

# Für einen ökologisch und ökonomisch effizienten Kohleausstieg

Christoph Weber

*Nicht ein symbolisches Ausstiegsdatum aus der Kohleverstromung ist für den globalen Klimaschutz und die deutsche Energiepolitik entscheidend. Vielmehr sollte eine sachorientierte Lösung sicherstellen, dass Deutschland einen Kohleausstieg umsetzt, der den eigenen ökologischen Ansprüchen gerecht wird und zugleich unnötige ökonomische Mehrbelastungen und Verwerfungen vermeidet. Hierfür ist es wesentlich, die Aspekte ökologische Effektivität, ökonomische Effizienz und adäquate Kompensation für ökonomische Nachteile separat und zugleich verschränkt anzugehen.*

## Grundprinzipien und Ansätze

Für einen ökologisch und ökonomisch effizienten Kohleausstieg wird an dieser Stelle ein Vorschlag entwickelt, der auf sechs Grundprinzipien beruht:

1. Begrenzung der gesamten verbleibenden CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Kohlenutzung in der Energiewirtschaft („ökologisch-politisch vorgegebenes Emissionsbudget“);
2. Ermittlung eines energiewirtschaftlich plausiblen Emissionsbudgets für jede Einzelanlage auf der Basis von Anlagenalter und weiteren Anlagencharakteristika („betriebswirtschaftlich annehmbares Emissionsbudget“);
3. Im Fall einer Überschreitung des ökologisch-politisch vorgegebenen Emissionsbudgets durch die Summe der Anlagen-Emissionsbudgets: proportionale Kürzung der Anlagen-Emissionsbudgets auf das vertretbare Niveau;
4. Kompensation der Anlageneigentümer für die Entwertung von getätigten Investitionen entsprechend der durchgeführten Emissionsbudget-Kürzungen;
5. Möglichkeit für Anlageneigentümer, eigene CO<sub>2</sub>-Emissionsbudgets (auch anteilig) an andere Anlagen zu übertragen;
6. Kompensation der übrigen involvierten Stakeholder (v.a. Arbeitnehmer sowie Standort-Kommunen/Regionen) für wirtschaftliche Nachteile.

Für die Umsetzung eines solchen Vorschlags müssen nicht durchweg neue Wege beschritten werden. Vielmehr können Ansätze aus dem in den Jahren 2000-2002 vereinbarten Atomausstieg übernommen werden und es kann auch auf den Erfahrungen und den Institutionen des europäischen Emissionszertifikatehandels aufgebaut werden.

Im Hinblick auf die ökologische Effektivität ist die Gesamtsumme der aus der Kohleverstromung resultierenden Treibhausgasemissionen entscheidend. Aus pragmatischen Gründen ist es naheliegend, sich hierbei auf die direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen in den Kraftwerken zu beschränken – diese werden ja bereits im Rahmen des europäischen Emissionszertifikatehandels erfasst. Dementsprechend sollte im Rahmen des deutschen Kohleausstiegs das Gesamtbudget der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Kohlekraftwerken begrenzt werden (s.o. *Prinzip 1*). Diese Menge sollte so gewählt werden, dass sie in Einklang mit den bundesdeutschen klimapolitischen Zielen steht. Dementsprechend ist die Festlegung letztendlich auch eine politische Entscheidung.

Das grundsätzliche Argument, dass der europaweite Handel mit Emissionszertifikaten bereits die Gesamtemissionen effektiv beschränkt und daher keine nationalen Obergrenzen erforderlich sind, ist theoretisch richtig – wobei dabei ausgeblendet wird, dass die Festlegung der europaweiten Obergrenzen wiederum Ergebnis eines politischen Prozesses ist, auf den viele europäische und nationale Akteure Einfluss nehmen. Dementsprechend ist ein ergänzendes Ergreifen nationaler Maßnahmen zur Erreichung nationaler politischer Ziele politisch naheliegend – es sollte allerdings sichergestellt werden, dass der ökologische Effekt der nationalen Politik nicht wirkungslos verpufft. Dementsprechend muss die durch den deutschen Kohleausstieg erzielte Emissionsminderung durch eine entsprechende Reduktion der von Deutschland ausgehenden Emissionszertifikate begleitet werden – wie dies nach dem aktuellen europäischen Rechtsrahmen möglich ist [1].

