013 und 2020 1,74% und wird ab 2021 auf jährlich 2,2% verschärft.¹⁶ Die Zertifikate sind handelbar („Trade“).¹⁷ Aufgrund der Verknappung und Handelbarkeit von Zertifikaten bildet sich für sie auf dem durch das ETS geschaffenen CO₂-Markt ein Zertifikatspreis, der Anreize für kostengünstige CO₂-Emissionssenkungen setzen soll. Dieses Preissignal kann direkt auf die vom ETS regulierten Unternehmen wirken, indem sie die Zertifikate für ihre CO₂-Emissionen grundsätzlich erwerben müssen („direkte CO₂-Kosten“).¹⁸ Zum anderen kann sich der CO₂-Preis im ETS auch indirekt insbesondere auf Unternehmen mit hohem Stromverbrauch auswirken, da die Stromerzeuger ihre direkten CO₂-Kosten für den Erwerb von Zertifikaten über entsprechend erhöhte Strompreise an ihre Kunden weitergeben („indirekte CO₂-Kosten“).

Während der Zertifikatspreis im Verlauf der derzeitigen 3. ETS-Handelsperiode zunächst lange auf einem Niveau von ca. 5,00 € pro Tonne CO₂ verharrte, steigt er insbesondere seit der Einigung auf die ETS-Reform im November 2017 kontinuierlich an¹⁹ und liegt seit August 2018 meist deutlich über

⁷ Zur Funktionsweise des ETS und Neugestaltung der ETS-Richtlinie für die 4. ETS-Handelsperiode (2021–2030) umfassend Bonn, M. / Reichert, G. (2018), Klimaschutz durch das EU-ETS, cepInput 03/2018.

⁸ Zu den regulierten Treibhausgasen (THG) zählen Kohlendioxid (CO₂), Distickstoffoxid (N₂O) und perfluorierte Kohlenwasserstoffe (PFKW). Um diese THG vergleichen und aggregieren zu können, werden sie entsprechend ihres Erderwärmungspotentials in CO₂-Äquivalente („CO₂e“) umgerechnet; ETS-Richtlinie (2013–2020 und 2021–2030); Art. 2 und 3 lit. a und j, Anhänge I und II. Daher werden im Folgenden die Begriffe „Treibhausgase“ und „CO₂“ synonym verwendet.

⁹ Europäischer Rat (2007), Schlussfolgerungen vom 8./9. März 2007, Dok. 7224/1/07, Rn. 32; Europäischer Rat (2014), Schlussfolgerungen vom 23./24. Oktober 2014, Dok. EUCO 169/14, Rn. 2.

¹⁰ European Environment Agency (2017), Annual European Union Greenhouse Gas Inventory 1990–2015 and Inventory Report 2017 – Submission to the UNFCCC Secretariat, S. 55–71.

¹¹ Zu den vom ETS regulierten Sektoren zählen die Stromerzeugung, Wärmeversorgung, Metallerzeugung und -verarbeitung, Mineralverarbeitung, Zellstoff- und Papierherstellung, Abscheidung und unterirdische Speicherung von CO₂ (CCS) sowie die Chemieindustrie; ETS-Richtlinie (2013–2020 und 2021–2030), Art. 4 i.V.m. Anhang I. Seit 2012 ist formal auch der Luftverkehr in das ETS einbezogen; ETS-Richtlinie (2013–2020 und 2021–2030), Art. 3a bis 3g.

¹² AEUV, Art. 191 Abs. 2.

¹³ Ein Zertifikat berechtigt zur Emission einer Tonne CO₂e; ETS-Richtlinie (2013–2020 und 2021–2030), Art. 3 lit. a.

¹⁴ ETS-Richtlinie (2013–2020 und 2021–2030), Art. 10 Abs. 1.

¹⁵ Europäischer Rat (2014), Schlussfolgerungen vom 23./24. Oktober 2014, Dok. EUCO 169/14, Rn. 2.1.

¹⁶ ETS-Richtlinie (2013–2020 und 2021–2030), Art. 9.

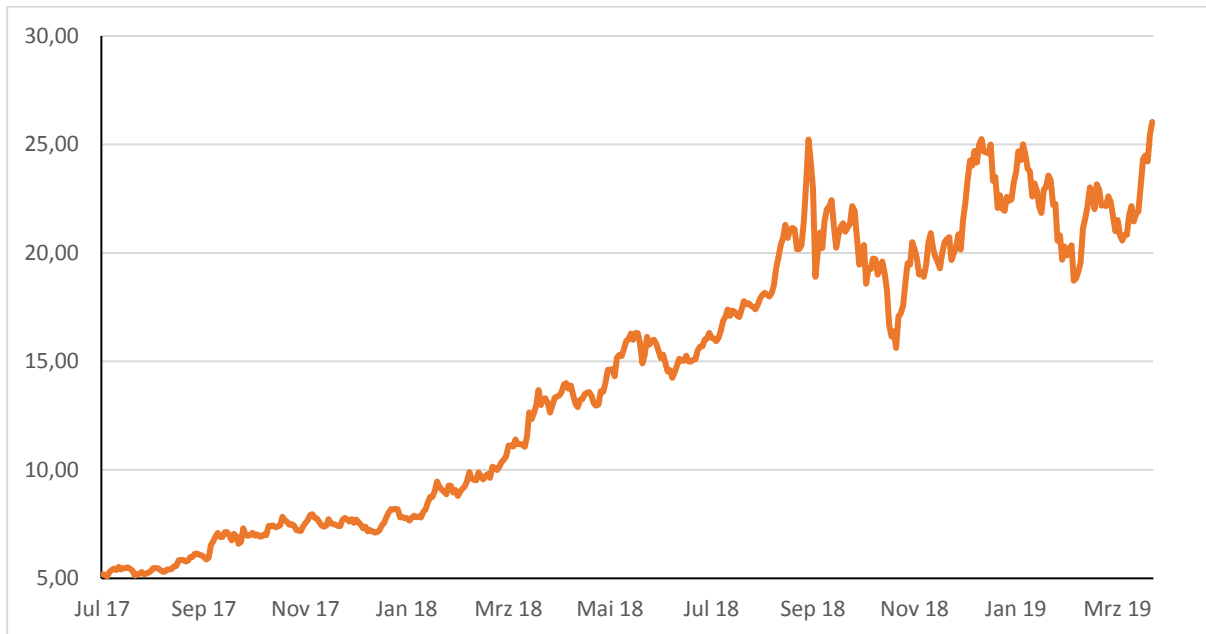
¹⁷ Ebd., Art. 12 Abs. 1.

¹⁸ Ebd., Art. 10 Abs. 1.

¹⁹ European Environment Agency (2018), Trends and Projections in the EU ETS in 2018, EEA Report No. 14/2018, S. 26.

20,00 € (**Abb. 1**). Nicht zuletzt aufgrund neuer und verschärfter Maßnahmen zum Abbau des Zertifikateüberschusses²⁰ u.a. durch die sog. „Marktstabilitätsreserve“²¹ kann erwarten werden, dass sich diese Preisentwicklung in der 4. ETS-Handelsperiode tendenziell fortsetzen wird.

Abb. 1: Entwicklung des ETS-Zertifikatepreises in Euro (Juli 2017 – April 2019)



Quelle: European Energy Exchange (EEX)²²

Zwischenfazit 1

Das **EU-Emissionshandelssystem (ETS)** ist ein klimapolitisch effektives und zugleich ökonomisch effizientes Instrument zur Reduzierung von CO₂-Emissionen in der EU und zum Erreichen der EU-Klimaziele. Es ist **klimapolitisch effektiv**, weil es für alle ETS-pflichtigen Anlagen die Gesamtmenge an Zertifikaten und der EU-weit erlaubten CO₂-Emissionen zuverlässig begrenzt (Cap) und durch deren Absenkung das EU-Klimaziel zur CO₂-Reduktion sicher erreicht. Zugleich ist es **ökonomisch effizient**, weil es den Unternehmen die Entscheidung überlässt, ob sie angesichts des CO₂-Preises selbst Zertifikate erwerben (Trade), oder – z.B. durch Investitionen in die Energieeffizienz – weniger CO₂ emittieren. Durch diesen marktwirtschaftlichen Mechanismus kann in den erfassten Sektoren CO₂ dort eingespart werden, wo dies zu den geringsten Kosten möglich ist. Der sich für die 4. ETS-Handelsperiode (2021–2030) abzeichnende deutliche **Anstieg des CO₂-Preises** wird dieses Preissignal verstärken und so den Druck zur Senkung von CO₂-Emissionen u.a. durch Steigerung der Energieeffizienz deutlich erhöhen. Gleichzeitig führt er jedoch auch zu Mehrkosten für CO₂- und stromintensive Unternehmen und senkt somit deren Budget für Investitionen in die Energieeffizienz.

²⁰ Ebd., S. 7 und 26.

²¹ Hierzu Bonn, M. / Reichert, G. (2018), Klimaschutz durch das EU-ETS, cepInput 03/2018, S. 12.

²² EEX (2019), www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/spotmarkt/european-emission-allowances.

2.2 Carbon-Leakage-Problematik

2.2.1 Erscheinungsformen von Carbon Leakage

Für europäische Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen, stellen steigende CO₂-Kosten aufgrund der EU-Klimapolitik einseitige Wettbewerbsnachteile dar, soweit ihre Konkurrenz in Drittstaaten keine vergleichbaren Kostenbelastungen tragen muss. Durch diese Wettbewerbsverzerrung und Schwächung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit europäischer Unternehmen droht „Carbon Leakage“.²³ Hierunter versteht man die Verlagerung von Produktion aus der EU in Drittstaaten mit weniger kostenintensiven Klimaschutzvorgaben und die damit einhergehende Verlagerung von CO₂-Emissionen, die insgesamt zu einem klimaschädlichen Anstieg der globalen CO₂-Emissionen führt.

Carbon Leakage kann prinzipiell in drei Formen auftreten:²⁴ Am offenkundigsten ist die Verlagerung von Produktionstätigkeit und der damit verbundenen CO₂-Emissionen, wenn Unternehmen im Zuge einer Standortverlagerung ihre Anlagen in der EU schließen und in Drittstaaten verlegen („Relocation“). Wahrscheinlicher ist jedoch, dass Unternehmen aufgrund von Klimaschutzkosten Investitionen in ihre europäischen Standorte vermindern und stattdessen in Drittstaaten vornehmen („Investment Leakage“). Zu entsprechenden Produktionsverlagerungen kommt es auch, wenn europäische Unternehmen aufgrund klimaschutzbedingter Wettbewerbsnachteile allmählich Marktanteile an ihre Konkurrenz außerhalb der EU verlieren („Production Leakage“).

Gerade „Investment Leakage“ und „Production Leakage“ sind schleichende Prozesse, die meist erst sichtbar werden, wenn sie bereits abgeschlossen sind. Selbst dann ist es aufgrund der Vielzahl unterschiedlicher Faktoren, die für Unternehmensentscheidungen über Standortverlagerungen, Investitionen oder Produktionsumfang eine Rolle spielen, schwierig bis unmöglich, die dabei letztlich ausschlaggebenden Motive im Allgemeinen und den exakten Einfluss direkter oder indirekter CO₂-Kosten im Besonderen zu bestimmen.²⁵ Mit Blick auf diese – der Carbon-Leakage-Problematik inhärenten – Schwierigkeiten hat auch die EU-Kommission festgestellt, dass ein Mangel an Daten und Nachweisen nicht bedeutet, dass für Sektoren, die starkem internationalem Wettbewerb ausgesetzt sind, aufgrund von CO₂-Kosten in der EU kein erhebliches Carbon-Leakage-Risiko bestehen kann.²⁶ Dies gilt erst recht angesichts der verschärften EU-Klimaschutzvorgaben und steigenden CO₂-Kosten in der 4. ETS-Handelsperiode ab 2021. Insoweit können internationale Wettbewerbsnachteile aufgrund klimaschutzbedingter Kostenbelastungen in der EU, ein Verlust von Marktanteilen europäischer Industrieunternehmen an ihre außereuropäische Konkurrenz und ein Rückgang der Investitionen in Europa deutliche Indizien für ein erhebliches Carbon-Leakage-Risiko insbesondere in Form von „Investment Leakage“ oder „Production Leakage“ sein.²⁷

²³ Zum Folgenden vgl. EU-Kommission (2012), Impact Assessment Report accompanying the document „Guidelines on certain State aid measures in the context of Greenhouse Gas Emission Allowance Trading Scheme“, SWD(2012) 130 vom 22. Mai 2012, S. 8 ff.

²⁴ Ebd., S. 13.

²⁵ Ebd., S. 13 f. m.w.N.

²⁶ Ebd., S. 14.

²⁷ Für eine Veranschaulichung dieser Indizien für ein erhebliches Carbon-Leakage-Risiko am Beispiel der NE-Metallindustrie s.u. Abschnitt 2.3.3.3.

2.2.2 Internationale Klimapolitik und CO₂-Kosten

2.2.2.1 Internationale Klimapolitik: Paris-Abkommen (2015)

Die EU-Kommission hat 2014 ausdrücklich festgestellt, dass im Vergleich zur EU in Drittstaaten keine entsprechend verbindlichen und strengen Verpflichtungen zur CO₂-Reduktion bestehen.²⁸ An der internationalen Heterogenität der Kostenbelastungen für Unternehmen, die aus unterschiedlich strengen Klimaschutzvorgaben resultieren, hat zwischenzeitlich auch das UN-Klimaschutzabkommen nichts geändert, das 2015 in Paris von den meisten Staaten einschließlich der EU angenommen wurde („Paris-Abkommen“²⁹). Das Paris-Abkommen zielt darauf ab, den Anstieg der globalen Durchschnittstemperaturen deutlich unter 2°C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu halten und Anstrengungen zu unternehmen, ihn auf 1,5°C zu begrenzen.³⁰ Zur Erreichung dieses Ziels ist zwar jede Vertragspartei verpflichtet, einen „national festgelegten Beitrag“ („nationally determined contribution“ – NDC) zum Klimaschutz zu bestimmen und CO₂-Minderungsmaßnahmen zu ergreifen, um ihn zu verwirklichen.³¹ Hieraus folgt jedoch nicht, dass nunmehr Unternehmen mit weltweit vergleichbar hohen Klimaschutzkosten belastet werden und im internationalen Wettbewerb ein „level playing field“ geschaffen wurde³²:

Erstens differenziert das Paris-Abkommen – wie bereits das ihm vorangegangene Kyoto-Protokoll³³ – hinsichtlich Art und Umfang der CO₂-Minderungsmaßnahmen nach dem Prinzip „*common but differentiated responsibilities*“ zwischen Industrieländern und Entwicklungsländern.³⁴ Demnach sollen sich Industrieländer zu „absoluten gesamtwirtschaftlichen Emissionsreduktionszielen“ verpflichten, während Entwicklungsländer lediglich ihre „Minderungsanstrengungen weiter verstärken“ sollen. Letztere werden allenfalls „ermutigt“, abhängig von ihren nationalen Gegebenheiten „mit der Zeit“ ihre CO₂-Emissionen ebenfalls zu reduzieren oder zumindest zu begrenzen.

Zweitens besteht nach dem Paris-Abkommen für alle Vertragsparteien zwar die Pflicht zur Festlegung ihrer jeweiligen NDCs, die „so ambitioniert wie möglich“ sein und sukzessive gesteigert werden sollen.³⁵ Entscheidend ist jedoch, dass selbst Industrieländer grundsätzlich frei sind, Art und Umfang ihrer insoweit „freiwilligen Selbstverpflichtung“ selbst zu bestimmen.³⁶ Zudem besteht

²⁸ EU-Kommission (2014), Beschluss 2014/746/EU der vom 27. Oktober 2014 zur Festlegung eines Verzeichnisses der Sektoren und Teilspektoren, von denen angenommen wird, dass sie im Zeitraum 2015–2019 einem erheblichen Risiko einer Verlagerung von CO₂-Emissionen ausgesetzt sind, gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates [im Folgenden: „Carbon-Leakage-Liste (2015–2019)“], Erwägungsgrund 3.

²⁹ Paris Agreement [im Folgenden: „Paris-Abkommen“], angenommen am 12. Dezember 2015 und in Kraft getreten am 4. November 2016; United Nations Treaty Collection, C.N.92.2016.TREATIES-XXVII.7.d, https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf. Das Paris-Abkommen hat derzeit 184 Vertragsparteien (Stand: 1. Februar 2019); diese sind auch Vertragsparteien der übergeordnete UN-Klimarahmenkonvention (United Nations Framework Convention on Climate Change – UNFCCC), abgeschlossen am 9. Mai 1992 und in Kraft getreten am 21. März 1994, United Nations Treaty Series, Volume 1771, S. 107 ff., <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/conveng.pdf>.

³⁰ Paris-Abkommen, Art. 2 Abs. 2 lit. a.

³¹ Ebd., Art. 4 Abs. 2.

³² Zur Notwendigkeit weltweit vergleichbar hoher Klimaschutzkosten für einen effektiven Klimaschutz vgl. Bonn, M. / Mener, M. / Voßwinkel, J. (2017), Globalisierung des Klimaschutzes – Wege zu einer weltweiten Angleichung der CO₂-Bepreisung, cepInput 07/2017.

³³ Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change [im Folgenden: „Kyoto-Protokoll“], angenommen am 11. Dezember 1997 und in Kraft getreten am 16. Februar 2005, United Nations Treaty Series, Volume 2303, S. 162 ff., <https://unfccc.int/sites/default/files/kpeng.pdf>.

³⁴ Paris-Abkommen, Art. 4 Abs. 4.

³⁵ Ebd., Art. 4 Abs. 3.

³⁶ Stoll, P.-T. / Krüger, H. (2017), Klimawandel, in: Proelß, A. (Hrsg.), Internationales Umweltrecht, S. 283 ff., Rn. 82.

für die Vertragsparteien keine völkerrechtlich bindende Verpflichtung zur Erreichung ihrer selbstgewählten NDCs im Sinne einer Erfolgspflicht, sondern lediglich zur Ergreifung darauf gerichteter Maßnahmen in Form einer Handlungspflicht.³⁷ In Kombination mit dem Ansatz des Paris-Abkommens, statt materieller Erfolgspflichten prozedurale Regelungen – z.B. zu Transparenz- und Informationspflichten der Vertragsparteien³⁸ – festzulegen, ist dies mit Blick auf die Verrechtlichung und Durchsetzbarkeit der internationalen Klimapolitik insofern ein Rückschritt, als das Kyoto-Protokoll noch eine Aufteilung von CO₂-Emissionsreduktionen unter Industrieländern zwar in unterschiedlicher Höhe, aber völkerrechtsverbindlich spezifiziert hatte.³⁹ Vor diesem Hintergrund ist derzeit völlig offen, ob die NDCs aller Vertragsparteien des Paris-Abkommens ausreichen werden, das 2°C-Klimaschutzziel oder gar das 1,5°C-Klimaschutzziel zu erreichen. Die Mitgliedstaaten der EU haben sich gemeinschaftlichen verpflichtet, die EU-internen CO₂-Emission – entsprechend des Beschlusses des Europäischen Rates von 2014⁴⁰ – bis 2030 um mindestens 40% im Vergleich zu 1990 zu reduzieren.⁴¹ Dieses EU-Klimaschutzziel ist deutlich ambitionierter als die NDCs anderer wichtiger CO₂-Emittenten und Förderer fossiler Energieträger wie China, Indien, Russland oder Saudi Arabien.⁴² Die USA haben sogar angekündigt, sich vollständig aus dem Paris-Abkommen zurückziehen zu wollen.⁴³

2.2.2.2 Internationale CO₂-Kosten: Stromkosten und Emissionshandelssysteme

Die fortbestehende weltweite Heterogenität der internationalen Klimaschutzanstrengungen und die resultierenden Unterschiede der CO₂-Kosten für Unternehmen manifestieren sich auch in signifikant unterschiedlichen Industriestromkosten, die einen entscheidenden Wettbewerbsparameter darstellen⁴⁴. Selbst wenn in Staaten außerhalb der EU zur CO₂-Reduktion z.B. ebenfalls Emissionshandelssysteme eingesetzt werden, sind diese hinsichtlich ihrer Ausgestaltung und Kostenbelastung nicht mit dem europäischen ETS mit seinem deutlich steigenden CO₂-Preis⁴⁵ vergleichbar.

Schon innerhalb der EU variieren die Industriestrompreise erheblich. Eurostat weist für das 2. Halbjahr 2017 einen durchschnittlichen Industriestrompreis von 112,10 Euro/MWh aus.⁴⁶ Um diesen EU-Durchschnittswert herum schwanken die Industriestrompreise in den Mitgliedstaaten von 64,70 Euro/MWh (Schweden) bis 151,40 Euro/MWh (Deutschland).⁴⁷ Die Zahlen geben Aufschluss über die Bandbreite möglicher Kostenunterschiede. Sie geben jedoch keine Auskunft über die von einzelnen Unternehmen

³⁷ Deutscher Bundestag (2016), Entwurf eines Gesetzes der Fraktionen der CDU/CSU und SPD zu dem Übereinkommen von Paris vom 12. Dezember 2015, BT-Drucksache 18/9650 vom 20. September 2016, Denkschrift, Erläuterung zu Art. 4 Abs. 2, S. 32.

³⁸ Paris-Abkommen, Art. 13.

³⁹ Kyoto-Protokoll, Art. 3 Abs. 1.

⁴⁰ Europäischer Rat (2014), Schlussfolgerungen vom 23./24. Oktober 2014, Dok. EUCO 169/14, Rn. 2.

⁴¹ UNFCCC Sekretariat, NDC Registry, <https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/European%20Union%20First/LV-03-06-EU%20INDC.pdf>.

⁴² UNFCCC Sekretariat, NDC Registry, <http://www4.unfccc.int/ndcregistry/Pages/Home.aspx>.

⁴³ Mitteilung der USA an die Vereinten Nationen vom 4. August 2017, C.N.464.2017.TREATIES-XXVII.7.d.

⁴⁴ Fraunhofer ISI / Ecofys (2015), Einfluss der Strompreise auf die Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie, Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

⁴⁵ S.o. Abschnitt 2.1, Abb. 1 und Zwischenfazit 1.

⁴⁶ Preise ohne Umsatzsteuer und erstattungsfähige Steuern und Abgaben. Vgl. Eurostat (2018), Preise Elektrizität für Nicht-haushaltskunden, ab 2007 – halbjährliche Daten, Tabelle nrg_pc_205.

⁴⁷ Ebd.

gezahlten Preise. Diese können beispielsweise je nach Abnahmemenge noch einmal erheblich variieren. Im internationalen Vergleich ist Industriestrom in der EU vergleichsweise teuer. So betrug der Industriestrompreis z.B. in den USA Ende 2017 58,71 Euro/MWh, in China 99,65 Euro/MWh.⁴⁸ Teurer als im EU-Durchschnitt sind Industriestrompreise insbesondere in Japan (134,58 Euro/MWh) und in Brasilien (144,48 Euro/MWh). Bei diesen Preisvergleichen bleibt unberücksichtigt, dass unterschiedliche Umweltauflagen zu unterschiedlichen Stromverbräuchen führen können. In diesem Fall können Mehrbelastungen gegenüber internationalen Wettbewerbern aus zwei Richtungen entstehen: aus den höheren Strompreisen sowie aus höheren Stromverbräuchen aufgrund von Umweltauflagen.⁴⁹

Auch in Folge des Paris-Abkommens von 2015⁵⁰ haben einige Staaten zur CO₂-Reduktion Emissionshandelssysteme eingeführt oder deren Einführung angekündigt.⁵¹ Allerdings lässt sich derzeit noch keine Konvergenz in Richtung einer weltweit gleichen Klimaschutzbelastung aufgrund der CO₂-Kosten vereinzelt angewandten Emissionshandelssystemen feststellen. Es ist auf absehbare Zeit auch keine klare Perspektive in diese Richtung zu erkennen. Die bestehenden Emissionshandelssysteme unterscheiden sich hinsichtlich der betroffenen Unternehmen, der erfassten Treibhausgase sowie der Preise für Emissionsrechte.⁵² Dies wird am Beispiel wichtiger CO₂-Emittenten wie China und den USA deutlich:

- Viel Aufmerksamkeit hat Chinas nationaler Emissionshandel erregt.⁵³ Auch wenn dies ein bedeutender Schritt für die chinesische Klimapolitik darstellen mag, so sind damit gerade im Vergleich zum europäischen ETS bei weitem noch keine gleichen internationalen Wettbewerbsbedingungen hergestellt. Der nationale chinesische Emissionshandel ist derzeit auf die Stromerzeugung begrenzt. Die Strompreise wiederum unterliegen der staatlichen Regulierung. Eine Belastung von Unternehmen in stromintensiven Sektoren ist damit gerade nicht verbunden, da diese selbst nicht dem nationalen Emissionshandel unterliegt und auch die regulierten Strompreise nicht zu zusätzlichen Kostenbelastungen führen.⁵⁴ Es ist allerdings beabsichtigt, den nationalen Emissionshandel zukünftig auf weitere Sektoren auszudehnen. Neben dem nationalen Emissionshandel bestehen in China sieben regionale Emissionshandelssysteme, denen auch das produzierende Gewerbe unterliegt. In diesen Systemen ergeben sich vergleichsweise geringe Kosten für Emissionsrechte. Die Preise für ein Zertifikat zur Emission einer Tonne CO₂ liegen in diesen Systemen (Januar 2018) umgerechnet zwischen 1,16 € (1,32 USD) und 7,05 € (8,01 USD).⁵⁵

⁴⁸ Trinomics (2018), Study on Energy Prices – Costs and Subsidies and their Impact on Industry and Households, Final Report, Rotterdam, S. 67; diese Zahlen bilden die Basis für EU-Kommission (2018), Bericht COM(2019) 1 vom 9. Januar 2019 über Energiepreise und Energiekosten in Europa.

⁴⁹ Fraunhofer ISI / Ecofys (2015) Einfluss der Strompreise auf die Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie, Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, S. 27.

⁵⁰ S.o. Abschnitt 2.2.2.1.

⁵¹ Eine Übersicht unterschiedlicher Emissionshandelssysteme zur Reduzierung von CO₂-Emissionen weltweit bietet International Carbon Action Partnership – ICAP (2018), ETS map, <https://icapcarbonaction.com/en/>.

⁵² Ein detaillierter Vergleich der unterschiedlichen Emissionshandelssysteme weltweit ist im Rahmen dieser Studie nicht möglich. Dieser müsste z.B. auch die jeweiligen Mechanismen zur Kostenentlastung von Unternehmen – z.B. durch kostenlose Zuteilung von Zertifikaten – erfassen.

⁵³ China Energy Portal (2017), National Development and Reform Commissions: Program for the establishment of a national carbon emissions trading market (power generation industry), <https://chinaenergyportal.org/en/national-carbon-emissions-trading-market-establishment-program-power-generation-industry/>; Voita, T. (2018): China's National Carbon Market: A Game Changer in the Making? Édito Énergie, Ifri vom 22. März 2018.

⁵⁴ Li, L. / Healy, S. (2018), China's climate policies with an emphasis on carbon trading markets, Briefing requested by the ENVI committee of the European Parliament, PE 626.077.

⁵⁵ ICAP (2018), ETS map, <https://icapcarbonaction.com/en/ets-map>.

