

Strompreis- und Stromkosteneffekte eines geordneten Ausstiegs aus der Kohleverstromung

Berlin, 12. März 2019

Dr. Felix Chr. Matthes
Hauke Hermann
Vanessa Cook (Übersetzung)

Öko-Institut e.V.

Büro Berlin
Schicklerstraße 5-7
10179 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Geschäftsstelle Freiburg
Postfach 17 71
79017 Freiburg

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

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

info@oeko.de
www.oeko.de

Zusammenfassung

Der Stromsektor spielt für alle Zeithorizonte der klimapolitischen Ziele Deutschlands eine besondere Rolle. Er repräsentiert einerseits den Sektor mit dem größten Emissionsanteil, andererseits kommt der Elektrifizierung und damit dem Stromsektor aber auch mit Blick auf das Ausmaß der notwendigen Emissionsminderungen in den anderen Sektoren (Verkehr, Wärme, Industrie) eine entscheidende Rolle zu. Eine vollständige und frühzeitige Dekarbonisierung des Stromsektors bildet damit ein entscheidendes Element jeglicher ambitionierter Emissionsminderungsstrategien.

In der aktuellen Diskussion um einen geordneten Ausstieg aus der Kohleverstromung stehen dabei Instrumentierungsansätze im Vordergrund, die unmittelbar auf die Stilllegung von Braun- bzw. Steinkohlekraftwerken (politisch induzierte Stilllegungen) abstellen. Für die Bewertung der unterschiedlichen Modelle bzw. Mengengerüste für die Stilllegung von Kohlekraftwerken spielen die Effekte für die Strompreise sowie die Stromkosten eine wichtige Rolle.

Die Strompreis- bzw. Stromkosteneffekte ergeben sich aus einem komplexen Wechselspiel zwischen den im System verbleibenden Kohlekraftwerkskapazitäten, dem Preisumfeld mit Blick auf die Brennstoff- und CO₂-Preise, dem Ausbau erneuerbarer Energien sowie der Entwicklungen im benachbarten Ausland. Sie können damit hinreichend robust nur über umfassende numerische Analysen mit komplexen Strommarktmodellen eingeordnet werden.

Aus einer komparativen Analyse unterschiedlicher Modellsimulationen für politisch induzierte Stilllegungen von Kohlekraftwerks-Kapazitäten ergeben sich Strompreiseffekte um den Wert von 0,4 ct/kWh (Bandbreite 0,1 bis 0,6 ct/kWh). Ein deutlich höherer Wert wird nur unter der Annahme von aus heutiger Sicht wenig konsistenten Marktumfeldbedingungen hinsichtlich der Preisentwicklungen auf den globalen Brennstoffmärkten errechnet.

Die isolierten Strompreiseffekte für die Stilllegung von Kohlekraftwerken korrelieren jedoch nur teilweise mit dem Niveau der unterstellten Kraftwerksstilllegungen. Die Marktdurchdringung regenerativer Stromerzeugung sowie die Niveaus und die Differenzen der Brennstoffpreise für Steinkohle und Erdgas spielen in den numerischen Analysen offensichtlich eine maßgeblich Ergebnis bestimmende Rolle.

Zu beachten sind jedoch auch die Kombinationswirkungen von vorgezogenen Kraftwerksstilllegungen und dem verstärkten Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien. In den hier analysierten Studien führt eine Steigerung der regenerativen Stromerzeugung von 52% auf etwa 65% (jeweils bezogen auf den Bruttostromverbrauch) im Saldo aus preiserhöhenden Effekten der vorgezogenen Kraftwerksstilllegungen und den preissenkenden Effekten des Ausbaus erneuerbarer Energien zu einem Rückgang der Großhandelspreise in der Größenordnung von etwa 0,4 ct/kWh.

Mit höheren Anteilen der regenerativen Stromerzeugung entstehen ggf. auch höhere Umlagevolumina innerhalb des EEG. In welcher Höhe und mit welchem Vorzeichen die entsprechend saldierten Stromkosteneffekte ausfallen, hängt maßgeblich vom Preisumfeld für Brennstoffkosten und CO₂-Zertifikate ab.

Für die stromintensiven Industriesektoren, die in den Geltungsbereich der Beihilfen zur Kompensation indirekter CO₂-Kosten fallen, ist neben den preisdämpfenden Effekten des verstärkten Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung die Fortführung und zukünftige Ausgestaltung dieser Kompensationsmaßnahme relevant. Bei einer Trendfortschreibung der bisherigen Regelungen über das Jahr 2020 hinaus können die entsprechenden Unternehmen für das Jahr 2030 mit einer Kompensation je Megawattstunde Stromverbrauch von ca. 0,46 ct je 10 € des CO₂-Zertifikatspreises rechnen. Damit dürfte ein sehr großer Teil, der durch den CO₂-Preis entstehenden Strompreiseffekte, kompensationsfähig sein.

Eine Analyse der für die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie besonders relevanten Energiestückkosten zeigt, dass die deutlich Preis dämpfenden Effekte des Ausbaus von Stromerzeugungsoptionen auf Basis erneuerbarer Energien im Zusammenspiel mit der steigenden Rolle elektrischer Anwendungen für den Zeithorizont 2030 die Vulnerabilität der deutschen Industrie gegenüber Preisvolatilitäten in den globalen Brennstoffmärkten deutlich senken. Dies gilt insbesondere für die Sektoren, in denen der Stromverbrauch und die Stromkosten eine besonders große Rolle spielen.

In einer Gesamtbetrachtung dürften die Strompreiseffekte einer Strategie von Kohlekraftwerks-Stilllegungen nicht zu gravierenden Kosteneffekten für die deutsche Volkswirtschaft oder die unterschiedlichen Verbrauchergruppen in Deutschland führen, wenn diese in eine sinnvoll zielführend gestaltete Gesamtstrategie für die Systemtransformation und zielgerichtete Kompensationsmaßnahmen eingebettet ist. Die Vielzahl der Einflussfaktoren für die effektiv entstehenden Stromkosteneffekte lassen Kompensationsmaßnahmen jenseits der existierenden Mechanismen (Privilegierungen im Rahmen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes, Kompensation indirekter CO₂-Kosten für stromintensive Industrien) auf der Basis von längerfristigen Ex-ante-Abschätzungen jedoch nur als begrenzt sinnvoll erscheinen. Wenn solche zusätzlichen Mechanismen geschaffen werden sollen, wäre eher eine zeitnahe Spezifikation auf Basis der jeweils robust absehbaren energiewirtschaftlichen Umfeldbedingungen empfehlenswert.

Summary

The electricity sector plays an important role with regard to all time horizons of Germany's climate targets. It is, on the one hand, the sector with the largest share of emissions. On the other hand, electrification – and thus the electricity sector – is also decisive in the scope of necessary emission reductions in other sectors (transport, heat, industry). A complete and early decarbonization of the electricity sector thus constitutes a crucial element of any ambitious emission reduction strategy.

Current discussions about a well-ordered phase-out of coal-fired power generation focus on developing instruments directly geared to the shutdown of lignite and hard coal-fired power plants (policy-induced shutdowns). The effects of a phase-out of coal-fired power plant capacity on electricity prices and electricity costs are important components in the assessment of different models for the coal phase-out and the structure of electricity generation.

The effects on electricity prices and electricity costs result from the complex interaction of the remaining coal-fired power plant capacities, the price environment for fuel and CO₂ prices, the expansion of renewable energies, and developments in neighbouring countries. They can, therefore, only be classified with sufficient robustness in comprehensive numerical analyses that use complex electricity market models.

A comparative analysis of different model simulations for policy-induced shutdowns of coal-fired power plant capacities shows electricity price effects of approx. 0.4 ct/kWh (ranging from 0.1 to 0.6 ct/kWh). A substantially higher effect is calculated only when price developments on global fuel markets are assumed that are not very consistent from today's point of view.

However, the isolated electricity price effects of the coal phase-out only partly correlate with the level of assumed power plant shutdowns. The market penetration of electricity generation based on renewable energies (RES) and the levels and differences of fuel prices for hard coal and natural gas obviously play a crucial role in these numerical analyses.

The combined effects of early power plant shutdowns and the increased expansion of RES electricity generation should, however, also be considered. In the studies analyzed, an increase of RES electricity generation from a share of 52 % to approx. 65 % of gross electricity consumption results in wholesale electricity prices decreasing by 0.4 ct/kWh (in the balance of the price-increasing effects of early power plant shutdowns and the price-reducing effects of the expansion of renewable energies).

In combination with higher shares of renewable electricity generation, higher surcharges under the German Renewable Energy Sources Act (EEG) may also arise. Here, the amount and the balance of the electricity cost effects depend largely on the price environment for fuel costs and emission allowances.

For the electricity-intensive industrial sectors that are eligible for state aid which compensates indirect CO₂ costs, the continuation and future design of this compensation measure has a relevant impact, in addition to the price-reducing effects of an increased

expansion of RES electricity generation. If the current regulatory trend continues beyond 2020, these companies can expect, per megawatt hour of electricity consumption, to be compensated approx. 0.46 ct/kWh for every € 10 of the emission allowance price in 2030. Thus, a very large part of the electricity price effects resulting from the CO₂ price are likely to be eligible for compensation.

An analysis of the energy unit costs, which are particularly relevant to the competitiveness of industry, shows that the substantial price-reducing effects of expanding RES power generation in interaction with the increasing role of electrical applications in 2030 considerably decrease the vulnerability of German industry to price volatilities on global fuel markets. This applies in particular to those sectors in which electricity consumption and electricity costs play a particularly important role.

From an overall perspective, the electricity price effects of a coal phase-out strategy are not likely to lead to major cost effects for the German economy or for the different consumer groups in Germany if they are embedded in a well-designed overarching strategy for system transformation and targeted compensation measures. The electricity cost effects are influenced by many factors. Therefore, the use of compensation measures beyond existing mechanisms (industry privileges under the German Renewable Energy Sources Act, compensation of indirect CO₂ costs for electricity-intensive industries) is only of limited use, when they are based on long-term ex ante estimates. If such additional mechanisms are to be created, it would be more recommendable for them to be specified in a timely manner on the basis of the foreseeable market environment of the energy industry.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	8
Tabellenverzeichnis	8
1. Einleitung und Hintergrund	9
2. Literaturübersicht	11
2.1. Agora Kohlekonsens (2016)	11
2.2. ewi Energy Research & Scenarios (2016)	12
2.3. ICIS (2018)	13
2.4. Frontier Economics im Auftrag von RWE (2018)	14
2.5. r2b Energy Consulting im Auftrag des BMWi (2018)	16
2.6. Aurora Energy Research im Auftrag von Agora Energiewende (2018)	17
2.7. Öko-Institut et al. im Auftrag des BMU (2019)	18
2.8. Aurora Energy Research im Auftrag des BDI und des DIHK (2019)	21
2.9. Analyse des Öko-Instituts (2019) zu den Ergebnissen der Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung	23
2.10. Zusammenfassung der Literaturübersicht	24
3. Strompreiseffekte für ausgewählte Verbrauchergruppen	26
3.1. Vorbemerkungen	26
3.2. Industriestromkosten mit Strompreiskompensation für indirekte CO ₂ -Kosten	26
3.3. Stromkosten für Kleinverbraucher und private Haushalte	29
4. Energiestückkosten	31
5. Synthese und Schlussfolgerungen	34
6. Referenzen	36
6.1. Literatur	36
6.2. Daten	37
Anhang 1: Ausgewählte Eingangs- und Ergebnisparameter der ausgewerteten Studien	38
Anhang 2: Grundsätzliche Einflussfaktoren auf die Bildung der Großhandelspreise an der Strombörse	39
Anhang 3: Kompensation indirekter CO₂-Kosten für stromintensive Industrien	41

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Entwicklung der Großhandelspreise im Projekt Folgenabschätzung Klimaschutzplan 2050, 2017-2030	20
Abbildung 2-2:	Literaturübersicht zu den Großhandels-Preiseffekten, durch die Erreichung des Sektorziels für die Energiewirtschaft gemäß Klimaschutzplan 2050 durch Kraftwerksstilllegungen, 2030	24
Abbildung 3-1:	Entwicklung von Börsenstrompreisen und Kompensation für indirekte CO ₂ -Kosten in der Folgenabschätzung zum Klimaschutzplan 2050	27
Abbildung 3-2:	Summe der EEG-Umlage und Großhandelsstrompreise in den Szenarien von Agora Energiewende und Aurora	29
Abbildung 4-1:	Energiestückkosten des Verarbeitenden Gewerbes in den Szenarien der Folgenabschätzung für den Klimaschutzplan 2050, 2010-2030	31
Abbildung 4-2:	Energiestückkosten des Verarbeitenden Gewerbes in den Szenarien der Folgenabschätzung für den Klimaschutzplan 2050 für den Fall hoher Energiepreise, 2010-2030	32
Abbildung A2- 1	Politisch induzierte Einflussfaktoren für die Strompreise auf der Großhandelsebene	39
Abbildung A3- 1:	Entwicklung des Beihilfe-Multiplikators für die Kompensation indirekter CO ₂ -Kosten in Mittel- und Westeuropa	41

Tabellenverzeichnis

Tabelle A1- 1:	Ausgewählte Eingangsparameter und Ergebnisse der ausgewerteten Studien	38
----------------	---	----

1. Einleitung und Hintergrund

Die deutsche Klimaschutz- und Energiepolitik basiert auf einem Zielraster für den Ausstoß von Treibhausgasen, nach dem die Emissionen, jeweils im Vergleich zu den Niveaus von 1990, bis zum Jahr 2020 um 40 %, bis 2030 um 55 %, bis 2040 um 70 % sowie bis zur Mitte des Jahrhunderts um 80 bis 95 % reduziert werden sollen (BMUB 2016). Nach aktuellen Schätzungen wird das Ziel für 2020 ohne gravierende zusätzliche Anstrengungen deutlich verfehlt. Überdies fehlt es noch an Rahmenbedingungen, die helfen, die Zielerreichung für 2030 und danach hinreichend robust abzusichern.

Der Stromsektor spielt für alle Zeithorizonte der klimapolitischen Ziele eine besondere Rolle. Er repräsentiert einerseits mit einem aktuellen Anteil von 39 % an den gesamten Treibhausgasemissionen unter den verschiedenen Quellbereichen jenen Sektor, mit dem Deutschland zur Klimaveränderung am stärksten beiträgt. Andererseits kommt der Elektrifizierung und damit dem Stromsektor aber auch mit Blick auf das Ausmaß der notwendigen Emissionsminderungen in den anderen Sektoren (Verkehr, Wärme, Industrie) eine entscheidende Rolle zu. Eine vollständige und frühzeitige Dekarbonisierung des Stromsektors bildet damit ein entscheidendes Element jeglicher ambitionierter Emissionsminderungsstrategien.

