



# Kohleausstiegsgesetz

Verteilung der Reststrommengen und  
Folgenabschätzung für den Kohlekraftwerkspark

GREENPEACE

## ➔ **Kein Geld von Industrie und Staat**

**Greenpeace ist international, überparteilich und völlig unabhängig von Politik, Parteien und Industrie. Mit gewaltfreien Aktionen kämpft Greenpeace für den Schutz der Lebensgrundlagen. Mehr als eine halbe Million Menschen in Deutschland spenden an Greenpeace und gewährleisten damit unsere tägliche Arbeit zum Schutz der Umwelt.**

**Die Studie wurde im Auftrag von Greenpeace durchgeführt von Ecofys Germany GmbH  
AutorInnen: Sebastian Klaus, Catharina Beyer, Piotr Jaworski**

# Energiewende braucht Kohleausstieg

Das Ecofys-Beratungsunternehmen hat im Auftrag von Greenpeace einen detaillierten Abschaltplan für Kohlekraftwerke in Deutschland erstellt. Bis 2030 soll Deutschland das letzte Braunkohlekraftwerk, bis 2040 das letzte Steinkohlekraftwerk abschalten. Dieser Abschaltplan bestimmt erstmals für jeden der 140 deutschen Kohlekraftwerksblöcke, wie viel Strom dieser noch produzieren darf und wann er vom Netz genommen werden soll.



Der von Ecofys nach dem Greenpeace-Konzept berechnete Abschaltplan sieht vor, dass die Strommenge aus Kohlekraftwerken nach und nach reduziert wird, bis 2040 das letzte Kohlekraftwerk vom Netz geht. Zeitversetzt zum Atomausstieg würde damit der klimaschädliche Kohlendioxidausstoß der Energieerzeuger gesenkt: Über 40 Prozent der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen gehen in Deutschland auf das Konto der Kohlekraftwerke. Mit dem Kohleausstieg würde der Ausstoß von Treibhausgasen aus der Verbrennung von Kohle auf Null gefahren. Nur so kann Deutschland ambitionierte Klimaschutzziele erreichen.

Ohne den Ausstieg aus der Kohleverstromung bleibt die Energiewende halbherzig. Die klimaschädliche Kohleverstromung muss beendet werden. Greenpeace schlägt deshalb vor, im Rahmen der Energiewende den Ausstieg aus der Kohlekraft per Gesetz festzuschreiben.

Mit dem Vorschlag eines Kohleausstiegsgesetzes werden drei wesentliche Schwachstellen der Energiewende geregelt:

- Erstens mangelt es an Planungssicherheit: Solange der freie Markt den Energiesektor steuert, wird es keine Investitionen in moderne Gaskraftwerke geben. Investitionssicherheit bedingt eine solide Planungsgrundlage, die unter den gegebenen Bedingungen nicht vorhanden ist. Politisch wird nach wie vor an der klimaschädlichen Kohleverstromung festgehalten, statt flexible und hocheffiziente Gaskraftwerke zu fördern.
- Zum zweiten ergibt sich am Stromhandelsmarkt die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke allein aus den variablen Kosten der Stromerzeugung. Und die ist genau entgegengesetzt zu der CO<sub>2</sub>-Intensität der Energieträger. Dieser ökologisch pervertierte Merit-Order-Effekt führt im Stromhandelsmarkt dazu, dass bei erhöhtem Energiebedarf die klimaschädlichen Kohlekraftwerke als erstes zugeschaltet werden und der klimafreundlichste Energieträger Gas zu allerletzt zum Zuge kommt.

- Und schließlich liegt der Preis für CO<sub>2</sub>-Verschmutzungsrechte im Keller. Der Handel mit Verschmutzungsrechten, den sogenannten Emissions-Zertifikaten, soll den Ausstoß von Treibhausgasen vermindern. Der augenblickliche CO<sub>2</sub>-Preis für Verschmutzungsrechte von unter sieben Euro entfaltet jedoch nicht die notwendige Lenkungswirkung. Deshalb muss der Emissionshandel durch ein Kohleausstiegsgesetz ergänzt und unterstützt werden.

Greenpeace fordert daher von der Politik, ein Kohleausstiegsgesetz auf den Weg zu bringen, um für Planungssicherheit und eine rechtsverbindliche Beendigung der Kohleverstromung zu sorgen.

Karsten Smid  
Kampagnenleiter Klima & Energie  
Greenpeace e.V.  
im Mai 2012

## **Allokationsmethoden der Reststrommengen nach dem Entwurf des Kohleausstiegsgesetzes**

Verteilung der Reststrommengen und Folgenabschätzung für den Kohlekraftwerkspark

Autoren: Sebastian Klaus, Catharina Beyer, Piotr Jaworski

24. Mai 2012

Projektnummer: PSTRDE101497

© Ecofys 2012

Beauftragt durch: Greenpeace Deutschland

## Zusammenfassung

Klimaschutz und die Minderung von Treibhausgasemissionen sind inzwischen als wichtige Ziele zur Sicherung der natürlichen Lebensgrundlagen anerkannt. In Politik, Wirtschaft und Gesellschaft, auf regionaler, nationaler und internationaler Ebene wird über Klimaschutzziele und entsprechende Maßnahmen diskutiert und verhandelt.

Im Zuge dessen hat Greenpeace Deutschland das Ziel eines Ausstiegs aus der Kohleverstromung formuliert und im November 2008 einen entsprechenden Entwurf für ein „Kohleausstiegsgesetz“ vorgelegt. Analog dem Atomausstiegsgesetz soll so der Ausstieg aus der klimaschädlichen Verstromung von Kohle festgeschrieben werden und damit Planungssicherheit für alle Betroffenen garantieren.

Für die Ausgestaltung der Zuteilung von Strommengen im Rahmen des Kohleausstiegsgesetz hat Greenpeace Deutschland die Firma Ecofys beauftragt, verschiedene Möglichkeiten für die Allokation von Reststrommengen nach dem Entwurf für ein Kohleausstiegsgesetz zu erarbeiten, deren Umsetzungsmöglichkeiten zu skizzieren, sowie schließlich die Auswirkungen der Zuteilungsregeln auf den deutschen Kohlekraftwerkspark zu modellieren.

Die vorliegende Studie gibt einen konkreten Vorschlag für die Strommengen-zuteilung auf Basis der Vorgaben von Greenpeace Deutschland und zeigt mit seiner quantitativen Modellierung auf, wie die Abschaltung besonders ineffizienter Kraftwerke zu deutlichen CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungen und einer Erhöhung des durchschnittlichen Wirkungsgrades in der Erzeugung führen kann.

Die Ergebnisse zeigen insgesamt, dass das Kohleausstiegsgesetz sein Ziel einer konsequenten Reduzierung der Kohlestromerzeugung in Deutschland erreichen kann. Dabei werden durch die entwickelte Allokationsmethodik die erzeugungsbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen besonders in den ersten Jahren stärker reduziert als die Stromerzeugung. Dieses wird durch eine forcierte Abschaltung besonders ineffizienter Kraftwerke ohne Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Technik) sowie mit Braunkohlenutzung erreicht. Durch die vorgeschlagenen Handelsregeln, die den Zertifikatetransfer nur in Richtung effizienterer Anlagen erlauben, werden diese Effekte verstärkt.

## Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung und Zielsetzung .....	4
2	Allokationsregeln .....	6
2.1	Mögliche Allokationsmethoden.....	6
2.2	Definition der geeigneten Allokationsmethode .....	8
2.3	Weitere Ausgestaltungsparmeter des Kohleausstiegsgesetz.....	10
3	Methodik der Zuteilungsberechnung .....	12
4	Ergebnisse und Interpretation .....	15
5	Schlussfolgerungen .....	20
	Anhang .....	21
A 1	Jährliche Strommengen caps nach dem Entwurf für ein Kohleausstiegsgesetz .....	21
A 2	Abschaltjahre und Kenndaten aller Anlagen .....	22
A 3	Installierte Leistung nach Kraftwerkstyp und CO <sub>2</sub> -Emissionen bis 2040.	32
	Referenzen .....	33

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Anzahl abgeschalteter Anlagen (kumuliert) .....	16
Abbildung 2:	Anzahl abgeschalteter Anlagen nach Prozesstechnik.....	16
Abbildung 3:	Anzahl abgeschalteter Anlagen nach Brennstoff.....	17
Abbildung 4:	Anzahl abgeschalteter Anlagen nach Baujahr .....	17
Abbildung 5:	Entwicklung der CO <sub>2</sub> -Emissionen nach Brennstoff .....	18
Abbildung 6:	Effizienzentwicklung nach Brennstoff.....	18

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Merkmale und Vergleich von Zuteilungsmethoden .....	8
Tabelle 2:	Anzahl der Anlagen nach Brennstoff und Prozesstechnik.....	12
Tabelle 3:	KWK-Faktoren nach Fernwärmeanteil.....	13
Tabelle 4:	Jahresvolllaststunden für Zuteilungsberechnung.....	14
Tabelle 5:	Abschaltgrenze je Kraftwerkstyp .....	14

## 1 Einleitung und Zielsetzung

Klimaschutz und die Minderung von Treibhausgasemissionen sind inzwischen als wichtige Ziele zur Sicherung der natürlichen Lebensgrundlagen anerkannt. In Politik, Wirtschaft und Gesellschaft, auf regionaler, nationaler und internationaler Ebene wird über Klimaschutzziele und entsprechende Maßnahmen diskutiert und verhandelt. Der Minderung energiebedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen kommt dabei eine besondere Bedeutung zu. Diese sind für etwa zwei Drittel der weltweiten Treibhausgasemissionen verantwortlich.<sup>1</sup> Im deutschen Energiesektor entfallen etwa drei Viertel der CO<sub>2</sub>-Emissionen auf Braun- und Steinkohlekraftwerke, da für eine Kilowattstunde Kohlestrom deutlich mehr CO<sub>2</sub> emittiert wird als für Strom aus Gas, Öl oder erneuerbaren Energieträgern.<sup>2</sup> Eine Reduzierung der Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle würde somit erheblich zur Minderung der Treibhausgasemissionen insgesamt und damit zum Klimaschutz beitragen.

Im Zuge dessen hat Greenpeace Deutschland das Ziel eines Ausstiegs aus der Kohleverstromung formuliert und im November 2008 einen entsprechenden Entwurf für ein „Kohleausstiegsgesetz“ vorgelegt. Analog dem Atomausstiegsgesetz soll so der Ausstieg aus der Kohle festgeschrieben werden und damit Planungssicherheit für alle Betroffenen garantieren.

Bisher fehlte allerdings die konkrete Ausgestaltung des Ausstiegs in Form der Festlegung eines Verteilungsschlüssels sowie von Allokationsregeln für die geplanten Reststrommengen. Der von Greenpeace vorgelegte erste Entwurf eines Kohleausstiegsgesetzes ist ein Vorschlag für einen rechtlichen Rahmen für den Kohleausstieg, der jetzt von Ecofys mit konkreten Zahlen und daraus resultierenden Abschaltdate unterfüttert werden soll.