- In den USA besteht kein bundesweiter Emissionshandel. Allerdings gibt es ein Emissionshandelssystem in Kalifornien (California Cap-and-Trade Program) sowie ein gemeinsames Emissionshandelssystem der Bundesstaaten Connecticut, Delaware, Maine, Maryland, Massachusetts, New Hampshire, New York, Rhode Island und Vermont (Regional Greenhouse Gas Initiative, RGGI). Die Preise für ein Emissionsrecht für eine Tonne CO₂e bzw. CO₂⁵⁶ liegen dort bei ca. 13,22 € (15,02 USD; California Cap-and-Trade Program, August 2018) und bei ca. 3,90 € (4,43 USD; RGGI, Juni 2018).⁵⁷

Zwischenfazit 2

Carbon Leakage führt durch die Verlagerung von Produktion aus der EU in Drittstaaten mit weniger kostenintensiven Klimaschutzvorgaben und der damit einhergehenden Verlagerung von CO₂-Emissionen insgesamt zu einem **klimaschädlichen Anstieg der globalen CO₂-Emissionen**. Die **Schwächung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit europäischer Unternehmen** aufgrund direkter und indirekter CO₂-Kosten der EU-Klimapolitik **besteht fort** und manifestiert sich auch in signifikant unterschiedlichen Industriestromkosten. Hieran hat auch der Abschluss des **Paris-Abkommens** 2015 nichts geändert, das auch für Industrieländer **keine völkerrechtlich verbindlichen Pflichten zur Senkung von CO₂-Emissionen** oder vergleichbaren Klimaschutzanstrengungen vorschreibt. Daher ist derzeit **nicht absehbar**, ob oder wann es weltweit einmal zu einem **Abbau klimaschutzbedingter Wettbewerbsverzerrungen** durch eine internationale Angleichung der heterogenen Klimaschutzanstrengungen von Staaten und der daraus resultierenden CO₂-Kosten für Unternehmen kommen wird.

2.3 Carbon-Leakage-Problematik am Beispiel der NE-Metallindustrie

2.3.1 Wesentliche Merkmale der NE-Metallindustrie

Die NE-Metallindustrie umfasst die Herstellung und erste Bearbeitung von Metallen und Metalllegierungen mit Ausnahme von Eisen oder Legierungen mit einem Eisenanteil über 50%. Dazu zählen u.a. Aluminium, Kupfer, Zink, Blei, Nickel, Zinn sowie Edelmetalle wie Gold und Silber. Die NE-Metallindustrie in der EU hat einen Jahresumsatz von ca. 120 Mrd. € und beschäftigt ca. 500.000 Arbeitskräfte. Die 47 Mio. Tonnen an in der EU hergestellten NE-Metallen werden zu 29% im Verkehr, 24% im Bau, 20% in der Industrie, 11% in Verpackungen, 11% in Batterien und 5% in Gebrauchsgütern eingesetzt.⁵⁸

Aufgrund ihrer verschiedenen Eigenschaften sind NE-Metalle für zahlreiche Anwendungen unverzichtbar. So werden Aluminiumlegierungen u.a. als Leichtmetall beim Bau von Fahrzeugen und Flugzeugen eingesetzt. Kupfer wird aufgrund seiner hohen elektrischen Leitfähigkeit u.a. für die Herstellung von

⁵⁶ Während in Kalifornien mehrere Treibhausgase dem dortigen Emissionshandelssystem unterliegen, erfasst das gemeinsame Emissionshandelssystem RGGI nur CO₂, <https://icapcarbonaction.com/en/ets-map>.

⁵⁷ ICAP (2018), ETS map, <https://icapcarbonaction.com/en/ets-map>.

⁵⁸ Eurometaux (2018), Key Industry Data, www.eurometaux.eu/about-our-industry/key-industry-data.

Stromleitungen, Schaltdrähten und Kabeln verwendet. Zink dient primär als Korrosionsschutz von Stahl (Verzinkung), während Blei überwiegend als Werkstoff in Autobatterien eingesetzt wird.⁵⁹

Aufgrund der Vielzahl an Einsatzmöglichkeiten ist der Bedarf an NE-Metallen in den letzten Jahren in der EU und weltweit stark gestiegen. Da sie insbesondere auch für Technologien u.a. zur CO₂-Reduktion wie erneuerbare Energien und Elektromobilität eine wesentliche Rolle spielen, ist künftig mit einem weiteren deutlichen Bedarfsanstieg welt- und europaweit zu rechnen.⁶⁰

Die NE-Metallindustrie umfasst nicht nur die Herstellung von reinen NE-Metallen und NE-Metalllegierungen, sondern auch mehrere vor- und nachgelagerte Produktionsstufen. So wird Rohaluminium als „Primäraluminium“ durch die Schmelzflusselektrolyse aus Aluminiumoxid gewonnen, das zuvor im sog. „Bayer-Verfahren“ aus Bauxit gelöst wurde. Das Rohaluminium kann wiederum weiterverarbeitet werden, indem es zu Blechen gewalzt oder zu Profilen gepresst wird.⁶¹

Die einzelnen Sektoren der europäischen NE-Metallindustrie sind jedoch häufig Teil integrierter Wertschöpfungsketten. Durch die Integration vor- und nachgelagerter Produktionsstufen werden die Kosten für Forschungs- und Entwicklung gesenkt, die Entwicklung neuer Produkte erleichtert und eine Just-in-Time-Produktion ermöglicht.⁶²

NE-Metalle lassen sich immer wieder ohne Qualitätsverlust recyceln, so dass ein stetig wachsender Anteil von ihnen als Sekundärmetalle aus Schrotten wiedergewonnen wird („Urban-Mining“).⁶³ Dies reduziert zum einen die Abhängigkeit von Erzlieferungen aus Drittstaaten, in denen die meisten Lagerstätten liegen, zum anderen lassen sich Sekundärmetalle im Vergleich zu Primärmetallen mit deutlich geringerem Energiebedarf und CO₂-Ausstoß herstellen.⁶⁴

Die Herstellung von NE-Metallen ist sehr kapitalintensiv, d.h. dass der Anteil der von der Produktionsmenge unabhängigen Kapitalkosten (Fixkosten) vergleichsweise hoch ist. Zudem ist sie sowohl CO₂- als auch stromintensiv. CO₂-Emissionen entstehen durch die Freisetzung von Kohlenstoff aus Erzen, als Prozessemissionen bei der Aluminiumelektrolyse sowie durch den Einsatz fossiler Brennstoffe in Schmelzöfen. Stromintensiv sind insbesondere die Elektrolyse bei der Herstellung von Primäraluminium und Primärzink sowie die Herstellung von Kupferlegierungen.⁶⁵

2.3.2 ETS-bedingte CO₂-Kosten der NE-Metallindustrie

Die NE-Metallhersteller werden auf zwei Wege mit ETS-bedingten CO₂-Kosten belastet. Zum einen direkt, indem sie für die CO₂-Emissionen ihrer Anlagen ETS-Zertifikate erwerben müssen. Zum anderen indirekt, indem die entsprechenden Zertifikatekosten der Stromerzeuger über entsprechend erhöhte Strompreise auf sie abgewälzt werden. Anders als z.B. bei der Stahlherstellung, bei der vergleichsweise

⁵⁹ Eurometaux (2018), Introducing Metals, www.eurometaux.eu/about-our-industry/introducing-metals.

⁶⁰ KPMG (2017), Non-ferrous metals industry: Building the future, S. 37.

⁶¹ Ecofys / Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research / Öko-Institut (2009), Methodology for the free allocation of emission allowances in the EU ETS post 2012 – Sector report for the aluminium industry, S. 5 f.

⁶² Ecorys (2011), Competitiveness of the EU Non-ferrous Metals Industries – FWC Sector Competitiveness Studies, Final Report, S. 13 und 193.

⁶³ Öko-Institut (2016), Klimaschutzpotenziale des Metallrecyclings und des anthropogenen Metallagers.

⁶⁴ Eurometaux (2018), Introducing Metals, www.eurometaux.eu/about-our-industry/introducing-metals.

⁶⁵ Rohde, C. / Cebulla, F. (2013), Nichteisenmetallindustrie, in: Fleiter, T. / Schlomann, B. / Eichhammer, W. (Hrsg.), Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien – Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente, S. 320–328.

mehr direkte CO₂-Emissionen anfallen⁶⁶, überwiegen bei den NE-Metallen insgesamt aufgrund des hohen Strombedarfs die indirekten CO₂-Emissionen.

Aufgrund der hohen Stromintensität bei der Herstellung von NE-Metallen machen in dieser Branche die Stromkosten einen großen Teil der Herstellungskosten aus. Dieser Anteil ist mit 68% in der Primäraluminiumerzeugung besonders hoch, liegt aber auch in den anderen NE-Metallsektoren mit Werten zwischen 13% und 36% über dem Niveau anderer Industriesektoren.⁶⁷

2.3.3 Internationale Wettbewerbsbedingungen der NE-Metallindustrie

2.3.3.1 Weltweite einheitliche Börsenpreise und „Preisnehmerschaft“

Während aus NE-Metallen hergestellte Speziallegierungen unterschiedlicher Hersteller noch einen gewissen Grad an Heterogenität besitzen, der sich weltweit in Qualitäts- und Preisunterschieden zeigt, weisen Rohmetalle einen hohen Homogenitätsgrad auf. Sie werden folglich weltweit zu einheitlichen Preisen an internationalen Rohstoffbörsen – wie der London Metal Exchange (LME), der New York Commodities Exchange (COMEX) oder der Shanghai Metal Exchange (SHMET) – gehandelt. Dieser weltweite Preissetzungsmechanismus verhindert, dass die Hersteller von NE-Metallen ihnen an bestimmten Standorten entstehende Mehrkosten auf den Verkaufspreis aufschlagen können. Sie sind daher „Preisnehmer“, die ihre Produkte zum vorgegebenen Weltmarktpreis verkaufen müssen.⁶⁸

Die Preisnehmerschaft der NE-Metallindustrie spiegelt sich in der sog. „Preiselastizität der Nachfrage“ („Armington-Elastizität“) wider. Im konkreten Fall zeigt diese an, um wie viel Prozent sich der Absatz eines in der EU ansässigen NE-Metallunternehmens verändert, wenn es den Preis seines Guts um ein Prozent erhöht.⁶⁹ Bei einer – dem Betrag nach – hohen Preiselastizität führt bereits eine kleine Preissteigerung zu einem großen Rückgang des Unternehmensabsatzes. Für NE-Metalle aus Deutschland wurde eine Preiselastizität von –12,54 ermittelt.⁷⁰ Dieser mit Abstand höchste Wert aller Sektoren verdeutlicht, dass NE-Metallunternehmen hohe Absatzeinbußen erleiden, wenn sie als Preisnehmer versuchen, Mehrkosten über den Verkaufspreis weiterzugeben.

2.3.3.2 Ungleiche internationale Wettbewerbsbedingungen

Während der Preis für NE-Metalle für die Hersteller weltweit weitestgehend einheitlich ist, unterscheiden sich die Kosten der Herstellung je nach Region und Standort enorm. Neben Lohn- und Energiekosten differieren die Kosten für die Einhaltung von Umwelt- und Klimaschutzauflagen. So entstehen der europäischen NE-Metallindustrie u.a. Kostennachteile aufgrund der Abgasreinigung durch Filtersysteme, die einen höheren Stromverbrauch erfordern. Aufgrund der weltweiten Vorreiterrolle der EU

⁶⁶ Rohde, C. / Cebulla, F. (2013), Nichteisenmetallindustrie, in: Fleiter, T. / Schломann, B. / Eichhammer, W. (Hrsg.), Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien – Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente, S. 291.

⁶⁷ Ecorys (2011), Competitiveness of the EU Non-ferrous Metals Industries – FWC Sector Competitiveness Studies, Final Report, S. 12.

⁶⁸ Ebd., S. 9 f.

⁶⁹ Felbermayer, G. / Aichele, R. / Zimmer, M. / Heiland, I. (2013), Entwicklung eines Maßes für die Intensität des internationalen Wettbewerbs auf Unternehmens- oder Sektorebene. Kurzgutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, S. 4.

⁷⁰ Die dem Betrag nach zweithöchste Preiselastizität erzielt mit weitem Abstand dahinter der Sektor „Kokerei- und Mineralölzeugnisse“ mit –6,93; Ebd., S. 15.

beim Umwelt- und Klimaschutz⁷¹ hat die CO₂- und stromintensive europäische NE-Metallindustrie höhere direkte und indirekte CO₂-Kosten zu tragen als ihre außereuropäische Konkurrenz. Zudem ist sie gegenüber Schwellenländern aufgrund von höheren Lohnkosten und dem Mangel an eigenen Erzvorkommen benachteiligt.⁷²

So wurde 2013 ermittelt, dass die durch staatliche Regulierung bedingten Gesamtkosten der Primäraluminiumherstellung in der EU weltweit am höchsten waren.⁷³ Für Primäraluminiumerzeuger, die Strom über den Strommarkt beziehen, machen die durch staatliche Regulierung verursachten Kosten 179 € bis 203 € pro Tonne erzeugtem Primäraluminium aus, wovon indirekte CO₂-Kosten allein einen Anteil von 45% hatten.⁷⁴

2.3.3.3 Indizien für erhebliches Carbon-Leakage-Risiko

Ungleiche weltweite CO₂-Kostenbelastungen sind mit ein Grund dafür, weshalb die Erzeugung von NE-Metallen in der EU – trotz des weltweit wachsenden Bedarfs – seit vielen Jahren stagniert. Insbesondere bei der stromintensiven Primärerzeugung von NE-Metallen weist die EU ein deutliches und im Zeitverlauf wachsendes Handelsbilanzdefizit aus.⁷⁵

Dies lässt sich am Beispiel von Primäraluminium illustrieren. Deckte die EU ihren Rohaluminiumbedarf 1980 noch zu 60% durch eigene Primärerzeugung, zu 27% durch Sekundärerzeugung (Recycling) und nur zu 13% durch Importe aus Drittstaaten, haben sich die Werte im Zeitverlauf umgekehrt. Der Anteil der Primärerzeugung am EU-Verbrauch betrug 2016 nur noch 16%. Auch wenn das Aluminiumrecycling stark zugenommen hat und 2016 36% des in der EU benötigten Rohaluminiums decken konnte, muss mit annähernd 50% der Großteil des Bedarfs aus Drittstaaten importiert werden.⁷⁶

Der Rückgang der Primärerzeugung in der EU ist die Folge ausbleibender Investitionen in neue Produktionskapazitäten in den letzten Jahren und Jahrzehnten. Solche Investitionen setzen aufgrund der hohen Kapitalintensität der NE-Metallerzeugung einen langfristig planbaren Strom an jährlichen Erlösüberschüssen voraus. Diese sind in der EU aufgrund der Unvorhersehbarkeit des Weltmarktpreises sowie der ungleichen internationalen CO₂-Kostenbelastungen nicht gewährleistet. Anders als in der EU ist in Schwellenländern wie insbesondere China, in Russland sowie im mittleren Osten massiv in neue Anlagen zur Primärerzeugung von NE-Metallen investiert worden.⁷⁷ China ist mittlerweile bei weitem das Land mit der größten stromintensiven Erzeugung von NE-Metallen. So wurden 2016 in China 54% des weltweiten Primäraluminiums, 36% des weltweit raffinierten Kupfers und 45% der weltweit erzeugten Zink-Slabs in China hergestellt.⁷⁸ Angesichts dieses Verlusts von Marktanteilen der europäi-

⁷¹ S.o. Abschnitt 2.1 und Abschnitt 2.2.2.

⁷² Ecorys (2011), Competitiveness of the EU Non-ferrous Metals Industries – FWC Sector Competitiveness Studies, Final Report, S. 16 f.

⁷³ Centre for European Policy Studies – CEPS / Economisti Associati (2013), Assessment of Cumulative Cost Impact for the Steel and the Aluminium Industry – Final Report Aluminium.

⁷⁴ Ebd., S. 8 f.

⁷⁵ Ecorys (2011), Competitiveness of the EU Non-ferrous Metals Industries – FWC Sector Competitiveness Studies, Final Report, S. 10 f.

⁷⁶ Berechnung auf Grundlage von European Aluminium (2018), EU aluminium imports dependency, www.european-aluminium.eu/data/economic-data/eu-aluminium-imports-dependency/.

⁷⁷ Ecorys (2011), Competitiveness of the EU Non-ferrous Metals Industries – FWC Sector Competitiveness Studies, Final Report, S. 11 f.

⁷⁸ Berechnung auf Grundlage von British Geological Survey (2018), World Mineral Production 2012–16, Nation Environment Research Council.

schen NE-Metallindustrie an ihre außereuropäische Konkurrenz und ihrer klimaschutzbedingten Wettbewerbsnachteile gibt es deutliche Indizien für ein erhebliches Carbon-Leakage-Risiko insbesondere in Form von „Investment Leakage“ und „Production Leakage“.⁷⁹

Zwischenfazit 3

Der Zusammenhang zwischen der Kostenbelastung durch die EU-Klimapolitik und **Carbon Leakage** wird am **Beispiel der NE-Metallindustrie** deutlich. Der Bedarf an NE-Metallen mit ihren zahlreichen Einsatzmöglichkeiten – u.a. bei Technologien zur CO₂-Reduktion wie erneuerbare Energien und Elektromobilität – steigt sowohl welt- als auch europaweit stark an. Dennoch verlieren europäische Unternehmen gegenüber ihrer außereuropäischen Konkurrenz stetig Marktanteile. Die Herstellung von NE-Metallen ist kapital-, CO₂- und stromintensiv. Daher wird die europäische NE-Metallindustrie sowohl durch die direkten als auch die indirekten CO₂-Kosten des EU-Emissionshandelssystems belastet. Aufgrund der weltweit einheitlichen Preise für NE-Metalle sind die Unternehmen der NE-Metallindustrie „**Preisnehmer**“, die ihre an europäischen Standorten entstehenden ETS-bedingten Mehrkosten nicht auf ihre Preise aufschlagen und an ihre Kunden weitergeben können. Angesichts dieser **klimaschutzbedingten Wettbewerbsnachteile** der europäischen NE-Metallindustrie, des Verlusts von Marktanteilen an ihre außereuropäische Konkurrenz und des Rückgangs der Investitionen in der EU gibt es **deutliche Indizien für ein erhebliches Carbon-Leakage-Risiko**.

⁷⁹ S.o. Abschnitt 2.2.1.

3 EU-Regelungen zur Strompreiskompensation (SPK)

Um angesichts der fortbestehenden Benachteiligung europäischer Industrieunternehmen im internationalen Wettbewerb⁸⁰ sowohl den Verlust von Produktionstätigkeit in der EU als auch einen klimaschädlichen Anstieg der globalen CO₂-Emissionen durch Carbon Leakage zu verhindern, eröffnet das EU-Recht in der 3. und 4. ETS-Handelsperiode grundsätzlich zwei Möglichkeiten für Kostenentlastungen im Rahmen des ETS: „Direkte CO₂-Kosten“ für den Erwerb von ETS-Zertifikaten werden durch die Zuteilung kostenloser ETS-Zertifikate an Industrieunternehmen mit unmittelbar ETS-pflichtigen Anlagen aufgefangen.⁸¹ „Indirekte CO₂-Kosten“ stromintensiver Unternehmen aufgrund ETS-bedingt erhöhter Strompreise können die EU-Mitgliedstaaten derzeit teilweise mit der „Strompreiskompensation“ (SPK) ausgleichen⁸², sofern dies im Einklang mit dem EU-Beihilferecht im Allgemeinen⁸³ und den von der EU-Kommission erlassenen ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020) im Besonderen⁸⁴ steht.

3.1 ETS-Richtlinie und Strompreiskompensation

3.1.1 Art. 10a Abs. 6 ETS-Richtlinie (2013–2020)

Neben der Entlastung von direkten CO₂-Kosten für ETS-Zertifikate durch die kostenlose Zuteilung von ETS-Zertifikaten sieht die ETS-Richtlinie seit Beginn der laufenden 3. ETS-Handelsperiode (2013–2020) auch die Möglichkeit zur Zahlung einer „Strompreiskompensation“ (SPK) für die CO₂-Kosten des ETS vor, um Carbon Leakage zu vermeiden. Diese „indirekten CO₂-Kosten“ entstehen, indem die unmittelbar ETS-pflichtigen Stromerzeuger die ihnen aufgrund der Stromerzeugung mit fossilen Energieträgern für ihre CO₂-Emissionen und den Zertifikateerwerb entstehenden „direkten CO₂-Kosten“ über entsprechend erhöhte Strompreise an ihre Kunden weitergeben. Nach Art. 10a Abs. 6 ETS-Richtlinie (2013–2020) „können“ die EU-Mitgliedstaaten zugunsten stromintensiver Unternehmen in Sektoren oder Teilsektoren, für die „ein erhebliches Risiko einer Verlagerung von CO₂-Emissionen durch auf den Strompreis übergewälzte Kosten der Treibhausgasemissionen ermittelt wurde, finanzielle Maßnahmen einführen, um diese Kosten auszugleichen, sofern dies mit den geltenden und künftigen Regeln für staatliche Beihilfen vereinbar ist“.

Um Anreize zur CO₂-Reduktion und Steigerung der Stromeffizienz von Anlagen zu setzen, hat die Berechnung der SPK-Höhe jeweils auf Basis von Richtwerten für die indirekten CO₂-Emissionen pro Produktionseinheit zu erfolgen. Diese vorab festgelegten „Ex-ante-Benchmarks“ werden für einen Sektor oder Teilsektor als Produkt „des Stromverbrauchs pro Produktionseinheit entsprechend den effizientesten verfügbaren Techniken“ und „der CO₂-Emissionen des entsprechenden europäischen Stromerzeugungsmix“ berechnet.⁸⁵

In den Erwägungsgründen zur ETS-Richtlinie (2013–2020) wird betont, dass die Mitgliedstaaten die Entscheidung darüber treffen, ob sie eine Strompreiskompensation zahlen wollen, sofern sie dies „für

⁸⁰ S.o. Abschnitt 2.

⁸¹ ETS-Richtlinie (2013–2020): Art. 10a Abs. 1, 2, 5, 11, 12, 13, 15, 16 und 20. ETS-Richtlinie (2021–2030): Art. 10 Abs. 1; Art. 10a Abs. 1, 2 und 5; Art. 10b Abs. 1, 2, 4 und 20; Art. 11 Abs. 1.

⁸² S.u. Abschnitt 3.1.

⁸³ S.u. Abschnitt 3.2.

⁸⁴ S.u. Abschnitt 3.3.

⁸⁵ ETS-Richtlinie (2013–2020), Art. 10a Abs. 6 UAbs. 2.

notwendig erachten“.⁸⁶ Zudem soll die Strompreiskompensation – die als Teil der EU-weiten „Übergangsvorschriften zur Harmonisierung der kostenlosen Zuteilung“ geregelt ist⁸⁷ – lediglich „übergangsweise“ gezahlt und nur dann gewährt werden, wenn sie „notwendig und verhältnismäßig“ ist.⁸⁸ Schließlich soll auch bei Zahlung einer Strompreiskompensation sichergestellt werden, dass das ETS „auch weiterhin einen Anreiz für Energieeinsparungen“ und für die Umstellung von Strom aus fossilen Energieträgern wie Kohle, Gas oder Öl („grauer Strom“) auf Strom aus erneuerbaren Energien wie Sonne, Wind oder Biomasse („grüner Strom“) bietet.⁸⁹

3.1.2 Art. 10a Abs. 6 ETS-Richtlinie (2021–2030)

Diese Ausgestaltung der Strompreiskompensation ist im Wesentlichen auch bei der ETS-Reform für die 4. ETS-Handelsperiode (2021–2030) in Art. 10a Abs. 6 ETS-Richtlinie (2021–2030) beibehalten worden. Die sichtbarste Änderung bzw. Ergänzung ist die Vorgabe, wonach sich die Mitgliedstaaten „bemühen“ sollen, dass der Gesamtbetrag, den ein Mitgliedstaat für alle von ihm gewährten Strompreiskompensationen auszahlt, nicht 25% seiner Einkünfte aus der Versteigerung von ETS-Zertifikaten überschreitet.⁹⁰ Anderenfalls muss er einen Bericht veröffentlichen, in dem er die Überschreitung begründet.⁹¹ Darüber hinaus ist eine Überschreitung der 25%-Grenze jedoch mit keinen weiteren Konsequenzen oder gar Sanktionen verbunden. Insgesamt hat diese bloße „Bemühenspflicht“ auf den zentralen Regelungsgehalt der Strompreiskompensation keinen unmittelbaren Einfluss.

Bemerkenswert ist eine auf den ersten Blick unscheinbare Modifikation des Wortlauts von Art. 10a Abs. 6 ETS-Richtlinie (2021–2030): Demnach „sollten“ (engl. Richtlinienfassung:⁹² „should“) die Mitgliedstaaten die Strompreiskompensation zugunsten von (Teil-)Sektoren, für die aufgrund ETS-bedingt erhöhter Strompreise ein Carbon-Leakage-Risiko besteht, gewähren. Im Gegensatz dazu „können“ (engl. Richtlinienfassung:⁹³ „may“) die Mitgliedstaaten nach der derzeit noch geltenden Art. 10a Abs. 6 ETS-Richtlinie (2013–2020) über die Zahlung entscheiden. Zwar wird durch beide Formulierungen den Mitgliedstaaten die Einführung einer Strompreiskompensation nicht zwingend vorgeschrieben. Durch die Änderung von „können“ zu „sollten“ bringt der EU-Gesetzgeber jedoch seinen Wunsch klar zum Ausdruck, dass die Mitgliedstaaten Strompreiskompensationen auszahlen. Diese gesetzgeberische Intention wird auch durch die Erwägungsgründe zur ETS-Richtlinie (2021–2030) bestätigt. Demnach ist es ausdrücklich „wünschenswert“, dass die Mitgliedstaaten zugunsten von Anlagen in (Teil-)Sektoren, für die aufgrund ETS-bedingt erhöhter Strompreise ein erhebliches Carbon-Leakage-Risiko besteht, eine entsprechende Teilkompensation gewähren.⁹⁴

⁸⁶ Richtlinie 2009/29/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten [im Folgenden: „ETS-Änderungsrichtlinie (2013–2020)“], Erwägungsgrund 27.

⁸⁷ Offizielle Überschrift von Art. 10a ETS-Richtlinie (2013–2020 und 2021–2030).

⁸⁸ ETS-Änderungsrichtlinie (2013–2020), Erwägungsgrund 27.

⁸⁹ Ebd.

⁹⁰ ETS-Richtlinie (2021–2030), Art. 10a Abs. 6 UAbs. 2.

⁹¹ Ebd., Art. 10a Abs. 6 UAbs. 1 und 2.

⁹² <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2003/87/2018-04-08>.

⁹³ <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2003/87/2009-06-25>.

⁹⁴ Richtlinie (EU) 2018/410 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. März 2018 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Unterstützung kosteneffizienter Emissionsreduktionen und zur Förderung von Investitionen mit geringem CO₂-Ausstoß und des Beschlusses (EU) 2015/1814 [im Folgenden: „ETS-Änderungsrichtlinie (2021–2030)“], Erwägungsgrund 13.

Zwischenfazit 4

Zur **Vermeidung von Carbon Leakage** eröffnet **Art. 10a Abs. 6 ETS-Richtlinie** den EU-Mitgliedstaaten die Möglichkeit zur Zahlung einer **Strompreiskompensation (SPK)**. Hierdurch sollen stromintensive Unternehmen von den indirekten CO₂-Kosten des ETS, welche Stromerzeuger durch entsprechend erhöhte Strompreise auf sie überwälzen, entlastet werden. Zwar treffen die EU-Mitgliedstaaten die Entscheidung darüber, ob sie eine Strompreiskompensation einführen. Der **EU-Gesetzgeber** hat jedoch für die 4. ETS-Handelsperiode (2021–2030) seinen **Wunsch** zum Ausdruck gebracht, dass die **Mitgliedstaaten eine Strompreiskompensation gewähren „sollten“**.

3.2 EU-Beihilfekontrolle und Strompreiskompensation

3.2.1 Primärrechtliche Grundlage, Art. 107 Abs. 3 lit. c AEUV

Die Gewährung von Strompreiskompensationen durch EU-Mitgliedstaaten setzt gemäß Art. 10a Abs. 6 ETS-Richtlinie voraus, dass dies mit den EU-Regelungen für staatliche Beihilfen in Einklang steht.⁹⁵ Nach dem primärrechtlichen EU-Beihilferecht gemäß Art. 107 ff. AEUV sind in der Regel „staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfen gleich welcher Art, die durch die Begünstigung bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige den Wettbewerb verfälschen oder zu verfälschen drohen, mit dem EU-Binnenmarkt unvereinbar, soweit sie den Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigen“⁹⁶. Soweit von diesem grundsätzlichen „Beihilfeverbot“ bestimmte Beihilfearten nicht bereits per se im Wege einer Legalausnahme⁹⁷ ausgenommen sind, können sie unter bestimmten Voraussetzungen als mit dem EU-Binnenmarkt vereinbar angesehen werden.⁹⁸ Hierzu müssen die Mitgliedstaaten derartige Beihilfen vorab bei der EU-Kommission anmelden und von ihr genehmigen lassen.⁹⁹

Die Strompreiskompensation i.S.v. Art. 10a Abs. 6 ETS-Richtlinie zugunsten stromintensiver Unternehmen in Sektoren, für die ein Carbon-Leakage-Risiko besteht, stellt eine „sektorale Beihilfe“ dar, deren Vereinbarkeit mit dem EU-Binnenmarkt nach Art. 107 Abs. 3 lit. c AEUV zu beurteilen ist. Demnach kann die EU-Kommission „Beihilfen zur Förderung der Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige“ als mit dem EU-Binnenmarkt vereinbar ansehen und genehmigen, „soweit sie die Handelsbedingungen nicht in einer Weise verändern, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft.“

⁹⁵ ETS-Richtlinie (2013–2020 und 2021–2030), Art. 10 a Abs. 6.

