

Politikberatung kompakt

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung

2015

Effektive CO₂-Minderung im Stromsektor: Klima-, Preis- und Beschäftigungseffekte des Klima- beitrags und alternativer Instrumente

Pao-Yu Oei, Clemens Gerbaulet, Claudia Kemfert, Friedrich Kunz, Felix Reitz, Christian von Hirschhausen

IMPRESSUM

© DIW Berlin, 2015

DIW Berlin
Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
Mohrenstraße 58
10117 Berlin
Tel. +49 (30) 897 89-0
Fax +49 (30) 897 89-200
www.diw.de

ISBN-10 3-938762-89-6
ISBN-13 978-3-938762-89-9
ISSN 1614-6921
urn:nbn:de:0084-diwkompakt_2015-0985

Alle Rechte vorbehalten.
Abdruck oder vergleichbare
Verwendung von Arbeiten
des DIW Berlin ist auch in
Auszügen nur mit vorheriger
schriftlicher Genehmigung
gestattet.

DIW Berlin: Politikberatung kompakt 98

Pao-Yu Oei^{1,2,*}

Clemens Gerbaulet^{1,2}

Claudia Kemfert^{1,3}

Friedrich Kunz¹

Felix Reitz¹

Christian von Hirschhausen^{1,2}

Effektive CO₂-Minderung im Stromsektor: Klima-, Preis- und Beschäftigungseffekte des Klimabeitrags und alternativer Instrumente

Studie im Auftrag der European Climate Foundation (ECF)
und der Heinrich-Böll-Stiftung

Berlin, Juni 2015

* DIW Berlin, Abteilung Energie, Verkehr und Umwelt (EVU) Mohrenstr. 58, 10117 Berlin, poei@diw.de

¹ DIW Berlin, Abteilung Energie, Verkehr und Umwelt (EVU), Mohrenstr. 58, 10117 Berlin

² TU Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP), Str. des 17. Juni 135, 10623 Berlin

³ Hertie School of Governance, Friedrichstraße 180, 10117 Berlin

Das Wichtigste auf einer Seite

Diese Studie beschreibt unterschiedliche Instrumente, die zur Erreichung der deutschen Klimaschutzziele im Stromsektor bis 2020 und auch darüber hinaus eingesetzt werden können. Im Mittelpunkt der Studie steht dabei der derzeit in Deutschland diskutierte, vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) vorgeschlagene „Klimabeitrag“, der insbesondere den CO₂-Ausstoß der ältesten und CO₂-intensivsten Kohlekraftwerke betrifft.

Der vom BMWi vorgelegte „Klimabeitrag“ ist ein effektives, kostengünstiges und europakompatibles Instrument zur Minderung der CO₂-Emissionen des Stromsektors bis zum Jahr 2020. Bei der ursprünglichen Parametrierung von 18€/t CO₂ sowie einem altersabhängigen Freibetrag von 3-7 Mio. t pro Gigawatt Kraftwerkskapazität wird die angestrebte zusätzliche Emissionsminderung von 22 Mio. t CO₂ eingehalten. Die Stromexporte im Jahr 2020 verbleiben bei 37 TWh und somit knapp über dem Niveau von 2013 und 2014.

Durch die Integration des deutschen Stromsystems mit den Nachbarländern ist der Effekt des Klimabeitrags auf den Strompreis gering und beläuft sich in der Basisversion auf zusätzliche 2,9 €/MWh (0,29 Cent/kWh) bis 2020 im Vergleich zum Szenario ohne Klimabeitrag. Auf Grund des steigenden Strompreises profitiert die Mehrheit der Energieversorgungsunternehmen von der Einführung des Klimabeitrags; der Gesamteffekt beläuft sich auf ungefähr 450 Millionen Euro im Jahr 2020.

Da der Klimabeitrag zu geringeren Volllaststunden der bestehenden Kraftwerke führt, sind keine negativen Beschäftigungseffekte zu befürchten. Ebenso wenig führt das Instrument zu einem Dominoeffekt, d.h. der verstärkten Schließung von Kraftwerke und zugehörigen Tagebauen. Auch eine Produktionsverlagerung der energieintensiven Industrie ins Ausland ist nicht zu befürchten; die Großhandelsstrompreise sind auch mit dem Klimabeitrag niedriger als in den vorherigen Jahren.

Alternative nationale Instrumente sind zur Ergänzung des europäischen Emissionshandels ebenfalls vorstellbar, z.B. die ordnungsrechtliche Vorgabe von Emissionsgrenzwerten (engl. *emission performance standards*, EPS). Dagegen erweist sich der von der Industriegewerkschaft IG BCE vorgeschlagene Instrumentenmix als wenig effektiv und für Verbraucher wesentlich teurer, ohne dass die gesteckten Klimaschutzziele tatsächlich erreicht würden. Die von der IG BCE vorgeschlagene „Kapazitätsreserve für Versorgungssicherheit und Klimaschutz“ (KVK) entspricht einer teuren „Abwrackprämie“ für besonders alte Kraftwerke; sie ist aufgrund bestehender Überkapazitäten weder energiewirtschaftlich sinnvoll noch effektiv bzgl. der Klimaschutzziele.

One page summary

This study analyzes different instruments to support the German climate goals to 2020, and beyond, in the electricity sector, in particular the reduction towards 290 mn. tonnes of CO₂ foreseen in the “Climate Action Plan 2020” of the German Federal government. The study compares different national instruments, to complement the European emissions trading system (ETS).

The Ministry of Economy and Energy has recently proposed an additional levy on old and particularly CO₂-intensive power plants, the so-called “climate contribution” (in German: Klimabeitrag). We find that this climate contribution is effective in reaching the target, and that it is cost-efficient and compatible with the European ETS, as trading certificates are bought out of the market and no leakage effect occurs.

Compared to a business-as-usual (BAU) scenario, the climate contribution leads to a price increase of about 3€/MWh (0.3 cents/kWh), thus benefitting the energy industry as a whole by about € 450 mn. € annually. However, for energy-intensive industries the wholesale prices remain as low as never before (~ 40 €/MWh), and for household and smaller customers the relative increase of electricity price would be below 1%.

The climate contribution reduces the full load hours of existing coal plants, but does not lead to the premature closure of these plants. Neither are employment losses in electricity-intensive sectors to be feared, given the low level of wholesale prices. In the medium term, the restructuring of the old lignite basins in North-Rhine-Westphalia and Lusatia should be addressed by regional structural policies.

The climate contribution is clearly superior to other proposals on the table, most notably the plan put forward by the German Labour Union for Mining, Chemistry, and Energy (IG BCE); the latter suggests to place older coal power plants into a “capacity reserve for supply security and climate protection”. This is economically not useful, because given current overcapacities, the reserve would hardly ever be used. Thus, the climate effect would be costly and small, too; in addition, this alternative proposal leads to no neutralization of CO₂-certificates at the European level. The climate contribution, however, includes the option for power operators to emit beyond their free allocation levels, when decommissioning additional CO₂-certificates. Also, the major share of the costs of the IG BCE proposal would have to be paid by the households as the energy-intensive industry is exempt from the levy.

Zusammenfassung

Anspruchsvolle Klimaschutzziele in Deutschland

Sowohl Deutschland als auch die Europäische Union haben sich anspruchsvolle Klimaschutzziele gestellt. So möchte Deutschland bis 2020 den Ausstoß von Treibhausgasen gegenüber 1990 um 40% reduzieren, die EU strebt dasselbe Ziel für das Jahr 2030 an; bis 2050 sollen in beiden Regionen die Emissionen um 80-95% sinken. Dem Stromsektor kommt in diesem Zusammenhang eine besondere Bedeutung zu: Trotz seines hohen Einsparpotentials hat er in den letzten Jahren nur unterproportional zur Emissionsvermeidung beigetragen. Die Bundesregierung hat daher im Aktionsplan Klimaschutz 2020 für den Stromsektor eine zusätzliche Reduktion von 22 Mio. t CO₂ vorgegeben, zusätzlich zur Reduktion entsprechend des „Projektionsberichts“ (Business as Usual – BAU). Diese droht allerdings, ohne die Einführung zusätzlicher nationaler Klimaschutzmaßnahmen, verfehlt zu werden, wodurch auch das nationale Reduktionsziel von 40% gefährdet ist.

Diese Studie analysiert die Wirkung unterschiedlicher Instrumente auf deutscher und europäischer Ebene, die das Niveau der zukünftigen Treibhausgasemissionen beeinflussen. Im Mittelpunkt steht dabei der derzeit in Deutschland diskutierte, vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) vorgeschlagene „Klimabeitrag“, der insbesondere den CO₂-Ausstoß der ältesten und CO₂-intensivsten Kohlekraftwerke adressiert. Jedoch werden auch alternative nationale Instrumente, u.a. der Vorschlag der Industriegewerkschaft Bergbau Chemie Energie (IG BCE) einer „Kapazitätsreserve für Versorgungssicherheit und Klimaschutz“ (KVK) sowie auch die längerfristigen Perspektiven des europäischen Emissionshandels (ETS) und deren Kopplung mit nationalen Instrumenten analysiert. Abschließend erfolgt eine Analyse der CO₂-Pfade bis 2035.

Klimabeitrag als effektives und kostengünstiges Instrument

Der vom BMWi vorgeschlagene Klimabeitrag kann bei seiner ursprünglichen Parametrierung (Klimabeitrag 1) von 18€/t CO₂ sowie einem altersabhängigen Freibetrag von 3-7 Mio. t/GW Kraftwerkskapazität die angestrebte Emissionsminderung von 22 Mio. t CO₂ einhalten. Die Stromexporte im Jahr 2020 verbleiben bei 37 TWh und somit knapp über dem Niveau von 2013 und 2014. Reduziert man die Höhe des Klimabeitrags und/oder erhöht den Freibetrag

für alte Kraftwerke (Klimabeitrag 2), fällt der Effekt entsprechend geringer aus. Wenn an dem deutschen Ziel der 40 prozentigen CO₂-Reduktion bis 2020 festgehalten werden soll, darf der Klimabeitrag daher nicht weiter aufgeweicht werden.

Aufgrund der Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung der Rahmenbedingungen des Stromsektors wurden weiterführende Sensitivitätsanalysen für den ETS-CO₂-Preis, die Höhe des Klimabeitrags, die Volllaststunden der Winderzeugung, die im Rahmen des Klimabeitrags erlaubte Freimenge an Emissionen und die Entwicklungen des Kraftwerksparkes im europäischen Ausland berücksichtigt. Dies ergibt mehr als 600 Kombinationen zu denen Rechnungen durchgeführt wurden. Die Stromversorgung ist hierbei in allen Szenarien bis 2035 auch bei einer Einführung des Klimabeitrags jederzeit sichergestellt.

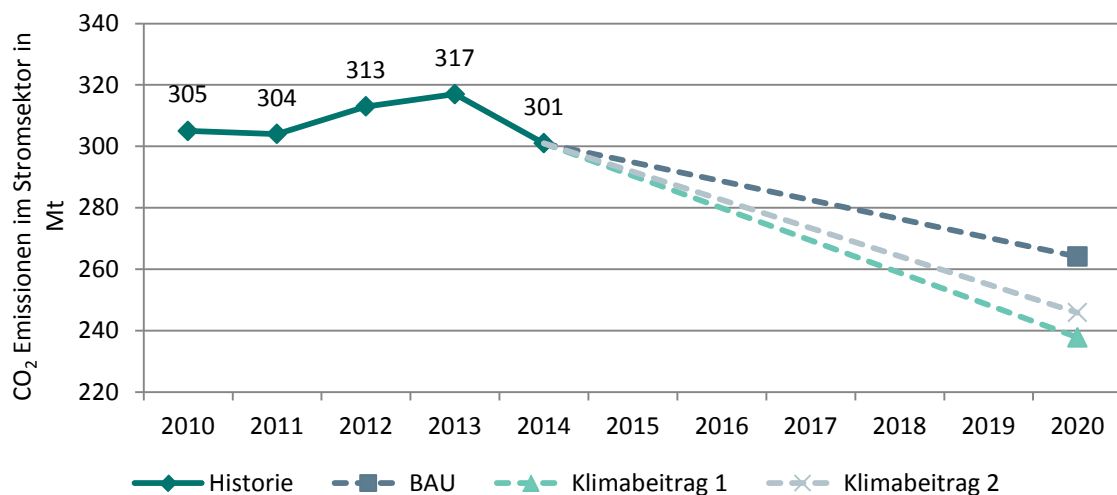


Abbildung Z1: Entwicklung der Emissionen in Deutschland mit und ohne Klimabeitrag

Quelle: Eigene Berechnungen.

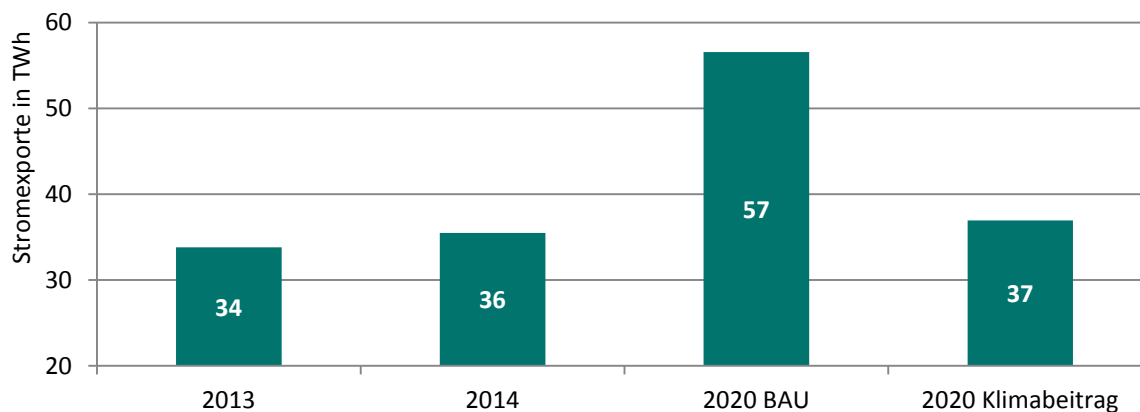


Abbildung Z2: Stromexporte von Deutschland in die Nachbarländer

Quelle: Eigene Berechnungen.

Relativ geringer Preisanstieg zu erwarten

Durch die Integration des deutschen Stromsystems mit den Nachbarländern sowie im europäischen Kontext ist der Effekt des Klimabeitrags auf den Strompreis gering und beläuft sich auf wenige €/MWh. Bei der Einführung des Klimabeitrag 1 ist damit zu rechnen, dass der Großhandelspreis im Vergleich zum BAU-Szenario um 2,9 €/MWh (0,29 Cent/kWh) bis 2020 ansteigt. Dies führt auch zu einer Reduktion der EEG Umlage, weshalb der Effekt für Haushaltskunden und einige Industriebetriebe bei maximal 0,17 Cent/kWh liegt. Die energieintensive Industrie wird von einem Anstieg des Börsenstrompreises stärker betroffen, da sie zum Teil EEG abgabenbefreit ist. Beim Klimabeitrag 2 beträgt der Börsenpreisanstieg nur 2,3 €/MWh (0,23 Cent/kWh) in 2020, was einem Anstieg von 0,14 Cent/kWh für Haushaltskunden entspricht, d.h. ungefähr 0,5% des Haushaltspreises.

Auf Grund des steigenden Strompreises profitiert die Mehrheit der Energieversorgungsunternehmen von der Einführung des Klimabeitrags. Der Gesamteffekt beläuft sich auf ungefähr 450 Millionen € in 2020. Insbesondere modernere Steinkohlekraftwerke und Gaskraftwerke sowie die Betreiber von Atomkraftwerken profitieren hiervon im Vergleich zum BAU-Szenario. Ältere Braun- und Steinkohlekraftwerke profitieren zwar auch von höheren Strompreisen, doch überwiegt bei ihnen der finanzielle Nachteil auf Grund der reduzierten Volllaststunden. Braunkohlekraftwerke erwirtschaften in der Summe jedoch weiterhin die höchsten Deckungsbeiträge aller Kraftwerkstechnologien, noch vor den verbliebenen Atomkraftwerken.

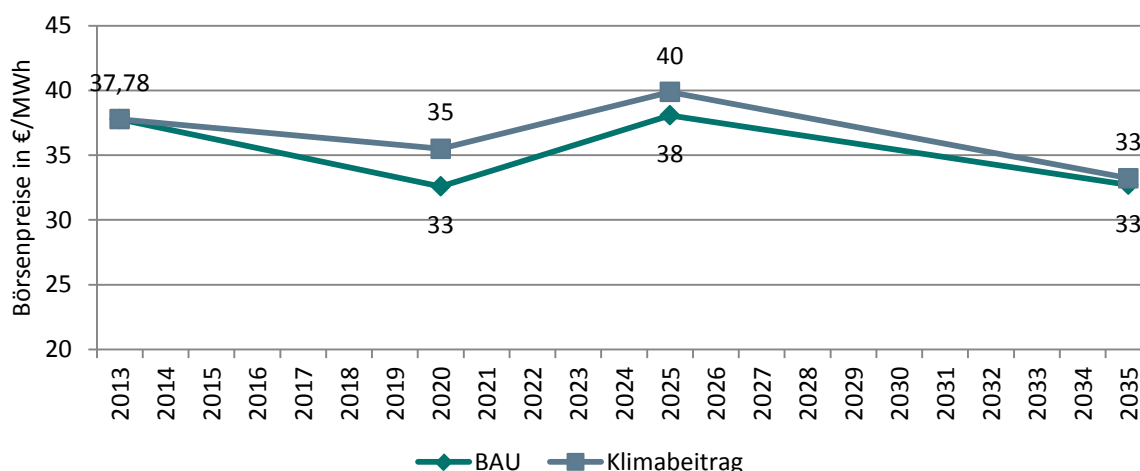


Abbildung Z3: Börsenstrompreise in Deutschland mit und ohne Klimabeitrag

Quelle: Eigene Berechnungen.

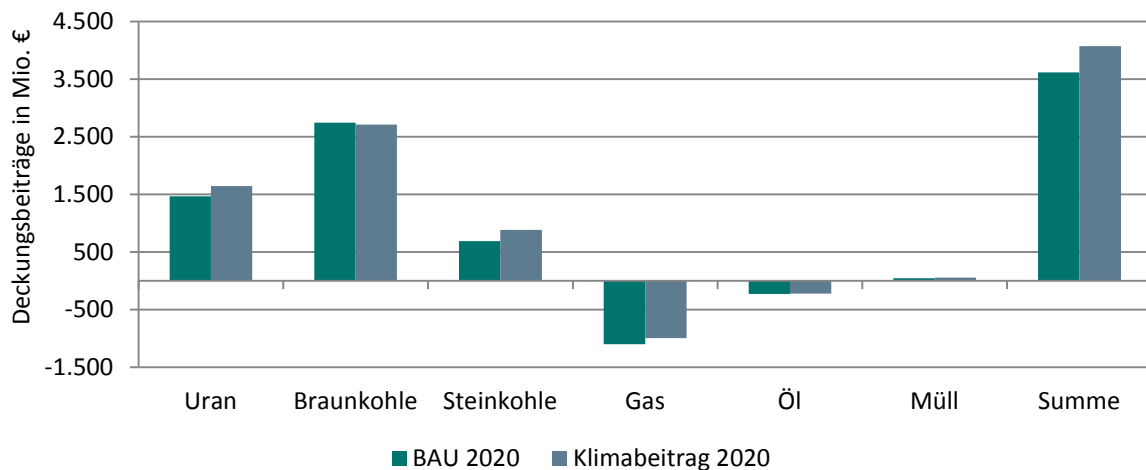


Abbildung Z4: Deckungsbeiträge aus dem Stromhandel im Szenario ohne und mit Klimabeitrag

Quelle: Eigene Berechnungen.

Kein Strukturbruch zu befürchten

Die Einführung des Klimabeitrags führt insb. zu einer Belastung alter und CO₂-intensiver Braunkohlekraftwerke in NRW und der Lausitz. Es ist jedoch nicht damit zu rechnen, dass es dadurch zu einer übermäßigen Schließung von Kraftwerken kommt, da Braunkohlekraftwerke im Durchschnitt immer noch positive Deckungsbeiträge von 95 €/kW erwirtschaften. Vielmehr wird die Jahreslaufzeit der ältesten Kraftwerke reduziert, was kaum Einfluss auf dessen Beschäftigtenzahlen hat. Indirekte Effekte wie z.B. der Wegfall ganzer Wertschöpfungsketten der vorgelagerten Tagebaue oder der nachgelagerten Gipsproduktion sind somit auch nicht zu befürchten.

Im angenommenen Referenzpfad gehen eine Reihe älterer Kohlekraftwerke in den 2020er Jahren auf Grund ihres Alters vom Netz. Dieser Arbeitsplatzrückgang kann daher nicht der Einführung des Klimabeitrags zugeschrieben werden. Aus diesem Grund ist die Idee, gerade diese älteren Kohlekraftwerke in eine vom Endkunden bezahlte „Kapazitätsreserve für Versorgungssicherheit und Klimaschutz“ (KVK) einzubringen, wie es von der IG BCE jüngst vorgeschlagen wurde, energiewirtschaftlich nicht sinnvoll und erbrächte auch keine weiteren langfristigen Klimaschutzeffekte. Darüber hinaus wird der Großteil dieser Reduktion nur durch eine Verlagerung in europäische Nachbarländer erreicht; eine Stilllegung von ETS CO₂-Zertifikaten wie beim BMWi Vorschlag des Klimabeitrags ist nicht vorgesehen. Bei diesem erhöht sich der Gesamteffekt der Maßnahme, da hierdurch weitere 22 Mio. CO₂ Zertifikate dem ETS-Budget nicht mehr zur Verfügung stehen.

Ein weiterer Kritikpunkt ist, dass die hohen Kosten des IG BCE Vorschlags durch eine Umlage hauptsächlich auf Privatkunden umgelegt werden. Hierdurch würde der Börsenstrompreis weiter fallen, was die Rentabilität aller verbleibenden Kraftwerke reduziert. Um weitere Kraftwerksstilllegungen von emissionsärmeren Gaskraftwerken zu verhindern ist der Ansatz des BMWi Vorschlags – ein Verhindern des weiteren Börsenstrompreisverfalls – vorteilhaft für die gesamte Energiewirtschaft. Der Vorschlag der IG BCE ist daher ökonomisch ineffektiv und führt zu einer geringen CO₂-Vermeidung als der Klimabeitrag.

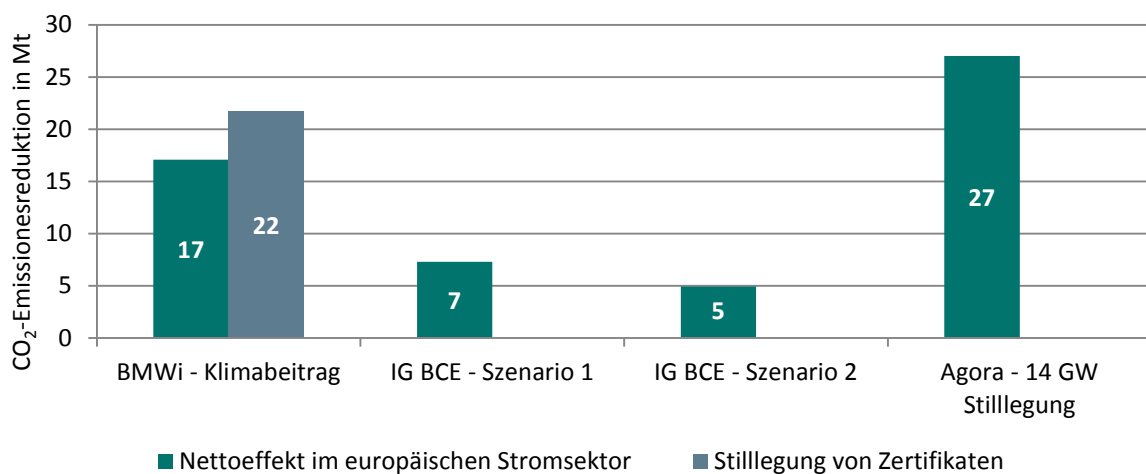


Abbildung Z5: Vergleich der Europäischen Einsparung durch den Klimabeitrag und alternative Vorschläge
 Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf BMWi (2015a), enervis energy advisors (2015) und Frontier Economics (2015).

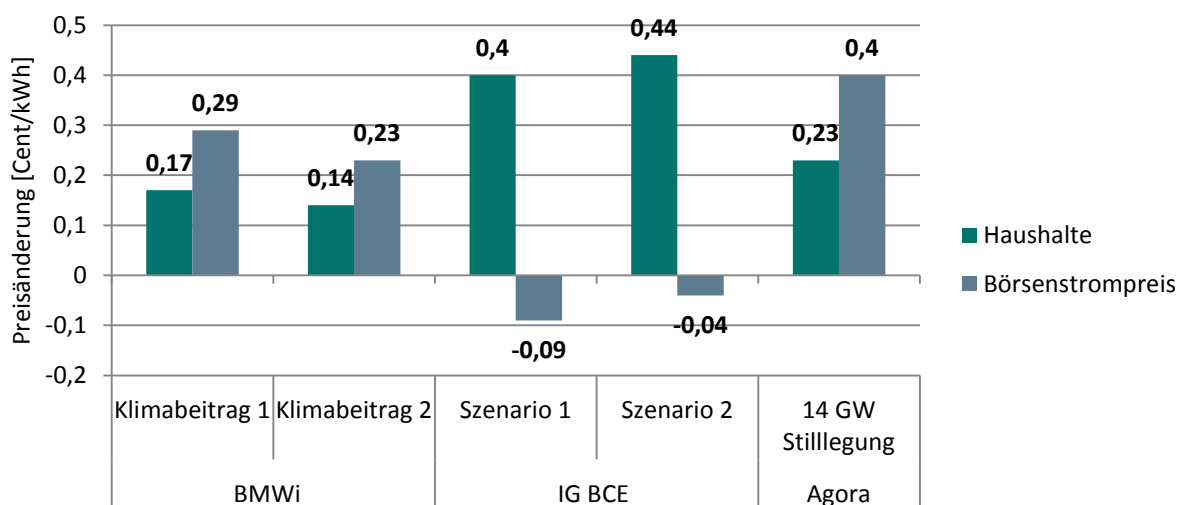


Abbildung Z6: Preisänderung durch die Einführung der verschiedenen Klimainstrumente
 Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf BMWi (2015a, 2015b), enervis energy advisors (2015) und Frontier Economics (2015).

Beschäftigungsdynamik spricht für Erneuerbare

Durch die Einführung des Klimabeitrags ergibt sich eine leichte Erhöhung des Strompreises im Jahr 2020 auf 35,5 €/MWh. Dieses Preisniveau liegt jedoch immer noch deutlich unterhalb des Börsenstrompreises der Jahre 2010-2013 (37-51 €/MWh). Daher kann nicht von einer daraus folgenden Verlagerung der Industrie ins Ausland ausgegangen werden. Dies ist insbesondere der Fall, da der Strompreis in den meisten Branchen für weniger als 5% der Gesamtproduktionskosten verantwortlich ist. Die Einführung des Klimabeitrags und die damit verbundene Einhaltung der Klimaziele bis 2020 bietet im Gegenzug auch die Möglichkeit weitere neue Arbeitsplätze entstehen zu lassen. So ist die Anzahl der Arbeitsplätze im Bereich der erneuerbaren Energien in den letzten Jahren stark angestiegen und übersteigt mit inzwischen 371.400 deutlich die der Kohleverstromung. Aus dem Zusammenspiel der verschiedenen positiven und negativen Einflüsse der Energiewende auf die Beschäftigung hat das DIW Econ in einer Studie die erwarteten gesamtwirtschaftlichen Nettobeschäftigungseffekte für Deutschland berechnet. Diese belaufen sich bis zum Jahr 2020 durchschnittlich auf 18.000 neue Arbeitsplätze pro Jahr.

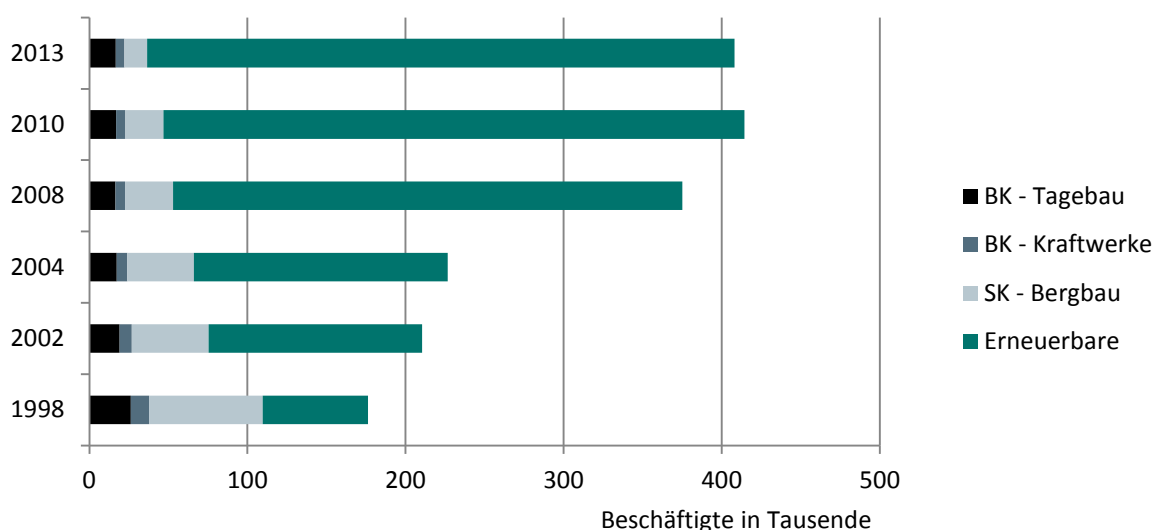


Abbildung Z7: Entwicklung der Arbeitsplätze in den Bereichen Kohle und erneuerbare Energien 1998 – 2013

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Statistik der Kohlewirtschaft (2015) und Ulrich und Lehr (2014)¹.

¹ Die Anzahl der Beschäftigten in den Steinkohlekraftwerken wurde nicht abgebildet, da hierfür keine Daten für den gesamten Betrachtungshorizont vorliegen. Der IG BCE spricht im Jahr 2014 von verbleibenden 5.000 Arbeitsplätzen in Steinkohlekraftwerken.

Auch für die Zeit nach 2020 bestehen anspruchsvolle Klimaschutzziele für den Stromsektor, die u.a. im Szenariorahmen der Bundesnetzagentur für 2025 (187 Mio. t) bzw. 2035 (134 Mio. t) eine konkrete Umsetzung im Stromsektor finden. Diese Klimaschutzziele können im Kontext des Szenariorahmens erreicht werden, sofern insbesondere die Braunkohlekapazitäten zurückgehen und der Ausbau der Erneuerbaren fortgeschrieben wird. Der zusätzliche Reduktionseffekt bei einer Aufrechterhaltung des Klimabeitrags nach 2020 sinkt ab 2025, da bis dahin – basierend auf den Annahmen der Bundesnetzagentur – bereits Nettokapazitäten von 7,4 GW Braunkohle- und 4,2 GW Steinkohlekraftwerke aus Altersgründen stillgelegt werden. Die von der Bundesnetzagentur im Szenariorahmen 2025/2035 verwendeten CO₂-Grenze von 134 Mio. t für den Stromsektor (2035) kann eingehalten werden, wenn es strenge Klimaschutzinstrumente wie einen funktionierenden europäischen Emissionshandel – in Verbindung mit einem nationalen Instrument – gibt. Bis 2035 geht der überwiegende Teil der Kohlekraftwerke vom Netz; durch die Zunahme der Erneuerbaren sinkt der Großhandelsstrompreis auf etwa das Niveau von 2015. Die 2030er Jahre stellen dabei den Übergang des deutschen Stromsystems vom fossilen zum erneuerbaren Zeitalter dar.

Europäische Nachbarländer gewinnen an Bedeutung

Mittelfristig wird die Interaktion zwischen dem deutschen und dem europäischen Kraftwerkssektor zunehmen; insbesondere werden die aggregierten CO₂-Emissionen im Stromsektor davon abhängen, wie sich der Kraftwerkspark in den Nachbarländern entwickelt. Analysen unter Verwendung des europäischen Szenariorahmens (“System Outlook & Adequacy Forecast”) legen nahe, dass eine weitere Reduktion der CO₂-Emissionen in Höhe der angestrebten Ziele möglich ist, wenn auch andere europäische Länder – ergänzend zum europäischen Emissionshandel – weitere nationale Anstrengungen unternehmen.

Executive Summary

Both Germany and the European Union have defined ambitious climate goals: Germany seeks a reduction of greenhouse gas emissions (GHG) of 40% by 2020 (compared to 1990), and the European Union has set out the same objective for 2030. Both, Germany and the European Union, have committed themselves to reduce emissions by 80-95% until 2050. Within this strategy, the electricity sector is falling short of its reduction potential. Thus, the German government is currently seeking an instrument to achieve an additional 22 mn. t of CO₂ reduction, in addition to the reduction foreseen in the “Business as Usual – BAU” scenario (so-called “Projektionsbericht”, submitted to the EU).

This study analyses different instruments to reduce CO₂ emissions in the German and the European context. We provide a survey of available instruments, ranging from emission performance standards (EPS) over minimum-price floors, and other instruments. The focus of the study, however, is the “climate contribution” (in German: “Klimabeitrag”), an additional financial levy proposed by the German Ministry for Economy and Energy (BMWi) that addresses primarily old and CO₂-intensive coal power plants. This instrument is also put into perspective with other currently discussed instruments at the national level, and their repercussions with the EU emissions trading system (ETS). The study focusses on both, the horizon to 2020 as well as 2035.

Our main message is that the “climate contribution” suggested by the Ministry can be designed such that the additional reduction of CO₂-emissions in the German electricity sector for 2020 can be met. A parameterization of 18€/t CO₂, in combination with a free allocation between 3-7 mn. t CO₂/GW of plant capacity (depending on the age of the plant) is appropriate to assure a 22 mn. t CO₂-reduction by 2020. Figure S1 shows the effects of different parameterizations of the climate contribution and the corresponding effect on the reduction of CO₂-emissions compared to the BAU scenario. In addition to reduced CO₂-intensity of German electricity production, Germany’s exports are also reduced. A reduction of the climate contribution, e.g. in the range of 12-16€, and/or an increase of the free allocation to older power plants, would of course weaken the effects and thus endanger the overall German climate targets for 2020 and beyond.

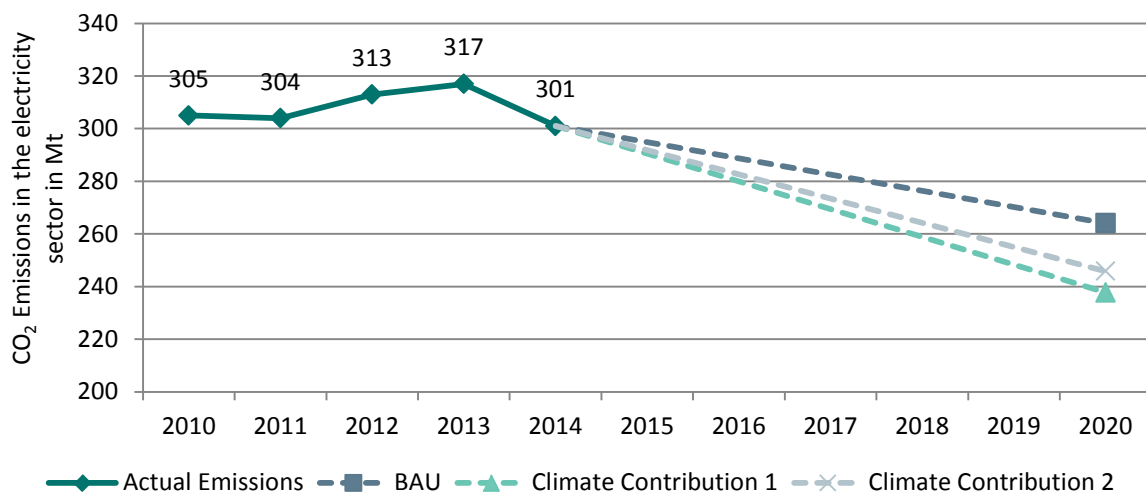


Figure S1: CO₂ emissions in Germany with and without the introduction of the climate contribution

Source: Own calculations.

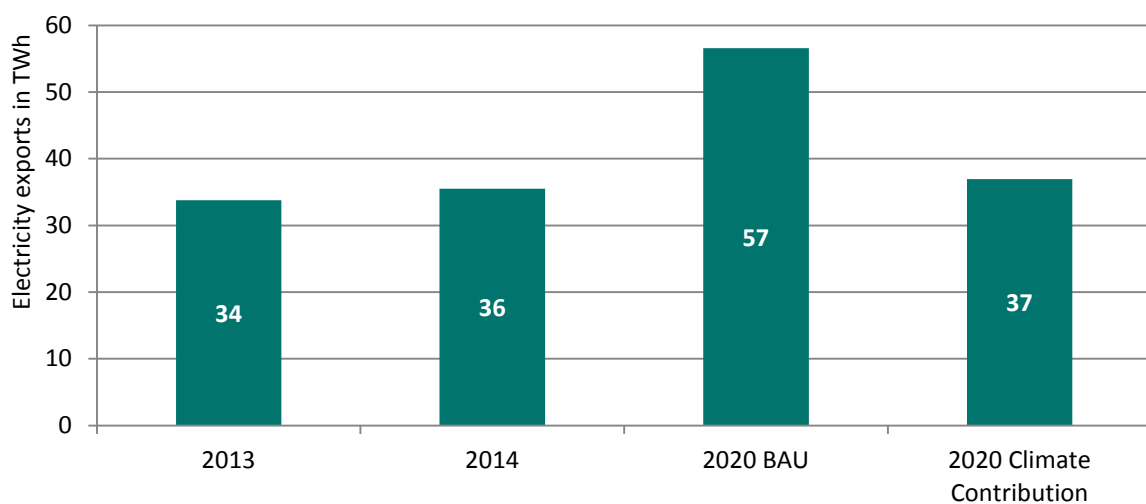


Figure S2: Electricity exports from Germany

Source: Own calculations.

