

Konzept für die Einführung eines CO₂-Mindestpreises im Stromsektor in Deutschland

Studie für die
Stiftung Klimaneutralität

Berlin, 11.05.2021

Hauke Hermann
Dr. Felix Chr. Matthes
Friedhelm Keimeyer

Öko-Institut e.V.

Büro Berlin
Borkumstraße 2
13189 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Geschäftsstelle Freiburg
Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse
Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Darmstadt
Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

info@oeko.de
www.oeko.de

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	4
1. Einleitung und Hintergrund	5
2. Voranalysen	6
2.1. Bisherige Studien des Öko-Instituts über einen CO ₂ -Mindestpreis	6
2.2. Strompreiseffekte eines CO ₂ -Mindestpreises	7
2.3. Annahmen in der Studie Klimaneutrales Deutschland	9
3. Aktuelle Entwicklung von CO₂- und Brennstoffpreisen	10
4. Berechnungen zu Emissionsminderungen durch veränderten Kraftwerkseinsatz und Kraftwerkswerksstilllegungen	11
4.1. Einleitung	11
4.2. Historisch-statische Analyse: Der Wechsel der Einsatzreihenfolge in der Merit Order	12
4.3. Dynamische Effekte: Stilllegungen von Kraftwerkskapazitäten mit hohen CO ₂ -Emissionen	14
4.4. Zwischenfazit	19
5. Maßnahmenvorschlag	21
5.1. Eckpunkte für eine rechtlich-administrative Umsetzung	21
5.2. Ausgangslage in der Energiebesteuerung	22
5.3. Langfristiger Preispfad	23
5.4. Anpassung der Steuersätze über eine Rechtsverordnung	24
5.4.1. Grundsätzliches Vorgehen	24
5.4.2. Verrechnung mit dem EU ETS	24
5.4.3. Verrechnung mit dem BEHG	25
5.4.4. Vorschlag für eine rechtstechnische Umsetzung	25
5.5. Details der Ausgestaltung	27
6. Literaturverzeichnis	30
6.1. Literatur	30
6.2. Daten	31

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Prinzipielle Wirkung eines CO ₂ -Mindestpreises auf die Merit-Order in Deutschland	8
Abbildung 3-1:	Entwicklung der CO ₂ -Preise im Emissionshandelssystem der Europäischen Union, 2003-2021 (April)	10
Abbildung 3-2:	Entwicklung Brennstoff- und CO ₂ -Preise, 2003-2021 (April)	11
Abbildung 4-1:	Implizite CO ₂ -Kosten eines Brennstoffwechsels in der fossilen Stromerzeugung für Deutschland, 2003-2021 (April)	13
Abbildung 4-2:	Wirtschaftlichkeitsindikator für ein älteres Braunkohlekraftwerk mit einem elektrischen Nutzungsgrad von 35 Prozent. LignIX 35, 2003 bis 2021 (April)	16
Abbildung 4-3:	Wirtschaftlichkeitsindikator für ein neueres Braunkohlekraftwerk mit einem elektrischen Nutzungsgrad von 42 Prozent. LignIX 42, 2003 bis 2021 (April)	18
Abbildung 5-1:	Bisherige Entwicklung der Preise im EU-ETS und Zielpreisfad für den Mindestpreis	23
Abbildung 5-2:	Grundsätzliche Wirkungsweise des CO ₂ -Mindestpreises	24

Tabellenverzeichnis

Tabelle 5-1:	Bisherige Steuersätze für Heizzwecke und Emissionsfaktoren der Brennstoffe	22
Tabelle 5-2:	Nationaler CO ₂ -Preis für die Stromerzeugung (Zielpfad)	23

1. Einleitung und Hintergrund

Die CO₂-Bepreisung bildet eine der wichtigsten Rahmenbedingungen für die Entwicklung der Produktionsstrukturen, der (konventionellen) Kraftwerksparks sowie der Treibhausgasemissionen im Bereich des Stromsystems. Für die Robustheit der Emissionsminderungen aus kurzfristigen Entscheidungen zum Betrieb der Anlagen wie auch über die Außerbetriebnahme von Anlagen ist die Verlässlichkeit des CO₂-Preissignals entscheidend. Seit Ende 2020 ist der Preis für Zertifikate im Emissionshandelssystem für Treibhausgase der Europäischen Union (*European Union Emissions Trading System – EU ETS*) deutlich angestiegen und notiert stabil über 40 €/EUA.¹ Dieser Preisanstieg steht nicht nur, aber zu wesentlichen Teilen im Zusammenhang mit der anstehenden ETS-Reform zur Erreichung des neuen EU-Klimaziels für 2030. Denn um diese höheren Emissionsminderungsziele zu erreichen, wird der entsprechende Beitrag des EU ETS zweifelsohne deutlich steigen müssen. Damit sind höhere CO₂-Preise im EU-Emissionshandel notwendig.

Die künftige CO₂-Preisentwicklung im EU ETS ist jedoch mit deutlichen Unsicherheiten behaftet. Mit dem Instrument des CO₂-Mindestpreises wird eine Absicherung eines ausreichenden CO₂-Preispfades im Stromsektor erreicht. Auch wird die stringente Umsetzung der ETS-Reform auf EU-Ebene erleichtert, wenn der größte Mitgliedstaat sich bereits zu einer klaren Preiskomponente und damit zu einem klaren Reduktionspad verpflichtet hat. Auf diese Weise können die Risiken bei der Umsetzung des höheren EU-Klimaziels im ETS verringert werden.

Zudem hat das Bundesverfassungsgericht (BVerfG) in seiner am 29. April 2021 veröffentlichten Entscheidung zum Klimaschutzgesetz² den Gesetzgeber verpflichtet, die Fortschreibung der Minderungsziele der Treibhausgasemissionen für Zeiträume nach 2030 näher zu regeln. Dabei kommt auch klar zum Ausdruck, dass auch die bisherigen Budgets des Klimaschutzgesetzes bis 2030 nicht ausreichend sind:

„Ein schneller Verbrauch des CO₂-Budgets schon bis 2030 verschärft jedoch das Risiko schwerwiegender Freiheitseinbußen, weil damit die Zeitspanne für technische und soziale Entwicklungen knapper wird, mit deren Hilfe die Umstellung von der heute noch umfassend mit CO₂-Emissionen verbundenen Lebensweise auf klimaneutrale Verhaltensweisen freiheitsschonend vollzogen werden könnte [...]“ (Rn. 186).

„Konkret herbeigeführt wird die Gefährdung durch jene Regelungen, die festlegen, welche CO₂-Emissionsmengen heute zulässig sind. Im geltenden Klimaschutzrecht sind das § 3 Abs. 1 Satz 2 und § 4 Abs. 1 Satz 3 KSG in Verbindung mit Anlage 2. Der Verbrauch der dort bis 2030 geregelten Jahresemissionsmengen verzehrt notwendig und unumkehrbar Teile des verbleibenden CO₂-Budgets. Diese beiden Vorschriften entscheiden also auch darüber mit, wieviel Zeit für jene Transformationen bleibt, die zur Sicherung von Freiheit unter gleichzeitiger Wahrung des Klimaschutzgebots erforderlich sind. Die durch § 3 Abs. 1 Satz 2 und § 4 Abs. 1 Satz 3 KSG in Verbindung mit Anlage 2 zugelassenen Jahresemissionsmengen haben damit eine unausweichliche, eingriffsähnliche Vorwirkung auf die nach 2030 bleibenden Möglichkeiten, von der grundrechtlich geschützten Freiheit tatsächlich Gebrauch zu machen.“ (Rn 187.)

¹ EUA = European Union Allowance = Emissionszertifikate für den stationären EU-Emissionshandel.

² BVerfG, Beschluss vom 24. März 2021 – 1 BvR 2656/18 –,

Vor diesem Hintergrund ist absehbar, dass die Sektorziele des Klimaschutzgesetzes sowohl für die Jahre bis 2030 deutlich ambitionierter ausgestaltet als auch für die Zeiträume nach 2030 konsistent fortgeschrieben werden müssen. Ein nationaler CO₂-Mindestpreis für Anlagen der Stromerzeugung ist ein mögliches Instrument, welches stärkere Emissionsminderungen im Energiesektor absichern könnte.

Vor diesem Hintergrund wurde das Öko-Institut von der Stiftung Klimaneutralität beauftragt, ein Konzept für die Ausgestaltung eines CO₂-Mindestpreises im Stromsektor zu erarbeiten. Dabei soll für 2030 ein CO₂-Preisniveau von 65 €/t CO₂ erreicht werden (auf nominaler Preisbasis). Dieses Preisniveau wurde in der Studie „Klimaneutrales Deutschland 2050“ ermittelt, um die notwendige Emissionsminderung zur Erreichung des neuen EU-Klimaziels für 2030 zu erreichen. Der CO₂-Mindestpreis für die Stromerzeugung soll dabei über die bestehende Energiebesteuerung umgesetzt werden.³

Die durchgeführten Arbeiten gliedern sich dabei wie folgt:

In einem ersten Analyseschritt werden Voranalysen durchgeführt (Kapitel 2).

Kapitel 3 dokumentiert die in den letzten Monaten sehr dynamischen Entwicklungen der CO₂-Preise und der Brennstoffpreise.

In Kapitel 4 wird das vorgeschlagene CO₂-Preisniveau von 65 €/t CO₂ im Jahr 2030 eingeordnet. Dabei werden verschiedene Indikatoren betrachtet. Dies umfasst zum einen die historische Analyse der Fuel-Switch-Preise und zum anderen die Frage, ob die Deckungsbeiträge der Braunkohle ausreichen, um die Kraftwerke weiter zu betreiben.

Im Kapitel 5 wird der erarbeitete Instrumentenvorschlag im Detail beschrieben.

2. Voranalysen

2.1. Bisherige Studien des Öko-Instituts über einen CO₂-Mindestpreis

Das Öko-Institut hat bisher in zwei Studien einen CO₂-Mindestpreis im Detail untersucht:

- In der Studie „Dem Ziel verpflichtet. CO₂-Mindestpreise im Instrumentenmix einer Kohleausstiegsstrategie für Deutschland“ (Öko-Institut 2018) wurden für den Zeithorizont 2020 verschiedene Ausgestaltungsoptionen eines CO₂-Mindestpreises untersucht.
- In der Studie „Dem Ziel verpflichtet II. CO₂-Mindestpreise für die Umsetzung des Kohleausstiegs“ (Öko-Institut 2019) wurde die Analyse um die Szenariojahre 2025 und 2030 erweitert.

Seitdem haben sich die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen massiv verändert. Dies betrifft in erster Linie die stark gestiegenen CO₂-Preise, die in der letzten Studie (Öko-Institut 2019) in der Referenz noch mit 15 €/t CO₂ angesetzt wurden, aktuell jedoch bereits auf über 40 €/t CO₂ angestiegen sind. Außerdem sind die Kosten für Steinkohle

³ Denkbar wäre auch eine Umsetzung über eine originäre Besteuerung von Treibhausgasen. Hierzu wäre allerdings eine Änderung der finanzverfassungsrechtlichen Vorgaben des Grundgesetzes nötig. Siehe hierzu wird (Klinski/Keimeyer (2017)).

und Erdgas deutlich gesunken. In Öko-Institut (2019) wurden für das Jahr 2030 noch 12,6 €/MWh für Steinkohle und 27,3 €/MWh für Erdgas angesetzt.⁴

Vor diesem Hintergrund hat sich die mögliche Rolle eines nationalen CO₂-Mindestpreises im Instrumentenmix deutlich geändert. Bisher war der CO₂-Mindestpreis ein Instrument, um bei niedrigen EUA-Preisen deutliche zusätzliche Emissionsminderungen zu erreichen. Aktuell wäre der CO₂-Mindestpreis eher ein Absicherungsinstrument, das bei hohen EUA-Preisen im EU-Emissionshandel nicht direkt wirksam wäre, bzw. nur einen bereits eingeschlagenen Pfad absichert.