Greenpeace Deutschland hat daher Ecofys Germany beauftragt, verschiedene Möglichkeiten für die Zuteilung von Reststrommengen (Allokation) nach dem Entwurf für ein Kohleausstiegsgesetz zu erarbeiten, deren Umsetzungsmöglichkeiten zu skizzieren, sowie schließlich die Auswirkungen der Zuteilungsregeln auf den deutschen Kohlekraftwerkspark zu modellieren. Die Ergebnisse können verdeutlichen, wie die Abschaltung besonders ineffizienter Kraftwerke zu deutlichen CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungen und einer Erhöhung des durchschnittlichen Wirkungsgrads in der Erzeugung führt. Die vorliegende Studie gibt einen konkreten Ausgestaltungsvorschlag für eine Zuteilung von Reststrommengen und zeigt die Effekte auf CO<sub>2</sub>-Emissionen und wahrscheinliche Stilllegungszeitpunkte.

Die Studie ist wie folgt aufgebaut. In Kapitel 2 werden zunächst verschiedene Zuteilungsmethoden diskutiert, verglichen und auf dieser Grundlage eine Zuteilungsformel für die Strommengen entwickelt. Die Zuteilungsformel soll bei

---

<sup>1</sup> IEA 2011.

<sup>2</sup> eigene Berechnung nach [Prognos 2010], [IEA 2011], [Umweltbundesamt 2011c], [Europäische Kommission 2007]



Berücksichtigung der Stromerzeugungsmengen einzelner Anlagen die durchschnittliche CO<sub>2</sub>-Intensität des gesamten Kohlekraftwerksparks reduzieren. In Kapitel 3 wird mit dieser Zuteilungsformel eine Methodik erarbeitet, die die Modellierung von Strommengen und Abschaltungen im deutschen Kohlekraftwerkspark mit öffentlich verfügbaren Daten erlaubt. Die quantitativen Ergebnisse dieser Modellierung werden in Kapitel 4 dargestellt und interpretiert. Im Anschluss werden Schlussfolgerungen im Hinblick auf die Aufgabenstellung und das Erreichen eines zielgerichteten, effizienten und für alle Betroffenen angemessenen Ausstiegs aus der Kohleverstromung in Kapitel 5 gezogen. Detaillierte Ergebnistabellen sind im Anhang zu finden.

## 2 Allokationsregeln

Zum Ausstieg aus der Kohlestromerzeugung sind verschiedene politische Instrumente denkbar. Bei der Vorgabe eines Ausstiegspfades ergeben sich allerdings immer die Fragen, wie dieser Pfad auf einzelne Anlagen umgesetzt wird, und wie diese Umsetzung volkswirtschaftlich effizient erfolgen kann. Hierfür stellt der Zertifikatehandel ein geeignetes ökonomisches Instrument dar. Wird die Gesamtmenge der Stromproduktion begrenzt und dieses knappe Gut in Form von Zertifikaten handelbar gemacht, werden Anlagenbetreiber nur so viele Zertifikate halten, wie es entsprechend ihrer Erzeugungskosten und Preiserwartungen profitabel ist. Die Kosten für den Ausstieg werden so minimiert. Für einen Zertifikatehandel müssen neben dem Ausstiegspfad, also der jährlichen Obergrenze für die Stromproduktion, auch die Allokationsregeln festgelegt werden. Sie bestimmen, wie die Menge der Zertifikate an die Zertifikatepflichtigen vergeben wird und bestimmen damit die Anreize sowie die ökonomischen Kosten und Nutzen für die Handelsbeteiligten.

### 2.1 Mögliche Allokationsmethoden

Bei der Zuteilung wird gewöhnlich zwischen den Verfahren

- Grandfathering
- Benchmarking
- Versteigerung (oder Festpreis-Verkauf)

unterschieden.

#### **Grandfathering**

Das „Grandfathering“ bezeichnet eine Allokation basierend auf historischen Outputdaten. Für die Zuteilung von Strommengen bietet sich dafür die Stromproduktion der betrachteten Kraftwerke während eines Referenzzeitraums an.

Die Zuteilungsmenge für eine einzelne Anlage ergibt sich beim Grandfathering aus der Menge aller zur Verfügung stehenden Zertifikate (=Strommengen-Cap), der gesamten historischen Stromproduktion aller Anlagen, sowie der historischen Stromproduktion der betreffenden Anlage.

#### **Benchmarking**

Bei der Zuteilung von Strommengen nach dem Prinzip des Benchmarking werden die Mengen kostenlos zugeteilt. Die Zuteilung erfolgt anhand eines festgelegten Leistungsindikators. Diese Zuteilungsmethode soll eine (weitgehend) kostenlose Zuteilung für die bezüglich des Indikators besten Anlagen sicherstellen, so dass die Stromproduktion als solche nicht mit realen Kosten verbunden ist. Lediglich weniger gute Anlagen müssen ggf. im Umfang ihres Abstands zum Benchmark Zertifikate zukaufen.

Das Kohleausstiegsgesetz legt die jährlichen Strommengen für Braun- und Steinkohle verbindlich fest. Daher kann über die Festlegung des Benchmarks

gesteuert werden, ob eine geringe Anzahl der besten Anlagen relativ höhere Strommengen zugeteilt bekommt (ambitionierter Benchmark) oder ob eine größere Anzahl der überdurchschnittlich guten Anlagen relativ geringere Strommengen zugeteilt bekommt.

### **Versteigerung**

Im Falle einer Versteigerung werden die festgelegten Strommengen durch eine autorisierte Stelle an die Marktteilnehmer nach der Höhe ihrer Preisgebote vergeben. Die Vergabe soll sich damit an der Nachfrage und dem individuellen Nutzen der Strommengen für die jeweiligen Anlagen orientieren und bereits ohne Handel zu einer effizienten Allokation führen.

Dabei sind Grandfathering und Benchmarking kostenlose Vergabeverfahren, während die betroffenen Handelsteilnehmer für Versteigerung und Verkauf reale Zertifikatskosten tragen müssen. Die resultierenden Einnahmen können über geeignete Verfahren allerdings wieder an die Teilnehmer zurückgegeben werden, so dass die Zuteilung zwar nicht für jedes Unternehmen kostenlos, insgesamt aber aufkommensneutral erfolgt.

Besonderheiten bestehen beim Benchmarking, da es hier zu einer nachträglichen Anpassung der Zuteilung kommen kann, sowie beim Verkauf, da bei einem reinen Verkauf der feste Preis zu einer Über- oder Unterdeckung der Nachfrage führen kann. Daher wird der Verkauf als Abwandlung der Versteigerung nicht gesondert diskutiert.

In Tabelle 1 sind die wesentlichen Merkmale der Zuteilungsmethoden vergleichend aufgeführt, ebenso wie die Vor- und Nachteile im Hinblick auf die Ziele des Kohleausstiegsgesetzes.

Tabelle 1: Merkmale und Vergleich von Zuteilungsmethoden

	<b>Grandfathering</b>	<b>Benchmarking</b>	<b>Versteigerung</b>
Kosten für Teilnehmer	kostenlos	kostenlos	kostenpflichtig
Maßgebliche Zuteilungskenngröße	Historische Stromproduktion	CO <sub>2</sub> - oder Effizienz + Stromproduktion	Zahlungsbereitschaft
Zuteilungsformel	$Q_{Zert,Anlage_{x}} = \frac{Q_{Zert,Cap}}{\sum_{i=1}^n Q_{Strom,Anlage_{i}}} \times Q_{Strom,Anlage_{x}}$	$Q_{Zert,Anlage_{x}} = F_{Eff} \times Q_{Strom,Anlage_{x}} \times F_{Cap}$	
Datenbasis	wenige Daten mit geringer Sensibilität nötig	Daten mit höherer Sensibilität nötig	praktisch keine Daten benötigt.
Ex-post-Anpassung	nein	je nach Ausgestaltung	nein
Maßgebliche Zuteilungskenngröße	Historische Stromproduktion	CO <sub>2</sub> - Emissionsintensität	-
Zuteilungsformel			-
Kostenintensivität	mittel	hoch	niedrig
Datenverfügbarkeit	Daten liegen bei Unternehmen vor.	Daten müssen mit hohem Aufwand erhoben werden.	praktisch keine Daten benötigt.
Transparenz			
f. Marktteilnehmer	hoch	mittel	hoch
f. Stakeholder	hoch	niedrig	hoch
Anreizwirkungen			
Wechsel BK zu SK	niedrig		hoch
Wechsel Alt zu Neu	niedrig		hoch
für CO <sub>2</sub> -effiziente Anlagen	niedrig		hoch

## 2.2 Definition der geeigneten Allokationsmethode

Auf Grundlage eines Abgleichs zwischen den Eigenschaften der Zuteilungsmethoden und den Zielen des Kohleausstiegsgesetzes wird die geeignete Methode ausgewählt.

Nach dem Kohleausstiegsgesetz werden bereits ab 2013 die jährlichen Strommengen aus Kohlekraftwerken begrenzt und in den Folgejahren stetig reduziert. Um die Einführung des Kohleausstiegsgesetzes bis 2013 sicherzustellen und Verzögerungen zu vermeiden ist eine hohe Akzeptanz der Allokationsmethode notwendig. Wirtschaftliche Härten für die beteiligten Anlagen sollten daher möglichst ausgeschlossen werden. Daher ist eine kostenlose Vergabe nach Grandfathering oder Benchmarking einer Versteigerung vorzuziehen.

Eine Benchmarkingzuteilung könnte bei geeigneter Ausgestaltung CO<sub>2</sub>-effiziente Anlagen bevorzugen und damit der Zielsetzung des Kohleausstiegsgesetzes

besser entsprechen als das Grandfathering. Erfolgt die Zuteilung allerdings ausschließlich auf Basis der CO<sub>2</sub>-Effizienz, erhalten Anlagen mit hoher Erzeugungsleistung und relativ hoher Emissionsintensität nur eine geringe Zuteilung, und könnten entsprechend wirtschaftliche Härten geltend machen. Um dies zu vermeiden, sollte die Allokationsmethode sowohl die mögliche jährliche Erzeugungsleistung als auch die Erzeugungseffizienz berücksichtigen.

Damit ergibt sich für die geeignete Allokationsmethode, dass sie eine Mischform zwischen Grandfathering und Benchmarking darstellt. Sie berücksichtigt die (historische) jährliche Erzeugungsleistung, die Erzeugungseffizienz sowie einen Cap-Faktor, der die Summe aller Anlagenzuteilungen mit dem jährlichen Strommengen-Cap zur Deckung bringt.

Die entsprechende Allokationsformel lautet somit wie folgt:

$$Q_{Zert,Anlage\_i,Jahr\_x} = Q_{Strom,Anlage\_i} \times F_{Eff} \times F_{Cap}$$

mit

$Q_{Zert,Anlage\_x,Jahr\_x}$  = Menge der zugeteilten Zertifikate für Anlage i im Jahr x

$Q_{Strom,Anlage\_x}$  = Jährliche Strommenge der Anlage i

$F_{Eff}$  = Effizienzfaktor für Anlage i

$F_{Cap}$  = Cap-Faktor für Jahr x

Die historische Erzeugungsleistung kann mit der Einführung des Kohleausstiegsgesetzes von zentraler Stelle bei den beteiligten Anlagen abgefragt werden. Alternativ kann die bereits verfügbare Erzeugungskapazität mit einem typspezifischen Standardwert für die Jahresvolllaststunden multipliziert werden. Da die tatsächlichen Jahresvolllaststunden nicht zur Verfügung stehen, wird hier die zweite Variante angewandt.