## Ökologisch-politisch vorgegebenes Emissionsbudget

Welches Emissionsbudget sollte dann maximal für den Restbetrieb vorgegeben werden? In den vergangenen Jahren hat die Energiewirtschaft nur unterdurchschnittlich zur Emissionsminderung in Deutschland beigetragen und dies trotz des stark geförderten Ausbaus der erneuerbaren Energien [2]. Im Klimaschutzplan der Bundesregierung von 2016 ist hingegen vorgesehen, dass die Emissionen in der Energiewirtschaft bis zum Jahr 2030 um mindestens 61 % gesenkt werden, während zugleich die Gesamtemissionen „nur“ um 55 % gesenkt werden sollen. Diese überproportionale Reduktion erscheint insofern plausibel, da in den Sektoren mit unterdurchschnittlicher Emissionsminderung (Verkehr, Industrie, Landwirtschaft) im kommenden Jahrzehnt aus verschiedenen Gründen nur begrenzte Emissionsminderungspotenziale bestehen [3], während in der Elektrizitätswirtschaft die erneuerbaren Energien nach den massiven Kostensenkungen der letzten Jahre vergleichsweise kostengünstige CO<sub>2</sub>-Minderungspotenziale eröffnen.

Allerdings besteht der Sektor Energiewirtschaft in der Abgrenzung der Emissionsbilanz nicht nur aus reinen stromerzeugenden Anlagen sondern umfasst auch Heizkraftwerke und reine Heizwerke sowie in geringem Umfang auch Sonderanlagen [4]. Und auch bei den stromerzeugenden Anlagen sind nicht nur Stein- und Braunkohlekraftwerke als Emittenten relevant sondern auch erdgasgefeuerte Anlagen sowie Anlagen mit anderen Brennstoffen wie (fossilen Anteilen im) Müll oder Mineralöl. Bei einem Ausstieg aus der Kohleverstromung wird in der mittleren Frist Erdgas zumindest teilweise verstärkt genutzt werden müssen,

um die Stromversorgung in Zeiten geringer Erneuerbareneinspeisung sicherzustellen. Dementsprechend wird, trotz Effizienzverbesserungen bei Gas- und anderen fossilen Kraftwerken, kaum eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus den übrigen Energieanlagen möglich sein. Folglich erfordert eine Erreichung des sektoralen Emissionsziels für 2030 eine Reduktion der Emissionen aus Kohlekraftwerken um mindestens 53 % im Vergleich zum Jahr 2017 [5].

Für das Jahr 2040 sieht das Energiekonzept der Bundesregierung von 2010/2011 eine Minderung der Gesamtemissionen an THG um mindestens 70 % vor, für 2050 um 80 bis 95 %. Dies wird wiederum überproportionale Emissionsminderungen in der Energiewirtschaft und insbesondere bei der Kohlenutzung erfordern. Jedoch erscheint ein Zurückfahren der Kohleverstromung auf 0 bis 2040 oder 2050 in diesem Kontext nicht zwingend erforderlich – eine Minderung der Emissionen um 95 % im Vergleich zu 2017 bis 2040 und um 98 % bis 2050 wäre nach Einschätzung des Autors auch vereinbar mit den übergeordneten Klimazielen. Dann würden in 2040 6 % der verbleibenden Gesamtemissionen auf die Kohleverstromung entfallen und in 2050 3 % (bezogen auf den Mittelwert des Zielkorridors). Zugleich könnten Kohlekraftwerke mit diesen Emissionen als Back-up für Knappheitssituationen genutzt werden (Stichwort „Dunkle Flaute“)

und es könnte ggf. der Neubau von gasgefeuerten Anlagen, die nur wenige hundert Stunden im Jahr oder gar nur einige dutzend Stunden laufen, vermieden werden, sofern die Kohlekraftwerke (u. U. in Kombination mit Kurzzeitspeichern) hinreichend flexibel einsetzbar sind. Das hier vorgeschlagene Restemissionsbudget entspricht in 2040 ca. einer Strommenge von ca. 13,4 TWh oder einer gesicherten Leistung von 26,8 GW, die 500 h im Jahr genutzt werden kann [6]. Für das Jahr 2050 ergeben sich entsprechend 5,4 TWh, bzw. 18 GW für 300 h.

Die Minderung in den dazwischen liegenden Jahren sollte mindestens linear erfolgen, so dass sich der in der Abbildung gezeigte Verlauf der *ökologisch-politischen Emissionsobergrenze* für die Kohlenutzung in der Energiewirtschaft ergibt. Der zeitliche Verlauf sollte jedoch nicht fest vorgegeben werden (vgl. auch *Prinzip 5*). Vielmehr ist entsprechend der Eingangsüberlegungen vor allem das Gesamtbudget an CO<sub>2</sub>-Emissionen zu begrenzen – für den Zeitraum 2020 bis 2050 ergibt sich nach dem Vorschlag eine Gesamtmenge von maximal 2.428 Mio. tCO<sub>2</sub>. Um sicherzustellen, dass die ambitionierten nationalen Klimaziele der späteren Jahre erreichbar bleiben, ist es jedoch angebracht, zusätzlich die Emissionen für den Zeitraum ab 2030 bzw. ab 2040 zu begrenzen. Hier ergeben sich im vorliegenden Fall Werte von 762 Mio. t. bzw. 92 Mio. t. In der Sprache des Emissionshan-

dels bedeutet der Vorschlag, dass zwar ein Borrowing (Vorziehen) von Emissionen in die Periode 2020-2029 möglich ist, nicht aber ein Banking, d. h. eine Verschiebung von 2020-2029 auf spätere Jahre (und analog für die Periode 2030-2039). Damit soll der langfristige Umbau des Energiesystems sichergestellt werden. Zugleich können durch die Flexibilisierung der Emissionen und das Restbudget an Emissionen in den späteren Dekaden im Prinzip Investitionen in gasgefeuerte oder andere Back-Up-Anlagen in Höhe von knapp 9 Mrd. € bis ins Jahr 2050 hinausgezögert werden [7].