In der aktuellen Diskussion um einen geordneten Ausstieg aus der Kohleverstromung stehen Instrumentierungsansätze im Vordergrund, die unmittelbar auf die Stilllegung von Braun- bzw. Steinkohlekraftwerken (politisch induzierte Stilllegungen) abstellen. Für die Bewertung der unterschiedlichen Modelle und Mengengerüste für die Stilllegung von Kohlekraftwerken spielen die Effekte für die Strompreise sowie die Stromkosten eine wichtige Rolle. Die Strompreis- bzw. Stromkosteneffekte ergeben sich aus einem komplexen Wechselspiel zwischen den im System verbleibenden Kohlekraftwerkskapazität, dem Preisumfeld mit Blick auf die Brennstoff- und CO₂-Preise, dem Ausbau erneuerbarer Energien sowie der Entwicklungen im benachbarten Ausland. Sie können damit hinreichend robust nur über umfassende numerische Analysen mit komplexen Strommarktmodellen eingeordnet werden.

Zum Thema der Wechselwirkungen zwischen dem geordneten Auslaufen der Kohleverstromung in Deutschland, soweit diese über das Tempo bzw. die Trajektorie der auch ohne weitere politische Interventionen zu erwartenden Entwicklung (*Business as usual* – BAU) hinausgehen und den daraus resultierenden Effekten für Strompreise und Stromkosten sind in jüngster Zeit unterschiedliche numerisch ausgerichtete Analysen veröffentlicht worden. Die für diese Analysen unterstellten Rahmenbedingungen und -daten, das Analysekonzept und der Dokumentationsgrad dieser Analysen unterscheidet sich teilweise sehr stark, gemeinsam ist ihnen jedoch eine europäische Strommarktmodellierung mit hoher zeitlicher Auflösung.

Ziel der hier vorgelegten Analyse ist es, diese Studien systematisch und überblicksartig darzustellen, um eine Einordnung der jeweiligen Ergebnisse auf komparativer Basis zu ermöglichen. Aus der größeren Zahl der vorliegenden Studien wurden für die nachfolgenden Analysen diejenigen ausgewählt, in denen erstens jeweils mindestens ein Szenario für einen beschleunigten Abbau der Kohlekraftwerkskapazitäten in Deutschland sowie ein BAU-Szenario betrachtet wird und bei deren Rahmendatensetzungen

die aktuellen energie- und klimapolitischen Rahmensetzungen (Klimaschutzplan 2050, Koalitionsvertrag für die 19. Legislaturperiode etc.) einbezogen wurden. Vor dem Hintergrund der aktuellen Diskussionslage wurden Analysen nicht mit einbezogen, in denen der beschleunigte Abbau der Kohleverstromung über einen CO₂-Minderstpreis oder andere, vor allem auf der Produktions- und nicht der Kapazitätsseite ansetzende Instrumentierungsansätze untersucht bzw. modelliert wird.

In einem ersten Analyseschritt (Kapitel 2) werden die untersuchten Studien überblicksartig dargestellt und die bezüglich der Strompreiseffekte auf der Großhandelsebene ermittelten Ergebnisse aufgearbeitet. Dazu gehören neben den dem Abbau von Kohlekraftwerkskapazitäten zurechenbaren Effekten auch die Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien sowie ggf. auch die Kosten, die sich aus der Notwendigkeit eines bedarfsgerecht ausgelegten Kraftwerksparks ergeben können.

Darauf aufbauend werden in einem zweiten Analyseschritt die Strompreiseffekte für ausgewählte Endverbrauchergruppen eingeordnet, bei denen die Wechselwirkungen mit dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz sowie die Kompensationsmöglichkeit indirekter CO₂-Kosten für stromintensive Industrien berücksichtigt werden (Kapitel 3).

Abschließend werden in einem Exkurs die Energiestückkosten als Indikator für die Wirkung eines veränderten Energiekostenumfelds eingeordnet (Kapitel 4) und zentrale Schlussfolgerungen aus den Ergebnissen der Analysen gezogen (Kapitel 5).

Die Anhänge enthalten eine Übersicht zu ausgewählten Eingangsparametern und Ergebnissen der ausgewerteten Studien (Anhang 1), eine kompakte Beschreibung der Einflussfaktoren für die Preisbildung im Großhandelsmarkt (Anhang 2) und die Dokumentation der Annahmen für eine mögliche Fortführung der Kompensation für die indirekten CO₂-Kosten (Anhang 3).

Aus methodischer Sicht bleibt schließlich noch darauf hinzuweisen, dass sich die Preis- und Kostenangaben in den Studien, die in der hier vorgelegten Analyse ausgewertet wurden, auf unterschiedliche Preisbasen beziehen. Angesichts der Tatsache, dass diese unterschiedlichen Preisbasen für die Erkenntniszwecke dieser Auswertung von nur untergeordneter Bedeutung sind und auch nicht für alle Studien dokumentiert sind, wurde auf die Umrechnung der unterschiedlichen Preis- und Kostenangaben auf eine einheitliche Preisbasis im Regelfall verzichtet.

2. Literaturübersicht

2.1. Agora Kohlekonsens (2016)

In dieser Modellanalyse aus dem Jahr 2016 wurden im Auftrag von Agora Energiewende durch Enervis drei verschiedene Szenarien für das Auslaufen der Kohleverstromung in Deutschland modelliert (Agora Energiewende; Enervis 2016). In einem langsamen Ausstiegsszenario erfolgt der Kohleausstieg im Jahr 2045, in einem mittleren Ausstiegsszenario wird die Kohleverstromung in Deutschland im Jahr 2040 beendet und in einem ambitionierten Ausstiegsszenario wird im Jahr 2035 das letzte Kohlekraftwerk in Deutschland aus dem Markt genommen. Mit Blick auf das Sektorziel für die Energiewirtschaft des Klimaschutzplans 2050 sind von diesen drei Szenarien das ambitionierte sowie das mittlere Ausstiegsszenario relevant.

Im Jahr 2030 beträgt die installierte Leistung der Kohlekraftwerke im Referenzszenario noch 23 GW und im ambitionierten Kohleausstiegsszenario 2035 etwa 11 GW, dies entspricht einer zusätzlichen Stilllegung von ca. 12 GW Kohlekraftwerkskapazitäten. Das Sektorziel für die Energiewirtschaft im Jahr 2030 wird im mittleren Ausstiegsszenario tendenziell überschritten¹, für das eine installierte Leistung der Kohlekraftwerke von 15 GW ausgewiesen wird. Im Jahr 2030 beträgt die Kapazitätsstilllegung gegenüber dem Referenzszenario in diesem Szenario somit 8 GW.

Als Brennstoffpreise auf der Großhandelsebene wurden diesen Modellierungen Werte von 27 €/MWh für Erdgas und 79 €/t Steinkohle zugrunde gelegt. Umgerechnet auf Kraftwerkseinstandspreise auf Basis des unteren Heizwertes ergeben sich 34,35 €/MWh_{th} und für Steinkohle 10,70 €/MWh_{th}). Hinsichtlich der Preise für CO₂-Emissionsberechtigungen wird ein Niveau von 25 €/EUA unterstellt.²

Hinsichtlich der Effekte auf die Großhandelspreise wurden die folgenden Ergebnisse ermittelt, wobei darauf hinzuweisen ist, dass diese nur für den Durchschnitt der Jahre 2025 bis 2045 explizit ausgewiesen werden:

- Als Differenz zwischen dem Referenz- und dem langsamen Ausstiegsszenario ergibt sich ein Wert von 0,18 ct/kWh.
- Für das mittlere Ausstiegsszenario ergibt sich im Vergleich zum Referenzszenario ein um 0,25 ct/kWh höherer Großhandelspreis.
- Im ambitionierten Ausstiegsszenario wird als Differenz der Großhandelspreise zum Referenzszenario eine Größenordnung von 0,36 ct/kWh angegeben.

Da bereits im Referenzszenario die installierte Leistung der Kohlekraftwerke stark zurückgeht, sind die Strompreiseffekte von 0,25 ct/kWh im mittleren Szenario nicht unbe-

¹ Den Modellierungen von Agora Energiewende; Enervis (2016) liegt ein anderer Ansatz für die Emissionszurechnung und -bilanzierungsansatz zugrunde als dem Klimaschutzprogramm 2050 bzw. den dort definierten Sektorzielen. Insofern kann die Zielerreichung in den Modellierungen von Agora Energiewende; Enervis (2016) nur grob und orientierend eingeordnet werden.

² Als Preisbasis für die Annahmen und Ergebnisse zu Preisen und Kosten dient das Jahr 2015.

dingt mit anderen Studien vergleichbar. Daher wird für den zusammenfassenden Vergleich in der Abbildung 2-2 das ambitionierte Ausstiegsszenario dargestellt.

Als Zwischenfazit lässt sich hier festhalten:

- Die Strompreiseffekte für werden nur als Durchschnittswert über die Zeitspanne 2025 bis 2045 angegeben. Bei einer Rückführung der im Markt verbleibenden Kohlekraftwerkskapazitäten um 8 bzw. 12 GW ergeben sich als isolierte Effekte Anstiege der Großhandelspreise an der Strombörse um ca. 0,25 bis 0,36 ct/kWh;
- die Kostendifferenzen etwaiger Maßnahmen zur Kapazitätsabsicherung wurden in der Studie nicht bewertet bzw. als nicht signifikant eingestuft.

2.2. ewi Energy Research & Scenarios (2016)

In der Studie wurden die Effekte eines beschleunigten Kohleausstiegs mit einem Ausstiegsdatum 2040 untersucht (ewi ER&S 2016).

Es werden die gleichen Brennstoff- und CO₂-Preise wie in der Agora-Studie zum Kohlekonsens (Agora Energiewende; Enervis 2016) verwendet. Die CO₂-Preise im ETS betragen 25 €/EUA im Jahr 2030 und 39 €/EUA im Jahr 2040. Sowohl im Referenzszenario und im Kohleausstiegsszenario werden die gleichen CO₂-Preise unterstellt. Die durch den Kohleausstieg erreichten Emissionsminderungen werden durch eine entsprechende Verringerung der europäischen Emissionsberechtigungen flankiert.

Angaben zu Strompreiseffekten werden nur für das Jahr 2040 gemacht. In diesem Stützjahr beträgt die Differenz zwischen dem Referenz- und dem Kohleausstiegsszenario 10 GW Braunkohlekraftwerke und 6 GW Steinkohlekraftwerke. Dies führt zu Strompreiseffekten von 2 €/MWh im Jahr 2040. Die Emissionsminderung beträgt ebenfalls im Jahr 2030 62 Mio. t CO₂ in Deutschland, während der Rebound-Effekt im Ausland 14 Mio. t CO₂ beträgt. In Summe beträgt die Emissionsminderung im europäischen Strommarkt also 48 Mio. t CO₂ im Jahr 2040. Der Rebound beträgt in der Modellierung somit nur 22,6%. Eine Reduktion der Emissionen in Deutschland um 1 t CO₂, führt somit zu einem Anstieg der Emissionen außerhalb Deutschlands um 0,22 t CO₂. Ein Fokus der Studie war, die Kosten der Zertifikatestilllegung zu ermitteln. In Europa sinken die kumulierten CO₂-Emissionen durch den deutschen Kohleausstieg um 634 Mio. t CO₂ von 2020 bis 2045. Die Kosten für diese Stilllegungen betragen 22,3 Mrd. € (ergibt durchschnittliche CO₂-Kosten von 35 €/t). Betrachtet man nur das Stichjahr 2040, so würden sich Stilllegungskosten in Höhe von 1,9 Mrd. € ergeben (48 Mio. t CO₂ multipliziert mit dem CO₂-Preis von 39 €/t CO₂).

Das verwendete Strommarktmodell DIMENSION ist ein kombiniertes Investitions- und Dispatchmodell in dem die Gesamtsystemkosten minimiert werden. Im Jahr 2040 werden vom Modell im Kohleausstiegsszenario Erdgaskraftwerke mit einer installierten Leistung von 16 GW in Deutschland zugebaut. (davon zwei Drittel KWK). Die zusätzlichen Kapitalkosten für diese Erdgaskraftwerke betragen im Jahr 2040 etwa 1,5 Mrd. € (Abbildung 14 der genannten Studie).

Als Zwischenfazit lässt sich hier festhalten:

- bei einer Rückführung der im Markt verbleibenden Kohlekraftwerkskapazitäten um 16 GW ergibt sich als isolierter Effekt ein Anstieg der Großhandelspreise an der Strombörse um ca. 0,2 ct/kWh;
- Die zusätzlichen Kapitalkosten für Erdgaskraftwerke betragen im Jahr 2040 etwa 1,5 Mrd. €. Zu welchem Anteil diese Kapitalkosten durch Erlöse am Strommarkt gedeckt werden können, wurde in der Studie nicht bewertet.

2.3. ICIS (2018)

ICIS hat im September 2018 eine Studie vorgelegt, die für Deutschland und den Zeithorizont bis 2030 verschiedene Kohleausstiegspfade untersucht (ICIS 2018).

Die für die Modellierung hinterlegten CO₂-Preise betragen etwa 19 €/EUA im Jahr 2030. Die für die Analyse verwendeten Preise für Steinkohle und Erdgas wurden nicht dokumentiert.

Im Bau- (Referenz) Szenario beträgt die installierte Leistung der Kohlekraftwerke im Jahr 2030 noch etwa 32 GW.

Im „Moderaten Szenario“ geht die installierte Leistung der Kohlekraftwerke bis 2030 auf etwa 19 GW zurück. Im „Schnellen Szenario“ verbleibt bis 2030 eine installierte Leistung von Kohlekraftwerken von etwa 13 GW zurück. Die für das „Moderate Szenario“ unterstellte Entwicklung dürfte damit in einem Bereich liegen, in dem das Sektorziel des Klimaschutzplans 2050 für 2030 etwa erreicht wird, in der Entwicklung des „Schnellen Szenarios“ dürften die für 2030 angestrebten Emissionsniveaus für die Energiewirtschaft sehr deutlich unterschritten werden.

Die Großhandelspreise an der Strombörse im Jahr 2030 steigen von etwa 44 €/MWh im BAU-Szenario im „Moderaten Szenario“ auf 50 €/MWh. Im „Schnellen Szenario“ steigen die Großhandelspreise an der Strombörse auf fast 55 €/MWh.