Die Erzeugungseffizienz in Form der CO<sub>2</sub>-Intensität bestimmt sich nach dem verwendeten Brennstoff, der Anlagentechnik und dem Erzeugungsverfahren (mit oder ohne KWK) und kann ebenfalls bei Einführung des Kohleausstiegsgesetzes von zentraler Stelle bei den beteiligten Anlagen ermittelt werden. Allerdings muss bei KWK-Anlagen eine Regelung zur Zuordnung der Emissionen zur Strom- oder Wärmeerzeugung bestimmt werden. Da diese Daten aktuell nicht zur Verfügung stehen, wird die Erzeugungseffizienz näherungsweise durch den verwendeten Brennstoff, das Alter der Anlage sowie der Höhe der Wärmeerzeugung im Vergleich zur Stromerzeugung bestimmt. Der Cap-Faktor ermittelt sich aus der Summe der Einzelzuteilungen ohne Cap-Faktor im Verhältnis zum Cap.

Daher wird die Zuteilung hier wie folgt berechnet:

$$Q_{Zert, Anlage\_i, Jahr\_x} = (C_{Anlage\_i} \times JVLS_{Anlage\_i}) \times F_{Eff}(Brennstoff, Alter; KWK) \times \frac{Q_{Zert, Jahr\_x}}{\sum_{i=1}^n (C_{Anlage\_i} \times JVLS_{Anlage\_i}) \times F_{Eff}(Brennstoff, Alter, KWK)}$$

mit

$C_{Anlage\_i}$  = Kapazität der Anlage i

$JVLS_{Anlage\_i}$  = typabhängig geschätzte Jahresvolllaststunden der Anlage i

$F_{Eff}(Brennstoff, Alter, KWK)$  = Effizienzfaktor für Anlage i, ermittelt aus dem verwendeten Brennstoff, dem Alter der Anlage und dem KWK-Anteil

$Q_{Zert, Jahr\_x}$  = Summe der Zertifikate im Jahr x

### 2.3 Weitere Ausgestaltungsparmeter des Kohleausstiegsgesetzes

Neben der Allokationsmethode gibt es weitere Ausgestaltungsparmeter für das Kohleausstiegsgesetz, die dessen Erfolg mitbestimmen und mit der Allokationsmethode in Zusammenhang stehen.

Dazu gehören u.a.<sup>3</sup>

- Art der Zertifikate (Gutschrift oder Berechtigung)
- Adressaten (Unternehmen, Kraftwerke, Kraftwerksblöcke)
- Handelsmöglichkeiten (zwischen Unternehmen, zwischen Anlagen, zwischen Braun- und Steinkohle, zwischen Anlagen unterschiedlicher Effizienz und unterschiedlichen Alters, mit Dritten)
- zeitliche Ausgestaltung (Befristung der Rechte bzw. Möglichkeit zum Banking und Borrowing, Abrechnungsperioden)

Im Kohleausstiegsgesetz ist bereits festgelegt, dass die Zertifikate als Berechtigungen ausgestaltet werden, da für Braun- und Steinkohlestrom feste Strommengen-Caps definiert sind. Des Weiteren soll sich die Zuteilung auf einzelne Kraftwerksblöcke beziehen.

Handelsmöglichkeiten sollen gegeben sein, da sonst das Zertifikatesystem einer ordnungsrechtlichen Lösung gleich käme, bei der den Kraftwerken feste Erzeugungsobergrenzen vorgegeben werden. Um das Ziel des Kohleausstiegsgesetzes einer möglichst schnellen Emissionsminderung zu erreichen, sollte der Handel zwischen allen Anlagen erlaubt sein, allerdings insoweit beschränkt, dass Zertifikate nur zu Gunsten von Anlagen mit einer geringeren CO<sub>2</sub>-Intensität umverteilt werden dürfen. Dies kann auf Basis real ermittelter CO<sub>2</sub>-Intensitäten erfolgen, oder durch typabhängige Regelungen (Steinkohle- nicht an Braunkohleanlagen, jüngere nicht an ältere Anlagen, KWK nicht an Nicht-KWK-Anlagen) erreicht werden.

<sup>3</sup> vgl. Betz, 2003, Emissionshandel zur Bekämpfung des Treibhauseffektes

Für die zeitliche Ausgestaltung ergibt sich aus dem im Kohleausstiegsgesetz jährlich definierten Cap, dass die Zertifikate jahresbezogen ausgestaltet werden, sie also zur Erzeugung einer Stromeinheit für ein Jahr berechtigen. Aus dem gleichen Grund ergibt sich eine jährliche Abrechnung. Die hinausgezogene Nutzung von zugeteilten Strommengen in späteren Jahren (Banking) oder die vorgezogene Nutzung aus späteren Zuteilungsjahren (Borrowing) sollen zur Sicherstellung des Ausstiegspfad es ausgeschlossen werden.

### 3 Methodik der Zuteilungsberechnung

Um die Wirkungen der ausgewählten Allokationsmethode auf die Anlagen des deutschen Kraftwerksparks abschätzen zu können, werden die Zuteilungen für vorhandene und im Bau befindliche Braun- und Steinkohlekraftwerke gemäß der definierten Allokationsformel und der im Kohleausstiegsgesetz angegebenen und in Anhang A 1 aufgeführten jährlichen Zertifikatecaps berechnet. Dabei werden öffentlich verfügbare Kraftwerksdaten verwendet, die um die Effizienz ergänzt werden. Da Daten zur Effizienz momentan nicht öffentlich zugänglich sind, wird die Effizienz in diesen Berechnungen näherungsweise aus dem Baujahr oder dem letzten Erneuerungszeitpunkt der Anlage abgeleitet (s. nachfolgender Abschnitt „Annahmen und Parameter“).

#### Datengrundlage

Die Daten zu installierter elektrischer Leistung, Baujahr und Fernwärmeleistung bestehender deutscher Braun- und Steinkohlekraftwerke sind der aktuellen, vom Umweltbundesamt veröffentlichten Liste "Kraftwerke in Deutschland" entnommen.<sup>4</sup> Die entsprechenden Daten für im Bau befindliche Anlagen wurden der ebenfalls vom Umweltbundesamt veröffentlichten Liste mit Neubauanlagen entnommen. Dabei werden diese Anlagen bei der Zuteilung erst ab dem Jahr ihrer geplanten Inbetriebnahme berücksichtigt. Zugleich werden Anlagen mit einer teilweisen oder völligen Stilllegung nur bis zum Stilllegungsjahr berücksichtigt, welches der von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Kraftwerksliste zum erwarteten Zu- und Rückbau<sup>5</sup> entnommen wurde.

Einen Überblick über die Anzahl von Anlagen nach Brennstoff und Prozesstechnik gibt Tabelle 2.

Tabelle 2: Anzahl der Anlagen nach Brennstoff und Prozesstechnik

	Braunkohle	Steinkohle	Summe
ohne KWK	28	35	63
mit KWK	23	53	76
<b>Summe</b>	<b>51</b>	<b>88</b>	<b>139</b>

Zur Kontrolle der Anlagendaten und ihrer Ergänzung wurden Daten der Platt's WEPP-Datenbank<sup>6</sup> verwendet. In Fällen, bei denen WEPP-Datenbank und Anlagenliste des Umweltbundesamtes unterschiedliche Bau- oder Erneuerungsjahre angeben, wurde die jüngste Jahreszahl für die entsprechende Anlage verwendet.

Wichtig zu wissen ist, dass die Anlagenliste des Umweltbundesamtes in vielen Fällen, insbesondere bei größeren Anlagen, blockscharfe Daten enthält. Diese

<sup>4</sup> [http://www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/kraftwerke\\_in\\_deutschland.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/kraftwerke_in_deutschland.pdf)

<sup>5</sup> Bundesnetzagentur 2011

<sup>6</sup> <http://www.platts.com/Products/worldelectricpowerplantsdatabase>



Blöcke sind dann als eigenständige Anlagen aufgenommen worden, da die Zuteilung nach Kohleausstiegsgesetz ebenfalls blockscharf erfolgen soll, um unterschiedlichen Bau- und Erneuerungszeitpunkten Rechnung zu tragen. Im Folgenden werden Blöcke und Anlagen, für die in der Umweltbundesamt-Liste Einzeldaten enthalten sind, der leichteren Lesbarkeit wegen zusammenfassend als „Anlagen“ bezeichnet.

### Annahmen und Parameter

Neben den in den genannten Quellen verfügbaren Daten werden zur Zuteilungsberechnung der anlagenspezifische elektrische Wirkungsgrad sowie die typabhängigen Jahresvolllaststunden benötigt.

Der **elektrische Wirkungsgrad** der einzelnen Anlagen wird auf der Basis des in [Schröter 2004] angegebenen Zusammenhangs zwischen Anlagenalter und Erzeugungseffizienz sowie dem verwendeten Brennstoff ermittelt, ergänzt durch reale Stützwerte.

Dieser berechnete elektrische Wirkungsgrad wird bei KWK-Anlagen um einen **KWK-Faktor** erhöht, der sich aus der Brennstoffeinsparung im KWK-Prozess ergibt. Zur Berechnung des KWK-Faktors wurde das Verhältnis zwischen Fernwärmeleistung und elektrischer Leistung jeder Anlage herangezogen, da der Gesamtwirkungsgrad und damit die Brennstoffeinsparung bei einer anteilig geringen Wärmeproduktion abnimmt. Die Bandbreiten für Fernwärmeanteile und zugehörige KWK-Faktoren sind in Tabelle 3 aufgeführt. Die Korrelation zwischen Fernwärmeanteil und Gesamtwirkungsgrad wurde mit Hilfe von [Kail & Haberberger 2001], [Umweltbundesamt 2011] hergestellt. Aus dem Gesamtwirkungsgrad ergibt sich die gesamte Brennstoffeinsparung im Vergleich zur ungekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung. Diese Brennstoffeinsparung wird mit Hilfe der sog. „Finnischen Methode“<sup>7</sup>, die auch in der europäischen KWK-Richtlinie 2004/8/EG zu Grunde gelegt wird, auf die Produkte Strom und Wärme aufgeteilt. Das Verhältnis von Stromproduktion zu korrigiertem Brennstoffeinsatz ergibt den elektrischen Wirkungsgrad unter KWK-Berücksichtigung einer Anlage.

Tabelle 3: KWK-Faktoren nach Fernwärmeanteil

Anteil Fernwärmeleistung	KWK-Faktor
< 5,00%	1,0
5,00% - 50,00%	1,1
>50,00% - 150,00%	1,2
> 150,00%	1,3

Die für die Zuteilungsberechnung verwendeten **Jahresvolllaststunden** für Braun- bzw. Steinkohlekraftwerke mit bzw. ohne KWK-Technik werden auf Basis

<sup>7</sup> Bei der Finnischen Methode wird zunächst die gesamte Primärenergieeinsparung im Vergleich zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme in Referenzkraftwerken berechnet. Diese Brennstoffeinsparung wird entsprechend der elektrischen und thermischen Wirkungsgrade der KWK-Anlage in Relation zu den entsprechenden Wirkungsgraden der Referenzkraftwerke auf die Produkte Strom und Wärme aufgeteilt; siehe Mauch et al. 2010.

[Prognos 2010], [BDEW 2012], [Prognos 2011], [FfE 2004] und eigener Expertise geschätzt. Die Werte sind in Tabelle 4 aufgeführt.