⁹⁶ AEUV, Art. 107 Abs. 1.

⁹⁷ Ebd., Art. 107 Abs. 2.

⁹⁸ Ebd., Art. 107 Abs. 3.

⁹⁹ Ebd., Art. 108.

3.2.2 Ermessenspielraum der EU-Kommission

Der EU-Kommission steht bei ihrer beihilferechtlichen Prüfung gemäß Art. 107 Abs. 3 lit. c AEUV im Allgemeinen und der Strompreiskompensation im Besonderen nach der ständigen Rechtsprechung des Gerichtshofs der Europäischen Union (EuGH)¹⁰⁰ ein weites Ermessen zu, dessen Ausübung wirtschaftliche und soziale Wertungen voraussetzt, die sich auf die EU als Ganzes beziehen.¹⁰¹ Dabei zeigt sich die Weite des Ermessenspielraums der EU-Kommission auch daran, dass – nicht zuletzt angesichts der wirtschaftlichen Komplexität der zugrundeliegenden Sachverhalte¹⁰² – der Prüfungsumfang bei der gerichtlichen Kontrolle der Ermessensausübung – im Sinne eines „judicial restraint“ – stark zurückgenommen ist.¹⁰³ Demnach beschränkt sich die EU-Gerichtsbarkeit auf die bloße Überprüfung der Einhaltung der Verfahrens- und Begründungsvorschriften durch die EU-Kommission sowie auf die Kontrolle der inhaltlichen Richtigkeit der von ihr festgestellten Tatsachen und des Fehlens von Rechtsfehlern, von evidenten Fehlern bei der Bewertung der Tatsachen und von Ermessensmissbrauch.¹⁰⁴

3.2.3 Abwägungsprüfung der EU-Kommission

Im Zentrum der beihilferechtlichen Prüfung durch die EU-Kommission gemäß Art. 107 Abs. 3 lit. c AEUV steht die Abwägung zwischen den positiven und negativen Auswirkungen einer Beihilfe.¹⁰⁵ Nach dem mehrstufigen Abwägungsverfahren¹⁰⁶, das die EU-Kommission auch ihren ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020) u.a. zur Strompreiskompensation zugrunde legt¹⁰⁷, muss die geplante Beihilfemaßnahme einem hinreichend genau definierten „Ziel von gemeinsamem Interesse“ der EU dienen. Zudem prüft die EU-Kommission, ob die Beihilfe zur Erreichung dieses gemeinschaftlichen EU-Ziels geeignet und erforderlich ist. In diesem Zusammenhang wird auch untersucht, ob die Beihilfe durch einen Anreizeffekt dazu beiträgt, bei den Beihilfeempfängern eine Verhaltensänderung zu bewirken. Außerdem hat die Beihilfe insoweit angemessen zu sein, als sie auf das zur Zielerreichung notwendige Minimum beschränkt sein muss. Schließlich müssen in der Gesamtbilanz der Abwägung die positiven Auswirkungen der Beihilfe zur Erreichung des gemeinschaftlichen EU-Ziels ihre möglichen negativen Nebeneffekte – insbesondere in Form von Verfälschungen des Wettbewerbs und Handels im EU-Binnenmarkt – überwiegen.

¹⁰⁰ EuGH, Urteil vom 17. September 1980, Philip Morris / Kommission, C-730/79, ECLI:EU:C:1980:209, Slg. 1980, 2671, Rn. 24; Urteil vom 14. Februar 1990, Frankreich / Kommission, C-301/87, ECLI:EU:C:1990:67, Slg. 1990, I-307, Rn. 49; Urteil vom 21. März 1991, Italien / Kommission, C-303/88, ECLI:EU:C:1991:136, Slg. 1991, I-1433, Rn. 34; Urteil vom 15. Mai 1997, Textilwerke Deggendorf / Kommission, C-355/95 P, ECLI:EU:C:1997:241, Slg. 1997, I-2549, Rn. 26; Urteil vom 15. Dezember 2005, Italien / Kommission, C-66/02, ECLI:EU:C:2005:768, Slg. 2005, I-10901, Rn. 135; Urteil vom 6. September 2006, Portugal / Kommission, C-88/03, ECLI:EU:C:2006:511, Slg. 2006, I-7115, Rn. 99.

¹⁰¹ EuGH, Urteil vom 17. September 1980, Philip Morris / Kommission, C-730/79, ECLI:EU:C:1980:209, Slg. 1980, 2671, Rn. 24; Kühling, J. / Rüchardt, C. (2018), in: Streinz, R. (Hrsg.), EUV/AEUV-Kommentar, 3. Aufl. 2018, Art. 107 AEUV, Rn. 121.

¹⁰² Kühling, J. / Rüchardt, C. (2018), in: Streinz, R. (Hrsg.), EUV/AEUV-Kommentar, 3. Aufl. 2018, Art. 107 AEUV, Rn. 123.

¹⁰³ EuGH, Urteil vom 26. September 2002, Spanien / Kommission, C-351/98, ECLI:EU:C:2002:530, Slg. 2002, I-8031, Rn. 74; Urteil vom 13. Februar 2003, Spanien / Kommission, C-409/00, ECLI:EU:C:2003:92, Slg. 2003, Rn. 93; Urteil vom 29. April 2004, Italien / Kommission, C-372/97, ECLI:EU:C:2004:234, Slg. 2004, I-3679, Rn. 83.

¹⁰⁴ Cremer, W. (2016), in: Calliess, C. / Ruffert, M. (Hrsg.), EUV/AEUV-Kommentar, 5. Aufl. 2016, Art. 107 AEUV, Rn. 50.

¹⁰⁵ EuGH, Urteil vom 29. April 2004, Italien / Kommission, C-372/97, ECLI:EU:C:2004:234, Slg. 2004, I-3679, Rn. 82; EU-Kommission (2005), Aktionsplan staatliche Beihilfen, KOM(2005) 107 vom 7. Juni 2005, Rn. 11 f. und 19.

¹⁰⁶ Zum Folgenden Cremer, W. (2016), in: Calliess, C. / Ruffert, M. (Hrsg.), EUV/AEUV-Kommentar, 5. Aufl. 2016, Art. 107 AEUV, Rn. 59; Kühling, J. / Rüchardt, C. (2018), in: Streinz, R. (Hrsg.), EUV/AEUV-Kommentar, 3. Aufl. 2018, Art. 107 AEUV, Rn. 122.

¹⁰⁷ ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020), Rn. 5 und 22; s.u. Abschnitt 3.3.

Zwischenfazit 5

Die Gewährung von **Strompreiskompensationen** durch EU-Mitgliedstaaten gemäß Art. 10a Abs. 6 ETS-Richtlinie muss mit dem EU-Beihilferecht vereinbar sein. Bei ihrer **Beihilfekon-**
trolle nach Art. 107 Abs. 3 lit. c AEUV steht der **EU-Kommission ein weites Ermessen** zu, dessen Ausübung die EU-Gerichtsbarkeit nur eingeschränkt überprüft. Dabei nimmt die EU-Kommission eine **Abwägungsprüfung** vor, wonach eine Beihilfe für die Erreichung eines „Ziels von gemeinsamem Interesse“ der EU erforderlich sowie angemessen sein muss, indem sie auf das zur Zielerreichung notwendige Minimum beschränkt ist. Insgesamt müssen die positiven Auswirkungen der Beihilfe ihre negativen Nebeneffekte insbesondere auf den Wettbewerb und Handel im EU-Binnenmarkt überwiegen.

3.3 ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020) und Strompreiskompensation

3.3.1 Rechtsnatur und Wirkung

Die EU-Kommission hat die Kriterien, nach denen sie die Vereinbarkeit von Strompreiskompensationen mit dem EU-Beihilferecht im Rahmen ihrer beihilferechtlichen Abwägungsprüfung gemäß Art. 107 Abs. 3 lit. c AEUV beurteilt, 2012 in ihren „Leitlinien für bestimmte Beihilfemaßnahmen im Zusammenhang mit dem System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten nach 2012“ [„ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020)“]¹⁰⁸ – dargelegt. Die einseitige Definition derartiger Prüfkriterien durch die EU-Kommission u.a. in Form von „Leitlinien“ ist primärrechtlich nicht geregelt, jedoch durch die ständige EuGH-Rechtsprechung anerkannt.¹⁰⁹ Demnach sind Leitlinien der EU-Kommission einschließlich der ETS-Beihilfeleitlinien für sich genommen zwar nicht direkt rechtsverbindlich. Allerdings kann sich die EU-Kommission bei der Ausübung ihres Ermessens im Rahmen ihrer Beihilfekontrolle nach Art. 107 Abs. 3 lit. c AEUV durch „Leitlinien selbst binden, sofern sie Regeln enthalten, denen sich die von ihr zu verfolgende Politik entnehmen lässt und die nicht von Normen des Vertrages abweichen“¹¹⁰. Diese

¹⁰⁸ EU-Kommission (2012), Leitlinien für bestimmte Beihilfemaßnahmen im Zusammenhang mit dem System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten nach 2012, ABIEU Nr. C 158 vom 5. Juni 2012, S. 4 ff. Neben der Strompreiskompensation – „Beihilfen für Unternehmen in Sektoren bzw. Teilspektoren, bei denen angenommen wird, dass angesichts der mit den EU-ETS-Zertifikaten verbundenen Kosten, die auf den Strompreis abgewälzt werden, eine erhebliche Gefahr der Verlagerung von CO₂-Emissionen besteht (Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten)“, Rn. 7–12 und Rn. 22–31 – regeln die ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020) auch „Investitionsbeihilfen für hocheffiziente Kraftwerke, einschließlich neuer, für die Abscheidung und Speicherung von CO₂ geeigneter („CCS-fähiger“) Kraftwerke“, Rn. 13–15 und Rn. 32–39; „Beihilfen im Zusammenhang mit der Option einer übergangsweise erfolgenden kostenlosen Zuteilung von Zertifikaten zur Modernisierung der Stromerzeugung“, Rn. 16 f. und Rn. 40–42; „Beihilfen im Zusammenhang mit dem Ausschluss von Kleinanlagen und Krankenhäusern aus dem EU ETS“, Rn. 18 f. und Rn. 43 f. Allgemein zu den ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020) und der Umsetzung ihrer Vorgaben in deutsches Recht vgl. Fuchs, M.-C. / Mauelshagen, I. (2013), Staatliche Beihilfen als Ausgleich für verschärfte EU-Emissionshandelsvorschriften, Europäische Zeitschrift für Wirtschaftsrecht (EuZW), 2013, S. 694 ff.

¹⁰⁹ EuGH, Urteil vom 5. Oktober 2000, Deutschland / Kommission, C-288/96, ECLI:EU:C:2000:537, Slg. 2000, I-8237, Rn. 62; Urteil vom 7. März 2002, Italien / Kommission, C-310/99, ECLI:EU:C:2002:143, Slg. 2002, I-2289, Rn. 52; Urteil vom 28. Juni 2005, Dansk Rørindustri / Kommission, C-189/02 P, ECLI:EU:C:2005:408, Slg. 2005, I-5425 Rn. 211; Urteil vom 11. September 2008, Deutschland / Kronofrance, C-75/05 P, ECLI:EU:C:2008:482, Slg. 2008, I-6653 Rn. 60; Urteil vom 19. Juli 2016, Kotnik / Republik Slowenien, C-526/14, ECLI:EU:C:2016:570, Rn. 40.

¹¹⁰ EuGH, Urteil vom 5. Oktober 2000, Deutschland / Kommission, C-288/96, ECLI:EU:C:2000:537, Slg. 2000, I-8237, Rn. 62.

Selbstbindung der EU-Kommission bei der Ausübung ihres Ermessens folgt zum einen aus dem Gleichbehandlungsgrundsatz¹¹¹, dem zufolge im Wesentlichen vergleichbare Sachverhalte nicht ohne objektiven Grund zum Nachteil eines Betroffenen ungleich behandelt werden dürfen.¹¹² Zum anderen stärkt der vorab offengelegte Kriterienkatalog für die künftige Prüfungspraxis der EU-Kommission die rechtstaatlichen Prinzipien der Transparenz, Vorhersehbarkeit, Rechtssicherheit und des Vertrauensschutzes¹¹³ zugunsten der betroffenen Mitgliedstaaten und Unternehmen.¹¹⁴ Obwohl Leitlinien für die EU-Gerichtsbarkeit nicht bindend sind, dienen sie bei der gerichtlichen Entscheidungsfindung – entsprechend der richterlichen Zurückhaltung bei der Kontrolle des weiten Ermessensspielraums der EU-Kommission – als wichtiger Bezugspunkt¹¹⁵ und entfalten so auch über die Kontrollpraxis der EU-Kommission und deren Selbstbindung hinaus „de facto verbindlichen Charakter“¹¹⁶.

3.3.2 Definition der abzuwägenden Ziele

Die EU-Kommission definierte im Rahmen ihrer ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020) als „Ziel von gemeinsamem Interesse“ der EU, das durch die Strompreiskompensation verwirklicht werden soll, die „Bekämpfung der Gefahr einer Verlagerung von CO₂-Emissionen“¹¹⁷ (Carbon Leakage¹¹⁸), das aufgrund der „Einpreisung“ der Kosten für ETS-Zertifikate „in die vom Beihilfeempfänger getragenen Strompreise besteht“ („indirekte CO₂-Kosten“). Dabei betonte die EU-Kommission, dass es sich hierbei um ein „Umweltziel“ handele, da Strompreiskompensationen „in Ermangelung einer bindenden internationalen Vereinbarung über die Reduktion von Treibhausgasemissionen darauf abzielen, einen durch die Verlagerung von Produktionstätigkeiten an Standorte außerhalb der Union bedingten Anstieg der globalen Treibhausgasemissionen zu verhindern“¹¹⁹.

Zugleich gab die EU-Kommission jedoch zu bedenken, dass „Beihilfen für die indirekten CO₂-Kosten“ in Form von Strompreiskompensationen auch die Wirksamkeit des ETS¹²⁰ beeinträchtigen könnten. Sie befürchtete, dass „[s]chlecht ausgerichtete Beihilfen“ die SPK-Empfänger „von ihren indirekten CO₂-Kosten befreien und damit die Anreize für Emissionsreduktionen und Innovationen im Sektor beschränken“ würden.¹²¹ „Infolgedessen müssten die Kosten für die Verringerung der Emissionen hauptsächlich von anderen Wirtschaftssektoren getragen werden.“¹²² Ferner könnten derartige Beihilfen „zu

¹¹¹ Vertrag über die Europäische Union [im Folgenden: „EUV“], Art. 2; Charta der Grundrechte der Europäischen Union [im Folgenden: „EU-GrCh“], Art. 20. Allgemein zum Gleichheitsgrundsatz im EU-Recht Calliess, C. (2016), in: Calliess, C. / Ruffert, M. (Hrsg.), EUV/AEUV-Kommentar, 5. Aufl. 2016, Art. 2 EUV, Rn. 23 m.w.N.; Rossi, M. (2016), in: Calliess, C. / Ruffert, M. (Hrsg.), EUV/AEUV-Kommentar, 5. Aufl. 2016, Art. 20 EU-GrCh m.w.N.

¹¹² Rossi, M. (2016), in: Calliess, C. / Ruffert, M. (Hrsg.), EUV/AEUV-Kommentar, 5. Aufl. 2016, Art. 20 EU-GrCh, Rn. 20 m.w.N.; Bär-Bouyssièrè, B. (2012), in: Schwarze, J. (Hrsg.), EU-Kommentar, 3. Aufl. 2012, Art. 107 AEUV, Rn. 14; Cremer, W. (2016), in: Calliess, C. / Ruffert, M. (Hrsg.), EUV/AEUV-Kommentar, 5. Aufl. 2016, Art. 107 AEUV, Rn. 4.

¹¹³ EUV, Art. 2. Allgemein zu diesen rechtstaatlichen Prinzipien im EU-Recht Calliess, C. (2016), in: Calliess, C. / Ruffert, M. (Hrsg.), EUV/AEUV-Kommentar, 5. Aufl. 2016, Art. 2 EUV, Rn. 26 m.w.N.

¹¹⁴ Bär-Bouyssièrè, B. (2012), in: Schwarze, J. (Hrsg.), EU-Kommentar, 3. Aufl. 2012, Art. 107 AEUV, Rn. 60; Cremer, W. (2016), in: Calliess, C. / Ruffert, M. (Hrsg.), EUV/AEUV-Kommentar, 5. Aufl. 2016, Art. 107 AEUV, Rn. 4; Götz, V. (2018), Leitlinien der Kommission, in: Dausès, M. / Ludwigs, M. (Hrsg.), Handbuch des EU-Wirtschaftsrechts, 45. Ergänzungslieferung Juli 2018, H. III. 1 d) cc), Rn. 30.

¹¹⁵ Bär-Bouyssièrè, B. (2012), in: Schwarze, J. (Hrsg.), EU-Kommentar, 3. Aufl. 2012, Art. 107 AEUV, Rn. 60.

¹¹⁶ Kühling, J. / Rùchardt, C. (2018), in: Streinz, R. (Hrsg.), EUV/AEUV-Kommentar, 3. Aufl. 2018, Art. 107 AEUV, Rn. 7 m.w.N.

¹¹⁷ ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020), Rn. 8.

¹¹⁸ S.o. Abschnitt 2.2 und Abschnitt 2.3.

¹¹⁹ ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020), Rn. 8.

¹²⁰ S.o. Abschnitt 2.1.

¹²¹ ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020), Rn. 8.

¹²² Ebd.

erheblichen Verfälschungen des Wettbewerbs im Binnenmarkt führen, insbesondere wenn Unternehmen ein und desselben Sektors aufgrund verschiedener Haushaltszwänge in den einzelnen Mitgliedstaaten unterschiedlich behandelt“ würden.¹²³ Aus diesen Gründen definierte die EU-Kommission insgesamt drei Ziele, die bei der Ausgestaltung der ETS-Beihilfeleitlinien zur Strompreiskompensation miteinander abzuwägen sind:

1. „Umweltziel“: Minimierung der Gefahr einer Verlagerung von CO₂-Emissionen (Carbon Leakage);
2. „ETS-Effizienzziel“: Erhaltung des Ziels des ETS, eine kosteneffiziente Verringerung der CO₂-Emissionen zu erreichen;
3. „EU-Wettbewerbsziel“: Minimierung der Wettbewerbsverfälschungen im EU-Binnenmarkt.

3.3.3 Bestimmung der SPK-Sektoren

Damit europäischen Unternehmen eine Strompreiskompensation gewährt werden kann, müssen sie einem Sektor oder Teilsektor angehören, für den die EU-Kommission ein erhebliches Carbon-Leakage-Risiko festgestellt hat.¹²⁴ Dies setzt voraus, dass diese (Teil-)Sektoren zum einen ungleichen internationalen Wettbewerbsbedingungen¹²⁵ ausgesetzt sind, da ihre außereuropäische Konkurrenz „keine vergleichbaren CO₂-Kosten über ihre Strompreise“ tragen muss.¹²⁶ Zum anderen dürfen sie nicht die Möglichkeit haben, ihre ETS-bedingten Strommehrkosten „ohne einen wesentlichen Verlust von Marktanteilen“ über die Produktpreise an ihre Kunden weiterzugeben.¹²⁷ Das Verfahren zur Bestimmung eines Carbon-Leakage-Risikos aufgrund indirekter CO₂-Kosten von (Teil-)Sektoren umfasst eine quantitative und ggf. ergänzend eine qualitative Bewertung.

3.3.3.1 „Quantitative Bewertung“ zur Bestimmung der SPK-Sektoren

Nach den ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020) wird das Carbon-Leakage-Risiko eines (Teil-)Sektors aufgrund indirekter CO₂-Kosten durch eine quantitative Bewertung anhand von zwei Faktoren ermittelt:¹²⁸ erstens dem prozentualen Anstieg der Produktionskosten¹²⁹ des (Teil-)Sektors durch indirekte CO₂-Kosten sowie zweitens seiner Handelsintensität mit Drittstaaten¹³⁰. Demnach liegt ein erhebliches Carbon-Leakage-Risiko aufgrund indirekter CO₂-Kosten vor, wenn ein (Teil-)Sektor einen Produktionskostenanstieg von mindestens 5% und eine Handelsintensität von mindestens 10% aufweist.¹³¹

¹²³ Ebd.

¹²⁴ ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020), Rn. 23 und 25 i.V.m. Anhang II.

¹²⁵ S.o. Abschnitt 2.2.2 und Abschnitt 2.3.3.

¹²⁶ ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020), Rn. 24.

¹²⁷ Ebd.

¹²⁸ ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020), Anhang II, Rn. 1. Diese Bestimmungsmethode des Carbon-Leakage-Risikos aufgrund indirekter CO₂-Kosten anhand des Produktionskostenanstiegs und der Handelsintensität mit Drittstaaten erfolgt ausdrücklich analog Art. 10a Abs. 15 ETS-Richtlinie (2013–2020) der Bestimmung der entsprechenden (Teil-)Sektoren, die für ihre direkten CO₂-Kosten kostenlose ETS-Zertifikate erhalten; s.u. Abschnitt 3.4.1.

¹²⁹ Der „Produktionskostenanstieg“ eines (Teil-)Sektors aufgrund indirekter CO₂-Kosten wird in Prozent der Bruttowertschöpfung gemessen; ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020), Anhang II, Rn. 1.

¹³⁰ Die „Handelsintensität“ eines (Teil-)Sektors mit Drittstaaten ist definiert als das Verhältnis des Gesamtwerts seiner Exporte in Drittstaaten zuzüglich des Wertes seiner Importe aus Drittstaaten zur Gesamtgröße des EU-Marktes. Letzterer umfasst den jährlichen Umsatz des (Teil-)Sektors in der EU plus den Wert der Importe; ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020), Anhang I, Spiegelstrich 15.

¹³¹ ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020), Anhang II, Rn. 1.

3.3.3.2 „Qualitative Bewertung“ zur Bestimmung der SPK-Sektoren

Die Bestimmung eines erheblichen Carbon-Leakage-Risikos eines (Teil-)Sektors aufgrund indirekter CO₂-Kosten kann auch durch eine qualitative Bewertung erfolgen.¹³² Diese Prüfung ist jedoch begrenzt auf

- Sektoren (NACE-4-Ebene¹³³) mit einem Produktionskostenanstieg von mindestens 3% und einer Handelsintensität von mindestens 10%; oder
- Sektoren (NACE-4-Ebene) oder Teilsektoren (Prodcom-Ebene¹³⁴), für die amtliche Daten fehlen oder von schlechter Qualität sind; oder
- Sektoren (NACE-4-Ebene) oder Teilsektoren (Prodcom-Ebene), die durch die quantitative Bewertung unzureichend repräsentiert werden.

Im Rahmen der qualitativen Bewertung wird geprüft, wie gut die Unternehmen eines (Teil-)Sektors CO₂-Kosten an ihre Kunden weiterreichen können.¹³⁵ Dies geschieht anhand von kosten- und marktbezogenen Indikatoren. Um die qualitative Bewertung zu bestehen, muss ein (Teil-)Sektor einen Produktionskostenanstieg aufgrund indirekter CO₂-Kosten von mindestens 2,5% und eine Handelsintensität von mindestens 25% aufweisen. Zudem müssen weitere qualitative Belege dafür vorliegen, dass die Unternehmen des (Teil-)Sektors „Preisnehmer“¹³⁶ sind, also keinen Einfluss auf den Produktpreis haben. Indikatoren für eine Preisnehmerschaft des (Teil-)Sektors sind die Preisfestsetzung an internationalen Rohstoffbörsen oder Preiskorrelationen zwischen verschiedenen Marktgebieten. Die qualitative Bewertung prüft auch, ob eine Austauschbarkeit von Brennstoffen und Strom in dem Sektor möglich ist.¹³⁷

Die Liste der (Teil-)Sektoren, für die während der 3. ETS-Handelsperiode (2013–2020) ein erhebliches Carbon-Leakage-Risiko aufgrund indirekter CO₂-Kosten festgestellt wurde, umfasst lediglich 13 Sektoren und sieben Teilsektoren aus zwei weiteren Sektoren. Dabei überschreiten nur fünf Sektoren die Schwellenwerte der quantitativen Bewertung. Die verbleibenden acht Sektoren und sieben Teilsektoren sind aufgrund der qualitativen Bewertung als von Carbon Leakage gefährdet eingestuft worden (**Tab. 1**).

¹³² ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020), Anhang II, Rn. 3.

¹³³ Zur NACE-Klassifikation von Wirtschaftssektoren vgl. Eurostat (2016), Glossar: Statistische Systematik der Wirtschaftszweige in der Europäischen Gemeinschaft (NACE), [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Glossary:Statistical_classification_of_economic_activities_in_the_European_Community_\(NACE\)/de](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Glossary:Statistical_classification_of_economic_activities_in_the_European_Community_(NACE)/de).

¹³⁴ Zur Prodcom-Klassifikation von Wirtschaftssektoren vgl. Eurostat (2018), Glossar: Prodcom, <https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Glossary:PRODCOM/de>.

¹³⁵ ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020), Anhang II, Rn. 4.

¹³⁶ Zur „Preisnehmerschaft“ veranschaulicht am Beispiel der NE-Metallindustrie s.o. Abschnitt 2.3.3.1.

¹³⁷ ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020), Anhang II, Rn. 3.

Tab. 1: Carbon-Leakage-Liste: indirekte CO₂-Kosten (2013–2020)

	NACE Rev.1.1	Beschreibung	(Teil-)Sektor	Handelsintensität	Anstieg Produktionskosten
Sektoren: Erfüllung quantitativer Kriterien					
1	2742	Erzeugung und erste Bearbeitung von Aluminium	NE-Metalle	35,9%	10,3%
2	1430	Mineraliengewinnung für die Herstellung chemischer Erzeugnisse	Bergbau	61,1%	6,6%
3	2413	Herstellung sonstiger anorganischen Grundstoffe und Chemikalien	Chemie	31,7%	6,0%
4	2743	Erzeugung und erste Bearbeitung von Blei, Zink und Zinn	NE-Metalle	26,8%	6,0%
5	1810	Herstellung von Lederbekleidung	Bekleidung	52,1%	> 5,0%
Sektoren: Erfüllung qualitativer Kriterien					
6	2710	Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen inkl. nahtloser Stahlrohre	Eisen und Stahl	32,3%	3,6%
7	2112	Herstellung von Papier, Karton und Pappe	Holz und Papier	25,7%	4,8%
8	2415	Herstellung von Düngemitteln und Stickstoffverbindungen	Chemieindustrie	27,4%	3,7%
9	2744	Erzeugung und erste Bearbeitung von Kupfer	NE-Metalle	34,6%	3,4%
10	2414	Herstellung von sonstigen organischen Grundstoffen und Chemikalien	Chemieindustrie	46,3%	2,2%
11	1711	Baumwollaufbereitung und -spinnerei	Bekleidung	40,5%	4,0%
12	2470	Herstellung von Chemiefasern	Chemie	32,3%	2,8%
13	1310	Eisenerzbergbau	Bergbau	84,9%	< 5,0%
Teilsektoren: Erfüllung qualitativer Kriterien					
1	2416	Herstellung von Kunststoffen in Primärformen	Chemie	27,1%	1,7%
2	2111	Holz- und Zellstoff	Holz und Papier	46,1%	< 5%

Quelle: EU-Kommission (2012)¹³⁸

¹³⁸ EU-Kommission (2012), Impact Assessment Report accompanying the document "Guidelines on certain State aid measures in the context of Greenhouse Gas Emission Allowance Trading Scheme", SWD(2012) 130 vom 22. Mai 2012, Annex 8.