Als Zwischenfazit lässt sich hier festhalten:

- bei einer Rückführung der im Markt verbleibenden Kohlekraftwerkskapazitäten um ca. 13 GW auf ein Niveau, für das von einer Erfüllung des Sektorziels für die Treibhausgasemissionen der Energiewirtschaft unterstellt werden kann, ergibt sich als isolierter Effekt ein Anstieg der Großhandelspreise an der Strombörse um ca. 0,6 ct/kWh;
- erfolgt eine deutlich stärkere Rückführung der Kohlekraftwerkskapazitäten um nochmals fast ein Drittel, so liegt der isolierte Strompreiseffekt im Vergleich zum BAU-Fall bei ca. 1,1 ct/kWh;
- die Kostendifferenzen etwaiger Maßnahmen zur Kapazitätsabsicherung wurden in der Studie von ICIS nicht bewertet bzw. als nicht signifikant eingestuft.

2.4. Frontier Economics im Auftrag von RWE (2018)

Die RWE AG hat im Zusammenhang mit der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ zwei Studien vorgelegt, in denen die Strompreiseffekte eines Ausstiegs aus der Kohleverstromung analysiert wurden (Frontier 2018 sowie Frontier; ETR; Georg Consulting; Visionometrics 2018³).

Im Jahr 2030 werden den Modellierungen Erdgaspreise von 27 €/MWh_{th} sowie Steinkohlepreise von 10 €/MWh_{th} zugrunde gelegt. Die CO₂-Preise betragen im Jahr 2030 etwa 22 €/EUA.⁴

In den beiden Studien wird die Erreichung des Emissionsminderungsziels für das Jahr 2030 unterschiedlich abgebildet:

- In der (älteren) Studie von Frontier; ETR; Georg Consulting; Visionometrics (2018) wird eine CO₂-Begrenzung allein für die Stromerzeugung in Deutschland modelliert. Diese CO₂-Begrenzung (Bound) wirkt wie ein Schattenpreis für CO₂-Emissionen in Deutschland. Die ökonomische Wirkungsweise entspricht dabei einem CO₂-Mindestpreis, der ausschließlich in Deutschland eingeführt wird. Dieser Modellierungsansatz bildet z.B. eine zentrale Erklärung dafür, dass in dieser Modellierungsarbeit das Saldo des Stromaustauschs zwischen Deutschland und dem Ausland im Jahr 2030 umschlägt (Netto-Exporte von 40 TWh im BAU-Szenario (*Current Policies*) und ein Importsaldo von 30 TWh im sog. KSP-Szenario). In einer Szenarienanalyse für die Anforderung eines nationalen Mindest-Bestands an Kraftwerkskapazitäten beträgt die installierte Leistung der Kohlekraftwerke im BAU-Szenario noch 34 GW (19 GW Steinkohle- und 15 GW Braunkohlekraftwerke). Im KSP-Szenario sinkt dagegen der Kohlekraftwerksbestand auf 11,7 GW Braunkohle- und 17,8 GW Steinkohlekraftwerke (in Summe 29,5 GW).
- In der (jüngeren) Studie von Frontier (2018) wird als Instrument eine administrative Vorgabe für Kraftwerksstilllegungen modelliert. Im BAU-Szenario (Referenz) beträgt die installierte Leistung der Kohlekraftwerke noch 36 GW im Jahr 2030.⁵ Im Szenario „Ausstieg“ reduziert sich die installierte Leistung der Kohlekraftwerke auf 21 GW (etwa 11 GW Steinkohle- und 10 GW Braunkohlekraftwerke).

Für beide Studien gibt Frontier Economics einen Strompreisanstieg von über 9 €/MWh an. Dieser Strompreisanstieg setzt sich jeweils aus zwei Komponenten zusammen, nämlich einem Anstieg des Großhandelspreises und einem Anstieg der Kosten für die Leistungsabsicherung.

³ Hinzuweisen ist dabei explizit darauf, dass die letztgenannte Studie im Frühjahr 2017 beauftragt wurde und die Berechnungen bereits im Sommer 2017 erfolgten.

⁴ Die Preisbasis in den Modellanalysen dieser beiden Studien ist 2017.

⁵ Nach 40 Jahren müssen im Modell Retrofit-Investitionen durchgeführt werden. Dem Modell stehen insgesamt 38 GW an Kapazität zur Verfügung; bei 2 GW werden die Retrofitinvestitionen nicht durchgeführt, so dass sich eine installierte Leistung von 36 GW im Jahr 2030 ergibt.

- Mit einem CO₂-Bound (Frontier; ETR; Georg Consulting; Visionometrics 2018) entfällt etwa die Hälfte des Strompreisanstiegs auf den Großhandelspreis und die Hälfte auf die zusätzliche Leistungsabsicherung.
- Unter der Annahme zusätzlicher Maßnahmen zur nationalen Kapazitätsabsicherung (Frontier 2018) werden die Strompreis- bzw. -kosteneffekte überwiegend durch die zusätzliche Leistungsabsicherung bestimmt und weniger durch den Anstieg der Großhandelspreise. In 2025 steigt der Großhandelspreis um ca. 2 €/MWh und in 2030 um etwa 3 €/MWh, während die Kosten der Leistungsabsicherung in 2025 und 2030 jeweils etwa 6 €/MWh betragen (Frontier 2018, Abbildung 7)

Vor diesem Hintergrund kommt den Berechnungen zur Ermittlung der Kosten für die nationale Leistungsabsicherung eine herausragende Bedeutung zu. Da die Kosten der Leistungsabsicherung in der Szenarienanalyse für das Kapazitätsmanagement relevanter sind, soll am Beispiel der jüngeren Studie auf die ergebnisentscheidenden Annahmen bzw. Implikationen hingewiesen werden:

- In 2025 beträgt die zusätzliche Kapazität an Gaskraftwerken für den Fall einer deutlichen Verringerung der Kohlekraftwerkskapazitäten zur Erreichung des Energiewirtschafts-Ziels des Klimaschutzplans ca. 8 GW, im Jahr 2030 ca. 11 GW. Allein im Jahr 2025 werden die zusätzlichen (in Annuitäten umgerechneten) Kosten der Leistungsabsicherung mit 3,5 Mrd. € angegeben, im Jahr 2030 mit 2,8 Mrd.
- Auf Nachfrage bei den Autoren wurde mitgeteilt, dass diesen Ergebnissen die Annahme zugrunde liegt, dass alle im Markt verbleibenden Kraftwerke ein Einkommen für die Kapazitätsverfügbarkeit erhalten (ermittelt über den Schattenpreis der Leistungsbereitstellung, dies entspricht im Kern der Bepreisungswirkung eines umfassenden Kapazitätsinstruments). In 2030 beträgt die (implizite) Kapazitätzahlung in der Referenz nur 2 €/MWh (unter der Annahme eines perfekten Wettbewerbs und einer nationalen Leistungsabsicherung von 90%).⁶ Im Zielpfad steigen die Preise im Kapazitätsmarkt in 2030 dann auf 44 €/kW (dies entspricht etwa der Vollkosten-Annuität einer neuen Gasturbine).

Die auf diese Art berechneten Kosten für die zusätzliche Leistungsabsicherung sind sehr hoch. Die annuitätischen Gesamtkosten einer Gasturbine betragen etwa 50 €/kW und Jahr. Setzt man diese Kosten an, so würden die zusätzlichen Systemkosten für die Leistungsabsicherung im Jahr 2030 etwa 550 Mio. € betragen, so dass im gesamten Strommarkt ein Kosteneffekt von 1 €/MWh entstehen würde. Die in Frontier (2018) ermittelten zusätzlichen Kosten von 2,8 Mrd. € im Jahr 2030 sind also Ergebnis zweier hoch sensibler bzw. bestreitbarer Annahmen zur Umsetzung der Leistungsabsiche-

⁶ Grundsätzlich sei noch angemerkt, dass in Frontier (2018) für die Preisermittlung für die Kapazitätzahlungen perfekter Wettbewerb unterstellt wird. Das sich dieser in der Realität auch so einstellt, ist unrealistisch. Daher sind die niedrigen Preise in der Referenz eher nicht zu erwarten. Auch wird deutlich, dass allein die Annahme einer höheren Anforderung für die nationale Leistungsvorhaltung durch die Bepreisung des gesamten Kraftwerksparks mit dann höheren spezifischen Kosten auch im BAU-Szenario schon zu massiven Kostenerhöhungen für die Leistungsabsicherung und geringere Kostendifferenzen zwischen den Szenarien führen würde.

nung geschuldet⁷, die Kosten für die Leistungsabsicherung werden aus Systemkostensicht um den Faktor 5 überschätzt.

Als Zwischenfazit lässt sich festhalten:

- Die ermittelten Strompreisanstiege am Großhandelsmarkt von 3 €/MW (bzw. 0,3 ct/kWh) liegen grundsätzlich in der Bandbreite der Ergebnissen aus anderen Analysen (s.u.).
- Da die Kosten der Leistungsabsicherung annahmebedingt außerordentlich hoch angesetzt wurden, werden in der Folgeanalyse auch die sekundären Effekte (d.h. die Arbeitplatzeffekte durch den Strompreisanstieg) massiv überschätzt. Werden für die Kosten der Leistungsabsicherung nicht 2,8 Mrd. € sondern nur 550 Mio. € in Ansatz gebracht (Annuitäten der neuen Gaskraftwerke), so liegt die Verbraucherbelastung im Jahr 20230 um etwa 60% geringer als in der Studie postuliert. Somit dürften auch die sekundären Effekte um etwa 60% zu hoch bewertet worden sein.

2.5. r2b Energy Consulting im Auftrag des BMWi (2018)

r2b Energy Consulting hat erste Ergebnisse der Modellierungen im Rahmen der für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BWi) erstellten Leitstudie auf der Sitzung der Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (KWSB) am 23.08.2018 vorgestellt (r2b Energy Consulting 2018). Es wurden zwei Referenzszenarien mit einem unterschiedlichen Ausbau der erneuerbaren Energien betrachtet. Die Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien im Referenzszenario von 52% auf 65% führt dabei zu einem Absinken der Großhandelspreise um 0,5 ct/kWh. Hinterlegt sind dabei für das Jahr 2030 Erdgaspreise von 29,5 €/MWh_{th} und Steinkohlepreise von 10,4 €/MWh_{th}, die Zertifikatspreise im EU-Emissionshandel steigen auf 30 €/EUA.

Im Referenzszenario beträgt die installierte Leistung der Kohlekraftwerke im Jahr 2030 noch 27 GW (15 GW Braunkohle und 12 GW Steinkohle). Als zusätzliche Maßnahme zur Reduktion der Emissionen aus der Kohleverstromung wurde eine ordnungsrechtliche Stilllegung von Kohlekraftwerken untersucht. Im Zielerreichungsszenario beträgt die installierte Leistung der Kohlekraftwerke noch 16,6 GW im Jahr 2030 (9 GW Braunkohle und 7,6 GW Steinkohle).

⁷ An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass eine umfassende Honorierung der Leistungsvorhaltung z.B. über Kapazitätsmechanismen nach den sich abzeichnenden Ergebnissen der aktuell verhandelten Richtlinien des sog. Winterpakets gar nicht mehr möglich wäre. Eine Zusatzüberlegung verdeutlicht, wie problematisch der gewählte Analyseansatz ist und wie wenig belastbar die errechneten Kostenunterschiede für die Leistungsabsicherung sind. Würde der der national abzusichernde Leistungsanteil von 90 auf 80% reduziert, würden auch im Szenario mit zusätzlicher Verringerung der Kohlekraftwerkskapazitäten nur ein geringer Schattenpreis für die Leistungsabsicherung entstehen, die Differenzen zwischen den beiden Szenarien blieben damit (sehr) gering. Würde der national abzusichernde Leistungsanteil von 90 auf 100% erhöht, entstände auch für das Szenario ohne zusätzliche Stilllegung von Kohlekraftwerken ein signifikanter Schattenpreis für die Leistungsabsicherung. Dieser würde, auf die gesamte Flotte einlastbarer Kraftwerke angewendet, wiederum dazu führen, dass die Kostenunterschiede zwischen beiden Szenarien wiederum (sehr) gering ausfallen.

Durch diese Intervention sinkt die Kohleverstromung um 39 TWh. Dies führt (isoliert betrachtet) zu einem Absinken des Großhandelspreises um 0,14 ct/kWh (konstanter Anteil von 65% erneuerbarer Energien).

Als Zwischenfazit lässt sich hier festhalten:

- Für die Erreichung des Sektorziels wird als isolierter Effekt der rückläufigen Kohleverstromung bezüglich ein Anstieg der Großhandelspreise an der Strombörse um weniger als 0,2 ct/kWh ermittelt;
- der isolierte Effekt eines verstärkten Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung liegt bei ca. 0,5 ct/kWh;
- als Gesamteffekt beider Entwicklungen ergibt sich Verringerung der Großhandelspreise an der Strombörse um 0,4 ct/kWh;
- die Kostendifferenzen etwaiger Maßnahmen zur Kapazitätsabsicherung wurden in der Studie von r2b nicht bewertet bzw. als nicht signifikant eingestuft.

2.6. Aurora Energy Research im Auftrag von Agora Energiewende (2018)

Agora Energiewende; Aurora (2018) haben auf der Grundlage von Modellrechnungen analysiert, wie sich der Kohleausstieg und der Ausbau der erneuerbaren Energien auf die Großhandels-Strompreise auswirken.

Im Jahr 2030 betragen die Erdgaspreise 27 €/MWh_{th} und die Steinkohlepreise 8 €/MWh_{th}. Die CO₂-Preise liegen im Jahr 2030 bei 32 €/EUA.⁸

Das Sektorziel für die Treibhausgasemissionen der Energiewirtschaft im Jahr 2030 wird durch die Reduktion der installierten Kohlekraftwerks-Kapazität erreicht. In den Szenarien mit einem Kohleausstieg beträgt die installierte Leistung der Kohlekraftwerke im Jahr 2030 noch 16 GW (7 GW Braunkohle und 9 GW Steinkohle). Im Business-as-usual Szenario werden noch die Kohle-Kapazitäten von 27 GW (10 GW Braunkohle und 17 GW Steinkohle) im Markt betrieben.

Die Großhandels-Strompreise für das BAU- (Basis-) Szenario werden mit 5,7 ct/kWh im Jahr 2030 errechnet. Unter Maßgabe der Kraftwerksstilllegungen steigen die Großhandelsstrompreise auf 6,1 ct/kWh. Wird parallel zur schrittweisen Außerbetriebnahme von Kohlekraftwerken das 65%-Ziel für den Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung am Bruttostromverbrauch modelliert, so ergibt sich aus einer Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien von 52 auf 65% ein Rückgang der Strompreise auf 5,3 ct/kWh.

Als Zwischenfazit lässt sich hier festhalten:

- der isolierte Effekt eines beschleunigten Auslaufens der Kohleverstromung auf die Großhandelspreise an der Strombörse liegt also bei 0,4 ct/kWh;

⁸⁸ In dieser Studie wird für Preis- und Kostenangaben die Preisbasis 2017 verwendet.