Tabelle 4: Jahresvolllaststunden für Zuteilungsberechnung

Brennstoff	Prozess	Jahresvolllaststunden
Braunkohle	kein KWK	7.000
Steinkohle	kein KWK	6.000
Braunkohle	KWK	7.500
Steinkohle	KWK	6.500

Zur Folgenabschätzung auf den Kraftwerkspark wird angenommen, dass der Betrieb von Kraftwerken unterhalb einer bestimmten **Auslastungsgrenze** eingestellt wird. Diese Auslastungsgrenze wird abhängig von Anlagentyp (mit oder ohne KWK) und Brennstoff (Braun- oder Steinkohle) über Jahresvolllaststunden gemäß Tabelle 5 definiert. Den Grenzwerten liegt zu Grunde, dass Braunkohlekraftwerke prinzipiell höhere Jahresvolllaststunden als Steinkohlekraftwerke benötigen, um wirtschaftlich betrieben zu werden. Da KWK-Anlagen ihre Kosten auch durch den Wärmeverkauf decken können, werden diese erst bei geringeren Jahresvolllaststunden stillgelegt als reine Stromkraftwerke, auch vor dem Hintergrund von Förderinstrumenten für effiziente KWK-Anlagen.

Tabelle 5: Abschaltgrenze je Kraftwerkstyp

Brennstoff	Prozess	Jahresvolllaststunden
Braunkohle	kein KWK	3.000
Steinkohle	kein KWK	2.500
Braunkohle	KWK	2.000
Steinkohle	KWK	1.500

Die Zuteilungsberechnung umfasst folgende Schritte:

- Zunächst wird auf Basis der Zuteilungsformel für jede Anlage eine Zuteilungszahl ermittelt, die den Anteil am gesamten Zuteilungscap für diese Anlage bestimmt.
- Für jedes Jahr ab 2013 wird in einem zweiten Schritt geprüft, ob eine Anlage in Betrieb ist, oder gemäß der Zu- und Rückbauliste der Bundesnetzagentur (teilweise) stillgelegt wurde. Für jede in Betrieb befindliche Anlage wird dann eine vorläufige Zuteilung aus dem Jahrescap (Braun- oder Steinkohle), ihrer Zuteilungszahl im Verhältnis zur Summe der Zuteilungszahlen aller in Betrieb befindlicher Anlagen (Braun- oder Steinkohle).
- In einem dritten Schritt wird für jede Anlage geprüft, ob die Zuteilungsmenge eine Jahresvolllaststundenzahl ergibt, die unterhalb der typspezifischen Abschaltgrenze liegt. Ist dies der Fall, wird diese Anlage in diesem und allen kommenden Jahren stillgelegt.
- Im vierten und letzten Schritt wird dann die endgültige Zuteilung für alle in Betrieb befindlichen Anlagen analog Schritt 2 berechnet.

## 4 Ergebnisse und Interpretation

Die Anwendung der dargestellten Allokationsformel und der Auslastungsgrenzen auf den deutschen Kohlekraftwerkspark erlaubt die Berechnung der zukünftigen jährlichen Zuteilung für die einzelnen Kraftwerke sowie deren Stilllegungszeitpunkte. In dieser Berechnung wird, im Gegensatz zu der Ausgestaltung des Kohleausstiegsgesetzes, ein möglicher Handel von Erzeugungsmengen nicht berücksichtigt, da dies eine umfangreiche Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Kraftwerke sowie des gesamten Erzeugungsmarktes erforderlich machen würde und damit über den Rahmen dieser Studie hinausgeht. Über die Kombination von Zuteilung und abgeleiteter CO<sub>2</sub>-Intensität der Anlagen lassen sich darüber hinaus Aussagen zur Wirkung auf die Emissionsentwicklung des Kohlekraftwerksparks treffen.

Die detaillierten Ergebnisse finden sich in tabellarischer Form in Anhang A 2 und A 3. Im Folgenden werden auf Basis dieser Ergebnisse die Trends in Bezug zu Abschaltynamik und Emissionsentwicklung beschrieben. Ergänzend werden die verbleibenden Unsicherheiten und Freiräume, die sich bei Berücksichtigung eines Zertifikatehandels ergeben würden, beurteilt.

### **Abschaltdynamik**

In den ersten zehn Jahren des Kohleausstiegsgesetzes bis einschließlich 2022 werden durchschnittlich etwa fünf Anlagen (bzw. Anlagenblöcke) jährlich abgeschaltet, wie Abbildung 1 zeigt. In der nächsten Dekade reduzieren sich die Abschaltungen geringfügig auf ca. vier pro Jahr, allerdings mit größeren Schwankungen. So bleiben in fünf Jahren alle Anlagen in Betrieb, während 2023 neun Anlagen und 2027 die verbliebenen 19 Braunkohlekraftwerke stillgelegt werden. In den letzten Jahren werden 2034 (10 Anlagen) und 2036 (29) jeweils eine große Anzahl Kraftwerke vom Netz genommen, bevor 2039 die vier letzten Anlagen stillgelegt werden. Die in den späten Jahren höheren Schwankungen in den jährlichen Stilllegungen der Modellierung ergeben sich aus der immer geringeren Anzahl in Betrieb befindlicher Anlagen. Dadurch haben einzelne Abschaltungen einen größeren Effekt. Diese Schwankungen können jedoch gerade in späteren Jahren von den Betreibern durch den Handel mit Zuteilungsmengen ausgeglichen werden.

Regional ergibt sich eine ausgeglichene und gleichmäßige Abschaltynamik. Lediglich in Brandenburg werden 2027 zeitgleich alle Blöcke der beiden Anlagen Jänschwalde und Schwarze Pumpe abgeschaltet, sowie in Baden-Württemberg im Jahr 2036 sieben von ursprünglich 15 Anlagen(blöcken) stillgelegt.

**Anzahl in Betrieb befindlicher Anlagen je Jahr**

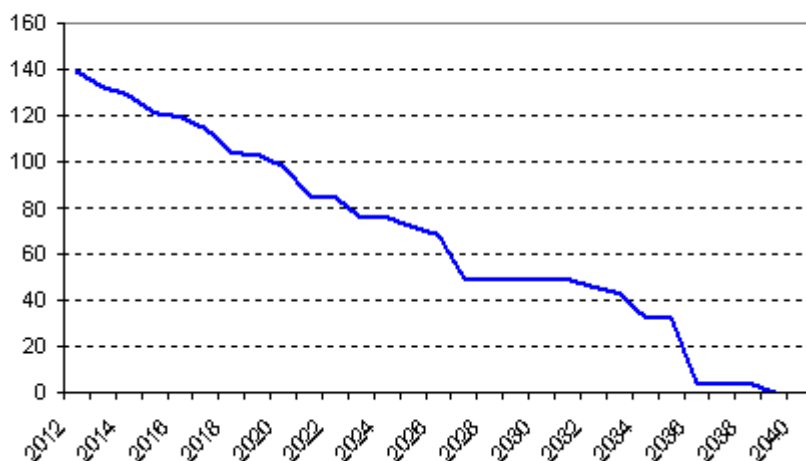


Abbildung 1: Anzahl in Betrieb befindlicher Anlagen (kumuliert)

Abbildung 2 zeigt deutlich, dass die Abschaltungen in den ersten zehn Jahren beinahe ausschließlich Anlagen ohne KWK-Technik betreffen. Diese Anlagen werden alle bis 2026 stillgelegt. Erst danach werden in nennenswertem Umfang Kraftwerke mit Wärmeerzeugung vom Netz genommen.

**Anzahl in Betrieb befindlicher Anlagen nach Prozesstechnik**

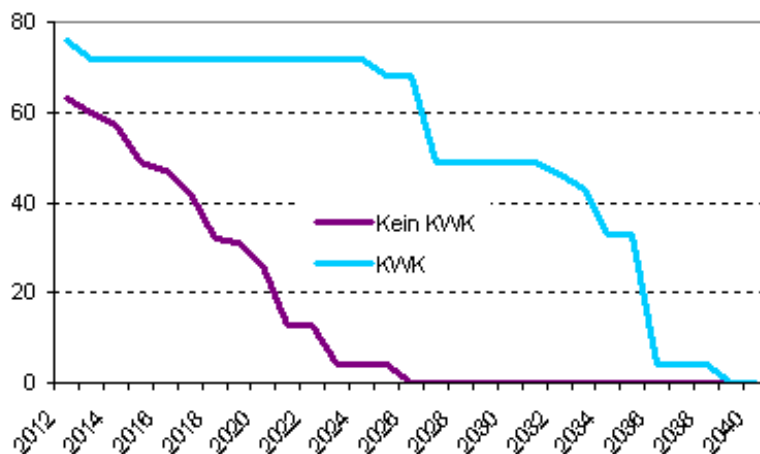


Abbildung 2: Anzahl in Betrieb befindlicher Anlagen nach Prozesstechnik

Neben dem Fehlen von KWK ist auch die Verwendung von Braunkohle verantwortlich für frühe Stilllegungen. Wie in Abbildung 3 zu sehen, sind von den ersten Abschaltungen zwar auch Steinkohlekraftwerke (ohne KWK) betroffen, in den ersten zehn Jahren werden jedoch die Hälfte aller Braunkohlekraftwerke stillgelegt, während weniger als ein Drittel der Steinkohleanlagen abgeschaltet werden. Dies entspricht dem schneller verringerten Cap für die Braunkohleverstromung, das 2027 die letzten 19 Braunkohlekraftwerke vom Netz gehen lässt.

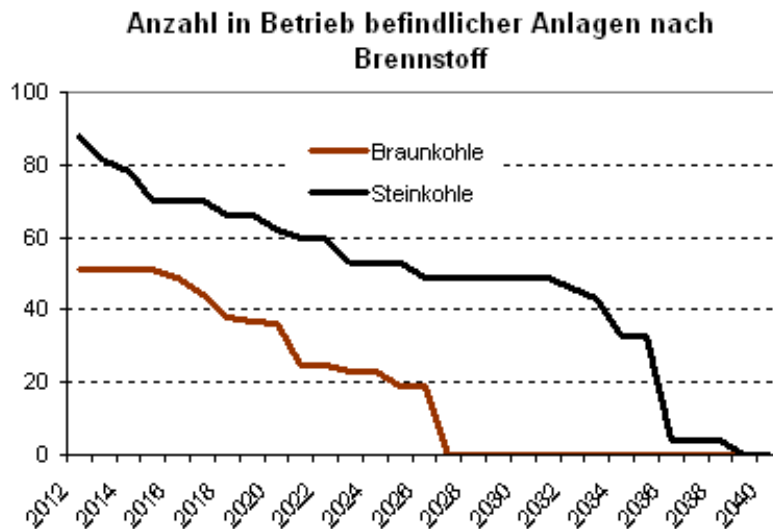


Abbildung 3: Anzahl in Betrieb befindlicher Anlagen nach Brennstoff

Ein weiterer Einflussfaktor für den Abschaltzeitpunkt ist das Baujahr, da hieraus auf den Wirkungsgrad der Anlage geschlossen wird. Wie Abbildung 4 verdeutlicht, werden in den ersten fünf Jahren die Hälfte der vor 1983 gebauten Anlagen abgeschaltet, bis 2022 sogar 70%. Der geringe Unterschied zwischen Anlagen mit Baujahr in den 1980er Jahren gegenüber jüngeren Anlagen kann durch die tendenziell höheren Fernwärmeanteile der Anlagen mittleren Alters erklärt werden. Durch die entsprechend höheren KWK-Faktoren werden die altersbedingt niedrigeren elektrischen Wirkungsgrade teilweise (über-) kompensiert.