### Festlegung des betriebswirtschaftlich annehmbaren Emissionsbudgets

Für die Festlegung des *betriebswirtschaftlich annehmbaren Emissionsbudgets* für die einzelnen Anlagen (*Prinzip 2*) erscheint es wesentlich, folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- das Alter der Anlage;
- die zu erwartenden Betriebsstunden bei Weiterbetrieb;
- die Emissionsintensität der Anlage im Realbetrieb;
- eine ggf. vorhandene Wärmeauskopplung

Von unbilligen wirtschaftlichen Belastungen für die Anlagenbetreiber ist insbesondere auszugehen, wenn Anlagen vor Ende ihrer üblichen wirtschaftlichen Nutzungsdauer außer Betrieb genommen werden. Allerdings erweist sich die Bestimmung dieser üblichen wirtschaftlichen Nutzungsdauer als schwierig – die betriebswirtschaftlich naheliegende Vorgehensweise, die Abschreibungsdauern als Näherung für die übliche wirtschaftliche Nutzungsdauer heranzuziehen, erweist sich aus zwei Gründen als problematisch: Zum einen gibt es keine einheitliche Abschreibungsdauer für ein Kraftwerk, vielmehr sind nach den AfA-Tabellen [8] für unterschiedliche Kraftwerkskomponenten wie Gebäude, Kessel und Turbogeneratoren verschiedene Abschreibungsdauern zugrunde zu legen. Zum anderen lag in der Vergangenheit die wirtschaftliche Nutzungsdauer von Kraftwerken zumeist deutlich höher als die durchschnittlichen Abschreibungsdauern [9]. Für Festlegungen zum Kohleausstieg ist daher nur ein pragmatisches Vorgehen zielführend, das den

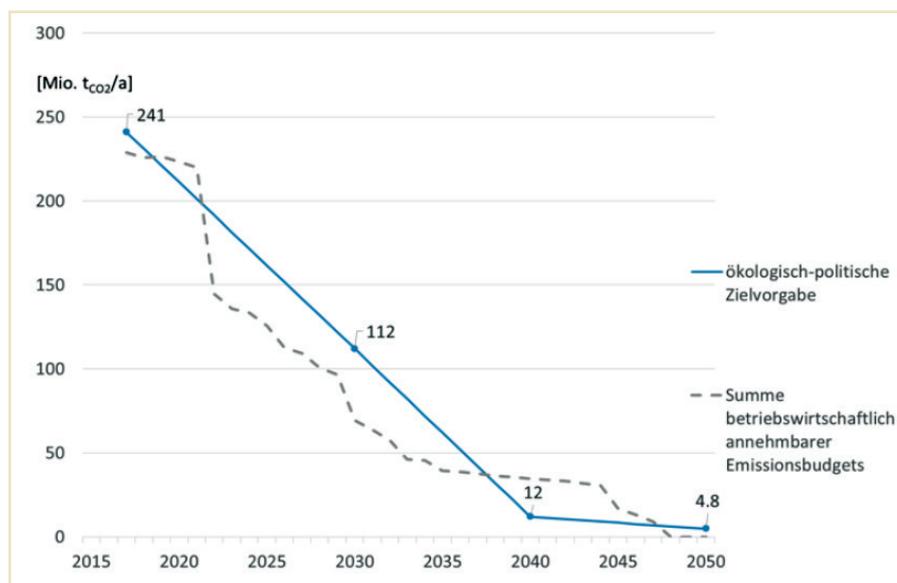


Abb. Ökologisch-politische Zielvorgabe für die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der energiewirtschaftlichen Kohlenutzung sowie Abschätzung der betriebswirtschaftlich annehmbaren Emissionsbudgets

**Tab. 1: Vorschlag zur Parametrierung der Formel (1) für die Vollbenutzungsstunden von Kohlekraftwerken**

Parameter	Einheit	Wert für Braunkohlekraftwerke	Wert für Steinkohlekraftwerke
Vollbenutzungsstunden $VBH_{f(i),0}$	[h]	7500	6000
Altersabhängige Verringerung der Vollbenutzungsstunden $g_{f(i)}^{alt}$	[h/a]	- 25	- 37,5
Energiewendebedingte Verringerung der Vollbenutzungsstunden $g_{f(i)}^{EW}$	[h/a]	- 50	- 50
Basisjahr für Vollbenutzungsstunden ohne Energiewendeinfluss $t_0$	[a]	2005	

Vertrauensschutz für Investoren gegen die klimapolitischen Erfordernisse abwägt. In der kurzen und auch der mittleren Frist ist dabei der Vertrauensschutz für Investoren höher zu gewichten als in der längeren Frist – denn in der längeren Frist muss ein Investor ohnehin mit größeren Unwägbarkeiten rechnen. Zudem stehen ihm mehr Anpassungsmöglichkeiten zur Verfügung und aufgrund der Diskontierung sind die Auswirkungen auf den Barwert der Anlagenerlöse und damit den Unternehmenswert geringer.