Weitere Analysen (auch modellgestützt) sind sinnvoll, insbesondere zum Thema möglicher Rebound-Effekte der CO₂-Emissionen in den europäischen Nachbarländern, wenn in Deutschland ein nationaler CO₂-Mindestpreis eingeführt wird. Denn ein zentrales Ergebnis der bisherigen Arbeiten (Öko-Institut 2018 und Öko-Institut 2019) war, dass die Effektivität der Emissionsminderung eines nationalen CO₂-Mindestpreises in Deutschland erhöht werden kann, wenn „progressive“ Nachbarländer nachziehen und ebenfalls nationale CO₂-Mindestpreise einführen. So könnte der nationale CO₂-Mindestpreis mittelfristig zu einem regionalen CO₂-Mindestpreis weiterentwickelt werden. Daher ist es sinnvoll, wenn die Einführung eines nationalen CO₂-Mindestpreises durch politische Gespräche mit den Nachbarländern begleitet wird. Solange der nationale CO₂-Mindestpreis sich an dem für die Zielerreichung im Rahmen des Green Deals der EU notwendigen Preisniveau im EU ETS orientiert und damit insbesondere das erwartete Preisniveau im EU ETS absichert, ist es allerdings auch nicht notwendig, mit der nationalen Einführung auf die europäischen Nachbarländer zu warten. Viele westeuropäische Staaten planen bis spätestens 2030 den Kohleausstieg umgesetzt zu haben. Auch in Polen und Tschechien wird diskutiert, wie mittel- und langfristig die Leistung der Kohlekraftwerke reduziert werden kann. Grundsätzlich reduziert der Kohleausstieg in den europäischen Nachbarländern das Potenzial für Rebound-Effekte deutlich.

2.2. Strompreiseffekte eines CO₂-Mindestpreises

Die bisherigen modellgestützten Analysen haben klar gezeigt, dass ein höherer CO₂-Mindestpreis auch zu höheren Strompreisen führt, weil dieser in die Gebote der Kraftwerke an der Strombörse eingepreist wird. Die Einpreisung (Überwälzbarkeit) am Strommarkt hängt davon ab, wie hoch die spezifischen CO₂-Emissionen des Kraftwerks am Strommarkt sind, das in der jeweiligen Stunde preissetzend ist. Ist ein Braunkohlekraftwerk preissetzend, können 100 % der Kosten des Braunkohlekraftwerks übergewälzt werden. Ist in der betreffenden Stunde ein Erdgaskraftwerk preissetzend, werden 100 % der Kosten des Erdgaskraftwerks übergewälzt.

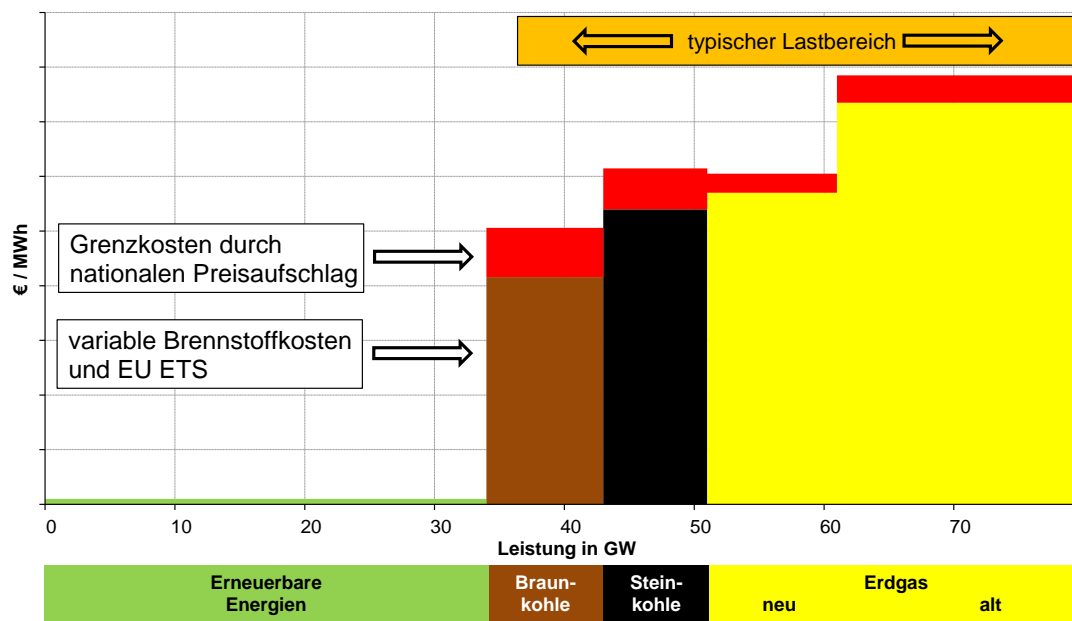
Die folgende Abbildung 2-1 zeigt diese prinzipielle Wirkung des CO₂-Mindestpreises.⁵ Ohne CO₂-Mindestpreis ist die *Merit Order* auf dem Strommarkt, also die Reihung der Kraftwerkskapazitäten aufsteigend nach ihren Grenzkosten, weiterhin klassisch sortiert.

⁴ Preisangaben jeweils „frei Kraftwerk“, also inklusive der innerdeutschen Transportkosten bis zum Kraftwerk. Eine Einordnung der aktuellen Entwicklung erfolgt im folgenden Kapitel 3. Die grundsätzliche Analyse der Effekte dieser sich geänderten Rahmenbedingungen auf den Kraftwerksdispatch und Kraftwerksstilllegungen werden in Kapitel 4 betrachtet.

⁵ Zur Vereinfachung sind nur neue Braunkohle- und neue Steinkohlekraftwerke dargestellt. Die Höhe des CO₂-Preisaufschlags beträgt 10 €/t CO₂. Es wurden die heutigen Brennstoffpreise verwendet.

Braunkohlekraftwerke haben niedrigere Grenzkosten als Steinkohlekraftwerke und diese wiederum niedrigere Grenzkosten als Erdgaskraftwerke. Durch die Einführung eines CO₂-Mindestpreises steigen die Grenzkosten der Kraftwerke in Abhängigkeit ihrer spezifischen CO₂-Emissionen. In diesem Beispiel steigen die Grenzkosten der Steinkohlekraftwerke dadurch über das Niveau von neuen Erdgaskraftwerken. Es findet also ein Wechsel in der *Merit Order* statt. Im Verlauf eines Jahres sind je nach Last (Stromnachfrage) jeweils unterschiedliche Kraftwerke preissetzend.

Abbildung 2-1: Prinzipielle Wirkung eines CO₂-Mindestpreises auf die Merit-Order in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung.

Wenn ausländische Kraftwerke preissetzend sind, kann es bei einem nationalen CO₂-Mindestpreis auch dazu kommen, dass keine Einpreisung stattfindet. Die Strompreiseffekte ergeben sich aber nicht nur durch die Einpreisung der CO₂-Kosten am Strommarkt. Wenn Kohlekraftwerke durch den CO₂-Mindestpreis stillgelegt werden, führt die daraus folgende Verknappung des Angebots zu höheren Strompreiseffekten, als durch die alleinige Einpreisung der CO₂-Kosten der preissetzenden Kraftwerke zu erwarten wäre.

In Öko-Institut (2018) wurden Preiseffekte eines nationalen CO₂-Mindestpreises ermittelt. Ein nationaler CO₂-Preisaufschlag von 10 €/t CO₂ führt demnach zu einem Strompreisanstieg von 6 €/MWh im Jahresdurchschnitt.⁶ Bei Braunkohlekraftwerken mit spezifischen Emissionen von 1000 g CO₂/kWh beträgt die Einpreisung also z.B. in dieser Studie 60 %.

⁶ Öko-Institut (2018): Basierend auf Abbildung 5-7 auf Seite 42.

2.3. Annahmen in der Studie Klimaneutrales Deutschland

In der Studie „Klimaneutrales Deutschland“ wurde für das Jahr 2030 ein Grenzübergangspreis für Erdgas von 20 €₂₀₁₉/MWh_{HS} unterstellt (Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut 2020). Außerdem steigt die installierte Leistung der mit Erdgas/Wasserstoff gefeuerten Kraftwerke auf 43 GW an (Ausgangsniveau im Jahr 2018: 24 GW). Wenn höhere Erdgaspreise auftreten oder weniger Erdgas-/Wasserstoffkraftwerke gebaut werden und in der Folge die Strompreise steigen, können höhere CO₂-Preise notwendig sein, um die gleiche Emissionsminderung zu erreichen. Die mögliche Größenordnung dieser Effekte soll im Folgenden kurz eingeordnet werden.

Wie auch die Analysen bezüglich eines Wechsel der Einsatzreihenfolge in der Merit Order und bezüglich der möglichen Stilllegung von Kraftwerkskapazitäten in Kapitel 4 zeigen, hat die Entwicklung der Brennstoffpreise einen starken Einfluss darauf, welche Emissionsminderungen durch eine CO₂-Bepreisung erreicht werden können. Grundsätzlich gilt, dass niedrige Erdgaspreise dazu führen, dass Kohlekraftwerke schon bei niedrigeren CO₂-Preisen unwirtschaftlich werden. Wenn also die Erdgaspreise steigen, sind höhere CO₂-Preise notwendig, um die gleiche Emissionsminderung zu erreichen. Im Sinne einer groben Faustformel kann folgendes festgehalten werden:

Ein Anstieg der Erdgaspreise um 1 €/MWh erhöht die Erzeugungskosten von Erdgaskraftwerken um 1,8 €/MWh_{el} (Wirkungsgrad von 55 %). Die spezifischen Emissionen von modernen Erdgaskraftwerken sind um etwa 590 g CO₂/kWh geringer als die von modernen Braunkohlekraftwerken. Um die Mehrkosten von 1,8 €/MWh_{el} auszugleichen, ist ein CO₂-Preis von 3,1 €/t CO₂ notwendig.

Außerdem können Preisspitzen einen Einfluss auf das Niveau der notwendigen CO₂-Preise haben. Denn wenn Preisspitzen am Spotmarkt regelmäßig auftreten, erhöht dies auch die Strompreise am Terminmarkt. Aktuell gilt in Deutschland das Prinzip des Strommarkt 2.0 (Energy-Only-Markt). In einem Energy-Only-Markt sind Preisspitzen notwendig, damit Kraftwerke ausreichend Deckungsbeiträge erwirtschaften können, um ihre Fixkosten zu decken.

Wenn die Anzahl der Preisspitzen z.B. durch Kapazitätsmärkte reduziert würde, erwirtschaften Bestandskraftwerke niedrigere Deckungsbeiträge und es sind grundsätzlich niedrigere CO₂-Preise notwendig, um eine bestimmte Emissionsminderung zu erreichen. Zur Einordnung dieses Effekts wird der Deckungsbeitrag berechnet, wenn über 30 Stunden pro Jahr Preisspitzen mit 1000 €/MWh auftreten. Kraftwerke erhalten durch diese Preisspitzen zusätzliche Erträge von 30 €/kW. Welche CO₂-Preise notwendig sind, um diese zusätzlichen Deckungsbeiträge auszugleichen, hängt von vielen Faktoren ab (z.B. von der Einpreisung der CO₂-Preise am Strommarkt). Wenn die Einpreisung 50 % beträgt, dann führt ein zusätzlicher CO₂-Preis von 10 €/t CO₂ bei einem Braunkohlekraftwerk mit 7000 Vollbenutzungsstunden und spezifischen Emissionen von 1000 g CO₂/kWh zu einer Reduktion des Deckungsbeitrags um 35 €/kW. Insofern wären zusätzliche CO₂-Preise von knapp 10 €/t CO₂ notwendig, um in diesem Beispiel die zusätzlichen Deckungsbeiträge durch die Preisspitzen zu kompensieren.

3. Aktuelle Entwicklung von CO₂- und Brennstoffpreisen

Der EU ETS ist das umfangreichste Bepreisungssystem für CO₂ und ausgewählte weitere Treibhausgase in den Bereichen Energiewirtschaft und energieintensive Industrie in der EU. Die Preise für Emissionsberechtigungen im EU ETS sind in den letzten Jahren und Monaten erheblich gestiegen und liegen aktuell (Januar bis April 2021) im Bereich von 40-50 €/t CO₂ (Abbildung 3-1). Zurückzuführen sind diese Entwicklungen einerseits auf Modernisierungsmaßnahmen innerhalb des Systems, mit denen der in der Vergangenheit aus verschiedenen Gründen (massive Nutzung von Emissionsminderungs-Zertifikaten von außerhalb der EU, Wirtschafts- und Finanzkrise) entstandene Überschuss an Zertifikaten im EU ETS adressiert wurde (v.a. durch die Einführung der sog. Marktstabilitätsreserve – MSR), sowie die mit dem European Green Deal bzw. der Erhöhung der EU-Emissionsminderungsverpflichtung für 2030 notwendigerweise einhergehende Verringerung der für die regulierten Unternehmen bzw. Anlagen verfügbaren Emissionsberechtigungen (Absenkung des Caps des EU ETS sowie weitere Anpassungsmaßnahmen). Für den Zeithorizont 2030 werden für den EU ETS Preisniveaus in der Bandbreite von 40 bis 100 €/t CO₂ erwartet wobei die große Mehrheit der Projektionen in der Bandbreite von 40 bis 60 €/t CO₂ liegt (EC 2020, Petersen und Ferdinand 2021).