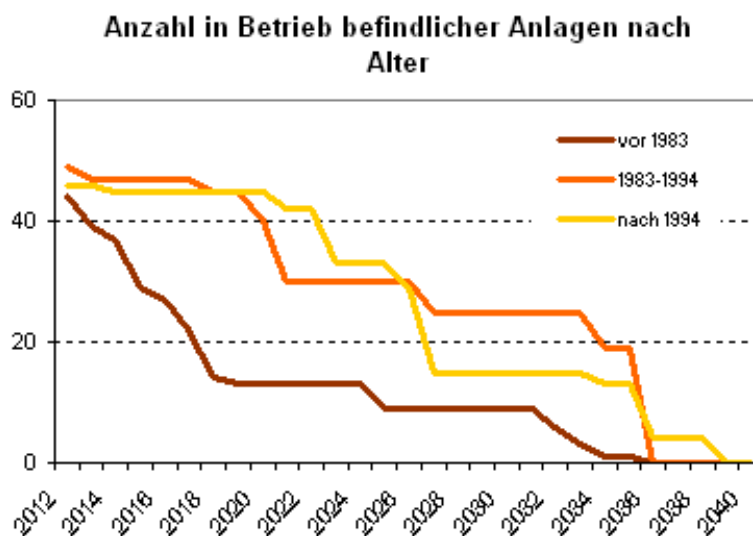


Abbildung 4: Anzahl in Betrieb befindlicher Anlagen nach Baujahr

### CO<sub>2</sub>-Emissionsentwicklung

Die in Abbildung 5 dargestellte CO<sub>2</sub>-Emissionsentwicklung folgt naturgemäß der rückläufigen Zuteilung und zunehmenden Abschaltdynamik. Da zu Beginn eher Anlagen mit geringem elektrischen Wirkungsgrad und daher tendenziell hoher Emissionsintensität abgeschaltet werden (siehe Abbildung 6), ist der Rückgang

der Emissionen aller Kohlekraftwerke zu Beginn deutlicher stärker als der Rückgang der in Betrieb befindlichen Erzeugungskapazitäten.<sup>8</sup>

Der Rückgang ist linear und für CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Braunkohle stärker als jener für Steinkohle-Emissionen, so dass im Jahr 2020 die Braunkohle-Emissionen die Emissionen aus Steinkohlekraftwerken unterschreiten. Analog zu den Abschaltungen reduzieren sich die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus Braunkohle im Jahr 2027 und aus Steinkohle 2040 auf Null.

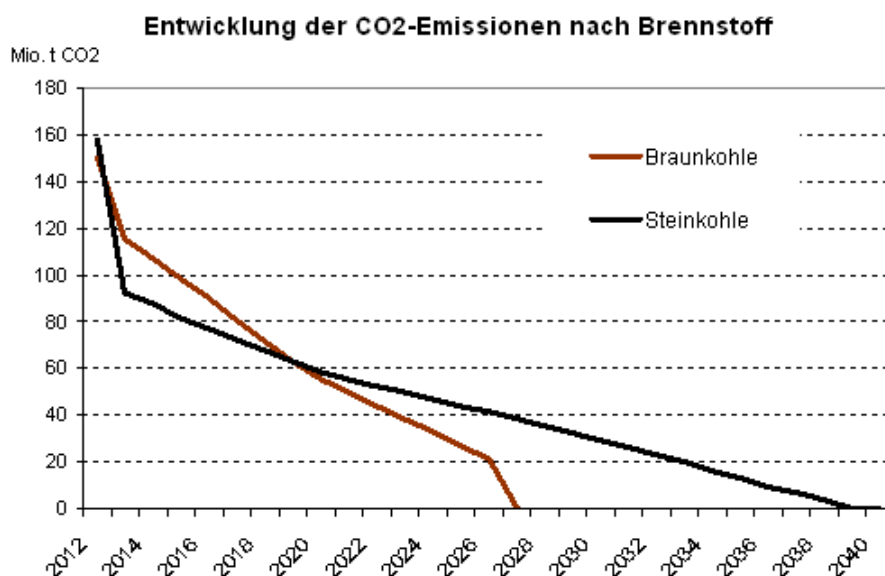


Abbildung 5: Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Brennstoff

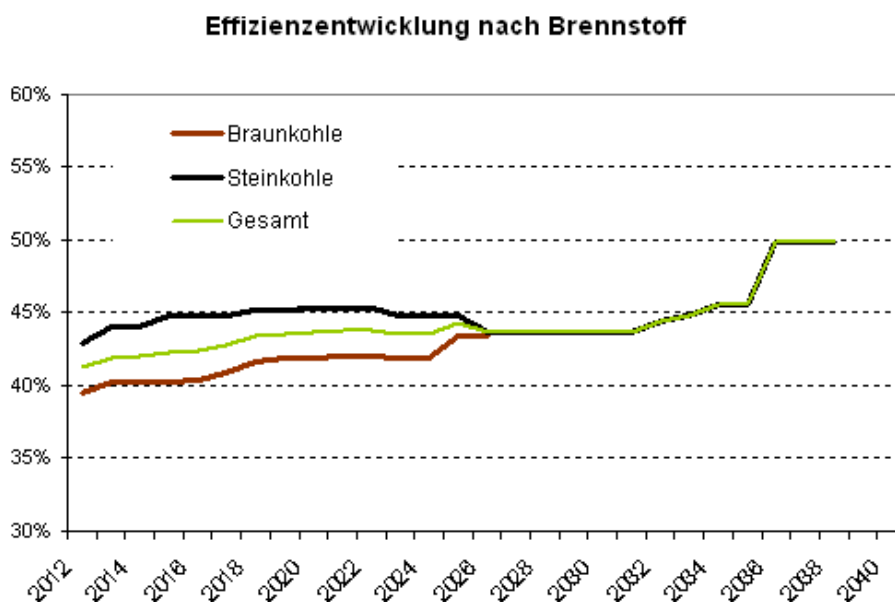


Abbildung 6: Effizienzentwicklung nach Brennstoff

<sup>8</sup> Für die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Emissionen und der Effizienz wurde der elektrische Wirkungsgrad der Anlagen zu Grunde gelegt. Die CO<sub>2</sub>-Einsparungen und Effizienzvorteile der KWK-Technik wurden daher nicht berücksichtigt. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen werden somit tendenziell überschätzt, die Erzeugungseffizienz tendenziell unterschätzt.

## **Verbleibende Freiräume und Unsicherheiten**

Wie bereits bei den methodischen Anmerkungen aufgeführt, wurde der mögliche Handel von Zuteilungsmengen nicht berücksichtigt. Ein solcher Handel könnte die Abschaltzeitpunkte von einzelnen Blöcken und Anlagen deutlich verändern. Durch die Beschränkung des Handels auf Übertragungen ausschließlich zu Gunsten effizienterer Kraftwerke würde ein Handel tendenziell zu früheren Abschaltungen von Braunkohle ohne KWK und/oder älteren Kraftwerksblöcken führen.

Einen bedeutenden Einfluss auf die Abschaldynamik haben die gewählten Werte für die Jahresvolllaststunden im standardmäßigen Betrieb sowie die Abschaltgrenzen. Dabei sind allerdings lediglich die Verhältnisse von Volllaststunden, Abschaltgrenzen und deren Differenz von Kraftwerken mit und ohne KWK-Technik bei gleichem Brennstoff relevant. Dies ergibt sich aus den getrennten Strommengencaps für Braun- und Steinkohle. Eine Erhöhung der Jahresvolllaststunden für Kraftwerke mit KWK-Technik führt beispielsweise zu einer erhöhten Zuteilung für diese Kraftwerke und einer geringen Zuteilung für nicht-KWK-Anlagen. Die Anlagenlaufzeit wird maßgeblich durch die Höhe der Abschaltgrenze bestimmt, aber auch durch die Jahresvolllaststunden für die entsprechende Prozesstechnik (z.B. KWK) sowie Jahresvolllaststunden und Abschaltgrenze für die jeweils andere Technik (z.B. nicht-KWK).

Ebenfalls wurde wie dargestellt die Zuteilungsberechnung mit nur einer Rechenschleife durchgeführt. Dadurch können Auswirkungen von Abschaltungen nur auf folgende Jahre, nicht aber für das laufende Jahr modelliert werden.

Der Rückgang der Kraftwerkserzeugung und -kapazitäten hängt neben dem Auslastungsgrad ebenfalls von weiteren ökonomischen Faktoren ab, die zusammen genommen die kurz- und langfristige Rentabilität beeinflussen. Zu diesen Faktoren gehören u.a. die Brennstoffkosten, die Preise alternativer Energieträger und Umfang und Struktur der Stromnachfrage. Abhängig von diesen Faktoren kann sich die Abschaldynamik verändern, wobei durch die Kohle caps die Möglichkeit einer längeren Laufzeit als im Modell deutlich begrenzt ist. Auch aus strategischen Überlegungen der Betreiber heraus können sich andere Kapazitätsentwicklungen, insgesamt wie auch für einzelne Kraftwerke, ergeben.

In gleichem Maße kann sich die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen verändern. Dazu kommen mögliche Abweichungen zwischen den modellierten und tatsächlichen Erzeugungseffizienzen der Kraftwerke.

## 5 Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse zeigen insgesamt, dass das Kohleausstiegsgesetz sein Ziel einer konsequenten Reduzierung der Kohlestromerzeugung in Deutschland erreichen kann. Dabei werden durch die entwickelte Allokationsmethodik die erzeugungsbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen besonders in den ersten Jahren stärker reduziert als die Stromerzeugung. Dieses wird durch eine forcierte Abschaltung besonders ineffizienter Kraftwerke erreicht. Die vorgeschlagenen Handelsregeln, die den Zertifikatetransfer nur in Richtung effizienterer Anlagen erlauben und in der Modellierung nicht berücksichtigt wurden, würden diese Effekte zusätzlich verstärken.

Die Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen und gleichzeitige Erhöhung der Erzeugungseffizienz werden in den ersten Jahren besonders durch die Abschaltung von Kraftwerken ohne KWK-Technik erreicht. Als zweiter Einflussfaktor bestimmt der verwendete Brennstoff das Abschaltjahr. Durch das früher reduzierte Cap und den durchschnittlich schlechteren Wirkungsgrad werden Braunkohlekraftwerke tendenziell früher abgeschaltet als Steinkohlekraftwerke. Darüber hinaus zeigen die Ergebnisse ebenfalls, dass ältere Kraftwerke mit Baujahr vor 1984 (ca. ein Drittel des Kraftwerksparks) deutlich früher als modernere Anlagen abgeschaltet werden.

Diese Ergebnisse berücksichtigen nicht einen möglichen Strommengenhandel, der durch die empfohlenen Handelsbeschränkungen zu einer geringeren Stromproduktion aus weniger effizienten Kraftwerken führen würde. Damit könnte die Gesamtmenge der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Kohlestromerzeugung weiter gesenkt werden.

Die modellierten CO<sub>2</sub>-Mengen und Abschaltzeitpunkte beruhen auf technologie-, brennstoff- und altersspezifischen Annahmen für Wirkungsgrad, Auslastung und Wirtschaftlichkeitsgrenzen. Bei einer Zuteilung auf Basis real gemessener Wirkungsgrade und jährlicher Produktionsmengen können die Strommengen von den modellierten Werten abweichen. Gleiches gilt für die ermittelten Abschaltzeitpunkte, wenn sich die Wirtschaftlichkeitssituationen der Kraftwerke von den Modellannahmen deutlich unterscheiden.