The effect of the climate contribution on wholesale electricity prices is relatively weak, since Germany is integrated into the Central European electricity grid. The price effect on the BAU scenario is about an additional 2.9 €/MWh (0.29 cents/kWh). At under 40 €/MWh, the electricity price is still at a very low level, and certainly the lowest price that the energy-intensive industry has seen in the last years. The price effect on households and small industry consumers will be dampened by a simultaneous reduction of the renewables levy (“EEG-Umlage”), it is likely to be below 1.7 €/MWh (0.17 cents/kWh).

Price increases over and above the baseline represent a benefit to the majority of utilities, through additional revenues; this effect of the climate contribution is estimated at about 450 mn. € (Figure S3). Efficient hard coal plants as well as some natural gas plants benefit (in addition to nuclear power plants). For older and more CO₂-intensive coal plants, the reduction of full load hours might overcompensate for the price effect. However, lignite plants still generate the highest marginal contribution of all, having even lower variable costs than nuclear power.

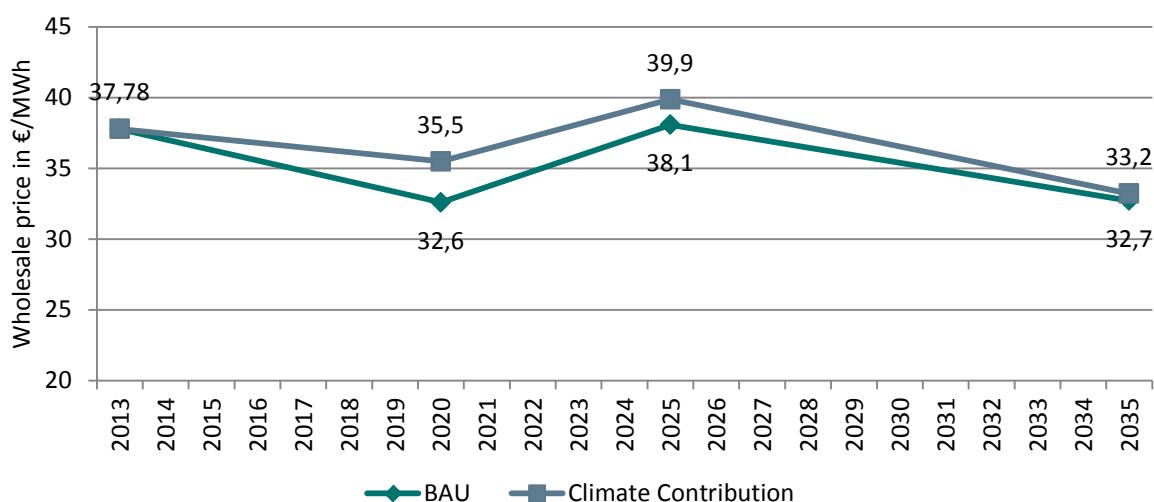


Figure S3: Wholesale electricity prices in Germany with and without the climate contribution

Source: Own calculations.

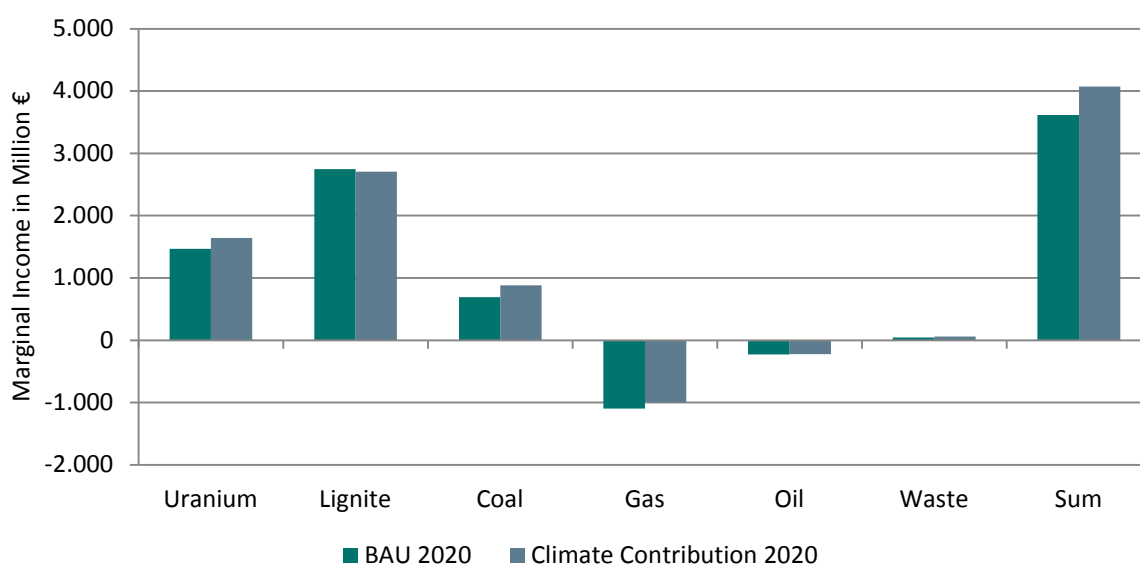


Figure S4: Revenue from electricity sales with and without the introduction of the climate contribution

Source: Own calculations.

The introduction of the climate contribution would mainly affect older and CO₂-intensive lignite power plants in North Rhine-Westphalia (NRW) and Lusatia (“Lausitz”). However, premature closure of power plants is not to be feared, only a reduction of full load hours, which does not affect employment directly. Neither are indirect effects to be feared, i.e. the destruction of value-added chains, e.g. affecting upstream lignite mining. Many of the older plants are scheduled to go offline in the 2020s, anyway, and the reduction of this workforce is not directly related to the climate contribution.

In this context, the study also looks at an alternative reduction plan put forward by the German Labour Union for Mining, Chemistry, and Energy (IG BCE): Their idea is to place older coal power plants into a “capacity reserve for supply security and climate protection”. This is economically not useful, because given current overcapacities, the reserve would hardly ever be used. Thus, the climate effect would be costly and small, too; in addition, this alternative proposal leads to no neutralization of CO₂-certificates at the European level. The climate contribution, however, includes the option for power operators to emit beyond their free allocation levels, when decommissioning additional CO₂-certificates. Also, the major share of the costs of the IG BCE proposal would have to be paid by the households as the energy-intensive industry is exempt from the levy.

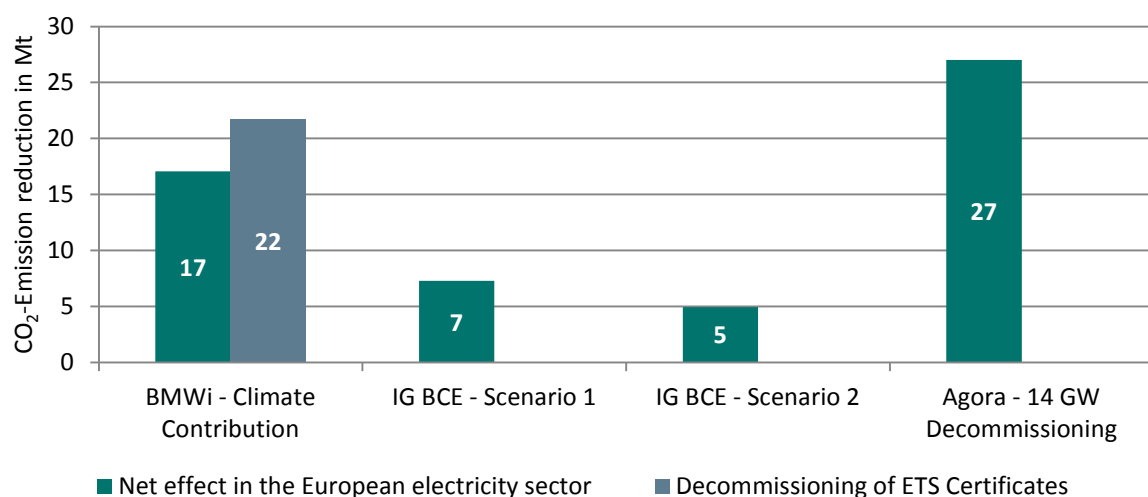


Figure S5: European CO₂ reduction for various climate instruments

Source: Own calculations based on BMWi (2015a), enervis energy advisors (2015) und Frontier Economics (2015).

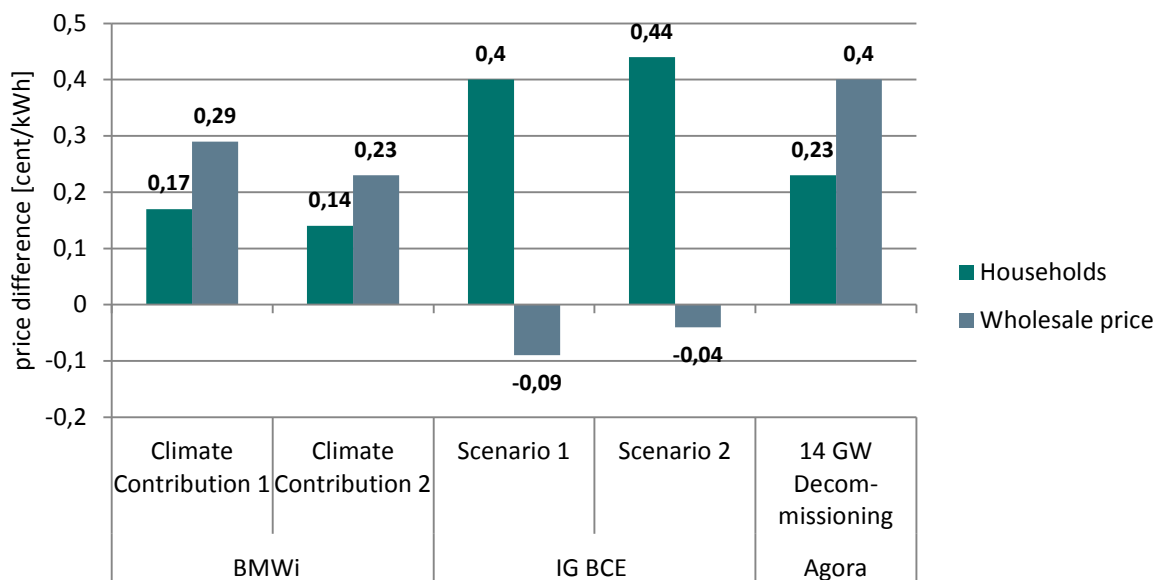


Figure S6: Electricity price difference with the introduction of various climate instruments

Source: Own calculations based on BMWi (2015a, 2015b), enervis energy advisors (2015) and Frontier Economics (2015).

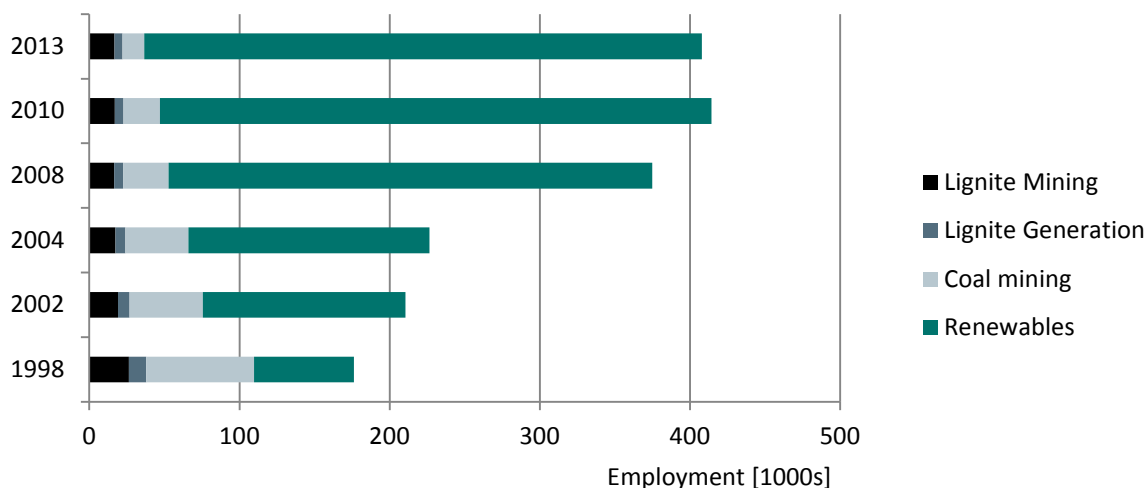


Figure S7: Employment in the coal and renewables sector from 1998 till 2013

Source: Own calculations based on Statistik der Kohlewirtschaft (2015) und Ulrich und Lehr (2014)².

² Additional 5,000 employees work in German hard coal power plants in 2014. Their number, however, is not depicted due to a lack of data for the previous years.

The low electricity price increase is unlikely to lead to a reduction of employment in energy-intensive firms as wholesale electricity prices will remain below previous levels. The two regions mostly affected, NRW and Lusatia, can expect overcompensation of employment effects through the increased use of renewable energy sources (RES). Thus, employment in the renewables sectors is rising significantly Germany-wide, and is much higher than in the coal sector, at about 371,400 employees in RES currently (Figure S7).

Moving to longer term targets, there is a clear need to find additional instruments - complementing the EU ETS – at the horizon 2035 as well. The scenario framework proposed by the German regulator (BNetzA) suggests a reduction of CO₂-emissions towards 187 mn. t (2025) and 134 mn. t (2035); these targets can be met with a reduction of most of the lignite power plant production, and continuing rise of renewables.

Looking from a European perspective, the interaction between the German and the European power sectors will intensify in the future. The aggregate CO₂-emissions in the European power sector will only be reduced if – in addition to Germany – some neighbouring countries also take action, and complement the EU-ETS with national instruments to reduce their CO₂-emissions. Our modelling analysis on the basis of the European Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SOAF) suggests a significant reduction of CO₂-emissions from the power sector, supposing such combined efforts between the European and the national levels will be implemented.

Inhaltsverzeichnis

Das Wichtigste auf einer Seite.....	I
One page summary.....	II
Zusammenfassung.....	III
Executive Summary	X
Inhaltsverzeichnis	XVI
1 Einleitung.....	1
2 Energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen	2
2.1 CO ₂ -Lücke bis 2020 und das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020	2
2.1.1 Klimaschutzziele in Deutschland	2
2.1.2 Aktionsprogramm Klimaschutz 2020.....	3
2.2 Der Status Quo der Kohleverstromung in Deutschland	5
2.2.1 Steinkohlekraftwerke	5
2.2.2 Braunkohlekraftwerke	6
2.2.3 Notwendigkeit einer Anpassung der Erzeugungsstruktur	8
2.3 Nationale Maßnahmen zur Einhaltung des Klimaschutzzieles bis 2020	10
2.3.1 Beschreibung verschiedener nationaler Instrumente zur Strukturierung des Kohleausstiegs.....	10
2.3.2 Der Versuch eines „Kohlekonsens“ im Herbst 2014 – Freiwillige Abschaltung von zehn GW Kohlekraftwerken.....	13
2.4 Der nationale Klimaschutzbeitrag gemäß dem Vorschlag des BMWi	15
2.4.1 Der erste Entwurf im März 2015	15
2.4.2 Der Zweite Entwurf im Mai 2015	18
2.4.3 Auswirkungen des Klimabeitrags auf den Kraftwerksmix in Deutschland.....	19
3 Erzeugungsmengen, CO₂-Emissionen, Börsenpreise und Deckungsbeiträge der Kraftwerke	21
3.1 Modellansatz.....	21
3.1.1 Modellbeschreibung und Daten	21
3.1.2 Spezifische Modellierung des Klimabeitrags.....	24
3.2 Ergebnisse der Szenarien	25
3.2.1 Stromerzeugung und -exporte	27
3.2.2 CO ₂ -Emissionen	29
3.2.3 Interaktionen mit den Nachbarländern und Netto-Emissionsminderung	31
3.2.4 Strompreise	34

3.2.5	Profitabilität der Kraftwerke	36
3.2.6	Sensitivitätsbetrachtungen.....	37
3.3	Stellschrauben des Klimabeitrags	43
4	Abschätzung der Beschäftigungseffekte.....	45
4.1	Die Arbeitsplatzentwicklung in der deutschen Kohlebranche	45
4.2	Alternative Beschäftigungseffekte im Bereich der erneuerbaren Energien im Vergleich zur Kohlewirtschaft	47
4.3	Abschätzung der Auswirkungen des Klimainstrumentes auf Arbeitsplätze in Deutschland	50
4.3.1	Abschätzung der Arbeitsplatzeffekte	50
4.3.2	Die Prognosen der HWWI-Studie sind deutlich zu hoch	53
5	Alternativvorschlag der IG BCE	55
5.1	Beschreibung des Vorschlages der IG BCE.....	55
5.2	Bewertung des Vorschlages der IG BCE für eine Kapazitätsreserve für Versorgungssicherheit und Klimaschutz (KVK)	57
5.3	Vergleich der Vorschläge BMWi und IG BCE.....	59
6	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	62
7	Referenzen	64
8	Anhang	68
8.1	Liste der aktiven Braunkohlekraftwerke in 2025 und 2035 gemäß BNetzA.....	68
8.2	Kohlerevierkarten in Nordrhein-Westfalen, Mitteldeutschland und der Lausitz.....	69

Dieses Projekt wurde mit Unterstützung der Europäischen Kommission finanziert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung trägt allein der Verfasser; die Kommission haftet nicht für die weitere Verwendung der darin enthaltenen Angaben.



Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 1: Treibhausgasemissionen in Deutschland mit CO ₂ -Emissionen der Braun- und Steinkohle und Zielwerte der Bundesregierung.....	2
Abbildung 2: Treibhausgasemissionen im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 nach Sektoren.....	4
Abbildung 3: Vergleich der Nettostromerzeugung nach Angaben des Projektionsbericht 2015	5
Abbildung 4: Altersstruktur der Steinkohlekraftwerke in Deutschland.....	6
Abbildung 5: Altersstruktur der Braunkohlekraftwerke in Deutschland	7
Abbildung 6: Regionale Verteilung, Alter und Wirkungsgrade der Braunkohlekraftwerke	8
Abbildung 7: Kurzfristige Erzeugungskosten von Braunkohle- bzw. GuD-Kraftwerken	10
Abbildung 8: Verschiedene Ausgestaltungsformen für nationale CO ₂ -Grenzwerte.....	13
Abbildung 9: Merit Order Effekt durch die Klimaabgabe	17
Abbildung 10: Darstellung der Freibeträge des Klimabeitrags in beiden Entwürfen	18
Abbildung 11: Stromerzeugung in Deutschland in 2020, 2025 und 2035 mit und ohne Klimabeitrag.....	28
Abbildung 12: Stromexporte aus Deutschland	29
Abbildung 13: Emissionen nach Brennstoff in Deutschland 2020 mit und ohne Klimabeitrag.....	30
Abbildung 14: Entwicklung der CO ₂ -Emissionen in Deutschland mit und ohne Klimabeitrag.....	30
Abbildung 15: Emissionen nach Brennstoff in Deutschland in 2025 und 2035.....	31
Abbildung 16: Brutto- und Nettovermeidung in 2020 durch Wechselwirkung mit den Nachbarländern	32
Abbildung 17: Wechselwirkungen mit dem Ausland bei der Einführung des Klimabeitrags	32
Abbildung 18: Veränderung der CO ₂ -Emissionen in Deutschland und den Nachbarländern in 2020 (oben) sowie 2025 und 2035 (unten) durch den Klimabeitrag.....	33
Abbildung 19: Durchschnittliche Börsenstrompreise in Deutschland mit und ohne Klimabeitrag.....	34
Abbildung 20: Historische und erwartete Börsenstrompreise in Deutschland	35
Abbildung 21: Historische und erwartete Haushaltsstrompreise in Deutschland	35
Abbildung 22: Deckungsbeiträge aus dem Stromhandel in 2020 im Szenario ohne und mit Klimabeitrag	36
Abbildung 23: Emissionsreduktion durch Einführung des Klimabeitrags je nach ETS-Preis und Höhe des Klimabeitrags.....	38
Abbildung 24: Emissionen in Deutschland je nach CO ₂ -Preis und Höhe des Klimabeitrags	39

Abbildung 25: CO ₂ -Emissionen in Deutschland 2020 in Abhängigkeit der Höhe des Freibetrags für die ältesten Anlagen	39
Abbildung 26: Emissionen in 2025 in Deutschland je nach ETS-CO ₂ -Preis und Höhe des Klimabeitrags	40
Abbildung 27: Emissionen in 2035 je nach ENTSO-E Scenario Vision.....	42
Abbildung 28: Emissionen 2035 in Deutschland in Abhängigkeit von CO ₂ -Preis und Höhe des Klimabeitrag.....	42
Abbildung 29: Entwicklung der Arbeitsplätze in den Bereichen Kohle und erneuerbare Energien von 1998 bis 2013	49
Abbildung 30: Anteil der Energiekosten am Umsatz nach Sektoren und Energieträgern in Deutschland	51
Abbildung 31: Vergleich der Europäischen Einsparung durch den Klimabeitrag und alternativer Vorschläge	60
Abbildung 32: Preisänderung durch die Einführung der verschiedenen Klimainstrumente	61
Abbildung 33: Revierkarte Rheinland mit den Tagebauen (TB) und Kraftwerken (KW).....	69
Abbildung 34: Revierkarte Mitteldeutschland mit Tagebauen (TB) & Kraftwerken (KW).....	70
Abbildung 35: Revierkarte Lausitz mit den Tagebauen (TB), Kraftwerken (KW) und den gestrichelten Vorrangsgebieten Welzow Süd TF II und Nochten II.....	71

Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 1: Mögliche Klimaschutzinstrumente zur Einschränkung der Kohleverstromung.....	11
Tabelle 2: Diskutierte Stilllegungen von Braunkohlekraftwerken im Oktober 2014.....	14
Tabelle 3: Umrechnung der Freibeträge in %-Auslastung und Volllaststunden für Braunkohle- (BK) und Steinkohlekraftwerke (SK).....	16
Tabelle 4: Braunkohlereviere in Deutschland ab Baujahr 2000 ab einer Mindestgröße von 100 MW	19
Tabelle 5: Braunkohleblöcke in Deutschland bis Baujahr 2000 und einer Mindestgröße von 100 MW	20
Tabelle 6: Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland.....	22
Tabelle 7: Volllaststunden erneuerbarer Energien im BAU-Szenario (und Sensitivitäten)	23
Tabelle 8: Annahmen über die Preisentwicklung wesentlicher Brennstoffe und Emissionszertifikate im BAU Szenario (und Sensitivitäten).....	24
Tabelle 9: Liste der gerechneten Sensitivitäten.....	26
Tabelle 10: Beschäftigte der Braunkohlereviere (Kraftwerke & Tagebaue) in den letzten Jahrzehnten	46
Tabelle 11: Altersgliederung der Braunkohlewirtschaft (Kraftwerke & Tagebaue) in Deutschland (Stand: 2014)	46
Tabelle 12: Altersgliederung des Steinkohlebergbaus in Deutschland, in Prozent (Stand: 2014).....	47
Tabelle 13: Vergleich der Vorschläge des BMWi, der IG BCE und von Agora Energiewende.....	59
Tabelle 14: Liste der Braunkohlekraftwerke, die in den Jahren im Modell aktiv sind.....	68

1 Einleitung

Sowohl Deutschland als auch die Europäische Union haben sich anspruchsvolle Klimaschutzziele gestellt. So möchte Deutschland bis 2020 den Ausstoß von Treibhausgasen gegenüber 1990 um 40% reduzieren, die EU strebt dasselbe Ziel für das Jahr 2030 an; bis 2050 sollen in beiden Regionen die Emissionen um 80-95% sinken. Dem Stromsektor kommt in diesem Zusammenhang eine besondere Bedeutung als Vorreiter zu: So hat die Bundesregierung im Aktionsplan Klimaschutz 2020 für den Stromsektor eine zusätzliche Reduktion von 22 Mio. t CO₂ vorgegeben, zusätzlich zur Reduktion entsprechend des „Projektionsberichts“ (baseline) (Bundesregierung, 2015).

Mögliche nationale Zusatzmaßnahmen, wie bspw. CO₂-Grenzwerte, zur Erreichung der Deutschen Klimaziele im Stromsektor wurden von Oei, Kemfert, Reitz, und von Hirschhausen (2014a) zusammengetragen. Diese Studie ist eine Erweiterung der Untersuchungen vom letzten Jahr (Reitz u. a., 2014) und untersucht insbesondere den derzeit in Deutschland diskutierten, vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) vorgeschlagenen „Klimabeitrag“, der insbesondere den CO₂-Ausstoß der ältesten und CO₂-intensivsten Kohlekraftwerke adressiert. Jedoch werden auch alternative nationale Instrumente, u.a. der Vorschlag der Industriegewerkschaft Bergbau Chemie Energie (IG BCE) einer „Kapazitätsreserve für Versorgungssicherheit und Klimaschutz“ (KVK) sowie die längerfristigen Perspektiven des europäischen Emissionshandels (ETS) und deren Kopplung mit nationalen Instrumenten analysiert. Abschließend erfolgt eine Analyse der CO₂-Pfade bis 2035. Hierfür werden in Abschnitt 2 die allgemeinen energie- und klimapolitischen Rahmenbedingungen dargestellt und die ganze Spannweite möglicher Instrumente aufgezeigt; der Schwerpunkt liegt dabei auf dem Klimabeitrag. Abschnitt 3 legt das verwendete Berechnungsmodell und die verwendeten Daten sowie die Ergebnisse der Modellrechnungen dar. Abschnitt 4 beschreibt die bisherige Arbeitsplatzentwicklung in der deutschen Kohlebranche sowie mögliche Beschäftigungseffekte durch die Einführung nationaler Klimainstrumente. Der 5. Abschnitt beleuchtet den Alternativvorschlag der IG BCE und vergleicht dessen CO₂-Reduktions- und Strompreiseffekte mit dem Vorschlag des Klimabeitrags. Abschnitt 6 schließt mit einer kurzen Zusammenfassung der Ergebnisse.

2 Energie- und klimapolitische Rahmenbedingungen

2.1 CO₂-Lücke bis 2020 und das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020

2.1.1 Klimaschutzziele in Deutschland

Die Große Koalition hat sich im Koalitionsvertrag vom Januar 2014 auf die Beibehaltung der Klimaschutzziele verständigt, die im Energiekonzept vom September 2010 festgelegt wurden: Bis zum Jahr 2020 sollen die Treibhausgasemissionen gegenüber 1990 um 40% zurückgehen, bis 2050 um 80-95% (Abbildung 1). Entgegen der Zielvorgabe sind die Treibhausgasemissionen in Deutschland im Verlauf der letzten Jahre jedoch wieder angestiegen: Nach einem Rekordtief im Jahr 2009 (913 Mio. t CO₂-Äquivalent) führte ein durchschnittlicher Anstieg von jährlich 1,1% zu einem Emissionsniveau von 951 Mio. t im Jahr 2013.³

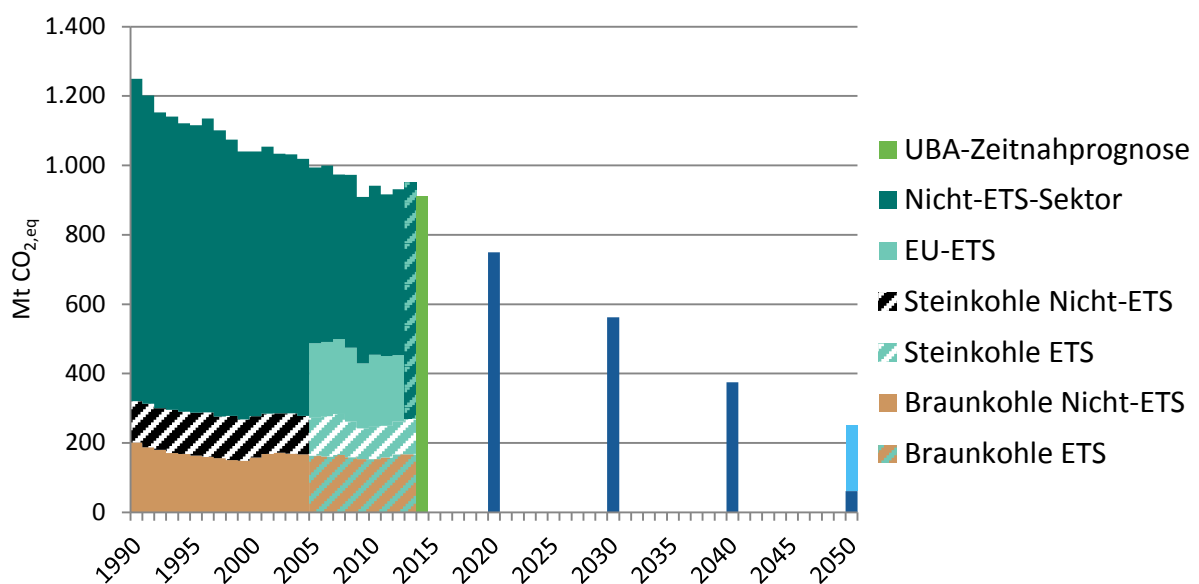


Abbildung 1: Treibhausgasemissionen in Deutschland mit CO₂-Emissionen der Braun- und Steinkohle und Zielwerte der Bundesregierung

Quelle: Umweltbundesamt (2014)⁴

³ Die Treibhausgasminderung im Jahr 2014 (39 Mio. t CO_{2,eq} gegenüber dem Vorjahr) ist vorrangig einem milden Winter geschuldet. Diese Zahlen sind vorläufig. Voraussichtlich müssen die Zahlen für 2013 und 2014 noch um etwa acht Mio. t CO₂ erhöht werden, da die Emissionen zweier neuer Steinkohlekraftwerke in der Statistik des Statistischen Landesamtes Nordrhein-Westfalen nicht aufgenommen wurden, vgl. <http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/kohlekraftwerke-vergessen-statistikpanne-schoent-co2-bilanz-a-1037366.html>, Abgerufen am 19.06.2015.

⁴ Vgl. auch Umweltbundesamt (2014): Energiebedingte Emissionen und ihre Auswirkungen, <http://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/energiebedingte-emissionen-ihre-auswirkungen>, abgerufen am 17. November 2014.

Um das deutsche Klimaschutzziel 2020 zu erreichen, sind somit jährliche Einsparungen von durchschnittlich 3,4% nötig. Die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung lagen im Jahr 2013 bei etwa 317 Mio. t. Dabei war die Stromerzeugung aus Braunkohle für die Emission von etwa 167 Mio. t CO₂ verantwortlich, Steinkohleverstromung für 102 Mio. t. Damit sind etwa 85% der energiebedingten Emissionen auf kohlebasierte Stromerzeugung zurückzuführen, obwohl Stein- und Braunkohle nur einen Anteil von 45% an der Bruttostromerzeugung aufweisen.⁵

2.1.2 Aktionsprogramm Klimaschutz 2020

Das Bundesumweltministerium (BMUB) erwartet einen sektorübergreifenden Emissionsrückgang bis zum Jahr 2020 (Bundesregierung, 2015). Die Prognose geht jedoch von einer Deckungslücke in Höhe von sieben Prozentpunkten relativ zum ausgewiesenen Ziel aus (Abbildung 2). Im Bereich der Emissionen der Energiewirtschaft, die vorrangig aus der Stromerzeugung aller fossilen Kraftwerke sowie der Wärmeerzeugung aus KWK-Anlagen stammen, erwartet die Bundesregierung im Projektionsbericht 2015 einen Rückgang zwischen den Jahren 2014 und 2020 um etwa 37 Mio. t CO_{2,eq} auf 312 Mio. t CO_{2,eq}. Dieser Rückgang soll vorrangig durch Effizienzmaßnahmen und durch den Ausbau der erneuerbaren Energien erreicht werden. Die Energiewirtschaft, zu der die Stromwirtschaft mit 317 Mio. t CO₂ im Jahr 2013 etwa 85% beisteuert, senkt in dieser Projektion ihre Emissionen um 63 Mio. t CO_{2,eq}. Der Rückgang basiert vor allem auf einem Ausbau der erneuerbaren Energien, die besonders Erdgas und Atomkraft verdrängen bzw. kompensieren (Abbildung 3). Die Stromerzeugung mit Braun- und Steinkohle soll im Zeitraum 2012 bis 2020 nur um jeweils acht Terawattstunden (TWh) zurückgehen. Der Rückgang ist moderat, weil Kohlestrom einen Nachfragerückgang in Deutschland durch verstärkte Exporte kompensieren kann. Eine Reduzierung des deutschen Kohlestroms bis 2020 ist unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen also unwahrscheinlich.

⁵ Vgl. Umweltbundesamt (2014): Energiebedingte Emissionen und ihre Auswirkungen, <http://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/energiebedingte-emissionen-ihre-auswirkungen>, abgerufen am 17. November 2014; AG Energiebilanzen (2014): Stromerzeugung n. Energieträger, http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20141022_brd_stromerzeugung1990-2013.pdf, abgerufen am 17. November 2014; vgl. auch Agora Energiewende (2014): Klimaschutz und Energiewende: Welchen Beitrag muss die Energiewirtschaft zum Klimaschutzaktionsplan 2020 leisten? Hintergrundpapier, Oktober 2014.

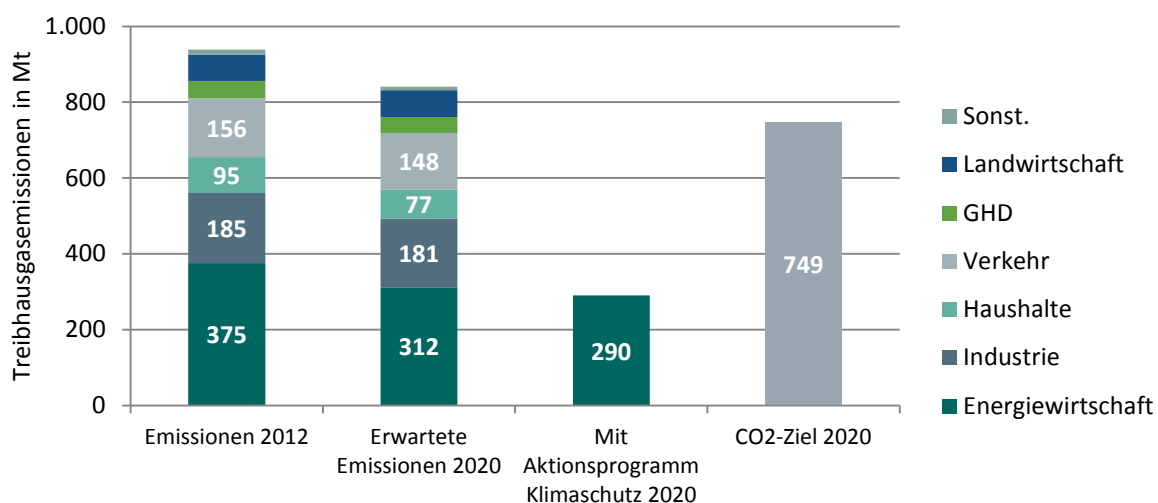


Abbildung 2: Treibhausgasemissionen im Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 nach Sektoren⁶

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Bundesregierung (2015) und BMUB (2014a: S. 34).

Diese Maßnahmen werden jedoch nicht ausreichen, um die angestrebten Emissionsminderungen von 200 Mio. t CO_{2,eq} gegenüber dem Jahr 2013 zu erreichen. Erwartet werden vielmehr nur etwa 90 Mio. t. Vor diesem Hintergrund hat die Bundesregierung unter Federführung des BMUB und in Absprache mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) ein „Aktionsprogramm Klimaschutz 2020“ erarbeitet. Hierin wurden sektorale Einsparungsmaßnahmen ausgegeben, die neben Landwirtschaft, Handelsgewerbe, Haushalten, Verkehrssektor und Industrie insbesondere die Energiewirtschaft adressieren. Für die Energiewirtschaft strebt die Bundesregierung eine Minderung auf 290 Mio. t CO_{2,eq} an.⁷ Für die Erreichung dieses Ziels müssen etwa 22 Mio. t CO_{2,eq} zusätzlich reduziert werden. Die Regulierung der CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft unterliegt primär dem europäischen Emissionshandel. Eine effektive Strukturreform dieses Instruments ist bislang nicht in Sicht (Agora Energiewende, 2015). Die im Stromsektor angestrebten Minderungen müssen deshalb über Maßnahmen, die über die derzeit nur sehr schwach ausgeprägte Wirkung des ETS hinausgehen, erreicht werden.

⁶ Das Emissionsziel für die Energiewirtschaft im Jahr 2020 (290 Mio. t CO_{2,eq}) ergibt sich aus dem im Aktionsprogramm Klimaschutz festgesetzten Ziel, 22 Mio. t CO₂ zusätzlich im Stromsektor einzusparen.