3.3.4 Bestimmung der SPK-Höhe

Die maximale Höhe der Strompreiskompensation, die ein Unternehmen für eine Anlage jährlich erhalten kann, ergibt sich für alle Produkte der beihilfeberechtigten Sektoren anhand einer EU-weit einheitlichen Berechnungsmethode (**Abb. 2**). Diese soll laut EU-Kommission gewährleisten, dass die Höhe der Strompreiskompensation „angemessen“ ist und Anreize zur Steigerung der Stromeffizienz und der Umstellung der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern („grauer Strom“) auf erneuerbare Energien („grüner Strom“) „aufrechterhält“. ¹³⁹ Zu diesem Zweck erfolgt die Berechnung grundsätzlich anhand von Richtwerten für die stromverbrauchseffizientesten Produktionsmethoden für einzelne Produkte in Form „produktspezifischer Stromverbrauchseffizienzbenchmarks“ („Produkt-Benchmarks“). ¹⁴⁰ Deren Verwendung ist jedoch nur für solche Produkte möglich, für die es eine ausreichende Anzahl an vergleichbaren Anlagen in der EU gibt. ¹⁴¹ Für alle anderen Produkte erfolgt die Bestimmung der Höhe der Strompreiskompensation anhand einer „Fallback-Methode“. ¹⁴² Aus diesem Grund gibt es zwei Formeln zur Berechnung der maximalen Strompreiskompensation („SPK-Höhen-Formeln“; **Abb. 2**).

Abb. 2: Berechnung der maximalen Strompreiskompensation („SPK-Höhen-Formeln“)

1. Berechnung nach Produkt-Benchmark:

$$Amax_t = Ai_t \cdot C_t \cdot P_{t-1} \cdot E \cdot BO$$

2. Berechnung nach Fallback-Methode:

$$Amax_t = Ai_t \cdot C_t \cdot P_{t-1} \cdot EF \cdot BEC$$

$Amax_t$ = maximale Strompreiskompensation im Jahr t ; Ai_t = Beihilfehöchstintensität im Jahr t ;

C_t = CO₂-Emissionsfaktor im Jahr t ; P_{t-1} = Zertifikatepreis im Jahr $t-1$; E = Produkt-Benchmark;

BO = Basis-Produktionsleistung; EF = Fallback-Parameter; BEC = Basis-Stromverbrauch.

Quelle: eigene Darstellung, angelehnt an EU-Kommission (2012), ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020), Rn. 27.

Die einzelnen Parameter der beiden SPK-Höhen-Formeln sind:

3.3.4.1 Beihilfehöchstintensität: Teilkompensation und Degression

Die Beihilfehöchstintensität bestimmt, welcher Anteil der anfallenden indirekten CO₂-Kosten maximal kompensiert werden darf. Sie lag seit 2013 stets deutlich unter 100% („Teilkompensation“) und wurde schrittweise abgesenkt („Degression“). Demnach betrug die Beihilfehöchstintensität für 2013–2015 zunächst 85% und wurde für 2016–2018 weiter auf 80% und für 2019–2020 auf 75% abgesenkt. ¹⁴³

¹³⁹ ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020), Rn. 11.

¹⁴⁰ Ebd., Anhang I, Spiegelstrich 21.

¹⁴¹ Ebd., Rn. 27 lit. a.

¹⁴² Ebd., Rn. 27 lit. b.

¹⁴³ Ebd., Rn. 26.

Folglich ist der verbleibende „Eigenbetrag“, den Unternehmen selbst tragen müssen, von mindestens 15% über 20% auf 25% stetig gestiegen. Laut EU-Kommission¹⁴⁴ sollen Teilkompensation und Degression erforderlich sein, um (1) den „vorübergehenden Charakter der Beihilfe“ zu betonen, (2) die Entwicklung einer Abhängigkeit der begünstigten Unternehmen von der Strompreiskompensation zu vermeiden, (3) Wettbewerbsverfälschungen im EU-Binnenmarkt möglichst gering zu halten, (4) eine möglichst kosteneffiziente Verringerung der CO₂-Emissionen im ETS sicherzustellen sowie (5) „langfristige Anreize für eine vollständige Internalisierung der externen Effekte der Umweltbelastung“ und (6) „kurzfristige Anreize“ für die Umstellung der Stromerzeugung von fossilen auf „CO₂-ärmere“ – erneuerbare – Energien zu erhalten.

3.3.4.2 CO₂-Emissionsfaktor

Mit Hilfe von CO₂-Emissionsfaktoren sollen die CO₂-Kosten bestimmt werden, die aus dem ETS über den Strompreis auf die Stromverbraucher überwältzt werden. Entscheidend für den auf den Großhandelsstrommärkten gesetzten Preis sind die variablen Stromerzeugungskosten des Kraftwerks, das gerade noch benötigt wird, um eine bestimmte Stromnachfrage zu bedienen.¹⁴⁵ Dieses Kraftwerk wird als strompreissetzendes („marginales“) Kraftwerk bezeichnet und verstromt i.d.R. fossile Brennstoffe. Je höher die CO₂-Intensität des marginalen Kraftwerks ist, desto stärker wirkt sich ein Anstieg des ETS-Zertifikatspreises auf den Strompreis aus. Der CO₂-Emissionsfaktor¹⁴⁶ misst diesen Effekt anhand der durchschnittlichen CO₂-Intensität der fossilen Stromerzeugung des in einem geografischen Gebiet gelieferten Stroms. Derzeit existieren in der EU 18 CO₂-Emissionsfaktoren. Diese reichen von 0,56 tCO₂/MWh in Irland bis 1,12 tCO₂/MWh in Bulgarien und Estland.¹⁴⁷

3.3.4.3 ETS-Zertifikatspreis

Es handelt sich um den Terminpreis für ETS-Zertifikate, also dem Preis für den Ausstoß einer Tonne CO₂e eines am ETS teilnehmenden Stromerzeugers. In der 3. ETS-Handelsperiode (2013–2020) verharrte der Terminpreis für ein Zertifikat zunächst lange auf einem Niveau um 5,00 €. Jedoch steigt er insbesondere seit der Einigung auf die ETS-Reform im November 2017 kontinuierlich an¹⁴⁸ und liegt seit August 2018 meist deutlich über 20,00 €. ¹⁴⁹

3.3.4.4 Produkt-Benchmark und Fallback-Parameter

Der Produkt-Benchmark gibt den Strombedarf (in MWh) der effizientesten Anlage in der EU bei der Herstellung einer Tonne eines Produkts („Strom-Output-Verhältnis“) an.¹⁵⁰ Für die 3. ETS-Handelsperiode wurden 19 Produkt-Benchmarks ermittelt, von denen z.B. drei der NE-Metallindustrie zuzuordnen sind. Dabei beträgt der Produkt-Benchmark für Primäraluminium 14,256 MWh/t, für Aluminium-Oxid 0,225 MWh/t und für Primärzink 4,000 MWh/t. Bei Produkten ohne Produkt-Benchmark wird ein

¹⁴⁴ Ebd., Rn. 12.

¹⁴⁵ Knieps, G. (2015), *Network Economics – Principles, Strategies, Competition Policy*, Springer Texts in Business and Economics, S. 65.

¹⁴⁶ ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020), Anhang I, Spiegelstrich 17.

¹⁴⁷ Ebd., Anhang IV.

¹⁴⁸ European Environment Agency (2018), *Trends and Projections in the EU ETS in 2018*, EEA Report No. 14/2018, S. 26.

¹⁴⁹ S.o. Abschnitt 2.1, Abb. 1 und Zwischenfazit 1.

¹⁵⁰ Bei Produkten, bei denen es eine Austauschbarkeit von Strom und Brennstoffen existiert, wird der Produkt-Benchmark aus den Regelungen zum direkten Carbon Leakage übernommen und folglich in tCO₂/t angegeben.

Fallback-Parameter verwendet. Dieser gibt den Anteil des bei der Herstellung anfallenden Strombedarfs wieder, der kompensiert werden darf. Der Fallback-Parameter beträgt in der 3. ETS-Handelsperiode 80%.¹⁵¹

3.3.4.5 Basis-Produktionsleistung und Basis-Stromverbrauch

In jedem Jahr der 3. ETS-Handelsperiode entspricht die „Basis-Produktionsleistung“¹⁵² dem durchschnittlichen Output der Anlage (in Tonnen) in den Jahren 2005–2011, wobei ein Kalenderjahr (z.B. 2009) ausgenommen werden kann. Bei Anlagen, bei denen kein Produkt-Benchmark existiert, wird auf die gleiche Art und Weise der „Basis-Stromverbrauch“¹⁵³ als durchschnittlicher Strombedarf der Anlage (in MWh) in den Jahren 2005–2011 ermittelt. Eine nachträglich eintretende Produktionssenkung einer Anlage von mindestens 50% („erhebliche Produktionssenkung“) führt zu einer nachträglichen Korrektur der Basis-Produktionsleistung bzw. des Basis-Stromverbrauchs.

3.3.4.6 Bestimmung der SPK-Höhe am Beispiel der NE-Metallindustrie

Anhand der SPK-Höhen-Formeln (Abb. 2) lässt sich beispielhaft ermitteln, wie in der NE-Metallindustrie die SPK-Höhe je nach Zertifikatspreis ausfallen würde. So würde eine 2019 in Deutschland hergestellte Tonne Primäraluminium bei einem Zertifikatspreis von 5,00 € mit 40,62 € kompensiert.¹⁵⁴ Der Eigenanteil, den selbst die effizientesten Unternehmen tragen müssten, würde 13,54 € betragen.¹⁵⁵ Bei einem Zertifikatspreis von 25,00 € würde dieser nicht kompensierte Eigenanteil mindestens 67,72 € betragen. Dies entspricht etwa 3% bis 4% des Verkaufspreises für eine Tonne Aluminium, der 2018 zwischen 1.550 € und 2.100 € schwankte.¹⁵⁶ Gleichzeitig lag der durchschnittliche Gewinn vor Zinsen und Steuern (EBIT) pro Tonne Aluminium in der EU im Zeitraum 2008–2017 zwischen 73,40 € und 272,70 €. ¹⁵⁷ Somit macht der Eigenanteil der Aluminiumerzeuger an den indirekten CO₂-Kosten bereits bei einem Zertifikatspreis von 25,00 € bis zu 92% des durchschnittlichen Gewinns an einer Tonne Aluminium aus. Der Gewinn würde von einem wachsenden Eigenanteil infolge eines steigenden Zertifikatspreises zunehmend abgeschöpft und je nach Ausgestaltung der Strompreiskompensation sogar negativ werden.

Aufgrund der obligatorischen Teilkompensation wächst mit steigendem CO₂-Preis auch der nicht kompensierte Eigenanteil der NE-Metallindustrie und anderer stromintensiver Branchen und damit ihr Kostennachteil gegenüber der Konkurrenz in Drittstaaten.

¹⁵¹ ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020), Anhang III; EU-Kommission (2012), Mitteilung zur Änderung der Mitteilung der Kommission Leitlinien für bestimmte Beihilfemaßnahmen im Zusammenhang mit dem System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten nach 2012, ABIEU Nr. C 387 vom 12. Dezember 2012, S. 5 ff.

¹⁵² ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020), Anhang I, Spiegelstrich 18.

¹⁵³ Ebd., Anhang I, Spiegelstrich 19.

¹⁵⁴ Der Wert ergibt sich aus Multiplikation der Beihilfehöchstintensität (0,75) mit dem CO₂-Emissionsfaktor (0,76 t CO₂/MWh), dem Zertifikatspreis (5 €/t CO₂) und dem Produkt-Benchmark für Primäraluminium (14,256 MWh/t).

¹⁵⁵ Der Wert ergibt sich aus Multiplikation des Eigenanteils (0,25) mit dem CO₂-Emissionsfaktor (0,76 t CO₂/MWh), dem Zertifikatspreis (5 €/t CO₂) und dem Produkt-Benchmark für Primäraluminium (14,256 MWh/t).

¹⁵⁶ LME – London Metal Exchange (2019), LME Aluminium Historical price graph, www.lme.com/en-GB/Metals/Non-ferrous/Aluminium#tabIndex=2.

¹⁵⁷ Centre for European Policy Studies – CEPS / Ecofys (2018), Composition and Drivers of Energy Prices and Costs – Case Studies in Selected Energy Intensive Industries 2018, Publication by the European Commission, S. 191.

Zwischenfazit 6

Die EU-Kommission hat die **Kriterien**, nach denen sie ihr weites Ermessen bei ihrer **Beihilfekontrolle von Strompreiskompensationen** ausübt, vorab im Rahmen der **ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020)** dargelegt. Diese entfalten angesichts der eingeschränkten Überprüfung durch die EU-Gerichtsbarkeit **de facto verbindlichen Charakter**.

Die EU-Kommission definierte **drei Ziele**, die bei der Ausgestaltung der ETS-Beihilfeleitlinien zur Strompreiskompensation miteinander abzuwägen sind: (1) Minimierung des Carbon-Leakage-Risikos („**Umweltziel**“); (2) die kosteneffiziente Verringerung der CO₂-Emissionen durch das ETS („**ETS-Effizienzziel**“); (3) die Minimierung der Wettbewerbsverfälschungen im EU-Binnenmarkt („**EU-Wettbewerbsziel**“). Zudem legen die ETS-Beihilfeleitlinien Kriterien zur **Bestimmung der SPK-Sektoren** mittels einer quantitativen oder qualitativen Bewertung sowie zur **Bestimmung der SPK-Höhe** fest. Letztere orientiert sich mit Hilfe von „**Produkt-Benchmarks**“ an den stromverbrauchseffizientesten Produktionsmethoden. Um aus Sicht der EU-Kommission zu gewährleisten, dass die Höhe der Strompreiskompensation auf das notwendige Minimum begrenzt ist und Anreize zur Stromeffizienz und Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien setzt, wurde die maximale SPK-Höhe zunächst auf 85% (2013–2015) begrenzt („**Teilkompensation**“) und seitdem schrittweise auf 80% (2016–2018) und 75% (2019–2020) abgesenkt („**Degression**“).

3.4 Vergleich mit anderen Regelungen für Kostentlastungen

Die SPK-Regelungen der ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020)¹⁵⁸ sind hinsichtlich Zielsetzung und Ausgestaltung strukturell vergleichbar mit (1) den Regelungen der ETS-Richtlinie für die kostenlose Zuteilung von ETS-Zertifikaten an ETS-pflichtige Industrieunternehmen¹⁵⁹ und (2) den beihilferechtlichen Vorgaben für Ermäßigungen des Finanzierungsbeitrags für erneuerbare Energien nach den „Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen“ („EEAG 20214–2020“)¹⁶⁰. Aufgrund dieser strukturellen Parallelen werden diese Regelungen mit Blick auf die Überarbeitung der SPK-Regelungen im Rahmen der ETS-Beihilfeleitlinien ab 2021¹⁶¹ im Folgenden kurz skizziert.

¹⁵⁸ S.o. Abschnitt 3.3.3 und Abschnitt 3.3.4.

¹⁵⁹ S.u. Abschnitt 3.4.1.

¹⁶⁰ S.u. Abschnitt 3.4.2.

¹⁶¹ S.u. Abschnitt 5.

3.4.1 Vergleich zur Entlastung von direkten CO₂-Kosten durch kostenlose ETS-Zertifikate

3.4.1.1 Kostenlose Zuteilung von ETS-Zertifikaten (2013–2020)

Die EU-Regelungen zur Strompreiskompensation für indirekte CO₂-Kosten im Rahmen der ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020)¹⁶² sind stark an die Vorgaben angelehnt, nach denen ETS-pflichtigen Industrieunternehmen zum Schutz vor Carbon Leakage kostenlose ETS-Zertifikate zugeteilt werden, um sie von direkten CO₂-Kosten für den Zertifikate-Erwerb zu entlasten.

So erfolgt auch die Bestimmung jener (Teil-)Sektoren, die aufgrund direkter CO₂-Kosten von Carbon Leakage gefährdet sind, anhand einer quantitativen und ggf. ergänzend einer qualitativen Bewertung. Bei der quantitativen Bewertung ist ebenfalls auch die Handelsintensität und die CO₂-Intensität des Sektors maßgeblich.¹⁶³ Allerdings sind die Auswahlkriterien weniger selektiv, so dass von der EU-Kommission für 153 Sektoren sowie 22 Teilsektoren aufgrund direkter CO₂-Kosten ein erhebliches Carbon-Leakage-Risiko festgestellt wurde.¹⁶⁴

Auch die Methodik zur Ermittlung der maximalen Strompreiskompensation ist vergleichbar mit der Berechnung der Menge an kostenlosen ETS-Zertifikaten, die einem aufgrund direkter CO₂-Kosten von Carbon Leakage gefährdeten Unternehmen für eine Anlage jährlich zugeteilt wird. Dabei erfolgt die Berechnung ebenfalls anhand von „Produktbenchmarks“¹⁶⁵ bzw. „Fallback-Parametern“¹⁶⁶, um Anreize zur CO₂-Reduktion und Steigerung der Energieeffizienz von Anlagen zu setzen. Außerdem wird die Produktion der Anlage auch anhand von historischen Werten festgelegt.¹⁶⁷ Ein signifikanter Unterschied zur Berechnung der maximalen SPK-Höhe¹⁶⁸ ist jedoch, dass bei der Bestimmung der Menge an kostenlosen ETS-Zertifikaten für Anlagen in (Teil-)Sektoren mit Carbon-Leakage-Risiko keine pauschale Obergrenze vorgeschrieben ist, die der begrenzten SPK-Beihilfehöchstintensität entspräche („Teilkompensation“). Zudem wird dementsprechend die Menge an kostenlosen ETS-Zertifikaten auch nicht schrittweise abgesenkt („Degression“). Während folglich die Strompreiskompensation von vornherein auf maximal 85% (2013–2015) der direkten CO₂-Kosten begrenzt war und anschließend auf 80% (2016–2018) und schließlich auf 75% (2019–2020) reduziert wurde, können Unternehmen mit den energieeffizientesten Anlagen bis zu 100% ihrer hierfür benötigten ETS-Zertifikate zur Vermeidung direkter CO₂-Kosten kostenlos erhalten.¹⁶⁹

3.4.1.2 Kostenlose Zuteilung von ETS-Zertifikaten (2021–2030)

Im Rahmen der ETS-Reform wurden für die 4. ETS-Handelsperiode (2021–2030) die Regelungen zur Bestimmung der (Teil-)Sektoren mit Carbon-Leakage-Risiko aufgrund direkter CO₂-Kosten sowie zur Bestimmung der Menge an kostenlosen ETS-Zertifikaten modifiziert. Diese Änderungen sind auch für

¹⁶² S.o. Abschnitt 3.3.3 und Abschnitt 3.3.4.

¹⁶³ ETS-Richtlinie (2013–2020), Art. 10a Abs. 15 und 16.

¹⁶⁴ Carbon-Leakage-Liste (2015–2019), Anhang.

¹⁶⁵ Der „Produkt-Benchmark“ zur Bestimmung der Menge an kostenlos zuteilbaren ETS-Zertifikaten gibt an, wie viele Tonnen CO₂e bei der Herstellung einer Tonne eines Produkts in den 10% effizientesten Anlagen eines Sektors oder Teilsektors 2007 und 2008 emittiert wurden; ETS-Richtlinie (2013–2020), Art. 10a Abs. 2.

¹⁶⁶ EU-Kommission, Beschluss 2011/278/EU vom 27. April 2011 zur Festlegung EU-weiter Übergangsvorschriften zur Harmonisierung der kostenlosen Zuteilung von Emissionszertifikaten gemäß Artikel 10a der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates [im Folgenden: „Zertifikate-Benchmark-Beschluss (2013–2020)“], Erwägungsgrund 12.

¹⁶⁷ Zertifikate-Benchmark-Beschluss (2013–2020), Art. 9.

¹⁶⁸ ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020), Rn. 26; s.o. Abschnitt 3.3.4.

¹⁶⁹ Ebd., Art. 10a Abs. 12.

die Überarbeitung der SPK-Regelungen ab 2021 relevant, sofern diese auch in der 4. ETS-Handelsperiode mit den Regeln für die Zuteilung kostenloser ETS-Zertifikate vergleichbar sein sollen.

- Ab 2021 gilt ein (Teil-)Sektor aufgrund von direkten CO₂-Kosten als von Carbon Leakage gefährdet, wenn das Produkt aus CO₂-Intensität¹⁷⁰ und Handelsintensität mit Drittstaaten („multiplikativer Ansatz“) größer oder gleich 0,2 ist.¹⁷¹ Durch die veränderte Berechnungsmethode sinkt ab 2021 die Anzahl der (Teil-)Sektoren mit Carbon-Leakage-Risiko aufgrund direkter CO₂-Kosten auf 44.
- Die Mitgliedstaaten müssen die Basis-Produktionsleistung der Anlage für die 4. ETS-Handelsperiode neu erfassen und anpassen, sobald die tatsächliche Produktionsmenge um mehr als 15% von ihr abweicht.¹⁷²
- Die Produkt-Benchmarks entsprechen zwischen 2021 und 2025 der tatsächlichen durchschnittlichen Effizienzsteigerung der 10% effizientesten Anlagen eines (Teil-)Sektors im Zeitraum 2007/2008–2016/2017. Für den Zeitraum 2026–2030 entsprechen sie der besagten Effizienzsteigerung im Zeitraum 2007/2008 bis 2021/2022. Dieser Ansatz wird jedoch kombiniert mit einer Mindest- und einer Höchstzielvorgabe. So muss der jährliche prozentuale Faktor mindestens 0,2% und maximal 1,6% betragen.¹⁷³

3.4.2 Vergleich zur Entlastung von indirekten Förderkosten für erneuerbare Energien

Neben der Vergleichbarkeit mit der Zuteilung kostenloser ETS-Zertifikate weisen die SPK-Regelungen der ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020)¹⁷⁴ auch strukturelle Parallelen zu den „Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen“ der EU-Kommission („EEAG 2014–2020“)¹⁷⁵ und deren Vorgaben für Ermäßigungen des Finanzierungsbeitrags für erneuerbare Energien (EE)¹⁷⁶ auf.

Wie die Überwälzung der indirekten CO₂-Kosten des ETS von den Stromerzeugern auf ihre Kunden, so kann auch die Finanzierung der EE-Förderung zu einer indirekten Erhöhung der Stromkosten führen. Dies ist der Fall, wenn die Stromerzeuger die zusätzlichen Kosten, die ihnen z.B. aufgrund einer Verpflichtung zum EE-Einkauf entstehen, auf die Stromverbraucher – einschließlich stromintensive Industrieunternehmen – abwälzen.¹⁷⁷ Nach Auffassung der EU-Kommission¹⁷⁸ kann es erforderlich sein, stromintensive Unternehmen gezielt von diesen „indirekten Kosten“ der EE-Förderung zu entlasten, indem die EU-Mitgliedstaaten ihnen einen „partiellen Ausgleich“ zahlen. Durch eine derartige Kompensation der indirekten EE-Förderkosten sollen zum einen das Erreichen der EU-Ziele zur Förderung

¹⁷⁰ Die sektorale CO₂-Intensität entspricht dem Quotienten aus der Masse der emittierten CO₂e (in kg) und der Bruttowertschöpfung (in Euro).

¹⁷¹ ETS-Richtlinie (2021–2030), Art. 10b Abs. 1.

¹⁷² Ebd., Art. 10a Abs. 20.

¹⁷³ Ebd., Art. 10a Abs. 2.

¹⁷⁴ S.o. Abschnitt 3.3.3 und Abschnitt 3.3.4.

¹⁷⁵ EU-Kommission (2014), Mitteilung, ABIEU Nr. C 200 vom 28. Juni 2014, S. 1 ff. [„Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014–2020“ – EEAG; im Folgenden: „EEAG (2014–2020)“]. Die Generaldirektion Wettbewerb der EU-Kommission teilte am 7. Januar 2019 mit, dass sie die Ende 2020 auslaufenden EEAG (2014–2020) um zwei Jahre bis Ende 2022 verlängern wird; vgl. EU-Kommission (2019), Staatliche Beihilfen – EU-Kommission plant Verlängerung beihilferechtlicher Vorschriften und Einleitung einer Evaluierung, Pressemitteilung vom 7. Januar 2019, http://europa.eu/rapid/press-release_IP-19-182_de.htm.

¹⁷⁶ EEAG (2014–2020), Abschnitt 3.7.2., Rn. 181–192.

¹⁷⁷ Ebd., Rn. 181.

¹⁷⁸ Ebd., Rn. 182.

erneuerbarer Energien¹⁷⁹ sichergestellt und zum anderen „signifikante Wettbewerbsnachteile“ stromintensiver Unternehmen verhindert werden. Nach Auffassung der EU-Kommission könne sich die EE-Förderung [o]hne einen solchen Ausgleich [...] als nicht tragfähig erweisen und die öffentliche Akzeptanz für ehrgeizige Fördermaßnahmen zugunsten erneuerbarer Energien begrenzt sein.“¹⁸⁰

Die Kompensation indirekter EE-Förderkosten ist auf Sektoren beschränkt, „deren Wettbewerbsposition aufgrund ihrer Strom- und Handelsintensität“ ansonsten „gefährdet wäre“.¹⁸¹

Wie bei der Strompreiskompensation für indirekte CO₂-Kosten des ETS, dürfen die Mitgliedstaaten auch die indirekten EE-Förderkosten nicht in voller Höhe kompensieren. Diese „Teilkompensation“ liegt – wie anfangs bei der Strompreiskompensation (2013–2015)¹⁸² – bei 85% der indirekten EE-Förderkosten, so dass bei den betroffenen Unternehmen ein „Eigenbeitrag“ von 15% verbleibt.¹⁸³ Während jedoch die Beihilfehöchstintensität der SPK schrittweise auf zunächst 80% (2016–2018) und zuletzt 75% (2019–2020) abgesenkt wurde („Degression“), bleibt sie bei der Kompensation indirekter EE-Förderkosten über den gesamten Geltungszeitraum der EEAG konstant bei 85%.

Darüber hinaus erkennt die EU-Kommission ausdrücklich an, dass „[i]n Anbetracht des in den letzten Jahren erfolgten signifikanten Anstiegs der Abgaben für erneuerbare Energien [...] ein Eigenbeitrag von 15%“ der indirekten EE-Förderkosten „über das Maß hinausgehen [könnte], das für die von diesen Lasten besonders betroffenen Unternehmen noch tragbar ist.“¹⁸⁴ Daher wird den Mitgliedstaaten zusätzlich für derartige Härtefälle die Möglichkeit eingeräumt, den nicht kompensierten Eigenbetrag der indirekten EE-Förderkosten, der bei den Unternehmen verbleibt, auf 4% ihrer jeweiligen Bruttowertschöpfung zu senken, sowie bei Unternehmen mit einer Stromintensität von mindestens 20% den Gesamtbetrag auf 0,5% ihrer Bruttowertschöpfung zu begrenzen.¹⁸⁵ Im Gegensatz dazu sehen die ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020) bei der Strompreiskompensation keine vergleichbare Möglichkeit der Mitgliedstaaten vor, angesichts des bereits erfolgten und künftig zu erwartenden deutlichen Anstiegs der ETS-Zertifikatepreises den „Eigenbetrag“ indirekter CO₂-Kosten von zuletzt mindestens 25%, den die Unternehmen selbst zu tragen haben, in Fällen „untragbarer“ Belastung zu begrenzen.

¹⁷⁹ Zu Zielen und Regelungen der EU zur EE-Förderung erneuerbarer Energien bei Erlass der EEAG im Juni 2014 vgl. Bonn, M. / Heitmann, N. / Reichert, G. / Voßwinkel, J. (2014), Entwurf der Leitlinien der Europäischen Kommission für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen 2014-2020 – Juristische und ökonomische Bewertung der Prüfkriterien zur Förderung erneuerbarer Energien, cepStudie.