Abbildung 3-1: Entwicklung der CO₂-Preise im Emissionshandelssystem der Europäischen Union, 2003-2021 (April)

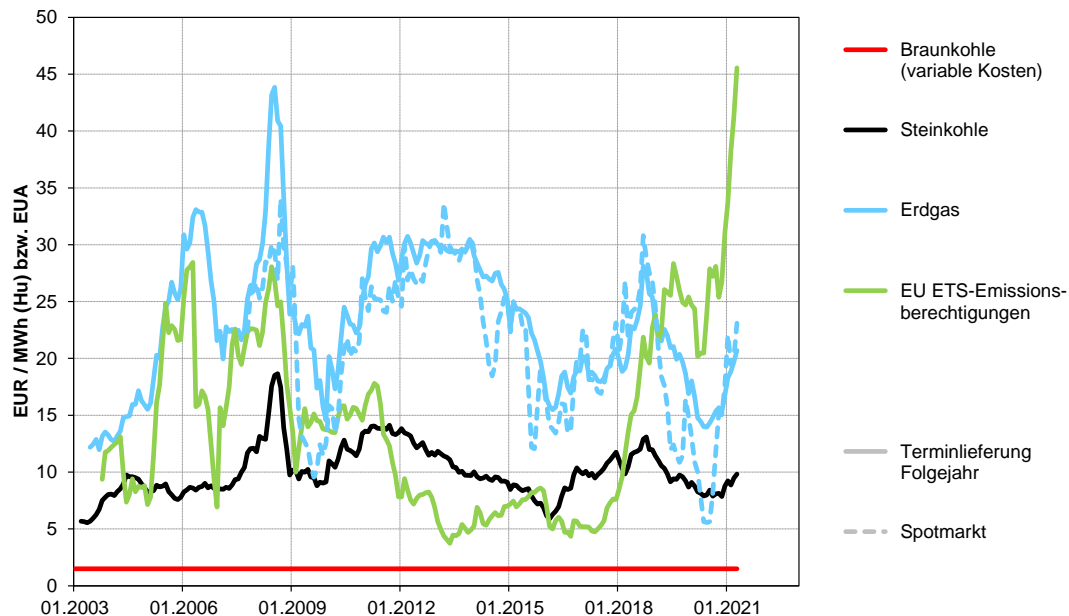


Quelle: EvoMarkets, Intercontinental Exchange (ICE), European Energy Exchange (EEX).

Abbildung 3-2 zeigt zusätzlich zur Entwicklung der CO₂-Preise auch die Entwicklung der Brennstoffpreise. Denn für die Emissionsminderung ist nicht nur der CO₂-Preis relevant, sondern auch das Verhältnis der Preise der unterschiedlichen Brennstoffe, vor allem die Brennstoffwechselfpreise zwischen Kohle und Erdgas. Es wird deutlich, dass die Preise für Erdgas in den Jahren 2019 und 2020 zunächst deutlich gesunken sind, bevor sich ab

etwa Mitte 2020 wieder ein deutlicher Wachstumstrend eingestellt hat. Außerdem war bei den Erdgaspreisen ein Sondereffekt zu beobachten. Im Jahr 2019 und in der ersten Jahreshälfte 2020 wurde Erdgas am Spotmarkt im Vergleich zum Terminmarkt mit einem Abschlag von teilweise bis zu 9 €/MWh gehandelt. Seit Mitte 2020 sind die Preise für Erdgas und in weniger ausgeprägtem Ausmaß auch die für Steinkohle wieder deutlich angestiegen.

Abbildung 3-2: Entwicklung Brennstoff- und CO₂-Preise, 2003-2021 (April)



Quelle: Argus/McCloskey, Energate, ICE, EEX.

4. Berechnungen zu Emissionsminderungen durch veränderten Kraftwerkseinsatz und Kraftwerkstilllegungen

4.1. Einleitung

Kurz- bis mittelfristig wird die CO₂-Bepreisung insbesondere in den beiden folgenden Bereichen Emissionsminderungen erreichen:

1. Emissionsminderungen durch den CO₂-optimierten Einsatz der unterschiedlichen Produktionseinheiten (*Clean Dispatch*): Der Betrieb des vorhandenen Anlagenparks wird so verändert, dass weniger CO₂-intensive Anlagen höher und CO₂-intensive Anlagen weniger ausgelastet werden.
2. Emissionsminderungen durch die beschleunigte Außerbetriebnahme CO₂-intensiver Anlagen: Wenn CO₂-intensive Anlagen aus dem Markt gedrängt werden, kommt es zwangsläufig zu Emissionsminderungen.

Diese beiden Minderungseffekte werden in der folgenden Analyse vertieft betrachtet.

4.2. Historisch-statische Analyse: Der Wechsel der Einsatzreihenfolge in der Merit Order

CO₂-Emissionsminderungen durch einen *Clean Dispatch* resultieren aus dem Wechsel der Einsatzreihenfolge von Kraftwerken (*Merit Order*), der sich durch CO₂-Preise als variable Produktionskosten ergibt. Im folgenden Kapitel wird die historische Entwicklung der Brennstoffwechselkosten für ausgewählte Kraftwerksklassen diskutiert.

Für den EU ETS und unter der Annahme, dass das System durch Knappheit an Emissionsberechtigungen charakterisiert ist, bilden die Veränderungen in der *Merit Order* einen belastbaren Referenzrahmen für eine orientierende Abschätzung der Preisniveaus. Der Stromsektor erfasst einen großen Teil der vom EU ETS regulierten Emissionen und verfügt im Bereich des Brennstoffwechsels über erhebliche Emissionsminderungspotenziale. Angesichts der kurzfristigen Optimierungsfunktion von Märkten bilden die Kosten des kurzfristig und in erheblichem Umfang möglichen Brennstoffwechsels in der Stromversorgung so eine robuste Orientierungsgröße einerseits zur Einordnung der Preisniveaus im EU ETS und andererseits zur Einordnung der CO₂-Preisniveaus, die zu hinreichend umfangreichen statischen Emissionsminderungseffekten über eine Veränderung der *Merit Order* notwendig sind.

In diesem Sinne kann eine *Ex-post*-Auswertung der Vermeidungskosten über die Substitution der Stromerzeugung auf Basis verschiedener Brennstoffe (Brennstoffwechselkosten) einen Eindruck zu den relevanten CO₂-Preisniveaus vermitteln.⁷

Abbildung 4-1 zeigt die Ergebnisse einer entsprechenden Analyse für den deutschen Strommarkt, der den emissionsseitig wichtigsten Teil der europäischen Strommarkt-Region Central-Western Europe (CWE-Marktregion)⁸ repräsentiert. Analysiert wurden:⁹

1. Brennstoffwechsel-Optionen mit vergleichsweise niedrigen und eher kurzfristig relevanten Substitutionskosten
 - a. Ersatz der Stromerzeugung eines alten Braunkohlekraftwerks (Nutzungsgrad¹⁰ 35 %) an einem tagebaunahen Standort durch die eines neuen Steinkohlenkraftwerks (45 %) an einem norddeutschen Standort;

⁷ Um möglichst robuste Trends identifizieren zu können, werden für die Analysen jeweils die Preise für Terminlieferverträge für das Folgejahr durchgeführt und somit kurzfristige Sondereffekte (wie beispielsweise mit Blick auf die Spotmarktentwicklung im Jahr 2020) auszublenden.

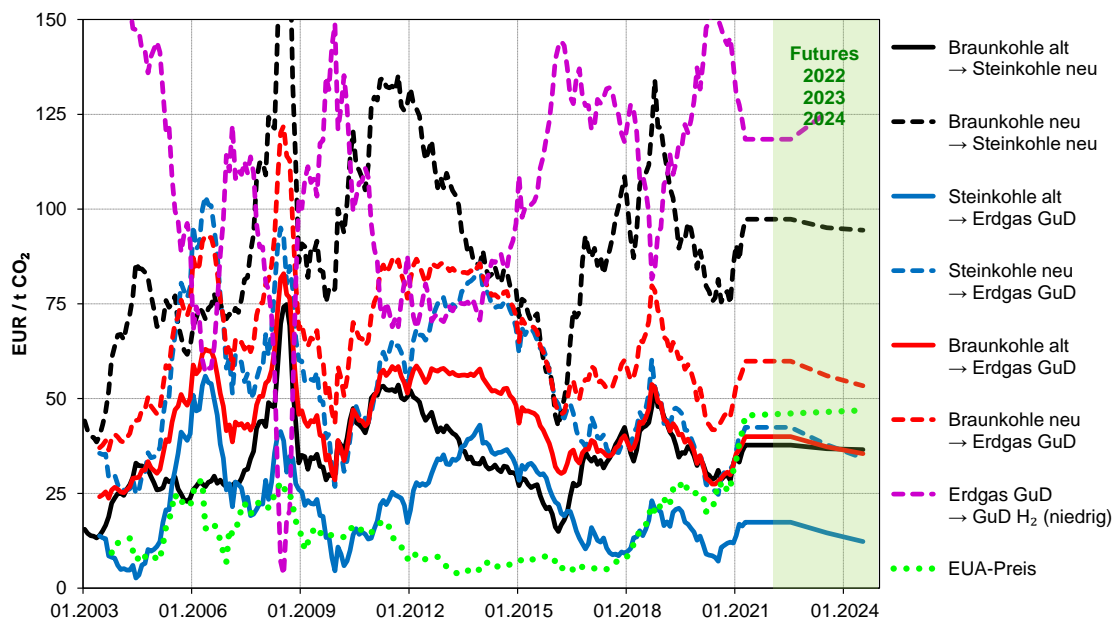
⁸ Dies umfasst die Länder Belgien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, die Niederlande und Österreich.

⁹ In den Berechnungen wurden Strukturierungs- und Transportkosten für die Brennstoffe sowie die Tatsache berücksichtigt, dass ein Teil der Kosten für die Braunkohle nicht als variable Kosten (die hier relevant sind), sondern als (teilweise versunkene) Fixkosten anfällt. Die hier gezeigten Berechnungen blenden eine Reihe von Emissionsminderungseffekten im Bereich der Stromerzeugung aus (Veränderung von Ramping- und Vorhaltekosten etc.), die zweifelsohne existieren und auch bei geringeren CO₂-Kostenniveaus relevant werden können. Das hinter diesen Anpassungsreaktionen stehende Emissionsminderungsvolumen bleibt jedoch vergleichsweise gering.

¹⁰ Das reale Verhältnis von Nettostromproduktion zu Brennstoffeinsatz im Jahresdurchschnitt wird als elektrischer Nutzungsgrad bezeichnet. Der elektrische Nutzungsgrad beschreibt die tatsächliche Umwandlungseffizienz im Jahresdurchschnitt. Der elektrische Wirkungsgrad am Bestpunkt wird nur bei voller Auslastung und unter optimalen Bedingungen erreicht. Der elektrische Nutzungsgrad ist geringer als der elektrische Wirkungsgrad. Hintergrund ist, dass der spezifische Brennstoffverbrauch im Teillastbetrieb höher liegt und für Startvorgänge zusätzlicher Brennstoff benötigt wird.