Dies führt zum folgenden Vorschlag:

- Für die kommenden drei Jahre, d. h. bis Ende 2021, wird allen Anlagen ein Emissionsbudget ohne Altersbeschränkung zugestanden.
- Für die folgenden Jahre bis einschließlich 2029 wird allen Anlagen bis zum Erreichen einer Betriebsdauer von 40 Jahren ein Emissionsbudget zugestanden.
- Ab 2030 erhalten alle Anlagen nur noch ein Emissionsbudget, sofern sie noch keine Betriebsdauer von 32 Jahren erreicht haben [10].

Die Höhe des Emissionsbudgets wird für reine Stromerzeugungsanlagen auf der Basis erwarteter Vollbenutzungsstunden festgelegt. Dabei sind drei Aspekte zu berücksichtigen:

- Braunkohlekraftwerke stehen aufgrund niedrigerer variabler Kosten weiter links in der „Merit Order“, der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke. Daher werden sie in der Regel höhere Vollbenutzungsstunden aufweisen als Steinkohlekraftwerke.
- Mit zunehmendem Alter der Kraftwerke werden diese unter ansonsten unveränderten Rahmenbedingungen von neueren Kraftwerken des gleichen Typs nach rechts in der Merit Order verdrängt. Daher sinken im Lauf der Kraftwerksnutzungsdauer die jährlichen Vollbenutzungsstunden.
- Durch die Energiewende und den damit verbundenen Ausbau der erneuerbaren Energien sinken die Vollbenutzungsstunden aller konventionellen Kraftwerke unter ansonsten gleichen Rahmenbedingungen.

Diese drei Aspekte können näherungsweise abgebildet werden, indem die Vollbenutzungsstunden  $VBH_{i,t}$  einer Anlage  $i$  im Jahr  $t$  anhand der in der Box angegebenen Formel (1) ermittelt werden.

**Tab.2: Vorschlag zur Parametrierung der Formeln (3) und (4) für die Emissionsintensität von Kohlekraftwerken**

Parameter	Einheit	Wert für Braunkohlekraftwerke	Wert für Steinkohlekraftwerke
Emissionsfaktor des Brennstoffs $\varepsilon_{f(i)}^{Br}$	[t <sub>CO2</sub> /MWh <sub>Br</sub> ]	0,4	0,34
Jahresnutzungsgrad für Referenzanlage $\eta_{f(i),0}$	[-]	0,42	0,45
Veränderung des Nutzungsgrad in Abhängigkeit des Inbetriebnahmejahrs $g^{\eta}$	[1/a]	0,002	
Änderung des Nutzungsgrad in Abhängigkeit der Anlagengröße $g^{\eta}$	[-]	0,04	
Referenzjahr für Jahresnutzungsgrad $t_r$	[a]	2013	
Referenzgröße für Anlagenleistung $P_r$	[MW]	800	

Ein erster Vorschlag für die Wahl der aufgeführten Parameter ist in Tab. 1 zusammengestellt. Dieser versucht, die beobachtete Entwicklung der letzten Jahre näherungsweise widerzuspiegeln und angemessen in die Zukunft fortzuschreiben [11].

Aus den Vollbenutzungsstunden lassen sich jährliche Emissionsbudgets  $EM_{i,t}$  mit Hilfe der Kraftwerksnettoleistung  $P_i$  und des durchschnittlichen Emissionsfaktors pro Stromeinheit  $\varepsilon^{el}$  entsprechend Formel (2) (s. Box) berechnen. Der durchschnittliche Emissionsfaktor  $\varepsilon^{el}$  kann dabei entweder aus empirischen Daten [12] oder näherungsweise über die Formeln (3) und (4) bestimmt werden. Für die Parametrierung findet sich wiederum ein Vorschlag in Tab. 2.

Um die Überlegungen zu konkretisieren, sind auf der Basis der Kraftwerksliste der BNetzA und der oben vorgeschlagenen Parametrierung die zuvor definierten *betriebswirtschaftlich annehmbaren Emissionsbudgets* für alle Anlagen für die Jahre bis 2050 berechnet worden. Die entsprechende Summe ist ebenfalls in der Abbildung dargestellt. Dabei zeigt sich, dass in den meisten Jahren die Anlagen-Emissionsbudgets in Summe unter den zuvor definierten ökologisch-politischen Zielvorgaben bleiben. Eine Ausnahme bilden nur die Jahre 2019 bis 2021 sowie 2038 bis 2047. Aus verschiedenen Gründen sind diese Berechnungen als eine erste Näherung anzusehen [13], dennoch erscheint das Ergebnis insgesamt plausibel und nachvollziehbar [14].