⁷ Dieser Zielwert ergibt sich aus der Vorgabe des Aktionsprogramms Klimaschutz. Er wird bestätigt in Dokumenten des BMWi (2015): Der nationale Klimaschutzbeitrag der deutschen Stromerzeugung – Ergebnisse der Task Force „CO₂-Minderung“, Präsentation.

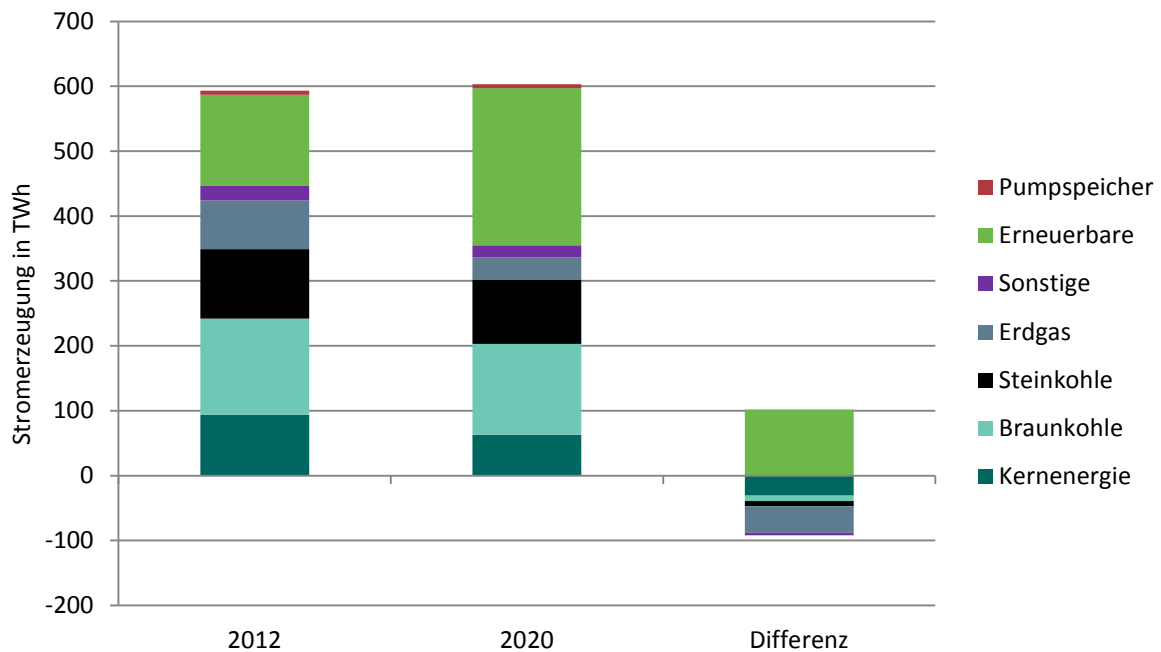


Abbildung 3: Vergleich der Nettostromerzeugung nach Angaben des Projektionsbericht 2015

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Bundesregierung (2015).

2.2 Der Status Quo der Kohleverstromung in Deutschland

2.2.1 Steinkohlekraftwerke

Der deutsche Kraftwerkspark basiert heute noch maßgeblich auf der Nutzung von Kohle. So hatte die Braunkohle im Jahr 2013 nach Angaben der AG Energiebilanzen einen Anteil von etwa 25% an der Bruttostromerzeugung, Steinkohle kam auf etwa 19% (in Summe 44%). Etwa 48% der Steinkohlekapazitäten liegen in Nordrhein-Westfalen, insbesondere im Ruhrgebiet, dem Zentrum der deutschen Kohlewirtschaft. Bis zum Auslaufen der Subventionen im Jahr 2018 wird in den Bergwerken des Ruhrgebiets auch noch deutsche Steinkohle gefördert und in den Kraftwerken energetisch genutzt. Der Rest der Steinkohlekraftwerke befindet sich überwiegend im Saarland und an mit Schiffen gut erreichbaren Orten wie der Rheinschiene und den Küsten. Die deutschen Steinkohleimporte kommen hauptsächlich aus Russland, Kolumbien, den Vereinigten Staaten, Australien und Polen.

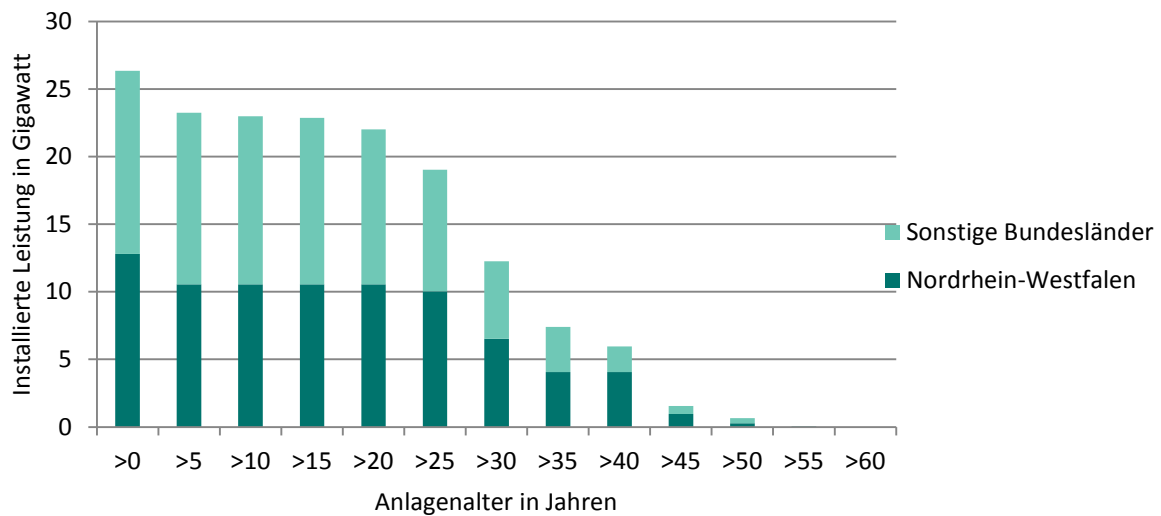


Abbildung 4: Altersstruktur der Steinkohlekraftwerke in Deutschland

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf BNetzA (2014b).

Abbildung 4 zeigt die Altersstruktur der deutschen Steinkohlekraftwerke. Etwa die Hälfte der Kapazität von 27,3 Gigawatt (GW) ist älter als 30 Jahre. Nach einer längeren Phase mit wenigen Zubauten kam es zuletzt vermehrt zum Neubau von Steinkohlekraftwerken. Gegenwärtig sind ca. 1,5 GW an Steinkohlekraftwerkskapazität in Bau, die zeitnah ans Netz gehen dürften.⁸ Weitere 500 MW alter Kapazitäten sind bei der Bundesnetzagentur in der Liste vom Juni 2015 zur Stilllegung angemeldet.⁹

2.2.2 Braunkohlekraftwerke

Derzeit sind in Deutschland Braunkohlekraftwerke mit einer Gesamtleistung von knapp 21 GW in Betrieb. Sie konzentrieren sich auf die Reviere im Rheinland (10,5 GW), in Mitteldeutschland und Helmstedt (3,4 GW) sowie in der Lausitz (7,0 GW, Abbildung 5). Der Zubau der Braunkohlekapazitäten erfolgte kontinuierlicher als bei der Steinkohle. Die den drei

⁸ Es handelt sich hierbei um die Neubauprojekte Großkraftwerk Mannheim/Block 9 (843 MW) sowie Wilhelmshaven (731 MW). Die Inbetriebnahme des umstrittenen Kraftwerks Datteln (1055 MW) wird von der BNetzA als unbestimmt ausgewiesen, weshalb es nicht in die Modellierung mit einbezogen wird.

⁹ In der neuesten Stilllegungsliste betrifft dies die Blöcke 7 und 8 vom Heizkraftwerk Flensburg, Kraftwerk Wesfalen von RWE in Hamm-Uentrop, Kraftwerk Hafen der Stadtwerke Bremen und das Kraftwerk N 230 der Currenta GmbH & Co in Krefeld-Uerdingen.

deutschen Tagebaurevieren zugeordneten Regionen weisen jedoch erhebliche Unterschiede in der Altersstruktur auf:

In Nordrhein-Westfalen sind sieben GW installierter Leistung älter als 35 Jahre. Im Rheinischen Revier steht somit das älteste Drittel der deutschen Braunkohlekapazitäten. Zubau fand dort in den vergangenen Jahren nur vereinzelt statt. Kraftwerksneubauten, zum Beispiel am Standort Neurath, wo im Jahr 2012 zwei neue Kraftwerksblöcke mit einer Gesamtleistung von 2,1 GW in Betrieb genommen wurden, bilden die Ausnahme. Hingegen sind die Kraftwerke des Mitteldeutschen Reviers überwiegend jünger als 20 Jahre. Im Lausitzer Braunkohlerevier wiederum stehen sowohl neuere als auch ältere Kraftwerke. Die ältesten Blöcke des Lausitzer Reviers befinden sich an den Standorten Boxberg und Jänschwalde, sie stammen noch aus den späten 1970er bzw. den 1980er Jahren. Diese Kraftwerke weisen allerdings ähnlich geringe Wirkungsgrade wie erheblich ältere Kraftwerke im Rheinland auf (Abbildung 6).

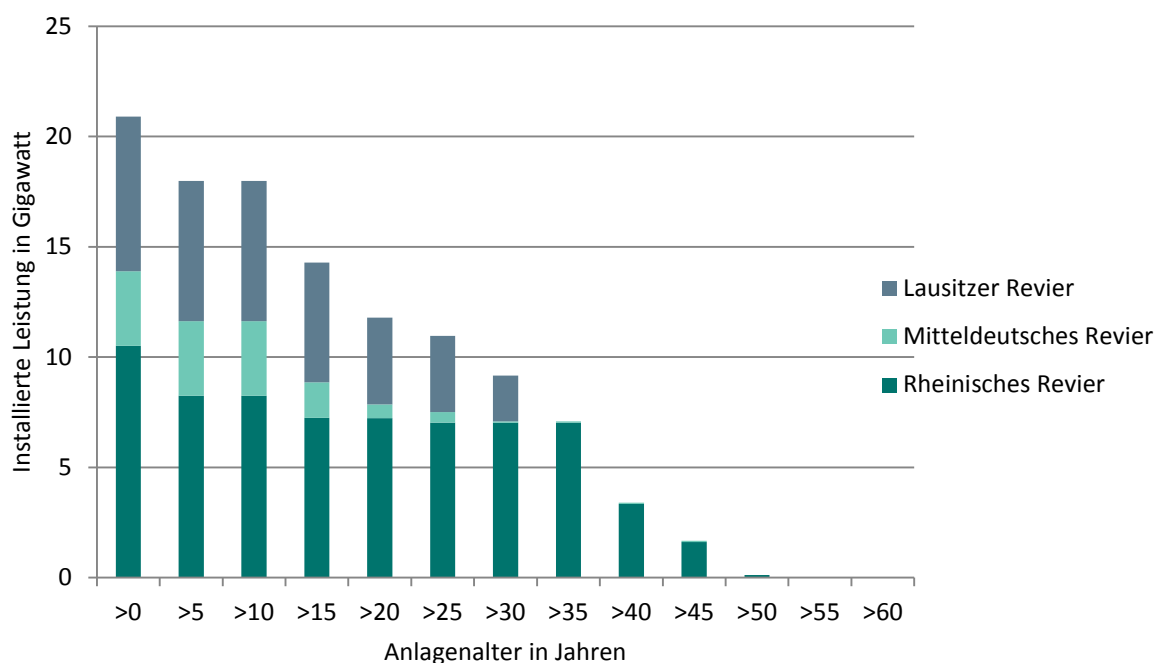


Abbildung 5: Altersstruktur der Braunkohlekraftwerke in Deutschland
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf BNetzA (2014b).

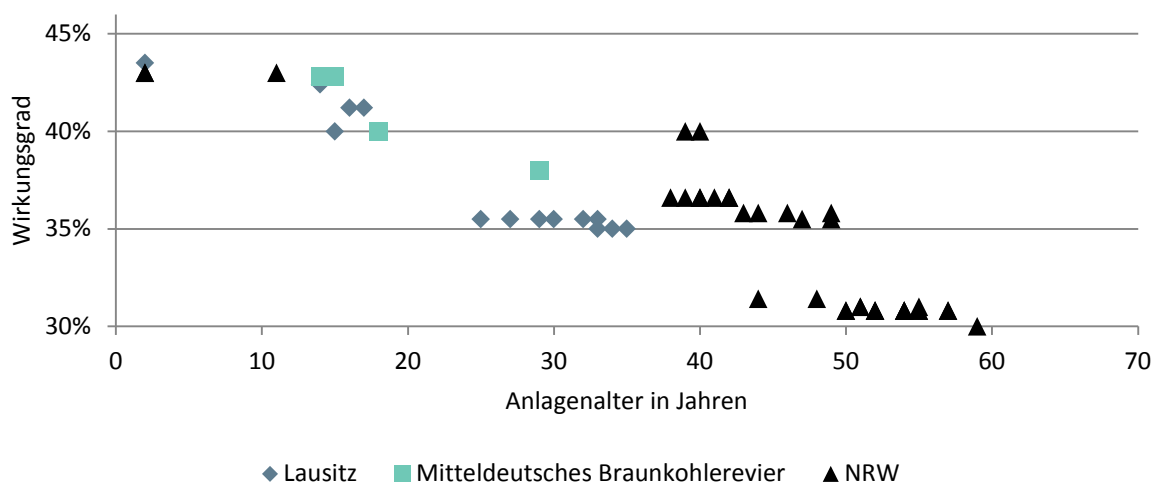


Abbildung 6: Regionale Verteilung, Alter und Wirkungsgrade der Braunkohlekraftwerke
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf BNetzA (2014b) und eigenen Annahmen.

2.2.3 Notwendigkeit einer Anpassung der Erzeugungsstruktur

Da sich die Zusammensetzung eines Kraftwerksparks nur schrittweise verändert, beeinflussen die vorhandenen Kapazitäten die CO₂-Emissionen für viele Jahre. Der deutsche Kraftwerkspark ist dabei noch immer geprägt von der Zeit der Gebietsmonopole des 20. Jahrhunderts, als erhebliche Überkapazitäten aufgebaut wurden. Etwa seit Beginn dieses Jahrzehnts lässt sich jedoch beobachten, dass die im Jahr 1998 eingeführte Marktliberalisierung, einhergehend mit der Auflösung dieser Gebietsmonopole, sowie der dynamische Zubau erneuerbarer Energien den Wettbewerb auf der Stromerzeugungsebene verschärfen. Inzwischen ist Strom auf der Großhandelsebene so günstig, dass Steinkohlekraftwerke an der Grenze der Wirtschaftlichkeit betrieben werden. Die Situation hat sich mit dem Jahr 2013 verschärft, da die Stromversorger seit diesem Zeitpunkt die Emissionszertifikate des EU-Emissionshandels komplett ersteigern müssen. Einstige Mitnahmeeffekte (engl. „windfall profits“), die in der jüngeren Vergangenheit eine Stütze für die Energieversorgungsunternehmen waren, fallen seitdem aus.

Deutlich höhere Großhandelspreise sind unter gegenwärtigen Bedingungen in der näheren Zukunft nicht zu erwarten: Der Ausbau der erneuerbaren Energien hat sogar einen senkenden Einfluss auf die Großhandelspreise. Gleichzeitig exportieren deutsche Erzeuger immer

mehr Strom ins Ausland. Im Jahr 2014 wurde mit einem Exportsaldo von 36 TWh ein neuer Rekord aufgestellt; dies entspricht über 5% der deutschlandweiten Nachfrage eines Jahres.

Obwohl aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive Wertevernichter, gehören Braunkohlekraftwerke heute noch zu den größten Stromproduzenten in Deutschland. Zu nennen ist hier zum einen die wohl auf absehbare Zeit inadäquate Internalisierung externer Kosten der Kohleverstromung, maßgeblich ausgedrückt in einem niedrigen ETS-Preis.¹⁰ Zum anderen spielt die enge Verknüpfung von Braunkohle-Tagebau und Abnehmerkraftwerken eine wichtige Rolle. Unter der Annahme, dass ein Großteil der Kosten des Tagebaubetriebs unabhängig von der tatsächlichen Fördermenge ist (hoher Fixkostenanteil), führt ein Rückgang der Braunkohleverstromung zu überproportionalen Gewinnrückgängen, da die Förderkosten nicht im gleichen Maß zurückgehen wie die Stromerzeugung.¹¹ Die aus Betreibersicht erstrebenswerte Situation eines möglichst hoch ausgelasteten Tagebaubetriebs kann theoretisch mit Laufzeitverlängerungen von Altanlagen erreicht werden. Die Verknüpfung der Braunkohlekraftwerke mit den zugeordneten Tagebauen stellt also ein Hemmnis bei der Reduzierung der Kraftwerkskapazitäten dar.

Um sicherzustellen, dass auch im Bereich der Braunkohleverstromung ein Entwicklungspfad im Einklang mit den Dekarbonisierungszielen der Bundesregierung begangen wird, muss jedoch sichergestellt werden, dass die Laufzeitverlängerung von Kraftwerken keine Option ist. Die gegenwärtige CO₂-Regulierung auf Basis des Europäischen Emissionshandels ist dafür auf absehbare Zeit kein ausreichendes Instrument. Daher sind zusätzliche Maßnahmen auf nationaler Ebene nötig, die insbesondere die CO₂-Minderungen im Bereich der Braunkohlenutzung sicherstellen. Zusätzlich kann die Reduzierung der Braunkohleverstromung einen sehr konkreten Beitrag zur Erreichung des Klimaschutzziels 2020 leisten.

¹⁰ Zu den nicht internalisierten Kosten des CO₂-Ausstoßes zählen neben den Schäden durch den anthropogenen Treibhauseffekt auch die Auswirkungen von Luftschadstoff-Emissionen (Stickoxide, Schwefeloxide, Feinstaub, Quecksilber), Eingriffen in den Wasserhaushalt, großflächiger Landschaftsverbrauch und Umsiedlungen für neue Tagebaue.

¹¹ Der Projektionsbericht 2015 geht von einem Fixkostenanteil von 50% aus (Bundesregierung, 2015). Eine Studie der Investmentbank Lazard im Auftrag der IG BCE nimmt einen Fixkostenanteil in Höhe von bis zu 75% an. Zu den Fixkosten gehören z.B. die Kosten für die Trockenhaltung der Grube. (Vgl. Lazard (2015): Potentielle Auswirkungen des „Nationalen Klimaschutzbeitrags“ auf die Braunkohlewirtschaft. April 2015)

2.3 Nationale Maßnahmen zur Einhaltung des Klimaschutzzieles bis 2020

2.3.1 Beschreibung verschiedener nationaler Instrumente zur Strukturierung des Kohleausstiegs

Tabelle 1 zeigt eine Zusammenfassung von möglichen Instrumenten, um die Kohleverstromung in Deutschland einzuschränken. Denkbare Optionen hierfür sind u.a. die Einführung von Mindestwirkungsgraden oder Flexibilitätsanforderungen, Ausgestaltungsmodalitäten zukünftiger Kapazitätsmärkte, die Einführung eines nationalen Mindestpreises für CO₂-Zertifikate, die Einführung von CO₂-Emissionsgrenzwerten oder auch eine freiwillige oder gesetzlich vorgeschriebene Abschaltung durch die Betreiber.¹²

Bereits jetzt ist absehbar, dass die Einführung eines nationalen Mindestpreises für CO₂-Zertifikate in den nächsten Jahren nicht zu einer Änderung der Merit Order¹³ führen würde, da ein Brennstoffwechsel von Braunkohle zu Erdgas erst ab Preisen von 40-60 €/t CO₂ stattfinden würde (Abbildung 7). Daher wird solch eine Einführung zwar die Gewinne der Betreiber schmälern, jedoch keine messbaren Auswirkungen auf den CO₂-Ausstoß haben.

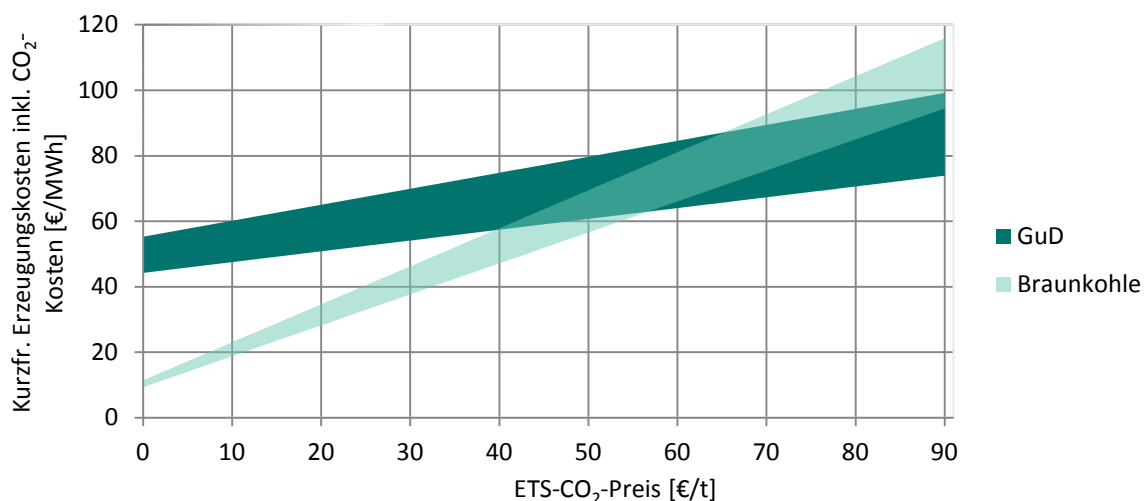


Abbildung 7: Kurzfristige Erzeugungskosten von Braunkohle- bzw. GuD-Kraftwerken

Quelle: Eigene Berechnungen.

¹² Dieser Abschnitt basiert überwiegend auf einer vorherigen Studie zu den Instrumenten, vgl. (Oei u. a., 2014b).

¹³ Die Merit Order ist eine nach den Grenzkosten aufsteigend sortierte Liste der verfügbaren Stromerzeugungskapazitäten. Die Grenzkosten setzen sich im Wesentlichen aus den Brennstoffkosten der Kraftwerke, dem Wirkungsgrad und dem ETS-CO₂-Preis zusammen.

Tabelle 1: Mögliche Klimaschutzinstrumente zur Einschränkung der Kohleverstromung

Instrument	Wirkungsweise	Mögliche Vorteile	Mögliche Nachteile	Ausarbeitungsvorschlag
Reform ETS	Preissignal über Einführung der Marktstabilitätsreserve (MSR), 900 Mio. Zertifikate in MSR, Start MSR 2017	EU-weites Instrument; somit keine grenzüberschreitenden Ausweicheffekte	Durchsetzbarkeit unsicher; Größenordnung des Effekts nicht absehbar; kaum kurzfristige Effekte	BMUB (2014b)
CO ₂ -Mindestpreis	Verteuerung der CO ₂ -Zertifikate	Investitionssicherheit für Investoren	Erzielbare Preise in naher Zukunft niedriger als Switch-Preise von Kohle zu Erdgas	Bündnis 90/Die Grünen u. a. (2014a, 2014b)
Mindestwirkungsgrade	Abschaltung ineffizienter Kraftwerke	Effizientere Rohstoffnutzung	Auch offene Gasturbinen betroffen; aufwändige Überprüfung und Messung	Bündnis 90/Die Grünen u. a. (2009)
Flexibilitätsanforderungen	Abschaltung oder Diskriminierung unflexibler Kraftwerke	Bessere Integration fluktuierender erneuerbarer Energien	Auch GuD-Kraftwerke betroffen; aufwändige Überprüfung und Messung	Matthes u. a. (2012)
Kohleausstiegsgesetz	Reststrommengen oder Restemissionsmengen für bestehende Kraftwerke	Vorgabe eines festen Kohleausstiegspfad	Verlauf bei Versteigerungsprozess schwer prognostizierbar	Die Linke u.a. (2014) und Klaus u.a. (2012)
CO ₂ -Grenzwerte (spezifisch: Neubauten und Retrofits)	Einschränkung von Neubauten und Retrofits (ohne CO ₂ -Abscheidung)	Verhinderung CO ₂ -intensiver Investitionen	Kurzfristig geringe Emissionsminderung	Schäuble u. a. (2014) und Ziehm u. a. (2014)
CO ₂ -Grenzwerte (Mengengrenzwerte: Bestandsanlagen)	Geringere Auslastung bestehender Kraftwerke (bspw. nach Alter gestuft)	Erhalt von Erzeugungskapazitäten, z.B. für die strategische Reserve	Energiewirtschaftliche Wirkungen unklar	Schäuble u. a. (2014), Ziehm u. a. (2014) und Bündnis 90/Die Grünen u. a. (2014a)
Kapazitätsinstrumente	Anreize zum Aufbau eines CO ₂ -neutraleren Kraftwerksparkes	Förderung von Gaskraftwerken; oder Verschieben von Kohlekraftwerken in strategische Reserve	Gefahr des Mikro-Management; Schwierigkeiten bei der genauen Bestimmung von technischen Mindestanforderungen	Matthes u. a. (2012)
Netzausbaupolitik	Verknappung der Einspeisemöglichkeiten für Kohlekraftwerke	Geringere Investitionen, Re-Dispatch CO ₂ -intensiver Stromerzeugung	Längerfristig sind Leitungen u.U. für Erneuerbare notwendig	Mieth u. a. (2015b), Oei u. a. (2012), Schröder u. a. (2012)

Quelle: Eigene Darstellung.

Wenn es das Ziel von technischen Mindestanforderungen ist, CO₂-neutralere Kraftwerke zu fördern, sollten brennstoffabhängige Anforderungen oder eine Kombination von Mindestwirkungsgraden und Flexibilitätsanforderungen eingeführt werden, da sonst auch GuD-Kraftwerke oder offene Gasturbinen von einzelnen Regeln mit betroffen wären. Die Einführung eines Kohleausstiegsgesetzes basierend auf kraftwerksspezifischen Reststrommengen, Restemissionsmengen oder aber einer Restlaufzeit könnte einen genauen Fahrplan für das Auslaufen der Kohleverstromung in Deutschland festschreiben.

Bei der Diskussion zu Kapazitätsinstrumenten sollten Klimaschutzziele explizit berücksichtigt werden; die derzeit diskutierten umfassenden Kapazitätsinstrumente, inkl. der dezentralen Leistungsverpflichtungen, erscheinen als teuer und aus Klimaschutzerwägungen untauglich. Netzausbau sollte nicht auf Trassen erfolgen, die vor allem der dauerhaften Einspeisung von Braunkohlestrom dienen; dies betrifft derzeit insbesondere die HGÜ Süd-Ost Leitung (Mieth u. a., 2015b).

Durch die Einführung nationaler CO₂-Emissionsstandards für fossile Kraftwerke in Deutschland könnten die deutschen Klimaschutzziele durch verringerte Kohlenutzung erreicht werden (Ziehm u. a., 2014). Abbildung 8 zeigt die Gestaltungsparameter bei der Einführung von CO₂-Emissionsstandards. Großbritannien, Kanada, Kalifornien sowie in jüngster Zeit sogar einige Bundesstaaten der Vereinigten Staaten sind diesen Schritt bereits gegangen. Die Gesetzgebung im Vereinigten Königreich und den USA richtet sich an Neuanlagen bzw. Modernisierungsmaßnahmen (sog. „essenzielle Retrofits“), in Kanada sind auch Bestandsanlagen über 50 Jahre betroffen.

Um eine klimapolitische Wirkung zu entfalten, müssten CO₂-Grenzwerte sowohl für Neu- als auch vor allem für Bestandsanlagen angewendet werden. Für Neuanlagen und essentielle Retrofits bietet sich konkret ein spezifischer Grenzwert von 450 g/kWh_{el, netto} an; damit wird der Neubau von Kohlekraftwerken ausgeschlossen, der Neubau von Gasturbinen und GuD-Kraftwerken bleibt weiterhin möglich. Für Bestandskraftwerke ab einem Alter von 30 Jahren kann die Festsetzung von CO₂-Jahresfrachten unter Zugrundelegung eines spezifischen Grenzwertes von 450 g/kWh_{el, netto} gewählt werden.

Ausgestaltung	• Spezifisch (CO₂ Emissionen pro erzeugter Strommenge) • Jahresmengen (Gesamtemissionen CO₂ pro Jahr)
Berechnungsgrundlage	• Block • Standort • Betreiberflotte (komplett oder rohstoffabhängig)
Bezugsgröße	• Rohstoffabhängig produzierter Strom (Braunkohle, Steinkohle, Gas, ...) • Rohstoffunabhängig produzierter Strom • Gehandelter Strom (inklusive Importen)
Zeithorizont	• Konstante Grenzwerte • Abnehmende Grenzwerte • Gültigkeitsdauer
Anwendungsbereich	• Neubauten • (Essentieller) Retrofit • Altersbedingt (ab einer bestimmten Betriebsdauer) • Alle Bestandsanlagen
Ausnahmen	• CCTS • Biomasse • KWK-Anlagen (komplett oder nur der Wärme-Anteil) • Kurzfristige Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit

Abbildung 8: Verschiedene Ausgestaltungsformen für nationale CO₂-Grenzwerte

Quelle: Eigene Darstellung.

2.3.2 Der Versuch eines „Kohlekonsens“ im Herbst 2014 – Freiwillige Abschaltung von zehn GW Kohlekraftwerken

Um einen ordnungsrechtlichen Eingriff zu vermeiden hat das BMWi in verschiedenen Gesprächsrunden im Herbst 2014 versucht, sich mit Kraftwerksbetreibern auf einen „Kohlekonsens“ zu verständigen. Dieser wäre mit der freiwilligen Stilllegung von zehn Gigawatt Kraftwerkskapazität verbunden gewesen und hätte zur einen Hälfte Braunkohle- und zur anderen Hälfte Steinkohlekraftwerke getroffen. Mit der Stilllegung wären vorhandene Überkapazitäten abgebaut und die CO₂-Emissionen des deutschen Stromsektors gesenkt worden. Die diskutierten Braunkohleblöcke sind die ältesten 14 Blöcke in Deutschland und stehen alle im Rheinischen Revier; betroffen wäre deshalb insbesondere der Betreiber RWE. Die diskutierten Steinkohleblöcke umfassten die Kraftwerke Scholven B-C (1968/69; jeweils 345 MW,

E.ON) sowie Wilhelmshaven 4 plus fünf weitere Kraftwerke der Steag mit einer Gesamtleistung von 1.500 MW. Der Kraftwerksbetreiber Vattenfall hätte Wedel und Reuter (1969; 124 MW), die Stadtwerke Hannover den Block Mehrum (1979; 690 MW), die Stadtwerke Bremen das Kraftwerk Hafen 4 stilllegen sollen.¹⁴ Letztendlich scheiterten die Verhandlungen des BMWi mit den Betreibern jedoch aufgrund der Entschädigungsforderungen der Betreiber. Das BMWi beauftragte daraufhin die Prognos AG und das Öko-Institut mit der Erarbeitung eines nationalen Klimaschutzinstruments, das die Erreichung des Emissionsniveaus von 290 Mio. t CO₂ im Stromsektor für 2020 sicherstellen sollte.

Tabelle 2: Diskutierte Stilllegungen von Braunkohlekraftwerken im Oktober 2014

Kraftwerksstandort	Block	Revier	Inbetriebnahme	Größe [MW]	Summe [GW]
Niederaußem	C	NRW	1965	294	0,3
Weisweiler	E	NRW	1965	312	0,6
Frimmersdorf	P	NRW	1966	284	0,9
Weisweiler	F	NRW	1967	304	1,2
Niederaußem	D	NRW	1968	297	1,5
Frimmersdorf	Q	NRW	1970	278	1,8
Niederaußem	E	NRW	1970	295	2,1
Niederaußem	F	NRW	1971	299	2,4
Neurath	B	NRW	1972	288	2,7
Neurath	A	NRW	1972	277	2,9
Neurath	C	NRW	1973	292	3,2
Niederaußem	G	NRW	1974	653	3,9
Niederaußem	H	NRW	1974	648	4,5
Weisweiler	G	NRW	1974	590	5,1

Quelle: Eigene Annahmen basierend auf den genannten Kraftwerksstandorten¹⁴

¹⁴ <http://www.welt.de/wirtschaft/energie/article134403129/Warum-der-Kohleausstieg-wirklich-abgeblasen-wurde.html>, Abruf am 10.06.2015

Das nationale Klimaschutzinstrument soll sicherstellen, dass die Energiewirtschaft bis 2020 zusätzlich zu den im Basisszenario erwarteten Minderungen in Höhe von 37 Mio. t CO₂ eine Minderung im Bereich des Stromsektors in Höhe von 22 Mio. t CO₂ realisiert. Diskutiert wurden hierfür verschiedene Mengen- und Preissteuerungsinstrumente. Die Einführung von anlagenspezifischen Emissionsobergrenzen lehnte das BMWi mit Verweis auf einen hohen Verwaltungsaufwand allerdings ab. Eine weitere Überlegung bestand in der Versteigerung eines nationalen Gesamtemissionsbudgets für den Stromsektor. Diese Option wurde jedoch aufgrund der Ähnlichkeit zum europäischen Emissionshandel und damit verbundener europarechtlicher Bedenken verworfen. Im Frühjahr 2015 schlug das BMWi deshalb die Einführung eines so genannten Klimabeitrags vor.

2.4 Der nationale Klimaschutzbeitrag gemäß dem Vorschlag des BMWi

2.4.1 Der erste Entwurf im März 2015

Die Zielstellung des Klimabeitrags ist es, die Emissionsminderung bei einer gleichzeitig möglichst geringen Strompreissteigerung sowie möglichst niedrigen Transaktionskosten zu erreichen. Gleichzeitig sollen die Betreiber in ihrer betrieblichen Flexibilität bei der Kraftwerkseinsatzplanung nicht eingeschränkt werden. Deshalb wurde der Klimabeitrag so angepasst, dass nur etwa zehn Prozent der fossilen Stromerzeugung von der Abgabe betroffen sind (BMWi, 2015a).

Der Klimabeitrag gilt für alle Kraftwerke ab einem Alter von 20 Jahren. Jedem Kraftwerk wird ein jährliches und leistungsspezifisches freies Emissionsbudget (t CO₂/Jahr) zugewiesen, das bis zu einem Anlagenalter von 40 Jahren linear-kontinuierlich sinkt und in der Folge konstant bleibt (Tabelle 3). Das Budget für Anlagen mit einem Alter von 20 Jahren beträgt sieben Mio. t CO₂/GW was bei Braunkohlekraftwerken einer Auslastung von ca. 70% entspricht; Anlagen mit einem Alter von 40 Jahren haben noch einen reduzierten Freibetrag von drei Mio. t CO₂/GW (30% Auslastung bei Braunkohlekraftwerken). Das Eintrittsalter der Kraftwerke bezieht sich auf das Jahr der Inbetriebnahme der Blöcke, sofern keine essentiellen Veränderungen, wie bspw. ein Kesselaustausch, stattgefunden haben. Betroffen sind damit besonders emissionsintensive Kraftwerke mit hoher Auslastung, also insbesondere alte Braunkohlekraftwerke. Für Emissionen, die über das Freibudget hinausgehen, muss der Kraft-

werksbetreiber zusätzliche CO₂-Zertifikate des europäischen Emissionshandels kaufen. Unabhängig vom CO₂-Preis muss er so viele Zertifikate kaufen, dass die Emission mit 18-20 €/t CO₂ abgegolten wird. Die erworbenen Zertifikate werden dann stillgelegt, so dass die zusätzliche nationale Einsparung auch international wirksam wird. Als Beginn des Instruments hat das BMWi das Jahr 2017 vorgeschlagen.¹⁵

Tabelle 3: Umrechnung der Freibeträge in %-Auslastung und Volllaststunden für Braunkohle- (BK) und Steinkohlekraftwerke (SK)

Betriebs-jahre	Freibetrag [Mio t CO ₂ /GW]	Auslastung BK	Auslastung SK	Volllaststunden BK [h]	Volllaststunden SK [h]
40	3	29%	38%	2584	3326
37	3,8	37%	48%	3273	4213
35	4	39%	51%	3445	4435
32,5	4,5	44%	57%	3876	4989
30	5	49%	63%	4307	5543
27,5	5,5	54%	70%	4737	6098
25	6	59%	76%	5168	6652
22,5	6,5	64%	82%	5599	7206
20	7	69%	89%	6029	7761

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf BMWi (2015a)¹⁶

Gaskraftwerke verbleiben aufgrund ihrer geringeren Emissionsintensität und ihrer geringeren Auslastung unterhalb der Freigrenzen. Durch die Kopplung an den europäischen Emissionshandel wird sichergestellt, dass durch die Einführung des nationalen Klimabeitrags auch europaweit Emissionsreduktionen erzielt werden. Die partielle Erhöhung der Grenzkosten einzelner Kraftwerke führt zu einer begrenzten Kompensation von Braunkohlestrom durch Steinkohlestrom. In einem begrenzten Umfang wird Strom aus Gaskraftwerken finanziell

¹⁵ Im Jahr 2017 sollte der Klimabeitrag mit 16-18 €/t CO₂ starten und bis 2020 auf 18-20 €/t CO₂ steigen

¹⁶ Der verwendete CO₂-Emissionsfaktor für die älteren Braunkohlekraftwerke von 1,161 kg CO₂/kWh bezieht sich auf das Jahr 2010 bezogen auf den Stromverbrauch, vgl. UBA (2013): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012. Petra Icha, Climate Change 07/2013. Modernere Anlagen haben dagegen Emissionswerte von ungefähr 940 g/kWh für Braunkohle. Im Vergleich: 735 g/kWh für Steinkohle und 347 g/kWh für Erdgas-GuD-Kraftwerke, vgl. UBA (2009): Klimaschutz und Versorgungssicherheit. Entwicklung einer nachhaltigen Stromversorgung. Climate Change 13/2009.

günstiger gestellt als Steinkohlestrom. Die Klimaabgabe führt jedoch auf Grund seiner Höhe unterhalb von 20€/t CO₂ zu keinem kompletten Kohle – Gas Switch, wodurch auch der Preissteigerungseffekt an der Strombörse nur moderat ausfällt.