¹⁸⁰ EEAG (2014–2020), Rn. 182.

¹⁸¹ Ebd., Rn. 185 f. i.V.m. Anhang III.

¹⁸² S.o. Abschnitt 3.3.4.1.

¹⁸³ EEAG (2014–2020), Rn. 188.

¹⁸⁴ Ebd., Rn. 189.

¹⁸⁵ Zur Berechnung der Bruttowertschöpfung und Stromintensität eines Unternehmens vgl. ebd., Anhang IV.

Zwischenfazit 7

Die Strompreiskompensation zur Vermeidung von Carbon Leakage ist hinsichtlich Zielsetzung und Ausgestaltung **strukturell vergleichbar** mit den EU-Regelungen (1) zur Entlastungen von direkten CO₂-Kosten für den Erwerb von ETS-Zertifikaten durch **kostenlose Zuteilung von ETS-Zertifikaten** sowie (2) zur **Kompensation indirekter Förderkosten für erneuerbare Energien (EE)**, die ebenfalls über den Strompreis auf stromintensive Unternehmen abgewälzt werden. Trotz dieser strukturellen Parallelen weisen die verschiedenen EU-Regelungen zur Kostenentlastung von Unternehmen **signifikante Unterschiede und Inkonsistenzen** auf: Während die maximale SPK-Höhe zunächst auf 85% (2013–2015) begrenzt („**Teilkompensation**“) und seitdem schrittweise auf 80% (2016–2018) und 75% (2019–2020) abgesenkt wurde („**Degression**“), wird die Menge an kostenlosen ETS-Zertifikaten nicht pauschal begrenzt und schrittweise reduziert, so dass zumindest die Unternehmen mit den energieeffizientesten Anlagen **bis zu 100%** ihrer benötigten Zertifikate kostenlos erhalten können. Auch die Kompensation indirekter EE-Förderkosten wird nicht schrittweise abgesenkt, sondern bleibt **konstant bei 85%**. Zusätzlich kann **in Härtefällen** der verbleibende, nicht kompensierte Eigenbetrag von 15%, wenn er für stromintensive Unternehmen „**untragbar**“ ist, weiter durch eine an ihrer Bruttowertschöpfung orientierten **Obergrenzen abgesenkt** werden.

4 SPK-Beihilfepraxis

4.1 SPK-Beihilfepraxis in der EU

Die EU-Mitgliedstaaten „können“ – müssen aber nicht – in der 3. ETS-Handelsperiode (2013–2020) Strompreiskompensationen an Industrieunternehmen in Sektoren zahlen, für die ein erhebliches Carbon-Leakage-Risiko aufgrund indirekter CO₂-Kosten festgestellt wurde. Dabei steht es ihnen auch frei, ihr Budget für die Strompreiskompensation im Vorfeld zu begrenzen oder festzulegen, dass nur ein bestimmter Anteil der nach dem EU-Beihilferecht zulässigen Strompreiskompensation ausgezahlt wird.¹⁸⁶ Hieran hat sich auch durch die Reform der ETS-Richtlinie für die 4. ETS-Handelsperiode (2021–2030) grundsätzlich nichts geändert.¹⁸⁷ Allerdings sollen sich die Mitgliedstaaten „bemühen“, ihre Ausgaben für die Strompreiskompensation auf 25% der Einnahmen aus der Auktion von ETS-Zertifikaten zu begrenzen. Mitgliedstaaten, die diesen Richtwert überschreiten, müssen seit 2018 die Ursachen dafür in einem Bericht darlegen. Zudem müssen seit 2018 alle Mitgliedstaaten den SPK-Gesamtbetrag veröffentlichen, den sie an einzelne (Teil-)Sektoren gezahlt haben.

Zu Beginn der 3. ETS-Handelsperiode 2013 hatten mit Belgien (Flandern), Deutschland¹⁸⁸, Griechenland, dem Vereinigten Königreich, den Niederlanden und Spanien bereits sechs Mitgliedstaaten Strompreiskompensationen eingeführt. Seitdem ist diese Gruppe stetig gewachsen und umfasst nun auch Finnland, Frankreich, Litauen, die Slowakische Republik und seit 2018 auch Luxemburg und Belgien (Wallonien). Damit gibt es nun zwölf SPK-Systeme in elf Mitgliedstaaten.¹⁸⁹ Diese machen zwar in Bezug auf die Anzahl der Mitgliedstaaten die Minderheit aus, sie haben jedoch einen Anteil von 62% an der EU-Bevölkerung¹⁹⁰ und 70% an der EU-Wirtschaftsleistung¹⁹¹.

Der Anteil der Strompreiskompensation an den Einnahmen aus der Auktion von ETS-Zertifikaten unterscheidet sich stark zwischen den einzelnen Mitgliedstaaten. So lag dieser 2016 in Griechenland bei lediglich 8,4% und damit deutlich unter der von der ETS-Richtlinie für die 4. Handelsperiode gesetzten unverbindlichen Obergrenze von 25%, während er in Frankreich mit 60% deutlich darüber lag.¹⁹² Erklärt werden kann diese massive Differenz mit Unterschieden bei der Größe des jeweiligen stromintensiven Sektors (Ausgaben für Strompreiskompensation) sowie des Anteils fossiler Kraftwerke an der Stromerzeugung (ETS-Auktionserlöse). Frankreich mit seiner relativ hohen Anzahl an stromintensiven Industrieunternehmen und einer – aufgrund der sehr hohen Nutzung von Atomstrom – CO₂-armen Stromerzeugung, muss somit einen hohen Anteil seiner Zertifikate-Einnahmen für die Strompreiskompensation aufwenden. Derzeit liegt in fünf Mitgliedstaaten der Anteil der Strompreiskompensation an den Einnahmen aus der Auktion von ETS-Zertifikaten über 25% (**Tab. 2**).

¹⁸⁶ ETS-Richtlinie (2013–2020), Art. 10a Abs. 6; s.o. Abschnitt 3.1.1.

¹⁸⁷ Ebd., Art. 10a Abs. 6; s.o. Abschnitt 3.1.2.

¹⁸⁸ Zur beihilferechtlichen Genehmigung des deutschen SPK-Systems vgl. EU-Kommission (2013), Genehmigungsentscheidung C(2013) 4422 vom 17. Juli 2013, Staatliche Beihilfe SA.36103 (2013/N) – Deutschland.

¹⁸⁹ EU-Kommission (2018), Bericht COM(2018) 842 vom 17. Dezember 2018 über das Funktionieren des europäischen CO₂-Marktes, S. 22.

¹⁹⁰ Eurostat (2017), Population and population change statistics, https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Population_and_population_change_statistics.

¹⁹¹ Gemessen als Bruttoinlandsprodukt zu Marktpreisen; s. Eurostat (2018), BIP und Hauptkomponenten – Produktionswert, Ausgaben und Einkommen, <http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/setupDownloads.do>.

¹⁹² EU-Kommission (2018), Bericht COM(2018) 842 vom 17. Dezember 2018 über das Funktionieren des europäischen CO₂-Marktes, S. 23.

Tab. 2: Strompreiskompensation und ETS-Auktionserlöse (2016)

EU-Mitgliedstaat	Strompreiskompensation für indirekte CO ₂ -Kosten (2016, in Mio. Euro)	ETS-Auktionserlöse (2016, in Mio. Euro)	Strompreiskompensation / ETS-Auktionserlöse (2016)
Belgien (Flandern)	46,7	107,0	43,6%
Deutschland	289,0	846,0	34,2%
Finnland	38,0	71	53,5%
Frankreich	140,0	231	60,0%
Griechenland	12,4	147	8,4%
Litauen	1,0	21	4,8%
Niederlande	53,5	145,5	36,8%
Slowakische Republik	10,0	65	15,4%
Spanien	84,0	365	23,0%
Vereinigtes Königreich	19,0	419	4,5%

Quelle: EU-Kommission (2018)¹⁹³

Einige Mitgliedstaaten haben ihre Ausgaben für die Strompreiskompensation zusätzlich beschränkt. So gibt es u.a. in den Niederlanden¹⁹⁴ ein maximales Gesamtbudget für die Strompreiskompensation, während in Finnland¹⁹⁵ nur die Hälfte der beihilfekonformen Strompreiskompensation an die begünstigten Unternehmen ausgezahlt wird. Es ist davon auszugehen, dass aufgrund des steigenden CO₂-Preises der Druck auf weitere Mitgliedstaaten zunehmen wird, SPK-Systeme einzuführen oder bestehende Systeme aufzustocken. So hat Spanien das für die Strompreiskompensation 2018 zur Verfügung stehende Budget deutlich ausgeweitet.¹⁹⁶ In Polen und der Tschechischen Republik wird eine Strompreiskompensation bereits konkret erwogen.¹⁹⁷

4.2 SPK-Beihilfepraxis in der NE-Metallindustrie

Die stromintensive NE-Metallindustrie gehört zu den Branchen mit dem höchsten Carbon-Leakage-Risiko. Denn aufgrund der hohen Intensität des Wettbewerbs auf dem Weltmarkt („internationale Wettbewerbsintensität“) können die ihr angehörenden Unternehmen ihre indirekten CO₂-Kosten nicht

¹⁹³ EU-Kommission (2018), Bericht COM(2018) 842 vom 17. Dezember 2018 über das Funktionieren des europäischen CO₂-Marktes, S. 23.

¹⁹⁴ EU-Kommission (2013), Genehmigungsentscheidung C(2013) 6636 vom 16. Oktober 2013, State Aid SA.37084 (2013/N) – The Netherlands, Rn. 5–7.

¹⁹⁵ EU-Kommission (2017), Genehmigungsentscheidung C(2017) 2348 vom 5. April 2017, State Aid SA.44378 (2016/N) – Finland, Rn. 16.

¹⁹⁶ Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (2018), Energía aporta 78 millones al Ministerio de Economía para compensar los costes de CO₂ de las industrias, Nota de prensa vom 9. März 2018.

¹⁹⁷ Oksińska, B. (2018), Trwają prace nad pakietem ostonowym z ulgami i rekompensatami z tytułu rosnących kosztów emisji CO₂ – ujawnia wiceminister energii, Rzeczpospolita vom 1. Oktober 2018, www.rp.pl/Energetyka/310019885-Rzad-wes-prze-przemysl-porazony-drogim-pradem.html; Ministerstvo životního prostředí České republiky (2018), Politika ochrany klimatu v ČR, S. 99.

über den Produktpreis an ihre Kunden weiterreichen. Daher können die Mitgliedstaaten seit 2013 Strompreiskompensationen an Unternehmen bestimmter NE-Metallindustrien zahlen. Deutschland, Frankreich und Großbritannien haben Daten zu den Summen der Strompreiskompensationen veröffentlicht, die den einzelnen Sektoren zugeteilt wurde. Der Anteil der Strompreiskompensation, der der NE-Metallindustrie zukommt, beträgt in Großbritannien lediglich 2,4%, während er in Deutschland mit 17,5% und in Frankreich mit 24,1% deutlich höher ausfällt.¹⁹⁸

Die Erzeugung von Primäraluminium hat den höchsten Strombedarf in der NE-Metallindustrie und wird folglich am stärksten kompensiert. So gingen 2016 in Deutschland 68% der an die NE-Metallunternehmen ausgezahlten Strompreiskompensation an die Hersteller von Primäraluminium.¹⁹⁹

Der Großteil der stromintensiven NE-Metallerzeugung findet in Mitgliedstaaten mit SPK-Systemen statt. So werden in der EU 79% des Primäraluminiums in Mitgliedstaaten mit Strompreiskompensation hergestellt.²⁰⁰ Ähnlich hohe Werte ergeben sich bei weiteren stromintensiven NE-Metallproduktionsprozessen. So erfolgt in der EU 68% der Kupferraffination und 81% der Fertigung von Zink-Slabs in Mitgliedstaaten mit Strompreiskompensation.²⁰¹

Zwischenfazit 8

Die **EU-Mitgliedstaaten** können **selbst entscheiden**, ob sie Strompreiskompensationen an Industrieunternehmen in Sektoren mit Carbon-Leakage-Risiko zahlen. Dabei steht es ihnen auch frei, die Strompreiskompensation nur anteilig zu gewähren. Derzeit werden **Strompreiskompensationen in elf Mitgliedstaaten** gezahlt, die zusammen einen Anteil an der EU-Bevölkerung von 62% und an der EU-Wirtschaftsleistung von 70% haben. Es ist davon auszugehen, dass aufgrund des steigenden CO₂-Preises der Druck auf weitere Mitgliedstaaten zunehmen wird, ebenfalls SPK-Systeme einzuführen. Bereits heute findet z.B. ein **Großteil der stromintensiven NE-Metallerzeugung in Mitgliedstaaten mit SPK-Systemen** statt. So werden in der EU 79% des Primäraluminiums, das unter den NE-Metallen den höchsten Strombedarf hat, in Mitgliedstaaten mit SPK-Systemen hergestellt.

Ab 2021 sollen sich die Mitgliedstaaten „bemühen“, ihre Ausgaben für die Strompreiskompensation auf einen **unverbindlichen Richtwert von 25%** der Einnahmen aus der Auktion von ETS-Zertifikaten zu begrenzen. Der **Anteil der Strompreiskompensation an den ETS-Auktionserlösen** liegt derzeit in fünf Mitgliedstaaten über dem unverbindlichen EU-Richtwert von 25%, wobei er sich jedoch in der EU stark unterscheidet.

¹⁹⁸ Werte berechnet auf Grundlage von Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2018), Reporting of indirect cost compensation Payments made to industry in the UK in 2017; Deutsche Emissionshandelsstelle (2017), Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten des Emissionshandels (Strompreiskompensation) in Deutschland für das Jahr 2016, S. 4; Ministère de la Transition écologique et solidaire (2018), Informations sur les mesures financières en faveur des secteurs exposés à un risque significatif de fuite de carbone en raison des coûts du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre répercutés sur les prix de l'électricité.

¹⁹⁹ Wert berechnet auf Grundlage von Deutsche Emissionshandelsstelle (2017), Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten des Emissionshandels (Strompreiskompensation) in Deutschland für das Jahr 2016, S. 4 und 15.

²⁰⁰ Nimmt man Norwegen hinzu, das als Mitglied des Europäischen Wirtschaftsraums (EWR) am ETS teilnimmt, und das ebenfalls Strompreiskompensationen gewährt, steigt dieser Wert sogar auf 86%.

²⁰¹ Berechnung auf Grundlage von British Geological Survey (2018), World Mineral Production 2012–16, Nation Environment Research Council.

5 ETS-Beihilfeleitlinien ab 2021: Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Zur Vorbereitung der Überarbeitung der ETS-Beihilfeleitlinien für die 4. ETS-Handelsperiode hat die Generaldirektion Wettbewerb der EU-Kommission Ende Dezember 2018 in einem ersten Konsultationsaufruf²⁰² die zugrundeliegende Problematik skizziert und verschiedene Regelungsoptionen zur Diskussion gestellt.²⁰³ Demnach wäre es u.a. denkbar, die derzeitigen ETS-Beihilfeleitlinien über 2020 hinaus weitgehend unverändert beizubehalten. Stattdessen wäre es auch möglich, die neuen ETS-Beihilfeleitlinien ab 2021 insbesondere in Bezug auf die Bestimmung der SPK-Sektoren an die Regelungen zum Schutz vor Carbon Leakage aufgrund direkter CO₂-Emissionen durch die Zuteilung kostenloser ETS-Zertifikate anzugleichen. Bei der Bestimmung der maximalen SPK-Höhe zieht die EU-Kommission alle Regelungsoptionen in Betracht: eine Beibehaltung der derzeitigen Beihilfeshöchstintensität von zuletzt 75%, deren weitere Absenkung oder aber eine Erhöhung. Außerdem erwägt sie, die SPK-Gewährung von Investitionen der begünstigten Unternehmen in die Steigerung der Stromeffizienz abhängig zu machen. Schließlich will die EU-Kommission prüfen, ob das Gesamtbudget eines EU-Mitgliedstaats für seine SPK-Gewährung durch eine Obergrenze²⁰⁴ beschränkt werden soll.

Vor dem Hintergrund der anstehenden Überarbeitung der ETS-Beihilfeleitlinien werden im Folgenden auf Basis von Schlussfolgerungen aus der vorangegangenen wertenden Bestandsaufnahme der EU-Klimapolitik und der Carbon-Leakage-Problematik²⁰⁵, der bestehenden EU-Regelungen zur Strompreiskompensation²⁰⁶ sowie der aktuellen SPK-Beihilfepraxis in den EU-Mitgliedstaaten²⁰⁷ zu wesentlichen Fragestellungen Empfehlungen entwickelt, wie die ETS-Beihilfeleitlinien ab 2021 zur Strompreiskompensation klimapolitisch wirksam, ökonomisch sinnvoll und europarechtskonform ausgestaltet werden können, damit sie zu einem wirksamen Schutz des Erdklimas und der internationalen Wettbewerbsfähigkeit europäischer Unternehmen beitragen.

Hierzu werden zunächst die drei Ziele – aus deren Abwägung die EU-Kommission wesentliche Kriterien sowohl für die Ausgestaltung der derzeitigen ETS-Beihilfeleitlinien zur Strompreiskompensation abgeleitet hat²⁰⁸ als auch für deren Überarbeitung abzuleiten gedenkt²⁰⁹ – sowohl für sich genommen als auch in ihrem Verhältnis zueinander analysiert²¹⁰. Hiervon ausgehend werden konkrete Empfehlungen für die künftigen Regelungen der ETS-Beihilfeleitlinien ab 2021 zur Bestimmung der SPK-Sektoren²¹¹ sowie der maximalen SPK-Höhe²¹² entwickelt.

²⁰² EU-Kommission (2018), Combined Evaluation Roadmap and Inception Impact Assessment vom 20. Dezember 2018, Ref. Ares(2018)6600267, https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/initiatives/ares-2018-6600267_en, S. 2 f.

²⁰³ Ebd.

²⁰⁴ Zur Zweckmäßigkeit derartiger Obergrenzen vgl. auch den entsprechenden Prüfauftrag des EU-Gesetzgebers an die EU-Kommission gemäß der Richtlinie (EU) 2018/410 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. März 2018 zur Änderung der ETS-Richtlinie und des Beschlusses (EU) 2015/1814, Erwägungsgrund 13.

²⁰⁵ S.o. Abschnitt 2.

²⁰⁶ S.o. Abschnitt 3.

²⁰⁷ S.o. Abschnitt 4.

²⁰⁸ S.o. Abschnitt 3.3.2.

²⁰⁹ EU-Kommission (2018), Combined Evaluation Roadmap and Inception Impact Assessment vom 20. Dezember 2018, S. 2.

²¹⁰ S.u. Abschnitt 5.1.

²¹¹ S.u. Abschnitt 5.2.

²¹² S.u. Abschnitt 5.3.

5.1 Analyse der abzuwägenden Ziele

Die EU-Kommission leitet wesentliche Kriterien für ihre Beihilfekontrolle von Strompreiskompensationen aus der Abwägung²¹³ dreier – ihrer Auffassung nach teilweise widerstreitender – Ziele ab²¹⁴: (1) dem „Umweltziel“, das Carbon-Leakage-Risiko der Verlagerung von Produktion und CO₂-Emissionen aufgrund indirekter CO₂-Kosten des ETS zu minimieren, (2) dem „ETS-Effizienzziel“, eine kostengünstige Verringerung der CO₂-Emissionen im Rahmen des ETS zu erreichen, und (3) dem „EU-Wettbewerbsziel“, Wettbewerbsverfälschungen im EU-Binnenmarkt zu minimieren. Daher erfordert die Entwicklung konkreter Empfehlungen, wie die ETS-Beihilfeleitlinien ab 2021 klimapolitisch wirksam, ökonomisch sinnvoll und europarechtskonform ausgestaltet werden sollten, zunächst eine kritische Analyse dieser drei Abwägungsziele und ihres Verhältnisses zueinander unter europarechtlichen und ökonomischen Gesichtspunkten einschließlich ihrer jeweiligen klimapolitischen Rahmenbedingungen.

5.1.1 „Umweltziel“: Minimierung des Carbon-Leakage-Risikos

5.1.1.1 Europarechtliche Analyse des Umweltziels

Als „Ziel von gemeinschaftlichem Interesse“ der EU, das mit der Strompreiskompensation verwirklicht werden soll, definiert die EU-Kommission²¹⁵ zutreffend das „Umweltziel“, durch die Entlastung stromintensiver Unternehmen von den indirekten CO₂-Kosten des ETS das Carbon-Leakage-Risiko zu minimieren, um so zum Schutz des Erdklimas einen Anstieg der globalen CO₂-Emissionen zu verhindern. Diese Zielbestimmung der Strompreiskompensation ist bereits durch ihre sekundärrechtliche Grundlage nach Art. 10a Abs. 6 ETS-Richtlinie vorgegeben.²¹⁶

Der Klimaschutz, dem die Strompreiskompensation dient, ist wesentlicher Bestandteil der EU-Umweltpolitik. Diese ist primärrechtlich in den allgemeinen Zielen der Europäischen Union gemäß Art. 3 EUV verankert, wonach sowohl innerhalb der EU als auch international die Umwelt zu schützen sowie eine nachhaltige Entwicklung zu fördern sind.²¹⁷ Diese beiden Handlungsrichtungen der EU-Umweltpolitik – zum einen Maßnahmen mit EU-Fokus und zum anderen Maßnahmen mit internationalem oder gar globalem Fokus – kommen gerade beim Klimaschutz zum Tragen, der seiner Natur nach eine originär globale Herausforderung ist. Dabei teilen sich die EU und ihre Mitgliedstaaten die – sekundärrechtlich in Art. 191 AEUV verankerte – Zuständigkeit für den Umwelt- und Klimaschutz.²¹⁸

Die EU-Klimapolitik – einschließlich des ETS als ihrem zentralen Instrument zur Reduktion von CO₂-Emissionen²¹⁹ – ist in ihrem Kern Ausdruck des umweltrechtlichen Vorsorgeprinzips. Dies gilt in besonderem Maß für die Strompreiskompensation als klimapolitisches Instrument zur Vermeidung von klimaschädlichem Carbon Leakage. Bereits die UN-Klimarahmenkonvention (UNFCCC)²²⁰ von 1992 verpflichtet ihre Vertragsparteien – einschließlich der EU und ihrer Mitgliedstaaten – gemäß Art. 3

²¹³ Allgemein zur Abwägungsprüfung im Rahmen der Beihilfekontrolle s.o. Abschnitt 3.2.3.

²¹⁴ S.o. Abschnitt 3.3.2 sowie EU-Kommission (2018), Combined Evaluation Roadmap and Inception Impact Assessment vom 20. Dezember 2018, S. 2.

²¹⁵ S.o. Abschnitt 3.2.3.

²¹⁶ S.o. Abschnitt 3.1 und Zwischenfazit 4.

²¹⁷ EUV, Art. 3 Abs. 3 und 5.

²¹⁸ AEUV, Art. 191 Abs. 1 Spiegelstrich 4 i.V.m. Art. 4 Abs. 1 und 2 lit. e AEUV.

²¹⁹ S.o. Abschnitt 2.1 und Zwischenfazit 1.

²²⁰ S.o. Abschnitt 2.2.2.1.

Abs. 3 Satz 1 UNFCCC dazu, „Vorsorgemaßnahmen [zu] treffen, um den Ursachen der Klimaänderungen vorzubeugen, sie zu verhindern oder so gering wie möglich zu halten [...]“. Nach Art. 3 Abs. 3 Satz 2 UNFCCC soll „[i]n Fällen, in denen ernsthafte oder nicht wiedergutmachende Schäden drohen, [...] das Fehlen einer völligen wissenschaftlichen Gewissheit nicht als Grund für das Aufschieben solcher Maßnahmen dienen [...]“. ²²¹ Das Vorsorgeprinzip wird folglich in Risikosituationen relevant, in denen Ungewissheit über den Wahrscheinlichkeitsgrad für die Verwirklichung einer Gefahr – hier für das Erdklima – besteht, die nicht hinreichend aufgeklärt werden kann (*non liquet*). Dabei zielt das Vorsorgeprinzip darauf ab, nicht repressiv erst bereits eingetretene Schäden für die Umwelt bzw. das Klima zu beheben, sondern präventiv zu handeln, um so Schäden erst gar nicht entstehen zu lassen. ²²²

Das europarechtlich in Art. 191 Abs. 2 AEUV kodifizierte Vorsorgeprinzip, das ansonsten in den EU-Verträgen nicht näher definiert ist, wurde durch den EuGH in Bezug auf den Schutz der menschlichen Gesundheit dahingehend konkretisiert, dass bei Ungewissheit über „Vorliegen und der Umfang“ einer Gefahr die staatlichen Organe „Schutzmaßnahmen treffen [dürfen], ohne abwarten zu müssen, dass das Vorliegen und die Größe dieser Gefahren klar dargelegt sind.“ ²²³ Dies folgt auch aus Art. 191 Abs. 2 AEUV, wonach die EU-Umweltpolitik auf ein hohes Schutzniveau abzielt. ²²⁴ Folglich ist das Vorsorgeprinzip insbesondere dann anwendbar, „wenn wissenschaftliche Beweise nicht ausreichen, keine eindeutigen Schlüsse zulassen oder unklar sind, jedoch aufgrund einer vorläufigen und objektiven wissenschaftlichen Risikobewertung Anlass zur abstrakten Besorgnis besteht.“ ²²⁵ Zwar dürften also einerseits bloße Vermutungen über das Vorliegen eines Risikos nicht ausreichen, präventive Umwelt- bzw. Klimaschutzmaßnahmen zu legitimieren. ²²⁶ Andererseits erfordert das Vorsorgeprinzip keine zwingenden Beweise ²²⁷, sondern lässt bereits – durch objektive Kriterien gestützte und mithin plausible – Anzeichen bzw. Indizien für das Bestehen z.B. eines Carbon-Leakage-Risikos ausreichen, um Vorsorgemaßnahmen wie die Strompreiskompensation ergreifen zu dürfen – oder gar zu müssen. Diese Rechtsfolge des Vorsorgeprinzips ist in Bezug auf die Strompreiskompensation insbesondere bei der Bestimmung des Carbon-Leakage-Risikos und der Festlegung von SPK-Sektoren zu beachten. ²²⁸

Im Verhältnis zu anderen Politikbereichen der EU ist der Umwelt- und Klimaschutz insofern relevant, als nach der sog. „Querschnittsklausel“ des Art. 11 AEUV ausdrücklich „die Erfordernisse des Umweltschutzes [...] bei der Festlegung und Durchführung der Unionspolitiken und -maßnahmen insbesondere zur Förderung einer nachhaltigen Entwicklung einbezogen werden“ müssen. Hieraus folgt zwar kein genereller Vorrang des Umwelt- und Klimaschutzes gegenüber anderen Zielen der EU-Politik gemäß Art. 3 EUV, die primärrechtlich nicht im Sinne einer streng verbindlichen Zielhierarchie gewichtet sind ²²⁹. Allerdings bekräftigt die Querschnittsklausel durchaus das Gebot, den Umwelt- und Klimaschutz bei Entscheidungen zu berücksichtigen und mit gegenläufigen Interessen abzuwägen, um „im Wege praktischer Konkordanz einen möglichst schonenden Ausgleich herbeizuführen“ ²³⁰. Dabei sind derartige Abwägungsentscheidungen unter Einbeziehung der Belange des Umwelt- und Klimaschutzes

²²¹ Zum Vorsorgeprinzip im Rahmen der UNFCCC vgl. Stoll, P.-T. / Krüger, H. (2017), Klimawandel, in: Proelß, A. (Hrsg.), Internationales Umweltrecht, S. 283 ff., Rn. 22.

²²² Calliess, C. (2016), in: Calliess, C. / Ruffert, M. (Hrsg.), EUV/AEUV-Kommentar, 5. Aufl. 2016, Art. 191 AEUV, Rn. 31.

²²³ EuGH, Urteil vom 5. Mai 1998, National Farmers' Union, C-157/96, ECLI:EU:C:1998:191, Slg. 1998, I-2211, Rn. 62 ff.

²²⁴ Ebd.