## Schlussfolgerungen

Damit ergeben sich im Hinblick auf das oben formulierte *Prinzip 3* folgende Schlussfolgerungen:

- Die Periode 2019 bis 2021 sollte als Übergangsperiode angesehen werden. In dieser sollte eine Überschreitung der *ökologisch-politischen Zielvorgaben* toleriert werden [15].
- Für die Jahre 2022 bis 2037 sollten den Anlagen Emissionsbudgets entsprechend den berechneten *betriebswirtschaftlich annehmbaren Emissionsbudgets* zugeordnet werden.
- Für die Jahre 2038 bis 2047 ist eine Kürzung der *betriebswirtschaftlich annehmbaren Emissionsbudgets* erforderlich, um die

baren Emissionsbudgets erforderlich, um die ökologisch-politischen Zielvorgaben zu erreichen, d. h. es ist nur eine anteilige Zuteilung vorzusehen [16]. Für diese Jahre wird nach Formel (5) ein einheitlicher Kürzungsfaktor  $KF_t$  ermittelt, um den die *betriebswirtschaftlich annehmbaren Emissionsbudgets* gekürzt werden.

Für die Reduktion der Nutzungsmöglichkeiten ihrer Anlagen in der Periode 2038 bis 2047 sind die Anlagenbetreiber dann entsprechend *Prinzip 4* durch die Bundesregierung zu entschädigen. Für die Ermittlung der Entschädigungshöhe wird eine theoretisch konsistente und zugleich pragmatische Vorgehensweise vorgeschlagen: Diese lehnt sich an die Grundsätze an, die

bei einer Wirtschaftlichkeitsberechnung für Investitionsprojekte nach der Kapitalwert- oder Discounted-Cashflow-Methode genutzt werden. Bei diesem gängigen Verfahren der Investitionsbewertung wird eine Investition durchgeführt, wenn die Summe der abgezinsten zukünftigen Deckungsbeiträge aus dem Kraftwerksbetrieb die Höhe der Anfangsinvestition übersteigt.

Vollbenutzungsstunden $VBH_{i,t}$ einer Anlage $i$ im Jahr $t$ :	
$VBH_{i,t} = VBH_{f(i),0} + g_{f(i)}^{alt} \cdot (t - IBJ_i) + g_{f(i)}^{EW} \cdot (t - t_0)$	(1)
Jährliches Emissionsbudget $EM_{i,t}$ einer Anlage $i$ im Jahr $t$ :	
$EM_{i,t} = P_i \cdot VBH_{i,t} \cdot \varepsilon_i^{el}$	(2)
Durchschnittlicher Emissionsfaktor $\varepsilon_i^{el}$ der Anlage $i$ pro Einheit Stromoutput:	
$\varepsilon_i^{el} = \varepsilon_{f(i)}^{Br} / \eta_i$	(3)
Durchschnittlicher Jahresnutzungsgrad $\eta_i$ der Anlage $i$ :	
$\eta_i = \left( \eta_{f(i),0} + g^\eta \cdot (IBJ_i - t_r) \right) \cdot \left( 1 + g^s \cdot \log_{10} \frac{P_i}{P_r} \right)$	(4)
Kürzungsfaktor $KF_t$ für Emissionsbudgets im Jahr $t$ :	
$KF_t = \max \left\{ 1 - \frac{\dot{O}PEM_t}{\sum_i EM_{i,t}}, 0 \right\}$	(5)
Entschädigungszahlungen für Anlage $i$ :	
$EnZ_i = I_i \cdot (1 + z_0)^{(t_{EnZ} - IBJ_i)} \frac{\sum_{t=IBJ_i}^{IBJ_i + BD_i^{max}} \frac{1}{(1+z)^{(t-IBJ_i)}} KF_t \cdot VBH_{i,t}}{\sum_{t=IBJ_i}^{IBJ_i + BD_i^{max}} \frac{1}{(1+z)^{(t-IBJ_i)}} VBH_{i,t}}$	(6)
Erläuterung der Formelzeichen:	
$BD_i^{max}$	maximaler annehmbarer Betriebszeitraum für Anlage $i$
$EnZ_i$	Entschädigungszahlungen für Anlage $i$
$EM_{i,t}$	jährliches Emissionsbudget einer Anlage $i$ im Jahr $t$
$f(i)$	(Haupt-)Brennstoff der Anlage $i$
$g_{f(i)}^{alt}$	altersbedingter Rückgang der Vollbenutzungsstunden pro Jahr nach Inbetriebnahme
$g_{f(i)}^{EW}$	energiwendebedingter Rückgang der Vollbenutzungsstunden bezogen auf das Referenzjahr $t_0$
$g^s$	Änderung des Nutzungsgrads in Abhängigkeit der Anlagengröße
$g^\eta$	Änderung des Nutzungsgrads in Abhängigkeit des Inbetriebnahmejahrs
$IBJ_i$	Inbetriebnahmejahr der Anlage $i$
$i$	Index für Anlage
$I_i$	Höhe der Anfangsinvestition bei Anlage $i$
$KF_t$	Kürzungsfaktor für Emissionsbudgets im Jahr $t$
$\dot{O}PEM_t$	ökologisch-politisch vorgegebenes Emissionsbudget für das Jahr $t$
$P_i$	Kraftwerksnettoleistung
$P_r$	Referenzgröße für Anlagenleistung
$t$	Betrachtungsjahr
$t_0$	Referenzjahr für Vollbenutzungsstunden ohne (erheblichen) Energieeindeinfluss
$t_r$	Referenzjahr für Jahresnutzungsgrad
$t_{EnZ}$	Zeitpunkt der Entschädigungszahlung
$VBH_{i,t}$	Vollbenutzungsstunden einer Anlage $i$ im Jahr $t$
$VBH_{f(i),0}$	Vollbenutzungsstunden im Inbetriebnahmejahr (ohne Energieeindeinfluss) in Abhängigkeit vom Brennstoff $f(i)$
$z$	kalkulatorischer Zinssatz für Investitionen (WACC – gewichteter Kapitalkostensatz)
$z_0$	risikofreier Zinssatz für Aufzinsung von Entschädigungszahlungen
$\varepsilon_{f(i)}^{Br}$	Durchschnittlicher Emissionsfaktor pro Einheit Brennstoffenergie
$\varepsilon_i^{el}$	Durchschnittlicher Emissionsfaktor pro Einheit Stromoutput
$\eta_i$	Jahresdurchschnittlicher Anlagennutzungsgrad
$\eta_{f(i),0}$	Jahresnutzungsgrad für Referenzanlage
<b>Box</b>	<b>Berechnungsformeln zur Bestimmung der annehmbaren Emissionsbudgets und der fälligen Entschädigungszahlungen</b>