Der erste Vorschlag für eine Klimaabgabe vom BMWi wurde von mehreren Institutionen, Verbänden und Parteien positiv bewertet. In mehreren offenen Briefen wurde seine Umsetzung u.a. von mehr als 90 Stadtwerken¹⁷, 50 Ökonomen und Energiewissenschaftlern¹⁸ sowie zehn grünen Landesministern¹⁹ gefordert. Umweltorganisationen kritisierten ihn zwar als nicht ausreichend, lobten aber den Ansatz, der auch in der Lage ist auf europäischer Ebene CO₂-Emissionen einzusparen. Verstärkte Kritik kam jedoch von Seiten der Braunkohlebetreiber (RWE und Vattenfall), der betroffenen Bundesländer (NRW, Brandenburg, Sachsen, Sachsen-Anhalt), der IG BCE und vom Wirtschaftsflügel der CDU. In der Folge erarbeitete das BMWi einen abgeschwächten Entwurf, der im Mai vorgestellt wurde.

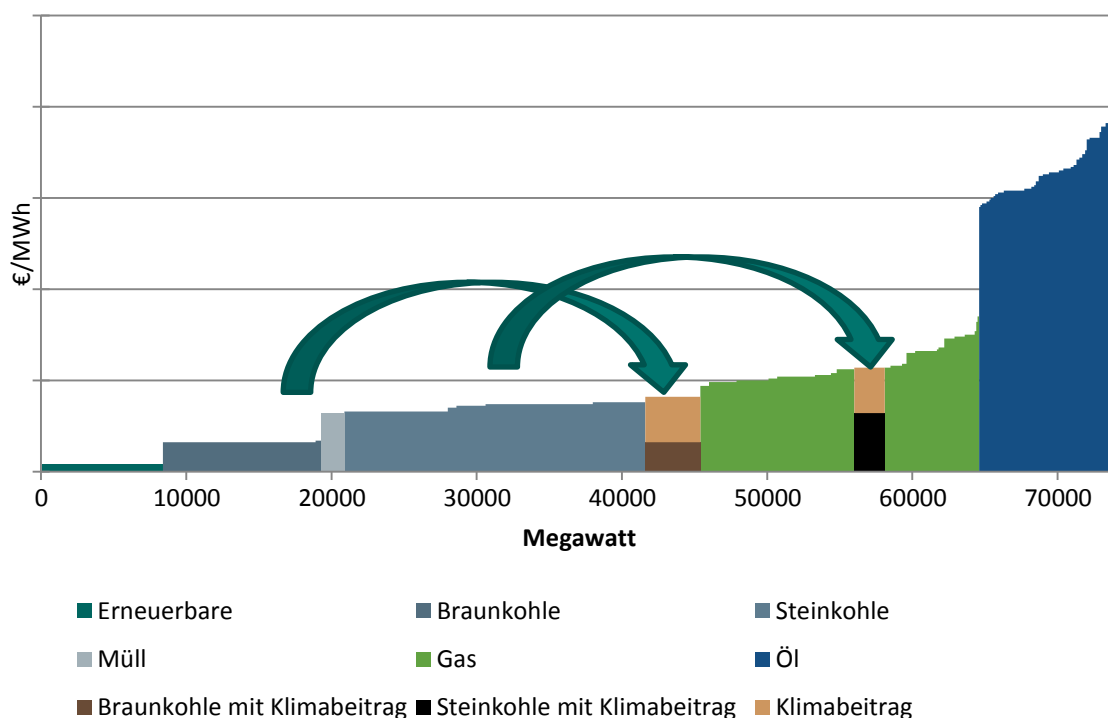


Abbildung 9: Merit Order Effekt durch die Klimaabgabe
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf BMWi (2015a).

¹⁷ <https://www.zfk.de/artikel/stadtwerke-stellen-sich-hinter-gabriels-klimabeitrag.html>, Abruf am 21.06.2015.

¹⁸ <http://www.foes.de/pdf/Wissenschaftler-fuer-Klimabeitrag.pdf>, Abruf am 21.06.2015.

¹⁹ <http://www.klimaretter.info/politik/hintergrund/18684-gruene-minister-stehen-hinter-gabriel>, Abruf am 21.06.2015.

2.4.2 Der Zweite Entwurf im Mai 2015

Im zweiten und abgeschwächten Entwurf des Klimabeitrags vom Mai 2015 wurde die untere Freigrenze für Kraftwerke von 3 auf 3,8 Mio. t CO₂/GW angehoben und soll ab einem Anlagenalter von 37 Jahren gelten (BMW, 2015b). Die Erhöhung des Freibetrages ermöglicht eine höhere Auslastung, für die kein Klimabeitrag gezahlt werden muss. Dies bedeutet für ältere Braunkohlekraftwerke eine Erhöhung von vorher ungefähr 2.600 auf 3.300 abgabenfreie Volllaststunden. Die Anpassung verringert die Emissionseinsparungen (laut BMW von 22 auf 16 Mio. t CO₂), erhöht aber die Wirtschaftlichkeit älterer Anlagen, die gemäß Betreiberangaben sonst komplett hätten schließen müssen. Die wegfallenden Emissionsminderungen sollten durch eine stärkere KWK-Förderung (vier Mio. t CO₂) und weitere Maßnahmen im Transportsektor (zwei Mio. t CO₂ im Schienenverkehr und durch Pilotprojekte und im Bereich der elektrischen Oberleitungen auf Autobahnen für LKW) egalisiert werden.

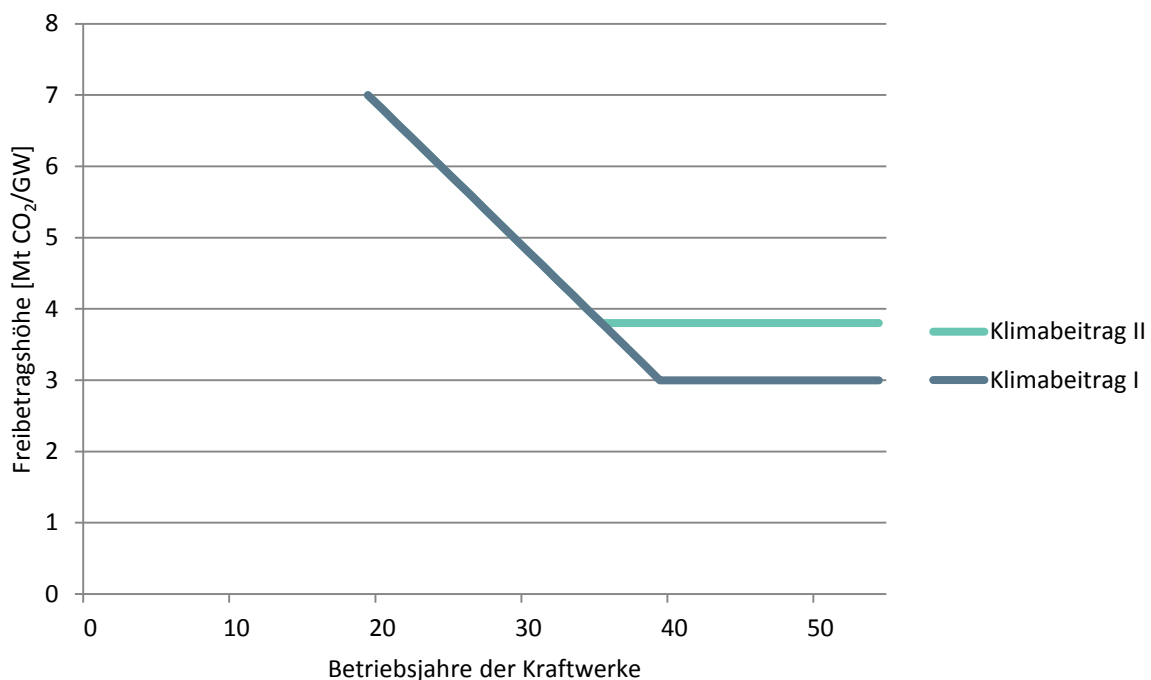


Abbildung 10: Darstellung der Freibeträge des Klimabeitrags in beiden Entwürfen

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf BMWI (2015b).

Darüber hinaus wird die Höhe des Klimabeitrags an die Höhe des Börsenstrompreises und an die Höhe des ETS-CO₂ Preises gekoppelt, um zu verhindern, dass die Wirtschaftlichkeit der Braunkohlereviere bei weiterhin niedrigen Börsenstrompreisen zu stark eingeschränkt wird. Bei einem anhaltend niedrigen Börsenstrompreis sollte der Klimabeitrag deshalb sinken. Bei höherem ETS CO₂-Preis sinkt der Klimabeitrag auch, um die Unternehmen nicht zu sehr zu belasten.²⁰ Es wird zudem darauf verwiesen, dass es möglich ist, Sonderregelungen für Einzelfälle einzuführen, um zu verhindern, dass durch die Einführung des Klimabeitrags einzelne Blöcke stillgelegt werden müssten.

2.4.3 Auswirkungen des Klimabeitrags auf den Kraftwerksmix in Deutschland

Bei den vom Klimabeitrag betroffenen Kraftwerken handelt es sich fast ausschließlich um Braunkohlekraftwerke. In geringerem Maße betroffen sind Steinkohlekraftwerke, weil sie weniger emissionsintensiv sind und aufgrund der höheren Grenzkosten auf geringere Einsatzzeiten kommen. Die betroffenen Braunkohleblöcke sind in der folgenden Tabelle 5 nach Betriebsjahren sortiert aufgelistet. Die ältesten Kraftwerke, die von dem Freibetrag von 3,8 Mio. t CO₂/GW betroffen sind, haben eine Gesamtkapazität von 7GW in NRW und 1 GW in der Lausitz (Tabelle 4). Weitere 8 GW Kraftwerksblöcke sind von unterschiedlich hohen altersabhängigen Freibeträgen betroffen und müssen somit auch für einen Teil ihrer Stromproduktion den Klimabeitrag zahlen. Es steht jedem Betreiber frei unterhalb seiner Freigrenzen zu produzieren und keine Abgabe zu bezahlen oder aber für zusätzlich emittierte CO₂-Mengen den Klimabeitrag zu entrichten.

Tabelle 4: Braunkohlereviere in Deutschland ab Baujahr 2000 ab einer Mindestgröße von 100 MW

Revierkapazitäten in Gigawatt	20-40 Jahre	> 40 Jahre
Braunkohlerevier Nordrhein-Westfalen	-	6,9
Braunkohlerevier Mitteldeutschland	3,0	-
Braunkohlerevier Lausitz	5,3	1,0
Gesamt	8,3	7,9

Quelle: Eigene Darstellung.

²⁰ Bei den nachfolgenden Rechnungen in Kapitel 3 ergibt sich aus den Annahmen eines CO₂-Preises in Höhe von 10 €/t im Jahr 2020 und eines Börsenstrompreises in Höhe von 36-40€/MWh für diesen zweiten Entwurf somit ein Klimabeitrag in Höhe von 15 €/t CO₂.

Tabelle 5: Braunkohleblöcke in Deutschland bis Baujahr 2000 und einer Mindestgröße von 100 MW

Kraftwerksname	Block	Revier	Inbetriebnahme	Alter in 2020	Kapazität [MW]
Niederaußem	C	NRW	1965	55	294
Weisweiler	E	NRW	1965	55	312
Frimmersdorf	P	NRW	1966	54	284
Weisweiler	F	NRW	1967	53	304
Niederaußem	D	NRW	1968	52	297
Frimmersdorf	Q	NRW	1970	50	278
Niederaußem	E	NRW	1970	50	295
Niederaußem	F	NRW	1971	49	299
Neurath	B	NRW	1972	48	288
Neurath	A	NRW	1972	48	277
Neurath	C	NRW	1973	47	292
Niederaußem	G	NRW	1974	46	653
Niederaußem	H	NRW	1974	46	648
Weisweiler	G	NRW	1974	46	590
Neurath	D	NRW	1975	45	607
Weisweiler	H	NRW	1975	45	592
Neurath	E	NRW	1976	44	604
Boxberg	III-N	Lausitz	1979	41	489
Boxberg	III-P	Lausitz	1980	40	489
Berlin Klingenberg	-	Lausitz	1981	39	164
Jänschwalde	A	Lausitz	1981	39	465
Jänschwalde	B	Lausitz	1982	38	465
Jänschwalde	C	Lausitz	1984	36	465
Buschhaus	D	Mitteld.	1985	35	352
Jänschwalde	D	Lausitz	1985	35	465
Jänschwalde	E	Lausitz	1987	33	465
Jänschwalde	F	Lausitz	1989	31	465
Schkopau	A	Mitteld.	1996	24	450
Schkopau	B	Mitteld.	1996	24	450
Schwarze Pumpe	A	Lausitz	1997	23	750
Schwarze Pumpe	B	Lausitz	1998	22	750
Lippendorf	S	Mitteld.	1999	21	875
Boxberg	IV-Q	Lausitz	2000	20	857
Lippendorf	R	Mitteld.	2000	20	875

Quelle: Eigene Darstellung.

3 Erzeugungsmengen, CO₂-Emissionen, Börsenpreise und Deckungsbeiträge der Kraftwerke

3.1 Modellansatz

3.1.1 Modellbeschreibung und Daten

Die Analyse der zukünftigen Entwicklung des europäischen Strommarktes basiert auf einem fundamentalen Strommarktmodell, das den kostenminimalen Kraftwerkseinsatz zur Deckung der Stromnachfrage endogen bestimmt. Die Berechnung umfasst den europäischen Strommarkt und optimiert ein gesamtes Jahr mit stündlicher Auflösung (8760 Stunden). Der europäische Kapazitätsmix bis 2035 wird in verschiedenen Szenarien exogen festgelegt, um eine bessere Vergleichbarkeit zu anderen Studien zu ermöglichen. Die regionale Abbildung im Modell orientiert sich am derzeitigen Zuschnitt der Großhandelsmarktgebiete, der im Wesentlichen nationalen Grenzen folgt. Grenzüberschreitende Stromflüsse sind durch die verfügbaren Transferkapazitäten (engl. Net Transfer Capacities, NTC) beschränkt. Die Abbildung abstrahiert also von der zugrundeliegenden Netzinfrastruktur. Wesentliche Ergebnisse der Optimierung sind die stündlichen Stromerzeugungsmengen und CO₂-Emissionen, der internationale Stromaustausch und resultierende Marktpreise. Die Betrachtung umfasst die Jahre 2020, 2025 und 2035. Das Jahr 2013 dient als Referenzjahr für die Bestimmung der stündlichen Nachfrage-, Temperatur und erneuerbaren Erzeugungsprofile. Das Modell ist Teil der ELMOD-Modellfamilie, die unter anderem in Leuthold, Weigt, Hirschhausen (2012) beschrieben werden. Technische und grundlegende Daten basieren auf Egerer u.a. (2014) und Schröder u.a. (2013).

Die Analyse ist auf den deutschen Strommarkt fokussiert und zeichnet sich durch einen kraftwerksscharfen Detaillierungsgrad bzgl. der konventionellen Kraftwerkstechnologien aus. Für die anderen europäischen Länder wird eine Aggregation der konventionellen Kraftwerke zu Technologieklassen vorgenommen. Konventionelle Erzeugungstechnologien sind so durch ihre installierte Kapazität und ihre spezifischen Wirkungsgrade charakterisiert. Darüber hinaus wird die Bereitstellung von Wärme von KWK-Erzeugungstechnologien durch ein temperaturabhängiges Tagesprofil auf Basis des Wetterjahres 2013 abgebildet. Die kraftwerksscharfen Erzeugungskapazitäten in Deutschland für 2020 basieren auf der aktuellen Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur, ergänzt um die erwarteten Abschaltungen und Inbetrieb-

nahmen. Die Berechnung der erwarteten Abschaltungen von Kraftwerkskapazität erfolgt anhand der technische Lebensdauer der Kraftwerke entsprechend des Projektionsberichts der Bundesregierung (2015), ergänzt um die bekannten angemeldeten Abschaltungen.²¹ Die geplanten Inbetriebnahmen bis 2020 wurden der aktuellen Zubauliste der Bundesnetzagentur (BNetzA) entnommen. Die Kapazitäten der erneuerbaren Energien für 2020 basieren ebenfalls auf dem Projektionsbericht der Bundesregierung (2015). Für die Jahre 2025 und 2035 wurden die Kapazitäten für konventionelle und erneuerbare Kapazitäten gemäß der Genehmigung des Szenariorahmens 2025 nach BNetzA (2014a) angenommen. Die Kapazitäten der anderen europäischen Länder basieren auf ENTSO-E (2014).²²

Tabelle 6: Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland

in GW	2013	2020	2025	2035
Kernenergie	12,1	8,1	0,0	0,0
Braunkohle	21,2	20,0	12,6	9,1
Steinkohle	25,9	26,0	21,8	11,1
Gas	26,7	19,2	25,4	32,7
Wasser	3,9	4,0	4,0	4,2
Wind onshore	33,8	52,2	63,8	88,8
Wind offshore	0,5	6,5	10,5	18,5
Biomasse	6,2	7,2	7,4	8,4
Solar	36,3	48,2	54,9	59,9
Pumpspeicher	6,4	7,8	8,3	12,5
Sonstige	4,7	2,2	2,8	2,4
Gesamt	165,6	201,4	211,5	247,6
- davon nicht dargebotsabhängig	80,0	80,5	67,2	61,3

Quelle: BNetzA (2014a).

Neben konventionellen Technologien werden erneuerbare Erzeugungstechnologien durch ein stündliches Erzeugungsprofil abgebildet. Die Erzeugungsprofile für Wind und Fotovoltaik basieren auf dem Wetterjahr 2013. Für die zukünftige Betrachtung 2020, 2025 und 2035

²¹ In der neuesten Stilllegungsliste der BNetzA vom Juni 2015 befinden sich u.a. die Steinkohleblöcke 7 und 8 des Heizkraftwerks Flensburg, das Kraftwerk Westfalen, das Kraftwerk Bremen-Hafen und das Kraftwerk N 230 der Currenta GmbH & Co in Krefeld-Uerdingen. Weitere Braunkohlekraftwerke in der Liste sind die Blöcke E und F in Goldenberg-Hürth und das Heizkraftwerk Dessau. Die beiden Braunkohleblöcke Niederaußem C und Weisweiler E, sind im Jahr 2020 bereits 55 Jahre alt und somit in allen Referenzszenarien auf Grund ihres Alters stillgelegt.

²² Für 2020 und 2025 wurde das „Scenario B“ und für 2035 die „Vision 3“ zugrunde gelegt.

wird eine Steigerung der Volllaststunden der Winderzeugung durch den verstärkten Einsatz moderner Anlagendesigns/-spezifikationen angenommen (Tabelle 7). Die Form der Wind-Einspeisekurve wurde unter Beibehaltung der gegebenen Grundstruktur geglättet um die technologische Entwicklung von Schwachwindanlagen abzubilden. Um die Unsicherheit über die tatsächliche zukünftige technologische Entwicklung der Windenergie sowie unterschiedlicher Wetterjahre abschätzen zu können, werden Annahmen zu Volllaststunden von Windenergie im Rahmen der Sensitivitätsanalyse im Bereich von 1800-2100 Volllaststunden betrachtet.

Tabelle 7: Volllaststunden erneuerbarer Energien im BAU-Szenario (und Sensitivitäten)

in Stunden pro Jahr	2020	2025	2035
Wasser	4500	4500	4500
Wind onshore	1900 (1800; 2000)	2000 (1900; 2100)	2100 (1900; 2000)
Wind offshore	3800	3800	3800
Fotovoltaik	935	935	935

Quelle: Eigene Annahmen.

Die Stromnachfrage wird im Modellansatz als preiselastische stündliche Last berücksichtigt. Das stündliche Profil basiert auf den historischen Zeitreihen für 2013 (ENTSO-E, 2013a) und wurde für die zukünftigen Betrachtungsjahre fortgeschrieben. Für Deutschland wurde eine Jahresstromnachfrage von 543,6 TWh (netto) angenommen (BNetzA, 2014a). Die Entwicklung der Jahresstromnachfrage in Europa ist an ENTSO-E (2013c, 2014) orientiert.

Die Annahmen zur Preisentwicklung der wesentlichen Energieträger und Emissionspreise sind BNetzA (2014a) entnommen (Tabelle 8). Aufgrund der Unsicherheiten, insbesondere bezüglich des Preises für Emissionszertifikate, werden alternative Entwicklungen im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse näher betrachtet.

Tabelle 8: Annahmen über die Preisentwicklung wesentlicher Brennstoffe und Emissionszertifikate im BAU Szenario (und Sensitivitäten)

in €/MWh _{th} bzw. €/t _{CO2}	2020 ²³	2025	2035
Uran	3,0	3,0	3,0
Braunkohle	1,5	1,5	1,5
Steinkohle	10,2	10,6	10,7
Erdgas	27,0	27,0	29,0
Öl	56,1	57,4	63,4
ETS-CO₂ Zertifikate	10,0 (16,0)	14,0 (11,0; 21,0)	31,0 (13,0)

Quelle: BNetzA (2014a).

Im Rahmen der Modellierung des europäischen Stromsystems werden Austauschmöglichkeiten zwischen elektrisch verbundenen Marktgebieten, bzw. Ländern, berücksichtigt. Dies erfolgt auf Basis des kommerziell getriebenen Austauschs von elektrischer Energie und spiegelt den derzeitig europäisch angewandten Ansatz wider. Eine Berücksichtigung der physikalischen Eigenschaften beim Transport von elektrischer Energie, z.B. im Rahmen eines flow-based Market Couplings, findet nicht statt. Die maximalen Kapazitäten für den internationalen Austausch (engl. Net Transfer Capacity, NTC) basieren auf BNetzA (2014a) und ENTSO-E (2013b).²⁴

3.1.2 Spezifische Modellierung des Klimabeitrags

Die Abbildung des Klimabeitrags findet im angewandten Strommarktmodell eine besondere Berücksichtigung, um die Effekte dieses Instrumentes auf den deutschen Kraftwerkspark und die Wechselwirkungen mit den europäischen Nachbarländern zu ermitteln. Jedem Kraftwerksblock in Deutschland steht bei Anwendung dieses Instrumentes ein Freibetrag an CO₂-Emissionen zur Verfügung. Sobald dieser überschritten ist, wird der Klimabeitrag fällig (vgl. Kapitel 2.4).

²³ Die Werte für 2020 basieren auf linearer Interpolation der Annahmen für 2012 und 2025.

²⁴ In diesem Zusammenhang ist festzustellen, dass sich die Anforderungen an wissenschaftliche Politikberatung im vergangenen Jahrzehnt aufgrund des Fortschritts der IT-Technologie, gesellschaftlicher Forderungen nach Transparenz sowie öffentlichkeitswirksamer Diskussionen zu wissenschaftlichem Fehlverhalten verändert haben (s. Mieth u. a. (2015a)). Sowohl die Transparenz- und Ethikgrundsätze einschlägiger Wissenschaftsorganisationen (z.B. Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG), Verein für Socialpolitik) als auch gesellschaftliche Wertevorstellung fordern eine gesteigerte Transparenz und Nachvollziehbarkeit wissenschaftlicher Ergebnisse (Burda, Gebhard, 2015). Dieses beinhaltet die Veröffentlichung von Annahmen, Rechnungen sowie Ergebnissen sowie den Nachweis kommerzieller und politischer Unabhängigkeit bzw. potenzieller Befangenheiten. Der vorliegende Forschungsbericht erfüllt diese Anforderungen. Die Beispielcodes der verwendeten Modelle sowie verwendete Daten und Ergebnisse werden auf Anfrage gerne zur Verfügung gestellt.

Die Emissionen jedes einzelnen Kraftwerksblockes werden innerhalb des Modells endogen – basierend auf der tatsächlichen Stromerzeugung des Blockes – ermittelt. Kraftwerke, die jünger als 20 Jahre alt sind, können ohne Begrenzung emittieren. Bei Kraftwerken, die 20 Jahre alt sind beginnt der Freibetrag bei 7 Mio. t CO₂/GW und sinkt linear auf 3 Mio. t bei einem Kraftwerksalter von 40 Jahren. Bei Kraftwerken, die älter als 40 Jahre alt sind, bleibt der Klimabeitrag mit 3 Mio. t CO₂/GW konstant. Innerhalb des Strommarktmodells sind diese Beschränkungen durch lineare Gleichungen abgebildet.

Zur besseren Abschätzung der Wirksamkeit des Klimabeitrags wurden verschiedene Sensitivitätsanalysen durchgeführt: Die Höhe des Freibetrages wurde so neben den ursprünglichen 3 Mio. t CO₂ auch für 3,8 und 4,5 Mio. t CO₂/GW berechnet. Durch diese Veränderung des Freibetrages ändert sich auch das Eintrittsalter von 40 Jahre auf 37 beziehungsweise 33 Jahre. Weiterhin wurden Sensitivitätsrechnung zur Höhe des Klimabeitrags berechnet; hier wurde der Klimabeitrag für 0, 5, 10, 15, 18, 20 und 25 €/t CO₂ variiert.

3.2 Ergebnisse der Szenarien

Im Folgenden sind die Ergebnisse der Modellierung des europäischen Stromsystems dargestellt. Die Ergebnisdarstellung fokussiert auf Deutschland und die wesentlichen Ergebnisgrößen hinsichtlich Stromerzeugung, CO₂-Emissionen im Stromsektor, Marktpreisen und internationalem Stromaustausch. Es wurden zwei Szenarien betrachtet:

- 1) BAU-Szenario („Business-As-Usual“): Dieses Szenario stellt eine Fortschreibung der derzeitigen Entwicklung des deutschen und europäischen Strommarktes dar. Für das deutsche Stromsystem wurden die Marktentwicklungen entsprechend dem genehmigten Szenariorahmen der BNetzA angenommen.²⁵
- 2) Klimabeitrag-Szenario: In Ergänzung zum Basis-Szenario wurde in diesem Szenario die Einführung des Klimabeitrags in seiner ursprünglichen Konfiguration (vgl. 2.4.1) berechnet: Für den Klimabeitrag in Höhe von 18 €/t CO₂ wurde eine Freimenge von sie-

²⁵ Hinweis: In den Annahmen der Modellierung fallen die Kapazitäten der Braunkohle von 2013 bis 2020 nur geringfügig von 21,2 GW auf 20 GW, fallen dann bis 2025 jedoch um etwa 40% auf 12,6 GW. Dieser starke Rückgang gemäß Szenariorahmen 2025 kann nicht allein auf altersbedingte Abschaltungen zurückgeführt werden. Unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen mit geringen CO₂-Preisen haben Kraftwerksbetreiber sogar einen Anreiz für Laufzeitverlängerungen alter Braunkohlekraftwerke, um die bestehenden Tagebaue weiter hoch auszulasten (vgl. 2.2.3). Eine Kapazitätsreduzierung auf 12,6 GW impliziert also bereits die Präsenz eines Instruments, das diesen Kapazitätsrückgang bewirken würde.

ben Mio. t/GW nach 20 Jahren Kraftwerkssalter, jährlich linear reduziert auf drei Mio. t/GW nach 40 Jahren, angenommen („Klimabeitrag 1“).

Im zweiten Entwurf des Klimabeitrags steigt der Freibetrag auf 3,8 Mio. t CO₂ für Anlagen ab einem Alter von 37 Jahren („Klimabeitrag 2“). Weiterhin ist die Höhe des Klimabeitrags an die Future-Preise auf dem Strommarkt und den ETS gekoppelt. Unter der Annahme, dass der ETS-CO₂-Preis im Jahr 2020 10€/t beträgt und der Strompreis zwischen 2020 und 2025 im Bereich von 36-40 €/MWh liegt, ergibt sich ein Klimabeitrag von 15 €/t CO₂. Da die Ergebnisse zwischen beiden Klimabeitragsszenarien sehr ähnlich sind, wird bei den folgenden Ergebnissen meist nur der Effekt von Klimabeitrag 1 gezeigt.

Die vorgestellten Szenarien wurden mit den in Kapitel 3.1 beschriebenen Daten und Annahmen gerechnet. Aufgrund der Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung des deutschen und europäischen Strommarktes wurden auch weiterführende Sensitivitäten betrachtet, auf die im Abschnitt 3.2.6 eingegangen wird. Diese Unsicherheiten umfassen die Ausgestaltung des Klimainstruments, die Windvolllaststunden, die Entwicklung des ETS-CO₂-Preises und für 2035 auch die zukünftige Kapazitätsentwicklung im europäischen Ausland (Tabelle 9).

Tabelle 9: Liste der gerechneten Sensitivitäten

Abgeänderter Parameter	Betrachtete Sensitivitäten und Basisfall (Fett)	
Volllaststunden Wind Onshore	2020	1800; 1900 ; 2000 Volllaststunden
	2025	1900; 2000 ; 2100 Volllaststunden
	2035	1900; 2000; 2100 Volllaststunden
ETS Preis	2020	10 ; 16 €/t CO ₂
	2025	14 ; 21 €/t CO ₂
	2035	13; 31 €/t CO ₂
Klimabeitrag	für alle Jahre	0; 5; 10; 15; 18 ; 20; 25 €/t CO ₂
Freibetragshöhe	2020	3 ; 3,8; 4,5 Mio. t CO ₂ /GW
Kraftwerksmix im Ausland	2035	Vision 1, Vision 2, Vision 3 , Vision 4

Quelle: Eigene Annahmen.

3.2.1 Stromerzeugung und -exporte

Im betrachteten Szenariohorizont bleibt die inländische Stromnachfrage auf einem konstanten Niveau in Höhe von 542,6 TWh. Durch den hohen Anteil kostengünstiger Erzeugung übersteigt die Nettostromerzeugung in Deutschland die inländische Stromnachfrage in allen Betrachtungsjahren und führt zu Stromexporten. Im Jahr 2020 beträgt der Nettoexport 57 TWh. Dieser Überschuss reduziert sich durch die Einführung des Klimabeitrags auf 37 TWh; maßgeblich durch eine Reduktion der Erzeugung aus Braunkohle. Deren Erzeugung sinkt im Jahr 2020 auf ca. 106 TWh. Dieser Reduktion steht eine Steigerung der Erzeugung aus Steinkohlekapazitäten um 10 TWh auf 122 TWh gegenüber. Die Erzeugung aus Gaskraftwerken steigt leicht auf 47 TWh. Die Stromerzeugung der Gaskraftwerke ist zum großen Teil ein Nebenprodukt von KWK-Anlagen, die lediglich aufgrund von Wärmelieferverpflichtungen in Betrieb sind (Abbildung 11).

Es zeigt sich, dass durch den Klimabeitrag eine Änderung der Kostenstruktur des Stromerzeugungsangebots vor allem zwischen Braun- und Steinkohleerzeugung bewirkt wird. Dagegen werden vergleichsweise emissionsarme Gaskraftwerke nur in geringem Umfang beeinflusst; diese kommen jedoch nach der Abschaltung der Atomkraftwerke, spätestens bis 2022, stärker zum Zuge (73 TWh 2025 ggü. 46 TWh in 2020).

Im Jahr 2025 ist der Exportüberschuss komplett abgebaut. Dies ist bedingt durch den Wegfall der Atomkraft, die im Jahr 2020 noch 61 TWh produziert, und einen Rückgang der Braunkohlekapazitäten in Höhe von 7,4 GW. Im Jahr 2025 reduziert der Klimabeitrag die Braunkohleverstromung um 11 TWh, die Steinkohleverstromung um 6 TWh. Die Exporte reduzieren sich entsprechend um 16 TWh.

Im Jahr 2035 steigt der Erzeugungsüberschuss wiederum auf 15 TWh aufgrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien. Während die Steinkohleverstromung zwischen 2020 und 2025 annähernd konstant bleibt, sinkt die Braunkohleerzeugung durch den Klimabeitrag weiter leicht ab. Der Effekt ist jedoch geringer als in den Jahren 2020 und 2025, da von weniger verbleibenden Kohlekraftwerkskapazitäten ausgegangen wird. Durch den weiteren Rückgang von Braun- und Steinkohlekapazitäten steigt die Auslastung der gasbefeuerten Kraftwerke an. Der Klimabeitrag schränkt die Gaskraftwerke jedoch nicht ein.

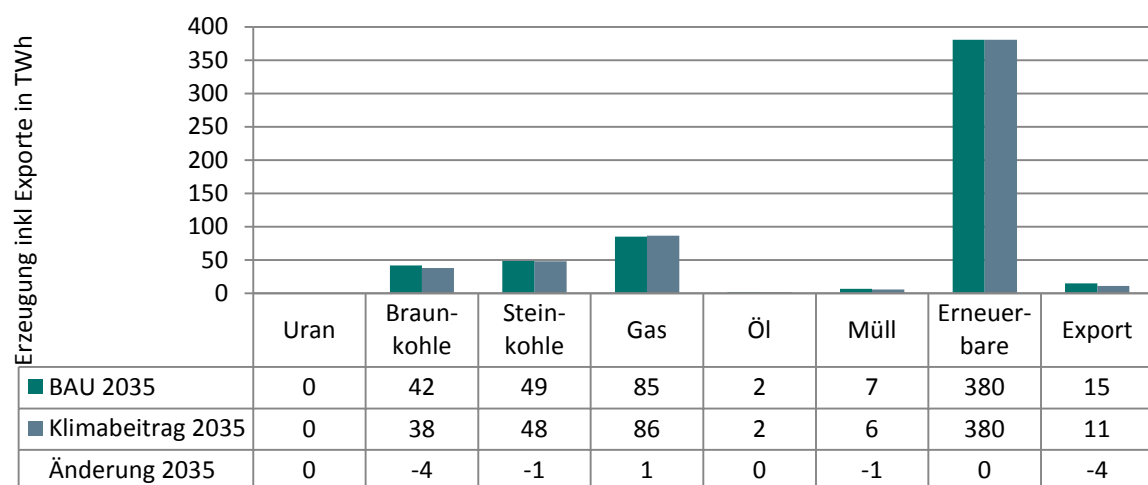
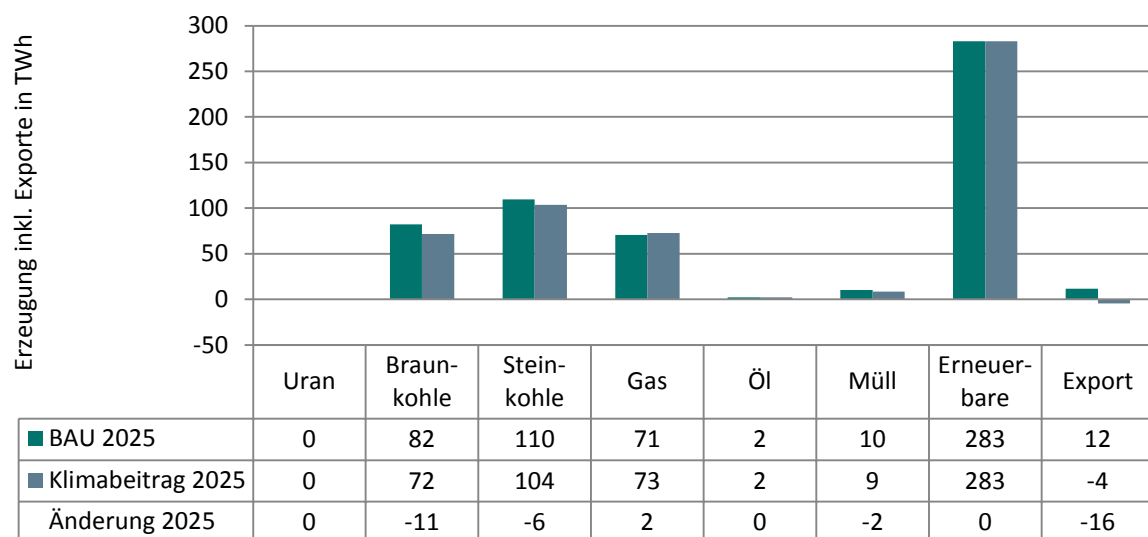
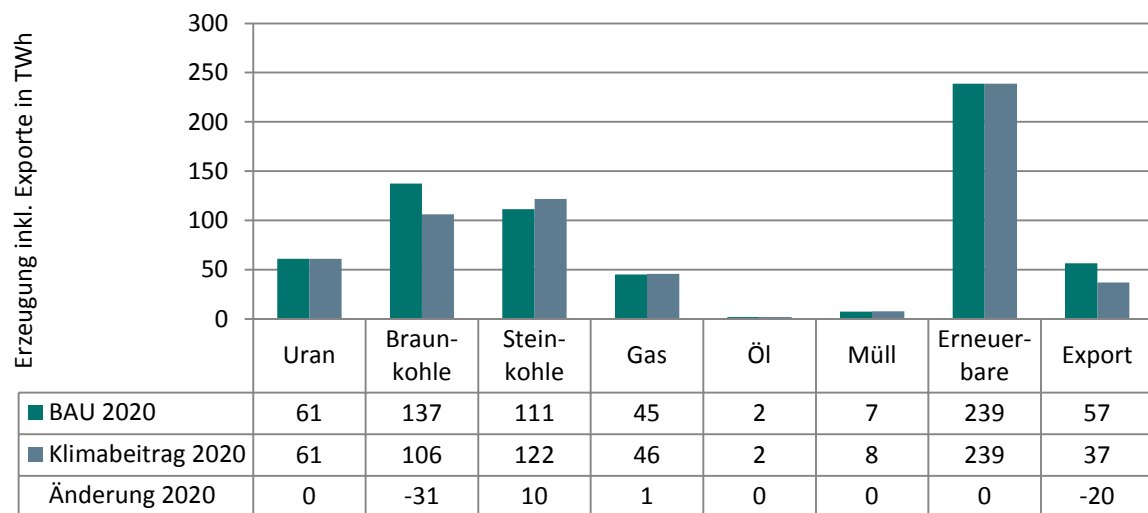


Abbildung 11: Stromerzeugung in Deutschland in 2020, 2025 und 2035 mit und ohne Klimabeitrag

Quelle: Eigene Berechnungen

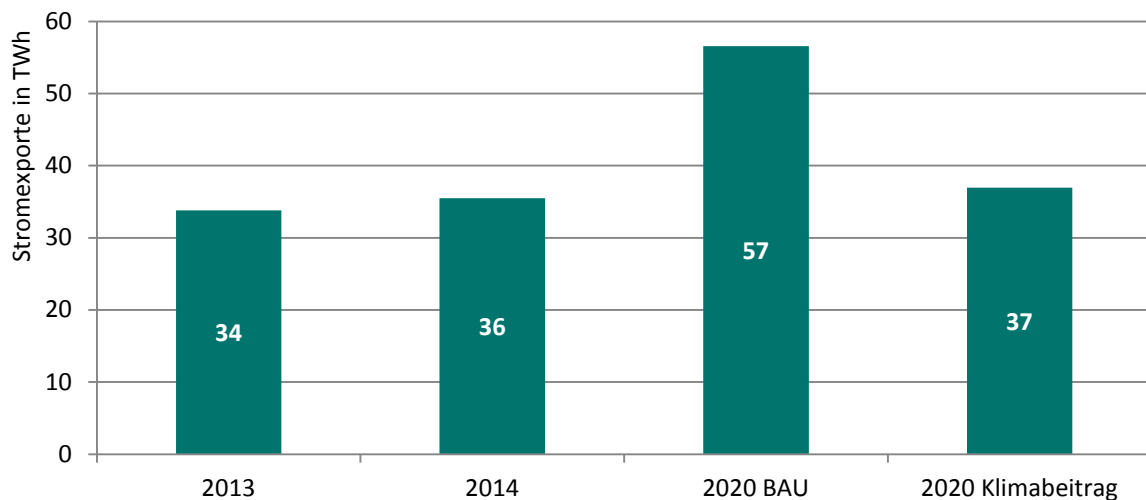


Abbildung 12: Stromexporte aus Deutschland

Quelle: Eigene Berechnungen, AG Energiebilanzen.