- der isolierte Effekt eines verstärkten Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung liegt entsprechend bei ca. 0,8 ct/kWh;
- als Gesamteffekt beider Entwicklungen ergibt sich Verringerung der Großhandelspreise an der Strombörse um 0,4 ct/kWh;
- die Kostendifferenzen etwaiger Maßnahmen zur Kapazitätsabsicherung wurden in der Studie von Agora Energiewende; Aurora (2018) nicht bewertet bzw. als nicht signifikant eingestuft.

2.7. Öko-Institut et al. im Auftrag des BMU (2019)

In der Folgenabschätzung zum Klimaschutzplan 2050 im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) wurden die ökonomischen Folgen einer Erreichung der Sektorziele des Klimaschutzplans 2050 für das Jahr 2030 in ihren unterschiedlichen Dimensionen untersucht (Öko-Institut; Fraunhofer ISI; Prognos AG; M-Five; IREES; FiBL 2019).

Dabei wurden zwei Rahmendatensätze für die Brennstoffpreise sowie die CO₂-Preise verwendet⁹:

- Im Basisszenario betragen die Steinkohlepreise 12,6 €/MWh_{th} und Preise für Erdgas 27,3 €/MWh_{th} im Jahr 2030. Im Basisszenario beträgt das CO₂-Preisniveau 16 €/t CO₂ im Jahr 2030.
- Im Hochpreisszenario wurden höhere Importpreisen für Steinkohle (14,3 €/MWh_{th}) und Erdgas (38,4 €/MWh_{th}) berücksichtigt, sowie erheblich höheren CO₂-Preisniveaus (35 €/t CO₂).

Zur Erreichung der Sektorziele wurde unterstellt, dass in den Zielpfaden die installierte Leistung der Kohlekraftwerke auf noch 17 GW im Jahr 2030 sinkt. Im Referenzszenario beträgt die installierte Leistung der Kohlekraftwerke noch 31 GW. Zur Aufrechterhaltung der KWK-Wärmeversorgung wird in den Zielpfaden unterstellt, dass der Kohleersatzbonus im KWK-G verlängert und weiterentwickelt wird und dies die zusätzliche Errichtung von 4,7 GW Erdgas-KWK-Anlagen bis zum Jahr 2030 zur Folge hat.

Die Strompreise wurden für die zwei Rahmendatensätze bezüglich der Brennstoff- sowie der CO₂-Preise berechnet¹⁰:

- Im Basisszenario bleiben die (realen) Großhandelspreise bis 2030 auf einem Niveau um 5 ct/kWh. Den Hintergrund dafür bildet ein moderates CO₂-Preisniveau von nur 16 €/t CO₂ im Jahr 2030 und etwa gleichbleibende Preise

⁹ Als Preisbasis für die Modellierungen in der hier referierten Analyse von Öko-Institut; Fraunhofer ISI; Prognos AG; M-Five; IREES; FiBL (2019) diente das Jahr 2013. Die im Folgenden dargestellten Annahmen und Ergebnisse zu Preisen und Kosten wurden auf die Preisbasis 2018 umgerechnet.

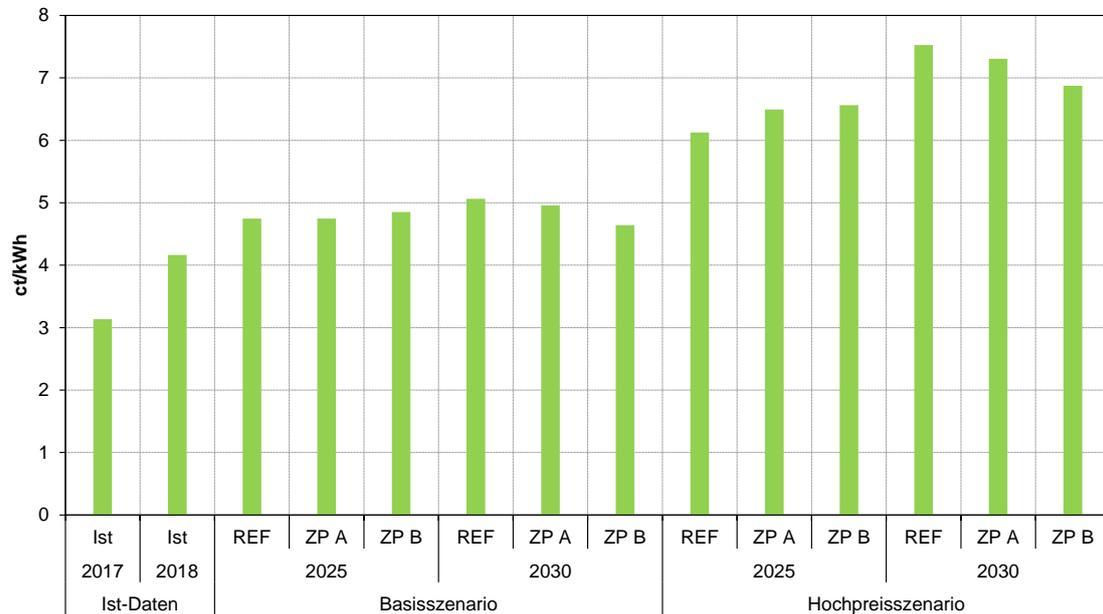
¹⁰ Das Szenariendesign der hier dargestellten Untersuchung erlaubt keine Separierung der Effekte für den beschleunigten Abbau der Kohleverstromung und den verstärkten Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien, so dass hier nur die Gesamteffekte referiert werden können.

für fossile Brennstoffe. In den Zielszenarien (Zielpfad A (ZP A) und Zielpfad B (ZB B)) liegen die Strompreise sogar um 0,1 bzw. 0,4 ct/kWh unter dem Niveau, das für das Referenz-Szenario errechnet wurde. Zwar wirkt die zusätzliche Rückführung der Kohlekraftwerkskapazitäten leicht erhöhend auf den Strompreis, gleichzeitig steigt jedoch der Anteil der erneuerbaren Energien von 52% auf 65%.¹¹ Dies wirkt preisdämpfend auf den Großhandelsstrompreis. Im Ergebnis wird der Preiseffekt des Kohleausstiegs durch den Ausbau der erneuerbaren Energien leicht überkompensiert.

- Im Hochpreisszenario mit höheren Importpreisen für Steinkohle und Erdgas sowie erheblich höheren CO₂-Preisniveaus steigen die Großhandelsstrompreise deutlich stärker an. Im Referenzszenario liegen die Strompreise (in realen Preisen) im Jahr 2025 bei etwa 6,1 ct/kWh und gut 7,5 ct/kWh für den Zeithorizont 2030. Für die Zielszenarien erhöhen sich die Großhandelspreise an der Strombörse auf ca. 6,5 bis 6,6 bis ct/kWh im Jahr 2025, für das Jahr 2030 liegen die Preise in den Zielszenarien, bedingt durch den (unterschiedlich) starken Ausbau der erneuerbaren Energien, dann um 0,2 bzw. 0,65 ct/kWh deutlich unter dem Niveau des Referenzszenarios.
- Die Kostendifferenzen etwaiger Maßnahmen zur Kapazitätsabsicherung betragen auf Basis der Systemkosten in den Zielpfaden 0,08 Mrd. € (Zielpfad A) bis 0,23 Mrd. € (Zielpfad B) im Jahr 2030. Diese Kosten sind nicht in den Börsenstrompreisen enthalten, da davon ausgegangen wurde, dass diese über die Netznutzungsentgelte umgelegt werden. Bei einem Bezugsniveau von 500 TWh ergeben sich Kosten für die Kapazitätsabsicherung von 0,02 bis 0,05 ct/kWh.

¹¹ Im Zielpfad B steigt der Anteil erneuerbarer Energien sogar auf 67%. Der zusätzliche Stromverbrauch durch verstärkte Sektorkopplung wird durch zusätzliche Produktion von erneuerbaren Energien abgedeckt

Abbildung 2-1: Entwicklung der Großhandelspreise im Projekt Folgenabschätzung Klimaschutzplan 2050, 2017-2030



Anmerkung: Angaben für 2017 und 2018 beziehen sich auf den Mittelwert des Folgejahres. Preisangaben aus der Folgenabschätzung zum Klimaschutzplan 2050 wurden auf die Preisbasis 2018 umgerechnet.

Quelle: Bis 2018 EEX, ab 2025 eigene Modellierung Öko-Institut

Als Zwischenfazit lässt sich hier festhalten:

- Die Strompreiseffekte werden als Gesamteffekt für den Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien sowie die Rückführung der im Markt verbleibenden Kohlekraftwerkskapazitäten angegeben. Durch den höheren Ausbau der erneuerbaren Energien in den Zielpfaden sinken die Strompreise und mögliche Kostensteigerungen durch die Rückführung der Kohlekraftwerkskapazitäten werden überkompensiert. Wie stark die Strompreise an der Strombörse sinken, hängt von den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ab. Im Hochpreisszenario sinken die Großhandelspreise an der Strombörse im Jahr 2030 um bis zu 0,65 ct/kWh, im Basisszenario um 0,1 bis 0,4 ct/kWh. In der Abbildung 2-2 sind die Ergebnisse für das Basisszenario dargestellt.
- die Kostendifferenzen etwaiger Maßnahmen zur Kapazitätsabsicherung sind im Vergleich zu den Effekten auf die Großhandelspreise sehr gering.

2.8. Aurora Energy Research im Auftrag des BDI und des DIHK (2019)

Aurora Energy Research hat im Auftrag des Bundesverbands der deutschen Industrie (BDI) sowie des Deutschen Industrie- und Handelskammertages (DIHK) eine Studie zu Strompreiseffekten durch die Schließung von Kohlekraftwerken veröffentlicht (Aurora 2019). In dieser Studie werden zwei Szenarien für zwei unterschiedliche Annahmen für das Energiepreis-Umfeld betrachtet.

Als Referenz dient zunächst eine Entwicklung, in der es nicht zu zusätzlichen Außerbetriebnahmen von Kohle-Kraftwerkskapazitäten kommt und sich für das Jahr eine installierte Leistung der Kohlekraftwerke von 28 GW ergibt.

Im „Politischen Zielszenario“ wird die Erreichung der Sektorziele über den politisch getriebenen zusätzlichen Marktaustritt von Kohlekraftwerken („Kohle-Maßnahme“) mit einer Gesamtleistung von 12 GW bis zum Jahr 2030 abgebildet. Grundlage für die entsprechenden Modellierungen bilden Preisniveaus von 8,2 €/MWh_{th} für Steinkohle, 27 €/MWh_{th} für Erdgas sowie von 32 € für eine Emissionsberechtigung des Europäischen Emissionshandelssystems und ein Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von 65%.

Darüber hinaus wird ein „Risikoszenario“ betrachtet. Für dieses Szenario wurden sehr hohe Erdgaspreise (38 €/MWh_{th}) mit sehr niedrigen Steinkohlepreisen (7 €/MWh_{th}) und einem schwächeren Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien kombiniert (52% statt 65% Anteil regenerativer Stromerzeugung am Bruttostromverbrauch für das Jahr 2030). Die CO₂-Preisniveaus werden für dieses Szenario nicht weiter variiert. Die extrem gegenläufige Entwicklung der Erdgas- und Steinkohlepreise sowie das Absinken des Brennstoffpreises für Steinkohle auf das Vollkosten-Niveau von Braunkohle lässt dieses Szenario für das Energiepreis-Umfeld jedoch als in sehr hohem Maße unrealistisch erscheinen. Für dieses Szenario wird die zusätzliche Außerbetriebnahme von 19 GW Kohle-Kraftwerkskapazitäten unterstellt.

Die Großhandelspreise für Strom entwickeln sich für diese beiden Szenarien und das jeweilige Preisumfeld für Brennstoffe und CO₂-Emissionszertifikate wie folgt:

- im Politischen Zielszenario erhöhen sich die Strompreise durch die „Kohle-Maßnahme“ im Jahr 2030 um 0,4 ct/kWh;
- im Risikoszenario steigen Großhandelspreise steigen im Vergleich zur Referenzentwicklung für das gleiche Energiepreis-Umfeld im Jahr 2030 um 1,4 ct/kWh.

Die höheren Strompreiseffekte im Risikoszenario sind insbesondere darauf zurückzuführen, dass im Risikoszenario in der Referenz praktisch alle Kohlekraftwerke im Markt bleiben und bis 2030 in der Referenz keine Kraftwerke aus ökonomischen Gründen stillgelegt werden. Dies ist vor allem auf den geringen Ausbau der erneuerbaren Energien und die hohen Erdgaspreise zurückzuführen. In der Folge müssen durch die Kohlemaßnahme im Jahr 2030 19 GW Kohlekraftwerke zusätzlich stillgelegt werden. Im Politischen Zielszenario müssen durch die Kohlemaßnahme hingegen nur 12 GW Kraftwerke zusätzlich stillgelegt werden.

Für das ebenfalls untersuchte Stützjahr 2023 sind die Effekte auf die Großhandelsstrompreise geringer. Im Politischen Zielszenario steigen die Großhandelsstrompreise durch die Stilllegung von Kohlekraftwerken im Jahr 2023 um 0,2 ct/kWh, im Risikoszenario um 0,8 ct/kWh.

In Aurora (2019) wird jeweils nur der Strompreiseffekt der Kohlemaßnahme quantifiziert. Die preissenkenden Effekte des Ausbaus der erneuerbaren Energien werden nicht gesondert ausgewiesen.

Neben den Großhandelspreiseffekten wurden auch die Kostendifferenzen von Maßnahmen zur Kapazitätsabsicherung berechnet. Diese betragen im Jahr 2030 für das Politische Zielszenario 0,3 € Mrd. € jährlich und im Risikoszenario 0,6 Mrd. € pro Jahr. Bezogen auf eine auf Hochspannungsebene durchgeleitete Strommenge von ca. 500 TWh betragen die Kosten damit etwa 0,06 ct/kWh bis 0,12 ct/kWh.

Als Zwischenfazit lässt sich hier festhalten:

- Grundsätzlich bestätigt auch die neueren Berechnungen von Aurora mit einem Anstieg der Großhandelspreise von 0,4 ct/kWh im Jahr 2030 die bereits im Jahr 2018 durchgeführten Modellierungen (vgl. Abschnitt 2.6). Die Studie untersucht außerdem noch ein Risikoszenario. Bezüglich dieses Risikoszenarios ist anzumerken, dass die Annahmen hier in einer Kombination von sehr niedrigen Steinkohlepreisen und sehr hohen Erdgaspreisen gewählt wurden, die nach den bisherigen Erfahrungen der Preisentwicklungen auf den internationalen Energiemärkten und zumindest für den Zeithorizont 2030 als wenig konsistent erscheinen. Das Risikoszenario bestätigt aber auch, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien deutlich dämpfende Effekte auf den Strompreis hat: wenn der Ausbau der erneuerbaren Energien ausbleibt, steigen die Großhandelspreise.
- die Kostendifferenzen etwaiger Maßnahmen zur Kapazitätsabsicherung sind im Vergleich zu den Effekten auf die Großhandelspreise sehr gering.