Durch den politischen Eingriff der Kürzung der betriebswirtschaftlich annehmbaren Emissionsbudgets werden die erzielbaren Deckungsbeiträge reduziert. Die Höhe der Entschädigung sollte sich dementsprechend an der Reduktion des Barwerts der erzielbaren Deckungsbeiträge orientieren. Im Sinn einer pragmatischen Verfahrensanwendung wird angenommen, dass der Deckungsbeitrag pro Vollbenutzungsstunde sich im Zeitverlauf nicht ändert und dass die erwarteten Deckungsbeiträge in Summe gerade den Investitionskosten entsprechen. Dann ergibt sich für die Entschädigungszahlungen  $EnZ_i$  die in der Box angegebene Formel (6).

Erste überschlägige Berechnungen ergeben, dass die resultierenden Entschädigungszahlungen unter den hier verwendeten Prämissen bei einem kalkulatorischen Zinssatz von 7 % (basierend auf gewichteten Kapitalkosten, WACC) in Summe unter 700 Mio. € liegen.

Hinsichtlich *Prinzip 5* ist festzuhalten, dass die Kosten für die Unternehmen und damit auch für die Volkswirtschaft insgesamt minimiert werden können, wenn Anlagenbetreiber mit hohem Zusatznutzen durch ein erhöhtes Emissionsbudget (Teile von) Emissionsbudgets anderer Anlagen übernehmen und damit den höheren Nutzen erzielen können [17]. Die Erreichung der ökologisch-politischen Ziele wird durch solche Verträge nicht tangiert, eine Übertragung von Emissionsbudgets muss nur nachprüfbar dokumentiert werden – z. B. durch Hinterlegung der entsprechenden Verträge bzw. Vertrags-teile bei der DEHSt. An dieser Stelle ist auch angebracht, nochmals klarzustellen, dass die im vorliegenden Vorschlag beschriebenen Emissionsbudgets die Emissionszertifikate des EU-Zertifikatehandels nicht ersetzen. Vielmehr sollte das Vorhandensein eines Emissionsbudgets die Voraussetzung darstellen, dass Anlagen am Emissionshandel

teilnehmen dürfen und dementsprechend auch CO<sub>2</sub> emittieren dürfen.