Mit der Einführung des Klimabeitrags reduziert sich die Nettostromerzeugung in Deutschland. Dieser Effekt ist insbesondere im Jahr 2020 ausgeprägt und führt zu einer Reduktion der inländischen Erzeugung um ca. 20 TWh.²⁶ Der Exportüberschuss reduziert sich in gleichem Maße. Abbildung 12 zeigt die Stromexporte von 2013, 2014 und 2020, die durch die Einführung des Klimabeitrags auf einem konstant hohen Niveau bei 37 TWh verbleiben.

3.2.2 CO₂-Emissionen

Der Klimabeitrag führt dazu, dass die von der Bundesregierung angestrebte zusätzliche Reduktion von mindestens 22 Mio. t CO₂ erreicht wird. Durch die Einführung des Klimabeitrags reduzieren sich die Emissionen in Deutschland in 2020 um 26 Mio. t. CO₂ (Abbildung 13). Die größte Reduktion ergibt sich aus der verringerten Produktion aus Braunkohlekraftwerken, während Erzeugungsmengen und Emissionen der Steinkohlekraftwerke leicht zunehmen (Abbildung 13).

Abbildung 14 und Abbildung 15 stellen die Emissionen in Deutschland für die Jahre 2025 und 2035 jeweils mit bzw. ohne Einführung des Klimabeitrags dar. Durch die Einführung verrin-

²⁶ Der Effekt ist im Jahr 2025 nicht so stark ausgeprägt, weil dort bereits viele alte Anlagen vom Netz genommen wurden. Diese Stilllegungen implizieren jedoch die Anwesenheit eines Instruments, das diese Stilllegungen bewirkt hat.

gern sich insbesondere die Emissionen der Braunkohleverstromung. Die leicht emissionsärmeren Steinkohlekraftwerke verringern ihre Emissionen ebenfalls leicht. Die Emissionen der Gaskraftwerke steigen nur geringfügig an.

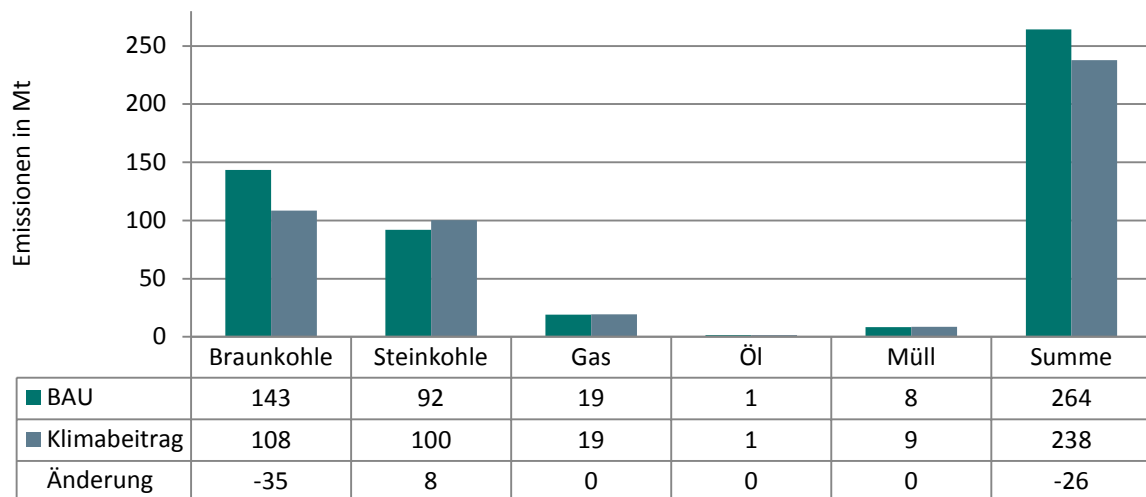


Abbildung 13: Emissionen nach Brennstoff in Deutschland 2020 mit und ohne Klimabeitrag

Quelle: Eigene Berechnungen.

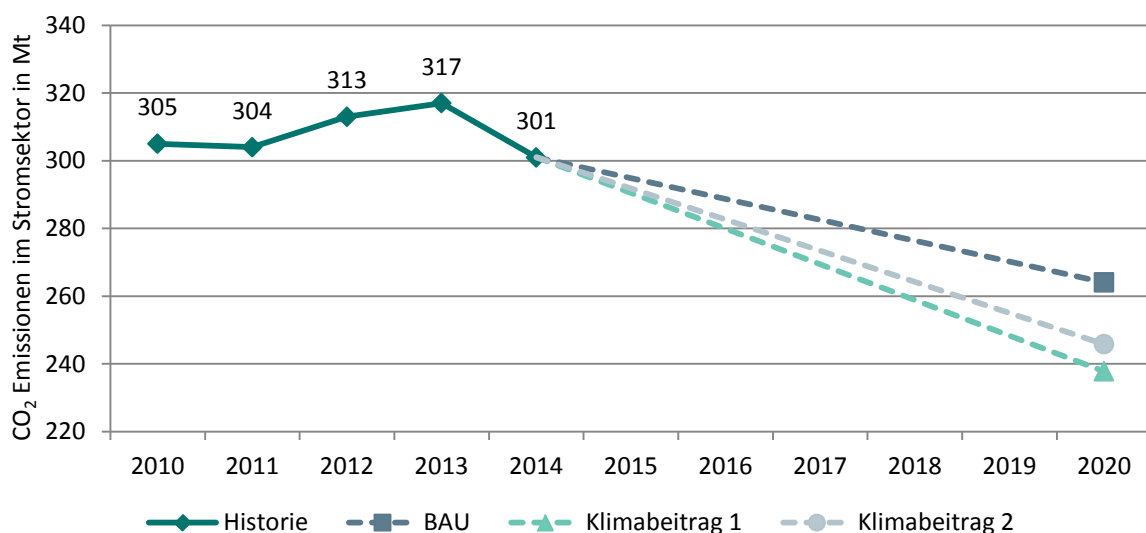


Abbildung 14: Entwicklung der CO₂-Emissionen in Deutschland mit und ohne Klimabeitrag

Quelle: Eigene Berechnungen.

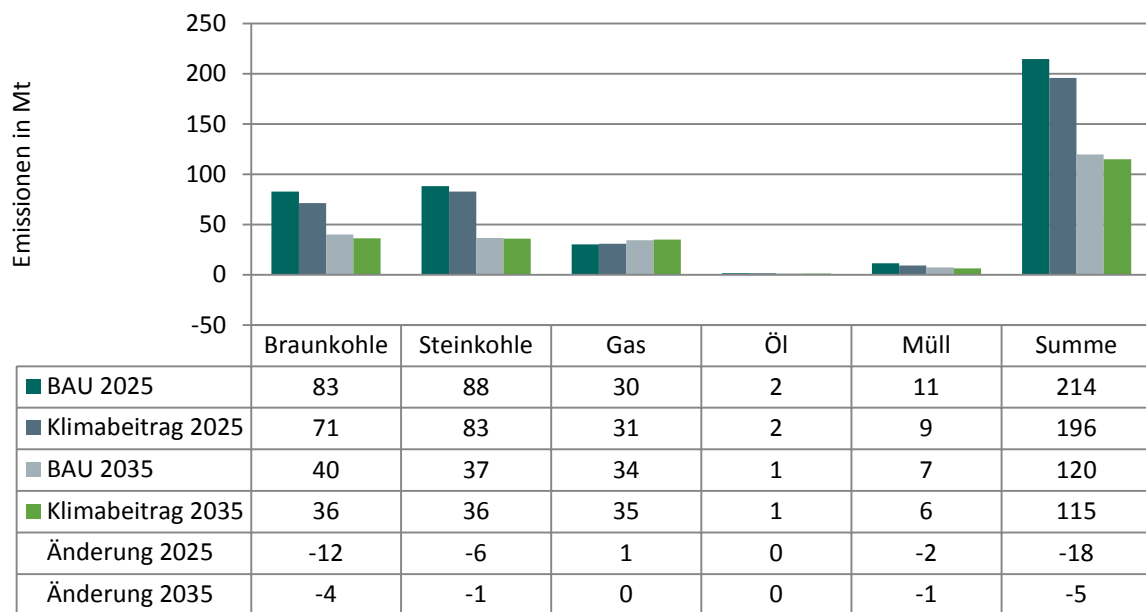


Abbildung 15: Emissionen nach Brennstoff in Deutschland in 2025 und 2035

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.2.3 Interaktionen mit den Nachbarländern und Netto-Emissionsminderung

Die zunehmenden Austauschkapazitäten zwischen den nationalen Übertragungsnetzen in Europa ermöglichen weitreichende Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Marktgebieten. Die Modellierung für diese Studie bildet alle europäischen Länder ab, um die Effekte dieser Wechselwirkungen auf den Kraftwerkseinsatz, die grenzüberschreitenden Austauschflüsse und die daraus resultierenden Strompreiseffekte zu berücksichtigen.

Die Einführung des Klimabeitrags führt zu einer geringeren inländischen Stromproduktion. Die Differenz wird teilweise durch Kraftwerke in den Nachbarländern aufgefangen. Die tatsächliche Nettoeinsparung ist deshalb geringer als die Einsparungen, die in Deutschland erzielt werden (Abbildung 11). Der Entwurf des Klimabeitrags sieht vor, dass in der Höhe der gezahlten Klimabeiträge ETS-Zertifikate gekauft und von den Betreibern stillgelegt werden. Dieser Effekt verhindert, dass sich zusätzliche CO₂-Zertifikate im europäischen Emissionshandel ansammeln und die Maßnahme mittelfristig wirkungslos bleibt (Abbildung 17). Neben den 17 Mio. t. CO₂ die durch „physische“ Emissionseinsparungen erreicht werden, stellt der Klimabeitrag sicher, dass weitere 22 Mio. ETS-Zertifikate aufgekauft und stillgelegt werden. Da der Klimabeitrag die CO₂-Emissionen auf europäischem Niveau um

17 Mio. t „physisch“ mindert, entfällt jedoch auch gleichzeitig eine Nachfrage nach CO₂-Zertifikaten. Neben den „physischen“ Minderung werden netto also weitere fünf Mio. ETS-Zertifikate im Jahr 2020 stillgelegt. Bei der abgewandelten Form des Klimabeitrags 2 sinkt die Beitragshöhe, weshalb Kraftwerke mehr über den Freibeträgen emittieren. Die hierdurch zusätzlich aufgekauften ETS-Zertifikate addieren sich auf 26 Mio.

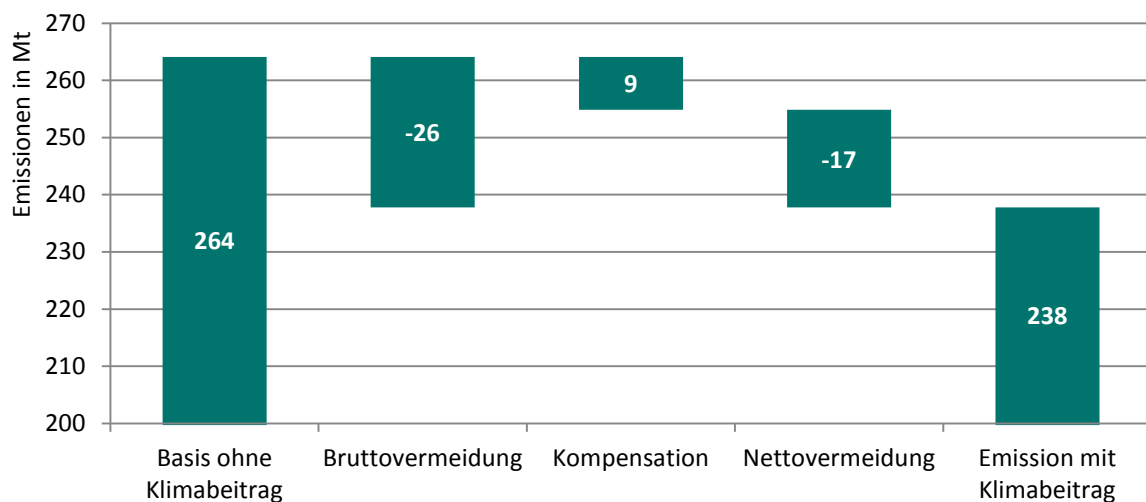


Abbildung 16: Brutto- und Nettovermeidung in 2020 durch Wechselwirkung mit den Nachbarländern

Quelle: Eigene Berechnungen.

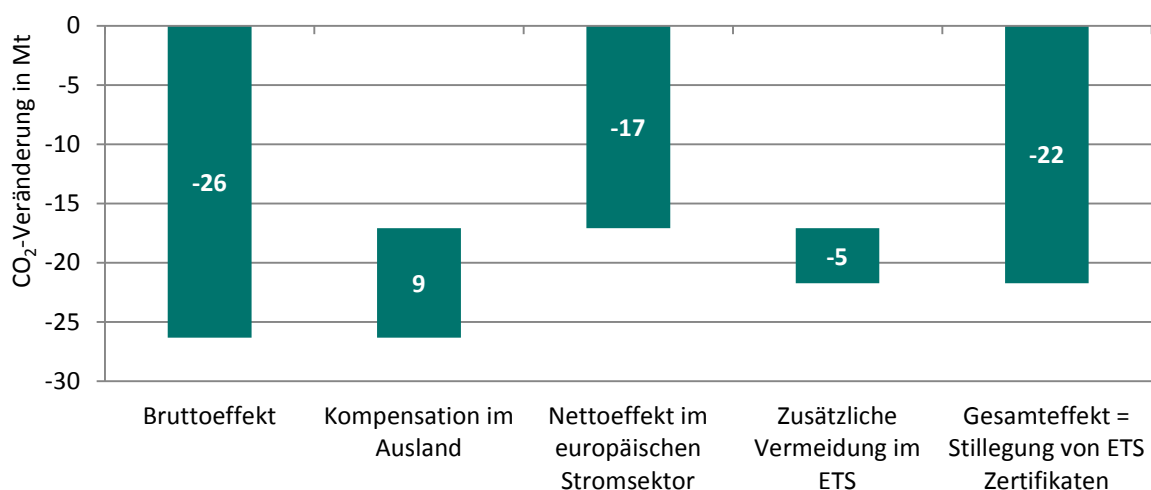


Abbildung 17: Wechselwirkungen mit dem Ausland bei der Einführung des Klimabeitrags

Quelle: Eigene Berechnungen.

In der Tschechischen Republik (+6%, +3,8 Mt CO₂), den Niederlanden (+6%, +2,3 Mt CO₂), Österreich (+8%, +0,8 Mt CO₂) und Italien (+1%, +0,8 Mt CO₂) sind erhöhte Emissionen zu beobachten. Frankreich erhöht seine Stromproduktion, jedoch nicht seine Emissionen.²⁷ In Polen ist die Auslastung der konventionellen Kraftwerke bereits im Basisfall ohne Klimabeitrag relativ hoch, sodass die Emissionssteigerung sehr gering ausfällt. Die Kompensationseffekte in den Jahren 2025 und 2035 sind analog zu denen des Jahres 2020 (Abbildung 18).

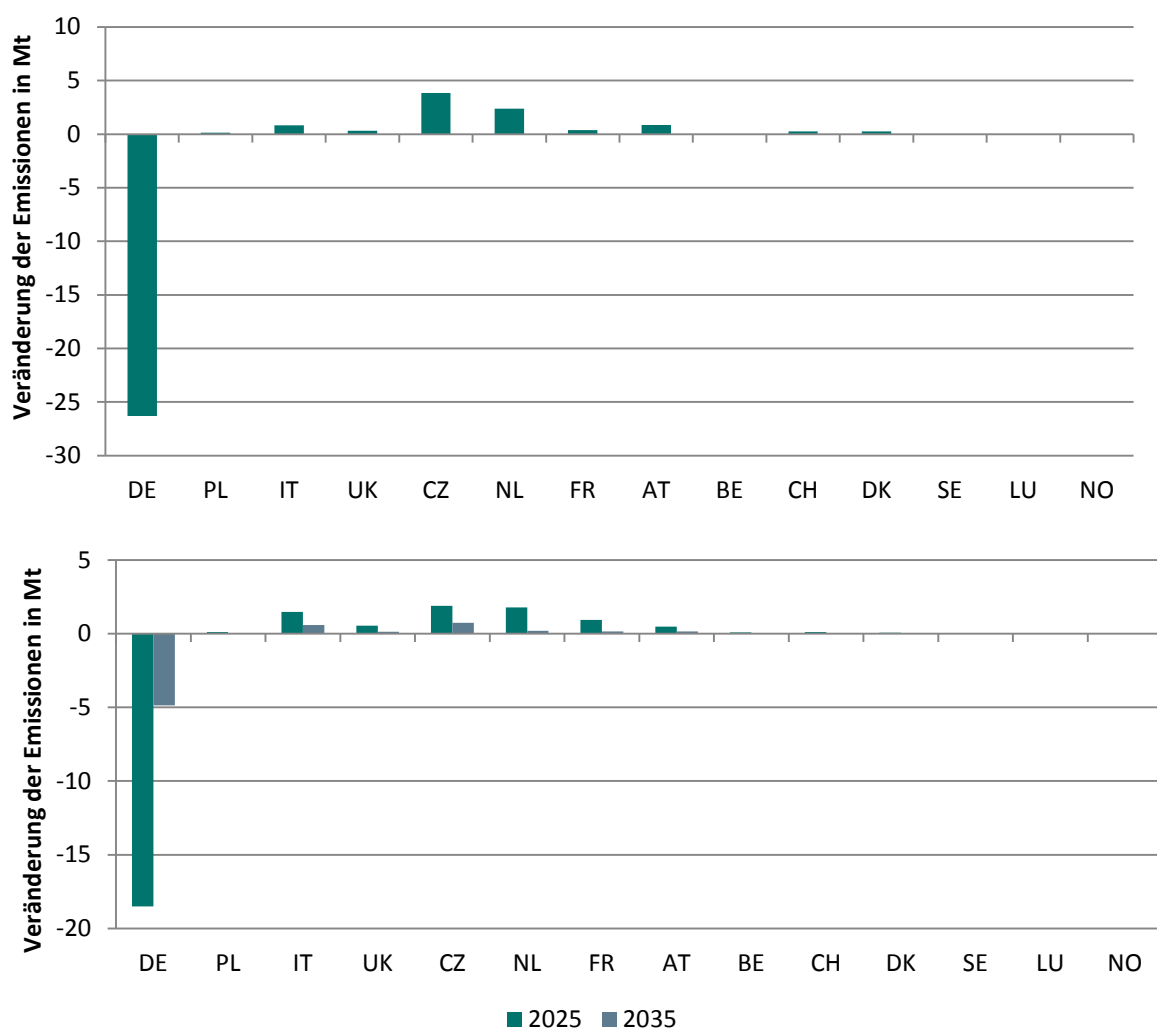


Abbildung 18: Veränderung der CO₂-Emissionen in Deutschland und den Nachbarländern in 2020 (oben) sowie 2025 und 2035 (unten) durch den Klimabeitrag

Quelle: Eigene Berechnungen.

²⁷ In Frankreich ist der Anteil der Atomkraft so hoch, dass die Kraftwerke auch Teile der Mittellast übernehmen und deshalb nicht vollständig ausgelastet sind. Diese außergewöhnliche Situation ermöglicht es französischen Atomkraftwerken ihre Produktion durch den Klimabeitrag leicht zu erhöhen.

3.2.4 Strompreise

Die Modellierungsergebnisse zeigen, dass die Einführung des Klimabeitrags keine bedeutenden Strompreiseffekte hervorrufen würde (Abbildung 19). Im Vergleich zum Basisszenario ohne Klimaschutzmaßnahme steigt der Börsenstrompreis im Jahr 2020 um lediglich 2,9 €/MWh (0,29 Cent/kWh).²⁸ Der allgemein ansteigende Preistrend bis 2025 ist vorrangig auf den Marktaustritt der Atomkraftwerke und von Braunkohlekapazitäten gemäß BNetzA (2014a) zurückzuführen (vgl. Kapitel 3.2). Da also bereits die Referenz in den Folgejahren von geringeren Braunkohlekapazitäten ausgeht, verringert sich ebenfalls der Preiseffekt des Klimabeitrags. Im Jahr mit der stärksten Wirkung (2020) beträgt der Anstieg des Börsenpreises weniger als neun Prozent. Dieser Anstieg geht jedoch von einem historisch niedrigen Preisniveau aus, das bedeutend niedriger ist als in den vergangenen Jahren (Abbildung 20). Die niedrigen Preise spiegeln primär die derzeitig wirkenden Überkapazitäten im europäischen Strommarkt wider. Einerseits wirken natürlich erneuerbare Energien preissenkend, die voranschreitende Integration der europäischen Marktgebiete und die seit einigen Jahren stagnierende Stromnachfrage stellen jedoch auch wichtige Ursachen für die Überkapazitäten dar.²⁹

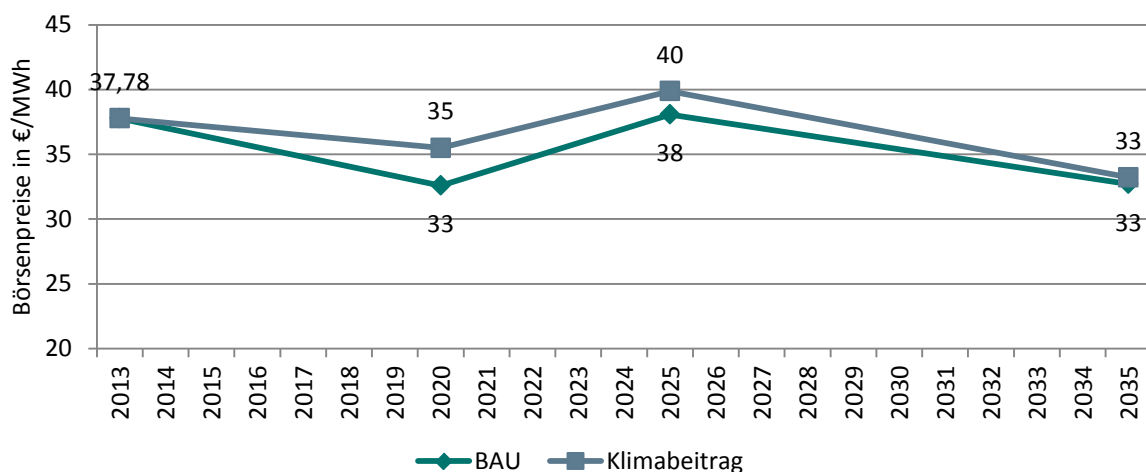


Abbildung 19: Durchschnittliche Börsenstrompreise in Deutschland mit und ohne Klimabeitrag

Quelle: Eigene Berechnungen.

²⁸ Am 19. Juni 2015 gehandelte Terminkontrakte für das Jahr 2020 lagen bei 32,7 €/MWh, vgl. <http://www.eex.com/en/market-data/power/derivatives-market/phelix-futures#!/2015/06/19>, Abruf 21.06.2015.

²⁹ Insbesondere in Deutschland, aber auch in den Niederlanden, sind in den letzten Jahren Kohlekraftwerke in Betrieb genommen worden, deren Bau mit dem Wissen dieser skizzierten Marktbedingungen wohl nicht beschlossen worden wäre.

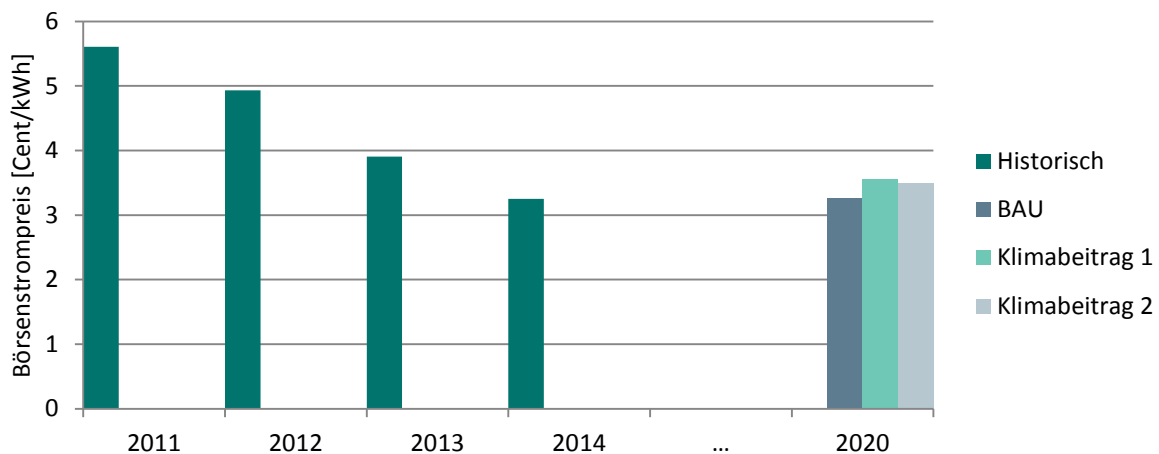


Abbildung 20: Historische und erwartete Börsenstrompreise in Deutschland

Quelle: Eigene Berechnungen und BDEW (2014).

Anders als für privilegierte Großverbraucher, die von der Zahlung der EEG-Umlage ganz oder teilweise befreit sind, ist der Anstieg der Kosten durch die Einführung eines Klimabeitrags für Haushaltskunden noch geringer, da ein Anstieg des Börsenpreises die EEG-Umlage verringert. Bei Berücksichtigung dieses Effekts würde die Belastung für Haushalte nur etwa 0,17 Cent/kWh betragen, sofern die Vertriebsunternehmen diesen Unterschied an die Kunden weiterreichen.³⁰ Der Strompreiseffekt für den zweiten Entwurf des Klimabeitrags fällt mit 2,3 €/MWh (0,23 Cent/kWh) noch etwas niedriger aus und hätte dadurch für Haushalte einen Effekt von 0,14 Cent/kWh was ungefähr 0,5% Steigerung entspricht (Abbildung 21).

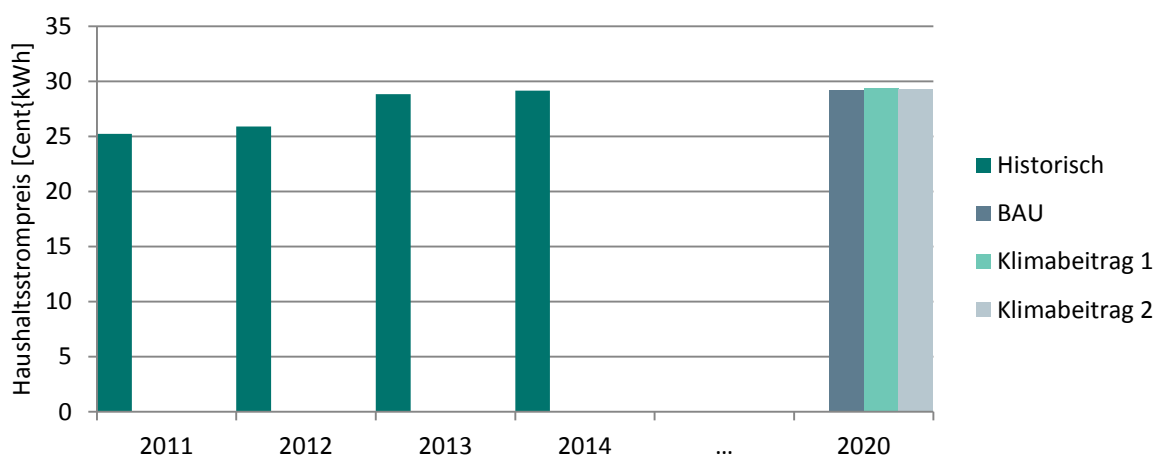


Abbildung 21: Historische und erwartete Haushaltsstrompreise in Deutschland

Quelle: Eigene Berechnungen und BDEW (2014).

³⁰ Relativ zu den gegenwärtigen Strompreisen für Haushalte entspräche eine Steigerung von 0,17 Cent/kWh einem Anstieg von weniger als einem Prozent.

3.2.5 Profitabilität der Kraftwerke

Die Einführung eines Klimabeitrags beeinflusst die Profitabilität der Stromerzeugung in zweierlei Hinsicht. Einerseits verändern sich die Stromerzeugungsmengen, andererseits erhöht sich der Strompreis geringfügig. Von steigenden Preisen profitieren alle Erzeuger des Stroms, die Veränderung der Erzeugungsmengen ist technologiespezifisch. Als Maß für die Profitabilität dienen die Deckungsbeiträge, die sich aus den Verkaufserlösen für Strom abzüglich der Brennstoff- und CO₂-Kosten ergeben.³¹ Für das Jahr 2020 ergibt sich in Summe für die gesamte Stromwirtschaft ein Zuwachs der Deckungsbeiträge in Höhe von etwa 450 Mio. € (Abbildung 22). Steinkohlekraftwerke gewinnen dabei in besonderem Maße, da sie sowohl die Produktion steigern als auch von steigenden Preisen profitieren. Gaskraftwerke profitieren nur vom Preisanstieg, jedoch auch in erheblichem Maße.³² Atomkraftwerke profitieren ebenfalls allein durch den Preisanstieg.

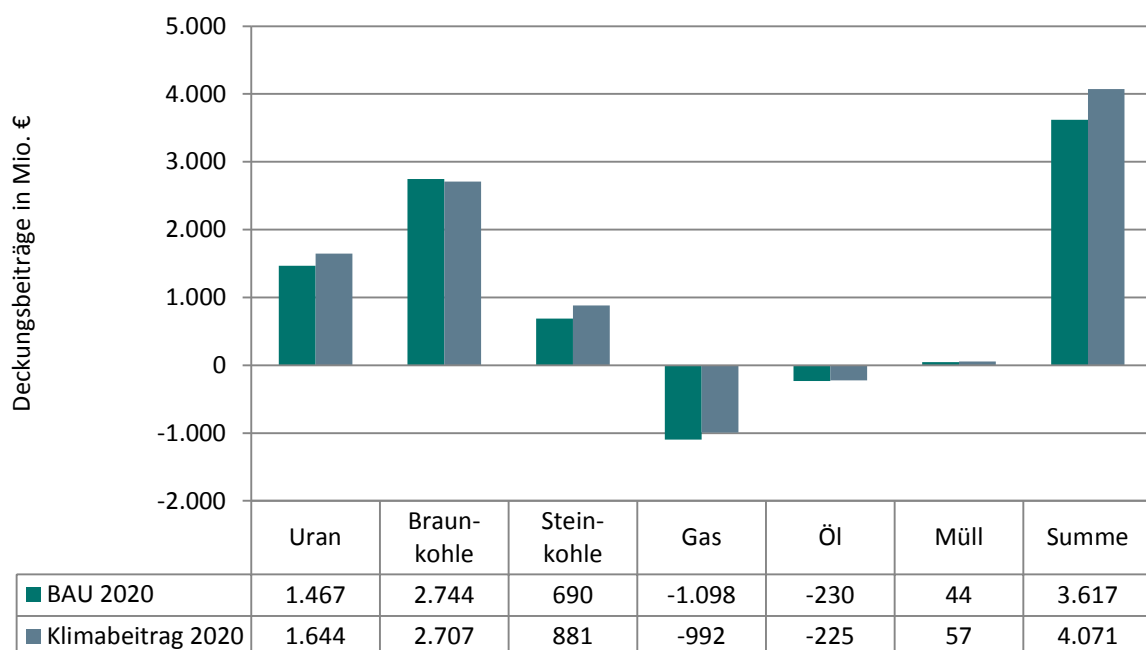


Abbildung 22: Deckungsbeiträge aus dem Stromhandel in 2020 im Szenario ohne und mit Klimabeitrag

Quelle: Eigene Berechnungen.

³¹ Von den Deckungsbeiträgen müssen in einer langfristigen Betrachtung noch fixe Kosten abgezogen werden. Die Fixkosten eines Kraftwerks haben jedoch keinen Einfluss auf seine Einsatzhäufigkeit im Markt. Die in dieser Studie genannten Deckungsbeiträge enthalten keine Erlöse für Aktivitäten in anderen Märkten als dem regulären Strommarkt, insbesondere sind Erlöse für die Bereitstellung von Regelleistung und Wärme nicht berücksichtigt.

³² Die negativen Deckungsbeiträge der Gaskraftwerke sind in Realität erheblich geringer, da sie überproportional stark von Wärmelieferungen im Zuge der Kraft-Wärme-Kopplung profitieren.

Für Braunkohlekraftwerke stellt sich die Situation komplexer dar. Die negative Differenz in Höhe von 37 Mio. € ergibt sich aus relativ hohen Einbußen alter Braunkohlekraftwerke, die ihre Erzeugung stark zurückfahren müssen, sowie aus Zugewinnen modernerer Braunkohlekraftwerke, die nicht oder nur geringfügig vom Klimabeitrag betroffen sind und somit ebenfalls vom Preisanstieg profitieren.³³ Von den Deckungsbeiträgen der Braunkohle müssen neben den Fixkosten der Kraftwerke außerdem noch die Fixkosten des Tagebaubetriebs abgezogen werden. Dieser Wert kann für die Gesamtheit der deutschen Tagebaue in der Größenordnung von etwa 800 Mio. € jährlich abgeschätzt werden.³⁴ Unter diesen Voraussetzungen bliebe Braunkohlekraftwerken im Jahr 2020 noch ein durchschnittlicher Deckungsbeitrag von etwa 95 €/kW. Ältere Kraftwerke würden entsprechend ihrer geringeren Einsatzzeit, ihrer höheren Wartungskosten und ihres geringeren Wirkungsgrades geringere Deckungsbeiträge erwirtschaften, modernere Anlagen entsprechend mehr. Damit wird die Wirtschaftlichkeit alter Anlagen so stark reduziert, dass Laufzeit verlängernde Maßnahmen unwirtschaftlich sind. Gleichzeitig ist jedoch auch kein Domino-Effekt durch die sofortige Stilllegung aller Kraftwerke und Tagebaue in den Revieren durch den Klimabeitrag zu erwarten.