2.9. Analyse des Öko-Instituts (2019) zu den Ergebnissen der Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung

Das Öko-Institut hat in einer Analyse zu den Ergebnissen der Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (KWSB, sog. Kohle-Kommission) die Effekte der im Kommissionsbericht empfohlenen Kraftwerksstilllegungen bis zum Jahr 2030 auch hinsichtlich der Strompreiseffekte auf der Großhandelsebene ermittelt (Öko-Institut 2019). In dieser Studie werden zwei unterschiedliche Szenarien für die Entwicklung der Kraftwerkskapazitäten für die Stützjahre 2023, 2025 sowie 2030 im Kontext zweier unterschiedlicher Rahmendatensätze für das Marktumfeld analysiert:

- Im Referenzszenario geht die Leistung der Kohlekraftwerke auf 37 GW für die Jahre 2023 2025 sowie auf 32 GW im Jahr 2030 zurück.
- Im Szenario KWSB sinkt die installierte Netto-Leistung der Kohle-Kraftwerke auf 30 GW in 2023, auf 26 GW in 2025 sowie 17 GW in 2030.
- In der Referenzentwicklung für das Preisumfeld werden die Preise auf Basis der jeweiligen Jahres-Futures mit den Anfang 2019 an der EEX bzw. der ICE gehandelten Werten angenommen (also mit der Preisbasis 2018). Die Erdgaspreise (frei Kraftwerk, bezogen auf den unteren Heizwert) liegen bei 24,8 €/MWh_{th} für das Jahr 2023 sowie bei 22,9 €/MWh_{th} für 2025, die entsprechenden Steinkohlepreise liegen bei 10,7 €/MWh_{th} für 2023 sowie 10,4 €/MWh_{th} für 2025. Für CO₂-Zertifikate werden 25,7 €/t CO₂ für 2023 und 27,3 €/t CO₂ für 2025 angenommen. Für den Referenzfall der Preisentwicklung wurden die Preise von 2025 auch für 2030 in Ansatz gebracht. In einer Preis-Sensitivität wurden sie entsprechend der historischen Dynamik fortgeschrieben, so dass sich für das Jahr 2030 Erdgaspreise von 20,5 €/MWh_{th}, Steinkohlepreise von 9,8 €/MWh_{th} sowie CO₂-Zertifikatspreise von 29,9 €/t CO₂ ergeben.

Einheitlich wurde ein Entwicklungspfad für die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien unterstellt, mit dem im Jahr 2023 ein Anteil von 47% (bezogen auf den Bruttostromverbrauch) im Jahr 2025 von 52% sowie im Jahr 2030 von 65% erreicht wird.

Vor dem Hintergrund dieser Eingangs-Parameter ergeben sich hinsichtlich der Großhandelspreise für Strom die folgenden Effekte:

- Im Jahr 2023 ergibt sich im Szenario Kohle-Kommission im Vergleich zum Referenz-Szenario ein Strompreisanstieg um 0,15 ct/kWh, im Jahr 2025 von 0,18 ct/kWh sowie im Jahr 2030 von 0,13 ct/kWh.
- In der Sensitivitätsvariante für die Brennstoff- und CO₂-Preise ergeben sich für das Jahr 2030 durch die zusätzliche Abschaltung von Kohlekraftwerken Preissteigerungen auf der Großhandelsebene von 0,1 €/MWh.

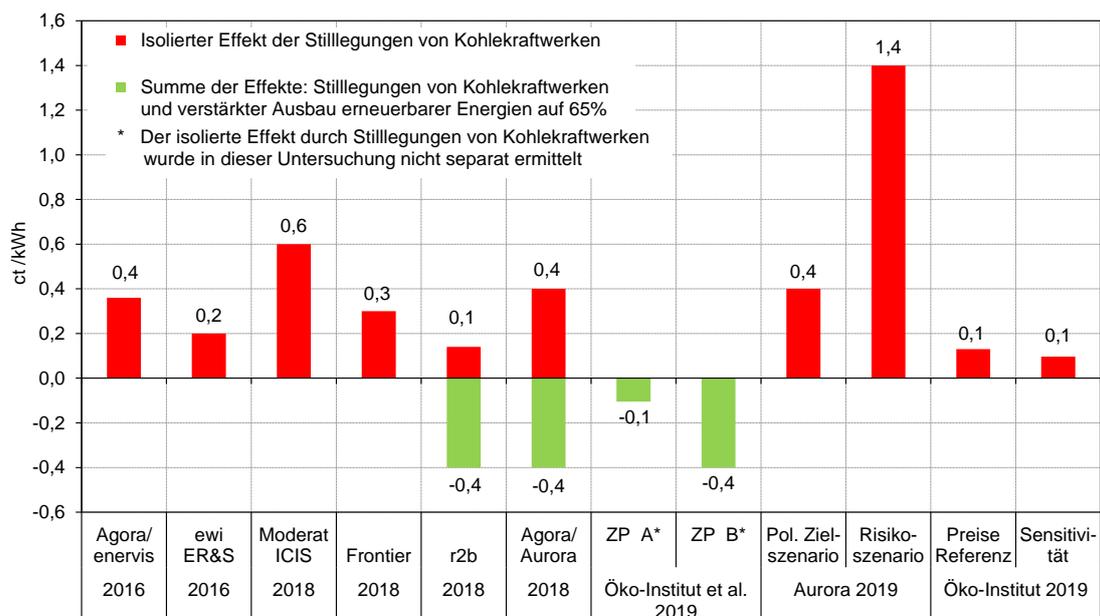
Als Zwischenfazit lässt sich hier festhalten:

- Für 2030 liegen die isolierten Preiseffekte des Kohleausstiegs auf der Großhandelsebene in der Bandbreite von 0,1 bis 0,13 ct/kWh, für die Zeithorizonte 2023 und 2025 ergeben sich etwas höhere Werte von 0,15 bzw. 0,18 ct/kWh.
- Die Kostendifferenzen etwaiger Maßnahmen zur Kapazitätsabsicherung wurden nicht gesondert analysiert bzw. als nicht signifikant eingestuft.

2.10. Zusammenfassung der Literaturübersicht

Die untersuchten Studien ermitteln für Szenarien eines geordneten Auslaufens der Kohleverstromung in Deutschland, bei denen das Sektorziel für die Treibhausgasemissionen der Energiewirtschaft bzw. des Stromsektors im Jahr 2030 als explizite Zielfunktion vorgegeben wurde bzw. für die im Quervergleich der Studien eine Einhaltung dieses Ziels erwartet werden kann, im Median einen Anstieg der Großhandelspreise an der Strombörse von 0,36 ct/kWh, wenn die Reduzierung der Kohleverstromung isoliert betrachtet wird. Mit Blick auf die Bandbreite der Ergebnisse liegt ein klarer Schwerpunkt im Bereich von 0,1 bis 0,4 ct/kWh, der Ausreißer des von Aurora Energy Research modellierten Risikoszenario erscheint vor allem annahmeseitig als wenig konsistent.

Abbildung 2-2: Literaturübersicht zu den Großhandels-Preiseffekten, durch die Erreichung des Sektorziels für die Energiewirtschaft gemäß Klimaschutzplan 2050 durch Kraftwerksstilllegungen, 2030



Quelle: Zusammenstellung Öko-Institut

Wird gleichzeitig eine Ausweitung des Anteils der regenerativen Stromerzeugung am Bruttostromverbrauch von 52 auf 65% betrachtet, so dürften die Börsenstrompreise im Gesamteffekt um bis zu 0,4 ct/kWh sinken. Dies bedeutet, dass trotz Reduzierung der Kohleverstromung die Börsenstrompreise, bedingt durch den Ausbau der erneuerbaren Energien, sinken können.

Außerdem wurden in drei Studien noch weitere Kostenbestandteile betrachtet. Kommt es durch die schrittweise Außerbetriebnahme von Kohlekraftwerken zur Notwendigkeit zusätzlicher Maßnahmen zur Sicherung der (inländisch verfügbaren) Kraftwerkskapazitäten, so können zusätzliche Systemkosten entstehen. Es erscheint jedoch unwahrscheinlich, dass die entsprechenden Kostendifferenzen zum BAU-Fall bei zielführender Instrumentierung die Größenordnung von 0,1 ct/kWh überschreiten. Die von Frontier Economics (unter sehr bestreitbaren Annahmen) ermittelten sehr hohen Kosten von fast 3 Mrd. € bzw. 0,6 ct/kWh bilden auch unter den Studien, die die Kapazitätsabsicherung explizit in die Analysen einbeziehen, einen Ausreißer.

Eine detaillierte Analyse der Erklärungsfaktoren für die unterschiedlichen Preiseffekte ermöglicht aber auch einige weitere Einsichten:

- Die Niveaus der (isolierten) Strompreiseffekte von Kohlekraftwerks-Stilllegungen korrespondieren nur teilweise mit den Niveaus der im Vergleich zur jeweiligen Referenzentwicklung unterstellten Kapazitäts-Stilllegungen. So werden teilweise für vergleichsweise große Stilllegungsvolumina (z.B. 15 GW bei Frontier 2018 und Öko-Institut 2019 sowie 16 GW bei ewi ER&S 2016) nur relativ geringe Effekte für die Großhandelspreise (in einer Bandbreite von 0,1 bis 0,3 ct/kWh) ermittelt. Bei Studien mit zusätzlichen Anlagenstilllegungen in der Größenordnung von 11 bis 12 GW ergeben sich dagegen Strompreiseffekte im eher mittleren Bereich (0,4 ct/kWh). Die beiden Studien mit den niedrigsten bzw. höchsten Stilllegungsannahmen (r2b Energy Consulting 2018 bzw. Aurora 2019, Risikoszenario) führen zu den geringsten bzw. höchsten Strompreiseffekten, die allein dem Abbau der Kohleverstromung zugerechnet werden können.
- Diese Unterschiede zeigen auch, dass andere Einflussfaktoren eine maßgebliche Rolle für das Ausmaß der Strompreiseffekte spielen. Dazu gehört bei näherer Analyse zunächst das Niveau der regenerativen Stromerzeugung (hohe Erneuerbaren-Erzeugung dämpft die isolierten Strompreiseffekte von Kraftwerks-Stilllegungen) sowie das Niveau und die Preisdifferenzen zwischen den Preisen für Steinkohle und Erdgas (niedrige Niveaus bzw. niedrige Preisdifferenzen dämpfen die Strompreiseffekte von Kohle-Kraftwerksstilllegungen).

3. Strompreiseffekte für ausgewählte Verbrauchergruppen

3.1. Vorbemerkungen

Die vorstehende Literaturübersicht vermittelt einen Überblick zu den in Modellanalysen ermittelten Strompreiseffekten eines geordneten Ausstiegs aus der Kohleverstromung und eines Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung.

Für die wirtschafts- und gesellschaftliche Einordnung sind weiterhin nicht die Großhandelspreise an der Strombörse, sondern die effektiven Stromkosten entscheidend. Deshalb es sinnvoll, auch die entsprechenden Effekte für die Stromkosten verschiedener Verbrauchergruppen in den Blick zu nehmen:

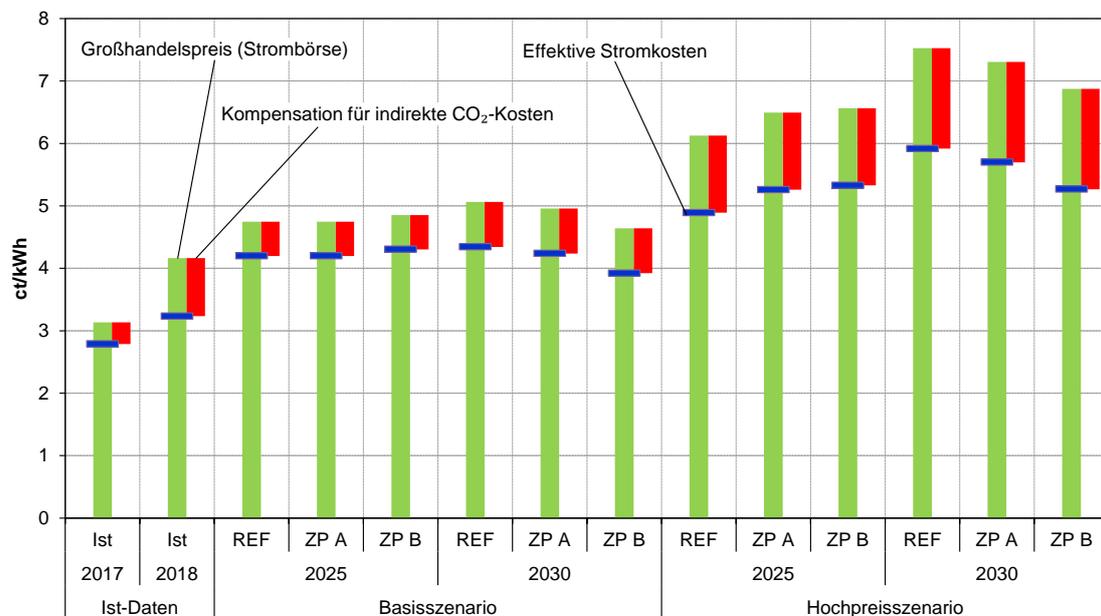
- Für die stromintensiven Industrien (die Strom zu Großhandelskonditionen beschafft und von Abgaben und Umlagen sehr weitgehend freigestellt ist) ist auf der einen Seite der Großhandelspreis an der Strombörse, auf der anderen Seite aber auch die Kompensation der dem CO₂-Preis zuzurechnenden Strompreisanteile zu berücksichtigen. Auch jenseits des geordneten Auslaufens der Kohleverstromung ist hier die Fortschreibung des entsprechenden Beihilferahmens für den Zeitraum ab 2021 von hoher Bedeutung. Eine entsprechende Analyse erfolgt im Abschnitt 3.2.
- Für die wenig stromintensiven Industrien, die im Rahmen des Spitzenausgleichs von der Stromsteuer weitgehend freigestellt sind, aber den Regelsatz der EEG-Umlage zu entrichten haben, senkt eine Erhöhung gleichzeitig die EEG-Umlage, so dass die effektiven Strompreisveränderungen für diese Verbrauchergruppe im Regelfall geringer ausfallen als die Preisveränderungen an der Strombörse.
- Für Kleinverbraucher und private Haushalte entsteht die gleiche Wechselwirkung zwischen EEG-Umlage und Großhandelspreis an der Strombörse, darüber hinaus ist auf die Handlungsmöglichkeiten im Bereich der Stromsteuer hinzuweisen (insbesondere wenn im Rahmen des schrittweise Ausstiegs aus der Kohleverstromung auch Instrumente zum Einsatz kommen, über die zusätzliches Einkommen für den Staatshaushalt entsteht). Auch für diese Gruppe der Stromverbraucher sind nicht die Großhandelsstrompreise relevant, sondern die Summe der gesamten Stromkosten.