- b. Ersatz der Stromerzeugung eines alten Steinkohlenkraftwerks (35 %) an einem Standort im Westen oder der Mitte Deutschlands durch die eines neuen Erdgas-Kraftwerkes (58 %);
 - c. Ersatz der Stromerzeugung eines alten Braunkohlekraftwerks (35 %) an einem tagebaunahen Standort durch die eines neuen Erdgas-Kraftwerkes (58 %);
2. Brennstoffwechsel-Optionen mit vergleichsweise hohen und eher längerfristig relevanten Substitutionskosten
- a. Ersatz der Stromerzeugung eines neuen Braunkohlekraftwerkes (Nutzungsgrad 42,5 %) an einem tagebaunahen Standort durch die eines neuen Steinkohlenkraftwerks (45 %) an einem norddeutschen Standort;
 - b. Ersatz der Stromerzeugung eines neuen Steinkohlenkraftwerks (45 %) an einem norddeutschen Standort durch die eines neuen Erdgas-Kraftwerkes (58 %);
 - c. Ersatz der Stromerzeugung eines neuen Braunkohlekraftwerkes (42,5 %) an einem tagebaunahen Standort durch die eines neuen Erdgas-Kraftwerkes (58 %).

Abbildung 4-1: Implizite CO₂-Kosten eines Brennstoffwechsels in der fossilen Stromerzeugung für Deutschland, 2003-2021 (April)



Quelle: McCloskey Coal, Energate, European Energy Exchange, eigene Berechnungen Öko-Institut.

Für den Zeitraum 2003 bis 2021 wurden den entsprechenden Berechnungen die Future-Kontrakte für das jeweilige Folgejahr zugrunde gelegt, für die Projektionen bis 2024 die im April 2021 gehandelten Kontrakte für die Jahre 2023 bis 2024.

Es sei darauf hingewiesen, dass die Variante 1.b. der aufgelisteten Substitutionsvarianten aktuell nur noch vereinzelt existiert und damit kein Emissionsminderungspotential in signifikanter Größenordnung mehr repräsentiert. Da dies aber nicht für den gesamten Zeitraum von 2003 bis 2020 der Fall ist, wurde die Option aus Anschaulichkeits- bzw. Vergleichsgründen mitgeführt.

Die Analyse für den Zeitraum ab 2003 zeigt deutlich, dass in der Marktsituation während der Konzeptionsphase des EU ETS (also bis Ende 2005) ein großes Brennstoffwechsellpotenzial bei CO₂-Preisen in der Bandbreite von 5 bis 30 €/t CO₂ bestand. Von 2006 bis 2020 waren jedoch die CO₂-Preise überwiegend nicht ausreichend hoch, um einen Brennstoffwechsel zu ermöglichen. Eine Ausnahme bildet die Verdrängung von sehr alten Steinkohlekraftwerken durch neue Erdgaskraftwerke, die bereits ab Preisen von etwa 10 €/t CO₂ möglich war (Abbildung 4-1). Wie bereits angemerkt wurden die Kraftwerksblöcke dieser Klasse inzwischen weitgehend stillgelegt.

Aktuell liegt ein Großteil der relevanten Optionen für den Brennstoffwechsel in der Stromerzeugung, mit dem auch signifikante CO₂-Minderungspotenziale umgesetzt werden können, eher im Bereich von über 35 €/t CO₂.

Im Unterschied zur Situation bis etwa 2008 streuen die Vermeidungskosten der hier betrachteten Substitutionsprozesse auch weniger gleichmäßig über die gesamte Bandbreite der Brennstoffwechselkosten. Aktuell ergeben sie sich eher auf drei sehr unterschiedlichen Niveaus in der Dimension von 35 bis 40 €/t CO₂, um die 60 €/t CO₂ sowie für die eher langfristige Option eines Brennstoffwechsel zwischen Erdgas und (preiswertem) Wasserstoff um etwa 125 €/t CO₂. Als Konsequenz steigt bei einer stetig sinkenden Obergrenze für Emissionen (*Cap*) die Wahrscheinlichkeit entsprechender CO₂-Preispünge. CO₂-Preise bzw. entsprechende Mindestpreis-Regelungen, die auf die Größenordnung von 40 €/t CO₂ abzielen, dürften über den Emissionsminderungshebel des *Clean Dispatch* insbesondere Steinkohlekraftwerke und ältere Braunkohlekraftwerke erreichen. Emissionsminderungen, die auch auf eine Verdrängung der neueren Braunkohlekraftwerke abzielen, können eher bei CO₂-Preisen bzw. einem entsprechenden Mindestpreisniveau oberhalb von 60 €/t CO₂ erwartet werden.

Außerdem wird deutlich, dass ein Teil des aktuellen EUA-Preisanstiegs auch auf einen deutlichen Anstieg der Brennstoffwechselkosten ab Ende 2020 zurückzuführen ist (Anstieg der Erdgas- und Steinkohlepreise).

4.3. Dynamische Effekte: Stilllegungen von Kraftwerkskapazitäten mit hohen CO₂-Emissionen

Die vorangegangenen Analysen zeigen, dass die effektiven Wirkungen von CO₂-Preisen in sehr hohem Maße vom energiewirtschaftlichen Umfeld abhängen und nicht nur statisch betrachtet werden dürfen. Daher betrifft die zweite wichtige Fragestellung bezüglich der Wirkungen der CO₂-Bepreisung für die Stromerzeugung bzw. der Einführung eines CO₂-Mindestpreises die Preisniveaus, die notwendig sind, um Veränderungen im Kraftwerkspark zu erreichen, die sich über eine beschleunigte Außerbetriebnahme alter Kraftwerksblöcke ergeben. Dabei geht es um die Frage, ob durch einen CO₂-Preis die Differenz zwischen Einnahmen aus dem Strommarkt und den variablen Produktionskosten (Deckungsbeiträge) von (älteren) Kohlekraftwerken so stark reduziert wird, dass diese

Deckungsbeiträge nicht mehr ausreichen, um die über bestimmte Zeithorizonte abbaubaren Fixkosten (Kosten für Erhaltungsinvestitionen, Wartung und Instandhaltung sowie Personal, etc.) zu decken. Wenn diese Kosten nicht (mehr) gedeckt werden können, werden die Kraftwerksblöcke spätestens zu dem Zeitpunkt stillgelegt, an dem diese Fixkosten abgebaut werden können.

Für den Bereich der Erdgas- und der Steinkohleverstromung sind entsprechende Indikatoren in der energiewirtschaftlichen Analyse etabliert und spielen eine große Rolle. Die Deckungsbeiträge für Gaskraftwerke werden dabei als *Clean Spark Spread* und die für Steinkohlekraftwerke mit *Clean Dark Spread* bezeichnet.

Anders verhält sich dies für den Bereich der Braunkohlekraftwerke. Einerseits wird Braunkohle für die Verstromung nur in wenigen Fällen über Märkte gehandelt und andererseits wird der Braunkohlesektor durch integrierte Unternehmen dominiert, für die nicht die Preise der Brennstoffe die entscheidende Rolle für die Deckungsbeiträge spielen, sondern die Kostenstrukturen der Förderung und Verstromung. Den variablen Betriebskosten des Kraftwerks sind damit neben den Kosten für CO₂-Emissionsberechtigungen und den sonstigen Betriebskosten (z.B. für den Betrieb von Entschwefelungsanlagen) die variablen Kosten der Braunkohleförderung zuzurechnen. Durch diese Kostenzurechnung im Rahmen integrierter Bergbau- und Stromerzeugungsunternehmen sind die variablen Betriebskosten eines Braunkohlekraftwerks damit tendenziell niedriger als die anderer fossiler Kraftwerke, für die die variablen Brennstoffkosten letztlich die Vollkosten der Brennstoffbereitstellung repräsentieren. Demgegenüber ist aber auch zu berücksichtigen, dass bei der genannten Kostenallokation aus den Deckungsbeiträgen der Stromerzeugung nicht nur die (abbaubaren) fixen Betriebskosten des Kraftwerks, sondern auch die (abbaubaren) fixen Betriebskosten des Tagebaus (für Umsetzungen von Förderanlagen, Neuaufschluss von Tagebaufeldern, Personal, etc.) gedeckt werden müssen, damit das Kraftwerk weiter betrieben werden kann.

Zur Einordnung dieser komplexen Situation wurde vom Öko-Institut der Wirtschaftlichkeitsindikator LignIX (Lignite Index) entwickelt (Hermann et al. 2017). Auf der Grundlage des LignIX können die wirtschaftliche Situation von Braunkohle-Kraftwerks- und -Tagebau-Verbänden und die entsprechenden Anreize zur Stilllegung von Anlagen eingeordnet werden. Zusätzlich können Schlussfolgerungen für die Erwirtschaftung der versunkenen Kosten von Kraftwerken und Tagebauen (Anfangsinvestitionen, Rekultivierungskosten etc.) gezogen werden und damit zur Wirtschaftlichkeit der Braunkohleverstromung (die jedoch nicht mit den vorstehend beschriebenen Anreizen zu Stilllegungen verwechselt werden dürfen). Der LignIX wird wie folgt ermittelt:

- Den Ausgangspunkt zur Ermittlung des Indikators bilden die im Strommarkt zu erwirtschaftenden Erlöse, also die an der Strombörse ermittelten Strompreise.
- Von diesen Erlösen werden die Kosten für Brennstoffe, CO₂-Zertifikate und sonstige Roh- und Hilfsstoffe subtrahiert, sodass als Ergebnis die zur Deckung der übrigen Kosten verbleibenden Erlöse ermittelt werden.

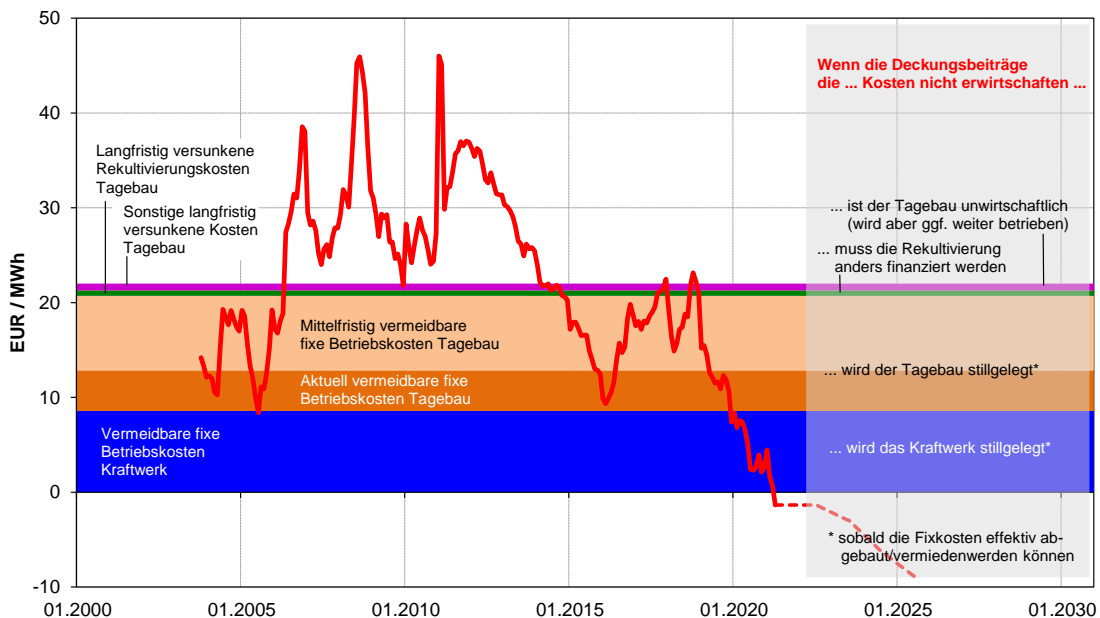
Der LignIX wird in zwei Varianten ermittelt: Der LignIX35 bezieht sich auf einen älteren Braunkohlenkraftwerksblock und der LignIX42 auf die Generation der neuen Braunkohlekraftwerke.

Mit diesem Trendindikator wird nicht das Ziel verfolgt, detaillierte Wirtschaftlichkeits- und Anreizeanalysen für einzelne Kraftwerksblöcke und spezifische Kraftwerk-Tagebau-

Konstellationen zu verfolgen. Vielmehr soll eine übergreifende und repräsentative Einordnung der Wirtschaftlichkeit sowie der Anreizmechanismen im Bereich der deutschen Braunkohlenverstromung vorgenommen werden, wobei vor allem die Entwicklungen im Zeitverlauf beziehungsweise im Kontext eines sich verändernden Marktumfelds im Vordergrund stehen.