3.2.6 Sensitivitätsbetrachtungen

Aufgrund der Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung der Rahmenbedingungen des Stromsektors wurden weiterführende Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Hierbei wurden relevante Einflussparameter wie der ETS-CO₂-Preis, die Höhe des Klimabeitrags, die Volllaststunden der Winderzeugung, die im Rahmen des Klimabeitrags erlaubte Freimenge an Emissionen sowie die Entwicklungen des Kraftwerksparkes im europäischen Ausland berücksichtigt. Dies ergibt mehr als 600 Kombinationen zu denen Rechnungen durchgeführt wurden. Ausgewählte Ergebnisse sind in diesem Abschnitt vorgestellt.

³³ Zu letzteren gehören u.a. die Braunkohlekraftwerke BoA 2 und 3 im Rheinischen Revier, das Kraftwerk Lipendorf im Mitteldeutschen Braunkohlerevier und Boxberg Block R im Lausitzer Revier.

³⁴ Annahmen: Braunkohle-Durchschnittskosten = 6 €/MWh_{th}, Fixkostenanteil = 75%, 1 t Braunkohle $\triangleq$ 1 MWh_{th}, aktuelle Förderung 178 Mio. t Braunkohle (2013), vgl. (Bundesregierung, 2015) und <http://www.kohlenstatistik.de/19-0-Braunkohle.html>, Abruf am 21.06.2015. Der Fixkostenanteil wird im Projektionsbericht 2015 mit nur 50% angegeben. Verschiedene Betreiberangaben nennen jedoch einen Fixkostenanteil von bis zu 75%.

3.2.6.1 Für das Jahr 2020

Für das Jahr 2020 konzentriert sich die dargestellte Sensitivitätsanalyse auf die Höhe des Klimabeitrags und den Preis für Emissionszertifikate. Abbildung 23 stellt die Emissionsreduktion gegenüber dem Basisfall in Abhängigkeit der Höhe des Klimabeitrags für zwei gewählte ETS-CO₂-Preisniveaus dar. Es zeigt sich, dass die CO₂-Emissionsreduktion durch die Einführung des Klimabeitrags relativ unabhängig von der Höhe des ETS-Preises mit steigendem Klimabeitrag ansteigt. Dies ist dadurch zu erklären, dass die Einführung des Klimabeitrags alte Braunkohlekraftwerke in ihrer Fahrweise einschränkt, die ansonsten weder bei ETS-Preisen von 10 noch 16 €/t CO₂ aus dem Markt gedrängt worden wären. Die Gesamtmenge an CO₂-Emissionen sinkt jedoch bei einer Erhöhung des ETS-CO₂-Preises von 10 auf 16 €/t um ungefähr 5 Mio. t CO₂ (Abbildung 24).

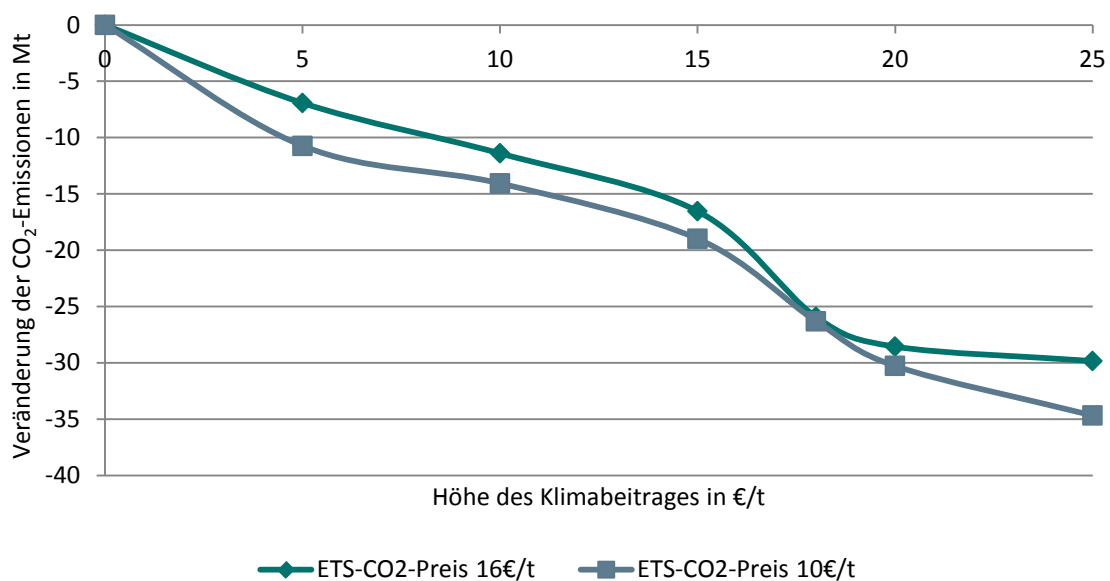
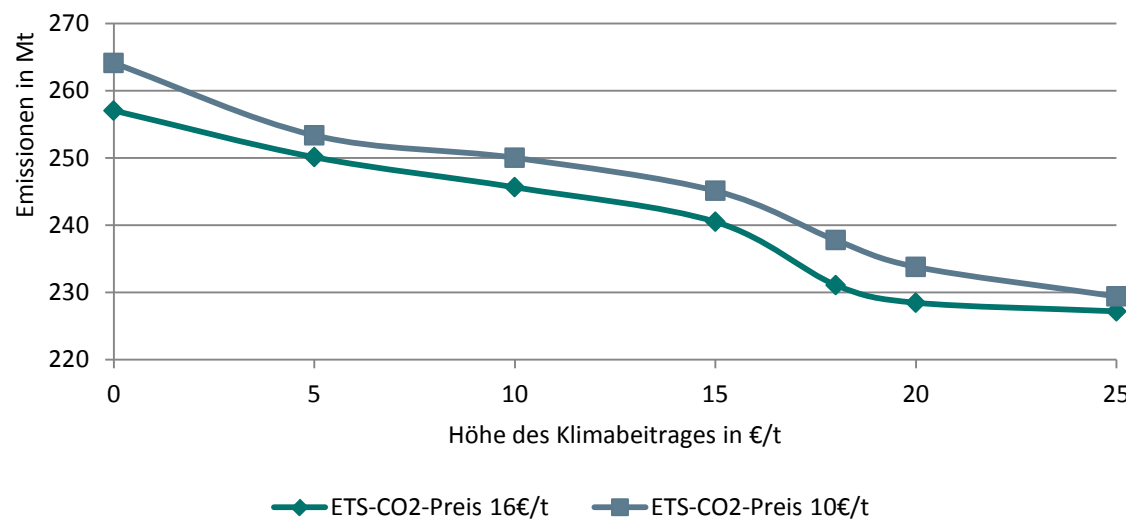


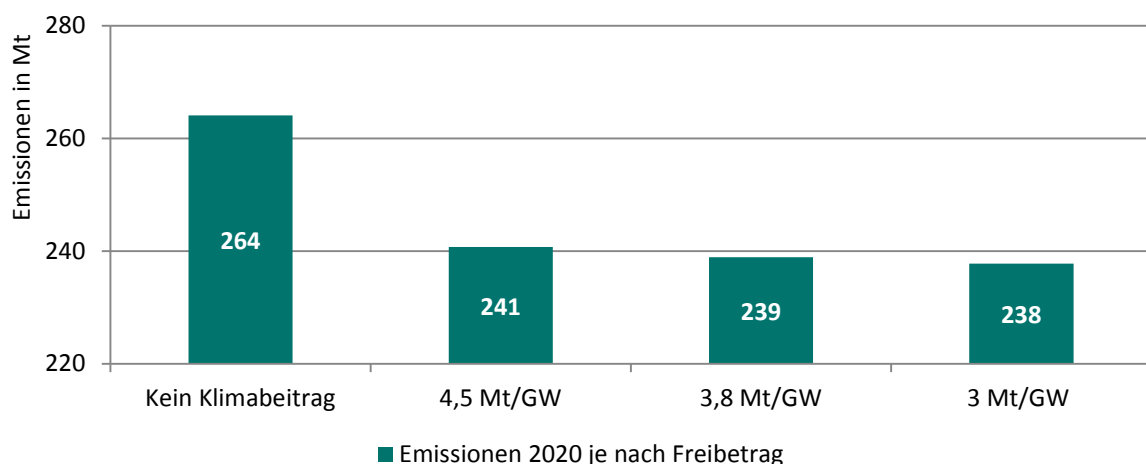
Abbildung 23: Emissionsreduktion durch Einführung des Klimabeitrags je nach ETS-Preis und Höhe des Klimabeitrags

Quelle: Eigene Berechnungen.

Abbildung 24: Emissionen in Deutschland je nach CO₂-Preis und Höhe des Klimabeitrags

Quelle: Eigene Berechnungen.

Hebt man das freie Budget für alte Kraftwerke an, verringern sich die Emissionsminderungen im Jahr 2020 nur geringfügig (Abbildung 25). Dies liegt daran, dass die alten Kohlekraftwerke – unter der Annahme eines niedrigen ETS-CO₂-Preises von 10€/t CO₂ – freiwillig die Freibeträge überschreiten und den Klimabeitrag zahlen, da sie trotzdem noch Gewinne machen. Weitere Sensitivitäten mit einem höheren ETS-CO₂-Preis oder auch einem höheren Klimabeitrag zeigen, dass Kohlekraftwerke in diesen Fällen in ihrer Wirtschaftlichkeit stärker eingeschränkt sind. Sie produzieren dann nur bis zur Freibetragsgrenze, weshalb eine Anhebung der Freigrenzen bei diesen Szenarien eine deutlich geringere CO₂-Vermeidung ausweist.

Abbildung 25: CO₂-Emissionen in Deutschland 2020 in Abhängigkeit der Höhe des Freibetrags für die ältesten Anlagen

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.2.6.2 Für das Jahr 2025

Für das Jahr 2025 wurde eine Betrachtung mit drei verschiedenen ETS-CO₂-Preisen und zwei verschiedenen Klimabeitragshöhen durchgeführt. Grundsätzlich zeigt sich ein ähnliches Bild wie in 2020. Die durch den Klimabeitrag zusätzlich induzierte Reduktion liegt in allen Konstellationen bei ungefähr 18 Mio. t CO₂. Die gesamte Emissionsreduktion in Deutschland variiert allerdings nur sehr gering in Abhängigkeit vom ETS-CO₂-Preis. So kann im Falle eines geringen ETS-CO₂-Preises von 11 €/t in Kombination mit einem abgesenkten Klimabeitrag von 9 €/t eine CO₂-Minderung auf 205 Mio. t erreicht werden. Dies ist eine größere Reduktion als wenn der ETS Preis zwar bis 2025 auf 21 € steigt, der Klimabeitrag aber dafür abgeschafft wird. Dies kann dadurch erklärt werden, dass der Klimabeitrag gezielt die ältesten und CO₂-intensivsten Kraftwerke besteuert und daher bereits bei geringen Preisen eine CO₂-Reduktion erzielt. Der Klimabeitrag ist daher ein effizienteres Instrument als der ETS, um nationale CO₂-Vermeidung durchzuführen, da er bereits bei geringeren Beträgen höhere nationale Einsparungen bewirkt.

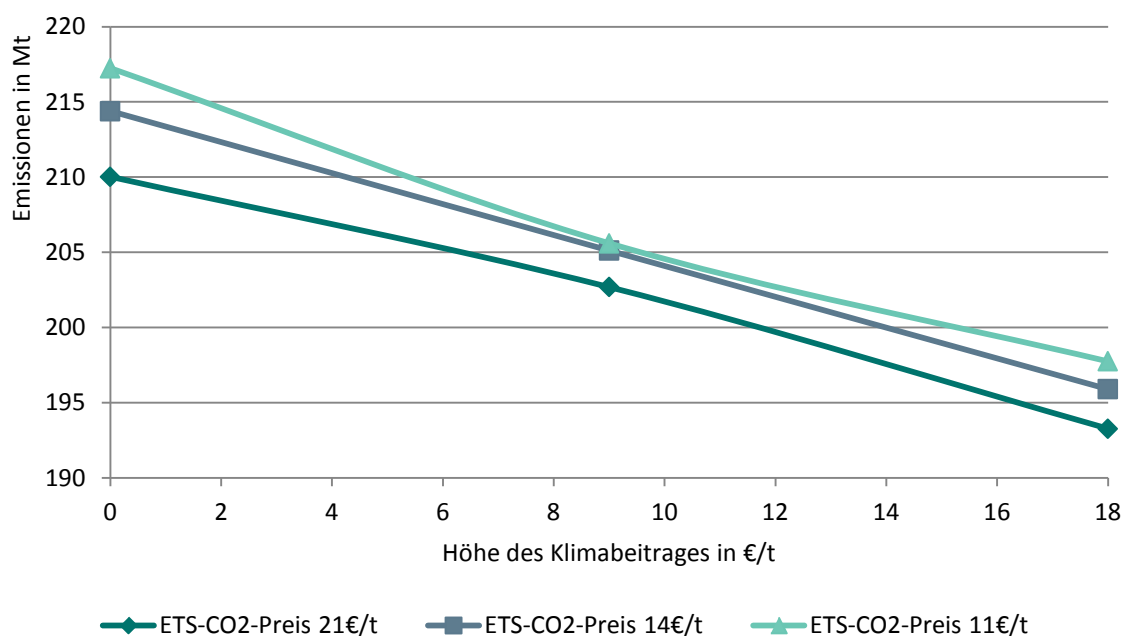


Abbildung 26: Emissionen in 2025 in Deutschland je nach ETS-CO₂-Preis und Höhe des Klimabeitrags

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.2.6.3 Für das Jahr 2035

Die Entwicklung der Kraftwerksparks der europäischen Nachbarländer hat einen entscheidenden Einfluss auf den Kraftwerkseinsatz und die resultierenden Marktergebnisse in Deutschland. Deswegen werden im folgenden Abschnitt die Auswirkungen unterschiedlicher europäischer Kraftwerkskonstellationen auf die deutschen CO₂ Emissionen für das Jahr 2035 untersucht. Die bisher gezeigten Ergebnisse basieren auf der Scenario Vision 3 des SOAF (ENTSO-E, 2014).

Die Scenario Visions der ENTSO-E orientieren sich entlang zweier Dimensionen. Die erste beschreibt die Integration der europäischen Strommärkte, die zweite die bisherige Zielerreichung auf dem Weg zu den Klimazielen für 2050. Die ENTSO-E-Vision 1 "Slow Progress" beschreibt ein Szenario mit geringer europäischer Integration und einer Verzögerung bei der Erreichung der Klimaziele. In Vision 2 "Money Rules" werden die Zwischenziele auf dem Weg nach 2050 ebenfalls nur verzögert erreicht, allerdings ist die internationale Marktintegration weiter fortgeschritten. Die Vision 3 "Green Transition" hat wie Vision 1 eine niedrige europäische Integration als Basis, allerdings erlauben die ökonomischen und finanziellen Rahmenbedingungen eine Zielerreichung der Zwischenziele für die Roadmap 2050. In Vision 4 "Green Revolution" werden die Zwischenziele ebenfalls erreicht und es besteht ein hoher Grad internationaler Marktintegration.

Im Rahmen der Studie wurden alle vier Visions des SOAF im Modell implementiert und ausgewertet (Abbildung 27). Es zeigt sich, dass die Gesamtemissionen zwischen den Visions zwischen 110 (Vision 4) und 136 Mio. t (Vision 2) liegen. Die Effekte, die sich durch den Klimabeitrag für 2035 ergeben, sind mit 3 Mt (Vision 4) bis 9 Mt (Vision 2) CO₂-Einsparungen eher gering.

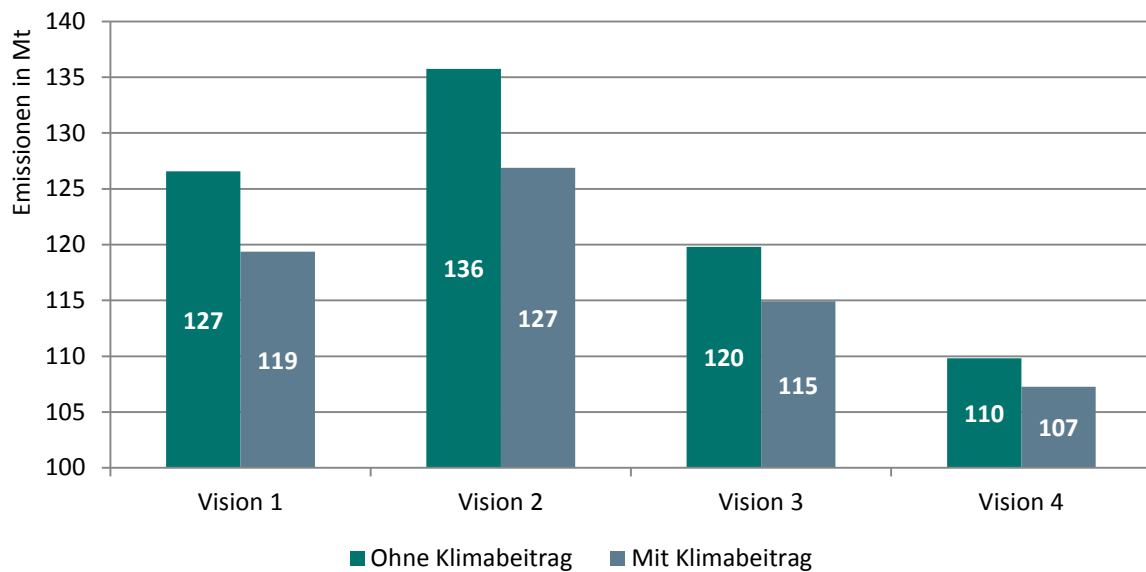
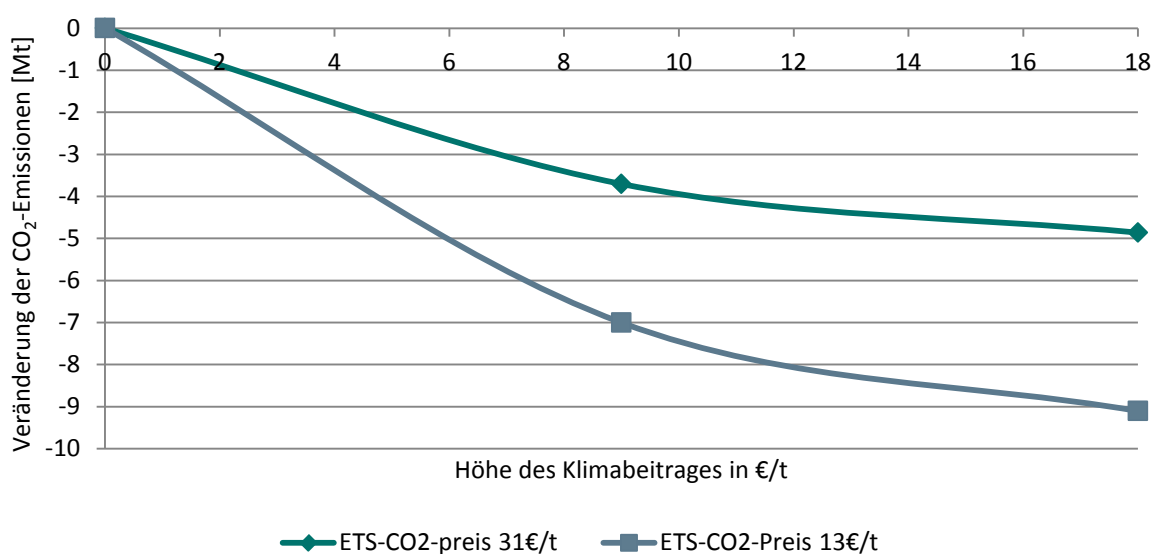


Abbildung 27: Emissionen in 2035 je nach ENTSO-E Scenario Vision

Quelle: Eigene Berechnungen.

In Abbildung 28 wird die Sensitivität der Ergebnisse von 2035 bezüglich des CO₂-Preises und der Höhe des Klimabeitrags dargestellt. Hier zeigt sich, dass die Einführung des Klimabeitrags abhängig vom ETS-Preis eine Emissionsreduktion von vier bis sieben Prozent ermöglicht. Die Annahme eines niedrigen ETS-Preises von 13€/Mt führt zu einer dreiprozentigen Erhöhung der Emissionen gegenüber dem Fall mit hohem ETS-CO₂-Preis.

Abbildung 28: Emissionen 2035 in Deutschland in Abhängigkeit von CO₂-Preis und Höhe des Klimabeitrag

Quelle: Eigene Berechnungen.

3.3 Stellschrauben des Klimabeitrags

Die Höhe des Klimabeitrags hat den größten Einfluss auf den Klimaeffekt des Instrumentes. Wenn der Betrag zu gering ist, werden kaum CO₂-Einsparungseffekte erzielt. Das Instrument senkt jedoch trotzdem die Deckungsbeiträge von älteren Kohlekraftwerken. Die Anzahl der durch die Abgaben stillgelegten ETS-Zertifikate ist im Verhältnis hierzu relativ gering. Wenn der Beitrag höher angesetzt wird, kann es zu einer Drosselung der Kraftwerke auf die Höhe der Freibeträge führen. Ob alte Kohlekraftwerke mit ihren verbliebenen Laufzeiten noch Gewinne erwirtschaften, ist in diesem Fall von den Börsenstrompreisen abhängig. Da die Anlagen zu diesem Zeitpunkt jedoch bereits vollständig abgeschrieben sind und sie die Laufzeit der Kraftwerke flexibel auf die teuersten Stunden verschieben können, ist nicht von einer zwangsläufigen Stilllegung der betroffenen Blöcke auszugehen. Der befürchtete „Dominoeffekt“ durch die induzierte Schließung von vor- oder nachgelagerten Industriezweigen wie Tagebauen oder Gipsfabriken ist daher nicht zu befürchten.

Die Freibetragshöhen und das Mindesteintrittsalter beeinflussen, welche Kraftwerke in Deutschland wie stark in ihrer Fahrweise von dem Klimabeitrag betroffen sind. So führt eine Anhebung der oberen Kante von 7 Mio. t CO₂/GW oder auch die Erhöhung des Eintrittsalters von 20 Jahren grundsätzlich zu einer späteren bzw. verzögerten Wirkung des Instrumentes und des daraus resultierenden CO₂-Minderungseffekts. Die Anhebung der unteren Kante von 3 Mio. t CO₂/GW – wie im 2. Entwurf geschehen – hat nur Auswirkungen auf die Freibeträge der ältesten Kraftwerke. Für diese erhöhen sich die Laufzeiten ohne Klimaabgabe, wodurch sich die Rentabilität der Kraftwerke – insbesondere bei einem hohen Klimabeitrag – stark erhöht.

Ein weiterer Aspekt ist die diskutierte Übertragbarkeit von Freibeträgen zwischen Anlagen und evtl. auch zwischen Betreibern. Grundsätzlich erhöht die Übertragbarkeit die unternehmerische Freiheit, hat jedoch auch weitere Effekte auf die Wirksamkeit des Instruments: Die Übertragung und eine damit verbundene stärkere Auslastung einzelner Blöcke kann zur Stilllegung anderer Blöcke führen, was den Abbau von Arbeitsplätzen bedeuten kann. Wenn zudem eine brennstoffübergreifende Übertragbarkeit erlaubt wird, führt dies zu einer stärkeren Auslastung von Braunkohlekraftwerken auf Kosten der Gaskraftwerke. Eine Übertragbarkeit nur innerhalb eines Konzerns (Flottenregelung) bevorteilt grundsätzlich große Unter-

nehmen, da diese mehr Kraftwerke und Spielraum besitzen; im Fall der begrenzten Teilnehmer des Braunkohlemarktes ist dies allerdings nicht so entscheidend wie im Bereich der Steinkohlekraftwerke. Eine Übertragbarkeit zwischen Braunkohleblöcken innerhalb eines Kohlereviers hat zudem Auswirkungen auf die benötigten Kohlemengen einzelner Tagebaue und beeinflusst somit die damit einhergehenden Umsiedlungen. Dies gilt insbesondere für die Tagebaue Hambach und Garzweiler im Rheinischen Revier und die dort von der Umsiedlung bedrohten Ortschaften.

Die Höhe des Freibetrags wird in Abhängigkeit des Kesselalters eines Kraftwerkes festgelegt und beinhaltet somit Anreize für essentielle Nachbesserungsarbeiten (Retrofits). Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) und der Verband Kommunaler Unternehmen (VKU) fordern jedoch, dass auch weitere effizienzverbessernde Maßnahmen Einfluss auf das ermittelte Kraftwerksalter haben sollten.³⁵ Eine Aufweichung dieses Kriteriums, die auch den Austausch der Turbine mit aufnehmen würde, führt dazu, dass Unternehmen Anreize bekommen bei älteren Kraftwerken technische Eingriffe vorzunehmen, um sie somit von der Klimaabgabe zu befreien. Zwar würde dieses zu geringen Steigerungen der technischen Wirkungsgrade führen, allerdings wäre dies nicht kosteneffizient, da dadurch nur sehr geringe CO₂-Einspareffekte bewirkt würden.

Der 1. Entwurf des Klimabeitrags ist in seiner Ausformulierung so gewählt, dass insbesondere alte Kohlekraftwerke in ihren Laufzeiten gedrosselt werden. Durch die verbleibenden Restmengen würden die Kraftwerke noch Restgewinne einfahren, die Investition in lebensverlängernde Maßnahmen hätten sich jedoch nicht mehr gelohnt. Dadurch wäre eine kontinuierliche Dekarbonisierung des Stromsektors sichergestellt, da immer weitere Kraftwerke unter die Regelung fallen. Der 2. Entwurf bildet bereits ein großes Entgegenkommen gegenüber alten Braunkohlekraftwerken, die hierdurch deutlich besser gestellt werden. Ein noch stärkeres Aufweichen des Klimabeitrags sollte vermieden werden, da sonst die Klimaziele verfehlt werden. Durch die starke Pfadabhängigkeit des Stromsektors gefährdet das Nichteinhalten der 2020er Ziele auch gleichzeitig die weiteren Klimaziele für 2025, 2035 und 2050.

³⁵ Vgl. <http://www.klimaretter.info/politik/nachricht/19014-bdew-und-vku-resolut-gegen-gabriel> Abgerufen am 23.06.2015.

4 Abschätzung der Beschäftigungseffekte

In den folgenden Abschnitten werden ausgewählte Sektoren der Energiewirtschaft (Kohle, erneuerbare Energien) einer vergleichenden Analyse hinsichtlich ihrer jeweiligen Beschäftigungseffekte unterzogen. Weitere konsuminduzierte Effekte werden bei dieser Berechnung nicht betrachtet. Ausgehend von den im Modell berechneten Börsenstrompreisentwicklungen werden anschließend die durch den Klimabeitrag zu erwartenden Arbeitsplatzeffekte dargestellt.

4.1 Die Arbeitsplatzentwicklung in der deutschen Kohlebranche

Die Anzahl der direkt im Braunkohlesektor beschäftigten Personen ist in den letzten Jahrzehnten von über 150.000 im Jahr 1980 auf zuletzt nur noch 21.000 stark zurückgegangen (Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., 2015). Ein Großteil dieser Entwicklung ist auf eine Schrumpfung des Lausitzer und des Mitteldeutschen Braunkohlereviers im Zuge der Wiedervereinigung nach 1990 zurückzuführen. Der disruptive Strukturwandel führte zu einer drastischen Schließung von alten Tagebauen und Kraftwerken, die nicht mehr gebraucht oder nicht mehr wirtschaftlich den westdeutschen Technologie- und Umweltstandards angepasst werden konnten. In den Folgejahren stabilisierte sich die Braunkohleförderung im Lausitzer Braunkohlrevier auf einem Niveau von etwa 50-60% der Förderung des Jahres 1990. Die Anzahl der Arbeitsplätze ging noch weitaus stärker zurück. Zwischen 2002 und 2014 gingen die Arbeitsplätze im Lausitzer Revier nochmals um 20%, im Mitteldeutschen Revier um sechs Prozent zurück (Tabelle 10). Darüber hinaus hat sich in den letzten Jahren zudem das Durchschnittsalter der Mitarbeiter erhöht. So sind zwei Drittel der Beschäftigten über 46 Jahre alt, mehr als ein Viertel ist älter als 56 Jahre alt (Tabelle 11).

Genauere Analysen der Grünen Liga (2015) zeigen allerdings, dass diese Zahlen die wirklichen Beschäftigten deutlich überschätzen: So werden in der Lausitz fälschlicherweise über 400 Mitarbeiter der Lausitzer und Mitteldeutschen Bergbau-Verwaltungsgesellschaft (LMBV) zu den Braunkohlebeschäftigten hinzugezählt.³⁶ Diese von der aktuellen Braunkohlewirtschaft unabhängigen Arbeitsplätze müssen deshalb von der Betrachtung abgezogen werden.

³⁶ Die LMBV ist eine bundeseigene Gesellschaft, die als Nachfolgeinstitution der ehemaligen staatseigenen Tagebaue der DDR fungiert und für deren Sanierung verantwortlich ist.

Darüber hinaus werden in den Statistiken der Konzerne weitere Kraftwerke falsch zugeordnet. So beinhalten die Zahlen des Lausitzer Reviers auch Beschäftigte der Vattenfall Lignite Mining & Generation, die nicht im Braunkohlesektor, sondern in elf zugeordneten Wasserkraftwerken (u.a. Goldisthal und Hohenwarte) und zwei Gaskraftwerken arbeiten. Einige Arbeitsplätze, die offiziell zum Lausitzer Braunkohlerevier zählen, müssen außerdem dem Mitteldeutschen Braunkohlerevier zugeordnet werden.³⁷ Unklar ist, inwiefern Auszubildende, Beschäftigte in Altersteilzeit oder Teilzeitbeschäftigung bei der Berechnung von Wertschöpfungseffekten anders als Vollbeschäftigte miteingerechnet werden. Insgesamt kann daher davon ausgegangen werden, dass die von der Statistik der Kohlewirtschaft gemeldeten Arbeitsplatzzahlen die reale Anzahl an Beschäftigten der Kohlewirtschaft überschätzen.

Tabelle 10: Beschäftigte der Braunkohlereviere (Kraftwerke & Tagebaue) in den letzten Jahrzehnten

Jahr	Rheinland	Helmstedt	Hessen	Bayern	Lausitz	Mitteldeutschl.	Deutschland	Durchschnittsalter
1980	16.500	2.300	1.300	1.100	75.100	56.000	152.300	
1990	15.300	1.700	500	5	65.500	46.800	129.700	38,6
2002	12.700	1.000	59	5	10.300	2.700	26.800	41,6
2010	11.606	541	-	-	8.049	2.508	22.704	45,1
2014	10.146	479	-	-	8.245	2.536	21.406	46,3

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Statistik der Kohlewirtschaft (2015).³⁸

Tabelle 11: Altersgliederung der Braunkohlewirtschaft (Kraftwerke & Tagebaue) in Deutschland (Stand: 2014)

Jahr	Altersgruppen im Deutschen Braunkohlesektor						Durchschnittsalter
	15 - 20	21 - 25	26 - 35	36 - 45	46 - 55	> 56	
1990	5,02	8,36	32,81	21,51	23,70	8,60	38,6
2002	6,99	2,11	8,92	44,11	36,39	1,46	41,6
2010	5,58	7,01	6,83	16,13	50,74	13,73	45,1
2014	4,45	7,51	12,08	8,20	41,29	26,48	46,3

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Statistik der Kohlewirtschaft (2015).

³⁷ Es handelt sich hier um Arbeitsplätze von Vattenfall Lignite Mining & Generation, die zum Kraftwerk Lippendorf gehören, aber in der Statistik der Lausitz zugeordnet sind.

³⁸ Ab 2002 einschließlich der Beschäftigten in den Braunkohlenkraftwerken der allgemeinen Versorgung. Die Anzahl der Arbeiter in den Kraftwerken nahm von 2002 (7793) kontinuierlich bis 2008 (5952) ab. Nach 2008 werden keine gesonderten Zahlen mehr ausgegeben. Die Gesamtanzahl wird außerdem auf Grund von Ungenauigkeiten bei der Zuweisung der Arbeitsplätze wahrscheinlich um zehn Prozent überschätzt.

Die Arbeitsplatzzahlen der Steinkohleindustrie lagen in den 1950-60er Jahren noch bei ungefähr 500.000 und somit deutlich über denen der Braunkohlewirtschaft. Mit dem Rückgang des Steinkohlebergbaus im Ruhrgebiet und im Saarland wurden in Deutschland jedoch kontinuierlich Arbeitsplätze abgebaut. Mit dem Auslaufen der Subventionen werden 2018 auch die letzten drei Steinkohlegruben in Deutschland geschlossen werden. Die verbleibenden Beschäftigtenzahlen der Steinkohleindustrie setzen sich 2014 noch aus ungefähr 5.000 Beschäftigten in den Kraftwerken und weiteren 10.149 im Steinkohlebergbau zusammen.³⁹ Es kann davon ausgegangen werden, dass ein großer Teil der im Bergbau Beschäftigten – auf Grund der geringen jährlichen Fördermengen von 7,6 Mio. t Steinkohle – bereits nicht mehr aktiv im Bergbau tätig ist, sondern nur noch auf Grund verschiedener Altersteilzeitmodelle in den Statistiken aufgeführt wird. Das Durchschnittsalter im Steinkohlebergbau liegt mit über 49 Jahren noch oberhalb der Werte im Braunkohlesektor (Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., 2015).

Tabelle 12: Altersgliederung des Steinkohlebergbaus in Deutschland, in Prozent (Stand: 2014)

Jahr	Altersgruppen im deutschen Steinkohlebergbau					Durchschnittsalter
	bis 29	30 bis 39	40 bis 49	50 bis 54	55 und älter	
1990	14,03	38,08	24,72	16,98	6,19	40,1
2002	1,76	15,31	64,37	16,64	1,92	44,5
2010	2,93	3,72	46,02	31,64	15,70	48,5
2014	3,65	4,74	33,12	34,57	23,91	49,3

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Statistik der Kohlenwirtschaft (2015).

4.2 Alternative Beschäftigungseffekte im Bereich der erneuerbaren Energien im Vergleich zur Kohlewirtschaft

Den mittelfristig anstehenden, geringfügig rückläufigen Arbeitsplatzeffekten in der Kohlekraftwerkswirtschaft stehen dynamisch zunehmende Effekte im Bereich der Erneuerbaren gegenüber. Für die Untersuchung der Arbeitsplätze im Bereich der erneuerbaren Energien wurde die im Auftrag des BMWi erstellte Studie zur „Bruttobeschäftigung durch erneuerbare

³⁹ Die Anzahl der Arbeitsplätze im Bergbau wird ohne Stellen in Transferkurzarbeit und Qualifizierung angegeben. Die Werte für die Beschäftigten in Steinkohlekraftwerken basieren auf Daten der IG BCE (2014): www.igbce.de/download/224-74236/.../igbce-aktuell-01-2014.pdf (S. 3)

Energien in Deutschland im Jahr 2013“ herangezogen, die von der Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung (GWS) in Kooperationen mit dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), dem Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin) und dem Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) erarbeitet wurde (Ulrich, Lehr, 2014). Die aktuellste Version der Berechnungen wurde im September 2014 veröffentlicht.

Die Studie definiert als Beschäftigung die Gesamtheit der Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmer in den Bereichen: Herstellung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien, ihrem Betrieb und ihrer Wartung sowie die Bereitstellung biogener Brenn- und Kraftstoffe.⁴⁰ Es zeigt sich, dass die Beschäftigtenzahl sehr schnell von 66.600 im Jahr 1998 auf 399.800 im Jahr 2012 angestiegen ist. In der Folge gingen die Beschäftigtenzahlen leicht zurück. Dies ist insbesondere auf Effekte im Fotovoltaik-Sektor zurückzuführen: So führte die Halbierung der Anzahl der Fotovoltaik Installationen in Deutschland im darauffolgenden Jahr zu einer Reduktion von 44.300 Arbeitsplätzen. Die weiter steigenden Arbeitsplätze, insb. im Bereich Onshore Wind, führten dazu, dass die Gesamtanzahl der Arbeitsplätze nur geringfügig zurückging. Die in 2013 vorhandenen 371.400 Arbeitsplätze im Bereich der Erneuerbaren deutschlandweit liegen somit bereits deutlich über denen der Braunkohleverstromung, um ca. eine Zehnerpotenz (Abbildung 29).

Ein besonderes Augenmerk muss auf den Bundesländern liegen, in denen noch Arbeitsplätze in der Förderung von Braunkohle bestehen: Brandenburg, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Nordrhein-Westfalen. Um eine sozialverträgliche Energiewende zu ermöglichen, muss speziell in diesen Bundesländern eine Umstrukturierung der Arbeitsplätze von der Braunkohleförderung hin zu anderer Beschäftigung, zum Beispiel im Bereich der erneuerbaren Energien erfolgen. Bei einer Untersuchung der Beschäftigungseffekte in den betroffenen Bundesländern lässt sich hierbei festhalten, dass in allen Bundesländern bereits heute mehr Arbeitsplätze in diesem Bereich geschaffen wurden als noch im Braunkohlesektor verblieben sind (Oei u. a., 2014a). Bei einer Untersuchung der Reviere darf außerdem nicht außer Acht gelassen werden, dass bereits die Diskussion über neue Tagebaufelder (Nochten II, Welzow-Süd TF II, Lützen) lokale Investitionen und damit verbundene Arbeitsplätze (zum Beispiel im

⁴⁰ Hierzu zählen auch der Anbau und die Ernte von Feldfrüchten sowie der Holzeinschlag.