3.2. Industriestromkosten mit Strompreiskompensation für indirekte CO₂-Kosten

Die Frage der Strompreiskompensation für die stromintensive Industrie ist dabei auch im Lichte des Energiemarktumfeld und die strategische Einbettung einer verminderten Kohleverstromung (mit Blick auf die Ambitionsniveaus im Bereich der Energieeffizienz und der erneuerbaren Energien) zu betrachten. Diese verschiedenen Facetten werden in der Folgenabschätzung zum Klimaschutzplan 2050 detailliert untersucht, deren Ergebnisse vorliegen und im Folgenden eingeordnet werden.

Die Entwicklung der Großhandelspreise für Strom bildet ein wichtiges (aber nicht das einzige) Element der Wettbewerbsfähigkeit der stromintensiven Industrie. Die folgende Abbildung 3-1 zeigt die aktuelle Entwicklung der Großhandelsstrompreise (grüner Balken) sowohl am aktuellen Rand, wie auch in der Projektion bis 2030. Es wird deutlich, dass die Strompreise im letzten Jahr massiv angestiegen sind. Im Jahr 2017 wurden Terminlieferungen¹² von für 3,2 ct/kWh gehandelt. Im Jahr 2018 ist der Großhandelsstrompreis¹³ auf 45,24 ct/kWh angestiegen. Ein wichtiger Kostentreiber war der Anstieg der CO₂-Preise im selben Zeitraum. Der CO₂-Preis ist von 6 €/EUA im Durchschnitt für das Jahr 2017 auf 16 €/EUA im Jahr 2018 angestiegen. Der Strompreisanstieg ist aber nicht nur auf die CO₂-Preise zurückzuführen. Gleichzeitig sind auch die Preise für Steinkohle und Erdgas deutlich angestiegen (Tabelle A1).

Abbildung 3-1: Entwicklung von Börsenstrompreisen und Kompensation für indirekte CO₂-Kosten in der Folgenabschätzung zum Klimaschutzplan 2050



Anmerkung: Angaben für 2017 und 2018 beziehen sich auf den Mittelwert des Folgejahres. Preis- und Kostenangaben aus der Folgenabschätzung zum Klimaschutzplan 2050 wurden auf die Preisbasis 2018 umgerechnet.

Quelle: Bis 2018 EEX, ab 2025 Öko-Institut; Fraunhofer ISI; Prognos AG; M-Five; IREES; FiBL (2019)

Die Abbildung 3-1 zeigt, wie sich auf Grundlage der beschriebenen Preisentwicklungen die Stromkosten für stromintensive Industrieunternehmen entwickeln, die Beihilfen im

¹² Durchschnitt der Notierungen an der Strombörse EEX vom 01.01.2017 bis zum 31.12.2017 für eine Base-Stromlieferung im Jahr 2018.

¹³ Bezieht sich auf die Notierung vom 01.01.2018 bis zum 31.12.2018 für eine Base-Stromlieferung im Jahr 2019..

Rahmen der Kompensation indirekter CO₂-Kosten (der sog. Strompreiskompensation) erhalten.

Die Höhe der Großhandelspreise an der Strombörse ist als grüner Balken dargestellt, unter Berücksichtigung der Strompreiskompensation (roter Balken) ergeben sich die als blaue Markierung dargestellten effektiven Stromkostenniveaus.

Mit Blick auf die Strompreisentwicklung in den Jahren 2017/2018 wird deutlich, dass die Strompreise in nur knapp einem Jahr um etwa 1,5 ct/kWh angestiegen sind. Gleichzeitig wird der Kostenanstieg für die stromintensive Industrie durch die CO₂-Kompensation der indirekten CO₂-Kosten gedämpft. Da sich mit den CO₂-Preisen auch die indirekte Kompensation erhöht, beträgt der effektive Kostenanstieg für die stromintensive Industrie nur 0,5 ct/kWh.

Für den Zeitraum bis 2020 kann auf die kodifizierten Regelungen des Beihilferahmens für die Stromkostenkompensation abgestellt werden, für den Zeitraum von 2021 wurde der Trend der Kompensationsniveaus (ausgedrückt über einen Multiplikator auf den CO₂-Preis) fortgeschrieben¹⁴:

- Der Kompensations-Multiplikator entwickelte sich von 0,646 im Jahr 2013 auf 0,608 im Jahr 2018 und wird im Jahr 2020 0,570 betragen.
- In einer Trendfortschreibung in der Logik des bestehenden Beihilferahmens ergibt sich für das Jahr 2025 ein Kompensations-Multiplikator von 0,520 und für das Jahr 2030 ein Multiplikatorwert von 0,455 (vgl. Abbildung A3- 1).

Unter Berücksichtigung der Kompensation für die indirekten CO₂-Kosten ergibt sich die folgende Kostensituation:

- Die effektiven Industriestrompreise nach Berücksichtigung der Strompreiskompensation bleiben im Basisszenario bis 2030 auf einem Niveau von 4 ct/kWh.
- Im Hochpreisszenario steigen die effektiven Stromkosten für die stromintensiven Industrien unter Berücksichtigung der Strompreiskompensation bis 2030 auf ein Niveau von etwa 5 ct/kWh. Etwa die Hälfte des Strompreisanstiegs im Hochpreisszenario im Vergleich zum Basisszenario wird dabei durch die Kompensationszahlungen für die indirekten Effekte der höheren CO₂-Preise auf die Strompreise ausgeglichen. Der restliche Strompreisanstieg ist vor allem auf den Anstieg der internationalen Energiepreise zurückzuführen, der auch für die internationalen Wettbewerber einschlägig ist. Daher ist eine Kompensation hier letztlich kaum zu rechtfertigen.

Die Marktumfeld-Parameter (Preise für Steinkohle, Erdgas und Emissionsberechtigungen) haben in den vorliegenden Modellrechnungen einen deutlich größeren Einfluss auf den Strompreis als die Reduktion der Kohlekraftwerkskapazitäten und der Ausbau der erneuerbaren Energien. Die Fortführung der Strompreiskompensation für die indirekten CO₂-Kosten hat deutlich stärkere Auswirkungen auf die Stromkosten der strom-

¹⁴ Der Multiplikator ergibt sich aus einem CO₂-Emissionsfaktor (in der aktuellen Periode des EU ETS beträgt dieser 0,76 kg CO₂/kWh) und einer Beihilfeintensität, die von 0,85 für das Jahr 2013 stufenweise auf 0,75 für das Jahr 2020 absinkt.

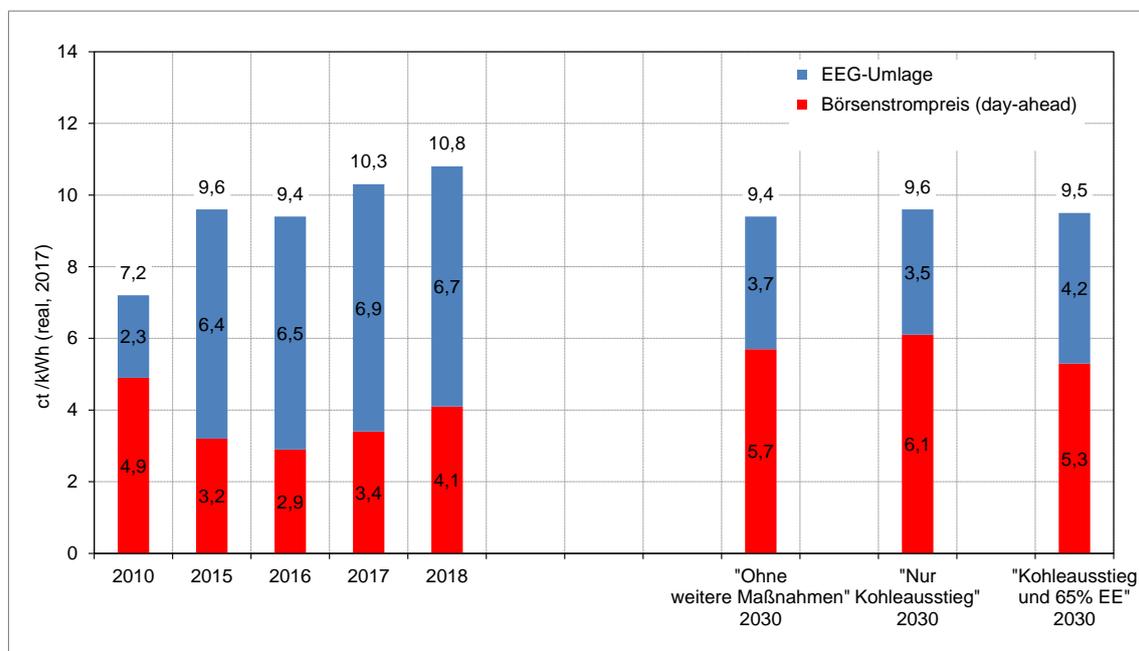
intensiven (und deswegen besonders kostensensitiven) Industriesektoren als der beschleunigte Abbau der Kohleverstromung.

Nicht zuletzt bleibt festzuhalten, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien für stromintensive Industrie zu sinkenden Stromkosten führt, weil sie zwar von den sinkenden Großhandelspreisen profitieren und gleichzeitig von der EEG-Umlage (und teilweise auch von den Netznutzungsentgelten) weitgehend freigestellt sind.

3.3. Stromkosten für Kleinverbraucher und private Haushalte

Für die Stromverbraucher, die zur Zahlung der EEG-Umlage in voller Höhe verpflichtet sind, ergeben sich die effektiven Stromkosteneffekte vor allem aus der Veränderung der Börsenstrompreise und der EEG-Umlage, wobei die EEG-Umlage maßgeblich vom Börsenstrompreis abhängt. Wenn der Börsenstrompreis steigt, sinkt die EEG-Umlage und für den Fall rückläufiger Großhandelspreise an der Strombörse erhöht sich die EEG-Umlage (wenn alle anderen Rahmenbedingungen unverändert bleiben). Die Summe aus Börsenstrompreis und EEG-Umlage ist damit ein robuster und aussagekräftiger Indikator für die Stromkosteneffekte im Bereich der im Kontext des EEG nicht privilegierten Verbraucher.

Abbildung 3-2: Summe der EEG-Umlage und Großhandelsstrompreise in den Szenarien von Agora Energiewende und Aurora



Quelle: Agora Energiewende; Aurora (2018)

Abbildung 3-2 zeigt die entsprechende Entwicklung für den historischen Trend sowie die bereits beschriebene Modellanalyse von Aurora/Agora. Im Jahr 2018 betrug die Summe aus EEG-Umlage und Großhandelsstrompreis 10,8 ct /kWh. Für das Trend-Szenario („Ohne weitere Maßnahmen“) geht für das Jahr 2030 die Summe der beiden Kostenelemente leicht auf 9,4 ct/kWh zurück. Strukturell ergeben sich jedoch erhebliche Veränderungen. Das Niveau der Großhandelspreise steigt, bedingt durch die CO₂- und Brennstoffpreise, von 4,1 auf 5,7 ct/kWh und mit ca. 39% sehr deutlich an. Die EEG-Umlage sinkt, als Ergebnis einerseits deutlich sinkender Vergütungszahlungen für einen zunehmenden Anteil sehr kostengünstiger Anlagen und andererseits zunehmender Großhandelspreise an der Strombörse, deutlich von 6,7 auf 3,7 ct/kWh, d.h. um etwa 45%.

Für das diese Trendentwicklung kontrastierende Szenario „Kohleausstieg und 65% EE“ sinken die Großhandelsstrompreise, weil der zusätzliche Ausbau der erneuerbaren Energien preisdämpfend auf den Strompreis wirkt und damit den preiserhöhenden Effekt der verringerten Kohleverstromung überkompensiert (vgl. Kapitel 2.6). Im Saldo ergibt sich ein Rückgang der Börsenpreise von 5,7 auf 5,3 ct/kWh (d.h. um etwa 7%). Gleichzeitig steigt jedoch die EEG-Umlage durch einerseits den zusätzlichen Ausbau der erneuerbaren Energien und andererseits den sinkenden Börsenstrompreis. In der Summe erhöht sich damit die EEG-Umlage von 3,7 auf 4,2 ct/kWh bzw. um 14%. Im Ergebnis gleichen sich jedoch die Effekte bei Börsenstrompreis und EEG-Umlage fast aus, so dass für die Endverbraucher die Stromkosten nur um 0,1 ct/kWh bzw. etwa 1% steigen.

Als Zwischenfazit lässt sich hier festhalten:

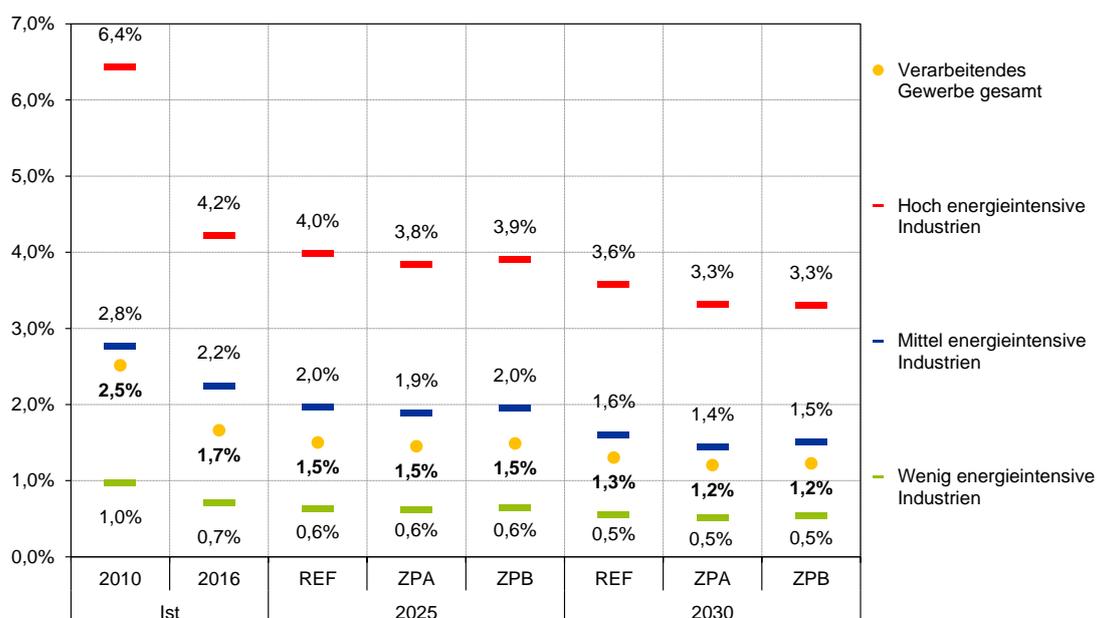
- Für die wenig stromintensiven Industrien, für Kleinverbraucher und private Haushalte ist nicht nur die Preisentwicklung am Großhandelsmarkt entscheidend, sondern die Summe aus Großhandelspreis, EEG-Umlage und anderen Preisbestandteilen. Insbesondere der Großhandelspreis und die EEG-Umlage beeinflussen sich gegenseitig. In einem Szenario mit Kohleausstieg und Erreichung des 65% EE-Ziels ist die EEG-Umlage wegen des höheren Ausbaus der erneuerbaren Energien etwas höher als in einem Szenario ohne weitere Maßnahmen. Gleichzeitig senkt der stärkere Ausbau der erneuerbaren Energien jedoch die Großhandelspreise. Beide Effekte gleichen sich etwa aus.
- Wenn Kleinverbraucher und private Haushalte entlastet werden sollen, bieten sich hier zwei Optionen an. Zum einen könnte ein Teil der aktuellen EEG-Kosten, die auf die Innovationskostenbeiträge entfallen und auf Industrieausnahmen entfallen, aus dem EEG herausgenommen werden. Außerdem besteht die Möglichkeit die Stromsteuer, die aktuell etwa 2 ct/kWh beträgt zu senken. Dies gilt insbesondere für den Fall von besonderer Relevanz, dass der Ausstieg aus der Kohleverstromung mit Instrumenten vorangetrieben wird, über die Einnahmen erzielt werden (z.B. im Wege der CO₂-Bepreisung).