Im Kontext der in dieser Studie angestellten Untersuchungen ist der Wirtschaftlichkeitsindikator LignIX für einen Braunkohlekraftwerksblock mit einem Nutzungsgrad von 35 % (LignIX35) von besonderer Relevanz. Dieser repräsentiert die 500- und 600-Megawatt-Klasse von Braunkohlekraftwerken, die im Zeitraum 1974 bis 1989 in Betrieb genommen worden sind. Es wird eine durchschnittliche Auslastung von 7000 Vollbenutzungsstunden unterstellt.

Abbildung 4-2: Wirtschaftlichkeitsindikator für ein älteres Braunkohlekraftwerk mit einem elektrischen Nutzungsgrad von 35 Prozent. LignIX 35, 2003 bis 2021 (April)



Quelle: European Energy Exchange, eigene Darstellung Öko-Institut.

Im Zeitverlauf ergeben sich folgenden Trends für den LignIX 35 und die entsprechenden Implikationen:

- Ab dem Jahr 2006 stiegen die durch den LignIX35 repräsentierten Erträge schnell an, waren zwar erheblichen Schwankungen unterworfen, blieben aber bis 2012 durchweg in einem Bereich, in dem sämtliche Fixkosten der älteren Braunkohlekraftwerke und der verbundenen Tagebaue gedeckt und erhebliche Gewinne realisiert werden konnten. Zusätzlich dazu entstanden erhebliche Zusatzerträge aus der kostenlosen Zuteilung von CO₂-Zertifikaten im Rahmen des EU ETS.

- Ab Anfang 2012 sanken die durch den LignIX35 repräsentierten Deckungsbeiträge für ältere Kraftwerke bis Ende 2015 stetig ab, befanden sich ab Mitte 2014 in einem Bereich, in dem die versunkenen Kosten nicht mehr gedeckt werden konnten, und bewegten sich gegen Ende 2015 in einer Zone, in dem zwar die relativ schnell vermeidbaren Fixkosten der Kraftwerke noch gedeckt werden konnten, aber nicht mehr diejenigen der entsprechenden Tagebaue. Durch die ab Anfang 2013 eingeführte Vollversteigerung der CO₂-Zertifikate im EU ETS entfielen auch die entsprechenden Zusatzerträge, und es ergab sich sowohl hinsichtlich der generellen Wirtschaftlichkeit als auch der Stilllegungsanreize für Kraftwerke und Tagebaue eine kritische Situation.
- In den Jahren 2017 und 2018 stieg der LignIX35 wieder in einen Bereich an, in dem die vermeidbaren Kosten von älteren Kraftwerken und Tagebauen zunehmend wieder gedeckt werden. Die versunkenen und damit die Vollkosten konnten Anfang 2018 knapp wieder erwirtschaftet werden.
- Seit Anfang 2019 ist der LignIX35 dramatisch gefallen. Aktuell sind die CO₂-Kosten der älteren Braunkohlekraftwerke so hoch, dass die kurzfristig vermeidbaren Kosten von Kraftwerk und Tagebau nicht erwirtschaftet werden können. Auf Grundlage der entsprechenden Futures ergibt sich für die durch den LignIX35 repräsentierten Kraftwerke und Tagebaue in den nächsten Jahren eine weitere Verschärfung der Situation.
- Seit April 2021 erreicht der LignIX35 sogar negative Werte. Damit reichen die Erlöse auf dem Strommarkt nicht mehr aus, um die Kosten für Emissionsberechtigungen des EU ETS sowie die kurzfristigen Grenzkosten, also die variablen Betriebskosten (Strom, Diesel etc.) des angeschlossenen Tagebaus bzw. Tagebausystems zu decken.

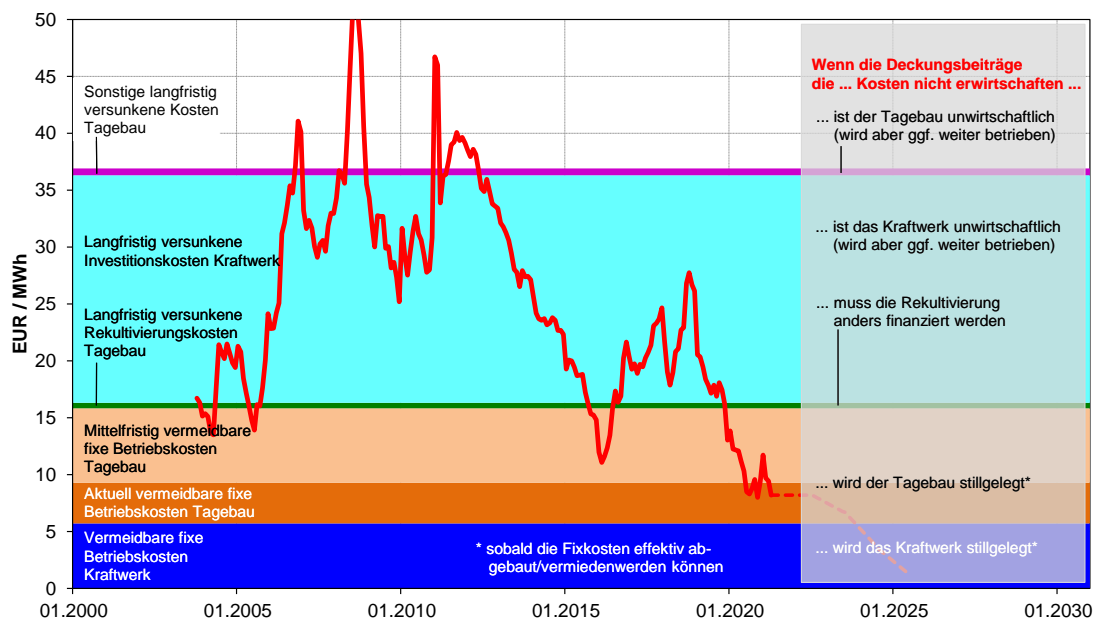
Der Verlauf des LignIX35 zeigt deutlich, dass ältere Braunkohlekraftwerke bei CO₂-Preisen über 40 € /EUA und den aktuellen Brennstoff- und Strompreisniveaus nicht in Ansetzen ihre Fixkosten decken können und davon auszugehen ist, dass sie zum nächstmöglichen Zeitpunkt stillgelegt werden können, zu dem entweder fixe Betriebskosten abgebaut (Auslaufen von Tarifverträgen bzw. Möglichkeiten zur Vereinbarung von Sozialplänen) oder größere Erhaltungs- oder Entwicklungsinvestitionen im Kraftwerk oder im Tagebau vermieden werden können.

Eine in der Tendenz ähnliche, mit Blick auf die Niveaus jedoch unterschiedliche Situation ergibt sich für die modernen Braunkohlekraftwerksblöcke mit deutlich höheren Nutzungsgraden, deren wirtschaftliche Situation durch den LignIX42 charakterisiert ist (Abbildung 4-3).

Grundsätzlich zeigt der LignIX42 einen ähnlichen Verlauf, wie der LignIX35. Durch die höheren Wirkungsgrade der modernen Braunkohlekraftwerksblöcke ergibt sich für diese Kraftwerke aber eine verbesserte wirtschaftliche Situation.

Bei CO₂-Preisen von aktuell deutlich über 40 €/t werden also für die durch den LignIX42 beschriebenen moderneren Braunkohlekraftwerksblöcke immer noch ausreichende Deckungsbeiträge erwirtschaftet, um die abbaubaren Fixkosten von Kraftwerken und teilweise auch die der Tagebaufelder zu erwirtschaften. Anreize zu marktgetriebenen Stilllegungen entstehen unterhalb eines CO₂-Preisniveaus von 35 €/t nicht.

Abbildung 4-3: Wirtschaftlichkeitsindikator für ein neueres Braunkohlekraftwerk mit einem elektrischen Nutzungsgrad von 42 Prozent. LignIX 42, 2003 bis 2021 (April)



Quelle: European Energy Exchange, eigene Darstellung Öko-Institut.

In der Gesamtsicht der Kostenstrukturen von Braunkohle-Kraftwerken und -Tagebauen einerseits und der Preisveränderungen im Großhandelsmarkt andererseits ergibt sich für ältere Braunkohlenkraftwerke bei unterschiedlichen CO₂-Preisniveaus die folgende Situation:

- Bei einem effektiven CO₂-Preis von 15 € wird das zur mittelfristigen Deckung der abbaubaren fixen Betriebskosten des Tagebaus erforderliche Niveau unterschritten. Die kurzfristiger abbaubaren fixen Betriebskosten werden mehr als gedeckt wie auch die abbaubaren Fixkosten des Kraftwerksblocks.
- Bei einem effektiven CO₂-Preis von 25 € werden die zur mittelfristigen Deckung der abbaubaren Fixkosten im Tagebau erforderlichen Deckungsbeiträge noch stärker unterschritten. Die kurzfristiger abbaubaren fixen Tagebau-Betriebskosten werden jedoch nur noch knapp gedeckt wie auch die abbaubaren Fixkosten des Kraftwerksblocks.
- Bei einem effektiven CO₂-Preis von 35 € können sowohl die mittelfristig abbaubaren Tagebau-Fixkosten als auch die kurzfristiger abbaubaren fixen Betriebskosten nicht mehr und auch die abbaubaren Fixkosten des Kraftwerksblocks nur noch teilweise erwirtschaftet werden.
- Bei effektiven CO₂-Preisen von 40 € oder mehr können keinerlei fixe Betriebskosten des Tagebaus sowie des Kraftwerksblocks mehr erwirtschaftet werden oder es entstehen sogar kurzfristige Verluste.

Eine entsprechende Analyse mit Blick auf die neuen Braunkohlenkraftwerke sowie die angeschlossenen Tagebaue führt zu folgenden Ergebnissen:

- Bei einem effektiven CO₂-Preis von unter 35 € können die abbaubaren fixen Betriebskosten von Kraftwerk und Tagebaufeld jeweils gedeckt werden.
- Bei effektiven CO₂-Preisen von über 35 € werden zunächst die abbaubaren fixen Betriebskosten des Tagebaufeldes nicht mehr gedeckt.
- Bei effektiven CO₂-Preisen von über 45 € tritt, abhängig vom Strompreiseumfeld, zunehmend die Situation ein, dass auch die fixen Kosten eines neuen Braunkohlenblocks nicht mehr vollständig gedeckt werden können.

Bei Preisniveaus von über 15 €/t CO₂ gibt es damit keine mittelfristige Perspektive für ältere Braunkohlekraftwerksblöcke und die angeschlossene Tagebaukapazität. Bei Preisniveaus von über 25 €/t CO₂ werden ältere Kraftwerksblöcke im Verlauf sehr weniger Jahre stillgelegt. Bei CO₂-Preisen von 35 €/t und mehr kommt es im Bereich der Altanlagen eher kurzfristig zu Anlagenstilllegungen. Für modernere Braunkohle-Anlagen entstehen keine Anreize zu marktgetriebenen Stilllegungen unterhalb eines CO₂-Preisniveaus von 35 €/t.

Die Tatsache, dass die verschiedenen Tagebaue in der Regel mehrere alte und neue Kraftwerksblöcke versorgen, ändert an der beschriebenen Situation nichts, solange fixe Betriebskosten schrittweise abgebaut werden können (Verschiebung von Investitionen, die von der Auskohlung der Tagebaue abhängen, Personalanpassungen etc.). Davon ist im Regelfall auszugehen. Ausstrahlungseffekte („Dominoeffekte“, „Portfolioeffekte“) auf die Stilllegungsanreize sind nach den detaillierten Analysen zum Stilllegungskalkül der integrierten Braunkohle-Unternehmen (Öko-Institut 2017) nicht zu erwarten.

Schließlich sei darauf hingewiesen, dass die indikatorbasierten Analysen zu den statischen und dynamischen Effekten von CO₂-Preisen in einem spezifischen Marktumfeld für die Brennstoffpreise bzw. mit Blick auf spezifische Kostenstrukturen der Braunkohlewirtschaft stets Momentaufnahmen darstellen. Durch die Absicherung des Absatzes von Strom oder für den Bezug von Brennstoffen oder CO₂-Emissionsberechtigungen kann die Situation eintreten, dass die in den vorstehenden Analysen dargestellten dynamischen Effekte sich erst zeitverzögert materialisieren. Wenn es sich bei den gezeigten Brennstoff- und CO₂-Preistrends jedoch nicht um zeitlich eng beschränkte Sondereffekte handelt, werden die beschriebenen Konsequenzen in sehr überschaubaren Zeitfenstern (3 bis 5 Jahre) eintreten bzw. auch mit Verweis auf diverse Trendumkehr-Narrative (Kernenergie-Ausstieg, massive Knappheitspreise etc.) nicht vermieden werden können.