## Anhang

### A 1 Jährliche Strommengen caps nach dem Entwurf für ein Kohleausstiegsgesetz

Jahr	Braunkohle	Steinkohle
	Twh/a	Twh/a
2013	120,00	120,00
2014	111,43	114,00
2015	102,86	108,00
2016	94,29	102,00
2017	85,71	96,00
2018	77,14	90,00
2019	68,57	84,00
2020	60,00	78,00
2021	54,00	74,00
2022	48,00	70,00
2023	42,00	66,00
2024	36,00	62,00
2025	30,00	58,00
2026	24,00	54,00
2027	18,00	50,00
2028	12,00	46,00
2029	6,00	42,00
2030	0,00	38,00
2031	0,00	34,00
2032	0,00	30,00
2033	0,00	26,00
2034	0,00	22,00
2035	0,00	18,00
2036	0,00	14,00
2037	0,00	10,00
2038	0,00	6,00
2039	0,00	2,00
2040	0,00	0,00

## A 2 Abschaltjahre und Kenndaten aller Anlagen

Ifd. Nr	Kraftwerksname	Betreiber	Bundesland	Baujahr	Erneuerungsjahr	Brennstoff	KWK	el. Leistung (MW)	Fernwärmeleistung (MW)	Rückbaujahr	el. Wirkungsgrad	el. Wirkungsgrad mit KWK-Berücksichtigung	kumulierte Reststrommenge (MWh)	Abschaltjahr
19	Datteln 1	E.ON Kraftwerke GmbH	NW	1964	1964	Steinkohle	ja	100	84	2012	0,33	0,40	0	2013 <sup>9</sup>
20	Datteln 2	E.ON Kraftwerke GmbH	NW	1964	1964	Steinkohle	nein	100	0	2012	0,33	0,33	0	2013
21	Datteln 3	E.ON Kraftwerke GmbH	NW	1969	1969	Steinkohle	nein	119,2	0	2012	0,35	0,35	0	2013
23	Duisburg-Hochfeld HKW II B	StW Duisburg	NW	1967	1988	Steinkohle	ja	144	163	2012	0,42	0,50	0	2013
24	Duisburg-Walsum 7	Evonik Steag GmbH	NW	1960	1960	Steinkohle	nein	150	0	-	0,32	0,32	0	2013
101	Shamrock (Herne)	E.ON Kraftwerke GmbH	NW	1957	1983	Steinkohle	ja	139	300	2012	0,40	0,52	0	2013
103	Staudinger 3 (Großkrotzenburg)	E.ON Kraftwerke GmbH	HE	1970	1970	Steinkohle	ja	309,1	54	2012	0,35	0,39	0	2013
78	Mannheim 4	GKM	BW	1970	1970	Steinkohle	nein	220	0	2014	0,35	0,35	589.026	2014
79	Mannheim 6	GKM	BW	1975	2005	Steinkohle	nein	280	0	2014	0,48	0,48	1.017.299	2014
106	Veltheim 2	Gemeinschaftskraftwerk Veltheim GmbH	NW	1965	1965	Steinkohle	nein	100	0	-	0,34	0,34	254.084	2014

<sup>9</sup> Anlage Datteln wird bereits 2012 rückgebaut, Modellierung beginnt allerdings erst 2013.

lfd. Nr	Kraftwerksname	Betreiber	Bundesland	Baujahr	Erneuerungsjahr	Brennstoff	KWK	el. Leistung (MW)	Fernwärmeleistung (MW)	Rückbaujahr	el. Wirkungsgrad	el. Wirkungsgrad mit KWK-Berücksichtigung	kumulierte Reststrommenge (MWh)	Ab-schalt-jahr
41	Gelsenkirchen-Scholven B	E.ON Kraftwerke GmbH	NW	1968	1968	Steinkohle	nein	370	0	-	0,35	0,35	1.906.848	2015
42	Gelsenkirchen-Scholven C	E.ON Kraftwerke GmbH	NW	1969	1969	Steinkohle	nein	370	0	-	0,35	0,35	1.926.702	2015
44	Gelsenkirchen-Scholven E	E.ON Kraftwerke GmbH	NW	1971	1971	Steinkohle	nein	370	0	-	0,36	0,36	1.966.412	2015
107	Veltheim 3	Gemeinschaftskraftwerk Veltheim GmbH	NW	1970	1970	Steinkohle	nein	320	0	-	0,35	0,35	1.683.509	2015
111	Voerde-West 1	Evonik Steag GmbH	NW	1971	1971	Steinkohle	nein	350	0	-	0,36	0,36	1.860.119	2015
112	Voerde-West 2	Evonik Steag GmbH	NW	1971	1971	Steinkohle	nein	350	0	-	0,36	0,36	1.860.119	2015
125	Werdohl-Elverlingsen 3	Mark-E AG	NW	1971	1971	Steinkohle	nein	200	0	-	0,36	0,36	1.062.925	2015
127	Westfalen C (Hamm-Uentrop)	RWE Power AG	NW	1969	1969	Steinkohle	nein	305	0	-	0,35	0,35	1.588.228	2015
119	Weisweiler C (2)	RWE Power AG	NW	1955	1955	Braunkohle	nein	145	0	-	0,28	0,28	1.461.092	2016
120	Weisweiler D (3)	RWE Power AG	NW	1959	1959	Braunkohle	nein	155	0	-	0,30	0,30	1.637.085	2016
85	Niederaußem A	RWE Power AG	NW	1963	1963	Braunkohle	nein	141	0	-	0,31	0,31	2.001.101	2017
86	Niederaußem B	RWE Power AG	NW	1963	1963	Braunkohle	nein	143	0	-	0,31	0,31	2.029.486	2017
87	Niederaußem C	RWE Power AG	NW	1965	1965	Braunkohle	nein	329	0	-	0,32	0,32	4.771.805	2017
121	Weisweiler E (4)	RWE Power AG	NW	1965	1965	Braunkohle	nein	363	0	-	0,32	0,32	5.264.940	2017
122	Weisweiler F (5)	RWE Power AG	NW	1967	1967	Braunkohle	nein	340	0	-	0,32	0,32	5.037.347	2017
9	Bexbach	Evonik Steag GmbH	SL	1983	1983	Steinkohle	nein	773	0	-	0,40	0,40	11.062.795	2018

lfd. Nr	Kraftwerksname	Betreiber	Bundesland	Baujahr	Erneuerungsjahr	Brennstoff	KWK	el. Leistung (MW)	Fernwärmeleistung (MW)	Rückbaujahr	el. Wirkungsgrad	el. Wirkungsgrad mit KWK-Berücksichtigung	kumulierte Reststrommenge (MWh)	Ab-schalt-jahr
45	Gelsenkirchen-Scholven F	E.ON Kraftwerke GmbH	NW	1979	1979	Steinkohle	nein	740	0	-	0,39	0,39	10.209.013	2018
46	Gersteinwerk K2 (DT) (Werne)	RWE Power AG	NW	1984	1984	Steinkohle	nein	658	0	-	0,40	0,40	9.501.779	2018
48	Grevenbroich - Neurath A	RWE Power AG	NW	1972	1972	Braunkohle	nein	311	0	-	0,34	0,34	5.873.099	2018
49	Grevenbroich - Neurath B	RWE Power AG	NW	1972	1972	Braunkohle	nein	308	0	-	0,34	0,34	5.816.445	2018
50	Grevenbroich - Neurath C	RWE Power AG	NW	1973	1973	Braunkohle	nein	308	0	-	0,34	0,34	5.874.583	2018
88	Niederaußem D	RWE Power AG	NW	1968	1968	Braunkohle	nein	317	0	-	0,33	0,33	5.747.060	2018
89	Niederaußem E	RWE Power AG	NW	1970	1970	Braunkohle	nein	315	0	-	0,33	0,33	5.829.719	2018
90	Niederaußem F	RWE Power AG	NW	1971	1971	Braunkohle	nein	317	0	-	0,34	0,34	5.926.570	2018
126	Werdohl-Elverlingsen 4	Mark-E AG	NW	1982	1982	Steinkohle	nein	330	0	-	0,40	0,40	4.680.265	2018
92	Niederaußem H	RWE Power AG	NW	1974	1974	Braunkohle	nein	634	0	-	0,35	0,35	14.273.536	2019
17	Buschhaus (Helmstedt)	E.ON Kraftwerke GmbH / EnBW	NI	1985	1985	Braunkohle	nein	405	0	-	0,39	0,39	11.433.089	2020
59	Herne 2	Evonik Steag GmbH / StW Herne	NW	1963	1989	Steinkohle	nein	150	0	-	0,42	0,42	3.068.143	2020
60	Herne 3	Evonik Steag GmbH / StW Herne	NW	1966	1989	Steinkohle	nein	300	0	-	0,42	0,42	6.136.286	2020

lfd. Nr	Kraftwerksname	Betreiber	Bundesland	Baujahr	Erneuerungsjahr	Brennstoff	KWK	el. Leistung (MW)	Fernwärmeleistung (MW)	Rückbaujahr	el. Wirkungsgrad	el. Wirkungsgrad mit KWK-Berücksichtigung	kumulierte Reststrommenge (MWh)	Ab-schalt-jahr
116	Walheim 2	EnBW Kraftwerke AG	BW	1967	1989	Steinkohle	nein	160	0	-	0,42	0,42	3.272.686	2020
118	Wedel 2	Vattenfall Europe AG	SH	1962	1987	Steinkohle	nein	138,7	0	-	0,41	0,41	2.788.530	2020
11	Boxberg P	Vattenfall Europe AG	SN	1980	1994	Braunkohle	nein	500	0	-	0,42	0,42	16.823.212	2021
31	Frimmersdorf E	RWE Power AG	NW	1959	1990	Braunkohle	nein	147	0	-	0,40	0,40	4.783.921	2021
32	Frimmersdorf F	RWE Power AG	NW	1960	1990	Braunkohle	nein	151	0	-	0,40	0,40	4.914.095	2021
33	Frimmersdorf I	RWE Power AG	NW	1960	1990	Braunkohle	nein	144	0	-	0,40	0,40	4.686.290	2021
34	Frimmersdorf K	RWE Power AG	NW	1962	1990	Braunkohle	nein	152	0	-	0,40	0,40	4.946.639	2021
35	Frimmersdorf L	RWE Power AG	NW	1962	1990	Braunkohle	nein	148	0	-	0,40	0,40	4.816.464	2021
36	Frimmersdorf M	RWE Power AG	NW	1962	1990	Braunkohle	nein	155	0	-	0,40	0,40	5.044.270	2021
37	Frimmersdorf N	RWE Power AG	NW	1964	1990	Braunkohle	nein	153	0	-	0,40	0,40	4.979.183	2021
38	Frimmersdorf O	RWE Power AG	NW	1964	1990	Braunkohle	nein	150	0	-	0,40	0,40	4.881.552	2021
40	Frimmersdorf Q	RWE Power AG	NW	1970	1990	Braunkohle	nein	310	0	-	0,40	0,40	10.088.540	2021
76	Lünen 6	Evonik Steag GmbH	NW	1973	1996	Steinkohle	nein	170	0	-	0,45	0,45	4.129.083	2021
77	Lünen 7	Evonik Steag GmbH	NW	1970	1997	Steinkohle	nein	350	0	-	0,45	0,45	8.569.588	2021
108	Ville / Berrenrath (Hürth)	RWE Power AG	NW	1993	1993	Braunkohle	nein	107	0	-	0,41	0,41	3.570.669	2021
18	Chemnitz Nord II C/30	eins energie in sachsen GmbH & Co. KG	SN	1990	2010	Braunkohle	nein	100	0	-	0,47	0,47	4.489.782	2023
43	Gelsenkirchen-Scholven D	E.ON Kraftwerke GmbH	NW	1970	2009	Steinkohle	nein	370	0	-	0,49	0,49	11.934.300	2023