4. Energiestückkosten

Neben den Preisen und den effektiven Energiekosten für den Bezug jeweils einer Einheit Energie sind für die Einordnung der realen Wettbewerbseffekte gerade im Bereich des verarbeitenden Gewerbes die Energie-Stückkosten von entscheidender Bedeutung.

Die Energiestückkosten errechnen sich dabei als Verhältnis aus den effektiven Gesamtkosten für den Energiebezug und dem geschaffenen Bruttowertschöpfungswert (möglich ist auch der Bezug auf die Bruttowertschöpfung). Damit fließt neben den spezifischen Beschaffungskosten auch das in den verschiedenen Sektoren erreichte Niveau der Energieeffizienz in die Bewertung ein.

Abbildung 4-1: Energiestückkosten des Verarbeitenden Gewerbes in den Szenarien der Folgenabschätzung für den Klimaschutzplan 2050, 2010-2030



Quelle: Öko-Institut; Fraunhofer ISI; Prognos AG; M-Five; IREES; FiBL (2019)

Die in Abbildung 4-1 gezeigte Übersicht verdeutlicht zwei wesentliche Ergebnisse einer Auswertung der Energiestückkosten, die auf Basis der Modellierungen für die Folgenabschätzung zum Klimaschutzplan 2050 (Öko-Institut; Fraunhofer ISI; Prognos AG; M-Five; IREES; FiBL 2019) errechnet wurden:

- Erstens sinken die Energiestückkosten sowohl für das verarbeitende Gewerbe insgesamt als auch für die nach Energieintensität gruppierten Einzelsektoren der Industrie obwohl die Energiepreise im Vergleich zu 2016 ansteigen. Die

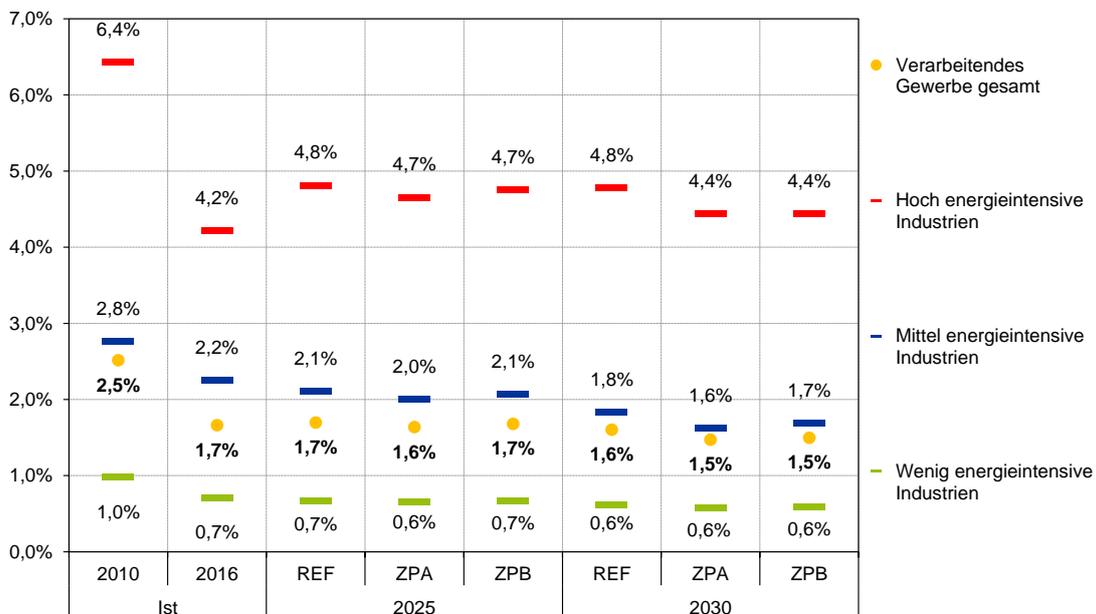
steigenden spezifischen Kosten des Energiebezugs werden so durch den Zuwachs der Energieeffektivität überkompensiert.

- Zweitens liegen die Energiestückkosten in den auf die Erreichung der Ziele des Klimaschutzplans 2050 ausgerichteten Zielszenarien durchgängig unter denen des Referenzszenarios.

Strukturell ergibt sich diese Situation sogar für die Stückkosten des Stromeinsatzes, obwohl der Ersatz von fossilen Energieträgern durch Strom und damit die (überproportionale) Ausweitung der Stromanwendungen ein wichtiges Element ambitionierter Emissionsminderungsstrategien darstellt.

Insgesamt zeigen die Analysen zur Entwicklung der Energiestückkosten, dass sich mit den in den Zielpfaden A und B modellierten Entwicklungen im Vergleich zum Referenz-Szenario eine deutlich verringerte Sensitivität bezüglich der Energiepreisentwicklungen und insofern eine verbesserte Wettbewerbsfähigkeit ergibt. Dies ergibt sich einerseits aus der insgesamt verbesserten Energieeffizienz, andererseits aber auch aus der zunehmenden Rolle von Stromanwendungen und dem zurückgehenden Anteil konventioneller fossiler Brennstoffe. Am deutlichsten ergibt sich diese Verbesserung für den Zielpfad A, sie bleibt aber auch für das Szenario des Zielpfads B deutlich unter der des Referenz-Szenarios.

Abbildung 4-2: Energiestückkosten des Verarbeitenden Gewerbes in den Szenarien der Folgenabschätzung für den Klimaschutzplan 2050 für den Fall hoher Energiepreise, 2010-2030



Quelle: Öko-Institut; Fraunhofer ISI; Prognos AG; M-Five; IREES; FiBL (2019)

Die Analyse für eine Entwicklung mit hohen Energiepreisen führt zu strukturell sehr ähnlichen Entwicklungen bei den Energiestückkosten. Die einzige Ausnahme besteht darin, dass die Energiestückkosten für die hoch-intensiven Industriebranchen nicht mehr unter den Vergleichswerten für 2016, sondern klar darüber liegen. Dieser Effekt ist vor allem durch den für die meisten dieser Industriebranchen überproportionalen Kostenanteil für den Verbrauch von Kohle, Öl und Gas bedingt. Für die Industriebranchen mit eher hohen Stromkostenanteilen (d.h. vor allem die mittel- und niedrig-energieintensiven Industriebranchen) verbleiben die Energiestückkosten auch hier im Bereich der Werte für 2016 bzw. darunter (Abbildung 4-2).

Die Analysen für die Hochpreisvariante zeigen damit, dass die deutlich Preis dämpfenden Effekte des Ausbaus von Stromerzeugungsoptionen auf Basis erneuerbarer Energien im Zusammenspiel mit der steigenden Rolle elektrischer Anwendungen für den Zeithorizont 2030 die Vulnerabilität der deutschen Industrie gegenüber Preisvolatilitäten in den globalen Brennstoffmärkten deutlich senken. Dies gilt insbesondere für die Sektoren, in denen der Stromverbrauch und die Stromkosten eine besonders große Rolle spielen.

5. Synthese und Schlussfolgerungen

Das Erreichen der Emissionsminderungsziele im Stromsektor zieht erhebliche Anpassungsprozesse im deutschen Kraftwerkspark nach sich. Dies betrifft vor allem den Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien und den Abbau der Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle. Diese beiden – politisch getriebenen – Entwicklungen zeigen Effekte für die Strompreisniveaus auf der Großhandelsebene.

Für die in der hier vorgelegte komparative Analyse der untersuchten Modellsimulationen für politisch induzierte Stilllegungen von Kohlekraftwerks-Kapazitäten ergeben sich Strompreiseffekte um den Wert von 0,4 ct/kWh (Bandbreite 0,1 bis 0,6 ct/kWh). Ein deutlich höherer Wert wird nur unter der Annahme von aus heutiger Sicht wenig konsistenten Annahmen für die Preisentwicklungen auf den globalen Brennstoffmärkten errechnet.

Die isolierten Strompreiseffekte für die Stilllegung von Kohlekraftwerken korrelieren jedoch nur teilweise mit dem Niveau der unterstellten Kraftwerksstilllegungen. Die Marktdurchdringung regenerativer Stromerzeugung sowie die Niveaus und die Differenzen der Brennstoffpreise für Steinkohle und Erdgas spielen in den numerischen Analysen offensichtlich eine maßgeblich Ergebnis bestimmende Rolle.

Zu beachten sind jedoch auch die Kombinationswirkungen vorgezogener Kraftwerksstilllegungen und dem verstärkte Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien. In der Mehrzahl der hier analysierten Studien führt eine Steigerung der regenerativen Stromerzeugung von 52% auf etwa 65% (jeweils bezogen auf den Bruttostromverbrauch) im Saldo aus preiserhöhenden Effekten der vorgezogenen Kraftwerksstilllegungen und den preissenkenden Effekten des Ausbaus erneuerbarer Energien, ergeben sich im Saldo Entlastungen bei den Großhandelskosten in Höhe von ca. 0,4 ct/kWh. Veränderungen im Bereich der regenerativen Stromerzeugung verändern damit die Wettbewerbssituation der deutschen Industrie gegenüber den Wettbewerbern im europäischen und im globalen Rahmen (höhere Erzeugungsanteile von Wind- und Solarenergie senken die Preisniveaus an der Strombörse, niedrigere erhöhen sie), wobei diese Strompreiseffekte (in abgeschwächter Weise) auch auf die Wettbewerber im engeren Verflechtungsraum des deutschen Stromsystems ausstrahlen.

Allerdings entstehen mit höheren Anteilen der regenerativen Stromerzeugung ggf. auch höhere Umlagevolumina innerhalb des EEG. In welcher Höhe und mit welchem Vorzeichen die entsprechend saldierten Stromkosteneffekte ausfallen, hängt maßgeblich vom Preisumfeld für Brennstoffkosten und CO₂-Zertifikate ab.

Für die stromintensiven Industriesektoren, die in den Geltungsbereich der Beihilfen zur Kompensation indirekter CO₂-Kosten fallen, ist neben den preisdämpfenden Effekten des verstärkten Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung die Fortführung und zukünftige Ausgestaltung dieser Kompensationsmaßnahme relevant. Bei einer Trendfortschreibung der bisherigen Regelungen über das Jahr 2020 hinaus können die entsprechenden Unternehmen für das Jahr 2030 mit einer Kompensation je Megawattstunde Stromverbrauch von ca. 4,55 € je 10 € des CO₂-Zertifikatspreises rechnen. Damit dürfte ein sehr großer Teil, der durch den CO₂-Preis entstehenden Strompreiseffekte, kompensationsfähig sein.

Die Analysen der für die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie besonders relevanten Energiestückkosten zeigt, dass die deutlich Preis dämpfenden Effekte des Ausbaus von Stromerzeugungsoptionen auf Basis erneuerbarer Energien im Zusammenspiel mit der steigenden Rolle elektrischer Anwendungen für den Zeithorizont 2030 die Vulnerabilität der deutschen Industrie gegenüber Preisvolatilitäten in den globalen Brennstoffmärkten deutlich senken. Dies gilt insbesondere für die Sektoren, in denen der Stromverbrauch und die Stromkosten eine besonders große Rolle spielen.

In einer Gesamtbetrachtung dürften die Strompreiseffekte einer Strategie von Kohlekraftwerks-Stilllegungen nicht zu gravierenden Kosteneffekten für die deutsche Volkswirtschaft oder die unterschiedlichen Verbrauchergruppen in Deutschland führen, wenn diese in eine sinnvoll zielführend gestaltete Gesamtstrategie für die Systemtransformation und zielgerichtete Kompensationsmaßnahmen eingebettet ist. Die Vielzahl der Einflussfaktoren für die effektiven Stromkosteneffekte lassen Kompensationsmaßnahmen jenseits der existierenden Mechanismen (EEG, Kompensation indirekter CO₂-Kosten) auf der Basis von Ex-ante-Abschätzungen jedoch nur als begrenzt sinnvoll erscheinen. Wenn solche zusätzlichen Mechanismen geschaffen werden sollen, wäre eher eine zeitnahe Spezifikation auf Basis der jeweiligen energiewirtschaftlichen Umfeldbedingungen empfehlenswert.