²²⁵ Calliess, C. (2016), in: Calliess, C. / Ruffert, M. (Hrsg.), EUV/AEUV-Kommentar, 5. Aufl. 2016, Art. 191 AEUV, Rn. 31.

²²⁶ EuG, Urteil vom 11. September 2002, Alpharma/Rat, T-70/99, ECLI:EU:T:2002:210, Slg. 2002, II-3495, Rn. 155 f.

²²⁷ Breier, S. (2012), in: Lenz, O. / Borchardt, K.-D. (Hrsg.), EU-Verträge Kommentar, 6. Aufl. 2012, Art. 191 AEUV, Rn. 15.

²²⁸ S.u. Abschnitt 5.2.

²²⁹ Ruffert, M. (2016), in: Calliess, C. / Ruffert, M. (Hrsg.), EUV/AEUV-Kommentar, 5. Aufl. 2016, Art. 3 EUV, Rn. 11.

²³⁰ Calliess, C. (2016), in: Calliess, C. / Ruffert, M. (Hrsg.), EUV/AEUV-Kommentar, 5. Aufl. 2016, Art. 11 AEUV, Rn. 7 m.w.N.

gemäß Art. 11 AEUV insofern vorgeprägt, als insoweit auch das umweltrechtliche Vorsorgeprinzip gemäß Art. 191 Abs. 2 AEUV zur Geltung zu bringen ist.²³¹

Vor diesem Hintergrund erhält das umweltrechtliche Vorsorgeprinzip im Rahmen der beihilferechtlichen Abwägungsprüfung der EU-Kommission zur Strompreiskompensation gerade mit Blick auf die Gefahren des Klimawandels besonderes Gewicht. Angesichts der fortbestehenden internationalen Benachteiligung europäischer Unternehmen aufgrund indirekter CO₂-Kosten der EU-Klimapolitik²³² ist die EU-Kommission dementsprechend gehalten, auch im Rahmen ihres grundsätzlich weiten Ermessens²³³ die Wirksamkeit der Strompreiskompensation bei der Ausgestaltung ihrer diesbezüglichen ETS-Beihilfeleitlinien möglichst weitgehend sicherzustellen. Dabei ist der Vorsorgecharakter der Strompreiskompensation sowohl bei der Bestimmung, ob ein erhebliches Carbon-Leakage-Risiko für einen Sektor besteht²³⁴, als auch bei der Bemessung der SPK-Höhe²³⁵ in besonderem Maß zu berücksichtigen.

5.1.1.2 Ökonomische Analyse des Umweltziels

Die EU-Klimaschutzpolitik trägt dem Umstand, dass Klimaschutz eine originär globale Herausforderung darstellt, durch zwei Handlungsrichtungen Rechnung: zum einen durch Maßnahmen mit EU-Fokus – wie dem ETS zur CO₂-Reduktion innerhalb der EU – und zum anderen durch Maßnahmen mit internationalem bzw. globalem Fokus – wie der Strompreiskompensation zur Vermeidung der Verlagerung von CO₂-Emissionen in Drittstaaten außerhalb der EU aufgrund von Carbon Leakage. Für die Bewertung des Umweltziels der Strompreiskompensation auch im Verhältnis zu anderen EU-Zielen, EU-Politikbereichen und EU-Maßnahmen ist essentiell, dass die Vermeidung von Carbon Leakage für die klimapolitische Wirksamkeit bzw. Effektivität des ETS eine unabdingbare Voraussetzung (*conditio sine qua non*) ist. Carbon Leakage unterminiert die klimapolitische Effektivität des ETS. Das auf die CO₂-Reduktion innerhalb der EU fokussierte ETS kann nur dann seine Aufgabe erfüllen und einen effektiven Beitrag zum globalen Klimaschutz leisten, wenn zugleich Carbon Leakage verhindert wird. Ansonsten werden in der EU reduzierte CO₂-Emissionen lediglich in Drittstaaten verlagert, wodurch weltweit kein Gramm CO₂ eingespart wird – im Gegenteil: durch Carbon Leakage besteht aus klimapolitischer Sicht die Gefahr eines klimaschädlichen Anstiegs der globalen CO₂-Emissionen.²³⁶

Um Carbon Leakage zu vermeiden, dürfen CO₂- und stromintensive Industrieunternehmen in der EU in Bezug auf ihre ETS-bedingte Belastung durch direkte und indirekte CO₂-Kosten nicht übermäßig gegenüber ihrer Konkurrenz aus Drittstaaten benachteiligt werden. Insoweit bestehen aber nach wie vor international ungleiche Wettbewerbsbedingungen.²³⁷ Die Benachteiligung europäischer Unternehmen aufgrund direkter und indirekter CO₂-Kosten der EU-Klimapolitik ist unverändert. Hieran hat sich auch nach Abschluss des Paris-Abkommens 2015 nichts geändert.²³⁸ Dies manifestiert sich auch in weltweit signifikant unterschiedlichen Industriestrompreisen.²³⁹ Derzeit ist nicht absehbar, ob oder wann es weltweit einmal zu einem Abbau klimaschutzbedingter Wettbewerbsverzerrungen durch eine internationale Angleichung der heterogenen Klimaschutzanstrengungen von Staaten und der daraus

²³¹ Ebd., Rn. 8.

²³² S.o. Abschnitt 2.2 und Zwischenfazit 2.

²³³ S.o. Abschnitt 3.2.2.

²³⁴ S.u. Abschnitt 5.2.3.

²³⁵ S.u. Abschnitt 5.3.3.

²³⁶ S.o. Abschnitt 2.2.1.

²³⁷ Zum Folgenden s.o. Abschnitt 2.2 und Zwischenfazit 2.

²³⁸ S.o. Abschnitt 2.2.2.1.

²³⁹ S.o. Abschnitt 2.2.2.2.

resultierenden CO₂-Kosten für Unternehmen kommen wird. Solange insoweit kein „level playing field“ geschaffen wird, besteht auch die Notwendigkeit für eine Entlastung europäischer Unternehmen von indirekten CO₂-Kosten in Form der Strompreiskompensation unverändert fort. Für einen wirksamen EU-Klimaschutz, der nicht nur auf die CO₂-Reduktion innerhalb der EU fokussiert ist, sondern auch Carbon Leakage und damit einen – für den Schutz des Erdklimas letztlich allein entscheidenden – globalen Anstieg von CO₂-Emissionen verhindert, ist daher eine möglichst weitgehende Kompensation indirekter CO₂-Kosten notwendig.

5.1.2 „ETS-Effizienzziel“: kostengünstige CO₂-Reduktion im ETS

5.1.2.1 Europarechtliche Analyse des ETS-Effizienzziels

Das sekundärrechtlich durch die ETS-Richtlinie²⁴⁰ geschaffene und regulierte EU-Emissionshandelssystem ist das zentrale Instrument der primärrechtlich verankerten²⁴¹ EU-Klimapolitik. Das ETS ist – bei ausreichendem Carbon-Leakage-Schutz²⁴² – nicht nur klimapolitisch effektiv, weil es für alle ETS-pflichtigen Anlagen die Gesamtmenge an ETS-Zertifikaten und damit der EU-weit erlaubten CO₂-Emissionen zuverlässig begrenzt (Cap) sowie durch deren Absenkung das EU-Klimaziel zur CO₂-Reduktion sicher erreicht.²⁴³ Vielmehr zielt das ETS nach Art. 1 Satz 1 ETS-Richtlinie ausdrücklich darauf ab, CO₂-Emissionen „auf kosteneffiziente und wirtschaftlich effiziente Weise“ zu verringern. Dieses sekundärrechtlich vorgegebene „ETS-Effizienzziel“ ist aber unauflöslich dem primärrechtlich²⁴⁴ gemäß Art. 3 EUV und Art. 191 AEUV im EU-Umweltrecht verankerten Ziel der EU-Klimapolitik im Allgemeinen und des ETS im Besonderen verbunden²⁴⁵, das Erdklima durch die Reduktion der CO₂-Emissionen sowohl innerhalb der EU als auch weltweit zu schützen. Denn Klimaschutzmaßnahmen, die aufgrund von Carbon Leakage nicht insgesamt zu einer Reduktion der globalen CO₂-Emissionen führen, sind klimapolitisch wertlos. Als ungeeignete, untaugliche Mittel sind sie per se nicht „kostengünstig“, sondern vielmehr von vornherein nur eine nutzlose Verschwendung finanzieller Ressourcen. Insofern besteht letztlich auch der – von der EU-Kommission unterstellte – Konflikt nicht, zwischen dem „Umweltziel“ des Carbon-Leakage-Schutzes durch die Strompreiskompensation einerseits und dem „ETS-Effizienzziels“ einer möglichst kostengünstigen Reduktion von CO₂-Emissionen durch das ETS andererseits abwägen zu müssen.

5.1.2.2 Ökonomische Analyse des ETS-Effizienzziels

Das ETS ist ökonomisch effizient²⁴⁶, weil es den Unternehmen die Entscheidung überlässt, ob sie angesichts des CO₂-Preises selbst Zertifikate erwerben (Trade), oder z.B. durch Investitionen in die Energieeffizienz weniger CO₂ emittieren wollen. Durch diesen marktwirtschaftlichen Mechanismus können in den durch das ETS erfassten Sektoren die kostengünstigsten CO₂-Vermeidungsoptionen ermittelt und CO₂-Emissionen dort eingespart werden, wo dies zu den geringsten Kosten möglich ist.

²⁴⁰ S.o. Abschnitt 2.1.

²⁴¹ S.o. Abschnitt 5.1.1.1.

²⁴² S.o. Abschnitt 5.1.1.2.

²⁴³ S.o. Abschnitt 2.1 und Zwischenfazit 1.

²⁴⁴ S.o. Abschnitt 5.1.1.1.

²⁴⁵ S.o. Abschnitt 5.1.1.1.

²⁴⁶ S.o. Abschnitt 2.1 und Zwischenfazit 1.

In diesem Zusammenhang ist die von der EU-Kommission im Rahmen ihrer ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020) geäußerte Befürchtung, die SPK-Gewährung könne die „Wirksamkeit“ des ETS „beeinträchtigen“²⁴⁷, zumindest missverständlich. Denn das ETS leistet aufgrund seiner festgelegten EU-weiten Gesamtmenge an ETS-Zertifikaten (Cap) und deren schrittweisen Absenkung²⁴⁸ immer einen „wirksamen“ – klimapolitisch effektiven²⁴⁹ – Beitrag zum globalen Klimaschutz, solange Carbon Leakage verhindert wird²⁵⁰. Da die Strompreiskompensation durch den Ausgleich indirekter CO₂-Kosten europäischer Unternehmen Carbon Leakage entgegenwirkt, ist sie eine unabdingbare Voraussetzung für die klimapolitische Wirksamkeit des ETS, durch die Reduktion von CO₂-Emissionen innerhalb der EU einen Beitrag zum globalen Klimaschutz zu leisten.

Tatsächlich strebt das von der EU-Kommission propagierte Ziel der „Wirksamkeit“ des ETS auch nicht an, die klimapolitische Effektivität des ETS sicherzustellen. Vielmehr bezweckt es, die ökonomische Effizienz des ETS im Sinne einer möglichst kostengünstigen Reduktion von CO₂-Emissionen so wenig wie möglich durch die SPK beeinträchtigen zu lassen.

Im ETS findet der Wettbewerb um die kostengünstigsten CO₂-Einsparungen nicht nur zwischen den unmittelbar ETS-pflichtigen CO₂-intensiven Anlagen, sondern auch den stromintensiven Industrieunternehmen statt. Diese haben – wenn die indirekten CO₂-Kosten des ETS über den Strompreis an sie weitergegeben werden – einen noch größeren Anreiz, in die Effizienz ihrer Anlagen zu investieren, wodurch ihr Strombedarf sinkt und indirekt CO₂-Emissionen im ETS eingespart werden. Erhielten alle stromintensiven Unternehmen immer eine Strompreiskompensation in Höhe ihrer tatsächlichen indirekten CO₂-Kosten, ginge dieser zusätzliche Anreiz, in die Stromeffizienz der eigenen Anlage zu investieren, verloren, da die SPK mit dem Stromverbrauch steigen würde. Bei einer Strompreiskompensation, die sich nicht am tatsächlichen Stromverbrauch, sondern an Produkt-Benchmarks²⁵¹ und der Produktionsmenge orientiert²⁵², ist hingegen gewährleistet, dass dieser zusätzliche Anreiz für Investitionen in die Stromeffizienz fortbesteht. Denn das stromintensive Unternehmen erhält – unabhängig von seinem tatsächlichen Stromverbrauch – eine pauschale Kompensation pro Tonne seines hergestellten Guts. Der Anreiz, Stromkosten durch Investitionen in die Stromeffizienz einzusparen, bleibt durch die pauschale SPK – und zwar unabhängig von ihrer konkreten Höhe – unberührt. Aus diesem Grund werden – entgegen der Annahme der EU-Kommission²⁵³ – auch durch eine nur anteilige Gewährung und degressive Absenkung der SPK nicht mehr Investitionen in die Stromeffizienz angeregt.

5.1.3 „EU-Wettbewerbsziel“: Minimierung von Verfälschungen im EU-Binnenmarkt

5.1.3.1 Europarechtliche Analyse des EU-Wettbewerbsziels

Die der EU-Kommission obliegende²⁵⁴ EU-Beihilfekontrolle nach Art. 107 ff. AEUV ist ein wesentliches Element des EU-Binnenmarktkonzepts, wie es sich primärrechtlich insbesondere in Art. 3 Abs. 1 lit. b, Art. 4 Abs. 2 lit. a, Art. 26 f., Art. 114 sowie Art. 119 Abs. 1 und 2 AEUV manifestiert. Der EU-Binnenmarkt umfasst gemäß Art. 26 Abs. 2 AEUV „einen Raum ohne Binnengrenzen, in dem der freie Verkehr

²⁴⁷ ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020), Rn. 8.

²⁴⁸ S.o. Abschnitt 2.1.

²⁴⁹ S.o. Abschnitt 2.1. und Zwischenfazit 1.

²⁵⁰ S.o. Abschnitt 5.1.1.2.

²⁵¹ S.o. Abschnitt 3.3.4.4.

²⁵² S.o. Abschnitt 3.3.4.5.

²⁵³ ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020), Rn. 11.

²⁵⁴ S.o. Abschnitt 3.2.

von Waren, Personen, Dienstleistungen und Kapital gemäß den Bestimmungen der Verträge gewährleistet ist.“ Konstitutives Element der EU-Wirtschaftsverfassung innerhalb dieses EU-Binnenmarktes ist gemäß Art. 119 Abs. 2 AEUV eine „offene Marktwirtschaft mit freiem Wettbewerb“. Dieser EU-rechtlich gewünschte Wettbewerb innerhalb des EU-Binnenmarktes kann zwischen EU-Mitgliedstaaten u.a. durch die einseitige Gewährung staatlicher Beihilfen zugunsten inländischer Unternehmen und zum Nachteil der Konkurrenz aus anderen EU-Mitgliedstaaten verfälscht werden. Daher ist die EU-Beihilfekontrolle darauf fokussiert, den freien und unverfälschten Wettbewerb innerhalb des EU-Binnenmarktes zwischen Unternehmen aus unterschiedlichen EU-Mitgliedstaaten zu schützen. Dabei ist mit Blick auf die Carbon-Leakage-Problematik zu beachten, dass dieser EU-Fokus des „EU-Wettbewerbsziels“ im Allgemeinen und der EU-Beihilfekontrolle im Besonderen qua Definition nicht internationale Wettbewerbsverzerrungen zwischen europäischen Unternehmen einerseits und ihrer außereuropäischen Konkurrenz z.B. aufgrund unterschiedlich höher Klimaschutzkosten²⁵⁵ erfasst.

Trotz der grundsätzlichen „marktwirtschaftlichen Verfasstheit“ der Europäischen Union kommt dem EU-Wettbewerbsziel im Verhältnis zu anderen EU-Politikbereichen kein genereller Vorrang zu.²⁵⁶ Dies folgt bereits daraus, dass die verschiedenen allgemeinen Ziele der Europäischen Union gemäß Art. 3 EUV, zu denen auch der Umwelt- und Klimaschutz zählt, primärrechtlich untereinander nicht im Sinne einer streng verpflichtenden Zielhierarchie gewichtet sind.²⁵⁷ Nicht zuletzt auch angesichts der umweltrechtlichen Querschnittsklausel nach Art. 11 AEUV²⁵⁸ hat daher die EU-Kommission bei der Auslegung der Ausnahmetatbestandes des Art. 107 Abs. 3 lit. c AEUV im Rahmen ihrer Beihilfekontrolle²⁵⁹ in Bezug auf die Strompreiskompensation u.a. den Klimaschutz durch die Reduktion von CO₂-Emissionen sowohl innerhalb der EU als auch global hinreichend zu berücksichtigen. Dabei kommt auch in der Abwägung mit dem EU-Wettbewerbsziel den Belangen des globalen Klimaschutzes angesichts der Carbon-Leakage-Problematik und des insoweit zum Tragen kommenden Vorsorgeprinzips nach Art. 191 Abs. 2 AEUV besonderes Gewicht zu.²⁶⁰

Betrachtet man vor diesem Hintergrund nun die im Fokus des EU-Wettbewerbsziels stehende Gefahr zwischenstaatlicher Wettbewerbsverfälschungen im EU-Binnenmarkt insbesondere innerhalb stromintensiver Sektoren durch Strompreiskompensationen, so wird deutlich, dass diese umso größer ist, je weniger EU-Mitgliedstaaten sie gewähren. Daher stellt sich die grundsätzliche Frage, durch wen derartige Wettbewerbsverfälschungen eigentlich ausgelöst werden. Sind es die EU-Mitgliedstaaten, die eine Strompreiskompensation gewähren, oder diejenigen, die dies unterlassen? Zwar steht es nach Art. 10a Abs. 6 ETS-Richtlinie (2013–2020 und 2021–2030) jedem EU-Mitgliedstaat auch weiterhin grundsätzlich frei, eine SPK zu gewähren oder nicht.²⁶¹ Insoweit ist für die 4. ETS-Handelsperiode jedoch zu beachten, dass nach dem im Zuge der ETS-Reform modifizierten Wortlaut von Art. 10a Abs. 6 ETS-Richtlinie (2021–2030) die EU-Mitgliedstaaten eine Strompreiskompensation nicht nur gewähren „können“, sondern vielmehr gewähren „sollten“.²⁶² Folglich wird zwar auch in der 4. ETS-Handelsperi-

²⁵⁵ Zu internationalen Wettbewerbsverzerrungen aufgrund unterschiedlicher Klimaschutzkosten im Allgemeinen s.o. Abschnitt 2.2 sowie in der NE-Metallindustrie im Besonderen s.o. Abschnitt 2.3.3 und Zwischenfazit 3.

²⁵⁶ Cremer, W. (2016), in: Calliess, C. / Ruffert, M. (Hrsg.), EUV/AEUV-Kommentar, 5. Aufl. 2016, Art. 107 AEUV, Rn. 53 m.w.N.

²⁵⁷ S.o. Abschnitt 5.1.1.1.

²⁵⁸ S.o. Abschnitt 5.1.1.1.

²⁵⁹ Cremer, W. (2016), in: Calliess, C. / Ruffert, M. (Hrsg.), EUV/AEUV-Kommentar, 5. Aufl. 2016, Art. 107 AEUV, Rn. 5 m.w.N.

²⁶⁰ S.o. Abschnitt 5.1.1.1.

²⁶¹ S.o. Abschnitt 3.1., Abschnitt 4.1 und Zwischenfazit 8.

²⁶² S.o. Abschnitt 3.1.2 und Zwischenfazit 4.

ode den EU-Mitgliedstaaten die Einführung einer Strompreiskompensation nicht zwingend vorgeschrieben. Dennoch bringt der EU-Gesetzgeber durch diese Modifikation von „können“ zu „sollten“ seinen Wunsch klar zum Ausdruck, dass EU-Mitgliedstaaten Strompreiskompensationen gewähren.²⁶³ Diese Akzentverschiebung der gesetzgeberischen Intention hat die EU-Kommission im Rahmen ihrer Abwägung der Belange des EU-Wettbewerbsziels einerseits und des Umweltziels einer Vermeidung von Carbon Leakage durch die SPK-Gewährung andererseits bei der Ausgestaltung der ETS-Beihilfeleitlinien (2021–2030) zu beachten.

5.1.3.2 Ökonomische Analyse des EU-Wettbewerbsziels

Der Wettbewerb im EU-Binnenmarkt steigert die Effizienz bei der Herstellung von Gütern, regt Innovationen an und führt tendenziell zu niedrigeren Verbraucherpreisen. Wettbewerbsverfälschungen sollten daher grundsätzlich vermieden werden.

Zu zwischenstaatlichen Wettbewerbsverfälschungen im EU-Binnenmarkt innerhalb stromintensiver Sektoren kann es insbesondere kommen, wenn eine Strompreiskompensation nur von sehr wenigen EU-Mitgliedstaaten gewährt wird. Allerdings haben während der 3. ETS-Handelsperiode immer mehr EU-Mitgliedstaaten SPK-Systeme eingeführt, so dass heute in elf EU-Mitgliedstaaten eine Strompreiskompensation gewährt wird.²⁶⁴ Auch wenn EU-Mitgliedstaaten mit SPK-Systemen in der EU derzeit noch in der Minderzahl sind, so haben sie doch bereits einen Anteil von 62% an der EU-Bevölkerung und von 70% an der EU-Wirtschaftsleistung. Zudem findet in Sektoren wie z.B. der NE-Metallindustrie ein Großteil der stromintensiven Prozesse in denjenigen Mitgliedstaaten statt, die bereits SPK-Systeme eingeführt haben.²⁶⁵ Es ist davon auszugehen, dass gerade in den EU-Mitgliedstaaten mit substantieller stromintensiver Industrie auch weiterhin Strompreiskompensationen gezahlt werden. Zudem wächst mit steigendem CO₂-Preis²⁶⁶ auch der Druck auf die EU-Mitgliedstaaten, die derzeit noch über keine SPK-Systeme verfügen, solche ebenfalls einzuführen. Folglich ist zu erwarten, dass mit der Einführung von SPK-Systemen in weiteren EU-Mitgliedstaaten die Gefahr zwischenstaatlicher Wettbewerbsverfälschungen im EU-Binnenmarkt innerhalb stromintensiver Sektoren weiter deutlich abnehmen wird.

Dabei ist in Bezug auf die fiskalische Belastung von EU-Mitgliedstaaten durch eine SPK-Gewährung auch zu beachten, dass die Ausgaben für die SPK in den meisten EU-Mitgliedstaaten immer noch deutlich unterhalb der Einnahmen aus der Versteigerung von ETS-Zertifikaten liegen (**Tab. 2**). Solange dies der Fall ist, sollten die Mitgliedstaaten grundsätzlich auch in der Lage sein, eine Strompreiskompensation zu gewähren. Sollten die Zahlungen künftig die ETS-Auktionserlöse deutlich übersteigen, können die davon betroffenen EU-Mitgliedstaaten immer noch entscheiden, ob sie die SPK in ihrem Hoheitsgebiet nur anteilig auszahlen.

Schließlich kann die SPK-Gewährung Wettbewerbsverfälschungen zwischen CO₂-intensiven und stromintensiven Industrieunternehmen im EU-Binnenmarkt abbauen. Denn die direkt ETS-pflichtigen CO₂-intensiven Unternehmen können sowohl in der 3. als auch der 4. ETS-Handelsperiode bis zu 100%

²⁶³ ETS-Änderungsrichtlinie (2021–2030), Erwägungsgrund 13.

²⁶⁴ S.o. Abschnitt 4.1 und Zwischenfazit 8.

²⁶⁵ S.o. Abschnitt 4.2 und Zwischenfazit 8.

²⁶⁶ S.o. Abschnitt 2.1, Abb. 1 und Zwischenfazit 1.

ihrer benötigten Zertifikate kostenlos erhalten.²⁶⁷ Um stromintensive gegenüber CO₂-intensiven Industrieprozessen nicht zu benachteiligen, sollten daher die effizientesten stromintensiven Anlagen ebenfalls für bis zu 100% ihrer indirekten CO₂-Kosten kompensiert werden können.

5.2 Bestimmung der SPK-Sektoren: Schlussfolgerungen und Empfehlungen

5.2.1 Allgemeine Schlussfolgerungen für die Bestimmung der SPK-Sektoren

Aus der wertenden Bestandsaufnahme der EU-Klimapolitik und der Carbon-Leakage-Problematik²⁶⁸, den bestehenden EU-Regelungen zur Strompreiskompensation²⁶⁹, der SPK-Beihilfepraxis in den EU-Mitgliedstaaten²⁷⁰ sowie der Analyse der drei Ziele²⁷¹, aus deren Abwägung die EU-Kommission Kriterien für die Überarbeitung der ETS-Beihilfeleitlinien ab 2021 ableiten will²⁷², sind für die künftige Bestimmung der SPK-Sektoren insbesondere folgende allgemeinen Schlussfolgerungen zu ziehen:

- Die SPK sollte nur an Unternehmen in Sektoren mit einem erheblichen Carbon-Leakage-Risiko infolge indirekter CO₂-Kosten gezahlt werden. Andernfalls besteht die Gefahr, dass sich einzelne EU-Mitgliedstaaten dazu entscheiden, mit Blick auf die Belastung ihrer Staatshaushalte und/oder mangels öffentlicher Akzeptanz eine Strompreiskompensation entweder gar nicht oder nur anteilig begrenzt zu gewähren, wodurch die Sektoren mit erheblichem Carbon-Leakage-Risiko nicht ausreichend geschützt würden. Dies ist mit Blick auf die Zielsetzung der Strompreiskompensation, zum Schutz des Erdklimas das Carbon-Leakage-Risiko zu minimieren, zu vermeiden.
- Wie hoch das durch indirekte CO₂-Kosten verursachte Carbon-Leakage-Risiko eines Sektors ist, lässt sich nicht exakt quantitativ ermitteln.²⁷³ Um jedoch dem Vorsorgeprinzip des EU-Umweltrechts gerecht zu werden²⁷⁴, kann insoweit eine – durch objektive Kriterien gestützte – Plausibilitätseinschätzung anhand quantitativer und qualitativer Indikatoren erfolgen. Dabei sind zwei Kriterien maßgeblich: Erstens müssen die indirekten CO₂-Kosten einen substantziellen Anteil an den Gesamtkosten bei der Herstellung eines Produkts ausmachen. Zweitens muss die internationale Wettbewerbsintensität des jeweiligen Marktes – wie z.B. bei der NE-Metallindustrie²⁷⁵ – so hoch sein, dass die Unternehmen diese Kosten nicht über den Produktpreis weitergeben können.
- In der 3. ETS-Handelsperiode²⁷⁶ hat sich das zweistufige System aus quantitativer und qualitativer Bewertung zur Bestimmung SPK-fähiger Sektoren als zweckmäßig erwiesen. Denn dadurch wurde eine Vergleichbarkeit mit den Kriterien geschaffen, nach denen die Sektoren mit Carbon-Leakage-Risiko aufgrund direkter CO₂-Kosten für die Zuteilung kostenloser ETS-Zertifikate bestimmt werden.²⁷⁷ Zugleich wurde so die Zahl an Sektoren – und damit die fiskalische Belastung der Mitgliedstaaten – hinreichend begrenzt.

²⁶⁷ S.o. Abschnitt 3.4.1 und Zwischenfazit 7.

²⁶⁸ S.o. Abschnitt 2.

²⁶⁹ S.o. Abschnitt 3.

²⁷⁰ S.o. Abschnitt 4.

²⁷¹ S.o. Abschnitt 5.1.

²⁷² EU-Kommission (2018), Combined Evaluation Roadmap and Inception Impact Assessment vom 20. Dezember 2018, S. 2.

²⁷³ S.o. Abschnitt 2.2.1.

²⁷⁴ S.o. Abschnitt 5.1.1.1.

²⁷⁵ S.o. Abschnitt 4.2.

²⁷⁶ S.o. Abschnitt 3.3.3.

²⁷⁷ S.o. Abschnitt 3.4.1.1.