4.4. Zwischenfazit

Die hier durchgeführten Indikatoranalysen zu den historischen Fuel-Switch-Preisen und zu den Stilllegungsanreizen für Braunkohlekraftwerke zeigen, dass bei aktuellen Brennstoffpreisen drei CO₂-Preisniveaus relevant sind:

- Bei einem Preisniveau von etwas über 40 €/t CO₂ schieben sich Erdgaskraftwerke in der Merit-Order vor neuere Steinkohlekraftwerke und ältere Braunkohlekraftwerke. Außerdem ergeben sich erhebliche Stilllegungsanreize für ältere

Braunkohlekraftwerke, weil die kurzfristig vermeidbaren Fixkosten von Kraftwerk und Tagebau nicht erwirtschaftet werden können. Da die aktuell gehandelten Strom-Futures mit Blick auf das Jahr 2025 deutlich absinken, können dann auch die neueren Braunkohlekraftwerke ihre kurzfristig vermeidbaren Fixkosten von Kraftwerk und Tagebau nicht mehr vollständig erwirtschaften.

- Bei einem Preisniveau von 60 €/t CO₂ wird ein weiteres Segment der Emissionsvermeidung erschlossen. Dann schieben sich Erdgaskraftwerke in der Merit-Order auch vor neuere Braunkohlekraftwerke.
- Für die langfristige Option eines Brennstoffwechsel zwischen Erdgas und (preiswertem) Wasserstoff sind die Kosten deutlich höher und betragen etwa 125 €/t CO₂.

Unter Maßgabe der aktuellen bzw. absehbaren Rahmenbedingungen für das Brennstoff- und ETS-Marktumfeld zeigt sich, dass mit dem im folgenden Kapitel 5 vorgeschlagenen Preissicherungsmechanismus über einen CO₂-Mindestpreis erhebliche Emissionsminderungen bis 2030 robust erschlossen werden können. Die Einhaltung der Klimaziele für die Energiewirtschaft, die eine weitestgehende Reduzierung der Emissionen aus der Kohleverstromung zur Voraussetzung hat, kann dadurch auf eine verlässliche Basis gestellt werden.

5. Maßnahmenvorschlag

5.1. Eckpunkte für eine rechtlich-administrative Umsetzung

Die Einführung eines nationalen Mindestpreises für die Stromerzeugung wird wie in dem Vereinigten Königreich Großbritannien und Nordirland (UK) über die Energiebesteuerung umgesetzt:

- Die Steuersätze für die Verstromung werden im Energiesteuergesetz (EnergieStG)¹¹ festgelegt und gelten zusätzlich zum EU ETS. Eine (unmittelbare) Verrechnung des Mindestpreises mit dem CO₂-Preis im EU ETS findet nicht statt.
- Die Steuersätze für die Verstromung könnten dann im Rahmen eines neuen Absatzes 3a in § 2 EnergieStG eingefügt werden. Ausgehend vom heutigen Niveau ist ein jährlicher Anstieg von 3 €/t CO₂ notwendig, um im Jahr 2030 ein Niveau von 65 €/t CO₂ zu erreichen (Abbildung 5-1 und Tabelle 5-2).¹² Der nationale Mindestpreis beginnt am 01.01.2025 und beträgt im ersten Jahr 50 €/t CO₂.
- Nach dem Vorbild des § 11 Abs. 2 Luftverkehrsteuergesetz (LuftVStG)¹³ findet eine jährliche Nachsteuerung der Steuersätze durch Rechtsverordnungen statt (vgl. Kap. 5.4). Dies bedeutet, dass z.B. bei einem CO₂-Preis von 40 €/t im EU ETS nur ein nationaler Preisaufschlag von 10 €/t über die Energiebesteuerung erhoben wird. In Summe ergibt sich dann der nationale Mindestpreis von 50 €/t CO₂ im Jahr 2025.

¹¹ Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 30. März 2021 (BGBl. I S. 607) geändert worden ist.

¹² Außerdem sind eine Reihe von Folgeänderungen notwendig: Streichung der Steuerbefreiung in § 37 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 EnergieStG (=Kohle); Anpassung der Steuerentlastung für die Stromerzeugung nach § 53 Abs. 1 EnergieStG (= Erdgas und sonstige Energieträger) sowie § 53a EnergieStG (KWK). Klarstellung, dass die Steuerentlastung für Unternehmen nach § 54 auf die Steuersätze für die Stromerzeugung keine Anwendung findet.

¹³ Luftverkehrsteuergesetz vom 9. Dezember 2010 (BGBl. I S. 1885; 2013 I S. 81), das zuletzt durch Artikel 198 der Verordnung vom 19. Juni 2020 (BGBl. I S. 1328) geändert worden ist.

5.2. Ausgangslage in der Energiebesteuerung

Steuergegenstand für die Umsetzung eines nationalen Mindestpreises bleiben die (klassischen) Energieträger, wie sie in § 2 EnergieStG aufgezählt sind. Die Bemessungsgrundlage würde hingegen angepasst und richtet sich nach den Emissionen. Die folgende Tabelle 5-1 zeigt die bisherigen Steuersätze für zu Heizzwecken eingesetzte Energieträger, von denen die Stromerzeugung jedoch bisher (durch eine Steuerbefreiung bzw. eine Steuerentlastung) ausgenommen ist.

Tabelle 5-1: Bisherige Steuersätze für Heizzwecke und Emissionsfaktoren der Brennstoffe

	Bisherige Steuersätze für Heizzwecke		Emissionsfaktor	Bisherige CO ₂ -Bepreisung	Steuersatz bei einheitlicher CO ₂ -Bepreisung wie Erdgas (30,4 €/t CO ₂)			
		EUR/MWh _{Hi}			t CO ₂ /TJ	EUR/ t CO ₂		EUR/MWh _{Hi}
Gasöle*	76,35	EUR/1000 kg	6,43	74,0	24,1	96,26	EUR/1000 kg	8,11
Gasöle**	61,35	EUR/1000 kg	5,17	74,0	19,4	96,26	EUR/1000 kg	8,11
Heizöle	25	EUR/1000 kg	2,20	79,9	7,6	99,61	EUR/1000 kg	8,75
Schmieröle***	61,35	EUR/1000 kg	5,17	74,0	19,4	96,26	EUR/1000 kg	8,11
Erdgas	5,5	EUR/MWh _{Hs}	6,10	55,7	30,4	5,50	EUR/MWh _{Hs}	6,10
Flüssiggase	60,6	EUR/1000 kg	4,74	66,3	19,8	92,96	EUR/1000 kg	7,27
Steinkohle	0,33	EUR/GJ	1,19	93,1	3,5	2,83	EUR/GJ	10,20
Braunkohle	0,33	EUR/GJ	1,19	99,0	3,3	3,01	EUR/GJ	10,85
Petrolkoks	0,33	EUR/GJ	1,19	104,0	3,2	3,16	EUR/GJ	11,39

* mit Schwefel > 50 mg/kg, ** mit Schwefel < 50 mg/kg, *** und andere Öle

Anmerkungen: Heizwert Hi (früher oberer Heizwert (Ho)), Brennwert Hs (früher unterer Heizwert (Hu)), Für Braunkohle wird der Emissionsfaktor für Braunkohlenbrikett verwendet.

Quelle: Eigene Berechnungen, Liste Emissionsfaktoren UBA, Steuersätze nach EnergieStG.

Beim Betrachten der Steuersätze fällt auf, dass der bisherige allgemeine Tarif nach § 2 Abs. 1 Nr. 9 EnergieStG für die Verwendung von Kohle bei nur 0,33 €/GJ und damit nur auf der Höhe des europäischen Mindestsatzes liegt. Dies entspricht nur einer CO₂-Bepreisung von 3 €/t CO₂. Eine Äquivalenz mit der CO₂-Bepreisung von Erdgas (30,4 €/t CO₂) ist also bisher nicht gegeben.¹⁴

Bisher wird im Energiesteuergesetz nicht zwischen verschiedenen Kohlearten (z.B. zwischen Braun- und Steinkohle) differenziert. Da jedoch der Emissionsfaktor für Braunkohlen deutlich höher ist als für Steinkohle ist es sinnvoll hier einen höheren Satz festzulegen, um die höhere CO₂-Intensität zu reflektieren. Hierfür sollte der Emissionsfaktor von Braunkohlenbrikett angesetzt werden, da dies den niedrigsten Emissionsfaktor aller Braunkohlen aufweist (99 t CO₂/TJ).¹⁵ Auf diese Weise ist es möglich, dass nur ein Steuersatz für Braunkohlen im Gesetz festgelegt werden muss.

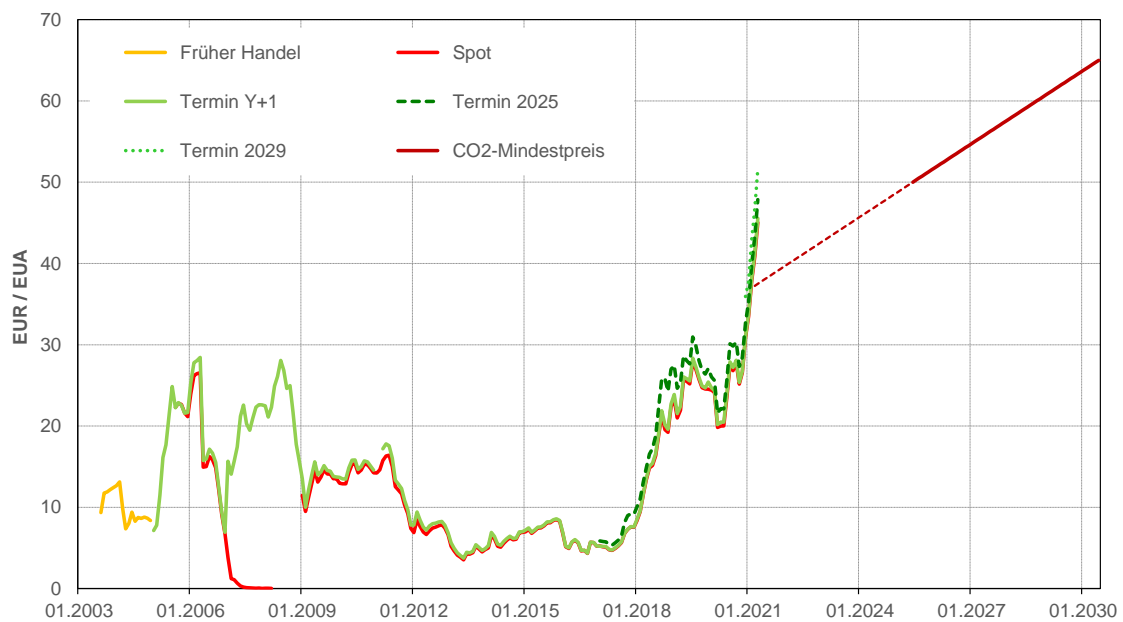
¹⁴ Der Tarif für die Verwendung von Erdgas als Heizstoff beträgt gemäß § 2 Abs. 3 Satz 1 Nr. 4 EnergieStG bei 5,50 €/MWh (während der allgemeine Ausgangstarif bei 31,80 €/MWh liegt). Der Steuersatz für Erdgas als Heizstoff bezogen auf 1 t CO₂ beträgt 30,4 €/t CO₂.

¹⁵ Die Emissionsfaktoren für Kraftwerke in den Revieren betragen nach UBA: Rheinland: 112,7 t CO₂/TJ; Lausitz: 110,6 t CO₂/TJ; Mitteldeutschland: 104,2 t CO₂/TJ.

5.3. Langfristiger Preisfad

Die Abbildung 5-1 zeigt das Zielniveau für den CO₂-Mindestpreis. Ausgehend von einem Wert etwas oberhalb des heutigen Niveaus (50 €/t CO₂ im Jahr 2025) steigt das Zielniveau um 3 €/t CO₂ pro Jahr und erreicht 65 €/t CO₂ im Jahr 2030.

Abbildung 5-1: Bisherige Entwicklung der Preise im EU-ETS und Zielpreisfad für den Mindestpreis



Quelle: EvoMarkets, Intercontinental Exchange (ICE), European Energy Exchange (EEX).