lfd. Nr	Kraftwerksname	Betreiber	Bundesland	Baujahr	Erneuerungsjahr	Brennstoff	KWK	el. Leistung (MW)	Fernwärmeleistung (MW)	Rückbaujahr	el. Wirkungsgrad	el. Wirkungsgrad mit KWK-Berücksichtigung	kumulierte Reststrommenge (MWh)	Ab-schalt-jahr
62	Heyden	E.ON Kraftwerke GmbH	NW	1987	2005	Steinkohle	nein	923	0	-	0,48	0,48	28.902.261	2023
83	Mehrum 3 (C)	Kraftwerk Mehrum GmbH	NI	1979	2003	Steinkohle	nein	750	0	-	0,47	0,47	23.131.992	2023
93	Niederaußem K (BoA 1)	RWE Power AG	NW	2002	2003	Braunkohle	nein	1012	0	-	0,45	0,45	43.132.608	2023
109	Voerde A	Evonik Steag GmbH / RWE	NW	1982	2005	Steinkohle	nein	761	0	-	0,48	0,48	23.829.491	2023
110	Voerde B	Evonik Steag GmbH / RWE	NW	1985	2005	Steinkohle	nein	761	0	-	0,48	0,48	23.829.491	2023
115	Walheim 1	EnBW Kraftwerke AG	BW	1965	2005	Steinkohle	nein	107	0	-	0,48	0,48	3.350.533	2023
128	Wilhelmshaven	E.ON Kraftwerke GmbH	NI	1976	2008	Steinkohle	nein	788,1	0	-	0,49	0,49	25.234.565	2023
51	Grevenbroich - Neurath D	RWE Power AG	NW	1975	1975	Braunkohle	ja	644	4,5	-	0,35	0,35	26.025.542	2025
52	Grevenbroich - Neurath E	RWE Power AG	NW	1976	1976	Braunkohle	ja	644	4,5	-	0,35	0,35	26.278.104	2025
123	Weisweiler G (6)	RWE Power AG	NW	1974	1974	Braunkohle	ja	630	91,5	-	0,35	0,38	27.733.967	2025
124	Weisweiler H (7)	RWE Power AG	NW	1975	1975	Braunkohle	ja	625	91,5	-	0,35	0,39	27.783.478	2025
134	DuisburgWalsum 10	Evonik STEAG / EVN	NW	2010	2011	Steinkohle	nein	750	0	-	0,50	0,50	30.914.390	2026
136	HammWestfalen Block D + E	RWE Power + Stadtwerke	NW	2011	2012	Steinkohle	nein	1600	0	-	0,50	0,50	66.425.027	2026

lfd. Nr	Kraftwerksname	Betreiber	Bundesland	Baujahr	Erneuerungsjahr	Brennstoff	KWK	el. Leistung (MW)	Fernwärmelistung (MW)	Rückbaujahr	el. Wirkungsgrad	el. Wirkungsgrad mit KWK-Berücksichtigung	kumulierte Reststrommenge (MWh)	Ab-schalt-jahr
138	Lünen – Stummhafen	Trianel	NW	2012	2012	Steinkohle	nein	750	0	-	0,50	0,50	31.136.732	2026
137	Wilhelmshaven – Rüsterei Groden	GDF Suez	NI	2012	2012	Steinkohle	nein	800	0	-	0,50	0,50	33.212.514	2026
4	Berlin-Klingenberg	Vattenfall Europe AG	BE	1927	1985	Braunkohle	ja	188	1010	-	0,39	0,50	11.823.532	2027
10	Boxberg N	Vattenfall Europe AG	SN	1979	1993	Braunkohle	ja	500	60	-	0,41	0,45	28.490.755	2027
12	Boxberg Q	Vattenfall Europe AG	SN	2000	2000	Braunkohle	ja	907	65	-	0,44	0,48	54.670.975	2027
30	Frechen / Wachtberg	RWE Power AG	NW	1959	1989	Braunkohle	ja	201	251	-	0,40	0,48	12.081.607	2027
39	Frimmersdorf P	RWE Power AG	NW	1966	1990	Braunkohle	ja	325	654	-	0,40	0,52	21.343.656	2027
47	Goldenberg J u. K	RWE Power AG	NW	1992	1993	Braunkohle	ja	175	562	-	0,41	0,54	11.784.812	2027
64	Jänschwalde A	Vattenfall Europe AG	BB	1982	2006	Braunkohle	ja	535	76,3	-	0,46	0,50	33.759.123	2027
65	Jänschwalde B	Vattenfall Europe AG	BB	1982	2006	Braunkohle	ja	535	76,3	-	0,46	0,50	33.759.123	2027
66	Jänschwalde C	Vattenfall Europe AG	BB	1985	2006	Braunkohle	ja	535	76,3	-	0,46	0,50	33.759.123	2027
67	Jänschwalde D	Vattenfall Europe AG	BB	1985	2006	Braunkohle	ja	535	76,3	-	0,46	0,50	33.759.123	2027
68	Jänschwalde E	Vattenfall Europe AG	BB	1989	1996	Braunkohle	ja	535	76,3	-	0,42	0,47	31.240.650	2027
69	Jänschwalde F	Vattenfall Europe AG	BB	1989	1996	Braunkohle	ja	535	76,3	-	0,42	0,47	31.240.650	2027
74	Lippendorf R	Vattenfall Europe AG	SN	2000	2000	Braunkohle	ja	933,6	230	-	0,44	0,48	56.274.335	2027
75	Lippendorf S	EnBW Kraftwerke AG	SN	2000	2000	Braunkohle	ja	933,6	230	-	0,44	0,48	56.274.335	2027
91	Niederaußem G	RWE Power AG	NW	1974	2008	Braunkohle	ja	687	245	-	0,46	0,51	43.997.300	2027
97	Schkopau A	E.ON + Saale-Energie	ST	1996	1996	Braunkohle	ja	490	100	-	0,42	0,47	28.612.932	2027
98	Schkopau B	E.ON + Saale-Energie	ST	1996	1996	Braunkohle	ja	490	100	-	0,42	0,47	28.612.932	2027
99	Schwarze Pumpe A	Vattenfall Europe AG	BB	1997	1997	Braunkohle	ja	800	60	-	0,43	0,47	47.091.585	2027
100	Schwarze Pumpe B	Vattenfall Europe AG	BB	1998	1998	Braunkohle	ja	800	60	-	0,43	0,47	47.468.179	2027

lfd. Nr	Kraftwerksname	Betreiber	Bundesland	Baujahr	Erneuerungsjahr	Brennstoff	KWK	el. Leistung (MW)	Fernwärmeleistung (MW)	Rückbaujahr	el. Wirkungsgrad	el. Wirkungsgrad mit KWK-Berücksichtigung	kumulierte Reststrommenge (MWh)	Ab-schalt-jahr
3	Bergkamen A	RWE Power AG / Evonik Steag GmbH	NW	1981	1981	Steinkohle	ja	780	20	-	0,39	0,39	37.047.208	2032
53	Gustav Knepper C (Dortmund)	E.ON Kraftwerke GmbH	NW	1971	1971	Steinkohle	ja	363,9	36	-	0,36	0,39	17.268.732	2032
94	Quierschied-Weiher	Evonik Steag GmbH	SL	1976	1976	Steinkohle	ja	724	30	-	0,37	0,37	32.810.584	2032
6	Berlin-Reuter C	Vattenfall Europe AG	BE	1969	1969	Steinkohle	ja	165	170	-	0,35	0,42	8.642.893	2033
15	Bremen-Hafen 6, (Elfi)	swb Erzeugung GmbH	HB	1979	1979	Steinkohle	ja	315	39	-	0,39	0,42	16.683.703	2033
102	Staudinger 1 (Großkrotzenburg)	E.ON Kraftwerke GmbH	HE	1965	1970	Steinkohle	ja	263	200	-	0,35	0,42	13.918.212	2033
22	Duisburg-Hochfeld HKW I	StW Duisburg	NW	1986	1986	Steinkohle	ja	102	139	-	0,41	0,49	6.458.547	2034
28	Flensburg K05 bis K11	StW Flensburg	SH	1974	1974	Steinkohle	ja	196	420	-	0,37	0,48	12.030.014	2034
63	Ibbenbüren	RWE Power AG	NW	1985	2009	Steinkohle	ja	752	20	-	0,49	0,49	47.682.757	2034
70	Karlsruhe-RDK 7	EnBW (Rheinhafen)	BW	1985	1985	Steinkohle	ja	550	220	-	0,41	0,45	31.643.444	2034
80	Mannheim 7	GKM	BW	1983	1983	Steinkohle	ja	475	500	-	0,40	0,48	29.285.358	2034
95	Rostock	KNG mbH	MV	1994	1994	Steinkohle	ja	553	150	-	0,44	0,48	34.349.167	2034
114	Völklingen-Fenne MKV	Evonik Steag GmbH	SL	1982	1982	Steinkohle	ja	195	210	-	0,40	0,48	11.914.139	2034
130	Wolfsburg West 1	VW Kraftwerk GmbH	NI	1985	1985	Steinkohle	ja	153	140	-	0,41	0,49	9.602.870	2034
131	Wolfsburg West 2	VW Kraftwerk GmbH	NI	1985	1985	Steinkohle	ja	153	140	-	0,41	0,49	9.602.870	2034



lfd. Nr	Kraftwerksname	Betreiber	Bundesland	Baujahr	Erneuerungsjahr	Brennstoff	KWK	el. Leistung (MW)	Fernwärmeleistung (MW)	Rückbaujahr	el. Wirkungsgrad	el. Wirkungsgrad mit KWK-Berücksichtigung	kumulierte Reststrommenge (MWh)	Ab-schalt-jahr
133	Zolling-Leininger 5	GDF Suez Energie Deutschland AG	BY	1986	1986	Steinkohle	ja	474	150	-	0,41	0,45	27.512.145	2034
1	Altbach/Deizisau HKW 1	EnBW Kraftwerke AG	BW	1985	2006	Steinkohle	ja	476	280	-	0,48	0,58	37.408.939	2036
2	Altbach/Deizisau HKW 2	EnBW Kraftwerke AG	BW	1997	1997	Steinkohle	ja	428	280	-	0,45	0,54	31.378.110	2036
5	Berlin-Moabit A	Vattenfall Europe AG	BE	1969	1990	Steinkohle	ja	100	136	-	0,43	0,51	6.920.911	2036
7	Berlin-Reuter-West D	Vattenfall Europe AG	BE	1987	1987	Steinkohle	ja	300	363	-	0,41	0,50	20.235.046	2036
8	Berlin-Reuter-West E	Vattenfall Europe AG	BE	1989	1989	Steinkohle	ja	300	363	-	0,42	0,51	20.586.837	2036
13	Bremen-Farge	GDF Suez Energie Deutschland AG	HB	1969	2007	Steinkohle	ja	397	26	-	0,49	0,54	28.813.658	2036
14	Bremen-Hafen 5	swb Erzeugung GmbH	HB	1968	2007	Steinkohle	ja	145	28	-	0,49	0,54	10.523.880	2036
16	Bremen-Hastedt 15	swb Erzeugung GmbH	HB	1989	1990	Steinkohle	ja	130	155	-	0,43	0,51	8.997.184	2036
25	Duisburg-Walsum 9	Evonik Steag GmbH	NW	1988	1988	Steinkohle	ja	410	295	-	0,42	0,50	27.894.953	2036
26	Ensdorf 1	VSE AG	SL	1963	2002	Steinkohle	ja	120	66	-	0,47	0,56	9.149.392	2036
27	Ensdorf 3	VSE AG	SL	1971	2002	Steinkohle	ja	310	60	-	0,47	0,52	21.666.269	2036
29	Frankfurt-West 2 u. 3	Mainova AG	HE	1989	1989	Steinkohle	ja	144	210	-	0,42	0,51	9.881.682	2036
54	Hamburg-Tiefstack HKW	Vattenfall Europe AG	HH	1993	1993	Steinkohle	ja	205	785	-	0,44	0,57	15.760.824	2036
55	Hannover-Stöcken	StW Hannover, Continental, VWK	NI	1989	1989	Steinkohle	ja	300	425	-	0,42	0,51	20.586.837	2036
56	Heilbronn 5	EnBW Kraftwerke AG	BW	1965	2010	Steinkohle	ja	125	28	-	0,50	0,55	9.273.857	2036