5.2.2 Spezifische Schlussfolgerungen für die Bestimmung der SPK-Sektoren

5.2.2.1 „Quantitative Bewertung“ zur Bestimmung der SPK-Sektoren

Die quantitative Bewertung zur SPK-Sektorenbestimmung der 3. ETS-Handelsperiode stellt ein auf objektive Kriterien gestütztes, vereinfachtes und transparentes Verfahren dar, um Sektoren mit voraussichtlich erheblichem Carbon-Leakage-Risiko vorab zu ermitteln und eine Vorauswahl weiterer Sektoren zu treffen, die auf Basis einer ergänzenden qualitativen Bewertung als von Carbon Leakage gefährdet eingestuft werden können. Durch die Vergleichbarkeit mit der Regelung zur Auswahl der Sektoren, für die aufgrund direkter CO₂-Kosten ein Carbon-Leakage-Risiko angenommen wird²⁷⁸, können zudem Wettbewerbsverzerrungen zwischen strom- und CO₂-intensiven Unternehmen reduziert werden.

Durch die quantitative Bewertung allein kann das Carbon-Leakage-Risiko eines Sektors jedoch aus mehreren Gründen nur unzureichend ermittelt werden. Erstens ist es möglich, dass für bestimmte Sektoren keine seriösen Daten vorliegen. Zweitens muss bei der Messung der indirekten CO₂-Kosten der dafür maßgebliche CO₂-Preis im Vorhinein geschätzt werden, was – wie in der 3. ETS-Handelsperiode geschehen – zu großen Abweichungen mit dem tatsächlichen CO₂-Preis führen kann.²⁷⁹ Drittens kann – wie die EU-Kommission selbst darlegt²⁸⁰ – die Handelsintensität anders als die Preiselastizität der Nachfrage²⁸¹ nicht treffsicher aufzeigen, inwieweit die Unternehmen eines Sektors indirekte CO₂-Kosten über den Produktpreis an nachgelagerte Stufen weitergeben können. Denn sie misst lediglich die Handelsaktivität des Sektors und dient damit bestenfalls als Indikator für dessen internationale Wettbewerbsintensität²⁸².

5.2.2.2 „Qualitative Bewertung“ zur Bestimmung der SPK-Sektoren

Da die quantitative Bewertung zur SPK-Sektorenbestimmung nicht alle Faktoren miteinschließt, die für eine sachgerechte Beurteilung des Carbon-Leakage-Risikos notwendig sind, ist die qualitative Bewertung für viele Sektoren als zusätzliche Prüfung unerlässlich. So zeigt die Tatsache, dass in einem Sektor – wie der NE-Metallindustrie²⁸³ – der Preis auf internationalen Rohstoffbörsen gebildet wird, plausibel auf, dass die Unternehmen dieses Sektors als „Preisnehmer“ keinen Einfluss auf den Preis haben und damit auch kaum indirekte CO₂-Kosten auf nachgelagerte Stufen weitergeben können.

Es ist jedoch nicht nachvollziehbar, warum innerhalb der qualitativen Bewertung für die 3. ETS-Handelsperiode ebenfalls quantitative Zielwerte erfüllt werden müssen, die vergleichbar sind mit den Schwellenwerten bei der quantitativen Bewertung. Dies führt zu einer unnötigen Doppelregulierung.

Bei Teilsektoren, deren Carbon-Leakage-Risiko nicht durch die Messung des übergeordneten Sektors auf NACE-4-Ebene repräsentiert wird, ist eine gesonderte Prüfung auf einer weniger aggregierten Ebene – z.B. Prodcom 8 – angezeigt.

²⁷⁸ S.o. Abschnitt 3.4.1.1.

²⁷⁹ Der für die 3. ETS-Handelsperiode (2013–2020) geschätzte Zertifikatepreis von ca. 30 Euro/Tonne CO₂e lag deutlich über dem tatsächlichen Zertifikatepreis; vgl. EU-Kommission (2012), Impact Assessment Report accompanying the document “Guidelines on certain State aid measures in the context of Greenhouse Gas Emission Allowance Trading Scheme”, SWD(2012) 130 vom 22. Mai 2012, S. 25 f.; s.o. Abschnitt 2.1, Abb. 1 und Zwischenfazit 1.

²⁸⁰ Ebd., S. 30.

²⁸¹ S.o. Abschnitt 2.3.3.1.

²⁸² Zum Begriff der „internationalen Wettbewerbsintensität“ s.o. Abschnitt 4.2 und Abschnitt 5.1.1.

²⁸³ S.o. Abschnitt 2.3.3.1.

5.2.3 Empfehlungen für die Bestimmung der SPK-Sektoren ab 2021

Auch wenn sich insgesamt das Verfahren zur Bestimmung der Sektoren mit einem erheblichen Carbon-Leakage-Risiko für die 3. ETS-Handelsperiode (2013–2020) als zweckmäßig erwiesen hat, besteht für die 4. ETS-Handelsperiode (2021–2030) ein umfassender Reformbedarf. Dieser ist erstens dadurch begründet, dass sich die Datengrundlage und z.T. die Zusammensetzung der Sektoren seit Erlass der ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020) im Jahr 2012 verändert haben. Zweitens hat sich durch die ETS-Reform für die 4. ETS-Handelsperiode auch das Verfahren zur Bestimmung der CO₂-intensiven Sektoren, für die aufgrund direkter CO₂-Kosten ein erhebliches Carbon-Leakage-Risiko angenommen wird, geändert.²⁸⁴ Drittens sollten bei der Bestimmung der SPK-Sektoren die in der 3. ETS-Handelsperiode gemachten Fehler²⁸⁵ vermieden werden. Vor diesem Hintergrund wird empfohlen, das Verfahren zur Bestimmung der SPK-Sektoren, für die aufgrund indirekter CO₂-Kosten ein erhebliches Carbon-Leakage-Risiko besteht, ab 2021 wie folgt auszugestalten:

1. Beibehaltung des zweistufigen Verfahrens mit quantitativer und qualitativer Bewertung

Das zweistufige Verfahren zur Bestimmung SPK-fähiger Sektoren, das sowohl eine quantitative als auch eine qualitative Bewertung umfasst, sollte beibehalten werden. Es stellt die beste Möglichkeit dar, die Einfachheit und Vergleichbarkeit der quantitativen Bewertung mit der Genauigkeit der qualitativen Bewertung zu verbinden.

2. Angleichung an die Methodik zur Sektorenbestimmung für die kostenlose Zuteilung

Die quantitative Bewertung zur Bestimmung eines Carbon-Leakage-Risikos sollte – angesichts der strukturellen Parallelen ihrer Zielsetzungen²⁸⁶ – im Wesentlichen an den multiplikativen Ansatz bei der Bestimmung des durch direkte CO₂-Kosten verursachten Carbon-Leakage-Risikos für die kostenlose Zuteilung von ETS-Zertifikaten²⁸⁷ angeglichen werden. Damit wäre auch ab 2021 eine kohärente Herangehensweise bei der Auswahl der Sektoren, bei denen aufgrund direkter oder indirekter CO₂-Kosten ein Carbon-Leakage-Risiko besteht, gewährleistet. Dabei sollte das Carbon-Leakage-Risiko eines Sektors anhand eines Indikators ermittelt werden, der sich aus der Multiplikation der Handelsintensität und der – vom CO₂-Preis unabhängigen – „indirekten CO₂-Intensität“ des Sektors errechnen lässt („CL-Indikator“). Dabei entspricht die „indirekte-CO₂-Intensität“ dem Quotienten aus der Masse der indirekten CO₂-Emissionen (in kg) und der Bruttowertschöpfung (in Euro) eines Sektors.

3. Einsatz unterschiedlicher Schwellenwerte

Für die Auswahl der SPK-Sektoren sollte dann ein Verfahren mit zwei unterschiedlichen Schwellenwerten angewendet werden: Sektoren, die einen ersten Schwellenwert – z.B. 0,5 – überschreiten, gelten dann automatisch als von Carbon Leakage gefährdet. Sektoren, die lediglich einen zweiten niedrigeren Schwellenwert – z.B. 0,2 – überschreiten, könnten sich für eine qualitative Bewertung qualifizieren. **Tab. 3** zeigt die Sektoren, für die je nach Wahl des Schwellenwerts bei der quantitativen Bewertung ein Carbon-Leakage-Risiko angenommen werden würde.

²⁸⁴ S.o. Abschnitt 3.4.1.2.

²⁸⁵ S.o. Abschnitt 5.2.2.

²⁸⁶ S.o. Abschnitt 3.4.1.

²⁸⁷ S.o. Abschnitt 3.4.1.2.

Tab. 3: Bestimmung der SPK-Sektoren (2021–2030)

	NACE Rev. 2	Beschreibung	Sektoren	Handelsintensität	Ind. CO ₂ -Intensität	ICL-Indikator
Sektoren: CL-Indikator > 0,5						
1	14.11	Herstellung von Lederbekleidung	Bekleidung	0,83	1,38	1,15
2	24.42	Erzeugung und erste Bearbeitung von Alumi-	NE-Metalle	0,35	3,01	1,06
3	20.11	Herstellung von Industriegasen	Chemie	0,06	15,09	0,91
4	20.13	Herstellung von sonstigen anorganischen Grundstoffen und Chemikalien	Chemie	0,54	1,36	0,73
5	24.43	Erzeugung und erste Bearbeitung von Blei, Zink und Zinn	NE-Metalle	0,31	2,03	0,62
6	17.11	Herstellung von Holz- und Zellstoff	Papier	0,48	1,09	0,52
Sektoren: CL-Indikator > 0,2						
7	07.29	Sonstiger NE-Metallerzbergbau	Bergbau	0,84	0,56	0,47
8	08.99	Gewinnung von Steinen und Erden a.n.g.	Bergbau	1,73	0,25	0,44
9	07.10	Eisenerzbergbau	Bergbau	0,86	0,49	0,42
10	17.12	Herstellung von Papier, Karton und Pappe	Papier	0,28	1,48	0,41
11	24.10	Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen	Eisen und Stahl	0,26	1,41	0,36
12	20.17	Herstellung von synthetischem Kautschuk in Primärformen	Eisen und Stahl	0,55	0,61	0,34
13	24.51	Eisengießereien	Eisen und Stahl	0,41	0,72	0,29
14	20.60	Herstellung von Chemiefasern	Chemie	0,44	0,64	0,28
15	19.20	Mineralölverarbeitung	Mineralöl	0,26	1,03	0,27
16	24.44	Erzeugung und erste Bearbeitung von Kupfer	NE-Metalle	0,35	0,71	0,25
17	20.16	Herstellung von Kunststoffen in Primärformen	Chemie	0,36	0,69	0,25
18	13.10	Spinnstoffaufbereitung und Spinnerei	Textilien	0,47	0,53	0,25
19	05.10	Steinkohlenbergbau	Bergbau	0,62	0,39	0,24
20	24.45	Erzeugung und erste Bearbeitung von sonstigen NE-Metallen	NE-Metalle	0,84	0,29	0,24
21	23.31	Herstellung von keramischen Wand- und Bodenfliesen	Glas und Keramik	0,41	0,55	0,23
22	20.12	Herstellung von Farbstoffen und Pigmenten	Chemie	0,49	0,45	0,22
23	13.95	Herstellung von Vliesstoff und Erzeugnissen daraus (ohne Bekleidung)	Textilien	0,39	0,55	0,21
24	23.14	Herstellung von Glasfasern und Waren daraus	Glas und Keramik	0,28	0,73	0,21

Quelle: Berechnung auf Basis von Daten der EU-Kommission (2018)²⁸⁸

²⁸⁸ EU-Kommission (2018), EU ETS phase 4, Preliminary Carbon Leakage List – Carbon Leakage Indicator underlying data, https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/events/docs/0127/6_cl-ai-ti_results_en.pdf.

4. Vermeidung unnötiger Doppelregulierung bei quantitativer und qualitativer Bewertung

Die qualitative Bewertung sollte – anders als in der 3. ETS-Handelsperiode²⁸⁹ – nur solche Daten und Informationen berücksichtigen, die nicht bereits bei der quantitativen Bewertung verwendet wurden. Stattdessen sollten weiterhin Kriterien – wie eine offensichtliche Preisnehmerschaft des Sektors²⁹⁰ als Indiz²⁹¹ für das Bestehen eines erheblichen Carbon-Leakage-Risikos – verwendet werden, mit denen die Unzulänglichkeiten der quantitativen Bewertung ausgeglichen werden können.

5. Qualitative Bewertung für Sektoren mit mangelhafter Datenbasis

Eine qualitative Bewertung sollte auch weiterhin für solche Sektoren erfolgen, für die amtliche Daten gänzlich fehlen oder von mangelhafter Qualität sind, da für diese eine quantitative Bewertung des indirekten Carbon-Leakage-Risikos nicht seriös durchgeführt werden kann.

6. SPK-Teilsektorenbestimmung auf weniger aggregierten Ebene (z.B. Prodcom-8)

Teilsektoren, deren Carbon-Leakage-Risiko nicht hinreichend durch die Daten des Sektors auf NACE-4-Ebene wiedergegeben werden, sollten beantragen können, dass ihr Risiko auf einer weniger aggregierten Ebene – z.B. Prodcom-8 – quantitativ und ggf. qualitativ bewertet wird.

5.3 Bestimmung der SPK-Höhe: Schlussfolgerungen und Empfehlungen

5.3.1 Allgemeine Schlussfolgerungen für die Bestimmung der SPK-Höhe

Aus der wertenden Bestandsaufnahme der EU-Klimapolitik und der Carbon-Leakage-Problematik²⁹², den bestehenden EU-Regelungen zur Strompreiskompensation²⁹³, der aktuellen SPK-Beihilfepraxis in den EU-Mitgliedstaaten²⁹⁴ sowie der allgemeinen Analyse der drei Ziele²⁹⁵, aus deren Abwägung die EU-Kommission wesentliche Kriterien für die Überarbeitung der ETS-Beihilfeleitlinien ab 2021 ableiten will²⁹⁶, sind für die künftige Bestimmung der maximalen SPK-Höhe insbesondere folgende allgemeinen Schlussfolgerungen zu ziehen:

- Um dem Umweltziel der SPK-Gewährung einer Minimierung des Carbon-Leakage-Risikos zur Vermeidung eines klimaschädlichen Anstiegs der globalen CO₂-Emissionen sowie dem zugrundeliegenden Vorsorgeprinzips des EU-Umweltrechts²⁹⁷ gerecht zu werden, sollte die Strompreiskompensation möglichst genau den indirekten CO₂-Kosten zumindest der effizientesten Unternehmen entsprechen, die einem Sektor mit Carbon-Leakage-Risiko angehören. Erhalten selbst die effizientesten Unternehmen keine vollständige SPK, erhöht dies deutlich die Gefahr von Carbon-Leakage. Zugleich sollten aber die indirekten CO₂-Kosten von ineffizienten Unternehmen nicht vollständig kompensiert werden, da dies deren Anreize reduziert, in die Energieeffizienz zu investieren.

²⁸⁹ S.o. Abschnitt 3.3.3.2

²⁹⁰ S.o. Abschnitt 2.3.3.1.

²⁹¹ S.o. Abschnitt 5.1.1.1.

²⁹² S.o. Abschnitt 2.

²⁹³ S.o. Abschnitt 3.

²⁹⁴ S.o. Abschnitt 4.

²⁹⁵ S.o. Abschnitt 5.1.

²⁹⁶ EU-Kommission (2018), Combined Evaluation Roadmap and Inception Impact Assessment vom 20. Dezember 2018, S. 2.

²⁹⁷ S.o. Abschnitt 5.1.1.1.

- Angesichts der strukturellen Parallelen hinsichtlich ihrer Zielsetzung sollten die ETS-Beihilfeleitlinien zur SPK-Höhe vergleichbar mit den Regelungen zur Bestimmung der Menge an kostenlosen ETS-Zertifikaten ausgestaltet sein, die Unternehmen zur Vermeidung direkter CO₂-Kosten zugeteilt werden²⁹⁸. Auf diese Weise können strukturelle Wettbewerbsverzerrungen zwischen strom- und CO₂-intensiven Sektoren begrenzt werden, was auch im Einklang mit der politisch gewünschten Elektrifizierung industrieller Prozesse steht.
- Ebenfalls angesichts struktureller Parallelen hinsichtlich ihrer Zielsetzung sollten die ETS-Beihilfeleitlinien zur SPK-Höhe auch vergleichbar mit den Regelungen zur Kompensation indirekter Förderkosten für erneuerbare Energien (EE) ausgestaltet sein, wie sie die EU-Kommission in ihren – zeitlich nach den ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020) erlassenen – „Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen“ (EEAG 2014–2020)²⁹⁹ und deren Vorgaben für Ermäßigungen des EE-Finanzierungsbeitrags³⁰⁰ dargelegt hat.

Dies folgt europarechtlich bereits aus dem primärrechtlich in Art. 2 EUV und Art. 20 EU-GrCh verankerten Gleichbehandlungsgrundsatz, wonach im Wesentlichen vergleichbare Sachverhalte nicht ohne objektiven Grund zum Nachteil eines Betroffenen ungleich behandelt werden dürfen.³⁰¹ Beide Sachverhalte sind insofern strukturell vergleichbar, als sowohl die CO₂-Kosten des ETS als auch die Kosten der EE-Förderung von den Stromerzeugern über entsprechend erhöhte Strompreise auf stromintensive Industrieunternehmen abgewälzt werden.³⁰² In beiden Fällen kann es auch nach Auffassung der EU-Kommission³⁰³ beihilferechtlich gerechtfertigt sein, stromintensive Unternehmen gezielt von diesen zusätzlichen „indirekten Kosten“ zu entlasten, indem die EU-Mitgliedstaaten ihnen zumindest einen partiellen Ausgleich bzw. eine „Teilkompensation“ zahlen. Während jedoch die maximale SPK-Höhe zunächst auf 85% (2013–2015) begrenzt und seitdem im Wege der Degression schrittweise auf 80% (2016–2018) und 75% (2019–2020) reduziert wurde („Degression“), wird die Beihilfeshöchstintensität der Kompensation indirekter EE-Förderkosten nicht abgesenkt, sondern bleibt konstant bei 85%. Darüber hinaus kann in Härtefällen der verbleibende Eigenbetrag von 15%, wenn er für stromintensive Unternehmen „untragbar“ ist, weiter durch an ihrer jeweiligen Bruttowertschöpfung orientierten Obergrenzen abgesenkt werden.

Eine objektive Rechtfertigung für die Ungleichbehandlung dieser im Wesentlichen gleichen Sachverhalte ist nicht ersichtlich. Daher erfordert allein schon die Selbstbindung der EU-Kommission an ihre in Form von Beihilfeleitlinien dargelegten Kriterien für ihre Beihilfekontrolle³⁰⁴, dass Unternehmen in Bezug auf die Strompreiskompensation nicht anders oder gar ungünstiger behandelt werden als Unternehmen in Bezug auf die Kompensation indirekter Kosten der EE-Förderung. Dieses Gleichbehandlungserfordernis wird zudem dadurch verstärkt, dass die Generaldirektion Wett-

²⁹⁸ S.o. Abschnitt 3.4.1 und Zwischenfazit 7.

²⁹⁹ EU-Kommission (2014), Mitteilung, ABIEU Nr. C 200 vom 28. Juni 2014, S. 1 ff.

³⁰⁰ EEAG (2014–2020), Abschnitt 3.7.2., Rn. 181–192.

³⁰¹ EUV, Art. 2; EU-GrCh, Art. 20. Allgemein zum Gleichheitsgrundsatz im EU-Recht Calliess, C. (2016), in: Calliess, C. / Ruffert, M. (Hrsg.), EUV/AEUV-Kommentar, 5. Aufl. 2016, Art. 2 EUV, Rn. 23 m.w.N.; Rossi, M. (2016), in: Calliess, C. / Ruffert, M. (Hrsg.), EUV/AEUV-Kommentar, 5. Aufl. 2016, Art. 20 EU-GrCh m.w.N.

³⁰² S.o. Abschnitt 3.4.2.

³⁰³ EEAG (2014–2020), Rn. 182.

³⁰⁴ S.o. Abschnitt 3.3.1.

bewerb der EU-Kommission angekündigt hat, die Ende 2020 auslaufenden EEAG (2014–2020) mindestens bis Ende 2022 anzuwenden.³⁰⁵ Daher sollte künftig die SPK-Höhe entsprechend der Kompensation indirekter EE-Förderkosten bestimmt werden.

5.3.2 Spezifische Schlussfolgerungen für die Bestimmung der SPK-Höhe

Die beiden SPK-Höhen-Formeln, anhand derer die maximal zulässige SPK-Höhe in der 3. ETS-Handelsperiode bestimmt wird³⁰⁶, sind grundsätzlich dazu geeignet, die indirekten CO₂-Kosten der effizientesten Unternehmen eines Sektors mit Carbon-Leakage-Risiko zu ermitteln. Sie sind zudem weitestgehend vergleichbar mit den Formeln, anhand derer im ETS die Menge an kostenlosen ETS-Zertifikaten zugunsten von Unternehmen in Sektoren mit Carbon-Leakage-Risiko ermittelt wird.³⁰⁷ Sie sollten allerdings künftig nur dann zur Berechnung der maximalen SPK-Höhe dienen, wenn die einzelnen Parameter der beiden SPK-Höhen-Formeln folgende Aspekte beachten:

5.3.2.1 Beihilfeshöchstintensität: Teilkompensation und Degression

Die Begründungen der EU-Kommission³⁰⁸ dafür, im Rahmen der ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020) die Beihilfeshöchstintensität durchgehend zwingend auf zunächst 85% zu begrenzen (Teilkompensation) und sie dann im Verlauf der 3. ETS-Handelsperiode schrittweise auf 80% und schließlich 75% abzuschmelzen³⁰⁹, sind nicht stichhaltig:

- Teilkompensation und Degression sollen laut EU-Kommission erforderlich sein, um den „vorübergehenden Charakter der Beihilfe“ zu „betonen“ und die Entwicklung einer Abhängigkeit der begünstigten Unternehmen von der Strompreiskompensation zu vermeiden. Diese – von der üblichen beihilferechtlichen Beurteilung der EU-Kommission von regulären Betriebsbeihilfen ausgehende Betrachtungsweise, die sie hier allzu pauschal einfach auf die Strompreiskompensation überträgt³¹⁰ – verkennt jedoch den durch das Umweltziel³¹¹ vorgegebenen spezifischen Charakter der Strompreiskompensation, durch die Vermeidung von Carbon Leakage das globale Klima zu schützen. Dabei erweckt die Argumentation der EU-Kommission den Anschein, dass sie implizit annimmt, Teilkompensation und Degression würden einen von ihr unterstellten allmählichen Abbau klimaschutzbedingter Wettbewerbsverzerrungen auf internationaler Ebene quasi automatisch in die Bestimmung der Beihilfeshöchstintensität integrieren. Solange aber international kein „level playing field“ klimaschutzbedingter Kostenbelastungen besteht³¹², kann ein „vorrübergehender Charakter“ der Strompreiskompensation nicht angenommen werden.

Zudem ist es ja die fortbestehende internationale Wettbewerbsverzerrung, die eine Abhängigkeit der betroffenen Unternehmen von der Strompreiskompensation begründet – und nicht etwa andere Faktoren wie Gewöhnung oder mangelnde Innovationsbereitschaft. Angesichts dieser fortbestehenden internationalen Rahmenbedingungen erhöhen Teilkompensation und Degression

³⁰⁵ EU-Kommission (2019), Pressemitteilung vom 7. Januar 2019, http://europa.eu/rapid/press-release_IP-19-182_de.htm.

³⁰⁶ S.o. Abschnitt 3.3.4, Abb. 2 und Zwischenfazit 6.

³⁰⁷ S.o. Abschnitt 3.4.1 und Zwischenfazit 7.

³⁰⁸ ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020), Rn. 12; s.o. Abschnitt 3.3.4.1.

³⁰⁹ Ebd., Rn. 26; s.o. Abschnitt 3.3.4.1.

³¹⁰ EU-Kommission (2012), Impact Assessment Report accompanying the document “Guidelines on certain State aid measures in the context of Greenhouse Gas Emission Allowance Trading Scheme”, SWD(2012) 130 vom 22. Mai 2012, S. 15 f.

³¹¹ S.o. Abschnitt 5.1.1.

³¹² S.o. Abschnitt 2.2.2. und Zwischenfazit 2.

das Carbon-Leakage-Risiko erheblich. Folglich ist zur Erreichung des Umweltziels der Strompreiskompensation gerade mit Blick auf das umweltrechtliche Vorsorgeprinzip³¹³ auch künftig eine möglichst weitgehende Kompensation der einseitigen Belastung europäischer Unternehmen durch die indirekten CO₂-Kosten des ETS erforderlich.

- Teilkompensation und Degression sollen nach Auffassung der EU-Kommission Wettbewerbsverfälschungen im EU-Binnenmarkt möglichst geringhalten. Dies verkennt jedoch, dass dadurch auch der Wettbewerb zwischen strom- und CO₂-intensiven Sektoren – entgegen dem „EU-Wettbewerbsziel“³¹⁴ – verzerrt wird. Denn Unternehmen in CO₂-intensiven Sektoren können für bis zu 100% ihres CO₂-Ausstoßes kostenlos ETS-Zertifikate erhalten und folglich vollständig von ihren direkten CO₂-Kosten des ETS entlastet werden.³¹⁵ Diese Mängel und Inkonsistenzen der gegenwärtigen ETS-Beihilfeleitlinien werden bei einem zu erwartenden deutlichen Anstieg des ETS-Zertifikatepreises im Verlauf der 4. ETS-Handelsperiode³¹⁶ weiter verschärft werden.
- Teilkompensation und Degression sollen laut EU-Kommission „langfristige Anreize für eine vollständige Internalisierung der externen Effekte der Umweltbelastung“ setzen und zugleich eine möglichst kosteneffiziente Verringerung der CO₂-Emissionen im ETS sicherstellen. Damit ist der vermeintliche Zielkonflikt zwischen dem Umweltziel³¹⁷ der Strompreiskompensation einerseits und dem „ETS-Effizienzziel“³¹⁸ andererseits angesprochen.

Die Internalisierung externer Kosten – sprich die Bepreisung von CO₂-Emissionen in den ETS-pflichtigen Sektoren – wird bereits durch das ETS selbst sichergestellt.³¹⁹ Dabei ist das ETS klimapolitisch effektiv, weil es für alle ETS-pflichtigen Anlagen die EU-weit erlaubte Gesamtmenge an CO₂-Emissionen zuverlässig begrenzt und absenkt (Cap). Nicht die Strompreiskompensation, sondern Carbon Leakage unterminiert diese klimapolitische Effektivität des ETS.³²⁰

Das ETS ist auch ökonomisch effizient, weil über seinen marktwirtschaftlichen Mechanismus (Trade) die kostengünstigsten CO₂-Vermeidungsoptionen ermittelt. Dabei wird die Kosteneffizienz des ETS durch den zu erwartenden Anstieg des CO₂-Preises weiter verstärkt werden. Realitätsnahe Produkt-Benchmarks können bereits für sich genommen sicherstellen, dass Anreize für realistische Steigerungen der Stromeffizienz bestehen und die SPK-Höhe „angemessen“ auf das zur Zielerreichung erforderliche Minimum beschränkt ist.³²¹ Im Gegensatz dazu führen eine pauschale Teilkompensation und Degression dazu, dass nicht einmal die stromeffizientesten Unternehmen eine vollständige Kompensation ihrer indirekten CO₂-Kosten erhalten können. Dies erhöht die Gefahr von Carbon Leakage, unterminiert die Effektivität des ETS und gefährdet das Umweltziel globalen Klimaschutzes. Ineffektive Klimaschutzmaßnahmen sind jedoch per se nicht „kostengünstig“, sondern nur eine ineffiziente Verschwendung finanzieller Ressourcen.

Außerdem ist sind Teilkompensation und Degression pauschal für alle Sektoren einheitlich ausgestaltet und entsprechen damit nicht dem realen jährlichen Energieeinsparpotential des jeweiligen

³¹³ S.o. Abschnitt 5.1.1.1.

³¹⁴ S.o. Abschnitt 5.1.3.

³¹⁵ S.o. Abschnitt 3.4.1 und Zwischenfazit 7.

³¹⁶ S.o. Abschnitt 2.1, Abb. 1 und Zwischenfazit 1.