Die im Energiesteuergesetz festzulegenden Steuersätze berechnen sich mit den dokumentierten Emissionsfaktoren und sind in der Tabelle 5-2 angegeben.

Tabelle 5-2: Nationaler CO₂-Preis für die Stromerzeugung (Zielpfad)

		2025	2026	2027	2028	2029	2030	Emissionsfaktor (t CO ₂ /TJ)
Gasöle mit Schwefel > 50 mg/kg	EUR/1000 kg	158,15	167,64	177,13	186,62	196,11	205,60	74,0
Gasöle mit Schwefel < 50 mg/kg	EUR/1000 kg	158,15	167,64	177,13	186,62	196,11	205,60	74,0
Heizöle	EUR/1000 kg	163,65	173,47	183,29	193,11	202,93	212,75	79,9
Schmieröle und andere Öle	EUR/1000 kg	158,15	167,64	177,13	186,62	196,11	205,60	74,0
Erdgas	EUR/MWh _{HS}	9,04	9,58	10,12	10,66	11,20	11,75	55,7
Flüssiggase	EUR/1000 kg	152,74	161,90	171,06	180,23	189,39	198,56	66,3
Steinkohle	EUR/GJ	4,65	4,93	5,21	5,49	5,77	6,05	93,1
Braunkohle	EUR/GJ	4,95	5,25	5,55	5,84	6,14	6,44	99,0
Petrolkoks	EUR/GJ	5,20	5,51	5,82	6,13	6,45	6,76	104,0
CO ₂ -Preis	EUR/t CO ₂	50	53	56	59	62	65	

Quelle: Eigene Berechnungen, Liste Emissionsfaktoren UBA.

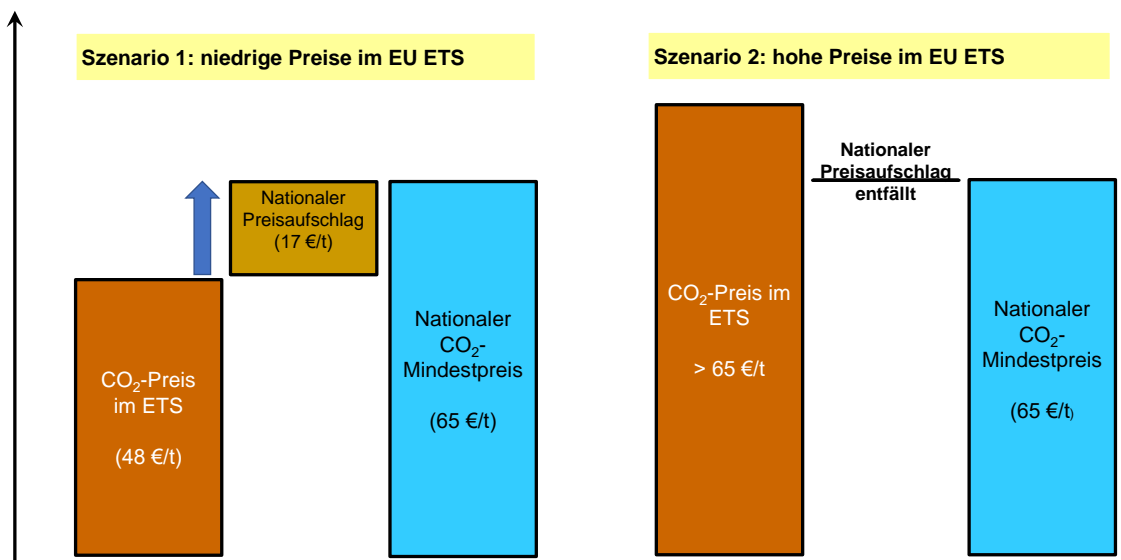
5.4. Anpassung der Steuersätze über eine Rechtsverordnung

5.4.1. Grundsätzliches Vorgehen

Die nationalen Steuersätze bilden den Zielpfad für den CO₂-Mindestpreis ab. Die Steuersätze sollen jeweils mit den Preisen im EU ETS (für Anlagen, die dem EU ETS unterliegen)¹⁶ oder im nationalen ETS (für Anlagen, die dem Brennstoffemissionshandelsgesetz¹⁷ unterliegen) verrechnet werden, so dass der verbleibende nationale Steuersatz und die Preise im EU ETS bzw. im BEHG in Summe den CO₂-Preis des Zielniveaus erreichen. Dieser Mechanismus ist grundsätzlich in Abbildung 5-2 dargestellt.

Daher wird eine jährliche Anpassung der Steuersätze über eine Rechtsverordnung vorgeschlagen. Aufgrund des verfassungsrechtlichen Gebots der Steuerklarheit muss diese Anpassung zeitlich vor der Geltung des Steuersatzes erfolgen. Die Regelung zur Anpassung der Steuersätze muss diese rechtlichen Vorgaben berücksichtigen.

Abbildung 5-2: Grundsätzliche Wirkungsweise des CO₂-Mindestpreises



Quelle: Eigene Darstellung.

5.4.2. Verrechnung mit dem EU ETS

Es lässt sich nicht verhindern, dass sich aufgrund der ex-ante-Festlegung des Mindestpreises und der unterjährigen Volatilität des ETS-Preises in Summe leichte Abweichungen vom linearen Zielpfad für den CO₂-Mindestpreis ergeben. Die Unternehmen können sich hierauf jedoch einstellen, da sie ihren Strom langfristig auf Termin verkaufen und sich über Termingeschäfte gegen diese Volatilität absichern können. Wichtig ist, dass Unternehmen die Berechnungsformel im Voraus kennen. Daher wird die Formel im Gesetz fixiert.

¹⁶ Anlagen mit einer Gesamtfeuerungsleistung von insgesamt 20 MW oder mehr.

¹⁷ Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2728), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 3. November 2020 (BGBl. I S. 2291) geändert worden ist.

Die hier skizzierte Regelung zur Anpassung der Steuersätze passt mit denen im Strommarkt üblichen Termingeschäften zusammen. Da der Steuersatz vom CO₂-Preis in einem Zeitraum 1,5 Jahre bis 0,5 Jahre vor dem Lieferbeginn der Termingeschäfte abhängt, können die Unternehmen den CO₂-Preis bereits bei Abschluss des Geschäftes abschätzen und in der Kalkulation berücksichtigen.

Um einen Gleichlauf mit der Kompensation für indirekte Strompreissteigerungen zu erreichen, wird eine jährliche Anpassung der Steuersätze vorgeschlagen. Dies dürfte auch für die Termingeschäfte der Unternehmen einfacher sein, da Strom in der Regel über jährliche Termingeschäfte verkauft wird.

5.4.3. Verrechnung mit dem BEHG

Ein kleiner Teil der Stromerzeugung wird jedoch nicht vom EU ETS erfasst, sondern vom nationalen Brennstoffemissionshandel. In dessen Einführungsphase ist bisher ein stetig ansteigender Preispfad definiert, der im Jahr der geplanten Einführung des CO₂-Mindestpreises 2025 das Niveau von 55 €/t CO₂ erreicht. Für das Jahr 2026 wurde ein Preiskorridor von 55 €/t CO₂ bis 65 €/t CO₂ definiert. Ab 2027 soll sich der Preis dann nach Angebot und Nachfrage frei bilden können. Allerdings könnten sich in den nächsten Jahren noch Änderungen am BEHG ergeben. Zum einen wird auf EU-Ebene über ein EU-weites Handelssystem für die Sektoren Verkehr und Gebäude diskutiert, das das BEHG mittelfristig ablösen könnte. Zum anderen wurden erste Klagen eingereicht, welche die rechtliche Zulässigkeit des BEHG in Frage stellen – insbesondere in der Festpreisphase bis 2025 (Solarify 2021). Vor dem Hintergrund der unsicheren Preisentwicklung auch im BEHG erfolgt im folgenden Abschnitt eine gesonderte Anpassung für die vom BEHG erfasste Stromerzeugung.

5.4.4. Vorschlag für eine rechtstechnische Umsetzung

Die rechtstechnische Umsetzung kann in Anlehnung an § 11 Abs. 2 LuftVStG erfolgen:

„Das Bundesministerium der Finanzen wird ermächtigt, im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates die Steuersätze [in Tabelle 5-2] jeweils mit Wirkung zu Beginn eines Kalenderjahres prozentual abzusenken. Die prozentuale Absenkung erfolgt in Abhängigkeit von den bereits erreichten CO₂-Preisen im [EU ETS] und im [BEHG]. Die prozentuale Absenkung errechnet sich jeweils aus den Formeln im Anhang I. Die Steuersätze werden auf volle Cent gerundet und nehmen keine negativen Werte an.“

Anhang I (zu § 2 Abs. 3a EnergieStG, neu)

Formel für vom EU ETS erfasste Stromerzeugung:

$$F\text{-ETS}_a = [(ST_a - PE_a) / ST_a]$$

Wenn $PE_a > ST_a$ entspricht $F\text{-ETS}_a = 0$ (um negative Steuersätze zu vermeiden).

Im Sinne dieses Anhangs sind:

$F\text{-ETS}_a$ = Faktor zur prozentualen Anpassung im Jahr a

PE_a = Einfacher Durchschnitt der handelstäglichen EUA-Terminpreise (Schlussangebotspreise) für Lieferung im Dezember des Jahres a (Jahr für das die Festlegung erfolgen soll), die an derjenigen EUA-Handelsplattform innerhalb der EU, die im ersten Quartal des Jahres vor dem Abrechnungsjahr das höchste Handelsvolumen dieses Kontrakts aufwies, festgestellt wurden.¹⁸ Dabei ist der Zeitraum zwischen dem 01. Juli des Jahres a-2 und dem 30. Juni des Jahres a-1 (Vorjahr) zu Grunde zu legen.

ST_a = Nationaler Steuersatz im Jahr a ausgedrückt in € / t CO₂ (Tabelle 5-2)

Formel für vom BEHG erfasste Stromerzeugung:

$$F\text{-BEHG}_a = [(ST_a - BE_a) / ST_a]$$

Wenn $BE_a > ST_a$ entspricht $F\text{-BEHG}_a = 0$ (um negative Steuersätze zu vermeiden).

Im Sinne dieses Anhangs sind:

F_a = Faktor zur prozentualen Anpassung im Jahr a

BE_a = BEHG-Preis. Es gelten jeweils die BEHG-Preise in der aktuell gültigen Fassung.¹⁹ Für das Jahr 2025 kann der BEHG-Preis direkt aus dem § 10 Absatz 2 Nummer 5 BEHG entnommen werden. Da der nationale Emissionshandel erst Anfang 2021 startete und in den ersten Jahren noch Festpreise gelten, existieren derzeit [Anfang Mai 2021] noch keine regelmäßig veröffentlichten Preise für BEHG-Termingeschäfte. Daher soll die Methodik, wie der BEHG-Preis ab 2026 bestimmt wird, zu einem späteren Zeitpunkt oder in einer Rechtsverordnung festgelegt werden.

ST_a = Nationaler Steuersatz im Jahr a ausgedrückt in € / t CO₂ (Tabelle 5-2).

¹⁸ Angelehnt an Nummer 5.1 i) EUA-Preis, der Richtlinie für Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten (BMW (2013)).

¹⁹ Falls die CO₂-Bepreisung im BEHG zum Beispiel durch ein Urteil des Bundesverfassungsgerichts ausgesetzt wird, beträgt $BE_a = 0$.

5.5. Details der Ausgestaltung

Übergangsfrist

Da Strom an der Strombörse EEX bereits mehrere Jahre im Voraus als Termingeschäft gehandelt werden kann, empfiehlt sich hier eine Übergangszeit. Da der überwiegende Anteil der Handelsgeschäfte im Zeitraum ein bis zwei Jahre vor der Lieferung getätigt wird, erscheint eine Übergangsfrist von zwei Jahren sinnvoll.

Wenn das Gesetzgebungsvorhaben direkt nach der Bundestagswahl 2021 startet, könnte der Gesetzgebungsprozess bis Ende 2022 abgeschlossen sein. Es wird vorgeschlagen, dass der nationale CO₂-Mindestpreis dann – entsprechend den Überlegungen zur Übergangsfrist – ab dem 01.01.2025 in Kraft tritt.