Die in *Prinzip 6* angesprochene Kompensation weiterer Anspruchsgruppen ist an anderer Stelle vertieft zu betrachten. Dabei ist zum einen zu prüfen, ob die zuvor entwickelten Vorschläge für den Restbetrieb von Kohlekraftwerken auch zu betriebswirtschaftlich annehmbaren Restnutzungsdauern für die bereits getätigten Investitionen in die Braunkohletagebaue führen. Weiterhin ist in Betracht zu ziehen, dass die Bundesregierung sich an den Kosten für Sozialpläne und/oder Umschulungsmaßnahmen für Beschäftigte in Kohlekraftwerken und Kohletagebau beteiligt. Im Hinblick auf die Förderung des Strukturwandels in besonders betroffenen Kommunen und Regionen ist auf jeden Fall auch politische Gestaltung und finanzielle Unterstützung erforderlich. Die Höhe der finanziellen Unterstützung sollte dabei aber auch daran bemessen werden, wie hoch die Wertschöpfung durch die Kohlewirtschaft in Relation zur gesamten Wirtschaftskraft der Region ist.

### Wissenschaftlich fundierte und pragmatisch nutzbare Basis

Im Hinblick auf die hier vertieft betrachteten Fragen der betriebswirtschaftlich annehmbaren Emissionsbudgets ist zweifellos der Umgang mit Ertüchtigungsinvestitionen der vergangenen zehn Jahre noch detaillierter zu prüfen. Auch die durchgeführten Parametrierungen und Berechnungen sind hinsichtlich Korrektheit und Angemessenheit zu prüfen. Davon unbenommen bieten nach Einschätzung des Verfassers die entwickelten Prinzipien eine wissenschaftlich fundierte und pragmatisch nutzbare Basis, um beim geplanten Kohleausstieg die Weichen so zu stellen, dass ökologische Effektivität, ökonomische Effizienz und eine angemessene Kompensation für ökonomische Nachteile miteinander verknüpft werden können.

### Anmerkungen

[1] Vgl. den vom EU-Parlament am 6.2.2018 gebilligten Kompromiss zur Reform des EU-Emissionshandels.

[2] Die Gesamtminderung an THG betrug im Jahr 2017 -28 % im Vergleich zu 1990, für den Sektor Energiewirtschaft beträgt hingegen die Minderung der

CO<sub>2</sub>-Emissionen nur -23 %. (vgl. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#textpart-1>, s. a. Weber, C.: Konsistente CO<sub>2</sub>-Bepreisung und Sektorkopplung – Notwendigkeiten und Hemmnisse. In: *Solarzeitalter* 1/2018, S. 22-25).

[3] Im Verkehrssektor wird selbst bei einer beschleunigten Einführung von Elektrofahrzeugen allenfalls ein Viertel des Bestands bis 2030 elektrifiziert sein. Und in der Industrie sind zumindest in der energieintensiven Industrie bereits erhebliche Energieeffizienz- und CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen durchgeführt worden.

[4] Vgl. DEHSt: Treibhausgasemissionen 2017. Emissionshandlungspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 2017). Berlin 2018.

[5] Eigene Berechnungen basierend auf DEHSt 2018, op. cit.

[6] Bei einem angenommenen durchschnittlichen Emissionskoeffizient von 0,9 t CO<sub>2</sub>/MWh<sub>el</sub>. Ob ein solcher Weiterbetrieb aufgrund hoher betriebsbedingter Fixkosten tatsächlich erfolgt, sollte dann eine unternehmerische Entscheidung sein.

[7] Für diese Berechnung sind typische Investitionskosten für Gasturbinen in Höhe von 500 €/kW zugrunde gelegt worden, s. Steffen, B., Weber, C.: Efficient storage capacity in power systems with thermal and renewable generation. *Energy Economics* 36 (2013), S. 556-567; Gerbaulet, C., Lorenz, C.: dynELMOD: A Dynamic Investment and Dispatch Model for the Future European Electricity Market. DIW Data Documentation No. 88. Berlin 2017.

[8] Vgl. BMF: AfA-Tabelle für den Wirtschaftszweig „Energie- und Wasserversorgung“. AZ IV A 8-S 1551-9/95, 45-1551-20. In: BStBl I 1995, 144.

[9] In den unter Aufsicht der Bundesnetzagentur erstellten Netzentwicklungsplänen der Übertragungsnetzbetreiber ist erst vor einigen Jahren die Nutzungsdauer für Kohlekraftwerke von 40 auf 50 Jahre hochgesetzt worden.

[10] Diese 32 Jahre orientieren sich an der Laufzeit von Kernkraftwerken, wie sie im ersten Atomausstiegsbeschluss zugrunde gelegt wurde.

[11] Für eine detaillierte empirische Validierung bietet es sich an, die auf der EEX Transparency Plattform durch die Kraftwerksbetreiber bzw. auf der ENTSO-E Transparenzplattform durch die ÜNB zur Verfügung gestellten Werte zum Kraftwerksbetrieb zu analysieren. Dabei ist allerdings eine sorgfältige Bereinigung der Daten um fehlerhafte und unplausible Werte erforderlich. Dies konnte für den vorliegenden Artikel nicht erfolgen.