6. Referenzen

6.1. Literatur

- Agora Energiewende; Aurora - Aurora Energy Research (2018): 65 Prozent Erneuerbare bis 2030 und ein schrittweiser Kohleausstieg, Auswirkungen der Vorgaben des Koalitionsvertrags auf Strompreise, CO₂-Emissionen und Stromhandel., 2018. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/65_EE_und_Kohleausstieg/142_Stromsektor-2030_65-Prozent-EE-und-schrittweiser-Kohleausstieg_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 21.01.2019.
- Agora Energiewende; Enervis - Enervis Energy Advisors (2016): Elf Eckpunkte für einen Kohlekonsens., Konzept zur schrittweisen Dekarbonisierung des deutschen Stromsektors (Langfassung). Berlin, Januar 2016. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2015/Kohlekonsens/Agora_Kohlekonsens_LF_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 20.01.2019.
- Aurora - Aurora Energy Research (2019): Auswirkungen der Schließung von Kohlekraftwerken auf den deutschen Strommarkt, Analyse im Auftrag des BDI und des DIHK. Berlin, Januar 2019. Online verfügbar unter <https://bdi.eu/themenfelder/energie-und-klima/>, zuletzt geprüft am 23.01.2019.
- BMUB - Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (2016): Klimaschutzplan 2050, Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Berlin, November 2016. Online verfügbar unter https://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf, zuletzt geprüft am 25.02.2018.
- ewi ER&S - ewi Energy Research & Scenarios (2016): Ökonomische Effekte eines deutschen Kohleausstiegs auf den Strommarkt in Deutschland und der EU. Köln, 09.05.2016. Online verfügbar unter https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2016/05/ewi_ers_oekonomische_effekte_deutscher_kohleausstieg.pdf, zuletzt geprüft am 25.02.2019.
- Frontier - Frontier Economics (2018): Strompreiseffekte eines Kohleausstiegs, 16.08.2018. Online verfügbar unter https://www.frontier-economics.com/media/2270/not_frontier-kurzstudie-kohleausstieg-16-08-2018-en-stc.pdf, zuletzt geprüft am 22.01.2019.
- Frontier - Frontier Economics; ETR; Georg Consulting; Visionometrics (2018): Folgenabschätzung des CO₂-Sektorziels für die Energiewirtschaft im Klimaschutzplan 2050, Februar 2018. Online verfügbar unter <https://www.frontier-economics.com/media/2263/frontier-et-al-folgenabschätzung-ksp2050-endbericht-2.pdf>, zuletzt geprüft am 22.01.2019.
- ICIS (2018): Germany's coal phase-out. Scenario Analysis for the German Power Price to 2030, September 2018. Online verfügbar unter <https://www.icis.com/explore/resources/germanys-coal-phase-out-scenario-analysis-for-the-german-power-price-to-2030/>, zuletzt geprüft am 21.01.2019.
- Öko-Institut (2019): Die deutsche Kohle-Verstromung bis 2030, Eine modellgestützte Analyse der Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“. Berlin, 12.03.2019. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/>

[fileadmin/oekodoc/Deutsche-Kohleverstromung-bis-2030.pdf](#), zuletzt geprüft am 12.03.2019.

Öko-Institut; Fraunhofer ISI - Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung; Prognos AG; M-Five; IREES - Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien; FiBL (2019): Folgenabschätzung zu den ökologischen, sozialen und wirtschaftlichen Folgewirkungen der Sektorziele für 2030 des Klimaschutzplans 2050 der Bundesregierung. Berlin, Januar 2019. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Folgenabschaetzung-Klimaschutzplan-2050-Endbericht.pdf>, zuletzt geprüft am 17.01.2019.

r2b Energy Consulting (2018): Die Rolle der Kohle bei der Erreichung des nationalen Klimaschutzziels 2030, Modellgestützte Analyse der Bedeutung des Sektorziels Energiewirtschaft 2030 für die CO₂-Emissionen aus Kohlekraftwerken. Version ergänzt um Anhang mit Zusatzfolien (8. Oktober 2018), 23.08.2018.

6.2. Daten

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

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

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

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

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

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

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

Anhang 1: Ausgewählte Eingangs- und Ergebnisparameter der ausgewerteten Studien

Tabelle A1- 1: Ausgewählte Eingangsparameter und Ergebnisse der ausgewerteten Studien

	Agora Kohle- Konsens	ewi ER&S	ICIS moderat	Frontier Economics/ RWE	r2b/ BMW i	Aurora/ Agora
Veröffentlichung	2016	2016	2018	2018	2018	2018
Bezugsjahr	2030	2040	2030	2030	2030	2030
Kohle-Kraftwerks- stilllegungen (GW)	8 bis 11	16	13	15	10	11
Erneuerbare Energien Anteil	50%	50%	ca. 60%	n.v.	65%	52 bis 65%
Erdgas-Preis (€/MWh _{th})	34,4	34,4	n.v.	27,0	29,5	27
Steinkohle-Preis (€/MWh _{th})	10,7	10,7	n.v.	10,0	10,4	8,0
CO ₂ -Preis (€/EUA)	25	39	19	22	30	32,0
Strompreiseffekt Kohle (ct/kWh)	0,18 bis 0,36	0,2	0,6	0,3	0,2	0,4
Strompreiseffekt Erneuerbare (ct/kWh)	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.	-0,5	-0,8
Strompreiseffekt gesamt (ct/kWh)	0,18 bis 0,36	0,2	0,6	0,3	-0,4	-0,4
Kapazitätskosten (ct/kWh)	n.v.	n.v.	n.v.	0,6	n.v.	n.v.
	Öko-Institut et al./ BMU		Aurora/BDI+DIHK		Öko-Institut	
	Zielpfad A	Zielpfad B	Politisches Zielszenario	Risiko- Szenario	Preise Referenz	Preis- Sensitivität
Veröffentlichung	2019	2019	2019	2019	2019	2019
Bezugsjahr	2030	2030	2030	2030	2030	2030
Kohle-Kraftwerks- stilllegungen (GW)	14	14	12	19	15	15
Erneuerbare Energien Anteil	65%	65%	65%	52%	65%	65%
Erdgas-Preis (€/MWh _{th})	27,3 bis 38,4	27,3 bis 38,4	27,0	38,0	22,9	20,5
Steinkohle-Preis (€/MWh _{th})	12,6 bis 14,3	12,6 bis 14,3	8,2	6,9	10,4	9,8
CO ₂ -Preis (€/EUA)	16 bis 35	16 bis 35	32	32	27	30
Strompreiseffekt Kohle (ct/kWh)	n.v.	n.v.	0,4	1,4	0,13	0,10
Strompreiseffekt Erneuerbare (ct/kWh)	n.v.	n.v.	n.r.	n.r.	n.r.	n.r.
Strompreiseffekt gesamt (ct/kWh)	-0,1	-0,4	0,4	1,4	0,13	0,10
Kapazitätskosten (ct/kWh)	0,02	0,05	0,06	0,12	n.v.	n.v.

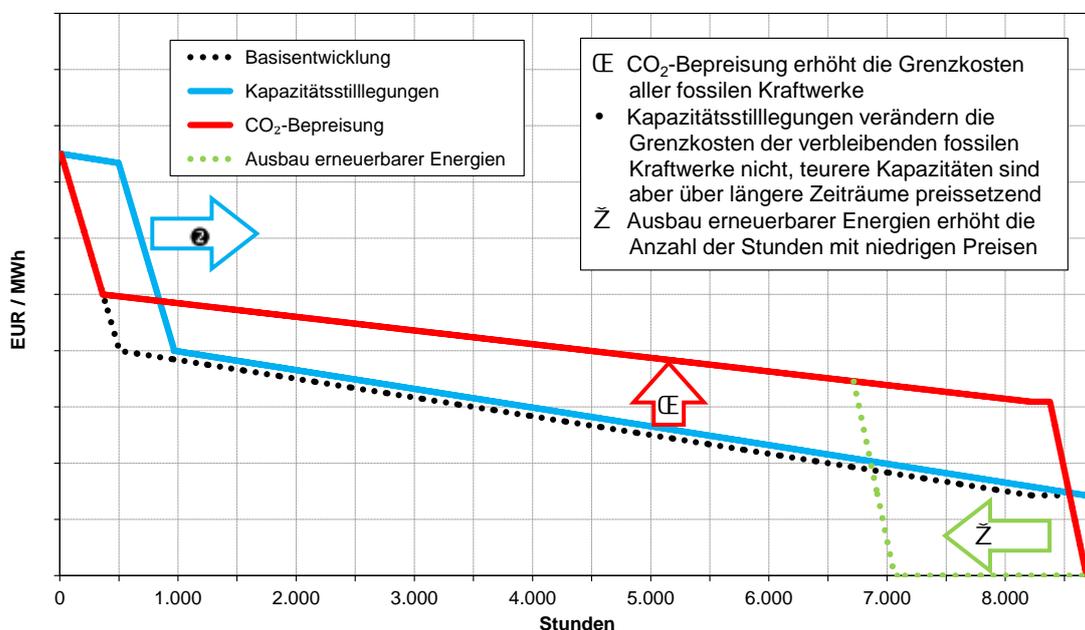
Anmerkungen: Die in den Studien direkt oder grafisch dargestellten Daten wurden aus Vergleichbarkeitsgründen hinsichtlich der Metriken teilweise umgerechnet. Eine Umrechnung auf eine einheitliche Preisbasis erfolgte im Regelfall nicht.

Quelle: Zusammenstellung Öko-Institut

Anhang 2: Grundsätzliche Einflussfaktoren auf die Bildung der Großhandelspreise an der Strombörse

Abbildung A2- 1 zeigt die unterschiedlichen Einflussfaktoren und Mechanismen im Überblick, über die es bei den Großhandelspreisen an der Strombörse zu Veränderungen kommen kann. Im Kern ergeben sich diese Veränderungen aus den Veränderungen der Einsatzreihenfolge (Merit-Order) der unterschiedliche Kraftwerke im Strommarkt, die sich aus den kurzfristigen Betriebskosten (Grenzkosten) der jeweiligen Kraftwerke bildet und aus denen sich auf Stunden bzw. Viertelstundenbasis die Strompreise ergeben.

Abbildung A2- 1 Politisch induzierte Einflussfaktoren für die Strompreise auf der Großhandelsebene



Quelle: Öko-Institut

Aus der Merit-Order des Kraftwerksparks (in Deutschland sowie im verbundenen Ausland), der zeitlich aufgelösten Stromnachfrage sowie der entsprechend aufgelösten Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien lässt sich eine geordnete Jahresdauerlinie der Großhandelspreise an der Strombörse ermitteln, für die sich in unterschiedlichen Bereichen unterschiedliche Veränderungen ergeben können.

Die in Abbildung A2- 1 gezeigte stilisierte Jahresdauerlinie für die Großhandelspreise an der Strombörse und deren Veränderungen vermitteln einen entsprechenden Überblick:

1. Die markt- oder politikgetriebene Herausnahme von (Kohle-) Kraftwerken verändert die Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke nicht, teurere Kraftwerke

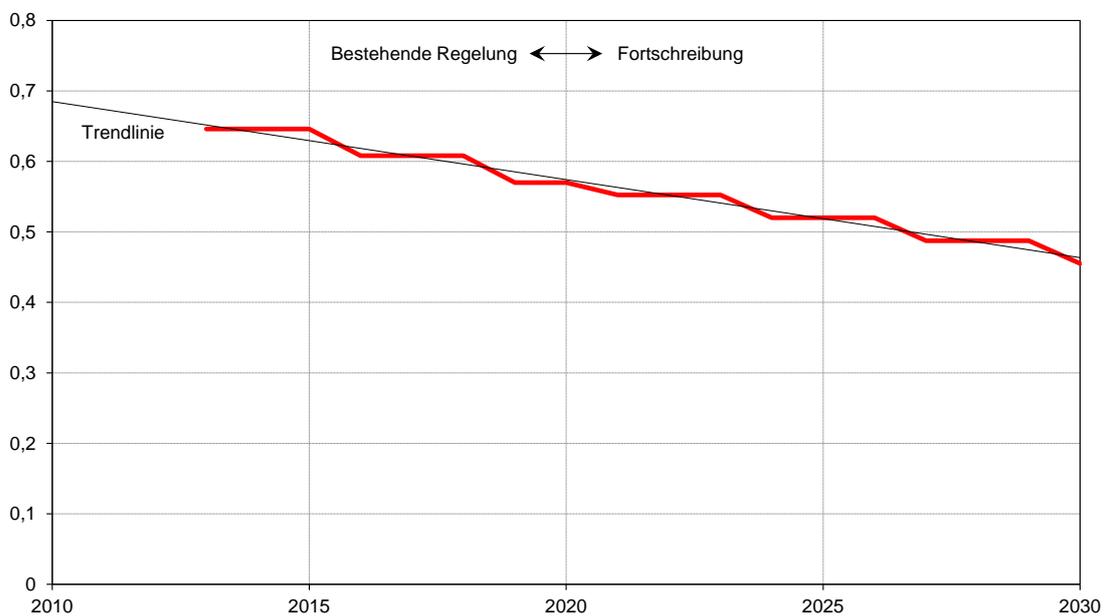
(z.B. Gaskraftwerke) werden aber ggf. zu Zeiten hoher Residuallast (Nachfrage minus zeitgleiche Erzeugung erneuerbarer Energien) öfter preissetzend.

2. Der Ausbau der erneuerbaren Energien verschiebt die Merit-Order nach links. Teurere Kraftwerke werden seltener preissetzend, ggf. kommt es zu signifikanten Perioden, in denen regenerative Erzeugungsanlagen den Preis setzen und sich Preise von gleich oder kleiner Null ergeben.
3. Veränderungen bei den Brennstoffpreisen wirken in den Bereichen der Jahresdauerlinie, in denen die entsprechenden Kraftwerke den Preis setzen. Bei den auf mittlere Sicht erwartbaren CO₂-Preisen wirken Veränderungen der Gaspreise vor allem auf den hohen (linken) Teil der Jahresdauerlinie sowie Veränderungen der Steinkohlepreise auf den mittleren Teil der Jahresdauerlinie.
4. Eine CO₂-Bepreisung verändert die Grenzkosten aller fossilen Kraftwerke und bewirkt in Abhängigkeit von den Brennstoffkosten Veränderungen in der Merit-Order. Wegen dieser sich auf alle Bereiche der Jahresdauerlinie erstreckenden Wirkung, die sich aus den Erzeugungskosten fossiler Kraftwerke ergeben, fallen die Strompreiseffekte einer CO₂-Bepreisungsstrategie systematisch höher aus als für den Fall, dass Kraftwerke ohne Bepreisungsinstrumente aus dem Markt genommen werden (Kapazitätsstilllegungen).

Anhang 3: Kompensation indirekter CO₂-Kosten für stromintensive Industrien

Für den Zeitraum bis 2020 kann auf die kodifizierten Regelungen des Beihilferahmens für die Stromkostenkompensation abgestellt werden, für den Zeitraum von 2021 wurde der Trend der Kompensationsniveaus für jeweils eine Megawattstunde beihilfefähigen Stromverbrauchs (ausgedrückt über einen Multiplikator auf den Preis für CO₂-Zertifikate) fortgeschrieben (Abbildung A3- 1).

Abbildung A3- 1: Entwicklung des Beihilfe-Multiplikators für die Kompensation indirekter CO₂-Kosten in Mittel- und Westeuropa



Anmerkung: der Beihilfemultiplikator ergibt sich aus dem CO₂-Emissionsfaktor und der sog. Beihilfeintensität

Quelle: Europäische Kommission (bis 2020), eigene Vorausschätzung