³¹⁷ S.o. Abschnitt 5.1.1.

³¹⁸ S.o. Abschnitt 5.1.2.

³¹⁹ S.o. Abschnitt 2.1, Zwischenfazit 1, Abschnitt 5.1.1 und Abschnitt 5.1.2.

³²⁰ S.o. Abschnitt 5.1.1.2.

³²¹ S.o. Abschnitt 3.2.3 und Zwischenfazit 5.

Sektors. Dieses lässt sich nur anhand einer regelmäßigen Überprüfung und Anpassung der Produkt-Benchmarks annähernd realitätsnah erfassen.

- Schließlich ist auch die Begründung der EU-Kommission, Teilkompensation und Degression dienen zum Anreiz des Ausbaus erneuerbarer Energien bei der Stromerzeugung, nicht tragfähig. Denn die Umstellung auf „grünen Strom“ wird maßgeblich zum einen durch die Stromerzeuger und zum anderen durch die Regulierung der EU³²² und ihrer Mitgliedstaaten bestimmt. Die Vielfalt unterschiedlichster Faktoren – Finanzierungssysteme zur Förderung erneuerbarer Energien, Netzausbau, CO₂-Preis etc. –, deren komplexes Zusammenspiel für eine derartige „Dekarbonisierung“ des Stromsystems ausschlaggebend sind, wird exemplarisch an der deutschen „Energiewende“ im Allgemeinen und dem angestrebten „Kohleausstieg“ im Besonderen deutlich.³²³ Im Gegensatz dazu haben stromintensive Industrieunternehmen selbst keinen direkten Einfluss auf die Zusammensetzung oder Veränderung des Stromerzeugungsmix. Folglich können die betroffenen Unternehmen durch die Teilkompensation und Degression auch nicht zu einem Ausbau des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung angeregt werden – sie sind dafür schlicht die falschen Adressaten.

5.3.2.2 CO₂-Emissionsfaktor

Für die Berechnung der CO₂-Kosten, die über den Strompreis an die Stromverbraucher weitergegeben werden, ist – neben dem aktuellen CO₂-Preis – der CO₂-Emissionsfaktor maßgeblich. Dieser wurde in der 3. ETS-Handelsperiode zu Recht als CO₂-Intensität des marginalen Kraftwerks einer Region definiert.³²⁴ Denn zum einen bildet er die CO₂-Preiskomponente des Börsenstroms am besten ab, indem er berücksichtigt, dass für die Preissetzung auf dem Großhandelsstrommarkt nicht die durchschnittliche CO₂-Intensität, sondern die des marginalen Kraftwerks entscheidend ist.³²⁵ Zum anderen wurde der EU-weiten Heterogenität bei der CO₂-Intensität der Stromerzeugung Rechnung getragen.

5.3.2.3 Produkt-Benchmark und Fallback-Methode

Der Ansatz, die maximale SPK-Höhe mit Hilfe von Benchmarks zu berechnen, die sich an den effizientesten Technologien orientieren³²⁶, ist grundsätzlich sachgerecht. Durch den Produkt-Benchmark werden Überförderungen effektiv entgegengewirkt und Investitionen in effiziente Technologien angeregt.

Im Gegensatz dazu benachteiligt die Fallback-Methode³²⁷ stromeffizientere Anlagen, da diese im Vergleich zu weniger energieeffizienten Anlagen für eine bestimmte Produktionsleistung eine geringere Strompreiskompensation erhalten. Dies senkt die Anreize der Unternehmen, in die Stromeffizienz zu investieren und damit einen „indirekten“ Beitrag zur CO₂-Einsparung im ETS zu leisten. Der pauschale Fallback-Parameter von 0,8 verschärft zudem die Probleme, die bereits durch die pauschale Teilkompensation

³²² Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen.

³²³ Vgl. z.B. Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (2019), Abschlussbericht vom 26. Januar 2019.

³²⁴ ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020), Anhang I; s.o. Abschnitt 3.3.4.2.

³²⁵ Aurora Energy Research (2019), Auswirkungen der Schließung von deutschen Kohlekraftwerken auf den deutschen Strommarkt, S. 19.

³²⁶ ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020), Rn. 27 lit. a i.V.m. Anhang III; s.o. Abschnitt 3.3.4.4.

³²⁷ Ebd., Rn. 27 lit. b i.V.m. Anhang I; s.o. Abschnitt 3.3.4.4.

pensation verursacht werden. So können 2019 selbst die effizientesten Unternehmen, die einem Sektor mit Fallback-Methode angehören, eine SPK in Höhe von maximal 60% ($0,8 \cdot 0,75$) ihrer indirekten CO₂-Kosten erhalten.³²⁸

5.3.2.4 Produktionsmenge und Strombedarf

Dass die – für die Berechnung der SPK-Höhe zugunsten einer Anlage notwendigen – Werte für Produktionsmenge („Basis-Produktionsleistung“) und Strombedarf („Basis-Stromverbrauch“)³²⁹ nicht anhand aktueller, sondern historischer Daten bestimmt werden³³⁰, erhöht das Carbon-Leakage-Risiko. Denn wenn die Höhe der tatsächlichen Produktion keinen Einfluss auf die SPK-Höhe hat, kann die SPK auch kein Produktionswachstum in der EU anregen und damit Carbon Leakage nicht entgegenwirken.

5.3.3 Empfehlungen für die Bestimmung der SPK-Höhe ab 2021

Vor diesem Hintergrund sollte insgesamt die Höhe der Strompreiskompensation ab 2021 vollständig den indirekten CO₂-Kosten der effizientesten Unternehmen eines Sektors mit Carbon-Leakage-Risiko entsprechen. Der Ansatz über die SPK-Höhen-Formeln³³¹ hat sich bewährt und sollte im Kern beibehalten werden. Allerdings sollten die einzelnen Faktoren der Formel zur Ermittlung der maximalen SPK-Höhe ab 2021 wie folgt überarbeitet werden:

1. Beihilfeshöchstintensität: volle Strompreiskompensation für die effizientesten Anlagen

Um einen umfassenden Carbon-Leakage-Schutz zu gewährleisten und den Wettbewerb zwischen strom- und CO₂-intensiven Sektoren innerhalb der EU nicht unnötig zu verzerren, muss sichergestellt sein, dass Unternehmen zumindest für die effizientesten Anlagen eines (Teil-)Sektors eine Strompreiskompensation in voller Höhe ihrer indirekten CO₂-Kosten erhalten können. Aus diesem Grund sollte ab 2021 auf die Verwendung eines Parameters für die Beihilfeshöchstintensität gänzlich verzichtet werden.

2. Beihilfeshöchstintensität: Teilkompensation von mindestens 85%

Sollte die EU-Kommission im Rahmen ihres weiten Ermessens dennoch eine obligatorische Teilkompensation für erforderlich halten, so sollte die Beihilfeshöchstintensität zumindest derjenigen Beihilfeshöchstintensität der Kompensation indirekter EE-Förderkosten nach den EEAG (2014–2020)³³² von mindestens 85% entsprechen, so dass bei den betroffenen Unternehmen ein „Eigenbeitrag“ von maximal 15% verbleibt.³³³ Hierfür spricht europarechtlich³³⁴ der Gleichbehandlungsgrundsatz sowie die ermessenseinschränkende Selbstbindung der EU-Kommission aufgrund ihrer entsprechenden Regelungen im Rahmen der EEAG (2014–2020), zumal sie diese zumindest bis 2022 anwenden will.

³²⁸ ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020), Anhang III; s.o. Abschnitt 3.3.4.4.

³²⁹ S.o. Abschnitt 3.3.4.5.

³³⁰ ETS-Beihilfeleitlinien (2013–2020), Anhang I; s.o. Abschnitt 3.3.4.5.

³³¹ S.o. Abschnitt 3.3.4, Abb. 2 und Zwischenfazit 6.

³³² EEAG (2014–2020), Rn. 188.

³³³ S.o. Abschnitt 3.4.2.

³³⁴ S.o. Abschnitt 5.3.1.

3. Beihilfeshöchstintensität: Abschaffung der Degression

Ebenfalls unter den europarechtlichen Gesichtspunkten³³⁵ des Gleichbehandlungsgrundsatzes und der Selbstbindung der EU-Kommission sollten die ETS-Beihilfeleitlinien ab 2021 – entsprechend der Regelung für die Kompensation indirekter EE-Förderkosten nach den EEAG (2014–2020) – keine Degression der Beihilfeshöchstintensität vorsehen. Dies ist umso mehr angesichts des fortbestehenden klimaschutzbedingten Wettbewerbsnachteils europäischer Unternehmen gegenüber ihrer außereuropäischen Konkurrenz geboten, der sich aufgrund des zu erwartenden Anstiegs des ETS-Zertifikatepreises³³⁶ weiter verschärfen dürfte.³³⁷

4. Beihilfeshöchstintensität: Obergrenze für nicht kompensierten Eigenanteil in Härtefällen

In Bezug auf die Kompensation indirekter EE-Förderkosten hat die EU-Kommission ausdrücklich anerkannt, dass „[i]n Anbetracht des in den letzten Jahren erfolgten signifikanten Anstiegs der Abgaben für erneuerbare Energien [...] ein Eigenbeitrag von 15%“ der indirekten EE-Förderkosten „über das Maß hinausgehen [könnte], das für die von diesen Lasten besonders betroffenen Unternehmen noch tragbar ist.“³³⁸ In derartigen Härtefällen haben die EU-Mitgliedstaaten die Möglichkeit, den nicht kompensierten Eigenbetrag von 15% zusätzlich auf 4% der jeweiligen Bruttowertschöpfung der betroffenen Unternehmen zu begrenzen. Bei Unternehmen mit einer Stromintensität von mindestens 20% kann der Gesamtbetrag auf 0,5% ihrer Bruttowertschöpfung begrenzt werden.³³⁹ Der Sachverhalt des Anstiegs der indirekten EE-Förderkosten als Begründung für eine besondere Härtefallregelung ist vergleichbar mit dem zu erwartenden weiteren Anstieg indirekter CO₂-Kosten aufgrund des steigenden ETS-Zertifikatepreises.³⁴⁰ Nicht zuletzt unter den europarechtlichen Gesichtspunkten³⁴¹ des Gleichbehandlungsgrundsatzes und der Selbstbindung der EU-Kommission sollten daher die ETS-Beihilfeleitlinien ab 2021 in Härtefällen, in denen der bei den betroffenen Unternehmen verbleibende Eigenanteil nicht tragbar sein sollte, eine entsprechende Begrenzungsmöglichkeit vorsehen.

5. CO₂-Emissionsfaktor: CO₂-Intensität des marginalen Kraftwerks einer Region

Der CO₂-Emissionsfaktor sollte auch in der 4. ETS-Handelsperiode als CO₂-Intensität des marginalen Kraftwerks einer Region definiert sein. Er müsste lediglich für die verschiedenen Strommarktregionen neu berechnet werden.

³³⁵ S.o. Abschnitt 5.3.1.

³³⁶ S.o. Abschnitt 2.1 und Zwischenfazit 2.

³³⁷ S.o. Abschnitt 2.2, Zwischenfazit 2 und Abschnitt 5.2.1.1.

³³⁸ EEAG (2014–2020), Rn. 189.

³³⁹ Zur Berechnung der Bruttowertschöpfung und Stromintensität eines Unternehmens vgl. EEAG (2014–2020), Anhang IV.

³⁴⁰ S.o. Abschnitt 2.1 und Zwischenfazit 2. Ebenso Johann, C. (2019), Beihilfenrechtliche Aspekte einer „Gesamt-Obergrenze“ für staatliche Strompreisbelastungen bei stromkostenintensiven Unternehmen – Gutachten im Auftrag der Wirtschaftsvereinigung Metalle (WVMetalle).

³⁴¹ S.o. Abschnitt 5.3.1.

6. Produkt-Benchmark: Berechnung auf Basis realistischer und aktueller Daten

Die Produkt-Benchmarks sollten vollständig auf Daten beruhen, die die Stromeinsparpotenziale der Anlagen realistisch wiedergeben. Der Maßstab hierfür sollten – wie bei der Ermittlung der Anzahl an kostenlosen ETS-Zertifikaten zur Vermeidung von Carbon Leakage im ETS³⁴² – jeweils die effizientesten Anlagen in der EU sein. Um die realen technologischen Entwicklungen bei der Effizienzsteigerung in der 4. ETS-Handelsperiode berücksichtigen zu können, sollte der Produkt-Benchmark möglichst in regelmäßigen Abständen angepasst werden. Auf weitere Vorgaben – wie eine pauschale Degression des Produkt-Benchmarks über alle Sektoren hinweg – sollte verzichtet werden.

7. Fallback-Methode: Effizienz-Orientierung statt pauschaler SPK-Begrenzung

Produkt-Benchmarks sollten – soweit dies möglich ist – auch für solche Produktionsprozesse entwickelt werden, in denen bislang noch die Fallback-Methode angewendet wird. Bei den Produktionsprozessen, bei denen die Fallback-Methode auch ab 2021 angewendet werden muss, sollte es nachweislich stromeffizienten Unternehmen ermöglicht werden, für bis zu 100% der indirekten CO₂-Kosten ihrer Anlagen kompensiert zu werden. Dies wäre möglich, wenn der Fallback-Parameter nicht wie bisher pauschal bei 0,8 läge, sondern anhand von Stromeffizienzkennzahlen oder qualitativen Kriterien gestaffelt würde. Die EU-Kommission sollte die Möglichkeit der Entwicklung einer alternativen Methode zur Staffelung der Stromeffizienz von Produktionsprozessen, für die es derzeit keinen Produkt-Benchmark gibt, prüfen.

8. Produktion und Strombedarf: Berechnung nicht auf Basis historischer, sondern realer Daten

Um Unter- sowie Überkompensationen zu verhindern und industrielles Wachstum in der EU zu ermöglichen, sollte die Berechnung der Strompreiskompensation ab 2021 immer anhand aktueller tatsächlicher Werte für Produktion bzw. Strombedarf erfolgen. Für den Fall, dass die EU-Kommission dennoch entscheiden sollte, dass ab 2021 die Berechnung der SPK-Höhe weiterhin auf historischen Werten beruhen soll, sollten letztere zumindest häufiger angepasst werden, wenn es zu substantiellen Abweichungen zwischen tatsächlichen und historischen Werten kommt. Dadurch wäre auch eine Konformität zu der ab 2021 geltenden Regelung zur Vergabe von kostenlosen ETS-Zertifikaten zur Entlastung von direkten CO₂-Kosten und Vermeidung von Carbon Leakage³⁴³ sichergestellt, die entsprechende Anpassungen vorsieht.

³⁴² S.o. Abschnitt 3.4.1.1.

³⁴³ S.o. Abschnitt 3.4.1 und Zwischenfazit 7.

9. Keine Obergrenze für SPK-Gesamtbudget von EU-Mitgliedstaaten

Auf eine – für alle Mitgliedstaaten verbindliche – SPK-Obergrenze, z.B. in Form eines maximalen Anteils an den ETS-Auktionserlösen eines Mitgliedstaates, wie er von der EU-Kommission für die Überarbeitung der ETS-Beihilfeleitlinien ab 2021 erwogen wird³⁴⁴, sollte verzichtet werden. Diese erhöht nicht nur das Carbon-Leakage-Risiko infolge einer zu geringen SPK-Höhe, sondern sie würde auch zu massiven Wettbewerbsverzerrungen innerhalb der EU führen. Unternehmen aus EU-Mitgliedstaaten mit hohem Anteil an stromintensiver Industrie könnten dann nur anteilig kompensiert werden und würden gegenüber der Konkurrenz aus anderen EU-Mitgliedstaaten benachteiligt. Die EU-Mitgliedstaaten sollten somit weiterhin selbstständig darüber entscheiden können, inwieweit sie die SPK zusätzlich begrenzen wollen.

10. SPK-Gewährung: keine Koppelung an zusätzliche Energieeffizienzmaßnahmen

Die von der EU-Kommission zur Diskussion gestellte Erwägung³⁴⁵, ab 2021 die SPK-Gewährung von Energieeffizienzmaßnahmen abhängig zu machen, ist abzulehnen. Diese zusätzliche Bedingung erhöht lediglich den bürokratischen Aufwand bei der SPK-Gewährung. Einen Zusatznutzen hat sie nicht, da bereits über die Verwendung von Produkt-Benchmarks sichergestellt ist, dass Unternehmen in SPK-fähigen Sektoren ausreichend Anreize haben, in die Steigerung ihrer Stromeffizienz zu investieren.

³⁴⁴ EU-Kommission (2018), Combined Evaluation Roadmap and Inception Impact Assessment vom 20. Dezember 2018, Ref. Ares(2018)6600267, https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/initiatives/ares-2018-6600267_en.

³⁴⁵ Ebd.

Literaturverzeichnis

- Aurora Energy Research (2019): Auswirkungen der Schließung von deutschen Kohlekraftwerken auf den deutschen Strommarkt, Januar 2019
- Bär-Bouyssière, B. (2012): Art. 107 AEUV, in: Schwarze, J. (Hrsg.), EU-Kommentar, 3. Aufl. 2012
- Bonn, M. / Heitmann, N. / Reichert, G. / Voßwinkel, J. (2014): Entwurf der Leitlinien der Europäischen Kommission für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen 2014-2020 – Juristische und ökonomische Bewertung der Prüfkriterien zur Förderung erneuerbarer Energien, cepStudie
- Bonn, M. / Menner, M. / Voßwinkel, J. (2017): Globalisierung des Klimaschutzes – Wege zu einer weltweiten Angleichung der CO₂-Bepreisung, cepInput 07/2017
- Bonn, M. / Reichert, G. (2018): Klimaschutz durch das EU-ETS, cepInput 03/2018
- Breier, S. (2012), Art. 191 AEUV, in: Lenz, O. / Borchardt, K.-D. (Hrsg.), EU-Verträge Kommentar, 6. Aufl. 2012
- British Geological Survey (2018): World Mineral Production 2012–16, Nation Environment Research Council
- Calliess, C. (2016), Art. 11 AEUV, in: Calliess, C. / Ruffert, M. (Hrsg.), EUV/AEUV-Kommentar, 5. Aufl. 2016
- Calliess, C. (2016), Art. 191 AEUV, in: Calliess, C. / Ruffert, M. (Hrsg.), EUV/AEUV-Kommentar, 5. Aufl. 2016
- Centre for European Policy Studies – CEPS / Economisti Associati (2013): Assessment of Cumulative Cost Impact for the Steel and the Aluminium Industry – Final Report Aluminium
- Centre for European Policy Studies – CEPS / Ecofys (2018): Composition and Drivers of Energy Prices and Costs – Case Studies in Selected Energy Intensive Industries 2018, Publication by the European Commission
- China Energy Portal (2017): National Development and Reform Commissions: Program for the establishment of a national carbon emissions trading market – power generation industry, <https://chinaenergyportal.org/en/national-carbon-emissions-trading-market-establishment-program-power-generation-industry/>
- Cremer, W. (2016): Art. 107 AEUV, in: Calliess, C. / Ruffert, M. (Hrsg.), EUV/AEUV-Kommentar, 5. Aufl. 2016
- Department for Business, Energy & Industrial Strategy (2018), Reporting of indirect cost compensation Payments made to industry in the UK in 2017
- Deutsche Emissionshandelsstelle (2017): Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten des Emissionshandels (Strompreiskompensation) in Deutschland für das Jahr 2016
- Deutscher Bundestag (2016): Entwurf eines Gesetzes der Fraktionen der CDU/CSU und SPD zu dem Übereinkommen von Paris vom 12. Dezember 2015, BT-Drucksache 18/9650 vom 20. September 2016

- EEX (2019): European Emission Allowances, www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/spotmarkt/european-emission-allowances
- Ecofys / Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research / Öko-Institut (2009): Methodology for the free allocation of emission allowances in the EU ETS post 2012 – Sector report for the aluminium industry
- Ecorys (2011): Competitiveness of the EU Non-ferrous Metals Industries – FWC Sector Competitiveness Studies, Final Report
- EU-Kommission (2012): Impact Assessment Report accompanying the document “Guidelines on certain State aid measures in the context of Greenhouse Gas Emission Allowance Trading Scheme”, SWD(2012) 130 vom 22. Mai 2012
- EU-Kommission (2013): Genehmigungsentscheidung C(2013) 4422 vom 17. Juli 2013, Staatliche Beihilfe SA.36103 (2013/N) – Deutschland
- EU-Kommission (2013): Genehmigungsentscheidung C(2013) 6636 vom 16. Oktober 2013, State Aid SA.37084 (2013/N) – The Netherlands
- EU-Kommission (2017): Genehmigungsentscheidung C(2017) 2348 vom 5. April 2017, State Aid SA.44378 (2016/N) – Finland
- EU-Kommission (2018): EU ETS phase 4, Preliminary Carbon Leakage List – Carbon Leakage Indicator underlying data, https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/events/docs/0127/6_cll-ei-ti-results_en.pdf
- EU-Kommission (2018): Bericht COM(2018) 842 vom 17. Dezember 2018 über das Funktionieren des europäischen CO₂-Marktes
- EU-Kommission (2018): Combined Evaluation Roadmap and Inception Impact Assessment vom 20. Dezember 2018, Ref. Ares(2018)6600267, https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/initiatives/ares-2018-6600267_en
- EU-Kommission (2019): Staatliche Beihilfen – EU-Kommission plant Verlängerung beihilferechtlicher Vorschriften und Einleitung einer Evaluierung, Pressemitteilung vom 7. Januar 2019, http://europa.eu/rapid/press-release_IP-19-182_de.htm
- Eurometaux (2018): Introducing Metals, www.eurometaux.eu/about-our-industry/introducing-metals
- Eurometaux (2018): Key Industry Data, www.eurometaux.eu/about-our-industry/key-industry-data
- Europäischer Rat (2007): Schlussfolgerungen vom 8./9. März 2007, Dok. 7224/1/07
- Europäischer Rat (2014): Schlussfolgerungen vom 23./24. Oktober 2014, Dok. EUCO 169/14
- European Aluminium (2018): EU aluminium imports dependency, www.european-aluminium.eu/data/economic-data/eu-aluminium-imports-dependency
- European Environment Agency (2017): Annual European Union Greenhouse Gas Inventory 1990–2015 and Inventory Report 2017 – Submission to the UNFCCC Secretariat
- European Environment Agency (2018): Trends and Projections in the EU ETS in 2018, EEA Report No. 14/2018

- Eurostat (2016): Glossar: Statistische Systematik der Wirtschaftszweige in der Europäischen Gemeinschaft (NACE), [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Glossary:Statistical_classification_of_economic_activities_in_the_European_Community_\(NACE\)/de](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Glossary:Statistical_classification_of_economic_activities_in_the_European_Community_(NACE)/de)
- Eurostat (2017): Population and population change statistics, https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Population_and_population_change_statistics
- Eurostat (2018): Glossar: Prodcom, <https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Glossary:PRODCOM/de>
- Eurostat (2018): BIP und Hauptkomponenten – Produktionswert, Ausgaben und Einkommen, <http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/setupDownloads.do>
- Eurostat (2018): Preise Elektrizität für Nichthaushaltskunden ab 2007 – halbjährliche Daten, Tabelle nrg_pc_205
- Felbermayer, G. / Aichele, R. / Zimmer, M. / Heiland, I. (2013): Entwicklung eines Maßes für die Intensität des internationalen Wettbewerbs auf Unternehmens- oder Sektorebene, Kurzgutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie
- Frauenhofer ISI / Ecofys (2015): Einfluss der Strompreise auf die Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie, Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie
- Fuchs, M.-C. / Mauelshagen, I. (2013): Staatliche Beihilfen als Ausgleich für verschärfte EU-Emissionshandelsvorschriften, Europäische Zeitschrift für Wirtschaftsrecht (EuZW), 2013, S. 694 ff.
- Götz, V. (2018): Leitlinien der Kommission, in: Dausen, M. / Ludwigs, M. (Hrsg.), Handbuch des EU-Wirtschaftsrechts, 45. Ergänzungslieferung Juli 2018, H. III. 1 d) cc)
- ICAP (2018): ETS map, <https://icapcarbonaction.com/en/ets-map>
- Johann, C. (2019): Beihilfenrechtliche Aspekte einer „Gesamt-Obergrenze“ für staatliche Strompreiselastungen bei stromkostenintensiven Unternehmen – Gutachten im Auftrag der Wirtschaftsvereinigung Metalle (WVMetalle)
- Knieps, G. (2015), Network Economics – Principles, Strategies, Competition Policy, Springer Texts in Business and Economics
- Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (2019): Abschlussbericht vom 26. Januar 2019
- KPMG (2017): Non-ferrous metals industry: Building the future
- Kühling, J. / Rüchardt, C. (2018): Art. 107 AEUV, in: Streinz, R. (Hrsg.), EUV/AEUV-Kommentar, 3. Aufl. 2018
- Li, L. / Healy, S. (2018): China’s climate policies with an emphasis on carbon trading markets, Briefing requested by the ENVI committee of the European Parliament, PE 626.077
- LME – London Metal Exchange (2019): LME Aluminium Historical price graph, www.lme.com/en-GB/Metals/Non-ferrous/Aluminium#tabIndex=2
- Ministere de la Transition ecologique et solidaire (2018): Informations sur les mesures financières en faveur des secteurs exposés à un risque significatif de fuite de carbone en raison des coûts du

système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre répercutés sur les prix de l'électricité

Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (2018): Energía aporta 78 millones al Ministerio de Economía para compensar los costes de CO₂ de las industrias, Nota de prensa vom 9. März 2018

Ministerstvo životního prostředí České republiky (2018): Politika ochrany klimatu v ČR

Öko-Institut (2016), Klimaschutzpotenziale des Metallrecyclings und des anthropogenen Metalllagers – Bericht im Auftrag von Metalle pro Klima, einer Unternehmensinitiative in der WV Metalle.

Oksińska, B. (2018): Trwają prace nad pakietem osłonowym z ulgami i rekompensatami z tytułu rosnących kosztów emisji CO₂ – ujawnia wiceminister energii, Rzeczpospolita vom 1. Oktober 2018, www.rp.pl/Energetyka/310019885-Rzad-wesprze-przemysl-porazony-drogim-pradem.html

Rohde, C. / Cebulla, F. (2013): Nichteisenmetallindustrie, in: Fleiter, T. / Schlomann, B. / Eichhammer, W. (Hrsg.), Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien – Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente

Rossi, M. (2016), Art. 20 EU-GrCh, in: Calliess, C. / Ruffert, M. (Hrsg.), EUV/AEUV-Kommentar, 5. Aufl. 2016

Ruffert, M. (2016), Art. 3 EUV, in: Calliess, C. / Ruffert, M. (Hrsg.), EUV/AEUV-Kommentar, 5. Aufl. 2016

Stoll, P.-T. / Krüger, H. (2017): Klimawandel, in: Proelß, A. (Hrsg.), Internationales Umweltrecht, S. 283 ff.

Trinomics (2018): Study on Energy Prices – Costs and Subsidies and their Impact on Industry and Households, Final Report, Rotterdam

Voita, T. (2018): China's National Carbon Market: A Game Changer in the Making? Édito Énergie, Ifri vom 22. März 2018

Diese Studie wurde vom cep | Centrum für Europäische Politik im Auftrag von Metalle pro Klima – einer Unternehmensinitiative in der Wirtschaftsvereinigung Metalle e.V. erstellt.

Autoren:

Dr. Götz Reichert LL.M., Fachbereichsleiter

Dr. Moritz Bonn, Wissenschaftlicher Referent

Prof. Dr. Jan S. Voßwinkel, Wissenschaftlicher Berater,
Hochschule für Wirtschaft und Umwelt Nürtingen-Geislingen (HfWU)

Fachbereich Energie | Klima | Umwelt | Verkehr
cep | Centrum für Europäische Politik

cep | Centrum für Europäische Politik

Kaiser-Joseph-Straße 266 | D-79098 Freiburg

Telefon +49 761 38693-0 | www.cep.eu

Das cep ist der europapolitische Think Tank der gemeinnützigen Stiftung Ordnungspolitik.
Es ist ein unabhängiges Kompetenzzentrum zur Recherche, Analyse und Bewertung von EU-Politik.