Handwerk durch das Ausbleiben von Neubauten und Renovierungen) in den betroffenen Regionen verhindern. Des Weiteren führt die Schließung von Tagebauen und Kraftwerken zu weiteren temporären Arbeitsplätzen in den Bereichen Renaturierung und Rückbau von Kraftwerken. Diese beiden genannten Arbeitsplatzeffekte sind nur schwer zu quantifizieren. Diese Aufgabenfelder werden jedoch noch für lange Zeit für Arbeitsplätze in den Revieren sorgen.

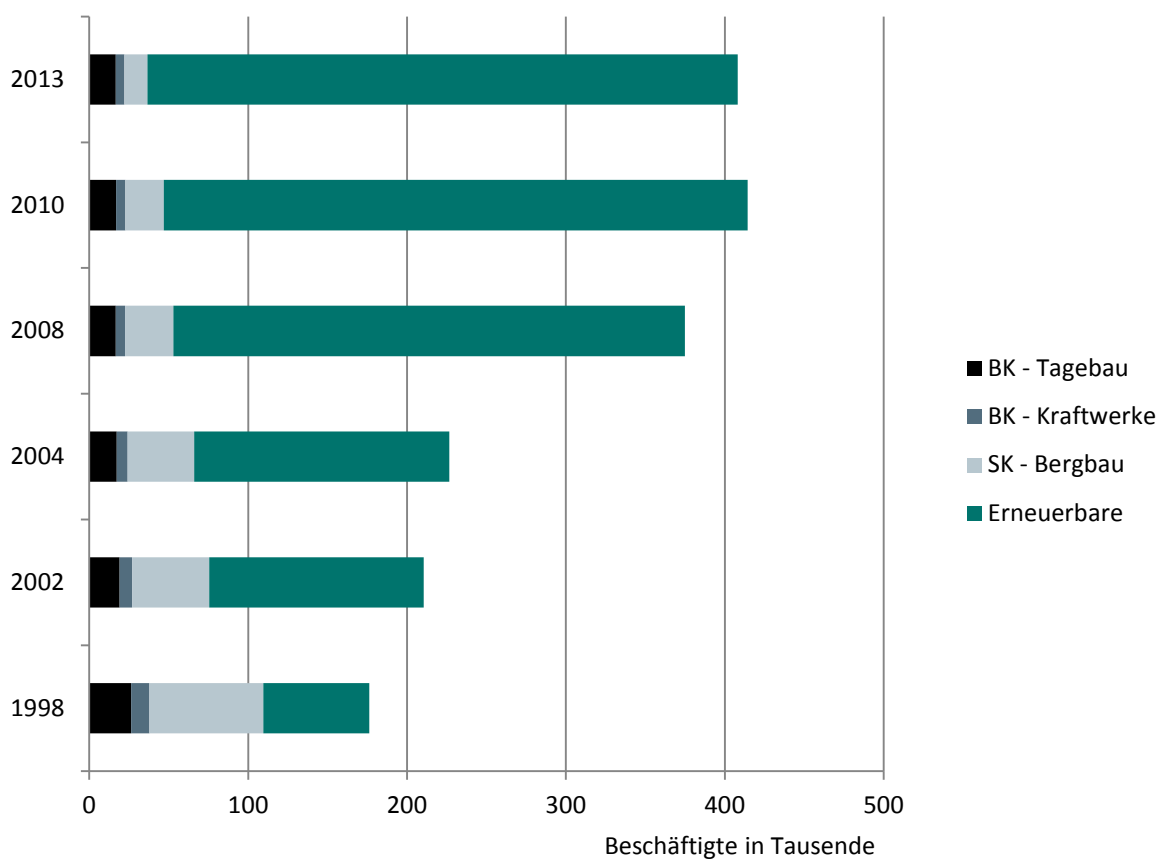


Abbildung 29: Entwicklung der Arbeitsplätze in den Bereichen Kohle und erneuerbare Energien von 1998 bis 2013

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Statistik der Kohlewirtschaft (2015) und Ulrich und Lehr (2014).⁴¹

⁴¹ Die Anzahl der Beschäftigten in den Steinkohlekraftwerken wurde nicht abgebildet, da hierfür keine Daten für den gesamten Betrachtungshorizont vorliegen. Der IG BCE spricht im Jahr 2014 von verbleibenden 5.000 Arbeitsplätzen in Steinkohlekraftwerken.

4.3 Abschätzung der Auswirkungen des Klimainstrumentes auf Arbeitsplätze in Deutschland

4.3.1 Abschätzung der Arbeitsplatzeffekte

Wie in den Berechnungen der vorliegenden Studie dargelegt wurde, erwirtschaften Braunkohlekraftwerke bei der Einführung des Klimabeitrags – wegen der eingeräumten Freibeträge und der moderaten Höhe des Klimabeitrags – noch durchschnittliche Deckungsbeiträge von etwa 95 €/kW. Daher sind auch keine Stilllegungen von Braunkohlekraftwerken bis 2020 aufgrund des Klimabeitrags zu erwarten. Die verschiedenen gerechneten Szenarien belegen, dass der eingeführte Klimabeitrag nur eine leichte Erhöhung auf ungefähr 35 €/MWh des Strompreises in 2020 im Vergleich zum Referenzszenario bewirkt. Dieses Preisniveau liegt jedoch immer noch deutlich unterhalb des Börsenstrompreises der Jahre 2010-2013 (37-51 €/MWh). Daher kann nicht von einer daraus folgenden Verlagerung der Industrie ins Ausland ausgegangen werden.

In einer weiteren Studie des DIW wurde zudem ermittelt, dass sich der Energiekostenanteil der Industriebetriebe neben Strom meist hauptsächlich aus Kohle-, Gas- und Ölkosten zusammensetzt. Die Mehrheit dieser Faktoren ist in den letzten Jahren allerdings stark gefallen, sodass eine minimale Erhöhung des Strompreises keinen Abbau oder Verlagerung von Arbeitsplätzen in Deutschland bewirkt.⁴² Dies ist insbesondere der Fall, da der Strompreis in den meisten Branchen für weniger als fünf Prozent der Gesamtproduktionskosten verantwortlich ist (vgl. Abbildung 30 aus Neuhoff u. a. (2014)).⁴³ Die Einführung des Klimabeitrags und die damit verbundene Einhaltung der Klimaziele bis 2020 bietet im Gegenzug auch die Möglichkeit weitere neue Arbeitsplätze entstehen zu lassen. So ist die Anzahl der Arbeitsplätze im Bereich der erneuerbaren Energien in den letzten Jahren stark angestiegen und übersteigt mit inzwischen 371.400 deutlich die der Kohleverstromung.

⁴² Industrien mit Energiekosten über sechs Prozent erwirtschaften 1,5% der Bruttowertschöpfung und acht Prozent der Bruttowertschöpfung des verarbeitenden Gewerbes; die Energiekosten der restlichen Industrie betragen im Durchschnitt 1,6%. Meist sind nicht die ganzen Sektoren, sondern spezifische Prozesse besonders energieintensiv. Wenn sich dadurch die Gefahr von Carbon Leakage ergibt, werden die betroffenen Güter beispielsweise in der EU-ETS-Strompreiskompensationsliste erfasst. Das kann auch spezifische Produkte in weiteren Sektoren betreffen (rechter Rand der Abbildung).

⁴³ Dies deckt sich mit anderen Studien, die besagen, dass eine leichte Erhöhung des Strompreises nur sehr geringen Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie hätte; vgl. Agora Energiewende (2014): Comparing Electricity Prices for Industry. Analysis. An Elusive Task - Illustrated by the German Case. Berlin; Germeshausen and Löschel (2015): Energiestückkosten als Indikator für Wettbewerbsfähigkeit. Wirtschaftsdienst 95 (1): 46–50. doi:10.1007/s10273-015-1776-0.

In Prozent

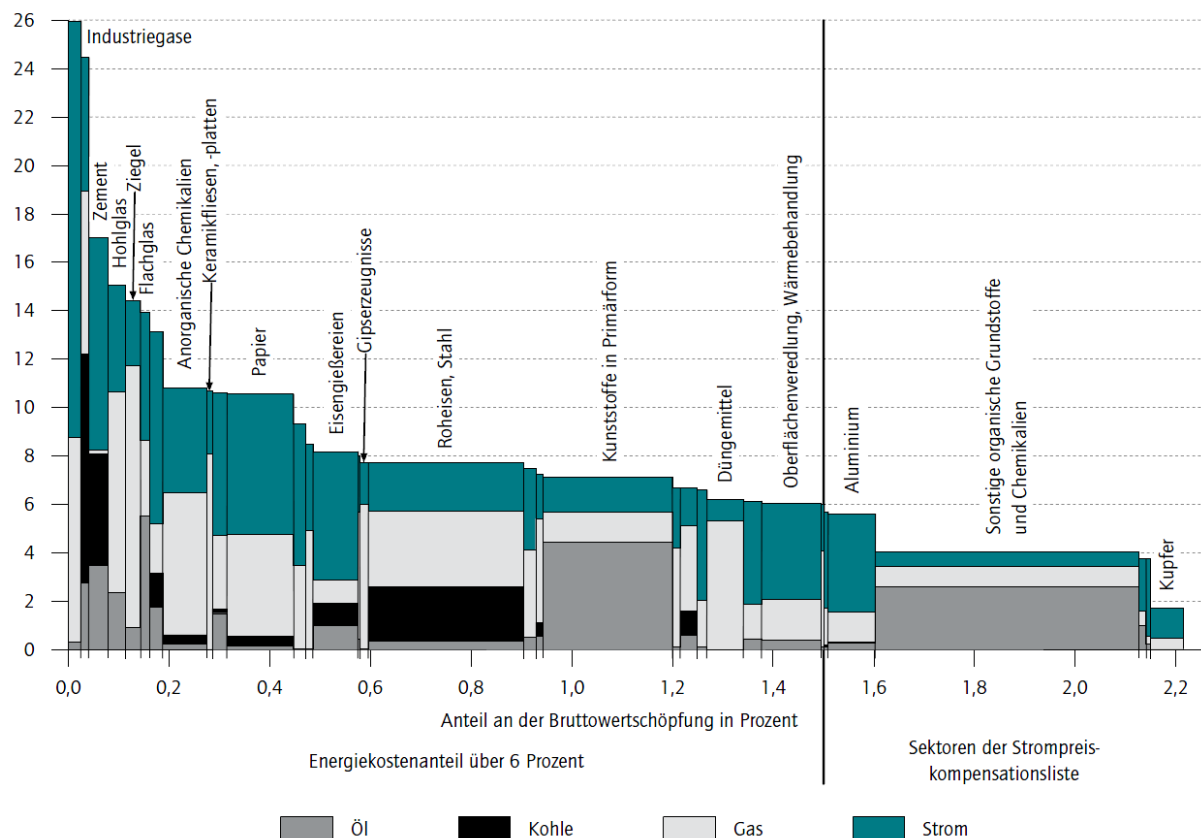


Abbildung 30: Anteil der Energiekosten am Umsatz nach Sektoren und Energieträgern in Deutschland

Quelle: Neuhoff u. a. (2014) basierend auf Daten des Statistischen Bundesamtes.

Die Einführung des Klimabeitrags führt insbesondere zu einer zusätzlichen Belastung alter und CO₂-intensiver Braunkohlekraftwerke im Rheinischen und im Lausitzer Revier. Es ist jedoch nicht damit zu rechnen, dass es hierdurch zu Schließungen von Kohlekraftwerken kommt, da selbst alte Braunkohlekraftwerke wegen der eingeräumten Freibeträge und der moderaten Höhe des Klimabeitrags noch hinreichende Deckungsbeiträge erwirtschaften (Prognos, Öko-Institut, 2015).

Indirekte Effekte, wie z.B. der Wegfall ganzer Wertschöpfungsketten durch einen „Dominoeffekt“ der vorgelagerten Tagebaue oder der nachgelagerten Gipsproduktion sind somit auch nicht zu befürchten.⁴⁴ Die Einführung des Klimabeitrags führt somit nur zu einer Redu-

⁴⁴ Wenn man dennoch wie RWE und Vattenfall von einer Gefahr des „Dominoeffektes“ spricht so muss auch klargestellt werden, dass diese Effekte nicht dem Klimabeitrag, sondern der grundsätzlichen Beschaffenheit des gesamten Braunkohlereviere zuzuordnen wären. Dies würde in der logischen Schlussfolgerung bedeuten, dass

zierung der Jahreslaufzeit der Kohlekraftwerke auf 3000-6000 Volllaststunden. Die Veränderung der Volllaststunden eines Kraftwerkes hat jedoch kaum Einfluss auf dessen Beschäftigtenanzahl. Dies gilt sowohl für ältere Kohlekraftwerke mit geringerer Auslastung als auch umgekehrt für die Steinkohle- und Gaskraftwerke, die ihre Auslastung durch den Klimabeitrag leicht erhöhen.

Das Umweltbundesamt kommt in einer Analyse zu dem Ergebnis, dass der Strukturwandel in der Stromversorgung zwar zwangsläufig zu einem Rückgang der Kohleverstromung und der Beschäftigung in der Braunkohlewirtschaft führt, dies jedoch mit Blick auf den Klimaschutz in den nächsten Jahrzehnten ohnehin unvermeidlich ist (Burger u. a., 2015). Daher sei die entscheidende Frage auch nicht, ob Arbeitsplatzverluste entstehen, sondern wann sie entstehen und wie sie insgesamt auf ein Mindestmaß begrenzt werden können, ohne die Klimaschutzziele zu verletzen. Die durch den Klimabeitrag zusätzlich gefährdeten Arbeitsplätze werden auf maximal 4.700 beziffert. Das Umweltbundesamt verweist zudem darauf, dass die positiven Effekte wie die gewonnen Arbeitsplätze bei den Erneuerbaren und auch die Reduktion der durch die Kohle verursachten externen Effekte den Rückgang einzelner Arbeitsplätze im Bereich der Kohlewirtschaft bei Weitem überwiegen. Weitere positive Beschäftigungseffekte sind bei der Umsetzung der aktuellen Effizienzziele zu erwarten. Diese könnten gemäß einer Studie des DIW Berlin bis 2020 zu weiteren 180.000 und bis 2030 zu 250.000 zusätzlichen Arbeitsplätzen führen (Blazejczak u. a., 2014).

Aus dem Zusammenspiel der verschiedenen positiven und negativen Einflüsse der Energiewende auf die Beschäftigung hat das DIW Econ in einer Studie die erwarteten gesamtwirtschaftlichen Nettobeschäftigungseffekte für Deutschland berechnet (Dehnen u. a., 2015). Diese sind in den letzten Jahren seit 2010 deutlich positiv, insbesondere auf Grund der Effizienzmaßnahmen im Baugewerbe. Bis zum Jahr 2020 geht die Studie von durchschnittlich 18.000 neuen Arbeitsplätzen pro Jahr aus. Und auch für die Zeit nach 2020 gehen Forschungsinstitute bis 2030 von einem Nettobeschäftigungseffekt von 100.000 Arbeitsplätzen aus. Diese Zahl steigt weiter auf 190.000 (2040) auf bis über 230.000 im Jahr 2050. Eine entsprechende Studie wurde in einem Kooperationsprojekt von der Gesellschaft für Wirt-

die einzelnen Reviere automatisch aus wirtschaftlichen Gründen komplett geschlossen werden müssten, sobald die ersten einzelnen Kraftwerke abgeschaltet und nicht ersetzt werden. Dies wäre in NRW Mitte der 20er Jahre der Fall, da dann ein Großteil der Flotte altersbedingt stillgelegt werden muss.

schaftliche Strukturforschung(GWS), dem Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), der Prognos AG und dem Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) erstellt.⁴⁵

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass durch die Einführung des Klimabeitrags keine Arbeitsplatzverluste zu erwarten sind. Über 90% der Kraftwerksproduktion ist von dem Klimabeitrag nicht betroffen und auch die betroffenen Kraftwerke können noch positive Deckungsbeiträge erzielen. Die Stilllegung einzelner alter Kraftwerke geschieht auf Grund ihres Alters. Darüber hinaus sind die Nettobeschäftigungseffekte der Energiewende auf Grund der Potentiale im Bereiche Erneuerbarer und möglichen Effizienzmaßnahmen überaus positiv zu bewerten.

4.3.2 Die Prognosen der HWWI-Studie sind deutlich zu hoch

In den letzten Monaten wurde im Rahmen von Diskussionen zu Klimainstrumenten gelegentlich eine Studie der r2b energy consulting GmbH und des Hamburgischen WeltWirtschaftsinstitut (HWWI) vom November 2014 zitiert (r2b, HWWI, 2014). Diese Studie im Auftrag des Bundesverbandes der Deutschen Industrie (im Folgenden: „HWWI-Studie“) kommt zu dem Ergebnis, dass die Konsequenzen potenzieller Kraftwerksstilllegungen durch das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 in Deutschland 75.000 bis 100.000 Arbeitsplätze gefährden könnten.⁴⁶ Die vom HWWI berechneten Arbeitsplatzzahlen sind stark überschätzt, da sie von einer falschen Ausgangsbasis ausgehen: Dies ist durch eine inkonsistente Modellierung des europäischen Strommarktes begründet und setzt sich bei der Analyse der Auswirkungen auf den Kraftwerkspark sowie resultierenden Stilllegungen fort. Positive Beschäftigungseffekte, u.a. durch den Ausbau der erneuerbarer Energien, die inzwischen ein Vielfaches der verbleibenden Arbeitsplätze der Kohlekraft betragen, werden nicht in der Studie berücksichtigt. Die Abwanderung von Großteilen der deutschen Industrie schon bei minimalen Börsenstrompreiserhöhungen noch unterhalb von historischen Werten ist als unrealistisch einzuschätzen.

⁴⁵ <http://www.neueenergie.net/wirtschaft/markt/energiewende-mehr-als-230000-neue-jobs> Abruf am 22.06.2015.

⁴⁶ Eine weitere Kurzanalyse in Form einer Pressemitteilung des HWWI im April 2015 hat für die Unternehmen RWE und Vattenfall erneut Beschäftigungseffekte durch ein mögliches zusätzliches Klimaschutzinstrument beziffert. Als Ausgangsbasis für die Berechnungen diente ein von RWE und Vattenfall intern erarbeitetes Stilllegungsszenario von elf Gigawatt. Die direkten Beschäftigungseffekte wurden dann auf Basis des prozentualen Rückgangs der Kraftwerkskapazität auf 11.350 geschätzt. Durch Summation indirekter und konsuminduzierter Arbeitsplätze wurde dann in den Medien die Zahl von 40.000 bedrohten Arbeitsplätzen vertreten. <http://www.presseportal.de/pm/9341/2997191> Abruf am 21.06.2015.

Im Folgenden wird auf die einzelnen Aspekte nacheinander eingegangen, gefolgt von einer realistischeren Einschätzung der Beschäftigungseffekte des Klimabeitrags.

Die in der HWWI-Studie angenommenen resultierenden Strompreiseffekte sind in ihrer Größenordnung zu hoch und widersprechen deutlich den Prognosen der Bundesregierung (2015). Selbst wenn diese Preiserhöhung eintreffen würde, würde ein Anstieg von 7 €/MWh bis 2020 nicht zu erheblichen neuen installierten Leistungen bei Steinkohlekraftwerken führen (S. 21: 3,7 GW). Überraschend ist auch das Modellergebnis, demzufolge der inkrementelle Preisanstieg um 7 €/MWh zum Bau eines neuen Atomkraftwerks (1.200 MW) in der Tschechischen Republik führt (S. 21).

Die Ermittlungen der gesamtwirtschaftlichen Effekte, insbesondere der Arbeitsplatzeffekte, erfolgt nicht innerhalb des angeblich verwendeten Gleichgewichtsmodells. Vielmehr werden Arbeitsintensitäten „per Hand“ sowohl in der Braunkohlewirtschaft als auch in der energieintensiven Industrie ermittelt und die Veränderung der Stromerzeugung bzw. der Wertschöpfung dann ebenfalls „per Hand“ in Beschäftigungseffekte umgesetzt. Dies ist im Bereich der Braunkohlewirtschaft insofern unzulässig, als dass die Braunkohlewirtschaft durch sprungfixe Beschäftigung charakterisiert wird und daher eine Umlegung der spezifischen Beschäftigungsintensität nicht zulässig ist. Hierfür hätte es einer spezifischen Analyse der Kraftwerke bzw. der Tagebaue (Garzweiler, Hambach, etc.) bedurft. Analog sind auch die in den Industriesektoren (Papier, Metall, Nahrungsmittel, etc.) ermittelten Beschäftigungseffekte heuristisch festgelegt: zum einen wird vernachlässigt, dass sich die deutsche Industrie genauso wie die Energiewirtschaft innerhalb eines europäischen bzw. sogar eines Weltmarktes befindet, so dass Preissteigerungen in Vorleistungen sich nicht auf die tatsächliche Erzeugung auswirken würden. Zum zweiten wird die Veränderung der Energiepreisintensität nicht im Modell, in dem z.B. arbeits- oder kapitalintensive Güter eine positive Wertschöpfung aufweisen.

Die Mehrheit der in der HWWI-Studie angenommenen 100.000 Arbeitsplatzverluste tritt nicht in der Stromwirtschaft auf, sondern findet auf Grund der angenommenen Preissteigerung in anderen stromintensiv produzierenden Branchen des verarbeitenden Gewerbes wie der Papier- und der Metallindustrie statt. Auch der Handel und Dienstleistungssektor sei mit weiteren 25.000 Arbeitsplätzen gefährdet. Hierdurch ergibt sich gemäß HWWI insgesamt ein jährlicher Wertschöpfungsverlust von bis zu 8 Mrd. € und Beschäftigungsverluste in der

Höhe von 50.000 außerhalb der Stromwirtschaft. Zudem wird der Beschäftigungsverlust aufgrund vorzeitiger Stilllegungen von Braunkohlekraftwerken (einschließlich der Effekte auf Tagebau und Zuliefererbranchen) auf etwa 24.000 Arbeitsplätze geschätzt (r2b, HWWI, 2014).

Die Einbeziehung von indirekten Arbeitsplatzeffekten basiert nicht auf real vorhandenen Arbeitsplätzen, sondern auf vereinfachenden Rechenmodellen, die Multiplikatoreffekte in weiterführenden Branchen annehmen. Eine Analyse der Grünen Liga zeigt für die Braunkohlebeschäftigten in der Lausitz, wie diese Faktoren in den letzten Jahren bei Studien im Auftrag von Vattenfall immer weiter nach oben korrigiert wurden, obwohl die Fördermenge und Anzahl der direkt Beschäftigten in der Zwischenzeit sogar gesunken war (Grüne Liga, 2015). Darüber hinaus werden in den Studien auch konsuminduzierte Arbeitsplatzeffekte mit einbezogen. Ein Teil der ehemaligen Kohlearbeiter wird jedoch andere Beschäftigungsfelder finden, was durch das dort erhaltene Einkommen weitere positive konsuminduzierte Arbeitsplatzeffekte erzeugt.

5 Alternativvorschlag der IG BCE

5.1 Beschreibung des Vorschlages der IG BCE

Im Juni 2015 veröffentlichte die Industriegewerkschaft Bergbau Chemie Energie (IG BCE) in Kooperation mit Frontier Economics einen weiteren Vorschlag zur Reduktion der angestrebten zusätzlichen 22 Mio. t CO₂ im Stromsektor (Frontier Economics, 2015). Dieser sieht die Einführung einer „Kapazitätsreserve für Versorgungssicherheit und Klimaschutz“ (KVK) vor, die anstelle einer vom BMWi angedachten Kapazitätsreserve eingeführt werden sollte. Die Kapazitäten dieser Reserve sollen in drei aufeinanderfolgenden Auktionierungsphasen von jeweils zwei GW ab 2016 ermittelt werden. Die ausgewählten Kraftwerke verbleiben für jeweils vier Jahre in der Reserve und werden danach stillgelegt. Hierdurch bildet sich in den Jahren 2019 und 2020 eine Gesamtreserve von sechs GW, die in der Folge wieder aufgelöst wird. Ab 2022 wird die KVK dann graduell durch eine Strategische Reserve (ohne Klimakriterium) von vier GW ersetzt. Damit die Reservekraftwerke bei einem Stromengpass auch abrufbereit sind, sieht der Vorschlag ein 14-Tage *Early Warning*, sowie eine erneute Warnung 11 Stunden vor einem möglichen Abruf vor. Aufgrund der in Deutschland und Europa

derzeit vorhandenen Überkapazitäten ist jedoch nicht von einem Abruf dieser Reserve auszugehen, weshalb von den Kraftwerken auch keine weiteren CO₂-Emissionen zu erwarten sind.

Die Kraftwerksauswahl für diese KVK soll auf Basis der „CO₂-Vermeidungskosten“ in €/t CO₂ basierend auf den Daten der letzten Jahre erfolgen. Als „CO₂-Vermeidungskosten“ bezeichnet die IG BCE hierbei die Kosten, die ein Betreiber für seine Kraftwerkskapazitäten als eine Art „Abwrackprämie“ einfordert, dividiert durch seine CO₂-Emissionen des vorherigen Jahres. Während bisher diskutierte Reservekapazitäten auf flexible Gaskraftwerke abzielten, könnten durch die Kopplung an frühere Emissionen auch verstärkt Kohlekraftwerke in die Reserve verschoben werden. Da modernere Kraftwerke sehr viel höhere Abfindungen für das Verschieben in die Reserve – mit der damit verbundenen Stilllegung nach vier Jahren – verlangen ist davon auszugehen, dass insbesondere ältere Kohlekraftwerke sich an der Reserve beteiligen würden. Welche Kraftwerke sich allerdings wirklich für das Verschieben in die Reserve bewerben würden, kann nicht mit Sicherheit vorhergesagt werden. Unklar ist auch, welche Kosten dadurch für den einzelnen Stromkunden entstehen und wie hoch das damit verbundene CO₂-Einsparpotential ist. Die durch die Reserve wegfallenden Strommen gen müssten von anderen Kraftwerken – wahrscheinlich Steinkohlekraftwerke in Deutschland und seinen Nachbarländern – ersetzt werden, weshalb der Netto-CO₂-Einsparungseffekt deutlich geringer ist. Die Stilllegung von ETS-Zertifikaten, integraler Bestandteil des Klimabeitrags, ist beim IG BCE Vorschlag nicht vorgesehen. Die durch die KVK entstehenden Kosten werden auf die Netzentgelte umgelegt. Da viele Industriebetriebe von diesen befreit sind, erhöht sich für die verbleibenden Betriebe und Haushalte die Umlage um 50% von 2€/MWh auf 3€/MWh.

Neben der Einführung einer KVK fordert die IG BCE eine verstärkte Förderung von KWK-Anlagen in Höhe von jährlich zwei Mrd. €. Die IG BCE empfiehlt, dass KWK-Ausbauziel von 25% für das Jahr 2025 festzulegen und auch die Laufzeit des KWK-Gesetzes bis dahin zu verlängern. Um die energieintensive Industrie durch die dadurch ansteigende KWK-Umlage nicht zu belasten, soll die KWK Befreiung der Industrie deshalb erhalten bleiben.

Das dritte Projekt im Maßnahmenbündel der IG BCE ist der Ersatz alter Heizungsanlagen, gefördert durch eine zusätzliche Abwrackprämie. Dies soll entweder durch ordnungsrechtli-

che Vorgaben zum Ersatz von Bestandsheizungsanlagen bis 2020 oder aber auch durch einen Heizungserneuerungsfonds zur Vorfinanzierung der Maßnahme erzielt werden. Die Gesamtkosten hierfür schätzt die IG BCE auf weitere 6 Mrd. €, die u.a. durch die Aufstockung des Gebäudesanierungsprogramms bezahlt werden sollen.

5.2 Bewertung des Vorschlages der IG BCE für eine Kapazitätsreserve für Versorgungssicherheit und Klimaschutz (KVK)

Die Auswirkungen einer Einführung der KVK auf CO₂-Emissionen, Strompreise und Kraftwerkskapazitäten hängen von den Annahmen des Bieterverhaltens der Kraftwerksbetreiber ab. Selbst bei Kenntnisstand über zusätzliche interne Kostenparameter der Unternehmen kann strategisches Verhalten darüber hinaus die gesamten Ergebnisse maßgeblich beeinflussen, weshalb keine sichere Prognose abgegeben werden kann. Die folgende Einschätzung basiert daher nicht auf eigenen Strommarktmodellierungen, sondern auf einer Bewertung der von Frontier Economics errechneten Effekte, sowie einem Vergleich dieser mit dem vorgeschlagenen Klimabeitrag des BMWi.

Da es in Deutschland Überkapazitäten gibt, benötigt der Strommarkt in den nächsten Jahren keine Kapazitätsreserve. Dies trifft insbesondere auf die gewählte Zeitspanne der KVK von 2017-2022 zu, da in diesen Jahren auch noch die letzten Atomkraftwerke am Netz sind. Die Kraftwerke in der KVK werden daher in ihrer gesamten Laufzeit sehr wahrscheinlich kein einziges Mal abgerufen und werden nach ihrer vierjährigen Reservezeit stillgelegt. Daher ist die KVK eigentlich als Abwrackprämie für alte Kohlekraftwerke zu verstehen. Es steht den Betreibern frei, ob sie sich an den Ausschreibungen beteiligen möchten, weshalb unklar ist, welche Kraftwerksblöcke in sie verschoben werden und ob hierdurch überhaupt CO₂-Emissionsreduktionen erzielt werden. Das Ziel der KVK ist es, alte Kohlekraftwerke, die zum Teil noch Gewinne am Strommarkt erzielen könnten, herauszukaufen. Das letzte angenommene Gebot bestimmt hierbei die Geldmenge, die auch allen günstigeren Anbietern gezahlt wird. Die ersten Prognosen von Frontier Economics (2015) für die IG BCE beziffern die potentiellen Angebote für die günstigsten 6 GW Kapazität auf 2-28€/t CO₂.⁴⁷ Durch diesen angestrebten Ansatz des *Uniform Pricing* können einzelne Betreiber durch die KVK bis zu 14 mal

⁴⁷ Der Preis bezieht sich auf die vorher von der IG BCE definierten „CO₂-Vermeidungskosten“. Sie ergeben sich aus der geforderten Abwrackprämie pro GW dividiert durch die früheren jährlichen CO₂-Emissionen der Anlage.

mehr verdienen als sie sonst in der verbleibenden Restlaufzeit der Kraftwerke verdienen könnten. Ein Problem der Auktionierung ist, dass es eine Informationsasymmetrie zwischen einem möglichen Regulierer und potentiellen Bietern gibt. Hinzu kommt in diesem Fall, dass ungefähr die Hälfte der alten betroffenen Kohlekraftwerke RWE gehört, wodurch zusätzlich die Gefahr monopolistischen Verhaltens auftritt. So wäre RWE in der Lage durch strategisches Bieten oder Zurückhalten beim Bieten den an allen Mitgliedern gezahlten Preis künstlich zu verteuern. Die Kosten der KVK werden über eine Umlage hauptsächlich dem Privatkunden aufgelastet.

Frontier Economics hat für die IG BCE zwei verschiedene Bietervarianten berechnet. Die erste Option geht von einem normalen Bieterverhalten aller Beteiligten aus, die auf den Opportunitätskosten der Betreiber basiert. In diesem Fall würde sich die Reserve zu 55% aus alten Braunkohle- und zu 45% aus alten Steinkohlekraftwerken zusammensetzen. Gaskraftwerke sind aufgrund ihrer geringen Laufzeit in den letzten Jahren und der daraus resultierenden niedrigen CO₂-Emissionen im Bieterverfahren benachteiligt. Die 3,2 GW mit den geringsten Geboten für die KVK ist die 300-MW-Flotte des Betreibers RWE im Rheinischen Revier (Tabelle 2; Inbetriebnahme 1965-1973), da sich alle Kraftwerke kurz vor der technischen Stilllegung befinden und daher kaum Opportunitätskosten entstehen. Zwei dieser Kraftwerke, Niederaußem C und Weisweiler E, sind im Jahr 2020 bereits 55 Jahre alt und somit in allen Referenzszenarien ohnehin stillgelegt. Mindestens 10% der durch die KVK erzeugten nationalen CO₂-Reduktion muss daher herausgerechnet werden, sodass sich dadurch die Emissionsminderungen gemäß der Berechnungen von Frontier auf 14,6 Mio. t CO₂ reduzieren.

Um eine zu starke Belastung des rheinischen Braunkohlereviers zu vermeiden hat Frontier Economics noch eine zweite Bietervariante berechnet. In diesem zweiten Szenario hält RWE einen Teil seiner potentiellen Gebote strategisch zurück, was die Preise von 20 auf 28 €/t CO₂ deutlich erhöht. Die KVK-Reserve setzt sich in diesem Fall zu 35% aus Braunkohle- und zu 65% aus Steinkohlekraftwerken zusammen. Durch das strategische Verhalten von RWE werden an Stelle der rheinischen Braunkohlekraftwerke weitere alte Steinkohlekraftwerke sowie einzelne Braunkohleblöcke in der Lausitz (Jänschwalde oder Boxberg III-N/III-P) in die KVK verschoben. Die hierdurch erzielte zusätzliche nationale CO₂-Einsparung von 9,9 Mio. t beträgt deutlich weniger als im Szenario 1. Ein Großteil der potentiellen Steinkohlekraftwer-

ke in einer KVK würden ohne Einführung der KVK wahrscheinlich innerhalb der nächsten Jahre ohnehin ihre Stilllegung offiziell bei der BNetzA anmelden, ohne dass damit weitere Kosten für den Endverbraucher anfallen würden.⁴⁸

5.3 Vergleich der Vorschläge BMWi und IG BCE

In der Tabelle 13 sind die CO₂- und Strompreiseffekte der verschiedenen Vorschläge des BMWi und der IG BCE bis 2020 vergleichend aufgeführt. Ergänzt werden diese Optionen durch eine weitere Studie von enervis im Auftrag von Agora Energiewende (enervis energy advisors, 2015). Das Klimaszenario von enervis erreicht die höchsten nationalen Stilllegungen durch das Abschalten der ältesten Kohlekraftwerke in Deutschland mit einer Gesamtkapazität von 14 GW. Diese Kraftwerke erhalten allerdings – im Gegensatz zum Vorschlag der IG BCE keine Kompensation, weshalb die Preiseffekte für die nicht EEG-privilegierten Letztverbraucher geringer ausfallen.

Tabelle 13: Vergleich der Vorschläge des BMWi, der IG BCE und von Agora Energiewende

	BMWi	IG BCE		Agora
Berechnet von	DIW Berlin ⁴⁹	Frontier Economics		Enervis
Funktionsweise	Klimabeitrag	KVK Szenario 1 + KWK	KVK Szenario 2+ KWK	Stilllegung von 14 GW Kohlekraft
Zusätzliche CO ₂ Vermeidung bis 2020 in Deutschland	26	14,6	9,9	50
Europäische Netto CO ₂ Vermeidung	17,1	7,3	4,95	27
Zusätzliche Vermeidung im ETS	21,7	0	0	0
Preiseffekt Haushalte [Cent/kWh]	0,17	0,4	0,44	0,23
Preiseffekt Börsenstrom [Cent/kWh]	0,29	-0,09	-0,04	0,4

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf BMWi (2015a, 2015b), enervis energy advisors (2015) und Frontier Economics (2015).

⁴⁸ Dies betrifft z.B. die beiden letzten verbliebenen Blöcke in Scholven B und C (Inbetriebnahme 1968/69), da in den letzten Jahren bereits alle anderen moderneren Blöcke D-H (Inbetriebnahme 1970-75) zur Stilllegung angemeldet wurden.

⁴⁹ Die Effekte des Klimabeitrags wurden bereits vom Öko-Institut und Prognos für das BMWi und von Frontier Economics für die IG BCE berechnet. Allerdings unterscheiden sich deren Ergebnisse um den Faktor 5 bei Strompreiseffekten und um den Faktor 3 bei CO₂-Einsparungen, weshalb das DIW Berlin eine unabhängige eigene umfangreiche Modellierung des Klimabeitrags durchgeführt hat.

Im Referenzpfad („business-as-usual“, BAU) geht eine Reihe älterer Kohlekraftwerke, insbesondere in Nordrhein-Westfalen und der Lausitz, in den 2020er Jahren ohnehin aufgrund ihres Alters vom Netz. Daher ist die Idee, gerade diese älteren Kohlekraftwerke in eine vom Endkunden bezahlte „Kapazitätsreserve für Versorgungssicherheit und Klimaschutz“ (KVK) einzubringen nicht sinnvoll und ergäbe auch keine weiteren langfristigen Klimaschutzeffekte. Darüber hinaus wird bei einer Reduktion der deutschen Kohleverstromung die Hälfte dieser Reduktion nur durch eine Verlagerung in andere europäische Nachbarländer erreicht.⁵⁰ Eine Stilllegung von ETS-CO₂-Zertifikaten wie beim Vorschlag des BMWi (Klimabeitrag) ist nicht vorgesehen. Hieraus ergibt sich eine durch den Vorschlag der IG BCE zu erwartende europäischen CO₂-Reduktion von 7,3 Mio. t in Szenario 1 und 4,95 Mio. t in Szenario 2. Der Vorschlag des BMWi bewirkt somit eine ungefähr doppelt so hohe Reduktion in Deutschland und eine drei Mal so hohe Reduktion unter Einbezug der gesamteuropäischen Dimension.