Behandlung von KWK-Anlagen

Bisher sind hocheffiziente, noch nicht abgeschriebene KWK-Anlagen nach § 53a Abs. 6 EnergieStG vollständig von der Energiesteuer befreit. Diese Regelung soll so geändert werden, dass auch die KWK-Anlagen nach § 53a Abs. 6 EnergieStG den CO₂-Mindestpreis nach § 2 Abs. 3a (neu) EnergieStG zahlen. Dies führt zu einer Gleichbehandlung von KWK-Anlagen und anderen Stromerzeugungsanlagen. Da KWK-Anlagen den eingesetzten Brennstoff effizienter nutzen ist die Belastung durch den CO₂-Mindestpreis in diesen Anlagen auch geringer als bei der ungekoppelten Erzeugung von Strom oder Wärme. Durch das BEHG wird ein CO₂-Preis von 55 €/ t CO₂ im Jahr 2025 für die nicht dem ETS unterliegende Wärmeerzeugung eingeführt. Hierbei handelt es sich überwiegend um ungekoppelte Wärmeerzeugung. Ein Ersatz von zentralen KWK-Anlagen aufgrund des CO₂-Mindestpreises durch ungekoppelte Wärmeerzeugung ist nicht zu erwarten, weil die ungekoppelte Wärmeerzeugung dem BEHG unterliegt und hier höhere CO₂-Preise zu zahlen sind. Eine zusätzliche CO₂-Bepreisung für KWK-Anlagen ist auch notwendig, um auch hier mittelfristig einen Umbau hin zu mehr erneuerbaren Energien zu unterstützen.

Kompensation für Industriestromverbrauch

Industrielle Stromerzeugung wird auch vom Mindestpreis erfasst, weil sonst eine Ungleichbehandlung zwischen Eigenerzeugern und strombeziehenden Unternehmen auftreten würde und eine genaue Definition von „Industriekraftwerken“ nicht existiert. Es ist aber eine Strompreiskompensation vorgesehen, die unabhängig davon gezahlt werden kann, ob es sich um eigenerzeugten Strom handelt, oder ob der Strom aus dem Netz bezogen wird.

Im Rahmen des britischen CO₂-Mindestpreises gibt es eine Strompreiskompensation für die stromintensive Industrie (DBEI 2017). Diese Strompreiskompensation wurde von der Europäischen Kommission genehmigt (EC 2014). Bei dieser Strompreiskompensation werden die Kompensationsregelungen für die indirekten CO₂-Kosten, die bereits im Rahmen des europäischen Emissionshandels etabliert sind, auf den britischen CO₂-Mindestpreis (Carbon Price Support Mechanism) übertragen. Je näher sich die instrumentelle und rechtliche Umsetzung einer Kompensationsregelung an das britische Modell anlehnt, umso geringer sind die mit einem entsprechenden Genehmigungsverfahren verbundenen Restrisiken einer fehlenden beihilferechtlichen Zulässigkeit.

Daher wird vorgeschlagen die betreffende Förderrichtlinie zur Strompreiskompensation (BMWi 2013) unter Nummer 5.2.2 wie folgt zu ändern:

In der Formel wird der Term P_a durch ST_a ersetzt.

Für die Berechnung der Strompreiskompensation ist dann nicht nur der EUA-Preis maßgeblich, sondern die Summe aus dem EUA-Preis plus des nationalen Steuersatzes.

Außerdem wird unter Nummer 5.1 eine neue Ziffer o) angefügt:

o) ST_a = Summe aus EUA-Preis plus nationalem Preisaufschlag im Jahr a ausgedrückt in € / t CO₂ wie in [§ 2 Abs. 3a EnergieStG, neu] definiert.

Noch nicht geprüft wurde, wie mit Unternehmen umgegangen werden soll, deren Industriekraftwerke nicht vom nationalen CO₂-Mindestpreis erfasst werden (z.B. Gichtgase, Abfallverbrennung). Denn die Stromerzeugung, die nicht vom nationalen Mindestpreis erfasst wird, kann auch nicht von der zusätzlichen Strompreiskompensation erfasst werden.

Gichtgase und Abfallverbrennung

Gichtgase und Kokereigase, die als Koppelprodukte der Roheisenproduktion anfallen und in der Regel auch zur Stromerzeugung eingesetzt werden, werden nicht vom § 1 EnergieStG erfasst. Daher gilt der CO₂-Mindestpreis auch nicht für die Stromerzeugung aus diesen Brennstoffen.

Die Abfallverbrennung wird ebenfalls nicht vom § 1 EnergieStG erfasst. Der CO₂-Preis-Mindestpreis gilt also nicht für die Abfallverbrennung.²⁰

Verwendung der Steuereinnahmen

Wie alle Energiesteuereinnahmen fließen die zusätzlichen Einnahmen dem Bundeshaushalt zu. Da die Strompreiskompensation aus dem Energie- und Klimafonds gezahlt wird, sollten auch die zusätzlichen Einnahmen aus dem CO₂-Mindestpreis von dem allgemeinen Bundeshaushalt in den Energie- und Klimafonds überführt werden.

Neben der Finanzierung der durch den nationalen Mindestpreis verursachten Anteil der Strompreiskompensation, sollten die Einnahmen auch für den Klimaschutz verwendet werden (im Sinne einer politischen Zweckbindung). Die Bundesregierung, oder eine von ihr beauftragte Stelle, sollte Emissionsberechtigungen aufkaufen und löschen, um einen Wasserbetteffekt im EU-Emissionshandels zu vermeiden.²¹ Denn durch die zusätzlichen Emissionsminderungen durch den CO₂-Mindestpreis werden im EU-Emissionshandel Zertifikate frei. Diese werden teilweise durch die Marktstabilitätsreserve aus dem Markt genommen. Eine Löschung von Emissionsberechtigungen ist also mindestens in dem Umfang zu empfehlen, wie eine Löschung noch nicht durch die Marktstabilitätsreserve erfolgt.

²⁰ Nachrichtlich: Klassische Müllverbrennungsanlagen sind nicht vom EU-Emissionshandel erfasst und werden daher vom BEHG erfasst. Die Abfallmitverbrennung in Kraftwerken, die dem ETS unterliegen, wird jedoch nicht vom BEHG erfasst.

²¹ Nach Art. 12 Abs. 4 ETS-RL ist eine direkte Löschung von Zertifikaten aus der Auktionsmenge nur möglich, wenn Kraftwerke durch nationale Maßnahmen stillgelegt werden. Der Bundesregierung steht es jedoch frei, Zertifikate am Markt zu kaufen, um so das Problem eines Wasserbetteffekts zu adressieren.

Evaluierung und Nachsteuerung

In der Studie Klimaneutrales Deutschland wurde für das Jahr 2030 ein Grenzübergangspreis für Erdgas von 20 €₂₀₁₉/MWh_{HS} unterstellt. Außerdem steigt die installierte Leistung der mit Erdgas/Wasserstoff gefeuerten Kraftwerke auf 43 GW an (Ausgangsniveau im Jahr 2018 24 GW). Wenn höhere Erdgaspreise auftreten oder weniger Erdgas-/Wasserstoffkraftwerke gebaut werden und in der Folge die Strompreise steigen, können höhere CO₂-Preise notwendig sein, um die gleiche Emissionsminderung zu erreichen. Insofern soll im Jahr 2026 das im Gesetz festgelegte Zielniveau für die CO₂-Preise bis 2030 evaluiert und das Gesetz ggf. angepasst werden. Dabei sollen die dann seit der Einführung zum 01.01.2025 vorliegenden Erfahrungen und die dann zu beobachtenden Rahmenbedingungen (Erdgaspreise, Steinkohlepreise, Strompreise) berücksichtigt werden.

6. Literaturverzeichnis

6.1. Literatur

- BMWi (2013): Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/richtlinie-beihilfen-co2-kosten.pdf?__blob=publicationFile&v=3, zuletzt geprüft am 18.04.2021.
- DBEI - Department for Business, Energy and Industrial Strategy (2017): Compensation for the indirect costs of the EU Emissions Trading System and the Carbon Price Support mechanism. London, December 2017. Online verfügbar unter https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/665759/EU-ETS-CPS-guidance.pdf, zuletzt geprüft am 05.02.2018.
- EC - European Commission (2014): State aid SA.35449 (2014/N) – United Kingdom Aid for indirect Carbon Price Floor costs, C(2014) 3136 final. Brussels, 21.05.2014. Online verfügbar unter http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/251802/251802_1580831_68_2.pdf, zuletzt geprüft am 05.02.2018.
- EC - European Commission (2020): Impact Assessment Accompanying the document Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions Stepping up Europe's 2030 climate ambition. Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people. Commission Staff Working Document (SWD(2020) 176 final Part 1/2). Brussels, 17.09.2020. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:749e04bb-f8c5-11ea-991b-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF, zuletzt geprüft am 17.02.2021.
- Hermann, H.; Greiner, B.; Matthes, F. C.; Cook, V. (2017): Die deutsche Braunkohlenwirtschaft, Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende und der European Climate Foundation. Öko-Institut. Berlin, Mai 2017. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Deutsche_Braunkohlenwirtschaft/Agora_Die-deutsche-Braunkohlenwirtschaft_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 11.01.2021.
- Klinski/Keimeyer (2017): Erweiterungen des steuer- und abgabenrechtlichen Gestaltungsspielraums für Klimaschutzinstrumente im Grundgesetz, 2017. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/publikationen/p-details/rechtliche-fragen-zum-klimaschutzplan-1>, zuletzt geprüft am 02.05.2021.
- Öko-Institut (2018): Dem Ziel verpflichtet. CO₂-Mindestpreise im Instrumentenmix einer Kohle-Ausstiegsstrategie für Deutschland. Studie für WWF Deutschland. Berlin, März 2018. Online verfügbar unter http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF_Studie_Kohleausstieg_CO2_Mindestpreise.pdf, zuletzt geprüft am 01.10.2019.
- Öko-Institut (2019): Dem Ziel verpflichtet II. CO₂-Mindestpreise für die Umsetzung des Kohleausstiegs. Studie für WWF Deutschland. Berlin, Juli 2019. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/WWF-Studie-CO2-Mindestpreise2019-Dem-Ziel-verpflichtet2.pdf>, zuletzt geprüft am 01.10.2019.
- Petersen, L.; Ferdinand, M. (2021): European carbon market to shift gears. ICIS. London, February 2021. Online verfügbar unter <https://www.icis.com/explore/resources/european-carbon-market-to-shift-gears/>, zuletzt geprüft am 30.04.2021.

Prognos; Öko-Institut; Wuppertal-Institut (2020): Klimaneutrales Deutschland, In drei Schritten zu null Treibhausgasen bis 2050 über ein Zwischenziel von -65% im Jahr 2030 als Teil des EU-Green-Deals. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität. Berlin, November 2020. Online verfügbar unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_10_KNDE/A-EW_195_KNDE_WEB_V111.pdf, zuletzt geprüft am 04.04.2021.

Solarify (2021): Erste Klage gegen CO₂-Bepreisung im Startloch, Solarify. Online verfügbar unter <https://www.solarify.eu/2021/03/13/645-erste-klage-gegen-co2-bepreisung-im-startloch/>, zuletzt geprüft am 02.05.2021.

6.2. Daten

Argus/McCloskey: Coal Price Index report, Coal, API 2 CIF ARA.

Energate: Marktdaten Erdgas.

European Energy Exchange (EEX): Market data, Coal, Calendar Year Future, Settlement Price, API 2 CIF ARA (Argus-IHS McCloskey).

European Energy Exchange (EEX): Market data, Physical Electricity Index (Phelix), Base, Calendar Year Future, Settlement Price, Market Area Germany.

Intercontinental Exchange (ICE): Market data, EUA Futures Contract, December.

Intercontinental Exchange (ICE) – Energy. Coal. API2 Rotterdam Coal Futures.

Oanda – Historical Exchange Rates, Daily Interbank Rates $\pm 0\%$.

European Energy Exchange (EEX): Market data, Natural Gas, Calendar Year Future, Settlement Price, NetConnect Germany (NCG).

Umweltbundesamt (UBA): Kohlendioxid-Emissionsfaktoren für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990 – 2018, Arbeitsstand: 15.03.2020, online verfügbar:

https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/co2_ef_brennstoffe_und_industrie_nir_2020.xlsx.