[12] Eine Schwierigkeit bei der Verwendung öffentlich verfügbarer Daten stellt die Tatsache dar, dass die Emissionsdaten in der Regel nur aggregiert pro Kraftwerksstandort zur Verfügung stehen (vgl. DEHSt: Emissionshandlungspflichtige Anlagen in Deutschland 2017). Damit ist eine Zuordnung zu einzelnen Kraftwerks-

blöcken (mit ggf. unterschiedlichem Alter etc.) nicht möglich.

[13] In Einzelfällen erscheinen die Daten der Kraftwerksliste der BNetzA für den vorliegenden Zweck inadäquat, z. B. bei der Behandlung von Teilinvestitionen an bestehenden Kraftwerksstandorten: Sowohl am Standort Stuttgart-Gaisburg als auch am Standort Bremen-Farge sind in den letzten zehn Jahren umfassende Investitionen zur Modernisierung bestehender Anlagen erfolgt. Hinsichtlich des Inbetriebnahmejahrs wird die eine Anlage jedoch wie eine Neuanlage behandelt, die andere wie eine Altanlage. Weiterhin ist die Berücksichtigung der Wärmeauskopplung aus KWK-Anlagen bislang nur pauschal erfolgt: hierfür wurde ein zusätzliches Emissionsbudget in Höhe der vermiedenen Emissionen von erdgasgefeuerten Satteldampfkesseln berücksichtigt (mit Jahresnutzungsgrad 85 % und Emissionsfaktor 0,22 t CO<sub>2</sub>/MWh<sub>Br</sub>, jeweils bezogen auf Hu). Diese stellen eine i.d.R. kurzfristig realisierbare Investitionsalternative dar und für eine Zukunftsprojektion wird so eine plausible Obergrenze für die durch KWK vermiedenen Emissionen ermittelt. Außerdem ist zu beobachten, dass die betriebswirtschaftlich annehmbaren Emissionen im Jahr 2017 nach den verwendeten Berechnungsmethoden in Summe um rund 5 % unter den beobachteten Emissionen aus kohlegefeuerten Energieanlagen entsprechend VET 2017 liegen. Dies zeigt, dass die Parametrierung bereits eine gute Näherung darstellt, bei einer vertieften empirischen Analyse sich jedoch die Werte noch leicht verändern könnten. Schließlich sind bereits geplante Anlagen-stilllegungen bzw. Überführungen in die Sicherheitsbereitschaft hier nicht berücksichtigt worden.

[14] Nähere Erläuterungen müssen hier aus Platzgründen entfallen, gerne werden diese jedoch auf Nachfrage geliefert.

[15] Dies ist fast unausweichlich, denn auch wenn die Kohlekommission bis Ende 2018 zu einem Ergebnis kommt, wird sich dessen Umsetzung in Gesetzes- und Verordnungsform nach den Erfahrungen mit dem Atomausstiegsgesetz mindestens bis ins Jahr 2020 hinziehen. Da andererseits Stilllegungsanzeigen gegenüber dem zuständigen ÜNB und der BNetzA mindestens 12 Monate im Voraus erfolgen müssen, erscheint eine effektive Umsetzung der Regelungen vor Anfang 2022 kaum machbar.

[16] Wenn sich die Berechnungsergebnisse in detaillierteren Analysen bestätigen, so impliziert dieser Verfahrensvorschlag, dass das tatsächlich zugeteilte Emissionsbudget unter den zuvor formulierten ökologisch-politischen Zielvorgaben bleibt. Denn die zugeteilten Emissionsbudgets für die Periode 2022-2037 bleiben zum Teil deutlich unter den ökologisch-politischen Zielvorgaben und dies wird durch die Überschreitungen in den Jahren 2019 bis 2021 nicht

ausgeglichen. Für die späteren Jahre werden die Emissionsbudgets entsprechend Prinzip 1 begrenzt.

[17] Vgl. die entsprechenden Regelungen zur Übertragung von Reststrommengen im ersten Atomausstiegsbeschluss.

[18] Grundsätzlich könnten diese Investitionen auf Basis der Jahresabschlüsse der Unternehmen und den dort durchgeführten Aktivierungen von Sachanlagen nachprüfbar ermittelt und in Relation zum Gesamt-

anlagevermögen gesetzt werden. Allerdings legen die Erfahrungen im Zusammenhang mit der Stromnetzregulierung nahe, dass diese auf den ersten Blick plausible Vorgehensweise aus zweierlei Gründen schwierig umzusetzen ist: Zum einen erfordert sie eine detaillierte Zuordnung von monetären Buchungen zu einzelnen physischen Anlagen – dies ist u. U. nur mit erheblichem Aufwand nachträglich durchführbar. Zum anderen

sind u. U. Erhaltungs- und Ertüchtigungsinvestitionen gar nicht aktiviert sondern als betriebliche Ausgaben im Kontext eines Gesamtanlagegutes „Braunkohletagebau“ oder „Kohlekraftwerk“ verbucht worden.

---

*Prof. Dr. C. Weber, Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Universität Duisburg-Essen  
Christoph.Weber@uni-duisburg-essen.de*