lfd. Nr	Kraftwerksname	Betreiber	Bundesland	Baujahr	Erneuerungsjahr	Brennstoff	KWK	el. Leistung (MW)	Fernwärmeleistung (MW)	Rückbaujahr	el. Wirkungsgrad	el. Wirkungsgrad mit KWK-Berücksichtigung	kumulierte Reststrommenge (MWh)	Ab-schalt-jahr
57	Heilbronn 6	EnBW Kraftwerke AG	BW	1966	2010	Steinkohle	ja	125	28	-	0,50	0,55	9.273.857	2036
61	Herne 4	Evonik Steag GmbH / StW Herne	NW	1989	1989	Steinkohle	ja	500	550	-	0,42	0,51	34.311.395	2036
135	Karlsruhe – Rheinhafen 8	EnBW	BW	2011	2012	Steinkohle	ja	900	220	-	0,50	0,56	67.739.200	2036
71	Kiel-Ost (GKK)	Gemeinschaftskraftwerk Kiel GmbH	SH	1970	1992	Steinkohle	ja	354	295	-	0,43	0,52	24.915.138	2036
72	Krefeld-Uerdingen N 230	Currenta GmbH & Co. OHG	NW	1971	1988	Steinkohle	ja	116	460	-	0,42	0,54	8.549.917	2036
73	Leverkusen G15/G22	Currenta GmbH & Co. OHG	NW	1962	1991	Steinkohle	ja	108	555	-	0,43	0,56	8.166.065	2036
81	Mannheim 8	GKM	BW	1993	1993	Steinkohle	ja	480	500	-	0,44	0,52	34.064.671	2036
82	Marl I	Infracor GmbH	NW	1971	1983	Steinkohle	ja	200	573	-	0,40	0,52	14.106.057	2036
84	München-Nord 2	StW München	BY	1991	1992	Steinkohle	ja	363	550	-	0,43	0,56	27.677.622	2036
104	Staudinger 5 (Großkrotzenburg)	E.ON Kraftwerke GmbH	HE	1992	1992	Steinkohle	ja	550	300	-	0,43	0,52	38.709.961	2036
105	Stuttgart-Münster	EnBW Kraftwerke AG	BW	1973	1981	Steinkohle	ja	171	600	-	0,39	0,51	11.843.448	2036
113	Völklingen-Fenne HKV	Evonik Steag GmbH	SL	1989	1989	Steinkohle	ja	230	185	-	0,42	0,51	15.783.242	2036
117	Wedel 1	Vattenfall Europe AG	SH	1962	1987	Steinkohle	ja	151	423	-	0,41	0,54	11.033.721	2036
132	Wuppertal-Elberfeld	WSW Energie und Wasser AG	NW	1989	1989	Steinkohle	ja	100	201	-	0,42	0,55	7.434.136	2036

lfd. Nr	Kraftwerksname	Betreiber	Bundesland	Baujahr	Erneuerungsjahr	Brennstoff	KWK	el. Leistung (MW)	Fernwärmeleistung (MW)	Rückbaujahr	el. Wirkungsgrad	el. Wirkungsgrad mit KWK-Berücksichtigung	kumulierte Reststrommenge (MWh)	Ab-schalt-jahr
58	Heilbronn 7	EnBW Kraftwerke AG	BW	1985	2010	Steinkohle	ja	816	550	-	0,50	0,60	78.286.770	2039
139	Mannheim Block 9	GKM	BW	2013	2013	Steinkohle	ja	900	500	-	0,51	0,61	88.222.238	2039
96	Saarbrücken-Römerbrücke	GDF Suez Energie Deutschland AG	SL	2005	2005	Steinkohle	ja	118	230	-	0,48	0,62	11.820.058	2039
129	Wolfsburg Nord	VW Kraftwerk GmbH	NI	1959	2000	Steinkohle	ja	140	755	-	0,46	0,60	13.496.747	2039

### A 3 Installierte Leistung nach Kraftwerkstyp und CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2040

Jahr	Installierte Leistung (MW)					CO <sub>2</sub> -Emissionen <sup>10</sup> (t)
	Braunkohle ohne KWK	Braunkohle mit KWK	Steinkohle ohne KWK	Steinkohle mit KWK	Summe	
2013	7.760	13.183	15.365	16.426	52.734	207.533.866
2014	7.760	13.183	14.765	16.426	52.134	194.581.609
2015	7.760	13.183	12.130	16.426	49.499	180.433.535
2016	7.460	13.183	12.130	16.426	49.199	167.335.624
2017	6.144	13.183	12.130	16.426	47.883	153.543.944
2018	4.268	13.183	9.629	16.426	43.506	139.080.992
2019	3.634	13.183	9.629	16.426	42.872	126.278.097
2020	3.229	13.183	8.880	16.426	41.718	113.663.797
2021	1.112	13.183	8.360	16.426	39.081	104.934.964
2022	1.112	13.183	8.360	16.426	39.081	96.429.597
2023	0	13.183	3.900	16.426	33.509	88.679.263
2024	0	13.183	3.900	16.426	33.509	80.112.860
2025	0	10.640	3.900	16.426	30.966	70.576.888
2026	0	10.640	0	16.426	27.066	63.197.627
2027	0	0	0	16.426	16.426	38.701.812
2028	0	0	0	16.426	16.426	35.605.667
2029	0	0	0	16.426	16.426	32.509.522
2030	0	0	0	16.426	16.426	29.413.377
2031	0	0	0	16.426	16.426	26.317.232
2032	0	0	0	14.558	14.558	22.879.887
2033	0	0	0	13.815	13.815	19.646.272
2034	0	0	0	10.212	10.212	16.346.939
2035	0	0	0	10.212	10.212	13.374.768
2036	0	0	0	1.974	1.974	9.503.258
2037	0	0	0	1.974	1.974	6.788.042
2038	0	0	0	1.974	1.974	4.072.825
2039	0	0	0	0	0	0
2040	0	0	0	0	0	0
<b>Summe</b>						<b>2.041.542.264</b>

<sup>10</sup> Berechnet auf Basis des elektrischen Wirkungsgrads, ohne KWK-Berücksichtigung

## Referenzen

- BDEW (2012), *Jahresvolllaststunden der deutschen Kraftwerke 2010*, verfügbar unter [http://www.bdew.de/internet.nsf/res/V-2011-Jahresvolllaststunden%20der%20deutschen%20Kraftwerke%202010/\\$file/Energie-Markt\\_2011\\_S-19\\_std.jpg](http://www.bdew.de/internet.nsf/res/V-2011-Jahresvolllaststunden%20der%20deutschen%20Kraftwerke%202010/$file/Energie-Markt_2011_S-19_std.jpg), heruntergeladen am 30.01.2012.
- Betz, Regina (2003), *Emissionshandel zur Bekämpfung des Treibhauseffektes. Der Einfluss der Ausgestaltung auf die Transaktionskosten - am Beispiel Deutschland*, Karlsruhe 2003.
- Bundesnetzagentur (2011), *Kraftwerkliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 4.Quartal 2011 bis 31.12.2014*, Stand 06.10.2011, verfügbar unter [http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/Kraftwerkliste/VeroeffKraftwerkliste\\_Basepage.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/Kraftwerkliste/VeroeffKraftwerkliste_Basepage.html), heruntergeladen am 28.10.2012
- Deutsche Umwelthilfe (2011), *Kohlekraftwerksprojekte in Deutschland*, Stand Dezember 2010.
- Europäische Kommission (2007), Entscheidung 2007/589/EG der Kommission vom 18.07.2007 zur Festlegung von Leitlinien für die Überwachung und Berichterstattung betreffend Treibhausgasemissionen im Sinne der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (Monitoring-Leitlinien), Brüssel, 2007.
- Europäische Union (2004), *Richtlinie 2004/8/EG über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG*, Brüssel 2004.
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2004), *Analyse des Bestandes von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in Bayern*, München 2004.
- Kail, Christoph und Haberberger, Georg (2001), *Kenngößen zur optimalen Auslegung großer KWK-Anlagen*, VDI-Berichte Nr. 1594, 2001, S.99-112
- Mauch, Wolfgang, Corradini, Roger, Wiesemeyer, Karin und Schwentzek, Marco (2010), *Allokationsmethoden für spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen*, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 55. Jg, 2010.
- Prognos (2010), *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung*, Basel 2010.
- Prognos (2011), *Zwischenüberprüfung zum Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung*, Berlin 2011.
- Schröter, Jochen (2004), *Auswirkungen des europäischen Emissionshandelssystems auf den Kraftwerkseinsatz in Deutschland*, Diplomarbeit, Berlin 2004.
- Umweltbundesamt (2011a), *Datenbank "Kraftwerke in Deutschland" – Liste der sich in Betrieb befindlichen Kraftwerke bzw. Kraftwerksblöcke ab einer elektrischen Bruttoleistung von 100 MW*, Dessau 2011.

Umweltbundesamt (2011b), *Kennzahlen typischer KWK*, Datei verfügbar unter <http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/document/downloadPrint.do;jsessionid=F4D7DE5BF3243088DDCF5D80A0859E82?ident=20882>, heruntergeladen am 30.01.2012

Umweltbundesamt (2011c), *Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen*, verfügbar unter [http://www.umweltbundesamt.de/emissionen/archiv/2012/2011\\_12\\_14\\_EM\\_Entwicklung\\_in\\_D\\_Trendtabelle\\_THG\\_v1.2.0.zip](http://www.umweltbundesamt.de/emissionen/archiv/2012/2011_12_14_EM_Entwicklung_in_D_Trendtabelle_THG_v1.2.0.zip), heruntergeladen am 24.02.2012

## ➔ **Kein Geld von Industrie und Staat**

Greenpeace ist international, überparteilich und völlig unabhängig von Politik, Parteien und Industrie. Mit gewaltfreien Aktionen kämpft Greenpeace für den Schutz der Lebensgrundlagen. Mehr als eine halbe Million Menschen in Deutschland spenden an Greenpeace und gewährleisten damit unsere tägliche Arbeit zum Schutz der Umwelt.