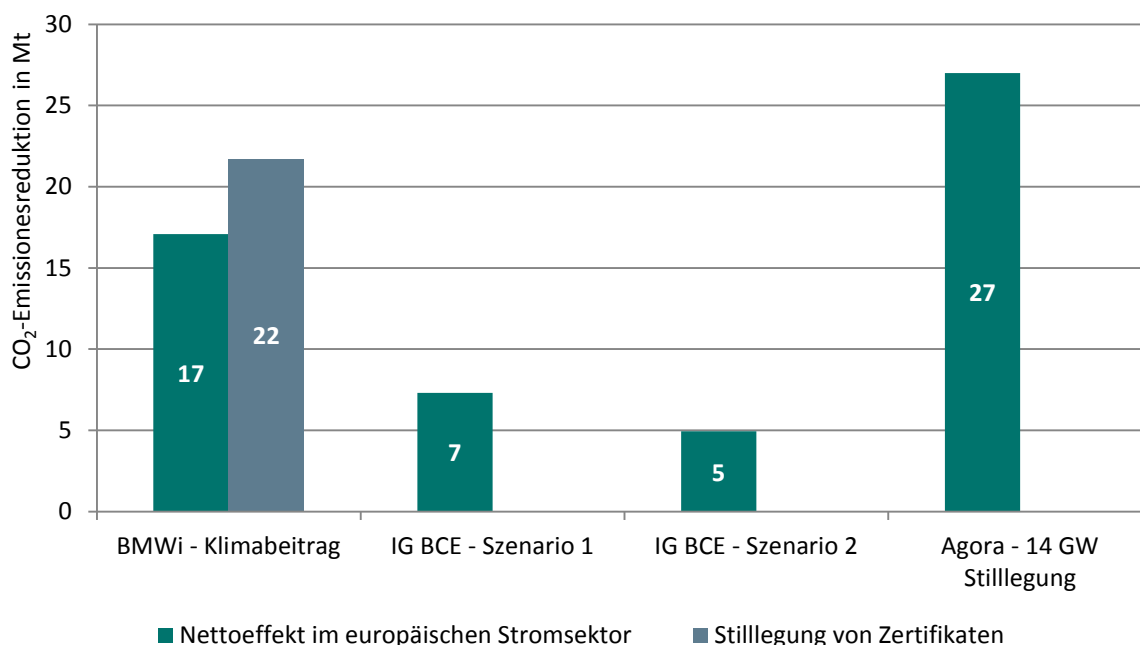


Abbildung 31: Vergleich der Europäischen Einsparung durch den Klimabeitrag und alternativer Vorschläge

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf (BMWi, 2015a, 2015b; enervis energy advisors, 2015; Frontier Economics, 2015).

⁵⁰ Frontier Economics (2015; S.16): Bewertung „Nationales Klimaschutzinstrument“. Kurzstudie im Auftrag von IG BCE und BDI. Juni 2015.

Ein weiterer Kritikpunkt ist, dass die hohen Kosten der KVK durch eine Umlage hauptsächlich auf Privatkunden umgelegt werden sollen. So steigt der Preis für Privatkunden mehr als doppelt so stark an wie beim Klimabeitrag (Abbildung 32). Die Höhe der Kosten ist zudem aufgrund des unsicheren Bieterverhaltens und dem möglichen strategischen Verhalten einzelner Akteure nicht einschätzbar und kann noch deutlich über den Schätzungen der IG BCE liegen. So geht das Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS) in einer Studie davon aus, dass die wirklichen Kosten des Vorschlages der IG BCE ungefähr doppelt so hoch wie derzeit ausgewiesen sind. Zudem ergäben sich für die Stromkonzerne Mitnahmeeffekte von bis zu 920 Mio. €. ⁵¹ Durch die geplanten Maßnahmen der IG BCE würde der Börsenstrompreis weiter fallen und in der Folge die Rentabilität aller verbleibenden Kraftwerke erheblich reduziert. Um weitere Kraftwerksstilllegungen von emissionsärmeren Gaskraftwerken zu verhindern ist der Ansatz des Klimabeitrags vorteilhaft für die gesamte Energiewirtschaft. Zwar steigt der Börsenpreis im Vorschlag des BMWi moderat an, er bleibt jedoch unterhalb der Werte der letzten Jahre, sodass auch die energieintensive Industrie nicht übermäßig belastet wird. Der Vorschlag der IG BCE ist daher ökonomisch ineffektiv und führt zudem zu einer deutlich geringeren CO₂-Vermeidung als der Klimabeitrag.

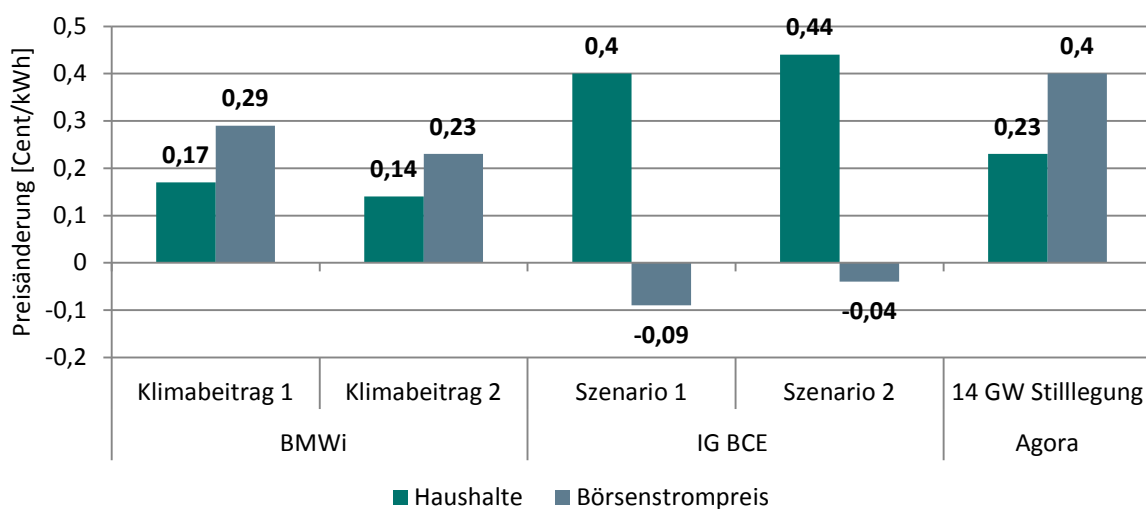


Abbildung 32: Preisänderung durch die Einführung der verschiedenen Klimainstrumente

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf (BMWi, 2015a, 2015b; enervis energy advisors, 2015; Frontier Economics, 2015).

⁵¹ Vgl. FÖS (2015): Teurer Klimaschutz mit Kapazitätsreserve. Vergleich der Konzepte zur CO₂-Reduktion im Stromsektor bis 2020 durch Stilllegung und Vergütung von Kohlekraftwerken. Kurzanalyse im Auftrag von Greenpeace e.V.

6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Diese Studie beschreibt unterschiedliche Instrumente, die zur Erreichung der deutschen Klimaschutzziele im Stromsektor bis 2020 bzw. auch darüber hinaus eingesetzt werden können. Insb. wird geprüft, welche Instrumente effektiv bei der zusätzlichen Reduktion von 22 Millionen Tonnen CO₂ sind, welche die deutsche Bundesregierung im Aktionsplan Klimaschutz 2020 als Ziel vorgegeben hat. Im Mittelpunkt der Studie steht dabei der derzeit in Deutschland diskutierte, vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) vorgeschlagene „Klimabeitrag“, welcher insbesondere den CO₂-Ausstoß der ältesten und CO₂-intensivsten Kohlekraftwerke adressiert. Jedoch werden auch alternative nationale Instrumente, u.a. der Vorschlag der Industriegewerkschaft Bergbau Chemie Energie (IG BCE) einer „Kapazitätsreserve für Versorgungssicherheit und Klimaschutz“ (KVK) sowie auch die längerfristigen Perspektiven des europäischen Emissionshandels (ETS) und deren Kopplung mit nationalen Instrumenten analysiert.

Das vom BMWi vorgelegte Instrument zur Minderung der CO₂-Emissionen des Stromsektors bis zum Jahr 2020 (sogenannter „Klimabeitrag“) kann so ausgestaltet werden, dass die zusätzliche CO₂-Reduktion im deutschen Stromsektor bis 2020 erreicht wird. Bei der ursprünglichen Parametrierung von 18€/t CO₂ sowie einem altersabhängigen Freibetrag von 3-7 Mio. t pro Gigawatt Kraftwerkskapazität wird die angestrebte Emissionsminderung von 22 Mio. t CO₂ eingehalten. Die Stromexporte im Jahr 2020 verbleiben bei 37 Terawattstunden und somit knapp über dem Niveau von 2013 und 2014. Der Klimabeitrag ist im europäischen Kontext kompatibel, werden doch die zusätzlich eingesparten CO₂-Emissionszertifikate dem europäischen Handel entzogen. Das Instrument ist in über 600 Variationen und Szenario-rechnungen, wie z.B. Volllaststunden der Erneuerbaren oder Kraftwerksentwicklung im Ausland erfolgreich auf Robustheit geprüft worden.

Durch die Integration des deutschen Stromsystems mit den Nachbarländern sowie im europäischen Kontext ist der Effekt des Klimabeitrags auf den Strompreis gering und beläuft sich auf wenige €/MWh. In der Basisversion ist damit zu rechnen, dass der Großhandelspreis im Vergleich zum Szenario ohne Klimabeitrag um 2,9 €/MWh (0,29 Cent/kWh) bis 2020 ansteigt. Dies führt auch zu einer Reduktion der EEG Umlage, weshalb der Effekt für Haushaltskunden und einige Industriebetriebe bei maximal 0,17 Cent/kWh liegt. Die energieintensive

Industrie wird von einem Anstieg des Börsenstrompreises stärker betroffen, da sie zum Teil EEG abgabenbefreit ist. Beim Klimabeitrag 2 beträgt der Börsenpreisanstieg nur 2,3 €/MWh (0,23 Cent/kWh) in 2020, was einem Anstieg von 0,14 Cent/kWh für Haushaltskunden entspricht, d.h. weniger als 1% des Endpreises. Auf Grund des steigenden Strompreises profitiert die Mehrheit der Energieversorgungsunternehmen von der Einführung des Klimabeitrags; der Gesamteffekt beläuft sich auf ungefähr 450 Millionen € in 2020.

Da der Klimabeitrag zu geringeren Volllaststunden der bestehenden Kraftwerke führt, sind keine negativen Beschäftigungseffekte zu befürchten: Das Instrument führt auch nicht zu Dominoeffekten, z.B. Schließung von Kraftwerke und zugehörigen Tagebauen, noch zur Produktionsverlagerung der energieintensiven Industrie ins Ausland; die Strompreise sind auch mit dem Klimabeitrag niedriger als vielen Jahrzehnten nicht mehr.

Alternative nationale Instrumente sind zur Ergänzung des europäischen Emissionshandels vorstellbar, z.B. die ordnungsrechtliche Vorgabe von Emissionsgrenzwerten (emission performance standards, EPS). Dagegen erweist sich das von der IG-BCE vorgeschlagene Instrumentenmix als wenig effektiv und für Verbraucher wesentlich teurer, ohne die gesteckten Klimaschutzziele tatsächlich zu erreichen. Die von der IG-BCE vorgeschlagene „Kapazitätsreserve für Versorgungssicherheit und Klimaschutz“ (KVK) entspricht einer teuren „Abwrackprämie“ für besonders alte Kraftwerke; sie ist aufgrund bestehender Überkapazitäten weder energiewirtschaftlich sinnvoll noch effektiv bzgl. der Klimaschutzziele.

Mittelfristig wird die Interaktion zwischen dem deutschen und dem europäischen Kraftwerkssektor zunehmen; insbesondere werden die aggregierten CO₂-Emissionen im Stromsektor davon abhängen, wie sich der Kraftwerkspark in den Nachbarländern entwickelt. Analysen unter Verwendung des europäischen Szenariorahmens („System Outlook & Adequacy Forecast“) legen nahe, dass eine weitere Reduktion der CO₂-Emissionen in Höhe der angestrebten Ziele möglich ist, wenn auch andere europäische Länder – ergänzend zum europäischen Emissionshandel – weitere nationale Anstrengungen unternehmen.

7 Referenzen

- Agora Energiewende (2015): *Die Rolle des Emissionshandels in der Energiewende - Perspektiven und Grenzen der aktuellen Reformvorschläge*. (Hintergrundpapier von Patrick Graichen, Markus Steigenberger und Philipp Litz) Berlin: Agora Energiewende.
- BDEW (2014): *BDEW-Strompreisanalyse Juni 2014*. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (Haushalte und Industrie).
- Blazejczak, Jürgen; Edler, Dietmar; Schill, Wolf-Peter (2014): *Steigerung der Energieeffizienz: ein Muss für die Energiewende, ein Wachstumsimpuls für die Wirtschaft*. (DIW Wochenbericht Nr. 4/2014) Berlin: DIW Berlin — Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V.
- BMUB (2014a): *Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 Eckpunkte des BMUB*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit.
- BMUB (2014b): *Stellungnahme zum Kommissionsvorschlag zur Einführung einer Marktstabilitätsreserve zur Reform des EU-Emissionshandels*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit.
- BMWi (2015a): *Eckpunkte-Papier „Strommarkt“ für die Energieklausur mit den Koalitionsfraktionen am 21. März 2015*. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- BMWi (2015b): *Non-paper: Weiterentwicklung des Klimabeitrags*. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.
- BNetzA (2014a): *Genehmigung des Szenariorahmens 2025 für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-Netzentwicklungsplanung*. Berlin, Germany: Bundesnetzagentur.
- BNetzA (2014b): *Kraftwerkliste, Stand: 29. Oktober 2014*. Bundesnetzagentur.
- Bundesregierung (2015): *Projektionsbericht 2015 gemäß Verordnung 525/2013/EU*.
- Bündnis 90/Die Grünen; Baerbock, Annalena; Krischer, Oliver; u. a. (2014a): *Kohleausstieg einleiten – Überfälligen Strukturwandel im Kraftwerkspark gestalten*. (Nr. Deutscher Bundestag Drucksache 18/ 1962) Berlin: Bündnis 90/Die Grünen Fraktion im Bundestag.
- Bündnis 90/Die Grünen; Höhn; Bärbel; Baerbock; Annalena; u. a. (2014b): *Entwurf eines Gesetzes zur Festlegung nationaler Klimaschutzziele und zur Förderung des Klimaschutzes*. (Bundesdrucksache 18/1612) Berlin: Bündnis 90/Die Grünen Fraktion im Bundestag.
- Bündnis 90/Die Grünen; Krischer, Oliver; Fell, Hans-Josef; u. a. (2009): *Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes*. (Gesetzentwurf) Berlin: Bündnis 90/Die Grünen Fraktion im Bundestag.

- Burda, Michael C; Gebhard, Kirchgässner (2015): „Wissenschaftliches Fehlverhalten und der Ethikkodex des Vereins für Socialpolitik“. In: *Perspektiven der Wirtschaftspolitik*. 16 (1), S. 88–105.
- Burger, Andreas; Lünenbürger, Benjamin; Pfeiffer, David; u. a. (2015): *Klimabeitrag für Kohlekraftwerke - Wie wirkt er auf Stromerzeugung, Arbeitsplätze und Umwelt*. (Positionspapier) Dessau - Roßlau: Umweltbundesamt.
- Dehnen, Nicola; Mattes, Anselm; Traber, Thure (2015): *Die Beschäftigungseffekte der Energiewende*. (Eine Expertise für den Bundesverband WindEnergie e.V. und die Deutsche Messe AG) DIW ECON - Das Consulting-Unternehmen des DIW Berlin.
- Die Linke; Bulling-Schröter, Eva; Lay, Carmen; u. a. (2014): *Energiewende durch Kohleausstiegsgesetz absichern*. (Antrag Nr. Bundesdrucksache 18/1673) Berlin: Deutscher Bundestag.
- Egerer, Jonas; Gerbaulet, Clemens; Ihlenburg, Richard; u. a. (2014): *Electricity Sector Data for Policy-Relevant Modeling; Data Documentation and Applications to the German and European Electricity Markets*. (Nr. 72) Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW).
- enervis energy advisors (2015): *Ein Kraftwerkspark im Einklang mit den Klimazielen. Handlungslücke, Maßnahmen und Verteilungseffekte bis 2020*. (Studie im Auftrag von Agora Energiewende) Berlin.
- ENTSO-E (2013a): „Consumption Data“. Abgerufen am 24.04.2013 von <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/>.
- ENTSO-E (2013b): *Final Procedure on the Inclusion of Third Party Projects in the TYNDP 2014*. Brüssel: ENTSO-E.
- ENTSO-E (2014): *Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2014-2030*. Brussels, Belgium: ENTSO-E.
- ENTSO-E (2013c): *Scenario Outlook & Adequacy Forecast (SO&AF) 2013-2030*. Brussels: ENTSO-E.
- Frontier Economics (2015): *Synopse - Effekte von Klimabeitrag, KVK und KWK-Ausbau*. (Kurzstudie im Auftrag von IG BCE und BDI) London: Frontier Economics Ltd.
- Grüne Liga (2015): *Arbeitsplatzeffekte der Lausitzer Braunkohlewirtschaft*. (Hintergrundpapier von René Schuster) Umweltgruppe Cottbus e.V.
- Klaus, Sebastian; Beyer, Catharina; Jaworski, Piotr (2012): *Allokationsmethoden der Reststrommengen nach dem Entwurf des Kohleausstiegsgesetzes - Verteilung der Reststrommengen und Folgenabschätzung für den Kohlekraftwerkspark*. (Studie im Auftrag von Greenpeace) Berlin: Ecofys.

- Leuthold, Florian; Weigt, Hannes; von Hirschhausen, Christian (2012): „A Large-Scale Spatial Optimization Model of the European Electricity Market“. In: *Networks and Spatial Economics*. 12 (1), S. 75–107, DOI: 10.1007/s11067-010-9148-1.
- Matthes, Felix; Schlemmermeier, Ben; Diermann, Carsten; u. a. (2012): *Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem*. Berlin: Öko-Institut e.V. - LBD-Beratungsgesellschaft mbH - RAUE LLP.
- Mieth, Robert; Gerbaulet, Clemens; von Hirschhausen, Christian; u. a. (2015a): *Perspektiven für eine sichere, preiswerte und umweltverträgliche Energieversorgung in Bayern*. (Nr. 97) DIW Berlin: Politikberatung kompakt.
- Mieth, Robert; Weinhold, Richard; Gerbaulet, Clemens; u. a. (2015b): „Stromnetze und Klimaschutz: Neue Prämissen für die Netzplanung“. In: *DIW-Wochenbericht*. 82 (6), S. 91–96.
- Neuhoff, Karsten; Acworth, William; Decheziepretre, Antoine; u. a. (2014): *Energie- und Klimapolitik: Europa ist nicht allein*. (DIW Wochenbericht Nr. 6/2014) DIW Berlin — Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V.
- Oei, Pao-Yu; Kemfert, Claudia; Reitz, Felix; u. a. (2014a): *Braunkohleausstieg - Gestaltungsoptionen im Rahmen der Energiewende*. (Nr. 84) Berlin: DIW Berlin — Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V. (Politikberatung kompakt).
- Oei, Pao-Yu; Kemfert, Claudia; Reitz, Felix; u. a. (2014b): *Kohleverstromung gefährdet Klimaschutzziele: Der Handlungsbedarf ist hoch*. (DIW Wochenbericht Nr. 26/2014) Berlin: DIW Berlin — Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V.
- Oei, Pao-Yu; Schröder, Andreas; Sander, Aram; u. a. (2012): „Szenarienrechnungen zum Netzentwicklungsplan (NEP) 2012 — HGÜ-Leitungen überdimensioniert“. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*. 62 (9), S. 80.
- Prognos; Öko-Institut (2015): „Das CO₂-Instrument für den Stromsektor: Modellbasierte Hintergrundanalysen“. Veranstaltung bei Agora Energiewende, Berlin 4.2015.
- r2b; HWWI (2014): *Aktionsprogramm Klimaschutz 2020: Konsequenzen potenzieller Kraftwerksstilllegungen*. (im Auftrag des Bundesverbandes der Deutschen Industrie (BDI) e.V.) Köln und Hamburg: r2b energy consulting GmbH, Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut gGmbH.
- Reitz, Felix; Gerbaulet, Clemens; Kemfert, Claudia; u. a. (2014): *Szenarien einer nachhaltigen Kraftwerksentwicklung in Deutschland*. (Politikberatung kompakt Nr. 90) Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung.
- Schäuble, Dominik; Volkert, Dolores; Jacobs, David; u. a. (2014): *CO₂-Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke – Ausgestaltungsansätze und Bewertung einer möglichen Einführung auf nationaler Ebene*. Potsdam: Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS Working Paper).

- Schröder, Andreas; Gerbaulet, Clemens; Oei, Pao-Yu; u. a. (2012): „In Ruhe planen: Netzausbau in Deutschland und Europa auf den Prüfstand“. In: *Wochenbericht*. 79 (20), S. 3–12.
- Schröder, Andreas; Kunz, Friedrich; Meiß, Jan; u. a. (2013): *Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050*. (Nr. 68) Berlin: DIW Berlin (DIW Data Documentation).
- Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. (2015): „Datenübersichten zu Steinkohle und Braunkohle in Deutschland 2014“. Abgerufen am 12.06.2014 von <http://www.kohlenstatistik.de/>.
- Ulrich, Philip; Lehr, Ulrike (2014): *Erneuerbar beschäftigt in den Bundesländern: Bericht zur aktualisierten Abschätzung der Bruttobeschäftigung 2013 in den Bundesländern*. Osnabrück: GWS mbH.
- Umweltbundesamt (2014): *Treibhausgasausstoß in Deutschland 2013, vorläufige Ergebnisse aufgrund erster Berechnungen und Schätzungen des Umweltbundesamtes*. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt.
- Ziehm, Cornelia; Kemfert, Claudia; Oei, Pao-Yu; u. a. (2014): *DIW Berlin: Politikberatung kompakt 82; Entwurf und Erläuterung für ein Gesetz zur Festsetzung nationaler CO₂-Emissionsstandards für fossile Kraftwerke in Deutschland*. Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW).

8 Anhang

8.1 Liste der aktiven Braunkohlekraftwerke in 2025 und 2035 gemäß BNetzA

In der folgenden Tabelle werden die Braunkohlekraftwerke blockwerksscharf angegeben, die in den Modellrechnungen für die Jahre 2025 und 2035 basierend auf den Annahmen des Szenariorahmen der BNetzA (2014a) noch am Netz sind.

Kraftwerksblock	Besitzer	Inbetrieb- nahme	Kapazität [MW]	2025	2035
Klingenberg	Vattenfall	1981	164	164	0
Lippendorf R	Vattenfall	2000	875	875	875
Lippendorf S	EnBW	1999	875	875	875
HKW Chemnitz Nord II B	eins energie in sachsen	1988	56,8	56,8	0
HKW Chemnitz Nord II C	eins energie in sachsen	1990	90,8	90,8	0
HKW Cottbus 1	HKW Heizkraftwerks- gesellschaft	1999	74	74	74
Boxberg Q	Vattenfall	2000	857	857	857
Ville/Berrenrath	RWE Power AG	1991	52	52	52
Fortuna Nord	RWE Power AG	2000	54	15	0
KW Jänschwalde A	Vattenfall	1981	465	465	0
KW Jänschwalde B	Vattenfall	1982	465	465	0
KW Jänschwalde C	Vattenfall	1984	465	465	0
KW Jänschwalde D	Vattenfall	1985	465	465	0
KW Jänschwalde E	Vattenfall	1987	465	465	0
KW Jänschwalde F	Vattenfall	1989	465	465	0
Schkopau A	E.ON	1996	450	450	450
Schkopau B	E.ON	1996	450	450	450
Schwarze Pumpe A	Vattenfall	1997	750	750	750
Schwarze Pumpe B	Vattenfall	1998	750	750	750
HKW Merkenich 6	RheinEnergie AG	2010	75,3	75,3	75,3
Buschhaus D	E.ON	1985	352	352	0
Niederaußem K	RWE Power AG	2002	944	944	944
BoA 2 Neurath F	RWE Power AG	2012	1050	1050	1050
BoA 3 Neurath G	RWE Power AG	2012	1050	1050	1050
Boxberg R	Vattenfall	2012	640	640	640
Anlagen < 50 MW				249	206
Gesamtkapazität von Braunkohlekraftwerken				12610	9098

Tabelle 14: Liste der Braunkohlekraftwerke, die in den Jahren im Modell aktiv sind

8.2 Kohlerevierkarten in Nordrhein-Westfalen, Mitteldeutschland und der Lausitz

In dem folgenden Abschnitt werden die drei deutschen Braunkohlereviere mit den dazugehörigen Kraftwerken und Tagebauen kurz beschrieben. Eine genauere Analyse der verbliebenen Fördermengen, von Umsiedlung betroffenen Dörfer und weiteren lokalen Besonderheiten ist in (Oei u. a., 2014a) zu finden.

Das Rheinische Braunkohlerevier besteht aus drei aktiven Tagebauen. Die Tagebaue Garzweiler und Hambach sind für die Belieferung der Kraftwerke Frimmersdorf (ca. 500 MW), Neurath (ca. 4.200 MW), Niederaußem (ca. 4.500 MW) sowie einer Reihe kleinerer Abnehmer zuständig (Abbildung 33). Der Tagebau Inden ist nicht mit den anderen Tagebauen verbunden und für die Versorgung des anliegenden Kraftwerks Weisweiler (ca. 1.800 MW) zuständig.

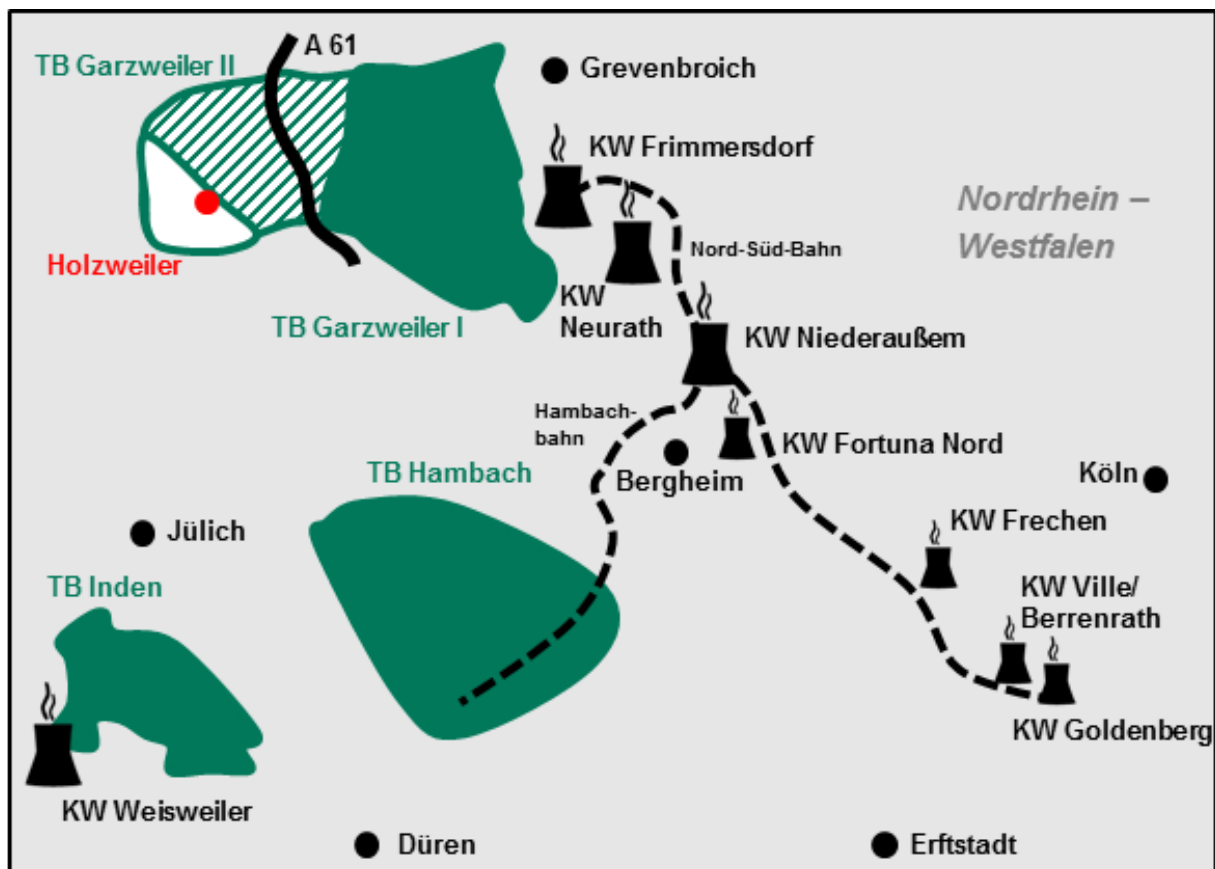


Abbildung 33: Revierkarte Rheinland mit den Tagebauen (TB) und Kraftwerken (KW)

Quelle: Eigene Darstellung.

Im mitteldeutschen Braunkohlerevier sind die Tagebaue Profen und Vereinigtes Schleenhain für die Belieferung der zwei Kraftwerke Lippendorf (1.750 MW) und Schkopau (900 MW) sowie einer Reihe kleinerer Abnehmer zuständig. In den kommenden Jahren beabsichtigt die MIBRAG zudem auch das Kraftwerk Buschhaus (350 MW) durch den Tagebau Profen zu beliefern.

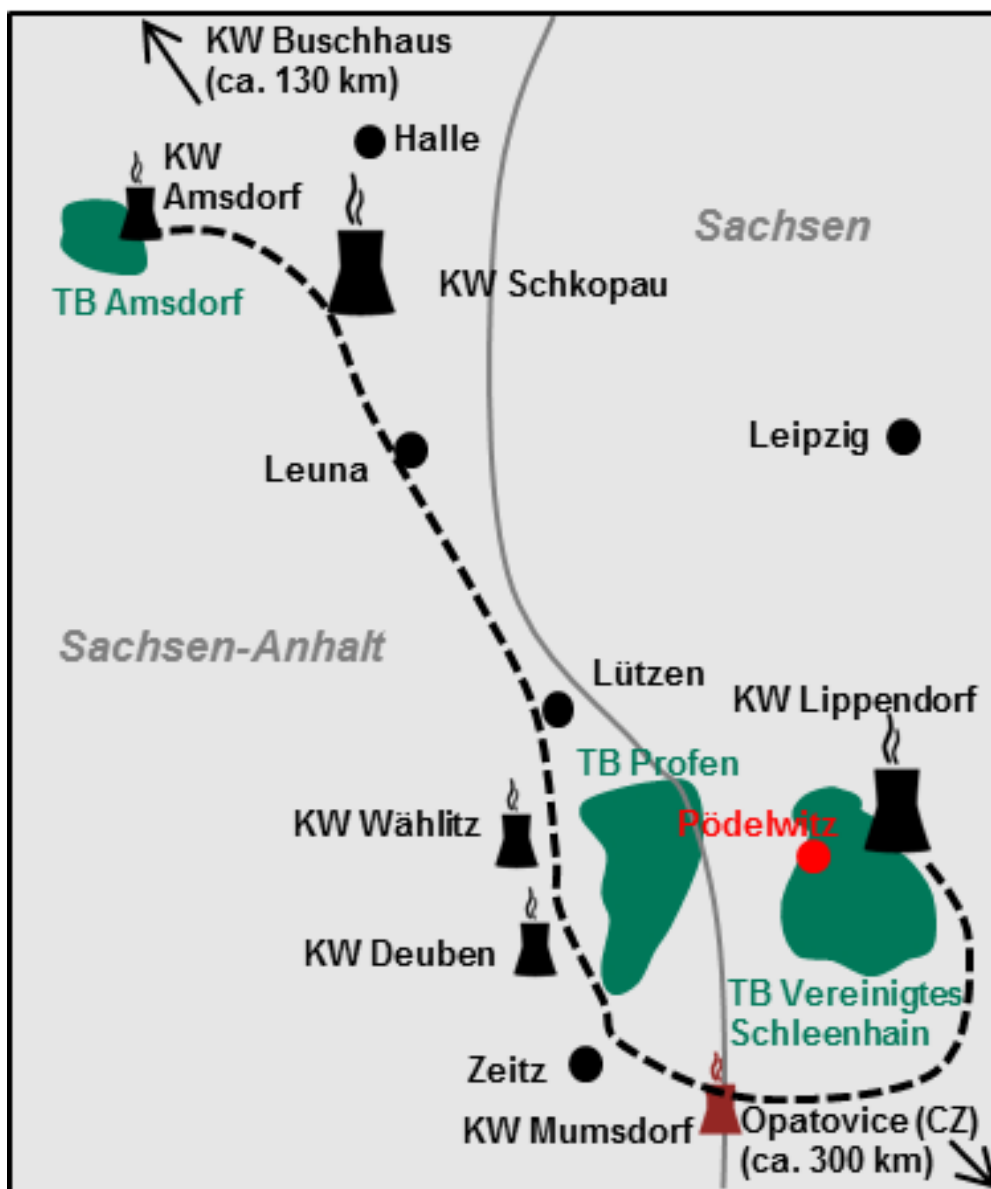


Abbildung 34: Revierkarte Mitteldeutschland mit Tagebauen (TB) & Kraftwerken (KW)

Quelle: Eigene Darstellung.

Das Lausitzer Braunkohlerevier besteht aus den fünf aktiven Tagebauen Cottbus-Nord, Jänschwalde, Welzow-Süd (Teilfeld I), Nochten (Teilfeld I) und Reichwalde, die für die Belieferung der drei Kraftwerke Jänschwalde (ca. 2.800 MW), Schwarze Pumpe (ca. 1.500 MW) und Boxberg (ca. 2.500 MW) sowie einer Reihe kleinerer Abnehmer zuständig sind (Abbildung 35).

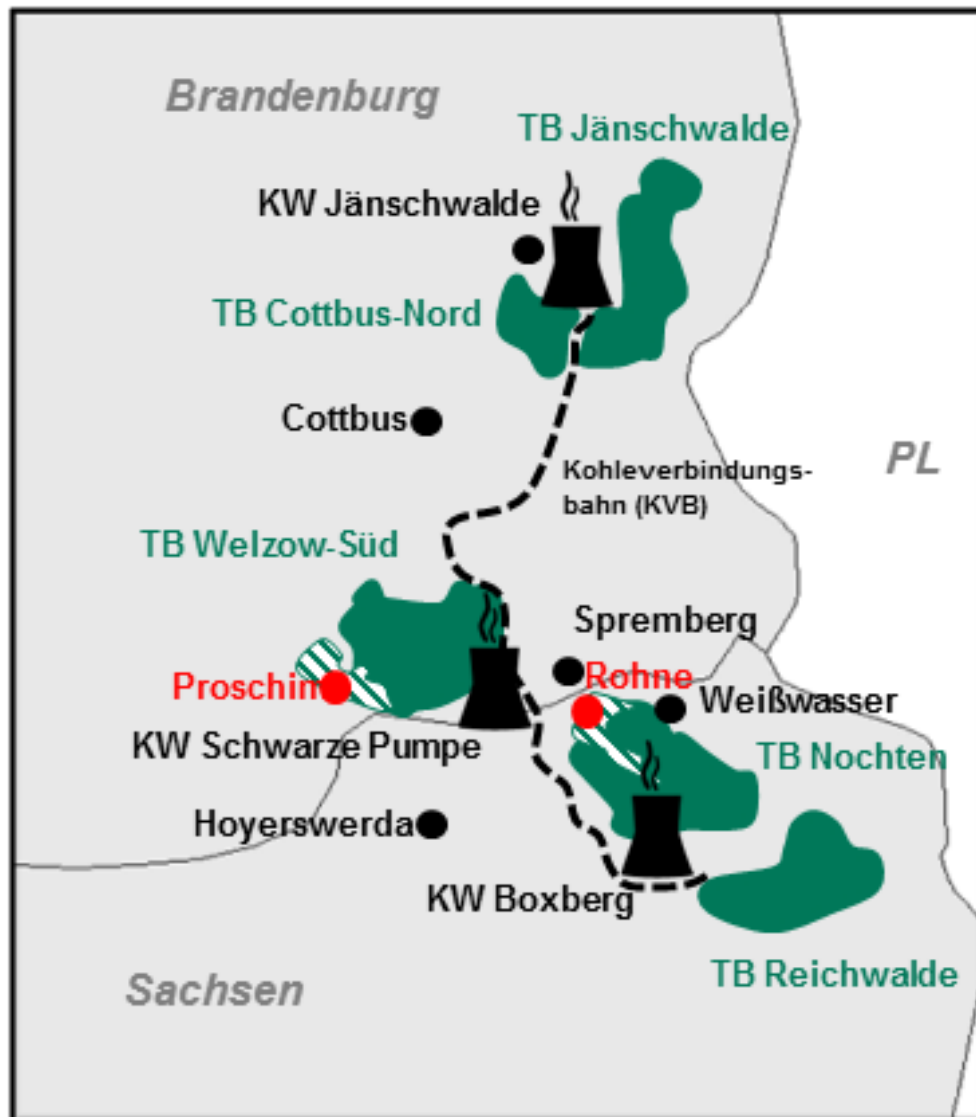


Abbildung 35: Revierkarte Lausitz mit den Tagebauen (TB), Kraftwerken (KW) und den gestrichelten Vorranggebieten Welzow Süd TF II und Nochten II

Quelle: Eigene Darstellung.